



Bundesnetzagentur



Bericht

Evaluierungsbericht nach § 33
Anreizregulierungsverordnung



Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung

Bericht der Bundesnetzagentur für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
zur Evaluierung der Anreizregulierung, insbesondere zum Investitionsverhalten der
Netzbetreiber, mit Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung

21. Januar 2015

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Abteilung Energie

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: evaluierungsprozess@bnetza.de

Vorwort

Mit dem Bericht zur Evaluierung der Anreizregulierung kommt die Bundesnetzagentur ihrem gesetzlichen Auftrag nach, eine kritische Bestandsaufnahme des gegenwärtigen Regulierungssystems insbesondere im Hinblick auf das Investitionsverhalten vorzulegen sowie Vorschläge zur Weiterentwicklung zu unterbreiten.

Der Evaluierungsprozess ist im November 2013 mit einem Auftaktworkshop gestartet. In regelmäßigen Abständen wurden drei weitere Workshops mit jeweils ca. 300 Teilnehmern durchgeführt. Die Branche wurde kontinuierlich über den Stand der Evaluierung und Zwischenergebnisse informiert und hatte die Möglichkeit zur Stellungnahme. Hervorheben möchte ich hier die Bereitschaft der in einer Stichprobe ausgewählten Netzbetreiber, umfangreiche zusätzliche Informationen zur Verfügung zu stellen, die rege Beteiligung der interessierten Kreise und die eingehende Auseinandersetzung aller am Evaluierungsprozess beteiligten Akteure mit der ARegV in ihren vielen unterschiedlichen Facetten. Dies hat zu einem großen Erkenntnisgewinn geführt.

Aufgrund der Energiewende ist in den kommenden Jahren insbesondere in den Stromverteilernetzen ein erheblicher Aus- und Umstrukturierungsbedarf für die netzseitige Integration von Stromerzeugungsanlagen auf basis erneuerbarer Energien erforderlich. Vor allem der genaue Blick auf das Investitionsverhalten der Stromnetzbetreiber hat uns deshalb in den letzten Monaten stark beschäftigt. Der beruhigende Befund ist, dass die Anreizregulierung hier einen positiven Effekt gezeigt hat. Diese vergangenheitsorientierten Ergebnisse allein reichen allerdings mit Blick auf zukünftige Entwicklungen im Kontext der Energiewende nicht aus.

Die Weiterentwicklung der Anreizregulierung ist ein wichtiger Baustein für ein erfolgreiches Gelingen der Energiewende. Daraus ergibt sich auch der Auftrag an ein reformiertes Regulierungssystem. Dieses sollte in der Lage sein, auch langfristig die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber zu gewährleisten, damit die notwendigen energiewendebedingten Investitionen tatsächlich finanziert werden können. Gleichzeitig sollten die Effizienzreize auch zukünftig dergestalt wirken, dass die Kosten auf ein notwendiges Maß beschränkt bleiben, Potenziale zur Reduktion von Netzausbau gehoben werden und die Akzeptanz für die Energiewende erhalten bleibt. Nur so ist ein Anstieg der Netzentgelte zu rechtfertigen und für den Netznutzer zu akzeptieren. Zentral ist zudem die Ausgestaltung von Anreizen, die das System dahingehend ausbalancieren, dass Netzbetreiber bei der Erfüllung ihrer Versorgungsaufgabe auch langfristig wirkende Innovationspotenziale verwirklichen.

Zur Erfüllung dieses Anforderungskataloges zeigt die Bundesnetzagentur konkrete Handlungsoptionen auf. Neben strukturellen Korrekturnotwendigkeiten stehen vier denkbare Modelle für ein zukünftiges Regulierungssystem zur Diskussion, die sich mit unterschiedlicher Schwerpunktsetzung an den veränderten Rahmenbedingungen und dem geschilderten Auftrag orientieren.



Jochen Homann

Kurzzusammenfassung

I. Auftrag

Die Bundesnetzagentur hat dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie einen Bericht zur Evaluierung und Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung der Anreizregulierung vorgelegt. Der Bericht enthält Angaben zur Entwicklung des Investitionsverhaltens der Netzbetreiber und zur Notwendigkeit weiterer Maßnahmen zur Vermeidung von Investitionshemmnissen. Er ist unter Beteiligung der Länder, der Wissenschaft und der betroffenen Wirtschaftskreise sowie unter Berücksichtigung internationaler Erfahrungen mit Anreizregulierungssystemen erstellt worden. Er trifft Aussagen dazu, welche Regulierungsbedingungen notwendig sind, um die Verteilnetze auf die Anforderungen der Energiewende einzustellen. Der Bericht ist damit auch Grundlage für die im Koalitionsvertrag vorgesehene investitionsfreundliche Ausgestaltung der Rahmenbedingungen für Verteilernetze.

II. Vorgehensweise

Der Evaluierungsprozess ist im November 2013 gestartet. Auf Basis eigener Daten und auf Basis zusätzlicher Angaben von etwa 200 Netzbetreibern hat die Bundesnetzagentur wissenschaftlich untersuchen lassen, wie sich das Investitionsverhalten seit Einführung der Anreizregulierung entwickelt hat. Zusätzlich wurde die Rentabilität von Netzinvestitionen analysiert, aber auch untersucht, welche Probleme sich in den einzelnen Verfahren für die Akteure stellen und wie im europäischen Ausland vergleichbare Netzbetreiber behandelt werden. Eine umfassende Beteiligung der Länder, der Wissenschaft und der betroffenen Wirtschaftskreise ist in Form von Workshops und Fachgesprächen erfolgt.

III. Derzeitiges Anreizregulierungssystem

Die Anreizregulierung setzt Netzbetreibern Anreize für einen effizienten Netzbetrieb, indem den Netzbetreibern über einen Zeitraum von fünf Jahren (Regulierungsperiode) ein bestimmtes Budget für die Aufgabenerfüllung zur Verfügung gestellt wird (Erlösobergrenze). Den Netzbetreibern werden zudem Effizienzsteigerungsvorgaben gemacht, die sich aus einem Effizienzvergleich der Netzbetreiber untereinander ergeben. Innerhalb der Erlösobergrenze können die Netzbetreiber unternehmerisch frei entscheiden, wie sie diese Effizienzvorgaben erfüllen. Übertreffen sie die Effizienzvorgaben dürfen sie die zusätzlichen Einnahmen für die Dauer der laufenden Regulierungsperiode behalten.

IV. Ergebnisse

Das derzeitige Anreizregulierungssystem hat sich grundsätzlich bewährt. Die Anreizregulierung hatte keine negativen Auswirkungen auf die Investitionstätigkeit der Strom- und Gasnetzbetreiber. Die Versorgungsqualität ist trotz realisierter Effizienzsteigerungen weiterhin hoch.

Damit die Anreizregulierung insbesondere auch im Stromverteilernetzbereich energiewendetauglich bleibt, müssen Anpassungen am bestehenden System vorgenommen werden.

Dazu muss der Zeitverzug zwischen Investition und deren Erlöswirksamkeit beim Erweiterungsfaktor, der Erweiterungsinvestitionen im Verteilernetzbereich abbildet (Äquivalent zu den Investitionsmaßnahmen im

Übertragungsnetzbereich), beseitigt werden. Dadurch werden eine zeitnahe Refinanzierung der Investitionen gewährleistet und die Investitionsbedingungen energiewendefreundlicher ausgestaltet.

Daneben sollen Regelungen geschaffen werden, die den Netzbetreiber anreizen, in intelligente Lösungen zu investieren („Intelligenz statt Leitung“; Verteilernetzstudie des BMWi beziffert das Einsparpotenzial durch intelligente Lösungen mit ca. 10- 20 % gegenüber konventionellem Netzausbau). Um dies zu erreichen, wird ein Rahmen geschaffen werden, der es dem Netzbetreiber erlaubt, Effizienzgewinne u. a. aus intelligenten Lösungen über die Dauer einer Regulierungsperiode hinaus („Efficiency Carry Over“) zu behalten. Darüber hinaus soll das Instrument der Investitionsmaßnahme, das bisher Erweiterungen in den Übertragungsnetzen regelt, auf besonders von der Energiewende betroffene Verteilernetzbetreiber ausgeweitet werden, um deren besondere Situation angemessen zu berücksichtigen.

Modelle, die zur Verbesserung der Investitionsbedingungen einen jährlichen Kapitalkostenabgleich vorsehen, werden abgelehnt. Sie adressieren zwar ebenfalls den bestehenden Zeitverzug zwischen Investition und Refinanzierung, reizen aber eher kapitalintensive Netzausbaustrategien an. Anreize, durch intelligente und innovative Lösungen Kosten einzusparen, würden geschmälert. Diese Modelle würden die Energiewende je nach Ausgestaltung unnötig um bis zu 8 Mrd. Euro verteuern.

Daneben werden verschiedene Verfahrensvereinfachungen vorgeschlagen, die den Verwaltungsaufwand der Netzbetreiber und der Regulierungsbehörden verringern.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	3
Kurzzusammenfassung	5
Inhaltsverzeichnis	7
Abkürzungsverzeichnis.....	17
I MOTIVATION, VORGEHENSWEISE UND ZIEL DER EVALUIERUNG DER ANREIZREGULIERUNG	21
A Warum Evaluierung?	23
B Ziele	26
C Vorgehensweise bei der Evaluierung	32
D Rahmen der Evaluierung	35
II DIE ENTWICKLUNG DER RECHTLICHEN UND ENERGIEWIRTSCHAFTLICHEN RAHMENBEDINGUNGEN DER ANREIZREGULIERUNG	37
A Von der Verbändevereinbarung bis zur ARegV	38
1. Energiewirtschaftliche Gegebenheiten vor Einführung der Entgeltregulierung.....	38
2. Das System der Cost-Plus-Regulierung.....	41
3. Das System der Anreizregulierung	43
B Wesentliche Instrumente des deutschen Anreizregulierungssystems	46
1. Bestimmung des Ausgangsniveaus.....	46
2. Durchführung des Effizienzvergleichs.....	47
3. Festlegung der Erlösobergrenze.....	49
4. Anpassungen der Erlösobergrenze in der Regulierungsperiode bei erheblichen Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen	50
5. Ausgleich von Mengenschwankungen durch das Regulierungskonto.....	51
6. Qualitätsregulierung	52
C Die Veränderungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen	54
1. Energiewende und Netzausbau.....	54
1.1 Geänderte energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen.....	54
1.1.1 Energiewende für Stromnetzbetreiber	54
1.1.2 Geänderte energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen für Gasnetzbetreiber.....	58
1.2 Netzausbau in der Folge der Energiewende.....	58
1.2.1 Aktuelle Netzstruktur in Strom und Gas	58
1.2.2 Netzausbau Stromverteilernetze	59
1.2.3 Netzausbau Übertragungsnetze	61
1.2.4 Netzausbau Gasfernleitungsnetze.....	63

1.3	Ergebnis für die Evaluierung.....	64
2.	Entwicklung der Netzbetreiberstruktur.....	65
2.1	Entflechtung.....	65
2.2	Wettbewerb um Konzessionsgebiete.....	69
III	EVALUIERUNG	72
A	Kosten- und Erlösentwicklung.....	73
1.	Untersuchungsgegenstand und Herangehensweise.....	73
1.1	Leitfragen.....	73
1.2	Verwendete Methoden	74
2.	Untersuchungen und Befunde zur Entwicklung der Erlösobergrenzen.....	74
2.1	Kosten- und Erlösentwicklung.....	75
2.1.1	Transportnetzbetreiber.....	76
2.1.2	Verteilernetzbetreiber im Regelverfahren	81
2.1.3	Verteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren	89
2.1.4	Erlösobergrenze als Eingangsgröße für die Netzentgelte	97
2.1.5	Befunde.....	98
2.2	Sockeleffekte aus den Erlösobergrenzen.....	99
2.2.1	Das Ausgangsniveau.....	99
2.2.2	Abgrenzung der Sockeleffekte.....	99
2.2.3	Vorgehensweise zur Bestimmung der Sockeleffekte.....	101
2.2.4	Sockeleffekte bei Stromnetzbetreibern	107
2.2.5	Sockeleffekte bei Gasnetzbetreibern.....	109
2.2.6	Übersicht Sockeleffekte.....	110
2.2.7	Befunde.....	110
2.3	Umgang mit der Prüfung der aufwandsgleichen Kostenpositionen.....	111
3.	Untersuchungen und Befunde zu den Determinanten der Erlösobergrenzenentwicklung.....	112
3.1	Transportnetzbetreiber.....	114
3.1.1	Stromübertragungsnetzbetreiber.....	114
3.1.2	Gasfernleitungsnetzbetreiber.....	118
3.2	Verteilernetzbetreiber im Regelverfahren	121
3.2.1	Stromverteilernetzbetreiber.....	122
3.2.2	Gasverteilernetzbetreiber	126
3.3	Verteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren	129
3.3.1	Stromverteilernetzbetreiber.....	129
3.3.2	Gasverteilernetzbetreiber	132
3.4	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor.....	134
3.5	Befund	135
4.	Untersuchungen und Befunde zur Bewertung der Instrumente der ARegV.....	136
4.1	Erweiterungsfaktor.....	136
4.1.1	Ziele und Funktionsweise.....	136
4.1.2	Bewertung des Verfahrens	140
4.1.3	Vergleich der Kosten und Erlöse.....	141
4.1.4	Datengrundlage und Methodik des Vergleichs	142
4.1.5	Szenarien.....	143
4.1.6	Ergebnisse.....	144
4.1.7	Korrelations- und Regressionsanalysen.....	149
4.1.8	Befunde.....	149
4.2	Investitionsmaßnahmen.....	149
4.2.1	Ziel und Funktionsweise	149
4.2.2	Abzugsbetrag.....	151
4.2.3	Entwicklung der Investitionsmaßnahme im Zeitablauf.....	151
4.2.4	Erlöswirkung der Investitionsmaßnahmen	154
4.2.5	Bewertung des Verfahrens	154

4.2.6	Befunde.....	156
5.	Untersuchungen und Befunde zur Entwicklung des wirtschaftlichen Erfolgs der Netzbetreiber	156
5.1	Argumentationsstränge.....	156
5.1.1	Projektspezifische Sichtweise bei Ersatzinvestitionen.....	158
5.1.2	Gesamthafte Sichtweise.....	159
5.2	Zeitverzug.....	160
5.3	Beitrag des Sockeleffektes zur Sicherung der Investitionsfähigkeit bei zeitverzögerter Erlösanpassung.....	161
5.3.1	Methodik.....	161
5.3.2	Berechnung.....	162
5.3.3	Befunde.....	165
5.4	Ökonometrische Analysen verschiedener Einflussfaktoren auf den wirtschaftlichen Erfolg der Netzbetreiber.....	165
5.4.1	Ausgangslage.....	166
5.4.2	Herangehensweise.....	167
5.4.3	Befunde.....	167
6.	Ergebnis.....	169
B	Investitionsverhalten.....	172
1.	Untersuchungsgegenstände und Herangehensweise.....	172
1.1	Leitfragen.....	172
1.2	Datenerhebung.....	174
1.3	Verwendete Kennziffern.....	176
2.	Befunde.....	180
2.1	Entwicklung des Investitionsverhaltens im Zeitablauf - Rückblick.....	180
2.1.1	Investitionsverhalten der Stromverteilernetzbetreiber - Rückblick.....	180
2.1.2	Investitionsverhalten der Gasverteilernetzbetreiber - Rückblick.....	189
2.1.3	Investitionsverhalten der Stromübertragungsnetzbetreiber - Rückblick.....	194
2.1.4	Investitionsverhalten der Gasfernleitungsnetzbetreiber - Rückblick.....	197
2.1.5	Ergebnis zur Entwicklung des Investitionsverhaltens - Rückblick.....	201
2.2	Entwicklung des Investitionsverhaltens im Zeitablauf - Ausblick.....	201
2.2.1	Investitionsverhalten Stromverteilernetzbetreiber - Ausblick.....	202
2.2.2	Investitionsverhalten Gasverteilernetzbetreiber - Ausblick.....	203
2.2.3	Investitionsverhalten Stromübertragungsnetzbetreiber - Ausblick.....	204
2.2.4	Investitionsverhalten Gasfernleitungsnetzbetreiber - Ausblick.....	205
2.3	Ergebnis zur Entwicklung des Investitionsverhaltens - Ausblick.....	206
2.4	Ökonometrische Untersuchung zum Investitionsverhalten.....	207
2.4.1	Einflussfaktoren für die Entwicklung des Investitionsverhaltens.....	207
2.4.2	Methodischer Ansatz des Gutachtens von DIW Econ.....	207
2.4.3	Ergebnisse der ökonometrischen Untersuchung.....	211
2.4.4	Schlussfolgerungen zur Untersuchung der Einflussfaktoren auf das Investitionsverhalten.....	214
2.5	Weitere Befunde aus der Datenerhebung.....	215
2.5.1	Untersuchungen im Zusammenhang mit dem Basisjahreffekt.....	215
2.5.2	Maßnahmen der Netzbetreiber zur Verbesserung der Wartungs- und Instandhaltungspraxis.....	219
2.6	Zusammenfassung wesentlicher Ergebnisse zur Entwicklung des Investitionsverhaltens.....	222
2.7	Investitionshemmnisse und Angemessenheit des Investitionsverhaltens.....	222
2.7.1	Investitionshemmnisse.....	222
2.7.2	Angemessenheit von Investitionen.....	224
2.7.3	Mögliche Ansätze zur Verbesserung der Kenntnisse über die Angemessenheit des Investitionsverhaltens.....	230
3.	Ergebnis.....	232
C	Innovationen.....	234
1.	Untersuchungsgegenstand und Herangehensweise.....	234
2.	Befunde.....	236

2.1	Technologieoptionen	236
2.1.1	Innovative Betriebsmittel	236
2.1.2	Neuartige Flexibilitätsoptionen	238
2.2	Kostenverhalten innovativer Technologien.....	240
2.2.1	OPEX über die Nutzungsdauer der Innovation	240
2.2.2	Erhöhte OPEX zu Beginn der Nutzungsdauer der Innovation.....	241
2.2.3	Einzelfallabhängigkeit der Kostenentwicklung.....	242
2.3	Anreize und potenzielle Hemmnisse für Innovationen im System der ARegV.....	242
2.3.1	Prämissen des Systems der Anreizregulierung: Belohnung von Kostensenkungen und Technologieneutralität	242
2.3.2	Kurzfristiger versus langfristiger Nutzen von Innovation	243
2.3.3	CAPEX / OPEX-Problematik	244
2.3.4	Problematik positiver externer Effekte für Forschung und Entwicklung.....	246
2.3.5	Forschungsförderung für Netzbetreiber im gegenwärtigen Regulierungsrahmen	247
2.3.6	Sonstiges.....	249
2.4	Zwischenfazit zu Anreizen und Hemmnissen für Innovationen im System der ARegV.....	250
2.5	Exkurs: Potenziale zur Reduktion des Netzausbaubedarfs und Konsequenzen für die ARegV	251
3.	Ergebnis	254
3.1	Efficiency-Carry-Over.....	255
3.1.1	Vorschlag und Umsetzungsdetails.....	255
3.1.2	Vor- und Nachteile des Efficiency-Carry-Over.....	256
3.2	Bonus	257
3.2.1	Vorschlag und Umsetzungsdetails.....	257
3.2.2	Vor- und Nachteile des Bonus	258
D	Entwicklung der Effizienz	259
1.	Untersuchungsgegenstand und Herangehensweise.....	259
2.	Befunde.....	259
2.1	Bestandsaufnahme	259
2.2	Effizienzentwicklung der Netzbetreiber	265
2.3	Erkenntnisse und Weiterentwicklungsmöglichkeiten	267
2.4	Spezielle Fragestellungen zum Effizienzvergleich.....	268
2.4.1	Heterogenität der Netzbetreiber.....	268
2.4.2	Skalenerträge.....	271
2.5	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor.....	273
2.6	Effizienzvergleich der Stromübertragungsnetzbetreiber und der Gasfernleitungsnetzbetreiber	277
2.7	Weiterer Evaluationsauftrag gemäß § 33 Abs. 1 ARegV	280
3.	Ergebnis	282
E	Versorgungsqualität	285
1.	Untersuchungsgegenstand und Herangehensweise.....	285
1.1	Untersuchungsgegenstand.....	285
1.2	Herangehensweise	286
2.	Befunde.....	287
2.1	Status Quo der Versorgungsqualität	287
2.2	Weiterentwicklungsmöglichkeiten zur Regulierung der Versorgungsqualität	292
2.2.1	Netzzuverlässigkeit Strom.....	292
2.2.2	Netzzuverlässigkeit Gas	294
2.2.3	Netzleistungsfähigkeit Strom und Gas	296
2.2.4	Produktqualität	302
2.2.5	Servicequalität	302
3.	Ergebnis	304
F	Stabilität des Regulierungsrahmens.....	306
1.	Untersuchungsgegenstand und Herangehensweise.....	306

2.	Befunde.....	306
3.	Ergebnis	310
G	Verfahren	311
1.	Untersuchungsgegenstand.....	311
2.	Fristen.....	313
2.1	Befunde.....	313
2.2	Bewertung	313
3.	Bekanntgabe der Netzentgelte.....	314
3.1	Befunde.....	314
3.2	Bewertung	314
4.	Vereinfachtes Verfahren	315
4.1	Befunde.....	315
4.2	Bewertung	319
5.	Regulierungskonto	321
5.1	Befunde.....	321
5.2	Bewertung	321
6.	Regulatorische Behandlung von Teilnetzübergängen.....	323
6.1	Befunde.....	323
6.2	Bewertung	324
7.	Umgang mit Personalzusatzkosten.....	325
7.1	Befunde.....	325
7.2	Lösungsmöglichkeiten.....	329
7.3	Bewertung	330
8.	Datenerhebungen.....	332
8.1	Befunde.....	332
8.2	Bewertung	332
9.	Transparenz	332
9.1	Befunde.....	332
9.1.1	Veröffentlichung von unternehmensbezogenen Daten.....	333
9.1.2	Verfügbarkeit von Informationen zum Regulierungsprozess und Nachvollziehbarkeit von Entscheidungen der Regulierungsbehörde.....	334
9.2	Bewertung	335
10.	Ermittlung der Kapitalkosten	337
10.1	Befunde.....	337
10.1.1	Hintergrund.....	337
10.1.2	Bestimmung der Kapitalverzinsung im heutigen System.....	337
10.1.3	Ziele einer Pauschalisierung.....	338
10.1.4	Potentielle Anpassungen.....	339
10.1.5	Ökonomische Bedeutung für Netzbetreiber	341
10.1.6	Vorteile und Nachteile einer Pauschalisierung.....	342
10.2	Bewertung	342
H	Studien und Gutachten.....	344
1.	Untersuchungsgegenstand und Herangehensweise.....	344
2.	Befunde.....	344
2.1	BMWi-Verteilernetzstudie	344
2.1.1	Hintergrund.....	344
2.1.2	Zusammenfassung der Studienergebnisse.....	345
2.1.3	Weiterentwicklung der Studie.....	348
2.1.4	Bewertung	350
2.2	dena-Verteilernetzstudie.....	350

2.2.1	Hintergrund.....	350
2.2.2	Zusammenfassung der Studienergebnisse.....	351
2.2.3	Bewertung.....	353
2.3	Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland.....	354
2.3.1	Hintergrund.....	354
2.3.2	Zusammenfassung der Studienergebnisse.....	355
2.3.3	Bewertung.....	356
2.4	Innovative Regulierung für intelligente Netze.....	357
2.4.1	Hintergrund.....	357
2.4.2	Zusammenfassung der Studienergebnisse.....	357
2.4.3	Bewertung.....	359
2.5	Plan N 2.0.....	360
2.5.1	Hintergrund.....	360
2.5.2	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	360
2.5.3	Bewertung.....	360
2.6	Alternative Modelle für die Organisation und die Finanzierung des Ausbaus der Stromübertragungsnetze in Deutschland.....	361
2.6.1	Hintergrund.....	361
2.6.2	Zusammenfassung der Studienergebnisse.....	361
2.6.3	Bewertung.....	362
2.7	Electricity distribution investments: What regulatory framework do we need?.....	362
2.7.1	Hintergrund.....	362
2.7.2	Zusammenfassung der Studienergebnisse.....	362
2.7.3	Bewertung.....	363
3.	Abschließende Beurteilung.....	364
I	Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse.....	365
IV	ALTERNATIVE REGULIERUNGSANSÄTZE/ SYSTEME.....	369
A	Reformvorschläge aus der nationalen Diskussion.....	370
1.	Kapitalkostendifferenz.....	370
1.1	Zielsetzung und Grundkonzept.....	370
1.2	Wesentliche Merkmale.....	370
1.3	Verhältnis zum Status Quo.....	373
1.4	Beurteilung durch die Branche.....	374
1.5	Diskussionspunkte.....	375
1.6	Bewertung.....	377
2.	Bundesrat-Initiative „Investitionskostendifferenz“.....	379
2.1	Zielsetzung und Grundkonzept.....	379
2.2	Wesentliche Merkmale.....	379
2.3	Verhältnis zum Status Quo.....	380
2.4	Beurteilung durch die Branche.....	380
2.5	Exkurs: Ökonomische Auswirkungen von Kapitalkostendifferenz und Investitionskostendifferenz.....	382
2.5.1	Zusatzrenditen durch Sockeleffekte aus der Vergangenheit.....	382
2.5.2	Zusatzrenditen für künftige Investitionen.....	384
2.5.3	Zusatzrenditen durch den Aufschlag für operative Kosten.....	385
2.5.4	Auswirkung auf die Kosten der Energiewende.....	386
2.6	Diskussionspunkte.....	388
2.7	Bewertung.....	389
3.	BDEW-Vorschlag „Differenziertes Regulierungssystem“.....	391
3.1	Zielsetzung und Grundkonzept.....	391
3.2	Wesentliche Merkmale.....	392
3.3	Beurteilung durch die Branche.....	394
3.4	Diskussionspunkte.....	394

3.5	Bewertung	396
4.	Synopse der Reformvorschläge aus der nationalen Diskussion und Gesamtbewertung	397
B	Internationale Erfahrungen.....	400
1.	Untersuchungsgegenstand und Herangehensweise	400
2.	Befunde.....	401
2.1	RIIO	401
2.1.1	Beschreibung des Ansatzes.....	401
2.1.2	Umsetzung in Großbritannien.....	403
2.1.3	Bewertung	403
2.2	Yardstick-Regulierung	404
2.2.1	Beschreibung des Ansatzes.....	404
2.2.2	Umsetzung in Norwegen, den Niederlanden und Italien.....	405
2.2.3	Bewertung	408
2.3	Investitions- und Betriebskostenfaktor	409
2.3.1	Beschreibung des Ansatzes.....	409
2.3.2	Umsetzung in Österreich	409
2.3.3	Bewertung	410
2.4	Standardisierung der Kapitalverzinsung.....	410
2.4.1	Beschreibung des Ansatzes.....	410
2.4.2	Umsetzung in Großbritannien, Italien, den Niederlande, Norwegen, Österreich und den USA ..	411
2.4.3	Bewertung	411
2.5	Qualitätsberichte	412
2.5.1	Beschreibung des Ansatzes.....	412
2.5.2	Umsetzung in den Niederlanden, Großbritannien und Österreich	412
2.5.3	Bewertung	412
2.6	WACC-Aufschläge	413
2.6.1	Beschreibung des Ansatzes.....	413
2.6.2	Umsetzung in Italien.....	413
2.6.3	Bewertung	413
2.7	Efficiency-Carry-Over.....	414
2.7.1	Beschreibung des Ansatzes.....	414
2.7.2	Umsetzung in den Niederlanden und Österreich	414
2.7.3	Bewertung	416
2.8	Transparenz	416
2.8.1	Beschreibung des Ansatzes.....	416
2.8.2	Umsetzung in den USA, Großbritannien, Niederlanden, Norwegen, Österreich und Italien	416
2.8.3	Bewertung	417
3.	Abschließende Beurteilung.....	417
V	EMPFEHLUNGEN DER BUNDESNETZAGENTUR	419
A	Auftrag an ein reformiertes Regulierungssystem.....	420
B	Modellunabhängige Anpassungen.....	422
1.	Personalzusatzkosten	422
1.1	Zusammenfassung Befunde	422
1.2	Zusammenfassung der Lösungsmöglichkeiten.....	422
2.	Regulierungskonto	423
2.1	Zusammenfassung Befunde	423
2.2	Zusammenfassung Empfehlungen.....	423
3.	Vereinfachtes Verfahren	424
3.1	Zusammenfassung Befunde	424
3.2	Zusammenfassung Empfehlungen.....	424

4.	Effizienzvergleich	424
4.1	Zusammenfassung Befunde	424
4.2	Zusammenfassung Empfehlungen	425
5.	Aufteilung der Erlösobergrenzen bei Teilnetzübergängen	425
5.1	Zusammenfassung Befunde	425
5.2	Zusammenfassung Empfehlung	426
6.	Transparenz	426
6.1	Zusammenfassung Befunde	426
6.2	Zusammenfassung Empfehlungen	427
7.	Pauschalisierung der Kapitalkosten	427
7.1	Zusammenfassung Befunde	427
7.2	Zusammenfassung Empfehlungen	428
8.	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	428
8.1	Zusammenfassung Befunde	428
8.2	Zusammenfassung Empfehlungen	428
9.	Instrumente zur Steigerung der Innovationstätigkeit	429
9.1	Zusammenfassung Befunde	429
9.1.1	Bonus	429
9.1.2	Efficiency-Carry-Over	430
9.2	Zusammenfassung Empfehlungen	430
10.	Versorgungsqualität	431
10.1	Zusammenfassung Befunde	431
10.2	Zusammenfassung Empfehlungen	431
11.	Indikatorbasiertes Investitionsmonitoring	431
11.1	Zusammenfassung der Befunde	431
11.2	Zusammenfassung der Empfehlungen	431
C	Modelle	433
1.	ARegV 2.0	433
1.1	Grundkonzept und wesentliche Merkmale	433
1.1.1	Grundkonzept	433
1.1.2	Wesentliche Merkmale	434
1.1.3	Änderungen zum Status Quo	437
1.2	Einschätzung Dritter	438
1.3	Bewertung	438
1.3.1	Investitionsfähigkeit	438
1.3.2	Effizienz	438
1.3.3	Innovation	439
1.3.4	Handhabbarkeit	439
2.	Option: Differenzierung in ARegV 2.0	439
2.1	Grundkonzept und wesentliche Merkmale	439
2.1.1	Grundkonzept	439
2.1.2	Wesentliche Merkmale	440
2.1.3	Änderungen zum Status Quo	442
2.2	Bewertung	442
2.2.1	Vor- und Nachteile	442
2.2.2	Einschätzung Dritter	444
3.	Gesamtkostenabgleich mit Bonus	445
3.1	Grundkonzept und wesentliche Merkmale	445
3.1.1	Grundkonzept	445
3.1.2	Wesentliche Merkmale	446
3.1.3	Änderungen zum Status Quo	448
3.2	Einschätzung Dritter	451
3.3	Bewertung	451

3.3.1	Investitionsfähigkeit	451
3.3.2	Effizienz	452
3.3.3	Innovationen.....	452
3.3.4	Handhabbarkeit	452
4.	Kapitalkostenabgleich	452
4.1	Grundkonzept und wesentliche Merkmale	452
4.1.1	Grundkonzept.....	452
4.1.2	Wesentliche Merkmale	453
4.1.3	Änderungen zum Status Quo.....	456
4.2	Einschätzung Dritter	456
4.3	Bewertung	457
4.3.1	Investitionsfähigkeit	457
4.3.2	Effizienz	457
4.3.3	Innovationen.....	457
4.3.4	Handhabbarkeit	457
D	Fazit	459
	Abbildungsverzeichnis	465
	Tabellenverzeichnis.....	470
	ANHANG.....	473
	Anhang 1: Stakeholderbefragung zu den Themen Stabilität und Transparenz des Regulierungssystems...	474
	Anhang 2: Auswertungen aus Datenerhebung zum Investitionsverhalten	477

Abkürzungsverzeichnis

AKHK	Anschaffungs- und Herstellungskosten
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
ASIDI	Average System Interruption Duration Index
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BGH	Bundesgerichtshof
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BTOElt	Bundestarifordnung Elektrizität
CAPEX	Capital Expenditure (Kapitalkosten)
CEER	Council of European Energy Regulators
DEA	Data Envelopment Analysis bzw. Dateneinhüllungsanalyse
dnbK	dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EK	Eigenkapital
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOG	Erlösobergrenze
F&E	Forschung und Entwicklung
FK	Fremdkapital
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber (Gas)

GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GKAB	Gesamtkostenabgleich mit Bonus
HGB	Handelsgesetzbuch
IRIN	Innovative Regulierung für Intelligente Netze
KK	Kapitalkosten
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MEA	Mehrerlösabschöpfung
NEP	Netzentwicklungsplan
OLG	Oberlandesgericht
OPEX	Operational Expenditure (Kosten des betrieblichen Aufwands)
PF	genereller sektorale Produktivitätsfaktor
PV	Photovoltaik
Q-Element	Qualitätselement
RIIO	Revenue = Incentives+Innovation+Outputs
RLM	registrierte Leistungsmessung
RP	Regulierungsperiode
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SFA	Stochastic Frontier Analysis bzw. Effizienzgrenzenanalyse
SLP	Standardlastprofil
stoNED	Stochastic Nonparametric Envelopment of Data
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
TOTEX	Total Expenditure
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity

ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber (Strom)
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e. V.
VNB	Verteilernetzbetreiber
VPI	Verbraucherpreisgesamtindex
VV	Verbandsvereinbarung
WACC	Weighted Average Cost of Capital

I Motivation, Vorgehensweise und Ziel der Evaluierung der Anreizregulierung

A Warum Evaluierung?

Seit dem Jahr 2009 werden die erzielbaren Erlöse von Strom- und Gasnetzbetreibern in Deutschland nach den Bestimmungen der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) regulatorisch ermittelt. Für jeden Netzbetreiber wird eine sogenannte Erlösobergrenze festgesetzt. Netzbetreiber haben damit nicht länger die Möglichkeit, ihre Erlöse durch entweder höhere Preise oder eine Ausweitung der Transport- oder Verteilungsmenge zu steigern.

Die ARegV hat damit einen erheblichen Einfluss auf das Handeln und die Handlungsfähigkeit der Netzbetreiber. Ob die mit der ARegV verbundenen Ziele erreicht werden, war zum Zeitpunkt ihrer Einführung nicht absehbar. Würde die ARegV bspw. finanzielle Mittel nur in unzureichendem Umfang zur Verfügung stellen, könnte der Netzbetrieb möglicherweise nicht oder nicht in der angestrebten Qualität fortgeführt und erforderliche Investitionen nicht umgesetzt werden. Würde die ARegV hingegen dauerhaft Mittel im Überfluss zur Verfügung stellen, würden zwar die Netzbetreiber profitieren, indem sie hohe Gewinne erwirtschaften könnten, jedoch würden die Netznutzer nicht von möglichen Entgeltsenkungen profitieren.

Schon in der ursprünglichen Fassung der ARegV war eine Evaluierung der Verordnung zum 1.1.2016 vorgesehen. Das Datum für die Abgabe des Evaluierungsberichtes wurde mit einer Änderung der ARegV aus August 2013 auf den 31.12.2014 vorverlegt.¹

Energiewende

Das Konzept zur Einführung einer Anreizregulierung wurde im Jahr 2006 durch den Bericht der Bundesnetzagentur gemäß § 112a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG zur Konsultation gestellt.² Auf Basis des Berichts wurde die ARegV entwickelt und im Oktober 2007 im Bundesgesetzblatt veröffentlicht.³ Die Einführung der ARegV fand dabei in einem energiepolitischen Umfeld statt, das stark vom Ziel einer wettbewerblichen Öffnung der Strom- und Gasmärkte bzw. der strukturellen Entflechtung der Versorgungsunternehmen geprägt war.

Ein Grund für das Vorziehen des Berichtes war, dass sich das energiewirtschaftliche Umfeld in der Bundesrepublik Deutschland seit Entwicklung und Inkrafttreten der ARegV in erheblichem Umfang gewandelt hat und nach wie vor im Wandel begriffen ist. Dies betrifft unter dem Stichwort Energiewende insbesondere die Stromübertragungs- und Stromverteilernetzbetreiber, aber auch die Gasnetzbetreiber.

Kernelemente der Energiewende sind im Strombereich der Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien (EE) (onshore und offshore) und die zeitlich vorgezogene Abschaltung von

¹ Artikel 4 der Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts vom 14.8.2013, BGBl. I S. 3250.

² Bericht der Bundesnetzagentur gemäß § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, 2006, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/BerichtEinfuehrungAnreizregulierung.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

³ ARegV vom 29.10.2007 (BGBl. I S. 2529).

Kernkraftwerken. Hieraus ergibt sich eine Verlagerung der Erzeugungsschwerpunkte und schließlich auf der Übertragungs- wie Verteilernetzebene ein erheblicher Ausbaubedarf, der massive Investitionen erforderlich machen wird. Angesichts dessen kommt auch innovativen Lösungen im Bereich des Netzausbaus eine besondere Bedeutung zu, damit die Um- und Neustrukturierung des Stromversorgungssystems von morgen nicht mit der Technik von gestern erfolgt.

Im Gasbereich sind im Zusammenhang mit der Energiewende insbesondere ein zu erwartender Verbrauchsrückgang auf der Verteilernetzebene sowie gesteigerte Anforderungen an die Anbindung von Gaskraftwerken und die Einbindung in das europäische Gasversorgungssystem zu nennen.

Der Wandel der energiewirtschaftlichen Rahmendaten wird in Kapitel IIC vertieft.

Gesetzlicher Auftrag

In § 33 Abs. 1 und 2 ARegV werden die Anforderungen an einen Bericht zur Evaluierung der Anreizregulierung formuliert. Darin heißt es:

„(1) Die Bundesnetzagentur legt dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie zum 31. Dezember 2014 einen Bericht mit einer Evaluierung und Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung der Anreizregulierung vor.“

Der gesetzliche Auftrag umfasst somit zunächst abstrakt eine allgemeine, nicht näher spezifizierte Evaluierung und den Auftrag zur Entwicklung von Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung. Im Rahmen der Evaluierung ist demnach zu prüfen, ob und in welchem Umfang die mit der ARegV verknüpften Ziele erreicht wurden. Die mit der ARegV verknüpften Ziele werden im Abschnitt B dieses Kapitels zusammengefasst. Die Ergebnisse der Zielüberprüfung finden sich in Kapitel III. Vorschläge zur Weiterentwicklung haben insbesondere dann ihre Berechtigung, wenn sich erhebliche Zielverfehlungen der ARegV ergeben sollten oder alternative Regulierungsansätze ermittelt werden, die sich im Hinblick auf die Zielerreichung als deutlich überlegen erweisen. Vorschläge zu Weiterentwicklungen können sich dabei auch aus den neuen Rahmenbedingungen ergeben, die bei der ursprünglichen Ausgestaltung der Anreizregulierung nicht berücksichtigt werden konnten. Die Empfehlungen zur Anpassung der ARegV als Ergebnis des Evaluierungsprozesses sind dabei in Kapitel V zusammengefasst.

Hinsichtlich der Investitionstätigkeit der Unternehmen heißt es in § 33 Abs. 1 ARegV:

"Der Bericht enthält Angaben zur Entwicklung des Investitionsverhaltens der Netzbetreiber und zur Notwendigkeit weiterer Maßnahmen zur Vermeidung von Investitionshemmnissen."

Neben dem allgemein formulierten Auftrag zur Evaluierung ergibt sich damit konkretisierend der Auftrag, Angaben zur Entwicklung des Investitionsverhaltens und zur Notwendigkeit weiterer Maßnahmen zur Vermeidung von Investitionshemmnissen zu machen. Hieran wird deutlich, dass den Investitionen bzw. dem Investitionsverhalten eine besondere Bedeutung im Rahmen der Evaluierung beigemessen wird.

Weiterhin kann die Bundesnetzagentur gem. § 33 Abs. 1 im Rahmen der Evaluierung Vorschläge machen

"zur Verwendung weiterer als der in Anlage 3 aufgeführten Vergleichsmethoden und zu ihrer sachgerechten Kombination, zur Verwendung monetär bewerteter Kennzahlen der Netzzuverlässigkeit als Aufwandsparemeter im Effizienzvergleich, zur Vermeidung von

Investitionshemmnissen und zu einem neuen oder weiterentwickelten Konzept für eine Anreizregulierung."

Entsprechend § 33 Abs. 2 ARegV soll die Bundesnetzagentur

"den Bericht nach Absatz 1 unter Beteiligung der Länder, der Wissenschaft und der betroffenen Wirtschaftskreise erstellen sowie internationale Erfahrungen mit Anreizregulierungssystemen berücksichtigen. Sie gibt den betroffenen Wirtschaftskreisen Gelegenheit zur Stellungnahme und veröffentlicht die erhaltenen Stellungnahmen im Internet."

Diese Vorgaben wurden bei der Evaluierung eingehalten. Eine Beschreibung der Vorgehensweise bei der Evaluierung findet sich im Abschnitt C dieses Kapitels.

B Ziele

Die Evaluierung der ARegV soll anhand der Ziele erfolgen, die mit der Einführung der ARegV verknüpft sind. Die Ziele ergeben damit den Bewertungsrahmen für die ARegV und zugleich für mögliche Vorschläge zur Weiterentwicklung des Regulierungssystems. Insofern wird der in diesem Kapitel abgeleitete Zielkanon als Bewertungsschema im gesamten Bericht verwendet.

Im Rahmen des 1. Workshops zur Evaluierung der Anreizregulierung wurden die folgenden, für die Untersuchung der Wirksamkeit der ARegV relevanten Zielebenen vorgestellt und diskutiert:

- Kostensenkungspotenziale erschließen und an Netznutzer weitergeben
- Investitionen und Investitionsfähigkeit sichern
- Innovationen ermöglichen
- Effizienz steigern
- Versorgungssicherheit erhalten
- Stablen Rahmen gewähren
- Möglichst schlanke Regulierung

Auf Basis dieser Zielebenen hatte die Bundesnetzagentur die für die Evaluierung relevanten Arbeitsschwerpunkte festgelegt und mit Leitfragen eine Grundlage für die notwendigen Analysen geschaffen. Die Arbeitsschwerpunkte werden im Folgenden näher erläutert.

Kostensenkungspotenziale erschließen und an Netznutzer weitergeben (Arbeitsschwerpunkt Kosten und Erlöse)

Zentrales Anliegen der Anreizregulierung ist die Simulation von Wettbewerbsbedingungen in natürlichen Monopolen. Wettbewerbliche Branchen unterliegen einem Kostendruck u. a. durch Konkurrenten, Produktentwicklungen, allgemeine und spezifische Produktivitätssteigerung. Der fehlende Wettbewerb auf der Netzebene soll durch eine effizienzorientierte Regulierung simuliert werden. Als wichtiger Aspekt sollen hierbei Monopolrenditen verhindert werden. Die Simulation von Wettbewerb auf der Netzebene ist insofern ein Mittel zum Zweck, um das Ziel, Anreize für mehr Effizienz zu setzen und daraus resultierende Kostensenkungen an die Netznutzer weiterzugeben, zu erreichen. Gleichzeitig muss die Regulierung allerdings sicherstellen, dass Kosten und Erlöse in einem angemessenen Verhältnis zueinander stehen und ein sicherer Netzbetrieb auf Basis der erlaubten, behördlich festgelegten Erlöse möglich ist.

Leitfragen zum Thema Kosten und Erlöse sind:

- Wie haben sich Kosten und Erlösobergrenzen entwickelt? Was sind die Gründe für die Entwicklung? Welche Entwicklungen sind bereits heute absehbar?
- Welches sind die wesentlichen Determinanten der Entwicklung der Erlösobergrenzen?
- Wie hat sich der wirtschaftliche Erfolg von Netzbetreibern entwickelt? Was sind die Gründe für die Entwicklung?

- Wie sind die einzelnen Instrumente der ARegV hinsichtlich der Wirkung auf Kosten und Erlöse zu bewerten?
- Wie wirkt die Anreizregulierung auf den Endkunden? Profitiert er? Wie haben sich die Netzentgelte entwickelt?

Die Befunde zur Kosten- und Erlösentwicklung finden sich in Abschnitt IIIA

Investitionen und Investitionsfähigkeit sichern (Arbeitsschwerpunkte Investitionsverhalten und Kosten und Erlöse)

Wesentliches Ziel der Anreizregulierung ist die Hebung von Effizienzpotenzialen bei den regulierten Netzbetreibern. Das System soll dabei allerdings die Durchführung notwendiger Investitionen nicht behindern. Investitionen umfassen dabei Ersatzinvestitionen (in das Bestandsnetz) und Erweiterungsinvestitionen (in den Ausbau des Bestandsnetzes bei Änderungen der Versorgungsaufgabe). Eine eindimensionale Konzentration im Sinne einer Kostenminimierung würde zu einem Rückgang der Investitionstätigkeit und damit mittelfristig zu einer Beeinträchtigung der Zuverlässigkeit der Netze führen.

Dabei ist jedoch festzuhalten: In der Erlösobergrenze ausreichende Mittel für notwendige Investitionen zur Verfügung zu haben, ist die notwendige, aber nicht hinreichende Bedingung für tatsächlich angemessenes Investieren. Tatsächliche Investitionstätigkeit einerseits und Investitionsfähigkeit andererseits sind in dieser Hinsicht zu unterscheiden. Die Befunde zur Investitionsfähigkeit wurden dabei im Arbeitsschwerpunkt Kosten und Erlöse behandelt (vgl. Abschnitt IIIA). Das tatsächliche Investitionsverhalten wird hingegen in Kapitel IIIB analysiert.

Relevante Leitfragen sind hier:

- Wie hat sich das Investitionsverhalten entwickelt?
- Welche Investitionshemmnisse liegen vor?
- Wird ausreichend oder angemessen investiert?
- Hätte ein technisch-wirtschaftliches Anlagenregister bei der Evaluierung geholfen?

Die Befunde zu diesem Themenbereich finden sich in Kapitel IIIB.

Innovationen ermöglichen (Arbeitsschwerpunkt Innovation)

Die Anreizregulierung soll die Freisetzung innovativer Potentiale zur Lösung anstehender oder neuer Probleme ermöglichen oder sogar befördern. Auch beim Betrieb von Energieversorgungsnetzen gab und gibt es technisch und wirtschaftlich unterschiedliche Lösungen, die jeweils unterschiedliche Kosten mit sich bringen. Die Anreizregulierung gibt nicht zentral konkrete Lösungen vor, sondern soll bei den Netzbetreibern dezentral Anreize setzen, möglichst kostengünstige Technologien zu verwenden. Die Anreizregulierung führt somit systemimmanent zur Förderung von Innovationen, die auf Seiten der Netzbetreiber zu Kostensenkungen bzw. Kosteneffizienz führen. Netzbetreiber können die im Verlauf der Regulierungsperiode durch die Innovation reduzierten Kosten als zusätzlichen Gewinn einbehalten und gehen in den nächsten Effizienzvergleich mit (relativ) geringeren Kosten ein.

Innovationen sind dabei kein Selbstzweck. So sind Innovationen, die auch mittel- bis langfristig keine wirtschaftlichen Vorteile bieten, nicht anzustreben und sollen über die Anreizregulierung nicht angeregt werden.

Ziel der Anreizregulierung ist somit, innovative Potenziale und Lösungsansätze freizusetzen, soweit die innovativen Lösungen zur Steigerung der Kosteneffizienz beitragen. Ein Handlungsbedarf bei der ARegV bestünde dann, wenn aufgrund der Ausgestaltung des Regulierungssystems Innovationen nicht umgesetzt werden, die mittel- bis langfristig Vorteile durch Kosteneinsparungen bieten würden.

Vor dem Hintergrund dieser Zielebene wurden die folgenden Fragestellungen ("Leitfragen") erörtert:

- Was kann unter Innovation verstanden werden?
- In welchem Umfang und mit welchem Ziel wurden Innovationen von den Netzbetreibern durchgeführt?
- Gibt es insbesondere Hinweise auf eine Schieflage der Anreize zu Gunsten von Investitionen in konventionellen Netzausbau und zu Lasten von innovativen Maßnahmen?
- Wie wirken die Elemente der ARegV auf die Tätigkeit im Bereich Forschung und Entwicklung (F&E)?
- Gibt es Hinweise auf regulatorische Hemmnisse bei F&E-Tätigkeit, Einsatz innovativer Technologien oder sonstigen Flexibilitätsoptionen?

Die Einschätzungen zu diesen Fragestellungen finden sich in Abschnitt IIIC zur Innovationstätigkeit.

Effizienz steigern (Arbeitsschwerpunkt Entwicklung der Effizienz)

Die Steigerung der Effizienz ist nicht mit einer reinen Senkung der Netzkosten gleichzusetzen. Kosten und auch Netzentgelte können auch im Rahmen einer Regulierung aufgrund exogener Einflüsse steigen. In jedem Fall aber soll der Anstieg der Kosten auf ein effizientes Maß begrenzt werden. Hierfür ist insbesondere der Effizienzvergleich ein wichtiges Instrument. Auch war mit Einführung der Anreizregulierung die Erwartung verbunden worden, dass sich die Effizienz der Netzbetreiber einander annähert. Mit diesen und vergleichbaren Themen befasst sich der Arbeitsschwerpunkt „Entwicklung der Effizienz“. Die Leitfragen sind dabei:

- Hat sich die Effizienz der Netzbetreiber messbar verbessert?
- Wie wirkt sich die Investitionstätigkeit der Netzbetreiber auf die Effizienzentwicklung aus?
- Verhindert der Effizienzvergleich in seiner derzeitigen Ausgestaltung Investitionen in innovative Technologien?
- Sind die Verfahren zur Absicherung des Effizienzvergleichs angemessen ausgestattet?
- Welche Verbesserungs-/Vereinfachungspotenziale bei der Durchführung der Effizienzvergleiche sind erkennbar und vorstellbar?
- Sind generelle Produktivitätsvorgaben im Kontext eines Anreizregulierungssystems auch weiterhin sinnvoll?

Die Befunde zu diesem Themenbereich finden sich in Kapitel IIID.

Versorgungssicherheit erhalten (Arbeitsschwerpunkt Versorgungsqualität)

Die Sicherung der Versorgungsqualität ist ein weiteres Ziel der Anreizregulierung. Bereits § 1 des EnWG gibt die sichere Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas vor. Eine Erlösbergrenzenregulierung 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, z. B. durch Investitionszurückhaltung.

Dieser Gefahr wird durch die Qualitätsregulierung entgegengewirkt.

Die Bewertung des Ziels der Sicherung der Versorgungsqualität wird in Abschnitt III E behandelt. Der Untersuchung liegen dabei folgende Leitfragen zugrunde:

- Sind die Elemente der ARegV geeignet, einer abnehmenden Versorgungsqualität rechtzeitig entgegenzuwirken?
- Hat die ARegV einen Einfluss auf die Versorgungsqualität?
- Welche Weiterentwicklungsmöglichkeiten der Qualitätsregulierung sind denkbar?

Stabilen Rahmen gewähren (Arbeitsschwerpunkt Stabilität des Regulierungsrahmens)

Das Gesamtkonzept der Anreizregulierung ist auf das Setzen langfristiger Anreize angelegt. Angestrebt wird daher ein langfristiges Regulierungssystem mit einem verlässlichen rechtlichen Rahmen und einer nur geringen Notwendigkeit zu regulatorischen Eingriffen. Ein möglichst verlässlicher, langfristig stabiler Regulierungsrahmen ist auch wegen der Langlebigkeit der in der Netzwirtschaft genutzten Anlagegüter anzustreben. So werden werthaltige Anlagegüter im Strom- und Gasbereich über Zeiträume von mehr als 40 Jahren genutzt. Wirtschaftliche Entscheidungen über Investitionen lassen sich daher bestenfalls unter ähnlich langfristig ausgerichteten regulatorischen Rahmenbedingungen treffen.

Die Befunde zur Stabilität des Regulierungsrahmens finden sich in Abschnitt III F.

Möglichst schlanke Regulierung (Arbeitsschwerpunkt Verfahren)

Ein Regulierungssystem muss sowohl für die Regulierungsbehörden als auch für die Netzbetreiber mit einem vertretbaren Aufwand beherrschbar sein. Das gilt auch für die ARegV. Durch die Einführung einer 5-jährigen Regulierungsperiode und dem Budgetansatz war bei der Einführung der ARegV ein im Vergleich zu einer Cost-Plus-Regulierung geringerer Verwaltungsaufwand angestrebt worden. Dieses Thema wurde im Rahmen des ersten Workshops zunächst unter dem Aspekt der Verwaltungs- und Verfahrensvereinfachung vorgestellt und befasst sich schwerpunktmäßig mit der Handhabbarkeit des Regulierungssystems. Im Laufe der Evaluierung hat sich dieses Thema zum Arbeitsschwerpunkt „Verfahren“ weiterentwickelt. Für diesen Arbeitsschwerpunkt relevante Leitfragen sind dabei:

- Wie hat sich die Netzbetreiberstruktur seit Einführung der Anreizregulierung verändert?
- Wie hat sich die Zahl der Teilnehmer am vereinfachten Verfahren seit Einführung der Anreizregulierung entwickelt?
- Welchen Aufwand verursachen die einzelnen Prozesse der ARegV?

- Welche konkreten Verfahrensprobleme sind bei der Anwendung der ARegV identifiziert worden?

Die Befunde zu diesem Themenbereich finden sich in Kapitel III G.

Exkurs: Ausgleich von Informationsasymmetrien

Das System der Anreizregulierung dient gleichzeitig dem Ausgleich der Auswirkungen von Informationsasymmetrien zwischen den regulierten Unternehmen und den Regulierungsbehörden. Grundsätzlich haben die Netzbetreiber einen Informationsvorsprung gegenüber den Regulierungsbehörden. Diese haben aber keinen so tiefen Einblick in die Vielzahl der zu regulierenden Unternehmen, als dass sie in Form eines Mikromanagements konkrete Vorgaben zu Kosteneinsparungen machen könnten.

Die Anreizregulierung löst sich von der Idee des individuellen, prüferischen Eingriffs, wie er bspw. in der Cost-Plus Regulierung angelegt ist. Den Netzbetreibern steht mit der Erlösobergrenze ein Budget zur Verfügung, mit dem sie ihre Aufgaben erledigen können. Muss dieses Budget nicht ausgeschöpft werden, verbleibt die Differenz als Gewinn. Die regulierten Unternehmen werden so motiviert, ineffiziente Kosten selbständig zu identifizieren und abzubauen. Indem das Unternehmen die Kostensenkungspotentiale identifiziert, offenbart es der Regulierungsbehörde Potentiale, die ihr nicht bekannt oder durch sie nicht nachweisbar gewesen wären. Dieser Effekt geht verloren, wenn in zahlreichen Einzelfällen nachgesteuert wird.

Das Ziel, die Wirkungen der Informationsasymmetrien zu eliminieren, ist insofern ein zentrales Mittel zum Zweck einer effektiven Kostenkontrolle. Es lässt sich somit den obigen Zielen, Anreize für mehr Effizienz zu setzen und Kostensenkungen an Netznutzer weiterzugeben, unterordnen. Eine eigenständige Evaluierung zu diesem Ziel hat trotz dessen hoher Bedeutung daher nicht stattgefunden.

Bewertung der Regulierungsmodelle

Darüber hinaus hat sich die Bundesnetzagentur im Rahmen der Evaluierung mit alternativen Regulierungsansätzen beschäftigt. Eine umfassende Evaluierung war für diese Modelle natürlich nicht möglich. Aus diesem Grund hat sich die Bundesnetzagentur auf die Zielebenen fokussiert, die auch gerade im Rahmen der Energiewende eine hohe Bedeutung haben: Investitionsfähigkeit, Effizienz, Innovation und Handhabbarkeit. Eine analoge Bewertung kann dabei für eine Vergleichbarkeit auf Basis der oben beschriebenen Arbeitsschwerpunkte auch für die ARegV abgeleitet werden.

Bereits an dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die Bewertungen hinsichtlich zukünftiger Entwicklungen oder im Hinblick auf bislang nicht implementierte Instrumente und Optionen nicht immer eindeutig ausfallen werden. Eindeutigere Wertungen ergeben sich hingegen für die ARegV hinsichtlich der Entwicklungen aus der Vergangenheit. Obgleich der Untersuchungszeitraum von 2009 bis 2012 bzw. 2013 relativ kurz ist, lassen sich hier Aussagen auf Basis von Ist-Daten ableiten. Angesichts der Herausforderungen durch die Energiewende nimmt aber insbesondere die Zukunftsperspektive eine besondere Bedeutung ein.

Eine weitere Herausforderung bei der Bewertung der ARegV bzw. möglicher Handlungsoptionen ist, neben der nicht immer gegebenen Objektivierbarkeit der Evaluierungsergebnisse, die Gewichtung der einzelnen Zielebenen zueinander. So zeigen verschiedene Handlungsalternativen unterschiedliche Stärken und Schwächen in Bezug auf die einzelnen Ziele. Die Versorgungsqualität muss auf einem angemessenen Niveau zwingend erhalten bleiben. Ansätze, die dieses Ziel gefährden, scheiden damit von vornherein aus. Unter der Maßgabe, dass die Versorgungsqualität auf einem angemessenen Niveau erhalten bleibt, ergibt sich bei der Abwägung eine Zieltrias aus Sicherheit der Investitionsfähigkeit, Effizianzanreizen und, eng damit verknüpft,

Freisetzung innovativer Potenziale. Die Handhabbarkeit ist ebenfalls wichtig, aber von vergleichsweise nachgelagerter Bedeutung.

Ergeben sich bei der Bewertung der ARegV in diesem Schema negative Befunde oder weisen alternative Handlungsoptionen deutlich überlegene Bewertungen auf, sind Anpassungen an der ARegV zu empfehlen.

C Vorgehensweise bei der Evaluierung

§ 33 Abs. 2 ARegV macht der Bundesnetzagentur konkrete Vorgaben zur Vorgehensweise bei der Berichterstellung, u. a. zur Einbeziehung und Stellungnahmemöglichkeit der Länder, der Wissenschaft und der betroffenen Wirtschaftskreise.

Die Beteiligung Dritter, wie sie in § 33 Abs. 2 ARegV vorgegeben ist, erfolgte über die Konsultation des Daten-Erhebungsbogens, über zahlreiche Gespräche, Podiumsdiskussionen und Vorträge sowie über insgesamt vier Workshops am 25.11.2013, 19.3.2014, 11. und 12.6.2014 sowie am 23.10.2014.

Für die Analysen im Rahmen der Evaluierung war eine konsistente Datenbasis erforderlich. Teilweise konnte hierzu auf Daten aus den verschiedenen bei der Bundesnetzagentur oder den Landesregulierungsbehörden geführten Verfahren zurückgegriffen werden, teilweise mussten ergänzende Daten von den Netzbetreibern abgefragt werden. Eine umfassendere Darstellung des Datenerhebungsprozesses findet sich in Kapitel IIIB.

Beim Auftaktworkshop am 25.11.2013 waren knapp 300 Vertreter von Netzbetreibern, Fachverbänden sowie Forschungs- und Beratungseinrichtungen zugegen. Ziel des Workshops war es, die Prozessgestaltung und den anstehenden Untersuchungsbedarf abzustimmen. Zudem wurde der Daten-Erhebungsbogen diskutiert. Zu den Themen Analyse und Bewertung des Investitionsverhaltens, Innovation und Innovationsfähigkeit, Verfahrens- und Verwaltungsvereinfachung sowie alternative Regulierungssysteme wurden Arbeitsgruppen eingerichtet, um zentrale Fragestellungen abzustimmen und weiteren Untersuchungsbedarf zu identifizieren.

Ein zweiter Workshop zu den Themenbereichen Kosten- und Erlösentwicklung und Effizienz hat am 19.3.2014 in Bonn wiederum vor einem breiten Teilnehmerkreis stattgefunden. Im Rahmen dieses Workshops wurden neben den Untersuchungsansätzen und Herangehensweisen bereits erste Zwischenergebnisse vorgestellt und mit den Anwesenden diskutiert.

Am 11. und 12.6.2014 hat die Bundesnetzagentur im Rahmen eines dritten Workshops zur Evaluierung der ARegV in Bonn erste Zwischenergebnisse zu den Themenbereichen Investitionsverhalten, Innovation, Effizienz, Versorgungsqualität und Alternative Regulierungsinstrumente vorgestellt und mit Branchenvertretern diskutiert. Abschließende Ergebnisse oder Handlungsempfehlungen der Bundesnetzagentur wurden hier noch nicht vorgestellt. Am Workshop haben ca. 270 Stakeholder aus der Branche teilgenommen.

Der vierte Workshop fand am 23.10.2014 statt. Vorgestellt wurden zunächst die Befunde aus der Evaluierung der Anreizregulierung. Anschließend präsentierte die Bundesnetzagentur vier Modelle zu einer möglichen zukünftigen Ausgestaltung des Regulierungsrahmens, die mit den Teilnehmern des Workshops diskutiert wurden.

Die Veranstaltungsunterlagen zu den Workshops sind auf der Homepage der Bundesnetzagentur abrufbar.

Auf Podien und in Vorträgen waren bei den Workshops neben Netzbetreiberunternehmen (Allgäuer Überlandwerke, EWE Netz) auch Vertreter der Marktseite (bne, Lichtblick), der Wissenschaft (Prof. Zdrallek, Bergische Universität Wuppertal), des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) und

des Verbands kommunaler Unternehmen e. V. (VKU), der Länder (u. a. Herr Schäfer, Landesregulierungsbehörde Hessen) sowie die Gutachter DIW Econ (Vorstellung von Zwischenergebnissen zum Thema Investitionsverhalten), E-Bridge (Vorstellung des Gutachtens zu Alternativen Regulierungsinstrumenten) und Consentec (Studie zum Erweiterungsfaktor und Beteiligung an Paneldiskussion) eingebunden.

Für den Themenbereich alternative Regulierungssysteme hat die Bundesnetzagentur ein Gutachten bei E-Bridge Consulting GmbH in Auftrag gegeben.⁴ Hier werden Regulierungsinstrumente aus verschiedenen europäischen Staaten sowie den USA auf ihre Wirkungsweise und Übertragbarkeit hin untersucht. Die Auswertung der Daten für den Themenbereich Investitionsverhalten wurde von dem Gutachter DIW Econ durchgeführt.⁵ Um in den Fachdiskussionen einen neutralen Austausch zwischen den Beteiligten zu erreichen, wurde die Firma IFOK mit der Moderation der Veranstaltungen beauftragt.

IFOK hat zudem einen Bericht über die Einbeziehung Dritter in den Prozess erstellt. IFOK kommt hier zu dem Schluss, dass „der Beteiligungsprozess unabhängig von Verbesserungspotenzial im Detail als im besten Sinne ergebnisoffenes Verfahren verstanden werden [kann], bei dem die Teilnehmer den Charakter des Evaluierungsberichts maßgeblich mitgestaltet haben.“⁶

Über die vier Workshops hinaus ist die geforderte Einbeziehung der Netzbetreiber, der Wissenschaft, der Länder, der Arbeitnehmervertreter und anderer beteiligter Kreise durch weitere Foren und Gespräche erfolgt. Beispielhaft zu nennen sind hier:

- Gespräch der Bundesnetzagentur mit Arbeitnehmervertretern am 13.5.2014;
- Bericht und Aussprache mit den Ländern im AK-Netzentgelte (am 4.9.2013 und 13.11.2013) und Länderausschuss (thematisiert in vier Sitzungen im Zeitraum von der 49. Sitzung am 12.9.2013 bis zuletzt in der 52. Sitzung am 5.6.2014);
- Wissenschaftsworkshop zur Effizienzmessung am 27.5.2014;
- fortlaufende Gespräche mit Investoren im Frühjahr und Sommer 2014;
- Expertenworkshop zum Investitionsverhalten am 15.9.2014;
- Erörterungstermine mit u. a. BDEW und VKU zu spezifischen Fragestellungen, bspw. bzgl. des Kosten-Erlösabgleichs und des Gutachtens zum Investitionsverhalten;

⁴ E-Bridge (2014): Internationale Regulierungssysteme – Vergleich von Regulierungsansätzen und -erfahrungen, zu beziehen über http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Evaluierung_ARegV/Evaluierung_Gutachten/GA_Vergleich_int_ARegSys.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

⁵ DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, zu beziehen über http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Evaluierung_ARegV/Evaluierung_Gutachten/GA_Investitionsverhalten_ARegV.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

⁶ IFOK (2014): Bericht zum Beteiligungsprozess zur Evaluierung der Anreizregulierungsverordnung, S. 16, zu beziehen über http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Evaluierung_ARegV/Evaluierung_Gutachten/GA_IFOK-Bericht_Beteiligungsprozesse.pdf?__blob=publicationFile&v=4..

- Vor-Ort-Austausch mit Netzbetreibern zur Realisierung innovativer Lösungen („Feldstudie“) im Frühjahr und Sommer 2014;
- Gespräch mit dem VKU und BET zur Berechnungsmethodik der Investitionskostendifferenz am 25.6.2014;
- diverse Vorträge von Vertretern der Bundesnetzagentur bei Tagungen.

D Rahmen der Evaluierung

Ein wesentliches Element der Regulierung der Netzzugangsbedingungen sind die durch die Netzbetreiber maximal zu vereinnahmenden Entgelte für die Netznutzung. Im derzeitigen Regulierungssystem werden die Netzentgelte in drei Schritten ermittelt: Bestimmung der Netzkosten, Ermittlung der Erlöse und schließlich die Bildung der spezifischen Netzentgelte. Die einzelnen Schritte werden in der Folge kurz beschrieben.

Bestimmung der Netzkosten

Im Rahmen einer unternehmensindividuellen Kostenprüfung gemäß den Grundsätzen der StromNEV bzw. der GasNEV werden die von den Netzbetreibern angesetzten Kosten geprüft. Ein wesentlicher Verfahrensschritt ist dabei die Festlegung einer risiko- und marktadäquaten Eigenkapitalverzinsung durch die Bundesnetzagentur. Diese wird auf das bei den Netzbetreibern gebundene betriebsnotwendige Eigenkapital angewendet und enthält neben der Vergütung für die Kapitalbindung einen kalkulatorischen Gewinn für den Netzbetreiber. Ergebnis dieses Schrittes sind die anerkannten Netzkosten, welche die Ausgangsbasis für die Bestimmung der Erlösobergrenze im Rahmen der Anreizregulierung bilden.

Ermittlung der zulässigen Erlöse

Die anerkannten Netzkosten werden im zweiten Schritt gemäß den Vorgaben der ARegV in eine Erlösobergrenze überführt. Diese gilt grundsätzlich für die Dauer der Regulierungsperiode. Für die Überführung der anerkannten Netzkosten in die Erlösobergrenze werden die Kosten der Netzbetreiber zunächst einem Effizienzvergleich unterworfen. Vergleichsmaßstab im Rahmen dieses Effizienzvergleichs ist das Verhältnis der eingesetzten Kosten (Input) zur zu erfüllenden Versorgungsaufgabe (Output). Jedem Netzbetreiber wird im Rahmen des Effizienzvergleichs ein Effizienzwert zugeordnet und dieser auf die beeinflussbaren Kostenanteile bezogen. Aus dem Ausgangsniveau, ermittelt aus den anerkannten Netzkosten, und dem Ergebnis des Effizienzvergleichs, wird abschließend die Erlösobergrenze für die kommenden Jahre ermittelt. Mit der Erlösobergrenze liegt fest, welche Einnahmen jeder Netzbetreiber in den Jahren einer Regulierungsperiode erzielen kann. Es ergibt sich daraus jedoch nicht unmittelbar, mit welchen spezifischen Netzentgelten Netznutzer belastet werden.

Bildung der spezifischen Netzentgelte

Die Ermittlung der spezifischen Netzentgelte durch die Netzbetreiber erfolgt in einem dritten Schritt auf Basis der in den Entgeltverordnungen vorgegebenen Grundsätze. Hierbei sind neben den Vorgaben zur Kostenstellen- und Kostenträgerrechnung u. a. auch Abschätzungen zur erwarteten Transportmenge sowie zur Wälzung von Kostenbestandteilen auf andere Netzebenen relevant.

Der Auftrag zur Evaluierung nach § 33 Abs. 1 ARegV bezieht sich dem Wortlaut nach auf die Evaluierung der Anreizregulierung. Damit sind die Regelungen der ARegV erfasst. Diese konzentrieren sich auf die Ermittlung der zulässigen Erlöse.

Regelungen aus der Strom- und GasNEV werden hingegen nicht umfassend in die Evaluierung einbezogen. Sie sind nur insoweit Gegenstand des vorliegenden Evaluierungsberichts, als sie systematische Voraussetzungen der Anreizregulierung bilden und soweit sich Wechselwirkungen mit der Mechanik der

ARegV ergeben. Anpassungen an den Netzentgeltverordnungen sollten in separaten Prozessen bewertet werden.

Damit werden u. a. die folgenden Themenbereiche im Rahmen dieses Evaluierungsberichtes nicht bewertet, obgleich die Branche dies teilweise massiv gefordert hat:

- Indexreihen zur Bewertung des Altanlagevermögens
- Behandlung der Gewerbesteuer im Rahmen der Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes sowie sonstige Einzelfragen zur Festlegung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung
- Berücksichtigung des Jahresanfangsbestandes bei Anlagenzugängen

Ebenfalls nicht Gegenstand des Evaluierungsberichtes sind die dem dritten Schritt (Bildung spezifischer Netzentgelte) zuzuordnenden und vorrangig den Strombereich betreffenden Themen bezüglich der Systematik der Netzentgeltbildung.

II Die Entwicklung der rechtlichen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Anreizregulierung

A Von der Verbändevereinbarung bis zur ARegV

1. Energiewirtschaftliche Gegebenheiten vor Einführung der Entgeltregulierung

Bis zum Beginn der Liberalisierung der europäischen Strom- und Gasmärkte im Jahr 1998 war die deutsche Strom- und Gaswirtschaft durch vollständig vertikal integrierte Unternehmen gekennzeichnet, die sowohl im Netzbetrieb als auch in der Erzeugung und/oder im Vertrieb von Strom und Gas aktiv waren. Auf der Verteilernetzebene hatten die jeweiligen Versorgungsunternehmen jeweils ein netzbezogenes Monopol auf die Endkundenversorgung mit Strom und Gas. Die Stromtarife für „Tarifkunden“ wurden einschließlich der Netzentgelte nach der Bundestarifordnung Elektrizität⁷ durch Aufsichtsbehörden der Länder genehmigt. Demgegenüber unterlag die Kalkulation des Gaspreises keiner behördlichen Genehmigungspflicht, da man allgemein von einem Substitutionswettbewerb zwischen Erdgas und Öl ausging.

Im Strombereich war die Erzeugungsstruktur vor der Liberalisierung weitgehend durch große fossile und nukleare Kraftwerke geprägt. So stammten im Jahr 1998 circa 29 % der Bruttostromerzeugung aus Kernkraftwerken, 28 % aus Steinkohlekraftwerken und 25 % aus Braunkohlekraftwerken. Zwar waren auch zu diesem Zeitpunkt bereits knapp 3 GW Windkraftanlagen installiert. Der Beitrag zur Bruttostromerzeugung lag jedoch unter 1 %.⁸

⁷ BTOElt vom 18.12.1989 (BGBl. I S. 2255).

⁸ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Zahlen und Fakten Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklungen (Stand: April 2014), Tabelle 22 (Stromerzeugungskapazitäten, Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch), abrufbar unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/energiedaten.html>.

Bruttostromerzeugung 1998 nach Energieträgern in TWh

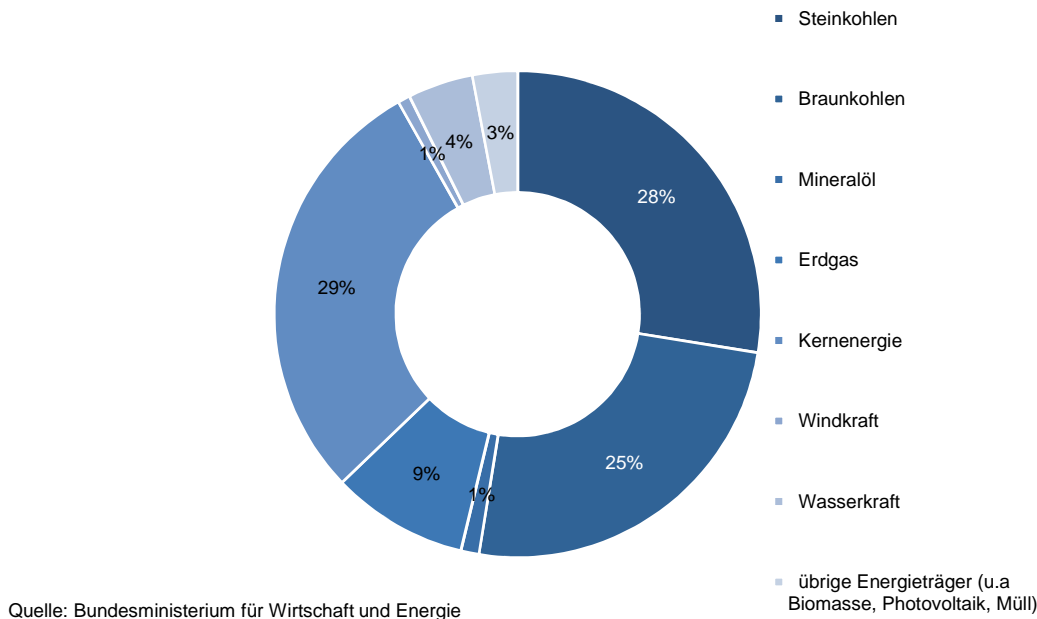


Abbildung 1: Bruttostromerzeugung 1998 nach Energieträgern in TWh

Die Übertragungsnetze dienten also vor allem dazu, den zentral in großen Kraftwerken erzeugten Strom in die Verbrauchszentren zu transportieren und waren eingebunden in das europäische Stromverbundnetz der UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity, Vorgängerorganisation der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity)). Über die Verteilernetze wurde der Strom an die Endkunden verteilt. Dezentrale Einspeisung auf niedrigen Spannungsebenen war ein Ausnahmefall.

In Umsetzung der europäischen Marktöffnung⁹ wurde mit der Energierechtsreform 1998¹⁰ und der Novelle des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen 1999 das System der geschlossenen Versorgungsgebiete abgeschafft. Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen wurden dazu verpflichtet, anderen Unternehmen das Versorgungsnetz für Durchleitungen zur Verfügung zu stellen. Parallel hierzu wurde die kartellrechtliche Bereichsausnahme für die Energiewirtschaft gestrichen.

Die Liberalisierung der europäischen Strom- und Gasmärkte basierte auf der Erkenntnis, dass nicht alle Wertschöpfungsstufen in diesen Branchen von natürlichen Monopolen gekennzeichnet sind. In der Erzeugung / Produktion, im Handel sowie im Vertrieb von Strom und Gas war Wettbewerb inzwischen möglich geworden. Hier sollte durch die Liberalisierung neuen Akteuren die Teilnahme an den Märkten ermöglicht werden. Die Strom- und Gasnetze hingegen können als lokale bzw. regionale natürliche Monopole

⁹ Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19.12.1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (ABl. 1996, Nr. L 27/20) und Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22.6.1998 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt (ABl. 1998, Nr. L 204/1).

¹⁰ Gesetz zur Neuordnung des Energiewirtschaftsrechts vom 29.4.1998 (BGBl. I 1998, S. 730).

am kostengünstigsten von jeweils einem Netzbetreiber betrieben werden. Eine wettbewerbliche Organisation dieser Wertschöpfungsstufen ist nicht denkbar.

Die monopolistische Struktur der Energienetze bringt jedoch zwei wesentliche Herausforderungen mit sich, die die Entwicklung von Netzzugangsbedingungen und Grundsätzen zur Kalkulation von Netzentgelten notwendig machen. Zum einen besteht im Bereich der Energienetze im Gegensatz zu wettbewerblich organisierten Märkten 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 einer Regulierung, um Monopolrenten abzuschöpfen bzw. zu verhindern und hierdurch gesamtwirtschaftliche Wohlfahrtssteigerungen zu ermöglichen. Zum anderen stellen die Strom- und Gasnetze einen monopolistischen „Flaschenhals“ dar. Um auf den Wertschöpfungsstufen Erzeugung / Produktion, Handel, Vertrieb, Messstellenbetrieb oder Energiedienstleistungen erfolgreich tätig zu werden, benötigen andere Unternehmen Zugang zu den Netzinfrastrukturen. Um trotz der monopolistischen Struktur der Netze einen Wettbewerb auf den vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen zu ermöglichen, wurde deshalb mit der Marktöffnung auch eine Regulierung der Strom- und Gasnetze notwendig. Diese sollte sicherstellen, dass alle potentiellen Wettbewerber einen schnellen Anschluss sowie freien Zugang zu den Netzen zu diskriminierungsfreien Konditionen erhalten. Zu diesem Zwecke wurden einerseits Regelwerke geschaffen, die den Anschluss und Zugang zum Netz regeln. Andererseits war es notwendig, die Entgelte für die Netznutzung von Strom- und Gasinfrastrukturen zu überwachen. Die europäischen Verordnungen ließen dabei zunächst die Wahl zwischen dem regulierten und dem verhandelten Netzzugang. Deutschland entschied sich 1998 für den sog. verhandelten Netzzugang, der mit den sog. Verbändevereinbarungen umgesetzt wurde. Viele der bis heute angewandten Regelungen haben ihre Ursprünge in diesen Verbändevereinbarungen (VV).

Zwischen 1998 und 2004 wurden die Zugangsbedingungen und die Prinzipien zur Kalkulation der Netzentgelte zwischen Interessensverbänden der deutschen Industrie als großen Netznutzern und der leitungsgebundenen Energiewirtschaft in den VV ausgehandelt. Im Elektrizitätsbereich trat bereits 1998 die VV Strom I¹¹ in Kraft. Dieser lag ein transaktionsabhängiges Durchleitungsmodell (Punkt-zu-Punkt-Modell) zu Grunde, wonach für jede Elektrizitätslieferung ein Durchleitungsvertrag mit sämtlichen beteiligten Netzbetreibern geschlossen werden musste. Das Entgelt für die Durchleitung wurde entfernungsabhängig berechnet. Mit der VV Strom II¹² und der VV Strom II plus¹³ wurde das Punkt-zu-Punkt-Modell durch das heute gültige transaktionsunabhängige Punktmodell ersetzt. Im Gasbereich trat erst im Jahr 2000 die VV Gas I¹⁴ in Kraft, die ebenfalls ein transaktionsabhängiges Durchleitungsmodell mit entfernungsabhängigen Tarifen vorsah. Sie wurde 2002 durch die VV Gas II¹⁵ ersetzt. Im EnWG 2003¹⁶ wurden die Verbändevereinbarungen

¹¹ Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten für elektrische Energie vom 22.5.1998.

¹² Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie vom 13.12.1999.

¹³ Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung vom 13.12.2001.

¹⁴ Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas vom 4.7.2000.

¹⁵ Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas vom 3.5.2002.

¹⁶ Erstes Gesetz zur Änderung des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 20.5.2003 (BGBl. I 2003, S. 686).

aufgegriffen. Das Gesetz enthielt eine Regelung, wonach Netzbetreiber anderen Unternehmen das Versorgungsnetz für Durchleitungen zu Bedingungen zur Verfügung zu stellen hatten, die guter fachlicher Praxis entsprachen. Bei Erfüllung der Vorgaben der Verbändevereinbarung wurde diese gute fachliche Praxis vermutet. Die Kontrolle der Netzentgelte war auf eine ex-post-Kontrolle durch die Kartellbehörden und Zivilgerichte beschränkt. Hierzu wurde ein Vergleichsverfahren durchgeführt, bei dem die Netzbetreiber im Strombereich anhand von Einwohnerdichte, Verkabelungsgrad und Lage ihrer Netze in insgesamt 18 Strukturklassen pro Spannungsebene eingeteilt und innerhalb dieser Klassen miteinander verglichen wurden.

2. Das System der Cost-Plus-Regulierung

Aufgrund weiter bestehender Hindernisse für einen voll funktionsfähigen und wettbewerbsorientierten Binnenmarkt für Energie erließ die europäische Kommission im Jahr 2003 die sog.

Beschleunigungsrichtlinien.¹⁷ Diese enthielten neben strikteren Vorgaben für die Entflechtung von wettbewerblichen Bereichen und Netzbetrieb auch neue Regeln für eine obligatorische Regulierung von Netzzugang und Netzentgelt. Die Möglichkeit des verhandelten Netzzugangs wurde aufgehoben und der regulierte Netzzugang somit verpflichtend. Dem nationalen Gesetzgeber verblieb jedoch die Entscheidung darüber, ob für die Netzzugangsentgelte eine Methodenregulierung oder eine Einzelentgeltgenehmigung gelten sollte. Durch die Richtlinien wurden die Mitgliedsstaaten zur Errichtung einer eigenen, unabhängigen Regulierungsbehörde für Strom und Gas verpflichtet. In Deutschland wurde die bereits bestehende Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post um die Zuständigkeitsbereiche Elektrizität und Gas erweitert und nahm im Jahr 2005 als Bundesnetzagentur die Regulierung in diesen Bereichen auf. Daneben wurden auch Landesregulierungsbehörden geschaffen, die insbesondere für die Entgelt- und Kostenregulierung bei Netzbetreibern mit weniger als 100.000 Kunden, deren Netze keine Bundesländergrenzen überschreiten, zuständig sind. Der abschließende Aufgabenkanon der Landesregulierungsbehörden findet sich in § 54 EnWG.

Die Beschleunigungsrichtlinien wurden mit der EnWG-Novelle 2005 in nationales Recht umgesetzt.¹⁸ Mit der Einführung des regulierten Netzzugangs musste ein einheitliches Modell zur Bestimmung der für die 876 Strom- und 736 Gasverteiler-netzbetreiber¹⁹ festzulegenden Netzentgelte gefunden werden. Im Jahr 2005 wurde zunächst eine kostenbasierte Regulierung (sog. „Cost-Plus“ Regulierung) eingeführt. Die Netzentgelte bedurften der vorherigen Genehmigung der Regulierungsbehörde. Hierzu wurden im Rahmen einer Kostenprüfung die tatsächlichen Kosten jedes einzelnen Netzbetreibers durch die Regulierungsbehörde erfasst und insbesondere auf ihre „Betriebsnotwendigkeit“ hin überprüft. Auf der Grundlage der in der Kostenprüfung ermittelten individuellen Kosten wurden anschließend die maximalen Netzentgelte für diesen Netzbetreiber je Spannungsebene für jeweils ein Jahr festgelegt.

¹⁷ Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26.6.2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG (ABl. 2003, Nr. L 176/37) und Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26.6.2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG (ABl. 2003, Nr. L 176/57).

¹⁸ Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 7.7.2005 (BGBl. I 2005, S. 1970).

¹⁹ Datenquelle: Bundesnetzagentur, Stand 2006.

Um Ineffizienzen aufzudecken, waren in diesem System auch Kostenvergleiche zwischen Netzbetreibern vorgesehen. Die Bundesnetzagentur hat insgesamt lediglich ein Vergleichsverfahren durchgeführt. Zu diesem Zweck hat sie im Oktober 2005 zusätzliche Strukturdaten von sämtlichen deutschen Netzbetreibern erhoben.²⁰ Zur Durchführung des Vergleichsverfahrens wurden die Netzbetreiber ähnlich wie unter den Verbändevereinbarungen in verschiedene Strukturklassen eingeteilt, welche die Dichte der Anschlusspunkte sowie die Unterscheidung zwischen ost- und westdeutschen Bundesländern abbildeten. Verglichen wurden die Kosten der Energieversorgungsunternehmen für den Betrieb ihres Leitungsnetzes in Euro pro Kilometer Leitungslänge, differenziert nach der Absatzdichte in den Strukturklassen. Innerhalb der Vergleichsklassen zeigten sich dabei gravierende Kostenunterschiede. Bei den Kosten pro Netzkilometer in der Mittelspannung ergaben sich im Westen in der Klasse der niedrigeren Absatzdichte Abweichungen um mehr als das Siebenfache vom mittleren Wert.²¹ Die Ergebnisse des Vergleichsverfahrens sollten ursprünglich entsprechend der gesetzlichen Verpflichtung²² Anfang April 2006 unter Nennung der Unternehmensnamen veröffentlicht werden. Damit sollte für die Unternehmen und die interessierte Öffentlichkeit die Transparenz erhöht und zu Beginn der Energieregulierung ein Überblick über die vorgefundene Ausgangssituation geschaffen werden. Aufgrund von Unterlassungsbeschwerden zahlreicher Unternehmen vor dem Oberlandesgericht (OLG) Düsseldorf kam es im Wege eines gerichtlichen Vergleichs zu einer anonymisierten Form der Veröffentlichung, die sich auf die Darstellung der Bandbreiten konzentrierte.²³ Diese umfasste lediglich einige nach Strukturklassen zusammengefasste Ergebnisse. Die Unternehmen wandten sich gegen die Bekanntgabe unternehmensindividueller Daten mit Angabe des Unternehmensnamens, da diese Daten als Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse einzustufen seien.

Die Auseinandersetzung zur Transparenz der Unternehmensdaten, auf denen alle Regulierungsergebnisse aufbauen, und der Ergebnisse regulierungsbehördlicher Verfahren zieht sich seitdem wie ein roter Faden durch die Verwaltungspraxis.

Die Anwendung einer kostenbasierten Regulierung, gerade bei einer Vielzahl von Unternehmen wie in Deutschland, hat jedoch bekannte Nachteile. Entgegen der vom Gesetzgeber vorgegebenen Zielsetzung werden aufgrund der Erstattung der tatsächlichen Kosten keine Anreize zur Kostensenkung für die Netzbetreiber geschaffen. Unter der Cost-Plus-Regulierung schlagen sich hohe Kosten in höheren Netzentgelten nieder, wohingegen Effizienzsteigerungen unmittelbar zu niedrigeren Netzentgelten führen.²⁴ Die kostenbasierte Entgeltbildung setzt so Anreize für hohe Investitionen und den Einsatz kapitalintensiver Technologien, obwohl es bspw. mit weniger Netzausbau oder mit intelligenter Netzsteuerung ginge. Zudem bringt die kostenbasierte Regulierung aufgrund der regelmäßigen Kostenprüfungen für alle Beteiligten einen hohen Verwaltungsaufwand mit sich. Die Prüfung der von den Netzbetreibern angesetzten Kosten führt jedes Mal zu umfassenden Datenerhebungen. Denn in der Regulierung werden nicht ausschließlich die

²⁰ Bundesnetzagentur, Festlegung E405e-05-001/E24-08-2005 (Strom); Festlegung E405c-05-001/E24-08-2005 (Gas) (ABl. 18/2005. S. 1337 ff.).

²¹ Bundesnetzagentur, Pressemitteilung vom 24.8.2006, abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1432/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2006/060824VergleichsverfahrenStromGas.html.

²² Vgl. § 22 Abs. 1 S. 3 StromNEV, § 21 Abs. 1 S. 2 GasNEV.

²³ Bundesnetzagentur, Pressemitteilung vom 24.8.2006, abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1432/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2006/060824VergleichsverfahrenStromGas.html.

²⁴ Monopolkommission, Sondergutachten Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung, Rn. 580.

handelsrechtlichen Zahlen der Unternehmen zu Grunde gelegt, sondern es gibt eigene, kalkulatorische Bewertungen von Sachverhalten, die in den Netzentgeltverordnungen geregelt sind. Dies betrifft z. B. die Berücksichtigung von Grundstückswerten, Umlaufvermögen oder die Benutzungsdauern verschiedener Anlageklassen. Die anfängliche Genehmigungsdauer lag in der Kostenregulierung bei zwei Jahren. Umfassende Kostenprüfungen wurden im Jahr 2005 und 2007 durchgeführt. Die Netzbetreiber waren verpflichtet, ihre Netzentgelte nur auf der Grundlage ihrer tatsächlich angefallenen Kosten zu berechnen und von der Regulierungsbehörde vorab genehmigen zu lassen.

Die Prüfung der Betriebsnotwendigkeit der angegebenen Kosten wird dadurch erschwert, dass Netzbetreiber deutlich besser über ihre interne Kostenrechnung und -zuordnung informiert sind als die Regulierungsbehörden. In einem regulatorischen System, das auf einer Kostenkontrolle basiert, wird auf Grund der asymmetrischen Informationsverteilung und fehlender Transparenz in der Regel ein wettbewerbsorientiertes Kostenniveau nicht oder nur mit erheblichem Aufwand ermittelt werden können. Nach der gesetzlichen Regelung sollten die ersten Anträge binnen drei bzw. sechs Monaten gestellt und von der jeweiligen Regulierungsbehörde dann bearbeitet worden sein. Dies hat sich nicht als realistischer Zeithorizont erwiesen.

Vorbereitet durch den Bericht der Bundesnetzagentur zur Einführung der Anreizregulierung vom 30.6.2006 löste deshalb die ARegV vom 6.11.2007 die kostenbasierte Entgeltregulierung mit Wirkung zum 1.1.2009 ab.

3. Das System der Anreizregulierung

Auf Basis der ARegV wurden mit Wirkung zum 1.1.2009 für alle Strom- und Gasverteilernetze sowie die Stromübertragungsnetze Erlösobergrenzen festgelegt. Für die Gasfernleitungsnetzbetreiber wurden Erlösobergrenzen erst mit Wirkung zum 1.1.2010 festgelegt, da hier erst zu einem späteren Zeitpunkt gerichtlich darüber entschieden wurde, ob Gasfernleitungsnetzbetreiber der Regulierung unterliegen müssten.

Die ARegV ist dabei nur eine mögliche Form der Ausgestaltung einer Anreizregulierung, es sind verschiedene Formen der Ausgestaltung denkbar. Der folgende Abschnitt behandelt die wesentliche Charakteristik eines solchen Konzeptes. Die einzelnen Instrumente der deutschen Anreizregulierung in der Ausgestaltung der ARegV werden in Abschnitt B näher erläutert.

Das ökonomische Grundprinzip der Anreizregulierung insgesamt und auch in seiner deutschen Ausprägung basiert darauf, einem regulierten Unternehmen Anreize zu setzen, Effizienzsteigerungen im eigenen Interesse anzustreben. Dies kann bspw. erreicht werden, indem die in einem Zeitraum durch den Netzbetreiber erzielbaren Erlöse ganz oder teilweise von den tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers entkoppelt werden. So können sich die Erlöse bspw. an den Kosten eines einzelnen, repräsentativen Jahres orientieren. Mit den festgelegten jährlichen Erlösen steht dem Netzbetreiber ein vorab bekanntes „Budget“ zur Erledigung seiner Aufgaben als Netzbetreiber zur Verfügung. Das festgelegte Budget kann der Netzbetreiber innerhalb der Regulierungsperiode frei verantwortlich einsetzen und verwalten. Er kann daher weitgehend wie ein freier Unternehmer agieren.

Der Zeitraum, für den die Erlöse festgelegt werden, wird im Folgenden als Regulierungsperiode bezeichnet.

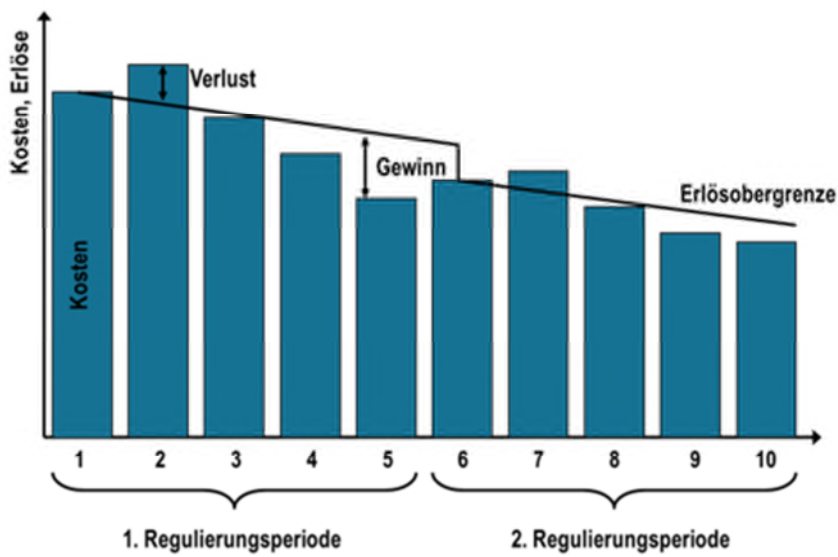
Durch die Festlegung der Erlöse entsteht beim Netzbetreiber der Anreiz, die Produktivität zu steigern und Kosten zu senken, um erzielbare Gewinne (als Unterschied zwischen den festgelegten Erlösen und tatsächlichen Kosten) zu steigern oder aber mögliche Verluste zu reduzieren. Über diesen Anreiz wird eine Dynamik in Gang gesetzt: Die durch den Netzbetreiber abgesenkten Kosten eines Jahres werden wiederum die Ausgangsbasis für die nächste Erlösfestlegung, bei der wieder ein Anreiz zu weitergehenden Effizienzsteigerungen besteht.

Das Gewinnstreben des Netzbetreibers führt also zu Kostensenkungen, ohne dass ein Regulierer detaillierte Vorgaben zu einzelnen Kostensenkungsmöglichkeiten machen müsste, wie dies bei der Cost-Plus-Regulierung der Fall wäre. Bestehende Informationsasymmetrien zwischen Regulierer und Netzbetreiber verlieren so zumindest einen Teil ihrer Wirkung. Der Druck zur Kostensenkung fördert dabei zugleich Anreize für Innovationen, die wiederum weitere Kostensenkungen ermöglichen. Dies kann bspw. im Rahmen von Produkt- oder Prozessinnovationen erfolgen.

Einen Gewinn kann ein Netzbetreiber auch dann erreichen, wenn seine Kosten genau den festgelegten Erlösen entsprechend. Dies liegt daran, dass in den Erlösen bzw. Kosten eine rein kalkulatorische Gewinn- oder Kostenposition, ein Gewinnaufschlag, enthalten ist. Der Gewinn, der aus einer Absenkung der Kosten unter den Erlöspfad resultiert, ist insofern ein zusätzlicher Gewinn im Sinne einer Prämie für besonders kosteneffizientes Wirtschaften.

Da in einem monopolistisch geprägten Sektor von größeren Effizienzreserven ausgegangen werden kann, kann bei der Festlegung der Erlöse eine Absenkung im Zeitablauf vorgesehen werden. Damit werden die erzielbaren Effizienzgewinne bereits während der Regulierungsperiode zwischen dem Netzbetreiber und den Netznutzern aufgeteilt. Für die Bestimmung der vorzunehmenden Absenkungsvorgabe kann ein Effizienzvergleich durchgeführt werden. Über den resultierenden Effizienzwert wird der Erlöspfad bestimmt. Je höher die festgestellten Effizienzreserven sind, desto stärker wird die Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode abgesenkt.

Die nachfolgende Abbildung 2 skizziert die beschriebene Grundmechanik. Beispielhaft wird hier von einer fünfjährigen Regulierungsperiode ausgegangen. Das Erlösniveau im ersten Jahr einer Regulierungsperiode orientiert sich an den tatsächlichen Kosten. Die Erlösobergrenze ist als schwarze Linie abgetragen. In den einzelnen Jahren der Regulierungsperiode können die tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers nun entweder oberhalb der Erlöse liegen und es ergibt sich ein Verlust, in der Abbildung bspw. für das Jahr 2 der ersten Regulierungsperiode, oder unterhalb der festgesetzten Erlöse liegen und es ergibt sich ein zusätzlicher Gewinn, wie bspw. in Jahr 5 der ersten Regulierungsperiode.



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 2: Schema zur Mechanik der Anreizregulierung

Insgesamt sinkt der Erlösverlauf in der idealtypischen Abbildung ab. Sobald vorhandene relative Ineffizienzen abgebaut sind, wären weitere Effizienzgewinne nur noch durch Innovationen zu erreichen.

Der idealtypische Verlauf ergibt sich allerdings nur für Netzbetreiber, deren Versorgungsaufgabe keinen wesentlichen Änderungen unterworfen ist. Muss der Netzbetreiber bei einer Ausweitung seiner Versorgungsaufgabe bspw. in zusätzliche Anlagenbestandteile investieren, kann es auch zu einem Anstieg der Erlösobergrenze kommen. Es ist ein wesentliches Ausgestaltungsmerkmal einer Anreizregulierung, wie ein solcher Kostenanstieg aus strukturellen Änderungen der Versorgungsaufgabe abgebildet wird. Hierbei sind zwei wesentliche Fragen zu klären: Wann werden die Erlöse an die geänderten Kosten angepasst und wie werden die Erlöse angepasst – orientiert an den tatsächlichen zusätzlichen Kosten der geänderten Versorgungsaufgabe oder über eine Anpassung, die sich an den geänderten Strukturparametern orientieren kann.

B Wesentliche Instrumente des deutschen Anreizregulierungssystems

Im vorangehenden Abschnitt A3 wurde die Grundmechanik der Anreizregulierung dargestellt. In diesem Abschnitt wird die Ausgestaltung der deutschen Anreizregulierung im Sinne der ARegV konkretisiert. Wesentliche konstituierende Merkmale für die Ausgestaltung der Anreizregulierung in Deutschland sind dabei:

- Bestimmung des Ausgangsniveaus – als wesentliche Größe zur Bemessung der Erlösobergrenze
- Durchführung eines Effizienzvergleichs
- Festlegung von Erlösobergrenzen
- Anpassungen der Erlösobergrenzen durch Investitionsmaßnahmen und Erweiterungsfaktor; Ausgleich über das Regulierungskonto
- Bestimmung des Qualitätselements

1. Bestimmung des Ausgangsniveaus

Ausgangspunkt für die Bestimmung der Erlösobergrenze und damit die Entgeltbildung ist im deutschen System der Anreizregulierung die individuelle Kostensituation des einzelnen Netzbetreibers. Die Regulierungsbehörden ermitteln das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenze durch eine Kostenprüfung nach den Vorschriften der Netzentgeltverordnungen. Die Kostenprüfung erfolgt durch die für den jeweiligen Netzbetreiber zuständige Regulierungsbehörde. Alle Netzbetreiber werden in die Kostenprüfungen einbezogen, unabhängig von ihrer Größe. Das Ausgangsniveau bleibt für die Dauer der Regulierungsperiode grundsätzlich unverändert.

Die Erlöse der Netzbetreiber werden also in der aktuellen Ausgestaltung der ARegV noch zu einem wesentlichen Teil aus den tatsächlichen Kosten des Unternehmens abgeleitet. Gegenüber der Cost-Plus-Regulierung nimmt die Orientierung an den tatsächlichen Kosten zwar ab, ist aber deutlich weniger ausgeprägt als in Systemen der sog. Yardstick-Regulierung.

Die wiederkehrende Kostenprüfung erfolgt jeweils im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der nächsten Regulierungsperiode auf der Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Das Kalenderjahr, auf dessen Daten die Kostenprüfung basiert, wird in der ARegV als Basisjahr bezeichnet. Die Kosten des Basisjahres werden als repräsentative Kosten des Netzbetreibers betrachtet. Für die am 1.1.2013 beginnende zweite Regulierungsperiode Gas ermittelten die Regulierungsbehörden in den Jahren 2011 und 2012 das Ausgangsniveau auf Basis der Kostendaten des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2010. Die Kostenprüfung für die zweite Regulierungsperiode (Beginn zum 1.1.2014) im Strombereich wurde im Jahr 2012/2013 durchgeführt. Grundlage waren die im Jahr 2012 erhobenen Geschäftsdaten der Stromnetzunternehmen für das Geschäftsjahr 2011.

Da nur die üblichen Kosten des Netzbetreibers im Ausgangsniveau berücksichtigt werden sollen, wurde die ARegV mit Verordnung vom 3.9.2010 dahingehend angepasst, dass Kosten, die auf einer Besonderheit des Basisjahres beruhen, bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus unberücksichtigt bleiben.²⁵

2. Durchführung des Effizienzvergleichs

Auf Grundlage der geprüften Kosten führt die Bundesnetzagentur vor Beginn einer Regulierungsperiode einen bundesweiten Effizienzvergleich jeweils gesondert für die Betreiber von Stromverteiler- und Gasverteilernetzen und Stromübertragungs- und Gasfernleitungsnetzen durch. In den Effizienzvergleich fließen alle als beeinflussbar geltenden Kosten des Netzbetreibers ein. Es handelt sich also um einen Gesamtkosten-Benchmark, der Kapitalkosten und Betriebskosten gleichsam einbezieht.

Kosten, die das Unternehmen nicht beeinflussen kann (dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnbK), gehen nicht in den Effizienzvergleich ein (wohl aber in die Erlösobergrenze). Dazu gehören staatliche Steuern und Abgaben (z. B. die Konzessionsabgabe an Kommunen). Auch bestimmte politische Ziele sind durch die Verordnung in den Block der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten eingeflossen, so die Kosten für die Betriebsratsarbeit, Kosten für Betriebskindergärten oder insbesondere auch tarifliche oder betriebliche Versorgungsleistungen zum Stichtag 31.12.2008, die über die gesetzlichen Sozialabgaben hinausgehen (dazu siehe IIIIG7). Im Ergebnis verhindert diese gesetzliche Einordnung natürlich nicht, dass bei der Suche nach Kostensenkungspotentialen das Unternehmen alle Ausgaben prüft, sie werden aber methodisch bei der Ermittlung der Ineffizienzen eliminiert.

Die Effizienz eines Netzbetreibers kann nicht an der absoluten Höhe seiner Kosten allein bestimmt werden. Vielmehr müssen die als betriebsnotwendig anerkannten Kosten und die jeweilige Versorgungsaufgabe in Relation gesetzt werden. Daher wird im Rahmen des Effizienzvergleichs die Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber ihren jeweiligen individuellen Kosten gegenübergestellt und so die relative Kosteneffizienz der einzelnen Netzbetreiber im Vergleich zu den restlichen Netzbetreibern ermittelt. Dabei werden die Netzbetreiber nur untereinander verglichen und nicht mit Produktivitätsentwicklungen der übrigen Industrie, einer anderen Infrastruktur oder der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung. Maßstab ist immer ein existierender Energieversorgungsnetzbetreiber. Dabei wird die individuelle Versorgungsaufgabe der Verteilernetzbetreiber durch sog. Strukturparameter wie z. B. die Anzahl der Ausspeise- und Zählpunkte, die Länge der Kabel und Freileitungen, die Jahreshöchstlast oder die versorgte Fläche berücksichtigt. Auch die mit der Integration der EE-Anlagen verbundenen Leistungen der Verteilernetzbetreiber werden durch den Parameter „dezentral installierte Erzeugungsleistung“ im Effizienzvergleich abgebildet.

Zur Ermittlung des Effizienzmaßstabs stehen der Bundesnetzagentur nach der Verordnung zwei unterschiedliche Methoden zur Verfügung, die Data Envelopment Analysis (DEA) sowie die Stochastic Frontier Analysis (SFA). Beide Methoden werden jeweils mit und ohne Berücksichtigung einer Vergleichbarkeitsrechnung der Aufwandsparameter durchgeführt. Im Rahmen einer Bestabrechnung wird aus den vier so ermittelten Effizienzwerten jeweils der für jeden Netzbetreiber individuell beste Effizienzwert angesetzt („best-of-four-Ansatz“). Zusätzlich ist der individuelle Effizienzwert auf mindestens 60 % festgelegt.

²⁵ Verordnung zur Neufassung und Änderung von Vorschriften auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bergrechts vom 3.9.2010 (BGBl. 2010 I S. 1261).

Für jeden beteiligten Netzbetreiber wird ein individueller Effizienzwert ermittelt und im Anschluss im Internet entsprechend § 31 Abs. 1 und 2 ARegV in nicht anonymisierter Form veröffentlicht.²⁶ Die Ergebnisse der Effizienzvergleiche werden für die Verteiler-, Übertragungs- und Gasfernleitungsnetzbetreiber in der Folge näher erläutert.

Effizienzvergleich bei Verteilernetzbetreibern

Tatsächlich unterliegt nur eine Minderheit der Strom- und Gasverteilernetzbetreiber dem Effizienzvergleich. In den Effizienzvergleich werden nur diejenigen Netzbetreiber einbezogen, welche am Regelverfahren der ARegV teilnehmen. Die Netzbetreiber mit weniger als 30.000 angeschlossenen Kunden (Strom) bzw. 15.000 angeschlossenen Kunden (Gas) können für sich das sog. „vereinfachte Verfahren“ wählen und unterliegen dann keinem Effizienzvergleich. Stattdessen wird der Effizienzwert pauschal ermittelt. Für die erste Regulierungsperiode hat die ARegV für die Teilnehmer am vereinfachten Verfahren einen Effizienzwert von 87,5 % vorgegeben. Ab der zweiten Regulierungsperiode wird der Effizienzwert als gewichteter durchschnittlicher Wert aller im Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber ermittelten Effizienzwerte gebildet. Im Jahr 2012 wurde für insgesamt 186 Verteilernetzbetreiber Gas im regulären Verfahren der Effizienzvergleich durchgeführt. Im Jahr 2013 folgte der Effizienzvergleich für 179 Verteilernetzbetreiber Strom.²⁷

Die von der Bundesnetzagentur angewandte Methodik zur Durchführung des Effizienzvergleichs für die erste Regulierungsperiode war Gegenstand diverser Gerichtsverfahren.²⁸ Der Bundesgerichtshof (BGH) hat mittlerweile abschließend bestätigt, dass die Bundesnetzagentur den Effizienzvergleich für die erste Regulierungsperiode im Rahmen des ihr zustehenden Ermessens fehlerfrei durchgeführt hat.²⁹

Lediglich die Regulierungspraxis in Bezug auf die Bereinigung des Effizienzwerts aufgrund einer Besonderheit der Versorgungsaufgabe gem. § 15 ARegV hat der gerichtlichen Überprüfung nicht standgehalten. Diesbezüglich hat der BGH entschieden, dass von einer Besonderheit schon dann auszugehen sei, wenn eine Kostenerhöhung von mindestens drei Prozent vorliege, auch wenn die Ursache der Kostenerhöhung ihrer Art nach nicht nur bei einzelnen Netzbetreibern auftrete.³⁰

Der Ordnungsgeber sah durch die Rechtsprechung des BGH die Gefahr einer missbräuchlichen Anwendung der eng auszulegenden Ausnahmeregelung des § 15 ARegV und erheblicher Anwendungsschwierigkeiten in der Regulierungspraxis.³¹ Die zwischenzeitlich gewonnenen Erfahrungen hatten gezeigt, dass gegenüber den Regulierungsbehörden gehäuft Umstände vorgetragen wurden, die bei

²⁶ Abrufbar unter: <http://www.bundesnetzagentur.de/effvgl-strom-vnb> und www.bundesnetzagentur.de/effvgl-gas-vnb

²⁷ Bundesnetzagentur, Jahresbericht 2013, S. 53.

²⁸ Vgl. Schleswig-Holsteinisches OLG, Beschluss vom 12.1.2012 (Az. 16 Kart 48/09); OLG Koblenz, Beschluss vom 28. 4.2011 (Az. 6 W 41/09); OLG Frankfurt, Beschluss vom 17. 5.2011 (Az. 11 W 16/09); OLG Düsseldorf, Beschluss vom 12. 1. 2011 (Az. VI-3 Kart 185/09 (V)); OLG Stuttgart, Beschlüsse vom 24.5.2012 und 19.1.2012. (Az. 202 EnWG 12/09, 202 EnWG 30/09, 202 EnWG 8/09) und rechtskräftige Beschlüssen vom 15.3.2012, 19.1.2012 und 25.3.2010 (Az. 202 EnWG 32/09, 202 EnWG 21/08 und 202 EnWG 20/09); OLG München, Beschluss vom 25.11.2010 (Kart 17/09); OLG Brandenburg, Beschluss vom 20.10.2011 (Az. Kart W 10/09); OLG Bremen, Beschluss vom 2.9.2011 (Az. 2 W 6/09 Kart).

²⁹ BGH, Beschluss vom 9.10.2012 (Az. EnVR 88/10).

³⁰ BGH, Beschluss vom 9.10.2012 (Az. EnVR 88/10).

³¹ Beschluss des Bundesrates, BR-Drs. 447/13 (Beschluss), S. 29 ff.

vielen anderen Netzbetreibern ebenfalls gegeben sind (z. B. Altersstruktur des Anlagevermögens, Wettbewerb der Gasversorgung mit der Fernwärmeversorgung, örtliche Lage des Netzbetreibers in einer Wachstumsregion). Eine Bereinigung des Effizienzwerts soll aber lediglich auf Grund von Ursachen erfolgen, die nur bei einem einzelnen Netzbetreiber oder einer äußerst geringen Anzahl von Netzbetreibern bestehen. Daher unternahm der Verordnungsgeber eine Änderung in der ARegV, dass eine Bereinigung des Effizienzwertes nur bei Vorliegen struktureller Besonderheiten außergewöhnlicher Art vorgenommen werden darf, auf die der Netzbetreiber keinen Einfluss hat. Gleichzeitig wurde der Schwellenwert der Kostenerhöhung von drei auf fünf Prozent angehoben.³² Die Anpassungen gelten einheitlich für den Strom- und Gasbereich für den gesamten Zeitraum der zweiten Regulierungsperiode.

Effizienzvergleich bei Stromübertragungsnetzbetreibern

Die individuellen Effizienzwerte der vier Stromübertragungsnetzbetreiber wurden gemäß § 22 Abs. 1 ARegV auf Grundlage eines internationalen Effizienzvergleichs ermittelt. Die Bundesnetzagentur ist verpflichtet, vor Beginn der zweiten Regulierungsperiode einen Effizienzvergleich unter Einbeziehung von Übertragungsnetzbetreibern anderer Mitgliedstaaten der Europäischen Union durchzuführen. Mit der Durchführung des Effizienzvergleichs wurde ein Beraterkonsortium beauftragt. Die nationalen Regulierungsbehörden haben in Zusammenarbeit mit dem Beraterkonsortium daraufhin die Untersuchungen an ihr Regulierungssystem individuell angepasst und somit einen Effizienzwert auf Grundlage einer nationalen Berechnung abgeleitet. Für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber hat sich unter Berücksichtigung nationaler Besonderheiten ein durchschnittlicher Effizienzwert von 99 % ergeben. Die relative Effizienz hat sich im Vergleich zur ersten Regulierungsperiode um 1,6 Prozentpunkte verbessert.

Effizienzvergleich bei Gasfernleitungsnetzbetreibern

Für die Ermittlung der Effizienzwerte der 2. Regulierungsperiode für die Gasfernleitungsnetzbetreiber wurde ein nationaler Effizienzvergleich durchgeführt. Zwölf Netzbetreiber wurden in den Effizienzvergleich einbezogen. Bis auf einen Netzbetreiber mit 95 % erreichten alle anderen Netzbetreiber einen Effizienzwert von 100 %.

3. Festlegung der Erlösobergrenze

Das für jeden Netzbetreiber ermittelte Ausgangsniveau und der ermittelte Effizienzwert gehen in die Ermittlung der Erlösobergrenze ein. Hierzu werden die im Ausgangsniveau enthaltenen Kosten in dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten einerseits und grundsätzlich beeinflussbare Kosten andererseits geteilt. Auf den Anteil der grundsätzlich beeinflussbaren Kosten wird der Effizienzwert angewendet, so dass sich ein Block effizienter und ein Block ineffizienter beeinflussbarer Kosten ergibt. Der Anteil der ineffizienten beeinflussbaren Kosten ist über einen definierten Zeitraum abzubauen. Dem Netzbetreiber bleibt für die Steigerung der Effizienz somit Zeit.

Ergebnis der Festlegung der Erlösobergrenze ist ein Bescheid der Regulierungsbehörde, aus dem die zulässige Höhe der Erlöse in jedem Jahr der Regulierungsperiode hervorgeht. Die Höhe dieser Erlöse wird grundsätzlich nicht angepasst. Ausnahmen bilden hierbei die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile. Kommt es

³² Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts vom 14.8.2013 (BGBl. I S. 3250).

innerhalb der Regulierungsperiode zu einer Änderung einer als dauerhaft nicht beeinflussbar geltenden Kostenposition, kann diese Änderung in eine Anpassung der Erlösobergrenze überführt werden.

Weitere Aspekte, die zu einer Anpassung der Erlösobergrenze innerhalb der Regulierungsperiode führen, werden in den folgenden Abschnitten, insbesondere im Abschnitt IIIA2 beschrieben.

4. Anpassungen der Erlösobergrenze in der Regulierungsperiode bei erheblichen Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen

Das dem Netzbetreiber mit seiner Erlösobergrenze zur Verfügung stehende Budget enthält auch Rückflüsse für die Finanzierung von Erweiterungs-, Umstrukturierungs- und Ersatzinvestitionen.

So fließen den Netzbetreibern bspw. aus Abschreibungen für Anlagen, die in der jeweiligen Regulierungsperiode das Ende ihrer wirtschaftlichen Lebensdauer erreichen, weiterhin Erlöse zu. Es handelt sich dabei um einen Erlösbestandteil, dem keine (kalkulatorischen) Kosten für die entfallende Anlage mehr gegenüberstehen, der also dem Netzbetreiber grundsätzlich zur freien Verfügung steht. Mögliche Verwendungen sind bspw. die Ausschüttung des Erlösbestandteils als Gewinn oder aber die Reinvestition in eine zu ersetzende Anlage. Die ARegV enthält keinen Zwang, die freiwerdenden Mittel in Ersatzmaßnahmen zu investieren, bietet den Netzbetreibern auf dem Wege einer Innenfinanzierung aber die Möglichkeit, dies zu tun.

Bei einem Netzbetreiber, dessen Netzstruktur keinen wesentlichen Änderungen unterworfen ist und auf dessen im Betrieb befindliche Anlagen noch positive Abschreibungsbeträge entfallen, können Ersatzinvestitionen innerhalb der Regulierungsperiode somit ohne eine unmittelbare Anpassung der Erlösobergrenze aus diesem sog. Sockelbetrag finanziert werden. Eine intensive Behandlung des Sockelbetrags findet sich in Kapitel IIIA5.2.

Im Falle einer erheblichen Veränderung der Versorgungsaufgabe hingegen, die mit Investitionen in die Erweiterung oder Umstrukturierung des Netzes einhergehen, muss es einem Netzbetreiber möglich sein, seine Erlösobergrenze auch innerhalb einer Regulierungsperiode anzupassen. In diesen Fällen reichen die Rückflüsse aus verdienten Abschreibungen für die (Re-) Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber möglicherweise nicht mehr aus. Zur Berücksichtigung außergewöhnlicher Kosten, die nicht zum laufenden Geschäftsbetrieb der Netzbetreiber gehören, hat der Verordnungsgeber daher mit § 23 ARegV das Instrument der Investitionsmaßnahme – bei Einführung der ARegV noch als Investitionsbudget bezeichnet – für die Übertragungsnetzbetreiber und Gasfernleitungsnetzbetreiber vorgesehen.³³ Für die Verteilernetzbetreiber wurde mit § 10 ARegV der Erweiterungsfaktor eingeführt.

Eine detaillierte Beschreibung der Investitionsmaßnahme findet sich in Kapitel IIIA4.2, eine Auseinandersetzung mit dem Erweiterungsfaktor in Abschnitt IIIA4.1.

³³ Verordnung der Bundesregierung zur Neufassung und Änderung von Vorschriften auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bergrechts, BR-Drs. 417/07 vom 15.6.2007, S. 66.

5. Ausgleich von Mengenschwankungen durch das Regulierungskonto

Das von der Regulierungsbehörde geführte Regulierungskonto dient zur Erfassung und zum Abgleich der tatsächlichen und der zulässigen Erlöse. Bei der Einführung der ARegV war die wesentliche Aufgabe des Regulierungskontos der Ausgleich von Prognoseunsicherheiten aufgrund von (insb. witterungsbedingten) Mengenschwankungen. 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 festgelegten Erlösobergrenze. Solche Abweichungen der sich am Jahresende ergebenden Erlöse von den zulässigen Erlösen werden über den Zeitraum einer Regulierungsperiode auf einem Regulierungskonto verbucht. Auf diese Weise trägt der regulierte Netzbetreiber kein Mengenrisiko. Auch bei schwankenden Absatzmengen legt er seine Netzkosten auf die vorhandenen Mengen um. Der Saldo wird im letzten Jahr einer Regulierungsperiode für die vorangegangenen Jahre ermittelt und fließt in die Erlösobergrenzen für die nächste Regulierungsperiode ein. Der Ausgleich erfolgt gleichmäßig im Verlauf der nächsten Regulierungsperiode als Zu- oder Abschläge auf die zulässige Erlösobergrenze. Durch den Mechanismus des Regulierungskontos sollen auch starke Schwankungen bei den Netzentgelten vermieden und damit die Planbarkeit für die Vertriebe und Netznutzer erhöht werden.

Das Regulierungskonto hat sich im Laufe der Zeit weit über den Ausgleich von Mengenschwankungen hinaus entwickelt. So wurde z. B. im Zuge der Marktöffnung im Bereich des Zähl- und Messwesens durch die „Verordnung zum Erlass von Regelungen über Messeinrichtungen im Strom- und Gasbereich“ vom 17.10.2008³⁴ eine Regelung zum Umgang mit den Kosten aus Messstellenbetrieb und Messung im Regulierungskonto eingefügt.

2010 wurden die Voraussetzungen für eine verpflichtende Anpassung der Netzentgelte in der laufenden Regulierungsperiode für Gas- und Stromnetzbetreiber vereinheitlicht. Darüber hinaus wurde die Regelung um die korrespondierende Berechtigung der Netzentgeltanpassung im Falle der Unterschreitung des Schwellenwertes (die tatsächlichen Erlöse liegen unter den zulässigen Erlösen) ergänzt.

Der durch die Beseitigung des Zeitverzugs bei Investitionsmaßnahmen durch den Ansatz von Plankosten notwendig gewordene Abgleich mit den tatsächlich anfallenden Kosten erfolgt seit 2012 ebenfalls über das Regulierungskonto.

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 24.5.2011 aktualisiert.

³⁴ BGBl. 2008 I S. 2006.

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 zum 1.1. des Folgejahres notwendig ist, werden dem Netzbetreiber zudem das Ergebnis der Differenzbeträge und deren Eingangsgrößen in Anlagenform dokumentiert.

Durch das Imparitätsprinzip des deutschen Handelsrechts kann es für die Netzbetreiber im Hinblick auf die Aktivierbarkeit von Guthaben auf dem Regulierungskonto zu nachteiligen Auswirkungen bei der kaufmännischen Bilanzierung kommen. Forderungen und Verbindlichkeiten aus dem Regulierungskonto werden im Hinblick auf den Zeitpunkt der Erfolgswirksamkeit derzeit unterschiedlich behandelt. Verbindlichkeiten müssen sofort aktiviert werden, Forderungen jedoch erst, wenn sich die daraus ergebenden Gewinne tatsächlich realisiert haben oder diese behördlich festgestellt sind. Dadurch kann sich die bilanzielle Unternehmenslage ungewollt schlechter darstellen, als sie tatsächlich ist.

6. Qualitätsregulierung

Regelungen zur Versorgungsqualität bilden einen wichtigen Bestandteil einer Erlösobergrenzenregulierung. 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 sehen EnWG und ARegV die Einführung einer Qualitätsregulierung vor, welche über ein Qualitätselement, das Bestandteil der Erlösobergrenzenformel 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 Erlösobergrenze, die Netzbetreiber mit einer vergleichsweise schlechten Qualität müssen dagegen Abschläge in Kauf nehmen (Bonus-/Malus System).

Grundsätzlich kann die Versorgungsqualität in die drei Dimensionen Netzzuverlässigkeit, Netzleistungsfähigkeit sowie Servicequalität untergliedert werden. Eine vierte Dimension, die jedoch nicht der Versorgungsqualität zugeordnet wird, diese allerdings teilweise beeinflusst, ist die technische Versorgungssicherheit. Von diesen sind von der ARegV für die Ausgestaltung der Qualitätsregulierung die Netzzuverlässigkeit und die Netzleistungsfähigkeit vorgesehen. Die ARegV überlässt der Regulierungsbehörde die Entscheidung über den Beginn der Anwendung der Qualitätsregulierung. Sie gibt jedoch vor, dass dies für Stromversorgungsnetze spätestens zur zweiten Regulierungsperiode zu erfolgen hat. Bei Gasversorgungsnetzen soll der Beginn zur oder im Laufe der zweiten Regulierungsperiode erfolgen, soweit hinreichend belastbare Datenreihen vorliegen. Mit Festlegung vom 7.7.2011 hat die Bundesnetzagentur beschlossen, dass für Stromverteilernetzbetreiber der Nieder- und Mittelspannungsebene das in der Erlösobergrenzenformel enthaltene Qualitätselement hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit ab dem 1.1.2012 angewendet werden soll, da der Bundesnetzagentur hierzu belastbare Daten vorliegen.³⁵ Im Rahmen der Einführung der Qualitätsregulierung zum 1.1.2012 wurde das Qualitätselement für zwei Jahre festgelegt und

³⁵ Bundesnetzagentur, Beschluss vom 7.7.2011, Az. BK8-11/002.

zum 1.1.2014 aktualisiert. Nicht berücksichtigt werden Netze von Netzbetreibern, die am vereinfachten Verfahren teilnehmen. Für Übertragungsnetzbetreiber sowie Betreiber von Gasversorgungsnetzen findet derzeit keine Qualitätsregulierung statt.

Zur Ermittlung des Qualitätselements werden Netzzuverlässigkeits-Kennzahlen errechnet, die Unterbrechungen berücksichtigen, die länger als drei Minuten andauern. Seit 2012 gibt es eine öffentliche Diskussion über die Notwendigkeit und Möglichkeit der Abbildung von kürzeren Unterbrechungen (dazu Kapitel III E). Die Bundesnetzagentur stellt die individuellen Qualitätskennzahlen, die Referenzwerte und weiteren Strukturmerkmale der beteiligten Netzbetreiber in nicht anonymisierter Form im Internet zur Verfügung, um die Transparenz und die Nachvollziehbarkeit des Qualitätsregulierungssystems zu erhöhen.³⁶

Gegen die Festlegung über den Beginn der Anwendung, die nähere Ausgestaltung und das Verfahren der Bestimmung des Qualitätselementes haben einige Netzbetreiber Beschwerde erhoben. Das OLG Düsseldorf hat die Festlegung bestätigt. Der Regulierungsbehörde stehe bei der Ausgestaltung des Qualitätselements und der Methodik sowie des Verfahrens ein Gestaltungsspielraum zu, der nur einer eingeschränkten gerichtlichen Kontrolle unterliege.³⁷ Im Rahmen der daraufhin erfolgten Rechtsbeschwerde hat der BGH den Beschluss des OLG Düsseldorf bestätigt.³⁸

³⁶ Die Daten für die erste Regulierungsperiode sind abrufbar unter:

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1431/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Qualitaetselement/1Regulierungsperiode/1regulierungsperiode-node.html.

³⁷ OLG Düsseldorf, Beschlüsse vom 22.8.2012 (Az. VI-3 Kart 39/11 (V) und VI-3 Kart 40/11 (V)).

³⁸ BGH, Beschluss vom 22.7.2014 (Az. EnVR 59/12).

C Die Veränderungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen

Seit dem Inkrafttreten der ARegV im Jahr 2007 haben sich die energiewirtschaftlichen Gegebenheiten und Rahmenbedingungen für die Strom- und Gasnetze stark verändert. Die Betreiber von Stromnetzen stehen großen Herausforderungen durch den rasanten Zubau von EE-Stromerzeugungsanlagen und dem Ausstieg aus der Kernenergie gegenüber. Bei den Gasfernleitungsnetzbetreibern ist ein erheblicher Investitionsbedarf durch den vollständigen Umbau des Gasnetzzugangsmodells und den wiederholten Versorgungssicherheitsfragen entstanden. Diese Herausforderungen werden gemeinhin unter dem Stichwort „Energiewende“ zusammengefasst und in Abschnitt 1 weiter ausgeführt.

Aus der Energiewende ergibt sich für die Netzbetreiber ein erheblicher Ausbaubedarf. Dieser Bedarf ist für Stromnetzbetreiber deutlich stärker ausgeprägt als für Gasnetzbetreiber. Der Netzausbaubedarf im Kontext der Energiewende wird im Abschnitt 1.2 dieses Kapitels zusammengefasst.

Wesentliche Änderungen haben sich bei der Organisationsform der Netzbetreiber im Zusammenhang mit den Vorgaben zur Entflechtung erheben. Diese werden in Abschnitt 2 dieses Kapitels beschrieben.

Insgesamt zeigt dieses Kapitel auf, vor welche Herausforderungen die Strom- und Gasnetzbetreiber gegenwärtig gestellt werden. Einige der Entwicklungstrends sind zum Zeitpunkt der Einführung der Anreizregulierung nicht oder nicht vollständig absehbar gewesen. Die Empfehlungen der Bundesnetzagentur sind daher auch auf die zukünftigen Herausforderungen aus der Energiewende ausgerichtet.

1. Energiewende und Netzausbau

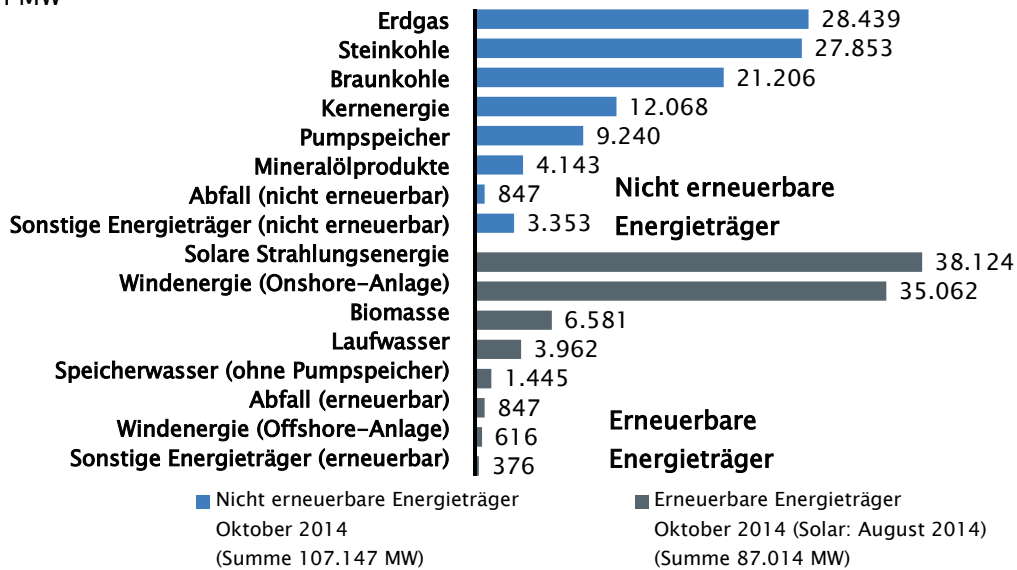
1.1 Geänderte energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

1.1.1 Energiewende für Stromnetzbetreiber

Die Herausforderungen durch die Energiewende für die Stromnetzbetreiber ergeben sich im Wesentlichen aus dem beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie und dem Ausbau der EE-Stromerzeugung. So lag die installierte Leistung von EE-Anlagen mit Stand Oktober 2014 bei ca. 87 GW. Den nicht erneuerbaren Energieträgern sind zu diesem Stichtag ca. 107 GW zuzuordnen. Die Verteilung der Erzeugungsleistung auf die verschiedenen Energieträger ist in Abbildung 3 dargestellt.

Installierte elektrische Erzeugungsleistung

in MW



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 3: Installierte elektrische Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung, Stand Oktober 2014 bzw. August 2014 (Solar))³⁹

Der Anteil der EE-Erzeugungsleistung wird sich dabei perspektivisch noch erhöhen. So geht der Monitoring Bericht der Bundesnetzagentur von einem weiteren Rückgang der konventionellen Erzeugungsleistung in den kommenden Jahren aus,⁴⁰ während die EE-Erzeugungsleistung weiter anwachsen wird.

Wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt, hat sich hier bereits für die zurückliegenden Jahre ein erheblicher Zuwachs bei der installierten Leistung (hier von vergüteten Anlagen gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)) ergeben. Der Zuwachs liegt zwischen Inkrafttreten der ARegV im Jahr 2009 und dem Jahr 2014 bei ca. 36 GW Erzeugungsleistung, d. h. bei fast 85 %.

³⁹ Bundesnetzagentur, Monitoring Bericht 2014, S. 37.

⁴⁰ Bundesnetzagentur, Monitoring Bericht 2014, S. 43f.

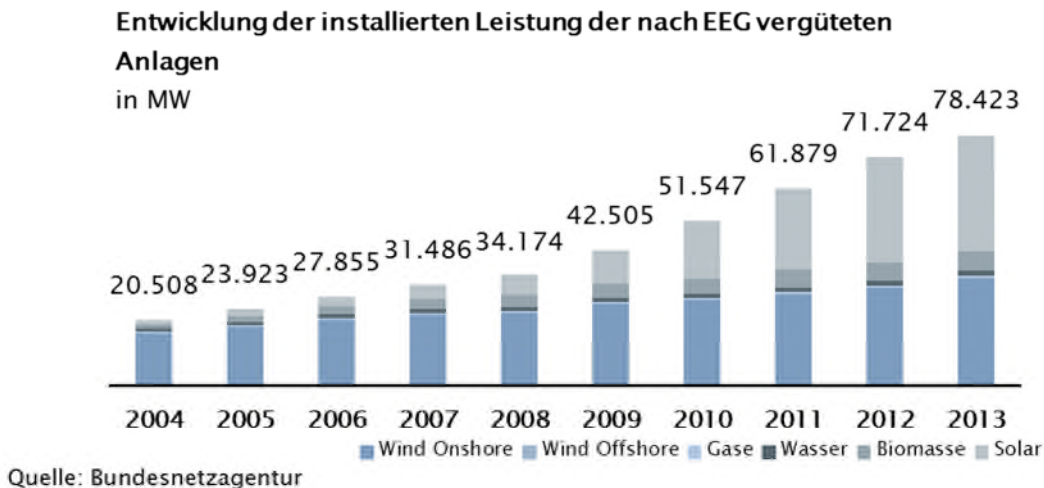


Abbildung 4: Entwicklung der installierten Leistung der nach EEG vergütungsfähigen Anlagen von 2004 bis 2013⁴¹

Für Netzbetreiber ist der Wandel in der Erzeugungsstruktur relevant, weil sich die geographische Verteilung der installierten Einspeiseleistung mit dem angelegten Wandel weg von konventionellen Großkraftwerken, hin zu kleineren dezentralen Erzeugungsanlagen und damit die Auslegung des Netzes ändert.

So erfolgte die Stromerzeugung traditionell in Großkraftwerken, welche in der Mehrzahl an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Die Kraftwerksstandorte wurden hierbei historisch in Abhängigkeit von der Infrastruktur zur Beschaffung der Primärenergieträger und in der Nähe der Verbrauchsschwerpunkte ausgewählt. Daraus resultierte, dass in Deutschland, bisher regional angemessen verteilt, gesicherte und grundlastfähige Kraftwerksleistung vorhanden war. Das Übertragungsnetz gewährleistete den großräumigen Transport der erzeugten Elektrizität zu den Verbrauchsschwerpunkten, wo die Verteilung über die angeschlossenen Verteilernetze erfolgte. Zusätzlich gewährleistete das Übertragungsnetz die europäische Versorgungssicherheit im Regelverbund der UCTE.

Da in unteren Netzebenen nur wenig Erzeugungsleistung angeschlossen war, wurden diese Netze im Wesentlichen zur Verteilung der über die Übertragungsnetze angelieferten Energie ausgelegt.

Die Standorte für EE-Anlagen orientieren sich im Gegensatz zu den Großkraftwerken nicht an der Verfügbarkeit von Brennstoffen bzw. Primärenergieträgern oder Nachfrage- bzw. Lastschwerpunkten. Der Standort von EE-Anlagen im Bereich der Windkraft und der Photovoltaik orientiert sich am jeweiligen Wind- oder Sonnendargebot. Es kommt in der Folge zu einer Konzentration der EE-Erzeugung an Standorten mit ertragreichen Bedingungen.

Für die Windenergie ist dies bspw. an einer Konzentration an sog. windhöffigen Standorten im Norden und Nordosten der Bundesrepublik sowie dem Ausbau der Offshore-Windenergie im Norden festzustellen. Hierdurch steigt die durchschnittliche Transportentfernung zwischen Erzeugung und Verbrauch im Vergleich zur Erzeugungsstruktur mit zentralen Großkraftwerken an und neue Netzkapazitäten sind zusätzlich zum

⁴¹ Bundesnetzagentur, Monitoring Bericht 2014, S. 47.

Bestand zu schaffen. Im Bereich der Übertragungsnetze kann eine räumlich stark konzentrierte Erzeugung an verbrauchsfernen Standorten (bspw. Wind auf See) zu einer erheblichen Zunahme des Transportbedarfes und der Netzverluste führen.

Insbesondere in Gebieten mit hoher dezentraler Einspeisung und gleichzeitig geringer Last kann es zudem zu Rückspeisungen kommen, bei denen das vorgelagerte Netz Strom von an die nachgelagerte Netzebene angeschlossenen dezentralen Erzeugungsanlagen aufnehmen muss. Zukünftig wird die Dimensionierung des Netzes nicht mehr allein durch entnahmeseitigen Verbrauch, sondern auch durch die Rückspeisung aus vorgelagerten Netzen determiniert werden.

Für die Verteilernetze ist der Ausbau der EE-Erzeugung und von Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK)-Anlagen eine besondere Herausforderung. Der überwiegende Anteil der gesamten Erzeugungsleistung aus diesem Segment wird an der Niederspannungs-, der Mittelspannungs- und der Hochspannungsebene der Verteilernetzebene angeschlossen.

Die Belastung der Stromverteilernetzbetreiber in Deutschland durch den Anschluss von EE-Erzeugungsleistung ist dabei sehr unterschiedlich. Abbildung 5 zeigt die 20 Netzbetreiber mit der höchsten EE-Anschlussleistung. Demzufolge konzentriert sich 80 % der installierten EEG-Leistung bei insgesamt nur 20 der ca. 870 Stromverteilernetzbetreiber.

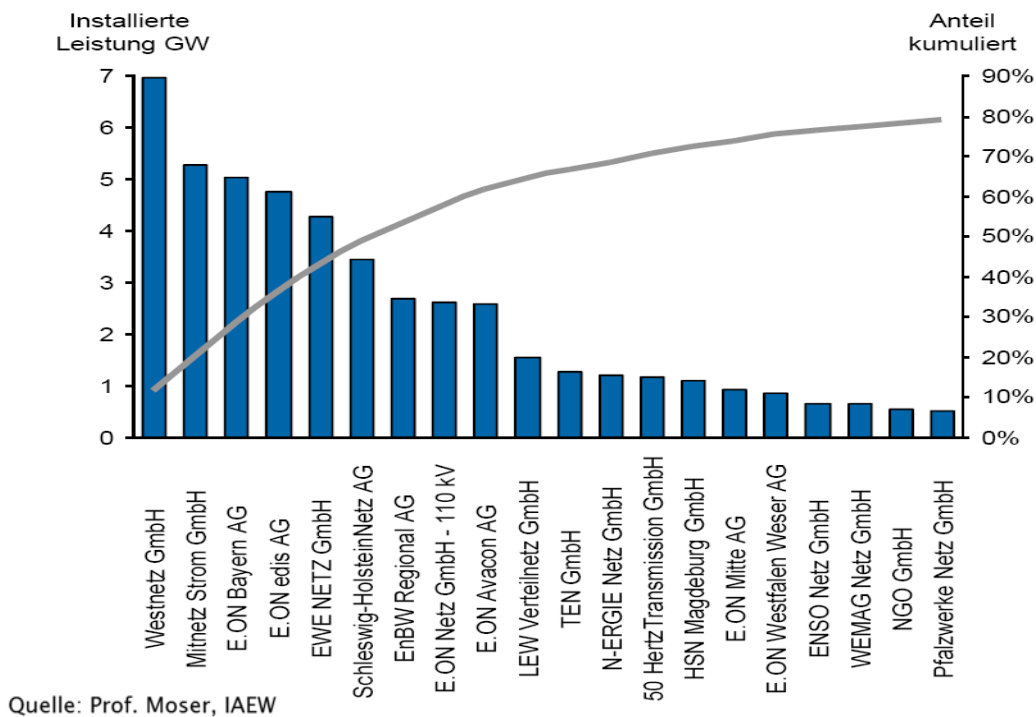


Abbildung 5: Anschluss von Erzeugungsleistung auf Basis erneuerbarer Energien an Verteilernetzbetreiber⁴²

⁴²Vortrag von Prof. Moser, IAEW, Auftaktveranstaltung Evaluierungsbericht 25.11.2013.

Auf die möglicherweise besondere Betroffenheit einzelner Netzbetreiber wird im weiteren Verlauf des Berichtes noch weiter eingegangen.

1.1.2 Geänderte energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen für Gasnetzbetreiber

Neue Herausforderungen im Gasbereich ergeben sich aus zwei wesentlichen Faktoren:

- der zunehmenden Erzeugung, Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in die Gasverteilernetze und
- der anstehenden Marktraumumstellung von L-Gas auf H-Gas in einigen Regionen Deutschlands sowie Maßnahmen, die mit der Zusammenlegung von Marktgebieten einhergehen.

Daneben gibt es Einflussfaktoren, die sich u. a. aus gestiegenen Anforderungen an die Versorgungssicherheit ergeben, wie bspw. die Versorgung von Gaskraftwerken, sowie einen perspektivischen Verbrauchsrückgang aufgrund der demografischen Entwicklung und steigenden Anforderungen an die Energieeffizienz im Wärmebereich.

1.2 Netzausbau in der Folge der Energiewende

1.2.1 Aktuelle Netzstruktur in Strom und Gas

Die derzeitige Netzstruktur im Strombereich ist in Tabelle 1 dargestellt. Aktuell gibt es vier Stromübertragungsnetzbetreiber mit einer gesamten Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) von 34.855 km (31.12.2013).

Zum Stichtag 14.7.2014 sind bei der Bundesnetzagentur insgesamt 884 Stromverteilernetzbetreiber erfasst. Auf allen Netzebenen derjenigen 804 Stromverteilernetzbetreiber, die sich an der Datenerhebung zum Monitoring 2014 der Bundesnetzagentur beteiligt haben, betrug die gesamte Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) zum 31.12.2013 insgesamt 1.763.083 km.

Netzstrukturdaten Strom 2013

	ÜNB	VNB	Summe
Netzbetreiber (Anzahl)	4	804	808
Stromkreislänge (in km)	34.855	1.763.083	1.797.938

Datenquelle: Monitoringbericht 2014, Tabelle 1

Tabelle 1: Netzstrukturdaten Strom 2013⁴³

Die derzeitige Netzstruktur im Gasbereich ist in Tabelle 2 dargestellt. In Deutschland gibt es derzeit 17 Gasfernleitungsnetzbetreiber. Wie in der Tabelle ersichtlich, betrug die gesamte Gasnetzlänge des Fernleitungsnetzes zum 31.12. 2013 insgesamt 37.880 km.

Zum Stichtag 15.7.2014 sind bei der Bundesnetzagentur insgesamt 711 Gasverteilernetzbetreiber erfasst. In allen Druckbereichen der Verteilernetzbetreiber betrug die gesamte Gasnetzlänge zum 31.12.2013 insgesamt 485.413 km.

⁴³ ÜNB (Übertragungsnetzbetreiber), VNB (Verteilernetzbetreiber).

Netzstrukturdaten Gas 2013

	FNB	VNB	Summe
Netzbetreiber (Anzahl)	17	711	728
Druckbereich (in km)	37.880	485.413	523.293

Datenquelle: Monitoringbericht 2014, Tabelle 49

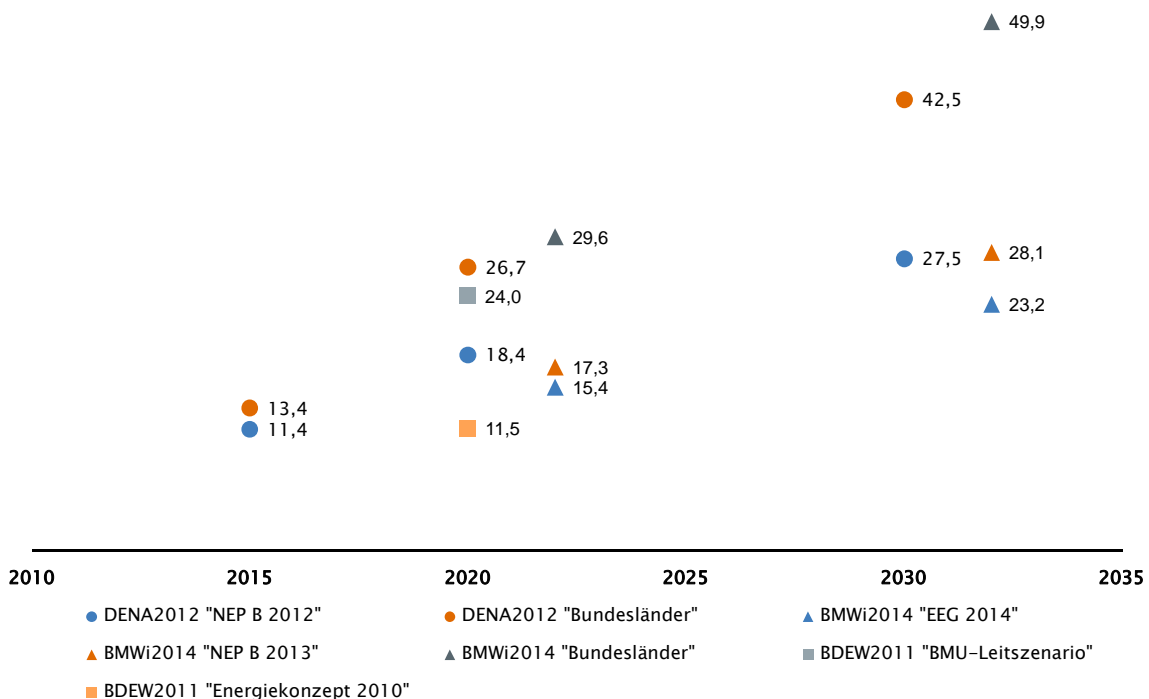
Tabelle 2: Netzstrukturdaten Gas 2013⁴⁴

1.2.2 Netzausbau Stromverteilernetze

Von den Herausforderungen der Energiewende und damit des Netzausbaus besonders betroffen sind die Stromverteilernetzbetreiber. Sämtliche Studien zum Netzausbaubedarf der Stromverteilernetzbetreiber in den nächsten 20 Jahren beziffern erheblichen zusätzlichen Investitionsbedarf. So wird bspw. in der BMWi-Verteilernetzstudie ein zusätzlicher Investitionsbedarf bis zum Jahr 2032 in Höhe von 23,2 - ca. 50 Mrd. Euro benannt. Abbildung 6 veranschaulicht die Ergebnisse der dena-Verteilernetzstudie, der BMWi-Verteilernetzstudie und der BDEW-Verteilernetzstudie 2011.

Zusätzliche Investitionsvolumina bei konventionellem Verteilernetzausbau (Studienergebnisse)

Kumulierte Investitionskosten (Mrd.€)



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 6: zusätzliche Investitionsvolumina bei konventionellem Verteilernetzausbau (Studienergebnisse)

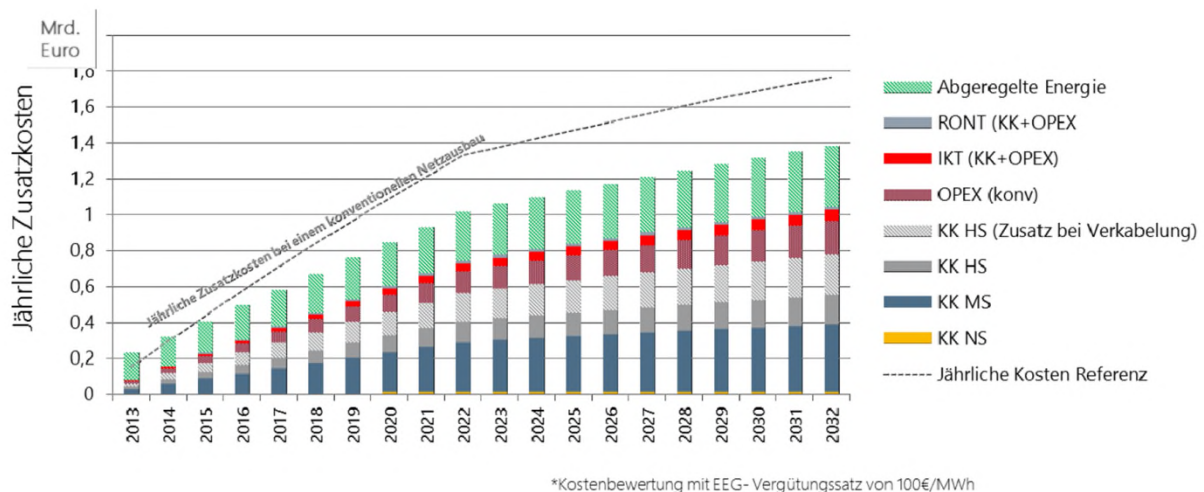
⁴⁴ FNB (Gasfernleitungsnetzbetreiber), VNB (Verteilernetzbetreiber).

In jeder der Studien wird für die Darstellung der deutschen Verteilernetze eine Vielzahl synthetischer Modellnetze verwendet, die ihrerseits auf Grundlage realer Netzdaten verschiedener Verteilernetzbetreiber entwickelt wurden. Die den Studien zugrundeliegenden EE-Ausbauszenarien weisen bedeutende Unterschiede hinsichtlich der zu installierenden Leistung und ihrer Zeithorizonte auf. Das in der BDEW-Studie analysierte Referenzszenario des Energiekonzeptes der Bundesregierung (2010) gibt einen Zubau von Photovoltaik (PV) und Wind mit 66,6 GW bis zum Jahr 2020 an, das Bundesländer-Szenario der BMWi-Verteilernetzstudie nennt einen Zubau von PV und Wind in Höhe von 196 GW bis zum Jahr 2032. Die übrigen Szenarien ordnen sich mit ihren EE-Anschlussvolumina zwischen diesen beiden Extremen ein.

Auffällig ähnlich sind die aufgeführten Zusatzkosten für das NEP 2012 B Szenario in der dena-Verteilernetzstudie (27,5 Mrd. Euro bis 2030) und das NEP 2013 B Szenario in der BMWi-Verteilernetzstudie (28,1 Mrd. Euro bis 2032). Die Bundesländerszenarien hingegen weichen mit 42,5 Mrd. Euro bis 2030 (Dena) und 49,9 Mrd. Euro bis 2030 (BMWi) voneinander ab. Das dem Szenario „EEG 2014“ der BMWi-Verteilernetzstudie zugewiesene Gesamtinvestitionsvolumen in Höhe von 23,2 Mrd. Euro bis 2032 erscheint aufgrund der dort berücksichtigten Ausbauziele der gleichlautenden Gesetzesnovelle und der vermutlich aktuellsten Eingangsparameter (spezifische Kosten für Betriebsmittel und Maßnahmen) als zurzeit relevanteste Kennzahl.

In Abbildung 7 sind die jährlichen Zusatzkosten bei einem kombinierten Einsatz von Erzeugungsmanagement⁴⁵ mit dem Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren den jährlichen Zusatzkosten bei konventionellem Netzausbau (graue Linie) gegenübergestellt. Bspw. ist für das Jahr 2032 ersichtlich, dass die jährlichen Zusatzkosten durch den kombinierten Einsatz von Erzeugungsmanagement und regelbaren Ortsnetztransformatoren von 1,8 Mrd. Euro auf 1,4 Mrd. Euro gesenkt werden.

⁴⁵ Das Erzeugungsmanagement ist die gezielte Steuerung bzw. Regelung der Wirkleistungseinspeisung (dezentraler) Erzeugungsanlagen. Je nach Ausgestaltung des Erzeugungsmanagements ist ein netzdienlicher Einsatz der Erzeugungsanlagen mit dem Ziel der Reduzierung von Netzengpässen möglich.



Quelle: BMWi-Verteilernetzstudie S. 108

Abbildung 7: Gegenüberstellung jährlicher Kosten der Referenz des Kombinationsansatzes eines Erzeugungsmanagements mit dem Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren⁴⁶

1.2.3 Netzausbau Übertragungsnetze

Dem Ausbau der Stromnetze auf der Übertragungsebene kommt eine zentrale Rolle für den Erfolg der Energiewende zu. Die veränderte Stromerzeugungsstruktur führt zu einer ausgeprägten räumlichen Trennung von Stromproduktion und Stromverbrauch. Es gilt, den schwerpunktmäßig im Norden Deutschlands sowohl an Land wie auch auf See erzeugten Windstrom zu den Verbrauchsschwerpunkten im Süden und Westen Deutschlands zu transportieren. Das bestehende Netz ist für diesen Transportbedarf nicht ausgelegt. Schon heute geraten die Übertragungsnetze aufgrund des dynamischen Zubaus an EE-Anlagen und einem Mangel an gesicherter Erzeugungsleistung in einzelnen Regionen an ihre Belastungsgrenzen.

Daher wurde im Jahr 2009 mit dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) erstmals eine Regelung eingeführt, die eine gesetzliche Netzbedarfsplanung vorsah.⁴⁷ Das EnLAG wurde mit dem Ziel verabschiedet, den Ausbau der Übertragungsnetze auf Höchstspannungsebene zu beschleunigen.

Durch entsprechende Anpassungen bei der Investitionsmaßnahme wurde zudem jeweils der Weg für Hochspannungsgleichstrom-Übertragungssysteme zum Ausbau der Stromübertragungskapazitäten und zu neuen grenzüberschreitenden Hochspannungsgleichstrom-Verbindungsleitungen als Pilotprojekte geebnet.

Netzentwicklungspläne/ Bundesbedarfsplan

Zur weiteren Beschleunigung des erforderlichen Netzausbaus hat der Gesetzgeber mit der Novellierung des EnWG und dem Inkrafttreten des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes im August 2011 die gesetzlichen Grundlagen für eine regelmäßige und transparente Bedarfsplanung der Transportnetze im Strom- und

⁴⁶ RONT (Regelbarer Ortsnetztransformator), KK (Kapitalkosten), OPEX (Betriebskosten), IKT (Informations- und Kommunikationstechnologie), HS (Hochspannung), MS (Mittelspannung), NS (Niederspannung).

⁴⁷ Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen vom 21.8.2009, BGBl. I S. 2833.

Gasbereich geschaffen. Hiermit sollen im jährlichen Rhythmus der erforderliche Bedarf an Netzausbau, Netzoptimierung und netzverstärkenden Maßnahmen zunächst ermittelt und anschließend im Rahmen eines Genehmigungsverfahrens umgesetzt werden.

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind seit dem Jahr 2012 verpflichtet, jährlich einen sogenannten Netzentwicklungsplan (NEP) zu erstellen, der alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des landseitigen Netzes enthält, die in den nächsten zehn bzw. zwanzig Jahren für einen sicheren Netzbetrieb erforderlich sind. Seit dem Jahr 2013 müssen die Übertragungsnetzbetreiber darüber hinaus analog zum landseitigen NEP auch einen seeseitigen Ausbauplan für die Anbindung von Windenergieanlagen auf See, den sog. Offshore-Netzentwicklungsplan, erstellen.

Beide Netzentwicklungspläne werden sowohl von den Übertragungsnetzbetreibern als auch von der Bundesnetzagentur konsultiert, von der Bundesnetzagentur geprüft und anschließend bestätigt. Mindestens alle drei Jahre werden die bestätigten Netzentwicklungspläne von der Bundesnetzagentur als Entwurf eines sogenannten Bundesbedarfsplangesetzes an die Bundesregierung übergeben. Mit Erlass dieses Bundesbedarfsplans durch den Gesetzgeber werden für die darin enthaltenen Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf verbindlich festgestellt.

Netzentwicklungsplan Strom Onshore 2024

Die Analysen und Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan 2024 zeigen keine grundlegenden Abweichungen von der bisherigen Ausbauplanung. Sämtliche Szenarien bestätigen einen hohen Nord-Süd-Übertragungsbedarf. Die Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplan bleiben größtenteils bestehen. Der überarbeitete Entwurf des NEP beinhaltet jedoch einige wichtige Änderungen gegenüber dem Erstentwurf (u. a. eine neue Form der Regionalisierung und eine Veränderung von Netzverknüpfungspunkten).

In Tabelle 3 sind die Prognosewerte für Verstärkung- und Ausbaukilometer und Investitionskosten des NEP Strom Onshore dargestellt. Von der Bundesnetzagentur bestätigt wurden für Verstärkung und Ausbau insgesamt 5.450 km (Drehstrommaßnahmen (AC) und Gleichstrommaßnahmen (DC)) bei Kosten in Höhe von 16 Mrd. Euro. Dabei wurde angenommen, dass die Maßnahmen in Freileitungsbauweise erfolgen. Bei einem hohen Verkabelungsgrad liegen die Investitionskosten deutlich höher. Die 16 Mrd. Euro enthalten 5 Mrd. Euro für das Startnetz.⁴⁸

⁴⁸ Im Einzelnen besteht das Startnetz neben dem Ist-Netz (Stand Ende 2013) aus den EnLAG-Maßnahmen, den in der Umsetzung befindlichen Netzausbaumaßnahmen (genehmigt bzw. in Bau) sowie Maßnahmen aufgrund sonstiger Verpflichtungen (gemäß KraftNAV bzw. Anschlusspflicht der Industriekunden).

Netzentwicklungsplan Strom Onshore 2024

AC-Neubau	600 km
DC-Korridore	1.600 km
DC-Neubau (Interkonnektoren)	450 km
AC-Netzverstärkung	2.500 km
AC-DC Umstellung	300 km
Summe	5.450 km
Investitionskosten	16 Mrd. €

Quelle: Monitoringbericht 2014

Tabelle 3: Netzentwicklungsplan Strom Onshore 2024⁴⁹**Netzentwicklungsplan Strom Offshore 2024**

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Zeitraum vom 16.4. bis zum 28.5.2014 darüber hinaus den Entwurf des Offshore-NEP 2024 konsultiert und der Bundesnetzagentur den überarbeiteten Entwurf am 4.11.2014 zur Prüfung übergeben.

In der Nordsee beantragen die Übertragungsnetzbetreiber darin in Szenario A 2024 drei und in Szenario B 2024 vier Anbindungsleitungen. In der Ostsee beantragen sie in Szenario A 2024 eine und in Szenario B 2024 drei Anbindungsleitungen. Die Bundesnetzagentur wird nun auch den überarbeiteten Entwurf des Offshore-NEP sorgfältig prüfen und im Anschluss daran ihre Konsultation beginnen.

Für die Anbindung der Offshore-Windparks sind ca. 19 Mrd. Euro (ca. 7 Mrd. Euro Zubaunetz + ca. 12 Mrd. Euro Startnetz) zu veranschlagen.

1.2.4 Netzausbau Gasfernleitungsnetze

Der NEP Gas, dessen jährliche Auflage das EnWG in § 15a verbindlich vorschreibt, enthält Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich sind. Inhaltlich liegt der Fokus des Netzentwicklungsplans Gas einerseits auf Ausbauforderungen durch den Anschluss neuer Gaskraftwerke – hier besteht vor allem die Schnittstelle zum Elektrizitätsmarkt – und Gasspeicher, andererseits auf weiteren Verbindungen des deutschen Gasfernleitungsnetzes mit den Fernleitungsnetzen europäischer Nachbarstaaten und dem Kapazitätsbedarf in den nachgelagerten Netzen.

Die im NEP Gas 2013 enthaltenen Maßnahmen sind vor allem für den Nord-Süd-Transport von Gas notwendig. Sie tragen außerdem zur Behebung der kritischen Situation bei der Gasversorgung der Verteilernetzbetreiber in Süddeutschland bei. Der NEP Gas 2013 geht erstmals auch auf das sich verringende

⁴⁹ AC (Alternating Current (Wechselstrom)), DC (Direct Current (Gleichstrom)).

L-Gas-Aufkommen insbesondere in den Niederlanden ein und benennt konkrete Netzgebiete für die Umstellung auf die Versorgung mit H-Gas.

Die insgesamt 27 verbindlichen Netzausbaumaßnahmen des NEP Gas 2013 weisen ein Investitionsvolumen von circa 2,2 Mrd. Euro aus. Damit gehen bis 2023 ein Leitungsbau mit einer Gesamtlänge von 522 km und eine zusätzliche Verdichterleistung von 344 MW einher.

Am 1.4.2014 haben die Gasfernleitungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur den NEP Gas 2014 vorgelegt. Im Wesentlichen werden die durch die Bundesnetzagentur verbindlich festgestellten Maßnahmen des NEP Gas 2013 in den Ergebnissen des NEP Gas 2014 fortgeführt. Darüber hinaus sind in der Betrachtung bis 2024 zusätzliche Ausbaumaßnahmen erforderlich, die maßgeblich aus dem L-/H-Gas Umstellungsbedarf, der Berücksichtigung eines erhöhten H-Gas Bedarfs sowie eines erhöhten Kapazitätsbedarfs für Gasspeicher resultieren. Ferner sind einzelne Maßnahmen auf den erhöhten Kapazitätsbedarf im Verteilernetz im süddeutschen Raum zurückzuführen.

Die insgesamt 51 verbindlichen Netzausbaumaßnahmen des NEP Gas 2014 haben einen Leitungszubau von 748 km und eine Erhöhung der Verdichterleistung von 344 Megawatt bis zum Jahr 2024 zur Folge. Das Investitionsvolumen dieser Maßnahmen beläuft sich auf rund 2,8 Mrd. Euro.

Weitere Investitionspflichten resultieren aus der europäischen Verordnung über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung (SoS-Verordnung).⁵⁰ Die Verordnung soll die Sicherheit der Erdgasversorgung gewährleisten, indem sie sowohl für Präventionsmaßnahmen als auch für eine koordinierte Reaktion bei Versorgungsstörungen sorgt und sicherstellt, dass der Binnenmarkt für Erdgas reibungslos und ununterbrochen funktioniert.

1.3 Ergebnis für die Evaluierung

Zusammenfassend kann auf Basis der vorliegenden Studien festgestellt werden, dass in den nächsten 20 Jahren erhebliche zusätzliche Investitionen in die Stromübertragungs- und Stromverteilernetze notwendig sind. Ein Investitionsbedarf besteht auch bei den Gasfernleitungsnetzbetreibern.

Durch die Umsetzung innovativer Maßnahmen, z. B. die Kombination von Erzeugungsmanagement mit regelbaren Ortsnetztransformatoren, können auf der Verteilernetzebene im Strombereich die Investitionskosten deutlich gesenkt werden.

Es wird damit bestätigt, dass die Sicherung der Investitionsfähigkeit, Kosteneffizienz und die Freisetzung innovativer Potenziale für die Bewertung der Anreizregulierung wie auch möglicher Handlungsalternativen von zentraler Bedeutung sind.

⁵⁰ Verordnung (EG) Nr. 994/2010 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20.10.2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG.

2. Entwicklung der Netzbetreiberstruktur

Die Herausforderungen aus Energiewende, Netzausbauerfordernissen und geänderten Marktmodellen treffen auf andere Netzbetreiberstrukturen als noch 2005. Dies liegt neben strategischen Entscheidungen einzelner Unternehmen an der Entflechtung und dem Wettbewerb um Konzessionsverträge.

2.1 Entflechtung

Da die europäische Kommission auch nach der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte im Jahr 1998 noch Defizite bei der Umsetzung in den Mitgliedsstaaten sah, erließ sie im Jahr 2003 die sog. Beschleunigungsrichtlinien.⁵¹ Diese enthielten nicht nur neue Regeln für eine ex-ante-Regulierung von Netzzugang und Netzentgelt, sondern auch striktere Vorgaben für die Entflechtung von wettbewerblichen Bereichen und Netzbetrieb. Die Beschleunigungsrichtlinien wurden mit der EnWG-Novelle 2005 in nationales Recht umgesetzt. Die europäischen Entflechtungsvorgaben wurden durch das Dritte Energiebinnenmarktpaket im Jahr 2009⁵² weiter verschärft und mit der Novellierung des EnWG 2011 umgesetzt. Das EnWG sieht vier Entflechtungsarten vor: die (gesellschafts-) rechtliche, die operationelle, die informatorische sowie die buchhalterische Entflechtung.

Im Bereich der Verteilernetze stellt die Gründung einer operativ eigenständigen Netzbetreibergesellschaft im Rahmen der sog. rechtlichen und operationellen Entflechtung die umfassendste Form der Entflechtung dar. Zu dieser Art der Entflechtung sind Netzbetreiber mit mehr als 100.000 angeschlossenen Kunden und solche verpflichtet, die sich aufgrund von Beherrschungsverhältnissen die angeschlossenen Kunden ihrer Muttergesellschaften zurechnen lassen müssen. Alle Netzbetreiber mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden sind von der Verpflichtung zu rechtlichen und operationellen Maßnahmen ausgenommen (de-minimis-Regelung). Jedoch sind alle vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen – unabhängig von der Größe – zur Abgrenzung der Informationen des Netzbetreibers (informatorische Entflechtung) und zur Aufstellung und Prüfung von Jahresabschlüssen und Spartenabschlüssen nach den Regeln des EnWG und des Handelsgesetzbuchs (HGB) (buchhalterische Entflechtung) verpflichtet.

In Umsetzung der europäischen Vorgaben gelten die nationalen Regelungen zur Entflechtung für Verteilernetzbetreiber im Wesentlichen seit 2005. Die Pflicht zur rechtlichen Entflechtung durch Gründung einer eigenen Netzbetreibergesellschaft war für Verteilernetzbetreiber mit mehr als 100.000 angeschlossenen Kunden spätestens zum 1.7.2007 umzusetzen. Mithin hatte die Entflechtung bereits zu Beginn der Anreizregulierung im Jahr 2009 ein Niveau erreicht, dass über die Jahre annähernd gleichbleibend fortgeführt wurde.

Da keine Verpflichtung zu einer Übertragung des Netzeigentums auf die Netzgesellschaft besteht, wählten viele Unternehmen das Modell der „schlanken Netzgesellschaft“, gepaart mit einem umfangreichen Dienstleistungspaket innerhalb des vertikal integrierten Unternehmens.

⁵¹ Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG vom 26.6.2003.

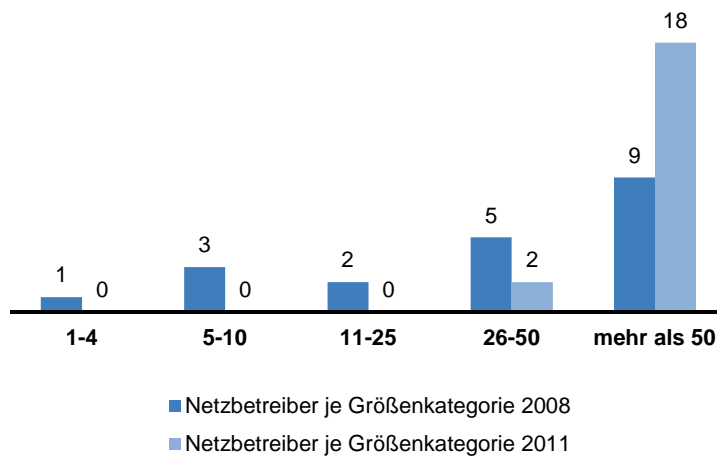
⁵² Richtlinien 2009/72/EG und 2009/73/EG sowie VOen (EG) Nr. 713/2009, 714/2009 und 715/2009 vom 13.7.2009.

Diese Leistungsbeziehungen führen in der Bestimmung der Ausgangsbasis für die Anreizregulierung zu Herausforderungen. In der Regulierungspraxis sehen sich die Regulierungsbehörden bei der Ermittlung der Erlösbergrenzen im Wesentlichen mit den folgenden drei Problemen konfrontiert:

- Das zu regulierende Energieversorgungsunternehmen verfügt stets über umfassendere und detailliertere Informationen zu seiner Kosten- und Erlösstruktur als die Regulierungsbehörde. Dies gilt insbesondere für die Zuordnung von Kosten und Erlösen in den regulierten Bereich, das Aufdecken von Gewinnzuschlägen in Dienstleistungsbeziehungen mit assoziierten Unternehmen und den Ausweis bestimmter Bilanz- und Gewinn- und Verlustpositionen.
- Ein weiteres Problem ist die unterschiedliche Ausübung von Bilanzierungswahlrechten, Ermessensspielräumen und Sachverhaltsgestaltung bei der Erstellung von Jahresabschlüssen. Diese verzerren das Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage verschiedener Konzernunternehmen des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens und erschweren dadurch die Vergleichbarkeit der Zahlenwerke der Gesellschaften untereinander.
- Des Weiteren werden die Vorschriften zur Erstellung der Tätigkeitsabschlüsse gemäß § 6b Abs. 3 EnWG von den Netzbetreibern unterschiedlich interpretiert, was zu einer zusätzlichen Erhöhung von Intransparenz führt. Energieversorgungsunternehmen haben in ihrer internen Rechnungslegung getrennte Konten für jeden ihrer Tätigkeitsbereiche so zu führen, wie dies erforderlich wäre, wenn diese Tätigkeitsbereiche von rechtlich selbständigen Unternehmen ausgeführt werden würden. Bei der Aufspaltung der Jahresabschlüsse in die verschiedenen Tätigkeitsbereiche werden jedoch u. a. Bilanzpositionen miteinander saldiert, nicht ausgewiesen oder fehlerhaft zugeordnet. Leistungen in Service-Gesellschaften werden teilweise nicht in Tätigkeitsbereiche aufgegliedert, sondern in Summe als „andere Tätigkeiten innerhalb des Elektrizitätssektors oder Gassektors“ in Konten zusammengefasst, was einen Nachvollzug der Dienstleisterkosten nahezu unmöglich macht.

Im Ergebnis zeigen sich diese Probleme bei dem Versuch der Bilanzanalyse von Netzgesellschaften mit Pacht- und Dienstleistungsmodell. Diese muss scheitern, da die Zahlen von Netzgesellschaft und Dienstleistungsunternehmen im Konzern sich nicht zu vernünftig interpretierbaren Ergebnissen zusammenfügen lassen. Die Netzbetreiber im Pacht- und Dienstleistungsmodell halten in der Regel nur einen kleinen Personalbestand und pachten das Netz von der Muttergesellschaft. Erst ab 2010 hat sich die Personalausstattung der Netzgesellschaften insgesamt deutlich verändert.

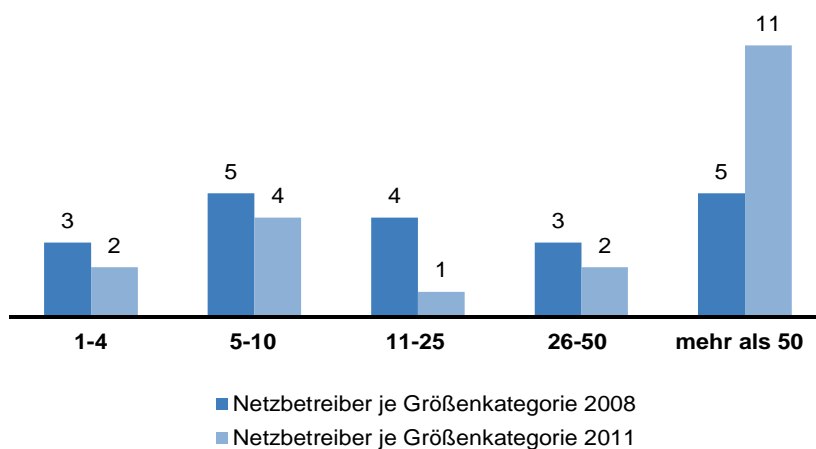
Mitarbeiterentwicklung bei den 20 größten Verteilernetzbetreibern (Strom)



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 8: Mitarbeiterentwicklung der 20 größten Verteilernetzbetreiber (Strom)⁵³

Mitarbeiterentwicklung bei den 20 größten Verteilernetzbetreibern (Gas)



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 9: Mitarbeiterentwicklung der 20 größten Verteilernetzbetreiber (Gas)⁵⁴

Dies ist primär auf Effekte der ARegV zurückzuführen. Personalzusatzkosten gelten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile, die nicht in den Effizienzvergleich einbezogen werden (vgl. hierzu Abschnitt B2). Für die erste Regulierungsperiode ging die Bundesnetzagentur zugunsten der Netzbetreiber davon aus, dass die infolge der neuen Entflechtungsvorgaben erforderlich gewordene Überleitung der Arbeitnehmer auf den rechtlich selbständigen Netzbetreiber zum Zeitpunkt der letzten Kostenprüfung noch nicht abgeschlossen

⁵³ Bundesnetzagentur, Monitoring Bericht 2011, S. 225.

⁵⁴ Bundesnetzagentur, Monitoring Bericht 2011, S. 225.

war. Es wurden demnach auch Kosten für Versorgungsleistungen von Arbeitnehmern als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gewertet, die zwar noch bei der Muttergesellschaft angestellt waren, die aber ausschließlich für den Netzbetreiber tätig geworden sind und deren endgültige Überleitung zum Netzbetreiber nach einer ausdrücklichen Erklärung des Unternehmens angestrebt war. Mit Beginn der zweiten Regulierungsperiode und auf Grundlage der Basisjahre 2010 (Gas) und 2011 (Strom) können als dauerhaft nicht beeinflussbar nur noch solche Kosten von Arbeitnehmern angesetzt werden, die auf Grundlage eines unmittelbar mit dem Netzbetreiber geschlossenen Arbeitsvertrages ausschließlich dort tätig sind. Die hierauf ergriffenen Personalmaßnahmen der Netzbetreiber lassen sich deutlich in den zwei obenstehenden Abbildungen erkennen, die die Personalentwicklung in Richtung Basisjahr der zweiten Regulierungsperiode zeigen. Nach Ansicht der Regulierungsbehörden bedarf es aufgrund der rechtlichen Vielgestaltigkeit von Arbeitnehmerüberlassungsverhältnissen eines eindeutigen Maßstabs. Damit gehen evtl. anfallende Personalzusatzkosten bei Unternehmen, die zur Erfüllung ihrer Aufgaben auf Fremdpersonal zurückgreifen, in den Effizienzvergleich ein. Neben diesem Effekt mögen auch geänderte Entflechtungskonzepte mit weniger operativen Schnittstellen in den Unternehmen dazu geführt haben, dass die Personalausstattung der Netzgesellschaften angestiegen ist.

Während mit der Einführung der Entflechtung und Regulierung die Erwartung verbunden war, dass sich Netzbetreiber zu Kooperationsgesellschaften zusammenschließen, um Synergien zu heben, lässt sich diese Entwicklung nicht feststellen. Vielmehr sind echte Kooperationsmodelle bei Netzbetreibern seit Einführung der Anreizregulierung unter Druck. „Echte Kooperationsmodelle“ bezeichnen in diesem Zusammenhang die Zusammenführung mehrerer historisch eigenständiger Netze unter dem Dach einer gemeinsamen Netzgesellschaft, die eine einheitliche Erlösobergrenze, einen Preis und einen Marktauftritt hat. Demgegenüber stehen solche Kooperationen, in denen ein Energieversorgungsunternehmen einem anderen ganz oder teilweise die Netzführung im Wege der Betriebsführung oder Dienstleistungserbringung abnimmt, nach außen aber weiterhin mehrere Netzbetreiber mit jeweils getrennten Erlösobergrenzen und Preisblättern bestehen bleiben. Echte Netzbetreiberkooperationen insbesondere durch Zusammenschluss mehrerer kleiner Netzbetreiber zu einem größeren oder mit einem größeren zu Einheiten, die mehr als die für das vereinfachte Verfahren zulässige Anschlusskundenzahl von 30.000 im Strom und 15.000 im Gas haben, sind die Ausnahme. Dafür können auch Wirkungen des vereinfachten Verfahrens der Anreizregulierung als Erklärung herangezogen werden.

Das vereinfachte Verfahren bietet bei attraktiven Strukturannahmen und einem pauschalen Effizienzwert für die zweite Regulierungsperiode von 96,14 % im Strom und 89,97 % im Gas (s. u. IIIG4.1) eine so hohe Planungssicherheit für die Netzbetreiberunternehmen, dass sich viele unternehmerisch rational für den eigenständigen Klein-Netzbetreiber entscheiden und allenfalls über den Austausch von Dienstleistungen kooperieren. Eine systematische Auswertung der Unternehmensstrukturen und wissenschaftliche Bearbeitung der Anreizwirkungen im gegebenen System ist allerdings nicht bekannt. Weder die Bundesnetzagentur, noch die angefragten Branchenverbände oder die DENA verfügen hier über substantielles Material der Unternehmensstrukturen.

Die Entwicklung der Entflechtung stellt sich bei den Stromübertragungs- und Gasfernleitungsnetzbetreibern anders dar als bei den Verteilernetzbetreibern. Während von 2005 bis 2011 die gleichen Regularien wie für die Verteilernetzbetreiber auch für Transportnetzbetreiber galten, so wurde durch das Dritte Energiebinnenmarktpaket eine deutlich verschärfte Form der Entflechtung eingeführt. Die Unternehmen haben seit 2011 die Wahl zwischen einer vollständigen eigentumsrechtlichen Entflechtung, der Benennung

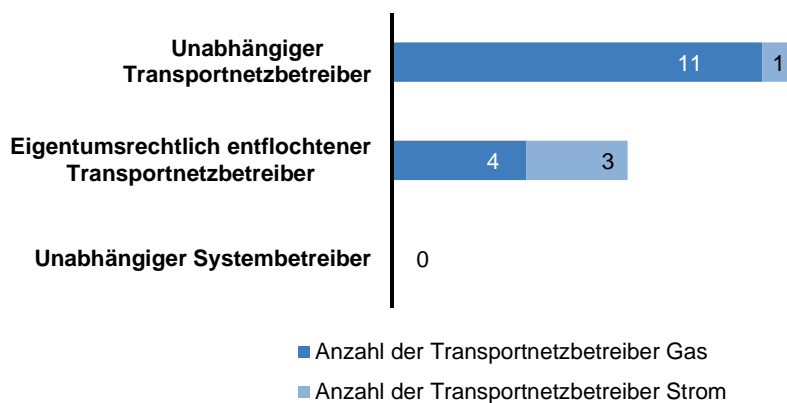
eines unabhängigen Systembetreibers und der Einrichtung eines unabhängigen Transportnetzbetreibers. Dabei kamen die tatsächlichen Entwicklungen den rechtlichen teilweise zuvor.

Erstmals wurde im Gasbereich im Jahr 2007 durch den Verkauf der Unternehmenstochter BEB Erdgas und Erdöl GmbH eine konsequente eigentumsrechtliche Entflechtung vollzogen. Der Energieversorgungskonzern Vattenfall Europe AG hat 2010 den Verkauf seines Stromübertragungsnetzbetreibers Vattenfall Europe Transmission GmbH abgeschlossen. Die heutige Betreibergesellschaft 50Hertz Transmission gehört keinem vertikal integrierten Energiekonzern mehr an. Gleiches gilt für die durch eine Verpflichtungszusage der E.ON AG gegenüber der Europäischen Kommission 2009 entstandene transpower stromübertragungs gmbh, der Vorgängerin der heutigen TenneT TSO GmbH.

Im Jahr 2010 wurde die Thyssengas GmbH aus dem RWE Konzern herausgelöst, 2011 veräußerte die RWE AG 74,9 % ihres Anteils am Übertragungsnetzbetreiber Amprion GmbH. 2012 veräußert der E.ON Konzern mit Open Grid Europa Deutschlands größten Gasfernleitungsnetzbetreiber an ein Konsortium von Finanzinvestoren.

Im Jahr 2013 verantworten vier Übertragungsnetzbetreiber in vier Regelzonen den Stromtransport in Deutschland. 15 Gasfernleitungsnetzbetreiber betreiben insgesamt zwei Marktgebiete für Erdgastransport und Belieferung.

Transportnetzbetreiber nach beantragtem Zertifizierungsmodell

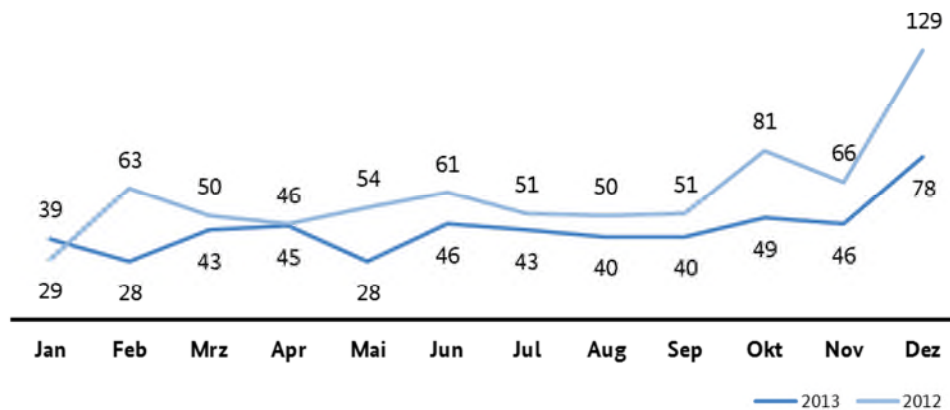


Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 10: Transportnetzbetreiber nach beantragtem Zertifizierungsmodell

2.2 Wettbewerb um Konzessionsgebiete

Ein Großteil der bestehenden, bundesweit auf ca. 20.000 geschätzten Konzessionsverträge für Strom- und Gasverteilernetzbetreiber läuft als Folge ihrer gesetzlich auf 20 Jahre begrenzten Laufzeit bereits gegenwärtig und in den kommenden Jahren aus .

Bekanntmachungen über das Auslaufen von Konzessionsverträgen

Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 11: Bekanntmachung über das Auslaufen von Konzessionsverträgen⁵⁵

Der Inhalt des konzessionierten Rechts hat sich über diese Zeit gewandelt. 1980 beinhalteten Konzessionsverträge das ausschließliche Recht zur Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet. Seit 2005 ist die Konzession im Einklang mit den Entflechtungsregelungen rein netzbezogen und die Grundversorgungspflicht demjenigen Energieversorgungsunternehmen zugewiesen, das die meisten Haushaltskunden in einem Netzgebiet der allgemeinen Versorgung beliefert. Auf Handelsebene bestehen inzwischen klar geregelte Durchleitungsansprüche. Zudem sind die Netzentgelte reguliert. Die für eine Konzession zulässigen Gegenleistungen sind in der Konzessionsabgabenverordnung streng limitiert.

Gegenwärtig ist eine starke Diskussion und breites Interesse zur Kommunalisierung zu beobachten, d. h. Kommunen prüfen bei einer Neuvergabe sehr intensiv, diese Aufgabe durch eine eigene Gesellschaft, in einem Joint Venture mit einem großen Partner oder selbst zu übernehmen. Zugleich bewerben sich regelmäßig überregional tätige Unternehmen aus dem gesamten Bundesgebiet um die Strom- bzw. Gaskonzession einer Gemeinde.

In insgesamt 202 bundesdeutschen Postorten hat es im ersten Halbjahr 2014 einen Wechsel des Netzbetreibers gegeben.⁵⁶ Demnach geht ein großer Teil der Netzgebiete von regionalen Verteilernetzbetreibern in bestehende Gesellschaften mit kommunalen Beteiligungen über.

Allein in 93 Postleitzahl-Ort-Kombinationen wechselt ein Großteil der betroffenen Postorte aus dem Netzgebiet der Westnetz GmbH in das Konzessionsgebiet der EnergieNetz Mitte.⁵⁷ Auch in der ganz überwiegenden Zahl der anderen Fälle entstehen durch den Wechsel des Konzessionsnehmers keine neuen Netzbetreiber, sondern bereits bestehende Netzbetreiber gewinnen an Netzgebiet hinzu.

⁵⁵ Bundesnetzagentur, Monitoring Bericht 2014, S. 319.

⁵⁶ ene't GmbH, Newsletter Netznutzung Strom, Ausgabe 91, August 2014

⁵⁷ ene't GmbH, Newsletter Netznutzung Strom, Ausgabe 91, August 2014

Im Ergebnis bleibt zur Entwicklungen der Netzbetreiberlandschaft infolge von gegenläufigen Effekten der Netzbetreiberbündelung und Kommunalisierung festzuhalten, dass die Bundesnetzagentur keine signifikante Veränderung der Anzahl der Verteilernetzbetreiber beobachtet. Im Strombereich gab es im Jahr 2006 876 Verteilernetzbetreiber, im Jahr 2013 waren es 884. Im Gas ist die Situation ähnlich. 2006 gab es 736 Verteilernetzbetreiber, 2013 waren es 711.⁵⁸

⁵⁸ Quelle: Stammdatenauswertung Bundesnetzagentur, Stand 2014.

III Evaluierung

A Kosten- und Erlösentwicklung

1. Untersuchungsgegenstand und Herangehensweise

Eine Untersuchung zur Entwicklung der Kosten und Erlöse ist aus zwei Gründen wichtig: Einerseits ergibt sich hieraus, ob die den Netzbetreibern entstehenden Kosten durch entsprechende Erlösanpassungen angemessen abgedeckt werden, die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber also gesichert ist. Die Einschätzung zur Investitionsfähigkeit macht das Kapitel IIIA zu einem zentralen Kapitel im Evaluierungsbericht. Teilweise bestehen enge inhaltliche Verschränkungen mit dem Kapitel zur Investitionstätigkeit (Kapitel IIIB).

Andererseits ergibt sich aus den Untersuchungen, wie sich die Erlöse unter den Rahmenbedingungen der Anreizregulierung angepasst haben und in welchem Umfang Netzkunden von möglichen Erlösobergrenzenänderungen profitiert haben oder zusätzlich belastet wurden. In welchem Umfang Netzentgeltsenkungen durch die ARegV ursächlich herbeigeführt wurden - oder ein Anstieg der Netzentgelte durch die ARegV verhindert wurde - kann hier nicht bewertet werden, da für die Bewertung der Referenzfall fehlt, eine Gruppe von Netzbetreibern, die nicht durch die ARegV reguliert wurden.

Die inhaltliche Behandlung der Kosten- und Erlösentwicklung verläuft entlang der in den öffentlichen Veranstaltungen (Workshops) vorgestellten Leitfragen, die im nachfolgenden Abschnitt nochmals aufgeführt und in den Gesamtkontext dieses Kapitels eingeordnet werden.

Sofern in den folgenden Textpassagen auf quantitative Analysen abgestellt wird, so wird für diese an entsprechender Stelle die jeweils betrachtete Gesamtheit der Netzbetreiber beschrieben bzw. abgegrenzt sowie die verwendete Methodik bzw. Berechnung dargelegt.

1.1 Leitfragen

Mit dem Budgetansatz der Anreizregulierung sind die Erlösobergrenzen über den Zeitraum der Regulierungsperiode von der tatsächlichen Kostenentwicklung der Netzbetreiber abgekoppelt. Gleichwohl stellen die Kosten des Basisjahres nicht nur den Ausgangspunkt für die Erlösobergrenzenermittlung dar, sondern sind zugleich ein entscheidender Hebel für das Niveau der Erlösobergrenzen der Zukunft.

Daher wird mit den nachfolgenden Leitfragen zunächst auf die Kosten und deren Herleitung eingegangen. Zudem werden auch die wesentlichen Prinzipien der Kostenermittlung sowie deren Bedeutung für die Strom- und Gasnetzbetreiber aktuell sowie für die Zukunft dargestellt. Die hiermit verbundenen Leitfragen lauten:

- Wie haben sich Kosten und Erlösobergrenzen entwickelt?
- Was sind die Gründe für die Entwicklung? Welche Entwicklungen sind bereits heute absehbar?

Im Verlauf einer Regulierungsperiode erfolgen Anpassungen der Erlösobergrenzen, die in Form von Zu- oder Abschlägen das Erlösobergrenzeniveau erhöhen oder absinken lassen können. Die Entwicklung der Erlösobergrenze ist hierbei für jeden Netzbetreiber individuell. Die Zusammensetzung und Entwicklung in ihrer Gesamtheit ist nicht nur wichtig für das Verständnis der wesentlichen Treiber der Erlösobergrenzen, sondern dokumentiert zugleich die mittlerweile erreichte Vielschichtigkeit und Disaggregation von

Einzelentwicklungen, die auf die Entwicklung der Erlösbergrenzen wirken. Beide Aspekte werden durch die nachfolgende Leitfrage zusammengefasst:

- Welches sind die wesentlichen Determinanten der Erlösbergrenzenentwicklung?

Im Zentrum der Evaluierung steht die Frage, ob den Netzbetreibern im Rahmen der ARegV Erlöse in angemessenem Umfang zur Verfügung stehen, um erforderliche Investitionen zu finanzieren. Stichwort ist hier wiederum die Zielebene Investitionsfähigkeit und hier zunächst die Fokussierung auf die Erweiterung von Netzen. Auf der Instrumentenebene stellt sich hier die Frage:

- Wie sind die einzelnen Instrumente der ARegV hinsichtlich der Wirkung auf Kosten und Erlöse zu bewerten?

Investitionen sind neben der Erweiterung auch für den Ersatz notwendig. Deren Finanzierung und Abbildung im System der Anreizregulierung wird zwischen den Netzbetreibern, ihren Verbänden und der Bundesnetzagentur bereits länger diskutiert. Seitens der Netzbetreiber wird argumentiert, dass neben den Erweiterungsinvestitionen auch die Investitionen in den Ersatz einen negativen Einfluss auf den Erfolg der Netzbetreiber haben. Mit der nachfolgenden Leitfrage soll diese Diskussion erneut aufgenommen werden:

- Wie hat sich der wirtschaftliche Erfolg von Netzbetreibern entwickelt? Was sind die Gründe für die Entwicklung?

1.2 Verwendete Methoden

Für die Untersuchungen zur Kosten- und Erlösentwicklung wurde der Bundesnetzagentur vorliegendes Datenmaterial aus den Verfahren der ARegV zurückgegriffen. Zu verschiedenen Fragestellungen wurden eigenständig Modellansätze entwickelt, u. a. zur Bewertung des Erweiterungsfaktors sowie des sog. Sockeleffektes und sich daraus ergebender Sockelbeträge. Diese Modellansätze wurden auch für die Bewertung anderer Regulierungsansätze aus dem Kapitel IV verwendet.

Mit einem ökonometrischen Modellansatz wurden basierend auf der Datenerhebung zum Investitionsverhalten Einflussfaktoren auf den wirtschaftlichen Erfolg der Netzbetreiber bestimmt.

2. Untersuchungen und Befunde zur Entwicklung der Erlösbergrenzen

Dieser Abschnitt des Evaluierungsberichtes enthält in 2.1 eine umfassende Darstellung der Entwicklung der Erlösbergrenzen der Strom- und Gasnetzbetreiber. Hierbei werden neben den Netzkosten aus der Kostenprüfung der Basisjahre die entsprechende Kostenstruktur des Ausgangsniveaus sowie das jeweilige Erlösbergrenzenvolumen beschrieben.

In Abschnitt 2.2 folgt eine Betrachtung der Sockeleffekte aus der Anreizregulierung unter Einbeziehung der Kosten und Erlösentwicklung. Hierbei wird zunächst eine Einordnung der Bedeutung des Ausgangsniveaus für die Bestimmung der Erlösbergrenzen vorgenommen. Der Sockeleffekt bzw. die Sockeleffekte werden in Abschnitt 2.2.2 zunächst definitorisch abgegrenzt. Der den Netzbetreibern aus den bestehenden Anlagen zufließende Sockelbetrag wird in den Abschnitten 2.2.4 und 2.2.5 modellgestützt abgeschätzt und in Abschnitt 2.2.6 zusammengefasst dargestellt.

Überlegungen zum Umgang mit der Prüfung der Kosten des betrieblichen Aufwands (OPEX) finden sich in Abschnitt 2.3. Damit korrespondierende Überlegungen zum Umgang mit der Ermittlung der Kapitalkosten (CAPEX) (Stichwort Pauschalisierungen) sind in Abschnitt G10 dargestellt, da neben der Kosten- und Erlösentwicklung der CAPEX Überlegungen zur Handhabbarkeit bzw. Einfachheit des Regulierungssystems und der Transparenz hier eine große Rolle spielen.

2.1 Kosten- und Erlösentwicklung

Entwicklung der Netzkosten

Im Folgenden werden die Entwicklungen der Netzkosten für die erste und zweite Regulierungsperiode und des Erlösbergrenzenvolumens für den Zeitraum 2009 bis 2013 im Strombereich und 2009 bis 2012 im Gasbereich nach dem Netzbetreibertyp sowie dem Verfahren im Rahmen der ARegV (Regel- und vereinfachtes Verfahren) dargestellt. Die Netzkosten sind in Kapitalkosten (CAPEX), den betrieblichen Aufwand (OPEX) und die kalkulatorische Gewerbesteuer unterteilt.

Die CAPEX umfassen dabei die drei folgenden Größen: kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung, kalkulatorische Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen. Unter OPEX werden die Betriebskosten und die kostenmindernden Erlöse und Erträge verstanden.

Für die Darstellung der Kosten- und der Erlösentwicklung wurden die Daten der Netzbetreiber einbezogen, die originär und aufgrund von Vereinbarungen zur Organleihe⁵⁹ in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen und deren Daten der Bundesnetzagentur durchgängig für den Zeitraum der ersten Regulierungsperiode 2009 bis 2013 (Strom) bzw. 2009 bis 2012 (Gas) für die Bestimmung des Ausgangsniveaus der Erlösbergrenzen für die erste und zweite Regulierungsperiode vorlagen. Darüber hinaus wurden nur diejenigen Netzbetreiber in die Auswertung einbezogen, die in der ersten und in der zweiten Regulierungsperiode im gleichen Verfahren waren.

Im vereinfachten Verfahren konnte im Strombereich auf die Daten von 120 Verteilernetzbetreibern zurückgegriffen werden. Dies entspricht einer Quote in Bezug auf alle verfügbaren Netzbetreiberdaten von 76 %. Im Regelverfahren liegt die Quote bei einer Anzahl von 105 Stromnetzbetreibern bei 86 %. Im Gasbereich wurden die Daten von 132 Netzbetreibern im vereinfachten Verfahren einbezogen, woraus sich eine Quote von 86 % ergibt. Im Regelverfahren liegen die Daten von 75 Netzbetreibern vor, was einer Quote von 94 % entspricht.

Entwicklung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen

Die Entwicklungen der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen werden nachfolgend den anerkannten Kosten der Basisjahre 2006 und 2011 bzw. 2010 gegenübergestellt. Anhand eines Liniendiagramms wird hierbei die prozentuale Entwicklung der Erlösbergrenzen als Veränderungsrate jeweils im Verhältnis zur Erlösbergrenze des Jahres 2009 wiedergegeben. Die Angaben für die Darstellung der Entwicklung der Erlösbergrenzen für die erste Regulierungsperiode (Zeitraum von 2009 bis 2012 bzw. 2011) basieren auf

⁵⁹ Wahrnehmung der Aufgaben für das Land Berlin/Brandenburg/Bremen/Mecklenburg-Vorpommern/Niedersachsen/Schleswig-Holstein/Thüringen.

weitgehend abgeschlossenen Verfahren und geprüften Daten, während Angaben für die Erlösobergrenze 2013 (Strom) bzw. 2012 (Gas) auf Netzbetreiberangaben und damit ungeprüften Daten beruhen.

2.1.1 Transportnetzbetreiber

Stromübertragungsnetzbetreiber

Die folgende Abbildung 12 gibt Auskunft über die Aufteilung des Ausgangsniveaus der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Übertragungsnetzbetreiber für die erste und zweite Regulierungsperiode.

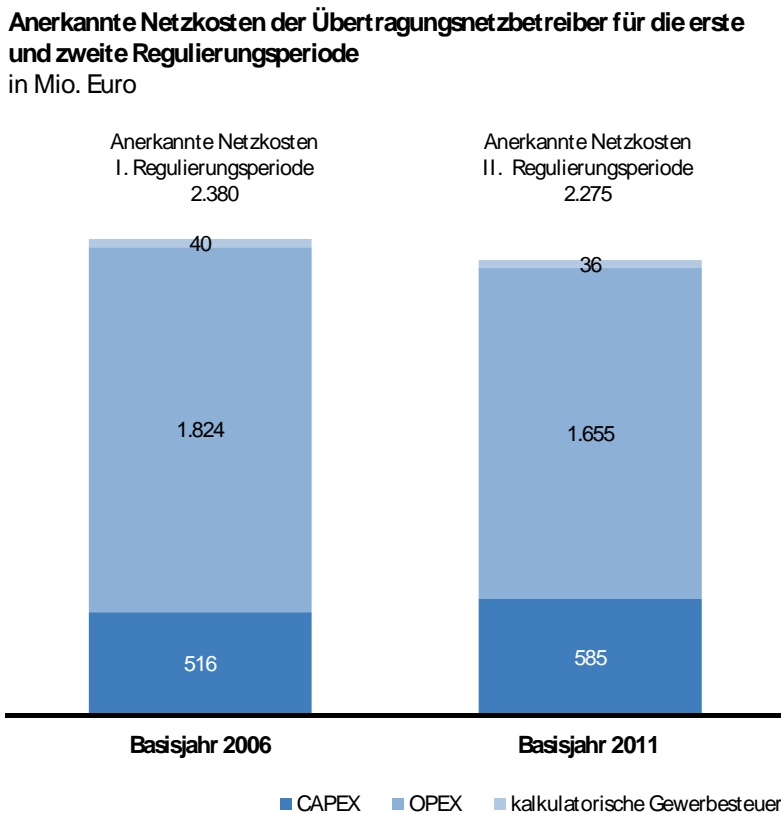


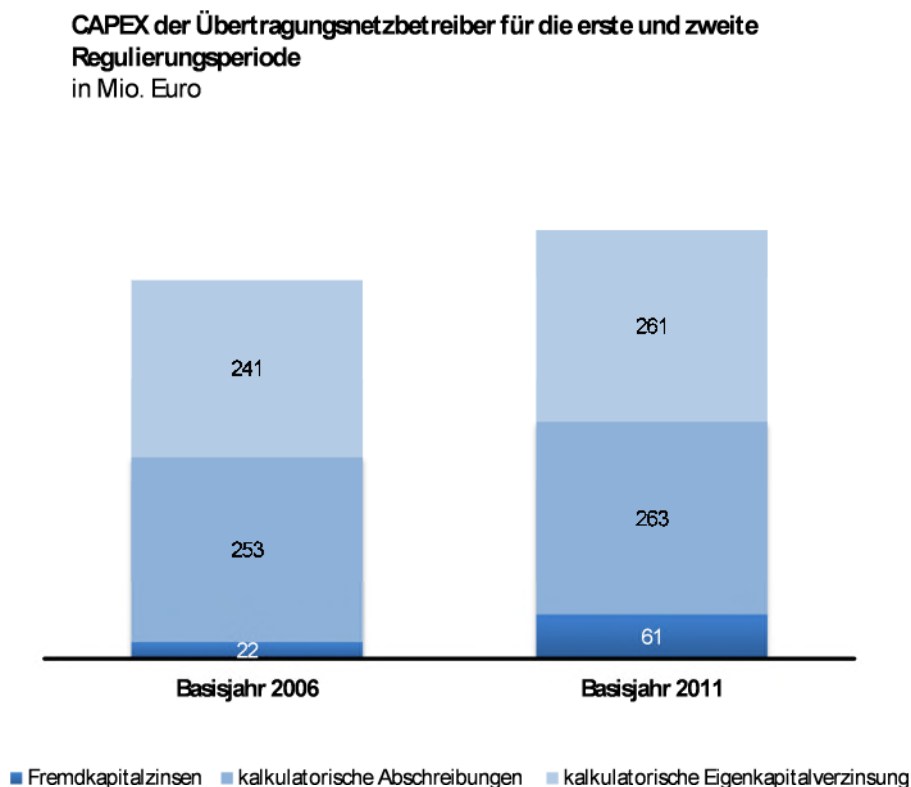
Abbildung 12: Anerkannte Netzkosten der Stromübertragungsnetzbetreiber für die erste und zweite Regulierungsperiode

Die anerkannten Netzkosten der vier Übertragungsnetzbetreiber im Basisjahr 2011 waren von ca. 2.380 Mio. Euro im Basisjahr 2006 auf ca. 2.275 Mio. Euro gefallen, obwohl die CAPEX im Basisjahr 2011 im Vergleich zum Basisjahr 2006 um ca. 69 Mio. Euro bzw. um ca. 13,40 % angestiegen sind. Diese Absenkung resultierte insbesondere aus einer Senkung der OPEX um ca. 169 Mio. Euro.

Bei dem Vergleich der Ausgangsniveaus der Jahre 2006 und 2011 ist zu berücksichtigen, dass im Basisjahr 2006 noch die physikalische EEG-Veredelung ein Bestandteil der anerkannten Kosten war. Die Kosten hierfür betragen ca. 621 Mio. Euro. Die EEG-Veredelung ist ab dem Jahr 2010 in die EEG-Umlage umgegliedert worden. Unter Berücksichtigung dieses Wegfalls und des dennoch im Jahr 2011 höheren OPEX-Niveaus ist

zwischen den beiden Basisjahren ein erheblicher OPEX-Anstieg zu verzeichnen. Die kalkulatorische Gewerbesteuer lag im Basisjahr 2011 bei ca. 36 Mio. Euro.

In der nachfolgenden Abbildung 13 wird die Zusammensetzung der einzelnen Komponenten der CAPEX dargestellt. Der Anstieg der Kosten im CAPEX-Bereich um ca. 13,40 % zwischen den Jahren 2006 und 2011 wurde durch die Steigerung der Fremdkapitalzinsen um ca. 39 Mio. Euro, die Steigerung der kalkulatorischen Abschreibungen um ca. 10 Mio. Euro und die Steigerung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung um ca. 21 Mio. Euro verursacht.



Quelle: Bundesnetzagentur

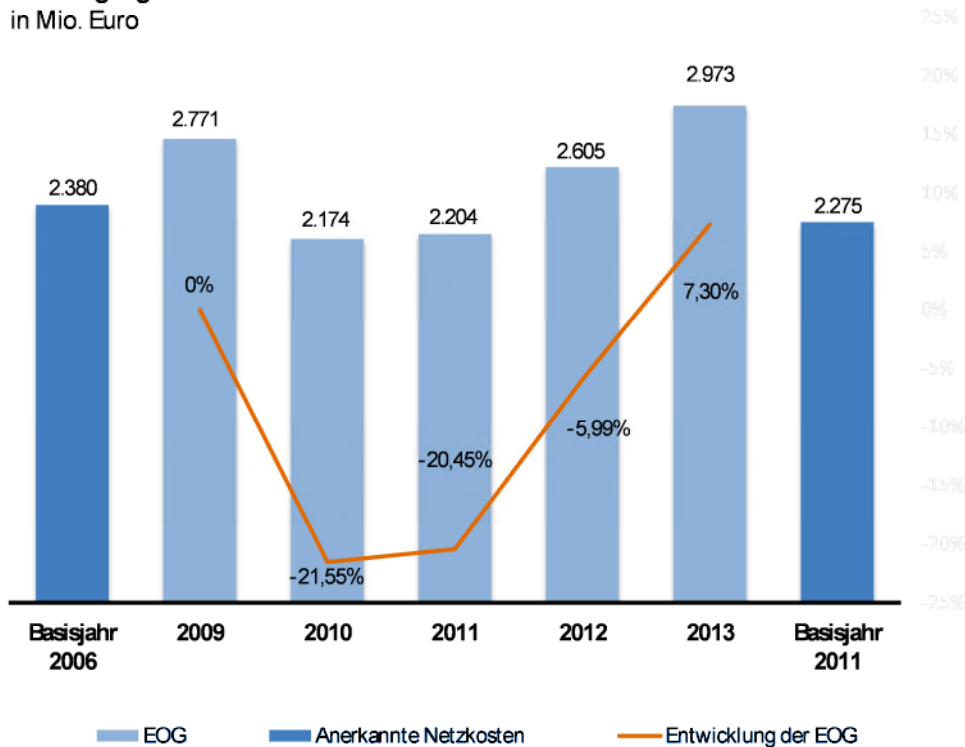
Abbildung 13: CAPEX der Übertragungsnetzbetreiber für die erste und zweite Regulierungsperiode

Die nachfolgende Abbildung 14 stellt die anerkannten Netzkosten für das Basisjahr 2006 sowie die Entwicklung der Erlösobergrenzen der ersten Regulierungsperiode dar. Zusätzlich ist das Basisjahr 2011 der zweiten Regulierungsperiode dargestellt. Bei den Übertragungsnetzbetreibern kam es im Jahr 2009 bei der Überführung des Ausgangsniveaus hin zur Erlösobergrenze in Summe zu einem Aufwuchs um ca. 391 Mio. Euro von ca. 2.380 Mio. Euro auf ca. 2.771 Mio. Euro.

Die Erlösobergrenzen der Übertragungsnetzbetreiber sind ausgehend vom Jahr 2009 auf 2010 von ca. 2.771 Mio. Euro auf ca. 2.174 Mio. Euro um 21,55 % stark gesunken. Maßgeblich hierfür ist der Wegfall der Kostenposition EEG-Veredelung, die seit dem Jahr 2010 nicht mehr Bestandteil der Systemdienstleistungskosten bei den Netzbetreibern ist. Die EEG-Veredelungskosten gehen seit dem Jahr 2010 grundsätzlich nicht mehr in die Erlösobergrenze ein, sondern sind seit dem Jahr 2010 in einer Umlage

berücksichtigt, die sich unmittelbar im Strompreis niederschlägt. Vom Jahr 2010 zum Jahr 2011 ist jedoch ein leichter Anstieg auf ca. 2.204 Mio. Euro festzustellen. Die Tendenz des Vorjahres setzt sich auch im Vergleich der Jahre 2012 und 2013 fort. Im Jahr 2013 lag die Erlösobergrenze bei 2.973 Mio. Euro.

Anerkannte Netzkosten und Entwicklung der Erlösobergrenzen bei den Übertragungsnetzbetreibern in Mio. Euro



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 14: Anerkannte Netzkosten und Entwicklung der Erlösobergrenzen (EOG) bei den Stromübertragungsnetzbetreibern

Die Summe der Erlösobergrenzen des Jahres 2011 liegt hier mit 2.204 Mio. Euro leicht unterhalb der auf Basis der tatsächlichen Kosten des Basisjahres 2011 ermittelten Netzkosten von 2.275 Mio. Euro. Hier wird deutlich, dass es sich bei der Summe der Erlösobergrenzen um ein zugestandenes Erlösvolumen handelt, welches von den tatsächlichen Kosten innerhalb der Regulierungsperiode abweichen kann.

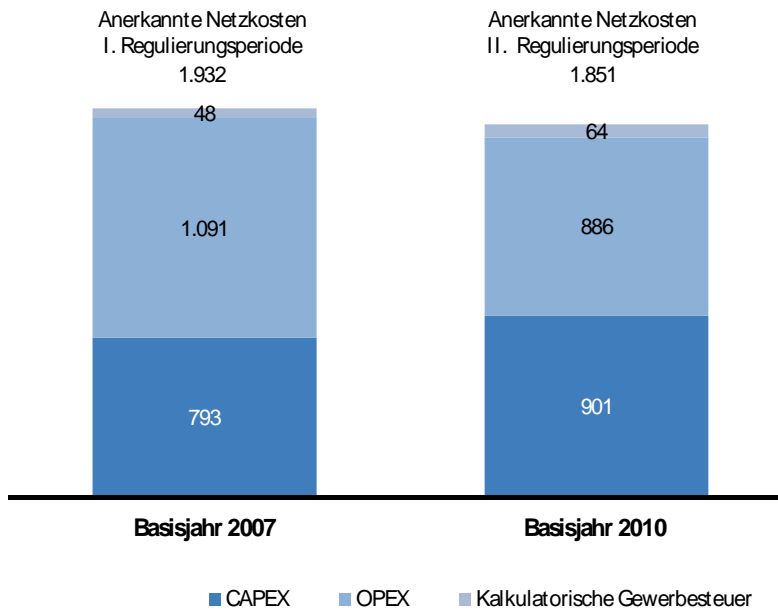
Gasfernleitungsnetzbetreiber

Die nachfolgende Abbildung 15 zeigt die von der Bundesnetzagentur anerkannten Netzkosten der ehemaligen zehn überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreiber⁶⁰ für das erste Basisjahr 2007 und das zweite Basisjahr 2010.

⁶⁰ Zu den überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern gehören: Dong Energy Pipelines GmbH (zum 1.1.2011 übergegangen an die Gasunie Deutschland 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 (heute Ontras Gastransport GmbH), Statoil Deutschland Transport GmbH (heute jordgasTransport GmbH), Thyssengas GmbH, Wingas Transport GmbH & Co. KG (heute GASCADE Gastransport GmbH).

Die anerkannten Netzkosten werden zudem gesondert in den Kostenkategorien CAPEX und OPEX dargestellt. Des Weiteren wird die kalkulatorische Gewerbesteuer separat ausgewiesen.

Anerkannte Netzkosten der Fernleitungsnetzbetreiber für die erste und zweite Regulierungsperiode
in Mio. Euro



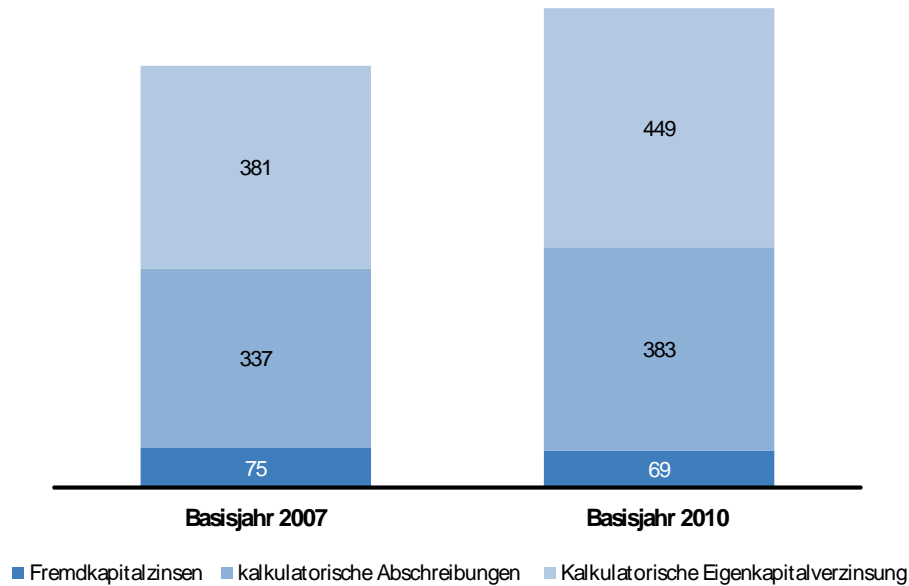
Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 15: Anerkannte Netzkosten der Gasfernleitungsnetzbetreiber für die erste und zweite Regulierungsperiode

Die gesamten anerkannten Netzkosten betragen im Basisjahr 2007 noch 1.932 Mio. Euro, sanken gegenüber dem Basisjahr 2010 jedoch um 81 Mio. Euro auf 1.851 Mio. Euro, was einer relativen Veränderung zum Basisjahr 2007 von -4,2 % entspricht. Die OPEX betragen im Basisjahr 2007 1.091 Mio. Euro und sanken zum Basisjahr 2010 um 205 Mio. Euro bzw. 18,8 % auf 886 Mio. Euro. Mit einer relativen Veränderung von 33,8 % nahm die kalkulatorische Gewerbesteuer von 48 Mio. Euro im Basisjahr 2007 auf 64 Mio. Euro im Basisjahr 2010 zu.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Zusammensetzung der CAPEX der Gasfernleitungsnetzbetreiber für die Basisjahre 2007 und 2010.

**CAPEX der Fernleitungsnetzbetreiber für die erste und zweite
Regulierungsperiode**
in Mio. Euro



Quelle: Bundesnetzagentur

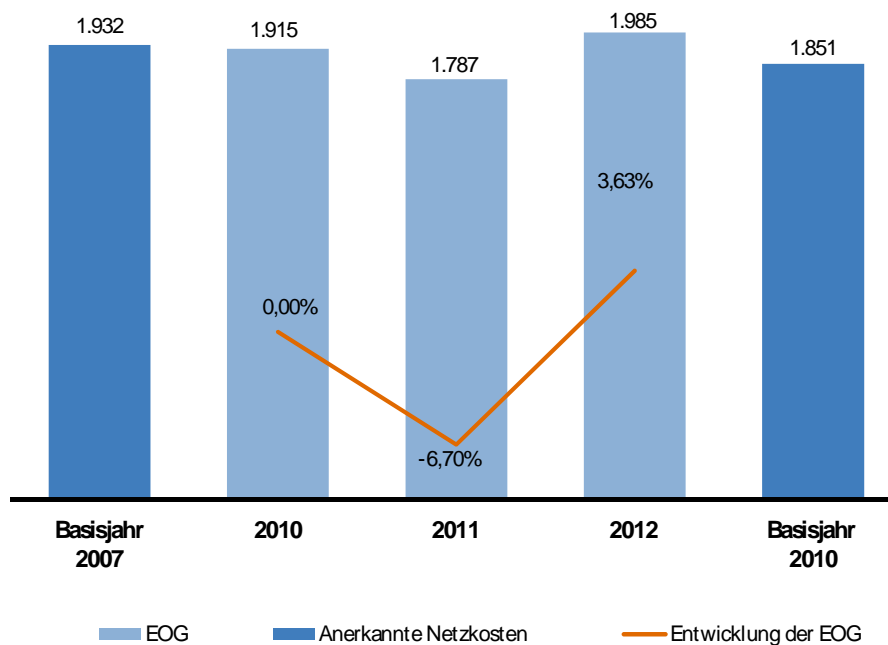
Abbildung 16: CAPEX der Gasfernleitungsnetzbetreiber für die erste und zweite Regulierungsperiode

Die CAPEX betragen in Summe im Basisjahr 2007 793 Mio. Euro und stiegen vom Basisjahr 2007 zum Basisjahr 2010 um 108 Mio. Euro bzw. 13,6 % auf 901 Mio. Euro an.

Die kalkulatorischen Eigenkapitalzinsen sind hierbei in der gleichen Zeitspanne von 381 Mio. Euro im Basisjahr 2007 auf 449 Mio. Euro im Basisjahr 2010 und somit um 17,9 % gestiegen. Ein Grund für diesen Anstieg ist die Novellierung der GasNEV vom 14.8.2013. Die kalkulatorischen Abschreibungen betragen im Basisjahr 2007 337 Mio. Euro und sind zum Basisjahr 2010 um 13,7 % auf 383 Mio. Euro gestiegen. Die Fremdkapitalzinsen fielen von 75 Mio. Euro in 2007 auf 69 Mio. Euro in 2010; dies entspricht einem Rückgang um 8,5 %.

Die nachfolgende Abbildung 17 zeigt die anerkannten Netzkosten der Gasfernleitungsnetzbetreiber im ersten Basisjahr 2007 und im zweiten Basisjahr 2010 sowie die Entwicklung der Erlösobergrenzen im Laufe der ersten Regulierungsperiode. Die angegebenen Prozentwerte geben hierbei die Wachstumsrate zwischen der Erlösobergrenze des Ausgangsjahres (hier 2010) und den Folgejahren an.

Anerkannte Netzkosten und Entwicklung der Erlösobergrenzen bei den Fernleitungsnetzbetreibern
in Mio. Euro



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 17: Anerkannte Netzkosten und Entwicklung der Erlösobergrenzen (EOG) bei den Gasfernleitungsnetzbetreibern

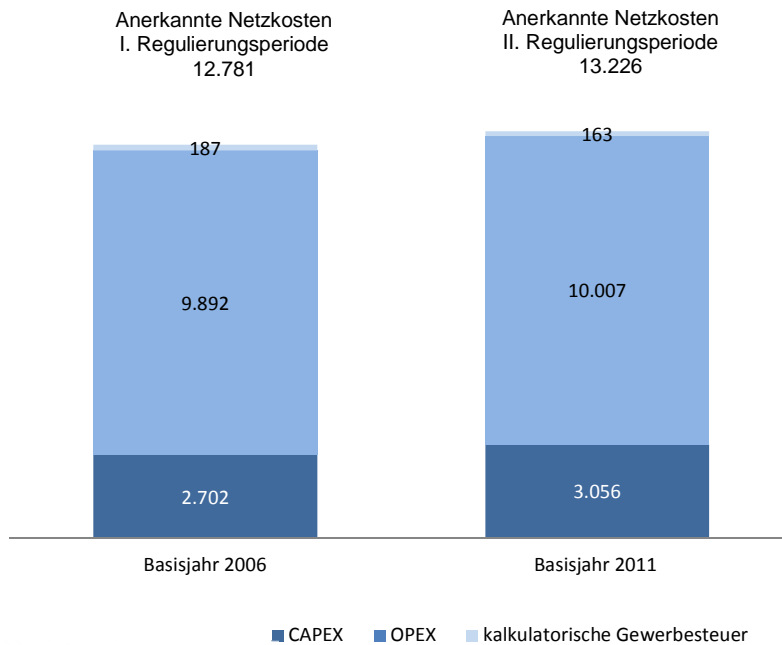
Die Erlösobergrenzen der Gasfernleitungsnetzbetreiber des Jahres 2011 sanken im Vergleich zum Jahr 2010 um 6,70 % von 1.915 Mio. Euro auf ca. 1.787 Mio. Euro. Grund hierfür war die Berücksichtigung der Kosten für Treibenergie als volatile Kosten ab dem Jahr 2011. Aufgrund der gesunkenen Treibenergiekosten sind auch die volatilen Kostenanteile stark gesunken. Im Jahr 2012 stiegen hingegen die Erlösobergrenzen der Gasfernleitungsnetzbetreiber um 3,63 % auf 1.985 Mio. Euro. Die Berechnung der Entwicklung der Erlösobergrenzen bei den Gasfernleitungsnetzbetreibern beruht für das Jahr 2012 auf den von den Gasfernleitungsnetzbetreibern angezeigten Daten, die noch keiner abschließenden Prüfung unterzogen wurden.

2.1.2 Verteilernetzbetreiber im Regelverfahren

Stromverteilernetzbetreiber

In Abbildung 18 werden die in den Basisjahren 2006 bzw. 2011 anerkannten Netzkosten der Stromverteilernetzbetreiber, die im Regelverfahren sind und die von der Bundesnetzagentur reguliert werden, dargestellt.

Anerkannte Netzkosten der Stromverteilernetzbetreiber im Regelverfahren für die erste und zweite Regulierungsperiode in Mio. Euro



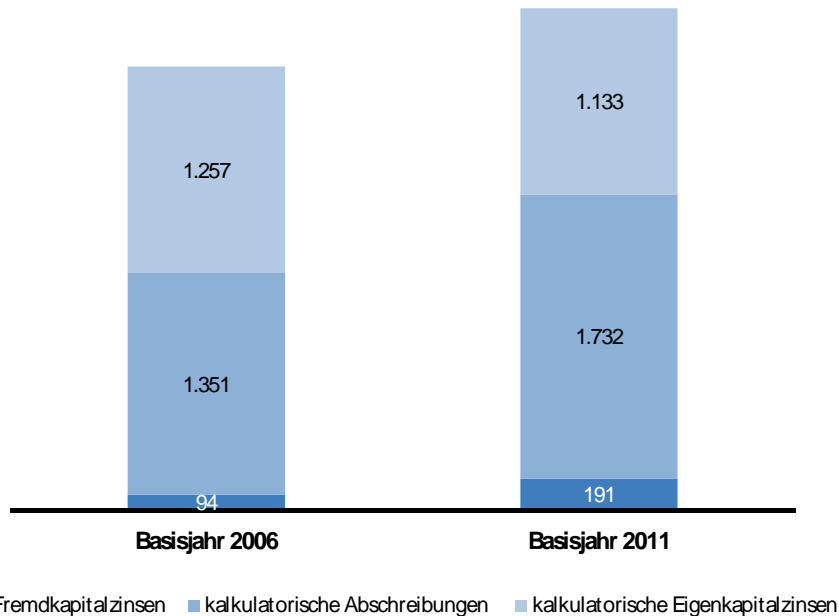
Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 18: Anerkannte Netzkosten der Stromverteilernetzbetreiber im Regelverfahren für die erste und zweite Regulierungsperiode

Es ist erkennbar, dass für die Netzbetreiber im Regelverfahren im Strombereich das Ausgangsniveau der Erlösobergrenzen für die zweite Regulierungsperiode um ca. 445 Mio. Euro bzw. um ca. 3 % angestiegen ist. Die Erhöhung ist im Wesentlichen durch den Anstieg der CAPEX um ca. 354 Mio. Euro bzw. um ca. 13 % verursacht worden. Die kalkulatorische Gewerbesteuer im Basisjahr 2011 betrug ca. 163 Mio. Euro. Dies stellt einen Anstieg um ca. 24 Mio. Euro (15 %) verglichen mit dem Basisjahr 2006 dar.

Der Anstieg der CAPEX um 13 % ergab sich im Jahr 2011 maßgeblich aus der Erhöhung der kalkulatorischen Abschreibungen um ca. 381 Mio. Euro. Insofern werden die Investitionen in das Sachanlagevermögen bis zum Basisjahr 2011 durch ein erhöhtes Abschreibungsvolumen in den Erlösobergrenzen abgebildet. Zudem waren Zuwächse bei den Fremdkapitalzinsen zu verzeichnen. Diese sind vor allem auf eine veränderte Verzinsungsbasis im Jahr 2011 zurückzuführen.

CAPEX der Stromverteilernetzbetreiber im Regelverfahren für die erste und zweite Regulierungsperiode
in Mio. Euro



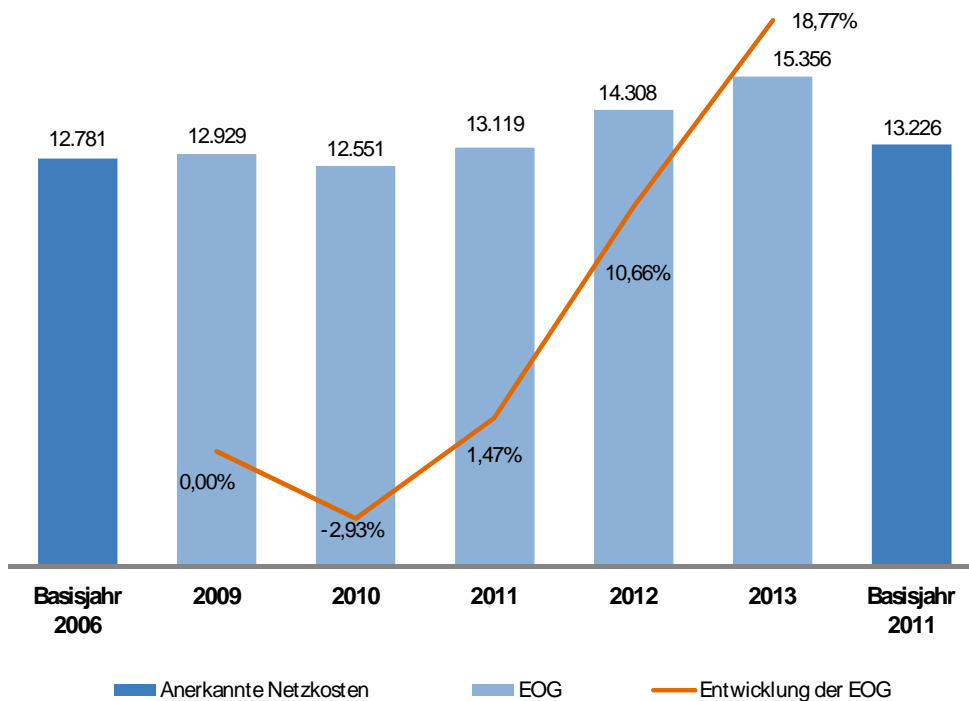
Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 19: CAPEX der Stromverteilernetzbetreiber im Regelverfahren für die erste und zweite Regulierungsperiode

Bei den Stromverteilernetzbetreibern im Regelverfahren kam es bei der Anpassung der anerkannten Netzkosten hin zum Ausgangsniveau sowie aufgrund von Anpassungen der Erlösobergrenze im Jahr 2009 zu einem Anstieg der Kosten um ca. 149 Mio. Euro (ca. 1,15 %). Die Erlösobergrenze des Jahres 2010 war zunächst um ca. 378 Mio. Euro bzw. um 2,93 % auf ca. 12.551 Mio. Euro gesunken. Die Anpassung 2011 führte zu einer Erhöhung der Erlösobergrenze um 1,47 % oder ca. 190 Mio. Euro in Bezug auf 2009. In 2012 ist ein deutlicher Anstieg der Erlösobergrenzen zu erkennen. Dieser betrug 10,66 %, bzw. 1.379 Mio. Euro. Im Jahr 2013 lag die Erlösobergrenze um 18,77 % über dem Niveau der Erlösobergrenze des Jahres 2009. Hierbei ist zu beachten, dass es sich teilweise um Angaben der Netzbetreiber handelt⁶¹. Die nachstehende Abbildung 20 zeigt die Entwicklung der Erlösobergrenzen in den Jahren 2009 bis 2013 bei den Stromverteilernetzbetreibern im Regelverfahren.

⁶¹ Die endgültige Feststellung der Erlösobergrenzen erfolgte bislang nur teilweise.

Anerkannte Netzkosten und Entwicklung der Erlösobergrenzen bei den Stromverteilernetzbetreibern im Regelverfahren
in Mio. Euro



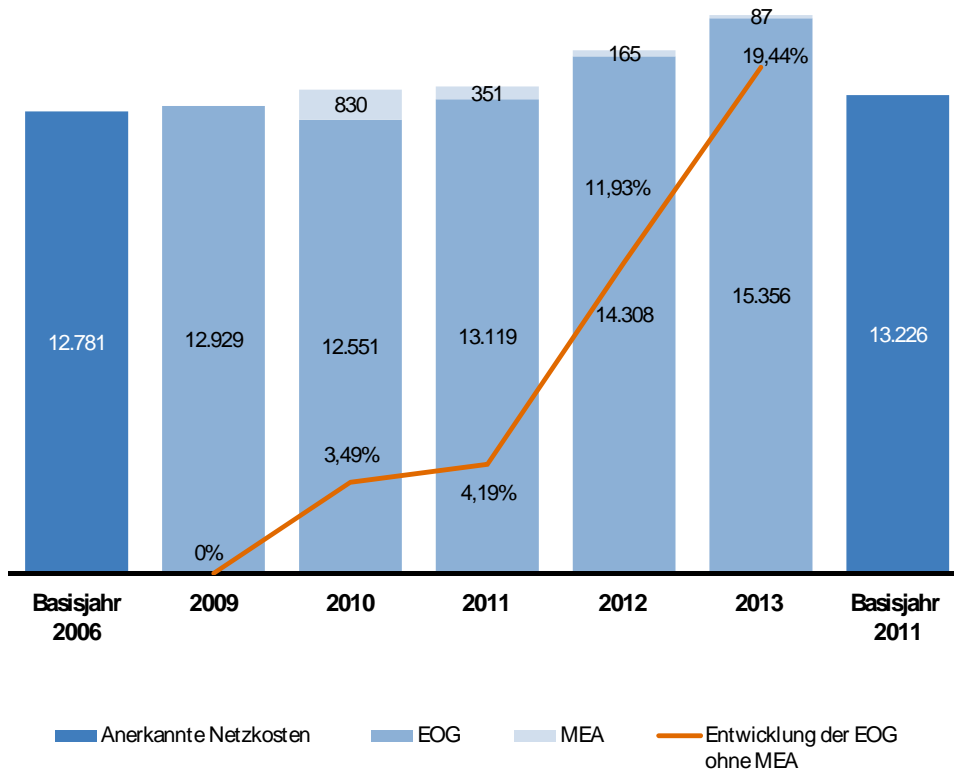
Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 20: Anerkannte Netzkosten und Entwicklung der Erlösobergrenzen (EOG) bei den Stromverteilernetzbetreibern im Regelverfahren

Als dämpfender Sondereffekt auf die Erlösobergrenzenentwicklung wirkte die Mehrerlösabschöpfung zwischen den Jahren 2010 und 2013. Dies war ein wesentlicher Grund für die Minderung der Erlösobergrenze um ca. 803 Mio. Euro bzw. um ca. 2,93 % in 2010. In den nachfolgenden Jahren ließ die Wirkung der Mehrerlösabschöpfung nach, da zahlreiche Netzbetreiber sich für eine Rückabwicklung der Mehrerlöse innerhalb nur eines Jahres entschieden hatten. Eine Darstellung der Entwicklungen der um die Mehrerlösabschöpfung bereinigten Erlösobergrenzen von 2009 bis 2013 findet sich in der nachfolgenden Abbildung 21. Es ist festzustellen, dass die Erlösobergrenzen im Jahr 2010 um 3,49 % bei Ausblendung der Mehrerlösabschöpfung stiegen.

Im Jahr 2011 lagen die Erlösobergrenzen um ca. 4,19 % über dem Erlösobergrenzeniveau des Jahres 2009. Insgesamt ergab sich für die Entwicklung des Erlösobergrenzenvolumens von 2009 auf 2013 ein Anstieg um 19,44 %. Die Berechnung der Entwicklung der Erlösobergrenzen bei den Verteilernetzbetreibern im Regelverfahren beruht ebenfalls auf den von den Netzbetreibern angezeigten Daten, die keiner abschließenden Prüfung unterzogen wurden. Insgesamt zeigt sich, dass das Erlösobergrenzenvolumen ohne den Effekt der Mehrerlösabschöpfung durchgängig angestiegen wäre.

Entwicklung der Erlösobergrenzen mit gesondertem Ausweis der Mehrerlösabschöpfung bei den Stromverteilernetzbetreibern im Regelverfahren
in Mio. Euro



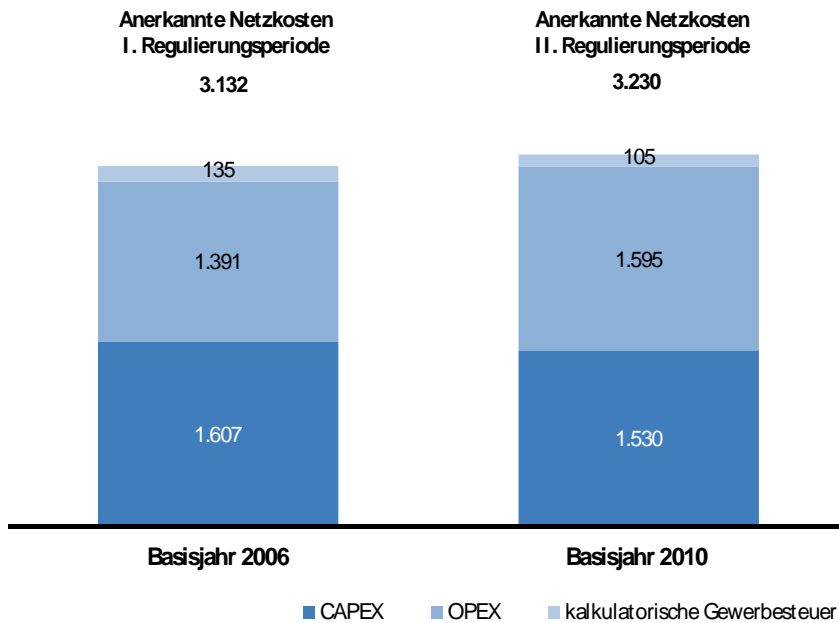
Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 21: Entwicklung der Erlösobergrenzen (EOG) mit gesondertem Ausweis der Mehrerlösabschöpfung (MEA) bei den Stromverteilernetzbetreibern im Regelverfahren.

Gasverteilernetzbetreiber

Abbildung 22 zeigt die von der Bundesnetzagentur anerkannten Netzkosten der Gasverteilernetzbetreiber im Regelverfahren für das erste Basisjahr 2006 und das zweite Basisjahr 2010. Hierbei ist zu beachten, dass für das Basisjahr 2010 die anerkannten Netzkosten um die vorgelagerten Netzkosten gemindert worden sind, um eine Vergleichbarkeit mit dem Basisjahr 2006 herstellen zu können. Denn für die Gasnetzbetreiber wurden bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus für die erste Regulierungsperiode die vorgelagerten Netzkosten nicht einbezogen, sondern erst bei der Festlegung der Erlösobergrenze aufaddiert. Die anerkannten Netzkosten sind zudem gesondert nach den Kostenkategorien CAPEX und OPEX dargestellt, ebenfalls wird die kalkulatorische Gewerbesteuer separat ausgewiesen.

**Anerkannte Netzkosten der Gasverteilernetzbetreiber im
Regelverfahren für die erste und zweite Regulierungsperiode
in Mio. Euro**



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 22: Anerkannte Netzkosten der Gasverteilernetzbetreiber im Regelverfahren für die erste und zweite Regulierungsperiode

Die gesamten anerkannten Netzkosten betragen im Basisjahr 2006 3.132 Mio. Euro. Diese stiegen im Basisjahr 2010 um 98 Mio. Euro auf 3.230 Mio. Euro. Dies entspricht einer relativen Veränderung zum Basisjahr 2006 von 3,1 %. Die OPEX betragen im Basisjahr 2006 1.391 Mio. Euro. Diese stiegen zum Basisjahr 2010 um 204 Mio. Euro bzw. 14,7 % auf 1.595 Mio. Euro. Im Basisjahr 2006 betrug die kalkulatorische Gewerbesteuer 135 Mio. Euro und im Basisjahr 2010 105 Mio. Euro. Dies entspricht einer relativen Veränderung von -22,2 %.

Die nachfolgende Abbildung 23 zeigt die Zusammensetzung der CAPEX der Gasverteilernetzbetreiber im Regelverfahren für die Basisjahre 2006 und 2010.

CAPEX der Gasverteilernetzbetreiber im Regelverfahren für die erste und zweite Regulierungsperiode
in Mio. Euro

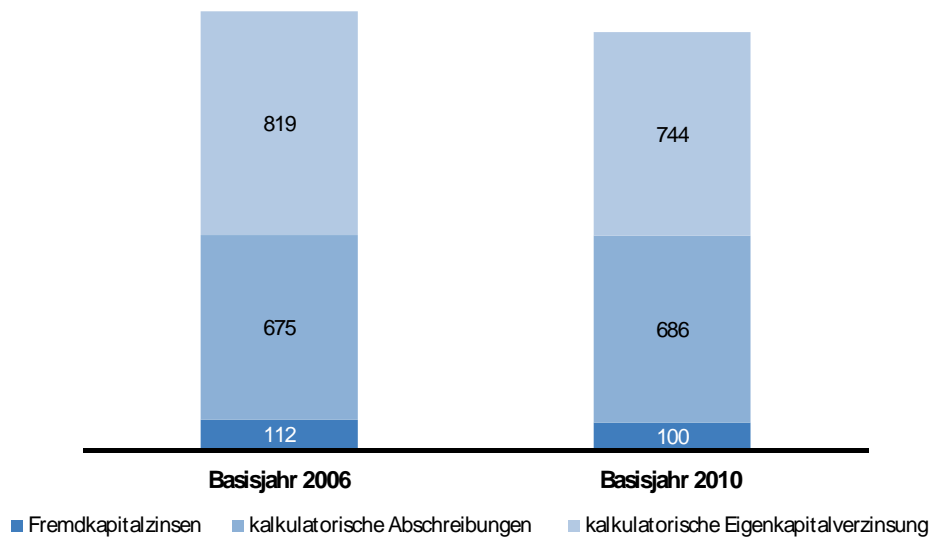


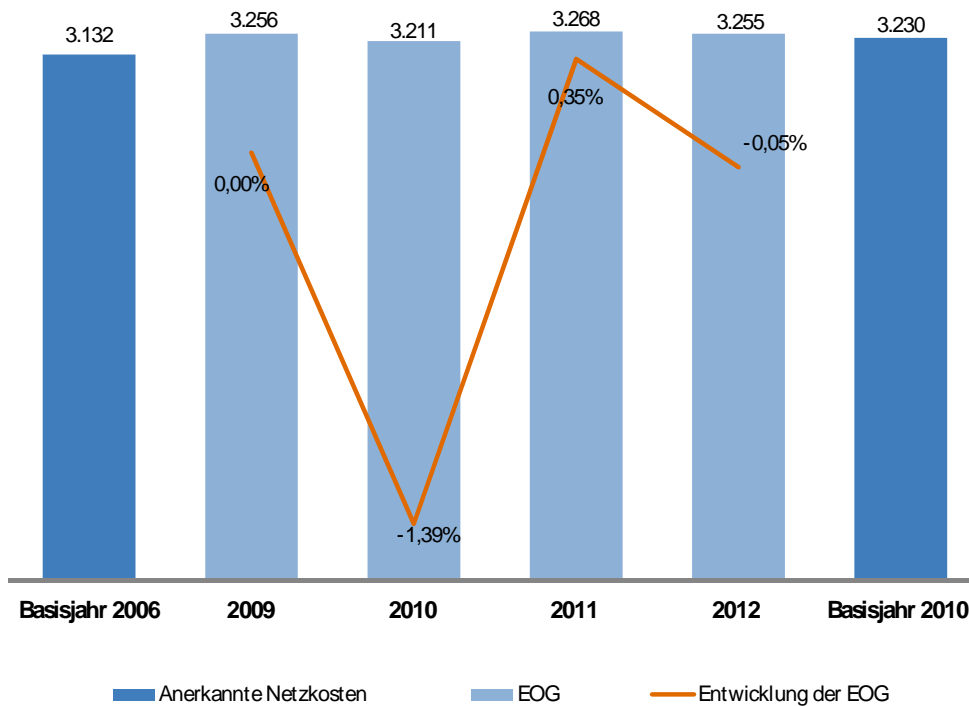
Abbildung 23: CAPEX der Gasverteilernetzbetreiber im Regelverfahren für die erste und zweite Regulierungsperiode

Die CAPEX betragen im Basisjahr 2006 insgesamt ca. 1.606 Mio. Euro und fielen zum Basisjahr 2010 um 76 Mio. Euro bzw. 4,7 % auf 1.530 Mio. Euro.

Die kalkulatorischen Eigenkapitalzinsen sind von 819 Mio. Euro im Basisjahr 2006 auf 744 Mio. Euro im Basisjahr 2010 gesunken. Dies entspricht einem Rückgang von 9,2 %. Die kalkulatorischen Abschreibungen betragen im Basisjahr 2006 675 Mio. Euro und im Basisjahr 2010 686 Mio. Euro. Dies entspricht einem Anstieg von 1,6 %. Die Fremdkapitalzinsen sind von 112 Mio. Euro in 2006 auf 100 Mio. Euro in 2010 gesunken. Dies entspricht einem Rückgang von 10,7 %.

Die nachfolgende Abbildung 24 zeigt die anerkannten Netzkosten der Gasverteilernetzbetreiber im Regelverfahren vom ersten Basisjahr 2006 und vom zweiten Basisjahr 2010 sowie die Entwicklung der Erlösbergrenzen im Laufe der ersten Regulierungsperiode (jeweils ohne Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen).

Anerkannte Netzkosten und die Entwicklung der Erlösobergrenzen bei den Gasverteilernetzbetreibern im Regelverfahren
in Mio. Euro



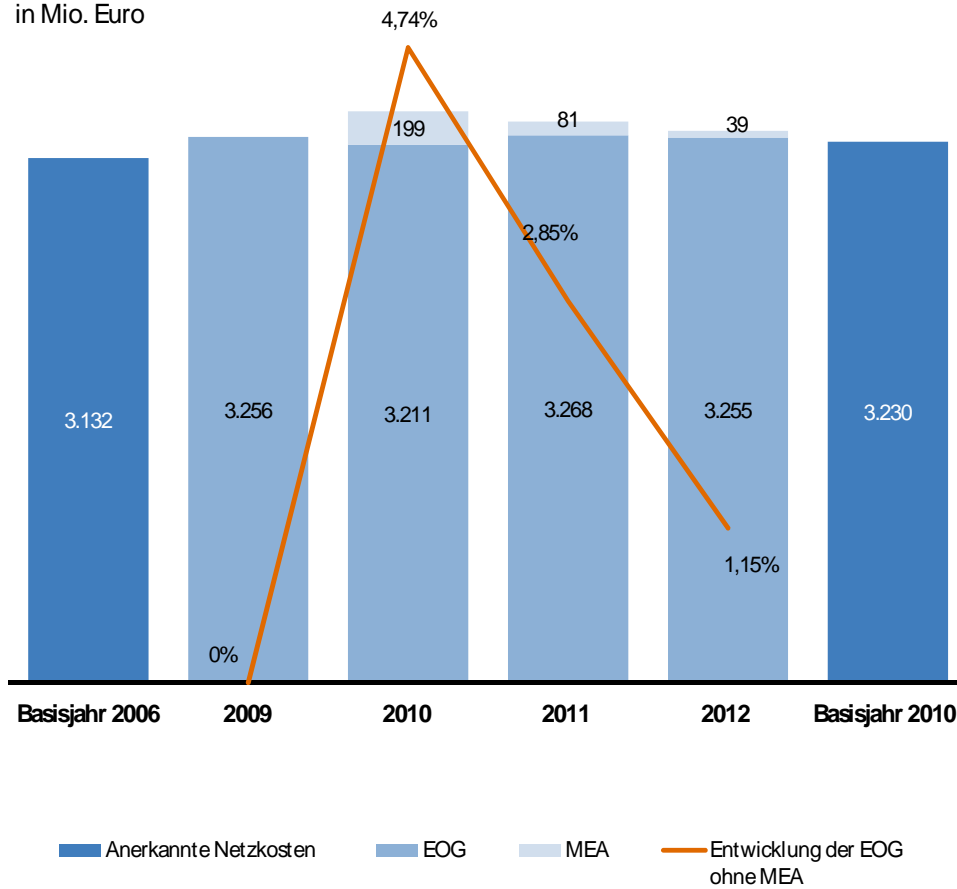
Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 24: Anerkannte Netzkosten und die Entwicklung der Erlösobergrenzen (EOG) bei den Gasverteilernetzbetreibern im Regelverfahren

Die Erlösobergrenze der Gasverteilernetzbetreiber im Regelverfahren im Jahr 2010 sank im Vergleich zum Vorjahr um 1,39 % auf 3.211 Mio. Euro. Dieser Rückgang ist auf die Durchführung der Mehrerlösabschöpfung zurückzuführen. Im Jahr 2011 stiegen die Erlösobergrenzen hingegen um 0,35 % auf 3.268 Mio. Euro. Grund hierfür sind die gestiegenen Anpassungsbeträge durch den Erweiterungsfaktor. Im Jahr 2012 ist eine Absenkung der Erlösobergrenzen um 0,05 % auf 3.255 Mio. Euro zu erkennen. Es ist darauf hinzuweisen, dass die Berechnung der Entwicklung der Erlösobergrenzen bei den Gasverteilernetzbetreibern im Regelverfahren für das Jahr 2012 auf von den Netzbetreibern angezeigten Daten beruhen, die noch keiner abschließenden Prüfung unterzogen wurden.

Eine Darstellung der Entwicklungen der um die Mehrerlösabschöpfung bereinigten Erlösobergrenzen von 2009 bis 2012 findet sich in Abbildung 25.

**Anerkannte Netzkosten und die Entwicklung der Erlösobergrenzen mit
gesondertem Ausweis der Mehrerlösabschöpfung bei den
Gasverteilternetzbetreibern im Regelverfahren**
in Mio. Euro



Quelle: Bundesnetzagentur

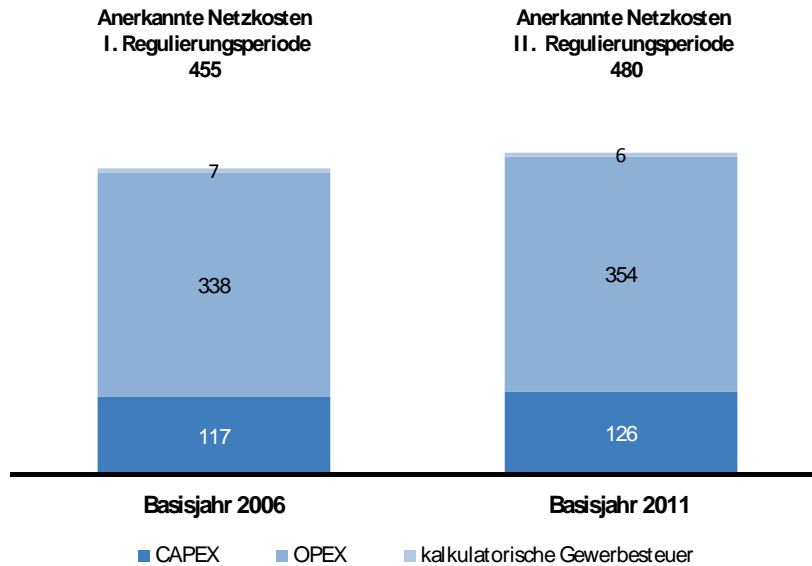
Abbildung 25: Anerkannte Netzkosten und die Entwicklung der Erlösobergrenzen (EOG) mit gesondertem Ausweis der Mehrerlösabschöpfung (MEA) bei den Gasverteilternetzbetreibern im Regelverfahren

2.1.3 Verteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren

Stromverteilternetzbetreiber

Der Anstieg der Netzkosten der Stromverteilternetzbetreiber im vereinfachten Verfahren im Jahr 2011 gegenüber dem Jahr 2006 resultierte sowohl aus der Erhöhung der CAPEX als auch der OPEX. Die kalkulatorische Gewerbesteuer im Basisjahr 2011 betrug 6 Mio. Euro.

Anerkannten Netzkosten der Stromverteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren für die erste und zweite Regulierungsperiode in Mio. Euro

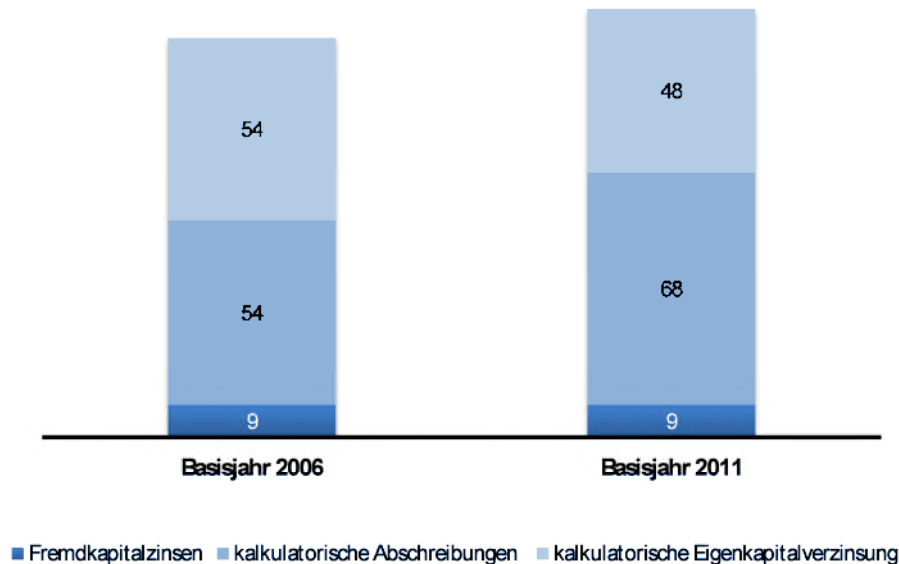


Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 26: Anerkannten Netzkosten der Stromverteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren für die erste und zweite Regulierungsperiode

Die Erhöhung der CAPEX um ca. 9 Mio. Euro bzw. um ca. 7 % resultierte aus dem Anstieg der kalkulatorischen Abschreibungen. Die Abbildung lässt darauf schließen, dass insbesondere aus dem gestiegenen Sachanlagevermögen höhere Abschreibungen resultierten. Insofern wurden die Investitionen in Sachanlagevermögen bis zum Basisjahr 2011 durch ein höheres Abschreibungsvolumen in die Netzentgelte überwältigt.

CAPEX der Stromverteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren für die erste und zweite Regulierungsperiode in Mio. Euro



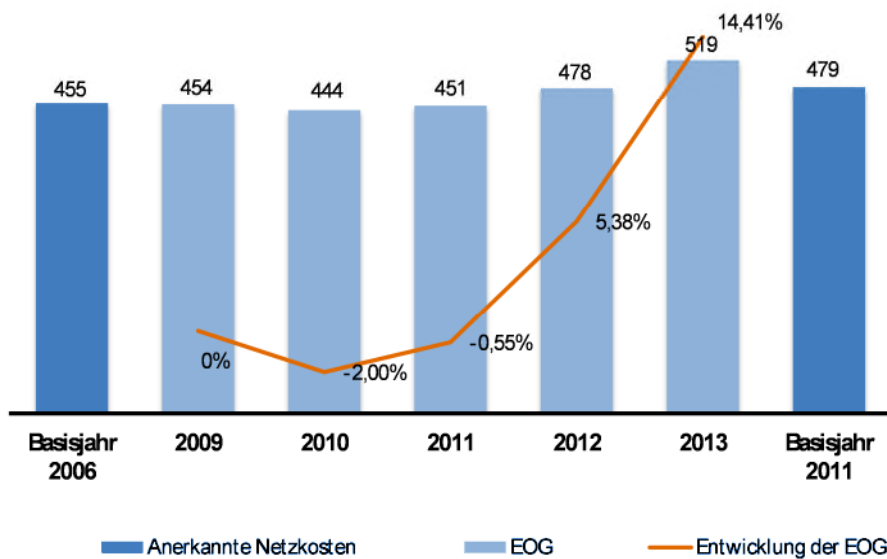
Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 27: CAPEX der Stromverteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren für die erste und zweite Regulierungsperiode

Bei den Stromverteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren kam es bei der Anpassung der anerkannten Netzkosten hin zum Ausgangsniveau sowie aufgrund von Anpassungen der Erlösobergrenze im Jahr 2009 zu einer Senkung der Kosten um ca. 1 Mio. Euro. Ursächlich hierfür waren die periodenübergreifenden Saldierungen der Jahre 2006 und 2007, die erlösmindernd wirkten. Die Erlösobergrenze des Jahres 2010 sank zunächst um ca. 9 Mio. Euro bzw. um 2 % auf ca. 444 Mio. Euro ab. Seit dem Jahr 2011 ist ein Anstieg der Erlösobergrenzen festzustellen. In 2011 belief sich die Erlösobergrenze auf ca. 451 Mio. Euro. Im Jahr 2012 ist ein deutlicher Anstieg der Erlösobergrenzen zu erkennen. Dieser betrug 5,38 %, bzw. 24 Mio. Euro. Im Jahr 2013 betragen die Erlösobergrenzen insgesamt 518 Mio. Euro. Hierbei ist wiederum zu beachten, dass die Ermittlung der Erlösobergrenzen zum Teil noch nicht abgeschlossen ist.

Die nachstehende Abbildung zeigt die Entwicklung der Erlösobergrenzen in den Jahren 2009 bis 2013 bei den Stromverteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren.

Anerkannte Netzkosten und Entwicklung der Erlösobergrenzen bei den Stromverteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren
in Mio. Euro



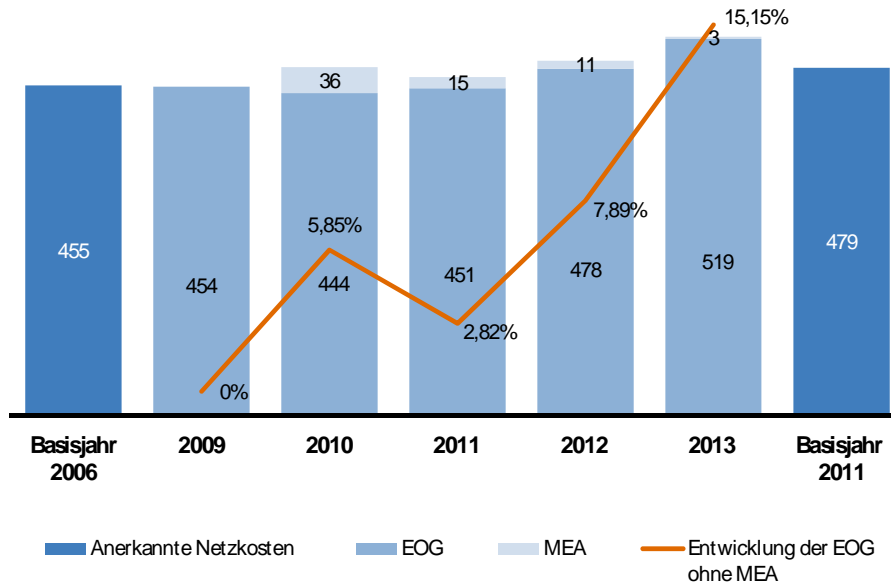
Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 28: Anerkannte Netzkosten und Entwicklung der Erlösobergrenzen (EOG) bei den Stromverteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren

Im Zeitablauf von 2010 bis 2013 wirkte die Mehrerlösabschöpfung dämpfend auf die Höhe der Erlösobergrenzen. Eine Darstellung der Entwicklungen der um die Mehrerlösabschöpfung bereinigten Erlösobergrenzen von 2009 bis 2013 findet sich in der nachfolgenden Abbildung Abbildung 29.

Die Mehrerlösabschöpfung hatte insbesondere senkende Auswirkungen auf die Erlösobergrenzen des Jahres 2010. Die Erlösobergrenzen des Jahres 2010 wurden hierdurch um ca. 36 Mio. Euro vermindert. In den nachfolgenden Jahren ließ die Wirkung der Mehrerlösabschöpfung nach, da zahlreiche Netzbetreiber sich für eine Rückabwicklung der Mehrerlöse innerhalb nur eines Jahres entschieden hatten. Unter Ausblendung der Mehrerlösabschöpfung stiegen die Erlösobergrenzen der Stromverteilernetzbetreiber des vereinfachten Verfahrens im Jahr 2010 um 5,38 % an. Im Jahr 2011 lag Erlösobergrenze um 2,82 % über dem Erlösobergrenzeniveau des Jahres 2009. Insgesamt ergab sich für die Entwicklung des Erlösobergrenzen volumens von 2009 auf 2013 ein Anstieg um 15,15 %. Hierbei ist wiederum zu beachten, dass die Ermittlung der Erlösobergrenzen zum Teil noch nicht abgeschlossen ist.

Entwicklung der Erlösobergrenzen mit dem gesonderten Ausweis der Mehrerlösabschöpfung bei den Stromverteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren
in Mio. Euro



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 29: Entwicklung der Erlösobergrenzen (EOG) mit gesondertem Ausweis der Mehrerlösabschöpfung (MEA) bei den Stromverteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren

Gasverteilernetzbetreiber

Die Abbildung 30 zeigt die von der Bundesnetzagentur anerkannten Netzkosten abzüglich der vorgelagerten Netzkosten der Gasverteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren für das zweite Basisjahr 2010. Der Abzug der vorgelagerten Netzkosten analog dem Vorgehen bei den Verteilernetzbetreibern im Regelverfahren. Ein Vergleich zum ersten Basisjahr kann nicht hergestellt werden, da aufgrund der zahlreichen Netzbetreiber, die einen Antrag auf Übernahme ihrer Kostendaten aus dem 2004 gestellt haben, für das Basisjahr 2006 die Daten nur unvollständig vorliegen.

**Anerkannten Netzkosten der Gasverteilernetzbetreiber
im vereinfachten Verfahren für die zweite
Regulierungsperiode**
in Mio. Euro

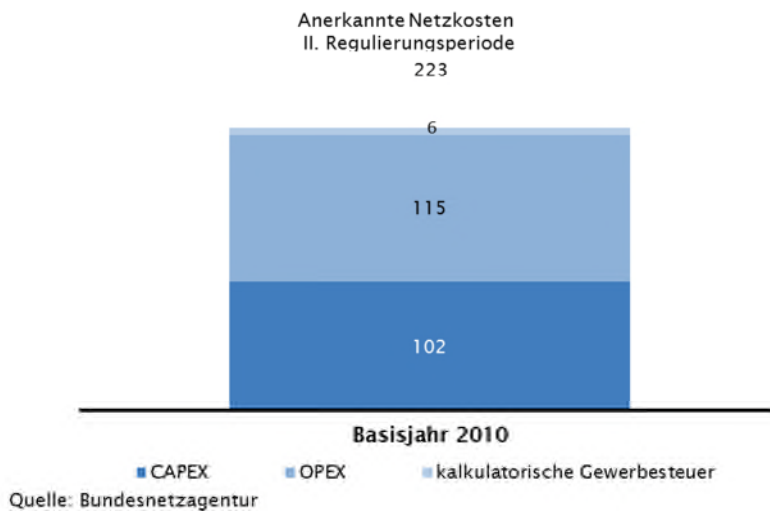


Abbildung 30: Anerkannten Netzkosten der Gasverteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren für die zweite Regulierungsperiode

Die gesamten anerkannten Netzkosten betragen im Basisjahr 2010 223 Mio. Euro, die OPEX betragen 115 Mio. Euro. Die kalkulatorische Gewerbesteuer betrug im Basisjahr 2010 6 Mio. Euro.

Die nachfolgende Abbildung 31 zeigt die Zusammensetzung der CAPEX der Gasverteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren für das Basisjahr 2010. Ein Vergleich zum ersten Basisjahr kann auch an dieser Stelle nicht hergestellt werden, da aufgrund der zahlreichen Netzbetreiber, die einen Antrag auf Übernahme ihrer Kostendaten aus dem Jahr 2004 gestellt haben für das Basisjahr 2006 die Daten nur unvollständig vorhanden sind.

CAPEX der Gasverteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren für die zweite Regulierungsperiode
in Mio. Euro

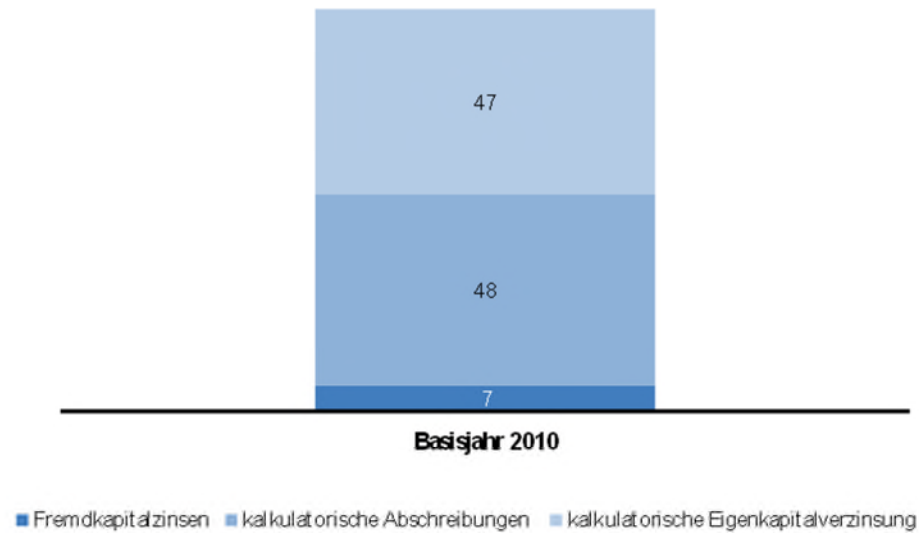
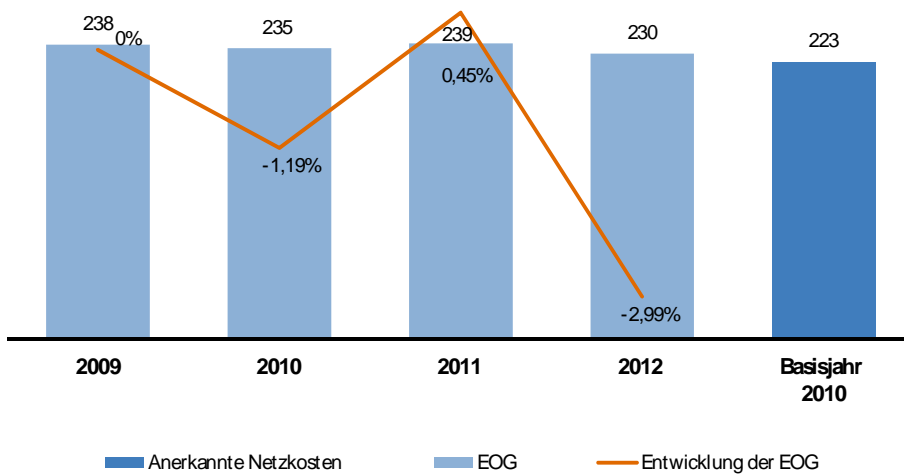


Abbildung 31: CAPEX der Gasverteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren für die zweite Regulierungsperiode

Die CAPEX betragen in Summe im Basisjahr 2010 102 Mio. Euro. Dabei beliefen sich die kalkulatorischen Eigenkapitalzinsen auf 47 Mio. Euro, die kalkulatorischen Abschreibungen auf 48 Mio. Euro und die Fremdkapitalzinsen auf 7 Mio. Euro.

Die nachfolgende Abbildung 32 veranschaulicht die anerkannten Netzkosten der Gasverteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren im zweiten Basisjahr 2010 sowie die Entwicklung der Erlösbergrenzen im Laufe der ersten Regulierungsperiode.

Anerkannte Netzkosten und Entwicklung der Erlösbergrenzen bei den Gasverteilternetzbetreibern im vereinfachten Verfahren
in Mio. Euro



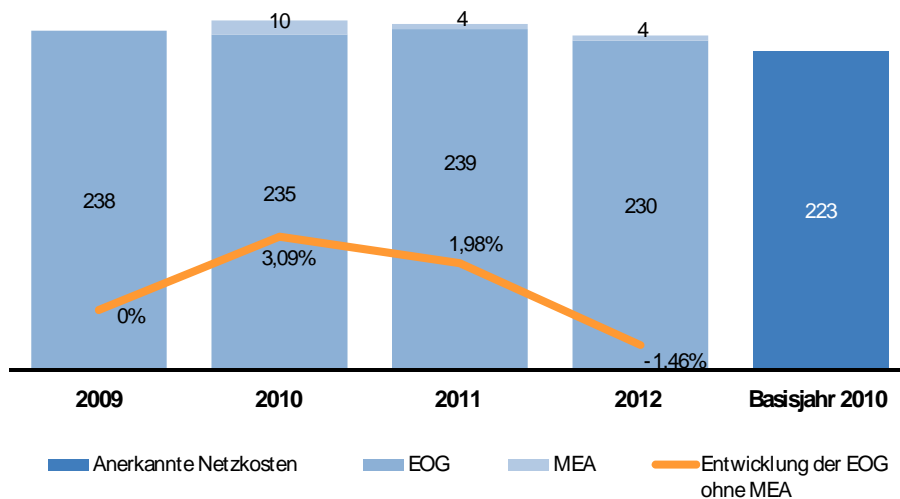
Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 32: Anerkannte Netzkosten und Entwicklung der Erlösbergrenzen (EOG) bei den Gasverteilternetzbetreibern im vereinfachten Verfahren

Die Erlösbergrenze der Gasverteilternetzbetreiber im vereinfachten Verfahren sank im Jahr 2010 im Vergleich zum Jahr 2009 um 1,19 % von 238 Mio. Euro auf 235 Mio. Euro. Dieser Rückgang ist auf die Durchführung der Mehrerlösabschöpfung zurückzuführen. Im Jahr 2011 sind hingegen die Erlösbergrenzen um 0,45 % auf 239 Mio. Euro angestiegen. Grund hierfür sind die gestiegenen Anpassungsbeträge durch den Erweiterungsfaktor. Im Jahr 2012 ist eine Absenkung der Erlösbergrenzen um 2,99 % auf 230 Mio. Euro zu erkennen. Erneut ist auch hier zu berücksichtigen, dass die Berechnung der Entwicklung der Erlösbergrenzen bei den Gasverteilternetzbetreibern im vereinfachten Verfahren für das Jahr 2012 auf von den Netzbetreibern angezeigten Daten beruht, die noch keiner abschließenden Prüfung unterzogen wurden.

Eine Darstellung der Entwicklungen der um die Mehrerlösabschöpfung bereinigten Erlösbergrenzen vom Jahr 2009 bis zum Jahr 2012 findet sich in Abbildung 33.

Entwicklung der Erlösobergrenzen mit dem gesonderten Ausweis der Mehrerlösabschöpfung bei den Gasverteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren
in Mio. Euro



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 33: Entwicklung der Erlösobergrenzen (EOG) mit Ausweis der Mehrerlösabschöpfung (MEA) bei den Gasverteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren

2.1.4 Erlösobergrenze als Eingangsgröße für die Netzentgelte

Die Erlösobergrenze stellt das Maximum der durch den Netzbetreiber erzielbaren Erlöse dar. Sie ist die wichtigste Eingangsgröße für die Bestimmung der durch die Netznutzer letztlich zu zahlenden (spezifischen) Entgelte. Die Grundsätze der Entgeltbildung sind in der Strom- und GasNEV vorgegeben. Ergebnis der Entgeltbildung sind die spezifischen Entgelte, bspw. als Arbeitspreis in Euro je transportierter kWh oder Leistungspreis in Euro je in Anspruch genommener kW Leistung.

Die Höhe der Netzentgelte wird dabei im Wesentlichen durch zwei Faktoren geprägt: Die Entwicklung der Erlösobergrenzen und die Entwicklung der Kostenträger, d. h. bspw. der zu transportierenden Energiemenge, auf die das Erlösobergrenzenvolumen in Form spezifischer Netznutzungsentgelte verteilt werden kann. So führen ein Anstieg der Erlösobergrenze eines Netzbetreibers oder ein Rückgang der zu transportierenden Energiemenge in der Regel zu einem Anstieg der spezifischen Netzentgelte. Die Belastung des einzelnen Netznutzers steigt.

Die Bundesnetzagentur hat die Auswirkung einer Kostensteigerung in der Höchstspannungsebene auf die Netzentgelte in der Niederspannung ohne Leistungsmessung (Haushaltskunden) untersucht. Es zeigt sich, dass die Netzentgelte in der Niederspannung ohne Leistungsmessung im typisierten Beispielfall eines Haushaltskunden um 5 % steigen, wenn sich die Kosten in der Höchstspannungsebene um eine Milliarde Euro erhöhen.

Da sich das Erlösbergrenzenvolumen wie auch die umlagefähigen Kostenträger regional unterschiedlich entwickeln (Gründe sind hier bspw. der regional sehr unterschiedlich ausgeprägte Ausbau der EE-Anlagen einerseits oder demografischer und strukturpolitischer Wandel andererseits), können sich regional unterschiedliche Entwicklungen bei den Netznutzungsentgelten ergeben. Die regional unterschiedliche Entwicklung mündet u. a. in der Forderung nach einer stärkeren Vereinheitlichung der Netzentgelte, bspw. Umlagen, die die Kosten des Ausbaus für den Anschluss von EE-Anlagen bundesweit verteilen.

Die Diskussion um die stärkere Umlage von durch die Energiewende bedingten Ausbaurkosten auf Bundesebene wird in diesem Bericht nicht weiter vertieft⁶², ebenso die Entwicklung anderer Umlagen wie bspw. die Umlagen nach dem EEG oder KWK-Gesetz (KWK-G).

2.1.5 Befunde

- Die anerkannten Netzkosten der Übertragungsnetzbetreiber im Basisjahr 2011 sind zwar insgesamt leicht gesunken, unter Berücksichtigung der in die EEG-Umlage umgliederten EEG-Veredelung von 612 Mio. Euro ergibt sich jedoch eine Steigerung von 1.759 Mio. Euro auf 2.275 Mio. Euro, die wesentlich auf einer Steigerung der OPEX basiert. Bei den Stromverteilernetzbetreibern liegen die anerkannten Netzkosten im Basisjahr 2011 über dem Kostenniveau des Basisjahres 2006. Bei den Stromverteilernetzbetreibern im Regelverfahren ist dies wesentlich auf gestiegene CAPEX zurückzuführen, die sowohl Ersatz- als auch Erweiterungsinvestitionen abbilden. Bei den Stromverteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren resultiert der Anstieg der Netzkosten 2011 wesentlich aus der Erhöhung der OPEX.
- Aus der Entwicklung der Erlösbergrenzen sind die Kostensteigerungen bei den Übertragungsnetzbetreibern sowie bei den Verteilernetzbetreibern zu erkennen. Die Anstiege der Erlösbergrenzen besonders zum Ende der Regulierungsperiode hin beruhen vor allem auf den Kosten, die durch den Umbau der Energieinfrastruktur im Rahmen der Energiewende bedingt sind.
- Bei den Gasfernleitungsnetzbetreibern ist insgesamt über die beiden Basisjahre 2007 und 2010 ein Anstieg der CAPEX festzustellen, welcher hauptsächlich auf den Anstieg der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung zurückzuführen ist. Bei der Erlösbergrenzenentwicklung wurde dieser Anstieg aber durch das Absinken der OPEX überkompensiert.
- Bei den Gasverteilernetzbetreibern im Regelverfahren ist über die beiden Basisjahre 2006 und 2010 ein massiver Anstieg der OPEX zu verzeichnen. Demgegenüber sind die CAPEX in 2010 im Vergleich zu 2006 hauptsächlich bei der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung stark gesunken.
- Bei den Gasverteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren ist aufgrund der zum Teil nicht vorhandenen Datengrundlage keine differenzierte Aussage möglich. Jedoch ist festzustellen, dass die Erlösbergrenzenentwicklung nahezu konstant verlaufen ist.
- Die Struktur und Höhe der CAPEX wie auch das Verhältnis zwischen OPEX und CAPEX ist bei den Strom- und Gasverteilernetzbetreibern verschieden. Stromverteilernetze weisen einen Anteil von ca. 21-25 % Kapitalkosten an den Gesamtkosten aus. Gasverteilernetze hingegen haben einen wesentlich höheren Anteil an Kapitalkosten, ca. 50 %. Während bei Gasnetzen der Anteil der Kapitalkosten in der ersten

⁶² Siehe hierzu auch das Kapitel ID.

Regulierungsperiode von 51 % in 2006 auf 47 % in 2010 gesunken ist, konnte bei den Stromnetzen eine Steigerung von 21 % auf 22 % festgestellt werden.

- Die CAPEX- Struktur der Gasnetzbetreiber ist von der der Stromnetzbetreiber deutlich verschieden. Während für die Gasnetzbetreiber die Eigenkapitalverzinsung den Größten Anteil an den CAPEX ausmacht, ist dies bei den Stromnetzbetreibern die Summe der Abschreibungen. Die Eigenkapitalverzinsung der Gasnetzbetreiber wird hierbei durch die Eigenkapitalverzinsung auf Altanlagen zusammen mit der Eigenkapitalverzinsung auf das Eigenkapital > 40 % dominiert.

2.2 Sockeleffekte aus den Erlösbergrenzen

2.2.1 Das Ausgangsniveau

Die Bestimmung des Ausgangsniveaus⁶³ zur Ermittlung der Erlösbergrenze erfolgt auf Grundlage des § 6 ARegV, die wiederum auf die Regelungen zur Kostenprüfung gemäß der Strom- und GasNEVe abstellt. Die Kostenprüfung hat gemäß § 6 Abs. 1 Satz 3 ARegV im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode auf der Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres zu erfolgen. Aus der Kostenbasis ergeben sich zentrale Implikationen hinsichtlich der Höhe und Beeinflussbarkeit der Erlösbergrenzen:

- Die Regelungen der StromNEV- und GasNEV haben über die Ermittlung der Kostenbasis einen entscheidenden Einfluss auf das Niveau der Erlösbergrenzen insgesamt. Jede Änderung findet für alle Netzbetreiber einen unmittelbaren Niederschlag für alle Jahre der darauf folgenden Regulierungsperiode.
- Die Kostenbasis wird entsprechend vom Basisjahr auf alle Jahre der Regulierungsperiode übertragen und dort einerseits um Effizienzvorgaben verringert und andererseits um Erweiterungen, Umstrukturierungen und Preisentwicklungen erhöht. Aus der Kostenbasis ergeben sich letztendlich konstante Budgetbestandteile, sogenannte Sockelbeträge, für die zukünftigen Erlösbergrenzen. Diese Sockelbeträge speisen sich sowohl aus den Kapitalkosten wie auch aus den aufwandsgleichen Kostenpositionen. Zwischen dem Basisjahr und dem ersten Jahr der sich anschließenden Regulierungsperiode liegen drei Jahre.
- Das Basisjahr steht durch seine wirtschaftliche Auswirkung auf fünf Jahre - als der Dauer der Regulierungsperiode - im Fokus der Netzbetreiber, für die die Verschiebung bzw. Erhöhung von Kosten im Basisjahr eine jährliche Zusatzrendite über die Regulierungsperiode ermöglicht, sofern diese von der Regulierungsbehörde aufgrund von Informationsasymmetrien unerkannt bleibt und durch den Effizienzvergleich nicht sanktioniert wird.

2.2.2 Abgrenzung der Sockeleffekte

Das Ausgangsniveau spielt für die zukünftige Erlösbergrenze eine wichtige Rolle. In ihm vereinigen sich die Ergebnisse aus der Kostenprüfung, die wiederum durch ihre Kostenanerkennung und -aufteilung einen Einfluss auf das Erlösbergrenzenniveau sowie die zu benchmarkenden Kostenbestandteile haben.

⁶³ Bundesnetzagentur (2013): Bericht gemäß 112a Abs. 3 EnWG, 31.5.2013, Bonn, S. 28 ff.

Im Zusammenhang mit der Abbildung wie auch Fortschreibung von anerkannten Kosten innerhalb der Erlösobergrenze wird vielfach der Begriff des Sockeleffektes genannt. Es lassen sich für die Kapitalkosten (CAPEX) zuzüglich Gewerbesteuer drei unterschiedliche Sockeleffekte differenzieren.

- Sockeleffekt aus bestehenden Anlagen (Bestandsanlagen), die innerhalb der betrachteten Regulierungsperiode noch nicht abgeschrieben sind: Als Bestandsanlagen werden Anlagen bezeichnet, die spätestens im Basisjahr aktiviert wurden. Diese Anlagen werden an ihrer anteiligen Eigenkapitalverzinsung und Fremdkapitalverzinsung, der Gewerbesteuer und den Abschreibungen im Basisjahr für die Dauer der darauf folgenden Regulierungsperiode festgehalten. D. h., ein Abschmelzen der Verzinsung und Gewerbesteuer aufgrund eines im Zeitablauf abschmelzenden gebundenen Kapitals findet nicht statt. Zwischen dem Basisjahr und dem Beginn der Regulierungsperiode liegen nach derzeitiger Ausgestaltung der Anreizregulierung drei Jahre. Hieraus ergibt sich ein „t+3- Effekt“.
- Sockeleffekt aus bestehenden Anlagen (Bestandsanlagen), die innerhalb der betrachteten Regulierungsperiode abgeschrieben sind: Sofern Anlagen im Basisjahr nur noch eine Abschreibung aufweisen, der Restbuchwert der Anlagen zum 31.12. des Basisjahres also bereits Null aufweist, werden die mit den Anlagen verbundenen Verzinsungsbeträge, Gewerbesteuer und die letzte Abschreibung für die Dauer der folgenden Regulierungsperiode fortgeschrieben, obwohl die Anlagen nicht mehr Bestandteil des kalkulatorischen Sachanlagevermögens sind. Die Erlöswirksamkeit wird gegenüber einer jährlichen kalkulatorischen Betrachtung um maximal sieben Jahre verlängert. Je nachdem, wann eine Anlage ausscheidet, kommt es zu einem „t+7- bis t+2- Effekt“. Dieser Sockeleffekt wird auch als "goldenes Ende"⁶⁴ bezeichnet.
- Sockeleffekt aus Anlagen, die innerhalb einer Regulierungsperiode aktiviert werden: Diese Anlagen werden, soweit sie nicht als Erweiterungsinvestitionen im Rahmen der Anreizregulierung über den Erweiterungsfaktor oder die Investitionsmaßnahme abgebildet werden, innerhalb der Regulierungsperiode nicht berücksichtigt. Eindeutig nicht berücksichtigt werden nach dem Basisjahr und bis zum Ende der darauf folgenden Regulierungsperiode die Ersatzinvestitionen. Sofern Ersatzinvestitionen im Jahr nach dem Basisjahr getätigt werden, resultiert für diese bei einer Regulierungsperiode von fünf Jahren eine Zeitspanne von maximal sieben Jahren (sog. „t-7- Effekt“) in welcher für die Anlage keine Erlöse aus der Erlösobergrenze anfallen. Zu dem Zeitpunkt in dem die Anlage im darauf folgenden Basisjahr in das für die Erlösobergrenze zu berücksichtigende Sachanlagevermögen eingeht, hat sich ihr Restbuchwert bereits um vier Abschreibungen verringert und die entsprechenden Verzinsungsbeträge entgehen dem Netzbetreiber dauerhaft. Im Fall der Aktivierung im Basisjahr verkürzt sich die Zeitspanne auf minimal drei Jahre (sog. „t-3- Effekt“). Dieser Sockeleffekt hat im Gegensatz zu den beiden zuvor dargestellten ein negatives Vorzeichen.

Zu der obigen Darstellung der Sockeleffekte ist klarzustellen, dass, sofern ein Netzbetreiber im System der Anreizregulierung eine Ersatzinvestition durchführt, diese drei Sockeleffekte alle nacheinander durchläuft. D. h. eine Ersatzinvestition durchläuft zunächst den negativen t-x- Effekt, partizipiert dann über ihre Nutzungsdauer innerhalb der Regulierungsperioden von dem t+3- Effekt konstant gehaltener

⁶⁴ Büdenbender, Ulrich (2011): Die Angemessenheit der Eigenkapitalrendite im Rahmen der Anreizregulierung von Netzentgelten in der Energiewirtschaft, S. 70.

Verzinsungsbeträge, um dann mit dem wirtschaftlichen Ausscheiden von einem t+x- Effekt durch die Erlösverlängerung ("goldenes Ende") zu profitieren.

Von dem dargestellten zeitlichen Verlauf der Sockeleffekte explizit ausgenommen sind Anlagen, die bereits bei der erstmaligen Bestimmung der Kostenbasis der Erlösobergrenzen einbezogen wurden und somit vor dem Regimewechsel von einer Cost-Plus-Regulierung hin zur Anreizregulierung bestanden. Diese haben keinen negativen Sockel durchlaufen, sondern generieren über ihre wirtschaftliche Lebensdauer und darüber hinaus ausschließlich positive Sockeleffekte (t+3- und t+x- Effekt). Die sich aus den positiven Sockeleffekten ergebenden Sockelbeträge werden seitens der Bundesnetzagentur als Vorschuss betrachtet, der den Netzbetreibern für Ersatzmaßnahmen zur Verfügung steht. Aus Sicht der Netzbetreiber handelt es sich um „windfall profits“ (siehe hierzu ausführlich unter 5.1).

2.2.3 Vorgehensweise zur Bestimmung der Sockeleffekte

Ausgangspunkt bildet die Berechnung der Kapitalkostenentwicklung zuzüglich Gewerbesteuer für die Transport- und Verteilernetzebene für das Sachanlagevermögen bis einschließlich 2006 für Strom und Gas bis zum wirtschaftlichen Ausscheiden der letzten Anlage. Die vollständige Abbildung der Kapitalkostenentwicklung (CAPEX) zuzüglich Gewerbesteuer erfordert deren Berechnung über lange Zeiträume in die Zukunft.

Das Sachanlagevermögen bis einschließlich 2006 kann im Rahmen der Aneizregulierung als Proviand aus Sockelbeträgen aus dem Übergang der Cost-Plus- Regulierung zur Anreizregulierung interpretiert werden, welcher über die Ausgestaltung der Entgeltverordnungen aus dem Jahr 2005 in die Kostenbasis überging und in der Folge in die Erlösobergrenze Eingang gefunden hat und auch zukünftig finden wird. Die Höhe und Lebensdauer (Anlagennutzungsdauern) wie auch die Anlagenbewertung (Nettosubstanzerhaltung) haben unmittelbaren Einfluss auf die Höhe und zeitliche Verteilung der Kapitalkosten zuzüglich Gewerbesteuer und in der Folge auch auf die Beträge aus den positiven Sockeleffekten (Sockelbeträge).

Datengrundlage

Als Datengrundlage für die Berechnungen dienten sämtliche durch die Bundesnetzagentur geprüften Kostendaten aus der zurückliegenden Kostenprüfung des Basisjahres 2011 für Strom und des Basisjahres 2010 für Gas. Somit wurden alle Verteilernetzbetreiber im Regelverfahren und vereinfachten Verfahren sowie alle Transportnetzbetreiber einbezogen, die sich in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur befinden oder aufgrund von Organleihe durch die Bundesnetzagentur reguliert werden. Insgesamt umfasst der Datenumfang 255 Stromnetzbetreiber und 240 Gasnetzbetreiber. Es sind daher alle Verfahren (Regelverfahren und vereinfachtes Verfahren) und Netzbetreibertypen (Transport- und Verteilernetzbetreiber) einbezogen worden.

Aus dem vorhandenen Datensatz wurden dann die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten anlagengruppenschief separiert und für Strom und Gas zu je einem Verteiler- und einem Transportnetzbetreiber kumuliert. Die Kumulation der Daten war notwendig, um eine Fortschreibung der Kapitalkostenentwicklung zuzüglich Gewerbesteuer in angemessener Zeit und mit der notwendigen Flexibilität berechnen zu können. Es wurden somit aus den Einzeldaten der Netzbetreiber ein kumulierter Strom- und ein kumulierter Gasverteilernetzbetreiber sowie ein kumulierter Übertragungsnetz- und ein kumulierter Gasfernleitungsnetzbetreiber gebildet.

Für die Stromnetzbetreiber wurden die durch die Bundesnetzagentur anerkannten Nutzungsdauern mit den korrespondierenden historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten anlagengruppenscharf und netzbetreiberindividuell verglichen. Aus dem Vergleich wurde dann, kumuliert über alle Netzbereibertypen für jedes Jahr einer Anlagengruppe, eine anhand der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten gewichtete Nutzungsdauer ermittelt. Die gewichteten Nutzungsdauern wurden dabei für einen kumulierten Übertragungsnetzbetreiber und einen kumulierten Stromverteilernetzbetreiber bestimmt. Für die Gasnetzbetreiber wurde durchgehend auf die Nutzungsdauer gemäß dem unteren Rand der Anlage 1 GasNEV abgestellt. Eine Gewichtung war daher nicht notwendig.

Zusätzlich zu den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten sowie Nutzungsdauern wurden auch die Daten zu den weiteren Vermögenspositionen sowie Abzugskapital und verzinstem Fremdkapital gemäß § 7 Abs. 2 S. 5 StromNEV/GasNEV für je einen Transport- und Verteilernetzbetreiber für Strom und Gas entsprechend kumuliert.

Zusätzlich waren noch Annahmen bzw. Richtwerte für die Fortschreibung der Kapitalkostenentwicklung zuzüglich Gewerbesteuer notwendig. Hier wurde für die Eigenkapitalzinssätze eine Mischvariante gewählt, die für das gemäß § 7 Abs. 1 S. 5 StromNEV/GasNEV einen Anteil von 40 % übersteigende Eigenkapital (> 40 %) den Zinssatz von 4,54 % (Bezugsjahr 2006) sowie für einen Anteil bis 40 % (<= 40 %) den aktuellen Eigenkapitalzinssatz gemäß der Festlegung BK4-11-304 in Höhe von 9,05 % für Neuanlagen bzw. in Höhe von 7,14 % für Altanlagen einbezogen hat. Beide Zinssätze wurden für die Berechnungen im Zeitablauf konstant gehalten. Für die Gewerbesteuer wurde pauschal ein Hebesatz von 400 % für die vier kumulierten Netzbetreiber angesetzt. Es wurden die Indexreihen gemäß § 6a Abs. 1 StromNEV/GasNEV verwendet und die zukünftigen Indexentwicklungen mit Hilfe des gleitenden geometrischen Mittels der zurückliegenden zehn Jahre geschätzt.

Somit lag letztlich ein Grunddatensatz vor, der eine Nachrechnung der Kapitalkostenentwicklung zuzüglich Gewerbesteuer für je einen kumulierten Strom- und einen Gasverteilernetzbetreiber sowie je einen Übertragungs- und einen Gasfernleitungsnetzbetreiber ermöglichte.

Methodik

Zunächst wurden gemäß den Vorgaben der Entgeltverordnungen die Restbuchwerte für Alt- und Neuanlagen zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten anhand der kumulierten historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten und unter Einbeziehung der ermittelten Nutzungsdauern für das Sachanlagevermögen bis einschließlich 2006 berechnet.

Für die Verzinsung des Sachanlagevermögens wurde je kumulierten Netzbetreiber ein Mischzinssatz ermittelt, der aufbauend auf dem Referenzjahr 2006 über alle Fortschreibungsjahre konstant gesetzt wurde. Diese Annahme ist notwendig, da anderenfalls viele Effekte die Interpretierbarkeit der Zusammenhänge überlagern würden und auch jeder gewählte Zinsverlauf stark annahmegetrieben wäre. Für die Ermittlung des Mischzinssatzes wurden zunächst alle übrigen Positionen des betriebsnotwendigen Vermögens gemäß § 6 StromNEV/GasNEV aus dem Basisjahr 2011 als Anteile zur Summe der Restbuchwerte aus den Altanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten sowie Neuanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten des Jahres 2006 fixiert.

Hierbei besteht eine gewisse Unschärfe, da die übrigen Vermögensbestandteile des Jahres 2011 in Relation zu den Restbuchwerten des Jahres 2006 in Beziehung gesetzt wurden. Hier hätte man alternativ auch die Anteile im Jahr 2011 selbst fixieren können, allerdings dann bezogen auf ein Sachanlagevermögen bis 2011 und einem gerade bei den Stromnetzbetreibern z. T. deutlich abweichenden Verhältnis zwischen Alt- und Neuanlagen gegenüber dem Jahr 2006. Insofern stellt das gewählte Vorgehen wie auch die Wahl der Zinssätze einen Mittelweg zwischen den Basisjahren 2006 und 2011 dar. Ein alleiniges Abstellen auf die Werte der Kostenprüfung des Jahres 2006 wurde nicht in Betracht gezogen, da sich zwischenzeitlich viele Änderungen insbesondere durch Übergänge des Sachanlagevermögens von Verteilernetzbetreibern auf Übertragungsnetzbetreiber ergeben hatten.

Im Anschluss wurde die Eigenkapitalverzinsung gemäß § 7 StromNEV/GasNEV ermittelt. In Ermangelung eines repräsentativen Fremdkapitalzinssatzes wurde angenommen, dass sich der Fremdkapitalaufwand des verzinslichen Fremdkapitals durch den Zinssatz in Höhe von 4,54 % (Bezugsjahr 2006) gemäß § 7 Abs. 1 S. 5 StromNEV/GasNEV ersatzweise darstellen lässt. Sowohl der Fremdkapitalaufwand und die Verzinsung von Alt- und Neuanlagen als auch die Verzinsung des Eigenkapitals > 40 % sowie die Gewerbesteuer auf die Eigenkapitalverzinsung wurden abschließend zum betriebsnotwendigen Vermögen gemäß § 7 StromNEV/GasNEV in Relation gesetzt. Die Fortschreibung der Gesamtkapitalverzinsung erfolgt auf Basis des betriebsnotwendigen Vermögens gemäß § 7 StromNEV/GasNEV.

Kapitalkostenberechnung Stromnetzbetreiber

In die Berechnungen für die Stromverteilernetzbetreiber (blaue Linie) sind folgende Größen (Mittelwerte) eingegangen: Der Restbuchwert für Alt- und Neuanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten in Höhe von ca. 30 Mrd. Euro, die Summe der übrigen Vermögensbestandteile mit 1,63 Mrd. Euro, das Abzugskapital mit 14,06 Mrd. Euro und das verzinsliche Fremdkapital mit ca. 3,19 Mrd. Euro. Der Mischzinssatz inklusive Gewerbesteuer beläuft sich auf 4,18 %, die Eigenkapitalquote gemäß § 7 Abs. 1 StromNEV auf 48,39 %.

Aus den in der nachfolgenden Abbildung 34 dargestellten Werten ergibt sich für das Basisszenario eine negative Abweichung von ca. 10 Mio. Euro (-0,33 %) gegenüber den Angaben in der Abbildung 18, Abbildung 19, Abbildung 26 und Abbildung 27 für das Jahr 2006. Bei der Interpretation der Abweichung ist zu beachten, dass einerseits pauschale Annahmen eingeflossen sind und andererseits in den Abbildungen in Kapitel 2.1 nicht alle Netzbetreiber abgebildet wurden.

In die Berechnungen für die Stromübertragungsnetzbetreiber (hellblaue Linie) sind folgende Größen (Mittelwerte) eingegangen: Der Restbuchwert für Alt- und Neuanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten in Höhe von ca. 3,24 Mrd. Euro, die Summe der übrigen Vermögensbestandteile 3,80 Mrd. Euro, das Abzugskapital mit 3,14 Mrd. Euro und das verzinsliche Fremdkapital mit ca. 459 Mio. Euro. Der Mischzinssatz inklusive Gewerbesteuer beläuft sich auf 4,13 %, die Eigenkapitalquote gemäß § 7 Abs. 1 StromNEV auf 50,28 %.

Aus den in der nachfolgenden Abbildung 34 dargestellten Werten ergibt sich aus den Berechnungen des Basisszenarios eine negative Abweichung von ca. 49 Mio. Euro (-9,67 %) gegenüber den Angaben unter Abbildung 12 und Abbildung 13 für das Jahr 2006. Die Abweichung kann neben den pauschalen Ansätzen auch durch Umstrukturierungen in der Vergangenheit begründet sein, so dass die Vergleichbarkeit eingeschränkt ist.

Neben den Kapitalkostenverläufen zuzüglich der Gewerbesteuer der zusammengefassten Stromverteilernetzbetreiber sowie der zusammengefassten Übertragungsnetzbetreiber sind in Abbildung 34 zudem die Werte für die Kapitalkosten der Basisjahre dargestellt. Die Basisjahre für die Stromnetzbetreiber sind die Jahre 2006, 2011 und dann jeweils jedes fünfte Jahr. Das Sachanlagevermögen bis einschließlich 2006 läuft sowohl bei den Stromverteilernetzbetreibern als auch bei den Stromübertragungsnetzbetreibern bis zum Jahr 2065 wirtschaftlich aus. Das Jahr 2065 bestimmt sich dabei aus den Anlagenklassen mit den längsten Nutzungsdauern, wobei dies die Verwaltungsgebäude mit einer Nutzungsdauer am unteren Rand von 60 Jahren sind. Bis zum vollständigen kalkulatorischen Ausscheiden aller Anlagen fallen bei den Stromverteilernetzbetreibern insgesamt ca. 54 Mrd. Euro und bei den Stromübertragungsnetzbetreibern ca. 7 Mrd. Euro an Kapitalkosten zuzüglich Gewerbesteuer an. Diese Volumina entsprechen in der Abbildung 34 jeweils den Flächen unterhalb der blauen und hellblauen Linie.

Entwicklung der Kapitalkosten zzgl. Gewerbesteuer der Stromnetzbetreiber auf Basis des Sachanlagevermögens bis einschließlich 2006

in Euro

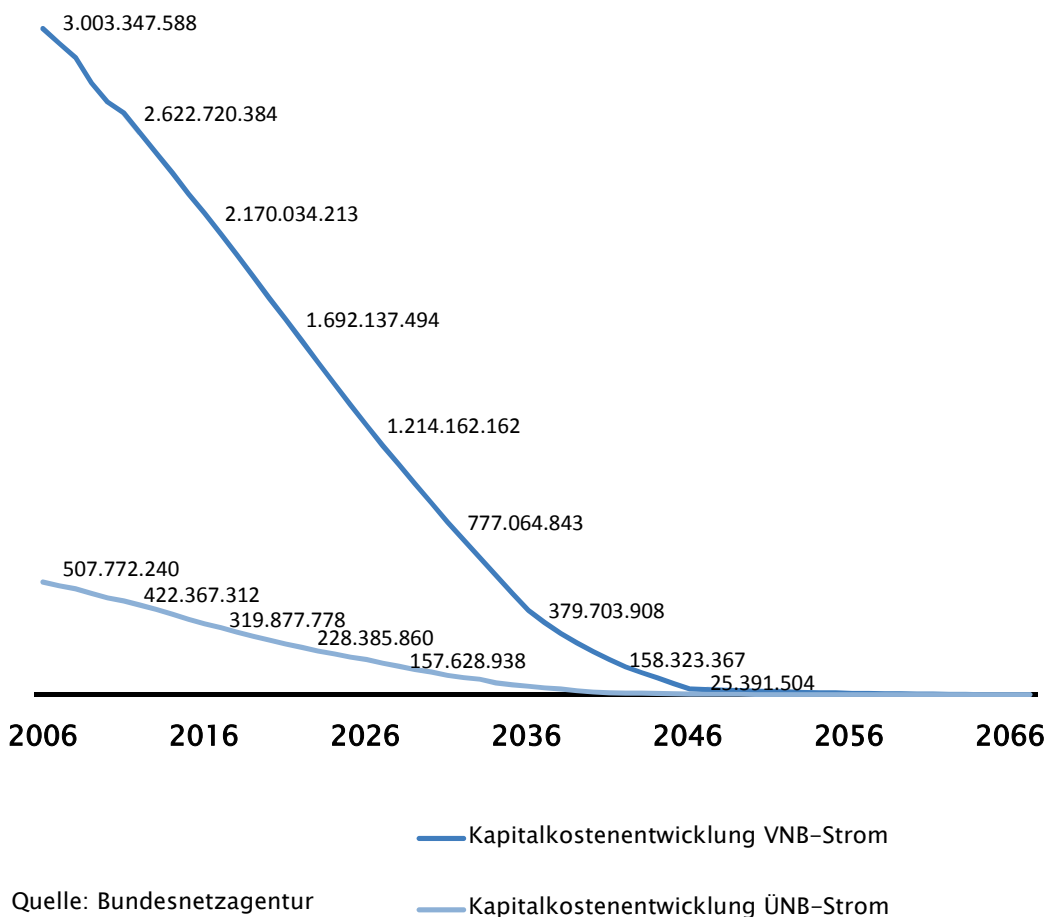


Abbildung 34: Entwicklung der Kapitalkosten zzgl. Gewerbesteuer der Stromnetzbetreiber auf Basis des Sachanlagevermögens bis einschließlich 2006

Die Kapitalkosten zuzüglich der Gewerbesteuer der Stromverteilernetzbetreiber liegen im Jahr 2006 um ca. das 5,9-fache über denen der Übertragungsnetzbetreiber. Dieses Verhältnis steigt im Zeitablauf und erreicht

im Jahr 2026 bereits das 7,7-fache. Somit zeigt sich zwischen den Stromverteilernetzbetreibern und den Übertragungsnetzbetreibern nicht nur ein erheblicher Niveauunterschied bei den Kapitalkosten, sondern auch bei den Übertragungsnetzbetreibern ein im Zeitablauf stärkerer Rückgang der Kapitalkosten zuzüglich Gewerbesteuer.

Hierbei ist nochmals darauf hinzuweisen, dass die Betrachtung lediglich das Sachanlagevermögen bis einschließlich 2006 umfasst und es daher im Zeitablauf zu einem Absinken des Sachanlagevermögens kommen muss. Es ist jedoch unstrittig, dass insbesondere die Übertragungsnetzbetreiber massive Investitionen in den vergangenen Jahren getätigt haben und das Sachanlagevermögen angestiegen ist.

Kapitalkostenberechnung Gasnetzbetreiber

In die Berechnungen für die Gasverteilernetzbetreiber (blaue Linie) sind folgende Größen (Mittelwerte) eingegangen: Der Restbuchwert für Alt- und Neuanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten in Höhe von ca. 18,43 Mrd. Euro, die Summe der übrigen Vermögensbestandteile mit 617,54 Mio. Euro, Abzugskapital mit 3,94 Mrd. Euro und das verzinsliche Fremdkapital mit ca. 1,65 Mrd. Euro. Der Mischzinssatz inklusive Gewerbesteuer beläuft sich auf 5,37 % und die Eigenkapitalquote gemäß § 7 Abs. 1 GasNEV auf 72,38 %. Ein Abgleich mit den Angaben in Abbildung 22, Abbildung 23 und Abbildung 31 ergibt eine positive Differenz zu den hier ausgewiesenen Kapitalkosten von ca. 15,57 %.

Hierbei ist zunächst darauf hinzuweisen, dass die Kostendaten der Gasverteilernetzbetreiber für die sog. „Verlängerer“⁶⁵ im vereinfachten Verfahren für das Basisjahr 2006 nicht vorlagen. Die Kapitalkosten zuzüglich Gewerbesteuer lassen sich lediglich anhand der Angaben zum Ausgangsniveau aus dem Bericht nach § 112a Abs. 3 EnWG abschätzen. Basierend auf den Angaben zum Ausgangsniveau auf Grundlage des Berichtes nach § 112a Abs. 3 EnWG wären noch ca. 134 Mio. Euro⁶⁶ für diese Netzbetreiber hinzuzurechnen, sofern 50 % des dort ausgewiesenen Ausgangsniveaus als Kapitalkosten unterstellt würden. Damit würde die Abweichung auf 8,82 % verringert. Ferner ist einschränkend darauf hinzuweisen, dass in dem Datensatz noch ein regionaler Gasfernleitungsnetzbetreiber enthalten ist, der gemäß § 3 Nr. 5 EnWG ein Gasfernleitungsnetzbetreiber ist und daher bei den Gasfernleitungsnetzbetreibern einzugruppieren wäre.

In den Berechnungen für die Gasfernleitungsnetzbetreiber (hellblaue Linie) wurden folgende Größen (Mittelwerte) berücksichtigt: Der Restbuchwert für Alt- und Neuanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten in Höhe von ca. 7,05 Mrd. Euro, die Summe der übrigen Vermögensbestandteile mit 405 Mio. Euro, Abzugskapital mit 833,88 Mio. Euro und das verzinsliche Fremdkapital mit ca. 1,20 Mrd. Euro. Der Mischzinssatz inklusive Gewerbesteuer beläuft sich auf 5,78 % und die Eigenkapitalquote gemäß § 7 Abs. 1 GasNEV auf 75,35 %. Ein Abgleich mit den Angaben in 2.1.1 ergibt eine negative Differenz zu dem hier für das Jahr 2006 ausgewiesenen Wert von ca. 70 Mio. Euro (-8,44 %). Die Differenz würde sich bei Korrektur des zusätzlichen Gasfernleitungsnetzbetreibers noch verringern.

In Abbildung 35 sind neben der Kapitalkostenentwicklung auch die Werte für die Basisjahre angegeben. Im Gegensatz zu den Stromnetzbetreibern hatte die erste Regulierungsperiode für die Gasnetzbetreiber nur eine

⁶⁵ Bundesnetzagentur (2013): Bericht nach § 112a Abs. 3 EnWG, 31.5.2013, Bonn, S. 30.

⁶⁶ Bundesnetzagentur (2013): Bericht nach § 112a Abs. 3 EnWG, 31.5.2013, Bonn, S. 33.

Dauer von vier Jahren, so dass die Basisjahre und damit auch die Wertangaben nach den aktuell gültigen Regelungen der ARegV immer ein Jahr vor dem Basisjahr der Stromnetzbetreiber liegen. Die Wertangaben beziehen sich auf die Jahre 2006, 2010 und dann jeweils jedes fünfte Jahr.

Davon abweichend ist das erste Basisjahr für den Großteil der Gasfernleitungsnetzbetreiber (überregionale Gasfernleitungsnetzbetreiber) das Jahr 2007. Ursächlich ist hierfür, dass die überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreiber gegenüber der Bundesnetzagentur gemäß § 3 Abs. 3 GasNEV angezeigt hatten, dass ihr Fernleitungsnetz zu einem überwiegenden Teil wirksam bestehendem oder potenziellem Wettbewerb ausgesetzt sei. Hierzu hatte die Bundesnetzagentur festgestellt, dass die Voraussetzungen für einen wirksam bestehenden oder potenziellen Wettbewerb nicht vorliegen. Im Nachgang wurden die überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreiber zur Vorlage eines Entgeltgenehmigungsantrages nach § 23a EnWG verpflichtet. Da die Entgelte der überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreiber gemäß § 34 Abs. 5 S. 2 ARegV somit ein Jahr später als die der übrigen Gasnetzbetreiber im Wege der Anreizregulierung bestimmt wurden, war als das Basisjahr im Sinne der ARegV das Jahr 2007 heranzuziehen.⁶⁷

Das Sachanlagevermögen sowohl auf der Fernleitungs- als auch auf der Verteilernetzebene reicht gemäß den aktuell gültigen Regelungen der GasNEV kalkulatorisch bis zum Jahr 2065. Während es bei den Gasverteilernetzen zu einem stärkeren Rückgang im Zeitraum 2010 bis 2015 kommt, ist bei den Gasfernleitungsnetzbetreibern eine vergleichsweise gleichmäßige Abnahme erkennbar. Die Kapitalkosten der Gasverteilernetze liegen im Jahr 2006 um das 2,8-fache über denjenigen der Gasfernleitungsnetzbetreiber. Entgegen der Entwicklung bei den Stromverteilernetzbetreibern zu den Übertragungsnetzbetreibern nimmt dieses Verhältnis bis zum Jahr 2030 auf das 2,2-fache ab. Ein wesentlicher Grund dürfte darin liegen, dass die kathodisch geschützten Stahlrohrleitungen mit einer im Vergleich hohen kalkulatorischen Nutzungsdauer von 55 Jahren gemäß Anlage 1 GasNEV hauptsächlich bei den Gasfernleitungsnetzbetreibern eingesetzt werden und den flachen Verlauf der Kapitalkosten zuzüglich Gewerbesteuer bestimmen. Insgesamt ergeben sich auf Basis der getroffenen Annahmen bis zum wirtschaftlichen Ausscheiden aller bis einschließlich des Jahres 2006 aktivierten Anlagegüter Kapitalkosten in Höhe von ca. 19 Mrd. Euro für die Gasfernleitungsnetze (Fläche unterhalb der hellblauen Linie) und ca. 43 Mrd. Euro für die Gasverteilernetze (Fläche unterhalb der blauen Linie).

⁶⁷ Bundesnetzagentur (2013): Bericht nach § 112a Abs. 3 EnWG, 31.5.2013, Bonn, S. 28f.

Entwicklung der Kapitalkosten zzgl. Gewerbesteuer der Gasnetzbetreiber auf Basis des Sachanlagevermögens bis einschließlich 2006

in Euro

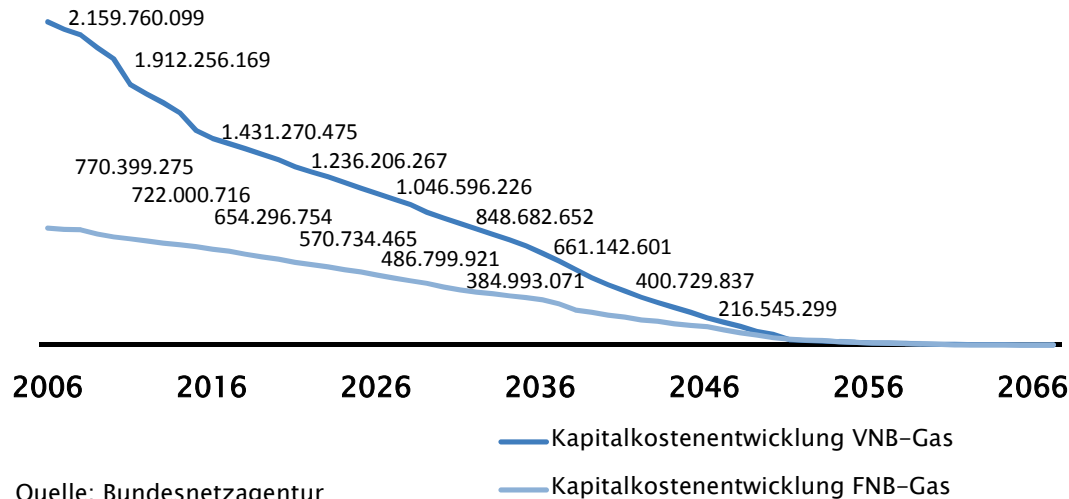


Abbildung 35: Entwicklung der Kapitalkosten zzgl. Gewerbesteuer der Gasnetzbetreiber auf Basis des Sachanlagevermögens bis einschließlich 2006

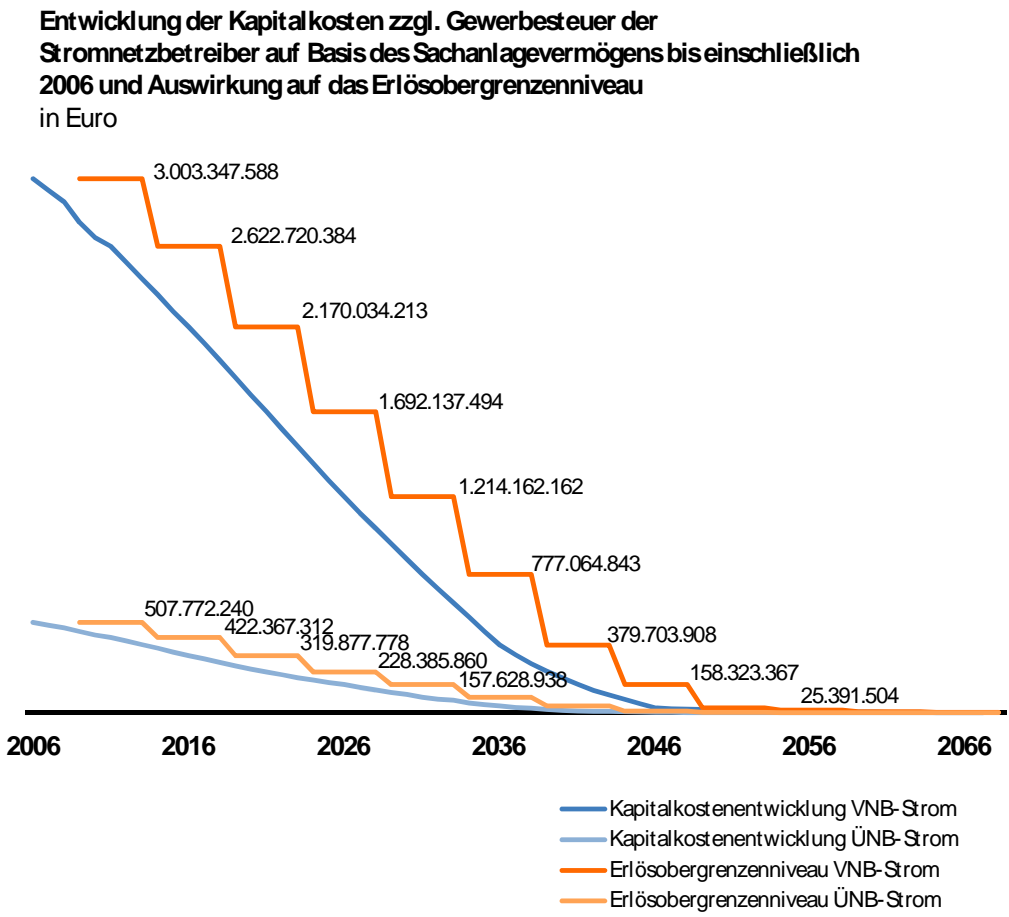
Der Vergleich zwischen den Strom- und Gasnetzbetreibern zeigt, dass nicht nur das Verhältnis der Kapitalkosten zwischen der Verteiler- und Transportnetzebene bei im Strombereich deutlich größer ausfällt, sondern dass zudem auch die Kapitalkosten der Gasfernleitungsnetzbetreiber deutlich über denjenigen der Übertragungsnetzbetreiber liegen. Hierfür lassen sich mehrere Erklärungen anführen. Zum einen ist das Sachanlagevermögen der Übertragungsnetzbetreiber im Vergleich zu den kalkulatorischen Nutzungsdauern zum Teil deutlich älter als das der Gasfernleitungsnetzbetreiber. Die Nutzungsdauern des Sachanlagevermögens der Übertragungsnetzbetreiber wie auch der Verteilernetzbetreiber wurden ferner gemäß § 32 Abs. 3 S. 3 StromNEV geprüft und zum Teil deutlich reduziert, so dass die Restbuchwerte und Abschreibungen geringer ausfallen. Aufgrund der reduzierten Restbuchwerte hat die Nettosubstanzerhaltung mit ihrer Indexierung ebenfalls nur noch einen geringen Effekt, so dass hieraus ein weiterer Differenzbetrag zwischen den Strom- und Gasnetzbetreibern resultiert.

2.2.4 Sockeleffekte bei Stromnetzbetreibern

Nachfolgend sind die Höhe wie auch der zeitliche Verlauf der positiven Sockeleffekte abgebildet. Hierbei wurde auf die Berechnungen aus Abschnitt 2.2.3 zurückgegriffen, die zusätzlich um eine Erlösbergrenzenberechnung ergänzt wurden. Die Berechnungen beschränken sich auf die Kapitalkosten zuzüglich Gewerbesteuer. Die Betrachtung wurde weiterhin auf das Sachanlagevermögen bis einschließlich 2006 begrenzt. Hintergrund ist, dass gezeigt werden soll, welche Mittel im Zeitablauf und in welchem Umfang den Netzbetreibern aus den Anlagen vor der Anreizregulierung insgesamt zur Verfügung stehen.

In der nachfolgenden Grafik wird das Ergebnis jeweils für einen kumulierten Übertragungs- sowie kumulierten Stromverteilernetzbetreiber dargestellt. Um den Modellansatz vollständig abzubilden, ist in den

nachfolgenden Abbildungen für Strom- und Gasnetzbetreiber (Abbildung 40 und Abbildung 41) die Entwicklung der Kapitalkosten und und des Erlösobergrenzniveaus, aus denen sich der Sockeleffekt errechnet, über den kompletten Zeitraum bis zum Ausscheiden der letzten Anlage dargestellt. Für die Beurteilung der Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber sind jedoch insbesondere die Sockeleffekte der kommenden 20 Jahre von Interesse. Daher sind diese in der Übersicht aus Tabelle 6 nochmals auf diesen Zeitraum begrenzt dargestellt.



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 36: Entwicklung der Kapitalkosten zzgl. Gewerbesteuer der Stromnetzbetreiber auf Basis des Sachanlagevermögens bis einschließlich 2006 und Auswirkung auf das Erlösobergrenzniveau

In der obigen Abbildung 36 sind neben den Kapitalkostenverläufen zuzüglich Gewerbesteuer auch die Erlösobergrenzenverläufe ergänzt. Es handelt sich hierbei nicht um die vollständigen Erlösobergrenzen, aufsetzend auf einer vollständigen Kostenbasis bestehend aus CAPEX und OPEX oder fortgeschrieben innerhalb einer Regulierungsperiode durch z. B. den Erweiterungsfaktor, sondern um denjenigen Teil der Erlösobergrenzen, der als positiver Sockel aus dem Anlagevermögen bis einschließlich 2006 für die Dauer einer Regulierungsperiode dem Netzbetreiber bis zum Auslaufen dieses Anlagevermögens zur Verfügung gestellt wird.

Der positive Sockel ergibt sich aus der Fläche zwischen der jeweils orangefarbenen und blauen Linie. Innerhalb einer Regulierungsperiode steigt der Sockel mit abnehmenden der Kapitalkosten zuzüglich Gewerbesteuer an (Abstand zwischen der horizontalen orangefarbenen Linie und der darunter liegenden blauen Linie). Aus

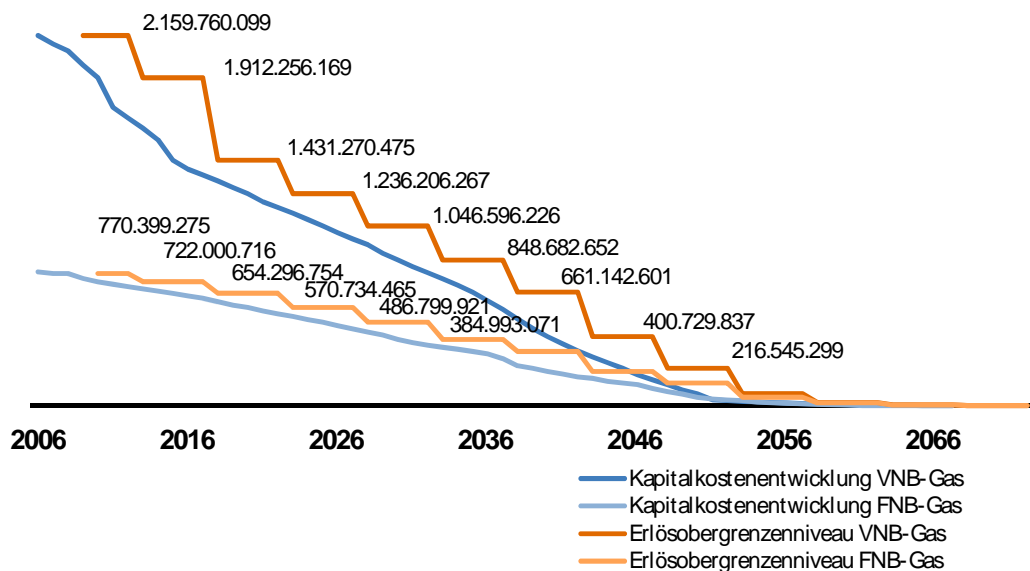
Vereinfachungsgründen wurde auf Anpassungen mittels des gesamtwirtschaftlichen Verbraucherpreisindex sowie des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors oder einer individuellen Effizienzvorgabe verzichtet, da es sich hier lediglich um einen ausgewählten Bestandteil handelt.

Die beiden positiven Sockeleffekte belaufen sich für die Stromverteilernetze auf insgesamt ca. 15 Mrd. Euro im betrachteten Zeitraum. Das entspricht ca. 33 % der in diesem Zeitraum anfallenden Kapitalkosten zuzüglich Gewerbesteuer. Für die Übertragungsnetzbetreiber belaufen sich die positiven Sockeleffekte auf ca. 2 Mrd. Euro und damit auf ca. 39 % der anfallenden Kapitalkosten zuzüglich Gewerbesteuer. Die im Verhältnis zu den Stromverteilernetzen stärkeren Sockeleffekte der Übertragungsnetzbetreiber lassen sich durch die im Zeitablauf stärker absinkenden Kapitalkosten zuzüglich Gewerbesteuer erklären, da der Sockel umso stärker steigt, je stärker die Kapitalkosten zuzüglich Gewerbesteuer absinken.

2.2.5 Sockeleffekte bei Gasnetzbetreibern

In der nachfolgenden Abbildung 37 werden die Ergebnisse jeweils für den Gasfernleitungsnetzbetreiber sowie Gasverteilernetzbetreiber dargestellt.

Entwicklung der Kapitalkosten zzgl. Gewerbesteuer der Gasnetzbetreiber auf Basis des Sachanlagevermögens bis einschließlich 2006 und Auswirkung auf das Erlösbergrenzniveau in Euro



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 37: Entwicklung der Kapitalkosten zzgl. Gewerbesteuer der Gasnetzbetreiber auf Basis des Sachanlagevermögens bis einschließlich 2006 und Auswirkung auf das Erlösbergrenzniveau

Für die Gasverteilernetzbetreiber belaufen sich die positiven Sockeleffekte in Summe auf ca. 10,5 Mrd. Euro und umfassen damit knapp zwei Drittel des Sockelvolumens der Stromverteilernetzbetreiber. Das Verhältnis des positiven Sockels zu den Kapitalkosten zuzüglich Gewerbesteuer beträgt für den Betrachtungszeitraum knapp 29 %. Der Sockel der Gasfernleitungsnetzbetreiber erreicht insgesamt 3 Mrd. Euro und damit einen

Anteil im Verhältnis zu den Kapitalkosten zuzüglich Gewerbesteuer von ca. 18 %. Aufgrund der im Zeitablauf deutlich weniger stark abfallenden Kapitalkosten zuzüglich Gewerbesteuer fallen die Sockelbeträge deutlich geringer aus als bei den Stromnetzen.

2.2.6 Übersicht Sockeleffekte

Bei einer Fortschreibung der bisherigen Anreizregulierung mit ihren fünfjährigen Regulierungsperioden ergäben sich perspektivisch die in der nachfolgenden Tabelle aufgetragenen positiven Sockeleffekte.

Positive Sockelbeträge nach Regulierungsperioden

in Mio. Euro

Strom	2009-2013	2014-2018	2019-2023	2024 - 2028	2029-2033
- davon VNB	1.990	2.275	2.395	2.379	2.164
- davon ÜNB	439	506	454	363	340
Gesamt	2.429	2.781	2.849	2.742	2.504
Gas	2009(10) - 2012	2013 - 2017	2018 - 2022	2023 - 2027	2028 - 2032
- davon VNB	1.324	2.238	993	944	975
- davon FNB	188	344	423	433	493
Gesamt	1.512	2.582	1.416	1.377	1.468

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 4: Positive Sockelbeträge nach Regulierungsperioden

Die aus den Sockeleffekten resultierenden Beträge stehen den Netzbetreibern frei zur Verfügung. Inwieweit die Sockelbeträge ausreichen, um mögliche Renditenachteile aus einer zeitversetzten Anerkennung von Investitionskosten aus Ersatzinvestition auszugleichen und damit die Investitionsfähigkeit zu sichern, wird in Abschnitt 5.2 näher untersucht.

2.2.7 Befunde

- Die geschätzten positiven Sockelbeträge aus den Anlagen bis einschließlich des Jahres 2006 sind erheblich und frei verfügbar. Für die Stromverteilernetzbetreiber enthalten die Erlösbergrenzen mittelfristig pro Regulierungsperiode ca. 2,3 Mrd. Euro an frei verfügbaren Mitteln. Die positiven Sockelbeträge der Übertragungsnetzbetreiber nehmen mittelfristig deutlich ab.
- Die positiven Sockelbeträge der Gasverteilernetze erreichen in der aktuellen Regulierungsperiode im Vergleich zu den Folgeperioden einen Maximalwert und liegen zukünftig um ca. 960 Mio. Euro. Bei den Gasfernleitungsnetzen zeigt sich bis zum Jahr 2032 ein Anstieg der positiven Sockelbeträge.
- Die Höhe der positiven Sockelbeträge ist abhängig vom zeitlichen Absinken der Kapitalkosten (zuzüglich Gewerbesteuer). Die Sockeleffekte bei den Stromnetzbetreibern fallen aufgrund der in Zukunft stärker abfallenden Kapitalkosten deutlich stärker aus. Die Gasnetzbetreiber profitieren umgekehrt von den zukünftig weniger stark fallenden Kapitalkosten.

- Einflussgrößen der Kostenbasis wie die Nutzungsdauerbehandlung oder das Kalkulationsprinzip der Nettosubstanzerhaltung wirken sich ebenfalls auf den Sockeffekt aus und beeinflussen das Erlösobergrenzeniveau.

2.3 Umgang mit der Prüfung der aufwandsgleichen Kostenpositionen

Mit der Umsetzung des Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften vom 20.12.2012 wurde die Vorschrift zum buchhalterischen Unbundling des § 6b EnWG geändert. Dieser beinhaltet in der aktuellen Fassung Regeln zur Aufstellung, Prüfung und Offenlegung von Jahresabschlüssen bei Energieversorgungsunternehmen. In § 6b Abs. 6 EnWG wurde vom Verordnungsgeber eine Regelung geschaffen, die es der Regulierungsbehörde ermöglicht, zusätzliche Bestimmungen durch Festlegung zu treffen, die über die in § 6b Abs. 5 EnWG normierten Verpflichtungen hinausgehen. Durch diese Festlegung können insbesondere zusätzliche Anforderungen im Rahmen der Jahresabschlussprüfung bestimmt werden.

In der Regulierungspraxis ist die Regulierungsbehörde im Wesentlichen mit den folgenden Problemen konfrontiert:

- Das zu regulierende Energieversorgungsunternehmen verfügt stets über umfassendere und detailliertere Informationen zu seiner Kosten- und Erlösstruktur als die Regulierungsbehörde. Dies gilt insbesondere für die Zuordnung von Kosten und Erlösen in den regulierten Bereich, das Aufdecken von Gewinnzuschlägen in Verträgen mit assoziierten Unternehmen und den Ausweis bestimmter Bilanz-, Gewinn- und Verlustpositionen.
- Erschwerend kommt die unterschiedliche Ausübung von Bilanzierungswahlrechten, Ermessensspielräumen und Sachverhaltsgestaltung bei der Erstellung von Jahresabschlüssen hinzu. Darüber hinaus werden die Vorschriften zur Erstellung der Tätigkeitsabschlüsse gemäß § 6b Abs. 3 EnWG von den Netzbetreibern unterschiedlich interpretiert.
- Energieversorgungsunternehmen haben in ihrer internen Rechnungslegung getrennte Konten für jeden ihrer Tätigkeitsbereiche so zu führen, wie dies erforderlich wäre, wenn diese Tätigkeitsbereiche von rechtlich selbstständigen Unternehmen ausgeführt werden würden. Die Aufspaltung der Jahresabschlüsse in die verschiedenen Tätigkeitsbereiche kann weitere Spielräume eröffnen und Ursache für Fehlerquellen sein.
- Beim buchhalterischen Unbundling handelt es sich um eine milde Form der Entflechtung im Vergleich zum gesellschaftsrechtlichen oder organisatorischen Unbundling. Zugleich ist diese Form weniger effektiv, weil die handelsrechtlichen Bilanzierungswahlrechte des HGB zur Anwendung kommen können.
- Auch hinsichtlich der Schlüsselung von Kosten, die nicht direkt einem Tätigkeitsbereich zugewiesen werden können (Gemeinkosten), existiert bei den Netzbetreibern eine Vielfalt von Zuordnungsmöglichkeiten. Die Verwendung von Schlüsseln muss gemäß § 4 Abs. 4 S. 2 StromNEV bzw. GasNEV sachgerecht erfolgen und den Grundsatz der Stetigkeit beachten. Dabei haben diese Schlüssel für sachkundige Dritte nachvollziehbar und vollständig dokumentiert zu sein. Freilich ist das nur dann näherungsweise möglich, wenn bei alleiniger Verursachung durch eine Größe eine direkte Zuordnung möglich wäre.

Den genannten Problemen in der prüferischen Praxis kann mit Hilfe einer Festlegung gemäß § 6b Abs. 6 EnWG entgegengewirkt werden. Durch die Formulierung zusätzlicher Anforderungen an die

Tätigkeitsabschlüsse könnte von Seiten der Regulierungsbehörde zusätzlich eine objektive Vergleichbarkeit und ein höheres Maß an Transparenz hergestellt werden. Informationsasymmetrien können so bereits bei der Bestimmung der Kostenbasis reduziert werden. Die Sicherstellung der Einhaltung dieser Vorgaben könnte dann durch den Wirtschaftsprüfer erfolgen.

Angesichts der dargelegten Unschärfen erscheint es notwendig und sinnvoll, mit Hilfe einer Festlegung weitere Vorgaben zu den Vorschriften der Rechnungslegung und Buchführung von Energieversorgungsunternehmen zu erlassen, um die Verwertbarkeit und Vergleichbarkeit der Jahresabschlusszahlen zu erhöhen. Damit kann die Repräsentativität des Ausgangsniveaus als Ausgangsbasis für die Festlegung von Erlösobergrenzen im Rahmen der ARegV erheblich gesteigert werden.

3. Untersuchungen und Befunde zu den Determinanten der Erlösobergrenzenentwicklung

Die Erlösobergrenze (EOG) ist gemäß § 4 Abs. 2 ARegV für jedes Kalenderjahr der gesamten Regulierungsperiode zu bestimmen. Die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers erfolgt gemäß § 7 ARegV in Anwendung der in Anlage 1 zu § 7 ARegV enthaltenen Regulierungsformel:

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

Die Elemente, die auf die Höhe der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen im Strombereich wirken, werden in einem ersten Schritt durch die Ermittlung des Ausgangsniveaus gemäß § 6 Abs. 1 ARegV bestimmt. Dabei werden die Kosten nach (grundsätzlich) beeinflussbaren und dauerhaft nicht beeinflussbaren Anteilen ($KA_{dnb,t}$) getrennt. Die beeinflussbaren Kostenanteile unterteilen sich in die vorübergehend nicht beeinflussbaren ($KA_{vnb,0}$) und die beeinflussbaren Kosten ($KA_{b,0}$). Als vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten die mit dem nach § 15 ARegV ermittelten bereinigten Effizienzwert multiplizierten Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile. Zur Gewährleistung des gleichmäßigen Abbaus der beeinflussbaren Kosten ist sodann der Verteilungsfaktor (V_t) gemäß § 16 Abs. 1 ARegV zu bestimmen.

Der Abbau der beeinflussbaren Kosten eines Netzbetreibers ($V_t \times KA_{b,0}$) ermittelt sich aus den mit dem Verteilungsfaktor multiplizierten beeinflussbaren Kosten. Im Anschluss sind die weiteren Bestandteile der Erlösobergrenze zu ermitteln: Das sind der Wert für die um den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (PF_t) bereinigten Entwicklung des Verbraucherpreisgesamtindex (VPI_t / VPI_0) nach §§ 8 und 9 ARegV, der Erweiterungsfaktor (EF_t) nach § 10 ARegV und das Qualitätselement (Q_t) nach § 18 ff. ARegV. Die Summanden ($VK_t - VK_0$) und S_t bezeichnen volatile Kosten sowie den Saldo des Regulierungskontos. Beide Elemente sind für die Stromnetzbetreiber in der ersten Regulierungsperiode (2009 bis 2013) gleich Null.

Entsprechend dem EnWG und der ARegV wurde die Qualitätsregulierung zum 1.1.2012 als Teil der Anreizregulierung im Strombereich eingeführt.

In die Bildung der Erlösobergrenze gehen auch Sondersachverhalte wie die periodenübergreifenden Saldierungen 2006, 2007, 2008, die Mehrerlösabschöpfung (MEA) und die zur Umsetzung der

höchstrichterlichen Rechtsprechung geschlossenen öffentlich-rechtlichen Vergleichsverträge ein. Die Sondersachverhalte sind nicht dem System der Anreizregulierung zuzurechnen und nur für einen befristeten Zeitraum wirksam.

Seit dem 1.1.2009 gelten für Stromnetzbetreiber auf Verteiler- und Übertragungsebene erstmalig die festgelegten Erlösobergrenzen. Die Erlösobergrenzen werden im Verlauf der Regulierungsperiode unter Beachtung des geänderten Verbraucherpreisgesamtindex sowie des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors angepasst. Weiterhin werden die Veränderungen bei den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen bei den Anpassungen berücksichtigt. Für die Erlösobergrenze des Jahres 2010 wurden erstmalig die Verfahren zur Anpassung der Erlösobergrenze, zum Erweiterungsfaktor, zum Investitionsbudget, zum pauschalen Investitionszuschlag und zur Führung des Regulierungskontos durchgeführt.

Mit der Verordnung zur Änderung der ARegV vom 14.3.2012 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 nach“ und „der Höhe nach“, sondern nur noch „dem Grunde nach“ für eine bestimmte Investitionsmaßnahme erfolgt. Anpassungen gemäß § 4 Abs. 5 ARegV aufgrund der Bestimmung eines Qualitätselement nach Maßgabe des § 19 ARegV erfolgen durch die Bundesnetzagentur von Amts wegen.

Für die Darstellung der wesentlichen Determinanten der Erlösobergrenzenentwicklung wurden die Daten der Netzbetreiber einbezogen, die originär und aufgrund von Vereinbarungen zur Organleihe⁶⁸ in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen und die der Bundesnetzagentur durchgängig für den Zeitraum der ersten Regulierungsperiode 2009 bis 2013 (Strom) bzw. 2009 bis 2012 (Gas) sowie für die Bestimmung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenze für die erste und zweite Regulierungsperiode vorlagen.

Im vereinfachten Verfahren konnte im Strombereich auf die Daten von 120 Verteilernetzbetreibern zurückgegriffen werden. Dies entspricht einer Quote von 76 %. Im Regelverfahren liegt die Netzbetreiberquote bei 86 %. Dies entspricht einer Netzbetreiberanzahl von 105. Im Gasbereich wurden die Daten von 132 Netzbetreibern im vereinfachten Verfahren einbezogen. Hieraus ergibt sich eine Quote von 86 %. Im Regelverfahren liegen die Daten von 75 Netzbetreibern zugrunde. Dies entspricht einer Quote von 94 %.

In den Abschnitten 3.1 bis 3.3 wird die Zusammensetzung der Erlösobergrenzen der Strom- und Gasnetzbetreiber auf der Transport- und Verteilerebene, differenziert nach den Elementen der Erlösobergrenzenformel, dargestellt. Zusätzlich wird aufgegliedert, wie sich die Zusammensetzung der Position der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten im Zeitablauf geändert hat.

Die Darstellungen sind inhaltlich eng mit den Abbildungen aus dem Abschnitt 2.1 verbunden, in denen die Entwicklung der Erlösobergrenzen und der Basisjahre, die Aufteilung der Kosten der Ausgangsniveaus nach

⁶⁸ in Wahrnehmung der Aufgaben für die Länder Berlin/Brandenburg/Bremen/Mecklenburg-Vorpommern/Niedersachsen/Schleswig-Holstein/Thüringen.

CAPEX, OPEX und Gewerbesteuer sowie die Zusammensetzung der jeweiligen CAPEX-Anteile (nach Fremd- und Eigenkapitalkosten sowie den Abschreibungen) illustriert wurde.

In Abschnitt 3.4 wird die finanzielle Bedeutung des generellen sektoralen Produktivitätsfortschrittsfaktors einer Bewertung unterzogen, der die Entwicklung des Erlösbergrenzenvolumens wesentlich mitprägt.

3.1 Transportnetzbetreiber

3.1.1 Stromübertragungsnetzbetreiber

Die Erlösbergrenze der Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr 2009 enthielt einen höheren Anteil an vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten als in den Folgejahren. Zwischen den Jahren 2009 und 2010 gab es bei den Übertragungsnetzbetreibern zwei wesentliche Unterschiede, die sich aus einer Umgliederung und einer Umstrukturierung ergaben. Erstens wurde die so genannte EEG-Veredelung, bei der fluktuierende Einspeisungen durch ergänzende An- und Verkäufe in kontinuierliche Flüsse umgewandelt wurden, in die EEG-Umlage umgliedert.

Die hierfür in 2009 noch in den Erlösbergrenzen und den Netzentgelten enthaltenen Bestandteile gingen also ab 2010 in die EEG-Umlage über. Zweitens gaben die Übertragungsnetzbetreiber eine freiwillige Selbstverpflichtung mit Wirkung ab 2010 ab, auf deren Grundlage die so genannten Systemdienstleistungen verfahrensreguliert wurden. Dies bedeutet, dass die Kosten für Regelleistung, Redispatch und Verlustenergie als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten eingestuft wurden. Zugleich waren mit der Abgabe dieser freiwilligen Selbstverpflichtung Härtefallanträge für die betroffenen Kosten irrelevant, weil die entsprechenden Kosten in der freiwilligen Selbstverpflichtung erfasst waren.

Die folgende Abbildung 38 sowie Tabelle 5 veranschaulichen die Einflussgrößen auf die Erlösbergrenzen für die Übertragungsnetzbetreiber.

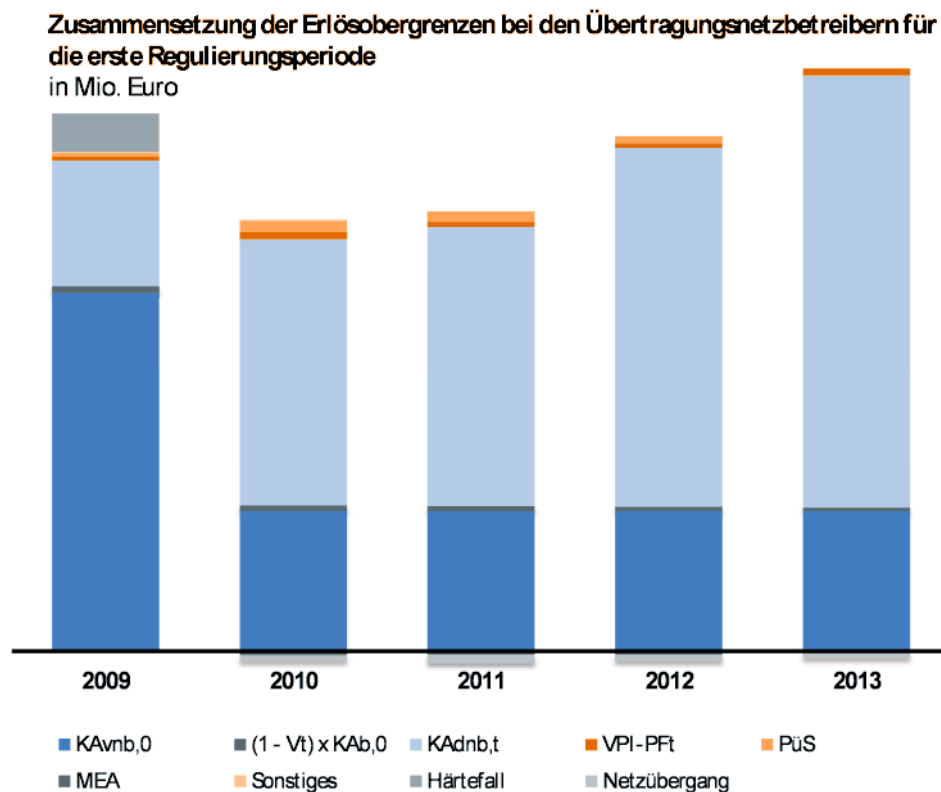


Abbildung 38: Zusammensetzung der Erlösobergrenzen bei den Übertragungsnetzbetreibern für die erste Regulierungsperiode⁶⁹

Grundsätzlich zeigt sich für jeden der vier betrachteten Übertragungsnetzbetreiber eine starke Dominanz der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten. Von 2010 auf 2011 war insgesamt ein moderater Anstieg der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten um ca. 67 Mio. Euro zu verzeichnen. In den Jahren 2012 und 2013 ist ein Aufwuchs der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten festzustellen. Im Jahr 2012 beliefen sich die Kosten auf ca. 851 Mio. Euro, im 2013 auf ca. 2.227 Mio. Euro. Die Anstiege in den Jahren 2012 und 2013 ergaben sich vor allem aus der Abschaffung des Zeitverzuges bei den Investitionsbudgets durch die Einführung der Investitionsmaßnahmen. Im Zuge der mit dem Wechsel vom Investitionsbudget auf die Investitionsmaßnahme verbundenen Übergangsregelung enthielten die Erlösobergrenzen des Jahres 2012 die Kosten aus den Jahren 2010 und 2012 und die Erlösobergrenzen des Jahres 2013 die Kosten aus den Jahren 2011 und 2013. Die Erlösobergrenzen des Jahres 2014 enthalten die Kosten aus Investitionsmaßnahmen des Jahres 2014 als Planansätze.

Die Position „Sonstiges“ umfasste im Jahr 2009 bzw. im Jahr 2010 im Wesentlichen die Kosten für die Mitarbeit in europäischen Initiativen, die auf die deutschen Übertragungsnetzbetreiber entfielen. Diese

⁶⁹ KAvnb (vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil), KAb (beeinflussbarer Kostenanteil), KAdnb (dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil), V (Verteilungsfaktor), VPI (Verbraucherpreisgesamtindex), PF (genereller sektoraler Produktivitätsfaktor), PuS (periodenübergreifende Saldierung), MEA (Mehrerlösabschöpfung).

Kosten sind mit der Abgabe einer entsprechenden freiwilligen Selbstverpflichtung seit dem Jahr 2011 verfahrensreguliert. Sie erschienen in der Aufstellung folglich für die Jahre 2011 bis 2013 als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten.

Die periodenübergreifenden Saldierungen der Jahre 2006, 2007 und 2008 sowie die Mehrerlösabschöpfung sind als aperiodische Sondereffekte zu werten, da sie dem System der Anreizregulierung nicht zuzurechnen sind und nur für einen befristeten Zeitraum fortwirken. Der Erhöhungsbetrag aus der periodenübergreifenden Saldierung wurde in der Anpassung der Erlösobergrenze von 2009 auf 2010 bereits vollumfänglich berücksichtigt und wirkte in gleicher Höhe im Jahr 2011 fort.

Die Mehrerlösabschöpfung führte zu einer Senkung der Erlösobergrenzen von 2011 bis 2013. Das erlösobergrendämpfende MEA-Volumen reduzierte sich im Zeitablauf stetig.

Eine Übersicht über die Zusammensetzung der Erlösobergrenzen der Stromübertragungsnetzbetreiber für die erste Regulierungsperiode findet sich auch in der nachfolgenden Tabelle 5.

Zusammensetzung der Erlösobergrenzen bei den Übertragungsnetzbetreibern für die erste Regulierungsperiode

Jahr	2009	2010	2011	2012	2013
EOG	2.770.846.431	2.173.683.953	2.204.184.880	2.604.741.239	2.973.007.229
KAdnb,t	649.659.291	1.373.202.394	1.440.299.382	1.851.307.690	2.227.396.682
KAvnb,0	1.847.179.188	721.003.623	721.003.621	721.003.621	721.003.623
$(1 - V_t) \times KAb,0$	32.326.994	28.735.106	25.143.218	21.551.329	17.959.441
VPI-PFt	19.054.049	38.510.025	24.244.260	22.335.361	40.522.072
Härtefall	197.668.292				
PuS	16.287.055	54.019.406	54.717.440	37.732.351	
MEA		-20.545.473	-17.254.105	-17.254.105	-5.895.170
Sonstiges	8.671.561	7.650.000			
Netzübergang		-28.891.128	-43.968.936	-31.935.009	-27.979.419

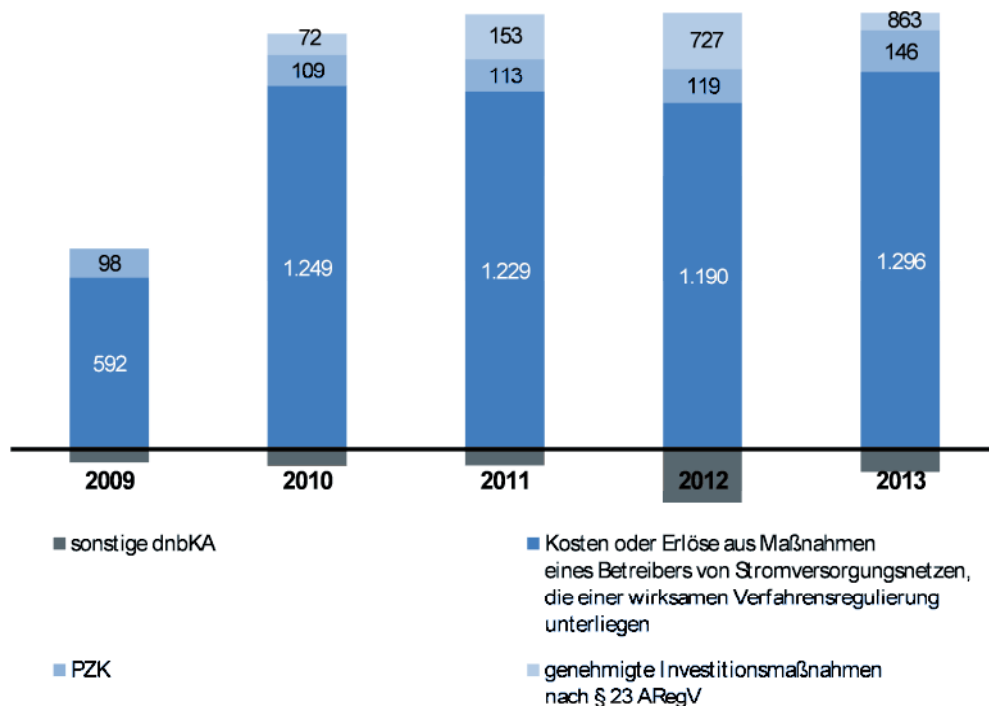
Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 5: Zusammensetzung der Erlösobergrenzen bei den Übertragungsnetzbetreibern für die erste Regulierungsperiode⁷⁰

Zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zählen bei den Übertragungsnetzbetreibern insbesondere die Kosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen, die Kosten oder Erlöse aus Maßnahmen eines Betreibers von Stromversorgungsnetzen, die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen, und die Personalzusatzkosten. Aus Abbildung 39 ist hinsichtlich der Zusammensetzung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten der Übertragungsnetzbetreiber ersichtlich, dass der Anstieg der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten auf die genehmigten Investitionsmaßnahmen zurückzuführen ist.

⁷⁰ EOG (Erlösobergrenze), KAdnb (dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil), KAvnb (vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil), KAb (beeinflussbarer Kostenanteil), V (Verteilungsfaktor), VPI (Verbraucherpreisgesamtindex), PF (genereller sektoraler Produktivitätsfaktor), PuS (periodenübergreifende Saldierung), MEA (Mehrerlösabschöpfung).

Zusammensetzung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei den Übertragungsnetzbetreibern für die erste Regulierungsperiode
in Mio. Euro



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 39: Zusammensetzung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei den Übertragungsnetzbetreibern für die erste Regulierungsperiode⁷¹

Im Jahr 2010 beliefen sich die Kosten aus den genehmigten Investitionsmaßnahmen auf 72 Mio. Euro, im Jahr 2011 auf 153 Mio. Euro, im Jahr 2012 auf 727 Mio. Euro und im Jahr 2013 auf 863 Mio. Euro. Bei den Kosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen bildeten die vier Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2012 zwei „Jahresscheiben“ in der Erlösobergrenze eines Jahres ab, hier aus Kosten aus Investitionsmaßnahmen für die Jahre 2010 und 2012. Die Kosten aus 2010 werden als Ist-Kosten verrechnet, für die Kosten aus 2012 handelt es sich um Planwerte. Entsprechendes galt auch für die Kosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen für die Jahre 2011 und 2013, die in der Erlösobergrenze 2013 abgebildet wurden. Darüber hinaus waren Anstiege bei den Kosten für betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen (§ 11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV), bei den Kosten für Betriebs- und Personalratstätigkeit (§ 11 Abs. 2 Nr. 10 ARegV) sowie bei den Kosten für Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen (§ 11 Abs. 2 Nr. 11 ARegV) zu verzeichnen, die bei absoluter Betrachtung allerdings nicht stark ins Gewicht fielen.

⁷¹ dnbKA (dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile), PZK (Personalzusatzkosten umfassen hier § 11 Abs. 2 Nr. 9 bis 11 ARegV)

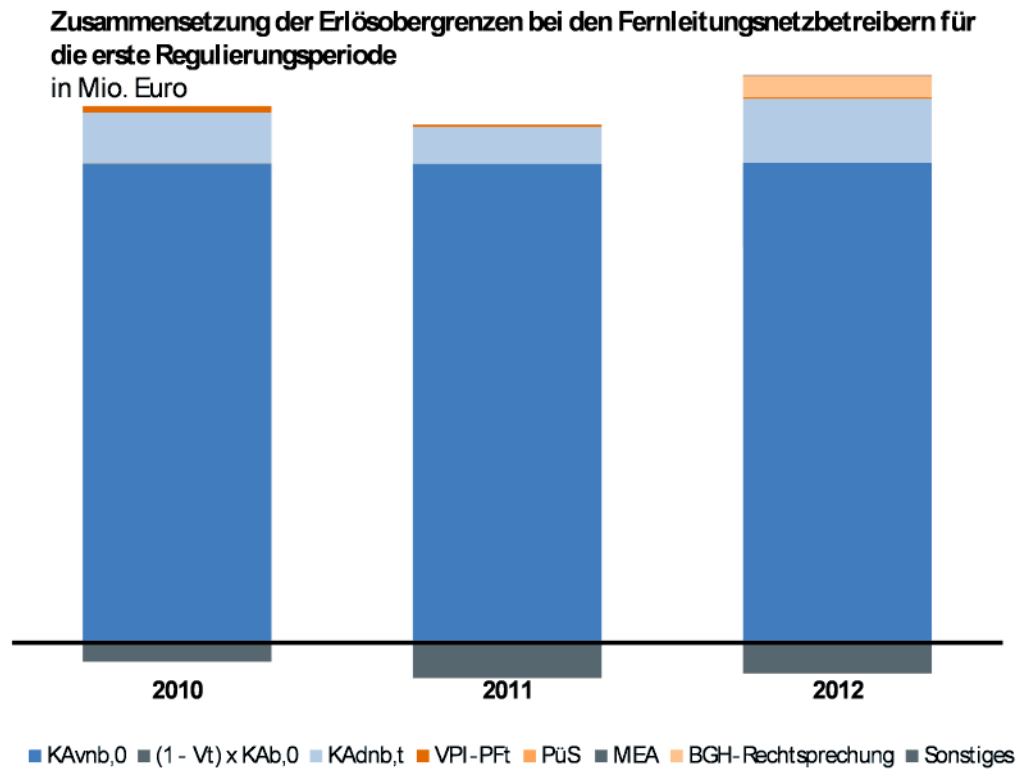
Die Rubrik „Sonstige dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“ umfasst die folgenden Kostenpositionen: gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten, Betriebssteuern, vermiedene Netzentgelte im Sinne von § 18 StromNEV, Auflösung von Baukostenzuschüssen und Netzanschlusskostenbeiträgen, Kompensationszahlungen im Rahmen des zwischen den Übertragungsnetzbetreibern festgelegten Ausgleichsmechanismus für grenzüberschreitende Stromflüsse, Erlöse aus dem Engpassmanagement und Kosten für die Beschaffung der Energie zur Erbringung von Ausgleichsleistungen.

Die Rubrik „Sonstige dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“ enthält zudem die Erlöspositionen, wozu im Wesentlichen die Erlöse aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen und Netzanschlussbeiträgen sowie die Erlöse aus dem Management von Netzengpässen zählen. In 2012 gab es zudem einen Sondereffekt durch die Erlöse eines Übertragungsnetzbetreibers aus der horizontalen Wälzung von Kosten aus Investitionsmaßnahmen für Offshore Anbindungen.

3.1.2 Gasfernleitungsnetzbetreiber

Die Erlösobergrenzen des Jahres 2012 der Gasfernleitungsnetzbetreiber weisen einen höheren Anteil an vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten auf. Da es sich bei den Zahlen für das Jahr 2012 um von den Gasfernleitungsnetzbetreibern angezeigte Daten handelt, die noch keiner abschließenden Prüfung unterzogen wurden, kann dieser Anstieg zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht erläutert werden. Der Bestandteil BGH beinhaltet die Auswirkungen der BGH-Rechtsprechung vom 28.6.2011 (BGH, EnVR 34/10 - WEMAG und EnVR 48/10 - EnBW) auf die Erlösobergrenze der Gasfernleitungsnetzbetreiber.

Hierbei handelt es sich um zwischen den Gasfernleitungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur verhandelte öffentlich-rechtliche Vergleichsverträge zur Umsetzung der BGH-Rechtsprechung aufgrund von Gleichbehandlungszusagen. Ebenso wie bei den Übertragungsnetzbetreibern zeigt sich auch bei den Gasfernleitungsnetzbetreibern ein starker Anstieg der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten von 2011 auf 2012. Dieser beruht gleichfalls auf der Abschaffung des früher vorgesehen Zeitverzuges bei Investitionsmaßnahmen. Im Zuge der damit verbundenen Übergangsregelung enthielt die Erlösobergrenze 2012 die Kosten aus 2010 und 2012.



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 40: Zusammensetzung der Erlösobergrenzen bei den Gasfernleitungsnetzbetreibern für die erste Regulierungsperiode⁷²

Ergänzend zur Abbildung 40 ist nachfolgend die Zusammensetzung der Erlösobergrenzen der Gasfernleitungsnetzbetreiber für die erste Regulierungsperiode auch tabellarisch dargestellt.

⁷² KAvnb (vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil), KAb (beeinflussbarer Kostenanteil), KAdnb (dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil), V (Verteilungsfaktor), VPI (Verbraucherpreisgesamtindex), PF (genereller sektoraler Produktivitätsfaktor), PüS (periodenübergreifende Saldierung), MEA (Mehrerlösabschöpfung).

Zusammensetzung der Erlösobergrenzen bei den Fernleitungsnetzbetreibern für die erste Regulierungsperiode

	2010	2011	2012
EOG	1.915.088.759	1.786.802.243	1.984.693.674
KAdnb	189.238.664	136.415.339	235.613.867
(1 - Vt) x KAb,0	2.681.839	2.386.021	2.073.538
KAvnb,0	1.769.221.632	1.769.255.933	1.773.362.309
VPI-PFt	23.896.821	8.291.517	6.063.548
PüS	421.051	1.587.752	1.264.996
MEA	-70.371.248	-131.134.319	-114.284.866
BGH-Rechtsprechung	0	0	78.009.669
Sonstiges	0	0	2.590.612

Quelle: Bundesnetzagentur

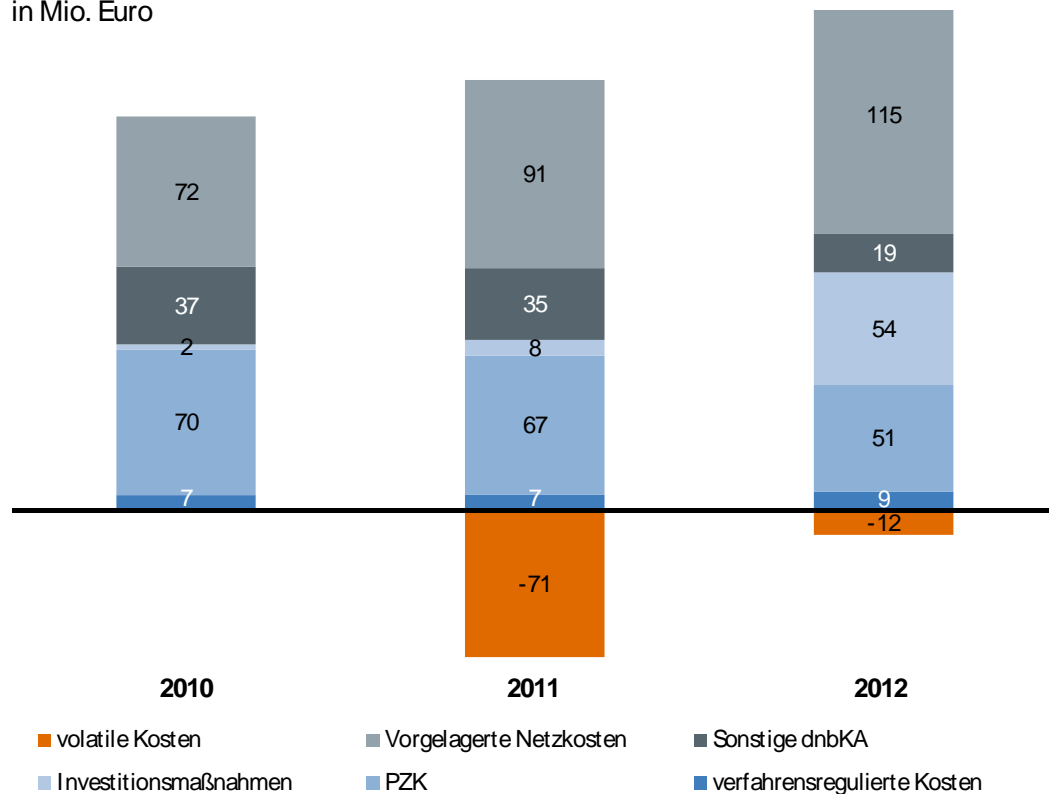
Tabelle 6: Zusammensetzung der Erlösobergrenzen bei den Gasfernleitungsnetzbetreibern für die erste Regulierungsperiode (ergänzend zu Abbildung 40)⁷³

Im Jahr 2010 beliefen sich die Kosten aus den genehmigten Investitionsmaßnahmen auf etwa 2 Mio. Euro, 2011 auf 8 Mio. Euro und 2012 auf 54 Mio. Euro. Bei den Kosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen bildeten die Gasfernleitungsnetzbetreiber in 2012 zwei „Jahresscheiben“ - Kosten aus Investitionsmaßnahmen für die Jahre 2010 und 2012 - in der Erlösobergrenze eines Jahres ab. Zu den hier abgebildeten verfahrensregulierten Kosten gehören die auf Grundlage einer freiwilligen Selbstverpflichtung beschafften Lastflusszusagen der Gasfernleitungsnetzbetreiber.

Unter den vorgelagerten Netzkosten sind hier die Kosten für den Biogaswälzungsmechanismus sowie die Kosten für Kapazitätsnutzungsüberlassungen zwischen einzelnen Gasfernleitungsnetzbetreibern erfasst.

⁷³ EOG (Erlösobergrenze), KAdnb (dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil), KAvnb (vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil), KAb (beeinflussbarer Kostenanteil), V (Verteilungsfaktor), VPI (Verbraucherpreisgesamtindex), PF (genereller sektoraler Produktivitätsfaktor), PüS (periodenübergreifende Saldierung), MEA (Mehrerlösabschöpfung).

Zusammensetzung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei den Fernleitungsnetzbetreibern für die erste Regulierungsperiode
in Mio. Euro



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 41: Zusammensetzung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei den Gasfernleitungsnetzbetreibern für die erste Regulierungsperiode⁷⁴

Die volatilen Kosten in der obigen Abbildung sind Kosten für Treibenergie. Hierbei handelt es sich um einen negativen Betrag, da im Ausgangsniveau der Gasfernleitungsnetzbetreiber die Ist-Kosten für Treibenergie des Basisjahres 2007 mit hohen Beschaffungskosten zu Grunde gelegt worden sind und bei der Anpassung der EOG zum 1.1.2011 die Planwerte für das Jahr 2011 einzubeziehen waren, die deutlich unter den Beträgen des Jahres 2007 lagen. Da im Rahmen der Anpassung der EOG zum 1.1.2011 die Differenz zwischen den hohen Ist-Kosten des Basisjahres 2007 und den deutlich niedrigeren Plankosten 2011 gebildet wurde, kam es an dieser Stelle zu einem negativen Anpassungsbetrag für die volatilen Kosten.

3.2 Verteilernetzbetreiber im Regelverfahren

In den nachfolgenden Darstellungen wird die Zusammensetzung der Erlösobergrenzen für Verteilernetzbetreiber, differenziert nach den Elementen der Erlösobergrenzenformel, dargestellt. Zusätzlich wird aufgegliedert, wie sich die Zusammensetzung der Position der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten im Zeitablauf geändert hat.

⁷⁴ dnbKA (dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile), PZK (Personalzusatzkosten umfassen hier § 11 Abs. 2 Nr. 9 bis 11 ARegV)

3.2.1 Stromverteilernetzbetreiber

Die Komponenten der Erlösobergrenzen für die Regulierungsperiode von 2009 bis 2013 bei den Stromverteilernetzbetreibern im Regelverfahren sind in Tabelle 7 zusammengefasst.

Zusammensetzung der Erlösobergrenzen bei den Stromverteilernetzbetreibern im Regelverfahren für die erste Regulierungsperiode

Jahr	2009	2010	2011	2012	2013
EOG	12.929.370.954	12.550.955.710	13.119.262.617	14.307.856.902	15.356.422.751
KAdnb,t	4.297.282.166	4.518.819.927	4.551.343.219	5.269.863.433	6.104.340.081
KAvnb,0	8.237.450.837	8.245.988.175	8.242.375.195	8.254.046.992	8.232.281.711
(1 - Vt) x KAb,0	256.857.836	224.079.740	196.069.773	168.656.830	139.551.831
VPI-PFI	86.113.562	204.052.774	127.974.754	118.297.512	213.354.298
EFt		106.945.876	295.551.592	411.948.973	527.240.390
MEA		-830.291.218	-351.313.416	-164.512.434	-86.810.886
PüS	62.656.630	81.208.714	59.034.987	-5.819.793	
BGH-Rechtsprechung				258.548.293	240.903.889
Restliche Größen	-10.990.076	151.722	-1.773.485	-3.172.905	-14.438.563

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 7: Zusammensetzung der Erlösobergrenzen bei den Stromverteilernetzbetreibern im Regelverfahren für die erste Regulierungsperiode⁷⁵

Die Erlösobergrenzen der Jahre 2010 und 2011 enthielten die Anpassungen aus dem Erweiterungsfaktor in Höhe von ca. 106 Mio. Euro bzw. 295 Mio. Euro. Auch diesbezüglich waren im Jahr 2012 (ca. 411 Mio. Euro) und im Jahr 2013 (ca. 527 Mio. Euro) erhebliche Zuwächse zu verzeichnen, jedoch war der Anstieg der Erlösobergrenzen zu einem großen Teil auf den Anstieg der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zurückzuführen.

Ausgehend vom Jahr 2011 stiegen im Vergleich zum Jahr 2012 die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten von ca. 4.551 Mio. Euro auf ca. 5.270 Mio. Euro an. Im Jahr 2013 betrugen die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten ca. 6.104 Mio. Euro. Die Anpassung aufgrund des Verbraucherpreisgesamindexes abzüglich des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors machte im Jahr 2010 in den Erlösobergrenzen ca. 204 Mio. Euro aus. In den Jahren 2011 und 2012 ließ die Wirkung der Anpassung des Verbraucherpreisgesamindexes nach. Im Jahr 2013 stieg diese erneut auf ca. 213 Mio. Euro an.

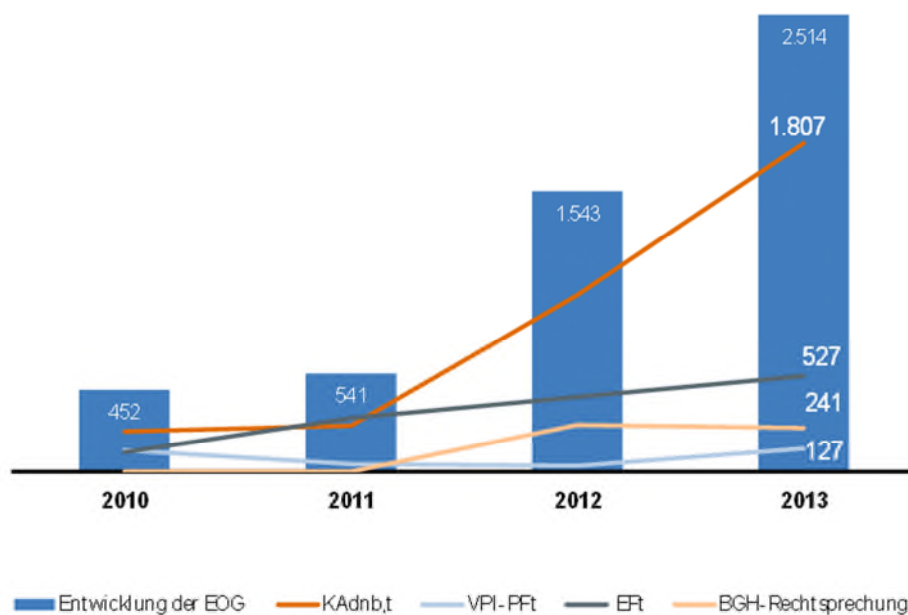
Einige Verteilernetzbetreiber haben Beschwerden bzw. Rechtsbeschwerden gegen die Erlösobergrenzenfestlegungen der Bundesnetzagentur betreffend die erste Regulierungsperiode eingelegt. Die Auswirkung der BGH-Rechtsprechung vom 28.6.2011 zu diesen Beschwerden (BGH, EnVR 34/10 - WEMAG und EnVR 48/10 - EnBW) auf die Erlösobergrenzen der Verteilernetzbetreiber im Regelverfahren war

⁷⁵Die Rubrik „restliche Größen“ umfasst die folgenden Kostenpositionen: Qualitätselement Härtefälle und sonstige Einflussgrößen. EOG (Erlösobergrenze), KAvnb (vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil), KAb (beeinflussbarer Kostenanteil), KAdnb (dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil), V (Verteilungsfaktor), VPI (Verbraucherpreisgesamindex), PF (genereller sektoraler Produktivitätsfaktor), EF (Erweiterungsfaktor), MEA (Mehrerlöbsabschöpfung), PüS (periodenübergreifende Saldierung).

erstmalig im Jahr 2012 in Höhe von ca. 259 Mio. Euro und im Jahr 2013 in Höhe von 241 Mio. Euro zu erkennen. Zum Anstieg der Erlösobergrenzen trug des Weiteren die periodenübergreifende Saldierung bei. Sie bewirkte eine Zunahme der Erlösobergrenzen um ca. 63 Mio. Euro in 2009 und ca. 81 Mio. Euro in 2010. Die periodenübergreifende Saldierung war in den Erlösobergrenzen des Jahres 2012 letztmalig berücksichtigungsfähig.

Die nachfolgende Abbildung Abbildung 42 zu den wesentlichen Einflussgrößen auf die Entwicklung der Erlösobergrenzen bei den Stromverteilernetzbetreibern im Regelverfahren lässt den Schluss zu, dass die Berücksichtigung der im Rahmen der Anreizregulierung angepassten dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten sowie der Erweiterungsfaktor im Betrachtungszeitraum 2009 bis 2013 die wesentlichen Treiber der Entwicklung der Erlösobergrenzen waren. Für den Anstieg der Erlösobergrenze 2011 waren die Anpassungen aus dem Erweiterungsfaktor wesentlich.

Die wesentlichen Einflussgrößen auf die EOG-Entwicklung bei den Stromverteilernetzbetreibern im Regelverfahren für die erste Regulierungsperiode* in Mio. Euro



* EOG-Entwicklung ohne Berücksichtigung der MEA

Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 42: Wesentliche Einflussgrößen auf die EOG-Entwicklung bei den Stromverteilernetzbetreibern im Regelverfahren für die erste Regulierungsperiode⁷⁶

⁷⁶Für die Darstellung der absoluten Anpassungen der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen in Bezug auf 2009 wurde die Form des Säulendiagramms gewählt. Die Erlösobergrenzen sind um die Mehrerlösabschöpfung bereinigt. Anhand eines Liniendiagramms wurden die absoluten Veränderungen der wesentlichen Einflussgrößen auf die Erlösobergrenzen abgebildet. EOG (Erlösobergrenze),

Ausschlaggebend für den Aufwuchs der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei den Stromverteilernetzbetreibern waren die erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen und die Erhöhung von Kosten aus der Vergütung für dezentrale Einspeisungen nach § 18 StromNEV sowie die Personalzusatzkosten. Die Auflösungsbeträge von Baukostenzuschüssen/ Netzanschlusskostenbeiträgen im Zeitraum von 2010 bis 2013 waren gegenüber dem Ausgangsniveau (ca. 593 Mio. Euro) zurückgegangen. Dies führte jedoch ebenfalls zu steigenden dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, da die Auflösungsbeträge als Erträge kostendämpfend wirkten.

Die Zusammensetzung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei den Stromverteilernetzbetreibern im Regelverfahren für die erste Regulierungsperiode ist in der nachstehenden Tabelle aufgeführt.

Zusammensetzung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei den Stromverteilernetzbetreibern im Regelverfahren für die erste Regulierungsperiode

Jahr	2009	2010	2011	2012	2013
KAdnb,t	4.297.282.166	4.518.819.927	4.551.343.218	5.269.863.433	6.104.340.081
Vorgelagerte Netzkosten	2.811.235.383	2.860.139.378	2.856.565.104	3.271.439.621	3.771.423.397
Vermiedene Netzentgelte	824.065.900	909.601.596	868.654.764	947.246.964	1.169.173.787
PZK	1.165.670.459	1.244.901.921	1.145.475.558	1.342.467.789	1.366.306.569
Erträge aus Auflösung BKZ/ NAKB	-593.111.896	-565.214.036	-559.475.266	-556.786.521	-548.445.768
Gesetzliche Abnahme und Vergütungspflichten	33.154.595	984.587	2.981.697	3.012.962	16.852.300
Konzessionsabgabe	3.715.706	4.657.791	5.110.478	6.702.713	7.013.095
FSV Verlustenergie			167.342.500	162.244.497	168.133.194
Sonstiges	52.552.019	63.748.690	64.688.385	93.535.410	153.883.506

Quelle: Bundesnetzagentur

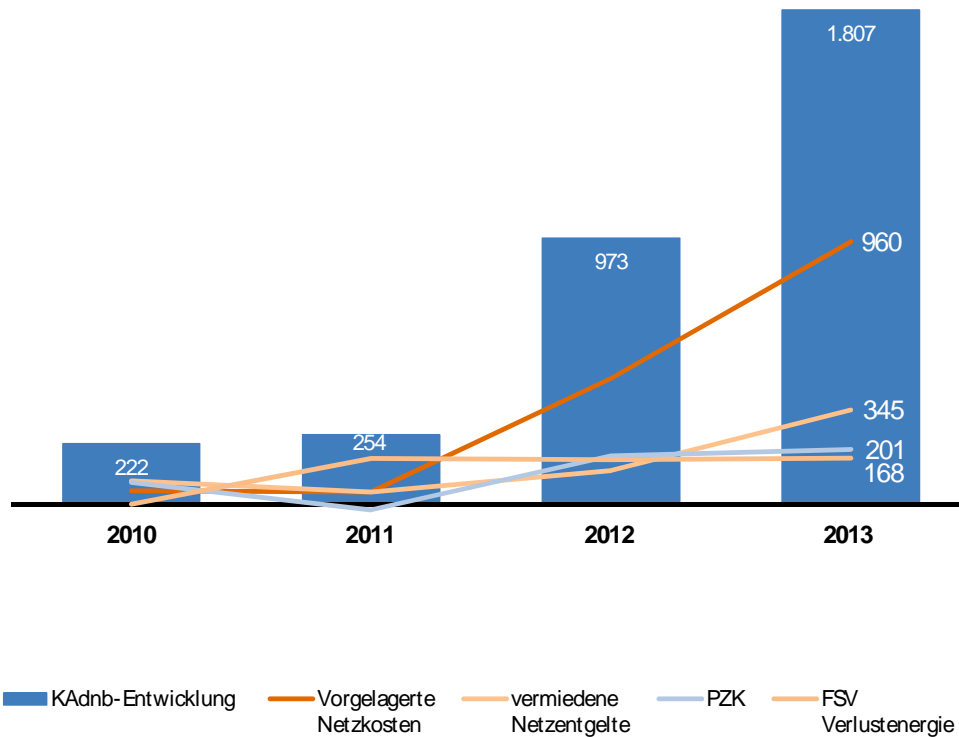
Tabelle 8: Zusammensetzung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei den Stromverteilernetzbetreibern im Regelverfahren für die erste Regulierungsperiode⁷⁷

Im Jahr 2011 war ein Kostenrückgang der betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen (Rückgang um ca. 99 Mio. Euro), Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen (Rückgang um ca. 4 Mio. Euro) und Kosten aus der Vergütung für dezentrale Einspeisungen nach § 18 StromNEV (Rückgang um ca. 41 Mio. Euro) gegenüber dem Vorjahr zu verzeichnen. Jedoch zeigte die Entwicklung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten im Jahr 2011 einen leichten Anstieg um ca. 30 Mio. Euro bzw. ca. um 1 % im Vergleich zum Vorjahr. Zu diesem Anstieg trug die Anerkennung zusätzlicher Kosten für Verlustenergie in Höhe von 167 Mio. Euro maßgeblich bei (siehe Abbildung 43).

KAdnb (dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil), VPI (Verbraucherpreisgesamindex), PF (genereller sektoraler Produktivitätsfaktor), EF (Erweiterungsfaktor), MEA (Mehrerlösabschöpfung).

⁷⁷Die Rubrik „Sonstiges“ umfasst die folgenden Kostenpositionen: Betriebssteuer, Nachrüstung von Wechselrichtern, Kapitalkosten aus Investitionsbudgets, Kosten Erdkabel und pauschalierter Investitionszuschlag. KAdnb (dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile), BKZ (Baukostenzuschüsse), NAKB (Netzanschlusskostenbeiträge), PZK (Personalzusatzkosten umfassen hier § 11 Abs. 2 Nr. 9 bis 11 ARegV), FSV (freiwillige Selbstverpflichtung).

Die wesentlichen Einflussgrößen auf die Entwicklung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei den Stromverteilernetzbetreibern im Regelverfahren für die erste Regulierungsperiode
in Mio. Euro



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 43: Wesentliche Einflussgrößen auf die Entwicklung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei den Stromverteilernetzbetreibern im Regelverfahren für die erste Regulierungsperiode⁷⁸

Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten im Jahr 2012 sind im Vergleich zum Bezugsjahr 2009 insgesamt um ca. 973 Mio. Euro (ca. 23 %) angestiegen. Davon war die Erhöhung der Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen mit ca. 460 Mio. Euro der bedeutendste Kostenanstieg. Der Anstieg spiegelt die gestiegenen Kosten der Übertragungsnetzbetreiber wider, deren Erlösbergrenzen seit dem Jahr 2011 stark angestiegen sind. In diesen höheren Kosten des vorgelagerten Netzes finden sich also sowohl Kosten des Netzausbaus bzw. Neubaus als auch die Kosten für die von der Übertragungsnetzbetreibern erbrachten Systemdienstleistungen, insbesondere für Regelleistung. Daneben stieg die Vergütung für dezentrale Einspeisungen nach § 18 StromNEV in 2012 um ca. 123 Mio. Euro an. Auch die Kosten für betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen wurden im Jahr 2012 um ca. 177 Mio. Euro erheblich erhöht. Die Tendenz des Vorjahres setzte sich bei den dauerhaft nicht beeinflussbaren

⁷⁸Für die Darstellung der absoluten Anpassungen der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten in Bezug auf 2009 wurde die Form des Säulendiagramms gewählt. Anhand eines Liniendiagramms wurden die absoluten Veränderungen der wesentlichen Einflussgrößen auf die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten abgebildet. KAdnb (dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile), PZK (Personalzusatzkosten umfassen hier § 11 Abs. 2 Nr. 9 bis 11 ARegV), FSV (freiwillige Selbstverpflichtung).

Kosten ausgehend vom Jahr 2012 auf das Jahr 2013 fort. Im Jahr 2013 war ein deutlicher Anstieg der Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen zu erkennen.

3.2.2 Gasverteilernetzbetreiber

In der nachstehenden Tabelle sind die Komponenten der Erlösobergrenzen von 2009 bis 2012 für die Gasverteilernetzbetreiber im Regelverfahren dargestellt.

Zusammensetzung der Erlösobergrenzen bei den Gasverteilernetzbetreibern im Regelverfahren für die erste Regulierungsperiode

	2009	2010	2011	2012
EOG	3.752.662.739	3.740.459.253	3.803.876.062	3.963.753.415
KAdnb	569.598.051	645.134.796	638.642.282	847.998.431
(1 - Vt) x KAb,0	184.742.239	166.735.031	145.040.724	130.072.015
KAvnb,0	2.855.073.318	2.871.083.299	2.862.277.019	2.810.677.383
VPI-PFt	30.817.028	73.078.816	45.647.785	41.215.464
EFt	0	28.569.259	45.387.404	65.560.028
PüS	112.432.103	155.344.130	148.161.124	45.746.752
MEA	0	-199.486.077	-81.280.275	-39.271.015
BGH-Rechtsprechung	0	0	0	61.754.356

Quelle: Bundesnetzagentur

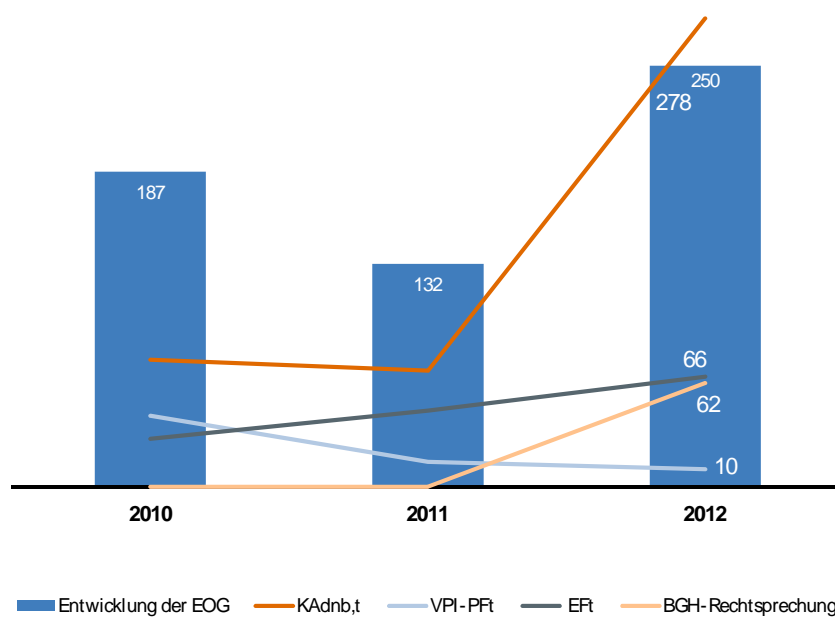
Tabelle 9: Zusammensetzung der Erlösobergrenzen bei den Gasverteilernetzbetreibern im Regelverfahren für die erste Regulierungsperiode⁷⁹

Wie der Tabelle 9 zu entnehmen ist, stellen die Positionen vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten sowie dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten die größten Bestandteile der Erlösobergrenzen bei den Gasverteilernetzbetreibern im Regelverfahren dar. Bezüglich der Entwicklungen der einzelnen Elemente im Betrachtungszeitraum ist ein erheblicher Anstieg der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zu erkennen. Dieser ist zum einen auf den Anstieg der vorgelagerten Netzkosten sowie die Einführung des Bilanzrechtsmodernisierungsgesetzes zurückzuführen. Da es sich bei den Zahlen für das Jahr 2012 um von den Verteilernetzbetreibern angezeigte Daten handelt, die noch keiner abschließenden Prüfung unterzogen worden sind, kann der Anstieg zum jetzigen Zeitpunkt allerdings nicht näher erläutert werden. Die BGH-Rechtsprechung vom 28.6.2011 (BGH, EnVR 34/10 - WEMAG und EnVR 48/10 - EnBW), die durch die Schließung öffentlich-rechtlicher Vergleichsverträge mit einigen Verteilernetzbetreibern umgesetzt wurde, ist Bestandteil der Erlösobergrenze 2012. Die Anpassungsbeträge durch den Erweiterungsfaktor haben sich zwischen 2009 und 2012 in vergleichsweise geringerem Ausmaß erhöht.

⁷⁹ EOG (Erlösobergrenze), KAvnb (vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil), KAb (beeinflussbarer Kostenanteil), KAdnb (dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil), V (Verteilungsfaktor), VPI (Verbraucherpreisgesamtindex), PF (genereller sektoraler Produktivitätsfaktor), EF (Erweiterungsfaktor), PüS (periodenübergreifende Saldierung), MEA (Mehrerlösabschöpfung).

Die unten stehende Abbildung zu den wesentlichen Einflussgrößen auf die Entwicklung der Erlösobergrenzen der Verteilernetzbetreiber im Regelverfahren zeigt die starke Erhöhung der Erlösobergrenze 2012 ohne Berücksichtigung der MEA bezogen auf das Jahr 2009 (250 Mio. Euro). Es wird verdeutlicht, dass insbesondere die Berücksichtigung der gestiegenen dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten erheblichen Einfluss auf die Erhöhung der Erlösobergrenze 2012 hat. Auch der Einfluss der Umsetzung der BGH-Rechtsprechung ist zu erkennen. Des Weiteren haben die erhöhten Anpassungsbeträge durch den Erweiterungsfaktor zu einer Erhöhung der Erlösobergrenze im Betrachtungszeitraum geführt.

Die wesentlichen Einflussgrößen auf die EOG-Entwicklung bei den Gasverteilernetzbetreibern im Regelverfahren für die erste Regulierungsperiode*
in Mio. Euro



* EOG-Entwicklung ohne Berücksichtigung der MEA

Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 44: Wesentliche Einflussgrößen auf die EOG-Entwicklung bei den Gasverteilernetzbetreibern im Regelverfahren für die erste Regulierungsperiode⁸⁰

Die nachfolgende Tabelle 10 macht deutlich, dass es sich bei den vorgelagerten Netzkosten um den Haupteinflussfaktor des Anstiegs der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten handelt. Insbesondere von 2011 auf 2012 haben sich die vorgelagerten Netzkosten von 536 Mio. Euro auf 709 Mio. Euro erhöht. Des Weiteren ist zwischen den Jahren 2009 und 2012 (2011 ausgenommen) ein kontinuierlicher Anstieg der Personalzusatzkosten zu erkennen.

⁸⁰ EOG (Erlösobergrenze), KAdnb (dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil), VPI (Verbraucherpreisgesamtindex), PF (genereller sektoraler Produktivitätsfaktor), EF (Erweiterungsfaktor), MEA (Mehrerlöbschöpfung).

Zusammensetzung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei den Gasverteilernetzbetreibern für die erste Regulierungsperiode

Jahr	Vorgelagerte Netzkosten	PZK	Erträge aus der Auflösung v. BKZ/ NAB	Sonstiges*
2009	496.246.964	261.167.100	-208.751.947	20.976.339
2010	529.235.454	279.937.806	-199.358.434	35.319.969
2011	536.011.120	259.639.937	-196.525.184	39.516.409
2012	709.071.049	337.444.169	-238.289.174	39.772.386

* Betriebssteuern, Kosten aus Investitionsmaßnahmen, aus dem VV übergehende dnbK, PIZ, verfahrensregulierte Kosten

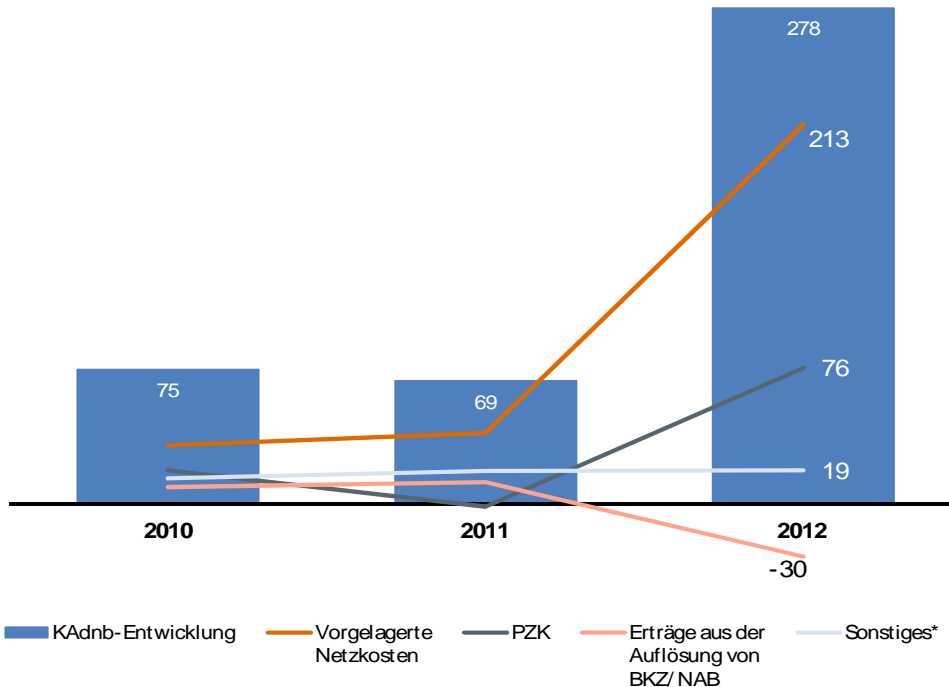
Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 10: Zusammensetzung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei den Gasverteilernetzbetreibern für die erste Regulierungsperiode⁸¹

Die Abbildung 45 macht den erheblichen Anstieg der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten im Jahr 2012 nochmals deutlich. Verglichen mit dem Jahr 2009 betrug die Erhöhung 278 Mio. Euro, bezogen auf das Vorjahr 2011 209 Mio. Euro. Die zuvor beschriebenen Entwicklungen der Einflussfaktoren der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten werden ebenfalls in der Abbildung widerspiegelt.

⁸¹ PZK (Personalzusatzkosten umfassen hier § 11 Abs. 2 Nr. 9 bis 11 ARegV), BKZ (Baukostenzuschüsse), NAB (Netzanschlusskostenbeitrag), VV (vereinfachtes Verfahren), dnbK (dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten), PIZ (pauschaler Investitionszuschlag).

Die wesentlichen Einflussgrößen auf die Entwicklung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei den Gasverteilernetzbetreibern im Regelverfahren für die erste Regulierungsperiode
in Mio. Euro



Quelle: Bundesnetzagentur
* Betriebssteuern, Kosten aus Investitionsmaßnahmen, aus dem VV übergehende dnbK, PIZ, verfahrensregulierte Kosten

Abbildung 45: Wesentliche Einflussgrößen auf die Entwicklung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei den Gasverteilernetzbetreibern im Regelverfahren für die erste Regulierungsperiode⁸²

3.3 Verteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren

3.3.1 Stromverteilernetzbetreiber

Die Komponenten der Erlösbergrenzen der Stromverteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

⁸² KAdnb (dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile), PZK (Personalzusatzkosten umfassen hier § 11 Abs. 2 Nr. 9 bis 11 ARegV), BKZ (Baukostenzuschüsse), NAB (Netzanschlusskostenbeitrag), VV (vereinfachtes Verfahren), dnbK (dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten), PIZ (pauschaler Investitionszuschlag).

**Zusammensetzung der Erlösobergrenzen bei den Stromverteilernetzbetreibern
im vereinfachten Verfahren**

Jahr	2009	2010	2011	2012	2013
EOG	453.522.768	444.467.516	451.032.434	477.946.832	518.840.799
KAdnb	204.654.078	231.450.360	223.333.738	246.360.569	272.999.675
KAvnb,0	218.866.167	217.535.380	217.705.060	217.243.615	218.878.437
(1 - Vt) x KAb,0	28.837.237	26.527.438	22.941.001	20.402.439	16.346.324
VPI-PFt	2.504.097	5.869.911	3.654.210	3.330.586	5.958.584
EFt		1.486.841	3.176.638	5.125.191	8.039.616
PüS	-1.338.811	-2.835.260	-4.506.670	-3.168.525	
MEA		-35.567.153	-15.271.542	-11.347.043	-3.381.837

Quelle: Bundesnetzagentur

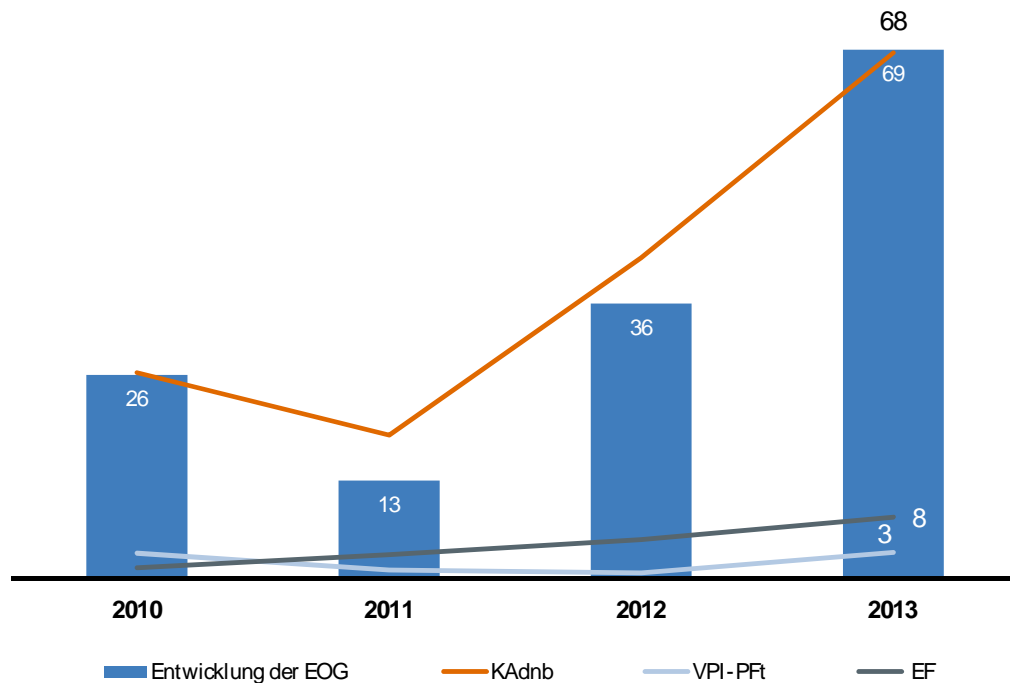
Tabelle 11: Zusammensetzung der Erlösobergrenzen bei den Stromverteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren für die erste Regulierungsperiode⁸³

Die größten Anteile entfallen bei den Stromverteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren auf die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten und die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten. Andere Elemente der Erlösobergrenze haben demgegenüber ein eher geringes Gewicht. Bedingt durch Anpassungen aus dem Erweiterungsfaktor in den Erlösobergrenzen 2010 und 2011 waren ca. 1,5 Mio. Euro bzw. 3 Mio. Euro enthalten. In den Jahren 2012 und 2013 stiegen die Anpassungen aus dem Erweiterungsfaktor auf 5 Mio. Euro bzw. 8 Mio. Euro an. Die Anpassung aufgrund des Verbraucherpreisgesamtindex abzüglich des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors führte im Jahr 2010 zu einer zusätzlichen Erhöhung der Erlösobergrenze um ca. 3 Mio. Euro auf ca. 6 Mio. Euro. In den Jahren 2011 und 2012 ließ die Wirkung der Anpassung des Verbraucherpreisgesamtindex nach. In 2013 stieg diese wieder auf ca. 6 Mio. Euro. Die periodenübergreifende Saldierung der Jahre 2006, 2007 und 2008 wirkte bei den Netzbetreibern im vereinfachten Verfahren in den Jahren bis einschließlich 2012 insgesamt erlösmindernd. Im Jahr 2013 war sie nicht mehr relevant.

Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten lagen in 2009 bei ca. 204 Mio. Euro. Im Jahr 2010 stiegen diese auf ca. 231 Mio. Euro. Zwar sanken die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten im Jahr 2011 um ca. 8 Mio. Euro gegenüber dem Jahr 2010, dennoch ist eine steigende Tendenz im Vergleich zu den Erlösobergrenzen der Jahre 2009 auf 2011, 2012 und 2013 festzustellen. Die nachstehende Abbildung zeigt auf, dass die Berücksichtigung der im Rahmen der Anreizregulierung angepassten dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zu einem Anstieg der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen bei den Netzbetreibern im vereinfachten Verfahren führte.

⁸³ EOG (Erlösobergrenze), KAvnb (vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil), KAb (beeinflussbarer Kostenanteil), KAdnb (dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil), V (Verteilungsfaktor), VPI (Verbraucherpreisgesamtindex), PF (genereller sektoraler Produktivitätsfaktor), EF (Erweiterungsfaktor), PüS (periodenübergreifende Saldierung), MEA (Mehrerlösabschöpfung).

Die wesentlichen Einflussgrößen auf die EOG-Entwicklung bei den Stromverteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren für die erste Regulierungsperiode*
in Mio. Euro



Quelle: Bundesnetzagentur

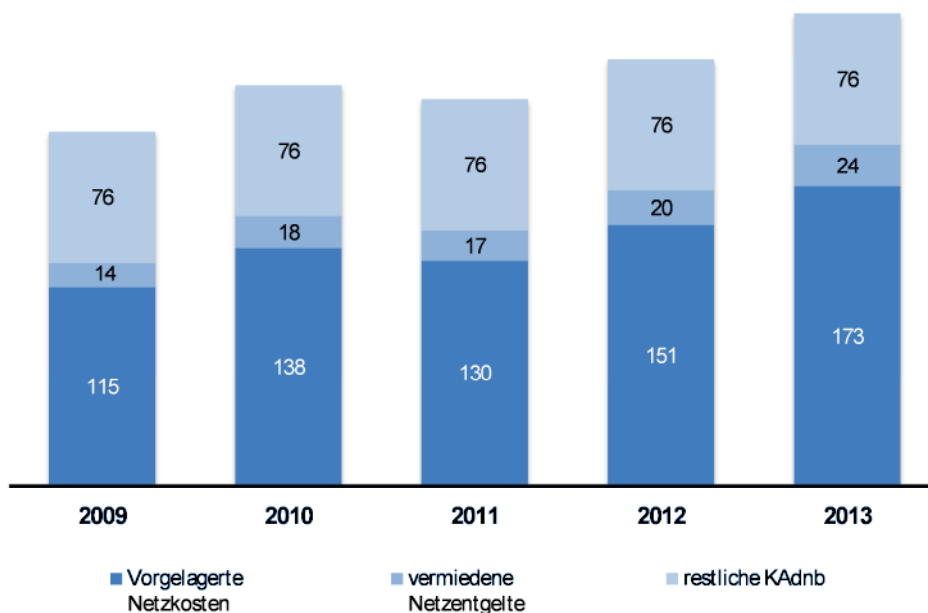
* EOG ohne Berücksichtigung der MEA

Abbildung 46: Wesentliche Einflussgrößen auf die EOG-Entwicklung bei den Stromverteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren für die erste Regulierungsperiode⁸⁴.

Der treibende Faktor für die Erhöhung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten war hierbei die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen, also der vorgelagerten größeren Stromverteilernetzbetreiber und mittelbar der Übertragungsnetzbetreiber. Diese stiegen vom Jahr 2009 bis zum Jahr 2013 von 115 Mio. Euro auf 173 Mio. Euro an. Zur Anpassung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten trugen auch die Kosten aus der Vergütung für dezentrale Einspeisungen nach § 18 StromNEV bei. Diese stiegen im Jahr 2013 um ca. 10 Mio. Euro im Vergleich zum Jahr 2009 an (siehe Abbildung 47).

⁸⁴ Für die Darstellung der absoluten Anpassungen der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen in Bezug auf 2009 wurde die Form des Säulendiagramms gewählt. Die Erlösobergrenzen sind um die Mehrerlösabschöpfung bereinigt. Anhand eines Liniendiagramms wurden die absoluten Veränderungen der wesentlichen Einflussgrößen auf die Erlösobergrenzen abgebildet. EOG (Erlösobergrenze), KAdnb (dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile), VPI (Verbraucherpreisgesamtindex), PF (genereller sektoraler Produktivitätsfaktor), EF (Erweiterungsfaktor), MEA (Mehrerlösabschöpfung).

Zusammensetzung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei den Stromverteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren für die erste Regulierungsperiode
in Mio. Euro



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 47: Zusammensetzung dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten bei den Stromverteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren für die erste Regulierungsperiode⁸⁵

3.3.2 Gasverteilernetzbetreiber

Wie im Regelfahren stellen auch bei den Gasverteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren die Positionen vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten und dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten die größten Bestandteile der Erlösbergrenzen dar. Zwischen den Jahren 2009 und 2012 ist ein Anstieg der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten erkennbar. Auch die Anpassungsbeträge durch den Erweiterungsfaktor sind im Betrachtungszeitraum gestiegen. Dem gegenüber stehen zum einen Rückgänge der beeinflussbaren Kostenanteile und der Anpassungsbeträge aufgrund des Verbraucherpreisgesamtindex abzüglich des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors. Auch die aus der periodenübergreifenden Saldierung der Jahre 2006, 2007 und 2008 resultierenden erlöserhöhenden Beträge waren in den Jahren 2010 bis 2012 rückläufig.

Die Zusammensetzung der EOG bei den Gasverteilernetzbetreibern ist in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst.

⁸⁵ KAdnb (dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile).

**Zusammensetzung der Erlösobergrenzen bei den
Gasverteilernetzbetreibern
im vereinfachten Verfahren für die erste Regulierungsperiode**

	2009	2010	2011	2012
EOG	285.706.152	283.074.689	288.030.891	286.564.040
KAdnb	125.930.061	126.191.038	127.258.242	133.401.421
(1 - Vt) x KAb,0	17.315.383	15.386.006	13.464.449	11.540.956
KAvnb,0	134.675.204	134.757.399	134.855.448	134.855.448
VPI-PFt	1.540.849	3.611.902	2.251.333	2.051.789
EFt	0	517.510	1.070.539	1.944.318
PüS	6.244.654	12.763.407	12.750.528	6.389.758
MEA	0	-10.152.575	-3.619.649	-3.619.649

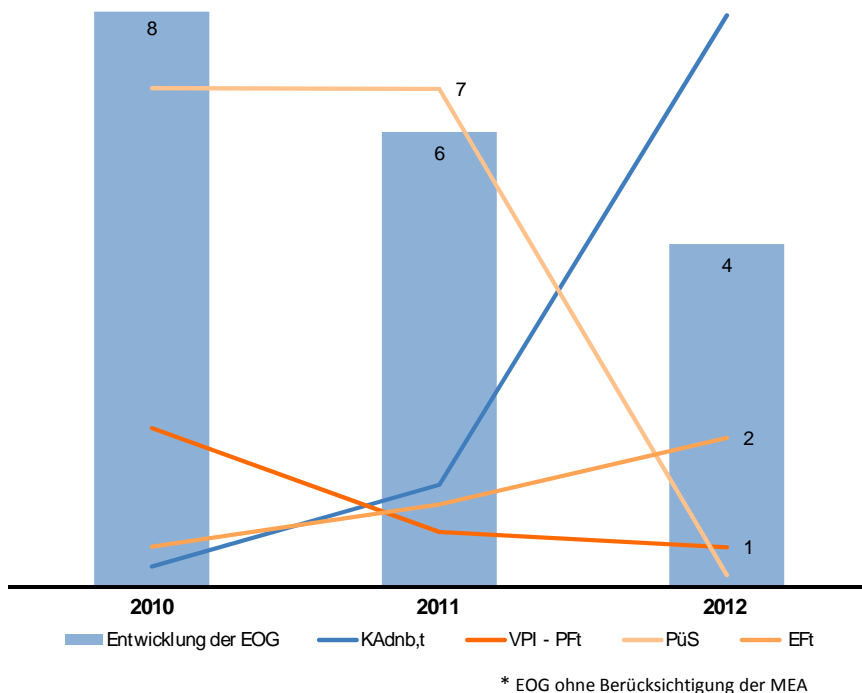
Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 12: Zusammensetzung der Erlösobergrenzen bei den Gasverteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren für die erste Regulierungsperiode⁸⁶

Dies führt, wie in der nachfolgenden Abbildung 48 Abbildung 48 verdeutlicht wird, zu erhöhten Erlösobergrenzen der betrachteten Jahre bezogen auf das Jahr 2009 aber zu Rückgängen der Erlösobergrenzen bezogen auf das jeweilige Vorjahr.

⁸⁶ EOG (Erlösobergrenze), KAdnb (dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile), KAb (beeinflussbare Kostenanteile), KAvnb (vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile), V (Verteilungsfaktor), VPI (Verbraucherpreisgesamtindex), PF (genereller sektoraler Produktivitätsfaktor), PüS (periodenübergreifende Saldierung), EF (Erweiterungsfaktor), MEA (Mehrerlösabschöpfung)

Die wesentlichen Einflussgrößen auf die EOG-Entwicklung bei den Gasverteilerneztbetreibern im vereinfachten Verfahren für die erste Regulierungsperiode*
in Mio. Euro



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 48: Die wesentlichen Einflussgrößen auf die EOG-Entwicklung bei den Gasverteilerneztbetreibern im vereinfachten Verfahren für die erste Regulierungsperiode⁸⁷

3.4 Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor

Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor (PF) wirkt neben dem Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) und dem Erweiterungsfaktor auf wesentliche Bestandteile der jährlichen Erlösobergrenzen (beeinflussbare und vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile). Sein Einfluss erstreckt sich auf alle Netzbetreiber und ist wertmäßig erheblich. Daher werden im Folgenden kurz die monetären Effekte beleuchtet und hinsichtlich ihrer Sensitivität abgeschätzt. Eine methodische Auseinandersetzung mit dem generellen sektoralen Produktivitätsfaktor erfolgt unter Kapitel IIID2.5.

Der PF soll einerseits die abweichende Preisentwicklung der Netzbetreiber von der gesamtwirtschaftlichen Preisentwicklung und andererseits die unterschiedliche Produktivitätsentwicklung zwischen den Netzbetreibern und der Gesamtwirtschaft abbilden. Für die erste und zweite Regulierungsperiode wurde der PF in der Verordnung mit einem Wert von 1,25 % bzw. 1,5 % p.a. festgeschrieben.

Um die monetäre Wirkung des PF innerhalb einer Regulierungsperiode bewerten zu können, wurden von allen Netzbetreibern in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur, zzgl. der aufgrund einer Organleihe durch die

⁸⁷ EOG (Erlösobergrenze), KAdnb (dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile), VPI (Verbraucherpreisgesamtindex), PF (genereller sektoraler Produktivitätsfaktor), PüS (periodenübergreifende Saldierung), EF (Erweiterungsfaktor), MEA (Mehrerlösabschöpfung).

Bundesnetzagentur regulierten Netzbetreiber, aus den Erlösobergrenzen die vorübergehend nicht beeinflussbaren und beeinflussbaren Kosten berücksichtigt und für diese die Wirkung innerhalb der zweiten Regulierungsperiode abgeschätzt. Neben dem für die zweite Regulierungsperiode durch die ARegV vorgegebenen Wert des PF von 1,5 % p.a. wurde zudem eine VPI- Entwicklung unterstellt. Diese ist nachfolgend für die Strom- und Gasnetzbetreiber dargestellt:

- VPI-Werte für Strom: 102,10 (2011), 104,10 (2014), 105,70 (2015), 107,32 (2016), 108,97 (2017) und 110,65 (2018).
- VPI-Werte für Gas: 100,00 (2010), 102,31 (2013), 104,10 (2014), 106,14 (2015), 108,22 (2016) und 110,34 (2017).

In der zweiten Regulierungsperiode (5 Jahre) gilt ein um 0,25 % auf 1,5 % erhöhter PF. Aus dem PF von 1,5 % ergibt sich über fünf Jahre für die Stromnetzbetreiber ein Dämpfungsvolumen von ca. 2,327 Mrd. Euro und für die Gasnetzbetreiber von ca. 1,167 Mrd. Euro und damit insgesamt ca. 3,5 Mrd. Euro.

Basierend auf der dargestellten Datenbasis würden sich je nach Veränderung des PF um +/- 0,5 %-Punkte Zu- bzw. Abschläge auf die Erlösobergrenzen für die Stromnetzbetreiber von ca. 750 bis 800 Mio. Euro pro Regulierungsperiode ergeben. Für die Gasnetzbetreiber würden sich die Ab- bzw. Zuschläge auf ca. 380 bis 400 Mio. Euro pro Regulierungsperiode belaufen. Die Zu- bzw. Abschläge liegen bei den Stromnetzbetreibern immer um ca. das Doppelte höher als bei den Gasnetzbetreibern.

3.5 Befund

- Insgesamt bestehen die Erlösobergrenzen der Übertragungsnetzbetreiber im Wesentlichen aus dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, insbesondere aus den verfahrensregulierten Kosten für Systemdienstleistungen (Regelleistung, Verlustenergie und Redispatch). Die Anstiege der Erlösobergrenzen zum Ende der Regulierungsperiode hin beruhen vor allem auf den Kosten für Investitionsmaßnahmen. Sie reflektieren den Netzausbau.
- Insgesamt bestehen die Erlösobergrenzen der Betreiber von Stromverteilernetzen im Regelverfahren, die von der Bundesnetzagentur reguliert werden, überwiegend aus beeinflussbaren Kosten, die auch CAPEX beinhalten. Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten sowie Sondereffekte aus der Mehrerlösabschöpfung und der BGH Rechtsprechung haben die Entwicklung der Erlösobergrenzen in der ersten Regulierungsperiode wesentlich bestimmt. Bei den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten ist das vorgelagerte Netz - also die Schnittstelle zu den Übertragungsnetzbetreibern bzw. größeren Verteilernetzbetreibern - der bedeutendste Posten mit kostensteigernder Wirkung. Die Mehrerlösabschöpfung und die Rechtsprechung des BGH werden auch über die erste Regulierungsperiode hinaus Wirkungen entfalten.
- Insgesamt ergibt sich für die Stromverteilernetzbetreiber, die von der Bundesnetzagentur reguliert werden und am vereinfachten Verfahren teilnehmen, ein etwas anderes Bild als im Regelverfahren. Der Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten an den Erlösobergrenzen ist höher als im Regelverfahren. Die wertmäßig bedeutendste Einflussgröße ist das vorgelagerte Netz, das sich Kosten steigernd auswirkt. Die Mehrerlösabschöpfung wirkt im ähnlichen Verhältnis wie bei den Regelverfahren erlösmindernd.
- Bei den Gasfernleitungsnetzbetreibern sind vor allem die Investitionsmaßnahmen ein wesentlicher Einflussfaktor auf die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und somit auch auf die Höhe der

kalenderjährlichen Erlösobergrenzen. Des Weiteren beeinflusst auch der Biogaswälzungsmechanismus die Höhe der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten.

- Auch bei den Gasverteilernetzbetreibern im Regelverfahren stellen die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten den größten Einflussfaktor auf die Erlösobergrenzenentwicklung dar. Hierbei spielen besonders die vorgelagerten Netzkosten, die auf den Kosten der Gasfernleitungsnetzbetreiber und auch anderer Verteilernetzbetreiber beruhen, und die Personalzusatzkosten die größte Rolle.
- Bei den Gasverteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren sind ebenso wie bei den Verteilernetzbetreibern im Regelverfahren die vorgelagerten Netzkosten der größte Einflussfaktor auf die Erlösobergrenzenentwicklung.
- Der PF hat einen maßgeblichen Einfluss auf die Höhe der Erlösobergrenzen. So würde würden sich je nach Veränderung des PF um +/- 0,5 %-Punkte Zu- bzw. Abschläge auf die Erlösobergrenzen für die Stromnetzbetreiber insgesamt von ca. 750 bis 800 Mio. Euro pro Regulierungsperiode ergeben. Für die Gasnetzbetreiber insgesamt würden sich die Ab- bzw. Zuschläge auf ca. 380 bis 400 Mio. Euro pro Regulierungsperiode belaufen. Aus dem in der zweiten Regulierungsperiode geltenden PF von 1,5 % ergibt sich über fünf Jahre für die Stromnetzbetreiber ein Dämpfungsvolumen von ca. 2,327 Mrd. Euro und für die Gasnetzbetreiber von ca. 1,167 Mrd. Euro und damit insgesamt ca. 3,5 Mrd. Euro.

4. Untersuchungen und Befunde zur Bewertung der Instrumente der ARegV

Im nachfolgenden Abschnitt werden die Instrumente Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV und die Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV näher untersucht. Statt der reinen Darstellung der Wirkung der Instrumente auf die Erlösobergrenze steht hier die Bewertung des Instrumentes hinsichtlich seiner Zielerreichung im Vordergrund: Der sachgerechten Abdeckung zusätzlicher Kosten aus Erweiterungsinvestitionen während der Regulierungsperiode durch eine Anpassung der Erlösobergrenze.

4.1 Erweiterungsfaktor

4.1.1 Ziele und Funktionsweise

Die Verteilernetzbetreiber können eine Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund der Berücksichtigung eines Erweiterungsfaktors gemäß § 4 Abs. 4 Nr. 1 i. V. m. § 10 ARegV jährlich zum 30.6. eines Kalenderjahres beantragen. Die daraus resultierende Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt dann zum 1.1. des Folgejahres. Die Erlösanpassungen werden jeweils bis zum Ende der laufenden Regulierungsperiode gewährt. Zum Beginn einer neuen Regulierungsperiode wird der Erweiterungsfaktor zurückgesetzt und kann bei eintretenden Änderungen der Versorgungsaufgabe gegenüber dem Basisjahr der neuen Regulierungsperiode erneut beantragt werden.

Der Erweiterungsfaktor soll sicherstellen, dass Kosten für Erweiterungsinvestitionen, die bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe des Verteilernetzbetreibers im Laufe einer Regulierungsperiode entstehen, bei der Bestimmung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Kosten für Ersatzinvestitionen werden durch den Erweiterungsfaktor nicht abgedeckt. Der Erweiterungsfaktor unterstützt durch seinen Budgetansatz und der daraus resultierenden Effizienzreize eine intelligente und technologieneutrale Umsetzung der Energiewende. Er ist nicht dafür ausgelegt, jeden Netzbetreiber

hinsichtlich der Kosten seiner Erweiterungsinvestitionen jährlich und maßnahmenscharf auszugleichen, sondern er erfüllt eine technologieneutrale Brückenfunktion mit Optimierungsanreizen.

Voraussetzung für die Genehmigung eines Erweiterungsfaktors ist eine nachhaltige Änderung der Versorgungsaufgabe. Diese liegt vor, wenn sich die in § 10 Abs. 2 S. 2 ARegV genannten Parameter (Fläche des versorgten Gebietes, Anzahl der Anschlusspunkte in Stromversorgungsnetzen und der Ausspeisepunkte in Gasversorgungsnetzen, Jahreshöchstlast oder sonstige von der Regulierungsbehörde festgelegte Parameter) im Antragszeitpunkt dauerhaft und in erheblichem Umfang geändert haben. Folglich werden bei der Bestimmung des Erweiterungsfaktors keine Planwerte berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass die Erheblichkeitsschwelle überschritten ist, wenn sich die jährlichen Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile durch die Erweiterungsinvestitionen um mindestens 0,5 % erhöht haben.

Der Erweiterungsfaktor wird zunächst für die jeweilige Netz- oder Umspannebene (Strom) bzw. für die Ebene der Gesamtheit aller Leitungsnetze unabhängig von Druckstufen oder für die Ebene der Gesamtheit aller Regelanlagen unabhängig der Druckstufe (Gas) gemäß den Formeln in der Anlage 2 zu § 10 ARegV ermittelt. Der bei der Bestimmung der Erlösobergrenze zu berücksichtigende Erweiterungsfaktor für das gesamte Netz ergibt sich gem. Anlage 2 als gewichteter Mittelwert über alle Netzebenen, für die zuvor ein eigener Faktor errechnet wurde.

Der Erweiterungsfaktor stellt nicht auf tatsächlich eingetretene Kostensteigerungen, sondern auf eingetretene Veränderungen der Versorgungsaufgabe ab. Zusätzliche Mittel können deshalb nicht nur nach sondern u. U. auch vor realen Investitionsmaßnahmen zur Bewältigung der erweiterten Versorgungsaufgabe als Anpassungsbetrag der Erlösobergrenze zur Verfügung gestellt werden. Eine vorhabenbezogene Einzelfallgerechtigkeit war nie Ziel des Erweiterungsfaktors. Daher kann nicht ausgeschlossen werden, dass die gewährten Zusatzerlöse höher oder geringer ausfallen als die zurechenbaren Kosten aus einzelnen Projektkonstellationen. Das Loslösen von der Einzelfallbetrachtung und der grundsätzliche Budgetierungsansatz sind in der Anreizregulierung insgesamt angelegt und notwendig, um die Ziele des Instrumentes in Einklang zu bringen.

Abgrenzung gegenüber Netzübergängen und Investitionsmaßnahmen

Nicht erfasst von den Regelungen des § 10 ARegV sind 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 Kostenveränderungen für Messung und Messstellenbetrieb gemäß § 5 Abs. 1 S. 3 ARegV nicht erfasst.

Der Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV und Investitionsmaßnahmen nach § 23 Abs. 6 ARegV 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 Investitionsmaßnahmen nur in den Fällen Anwendung, in denen der Erweiterungsfaktor

nicht greift“.⁸⁸ 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 daher lediglich auf Erweiterungsmaßnahmen anwendbar, die durch den Erweiterungsfaktor nicht abbildbar sind. § 23 Abs. 6 ARegV stellt diesbezüglich eine Auffangregelung dar.

Festlegung der Beschlusskammer 8 (BK8-10/004) zur Verwendung anderer Parameter zur Ermittlung des Erweiterungsfaktors

Mit der Festlegung der Beschlusskammer 8 vom 8.9.2010 (BK8-10/004) hat im Strombereich bei der Anpassung der Erlösobergrenze des Jahres 2011 (Antragszeitpunkt 30.6.2010) erstmals die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen als zusätzlicher Parameter im Erweiterungsfaktor (Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen) eine Berücksichtigung gefunden. Der Anschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen an ein Stromverteilernetz kann ursächlich dafür sein, dass sich die Versorgungsaufgabe des Stromverteilernetzbetreibers nachhaltig ändert.

Darüber hinaus können die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen sowie der Ausbau der Erzeugungskapazität im Stromnetz höhere Kosten bewirken, die eine etwaige entlastende Wirkung aus dem Bezug der vorgelagerten Netzebene überwiegen. Der Erweiterungsfaktor soll aus diesem Grunde sicherstellen, dass Kosten für Erweiterungsinvestitionen, die sich bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe eines Stromverteilernetzbetreibers auch auf Grund der Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen im Laufe einer Regulierungsperiode ergeben, bei der Anpassung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden.

Die von der Beschlusskammer 8 vorgenommene Aufnahme eines zusätzlichen Parameters „Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen“ zur Ermittlung des Erweiterungsfaktors nach § 10 ARegV basierte auf den Ergebnissen des Gutachtens zum Erweiterungsfaktor der Consentec GmbH vom 10.6.2009.

Im Rahmen der Festlegung BK8-10/004 wurde, mit dem Ziel einer besseren Berücksichtigung der Auswirkungen der Integration dezentraler Erzeugungsanlagen, die in der Anlage 2 zu § 10 ARegV enthaltene Berechnungsvorschrift des Erweiterungsfaktors modifiziert. Dabei erfolgten unterschiedliche Anpassungen hinsichtlich der Netz- und Umspannebenen:

Netzebenen

Die Formel für die Berechnung des Erweiterungsfaktors in den Netzebenen wurde dahingehend angepasst, dass zusätzlich zu der Änderung der Zahl der (lastseitigen) Anschlusspunkte auch die Änderung der Zahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen in die Berechnung eingeht. In Abhängigkeit davon, ob die an die betroffene Netzebene und alle unterlagerten Netz- und Umspannebenen angeschlossene dezentrale Erzeugungsleistung einen Schwellenwert von 30 % der Entnahmelast dieser Netzebene überschritten hat, werden die Einspeisepunkte bei der Berechnung des Erweiterungsfaktors unterschiedlich gewichtet.

Bis zu diesem Schwellenwert, gehen die Einspeisepunkte mit dem Gewicht von 1 in die Berechnung ein. D. h., ein Einspeisepunkt wird wie ein Anschlusspunkt berücksichtigt (es erfolgt eine Addition der Anschluss- und Einspeisepunkte). In diesen Fällen wird unterstellt, dass der Ausbaubedarf mit dem Ausbaubedarf für die

⁸⁸ BR-Drs. 417/07, S. 68.

Errichtung eines neuen lastseitigen Anschlusspunkts vergleichbar ist, da der Anschluss zusätzlicher Erzeugungsanlagen lediglich einen Ausbaubedarf im Nahbereich des Einspeisepunkts verursacht.

Ab dem Überschreiten des Schwellenwertes in einer Netzebene wird die Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen in der jeweiligen Netzebene mit einem individuell zu bestimmenden Äquivalenzfaktor gewichtet. Der zu verwendende Äquivalenzfaktor berücksichtigt den zusätzlichen Netzausbau, der sich ab dem Überschreiten von 30 % der installierten Erzeugungsleistung an der Jahreshöchstlast ergibt. Dabei ist er von der relativen Zunahme der Einspeisepunkte beeinflusst. Hier wird angenommen, dass der Anschluss von Erzeugungsanlagen über den Ausbaubedarf im Nahbereich des Einspeisepunktes hinaus einen weiteren Netzausbaubedarf (z. B. Bau zusätzlicher Leitungen) oder einen Zusatzaufwand durch Maßnahmen zur Vermeidung von Spannungsgrenzwertverletzungen verursacht.

Darüber hinaus werden bei der Bestimmung des Erweiterungsfaktors in der Niederspannung die Einspeisepunkte, die gleichzeitig Anschlusspunkte sind (Z. B.: Photovoltaikanlagen auf Hausdächern), grundsätzlich einzig als Anschlusspunkte berücksichtigt. Wird jedoch der zuvor beschriebene Schwellenwert von 30 % in der Niederspannung überschritten, so werden die Einspeisepunkte, die gleichzeitig Anschlusspunkte sind, zusätzlich als Einspeisepunkte berücksichtigt. Dies ist aufgrund des notwendigen Aufbaus zusätzlicher Netzstrukturen („einspeisebedingtes Parallelnetz“) auch bedingt durch Einspeisepunkte, die gleichzeitig Anschlusspunkte sind, sachlich gerechtfertigt.

Grundsätzlich werden bei der Bestimmung des Erweiterungsfaktors nur positive Änderungen der Zahlen hinsichtlich der Anschluss- und/oder Einspeisepunkte berücksichtigt.

Umspannebenen

Für die Umspannebenen wurde die Definition des Parameters „Höhe der Last“ im Hinblick auf die Formel in Anlage 2 ARegV ab dem Überschreiten eines Schwellenwertes geändert.

Hat die an die betroffene Umspannebene und alle unterlagerten Netz- und Umspannebenen angeschlossene dezentrale Erzeugungsleistung einen Schwellenwert von 130 % der (Entnahme-) Last dieser Umspannebene überschritten, dann entspricht die „Höhe der Last“ der Summe der Beträge der vorzeichenunabhängigen maximalen Belastungen der einzelnen Stationen einer Umspannebene. Dadurch werden auch die aus dem Abtransport der Leistung in Richtung der überlagerten Netzebene resultierenden Belastungen berücksichtigt, soweit diese die Belastungen in Richtung der unterlagerten Netzebene übertreffen. Durch die vorgenommene Modifizierung der Berechnungsvorschrift können die auslegungsrelevanten Belastungen stationsscharf berücksichtigt werden. Hierbei wird angenommen, dass die Auslegung der Umspannanlagen in einzelnen oder allen Stationen primär von der abzutransportierenden Erzeugungsleistung bestimmt wird.

Bis zum beschriebenen Schwellenwert von 130 % bleibt die Berechnungsvorschrift für den Erweiterungsfaktor in den Umspannebenen unverändert als Entnahmelast definiert. In diesen Fällen wird angenommen, dass die Auslegung der Umspannanlagen überwiegend noch von der zu versorgenden Last abhängt.

Entfall der Anwendung des Erweiterungsfaktors auf der Netzebene Hochspannung

Mit der Änderung der ARegV vom 22.8.2013 wurde der Erweiterungsfaktor für die Netzebene Hochspannung (110 kV) abgeschafft und § 23 ARegV um einen neuen Absatz 7 ergänzt. Nach diesem neuen Absatz können

Investitionsmaßnahmen für Verteilernetzbetreiber nicht mehr ausschließlich nach den Voraussetzungen des § 23 Abs. 6 ARegV genehmigt werden, sondern auch, wenn es sich bei der beantragten Maßnahme um eine Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestition in die Hochspannungsebene handelt, die zur Stabilität des Gesamtsystems, für die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz oder für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG notwendig ist.

Verzicht auf die Saldierung bei Repowering-Maßnahmen

Weiterhin wurde ab dem Zeitpunkt der Antragsstellung zum 30.6.2014 die Berücksichtigung des Parameters „Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen“ im Rahmen des Erweiterungsfaktors im Hinblick auf den Ersatz von alten Anlagen durch neue leistungsstärkere Anlagen (Repowering) insofern angepasst, als ab diesem Zeitpunkt keine Saldierung von hinzukommenden und wegfallenden Einspeisepunkten mehr erfolgt.

4.1.2 Bewertung des Verfahrens

Das Antragsverfahren hat sich insgesamt etabliert und ist bereits im Rahmen des Berichtes nach § 112a Abs. 3 EnWG zu den Erfahrungen mit der Anreizregulierung dargestellt worden. Aufgrund der zur Verfügung gestellten Erhebungsbögen sowie Leitfäden wurde das Verfahren in der Bearbeitung durch die Bundesnetzagentur zunehmend standardisiert und ist transparent. 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 Erlösobergrenze aufgrund der Berücksichtigung eines Erweiterungsfaktors stellen und in diesem Zusammenhang auf bereits bei der Bundesnetzagentur vorliegende Daten zurückgegriffen werden kann. Der aus den Lerneffekten resultierenden Erleichterung in der Bearbeitung stehen jedoch auch Hemmnisse aufgrund von häufig ausstehenden Netzübergängen gegenüber.

Die folgende Tabelle erfasst die Entwicklung der Anträge auf Erweiterungsfaktor für Strom- und Gasnetzbetreiber aus den Jahren 2009 bis 2012. Dabei ist zu berücksichtigen, dass bei erfolgreicher Bescheidung die Anträge Wirkung auf die jeweiligen Erlösobergrenzen der Folgejahre entfalten.

Die Spalte „Anzahl der Anträge (bezogen auf Netze)“ 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 Erstanträge handelt, bei denen bislang noch kein Antrag auf Erweiterungsfaktor gestellt wurde sowie um Neuanträge 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.

Entwicklung der Anträge auf Erweiterungsfaktor in den Jahren 2009 bis 2012 für den Strom- und Gasbereich

Energieträger Antragsdatum	Anzahl Anträge	Maximaler Erweiterungs- faktor	Minimaler Erweiterungs- faktor	Maximaler Betrag in Mio. Euro	Minimaler Betrag in Euro	Betrag insgesamt in Mio. Euro
Strom 30.06.2009	133	2,5234	1,0014	19,6	830	116,4
Strom 30.06.2010	111	1,2638	1,0024	59,7	7.093	317,1
Strom 30.06.2011	106	1,2895	1,0033	28,3	21.955	402,4
Strom 30.06.2012	116	1,3143	1,007	67,8	8.915	532,8
Gas 30.06.2009	77	1,0717	1,0015	3,3	4.000	29,8
Gas 30.06.2010	75	1,0812	1,0016	4,2	3.900	27,7
Gas 30.06.2011	65	1,1354	1,0021	6,7	3.442	44,5
Gas 30.06.2012	71	1,2391	1,002	2,4	2.567	28,2

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 13: Entwicklung der Anträge auf Erweiterungsfaktor in den Jahren 2009 bis 2012 für den Strom- und Gasbereich

Die insgesamt in den Erlösobergrenzen enthaltenen Erweiterungsfaktorbeträge aus den Neuanträgen sowie Altanträgen ohne Anpassungen sind der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen.

In den Erlösobergrenzen enthaltene Erweiterungsfaktorbeträge

Erlösobergrenze	Strom 2010	Strom 2011	Strom 2012	Strom 2013	Gas 2010	Gas 2011	Gas 2012	Gas 2013
Anpassungsbetrag insgesamt in Mio. Euro	116,4	327,7	550,8	579,5	29,1	46,5	67,5	28,2

Das Jahr 2013 ist im Gasbereich das erste Jahr der zweiten Regulierungsperiode, der Betrag bezieht sich also auf eine andere Basis

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 14: In den Erlösobergrenzen enthaltene Erweiterungsfaktorbeträge

4.1.3 Vergleich der Kosten und Erlöse

Wie oben geschildert, wird Netzbetreibern mit dem Erweiterungsfaktor bei einer Erhöhung der Versorgungsaufgabe innerhalb der Regulierungsperiode ein zusätzliches Budget zur Verfügung gestellt. Hierzu werden die aus der Erhöhung der Versorgungsaufgabe resultierenden zusätzlichen Kosten des Netzbetreibers innerhalb der Regulierungsperiode anhand der Änderung von Parametern der Versorgungsaufgabe abgeschätzt.

In diesem Zusammenhang ist zu beachten, dass die Entkopplung von Kosten und Erlösen ein intendierter Bestandteil des Erweiterungsfaktors und der gesamten Anreizregulierung ist und damit Effizianzanreize gesetzt werden und Technologieneutralität gesichert wird. Hierdurch kann aber ein jahres- oder maßnahmenscharfes Nachfahren der Kosten nicht erreicht werden und es resultieren zwangsläufig Unschärfen. Angemessen ist ein Budget, das für die Netzbetreiber auskömmlich ist, wenn sie effizient investieren. Darüber hinaus sollten Mitnahmeeffekte, also Zusatzgewinne, die nicht aus einem effizienten

Verhalten der Netzbetreiber resultieren, soweit wie möglich vermieden werden. Für die folgende Analyse ist zu beachten, dass nur untersucht werden kann, in welchem Verhältnis die ausgeschütteten Mittel im Verhältnis zu den tatsächlichen (nicht notwendigerweise effizienten) angegebenen Kosten stehen. Überprüft wird, ob die Mittel, die der Erweiterungsfaktor zur Verfügung stellt in einem vertretbaren Verhältnis zu den Kosten stehen, die durch die Veränderung der Versorgungsaufgabe beim Netzbetreiber entstehen. Ein derartiger Vergleich kann damit Anhaltspunkte liefern, ob die Angemessenheit gegeben ist.

4.1.4 Datengrundlage und Methodik des Vergleichs

Zur Gegenüberstellung der Kosten der Erweiterungsinvestitionen mit den Erlösen aus der Veränderung der Versorgungsaufgabe war es zunächst nötig, die Kosten der Erweiterungsinvestitionen zu ermitteln. Dazu wurden die Angaben der Netzbetreiber aus den Erweiterungsfaktor-Anträgen vollständig und ungekürzt herangezogen. Diese Angaben wurden zum Zwecke des Nachweises der Erheblichkeit nach § 10 Abs. 2 S. 3 ARegV gemacht und seitens der Bundesnetzagentur im Rahmen der Antragsverfahren zum Erweiterungsfaktor nicht eingehend geprüft. Es ist also davon auszugehen, dass allein auf Grund der unterschiedlichen Abgrenzung zwischen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen gewisse Differenzen auftreten können.

Diese Angaben zu Erweiterungsinvestitionen aus den jeweiligen Anträgen beziehen sich im Regelfall jeweils auf den Zeitraum vom Jahr 2007 bis zur Antragstellung. Auf Grund der Praxis mancher Netzbetreiber nicht für alle Jahre vollständige Investitionsangaben zu machen, mussten die Daten allerdings in zwei Schritten bereinigt werden, um die Vergleichbarkeit der Kosten- und Parameterveränderungen sicherstellen zu können.

Zunächst wurden alle Netzbetreiber aus dem Vergleich entfernt, die nicht ab 2007 sondern erst ab einem späteren Zeitpunkt Erweiterungsinvestitionen angegeben haben, da in diesen Fällen die tatsächliche Kostenveränderung seit dem Basisjahr 2006 nicht vollständig gewesen wäre, die Parameterveränderung sich aber auf den Gesamtzeitraum bezogen hätte.

In einem zweiten Schritt wurden die letztmaligen Aktivierungsjahre der Erweiterungen ermittelt. Somit ergibt sich je Netzbetreiber von 2007 bis zur letztmaligen Angabe eine individuelle Zeitspanne, in der Informationen über die Kostenveränderungen verfügbar waren. Um nun auch in diesen Fällen sicherzustellen, dass die Zeitspanne der Parameterveränderungen mit der Zeitspanne der Kostenveränderungen übereinstimmt, wurde zur Bestimmung der Erlöse für den Vergleich, von der tatsächlichen Antragshistorie abweichend, auf den Antrag abgestellt, der auf die letztmalige Angabe einer Aktivierung folgte. Sofern dies aus den vorliegenden Daten nicht möglich war, wurde dieser Netzbetreiber aus den Daten entfernt. Dieses Vorgehen stellt sicher, dass die Zeitspanne der Kostenveränderungen immer mit der Zeitspanne der Parameterveränderungen übereinstimmt und sich damit auch die Höhe der Erlösanpassung durch den Erweiterungsfaktor auf die durch die Erweiterungsinvestitionen geschaffene zusätzliche Versorgungsaufgabe bezieht.

Außerdem wurden zwei weitere Anpassungen am Gesamtdatensatz vorgenommen. Auf Grund dessen, dass bei den ersten genehmigten Anträgen (Antragstellung zum 30.6.2009) die Datenerhebung noch nicht nach den Anlagengruppen der Erweiterungsinvestitionen unterschieden hat, wurden alle Netzbetreiber, die ausschließlich im Jahr 2009 und in keinem Folgejahr der Regulierungsperiode einen Erweiterungsfaktor beantragt haben, entfernt. Außerdem wurde einzelne Datensätze, die abweichende oder keine Nutzungsdauern enthielten oder nicht plausible Angaben zum Aktivierungszeitpunkt (z. B. Aktivierungen vor

2007 oder nach den jeweiligen Stichtagen der Antragstellung) enthielten, soweit möglich korrigiert oder entfernt.

Für den bereinigten Datensatz wurden die jährlichen Kosten wie folgt bestimmt. Für die kalkulatorischen Abschreibungen wurden die Anschaffungs- und Herstellungskosten (AKHK) durch die netzbetreiberindividuelle Nutzungsdauer oder, falls diese nicht angegeben wurde oder außerhalb der Grenzen der StromNEV lag, durch den unteren Rand der Nutzungsdauern der StromNEV geteilt. Aus Vereinfachungsgründen wurde entgegen der StromNEV für Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge eine aktivische Absetzung von den AKHK unterstellt. Für Anlagen im Bau wurden keine Abschreibungen bestimmt.

Die jährliche kalkulatorische Verzinsung wurde mit dem Mischzins bestimmt, wie ihn die Netzbetreiber angegeben haben. Im Falle einer fehlenden Angabe der Mischverzinsung wurde der Durchschnitt über alle Netzbetreiber angesetzt. Basis für die Verzinsung waren die Mittelwerte aus Anfangs- und Endbestand der kalkulatorischen Restwerte des jeweiligen Jahres. Im Jahr der Aktivierung wurde der Anfangsbestand analog zur Kostenprüfung im Rahmen der EOG-Festlegung mit null angesetzt. Für Anlagen im Bau wurde nur im Jahr der Aktivierung eine kalkulatorische Verzinsung bestimmt, da davon ausgegangen wird, dass diese in Folgejahren als fertiggestellte Sachanlage weiterverzinst werden. Die so ermittelte kalkulatorische Verzinsung wurde mit der Gewerbesteuermesszahl und dem jeweiligen Gewerbesteuerhebesatz multipliziert um die kalkulatorische Gewerbesteuer zu bestimmen. Dies ist, neben den Einschränkungen hinsichtlich der Abgrenzungsproblematik zwischen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen, bei der Deutung der Ergebnisse zu bedenken.

Zusätzlich wurden für die operativen Kosten eine Betriebskostenpauschale von 0,8 % auf die erstmaligen Anschaffungs- und Herstellungskosten jährlich ab dem Jahr der Aktivierung berechnet.

Die so ermittelten jährlichen Kosten wurden für jeden Netzbetreiber jährlich aggregiert und mit einem Zinssatz von 3,9 % auf das Ende der Regulierungsperiode (31.12.2013) zu einem Endwert der Kosten der Erweiterungsinvestitionen aufgezinst. Erlösseitig wurde hinsichtlich der Aufzinsung auf gleiche Weise verfahren. Dies bedeutet auch, dass die nachfolgenden Differenzen den Zeitverzug zwischen Kosten- und Erlöswirkung mit abbilden, die Ergebnisse also als Kapitalwert zum Ende der Regulierungsperiode inklusive des Zeitverzuges zu verstehen sind.

4.1.5 Szenarien

Auf Grund der Festlegung der Beschlusskammer 8 zur Verwendung anderer Parameter zur Ermittlung des Erweiterungsfaktors vom 8.9.2010 sowie der Verwaltungsänderung vom 22.8.2013, welche die die Berechnungsvorschriften für den Erweiterungsfaktor im Laufe der Regulierungsperiode mehrfach geändert haben, wurden drei verschiedene Szenarien gebildet, um die Vergleiche um diese Effekte im Zeitablauf zu bereinigen.

Das Szenario A stellt die vollständige Kostenentwicklung den im Rahmen des Erweiterungsfaktors jeweils genehmigten Anpassungsbeträgen gegenüber. Hierbei ist zu beachten, dass von der Bundesnetzagentur zunächst für das erste Jahr der ersten Regulierungsperiode (2009) keine Anpassungsbeträge auf Grund eines Erweiterungsfaktors genehmigt wurden. Später widersprach der BGH dieser Auffassung, worauf im Rahmen von öffentlich-rechtlichen Vergleichsverträgen vielen Netzbetreibern ein nachträglicher Ausgleich zu Gute

kam. Die Höhe des Ausgleichs wurde vereinfacht aus dem Anpassungsbetrag für 2010 abgeleitet, der mit 3/5 multipliziert wurde. Dies entspricht dem Zeitraum zwischen 31.12.2006 und 30.6.2008 (18 Monate) im Verhältnis zum Zeitraum vom 31.12.2006 bis 30.6.2009 (30 Monate). Es wurde also ein linearer Pfad der Parameterveränderung unterstellt. Dieses Vorgehen wird in Analogie zu der geschilderten pauschalen Ermittlung auch für diesen Vergleich angewendet. Zusammen mit dem oben geschildertem Vorgehen zur Bereinigung des Datensatzes auf der Kostenseite ist somit in diesem, wie auch in den weiteren Szenarien, sichergestellt, dass immer die gleiche Anzahl an Jahren gegenübergestellt wird.

Mit dem Szenario B wird aufbauend auf dem Szenario A versucht, die Wirkung der Festlegung der Beschlusskammer 8 zur Verwendung anderer Parameter zur Ermittlung des Erweiterungsfaktors auf die gesamte Regulierungsperiode zu projizieren. So können bereits umgesetzte Änderungen im Erweiterungsfaktor als Ursache für Differenzen zwischen Kosten und Erlösen ausgeschlossen werden, da diese Festlegung über die 2. Regulierungsperiode und darüber hinaus in die Zukunft dauerhaft zur Anwendung kommt. Zu diesem Zweck wurde erlösseitig die Differenz zwischen dem genehmigten Anpassungsbetrag und dem Anpassungsbetrag, der sich ohne Berücksichtigung der zusätzlichen Parameter ergeben hätte, zum Zeitpunkt der erstmaligen Beantragung mit den zusätzlichen Parametern (im Regelfall 2011) bestimmt. Dieser Betrag wurde in Anlehnung an das unter Szenario A geschilderte Vorgehen hinsichtlich der Bestimmung der Anpassungsbetrag für 2009 auf die Vorjahre verteilt.

Als Szenario C wurde eine Variante untersucht, die die Änderung der ARegV vom 22.8.2013, welche die Anwendung des Erweiterungsfaktors auf der Netzebene Hochspannung zu Gunsten der Investitionsmaßnahme nach § 23 ARegV aufgibt, untersucht. Dazu wurden die Erlöse gemäß dem Szenario A mit Hilfe der jeweiligen Kostenträger-Gewichtung der Netzebene Hochspannung bereinigt. Auf der Kostenseite wurden alle Angaben in den eindeutig der Hochspannung zuzuordnenden Anlagengruppen (Freileitungen 110-380 kV, Kabel 220 kV und Kabel 110 kV) entfernt. Eine genauere Zuordnung zur Netzebene Hochspannung war nicht möglich. Es ist also davon auszugehen, dass Teile der Kosten der Netzebene Hochspannung weiterhin in den Kosten enthalten waren.

4.1.6 Ergebnisse

Auf Grund der oben erläuterten Bereinigung des Datensatzes sind die ausgewiesenen Differenzen nicht auf einzelne Kalenderjahre bezogen, sondern auf den Zeitraum zwischen 2007 und der letztmaligen Antragstellung. D.h im Regelfall umfassen die Ergebnisse die komplette Regulierungsperiode mit den Kosten von 2007 bis 2011 und damit die Erlöse aus dem Erweiterungsfaktor für die Jahre von 2009 bis 2013.

Die prozentualen Differenzen ergeben sich aus der Relation von Über- und Unterdeckung und der auf den 31.12.2013 aufgezinnten Summe der Erlösobergrenzen. Sie können also auch als durchschnittliche prozentuale Differenz je Jahr verstanden werden.

Szenario A

Es wurden 94 Netzbetreiber einbezogen, von denen 53 Netzbetreiber mit ihren Erlösen aus dem Erweiterungsfaktor um ca. 629 Mio. Euro über ihren Kosten lagen. Dieser Überdeckung standen 44 Netzbetreiber gegenüber, die um 119 Mio. Euro unterdeckt waren. Relativ betrachtet belief sich die maximale Überdeckung auf 4,76 % bzw. die minimale Unterdeckung auf 2,31 % im Verhältnis zur Erlösobergrenze. Von denjenigen Netzbetreibern, die namentlich im Auftaktworkshop zur Anreizregulierung als diejenigen mit dem größten absoluten Integrationsbedarf bei erneuerbaren Energien benannt wurden (siehe Abbildung 5 im

Kapitel IIC1.1.1), im folgenden Moser-Liste genannt, waren 13 von 18 mit insgesamt 529 Mio. Euro überdeckt, während 5 von 18 mit insgesamt 61 Mio. Euro unterdeckt waren.

Die Verteilung lässt sich der folgenden Abbildung entnehmen. Auf der horizontalen Achse sind alle Netzbetreiber in gleichen Abständen abgetragen, um die Anzahl an Unter- und Überdeckungen zu visualisieren.

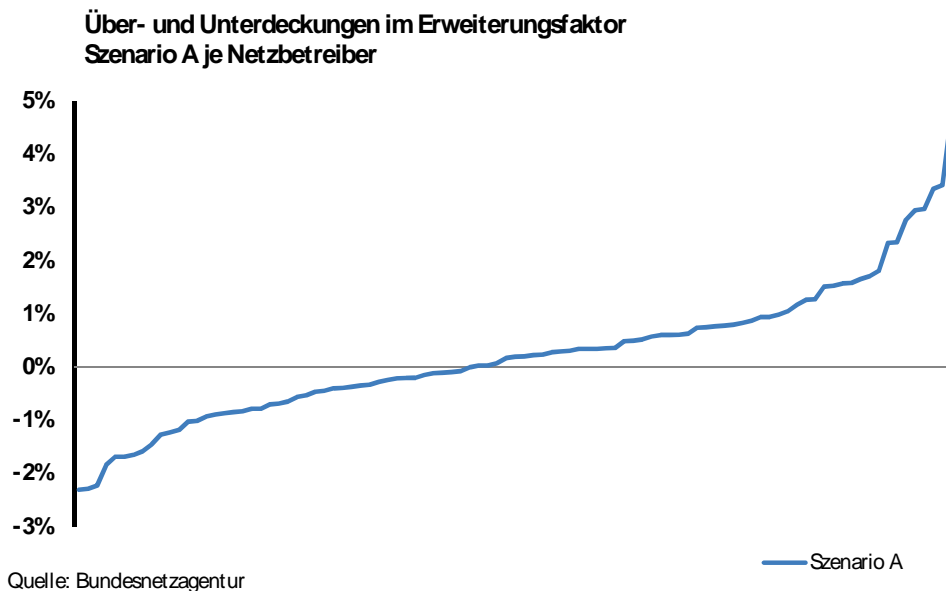


Abbildung 49: Über- und Unterdeckungen im Erweiterungsfaktor Szenario A nach Anzahl

In dieser Darstellung ist darauf zu achten, dass die Flächen über und unterhalb der Nulllinie nicht das Volumen der Unter- und Überdeckungen darstellen. Wählt man stattdessen auf der horizontalen Achse eine Skalierung nach der Höhe der Erlösobergrenze, wie in der folgenden Abbildung, können die Über- und Unterdeckungen flächentreu dargestellt werden.

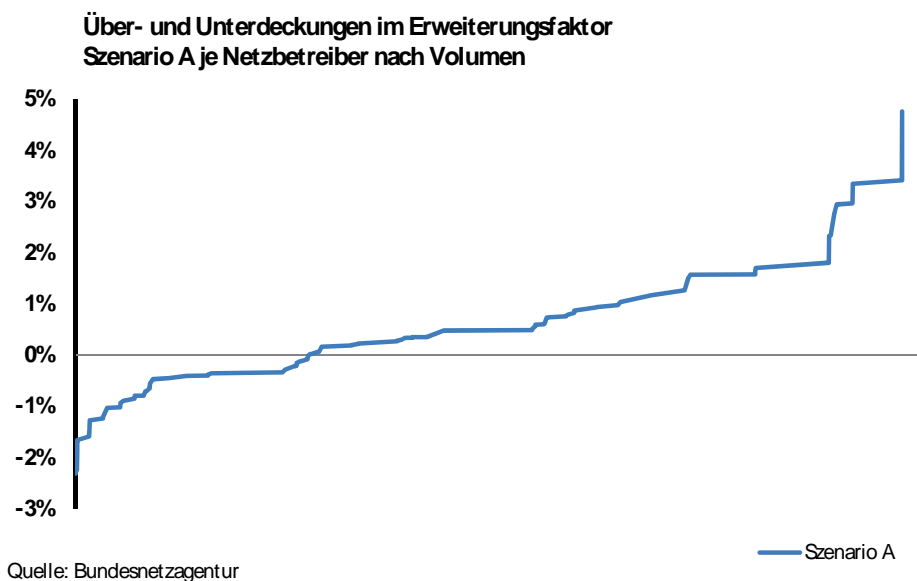


Abbildung 50: Über- und Unterdeckungen im Erweiterungsfaktor Szenario A nach Volumen

Zusammengefasst können die Werte des Szenarios A der folgenden Tabelle entnommen werden.

Szenario A

		Betrag in Mio. Euro	Anzahl
Gesamt	Unterdeckung	-119	44
	Überdeckung	629	53
Moser-Liste	Unterdeckung	-61	5
	Überdeckung	529	13

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 15: Werte Szenario A

Szenario B

Die Grundgesamtheit beläuft sich auf 86 Netzbetreiber. Bei der fiktionalen Betrachtung lag die Überdeckung für 51 Netzbetreiber bei ca. 763 Mio. Euro und die Unterdeckung für 35 Netzbetreiber bei 87 Mio. Euro. Die maximale Überdeckung änderte sich bei dieser Betrachtung nicht, die minimale Unterdeckung hat sich nur geringfügig auf 2,29 % vermindert. 12 der 17 Netzbetreiber aus der Moser-Liste waren überdeckt (657 Mio. Euro), während 5 (37 Mio. Euro) unterdeckt waren.

Zur Visualisierung der Verteilung sowie der Höhe der Unter- und Überdeckungen dienen die folgenden zwei Abbildungen, wie schon bei Szenario A skaliert nach Anzahl zur Verdeutlichung der Verteilung bzw. Größe zur Verdeutlichung der Höhe von Unter- und Überdeckungen.

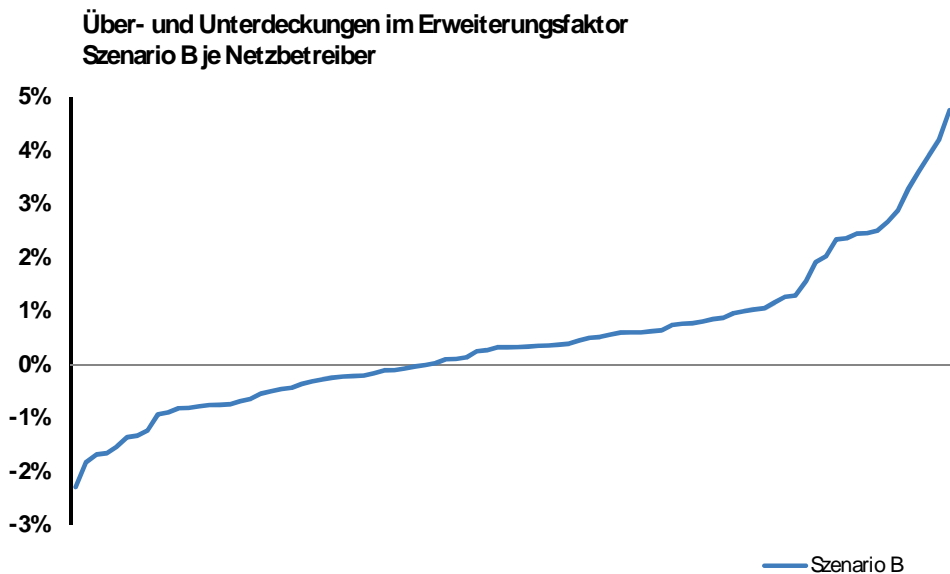


Abbildung 51: Über- und Unterdeckungen im Erweiterungsfaktor Szenario B nach Anzahl

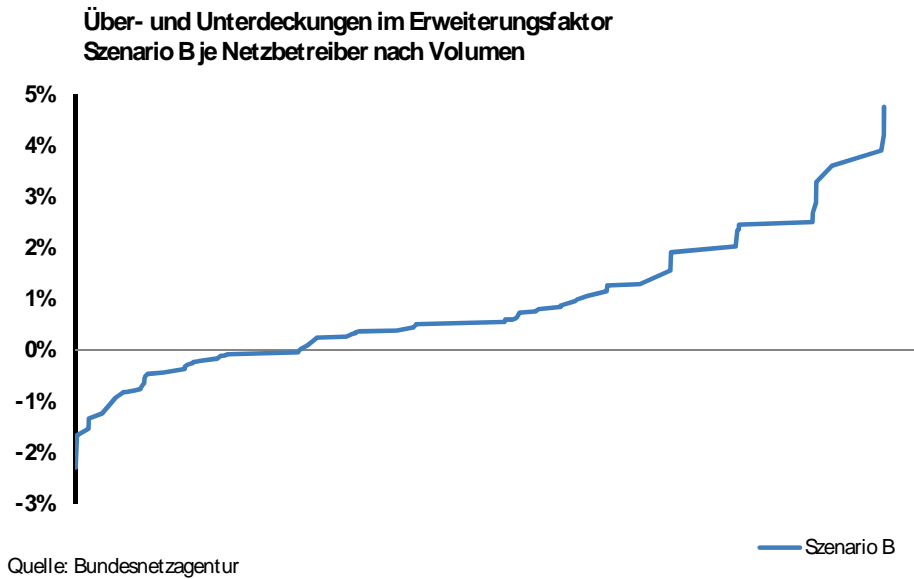


Abbildung 52: Über- und Unterdeckungen im Erweiterungsfaktor Szenario B nach Volumen

Die Werte des Szenarios B lassen sich zusammengefasst folgender Tabelle entnehmen.

Szenario B

		Betrag in Mio. Euro	Anzahl
Gesamt	Unterdeckung	-87	35
	Überdeckung	763	51
Moser-Liste	Unterdeckung	-37	5
	Überdeckung	657	12

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 16: Werte Szenario B

Szenario C

In diesem Szenario sind 82 Netzbetreiber enthalten, von denen 33 weniger Erlöse aus dem Erweiterungsfaktor bekommen, als sie als Kosten ausweisen. 49 Netzbetreiber erhalten mehr Erlöse, sind also überdeckt. Die maximale Überdeckung beträgt 4,46 %, die maximale Unterdeckung -2,31 %. Aus der Moser-Liste sind 5 Netzbetreiber unterdeckt (-71 Mio. Euro) und 11 überdeckt (563 Mio. Euro).

Die Verteilung kann ebenfalls den zwei folgenden Diagrammen entnommen werden.

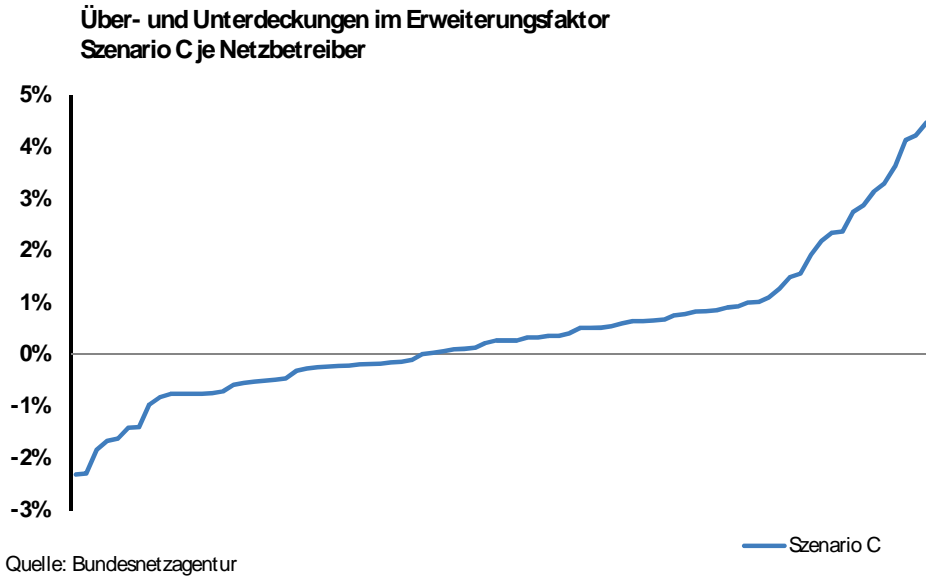


Abbildung 53: Über- und Unterdeckungen im Erweiterungsfaktor Szenario C nach Anzahl

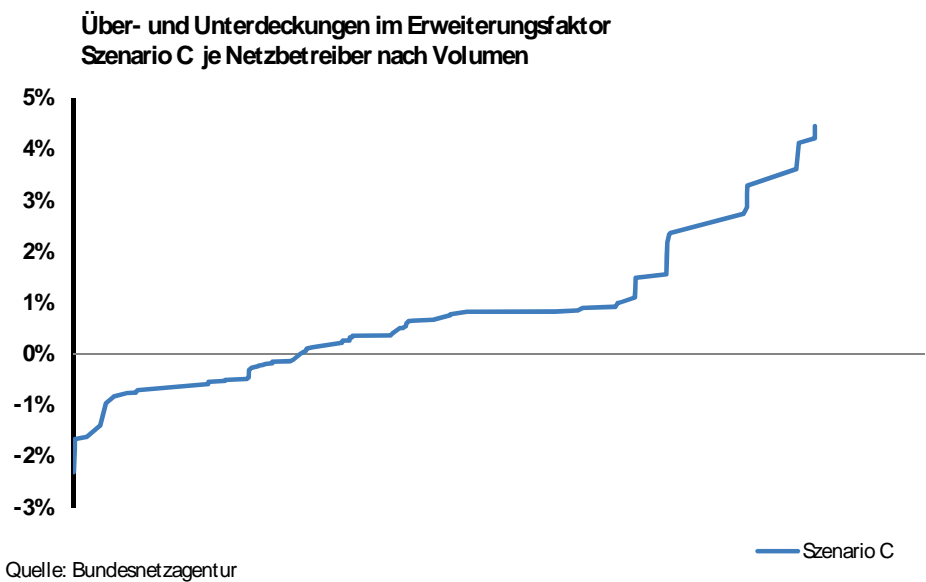


Abbildung 54: Über- und Unterdeckungen im Erweiterungsfaktor Szenario C nach Volumen

Die Werte des Szenarios C lassen sich zusammengefasst folgender Tabelle entnehmen.

Szenario C		Betrag in Mio. Euro	Anzahl
Gesamt	Unterdeckung	-124	33
	Überdeckung	660	49
Moser-Liste	Unterdeckung	-71	5
	Überdeckung	563	11

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 17: Werte Szenario C

4.1.7 Korrelations- und Regressionsanalysen

Im Anschluss an die Szenarien wurden Korrelations- und Regressionsanalysen durchgeführt, um mögliche Erklärungsansätze für die Über- bzw. Unterdeckungen zu finden. Hierbei wurde das zweite Szenario als Grundlage gewählt, um die Wirkung des Erweiterungsfaktors auf Basis seiner aktuellen Ausgestaltung, d. h. unter Berücksichtigung der Festlegung der Beschlusskammer 8 – allerdings ohne Eliminierung der 110 kV-Ebene – zu analysieren.

Die Korrelations- und Regressionsergebnisse zeigen, dass die Über- und Unterdeckungen mit der Höhe des Erweiterungsfaktors und mit der Größe des Netzbetreibers (dargestellt durch die logarithmierte EOG) zusammenhängen. Die grundsätzliche Aussage ist: Netzbetreiber sind durch den Erweiterungsfaktor im Durchschnitt überdeckt (Korrelationskoeffizient von 0,58). Ferner ist feststellbar, dass je höher der Erweiterungsfaktor ist, desto höher auch die Überdeckung ausfällt (Schätzkoeffizient der Regression von 0,15). Ähnliches gilt für die Größe des Netzbetreibers.

Welche Ursache (effizienterer Ausbau, leistungsfähigeres Bestandsnetz, Skaleneffekte oder auch Ungenauigkeiten in der Datenbasis) diese Überdeckung der großen Netzbetreiber hat, ist dadurch aber nicht bestimmbar. Ein Zusammenhang zwischen Verfahrensart und Überdeckungen ist anhand der vorhandenen Daten jedenfalls nicht feststellbar.

4.1.8 Befunde

- Der Erweiterungsfaktor hat, wie das Szenario A zeigt, in der Vergangenheit insgesamt mehr Mittel für Erweiterungen bereitgestellt als notwendig gewesen wäre. Allerdings zeigt sich, dass trotzdem eine relevante Anzahl an Netzbetreibern Renditeeinbußen auf Grund einer nicht ausreichend genauen Abbildung der Kosten hinnehmen musste.
- Es ist notwendig, den Erweiterungsfaktor weiter zu betrachten und zu verbessern. Zwar erscheinen im Verhältnis zu den insgesamt sehr großen Überdeckungen die Unterdeckungen eher klein. Jedoch sollte gerade in Hinblick auf den im Zuge der Energiewende notwendigen Netzausbau sichergestellt werden, dass den Netzbetreibern auch zukünftig ein auskömmliches Budget zur effizienten Erfüllung ihrer Versorgungsaufgabe zur Verfügung steht. Übermäßige Zusatzrenditen durch Überdeckungen im Erweiterungsfaktor sollten abgebaut werden, wenn sie nicht Resultat eines besonders effizienten Investitionsverhaltens sind.

Eine genaue Abbildung der Kosten, auch und gerade in konkreten Einzelprojekten, kann mit dem Erweiterungsfaktor nicht erreicht werden. Der Erweiterungsfaktor setzt, wie im gesamten Konzept der Anreizregulierung angelegt, auf die Budgetierung und damit auf die Entkopplung der Erlöse von den Kosten. Hierdurch sollen Effizianzanreize gesetzt und eine preiswerte Energieversorgung auch in Zukunft sichergestellt werden.

4.2 Investitionsmaßnahmen

4.2.1 Ziel und Funktionsweise

Das Instrument der Investitionsmaßnahme gemäß § 23 ARegV ermöglicht es Übertragungsnetzbetreibern, Gasfernleitungsnetzbetreibern und (unter bestimmten Bedingungen) Verteilernetzbetreibern im Hinblick auf Investitionsmaßnahmen auf der 110-kV-Ebene Anpassungen an der allgemeinen Erlösbergrenze

vorzunehmen. Der Ansatz der mit einer genehmigten Investitionsmaßnahme einhergehenden Kapital- und Betriebskosten erfolgt dabei ab dem 22.3.2013 durch Inkrafttreten der entsprechenden gesetzlichen Grundlage auf Basis von Plankosten.⁸⁹ Gemäß § 23 Abs. 1 S. 3 ARegV können die Kosten einer genehmigten Investitionsmaßnahme somit unmittelbar im Jahr der Entstehung in der Erlösobergrenze abgebildet werden. Der zuvor bestehende Zeitverzug (t-2) zwischen Kostenwirksamkeit und Erlöswirksamkeit der Kapital- und Betriebskosten wurde beseitigt.

Da es sich bei den unmittelbar erlöswirksam werdenden Kapital- und Betriebskosten um Planwerte handelt, erfolgt ein so genannter Plan-Ist-Abgleich zwischen den vom Netzbetreiber angesetzten Plankosten und den tatsächlichen in dem jeweils betrachteten Jahr entstandenen Istkosten für jede genehmigte Investitionsmaßnahme. Die Differenzbeträge zwischen Plan- und Istkosten werden im Regulierungskonto gebucht und entsprechend mit dem Regulierungskontozinssatz nach § 5 Abs. 2 Satz 2 ARegV verzinst.

Um zu gewährleisten, dass die im Rahmen der genehmigten Investitionsmaßnahmen jeweils vom Netzbetreiber geltend gemachten Plan- und Istkosten sachgerecht und von allen Netzbetreibern einheitlich ermittelt werden, wurde von der Bundesnetzagentur mit Beschluss BK4-12-656 vom 2.5.2012 die „Festlegung zur Berechnung der sich aus genehmigten Investitionsmaßnahmen ergebenden Kapital- und Betriebskosten“ getroffen. Die Festlegung betrifft die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen im Sinne des § 3 Nr. 2 EnWG sowie die Betreiber von Gasversorgungsnetzen im Sinne des § 3 Nr. 6 EnWG und findet nur auf genehmigte Investitionsmaßnahmen Anwendung. Die Kalkulationsvorgaben zur Berechnung der Kapital- und Betriebskosten sind sowohl für die Berechnung der ansetzbaren Plankosten als auch für die Berechnung der tatsächlichen Istkosten genehmigter Investitionsmaßnahmen heranzuziehen.

Die Kapitalkosten setzen sich zusammen aus den kalkulatorischen Abschreibungen gemäß § 6 StromNEV bzw. § 6 GasNEV, den Fremdkapitalkosten gemäß § 5 StromNEV bzw. § 5 GasNEV, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung gemäß § 7 StromNEV bzw. § 7 GasNEV. Hinzu kommt die kalkulatorische Gewerbesteuer gemäß § 8 StromNEV bzw. § 8 GasNEV. Ausgangsbasis der Bestimmung der in der Erlösobergrenze ansetzbaren Kapitalkosten bilden die ansetzbaren Anschaffungs- und Herstellungskosten einer genehmigten Investitionsmaßnahme. Die Kosten der tatsächlichen Fremdkapitalaufnahme werden anerkannt, soweit diese Kosten marktüblich sind. Die Ermittlung der Eigenkapitalverzinsung erfolgt entsprechend den Vorgaben des § 7 StromNEV bzw. § 7 GasNEV, wobei für die Bestimmung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung auf das investitionsnotwendige Eigenkapital zurückgegriffen wird. Die Eigenkapitalquote ergibt sich aus dem Verhältnis von investitionsnotwendigem Eigenkapital zu investitionsnotwendigem Vermögen.

Im Unterschied zum Erweiterungsfaktor findet bei der Investitionsmaßnahme keine Entkopplung von Kosten und Erlösen statt. Die Kosten werden bewusst entsprechend der tatsächlichen Kostenstruktur angepasst. Damit ergibt sich, dass aus der Investitionsmaßnahme keine immanenten Anreize für die Förderung von Innovationen oder die Steigerung der Kosteneffizienz entstehen.

⁸⁹ Verordnung zur Änderung der ARegV vom 14.3.2012 (BGBl. I S. 489).

4.2.2 Abzugsbetrag

Der Übergang einer Investitionsmaßnahme in die allgemeine Erlösobergrenze nach Ablauf der Genehmigungsdauer der Investitionsmaßnahme ist in § 23 Abs. 2a ARegV geregelt. Eine Investitionsmaßnahme wird immer bis zum Ende derjenigen Regulierungsperiode befristet, in der das Projekt abgeschlossen wird. In der folgenden Regulierungsperiode gehen die Kosten aus der Investitionsmaßnahme über das Basisjahr in die allgemeine Erlösobergrenze ein.

Hierbei kommt es bei der Anerkennung der Kostenscheiben für die letzten drei Jahre zunächst zu einer doppelten Berücksichtigung. Denn die Kosten der fertigzustellenden Investitionsmaßnahme im Basisjahr und den letzten beiden Jahren der Regulierungsperiode erhöhen einerseits mit t-0-Verzug die Erlösobergrenze und gehen zugleich nochmals zeitverzögert in die allgemeine Erlösobergrenze der folgenden Regulierungsperiode ein.

Die Investitionsmaßnahme führt unmittelbar im Jahr der erstmaligen Aktivierung zu einer Anpassung der Erlösobergrenze. Die Kapitalkosten aus dem Basisjahr gehen erneut in voller Höhe im ersten Jahr der folgenden Regulierungsperiode um drei Jahre zeitverzögert in die allgemeine Erlösobergrenze ein. Um die hieraus resultierende Überkompensation der Kosten wieder auszugleichen, müssen gemäß § 23 Abs. 2a ARegV die Betriebs- und Kapitalkosten der letzten drei Jahre der Genehmigungsdauer als Abzugsbetrag berücksichtigt werden, wobei diese bis zum Ende der Genehmigungsdauer aufgezinst werden. Die kostenmindernde Auflösung des Abzugsbetrags erfolgt gleichmäßig über 20 Jahre nach Ablauf der Genehmigungsdauer der Investitionsmaßnahme.

4.2.3 Entwicklung der Investitionsmaßnahme im Zeitablauf

Im Falle der Integration von EE- oder KWK-Anlagen in das Netz sah der Verordnungsgeber die Verteilernetzbetreiber vergleichbaren Herausforderungen ausgesetzt wie Transportnetzbetreiber, so dass die Gewährung von Investitionsmaßnahmen in diesen Bereichen gerechtfertigt erschien.⁹⁰ Ähnliche Erwägungen führten dazu, dass mit der bislang letzten Änderung der ARegV im Jahr 2013⁹¹ das Instrument der Investitionsmaßnahme für Erweiterungs- und Umstrukturierungsmaßnahmen von Verteilernetzbetreibern auf Hochspannungsebene (110kV) geöffnet wurde. Mit der Änderung wird der Tatsache Rechnung getragen, dass in der Hochspannungsebene je nach Region unterschiedliche Anforderungen (Verteilernetzfunktionen und/oder regionale Transportnetzfunktionen) zu bewältigen sind, die sich durch die Anwendung des Erweiterungsfaktors nur schwer erfassen lassen.⁹²

Die Kosten aus Investitionsbudgets konnten nach der ursprünglichen Konzeption der ARegV nur mit den im letzten Jahresabschluss testierten Kosten in der Erlösobergrenze in Ansatz gebracht werden, also mit einer zeitlichen Verzögerung von bis zu zwei Kalenderjahren. Im Zuge der Energiewende, der Europäischen Integration des Binnenmarktes für Energie, dem Anschluss von Windenergieanlagen auf See und des damit verbundenen Investitionsbedarfs in die Erweiterung der Netze erwies sich das Verhältnis von Bestandsnetz,

⁹⁰ Verordnung der Bundesregierung zur Neufassung und Änderung von Vorschriften auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bergrechts, BR-Drs. 417/07 vom 15.6.2007, S. 66.

⁹¹ Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts vom 14.8.2013 (BGBl. I S. 3250).

⁹² BR-Drs. 447/13, S. 20.

jährlichen Abschreibungen und Investitionsvolumina als unverhältnismäßig. Der zeitliche Verzug kann angesichts der Größe der Investitionen zu einer nicht unbedeutenden Liquiditätslücke bei den Netzbetreibern führen. Mit der Verordnung zur Änderung der ARegV vom 14.3.2012⁹³ wurde deshalb ein grundlegender Wechsel von einer Erlöswirksamkeit auf Ist-Kosten Basis mit Zeitverzug hin zu einer unmittelbaren Erlöswirksamkeit auf Plankostenbasis vorgenommen.⁹⁴ Die Bezeichnung wurde von „Investitionsbudget“ in „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 Grunde“ nach für eine bestimmte Investitionsmaßnahme.

Für die Übertragungsnetzbetreiber und Gasfernleitungsnetzbetreiber ergeben sich die notwendigen Investitionen dem Grunde nach seit 2012 aus den öffentlich durchgeführten sog. Netzentwicklungsplanungen nach §§ 12a ff. und 15a EnWG. Eine Vorabfestlegung des maximal aufzuwendenden Investitionsvolumens für eine grundsätzlich genehmigungsfähige Maßnahme ist nun nicht mehr erforderlich. Kosten aus Investitionsmaßnahme können seither unmittelbar im Jahr ihrer Entstehung auf Basis von Planwerten in der Erlösobergrenze des jeweiligen Netzbetreibers abgebildet werden. Ein Zeitverzug zwischen Kostenentstehung und Erlöswirksamkeit ergibt sich dann nicht mehr. Der dadurch notwendig gewordene Abgleich der Plankosten mit den tatsächlich anfallenden Kosten erfolgt über das bereits im System der ARegV für Mengenschwankungen vorgesehene Regulierungskonto.

Bei Einführung der ARegV konnten darüber hinaus lediglich die Kapitalkosten in den Investitionsbudgets in Ansatz gebracht werden. Mit einer Verwaltungsänderung wurde 2010 die Möglichkeit eröffnet, im Rahmen der Investitionsmaßnahmen neben Kapitalkosten auch eine Betriebskostenpauschale zu genehmigen.⁹⁵ Damit wurden Hemmnisse für Investitionen beseitigt, die gleichzeitig zu höheren Betriebskosten, z. B. dem Einsatz von Gas zum Betrieb von Verdichtern, führen. Als Betriebskosten können jährlich pauschal 0,8 % der für die Investitionsmaßnahme anererkennungsfähigen Anschaffungs- und Herstellungskosten angesetzt werden. Sind für bestimmte Investitionen andere Betriebskosten an den Anschaffungs- und Herstellungskosten nachweisbar, ist die Bundesnetzagentur ermächtigt, für bestimmte Anlagegüter eine abweichende Höhe der Betriebskostenpauschale festzulegen. Die Bundesnetzagentur hat von dieser Möglichkeit bislang in drei Fällen Gebrauch gemacht. Mit Beschlüssen vom 5.12.2011 wurde für Erdgasverdichter eine abweichende Betriebskostenpauschale in Höhe von 5,2 %⁹⁶ und für Gasdruckregel- und Messanlagen in Höhe von 5,8 %⁹⁷ der ansetzbaren Anschaffungs- und Herstellungskosten festgelegt. Mit Beschluss vom 12.12.2011 hat die Bundesnetzagentur für Anschlüsse von Offshore-Anlagen eine abweichende Betriebskostenpauschale in Höhe von 3,4 % der ansetzbaren Anschaffungs- und Herstellungskosten festgelegt.⁹⁸ Der Ansatz einer erhöhten Betriebskostenpauschale trägt dem Umstand Rechnung, dass die auf hoher See herrschenden Umweltbedingungen besondere Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen fordern.⁹⁹ Zudem werden

⁹³ BGBl. 2012 I S. 489.

⁹⁴ Verordnung zur Änderung der ARegV, BR-Drs. 860/11 vom 30.12.2011.

⁹⁵ Verordnung zur Neufassung und Änderung von Vorschriften auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bergrechts vom 3.9.2010 (BGBl. 2010 I S. 1261).

⁹⁶ Bundesnetzagentur, Beschluss vom 5.12.2011 (Az. BK4-11-027).

⁹⁷ Bundesnetzagentur, Beschluss vom 5.12.2011 (Az. BK4-11-028).

⁹⁸ Bundesnetzagentur, Beschluss vom 12.12.2011 (Az. BK4-11-026).

⁹⁹ Vgl. TU Clausthal, Gutachten „Ermittlung abweichender Betriebskostenpauschalen für Investitionsbudgets gemäß § 23 ARegV“, S. 75.

Arbeiten an der Anlage durch den erschwerten Zugang und den eingeschränkten Arbeitsbereich verkompliziert.¹⁰⁰

Als verfahrensmäßig schwierig erweist sich die Abgrenzung von Ersatzinvestitionen von Erweiterungsinvestitionen und Umstrukturierungsinvestitionen. Denn selten wird nach vielen Jahrzehnten eine Anlage eins zu eins ersetzt. Häufig ist in einem geänderten Umfeld mit einem Ersatz auch eine Veränderung der Netze verbunden. Die Bundesnetzagentur verfolgte für die Abgrenzung zunächst einen pauschalen Ansatz. Hintergrund des Vorgehens der Bundesnetzagentur war der systematische Ansatz der Anreizregulierung, dass dem Netzbetreiber bereits über die in der Erlösobergrenze enthaltenen Abschreibungen ausreichend Mittel für erforderliche Ersatzinvestitionen zur Verfügung ständen. Das OLG Düsseldorf hielt jedoch die Praxis, die Höhe der Anschaffungs- und Herstellungskosten um einen Betrag zur Vermeidung von Doppelanerkennungen zu kürzen, für nicht rechtmäßig.¹⁰¹ Das OLG Düsseldorf vertrat die Auffassung, dass eine pauschale Anrechnung der durch die Abschreibungen der Altanlagen verdienten Beträge über den Betrag zur Vermeidung von Doppelanerkennungen nicht zulässig sei. Bei der Unterscheidung zwischen berücksichtigungsfähigen Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen und Ersatzinvestitionen müsse projektbezogen vorgegangen werden. Keine Einwände hatte das Gericht gegen die praktizierte Befristung der Investitionsmaßnahme.

Der BGH definiert in seiner Entscheidung vom 17.12.2013 erstmals die Begriffe der Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestition.¹⁰² Eine Erweiterungsinvestition liege danach vor, wenn mit der Maßnahme das Netz vergrößert wird – sei es durch Erhöhung der Leitungslänge, sei es durch Steigerung der Übertragungskapazität. Unter Umstrukturierungsmaßnahmen sollen hingegen alle Maßnahmen zu verstehen sein, mit denen technische Parameter geändert werden, die für den Netzbetrieb erheblich sind. Die Abgrenzung zu den nicht genehmigungsfähigen Ersatzinvestitionen erfolge dem Kartellsenat zu Folge nicht anhand des der Investition zu Grunde liegenden Anlasses, sondern allein anhand des Gegenstandes der Investitionsmaßnahme. Dabei sei es erforderlich, dass die neue Komponente eine für die Struktur des Netzes erhebliche Änderung herbeiführt, die nicht zu den zwangsläufigen Folgen der Auswechslung vorhandener Komponenten gehört. So genüge es für die Einordnung als Umstrukturierungsmaßnahme gerade nicht, dass für die neue Komponente neue technische Standards zu beachten sind. Vielmehr müsse den Wirkungen der Maßnahme eine gewisse eigenständige Bedeutung beizumessen sein. Dies könne auch beim Einbau digitaler Schutztechnik und der Anpassung und Erweiterung der digitalen Stationsleittechnik der Fall sein, soweit die Maßnahmen in nicht nur unbedeutendem Umfang zu zusätzlichen, über den zwangsläufig mit dem Austausch veralteter Komponenten einhergehenden Verbesserungen führten. Damit besteht grundsätzlich auch für Investitionen in Smart Grids die Möglichkeit der Genehmigung einer Investitionsmaßnahme. Der BGH weist aber darauf hin, dass die Genehmigungsfähigkeit nicht allein von der Einordnung als Erweiterungs- oder Umstrukturierungsmaßnahme abhängt, sondern zwingend eine der weiteren Voraussetzungen vorliegen müsse. Die Erweiterungs- oder Umstrukturierungsmaßnahme muss also zur Stabilität des Gesamtsystems, für die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz oder für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes notwendig sein. Für die Feststellung der

¹⁰⁰ Bundesnetzagentur, Beschluss vom 12.12.2011 (Az. BK4-11-026), S. 6.

¹⁰¹ OLG Düsseldorf, Beschluss vom 23.3.2011 (Az. VI-3 Kart 10/10 (V)).

¹⁰² BGH, Beschluss vom 17.12.2013 (Az. EnVR 18/12).

Notwendigkeit kann es der Entscheidung zu Folge darauf ankommen, ob konkrete Änderungen der Versorgungs- oder Transportaufgabe oder sonstiger Anforderungen an das Netz eingetreten sind.

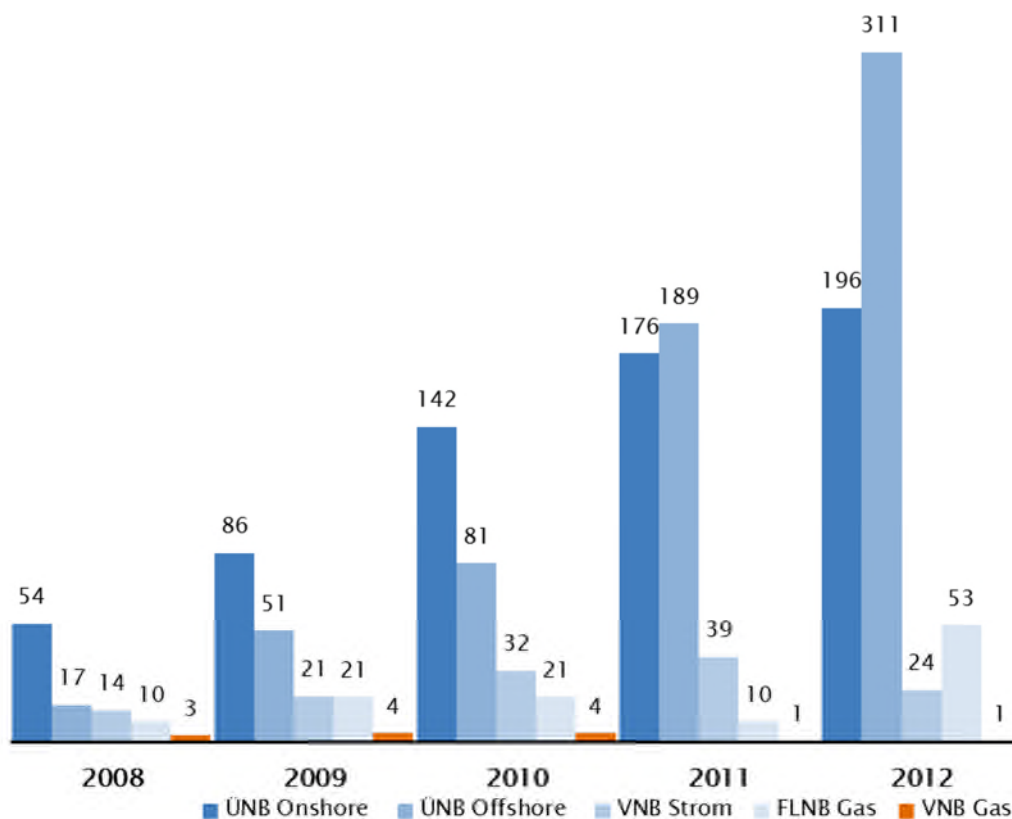
4.2.4 Erlöswirkung der Investitionsmaßnahmen

In der folgenden Übersicht ist die tatsächliche Anpassung der allgemeinen Erlösobergrenze durch Kapital- und Betriebskosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen für die Jahre 2008 bis 2012 abgebildet. Es ist ersichtlich, dass die Investitionsmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber im Onshore- und Offshore-Bereich mit Abstand die größte Kostenwirksamkeit entfalten und folglich den größten Einfluss auf die Erlösobergrenzen haben. Zu beachten ist, dass die Abrechnung der Gasfernleitungsnetzbetreiber und Gasverteilernetzbetreiber aktuell noch nicht abgeschlossen ist. Die Datenbasis ist somit vorläufig.

Anpassung der Erlösobergrenze

Kapital- und Betriebskosten aus Investitionsmaßnahmen

in Mio. Euro



Quelle: Bundesnetzagentur

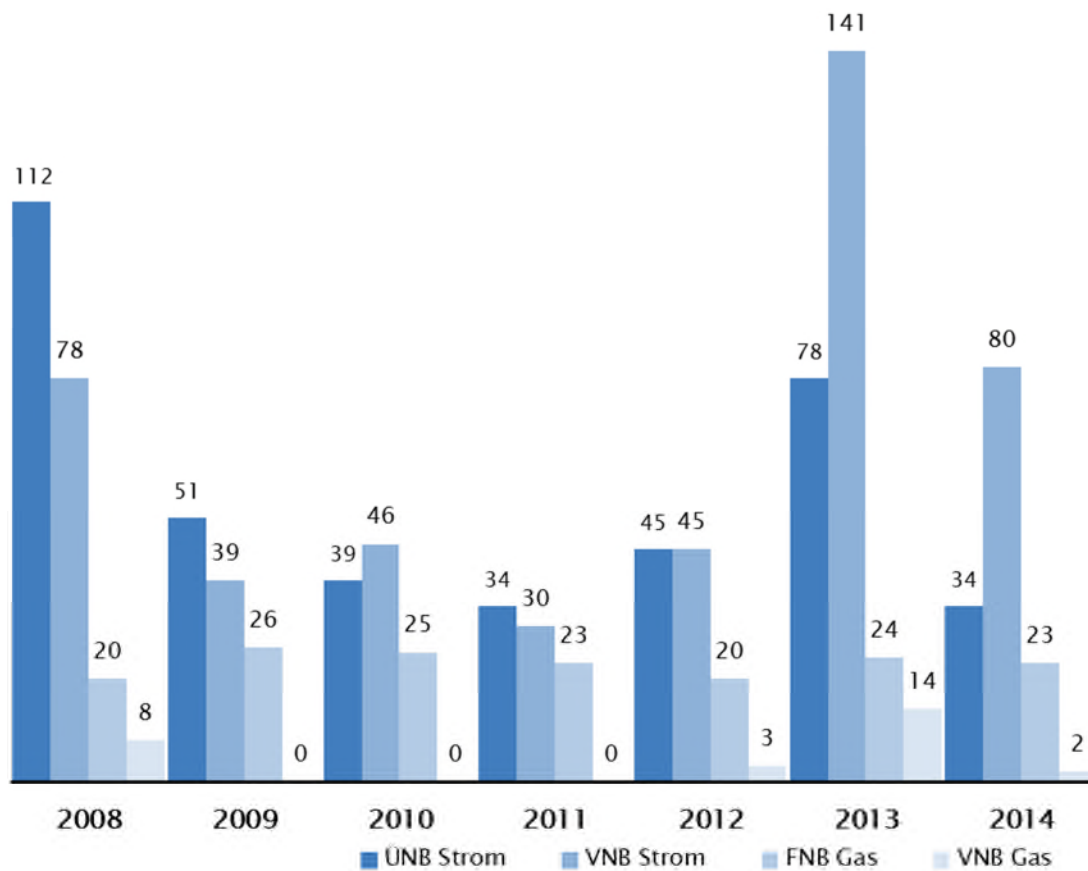
Abbildung 55: Anpassung der Erlösobergrenze - Kapital- und Betriebskosten aus Investitionsmaßnahmen

4.2.5 Bewertung des Verfahrens

Das Instrument der Investitionsmaßnahmen (bzw. vormals Investitionsbudgets) wird von den Netzbetreibern im Elektrizitäts- und Gasbereich umfänglich genutzt. Folgend wird die Entwicklungen der Anträge auf Genehmigung von Investitionsmaßnahmen bzw. Investitionsbudgets gem. § 23 ARegV vom Jahr 2008 bis zum Jahr 2014 aufgezeigt. Die Antragszahlen wurden dabei um eingestellte Verfahren bereinigt, da diese das Bild erheblich verzerren würden.

Anträge gemäß § 23 ARegV

Anzahl ohne eingestellte Verfahren



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 56: Anträge gemäß § 23 ARegV

Im Zeitablauf ist für den Elektrizitätssektor zu beobachten, dass sich die Antragszahlen von Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern, nach einem starken Aufkommen im Jahr 2008, in den Jahren 2009 bis 2012 zunächst auf einem moderaten Niveau bewegt haben. Im Jahr 2013 ist die Antragszahl stark gestiegen. Dies gilt im besonderen Maße für Verteilernetzbetreiber, da diese ab dem Jahr 2013 Investitionsmaßnahmen für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in der 110kV-Ebene beantragen können. Im Gasbereich sind die Antragszahlen insgesamt bedeutend niedriger als im Strombereich. Während das Instrument von Seiten der Gasfernleitungsnetzbetreiber verhältnismäßig konstant in Anspruch genommen wird, werden von den Gasverteilernetzbetreibern eher sporadisch Anträge gestellt.

Bei der Interpretation der Antragszahlen ist zu beachten, dass diese die von den Antragstellern zunächst geplanten Maßnahmen abbilden und keine Aussagen über die letztlich genehmigten Anträge zulassen. So sind in den Zahlen auch abgelehnte, ruhend gestellte und widerrufen Verfahren enthalten. Rückschlüsse auf den inhaltlichen Umfang bzw. auf das wertmäßige Investitionsvolumen der im Einzelnen beantragten Investitionsmaßnahmen sind indes aus den Antragszahlen nicht ableitbar. Im Einzelnen unterscheiden sich beantragte Investitionsmaßnahmen zwischen und innerhalb einzelner Antragsteller erheblich im Hinblick auf Investitionsvolumen und Zuschnitt der konkreten Maßnahmen.

Mit der Möglichkeit zur Anpassung der Erlösobergrenze ohne Zeitverzug (t-0) beschränkt sich die ex-ante-Prüfung der beantragten Investitionsmaßnahmen auf den Genehmigungsanspruch dem Grunde nach. Eine betragsmäßige Prüfung der AKHK bzw. der Kapitalkosten (zuzüglich Gewerbesteuer) auf Basis der Planwerte erfolgt zunächst nicht. Eine Überprüfung der Kosten erfolgt stattdessen im Rahmen in der ex-post-Kontrolle mittels eines Plan-Ist-Abgleichs.

Die Umsetzung des Instruments der Investitionsmaßnahme, mittels Durchführung von Genehmigungsverfahren zu den entsprechenden Anträgen, befindet sich zwischenzeitlich in einem weitestgehend eingeschwungenen Zustand. Die meisten Unklarheiten und rechtlichen Unsicherheiten konnten im Verlauf der letzten Jahre ausgeräumt werden. Hierzu konnte die Bundesnetzagentur durch fortlaufende Weiterentwicklung der entsprechenden Leitfäden und mit Hilfe der Festlegung BK4-12-656 beitragen.

4.2.6 Befunde

Es haben sich aus der Evaluierung keine Anzeichen für einen Anpassungsbedarf am Instrument der Investitionsmaßnahme ergeben.

5. Untersuchungen und Befunde zur Entwicklung des wirtschaftlichen Erfolgs der Netzbetreiber

Die Diskussion um den wirtschaftlichen Erfolg der Netzbetreiber ist seit Einführung der Anreizregulierung eng mit dem zeitlichen Auseinanderfallen zwischen dem Investitionszeitpunkt und dem Zeitpunkt der Erlöswirkung verbunden. Seitens der Netzbetreiber und ihrer Verbände wurde regelmäßig auf die mangelnde Auskömmlichkeit und damit den verminderten wirtschaftlichen Erfolg durch nicht ausreichend vergütete Investitionen verwiesen.

Diese Diskussion wird nachfolgend erneut, sowohl hinsichtlich der Ersatz- als auch der Erweiterungsinvestitionen, aufgenommen und bewertet. Neben einer Aufarbeitung der wesentlichen Argumentationsstränge wird modellgestützt untersucht, inwieweit die Systematik der Kostenanerkennung bei Ersatzinvestitionen bei Netzbetreibern zu einem systematischen Renditeverlust führt. Diese Diskussion wird unter der Überschrift „Beitrag des Sockeleffektes zur Sicherung der Investitionsfähigkeit in Abschnitt 5.2 geführt.

Im Rahmen einer ökonometrischen Untersuchung wurden diejenigen Faktoren ermittelt, die den wirtschaftlichen Erfolg der Netzbetreiber maßgeblich bestimmen. Die Ergebnisse sind in Abschnitt 5.4 dieses Kapitels zusammengefasst.

5.1 Argumentationsstränge

In der Auseinandersetzung mit der Frage der Anreizwirkung auf Investitionen im Rahmen der Anreizregulierung werden regelmäßig zwei unterschiedliche Positionen vorgetragen. Auf der einen Seite wird seitens der Netzbetreiber und ihrer Verbände argumentiert, dass der positive Sockeleffekt aus den Bestandsanlagen, dieser betrifft sowohl die Bestandsanlagen bis einschließlich 2006 als auch die zukünftig in

den Bestand eingehenden Investitionen, nicht als Investitionsanreiz anzusehen ist, sondern allein den jeweiligen Bestandsanlagen zuzurechnen ist. In diesem Zusammenhang werden die positiven Sockelbeträge der Bestandsanlagen auch als "windfall profits"¹⁰³ interpretiert.

Auf der anderen Seite wird eine investitionstheoretische Einzelinvestitionsbetrachtung angeführt, die nach Auffassung der Netzbetreiber und ihrer Verbände und diverser in Auftrag gegebener Gutachten im System der Anreizregulierung zu dem Ergebnis kommt, dass allein die sich durch die zukünftigen Sockeleffekte ergebenden Sockelbeträge für die jeweilige Neuanlage einzubeziehen sind und ein Investor immer nur die einzelne Investition hinsichtlich ihrer Rentabilität bzw. gegenüber alternativen Anlagemöglichkeiten beurteilt. Im Ergebnis kommen die Gutachten zu dem Ergebnis, dass das regulatorisch festgelegte Renditeziel aufgrund des Zeitverzuges von bis zu sieben Jahren zwischen der Umsetzung der Investition und ihrer Erlöswirksamkeit, nicht erreicht bzw. übertroffen werden kann. In diesem Zusammenhang wird durch die Netzbetreiber vielfach die Formel - "Wer investiert verliert!"¹⁰⁴ - vorgetragen und mit dem Zeitverzug begründet.

Auch in den Stellungnahmen, Feed-Back-Bögen und den Erhebungsbögen zur Datenerhebung für den Evaluierungsprozess tragen zahlreiche Netzbetreiber vor, dass Investitionen im Rahmen der ARegV nicht attraktiv seien. So könne die in Aussicht gestellte, regulatorisch festgelegte Zielrendite für Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen regelmäßig nicht erreicht werden. Da sich Investitionen eines Netzbetreibers allerdings zum Entscheidungszeitpunkt gegenüber den opportunen Anlagealternativen der Kapitalgeber mit einer konkurrenzfähigen und erreichbaren Zielrendite durchsetzen müssten, würden Investitionen nur in unzureichendem Maße getätigt.

Als Gründe für die Nicht-Erreichbarkeit der Rendite werden von den Netzbetreibern und ihren Verbänden die folgenden Aspekte in der Diskussion um die Ersatzinvestitionen angeführt:

- Bei Ersatzinvestitionen würden Kosten der Investition erst mit einem Zeitverzug von bis zu sieben Jahren (bei Investitionen im Jahr unmittelbar nach dem Basisjahr) in der Erlösobergrenze berücksichtigt. Hieraus resultiere eine erhebliche negative Auswirkung auf die über die Projektlaufzeit erreichbare Rendite, da das Anlagegut erst zeitverzögert erlöswirksam wird und die Anschaffungskosten daher zu Lasten der festgelegten Erlöse vorzufinanzieren seien. Auch würde das neu angeschaffte Anlagegut bedingt durch den Zeitverzug nicht mit den vollständigen Anschaffungs- und Herstellungskosten in der Berechnung der nächsten Erlösobergrenze einbezogen, sondern reduziert um die bis zum folgenden Basisjahr bereits angefallenen Abschreibungsbeträge. Eine vollständige Amortisation der Investition sei damit nicht möglich.
- Ein rückwärtsgewandter Verweis auf in der Vergangenheit erzielte Überschüsse bzw. „Überrenditen“ sei nicht zielführend, da für die Investitionsentscheidung in Investitionen „heute“ eine rein zukunftsorientierte Betrachtung relevant sei.

¹⁰³ DENA (2012): Ausbau- und Investitionsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, Endbericht, Berlin, S. 310.

¹⁰⁴ BDEW (2011): Wachstumsmodell - BDEW-Vorschlag zur Anpassung des regulatorischen Rahmens, Stand 9.5.2011, S. 3.

Neben den Ersatzinvestitionen machen die Netzbetreiber und ihre Verbände auch renditeschmälernde Zeitverzüge bei Erweiterungsinvestitionen geltend:

- Im Bereich der Erweiterungsinvestitionen wird insbesondere das Instrument des Erweiterungsfaktors kritisiert. Die Rendite sei hier nicht erreichbar, da erstens ein Zeitverzug von 0,5 bis 1,5 Jahren bei der Anerkennung der Kosten gelte (vgl. Argument oben). Zweitens sei das Instrument nicht ausreichend "treffsicher", d. h. dass die entstehenden Kosten einer Investition nicht adäquat durch Erlöse abgedeckt seien. Eine Unterdeckung der Kosten ginge wiederum zu Lasten einer vollständigen Amortisation der Investition bzw. zu Lasten der Rendite.

Die Bundesnetzagentur hält diese Sichtweise für nicht zutreffend.

Die Gründe für die unterschiedlichen Auffassungen liegen wesentlich in einem unterschiedlichen Verständnis über die im Rahmen der Regulierung durchzuführenden Investitionsentscheidungen begründet. Legt man hier die Prämisse einer Einzelbetrachtung der Verbände und diverser Gutachten zu Grunde, ist der beschriebene Effekt einer nicht erreichbaren Rendite nachvollziehbar. Legt man die Prämissen einer gesamthaften Betrachtung zu Grunde, kann nachvollzogen werden, warum eine systematische Renditelücke nicht entsteht.

Die Auseinandersetzung um die zentrale Frage des Zeitverzugs bei Ersatzinvestitionen ist somit im Kern ein Streit um die geeigneten Prämissen.

5.1.1 Projektspezifische Sichtweise bei Ersatzinvestitionen

Die Netzbetreiber und ihre Verbände argumentieren mit dem Kalkül einer projektspezifischen Betrachtung. Diese Herangehensweise entspricht dem Standardansatz zur Beurteilung von Investitionsalternativen in der Betriebswirtschaftslehre.

Dieser projektspezifischen Sichtweise folgend müssten zur Bestimmung der erzielbaren, projektspezifischen Rendite die zusätzlichen Kosten des einzelnen Projektes mit den durch das Projekt zusätzlich generierbaren Erlösen verglichen werden. Bei einer Investition entstehen zusätzliche Kosten in Höhe des jeweiligen Investitionsvolumens. Diesen stehen bei Anpassung der Erlösobergrenze entsprechende Erlöse gegenüber. Wird die Investition außerhalb des Basisjahres getätigt, findet die Erlösanpassung zeitverzögert statt, d. h. die Erlösobergrenze ändert sich trotz der zusätzlich aufzuwendenden Kosten zunächst nicht. Hieraus ergibt sich über die Projektdauer ein Renditenachteil. Zudem kann das Investitionsvolumen für das Projekt durch Abschreibungsbeträge unter Umständen nicht vollständig amortisiert werden. Dies wirkt ebenfalls negativ auf die erreichbare Rendite.

Jede während einer Regulierungsperiode getätigte Investition in den Ersatz bzw. den Erhalt des Netzes durchläuft drei Sockeleffekte, die je nach ihrer Ausprägung die Wirtschaftlichkeit unterschiedlich stark beeinflussen. Zunächst unterliegt die Investition einem negativen Sockeleffekt, der aus dem Zeitverzug zwischen der Anschaffungsauszahlung und der erstmaligen Erlöswirksamkeit entsteht. Mit der erstmaligen Erlöswirksamkeit wird die Anlage über ihre Nutzungsdauer in jeder Regulierungsperiode auf dem Niveau der CAPEX zuzüglich Gewerbesteuer aus der jeweiligen Kostenbasis fixiert. Dieser positive Sockeleffekt ermöglicht dem Netzbetreiber positive Sockelbeträge. Nach der letzten Abschreibung der Anlage erhält der Netzbetreiber ebenfalls die CAPEX zuzüglich Gewerbesteuer bis zum Ende der Regulierungsperiode, obwohl

die Anlage keine CAPEX mehr verursacht. Das sog. "goldene Ende" ermöglicht dem Netzbetreiber ebenfalls positive Sockelbeträge.

Gemessen am Wirtschaftlichkeitskriterium der internen Kapitalverzinsung würde der interne Zinsfuß für den Fall einer projektspezifischen Betrachtung bei reinen Ersatzinvestitionen durch den Zeitverzug unter das regulatorische Zielniveau absinken. Im Falle eines maximalen Zeitverzuges von sieben Jahren wird die Differenz zwischen regulatorischem Zielniveau und internem Zinsfuß maximal, bestünde aber auch bei einer Investition im Basisjahr. Das Ergebnis einer durchgehend unterhalb des regulatorischen Zielniveaus liegenden internen Verzinsung liegt darin begründet, dass die zu Beginn der Investition fehlenden Erlöse (negativer Sockelbetrag) nicht durch die später anfallenden positiven Sockelbeträge kompensiert werden.

5.1.2 Gesamthafte Sichtweise

Das projektspezifische Investitionskalkül zur Beurteilung von Investitionsalternativen kann allerdings nicht auf Investitionsentscheidungen im Netzbereich übertragen werden. Die wirtschaftliche Zumutbarkeit bemisst sich nicht an der projektspezifischen Betrachtung, sondern orientiert sich vielmehr an der wirtschaftlichen Lage des Netzbetreibers. Diese wird durch den Mittelrückfluss und damit durch den gesamten Regulierungsrahmen mitbestimmt.

Netzbetreiber sind zudem zum Erhalt der Versorgungssicherheit bzw. Daseinsfürsorge verpflichtet. Abweichend von der Sichtweise der Unternehmen dürfen Netzbetreiber die zum Erhalt der Versorgungsaufgabe erforderlichen Investitionen daher nicht unterlassen, selbst unter der Maßgabe, dass bei einer projektspezifischen Betrachtung die regulatorische „Zielrendite“ nicht erreicht würde. Das seitens der Netzbetreiber angeführte Gewinnmaximierungskalkül behält seine Gültigkeit, jedoch ist es um die Nebenbedingung zu erweitern, dass erforderliche Investitionen umgesetzt werden müssen. Für die erforderlichen Investitionen muss unter Einbeziehung der wirtschaftlichen Tätigkeit des Netzbetreibers insgesamt die regulatorische Zielrendite erreicht und übertroffen werden können.

Den Netzbetreibern stehen als Budget für die Finanzierung von Ersatzmaßnahmen innerhalb der Regulierungsperiode die positiven Sockelbeträge aus dem Anlagevermögen bis einschließlich des Anschaffungsjahres 2006 zur Verfügung. Die Berechnungen aus Abschnitt 2.2.4 verdeutlichen, dass für drei weitere Regulierungsperioden jeweils ca. 2,3 Mrd. Euro (siehe hierzu auch Tabelle 4) an positiven Sockelbeträgen für die Stromverteilernetzbetreiber für Ersatzmaßnahmen bereit stehen würden. Die Mittel aus den Sockelbeträgen fließen den Netzbetreibern "ohne sachliche oder zeitliche Verwendungsvorgabe" als Budget zu und decken die durch die zeitversetzte Erlöswirkung verursachte Renditelücke idealerweise ab. Dem Netzbetreiber verbleiben hierdurch alle Freiheitsgarde bei der Mittelverwendung.

Das Budget ist somit nicht als kurzfristiges und damit auf Jahresfrist begrenztes Volumen zu verstehen, sondern als "Vorschuss" für ggf. erst zukünftig zu leistende Maßnahmen in das Netz. Das bedeutet im Umkehrschluss, dass zwischenzeitliche Überrenditen aufgrund aus heutiger Sicht nicht notwendiger bzw. nicht getätigter Investitionen zum Zeitpunkt des zeitversetzten Ersatzes in der projektspezifischen Betrachtung zu Unterrenditen führen können.

Die Investitionsfähigkeit ist in dieser Betrachtungsweise gegeben, wenn durch die positiven Sockelbeträge die regulatorische Zielrendite systematisch erreicht werden kann.

5.2 Zeitverzug

Die Kritik an der Anreizregulierung in Deutschland wird häufig mit dem Stichwort „Zeitverzug“ verknüpft. Hierunter wird verstanden, dass der Zeitpunkt, zu dem einem Netzbetreiber Kosten entstehen, und der Zeitpunkt, zu dem eine entsprechende Anpassung der Erlöse erfolgt, auseinanderfallen. Ein konstantes Budget und die damit für die Anreizregulierung charakteristische Entkopplung von Erlösen und Kosten für eine Regulierungsperiode führen zu einer zeitverzögerten Erlösanpassung. Dies birgt für den Netzbetreiber Chancen und Risiken.

Zeitverzögerungen ergeben sich in verschiedenen Dimensionen:

- Zeitverzögerungen ergeben sich bei Investitionen in Anlagegüter und bei Aufwendungen. Der Zeitverzug wird in beiden Fällen dadurch ausgelöst, dass die für die Bestimmung der Erlöse maßgeblichen Kosten in einem Basisjahr bestimmt werden und dann für eine Regulierungsperiode fixiert werden. Eine Anpassung der Erlöse ergibt sich dann erst wieder mit dem nächsten Basisjahr.
- Zeitverzögerungen entstehen „in beide Richtungen“, können also dazu führen, dass in einem Betrachtungsjahr zusätzliche Kosten wegen der verzögerten Anpassung nicht unmittelbar durch zusätzliche Erlöse abgedeckt werden – hier ergibt sich ein Nachteil für den Netzbetreiber – oder aber umgekehrt, dass in einem Betrachtungsjahr gesunkene Kosten nicht unmittelbar durch eine entsprechende Absenkung der Erlöse begleitet werden, wodurch sich für den Netzbetreiber ein Vorteil durch zusätzliche Erlöse ergibt.
- Zeitverzögerungen können sich bei Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen ergeben.

Der Zeitverzug wird in den genannten Dimensionen in verschiedenen Kapiteln dieses Berichtes behandelt. Die Kernergebnisse werden an dieser Stelle zusammengefasst, für eine nähere Herleitung wird auf den jeweiligen Abschnitt verwiesen:

Bei Verteilernetzbetreibern resultiert der Zeitverzug bei Erweiterungsinvestitionen bei Anwendung des Erweiterungsfaktors aus dem Umstand, dass erfolgte Änderungen der Strukturparameter erst dann herangezogen werden, wenn sie bereits erfolgt sind. Der Zeitverzug ist auf maximal 18 Monate beschränkt. Für den Bereich der Ersatzinvestitionen wird die Wirkung der zeitverzögerten Erlösanpassung auf die Investitionsfähigkeit unter der Überschrift Beitrag des Sockeleffektes zur Sicherung der Investitionsfähigkeit bei zeitverzögerter Erlösanpassung untersucht. Kernergebnis ist hier, dass bei einer allein projektspezifischen Betrachtung aus der zeitversetzten Anerkennung von Kosten eine negative Wirkung auf die Rendite entstehen würde. Die stärkste negative Wirkung entsteht, wenn Ersatzinvestitionen im Jahr nach dem Basisjahr durchgeführt werden. Sockelerträge aus dem historischen Anlagenbestand eines Netzbetreibers haben hingegen einen positiven Effekt auf die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, da diese dem Netzbetreiber für die Ersatzfinanzierung unmittelbar zum Zeitpunkt der Ersatzinvestition zur Verfügung stehen. In diesem Sinne muss statt von einem projektspezifischen von einem gesamthaften Investitionsbegriff ausgegangen werden.

- Diese gesamthafte Betrachtung führt zu dem wesentlichen Ergebnis, dass ein positiver oder negativer Renditeeffekt davon abhängt, ob der zu finanzierende Ersatzbedarf vom vorhandenen Sockelbetrag kompensiert oder überkompensiert wird und inwieweit der Zeitpunkt der Ersatzinvestition durch den Netzbetreiber flexibel festlegbar ist.

- Netzbetreiber, die über einen vergleichsweise kleinen Sockel verfügen, aber in erheblichem Umfang zeitlich fixe Ersatzinvestitionen vornehmen müssen, werden Renditeeinbußen hinnehmen müssen. Dieser Umstand ist jedoch dem Investitions-, Bilanzierungs- und Ausschüttungsverhalten der vergangenen Jahre zuzuschreiben.

Aus den genannten Befunden werden folgende Schlussfolgerungen abgeleitet:

- Für den Bereich der Erweiterungsinvestitionen werden im Abschnitt zum Instrument des Erweiterungsfaktors (vgl. Abschnitt 4.1) Vorschläge gemacht, wie der Zeitverzug eliminiert werden kann. Die negative Ertragswirkung für die Netzbetreiber aus einer zeitversetzten Erlösanpassung wird hierdurch gänzlich behoben. So ist neben einer Umstellung des Systems auf Planwerte (mit anschließendem Abgleich) alternativ auch ein Ausgleich der negativen Ertragswirkung über das Regulierungskonto denkbar.
- Die Netzbetreiber können das Budgetprinzip und den angelegten Zeitverzug auch bewusst strategisch nutzen, um Zusatzrenditen zu erzielen. Dies kann insbesondere dann gelingen, wenn Aufwandspositionen in die Basisjahre verschoben werden können. Inwieweit dies der Fall ist, wird u. a. in Abschnitt B2.5.1 behandelt. Zudem können anstehende Ersatzinvestitionen durch Erweiterungsinvestitionen mit erledigt werden werden.

Insgesamt werden die mit dem Zeitverzug Auswirkungen auf die Investitionsfähigkeit also entweder durch einen Anpassungsvorschlag behoben, bspw. beim Erweiterungsfaktor, oder bzgl. der Ersatzinvestitionen als nicht anpassungsbedürftig gewertet, da die Investitionsfähigkeit durch den Zeitverzug nicht gefährdet wird (siehe hierzu Abschnitt 5.3).

5.3 Beitrag des Sockeleffektes zur Sicherung der Investitionsfähigkeit bei zeitverzögerter Erlösanpassung

Für die Beurteilung der Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber unter den Rahmenbedingungen der ARegV ist es zentral, ob die aus den positiven Sockeleffekten aus dem Anlagenbestand (bis einschließlich 2006) und aus den Sockeleffekten neu hinzukommender Anlagen zufließenden Sockelbeträge mögliche negative Sockeleffekte systematisch ausgleichen.

Nachfolgend wird ein gesamthafter Abgleich der positiven Sockelbeträge mit einem Investitionsszenario vorgenommen. Die sich aus dem Investitionsszenario ergebenden (Ersatz-)Investitionen determinieren den Umfang möglicher negativer Sockelbeträge - je mehr Ersatz innerhalb der Regulierungsperiode und im direkten Anschluss an das Basisjahr durchgeführt wird, desto größer ist der auszugleichende negative Sockelbetrag. Die positiven Sockelbeträge für die Ersatzinvestitionen speisen sich im Gegenzug aus den Anlagen, die bis einschließlich 2006 dem Sachanlagevermögen zugegangen sind und als Vor- bzw. Zuschuss einbezogen werden.

5.3.1 Methodik

Orientiert an den Berechnungen aus Abschnitt 2.2.4 wird erneut auf die Gesamtheit aller Stromverteilernetzbetreiber, zusammengefasst als ein kumulierter Stromverteilernetzbetreiber, abgestellt. Die Annahme ist nun, dass dieser kumulierte Stromverteilernetzbetreiber für die Zeitspanne 2014 bis 2028 seine abbeschriebenen Anlagen 1-zu-1 ersetzt. In diese Investitionsbetrachtung werden die jährlich zufließenden

positiven Sockelbeträge einbezogen und das Ergebnis anhand der internen Kapitalverzinsung hinsichtlich der wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit überprüft.

5.3.2 Berechnung

In der nachfolgenden Abbildung sind die ermittelten Ersatzinvestitionen anhand des oberen Linienvverlaufs (blaue Linie) dargestellt. Der Linienvverlauf bildet jahresscharf das auf Tagesneuwertbasis zu reinvestierende Anlagevermögen ab, welches seine kalkulatorische Nutzungsdauer überschritten hat. Für den kumulierten Stromverteilerbetreiber wurde angenommen, dass dieser ab dem Jahr 2014 bis einschließlich des Jahres 2028 jede abgeschriebene und damit wirtschaftlich entfallende Anlage unmittelbar durch eine vergleichbare Anlage ersetzt. Es wurde somit unterstellt, dass die Ersatzanlage zum Ersatzzeitpunkt den indexierten Anschaffungs- und Herstellungskosten der ursprünglichen Anlage entspricht.

Verlauf der Ersatzinvestitionen und positiven Sockelbeträge in Euro

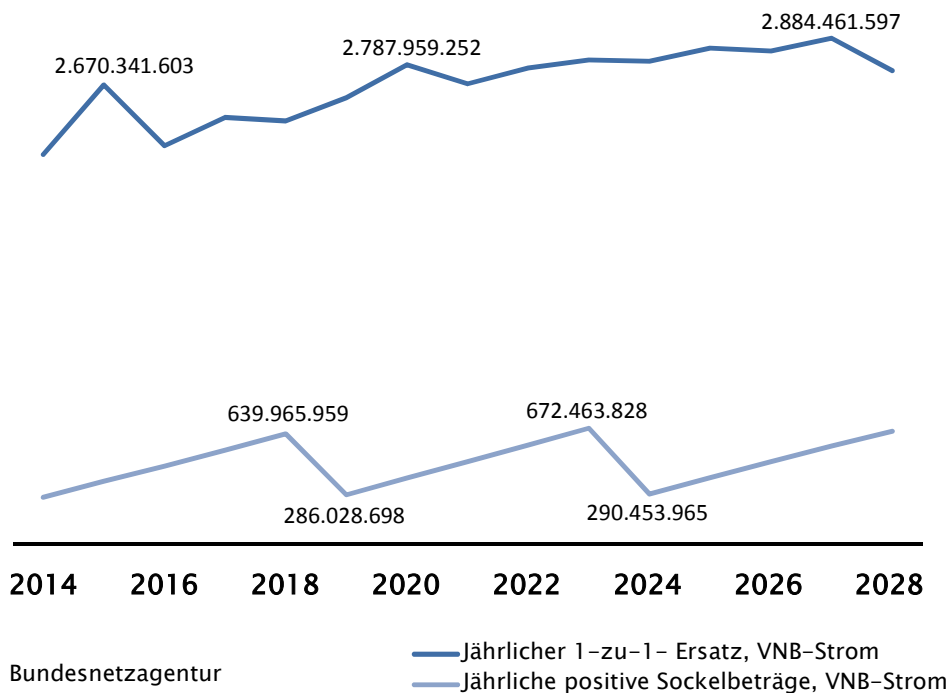


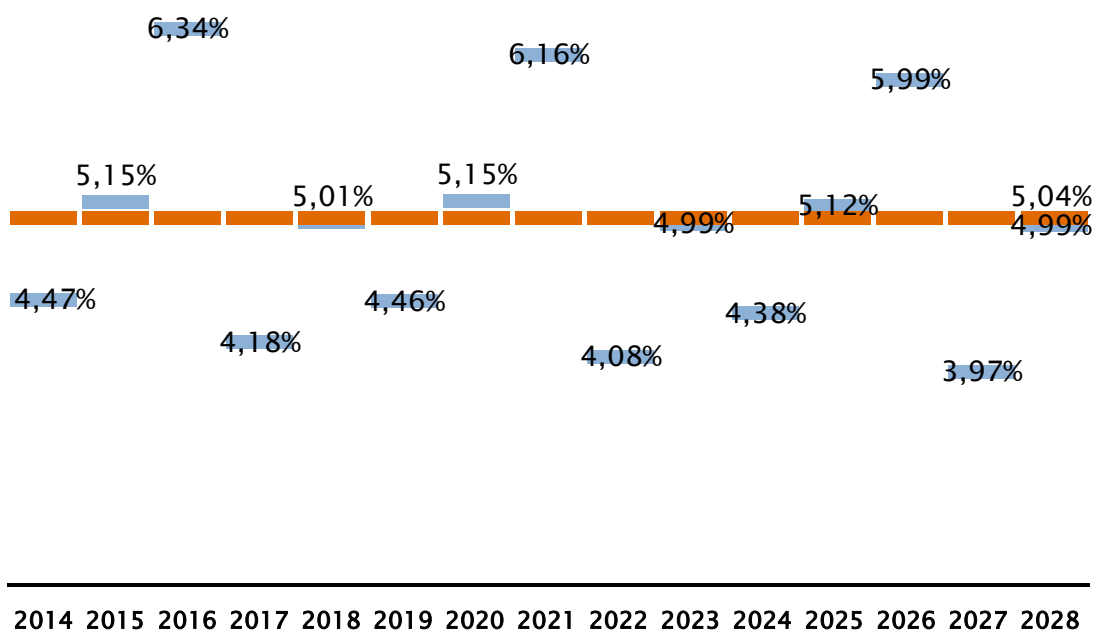
Abbildung 57: Verlauf der Ersatzinvestitionen und positiven Sockelbeträge

Zusätzlich wurde für das Reinvestitionsvolumen eine durchschnittliche Anlagennutzungsdauer ermittelt. Dazu wurden alle wirtschaftlich abgehenden (abgeschriebenen) Anlagen je Anlagengruppe mit den Tagesneuwerten zum Zeitpunkt des Ersatzes bewertet und gemäß Anlage 1 StromNEV mit der anlagengruppenspezifischen Nutzungsdauer (unterer Rand) multipliziert. Die in dieser Weise für alle Anlagengruppen ermittelten Produkte wurden im Nachgang zusammengefasst und der Summe aller zugehenden Anschaffungs- und Herstellungskosten gegenübergestellt. In der Jahresspanne von 2014 bis 2028 ergaben sich so gewichtete Nutzungsdauern von 33 bis 35 Jahren. Es wurde die gewichtete jährliche Nutzungsdauer für die Investitionsrechnung verwendet.

Die untere Kurve der obigen Abbildung zeigt die positiven Sockelbeträge (hellblaue Linie), die aus dem Sachanlagevermögen bis einschließlich des Jahres 2006 und damit als Zu- oder Vorschuss zur Verfügung stehen, da für diese Anlagen ausschließlich positive Sockelbeträge anfallen. Der sägezahn-ähnliche Kurvenverlauf ergibt sich aus der während einer Regulierungsperiode zunehmenden Differenz zwischen der fixierten Erlösobergrenze und den absinkenden Kapitalkosten (vgl. hierzu Abbildung 34). Die gesamten positiven Sockelbeträge belaufen sich für den Zeitraum 2014 bis 2018 auf 2.275 Mrd. Euro, 2019 bis 2023 auf 2.395 Mrd. Euro und für 2024 bis 2028 auf 2.379 Mrd. Euro (siehe hierzu detailliert Tabelle 4).

Die Investitionsrechnung wurde mit einem Eigenkapitalzinssatz in Höhe von 7,39 % und einem Fremdkapitalzinssatz in Höhe von 3,47 % berechnet. Zudem wurde ein Eigenkapitalanteil von 40 % bzw. ein Fremdkapitalanteil von 60 % unterstellt. Hieraus ergibt sich ein Mischzinssatz als regulatorische Zielrendite in Höhe von 5,04 %. Der Anfangsbestand im Anschaffungsjahr wurde in Höhe der Investitionssumme angesetzt. Es wurde zusätzlich zum jeweiligen Zeitpunkt der Anschaffungsauszahlung der Investition der positive Sockelbetrag als Zuschuss angesetzt. Über die Nutzungsdauern der Reinvestitionen wurde angenommen, dass hier bis zum Ende der jeweiligen Nutzungsdauer die bestehende Anreizregulierung mit fünfjährigen Regulierungsperioden gilt. Somit fallen auch alle mit der Anreizregulierung verbundenen negativen und positiven Sockeleffekte an. Die Ergebnisse sind nachfolgend dargestellt.

Rendite bei Einbeziehung der positiven Sockelbeträge in die Ersatzinvestitionen nach Aktivierungsjahr



Quelle: Bundesnetzagentur

— Zinssatz Invest. Ersatz

— Mischzinssatz

Abbildung 58: Rendite bei Einbeziehung der positiven Sockelbeträge in die Ersatzinvestitionen nach Aktivierungsjahr

Auf den ersten Blick zeigen sich vergleichsweise uneinheitliche Zinsniveaus für die Ersatzinvestition im Zeitablauf (hellblaue Balken). Auffällig sind die positiven Zinsaus schläge in den Basisjahren 2016, 2021 und 2026 bzw. die negativen Zinsaus schläge in den jeweiligen Folgejahren zum Basisjahr im Vergleich zum Mischzinssatz. Offensichtlich liegen jeweils zwei aus fünf Jahren einer Regulierungsperiode mit dem berechneten internen Zinsfuß unterhalb des Mischzinssatzes bzw. umgekehrt jeweils zwei Jahre oberhalb des Mischzinssatzes.

Insgesamt folgen die Zinsniveaus einer Systematik, die sich wie folgt interpretieren lässt:

Erstens: Die Höhe des internen Zinsfußes hängt maßgeblich davon ab, wie hoch das Verhältnis aus Investition und positiven Sockelbeträgen ausfällt. Im dargestellten Zeitabschnitt ist ein leichtes Absinken der Minimal und Maximalwerte der Zinssätze erkennbar, dies lässt sich grundsätzlich durch den im Trend steigenden Investitionsverlauf zwischen den Jahren 2016 bis 2027 bei relativ gleichbleibenden Verläufen der Sockelbeträge erklären.

Zweitens: Nach wie vor wirkt der t-7- Zeitverzug im Folgejahr eines Basisjahres (2017, 2022 und 2027), so dass es in diesen Jahren weiterhin zur niedrigsten internen Verzinsung im Vergleich zum Mischzinssatz (orange Balken) kommt.

Drittens: Im jeweiligen zweiten Folgejahr zum Basisjahr erfolgt eine nahezu vollständige Kompensation des t-6- Zeitverzug, da dieses Jahr, als letztes Jahr der Regulierungsperiode, die höchsten positiven Sockelbeträge aufweist. Der negative Sockeleffekt aus dem Zeitverzug wird somit durch den Vor- bzw. Zuschuss aus den positiven Sockelbeträgen der Bestandsanlagen bis einschließlich des Jahres 2006 ausgeglichen.

Viertens: Der interne Zinsfuß des jeweils ersten Jahres einer Regulierungsperiode fällt wiederum niedriger als der Mischzinssatz aus, da in diesem Jahr die positiven Sockelbeträge immer niedriger ausfallen als in den übrigen Jahren der Regulierungsperiode.

Fünftens: In den Basisjahren wird die höchste interne Verzinsung erzielt.

Für den erforderlichen Ersatz kann ein Netzbetreiber unter Berücksichtigung des technischen Zustands seiner Anlagen seine Investitionszeitpunkte für den Ersatz in den zulässigen bzw. möglichen Grenzen optimieren und hierfür die Investitionsvolumina im Zeitablauf umschichten, um im Ergebnis insgesamt eine jährliche Verzinsung auf dem Niveau des Mischzinssatzes zu erzielen. Dass die Verteilernetzbetreiber ihre Investitionen in das Basisjahr oder das Jahr vor dem Basisjahr verschieben, konnte auch durch die Untersuchungen von DIW Econ anhand einer ökonomischen Untersuchung belegt werden. Wie Eintragungen der Netzbetreiber im Rahmen der Datenerhebung zeigen, sind Verschiebungen von Investitionen um ein Jahr oder wenige Jahre zumindest in gewissem Umfang möglich.

Die hier getroffenen Annahmen zur Abschätzung des internen Zinsfußes führen zu konservativen Ergebnissen:

Erstens: Die Annahme eines zeitgleichen 1-zu-1- Ersatzes von Anlagen, die kalkulatorisch aus dem Sachanlagevermögen abgehen ist sehr statisch, d. h. die Möglichkeit, die technische Nutzungsdauer vollständig auszunutzen bzw. eine Optimierung anhand eines Lebenszykluskosten-Ansatzes durchzuführen, wird ausgeklammert.

Zweitens: Die Annahme, dass allein der Ersatz im Vordergrund steht, ist insofern unrealistisch, als dass sich aufgrund der veränderten Anforderungen an die Stromnetze auch die Netzstrukturen bzw. die Zielnetzplanungen ändern. Im Ergebnis kann der in dieser Berechnung als statisch angenommene Ersatz daher vielleicht entweder in Teilen vollständig entfallen oder in Teilen in Umstrukturierungen oder Netzerweiterungen aufgehen und damit über die Instrumente Erweiterungsfaktor bzw. Investitionsmaßnahme abgedeckt werden.

Neben den bereits dargestellten einschränkenden Aspekten bei der Ergebnisbewertung ist zusätzlich zu beachten, dass die kumulierte Darstellung alle Verteilernetzbetreiber und damit das ganze Spektrum an Eingangsvoraussetzungen nivelliert. So ist anzunehmen, dass sich einerseits Stromverteilernetzbetreiber finden lassen, die aufgrund regelmäßiger Investitionen in der Vergangenheit heute von einem auskömmlichen Sockel profitieren, der u. U. vergleichsweise höher ausfällt als der hier dargestellte. Andererseits ist auch der umgekehrte Fall denkbar, in welchem ein Netzbetreiber in der Vergangenheit entweder nicht ausreichend investiert hat oder weniger aktiviert hat und stattdessen Aufwand für Wartung und Instandhaltung geltend gemacht hat. In diesen Fällen kann nicht ausgeschlossen werden, dass Netzbetreiber aufgrund ihrer Investitionsstrategie der Vergangenheit die regulatorisch vorgegebene Rendite unterschreiten.

5.3.3 Befunde

- Es zeigt sich, dass die positiven Sockelbeträge der Verteilernetzbetreiber für den kumulierten bzw. synthetischen Stromverteilernetzbetreiber in den kommenden Regulierungsperioden in ähnlicher Größenordnung zur Verfügung stehen. Eine systematische Schieflage, d. h. ein grundsätzliches Unterschreiten des Mischzinssatzes, ist bei den Ersatzinvestitionen insgesamt nicht ersichtlich.
- Es zeigt sich, dass der Mischzinssatz in einigen Jahren über- und in anderen Jahren unterschritten wird.
- Eine im betrachteten Zeitraum in jedem Jahr höhere Verzinsung lässt sich erzielen, wenn der Netzbetreiber Umschichtungen von Investitionen vornimmt. Die Möglichkeit der Umschichtungen ist allerdings durch die netzbetreiberindividuellen Nebenbedingungen beschränkt.
- Es ist davon auszugehen, dass sich die Bedingungen für den Ersatzbedarf durch weitere Faktoren wie die Ausnutzung technischer Lebensdauern und Netzoptimierungen noch besser darstellen.
- Neben den insgesamt durch die positiven Sockelbeträge perspektivisch abgedeckten Ersatzinvestitionen sind allerdings Fälle vorstellbar, in denen die positiven Sockelbeträge die Zeitverzögerungen nicht vollständig kompensieren. Dies kann bei insbesondere bei Netzbetreibern der Fall sein, die in der Vergangenheit verkürzt abgeschrieben und/ oder wenig reinvestiert haben.

5.4 Ökonometrische Analysen verschiedener Einflussfaktoren auf den wirtschaftlichen Erfolg der Netzbetreiber

In den Abschnitten 4 und 5.2 wurde anhand betriebswirtschaftlicher Modelle untersucht, inwieweit die Kosten aus Erweiterungsmaßnahmen durch den Erweiterungsfaktor und die Kosten aus Ersatzmaßnahmen durch den Sockelbetrag abgedeckt werden können. In diesem Abschnitt soll ergänzend hierzu ökonometrisch geschätzt werden, welche Faktoren den wirtschaftlichen Erfolg eines Netzbetreibers letztlich bestimmen. Wichtige Größen, deren Einfluss auf den wirtschaftlichen Erfolg getestet werden, sind u. a. der Erweiterungsfaktor und der Sockelbetrag des Netzbetreibers.

5.4.1 Ausgangslage

Im Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- Gasnetzbetreiber wurden aus den Angaben der Strom- und Gasnetzbetreiber die Eigenkapitalrenditen ermittelt.¹⁰⁵ Diese wurden als Bestimmungsgrößen für den wirtschaftlichen Erfolg der Netzbetreiber herangezogen.

Der von den Netzbetreibern für die Untersuchung des Investitionsverhaltens erhobene Datensatz wurde um weitere der Bundesnetzagentur vorliegende Daten ergänzt, um zu analysieren, ob sich ökonomisch belegbare Zusammenhänge zwischen der Entwicklung der Eigenkapitalrendite eines Netzbetreibers (als Variable zur Abbildung des wirtschaftlichen Erfolges) und dessen positiven Sockeleffekten, des genehmigten Erweiterungsfaktors, Veränderungen der Versorgungsaufgabe und seiner Betroffenheit durch den Effizienzvergleich ergeben.

Als positive Sockeleffekte ist dabei zu verstehen, dass Anlagen des Basisjahres 2006 im Verlauf einer Regulierungsperiode keiner Anlagenalterung, d. h. keiner abnehmenden Eigenkapitalverzinsung im Zeitablauf unterliegen oder im Falle einer vollständigen Abschreibung innerhalb der Regulierungsperiode die Abschreibung nicht entfällt.

Der Sockeleffekt wurde hierzu als eine Variable berechnet, welche den Saldo aus dem jährlichen Anlagenabgang der kalkulatorischen Werte (Anlagevermögen bis einschließlich 2006) und die jährlichen (Re-) Investitionen in das Verhältnis zum Anlagevermögen 2006 setzen. Ist die entsprechende Verhältniszahl positiv, so hat ein Netzbetreiber mehr investiert als aus dem regulatorischen Anlagensockel abgeschrieben wurde. Bei negativer Kennzahl überstiegen die Abgänge die Investitionen. Die Berechnung wurde sowohl anhand von Anschaffungs- und Herstellungskosten als auch von Tagesneuwerten durchgeführt, wobei die Ergebnisse vergleichbar sind. Die jährlichen Abgänge wurden anhand des unteren Randes der Nutzungsdauern aus der Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 StromNEV und GasNEV berechnet.

Der Erweiterungsfaktor wurde entsprechend den Angaben der ARegV verwendet. Sofern mehrere Netzgebiete betroffen waren, wurde eine Mengengewichtung anhand der Summe der beeinflussbaren und vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten des Ausgangsniveaus vorgenommen.

Die Veränderung der Versorgungsaufgabe wurde über die Änderungsraten der Netzlänge, der Aus- bzw. Einspeisepunkte sowie den Änderungsraten der zeitgleichen Jahreshöchstlast abgebildet.¹⁰⁶

Als Betroffenheit durch den Effizienzvergleich ist zu verstehen, wie stark der monetäre Anteil des Effizienzabbaupfads, der Inflationierung (VPI) sowie des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors an der Erlösobergrenze eines Netzbetreibers ist. Wird hier ein Wert größer als eins erreicht, so steigt die Erlösobergrenze eines Netzbetreibers in diesem Jahr an. Ein Wert kleiner als eins beschreibt einen prozentualen Rückgang der Erlösobergrenze im Jahresverlauf.

¹⁰⁵ DIW ECON (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, Ein Auftrag der Bundesnetzagentur, 30.10.2014, S. 27, 41, 57, 70.

¹⁰⁶ Gemäß den Definitionen des Erweiterungsfaktors (Veränderung der Einspeise bzw. Ausspeisepunkte; Veränderung der Netzlänge; Veränderung der zeitgleichen Jahreshöchstlast).

5.4.2 Herangehensweise

Mit Hilfe des oben genannten Datensatzes wurde mittels panel-ökonometrischer Untersuchungen die vorgegebene Aufgabenstellung analysiert. Vorab wurden alle Variablen mittelwertbereinigt sowie auf Extremwerte untersucht. Für die Untersuchung wurde die Eigenkapitalrendite auf das 99 %-Quantil beschnitten. Aufbauend auf dieser Datengrundlage und eines ökonomischen Theoriemodells¹⁰⁷ wurde ein grundlegendes Schätzmodell für die Eigenkapitalrendite entwickelt. Die Variablen dieses Modells dienen in der Analyse als Kontrollvariablen, um allgemeine Effekte aufzufangen und den Erklärungsgehalt der Schätzung zu erhöhen. Folgende Variablen wurden als Kontrollvariablen verwendet:

- Fremdkapitalhebel (das Verhältnis von Fremd- zu Eigenkapital)
- Anlagenabnutzungsgrad (gemäß den Untersuchungen des DIW)
- Kapitalumschlag
- Größe (im Sinne des § 24 ARegV)

Neben diesen Variablen wurde eine Vielzahl anderer möglicher Variablen analysiert (u. a. logarithmierte Bilanzgröße, Rücklagenanteile, Investitionsquoten, Umsatz). Die genannten Variablen stellten sich aber als die robustesten, d. h. zuverlässigsten, Kontrollvariablen heraus.¹⁰⁸ Zusätzlich zu diesen Variablen wurden alle Modelle mit Jahresdummies geschätzt. Dies bedeutet, dass für jedes Jahr eine binär-kodierte Variable eingeführt wurde, die alle jahresspezifischen, unternehmensunabhängigen Effekte auffängt (allgemeine Rahmenbedingungen). Der mögliche Einfluss eines ARegV-Dummy wurde ebenfalls geprüft, jedoch zeigte dieser keine Signifikanz.

Dieses Grundmodell wurde anschließend jeweils um die Variablen Sockeleffekt, Erweiterungsfaktor, Veränderung der Versorgungsaufgabe und Betroffenheit durch den Effizienzvergleich erweitert, um deren Einfluss separiert untersuchen zu können.

5.4.3 Befunde

Die Ergebnisse der Regressionsanalyse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Durch die Schätzungen konnte gezeigt werden, dass der Sockeleffekt und der Erweiterungsfaktor einen signifikanten Einfluss auf die Eigenkapitalrendite von Stromverteilernetzbetreibern haben.
- Es kann ein stabiler, positiver Effekt des Sockeleffekts auf die Eigenkapitalrendite gezeigt werden. Erhöht sich der Sockeleffekt um einen Prozentpunkt, so erhöht sich die Eigenkapitalrendite im entsprechenden Jahr um 0,36 %-Punkte.¹⁰⁹ Unter einer Erhöhung des Sockeleffekts ist hierbei zu verstehen, dass ein Netzbetreiber weniger (re-)investiert hat als sich der kalkulatorische Anlagenbestand (bis einschließlich

¹⁰⁷ Vgl. Perridon, L. et al. (2012): Finanzwirtschaft der Unternehmung, Vahlen-Verlag.

¹⁰⁸ Der logarithmierte Umsatz wurde aufgrund von Spezifikationsproblemen im finalen Grundmodell nicht verwendet. Wenn diese Variable als Kontrollvariable genutzt wird ändert dies nichts an den Ergebnissen der Hypothesentests.

¹⁰⁹ Die angegebenen Werte wurden mittels einer Fixed-Effekt Regression bestimmt. Die Resultate der angegebenen Regression lagen auf einem vergleichbaren Niveau. Für eine vereinfachte Interpretation der Regressionsergebnisse wurde das Vorzeichen der Variable Anlagensockel von “-“ auf “+“ verändert.

2006) verkleinert hat. Die Höhe des Sockeleffekts bestimmt sich hierbei aus der Veränderung gegenüber dem Anlagenbestand des Jahres 2006.¹¹⁰

- Ebenso kann ein signifikanter eigenkapitalrenditesteigender Effekt des Erweiterungsfaktors identifiziert werden. Steigt der Erweiterungsfaktor um ebenfalls einen %-Punkt, so erhöht sich die Eigenkapitalrendite im entsprechenden Jahr um 0,68 %-Punkte.¹¹¹ Dieses Ergebnis korrespondiert mit den Ergebnissen der Szenariorechnungen zum Erweiterungsfaktor in Abschnitt 4.1.6. Hier wurde in Summe eine Überdeckung der Kosten durch den Erweiterungsfaktor festgestellt.
- Ein entsprechender Einfluss der Variablen Sockeleffekt sowie Erweiterungsfaktor auf die Eigenkapitalrendite von Gasverteilernetzbetreibern konnte nicht identifiziert werden. Für die Variablen, welche die Veränderung der Versorgungsaufgabe bzw. die Betroffenheit durch den Effizienzvergleich beschreiben, konnten sowohl für Strom- wie auch Gasverteilernetzbetreiber keine statistisch belastbaren Zusammenhänge mit der Eigenkapitalrendite identifiziert werden.

Nachfolgend sind die Ergebnisse aus den Schätzungen im Einzelnen dargestellt. Als Schätzmethode wurden zwei typische panel-ökonometrische Verfahren verwendet, die Random-Effekt-Schätzung und die Fixed-Effekt-Schätzung. Diese unterscheiden sich in Ihren grundlegenden Annahmen. Bei einer Random-Effekt-Schätzung wird vereinfacht ausgedrückt angenommen, dass sich alle Unternehmen ähneln bzw. dass die unbeobachtete Heterogenität zufällig verteilt ist. Ein Fixed-Effekt-Schätzer macht sich die Struktur von Paneldaten zunutze und berücksichtigt für jedes einzelne Unternehmen firmenspezifische, zeitinvariante (konstante/fixe) Effekte. Im Endeffekt dient die Random-Effekt-Schätzung als Ausgangspunkt wobei deren Ergebnisse durch eine Fixed-Effekt-Schätzung überprüft werden können. Im Idealfall führen beide Schätzmethoden zu vergleichbaren Schätzern und einer ähnlichen Schätzgüte.

Ergebnisse der Regressionsanalyse

Variable	RE-Schätzung	FE-Schätzung
Anlagensockeleffekt	0,20** (0,08)	0,36*** (0,12)
Erweiterungsfaktor	0,54 (0,38)	0,68* (0,40)
Beobachtungen (Netzbetreiber)	577 (107)	577 (107)
R2 (within)	0,17	0,18
Kontrollvariablen	Fremdkapitalhebel, Anlagenabnutzungsgrad, Kapitalumschlag, Größe, Jahresdummies	

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 18: Ergebnisse der Regressionsanalyse¹¹²

¹¹⁰ Hat ein Netzbetreiber im Jahr 2006 einen Anlagenbestand von 100 und sinkt dieser durch das Herausfallen von abgeschrieben Anlagen im Jahr 2007 auf 98, wobei in 2007 zusätzlich ein Anlagenzugang in Höhe von 1 unterstellt wird, so liegt der Anlagensockeleffekt in diesem Beispiel im Jahr 2007 bei 1 %.

¹¹¹ Erhöht sich bspw. der Erweiterungsfaktor von 1 auf 1,10 (+10 %), so steigt die Eigenkapitalrendite um 6,8 %.

¹¹² RE (Random Effekt), FE (Fixed Effekt).

In der Tabelle sind die Ergebnisse der statistisch belastbaren Analysen dargestellt. Der Tabelle sind Schätzkoeffizienten sowie die zugehörigen Standardfehler (Klammerwerte) zu entnehmen. Ist der Koeffizient positiv, so hat die Variable einen renditesteigernden Einfluss.

Das Signifikanzniveau ist wie folgt angegeben: * = 10 %, ** = 5 % und *** = 1 %. Das Signifikanzniveau kann vereinfacht als Fehlerwahrscheinlichkeit der Schätzergebnisse interpretiert werden. Bei 10 % Signifikanzniveau ist das Ergebnis der Regression zu 90 % statistisch abgesichert, in der Regel werden Schätzergebnisse ab einem 10 %-igen Signifikanzniveau als belastbar angesehen.

Das R² (within) beschreibt den Erklärungsgehalt (Güte) der Schätzung im Hinblick auf den Einfluss der zeitlichen Varianz der erklärenden Variablen, d.h die Güte der Schätzung im Hinblick auf den zeitlichen Verlauf einzelner Beobachtungen (Netzbetreiber). Ein höheres R² wäre erstrebenswert und kann durch die Hinzunahme zusätzlicher Kontrollvariablen erreicht werden (u.a. logarithmierte Bilanzsumme, Rücklagenanteile, Investitionsquoten oder Umsätze). Allerdings weisen insbesondere Bilanzgrößen bzw. auch -kennzahlen eine mitunter sehr hohe Korrelation (Zusammenhang) auf, hierdurch kann wiederum die Signifikanz einzelner Variablen verloren gehen. Durch die Hinzunahme der genannten Kontrollvariablen könnte zwar das R² angehoben werden, gleichzeitig verliert damit die Schätzung an Aussagekraft in Bezug auf den Einfluss bzw. Signifikanz einzelner Variablen.

6. Ergebnis

Kosten- und Erlösentwicklung

- Aus der Entwicklung der Erlösobergrenzen sind Kostensteigerungen bei den Stromübertragungsnetzbetreibern sowie bei den Stromverteilernetzbetreibern zu erkennen. Die Anstiege der Erlösobergrenzen besonders zum Ende der Regulierungsperiode hin beruhen vor allem auf den Kosten, die durch den Umbau der Energieinfrastruktur verursacht werden.
- Die Struktur und Höhe der CAPEX wie auch das Verhältnis zwischen OPEX und CAPEX ist bei den Strom- und Gasverteilernetzbetreibern verschieden. Die Stromverteilernetze weisen einen Anteil von ca. 21-25 % Kapitalkosten an den Gesamtkosten aus. Gasverteilernetze hingegen haben einen wesentlich höheren Anteil an Kapitalkosten, ca. 50 %. Während bei Gasnetzen der Anteil der Kapitalkosten in der ersten Regulierungsperiode von 51 % in 2006 auf 47 % in 2010 gesunken ist, konnte bei Stromnetzen eine Steigerung von 21 % auf 22 % festgestellt werden.
- Insgesamt bestehen die Erlösobergrenzen der Stromübertragungsnetzbetreiber im Wesentlichen aus dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, insbesondere aus den verfahrensregulierten Kosten für Systemdienstleistungen (Regelleistung, Verlustenergie und Redispatch). Die Anstiege der Erlösobergrenzen zum Ende der Regulierungsperiode hin beruhen vor allem auf den Kosten für Investitionsmaßnahmen. Sie reflektieren den Netzausbau.
- Insgesamt bestehen die Erlösobergrenzen der Betreiber von Stromverteilernetzen, die von der Bundesnetzagentur reguliert werden, überwiegend aus beeinflussbaren Kosten, die auch CAPEX beinhalten. Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten sowie Sondereffekte aus der Mehrerlösabschöpfung und der BGH Rechtsprechung haben die Entwicklung der Erlösobergrenzen in der ersten Regulierungsperiode wesentlich bestimmt. Bei den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten ist das vorgelagerte Netz - also die Schnittstelle zu den Übertragungsnetzbetreibern bzw. größeren

Verteilernetzbetreibern - der bedeutendste Posten mit kostensteigernder Wirkung. Die Mehrerlösabschöpfung und die Rechtsprechung des BGH werden auch über die erste Regulierungsperiode hinaus Wirkungen entfalten.

- Der PF hat einen maßgeblichen Einfluss auf die Höhe der Erlösobergrenzen. Aus dem in der zweiten Regulierungsperiode geltenden PF von 1,5 % ergibt sich über fünf Jahre für die Stromnetzbetreiber insgesamt ein Dämpfungsvolumen von ca. 2,327 Mrd. Euro und für die Gasnetzbetreiber insgesamt von ca. 1,167 Mrd. Euro und damit insgesamt ca. 3,5 Mrd. Euro. Je nach Veränderung des PF um +/- 0,5 %-Punkte würden sich Zu- bzw. Abschläge auf die Erlösobergrenzen für die Stromnetzbetreiber von ca. 750 bis 800 Mio. Euro pro Regulierungsperiode ergeben. Für die Gasnetzbetreiber würden sich die Ab- bzw. Zuschläge auf ca. 380 bis 400 Mio. Euro pro Regulierungsperiode belaufen.

Investitionsfähigkeit für den Ersatz

- Die geschätzten positiven Sockelbeträge aus den Anlagen bis einschließlich des Jahres 2006 sind erheblich. Für die Stromverteilerbetreiber enthalten die Erlösobergrenzen mittelfristig pro Regulierungsperiode ca. 2,3 Mrd. Euro an frei verfügbaren Mitteln. Die positiven Sockelbeträge der Übertragungsnetzbetreiber nehmen mittelfristig deutlich ab.
- Es zeigt sich, dass die positiven Sockelbeträge kumuliert für die Stromverteilerbetreiber in den kommenden Regulierungsperioden in ähnlicher Größenordnung zur Verfügung stehen. Eine systematische Schieflage, d. h. ein grundsätzliches Unterschreiten der regulatorisch vorgegebenen Rendite, ist bei den Ersatzinvestitionen insgesamt nicht ersichtlich.
- Es zeigt sich allerdings, dass die regulatorisch vorgegebene Rendite in einigen Jahren über und in anderen Jahren unterschritten wird.
- Eine höhere Verzinsung als die regulatorisch vorgegebene Rendite lässt sich erzielen, wenn der Netzbetreiber Umschichtungen von Investitionen vornimmt. Die Möglichkeit der Umschichtungen ist allerdings durch die netzbetreiberindividuellen Nebenbedingungen beschränkt.
- Neben den insgesamt durch die positiven Sockelbeträge perspektivisch abgedeckten Ersatzinvestitionen sind allerdings Fälle vorstellbar, in denen die positiven Sockelbeträge die Zeitverzögerungen nicht vollständig kompensieren. Dies kann bei insbesondere bei Netzbetreibern der Fall sein, die in der Vergangenheit verkürzt abgeschrieben und/ oder wenig reinvestiert haben.
- Weitere Faktoren wie die Ausnutzung technischer Lebensdauern und Netzoptimierungen unterstützen die Mittelverfügbarkeit für die Ersatzinvestitionen.

Investitionsfähigkeit für die Erweiterung

- Der Erweiterungsfaktor hat in der Vergangenheit insgesamt mehr Mittel für Erweiterungen bereitgestellt als notwendig gewesen wäre. Allerdings zeigt sich, dass trotzdem eine relevante Anzahl an Netzbetreibern Renditeeinbußen auf Grund einer nicht ausreichend genauen Abbildung der Kosten hinnehmen musste.
- Im Verhältnis zu den insgesamt sehr großen Überdeckungen erscheinen die Unterdeckungen zwar eher klein. Jedoch ist es, auch im Hinblick auf den zukünftigen Netzausbau, notwendig, den Erweiterungsfaktor weiter zu betrachten und zu verbessern.
- Eine exakte Abbildung der tatsächlichen Kosten durch Erlöse, auch und gerade in konkreten Einzelprojekten, kann und soll mit dem Erweiterungsfaktor nicht erreicht werden.

- Es kann für die Vergangenheit ein signifikanter eigenkapitalrenditesteigender Effekt des Erweiterungsfaktors identifiziert werden. Stieg der Erweiterungsfaktor um einen %-Punkt so erhöhte sich die Eigenkapitalrendite um 0,68 %-Punkte.

Zeitverzug

- Insgesamt werden die mit dem Zeitverzug verbundenen Auswirkungen auf die Investitionsfähigkeit also entweder durch einen Anpassungsvorschlag behoben, bspw. beim Erweiterungsfaktor, oder bzgl. der Ersatzinvestitionen als nicht anpassungsbedürftig gewertet, da die Investitionsfähigkeit durch den Zeitverzug nicht gefährdet wird.

B Investitionsverhalten

1. Untersuchungsgegenstände und Herangehensweise

Gemäß der Vorgabe aus § 33 Abs. 1 ARegV muss der Evaluierungsbericht Angaben zur Entwicklung des Investitionsverhaltens der Netzbetreiber und zur Notwendigkeit weiterer Maßnahmen zur Vermeidung von Investitionshemmnissen enthalten. Untersuchungen zur Investitionsfähigkeit werden schwerpunktmäßig im Abschnitt A dieses Kapitels analysiert.

1.1 Leitfragen

Ausgehend von der Formulierung des § 33 Abs. 1 und des in Kapitel IB beschriebenen Ziels „Sicherung der Investitionsfähigkeit“ wurden zur Strukturierung der Untersuchung vier Leitfragen formuliert:

Hat sich das Investitionsverhalten der Netzbetreiber seit Einführung der ARegV verändert?

Die Leitfrage knüpft unmittelbar an den Wortlaut der Verordnung an. Eine Beschreibung der Entwicklung des Investitionsverhaltens erfolgt in Abschnitt 2.1 dieses Kapitels, zunächst deskriptiv an Hand verschiedener Kennziffern zum Investitionsverhalten. Hierbei ist zu betonen, dass aus der reinen Beschreibung des Investitionsverhaltens weder auf die Treiber der beobachteten Entwicklung zurückgeschlossen werden kann, noch die Angemessenheit der beobachteten Entwicklung beurteilt werden kann. Ein Ausblick auf die zukünftig geplanten Investitionen der Netzbetreiber findet sich in Abschnitt 2.2.

Neben dem Investitionsverhalten im engeren Sinne, d. h. der Entwicklung von Anlagenzu- und Abgängen sowie der Durchführung von Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen, sind mögliche Änderungen in der unternehmerischen Praxis von Interesse, die sich auf die Investitionspolitik der Netzbetreiber auswirken. Bspw. wird hier untersucht, wie sich Wartungs- und Instandhaltungsstrategien im Zeitablauf geändert haben. Diese werden in Abschnitt 2.5 dieses Kapitels beschrieben.

Neben der deskriptiven Aufarbeitung der Entwicklung des Investitionsverhaltens wurden die Treiber für das beobachtete Verhalten untersucht. Hierzu wurde DIW Econ im Rahmen eines Gutachtens mit der Durchführung einer ökonomischen Analyse beauftragt. Im Unterschied zu einer rein deskriptiven Herangehensweise, bei der Entwicklungen einzelner Kennziffern auf der Zeitachse dargestellt werden oder verschiedene Kennziffern graphisch in einen Zusammenhang gebracht werden, kann bei einer ökonomischen Analyse ermittelt werden, ob und in welchem Ausmaß Größen aufeinander wirken. Insbesondere sollte hier ermittelt werden, wie sich die Einführung der ARegV ursächlich auf das Investitionsverhalten der Netzbetreiber ausgewirkt hat. Die Ergebnisse der Untersuchung werden in Abschnitt 2.4 behandelt.

Das Gutachten von DIW Econ ist auf der Homepage der Bundesnetzagentur veröffentlicht.¹¹³

Wird im Rahmen der ARegV angemessen investiert bzw. wird der Investitionsbedarf gedeckt?

Die Frage nach der Angemessenheit der Investitionstätigkeit ist für die Evaluierung der Anreizregulierung zentral, da nachhaltig nicht angemessene Investitionen zu einer Verschlechterung der Versorgungsqualität führen. Eine angemessene Investitionstätigkeit ist also Voraussetzung für das Erreichen des Ziels der Sicherung der Versorgungsqualität. In Abschnitt 2.7.2 dieses Kapitels wird die Angemessenheit des Investitionsverhaltens behandelt. Hierbei werden Möglichkeiten und Grenzen der Bestimmung der Angemessenheit des Investitionsverhaltens beschrieben und Ergebnisse einer Eigeneinschätzung der Netzbetreiber zur Angemessenheit des Investitionsverhaltens ausgewertet.

Welche Netzbetreiber sind in welchem Umfang von möglichen Investitionshemmnissen betroffen?

Kann bei den Netzbetreibern ein nicht angemessenes Investitionsverhalten festgestellt werden, ist zu untersuchen, auf welche Gründe dieser Mangel an Investitionen zurückzuführen ist, welche Faktoren in diesem Sinne also investitionshemmend wirken. Können derartige Investitionshemmnisse identifiziert werden, die einem angemessenen Investitionsverhalten entgegenstehen, sind Vorschläge zur Behebung dieser Investitionshemmnisse zu entwickeln. Die Möglichkeit zur Identifikation von Investitionshemmnissen wird in Abschnitt 2.7.1 dieses Kapitels erörtert.

Die Untersuchung zu möglichen Investitionshemmnissen steht im engen Zusammenhang mit den Untersuchungen zur Investitionsfähigkeit in Abschnitt A dieses Kapitels zur Kosten- und Erlösentwicklung.

Wäre ein technisch-wirtschaftliches Anlagenregister hilfreich gewesen?

Vor dem Hintergrund der Untersuchungen zur Angemessenheit des Investitionsverhaltens wird in diesem Kapitel der Frage nachgegangen, ob für die Evaluierung ein technisch-wirtschaftliches Anlagenregister hilfreich gewesen wäre. Ein technisch-wirtschaftliches Anlagenregister wird als detaillierte Darlegung des Sachanlagevermögens der Netzbetreiber sowohl in buchhalterischer als auch in technischer Hinsicht definiert. Das technisch-wirtschaftliche Anlagenregister soll somit eine vollständige Übersicht über das physisch vorhandene und in Betrieb befindliche Sachanlagevermögen umfassen, um die Investitionstätigkeit und den Zustand der Anlagen zu überwachen.

Der Bericht nach § 112a Abs. 1 EnWG zur Einführung einer Anreizregulierung sah die Nutzung eines technisch-wirtschaftlichen Anlagenregisters vor. Zunächst wurde von einer Einführung abgesehen, da der Aufwand nicht im Verhältnis zum erwarteten Nutzen steht. Grundsätzlich behält sich die Bundesnetzagentur jedoch die Einführung des technisch-wirtschaftlichen Anlagenregisters für die Zukunft vor.

¹¹³ DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, zu beziehen über http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Evaluierung_ARegV/Evaluierung_Gutachten/GA_Investitionsverhalten_ARegV.pdf?__blob=publicationFile&v=1

1.2 Datenerhebung

Für die Untersuchungen zu den Leitfragen wurden durch die Bundesnetzagentur im Vorfeld Daten erhoben. Diese Daten dienten als Quelle für die Beschreibung des Investitionsverhaltens anhand betriebswirtschaftlicher Kennziffern, die Untersuchung zur Wirkung der ARegV im Rahmen einer ökonomischen Studie sowie flankierende Einschätzungen zur Investitionspolitik durch die Netzbetreiber. Der Prozess der Datenabfrage wird in diesem Abschnitt näher erläutert.

Nach § 27 Abs. 2 ARegV in Verbindung mit § 32 Abs. 1 Nr. 11 ARegV ist die Bundesnetzagentur ermächtigt, die zur Evaluierung des Anreizregulierungssystems und zur Erstellung der Berichte nach § 33 ARegV notwendigen Daten zu erheben. Für die Analyse des Investitionsverhaltens wurde somit seitens der Bundesnetzagentur ein Datenerhebungsbogen entwickelt.

Da der Aufwand bei der Befüllung des Erhebungsbogens als erheblich einzuschätzen war, wurde nur eine repräsentative Stichprobe von Netzbetreibern an der Datenerhebung beteiligt. Die Stichprobe wurde aus der Grundgesamtheit aller in Deutschland tätigen Strom- und Gasnetzbetreiber am 15.11.2013 zufällig gezogen. Um die Repräsentativität der Stichprobe zu sichern, wurden die Netzbetreiber nach ihrer Größe (gemessen an den Netzkosten) in einem Schichtungsverfahren in Schichten geteilt. Anschließend wurde aus jeder Schicht eine dem relativen Anteil der Netzbetreiber dieser Größenschicht an der Gesamtanzahl der Netzbetreiber entsprechende Anzahl an Netzbetreibern gezogen. Netzbetreiber mit einem Netzkostenvolumen von weniger als 1 Mio. Euro wurden von dem Verfahren ausgeschlossen. Hierdurch sollte eine übermäßige Belastung sehr kleiner Netzbetreiber vermieden werden.¹¹⁴ Im Ergebnis wurden 109 Stromverteilernetzbetreiber und 68 Gasverteilernetzbetreiber aus der Grundgesamtheit der Verteilernetzbetreiber als Stichprobe gezogen. Neben den in der Stichprobe gezogenen Verteilernetzbetreiber wurden von allen Stromübertragungs- und Gasfernleitungsnetzbetreibern Daten erhoben.

Seitens der Branche wurde kritisiert, dass der Stichprobenumfang zu gering für die ökonomische Untersuchung sei. Der Gutachter DIW Econ sieht die Stichprobengröße als für die durchgeführte Untersuchung geeignet an und konnte die erforderlichen Schätzungen nach wissenschaftlichen Standards erfolgreich durchführen.

Vom 21.10.2013 bis 4.11.2013 wurde den Netzbetreibern die Möglichkeit eröffnet, den Entwurf des Erhebungsbogens zu konsultieren. Hierauf hat die Bundesnetzagentur zahlreiche Rückmeldungen erhalten. Diese bezogen sich vorwiegend auf die Menge der einzutragenden Daten. Zudem wurde bemängelt, dass zum Zeitpunkt der Konsultation nicht erläutert wurde, für welchen Zweck oder für die Beantwortung welcher Fragestellungen die Daten erhoben werden sollen. Zahlreiche Netzbetreiber forderten, dass zunächst ein Konzept für die Evaluierung, einschließlich der zu erreichenden Ziele und Methoden, in Zusammenarbeit mit der Branche zu entwickeln sei. Erst anschließend solle zielgenau der erforderliche Datenbedarf ermittelt und abgefragt werden.

¹¹⁴ Für eine nähere Beschreibung des Verfahrens der Stichprobenbildung siehe :

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1411/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Evaluierung_Anreizregulierung/Evaluierung_Stichprobenziehung/AReg_Evaluierung_Stichprobenziehung_node.html.

Die Bundesnetzagentur hat die Forderungen der Branche nach einer Reduzierung des Datenumfangs berücksichtigt und die Menge der abzufragenden Daten deutlich reduziert. Im Bogen wurden neben allgemeinen Daten des Netzbetreibers (u. a. Name, Betriebsnummer, etc.) Daten zur Bilanz, zum Sachanlagevermögen, zur Gewinn- und Verlustrechnung, zu den Strukturparametern, zum Instandhaltungs- und Assetmanagement, zum Investitionsmanagement, zur Herunterregelung von Erzeugungsanlagen, zu den Konzessionen sowie zu den Konzessionsveränderungen abgefragt.¹¹⁵

Im Rahmen des ersten Workshops am 25.11.2013 wurden die grundsätzlichen Ansätze zur Untersuchung des Investitionsverhaltens vorgestellt. Hierzu wurden im Vorhinein neben den Entwürfen der Erhebungsbögen auch die Erläuterungen zur Datenerhebung, zu den Stichprobenmodalitäten sowie die Ausfüllhinweise zur öffentlichen Konsultation auf der Homepage veröffentlicht. Das Grundkonzept des Evaluierungsprozesses war demnach vor der Datenabfrage bereits bekannt.

Am 28.11.2013 wurde der überarbeitete Datenerhebungsbogen den in der Stichprobe befindlichen Netzbetreibern im Rahmen einer Anhörung im Verwaltungsverfahren für ein Auskunftersuchen zugestellt. Die Gelegenheit zur Stellungnahme für den vorgenannten Verwaltungsakt endete am 17.12.2013. Die eingegangenen Stellungnahmen wurden ausgewertet und im förmlichen Auskunftersuchen entsprechend gewürdigt bzw. die vorgetragenen Punkte berücksichtigt.

Im Auskunftersuchen wurden zudem betriebswirtschaftliche Kennziffern vorgestellt und zur Diskussion gestellt, die für die Evaluierung des Investitionsverhaltens genutzt werden können. Dies waren

- Investitionsquote,
- Reinvestitionsquote,
- Anlagenabnutzungsgrad,
- Instandhaltungsquote,
- Materialaufwandsquote,
- Anlagenalter,
- Eigenkapitalrendite.¹¹⁶

Den Netzbetreibern in der Stichprobe wurde für die Bearbeitung des Bogens ein Zeitraum von einem Monat, beginnend mit der Auskunftsverfügung vom 6.1.2014, eingeräumt. Damit endete die Bearbeitungsfrist am 7.2.2014. Um den Netzbetreibern die Befüllung des Datenerhebungsbogens zu erleichtern, wurde eine schriftliche Ausfüllhilfe erstellt und eine Telefonhotline bei der Bundesnetzagentur eingerichtet. Auch wurde den Netzbetreibern für die automatisierte Überführung von Daten aus Datenerhebungsbögen abgeschlossener Antragsverfahren ein Softwarewerkzeug zur Verfügung gestellt. Vereinzelt wurde

¹¹⁵ Die Erhebungsbögen können unter:

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1411/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Evaluierung_Anreizregulierung/Evaluierung_Beginn_Datenerhebung/Evaluierung_Beginn_Datenerhebung_node.html eingesehen werden.

¹¹⁶ Eine Beschreibung und Interpretation der Kennziffern findet sich in Abschnitt IIIB1.3 dieses Kapitels.

Netzbetreibern eine Verlängerung der Bearbeitungsfrist eingeräumt, insbesondere wenn Netzbetreiber sowohl mit ihrem Strom- als auch ihrem Gasnetz in die Stichprobe gelost wurden.

Im Anschluss an die Rücksendung der Datenerhebungsbögen wurden die eingegangenen Daten durch die Bundesnetzagentur plausibilisiert. Der Plausibilisierungsschritt diente insbesondere dazu, offensichtliche Datenfehler bzw. Konsistenzprobleme herauszufiltern. Verbliebene Unstimmigkeiten sind angesichts des erheblichen Datenumfangs, der großen Zahl an befragten Netzbetreiber und der Komplexität der Fragestellungen nicht gänzlich zu vermeiden.

Bei der Plausibilisierung der Daten zeigte sich, dass sich die Netzbetreiber insgesamt sehr konstruktiv an der Befüllung der Bögen beteiligt hatten, so dass für die vergangenheitsbezogenen Abfragegegenstände eine für die Untersuchung ausreichend hohe Datenqualität und ein entsprechender Abdeckungsgrad erreicht werden konnte. Für bestimmte Abfrageteile, wie die Differenzierung nach Ersatz-, Erweiterungs- und EEG-Investitionen oder Investitionsplanwerte, ist jedoch sowohl der Abdeckungsgrad als auch die Befüllungsqualität deutlich geringer.

Aus Sicht des Gutachters DIW Econ ist die Qualität der Daten ausreichend für die statistischen Auswertungen im Rahmen des Gutachtens sowie für die seitens der Bundesnetzagentur durchgeführten Analysen. So führt DIW Econ aus, dass die erhobene Datenbasis hinsichtlich der Vielfalt der abgefragten Daten und des Stichprobenumfangs auch im internationalen Vergleich einmalig ist.¹¹⁷

Die letztmalige Aktualisierung der Daten für das Gutachten fand Ende Juni 2014 statt.

Für die auf die Datenerhebung aufsetzenden Untersuchungsergebnisse gilt, dass die Stichprobe als repräsentativ anzusehen ist. Aussagen zur Entwicklung von aus der Stichprobe ermittelten relativen Größen, wie bspw. der Investitionsquote, können auf die Gesamtbranche übertragen werden. Jedoch decken absolute Größen, wie bspw. das Investitionsvolumen, lediglich die in der Stichprobe erfassten Netzbetreiber ab. Damit sind die Angaben zu absoluten Investitionsgrößen aus der Stichprobe nicht direkt mit anderen Auswertungen oder Studien zur Gesamtbranche vergleichbar. Auf den Ausweis absoluter Größen wird insofern im Bericht verzichtet, da die Angaben für sich genommen nicht sinnvoll interpretierbar wären.

1.3 Verwendete Kennziffern

In diesem Abschnitt werden die für die Beschreibung und Erklärung des Investitionsverhaltens verwendeten Kennziffern definiert und hergeleitet. Bspw. hängt die Höhe bzw. Ausprägung der Kennziffern stark davon ab, nach welchen Vorgaben die eingehenden Daten bestimmt wurden. So können die Investitionen eines Jahres bspw. nach handelsrechtlichen oder kalkulatorischen Maßstäben ermittelt werden. Bei kalkulatorischen Maßstäben ist nach einer Bewertung zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (im Folgenden AKHK) oder Tagesneuwerten zu unterscheiden.

¹¹⁷ DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, S.5 ff.

Anschaffungs- und Herstellungskosten

Eine übliche Größe zur Beschreibung des Investitionsverhaltens sind die Bruttozugänge zum Anlagevermögen der Netzbetreiber pro Jahr.

Die Bruttoinvestitionen können dabei entweder zu ihren historischen AKHK oder aber zu Tagesneuwerten bzw. Wiederbeschaffungspreisen dargestellt werden. Für die Überführung von historischen AKHK auf Tagesneuwerte werden die historischen AKHK mit geeigneten Indexreihen gewichtet. Anlagegüter, die bereits vor längerer Zeit beschafft wurden, erhalten so in der Regel einen vergleichsweise höheren Wert. Bei Anlagegütern, die erst kürzlich beschafft wurden, sind die historischen AKHK und die zu Tagesneuwerten bewerteten AKHK nahezu identisch. Die Interpretation der Investitionsentwicklung im Zeitablauf fällt anhand der Investitionen zu Tagesneuwerten inhaltlich leichter, da reine Preissteigerungseffekte durch die Indexierung bereinigt werden.

Die Bruttoinvestitionen der Netzbetreiber können aus den abgefragten Daten der Netzbetreiber im Zeitablauf generiert werden. Jedoch konnten lediglich diejenigen Vermögensgegenstände verwendet werden, die aus der Perspektive des Jahres 2012 noch in Betrieb waren, da die Eintragungen der Veränderungen je Jahr nicht vollständig waren und dies auch im Rahmen der Plausibilisierung nicht ermittelt werden konnte. Anlagegüter, die in der Vergangenheit beschafft, jedoch bereits vollständig ersetzt wurden bzw. nicht mehr genutzt und nicht mehr in der betrieblichen Buchhaltung geführt werden, sind daher in den Daten nicht enthalten. Es kann aus den Daten damit nicht für jedes beliebige Jahr ein vollständiges Bild der in diesem jeweiligen Jahr vorliegenden Anlagenstruktur erzeugt werden. Auch können Investitionszyklen nur unvollständig aus den Daten reproduziert werden. Diese Einschränkungen sind damit bei der Interpretation der Daten zu beachten.

Bei der rein deskriptiven Betrachtung der Investitionsverläufe wurden jedoch die summarisch je Anlagengruppe abgefragten Daten für das außerhalb der kalkulatorischen Nutzungsdauer liegende Anlagevermögen in einer näherungsweise Verteilung berücksichtigt, soweit diese angegeben waren. Für die ökonomische Untersuchung war dies nicht möglich.

Bei Verwendung der Bruttoinvestitionen zur Beurteilung des Investitionsverhaltens auf unternehmensspezifischer Ebene ist zudem zu beachten, dass die absolute Höhe der jeweiligen Investitionen eines Jahres in erster Linie auf die Größe des jeweiligen Netzbetreibers zurückzuführen ist. So ist die Aussage, dass ein regionaler Verteilernetzbetreiber in einem bestimmten Jahr mehr investiert hat als ein städtischer Versorger mit wenigen Tausend Netzkunden trivial, sagt aber nichts über das Investitionsverhalten aus. Hierfür ist eine Normierung der Kennziffern auf die Größe der Netzbetreiber erforderlich, wie bspw. die Investitionsquote (s. u.).

Die Repräsentativität der ermittelten Bruttozugänge wurde u. a. durch einen Abgleich mit den Daten, aus der Fachserie 4, Reihe 6.1, Tabelle 2.6 Bruttozugänge an technischen Anlagen und Maschinen (Klassifikations-Nr. D, Energieversorgung, 35.1, Spalten 4, 5 und 6) des Statistischen Bundesamts überprüft.¹¹⁸

¹¹⁸ hierzu Destatis, https://www.destatis.de/GPStatistik/receive/DESerie_serie_00000070?list=all.

Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen

Neben aktivierten Vermögensgegenständen können auch Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen als Investitionen angesehen werden. So können durch Wartungsmaßnahmen ältere Anlagen ertüchtigt werden und in den Zustand einer Neuanlage gebracht werden. Es würde die Aktivierung einer Neuanlage durch entsprechende Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen substituiert, jedoch würde sich die bilanzielle oder kalkulatorische Bewertung des Sachanlagevermögens hierdurch nicht ändern. Ein Rückgang der Bruttoinvestitionen deutet insofern nicht notwendigerweise auf eine Verschlechterung des Investitionsverhaltens hin, solange vermehrt Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen geleistet werden. Für die Beurteilung des Investitionsverhaltens wird vom Gutachter bspw. die Veränderung der Investitionsquote, definiert als Anschaffungs- und Herstellungskosten zuzüglich der Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen zum Sachanlagevermögen untersucht.¹¹⁹

Für eine Beurteilung des Investitionsverhaltens wäre idealerweise bekannt, in welchem Verhältnis Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen zur Aktivierung neu beschaffter Anlagegüter stehen, ob also ein Euro Aufwand in Wartungs- und Instandhaltungsaufwand Anschaffungs- und Herstellungskosten für Anlagen im Wert von einem Euro ersetzt. Für eine Vergleichbarkeit beider Kategorien wäre die jeweilige Wirkung auf den Zustand der Anlagen zu beurteilen. Dies würde jedoch eine technische Analyse erfordern, die hier nicht zu leisten war. Die verbleibende Unschärfe ist bei der Interpretation zu beachten.

Investitionsquote

Bei der Beschreibung des Investitionsverhaltens wird der Einfluss der Unternehmensgröße auf die Höhe der Investitionen neutralisiert. Hierzu werden bei der Investitionsquote die Investitionen eines Jahres auf das vorhandene Sachanlagevermögen des Netzbetreibers bezogen.

$$\text{Investitionsquote} = \frac{\text{Investitionen}}{\text{Sachanlagevermögen}} * 100\%$$

Die Investitionsquote beschreibt damit, welcher Anteil des vorhandenen Sachanlagevermögens in einem Jahr neu beschafft wird. Eine Investitionsquote von 1 % bedeutet, dass 1 % des vorhandenen Sachanlagevermögens investiert wird. Eine weitergehende inhaltliche Interpretation der Kennzahlenhöhe ist in diesem Kontext nicht möglich. Die Investitionsquote wird im Gutachten als eine Kennzahl zur Bewertung der Investitionstätigkeit genutzt. Die Investitionsquote kann dabei hinsichtlich der Eingangsgrößen für den Zähler oder Nenner unterschiedlich definiert werden.

Reinvestitionsquote

Die Reinvestitionsquote setzt die Abschreibungen eines Jahres ins Verhältnis zu den vorgenommenen Investitionen. Übersteigen die Investitionen die Abschreibungen, liegt die Reinvestitionsquote über 100 % und es ist ein Wachstum der Anlagensubstanz zu verzeichnen. Liegen die Investitionen unterhalb der Abschreibungen, ergibt sich eine Reinvestitionsquote von kleiner 100 %, was einen Verzehr an Anlagensubstanz impliziert.

¹¹⁹ DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, S.16 ff.

$$\text{Reinvestitionsquote} = \frac{\text{Investitionen in das Sachanlagevermögen}}{\text{Abschreibungen auf das Sachanlagevermögen}} * 100\%$$

Weitere Kennziffern

Die im Folgenden dargestellten Kennzahlen sind Größen, die das Investitionsverhalten beeinflussen oder Größen, die durch das Investitionsverhalten beeinflusst werden.

Abschreibungen bezeichnen den Werteverzehr des Sachanlagevermögens einer Periode. Es handelt sich dabei um eine nach kalkulatorischen Maßstäben ermittelte Kennziffer, die für die Bestimmung des im Jahresabschluss auszuweisenden Werteverzehrs genutzt wird. Kalkulatorisch ermittelte Abschreibungsbeträge bilden den tatsächlichen Werteverzehr stets nur näherungsweise ab.

Eng verknüpft mit den Abschreibungen sind die Kennziffern **Anlagenabnutzungsgrad** und (buchhalterisches) **Anlagenalter**. Beim Anlagenabnutzungsgrad werden die auf das aktuell in betriebliche Sachanlagevermögen angefallenen Abschreibungsbeträge kumuliert und ins Verhältnis zum kalkulatorischen Sachanlagevermögen gesetzt.

$$\text{Anlagenabnutzungsgrad} = \frac{\text{Kumulierte Abschreibungsbeträge auf Sachanlagen}}{\text{Sachanlagevermögen}} * 100\%$$

Mit dieser Kennzahl kann somit Auskunft darüber gegeben werden, inwieweit das Sachanlagevermögen bereits abgeschrieben ist. Liegt der Wert des in Betrieb befindlichen Sachanlagevermögens bspw. bei 10 Mio. Euro und sind hierauf bereits Abschreibungsbeträge mit einem Gesamtvolumen von 5 Mio. Euro abgerechnet worden, liegt der Anlagenabnutzungsgrad bei 50 %.

Inhaltlich eng verwandt mit dem Anlagenabnutzungsgrad ist die Kennziffer des durchschnittlichen kalkulatorischen Anlagenalters. In diese Größe gehen die Restbuchwerte des Sachanlagevermögens, die historischen AKHK und die jeweilige kalkulatorische Nutzungsdauer ein.

$$\text{Anlagenalter (insgesamt)} = \left(1 - \frac{\text{Restbuchwerte des Sachanlagevermögens}}{\text{historische AKHK}}\right) * \text{Nutzungsdauer}$$

Mit dieser Kennzahl wird im Unterschied zum tatsächlichen Alter das kalkulatorische Alter von Anlagen und Maschinen ermittelt. Das kalkulatorische Anlagenalter ist insofern nur eine Näherungsgröße.

Über beide Kennziffern wird ein ähnlicher Inhalt beschrieben. Wichtig ist bei der Beurteilung dieser Kennziffern, dass sie den Anlagenzustand eines Netzbetreibers allein aus betriebswirtschaftlichen bzw. kalkulatorischen Daten und über einfache Rechenkonventionen abbilden. Eine tatsächliche Beurteilung des technischen Anlagenzustandes findet hier nicht statt. Für die Beurteilung der Angemessenheit des Investitionsverhaltens können die Kennzahlen daher nur eingeschränkt Verwendung finden, auch wenn eine Kennzahl wie das Anlagenalter sich hier aufzudrängen scheint (vgl. auch Abschnitt 2.7.2 dieses Kapitels).

Weitere Kennzahlen, die in der Untersuchung berücksichtigt wurden, sind die **Instandhaltungsquote**, die **Materialaufwandsquote** sowie die **Eigenkapital-** und die **Umsatzrendite**. Diese Kennzahlen können bspw. als Indikator für die wirtschaftliche Lage des Unternehmens herangezogen werden.

$$\text{Instandhaltungsquote} = \frac{\text{Aufwendungen für Wartungs- und Instandhaltungsleistungen}}{\text{Sachanlagevermögen}} * 100\%$$

$$\text{Materialaufwandsquote} = \frac{\text{Aufwendungen für Wartungs- und Instandhaltungsleistungen}}{\text{Umsatzerlöse}} * 100\%$$

$$\text{Eigenkapitalrendite} = \frac{\text{Gewinn}}{\text{Eigenkapital}} * 100\%$$

$$\text{Umsatzrendite} = \frac{\text{Gewinn}}{\text{Umsatzerlöse}} * 100\%$$

Zur Abbildung der **Versorgungsaufgabe** wurden Strukturparameter der Netzbetreiber abgefragt. Die Erfassung der Strukturparameter der Versorgungsaufgabe im Zeitablauf ist zur Beurteilung der physikalischen Netzsituation bzw. der Versorgungsaufgabe notwendig. Mit den Angaben konnte analysiert werden, wie sich das Investitionsverhalten bezogen auf die Änderung von Strukturparametern ändert. Auch konnten Effekte, die sich aus Netzveränderungen ergeben, bei der Analyse der Wirkung der ARegV neutralisiert werden. Dies wurde bei der ökonomischen Untersuchung in den Modellen aufgenommen.

Branchenvertreter kritisieren, dass die Einbeziehung von Strukturparametern bei der ökonomischen Untersuchung wissenschaftlichen Ansprüchen nicht genügen würde. Der Gutachter hat, aufbauend auf vorhandenen wissenschaftlichen Untersuchungen zum Thema Investitionsverhalten von Unternehmen, Modellparameter ausgewählt, welche die Investitionstätigkeit abbilden. Auf Basis dieses Grundmodells wurden Hypothesen zum Investitionsverhalten getestet. Die Auswahl entsprechender Parameter erfolgte auf Grundlage gängiger statistischer Kriterien. Eine ausführliche Beschreibung der Herangehensweise findet sich in Abschnitt 2.4 dieses Kapitels.

2. Befunde

2.1 Entwicklung des Investitionsverhaltens im Zeitablauf - Rückblick

Ein zentrales Element des Evaluierungsberichtes ist die Beschreibung des Investitionsverhaltens der Netzbetreiber. Hierfür werden verschiedene der in Abschnitt 1.3 genannten Kennziffern verwendet (AKHK, Investitionsquote, Reinvestitionsquote und Anlagenalter).

Die Beschreibung des Investitionsverhaltens anhand der Kennziffern erfolgt dabei getrennt nach Strom- und Gasverteilernetzbetreibern sowie Stromübertragungs- und Gasfernleitungsnetzbetreibern.

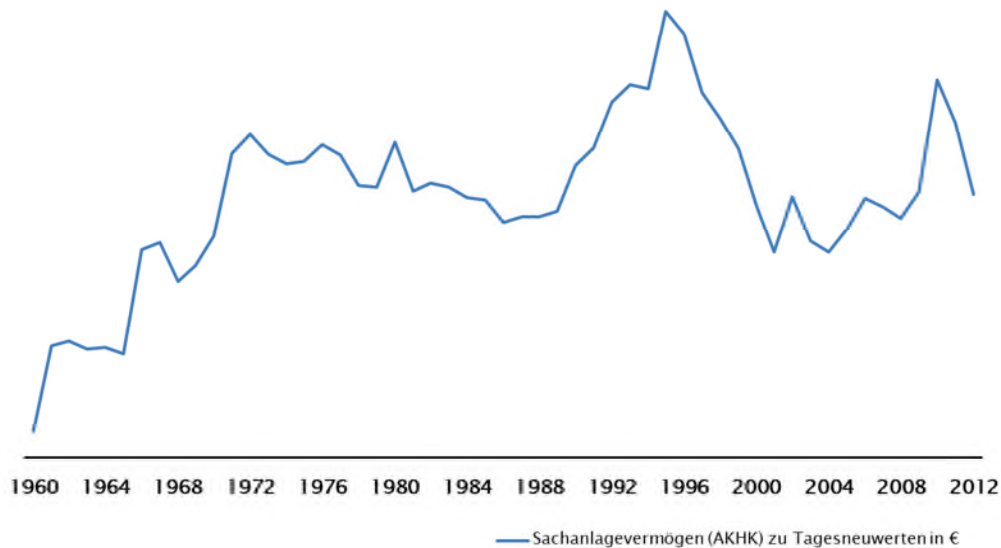
2.1.1 Investitionsverhalten der Stromverteilernetzbetreiber - Rückblick

Investitionsverhalten der Stromverteilernetzbetreiber - Anschaffungs- und Herstellungskosten

Die Darstellung des Investitionsverhaltens anhand der **Anschaffungs- und Herstellungskosten** zu Tagesneuwerten wurde aus den Eintragungen der Netzbetreiber und hinterlegten Indexreihen abgeleitet. Die Einschränkungen bei der Interpretation der Angaben zu den Anschaffungs- und Herstellungskosten wurden im vorherigen Abschnitt deutlich gemacht.

Die nachfolgende Abbildung 59 stellt den Verlauf der Anschaffungs- und Herstellungskosten zu Tagesneuwerten der 2012 noch in Betrieb befindlichen Anlagegüter der Stromverteilernetzbetreiber aus der Stichprobe im jeweiligen Zugangsjahr dar.

Entwicklung des Sachanlagevermögens der Stromverteilernetzbetreiber zu Tagesneuwerten



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 59: Anschaffungs- und Herstellungskosten (AKHK) zu Tagesneuwerten der 2012 in Betrieb befindlichen Anlagegüter der Stromverteilernetzbetreiber aus der Stichprobe im jeweiligen Zugangsjahr [in Euro].

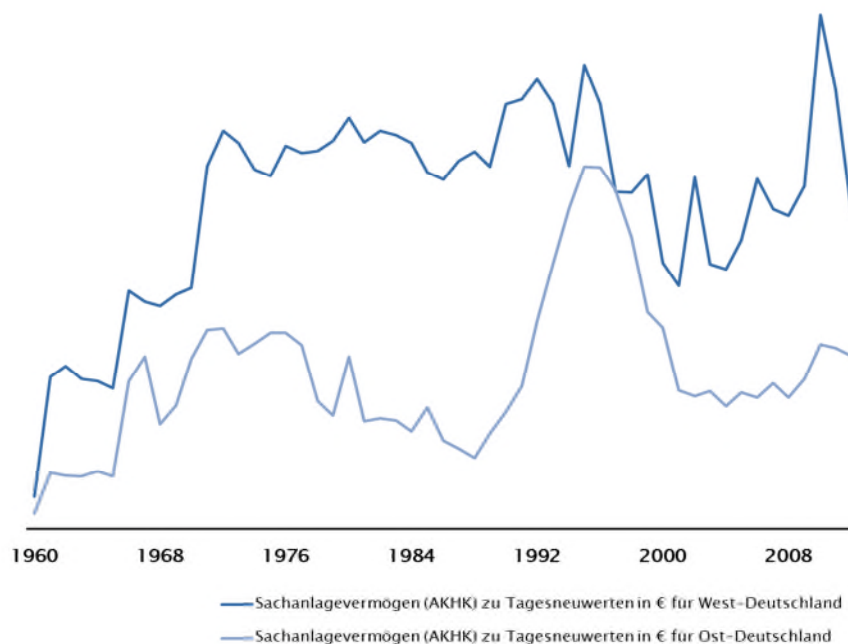
Der im Jahr 2012 in Betrieb befindliche Anlagenbestand der Stromverteilernetzbetreiber aus der Stichprobe wurde über einen Zeitraum von mehreren Jahrzehnten aufgebaut. Investitionen aus der ersten Hälfte des 20. Jahrhunderts spielen hierbei eine untergeordnete Bedeutung und konzentrieren sich auf Grundstücke und Betriebsgebäude. Sie sind aus diesem Grund auch in der Abbildung nicht dargestellt. Wesentliche Zugänge des 2012 in Betrieb befindlichen Sachanlagevermögens sind ab den 1960er Jahren zu verzeichnen. Die um 1970 registrierte Höhe der Zugänge zum heute noch betriebenen Anlagevermögen wurde mit Ausnahme der Jahre 2001, 2003 und 2004 bis zum aktuellen Rand nicht mehr unterschritten. Deutliche Erhöhungen gegenüber 1970 sind von Anfang bis Mitte der 1970er Jahre und insbesondere in den 1990er Jahren zu verzeichnen, die das vorläufige Maximum der Investitionen darstellen. In den 2000er Jahren entwickelt sich das Investitionsvolumen uneinheitlich. Auffallend ist hier das Hochschnellen der Investitionen in den Jahren 2010 und 2011.

Für die Interpretation der Entwicklung ist zu beachten, dass Anlagen, die in der Vergangenheit beschafft wurden, jedoch heute nicht mehr genutzt werden, in der Darstellung nicht enthalten sind. Die Investitionen sind damit nicht vollständig abgebildet, so dass historische Zyklen nur teilweise oder nicht vollständig sichtbar sind. Dennoch lassen sich zwei Investitionszyklen erkennen: Der erste substantielle Investitionszyklus in den 1970er Jahren und der zweite in den 1990er Jahren, der durch die deutsche

Wiedervereinigung getrieben wurde. Die Jahre 2010 und 2011 sind in den Daten der Stichprobe eher eine Spitze als ein ausgedehnter Investitionszyklus¹²⁰. Die Darstellung der Planinvestitionen in Abschnitt 2.2 dieses Kapitels zeigt den Beginn eines dritten Investitionszyklus. Dieser ist mutmaßlich der Energiewende zu zuschreiben.

Der Investitionszyklus in den 1990er Jahren gibt Anlass für eine differenzierte Betrachtung der Investitionen nach Netzbetreibern in den westdeutschen und ostdeutschen Bundesländern. Es zeigt sich in Abbildung 60 zunächst eine tendenziell parallele Entwicklung. Ab Ende der 1970er Jahre gingen die Investitionen in den ostdeutschen Bundesländern deutlich zurück, während sie bei westdeutschen Netzbetreibern auf dem seit Beginn der 1970er Jahre deutlich erhöhtem Niveau im Vergleich zu den vorherigen Jahren verharrten. In den 1990er Jahren ist der Anstieg der bundesweiten Investitionen in erster Linie durch Investitionen ostdeutscher Netzbetreiber bedingt. Im Jahr 1997 liegen die Investitionen der ostdeutschen Netzbetreiber aus der Stichprobe sogar leicht über den Investitionen der westdeutschen Netzbetreiber. In den 2000er Jahren gehen die Investitionen in beiden Teilen des Landes deutlich zurück, wobei der Rückgang der Investitionen ostdeutscher Netzbetreiber deutlich ausgeprägter ist. Markant sind die Anstiege der Investitionen zum Jahr 2010, der im Westen gegenüber den Vorjahren deutlich ausgeprägter ist als im Osten.

Entwicklung des Sachanlagevermögens der Stromverteiler-netzbetreiber zu Tagesneuwerten in Ost- und Westdeutschland (getrennte Darstellung)



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 60: Anschaffungs- und Herstellungskosten (AKHK) zu Tagesneuwerten der 2012 in Betrieb befindlichen Anlagegüter der Stromverteiler-netzbetreiber aus der Stichprobe im jeweiligen Zugangsjahr, dargestellt getrennt für west- und ostdeutsche Netzbetreiber.

¹²⁰ Siehe hierzu auch die Untersuchungen zu den Einflussfaktoren auf das Investitionsverhalten in Abschnitt IIIB2.4 dieses Kapitels.

Zusammenfassend kann aus den dargestellten Investitionsverläufen festgehalten werden, dass Investitionen in die Netzinfrastruktur zyklisch geprägt sind. Daraus kann abgeleitet werden, dass auf Zeitphasen vermehrter Investitionen mit einem zeitlichen Versatz Phasen von Investitionen in den Anlagenersatz bzw. Reinvestitionen folgen. In welchem Umfang auf Investitionen in einem Investitionszyklus Investitionen in einem Ersatzzyklus folgen, wird in Abschnitt 2.7.2 unter dem Stichwort Angemessenheit erörtert.

Relevant ist auch die Beobachtung, dass der massiv ausgeprägte Zyklus in den 1990er Jahren und der Anstieg in den Planjahren 2013 bis 2016 (vgl. Abschnitt 2.2.1) stark auf Sondereffekte wie die Wiedervereinigung und die Energiewende zurückzuführen sind. Außerhalb dieser Zyklen liegen die Investitionen in die in 2012 noch in Betrieb befindlichen Anlagen ab den 1970er Jahren für die Unternehmen der Stichprobe auf einem eher konstanten Niveau. Auch in den 1970er Jahren zeichnet sich der Investitionszyklus nur leicht oberhalb dieses Niveaus ab.

Im Rahmen dieser zunächst rein deskriptiven Untersuchung auf Basis der Salden aus den Zu- und Abgängen der Anschaffungs- und Herstellungskosten ist kein Strukturbruch nach Einführung der ARegV zu erkennen. Inwieweit sich das Investitionsverhalten durch die Einführung der ARegV geändert hat, wird in Abschnitt 2.4 dieses Kapitels anhand der ökonometrischen Untersuchungsergebnisse erörtert.

Investitionsverhalten der Stromverteilernetzbetreiber - Investitionsquote

Nach der grundsätzlichen Darstellung und Erläuterung der Investitionsverläufe in den vorherigen Abschnitten, werden im folgenden Abschnitt nun die Auswertungen zur Investitionsquote aus der Studie von DIW Econ erläutert, da diese als Basis für die ökonometrische Untersuchung maßgeblich sind.¹²¹

Wie in den vorherigen Abschnitten ausgeführt, können die in die Investitionsquote eingehenden Investitionen und das Sachanlagevermögen aus unterschiedlichen Daten abgeleitet werden. Für die Untersuchung im Rahmen des Berichts wurde die Investitionsquote über vier verschiedene Herangehensweisen ermittelt. Diese wurden im Gutachten von DIW Econ unter den Stichworten "Handelsrechtlich", "Kalkulatorisch zu Anschaffungs- beziehungsweise Herstellungskosten (AK/HK)", "Kalkulatorisch zu Tagesneuwerten" und "Kalkulatorisch zu Tagesneuwerten inklusive inflationsbereinigten Wartungs- und Instandhaltungskosten (WuI)" wie folgt beschrieben:

"Handelsrechtliche Investitionen:

Zum einen können Investitionen aus handelsrechtlichen Daten ermittelt werden: Die Veränderung des Sachanlagevermögens aus der Bilanz zwischen zwei Perioden plus die Höhe der Abschreibungen aus der GuV aus der späteren der beiden Perioden. Da bei dieser Methode Daten aus zwei aufeinanderfolgenden Jahren benötigt werden und die vorliegende Zeitreihe 2006 beginnt, kann diese Investitionsgröße erst ab dem Jahr 2007 ausgewiesen werden. Neben der verkürzten Zeitreihe ist ein weiterer Nachteil dieser Methode, dass die ermittelte Investitionshöhe durch handelsrechtliche Vorgaben verzerrt sein kann.

(Investitionen (t) = Anlagevermögen (t) – Anlagevermögen (t-1) + Abschreibung (t))

¹²¹ DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, S. 16 ff.

Kalkulatorische Investitionen zu historischen Anschaffungs- beziehungsweise Herstellungskosten (AK/HK):

Die kalkulatorische Erfassung erfolgt auf Basis der von den Netzbetreibern im Erhebungsbogen abgefragten Saldi aus Zu- und Abgängen in den einzelnen Anlagegruppen im jeweiligen Geschäftsjahr. Die Zu- und Abgänge werden im Erhebungsbogen in historischen Anschaffungs- beziehungsweise Herstellungskosten (AKHK) angegeben.

Kalkulatorische Investitionen zu Tagesneuwerten:

Eine zweite kalkulatorische Investitionsvariante basiert auf dem Sachanlagevermögen bewertet zu Tagesneuwerten. Eine Bewertung zu Tagesneuwerten berücksichtigt technische Entwicklungen über die Zeit, die sich auf den Anschaffungswert beziehungsweise den Wiederbeschaffungswert des Sachanlagevermögens auswirken. Dafür werden die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten mit Hilfe von anlagegruppenspezifischen Indexreihen des Statistischen Bundesamtes multipliziert. Das gewählte Basisjahr ist in dieser Studie das Jahr 2012.

Kalkulatorische Investitionen zu Tagesneuwerten inklusive inflationsbereinigter Wartungs- und Instandhaltungskosten (WuI):

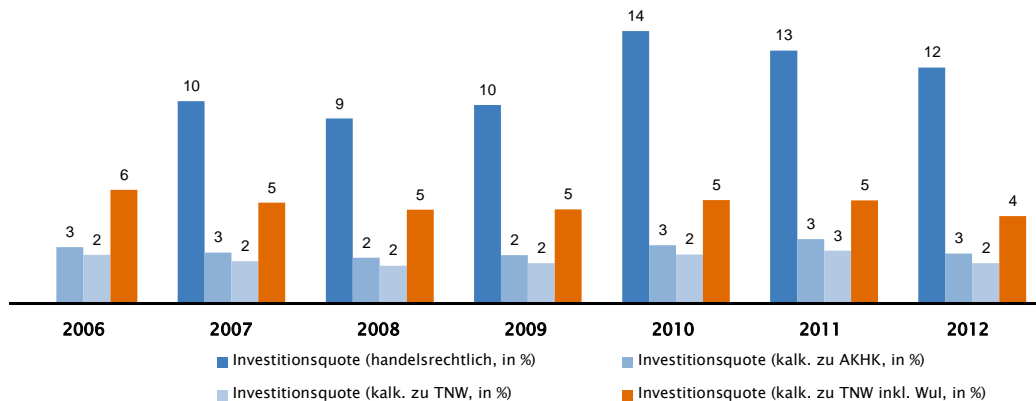
Aufgrund des möglichen substitutiven Zusammenhangs zwischen Investitionen und Aufwendungen für Wartungen und Instandhaltung werden bei einer dritten Bestimmungsmethode auf die kalkulatorischen Investitionen zu Tagesneuwerten die inflationsbereinigten Kosten für Wartung und Instandsetzung (WuI) aus der GuV hinzugerechnet.¹²²

Ausgewertet wurde der Zeitraum von 2006 bis 2012. Für den Zeitraum vor 2006 liegen zwar die Daten zu den Anschaffungs- und Herstellungskosten zu historischen Werten als auch zu Tagesneuwerten vor, jedoch sind die für eine ökonomische Untersuchung notwendigen weiteren Daten wie Strukturparameter etc. vor 2006 nicht vorhanden (u. a. wegen noch nicht erfolgtem Unbundling) bzw. waren von den Unternehmen nicht mehr in einem angemessenen Verhältnis zur Bearbeitungszeit ermittelbar. Weiterhin fehlen die Angaben zum Aufwand für Wartung und Instandhaltung sowie die tätigkeitsbezogenen bilanziellen Werte für die Zeit vor 2006.

Die Ergebnisse zur Entwicklung der Investitionsquoten sind in der nachfolgenden Abbildung 61 dargestellt. Es werden von 2006 bis 2012 die Investitionsquoten nach den vier vorgenannten Berechnungsweisen abgebildet.

¹²² DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, S. 17 ff.

Investitionsquote der Stromverteilernetzbetreiber
(arithmetische Mittelwerte in Prozent)



Quelle: Darstellung in Anlehnung an DIW Econ (2014)

Abbildung 61: Investitionsquote der Stromverteilernetzbetreiber (arithmetische Mittelwerte in Prozent)^{123,124}

Die kalkulatorischen Investitionsquoten zu historischen AKHK und zu Tagesneuwerten verlaufen im dargestellten Zeitraum auf einem ähnlichen Niveau, da die Bewertungsunterschiede über den kurzen Zeitraum kaum ins Gewicht fallen. Bis zum Jahr 2009 liegen die Investitionsquoten relativ konstant bei 2 bis 2,5 %. In den Jahren 2010 und 2011 ist ein Anstieg zu verzeichnen, im Jahr 2012 liegt die durchschnittliche Investitionsquote wieder beim Ausgangsniveau von etwa 2 bis 2,5 %. Die handelsrechtliche Investitionsquote liegt deutlich oberhalb der kalkulatorischen Investitionsquoten.¹²⁵ Dies kann durch Abweichungen bei der handelsrechtlichen Bewertung der Investitionen oder des Sachanlagevermögens begründet werden. Bspw. wird das Sachanlagevermögen handelsrechtlich deutlich schneller abgeschrieben als gemäß den Vorgaben der StromNEV, so dass sich handelsrechtlich eine sehr viel geringere Bezugsbasis für die Investitionen ergibt. Die Entwicklung der Quoten ist aber wiederum vergleichbar: Nach einer relativ konstanten Quote von etwa 10 % steigt die Quote in 2010 und 2011 deutlich an (im Jahr 2010 auf ca. 13,5 %) und sinkt bis 2012 wieder leicht ab. Die kalkulatorische Investitionsquote zuzüglich der inflationsbereinigten Wartungs- und Instandhaltungskosten fällt von etwas über 5 % im Jahr 2006 auf knapp unter 4 % im Jahr 2012. Wiederum sind in den Jahren 2010 und 2011 etwas höhere Quoten zu verzeichnen, die dem insgesamt fallenden Trend entgegenlaufen.

Auch auf Basis der Investitionsquoten lässt sich kein Absinken der Investitionsquoten, also auch kein Strukturbruch seit Inkrafttreten der ARegV, erkennen.

¹²³ DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach 33 Abs. 1 ARegV, Abb. 3-9, S. 33.

¹²⁴ AKHK (Anschaffungs- und Herstellungskosten), TNW (Tagesneuwerte), Wul (Wartung und Instandhaltung).

¹²⁵ Da die handelsrechtliche Investitionsquote aus den Daten von zwei aufeinanderfolgenden Jahre gebildet wird, ist die Quote erst ab 2007 dargestellt.

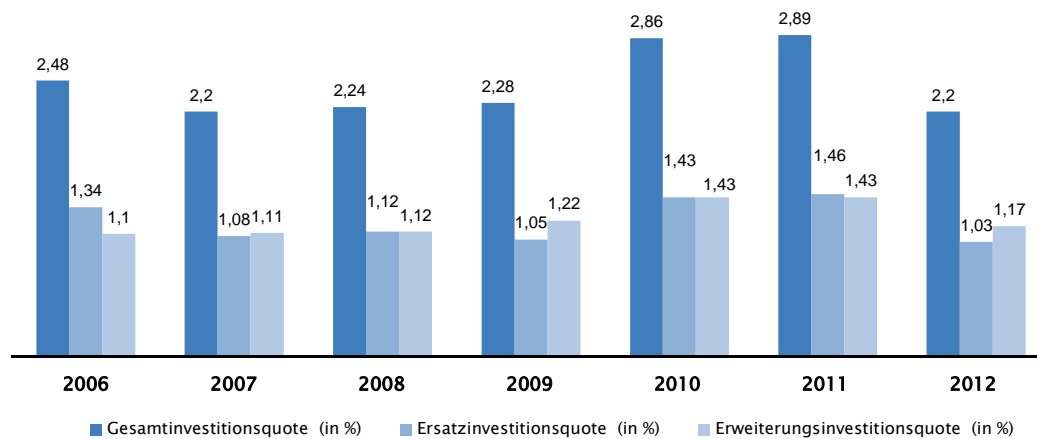
Exkurs: Stromverteilernetzbetreiber - Untersuchung von Ersatz- und Erweiterungsinvestitionsquote

Vor dem Hintergrund der Diskussion über die Angemessenheit der Investitionstätigkeit (vgl. hierzu auch die Ausführungen in Abschnitt 2.7.2) wird von Netzbetreibern vorgetragen, dass erforderliche **Ersatzinvestitionen** nicht in angemessenem Umfang durchgeführt werden könnten, da **Erweiterungsinvestitionen** verpflichtend und damit prioritär umzusetzen seien ("Verdrängung von Ersatz- durch Pflichtinvestitionen"). So würde - unter der Prämisse, dass im Rahmen der unternehmensinternen Finanzplanung die Mittel für Investitionen trotz entsprechender Anpassungen der Erlösbergrenze nicht entsprechend erhöht werden - ein Anstieg der Erweiterungsinvestitionen zu Lasten der Ersatzinvestitionen gehen. Von Branchenvertretern wird weiterhin angeführt, dass auch begrenzte Personal- oder Errichtungskapazitäten zu einer Verdrängung von Ersatz- durch Erweiterungsinvestitionen führten.

In der Datenerhebung wurde neben den gesamten jährlichen Investitionen auch die Differenzierung in Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen abgefragt. Allerdings liegen nicht für alle befragten Netzbetreiber entsprechende Angaben zur Differenzierung der Investitionen vor, bspw. weil die einzelnen Investitionen nicht systematisch als Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen erfasst werden oder nicht trennscharf abgegrenzt werden können. Zudem sind auch die vorhandenen Angaben nicht immer konsistent.

Die Ergebnisse zum Verlauf der Gesamtinvestitionsquote, Ersatzinvestitionsquote und Erweiterungsinvestitionsquote sind für die vorliegenden konsistenten Datensätze in Abbildung 62 abgebildet. Hier ergeben sich erste Hinweise auf mögliche Änderungen von Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen im Untersuchungszeitraum. So teilt sich die Investitionsquote im Durchschnitt zu etwa gleichen Teilen auf beide Komponenten auf. Die durchschnittlichen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionsquoten verlaufen dabei bis 2009 auf relativ konstantem Niveau, steigen in den Jahren 2010 und 2011 leicht an und sinken im Jahr 2012 wieder auf das vorherige Niveau ab. Dabei ist zunächst nicht zu erkennen, dass die Ersatzinvestitions- oder die Erweiterungsinvestitionsquote grundsätzlich stärker variiert.

Investitionsquoten der Stromverteilernetzbetreiber



Quelle: Darstellung in Anlehnung an DIW Econ (2014)

Abbildung 62: Gesamt-, Ersatz- und Erweiterungsinvestitionsquoten der Stromverteilernetzbetreiber (kalkulatorisch zu AKHK, arithmetische Mittelwerte für 59 Stromverteilernetzbetreiber, in Prozent).¹²⁶

Von DIW Econ wurde analysiert, ob höhere Erweiterungsinvestitionen, bspw. wegen der Konkurrenz um finanzielle Mittel oder Errichtungskapazitäten, (überwiegend) zu Lasten der Ersatzinvestitionen erfolgen (d. h. Ersatz- durch Erweiterung verdrängt wird und damit beide Investitionsquoten hoch und negativ korreliert sind). Es ergibt sich dabei kein systematisch negativer Zusammenhang zwischen Ersatz- und Erweiterungsquote, ein Verdrängungseffekt wird damit nicht sichtbar.¹²⁷

Investitionsverhalten der Stromverteilernetzbetreiber - Reinvestitionsquote

Die Reinvestitionsquote wie auch die Investitionsquote wurde von DIW Econ für die handelsrechtliche und die kalkulatorische Betrachtung zu historischen AKHK und AKHK zu Tagesneuwerten untersucht.

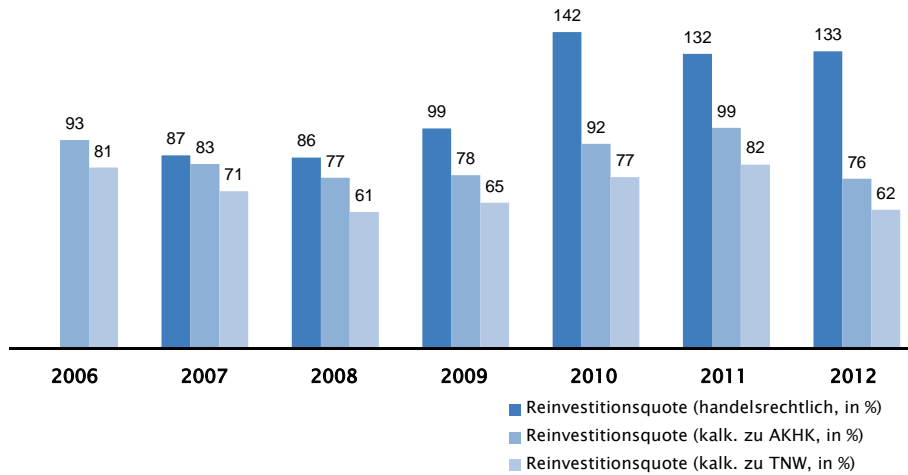
Die Reinvestitionsquote nimmt einen Wert von 100 % ein, wenn die Anlagensubstanz in einem Jahr genau konstant bleibt, also Abschreibungen exakt durch Investitionen ausgeglichen werden. Ein Wert von über 100 % ergibt sich, wenn mehr als das Abschreibungsvolumen investiert und die Anlagensubstanz anwächst. Umgekehrt ergibt sich ein Wert von weniger als 100 %, wenn die Abschreibungen nicht vollständig ausgeglichen werden. Eine Bewertung der Reinvestitionsquote unter Einschluss inflationsbereinigten Wartungs- und Instandhaltungskosten ist nicht sinnvoll, da es bei der Kennziffer um eine Bewertung der ermittelten Anlagensubstanz geht.

Die Ergebnisse der Datenauswertung zur Reinvestitionsquote durch DIW Econ sind in Abbildung 63 dargestellt.

¹²⁶ DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, Abb. 3-9, S. 33.

¹²⁷ DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, S. 34 ff.

Reinvestitionsquote der Stromverteilernetzbetreiber (arithmetische Mittelwerte in Prozent)



Quelle: Darstellung in Anlehnung an DIW Econ (2014)

Abbildung 63: Reinvestitionsquote der Stromverteilernetzbetreiber (arithmetische Mittelwerte in Prozent)¹²⁸¹²⁹

Die kalkulatorische Reinvestitionsquote zu historischen AKHK erreicht im Jahr 2011 nahezu einen Wert von 100 %, in allen übrigen Jahren bleibt die Reinvestitionsquote deutlich unter 100 %. Auf dieser Basis wäre zu attestieren, dass die Substanz des Anlagevermögens im Betrachtungszeitraum abnimmt, d. h. der Werteverzehr nicht durch Neuinvestitionen ausgeglichen wird. Wird die Reinvestitionsquote nach handelsrechtlichen Maßstäben bestimmt, ergeben sich ab 2009 Werte von nahezu 100 % bzw. deutlich darüber hinausgehende Werte.

Eine Erklärung für die Abweichungen zwischen den Entwicklungen der kalkulatorischen und handelsrechtlichen Reinvestitionsquoten könnten die abweichenden Methoden zur Ermittlung des Sachanlagevermögens sein. Auch können die handelsrechtlich kürzeren Abschreibungsdauern zu niedrigeren Restbuchwerten führen. Weiterhin wären mögliche Aspekte abweichende Anlagenbewertungen bei Netzübergängen, bilanzielle Nachaktivierungen, die kalkulatorisch nicht erfasst wurden, Anlagen im Bau, Baukostenzuschüsse oder Netzanschlusskostenbeiträge, die zwar bilanziell, jedoch mitunter nicht kalkulatorisch berücksichtigt wurden.

Investitionsverhalten der Stromverteilernetzbetreiber - Anlagenalter

Das durchschnittliche Anlagenalter wird wesentlich durch das Investitionsverhalten geprägt: Je mehr Neuinvestitionen getätigt werden, desto mehr nimmt das durchschnittliche Anlagenalter ab. Je weniger neu investiert wird, desto mehr nimmt das durchschnittliche Anlagenalter zu. Hätte das Inkrafttreten der ARegV also einen negativen Einfluss auf das Investitionsverhalten, müsste das Anlagenalter zu- bzw. sogar beschleunigt zunehmen. Die Ergebnisse der Datenauswertung zum kalkulatorischen Anlagenalter durch DIW Econ sind in Abbildung 64 dargestellt.

¹²⁸ DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, Abbildung 3-10, S. 34.

Anlagenalter der Stromverteilernetzbetreiber (arithmetische Mittelwerte in Jahren)

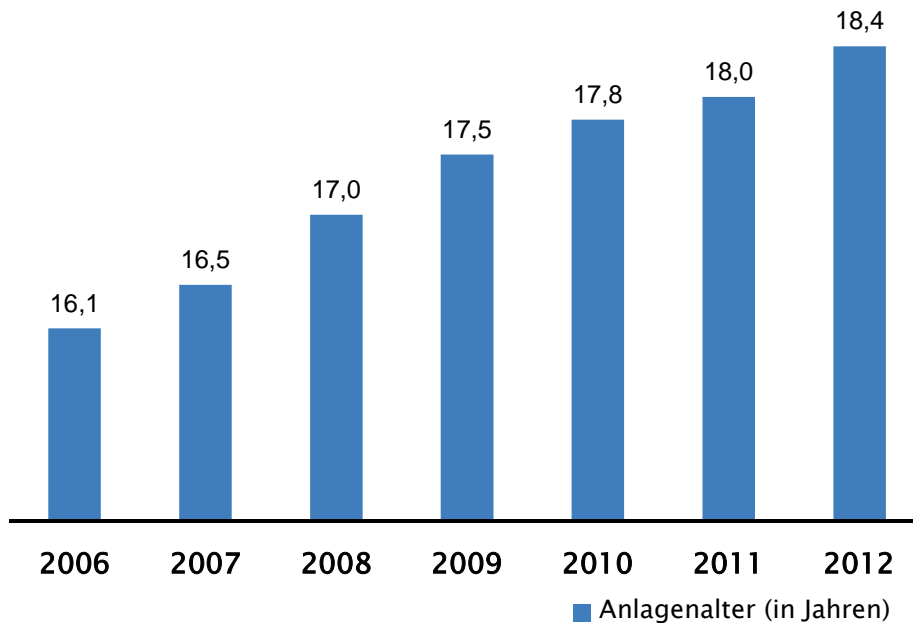


Abbildung 64: Anlagenalter der Stromverteilernetzbetreiber (arithmetische Mittelwerte in Jahren)¹³⁰

Die Auswertung der Daten zeigt, dass das Anlagenalter bereits ab dem Jahr 2006 von etwa 16 bis 2012 auf über 18 Jahre ansteigt. Der Anstieg erfolgt weitgehend stetig und nicht beschleunigt ab dem Jahr 2008 oder 2009. Auf die Entwicklung des Anlagenalters wird in Abschnitt 2.7.2 dieses Kapitels unter dem Gesichtspunkt der Angemessenheit des Investitionsverhaltens weiter eingegangen.

2.1.2 Investitionsverhalten der Gasverteilernetzbetreiber – Rückblick

Das Investitionsverhalten der Gasverteilernetzbetreiber wurde nach dem gleichen Schema untersucht wie das der Stromverteilernetzbetreiber.

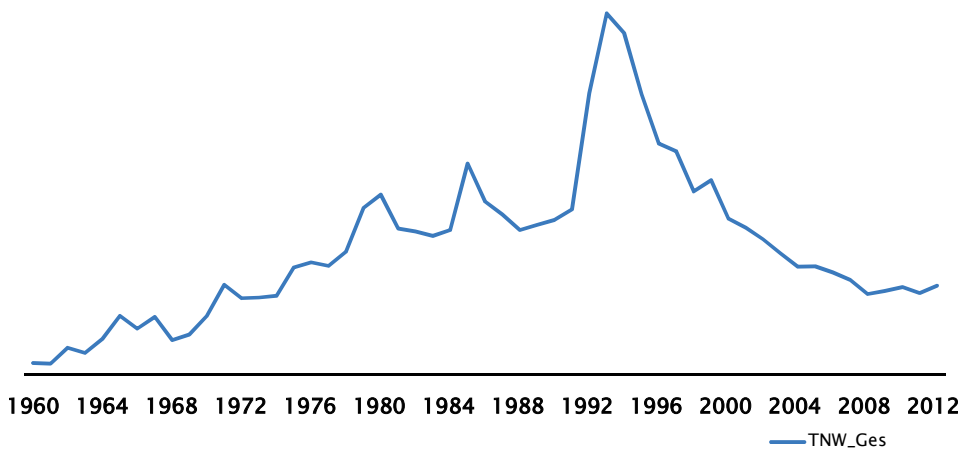
Investitionsverhalten der Gasverteilernetzbetreiber – Anschaffungs- und Herstellungskosten

Wie die nachfolgende Abbildung 65 zur Entwicklung der Anschaffungs- und Herstellungskosten zu Tagesneuwerten der 2012 in Betrieb befindlichen Anlagegüter der Gasverteilernetzbetreiber zeigt, setzte der Aufbau des im Jahr 2012 in Betrieb befindlichen Anlagenbestands der Gasverteilernetzbetreiber aus der Stichprobe in den 1960er Jahren ein. Die Investitionen verdreifachen sich zwischen den 1960er und 1970er Jahren. Bis zum Anfang der 1990er Jahre entwickeln sich diese uneinheitlich: Die höchsten Investitionen werden Mitte der 1990er Jahre getätigt. Hier ist nahezu eine Verdopplung der jährlichen Investitionen zu

¹³⁰DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, Abb. 3-5, S. 28.

verzeichnen. Seitdem sind die Investitionen kontinuierlich zurückgefahren worden und lagen im Jahr 2012 wieder auf einem Niveau vergleichbar zu den frühen 1970er Jahren.

Entwicklung des Sachanlagevermögens der Gasverteilternetzbetreiber zu Tagesneuwerten



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 65: Anschaffungs- und Herstellungskosten zu Tagesneuwerten (TNW) der 2012 in Betrieb befindlichen Anlagegüter der Gasverteilternetzbetreiber aus der Stichprobe im jeweiligen Zugangsjahr

Für die Interpretation der Entwicklung ist wie auch im Strombereich zu beachten, dass Anlagen, die in der Vergangenheit beschafft wurden, jedoch in 2012 nicht mehr in Betrieb waren, in der Darstellung nicht enthalten sind. Die Investitionen sind damit wahrscheinlich nicht gänzlich vollständig abgebildet. Somit sind Aussagen über die beobachtbaren Zyklen nur in Grenzen möglich.

Die nachfolgende Abbildung 66 zeigt die Entwicklung der Anschaffungs- und Herstellungskosten der Gasverteilternetzbetreiber differenziert nach west- und ostdeutschen Netzbetreibern.

Entwicklung des Sachanlagevermögens der Gasverteilernetzbetreiber zu Tagesneuwerten in Ost- und Westdeutschland

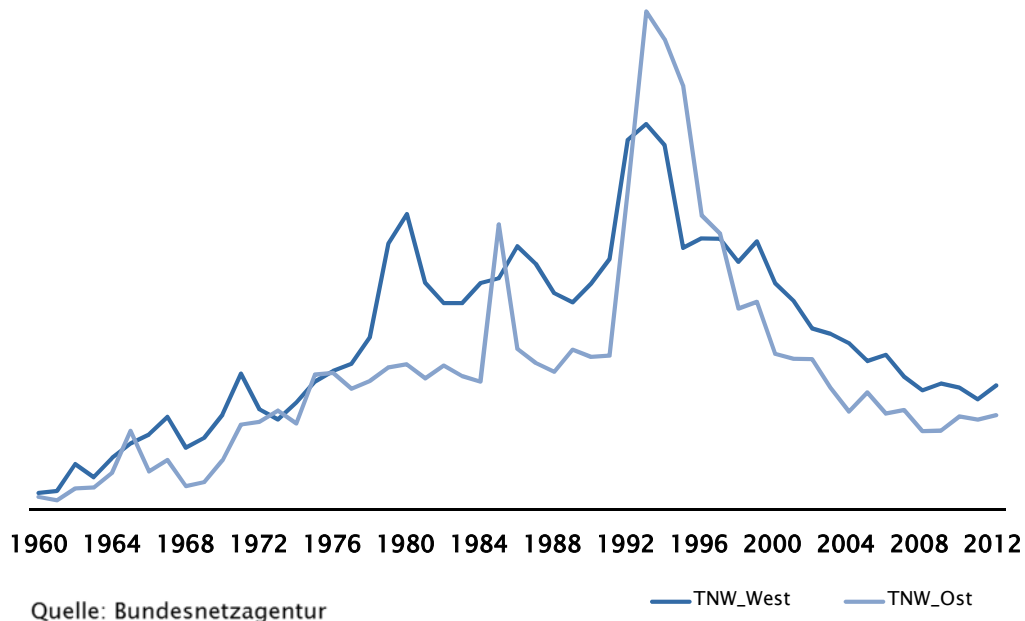


Abbildung 66: Anschaffungs- und Herstellungskosten zu Tagesneuwerten (TNW) der 2012 in Betrieb befindlichen Anlagegüter der Gasverteilernetzbetreiber aus der Stichprobe im jeweiligen Zugangsjahr, dargestellt getrennt für west- und ostdeutsche Netzbetreiber

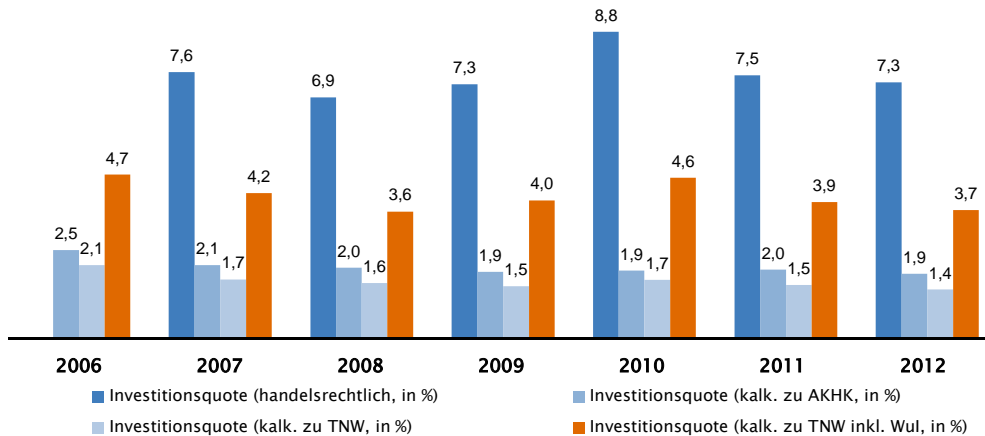
Für die Netzbetreiber in den west- und ostdeutschen Bundesländern zeigen sich in der Abbildung ähnliche Verläufe. Ab Mitte der 1970er Jahre steigen die Investitionen der ostdeutschen Netzbetreiber im Verhältnis zu den westdeutschen Netzbetreibern deutlich geringer an. Dieser Trend setzt sich, abgesehen von einem Ausreißer im Jahr 1985, bis zum Beginn der 1990er Jahre fort. Die hohen Investitionen Mitte der 1980er Jahre sind mutmaßlich auf energiepolitische Änderungen in der ehemaligen DDR, wie die sogenannte „Heizölablösung“, zurückzuführen. Die Investitionen der ostdeutschen Netzbetreiber liegen in den Jahren nach der Wiedervereinigung, bezogen auf die Stichprobe, deutlich über den Investitionen der westdeutschen Netzbetreiber. Dieser Trend endet nach wenigen Jahren und die Investitionen der ostdeutschen Netzbetreiber liegen zum Ende der 1990er-Jahre wieder unter denen der westdeutschen Netzbetreiber. Danach ist die Investitionsentwicklung von ost- und westdeutschen Netzbetreibern in etwa gleichläufig, jedoch liegt das Niveau der Investitionen bei den ostdeutschen Netzbetreibern konstant unter dem der westdeutschen. Generell zeigt sich ab Mitte der 1990er Jahre ein stark rückläufiger Trend bei den Investitionen bis zum Ende dieser Erhebung.

Anders als im Strombereich ergibt sich im Gasbereich ein klar strukturiertes Bild: Einer Aufbauphase bis Ende der 1970er Jahre folgt eine Stabilisierung der jährlichen Investitionen, obwohl teilweise erhebliche Schwankungen vorzufinden sind. Daran schließt sich der Sondereffekt der Wiedervereinigung an, der die Investitionstätigkeit massiv angetrieben hat. Seit Mitte der 1990er Jahre nehmen die Investitionen nahezu stetig ab. Aus der Abbildung der Investitionen im Zeitablauf wird, wie auch bei den Stromverteilernetzbetreibern, bestätigt, dass Investitionen in die Netzinfrastruktur zyklisch geprägt sind.

Investitionsverhalten der Gasverteilernetzbetreiber - Investitionsquote

Für die in der Darstellung enthaltenen Größen gelten jeweils die Definitionen und Anmerkungen aus dem Absatz zu den Stromverteilernetzbetreibern. Die in der nachfolgenden Abbildung 67 dargestellten Investitionsquoten sind wiederum dem Gutachten von DIW Econ entnommen.

Investitionsquote der Gasverteilernetzbetreiber
(arithmetische Mittelwerte in Prozent)



Quelle: Darstellung in Anlehnung an DIW Econ (2014)

Abbildung 67: Investitionsquote der Gasverteilernetzbetreiber (arithmetische Mittelwerte in Prozent)^{131,132}

Wieder zeigt die Investitionsquote auf Basis kalkulatorischer Investitionen zu AKHK und zu Tagesneuwerten eine gleiche Entwicklung. Insgesamt sinken die Investitionsquoten von knapp über 2 % im Jahr 2006 auf knapp unter 2 % im Jahr 2012. Die Investitionsquote unter Hinzuziehung der Aufwendungen für Wartung- und Instandhaltungsleistungen sinkt von über 4,5 % im Jahr 2006 auf unter 4 % im Jahr 2012, wobei von 2008 auf 2009 und von 2009 auf 2010 gegen den allgemeinen Trend ein Anstieg zu verzeichnen ist, so dass im Jahr 2010 wieder ein Wert von ca. 4,5 % erreicht wird. Die handelsrechtlichen Investitionsquoten liegen im Beobachtungszeitraum zwischen ca. 7 % im Jahr 2008 und 8,5 % im Jahr 2010. Im Zusammenhang mit den handelsrechtlichen Investitionen verweist DIW Econ in seiner Untersuchung auf auffällige Abweichungen zwischen den Ansätzen gemäß handelsrechtlicher und kalkulatorischer Betrachtung. Als ein möglicher Erklärungsansatz komme die Bilanzierungspraxis der Gasverteilernetzbetreiber zur Bestimmung des Sachanlagevermögens in Frage. Um bilanzierungspolitische Einflüsse weitestgehend auszuschließen, empfiehlt DIW Econ, für die Untersuchungen zu den Einflussfaktoren im Gasbereich auf die kalkulatorischen Kennziffern zu fokussieren.¹³³

¹³¹ DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, S.47

¹³² AKHK (Anschaffungs- und Herstellungskosten), TNW (Tagesneuwerte), WuI (Wartung und Instandhaltung)

¹³³ DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, S. 44.

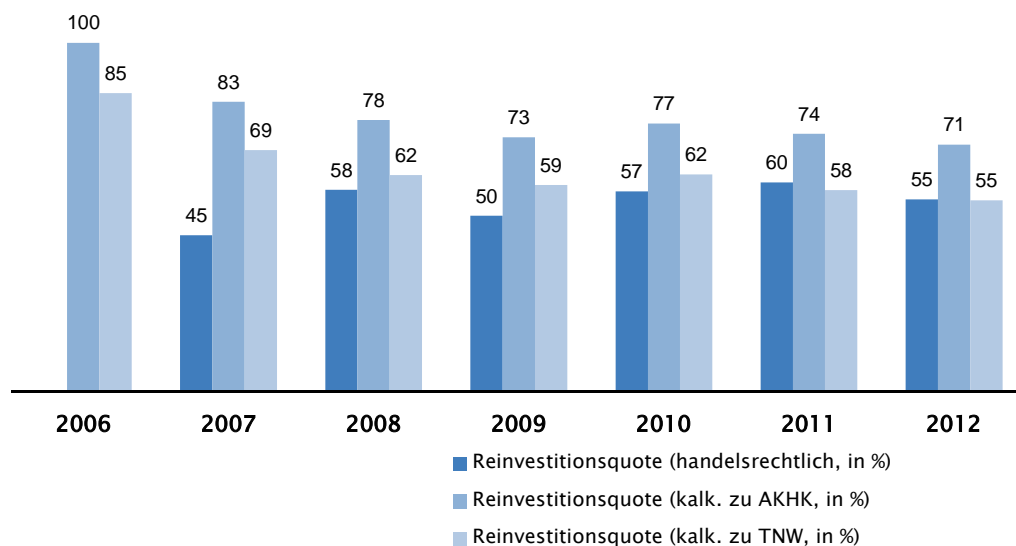
Investitionsverhalten der Gasverteilernetzbetreiber - Reinvestitionsquote

Wie Abbildung 68 zeigt, nimmt die Reinvestitionsquote für die Gasverteilernetzbetreiber im Betrachtungszeitraum für alle Berechnungsgrundlagen einen Wert kleiner 100 % an. Dies bedeutet einen Substanzverzehr, es wird weniger investiert als im gleichen Zeitraum abgenutzt wird. Bei kalkulatorischer Betrachtung erfolgt der Rückgang zwischen 2006 und 2008 sehr rasch und verlangsamt sich ab 2008. Die Quote stabilisiert sich bei ca. 70 % (kalkulatorisch zu AKHK) bzw. zwischen ca. 55 und 60 % (kalkulatorisch zu Tagesneuwerten). Die handelsrechtliche Reinvestitionsquote zeigt einen strukturell anderen, uneinheitlichen Verlauf auf, der auch vor dem Hintergrund der oben erwähnten auffallenden Abweichungen zwischen handelsrechtlicher und kalkulatorischer Investitionsquote zu sehen ist.

Die Reinvestitionsquote ist für die Gasverteilernetzbetreiber auf Basis der AKHK zu historischen Preisen höher als bei den AKHK zu Tagesneuwerten. Dieser Befund wird durch den Gutachter mit der teilweise rückläufigen Preisentwicklung für bestimmte Anlagengruppen erklärt.¹³⁴

Reinvestitionsquote der Gasverteilernetzbetreiber

(arithmetische Mittelwerte in Prozent)



Quelle: Darstellung in Anlehnung an DIW Econ (2014)

Abbildung 68: Reinvestitionsquote der Gasverteilernetzbetreiber (arithmetische Mittelwerte in Prozent)^{135,136}

¹³⁴ DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, S.49.

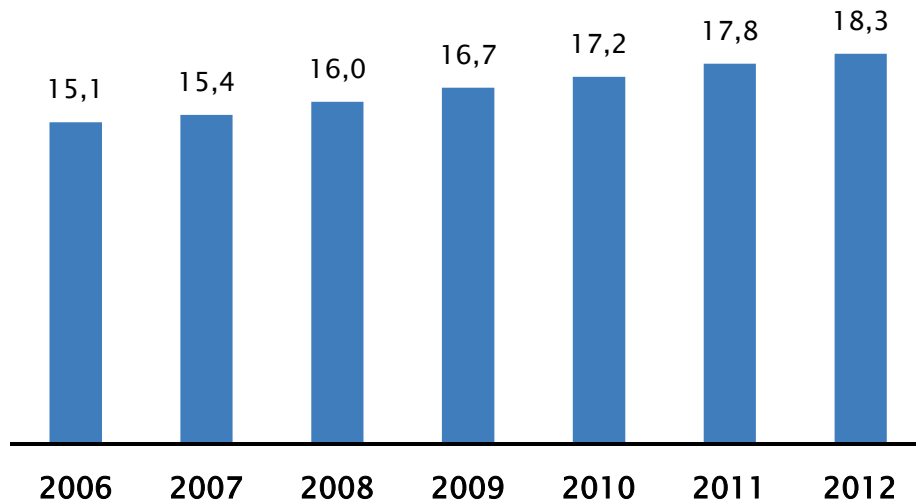
¹³⁵ DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, Abbildung 3-21, S. 48

¹³⁶ AKHK (Anschaffungs- und Herstellungskosten), TNW (Tagesneuwerte)

Investitionsverhalten der Gasverteilernetzbetreiber - Anlagenalter

Auch bei den Gasverteilernetzbetreibern ist im Untersuchungszeitraum ein durchgängiger Anstieg des Anlagenalters zu verzeichnen. Dies wird in Abbildung 69 deutlich. Von durchschnittlich knapp über 15 Jahren nimmt das Anlagenalter auf etwas über 18 Jahre zu.

Anlagenalter der Gasverteilernetzbetreiber (arithmetische Mittelwerte in Jahren)



Quelle: Darstellung in Anlehnung an DIW Econ (2014) ■ Anlagenalter (in Jahren)

Abbildung 69: Anlagenalter der Gasverteilernetzbetreiber¹³⁷

Insgesamt zeigt sich auch bei den Gasverteilernetzbetreibern bei keiner der betrachteten Kennziffern mit dem Inkrafttreten der ARegV keine offensichtliche Änderung des Investitionsverhaltens.

2.1.3 Investitionsverhalten der Stromübertragungsnetzbetreiber – Rückblick

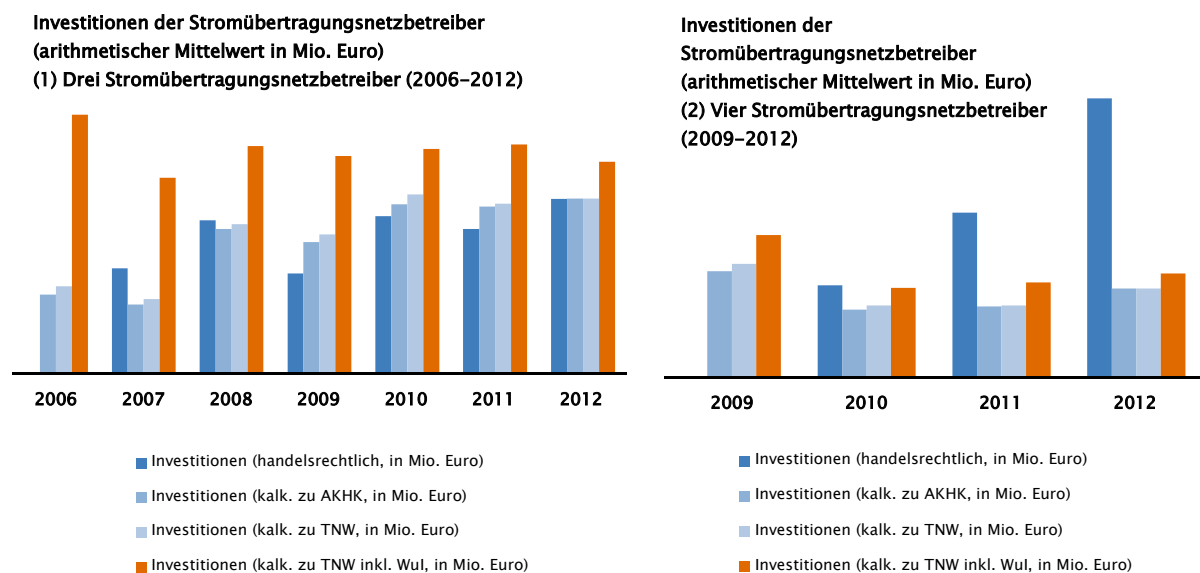
Im folgenden Abschnitt wird auf das Investitionsverhalten der Stromübertragungsnetzbetreiber eingegangen. Bei den Stromübertragungsnetzbetreibern wurde im Rahmen der Untersuchung des Investitionsverhaltens zwischen zwei Zeiträumen unterschieden, da ein Stromübertragungsnetzbetreiber mit seinen Daten erst ab dem Jahr 2009 in der Stichprobe vertreten ist. Somit liegen Mittelwerte für drei Stromübertragungsnetzbetreiber durchgängig von 2006 bis 2012 und Mittelwerte für vier Stromübertragungsnetzbetreiber von 2009 bis 2012 vor. In den Darstellungen wird bewusst auf eine Beschriftung der Achsen und den Ausweis von Einzelwerten verzichtet, um mögliche Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse zu schützen.

¹³⁷ DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, Abbildung 3-16, S. 43

Wie bei den Verteilernetzbetreibern wird auch bei den Stromübertragungsnetzbetreibern zwischen verschiedenen handelsrechtlichen und kalkulatorischen Kennziffern unterschieden. Die genauen Definitionen finden sich im Abschnitt zu den Stromverteilernetzbetreibern.

Investitionsverhalten der Stromübertragungsnetzbetreiber - Anschaffungs- und Herstellungskosten

Die Darstellung der Investitionstätigkeit der drei Stromübertragungsnetzbetreiber anhand der Anschaffungs- und Herstellungskosten im Zeitraum 2006 bis 2012 in Abbildung 70 zeigt in der handelsrechtlichen wie der kalkulatorischen Betrachtung einen erheblichen Anstieg zwischen den Jahren 2007 und 2008. Im Jahr 2010 wird ein vorläufiger Höchstwert erreicht, der in den Folgejahren beibehalten wird. Bei Betrachtung der kalkulatorischen Kennziffer unter Hinzuziehung der Aufwendungen für Wartungen und Instandhaltungen ergibt sich ein anderes Bild, hier sinken die Investitionen von 2006 auf 2007 deutlich und verbleiben ab diesem Jahr auf einem relativ konstanten Niveau.



Quelle: Darstellung in Anlehnung an DIW Econ (2014)

Abbildung 70: Investitionen der Stromübertragungsnetzbetreiber^{138,139}

Bei der Darstellung der Investitionen für vier Stromübertragungsnetzbetreiber von 2009 bis 2012 sind die ausgeprägten Unterschiede zwischen handelsrechtlicher und kalkulatorischer Darstellung auffallend. In den Jahren 2011 und 2012 steigen die Investitionen gemäß handelsrechtlicher Bewertung deutlich an und entkoppeln sich von den kalkulatorischen Größen, die weitgehend auf einem konstanten Niveau verharren. Dieser Aspekt könnte darauf zurückzuführen sein, dass in den handelsrechtlichen Investitionen Anzahlungen und Anlagen im Bau enthalten sind. Mutmaßlich sind diese Bilanzpositionen durch die hohen Erweiterungsinvestitionen bedingt.

¹³⁸ DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, Abb. 3-28, S. 59.

¹³⁹ AKHK (Anschaffungs- und Herstellungskosten), TNW (Tagesneuwerte), WuI (Wartung und Instandhaltung)

Der Gutachter stellt zur Entwicklung der Investitionen fest, dass „Anzeichen für einen systematischen Rückgang der durchschnittlichen Investitionen nach 2010 als mögliche Folge der Anreizregulierung [...] in keinem der beiden Sample zu beobachten [sind]“.¹⁴⁰

Investitionsverhalten der Stromübertragungsnetzbetreiber - Investitionsquote

Die Investitionsquoten aus Abbildung 71 werden in der gleichen Systematik dargestellt wie bei den Verteilernetzbetreibern. Es ergeben sich im Verhältnis zu den Investitionen in absoluter Höhe konsistente Verläufe. Auffallend ist allerdings der negative Trend der handelsrechtlichen Investitionsquote bei Betrachtung der drei Stromübertragungsnetzbetreiber ab 2008. Hier wird seitens des Gutachters auf die eingeschränkte Vergleichbarkeit der kalkulatorischen und handelsrechtlichen Kennziffern verwiesen.¹⁴¹

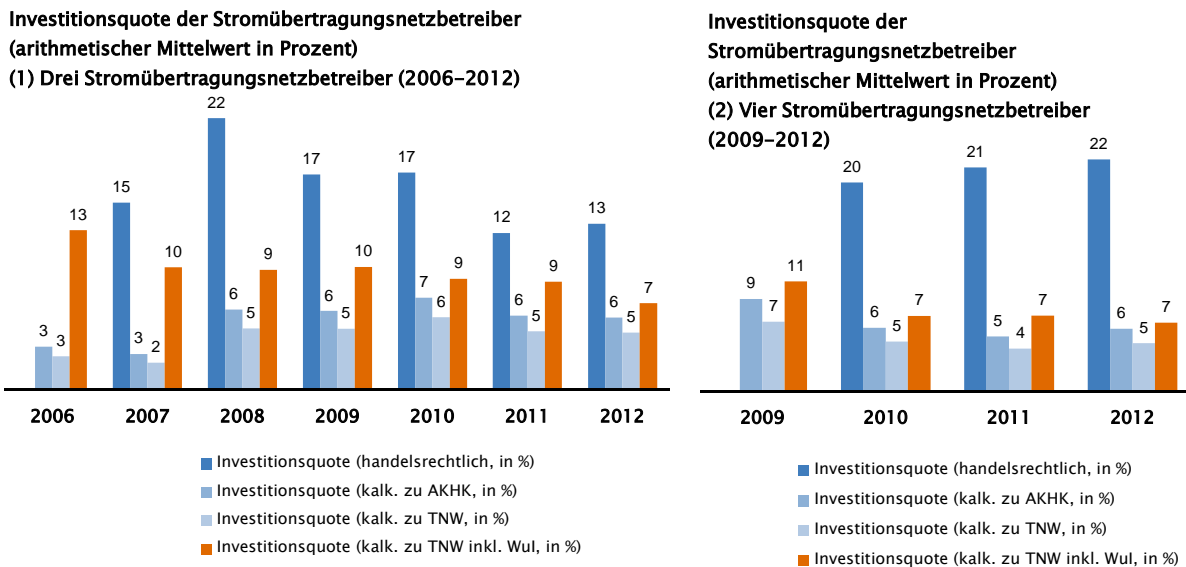


Abbildung 71: Investitionsquote der Stromübertragungsnetzbetreiber (arithmetische Mittelwerte)^{142,143}

Insgesamt kommt DIW Econ zu der Auffassung, dass auch „bei den Investitionsquoten [...] kein systematisches Absinken der durchschnittlichen Werte nach 2010 zu beobachten“ sei.¹⁴⁴

¹⁴⁰ DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, S. 58.

¹⁴¹ DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, S. 59.

¹⁴² DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, Abb. 3-29, S. 60

¹⁴³ AKHK (Anschaffungs- und Herstellungskosten), TNW (Tagesneuwerte), WuI (Wartung und Instandhaltung)

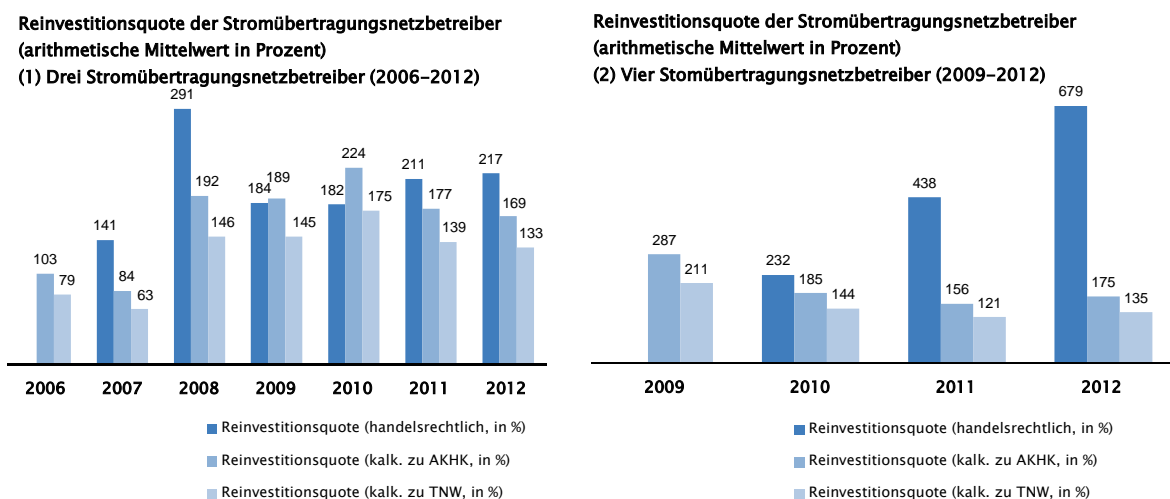
¹⁴⁴ DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, S. 59.

Investitionsverhalten der Stromübertragungsnetzbetreiber - Reinvestitionsquote

In Abbildung 72 ist die Entwicklung der Reinvestitionsquote der Stromübertragungsnetzbetreiber dargestellt. Die Entwicklung ist konsistent zur Entwicklung der Investitionsquote.

Bei kalkulatorischer Betrachtung steigt die Reinvestitionsquote zu historischen AKHK und zu Tagesneuwerten innerhalb eines Jahres von jeweils deutlich unter 100 % im Jahr 2007 auf deutlich über 100 % im Jahr 2008 an und verbleibt seitdem dauerhaft auf einem Niveau von mehr als 100 %. Die handelsrechtliche Reinvestitionsgröße erreicht ab 2008 ein noch deutlich höheres Niveau, jedoch ist dies wiederum auf die unterschiedliche Bemessung handelsrechtlicher und kalkulatorischer Eingangsgrößen zurückzuführen. Ab dem Jahr 2008 ist damit bei den Stromübertragungsnetzbetreibern ein deutlicher Zuwachs an Anlagensubstanz zu beobachten, der mutmaßlich auf die Investitionen im Rahmen der Energiewende zurückzuführen ist.

DIW Econ folgert aus der Darstellung, dass nach 2010 keine systematischen Strukturbrüche zu erkennen seien.¹⁴⁵



Quelle: Darstellung in Anlehnung an DIW Econ (2014)

Abbildung 72: Reinvestitionsquote Stromübertragungsnetzbetreiber^{146,147}

2.1.4 Investitionsverhalten der Gasfernleitungsnetzbetreiber – Rückblick

Bei den Gasfernleitungsnetzbetreibern ist zu beachten, dass die ARegV erst verspätet wirksam geworden ist. Für Gasfernleitungsnetzbetreiber sind größtenteils erst mit Wirksamkeit zum 1.1.2010 Erlösobergrenzen beschieden worden, nachdem gerichtlich bestätigt wurde, dass überregionale Gasfernleitungsnetzbetreiber überwiegend keinem wirksamen oder potentiellen Leitungswettbewerb und damit nicht den §§ 4 - 18 GasNEV

¹⁴⁵ DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV S. 60.

¹⁴⁶ DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, S. 61

¹⁴⁷ AKHK (Anschaffungs- und Herstellungskosten), TNW (Tagesneuwerte)

und der ARegV unterlagen. Somit waren nur drei von 12 Gasfernleitungsnetzbetreibern bereits 2009 von der ARegV betroffen.

Für die Auswertungen konnten allerdings nicht die Daten aller deutschen Gasfernleitungsnetzbetreiber berücksichtigt werden. Drei Gasfernleitungsnetzbetreiber wurden nicht in die Auswertung übernommen, da die handelsrechtlichen Investitionen keine plausiblen Werte enthielten und diese sehr stark von den kalkulatorischen Investitionen abwichen. Auch sind vier Gasfernleitungsnetzbetreiber erst in den Daten ab 2008 enthalten, da für sie keine Bilanzdaten für den vorherigen Zeitraum vorliegen.¹⁴⁸

Investitionsverhalten der Gasfernleitungsnetzbetreiber - Anschaffungs- und Herstellungskosten

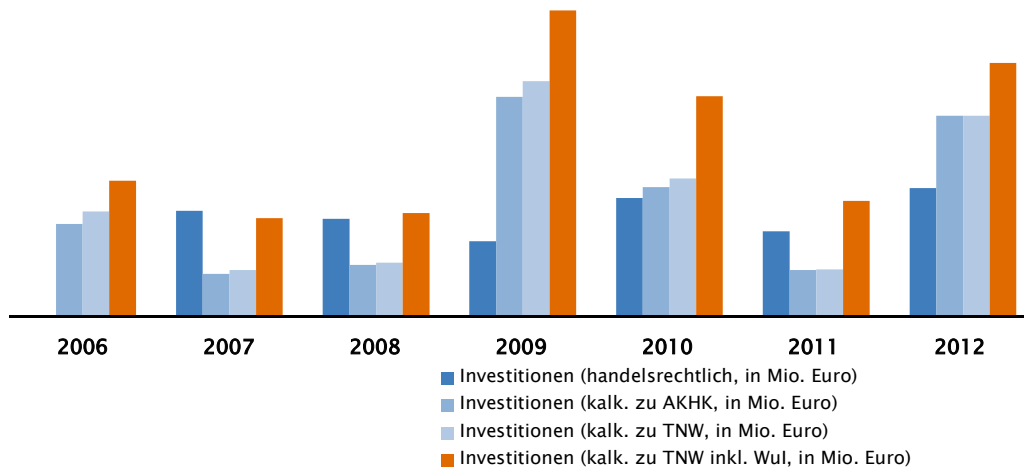
In der Darstellung des Investitionsverhaltens der Gasfernleitungsnetzbetreiber mittels der AKHK (vgl. Abbildung 73) zeigt sich eine uneinheitliche Entwicklung. So fallen die Investitionen, gemessen an den kalkulatorischen AKHK von 2006 auf 2007 deutlich ab, um von 2008 auf 2009 deutlich anzusteigen. Im Jahr 2011 liegen die Investitionen dann wieder auf dem Niveau der Jahre 2007 und 2008, vervielfachen sich bis 2012 aber wieder. Eine ähnliche Entwicklung zeigen auch die kalkulatorischen Investitionen unter Einschluss der Aufwendungen für Wartungs- und Instandhaltungsleistungen. Die handelsrechtlich ermittelten AKHK zeigen eine geringe Schwankungsbreite und sind deutlich von den kalkulatorisch ermittelten AKHK abgekoppelt. Dies wird seitens des Gutachters, wie auch bei den Daten der Stromübertragungsnetzbetreiber, durch Unterschiede in der Bewertung des Sachanlagevermögens erklärt.¹⁴⁹

Allein aus der Betrachtung der AKHK-Entwicklung lässt sich kein struktureller Bruch ab Einführung der ARegV erkennen. Das Ansteigen der Investitionen in den Jahren 2009 und 2012 ist mutmaßlich auf einzelne Großprojekte, wie bspw. den Bau einer Transitpipeline, zurückzuführen.

¹⁴⁸ DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, Fn. 27, S. 71.

¹⁴⁹ DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, S. 71.

Investitionen der Gasfernleitungsnetzbetreiber (arithmetische Mittelwerte in Mio. Euro)



Quelle: Darstellung in Anlehnung an DIW Econ (2014)

Abbildung 73: Investitionen Gasfernleitungsnetzbetreiber^{150,151}

Investitionsverhalten der Gasfernleitungsnetzbetreiber Gas - Investitionsquote

Die Auswertung der Investitionsquoten zeigt in Abbildung 74 ein deutliches Auseinanderfallen der handelsrechtlichen und kalkulatorischen Kennziffern. Dies führt der Gutachter auf unterschiedliche Maßstäbe bei der Bewertung des Anlagevermögens zurück.¹⁵² Die handelsrechtliche Investitionsquote nimmt von 2007 auf 2009 deutlich ab und stabilisiert sich dann (Ausnahme ist hier das Jahr 2010 mit einem Anstieg). Die kalkulatorisch ermittelten Investitionsquoten zeigen für 2009 und 2010 jeweils eine gegenüber den Jahren 2006 bis 2008 höhere Quote. Nach 2010 nimmt die Quote wieder ab.

¹⁵⁰ DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, Abb. 3-39, S. 71

¹⁵¹ AKHK (Anschaffungs- und Herstellungskosten), TNW (Tagesneuwerte), Wul (Wartung und Instandhaltung)

¹⁵² DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, S. 71f.

Investitionsquote der Gasfernleitungsnetzbetreiber (arithmetische Mittelwerte in Prozent)

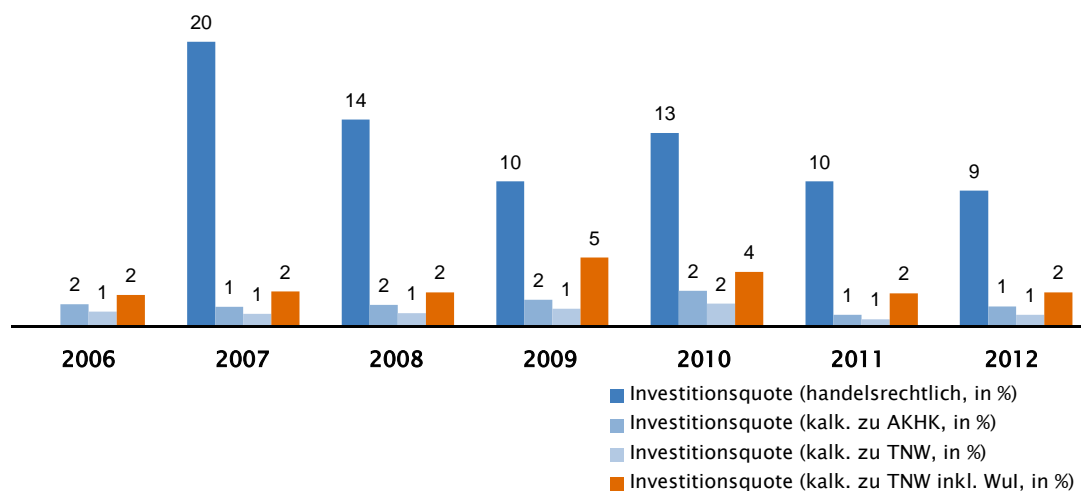


Abbildung 74: Investitionsquote Gasfernleitungsnetzbetreiber^{153,154}

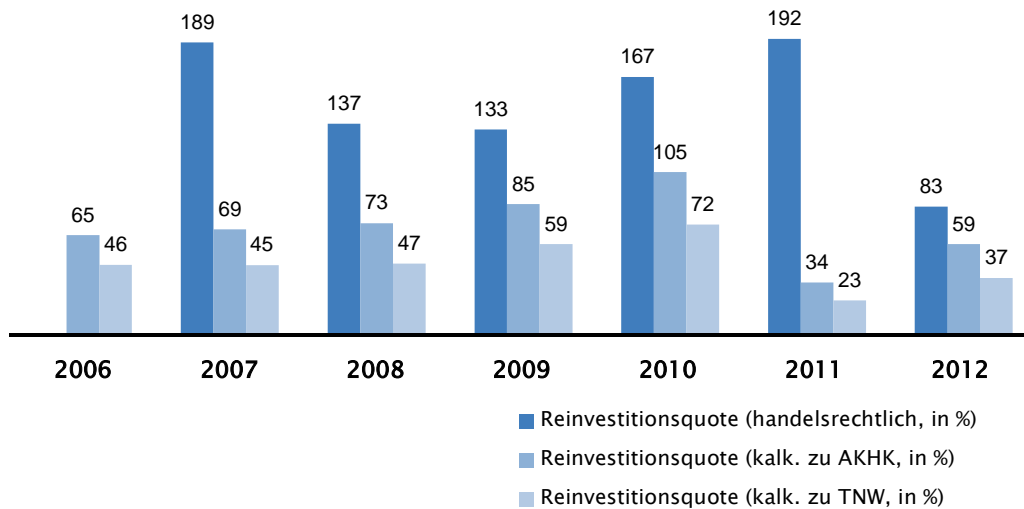
Investitionsverhalten der Gasfernleitungsnetzbetreiber - Reinvestitionsquote

Bei Betrachtung der Reinvestitionsquote der Gasfernleitungsnetzbetreiber, dargestellt in Abbildung 75, zeigt sich wie bei der Investitionsquote eine deutliche Entkopplung von kalkulatorischen und handelsrechtlich bewerteten Ansätzen. Die kalkulatorisch ermittelten Reinvestitionsquoten steigen von 2006 bis 2010 an, sinken im Jahr 2011 deutlich ab und steigen im Jahr 2012 wieder leicht an. Nur die kalkulatorische Reinvestitionsquote auf Basis historischer Preise weist im Jahr 2010 eine Reinvestitionsquote von leicht mehr als 100 % auf. In allen anderen Jahren liegt die Reinvestitionsquote deutlich unter 100 %, die Anlagensubstanz wird in diesem Zeitraum eher abgebaut. Die handelsrechtliche Reinvestitionsquote liegt im Unterschied zu den kalkulatorischen Reinvestitionsquoten (mit Ausnahme des Jahres 2012) deutlich über 100 %, variiert jedoch stark mit deutlich ausgeprägten Spitzen in den Jahren 2007 und 2011.

¹⁵³ DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, Abb. 3-40, S. 72

¹⁵⁴ AKHK (Anschaffungs- und Herstellungskosten), TNW (Tagesneuwerte), WuI (Wartung und Instandhaltung)

Reinvestitionsquote der Gasfernleitungsnetzbetreiber (arithmetische Mittelwerte in Prozent)



Quelle: Darstellung in Anlehnung an DIW Econ (2014)

Abbildung 75: Reinvestitionsquote Gasfernleitungsnetzbetreiber¹⁵⁵¹⁵⁶

Für alle dargestellten Kennziffern gilt, dass mit Einführung der ARegV kein systematischer Einbruch der Investitionstätigkeit zu erkennen ist.¹⁵⁷

2.1.5 Ergebnis zur Entwicklung des Investitionsverhaltens - Rückblick

Als Ergebnis der deskriptiven dargestellten Investitionsverläufe kann festgehalten werden, dass für keinen der untersuchten Netzbereibertypen und bei keiner der verwendeten Kennzahlen mit Einführung der ARegV Anzeichen eines strukturellen Bruchs in der Investitionstätigkeit erkennbar sind. Es lassen sich aus den Darstellungen für die Stromverteilernetzbetreiber in den Jahren 2010 und 2011 bzgl. der Investitionsquote sogar Höchstwerte erkennen. Für die Gasverteilernetzbetreiber wird keine Änderung offensichtlich.

An die Beschreibung des Investitionsverhaltens anknüpfend wird in Abschnitt 2.4 dieses Kapitels der Frage nachgegangen, ob die ARegV das Investitionsverhalten ursächlich beeinflusst hat. Hier wird im Wesentlichen auf die Ergebnisse der ökonomischen Untersuchungen durch DIW Econ zurückgegriffen, bei denen die deskriptiven Daten der historischen Entwicklungen eine zentrale Eingangsgröße darstellten.

2.2 Entwicklung des Investitionsverhaltens im Zeitablauf - Ausblick

Für die Evaluierung von besonderer Bedeutung ist neben der rückwärtsgewandten Perspektive auf die bereits umgesetzten Investitionen die Entwicklung der Investitionstätigkeit in der Zukunft. Daher wurden für alle

¹⁵⁵ DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, Abb. 3-41, S. 73

¹⁵⁶ AKHK (Anschaffungs- und Herstellungskosten), TNW (Tagesneuwerte)

¹⁵⁷ DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, S. 72.

Netzbetreiber die geplanten Investitionen für den Zeitraum 2013 bis 2023 abgefragt. Hierbei wurden die Investitionen differenziert nach Investitionen für Erweiterungsmaßnahmen und für Ersatzmaßnahmen abgefragt. Auch wurde abgefragt, welcher Anteil der Investitionen auf den Anschluss von EE-Anlagen entfällt.

Bei den Verteilernetzbetreibern zeigte sich, dass die Vollständigkeit der Befüllung der Datenerhebungsbögen mit unehmendem Zeitraum deutlich zurückgeht. Daher werden hier nur die Planinvestitionen der Jahre 2013 bis 2018 dargestellt. Für diese Jahre konnte eine hinreichend hohe Zahl von Netzbetreibern mit vollständiger, durchgängiger Befüllung ausgewertet werden.

Auch bei den Stromübertragungsnetzbetreibern und den Gasfernleitungsnetzbetreibern wurden die Eintragungen für die Zukunft nicht vollständig befüllt. Die im Folgenden dargestellte Perspektive gründet daher im Wesentlichen auf den Angaben weniger Stromübertragungsnetzbetreiber und Gasfernleitungsnetzbetreiber.

2.2.1 Investitionsverhalten Stromverteilernetzbetreiber - Ausblick

Bei der Auswertung der Planinvestitionsdaten der Stromverteilernetzbetreiber zeigte sich, dass lediglich weniger als die Hälfte der Stromverteilernetzbetreiber konsistente Angaben zu den geplanten Investitionen bis 2018 machen konnte. In den restlichen Fällen konnte entweder keine Angabe gemacht werden oder die Angaben waren nicht konsistent. Hier entsprach bspw. die Summe der angegebenen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen nicht den gesamten Investitionen.

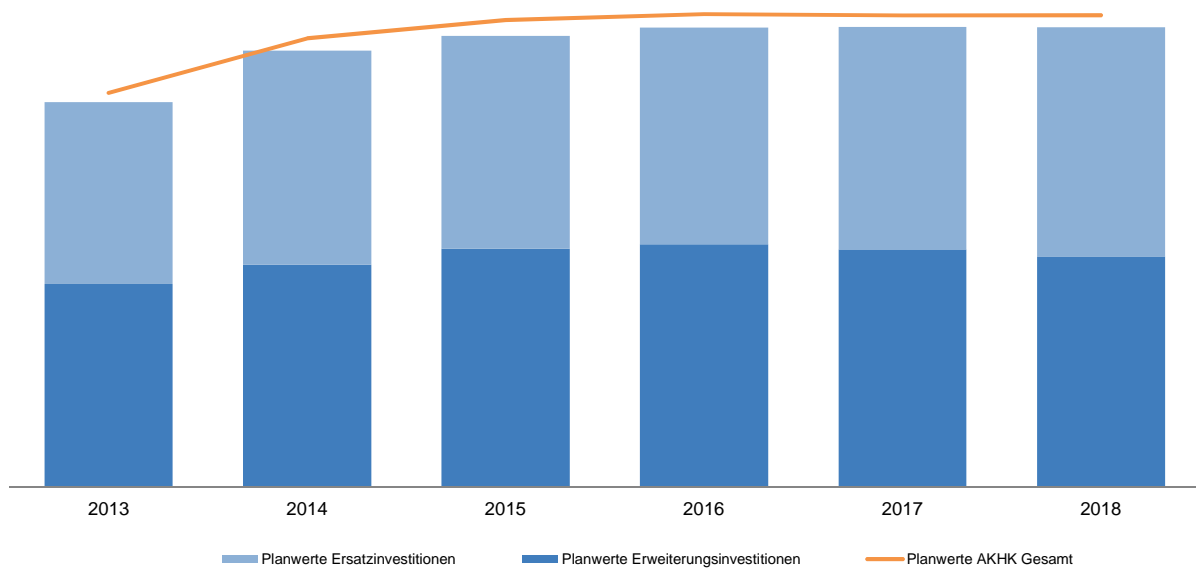
Bei den Stromverteilernetzbetreibern haben 50 von 109 Netzbetreibern durchgängig Angaben zu Planinvestitionen gemacht. In der Abbildung 76 zeigt sich, dass die Daten durch die Netzbetreiber nicht immer konsistent eingetragen wurden, da die Summe der AKHK nicht der Summe aus Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen entspricht. Es ist möglich, dass Netzbetreiber bei weiter in der Zukunft liegenden Jahren die Planinvestitionen tendenziell unterschätzen, da eher gesicherte Erkenntnisse eingetragen werden.

Trotz der geringen Abdeckung und nicht immer konsistenten Eintragungen können auf Basis der Daten der Gruppe der oben genannten Netzbetreiber grundsätzliche Aussagen abgeleitet werden: Die geplanten Investitionen steigen gemäß den Daten der Verteilernetzbetreiber von 2013 auf 2016 um ca. 20 % an. Ab 2016 bleiben die Planinvestitionen auf diesem Niveau konstant. Der Anteil der Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen bleibt durchgängig etwa konstant bei einem Anteil von ca. 50 %. Die Ersatzinvestitionen wachsen also mit der allgemeinen Entwicklung mit. Damit ist insgesamt eine Belebung der Investitionen zu verzeichnen, eine übermäßige (Re-)Investitionswelle ist jedoch nicht zu erkennen.

Allerdings ist hier zu beachten, dass ansteigende Planinvestitionen kein sicheres Zeichen dafür sind, ob die Investitionen im eingetragenen Umfang angemessen sind. Auf diese Frage wird im Abschnitt 2.7.2 dieses Kapitels eingegangen.

Planwerte - Stromverteilernetzbetreiber

50 von 109 Netzbetreiber haben durchgängig bis 2018 Angaben gemacht



Quelle: Bundesnetzagentur

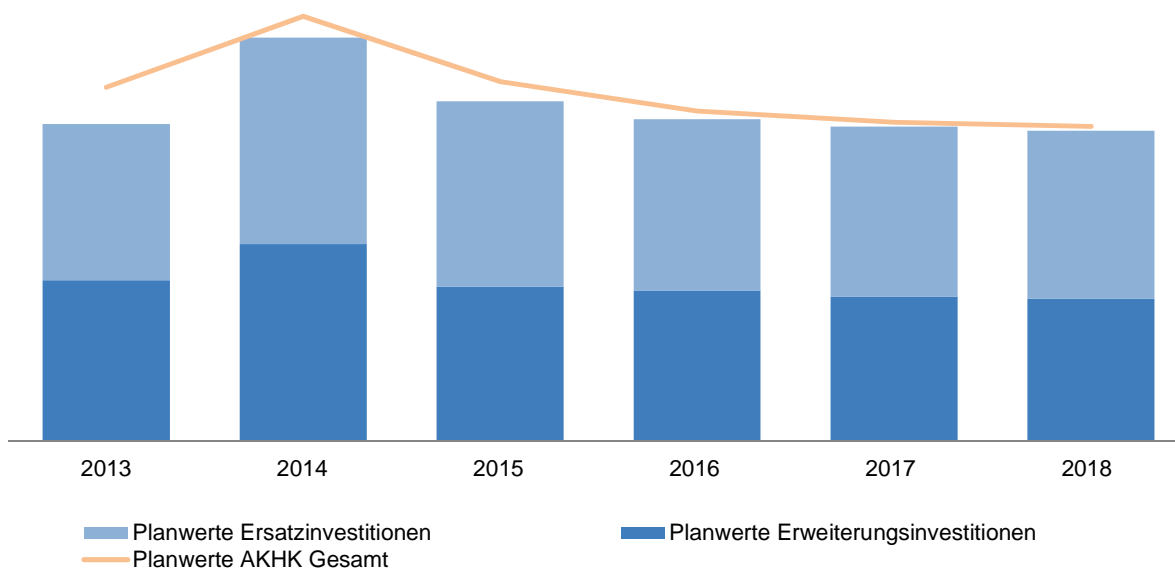
Abbildung 76: Entwicklung der Planwerte der Investitionen der Stromverteilernetzbetreiber¹⁵⁸**2.2.2 Investitionsverhalten Gasverteilernetzbetreiber - Ausblick**

Bei den Gasverteilernetzbetreibern haben 39 von 68 Gasverteilernetzbetreibern ihre Planinvestitionsdaten durchgängig und vollständig bis 2018 eingetragen. Auch bei den Gasverteilernetzbetreibern lassen sich die Ersatz- und die Erweiterungsinvestitionen nicht exakt zu den eingetragenen Gesamtinvestitionen aufaddieren. Der Verlauf der Planwerte ist in Abbildung 77 dargestellt.

¹⁵⁸ AKHK (Anschaffungs- und Herstellungskosten).

Planwerte - Gasverteilernetzbetreiber

39 von 68 Netzbetreiber haben durchgängig bis 2018 Angaben gemacht



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 77: Entwicklung der Planwerte der der Investitionen Gasverteilernetzbetreiber¹⁵⁹

Die Angaben der Gasverteilernetzbetreiber ergeben eine markante Entwicklung der geplanten Investitionen: Zwischen 2013 und 2014 steigen die Investitionen innerhalb eines Jahres um 20 % an (allerdings werden hier die Gesamtinvestitionen im Jahr 2013 zum Teil nicht durch eine Aufteilung in Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen hinterlegt). In den Folgejahren nach 2014 sinken die Investitionen sukzessive ab. So liegen die geplanten Investitionen von 2018 um ca. 11 % unter den Investitionen des Jahres 2013. Mit Ausnahme des Jahres 2014 ergibt sich, mit einer gewissen Schwankungsbreite, ein eher konstanter Verlauf. Der Anteil der Ersatzinvestitionen liegt durchgängig leicht über dem Anteil der Erweiterungsinvestitionen.

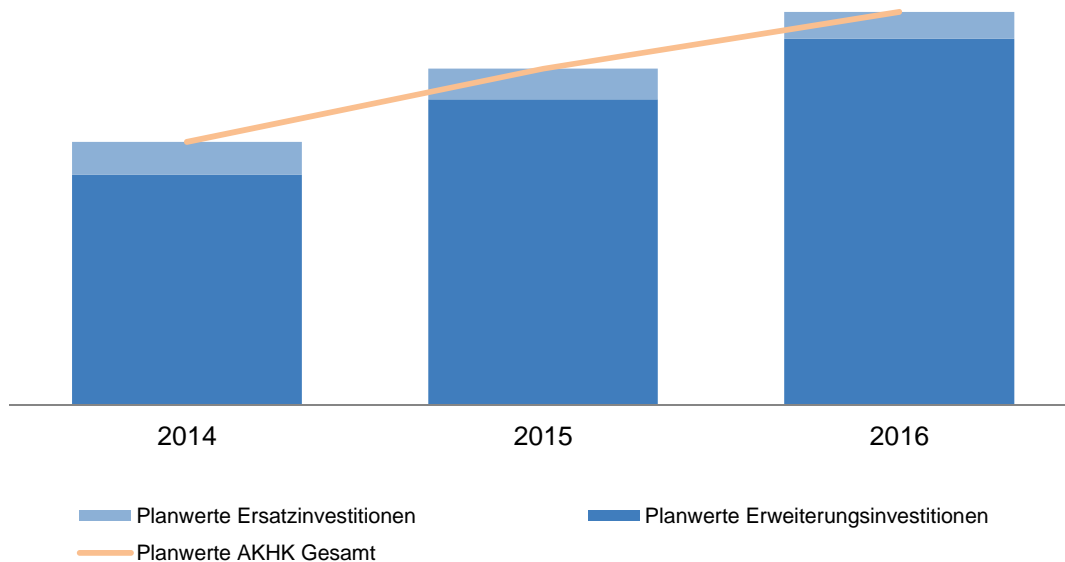
2.2.3 Investitionsverhalten Stromübertragungsnetzbetreiber - Ausblick

Bei den Stromübertragungsnetzbetreibern hat nur ein Netzbetreiber seine Planinvestitionen durchgängig eingetragen. Für den Zeitraum von 2014 bis 2016 haben drei von vier Stromübertragungsnetzbetreibern konsistente Eintragungen gemacht. Die Investitionen steigen in diesem Zeitraum nahezu linear an. Geprägt werden die Investitionen nahezu vollständig durch Erweiterungsinvestitionen. Dies erscheint angesichts des erheblichen Erweiterungsbedarfs, der in den Netzentwicklungsplänen für die Stromübertragungsnetzbetreiber festgestellt wurde, plausibel. Die Ergebnisse sind in Abbildung 78 dargestellt.

¹⁵⁹ AKHK (Anschaffungs- und Herstellungskosten).

Planwerte Stromübertragungsnetzbetreiber

3 von 4 Netzbetreibern haben von 2014 bis 2016 konsistent Angaben gemacht (im Jahr 2013 und nach 2016 sind die Angaben nicht konsistent und werden daher nicht dargestellt)



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 78: Entwicklung der Planwerte der Investitionen der Stromübertragungsnetzbetreiber¹⁶⁰

2.2.4 Investitionsverhalten Gasfernleitungsnetzbetreiber - Ausblick

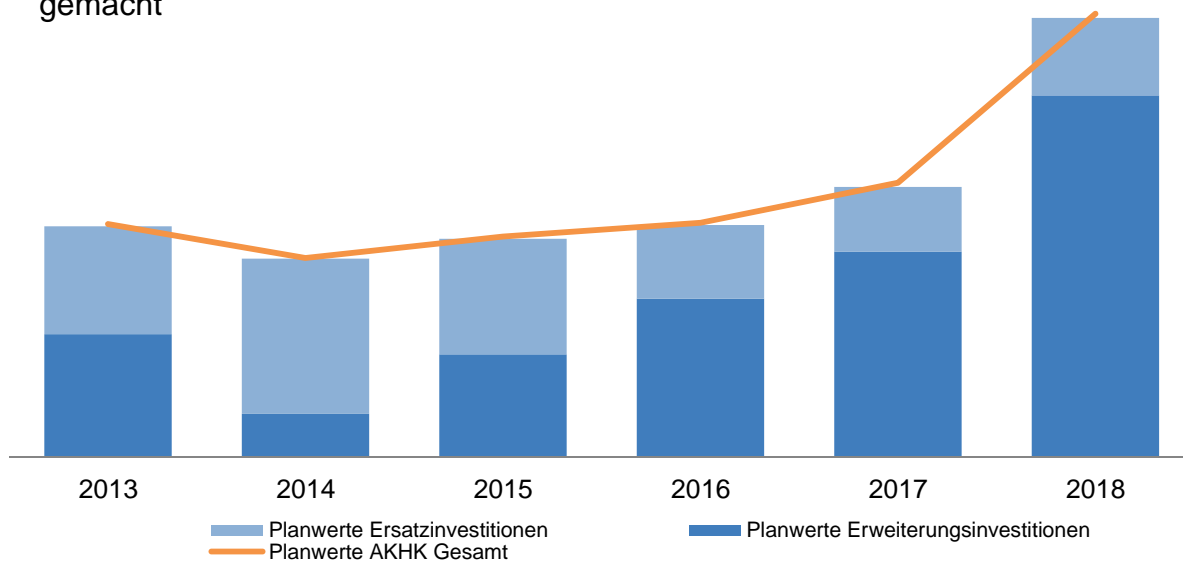
Auch bei den Gasfernleitungsnetzbetreibern stammen die Daten von einer relativ geringen Anzahl von Netzbetreibern. Nur vier von 12 Netzbetreibern haben die Eintragungen bis 2018 durchgängig vorgenommen.

Die eingetragenen Planinvestitionen zwischen 2013 und 2016 bleiben nahezu konstant. Von 2016 auf 2017 ergibt sich ein moderater Anstieg und zwischen 2017 ein erheblicher Anstieg. Die Planinvestitionen des Jahres 2018 liegen etwa beim Doppelten der Planinvestitionen aus dem Jahr 2013. Mutmaßlich können die hohen Planinvestitionsdaten im Jahr 2018 mit mehreren Großprojekten, wie der Bau von mehreren Verdichterstationen, erklärt werden. Die Gesamtinvestitionen werden bei den Gasfernleitungsnetzbetreibern nahezu vollständig durch Anteile an Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen erklärt. Der Anteil der Ersatzinvestitionen nimmt dabei in den Jahren 2014 und 2015 den überwiegenden Anteil an den Gesamtinvestitionen ein. In allen anderen Jahren werden die Gesamtinvestitionen in sehr erheblichem Umfang durch Erweiterungsinvestitionen geprägt.

¹⁶⁰ AKHK (Anschaffungs- und Herstellungskosten).

Planwerte Gasfernleitungsnetzbetreiber

4 von 12 Netzbetreiber haben durchgängig bis 2018 Angaben gemacht



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 79: Entwicklung der Planwerte der Investitionen der Gasfernleitungsnetzbetreiber¹⁶¹

Allgemeine Aussagen, die für die gesamte Branche abgeleitet werden könnten, ergeben sich hieraus nicht.

2.3 Ergebnis zur Entwicklung des Investitionsverhaltens - Ausblick

Aus den in die Auswertung eingegangenen Daten zu den geplanten Investitionen können verschiedene allgemeine Schlüsse gezogen werden, die auf die Branche übertragen werden können:

Bei den Stromverteilernetzbetreibern entspricht der Zuwachs bei den jährlichen Investitionen zwischen 2013 und 2016 der Erwartung, dass auf der Verteilernetzebene im Rahmen der Energiewende deutlicher Ausbau erfolgen wird. Der Anteil der Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen bleibt dabei nahezu konstant bei einem Anteil von je ca. 50 %. Damit zeigt sich eine Belebung bei den Ersatzinvestitionen, eine deutlich ausgeprägte Reinvestitionswelle ist zumindest aus jetziger Sicht nicht zu erkennen.

Aus der Branche wird vorgetragen, dass mit einem sprunghaften Anstieg von Investitionen sowohl bei Ersatz- als auch bei Erweiterungsinvestitionen allein aufgrund von begrenzter Ressourcenverfügbarkeit nicht zu rechnen sei. Somit sei es auch nicht verwunderlich, dass kein Anstieg der Investitionen in den Planwerten ersichtlich ist. Grundsätzlich ist denkbar, dass die Planinvestitionen von derartigen Restriktionen beeinflusst werden.

¹⁶¹ AKHK (Anschaffungs- und Herstellungskosten).

Bei den Gasverteilernetzbetreibern zeigen die Angaben innerhalb einer gewissen Schwankungsbreite einen weitgehend konstanten Verlauf der Planinvestitionen. Ausnahme ist das Jahr 2014 mit einem markanten Anstieg gegenüber 2013. Der Anteil der Ersatzinvestitionen liegt durchgängig leicht über den Erweiterungsinvestitionen. Eine Reinvestitionswelle ist auch hier nicht erkennbar.

Soweit die Interpretation des kurzen Zeitausschnitts der konsistenten Daten der Stromübertragungsnetzbetreiber verallgemeinert werden kann, ergibt sich folgender Befund: Die Investitionen der Stromübertragungsnetzbetreiber werden in der Zukunft deutlich ansteigen, was zu einem erheblichen Anteil auf Erweiterungsinvestitionen entfällt. Diese Entwicklung war zu erwarten.

Für die Gasfernleitungsnetzbetreiber ergeben sich keine verallgemeinerbaren Aussagen.

2.4 Ökonometrische Untersuchung zum Investitionsverhalten

2.4.1 Einflussfaktoren für die Entwicklung des Investitionsverhaltens

Im Rahmen eines Gutachtens wurde DIW Econ beauftragt, relevante Einflussgrößen (Determinanten) zu bestimmen, die das Investitionsverhalten der Netzbetreiber bestimmen. Hierbei sollte zwischen den einzelnen Netzbetreibertypen unterschieden werden. Im Zentrum der Untersuchung stand die Frage, ob und in welcher Weise sich das Inkrafttreten der ARegV auf das Investitionsverhalten ausgewirkt hat. DIW Econ wurde nach erfolgter Ausschreibung Mitte Februar 2014 mit der Bearbeitung beauftragt. Zwischenergebnisse und Ergebniszusammenfassungen wurden bei den Workshops im Juni und Oktober 2014 präsentiert bzw. in Verbändegesprächen erörtert. Die endgültige Fassung des Gutachtens vom 30.10.2014 wurde am 6.11.2014 auf der Homepage der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

In den folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse des Gutachtens von DIW Econ zur Untersuchung von Einflussfaktoren auf das Investitionsverhalten und insbesondere der möglichen Wirkung der ARegV auf das Investitionsverhalten dargestellt. Ergebnisse der deskriptiven Untersuchungen sind bereits im Abschnitt 2.1 dieses Kapitels zusammengefasst, jedoch konnten hier keine belastbaren Rückschlüsse auf Wirkungszusammenhänge gezogen werden. Mit der Studie von DIW Econ sollte für einzelne Einflussfaktoren eine ursächliche Wirkung ermittelt werden. Auf die Einschränkungen bei der Ermittlung eindeutiger Kausalität wird im Folgenden eingegangen.¹⁶²

2.4.2 Methodischer Ansatz des Gutachtens von DIW Econ

Die ökonometrische Analyse des Investitionsverhaltens erfolgte in drei Schritten:

Zunächst wurde ein Basismodell aus der ökonometrischen Literatur hergeleitet und spezifiziert. Dieses Basismodell leistet eine angemessene Beschreibung der Determinanten des Investitionsverhaltens (dargestellt

¹⁶² DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Evaluierung_ARegV/Evaluierung_Gutachten/GA_Investitionsverhalten_ARegV.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

als Investitionsquote), ist aber nicht für den Energie- oder Netzbereich spezifiziert. Nähere Erläuterungen zur Herleitung des Basismodells sind dem Gutachten von DIW Econ zu entnehmen.¹⁶³

In einem zweiten Schritt wurde dieses Modell angepasst bzw. erweitert, um für den Netzbereich spezifische Determinanten aufzunehmen. Hierbei wurden aus den hergeleiteten Variablen, die sich aus der repräsentativen Netzbetreiberabfrage der Bundesnetzagentur ergeben, diejenigen bestimmt, die nach einer statistischen Auswertung für das Investitionsverhalten als relevante Faktoren des Basismodells angesehen werden können.¹⁶⁴ Die Investitionsquote stellt in der Untersuchung den zu erklärenden Faktor dar und gilt somit als beeinflussbare Variable. Beispielhaft für den Strombereich sind in Tabelle 19 die beeinflussenden bzw. erklärenden Variablen aufgelistet, die beim finalen Basismodell Verwendung gefunden haben.

Dieses hergeleitete finale Basismodell kann in einem dritten Schritt zur ökonometrischen Untersuchung des Investitionsverhaltens für den Energieverteilernetzbereich verwendet werden, um andere Einflussfaktoren zu identifizieren und den Einfluss der Anreizregulierung auf das Investitionsverhalten zu bestimmen.

¹⁶³ Für eine umfassende Beschreibung der Herleitung dieses allgemeinen Basismodells vgl. DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, S. 86 ff.

¹⁶⁴ Für eine umfassende Beschreibung der Herleitung der spezifizierten Basismodelle vgl. DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, S. 90 ff. für die Stromverteilernetzbetreiber und S. 146 ff. für die Gasverteilernetzbetreiber.

Mögliche Einflussfaktoren auf das Investitionsverhalten

Variablenname	Definition
Investitionsverhalten der Vorperiode	Logarithmiertes, mittelwertbereinigtes (Division durch den Mittelwert (hier: Median)) Investitionsverhalten der Vorperiode
Kontrollvariable für eine Veränderung der Nachfrage	Logarithmierte, mittelwertbereinigte* Differenz der realen Umsatzerlöse ¹ der Vor- und Folgeperiode
Kontrollvariable für Kapitalkosten	Logarithmierter, mittelwertbereinigter* Zinssatz für Staatsanleihen mit einer Restlaufzeit von etwa 10 Jahren der Vorperiode.
Kontrollvariable für Wirtschaftslage: Nationales BIP	Logarithmiertes Bruttoinlandprodukt. Preis-, saison- und kalenderbereinigt. Zum Basisjahr 2005.
Kontrollvariable für Wirtschaftslage: Regionales BIP	Logarithmiertes, mittelwertbereinigtes* regionales Bruttoinlandsprodukt der Vorperiode.-
Kontrollvariable für Wirtschaftslage: Jahresdummies	Jahresdummy ist gleich 1 für das jeweilige Jahr.
Kontrollvariable für Größe des Verteilnetzbetreibers: Kleiner Netzbetreiber	Dummy Variable ist gleich 1, wenn der Verteilnetzbetreiber nach §24 (1) ARegV für die erste Regulierungsperiode als klein charakterisiert wurde. ²
Kontrollvariable für Größe des Verteilnetzbetreibers: Umsatzerlöse aus Netzentgelten	Dummy Variable ist gleich 1, wenn die Umsatzerlöse aus den Netzentgelten größer als der Median sind. 0 andernfalls.
Kontrollvariable für strukturelle Unterschiede des Versorgungsgebietes: Fläche	Die strukturellen Unterschiede werden anhand von zwei Flächen-Kontrollvariablen abgebildet: a) Die geographische Fläche des versorgten Gebietes gemessen in km ² und b) Die Fläche des versorgten Gebietes in der Niederspannung in km ²
Kontrollvariable für strukturelle Unterschiede des Versorgungsgebietes: Anschlusspunkte	Die strukturellen Unterschiede werden anhand der Summe der Anschlusspunkte in der Nieder- und Mittelspannung abgebildet.
Kontrollvariable für strukturelle Unterschiede des Versorgungsgebietes: Dichte	Die strukturellen Unterschiede werden auch anhand der Anschlussdichte (Anzahl Anschlusspunkte pro km ² Fläche) in der Nieder- und Mittelspannung abgebildet

¹ Die Berücksichtigung der Nachfrage entspricht dem in der genannten Fachliteratur üblichen Ansatz zur Beschreibung des Investitionsverhaltens. Problematisch bei der Abbildung der Nachfrage auf Basis der realen Umsatzerlöse dürfte sein, dass letztere de facto durch die Regulierung vorgegeben werden. Allerdings wird mit dieser Variablen nicht direkt eine Hypothese überprüft, die sich gezielt auf Nachfrageänderungen stützt. Vielmehr wird allgemein das Investitionsverhalten beschrieben. Darüber hinaus liegen keine Angaben zu geeigneten Indikatoren zur Messung der tatsächlichen Nachfrage, wie etwa die transportierte Strommenge, vor. Auch alternative Größen zur transportierten Strommenge wie die zeitgleiche Jahreshöchstlast zeigen keine Signifikanz (siehe nächste Fußnote)

² Eine weitere mögliche Kontrollvariable für die Größe ist die zeitgleiche Jahreshöchstlast. Die Signifikanz der zeitgleichen Jahreshöchstlast wurde in separaten Schätzungen (zeitgleiche Jahreshöchstlast in der Mittelspannung und zeitgleiche Jahreshöchstlast in der Niederspannung) überprüft. Die beiden Variablen sind zu über 98% korreliert, wurden daher einzeln im Basismodell (mit und ohne Zunahme anderer Größenvariablen) getestet. Sie zeigen keine Signifikanz. Daher wird von einer Hinzunahme in das Basismodell abgesehen.

Tabelle 19: Mögliche Einflussfaktoren auf das Investitionsverhalten der aktuellen Zeitperiode zur Bestimmung der Basismodellspezifikation¹⁶⁵

¹⁶⁵ Siehe Darstellung in Anlehnung an DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, Tabelle 4-1, S. 93 f.

Von Seiten der Branche wird kritisiert, dass die Wirkung des EE-Ausbaus auf die Investitionsquote nicht nach Spannungsebenen separiert untersucht wurde. Der Gutachter hat verschiedene Spannungsebenen in der Einspeisung untersucht, die Investitionen aber nicht den Spannungsebenen zugeordnet. Der Mehrwert einer Zuordnung der Investitionsquoten zu den jeweiligen Spannungsebenen bestünde lediglich darin, mögliche Substitutionseffekte zwischen den Spannungsebenen identifizieren zu können. Eine Aufteilung der Investitionen je Spannungsebene im Rahmen der Konsultation zur Datenabfrage ist seitens der Bundesnetzagentur diskutiert worden, wurde jedoch aufgrund der geforderten Reduzierung der Abfragetiefe und der Komplexität nicht weiter verfolgt. Der angesprochene Sachverhalt wird allerdings auch durch die Einbeziehung der Strukturparameter berücksichtigt.

Von Branchenvertretern wird zudem angeführt, dass der EE-Zubau und Netzausbau nicht entsprechend der in der Realität vorzufindenden Entwicklungen untersucht würde. So stiegen Kosten in Folge von EE-Zubau tendenziell sprunghaft und mit einem gewissen Zeitverzug an. Der Gutachter hat den Zusammenhang zwischen EE-Ausbau und Investitionsquote mittels der Veränderungsrate von installierter dezentraler Erzeugungsleistung geeignet abgebildet. Die Verwendung von Veränderungsraten bildet hierbei den von den Branchenvertretern angesprochenen Zeitverzug mittelbar in der Analyse ab.

Von der Branche wird als weiterer Aspekt angeführt, dass es aufgrund des unterschiedlichen Investitionsverhaltens von Gas- und Stromverteilernetzbetreibern unter der gleichen Regulierung noch weitere wesentliche Effekte geben müsste, die bislang nicht geeignet betrachtet würden. Die ökonometrische Untersuchung umfasst aus der Sicht des Gutachters und der Bundesnetzagentur alle wesentlichen Faktoren zur Untersuchung des Investitionsverhaltens im Kontext der Anreizregulierung. Nähere Erläuterungen hierzu finden sich in den folgenden Abschnitten.

Das Gutachten liefert valide Ergebnisse, die nach wissenschaftlichen Standards ermittelt wurden.

Zwischen der Investitionsquote und den beeinflussenden Variablen wurde in der Analyse ein loglinearer Zusammenhang unterstellt. Dies bedeutet in der ökonometrischen Umsetzung, dass alle Variablen (bis auf die Dummy-Variablen) logarithmiert in die Schätzgleichung eingingen.¹⁶⁶ Des Weiteren wurden in den Schätzungen alle Variablen (bis auf die Dummy-Variablen) medianbereinigt, um einen starken Einfluss von Ausreißern auf die Schätzergebnisse zu vermeiden.

Das angepasste Basismodell diente als Ausgangsmodell zur Untersuchung einzelner, für diesen Bericht relevanter Hypothesen.¹⁶⁷ Die zu untersuchenden Hypothesen wurden im Vorfeld mit dem Gutachter abgestimmt. Jede Hypothese beschreibt einen möglichen Wirkungszusammenhang zwischen einer unabhängigen Variablen, wie bspw. der Änderung der Versorgungsaufgabe, und der Investitionsquote.

Zur Überprüfung der Hypothesen wurde im dritten Schritt das Basismodell jeweils erweitert. Hierbei wurde durch den Gutachter das Basismodell mit jeweils nur einer zusätzlichen Hypothese getestet. Nur in Fällen, wo

¹⁶⁶ Als Schätzmethodik wurde eine verallgemeinerte Momentenmethode gewählt. Für weitergehende Informationen zum Schätzmodell vgl. DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, S. 83 ff.

¹⁶⁷ Aufgrund ökonometrischer Erfordernisse wurden beim Test einzelner Hypothesen vereinzelt Modellspezifikationen des angepassten Basismodells modifiziert. Hierauf wird im Gutachten jeweils eingegangen.

dies methodisch erforderlich war, wurden zur Überprüfung der Robustheit der Ergebnisse mehrere Hypothesen in einem Modell simultan überprüft. Dies ist bspw. bei der Untersuchung der Wirkung der Anreizregulierung und der Wirkung des Anschlusses dezentraler Einspeisepunkte auf die Investitionsquote relevant. Somit können mögliche Wechselwirkungen geprüft werden.

Die Überprüfung der Hypothesen erfolgte damit in der Regel einzeln durch Einbeziehung in das Basismodell. Ergebnis dieser Tests war jeweils eine Aussage, ob ein Einfluss der unabhängigen Variablen auf das Investitionsverhalten statistisch signifikant, d. h. über reinen Zufall hinausgehend, nachgewiesen werden kann und in welche Richtung die Variable das Investitionsverhalten beeinflusst.

2.4.3 Ergebnisse der ökonometrischen Untersuchung

Die Ergebnisse der ökonometrischen Untersuchungen zu den einzelnen Hypothesen werden im Folgenden zusammengefasst. Die ausführlichen Analyseresultate können dem Gutachten von DIW Econ entnommen werden.¹⁶⁸

Stromverteilernetzbetreiber

Der Gutachter DIW Econ kommt in seiner ökonometrischen Untersuchung zu dem Ergebnis, dass zwischen Einführung der Anreizregulierung und der Investitionsquote ein statistisch positiver Zusammenhang besteht. So ist in „den Jahren nach Einführung der Anreizregulierung [...] die Investitionsquote im Durchschnitt höher als zuvor. Zudem ist die Investitionsquote über den insgesamt betrachteten Zeitraum umso höher, je besser ein Netzbetreiber beim Effizienzvergleich vor der ersten Regulierungsperiode eingestuft wurde.“¹⁶⁹ Aus der Auswertung des Gutachters kann abgeleitet werden, dass die Investitionsquote nach Einführung der ARegV im Durchschnitt approximativ um ca. 0,2 Prozentpunkte gegenüber dem Jahr 2008 angestiegen ist.¹⁷⁰

Getrieben wird dieser Anstieg der mittleren Investitionsquoten von Effekten in den einzelnen Jahren, welche vermutlich durch Basisjahreffekte zu begründen sind. Zur Überprüfung des Einflusses von rechtlichen Vorgaben und Normen (Basisjahrfestlegung) wurde zunächst untersucht, ob das Investitionsverhalten durch spezifische Effekte in den jeweiligen Jahren beeinflusst wird. Dabei zeigt sich, dass die durchschnittliche Investitionsquote im Jahr 2010 höher war als im Jahr 2008. Für alle anderen Jahre können keine signifikanten Effekte ausgewiesen werden. Werden die Jahre 2010 und 2011 zusammen betrachtet, lässt sich ebenfalls ein signifikanter, positiver Effekt ermitteln. Dies legt die Vermutung eines Basisjahreffekts nahe, da die in diesen Jahren getätigten Investitionen unmittelbar in die Ausgangsbasis zur Bestimmung der Erlösobergrenzen einfließen. Der zuvor beobachtete positive Effekt der Anreizregulierung auf das Investitionsverhalten ist somit auf einen deutlichen Basisjahreffekt zurückzuführen. Der Basisjahreffekt führt dabei allerdings auch insgesamt zu einem Anstieg der Investitionen im gesamten betrachteten Zeitraum nach Inkrafttreten der ARegV.

¹⁶⁸ Eine ausführliche Darstellung der Untersuchungen zu den Hypothesen findet sich im Gutachten für die Stromverteilernetzbetreiber ab Seite 98, für die Gasverteilernetzbetreiber ab S. 148.

¹⁶⁹ DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, Management Summary, xix.

¹⁷⁰ Im Workshop vom 23.10.2014 war hier irrtümlich ein Wert von 0,1 Prozentpunkten angegeben worden.

Seitens der Branche wird hierzu einerseits vorgetragen, dass in den betrachteten Jahren vor dem Inkrafttreten der Anreizregulierung, also in den Jahren 2006 bis 2008, die ARegV bereits gewirkt habe, da in der Branche die grundsätzliche Ausgestaltung schon bekannt war. Daher sollten aus Sicht der Branchenvertreter diese Jahre der Anreizregulierung zugeordnet werden und nicht für die Untersuchung herangezogen werden. Aus Sicht der Bundesnetzagentur hingegen war zwar die Einführung der Anreizregulierung bekannt, jedoch waren die Mechanismen noch nicht in Kraft getreten beziehungsweise noch nicht vollumfänglich bekannt. Es ist daher zu bezweifeln, dass Unternehmen bspw. bereits im Jahr 2007 unter Berücksichtigung eines bis dato noch nicht bekannten Effizienzwertes mehr oder weniger investiert haben. Eine vollständige Antizipation der Anreizregulierung erscheint sehr unwahrscheinlich. Der Zeitraum 2006 bis 2008 ist damit als Vergleichszeitraum für die Untersuchung geeignet.

Auf Basis der verfügbaren Daten kann kein unmittelbarer kausaler Effekt zwischen dem signifikanten Anstieg der Investitionsquoten in den Jahren 2010 und 2011 und der Einführung der Anreizregulierung beziehungsweise dem beschriebenen Basisjahreffekt abgeleitet werden. Hierfür wäre eine nicht betroffene Kontrollgruppe notwendig. Es wäre daher möglich, dass auch andere, zeitgleich wirkende Faktoren relativ höhere Investitionen ausgelöst haben. Die naheliegende Vermutung, dass dies auf gesetzliche Verpflichtungen im Rahmen des EEG zurückzuführen ist, kann jedoch ausgeschlossen werden. So sind sowohl die Anzahl als auch die Leistung der dezentralen Erzeugungsanlagen im Untersuchungszeitraum stetig gestiegen, während für das Jahr 2012 keine signifikanten positiven Effekte identifiziert werden können. Es kann daher angenommen werden, dass die beobachteten Effekte maßgeblich durch die Einführung der Anreizregulierung getrieben sind.

Ein weiteres Ergebnis der ökonometrischen Untersuchungen ist, dass zwischen der Teilnahme am vereinfachten Verfahren und dem Investitionsverhalten ein statistisch signifikanter, positiver Zusammenhang besteht. Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren weisen im Durchschnitt höhere Investitionsquoten auf als Netzbetreiber im Regelverfahren. Dabei handelt es sich vermutlich um einen Größeneffekt.

Auch zeigen die Analysen, dass die Investitionsquote der Stromverteilernetzbetreiber in Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörden im Schnitt geringer ist als die der Netzbetreiber, die von der Bundesnetzagentur (direkt oder im Rahmen der Organleihe) reguliert werden. Grundsätzlich könnte auch hier zunächst ein Größeneffekt als mögliche Begründung in Betracht gezogen werden, jedoch wäre hiermit die unterschiedliche Wirkrichtung für Strom- und Gasverteilernetzbetreiber nicht erklärt. Eine abschließende Interpretation oder Bewertung des Befundes kann hierzu nicht getroffen werden.

Über die hier genannten Faktoren hinaus wurden weitere Einflussfaktoren auf das Investitionsverhalten zusammengestellt und auf Basis verschiedener Hypothesen zum Investitionsverhalten analysiert. Die Ergebnisse dieser Analysen für Stromverteilernetzbetreiber finden sich im Gutachten von DIW Econ.

Gasverteilernetzbetreiber

Insgesamt zeigt die Analyse für die Gasverteilernetzbetreiber, dass die Einführung der Anreizregulierung und ihre Ausgestaltung eine untergeordnete Rolle auf das Investitionsverhalten der Verteilernetzbetreiber hatten. Analog zu den Stromverteilernetzbetreibern wurde auch für den Gasbereich ein ökonometrisches Schätzmodell zur Erklärung der Investitionsquoten erarbeitet, mit dem anschließend Hypothesen zur Wirkung von Einflussfaktoren getestet wurden.

Die wichtigsten Ergebnisse der Regressionsanalyse auf Grundlage dieses Modells lauten:

- Die empirischen Ergebnisse belegen weder einen positiven noch einen negativen Zusammenhang zwischen der Einführung der Anreizregulierung und der Investitionsquote im Bereich Gas. Im Gegensatz zu den Verteilernetzbetreibern im Strombereich zeigt sich bei den Gasverteilernetzbetreibern kaum eine statistisch messbare Anpassung des Investitionsverhaltens im Hinblick auf die Änderung der Regulierung. Auch der Effizienzwert aus dem Benchmarking zeigt keinen signifikanten Einfluss auf die Investitionsquote.
- Zur Überprüfung des Einflusses rechtlicher Vorgaben und Normen, insbesondere möglicher Basisjahreffekte (analog zum Strombereich), wurde auch hier untersucht, ob das Investitionsverhalten durch jahresspezifische Effekte beeinflusst wird. Dabei konnte nicht festgestellt werden, dass die Investitionsquote im Mittel in den Jahren 2009 bis 2012 signifikant vom Durchschnitt für 2008 abgewichen ist.
- Insgesamt kann für die Jahre 2009 und 2010 jedoch ein positiver Effekt ermittelt werden, insofern nicht gleichzeitig mit der Variable für die Einführung der Anreizregulierung kontrolliert wird.¹⁷¹ Somit kann in dieser Modellspezifikation ein schwacher Basisjahreffekt identifiziert werden, der jedoch, im Gegensatz zum Strombereich, weniger sicher statistisch erfassbar ist.
- Analog zum Bereich Strombereich besteht ein statistisch signifikanter, positiver Zusammenhang zwischen der Teilnahme am vereinfachten Verfahren und dem Investitionsverhalten. Die Investitionsquoten von Gasverteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren sind höher als die von Netzbetreibern im Regelverfahren. Vermutlich handelt es sich dabei um einen Größeneffekt.
- Im Gegensatz zu Stromverteilernetzbetreibern ist die Investitionsquote der Gasverteilernetzbetreiber in Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörden im Durchschnitt höher als die der Netzbetreiber, die von der Bundesnetzagentur (direkt oder im Rahmen der Organleihe) reguliert werden. Auch hier bleibt eine inhaltliche Interpretation dieses Befundes offen.
- Auch für den Gasbereich gilt die zuvor für die Analysen des Strombereichs angemerkte Einschränkung, dass auf Basis der verfügbaren Daten ebenfalls nicht unmittelbar ein kausaler Effekt zwischen dem signifikanten Anstieg der Investitionsquoten in den Jahren 2009 und 2010 und der Einführung der Anreizregulierung beziehungsweise dem Basisjahreffekt abgeleitet werden kann.

Neben dem Einfluss der Einführung der Anreizregulierung auf das Investitionsverhalten wurden auch im Gasbereich zusätzliche Modellparameter, welche die Investitionsquote beeinflussen können, auf Basis verschiedener Hypothesen zum Investitionsverhalten analysiert. Die Ergebnisse dieser Analysen für Gasnetzbetreiber finden sich im Gutachten der DIW Econ.

Stromübertragungs- und Gasfernleitungsnetzbetreiber

Im Gegensatz zu den Verteilernetzbetreibern können für Stromübertragungs- und Gasfernleitungsnetzbetreiber aufgrund der geringen Anzahl dieser Unternehmen in Deutschland keine

¹⁷¹ Im Gasbereich waren die Jahre 2009 und 2010 Basis für die Kostenprüfung im Zuge der Erlösbergrenzenermittlung für die 2. Regulierungsperiode bezüglich der Kapitalkosten.

ökonomisch geprüften Aussagen zum Investitionsverhalten getroffen werden. Die Angaben zum Investitions- und Reinvestitionsverhalten dieser Unternehmen wurden im Rahmen dieser Studie allerdings mittels einer Korrelationsanalyse untersucht.

Weder für Stromübertragungs- noch für Gasfernleitungsnetzbetreiber ergeben sich dabei Anhaltspunkte, die auf einen Zusammenhang zwischen dem Investitionsverhalten und der Einführung der Anreizregulierung schließen lassen.

Das Investitionsverhalten der Stromübertragungsnetzbetreiber hängt rein deskriptiv positiv mit Unternehmensgewinnen, Umsatzrentabilität beziehungsweise der Eigenkapitalrendite zusammen, d. h. je besser diese Kennzahlen der Stromübertragungsnetzbetreiber sind, desto höher scheint die Investitionsquote zu sein. Kein konsistenter Zusammenhang findet sich hingegen für den Anlagenzustand. Zur Wirkung von Änderungen der Versorgungsaufgabe auf das Investitionsverhalten ist aufgrund der geringen Anzahl der Unternehmen keine Aussage möglich.¹⁷²

Für Gasfernleitungsnetzbetreiber lässt sich deskriptiv auf Basis der Korrelationsanalyse ein leicht positiver Zusammenhang zwischen Investitionsquote und Anzahl der Ausspeisepunkte erkennen. Je größer die Anzahl der Ausspeisepunkte ist, desto höher scheint die Investitionsquote zu sein. Zwischen der Fläche des versorgten Gebietes und der Investitionsquote lässt sich ein leicht U-förmiger Zusammenhang erkennen. Bis zu einem gewissen Grad führt der Anstieg der Fläche des versorgten Gebietes zu einer geringeren Investitionsquote. Dies lässt auf Größenvorteile schließen. Dieser Zusammenhang wendet sich jedoch mit größer werdender Fläche ins Gegenteil, so dass sich ein weiterer Zuwachs der Fläche in einem Anstieg der Investitionsquote niederschlagen scheint.¹⁷³

2.4.4 Schlussfolgerungen zur Untersuchung der Einflussfaktoren auf das Investitionsverhalten

Für den Evaluierungsbericht stehen zwei Ergebnisse der ökonomischen Analyse der Einflussfaktoren auf das Investitionsverhalten im Zentrum:

- Das Gutachten kommt zu dem Schluss, dass bei den Stromverteilernetzbetreibern ein statistisch signifikanter positiver Effekt nach Einführung der Anreizregulierung auf die Investitionsquoten der Verteilernetzbetreiber nachweisbar ist. Bei den Gasverteilernetzbetreibern lässt sich ein derartiger Effekt nicht statistisch signifikant nachweisen.
- Der positive Effekt bei den Stromverteilernetzbetreibern lässt sich im Kern durch einen Basisjahreffekt erklären. Im Zeitraum von 2010 zu 2011 ist die Investitionsquote gegenüber 2008 deutlich messbar erhöht. Dieser Effekt ist bei den Gasverteilernetzbetreibern deutlich schwächer ausgeprägt.
- Die deskriptive Analyse in Abschnitt 2.1 dieses Kapitels hatte bereits gezeigt, dass sich bei der Entwicklung der Investitionsquoten mit der Einführung der ARegV kein struktureller Bruch gezeigt hat, für die Stromverteilernetzbetreiber in den Jahren 2010 und 2011 sogar Höchstwerte ermittelt wurden.

¹⁷² DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, S. 53 ff.

¹⁷³ DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, S. 67 ff.

Aus den Ergebnissen zur Untersuchung des Investitionsverhaltens lässt sich somit, isoliert betrachtet, kein unmittelbarer Handlungsdruck zur Anpassung der ARegV ableiten.

2.5 Weitere Befunde aus der Datenerhebung

Im Abschnitt 2.1 dieses Kapitels wurde die Entwicklung des Investitionsverhaltens anhand der AKHK und verschiedener Kennziffern rein deskriptiv behandelt. Abschnitt 2.4 fasst zusammen, welche Faktoren mittels der ökonometrischen Untersuchung gefunden wurden, die das Investitionsverhalten beeinflussen. Hierbei wird auf die Investitionsquote als Maß für die Investitionstätigkeit abgestellt.

Der Datenerhebungsbogen hat neben diesen Daten, die zur Bemessung der „reinen“ Investitionstätigkeit dienen, auch Informationen über Einschätzungen und Vorgehensweisen der Netzbetreiber im weiteren Kontext ihrer Investitionspolitik abgefragt. Anhand dieser Angaben lassen sich die quantitativen Befunde aus den vorherigen Abschnitten spiegeln.

Relevant sind hier zum einen Auswertungen zur weiteren Untersuchung des Basisjahreffektes im Abschnitt 2.5.1. Hier werden bspw. Aktivierungspraxis sowie die Durchführung von Wartungs- und Instandhaltungsleistungen analysiert. Zum anderen werden in Abschnitt 2.5.2 Maßnahmen der Netzbetreiber zur Verbesserung der Wartungs- und Instandhaltungspraxis anhand verwendeter Wartungs- und Instandhaltungsstrategien sowie den Prioritäten bei der Durchführung von Wartungs- und Instandhaltungs- bzw. Investitionsmaßnahmen untersucht.

2.5.1 Untersuchungen im Zusammenhang mit dem Basisjahreffekt

Im Rahmen der ökonometrischen Analyse wurde für die Investitionen ein statistisch signifikanter Basisjahreffekt ermittelt. Dies entspricht der allgemeinen Erwartung, dass Netzbetreiber die Möglichkeit zur Optimierung ihrer Erlösmöglichkeiten nutzen. Im Kern geht es beim Basisjahreffekt darum, die Kosten in der Ausgangsbasis zur Bestimmung der Erlösobergrenze möglichst weit anzuheben, um innerhalb der Regulierungsperiode die Kosten wieder unter das somit erhöhte Erlösniveau absenken zu können und hierdurch zusätzliche Gewinne zu erzielen.

Anpassung der Aktivierungspraxis

Aus Sicht der Netzbetreiber könnte eine Möglichkeit zur Erlössteigerung in der Anpassung der Aktivierungsgrundsätze bestehen. So könnte es bspw. vorteilhaft sein, im Jahr vor dem Basisjahr Wirtschaftsgüter so zu definieren, dass in möglichst großem Umfang Aktivierungen vorgenommen werden können, im Basisjahr selber aber Wirtschaftsgüter so zu definieren, dass Investitionen möglichst als Aufwandsposition abgebildet werden. Eine solche Vorgehensweise würde zwar dem Grundsatz der Stetigkeit in der Bilanzierung widersprechen. Dennoch sollte diese Vermutung untersucht werden.

Vor diesem Hintergrund wurden die Netzbetreibern nach den Kriterien gefragt, die für die Abgrenzung von Investitionen zu entweder aktivierungspflichtigen Wirtschaftsgütern oder nicht aktivierungsfähigen Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen genutzt werden. Abgefragt wurden die Kriterien auf der Zeitachse von 2006 bis 2012 für unterschiedliche Anlagengruppen.

Die Auswertung für die verschiedenen Anlagengruppen lässt keine Änderung der Kriterien zur Aktivierungspraxis seit Einführung der ARegV erkennen. Die Netzbetreiber befolgen gemäß ihrer

Eintragung des Kriteriums der Stetigkeit der Aktivierungspraxis. Folgt man den Angaben der Netzbetreiber, dann ist der ökonomisch ermittelte Basisjahreffekt nicht auf eine derartige Optimierung zurückzuführen.

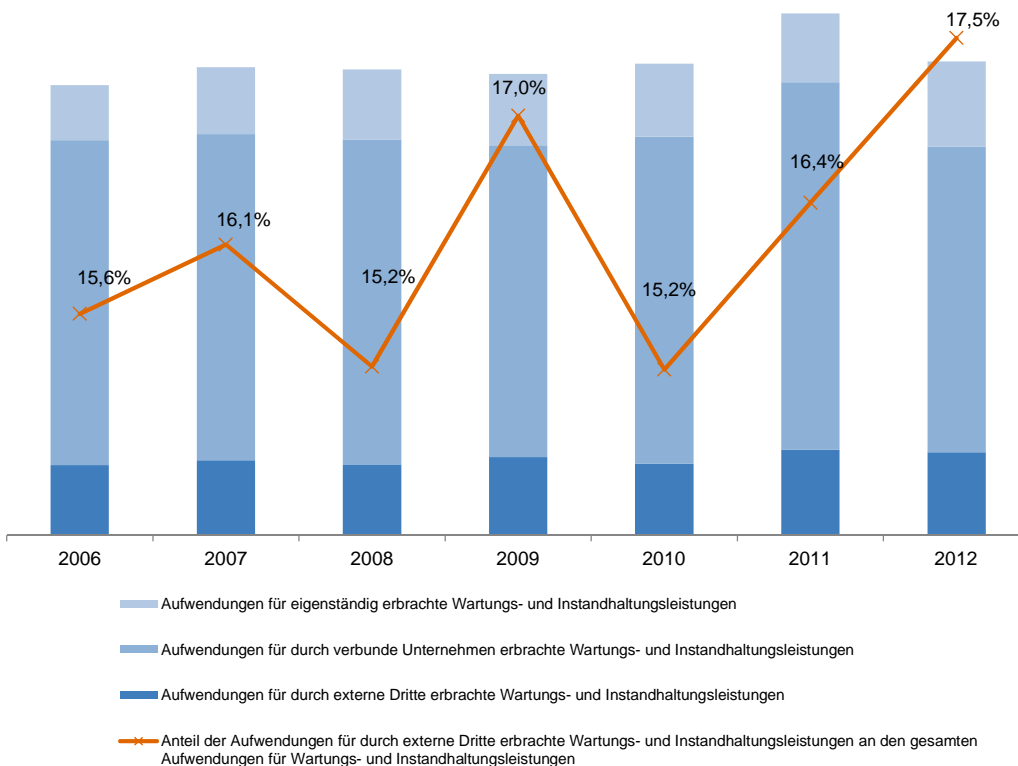
Zeitliche Verlagerung und Fremdvergabe von Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen

Eine weitere Möglichkeit zur Nutzung des Basisjahreffektes ist die Verschiebung von Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen in das Basisjahr. Der Umfang der zeitlichen Verlagerung und die Konzentration auf das Basisjahr können bei Netzbetreibern bspw. durch personelle Kapazitäten aber faktisch begrenzt sein. Daher ist denkbar, dass in den Basisjahren zu eigenständig durchgeführten Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen bevorzugt auch vermehrt Aufträge an Dritte vergeben werden.

In der Datenerhebung wurde daher neben dem Aufwand für Wartungs- und Instandhaltungsleistungen abgefragt, zu welchem Anteil der Aufwand für Wartungs- und Instandhaltungsleistungen auf durch externe Dritte, durch verbundenen Unternehmen oder eigenständig erbracht wurde.

Stromverteilernetzbetreiber

Aufwendungen für Wartungs- und Instandhaltungsleistungen



Quelle: Bundesnetzagentur

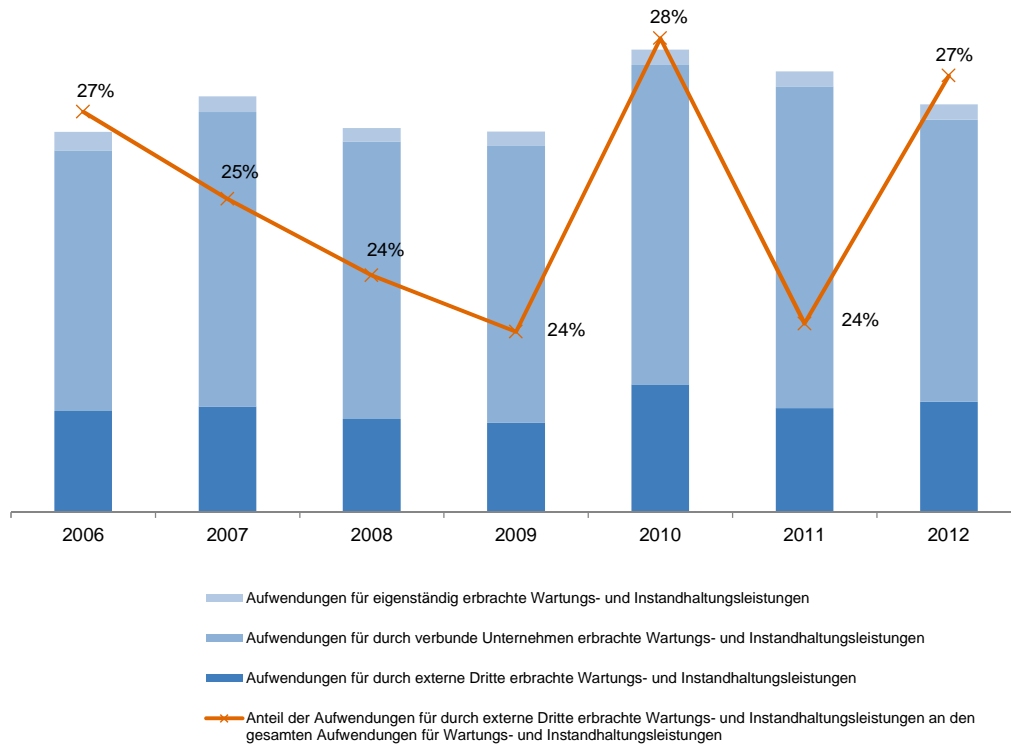
Abbildung 80: Aufwand für Wartungs- und Instandhaltungsleistungen bei Stromverteilernetzbetreibern

Abbildung 80 zeigt, dass bei den Stromverteilernetzbetreibern der gesamte Aufwand für Wartungs- und Instandhaltungsleistungen im Zeitraum 2006 bis 2012 weitgehend konstant ist. Eine Ausnahme ist hier das Basisjahr 2011. Jedoch kann hier nicht ausgeschlossen werden, dass der Anstieg des Aufwandes auf eine zufällige Entwicklung oder andere Einflussfaktoren zurückzuführen ist. Eine ökonomische Untersuchung

allein auf den Wartungs- und Instandhaltungsaufwand bezogen wurde nicht durchgeführt. Auch der Anteil der durch externe Dritte erbrachten Wartungs- und Instandhaltungsleistungen ist im Basisjahr unauffällig.

Gasverteilernetzbetreiber

Aufwendungen für Wartungs- und Instandhaltungsleistungen



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 81: Aufwand für Wartungs- und Instandhaltungsleistungen bei Gasverteilernetzbetreibern

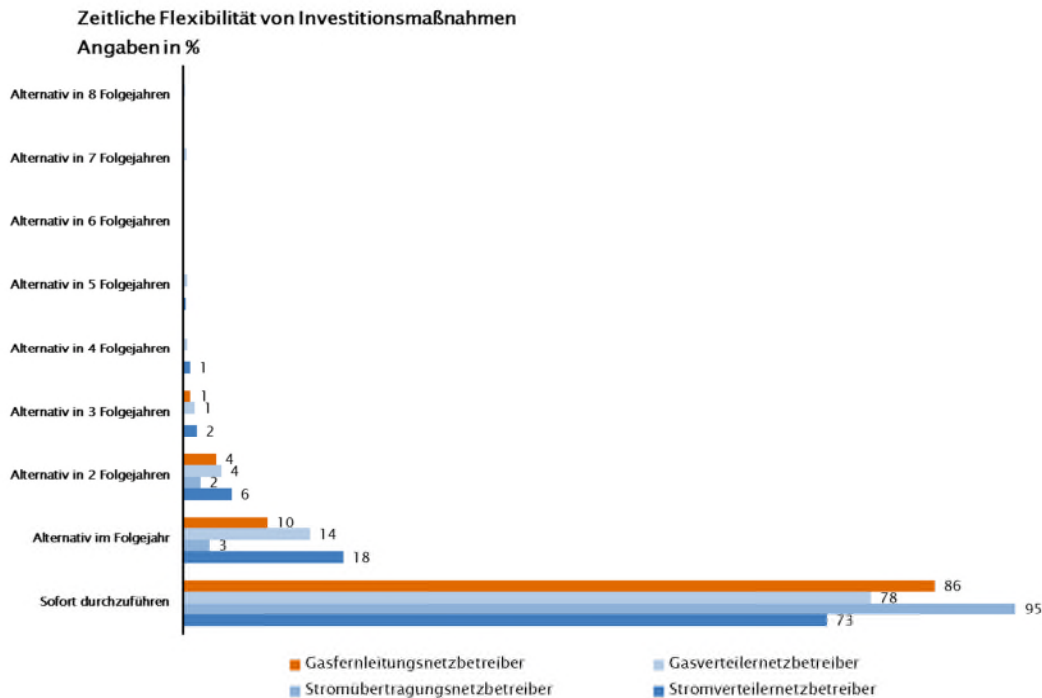
Wie Abbildung 81 zeigt, liegt auch bei den Gasverteilernetzbetreibern der maximale Wert für Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen im Basisjahr (hier 2010). Im Gasbereich erreicht im Basisjahr zudem der Anteil der Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen an den gesamten Aufwendungen für Wartungs- und Instandhaltungsleistungen sein Maximum im Untersuchungszeitraum.

Damit ergeben sich für den Gasbereich zumindest Indizien für eine Nutzung des Basisjahreffektes, der durch eine zeitliche Verlagerung oder erhöhte Vergabe von Leistungen durch Dritte erzeugt wird. Wie im Strombereich bereits erwähnt, kann auch im Gasbereich nicht ausgeschlossen werden, dass der Anstieg des Wartungs- und Instandhaltungsaufwands auf andere Einflussfaktoren zurückzuführen ist.

Flexibilität bei der Durchführung von Investitionen und Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen

Der in den ökonomischen Untersuchungen für Investitionen ermittelte Basisjahreffekt erfordert, dass Investitionen in bestimmten Umfang zeitlich flexibel disponiert werden können. Gleiches gilt für die Durchführung von Wartungs- und Instandhaltungsleistungen, soweit hierdurch ein Basisjahreffekt generiert werden soll.

Um den Umfang dieser Flexibilität einschätzen zu können, wurden Angaben zur zeitlichen Flexibilität von Investitionen und Wartungs- und Instandhaltungsleistungen im Rahmen der Datenerhebung abgefragt. Netzbetreiber konnten hier angeben, über welche Zeiträume in Jahren die Verschiebung nach ihrer Einschätzung möglich ist. Die Ergebnisse für die Investitionen sind in Abbildung 82, die Ergebnisse für Wartungs- und Instandhaltungsleistungen in Abbildung 83 dargestellt.



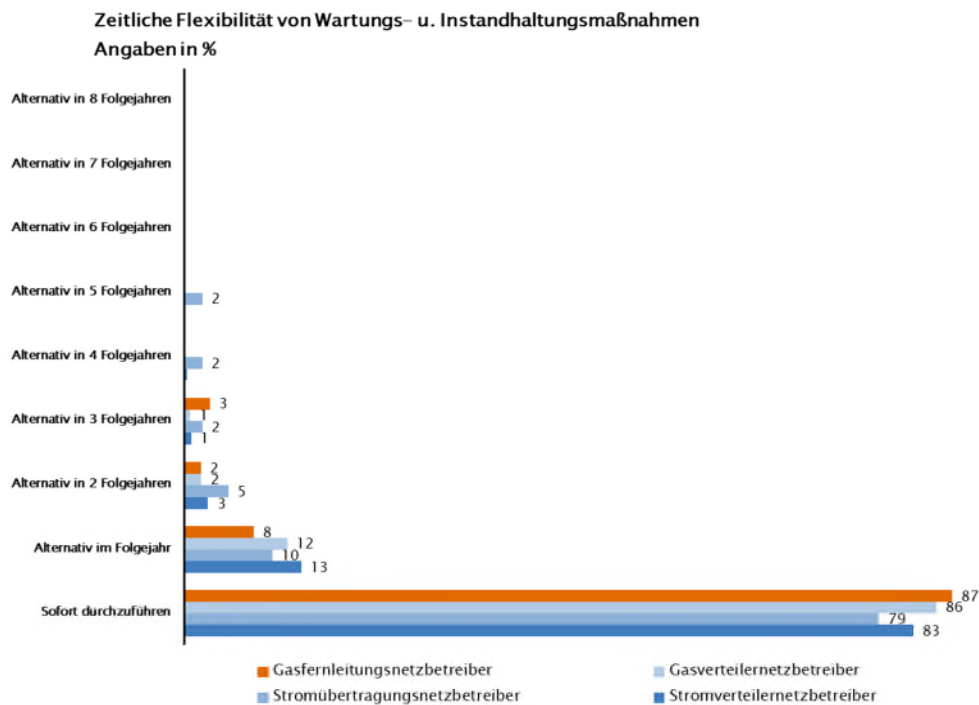
Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 82: Zeitliche Flexibilität von Investitionsmaßnahmen¹⁷⁴

Für alle Netzbereibertypen zeigt sich bei Investitionen, dass eine Verschiebung in sehr begrenztem Umfang möglich ist. Bei den Verteilernetzbetreibern können gemäß der Eintragung etwa 10 % der Investitionsvorhaben maximal ein Jahr verschoben werden, bei Gasfernleitungsnetzbetreibern weniger als 10 %. Bei Stromübertragungsnetzbetreibern wird angegeben, dass nahezu keine Verschiebungen möglich sind. Eine Verschiebung über zwei Jahre kommt nur für jeweils weniger als 5 % der Maßnahmen in Frage. Verschiebungen in weiter in der Zukunft liegende Jahre spielen keine Rolle.

Die Flexibilität bei der Verlagerung von Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen ist nach Angaben der Netzbetreiber vergleichbar zur Flexibilität bei den Investitionsmaßnahmen. Eine Verschiebung scheidet für ca. 80 % der Maßnahmen aus und ist für etwa 10 % der Maßnahmen um maximal ein Jahr möglich. Darüber hinausgehende zeitliche Verschiebungen sind kaum möglich. Die Angaben der Stromübertragungsnetzbetreiber sind nicht konsistent, da Eintragungen sich nicht zu 100 % addieren.

¹⁷⁴ Eigene Darstellung.



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 83: Zeitliche Flexibilität von Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen¹⁷⁵

Die von den Netzbetreibern angegebenen Flexibilitätspotenziale erscheinen angesichts des ermittelten Basisjahreffektes nicht unplausibel.

2.5.2 Maßnahmen der Netzbetreiber zur Verbesserung der Wartungs- und Instandhaltungspraxis

Die Anreizregulierung setzt Anreize für ein kosteneffizientes Investitionsverhalten. Vor diesem Hintergrund wurden in der Datenerhebung Informationen abgefragt, die einen Rückschluss auf den Umgang mit der Investitionsplanung und mögliche Änderungen bei den planerischen Grundsätzen zulassen.

In diesem Sinne wurden Informationen zur Bedeutung der Wartungs- und Instandhaltungsstrategien und zu den Kriterien zur Priorisierung von Investitionen und Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen abgefragt, die nach Angabe der Netzbetreiber Einfluss auf Investitionen und Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen haben.

Wartungs- und Instandhaltungsstrategien

Die Netzbetreiber wurden in der Datenerhebung nach der Bedeutung einzelner Wartungs- und Instandhaltungsstrategien für ihr Unternehmen befragt. Netzbetreiber konnten für jedes Jahr zwischen 2006

¹⁷⁵ Eigene Darstellung.

und 2012 100 Punkte vergeben, wobei die Anzahl der Punkte auf die Strategien entsprechend ihrer praktischen Bedeutung für das jeweilige Unternehmen vergeben wurden.¹⁷⁶

Netzbetreiber konnten hier zwischen „zeitorientierter Instandhaltung“, „ergebnisorientierter Instandhaltung“, „zustandsorientierter Instandhaltung“, „zuverlässigkeitsorientierter Instandhaltung“ und „risikoorientierter Instandhaltung“ wählen. In der Ausfüllhilfe zum Datenerhebungsbogen wurde für die Instandhaltungsstrategien „zeitorientierte Instandhaltung“ (= vorbeugende Instandhaltung), „ereignisorientierte Instandhaltung“, „zustandsorientierte Instandhaltung“ und die „prioritätenorientierte bzw. zuverlässigkeitsorientierte“ Instandhaltung auf die Definitionen der Norm DIN VDE V 0109-1 verwiesen.

Ausgehend von der prioritäten- bzw. zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltungsstrategie kann die „risikoorientierte Instandhaltung“ als Weiterentwicklung angesehen werden. Hier wird das mögliche Risiko einer Störung eines Betriebsmittels zu den Auswirkungen auf die Versorgungsqualität in Beziehung gesetzt. Somit setzt die risikoorientierte Instandhaltungsstrategie die Abschätzung des Zustandes der Betriebsmittel und der Anforderungen an die Netz Zuverlässigkeit voraus. Im Rahmen dieser Strategie wird das Ziel verfolgt, das Verhältnis zwischen den Instandhaltungskosten und dem Beitrag zur Netz Zuverlässigkeit und -verfügbarkeit zu optimieren.

Als weitere Hilfestellung wird auf die Definitionen der Instandhaltungsstrategien der technischen Regel des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) G 402 (A) verwiesen, wobei die ereignisorientierte Instandhaltung im Wesentlichen der korrektiven Instandhaltungsstrategie und die zeitorientierte/vorbeugende der vorausbestimmten Instandhaltungsstrategie entspricht.

Bei Stromverteilernetzbetreibern sind die zeit- und zustandsorientierte Instandhaltung mit durchschnittlich ca. 30 Punkten die bedeutendsten Strategien. Interessant ist hier eine leichte Bedeutungsverschiebung im Zeitablauf hin zur zustandsorientierten und zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung. Die Bedeutung der ereignisorientierten Instandhaltung bleibt bei knapp unter 20 Punkten konstant. Die risikoorientierte Instandhaltung spielt bei den Stromverteilernetzen weitgehend keine Rolle.¹⁷⁷

Bei den Gasverteilernetzbetreibern dominiert mit durchschnittlich 40 Punkten die zeitorientierte Instandhaltung. Hier ist, anders als bei den Stromverteilernetzbetreibern, kein Rückgang zu verzeichnen. Konstant bei ca. 30 Punkten liegt die zustandsorientierte Instandhaltung, im Verbund mit einem leichten Anstieg der zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung von durchschnittlich etwa 7 auf 8 Punkte ab dem Jahr 2011. Ereignisorientierte Wartungs- und Instandhaltungsstrategien nehmen leicht an Bedeutung ab und eine risikoorientierte Instandhaltung spielt wiederum eine stark untergeordnete Rolle.¹⁷⁸

Die Ergebnisse für die Stromübertragungsnetzbetreiber werden stark von der Anzahl der Netzbetreiber geprägt, die für ein Jahr eine Eintragung vorgenommen haben. Hier kann allenfalls eine Entwicklung weg von

¹⁷⁶ Eine kompakte Datenauswertung zu den Wartungs- und Instandhaltungsstrategien kann dem Anhang 2 entnommen werden.

¹⁷⁷ Vgl. Darstellungen zu Instandhaltungsstrategien- in Anhang 2.

¹⁷⁸ Vgl. Darstellungen zu Instandhaltungsstrategien- in Anhang 2.

der zeitorientierten Instandhaltung hin zur zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung wahrgenommen werden.¹⁷⁹

Bei den Gasfernleitungsnetzbetreibern ist ein Bedeutungswandel bei den Strategien am deutlichsten ausgeprägt. Hier verliert die zeitorientierte Instandhaltung im Zeitablauf deutlich von durchschnittlich knapp 50 Punkten in 2006 auf einen Wert knapp über 30, während die risikoorientierte Instandhaltung, von sehr geringem Niveau kommend, in 2012 einen durchschnittlichen Wert von nahezu 20 erreicht. Ein leichter Bedeutungszuwachs kann für die zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung verzeichnet werden. Hier ist der Einfluss einzelner Unternehmen auf das Gesamtergebnis sehr erheblich.¹⁸⁰

Im Ergebnis kann festgestellt werden, dass bei den Stromverteiler- und Stromübertragungsnetzbetreibern ein leichter Wandel weg von der zeitorientierten Instandhaltung eingesetzt hat. Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen werden also vermehrt nach einem betriebswirtschaftlichen oder technischen Kalkül gezielt umgesetzt. Bei den Gasverteilernetzbetreibern ist eine solche Bewegung nicht zu erkennen. Dies kann jedoch auch durch Vorgaben zur Wartungs- und Instandhaltungsplanung im Rahmen der bestehenden Regelwerke bedingt sein. Es liegt hier möglicherweise ein geringerer Entscheidungsspielraum für Strategieoptimierungen vor. Bei den Gasfernleitungsnetzbetreibern ist das Ergebnis zu stark durch Strategiewechsel einzelner Unternehmen bestimmt, um allgemeine Schlussfolgerungen ziehen zu können.

Priorisierung von jährlichen Investitionen und Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen

Um zu untersuchen, ob sich an den Kriterien zur Priorisierung von Investitionen sowie Wartungs- und Instandhaltungsleistungen mit der Einführung der ARegV etwas geändert hat, wurden Einschätzungen der Netzbetreiber zu einzelnen frei wählbaren Kriterien wie bspw. Anlagenalter, gesetzliche Anschlusspflichten oder Versorgungssicherheit in der Datenerhebung abgefragt. Dabei konnten die Netzbetreiber für die Jahre 2009 bis 2012 Kriterien für die Priorisierung der Investitionen und Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen angeben.

Im Ergebnis lässt sich für Stromverteilernetzbetreiber feststellen, dass dem Anlagenzustand und der Versorgungssicherheit, der Erschließung und Anschlusspflicht sowie gesetzlichen Vorgaben und Regelwerken die größte Priorität bezogen auf die jährlichen Investitionen zukommt. Für Gasverteilernetzbetreiber ergibt sich ein ähnliches Bild. Lediglich den gesetzlichen Vorgaben und Regelwerken wird aufgrund fehlender EEG Anschlussverpflichtungen eine geringere Priorität zugeordnet.

Aufgrund der teilweise fehlenden Gewichtung der angegebenen Kriterien kann für Stromübertragungsnetzbetreiber kein eindeutiges Ergebnis abgeleitet werden. Für Gasfernleitungsnetzbetreiber hingegen konnten die Kategorien "gesetzliche Vorgaben und Regelwerke" sowie "Anlagenzustand und Versorgungssicherheit" als Priorität für Investitionen ermittelt werden.

¹⁷⁹ Vgl. Darstellungen zu Instandhaltungsstrategien- in Anhang 2.

¹⁸⁰ Vgl. Darstellungen zu Instandhaltungsstrategien- in Anhang 2.

Nach dem gleichen Schema wurde untersucht, nach welchen Kriterien Netzbetreiber ihre jährlichen Maßnahmen für Wartung und Instandhaltung priorisieren. Es ergeben sich dabei nahezu deckungsgleiche Einschätzungen wie zur Priorisierung der Investitionen.

2.6 Zusammenfassung wesentlicher Ergebnisse zur Entwicklung des Investitionsverhaltens

In diesem Abschnitt werden die wesentlichen Erkenntnisse aus der Untersuchung zur Entwicklung des Investitionsverhaltens zusammengefasst dargestellt, soweit sie für die Beurteilung eines Handlungsbedarfs erforderlich sind:

Mit Einführung der ARegV sind keine strukturellen Brüche im Investitionsverhalten, dargestellt über die Entwicklung der Anschaffungs- und Herstellungskosten bzw. der Investitionsquote, erkennbar.

Der deskriptiv abgeleitete Befund wird auch über die Ergebnisse des ökonometrischen Gutachtens von DIW Econ gestützt. Das Gutachten besagt, dass durch statistische Methoden bei den Stromverteilernetzbetreibern ein signifikanter positiver Effekt nach Einführung der Anreizregulierung auf die Investitionsquoten der Verteilernetzbetreiber nachweisbar ist. Bei den Gasverteilernetzbetreibern lässt sich ein derartiger Effekt nicht statistisch signifikant nachweisen. Der positive Effekt bei den Stromverteilernetzbetreibern lässt sich durch einen Basisjahreffekt erklären. Im Zeitraum von 2010 zu 2011 ist die Investitionsquote gegenüber 2008 deutlich messbar erhöht. Dieser Effekt ist bei den Gasverteilernetzbetreibern schwächer ausgeprägt.

Aus den Ergebnissen zur Untersuchung des Investitionsverhaltens lässt sich somit, isoliert betrachtet, kein unmittelbarer Handlungsdruck zur Anpassung der ARegV ableiten. Der Befund des Gutachters, dass die ARegV das Investitionsverhalten nicht negativ beeinflusst hat, kann als robust angesehen werden.

Für Strom- und Gasverteilernetzbetreiber zeigen sich ausgeprägte Investitionszyklen. Diese Investitionszyklen aus den vergangenen Jahren bzw. Jahrzehnten werden mit einiger Verzögerung zu Reinvestitionszyklen führen.

2.7 Investitionshemmnisse und Angemessenheit des Investitionsverhaltens

2.7.1 Investitionshemmnisse

Möglichkeit der Bestimmung von Investitionshemmnissen

Der Begriff des Investitionshemmnisses umfasst abstrakt nur jene Aspekte der Regulierung, die das Investitionsverhalten soweit negativ beeinflussen, dass die zur nachhaltigen Erbringung der Versorgungsaufgabe erforderlichen Investitionen nach objektiven Kriterien nicht mehr in ausreichendem Maß durchgeführt werden können.

Somit ist nicht grundsätzlich jedes Instrument, das zur Hemmung oder Beschränkung von Investitionen auf ein bestimmtes Maß beiträgt, ein problematisches Investitionshemmnis, dem durch eine Anpassung des regulatorischen Rahmens zu begegnen wäre. Zum Beispiel ist die Begrenzung der Erlösmöglichkeiten durch die Erlösobergrenze im Rahmen der ARegV stets auch ein Hemmnis, deutlich mehr zu investieren als über die Erlösobergrenze zu finanzieren ist. Jedoch sind Investitionen im Übermaß eben auch nicht anzustreben, so dass insoweit eine hemmende Wirkung durch die Regulierung gerade angestrebt ist.

Für die Ermittlung eines problematischen Investitionshemmnisses ist daher eine geeignete Bezugs- oder Zielgröße für das objektiv angestrebte Investitionsverhalten erforderlich. Dieses Bezugs- oder Zielniveau wird im Folgenden als das „angemessene Investitionsverhalten“ oder kurz Investitionsbedarf bezeichnet. Da dieser objektiv erforderliche Investitionsbedarfs nicht bestimmt werden kann (vgl. 2.7.2), scheidet auch eine trennscharfe Benennung von Investitionshemmnissen aus.

Von Seiten der Netzbetreiber wird vorgetragen, dass die ARegV bzw. zahlreiche Einzelregelungen aus der Verordnung oder regulatorischen Festlegungen Investitionshemmnisse seien. Dem ist entgegenzuhalten, dass die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber unter den Rahmenbedingungen der ARegV für Ersatz- wie Erweiterungsmaßnahmen gewährleistet ist. Hierzu werden in Abschnitt A dieses Kapitels verschiedene Modellrechnungen durchgeführt.

Einschätzung der Netzbetreiber zum Einfluss rechtlicher Vorgaben auf die jährlichen Investitionen und Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung von Netzbetreibern

Im Rahmen der Datenabfrage werden die Netzbetreiber aufgefordert Gesetze, Verordnungen, Festlegungen oder Beschlüsse zu nennen, die sich auf die Höhe der jährlichen Investitionen sowie Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen auswirken. Außerdem wurde abgefragt, ob der Einfluss der jeweiligen Regelung auf die Investitionen und Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung positiv oder negativ ist.

Hierbei ist anzumerken, dass seitens der Verbände kritisiert wurde, dass in der Datenerhebung nicht explizit nach Investitionshemmnissen gefragt wurde. Hierdurch habe sich eine Beschränkung der Antwortmöglichkeiten ergeben, die eine umfassende Einschätzung verhindert habe. Nach Auffassung der Bundesnetzagentur ist die Abfrage des Einflusses der rechtlichen Vorgaben auf das Investitionsverhalten sehr detailliert und offen gestaltet worden, d. h. es werden auch Gründe in Freitextfeldern abgefragt. Auch ist die Fragestellung sehr offen formuliert („...Gesetz, Verordnung, Festlegung oder Beschluss...“). Der in einer Stellungnahme bspw. angeführte „Zeitverzug“ geht ebenfalls auf eine rechtliche Vorgabe zurück und wäre somit auch hier zu platzieren gewesen. Letztendlich ist die Ursache für mögliche Investitionshemmnisse grundsätzlich auf eine rechtliche Vorgabe zurückzuführen. Dies wurde auch durch die Unternehmen weitestgehend so verstanden. Die Ergebnisse der Datenabfrage sind unter diesem Aspekt zu betrachten.

Die befragten Stromnetzbetreiber gaben am häufigsten die zu geringe Eigenkapitalverzinsung als Einflussfaktor mit negativer Wirkung auf ihre Investitionstätigkeit und die Höhe der Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung an. Der Zeitverzug zwischen der Umsetzung einer Investition und ihrer Erlöswirksamkeit wird von den Stromnetzbetreibern ebenfalls häufig als Erschwernis aufgeführt. Bemängelt wurde, dass sich durch die von den tatsächlichen Kosten einer Erweiterungsinvestition gelöste Berechnung des Erweiterungsfaktors die Gefahr einer der Kostenunterdeckung ergibt. Ebenso wurde die Erheblichkeitsschwelle als Voraussetzung für die Genehmigung eines Erweiterungsfaktors als Hindernis benannt. Eine hohe Unsicherheit für die Investitionsplanung sei die Anschlusspflicht von EEG-Anlagen. Ein zeitnaher finanzieller Ausgleich für diese mit einer häufig hohen Kapitalbindung einhergehende und nicht beeinflussbare Maßnahme wird gefordert.¹⁸¹

¹⁸¹ Vgl. Darstellungen zu vorgetragenen Investitionshemmnissen in Anhang 2.

Von den Gasnetzbetreibern wurde der generelle sektorale Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV als negativer Einflussfaktor angesehen. Dessen Anwendung stelle eine unsachgemäße Reduzierung der EOG dar. Weiterhin wird von den Gasnetzbetreibern angegeben, dass die Verzinsung des Eigenkapitals sowie die Verzinsung des überschießenden Eigenkapitals negative Einflussfaktoren für die Investitionstätigkeit seien. Auch die Ermittlung der Erlösbergrenzen gemäß § 4 ARegV beeinflusst nach Meinung der Netzbetreiber aufgrund des Zeitverzugs durch die EOG-Formel die Investitionen und Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung deutlich negativ. In diesem Zusammenhang wurden auch der Effizienzvergleich nach §§ 12-16 ARegV (Risiko durch Investitionsentscheidungen ohne Kenntnis zukünftiger Effizienzwerte; Auswahl der Parameter) sowie die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen nach § 6 GasNEV bzw. die Preisindizes zur Ermittlung der Tagesneuwerte nach § 6a GasNEV häufig genannt. Hervorzuheben ist auch, dass die ARegV insgesamt von relativ vielen Gasnetzbetreibern als negativer Einflussfaktor angesehen wird. Bei den Gründen hierfür handelt es sich vor allem um die Zeitverzugsproblematik, den sinkendem Erlöspfad sowie den Effizienzdruck.

Das DVGW-Regelwerk stellt laut Angaben der Netzbetreiber im Gasbereich eine Regelung mit einem deutlich positiven Einfluss auf die jährlichen Investitionen und Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung dar. Weiterhin wurden auch Investitionsmaßnahmen (§ 23 ARegV) und der Erweiterungsfaktor (§ 10 ARegV) als positive Einflussfaktoren klassifiziert.

Insgesamt lässt sich für Strom- und Gasnetzbetreiber zusammenfassen, dass alle Faktoren, die zu einer Reduzierung der Erlösmöglichkeiten führen, als hemmend für Investitionen angesehen werden. Überwiegend positiv wirken nach Angabe der Netzbetreiber gesetzliche Verpflichtungen oder technische Auflagen. Der Erweiterungsfaktor und die Investitionsmaßnahme werden von einem Teil der Netzbetreiber grundsätzlich positiv bewertet. Jedoch erfolgt auch Kritik an der konkreten Ausgestaltung der vorgenannten Instrumente von einigen Netzbetreibern.

2.7.2 Angemessenheit von Investitionen

Dieser Abschnitt widmet sich den Möglichkeiten, einen volkswirtschaftlich wünschenswerten Investitionsbedarf objektiv zu bestimmen, bei dem von einem „angemessenen“ Investitionsverhalten ausgegangen werden könnte. Die Bestimmung eines solchen Investitionsbedarfs wäre auch erforderlich, um Investitionshemmnisse zu identifizieren, die bei einer Anpassung der ARegV zu beseitigen wären (vgl. hierzu den vorhergehenden Abschnitt 2.7.1).

Für die Bestimmung des Investitionsbedarfs wird neben den bereits eingeführten Kennzahlen zum Investitionsverhalten auch über die Verwendung outputseitiger Kennziffern diskutiert. Zudem wird auf die Eigeneinschätzungen der Netzbetreiber zur Angemessenheit des Investitionsverhaltens aus der Datenerhebung zurückgegriffen. Hierbei muss wiederum beachtet werden, dass es sich um Selbsteinschätzungen der Netzbetreiber handelt.

Kennzahlen zur Bewertung der Angemessenheit des Investitionsverhaltens

Um festzustellen, ob Netzbetreiber im Sinne des volkswirtschaftlich wünschenswerten Investitionsbedarfs investieren, kann geprüft werden, ob die unter dem Abschnitt 1.3 dieses Kapitels vorgestellten Kennziffern hierfür herangezogen werden könnten. Hierbei kämen insbesondere die absolute Höhe der Anschaffungs- und Herstellungskosten wie auch die Aufwendungen für Wartungs- und Instandhaltungsleistungen, die Reinvestitionsquote sowie der Anlagenabnutzungsgrad bzw. das kalkulatorische Anlagenalter in Frage.

Die Angaben zu den geplanten Anschaffungs- und Herstellungskosten wie zu den Wartungs- und Instandhaltungsleistungen könnten geeignet sein, die Angemessenheit der Investitionen zu überprüfen. So wären die Planinvestitionen mit dem jeweiligen Investitionsbedarf zu vergleichen. Die Bestimmung dieses objektiven Investitionsbedarfs als Vergleichsmaßstab ist jedoch nicht möglich, da es sich hierbei um eine detaillierte unternehmensspezifische Planung handelt, die nicht abstrakt nachvollzogen werden kann. Selbst bei Ermittlung des Investitionsbedarfs auf Unternehmensebene ist nicht sichergestellt, dass es sich um den theoretisch optimalen Investitionsbedarf handelt.

Praktische Probleme bei der Bestimmung des Investitionsbedarfs ergeben sich z. B., weil in Phasen erheblicher Neuinvestitionen Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen nicht getrennt beurteilt werden können.¹⁸²

Stattdessen haben Investitionen in der Regel sowohl Ersatz- als auch Erweiterungscharakter. Insofern scheidet eine getrennte Beurteilung der Erweiterungsinvestitionen einerseits (z. B. angelehnt an Ausbauplanungen im Bereich der erneuerbaren Energien) und Ersatzinvestitionen (bspw. ermittelt aus einer technischen Beurteilung des historischen Anlagenbestandes) aus.

Gerade für die Bestimmung des Investitionsbedarfs bei den Ersatzinvestitionen ist nicht zu erwarten, dass bei einer anstehenden Reinvestitions- oder Ersatzinvestitionswelle im Verbund mit einer großflächigen Erweiterung im Kontext des Ausbaus der erneuerbaren Energien bestehende Strukturen exakt reproduziert werden. Stattdessen sollte die Möglichkeit bestehen, im Zuge größerer Maßnahmenverbünde gewachsene, möglicherweise ineffiziente Netzstrukturen zu bereinigen. Damit kann der Investitionsbedarf nicht aus den historischen Investitionsverläufen, wie sie in Abbildung 59 und Abbildung 65 für die Strom- und Gasverteilernetzbetreiber abgebildet sind, abgeleitet werden.

Die Investitionsquote ist für die Beschreibung des Investitionsverhaltens auf der Zeitachse geeignet. Jedoch liefert die Investitionsquote als Verhältniskennzahl aus sich heraus keine eindeutig belastbare Indikation für die Angemessenheit des Investitionsverhaltens. Auch hier fehlt die Referenz für einen Investitionsbedarf, sei es bei Erweiterungen oder im Ersatz.

Während die Investitionsquote bspw. keine Information darüber enthält, wie sich die Anlagensubstanz ändert, könnte aus der Reinvestitionsquote, dem Anlagenalter bzw. Anlagenabnutzungsgrad zunächst auf eine Änderung der Anlagensubstanz geschlossen werden. So deutet eine Reinvestitionsquote von größer 100 % z. B. auf eine wachsende Anlagensubstanz hin, eine Reinvestitionsquote im Bereich von 100 % auf Erhalt der Anlagensubstanz und eine Reinvestitionsquote von weniger als 100 % auf einen Verschleiß der Anlagensubstanz. In die gleiche Richtung lassen sich Anlagenalter und Anlagenabnutzungsgrad interpretieren: Nehmen Alter und Abnutzungsgrad zu, deutet dies auf einen Substanzverschleiß hin.

Allerdings zeigen die Kennziffern nicht an, ob eine Reinvestitionsquote in bestimmter Höhe angesichts einer gegebenen Änderung der Versorgungsaufgabe ausreichend ist oder nicht. So kann die Änderung der Versorgungsaufgabe eine deutlich höhere Quote erforderlich machen, um die Anlagensubstanz insgesamt zu erhalten. Jedoch kann bei gleichzeitigem Wegfall anderer Bestandteile der Versorgungsaufgabe eine Reinvestitionsquote von 100 % auch bei einer Ausweitung der Versorgungsaufgabe noch angemessen oder

¹⁸² Diese Einschätzung vertreten auch zahlreiche Netzbetreiber im Feed-Back-Bogen zum Workshop am 11. und 12.6.2014.

sogar überhöht sein. Insbesondere bei zyklischem Investitionsverhalten sind Schwankungen der Kennziffern kein Zeichen von Angemessenheit oder Nicht-Angemessenheit. Stattdessen steigt das durchschnittliche Anlagenalter nach Ende eines Investitionszyklus an, bis ein erneuter Ersatzzyklus folgt, der mit zunehmenden Investitionen zu einer Verjüngung des durchschnittlichen Anlagenbestandes führt. Belastbare Aussagen aus den genannten Kennzahlen lassen sich allenfalls in einem gedanklichen Gleichgewichtszustand mit konstanter Versorgungsaufgabe und nicht-zyklischen Investitionen ableiten.

Der technische Anlagenzustand, der als ein wesentliches Kriterium für die Priorisierung von Investitionen und die Beurteilung der Angemessenheit des Investitionsverhaltens gilt, ist durch eine Datenabfrage bei den Netzbetreibern nicht standardisiert zu erheben. Es gibt hierzu keine branchenweit abgestimmten Richtwerte oder Bewertungsmaßstäbe. Zudem gibt es keine Pflicht zu einer standardisierten Bewertung des technischen Anlagenzustands. Auch die Kennziffern zum kalkulatorischen Anlagenalter und Anlagenabnutzungsgrad können keine belastbare Aussage zum technischen Anlagenzustand liefern. So ist der Anlagenzustand bspw. stark davon abhängig, in welchem Umfang Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt wurden. So können Anlagen, die gemäß der Kennziffer Anlagenalter bereits relativ schlecht bewertet werden, tatsächlich in einem technisch einwandfreien, neuwertigen Zustand sein. Die Durchführung von Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen wirkt wie ein Substitut zu Investitionen in neue Anlagengüter. Daher werden die Aufwendungen für Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen bspw. von DIW Econ auch in die Bildung einer Investitionskennzahl einbezogen.¹⁸³ Das genaue Substitutionsverhältnis zwischen Aufwendungen für Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen und Investitionen in neue Anlagen ist jedoch nicht ermittelbar.

In die meisten der vorgestellten Kennziffern fließen auch Annahmen zu Abschreibungsdauern ein (bspw. in das Anlagenalter oder die Reinvestitionsquote). Die Aussagekraft dieser Kennziffern leidet in diesen Fällen, wenn die angesetzten kalkulatorischen Nutzungsdauern nicht mit den realen technischen Nutzungsdauern übereinstimmen. Hier hat die Datenabfrage gezeigt, dass die Netzbetreiber die tatsächlichen technischen Nutzungsdauern überwiegend ähnlich einschätzen wie die in der Strom- und GasNEV enthaltenen kalkulatorischen Nutzungsdauern. Hier sei jedoch nochmals darauf hingewiesen, dass es sich um das Ergebnis einer Eigenbefragung handelt. Anders sieht es bei den handelsrechtlichen Nutzungsdauern aus. Hier hat die Auswertung der Datenerhebungsbögen ergeben, dass die handelsrechtlichen Nutzungsdauern in der Regel stark unterhalb der durchschnittlichen technischen Nutzungsdauern liegen. Hieraus lässt sich ableiten, dass über die handelsrechtlichen Nutzungsdauern bestimmte Kennziffern wenig Aussagekraft für die Bewertung von Angemessenheit entwickeln. Sie können allenfalls im Zeitablauf interpretiert werden.

Insgesamt lässt sich aus den genannten Kennzahlen alleine kein Rückschluss auf die Angemessenheit des Investitionsverhaltens schließen.

Jedoch ergibt sich aus folgenden Faktoren eine Indikation für zukünftig wieder ansteigende Reinvestitionszyklen:

¹⁸³ DIW Econ (2014): Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, S. 16 ff.

- Für Strom- und Gasverteilernetzbetreiber zeigen sich ausgeprägte Investitionszyklen. Diese Investitionszyklen aus den vergangenen Jahren bzw. Jahrzehnten werden mit einiger Verzögerung zu Reinvestitionszyklen führen, deren Ausprägung aber nicht sicher bestimmt werden kann.
- Bei den Kennzahlen kann auch das ansteigende Anlagenalter auf einen möglichen zukünftigen Anstieg bei Reinvestitionen hindeuten.
- Auch bei den Planinvestitionen zeigt sich für die Ersatzinvestitionen ein Anstieg im Einklang mit den Gesamtinvestitionen.

Ergänzend zu den Investitionskennzahlen kann auf outputorientierte Kennziffern zurückgegriffen werden, welche die langfristige Auswirkung des Investitionsverhaltens auf die Leistung eines Netzbetreibers erfassen. So kann angemessenes Investitionsverhalten bspw. so verstanden werden, dass die Versorgungsqualität des Netzbetreibers auf einem definierten Niveau erhalten bleibt. So kann die Qualität bei der Versorgung der Kunden mit Strom und Gas u. a. über die Kennziffern SAIDI (System Average Interruption Duration Index) und ASIDI (Average System Interruption Duration Index) abgebildet werden.¹⁸⁴ Solange die Kennzahlen sich nicht strukturell verschlechtern, könnte von einer angemessenen Erbringung der Versorgungsaufgabe und damit angemessenen Investitionen ausgegangen werden. Gegenwärtig zeichnet sich keine Verschlechterung der Versorgungsqualität ab.

Grundsätzlich könnte jedoch auch eine leichte Minderung der Versorgungsqualität im Sinne der ARegV sein, wenn hierdurch die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt ansteige.

Neben der Versorgungsqualität kann auch die Fähigkeit des Netzbetreibers, erzeugten Strom aus EE-Erzeugungsanlagen unterbrechungsfrei aufzunehmen, in eine solche outputorientierte Kennzahl überführt werden. Gegenwärtig werden von wenigen Netzbetreibern in Spitzenerzeugungszeiten Erzeugungsmengen abgeregelt. Dies spricht zunächst für einen Ausbaubedarf im Netzbereich und unangemessenes Investitionsverhalten. Allerdings wird die Frage, ab wann Netzausbaubedarf statt der Abregelung von Erzeugungsleistung auch volkswirtschaftlich wünschenswert ist, aktuell diskutiert (vgl. hierzu C2.1.2 zu Innovationen). Die Tatsache, dass Erzeugungsmenge in einem gewissen Umfang abgeregelt wird, ist damit noch kein belastbares Signal für Investitionsbedarf.

Ein mögliches Problem bei outputorientierten Kennziffern ist die lange Dauer zwischen der Ursache einer Verschlechterung (mglw. unzureichende Investitionen) und der Auswirkung auf die Outputgröße, wie bspw. die Versorgungsqualität. Outputorientierte Kennzahlen liefern daher tendenziell erst zu spät Signale, die ein Mehr an Investitionen anzeigen würden.

Zusammengefasst lässt sich sagen, dass einfache, in der Regel inputorientierte Kennziffern folgende Defizite aufweisen:

- Der für die Beurteilung eigentlich erforderliche Investitionsbedarf kann nicht im Rahmen einer abstrakten Bewertung bestimmt werden.
- Bei Änderungen der Versorgungsaufgabe können Kennzahlen häufig nicht sinnvoll interpretiert werden.

¹⁸⁴ Auf die Kennziffern wird in Abschnitt III E zur Versorgungsqualität vertiefend eingegangen.

- Bei Investitionszyklen ergeben sich notwendigerweise Schwankungen der Kennzahlen im Zeitablauf, die nur schwer interpretiert werden können.
- Die Wirkung von Wartungs- und Instandhaltungsleistungen auf die Anlagensubstanz findet bei den Kennziffern zum Teil keine Berücksichtigung.
- Der technische Anlagenzustand kann nicht bestimmt werden.
- Der Netzbetreiber kann inputorientierte Kennziffern durch sein Investitionsverhalten beeinflussen.

Von größerer Aussagekraft sind outputorientierte Kennziffern wie die Versorgungsqualität oder die Fähigkeit des Netzbetreibers, eingespeisten Strom abzunehmen.

Im folgenden Abschnitt wird die Auswertung hinsichtlich der Eigeneinschätzung der Netzbetreiber analysiert.

Eigeneinschätzung der Netzbetreiber

In der Datenerhebung wurden die Netzbetreiber gefragt, nach welchen Kriterien sie die Angemessenheit ihrer Investitionstätigkeit bewerten und welches Kriterium für sie dabei das Hauptkriterium ist. Die Bewertung konnte anhand von Punktwerten vorgenommen werden. Auch wurde abgefragt, ob die Netzbetreiber nach ihrer eigenen Einschätzung bzgl. der Kriterien angemessen investieren oder nicht. Weiterhin wurde untersucht, wie sich das nicht angemessene Investitionsverhalten äußert.

Für alle Netzbetreibertypen, also Gas- und Stromverteilernetzbetreiber sowie Stromübertragungs- und Gasfernleitungsnetzbetreiber, hat sich ergeben, dass der Anlagenzustand und die Versorgungsqualität die wichtigsten Kriterien zur Bewertung der Angemessenheit der Versorgungsaufgabe sind. Dies äußert sich in einer entsprechenden Bewertung und in der Häufigkeit, zu der eines der Kriterien als Hauptkriterium bezeichnet wurde.

Von den Verteilernetzbetreibern, die den Anlagenzustand als Hauptkriterium angegeben haben, äußern 25 % der Stromverteilernetzbetreiber, dass sie nicht angemessen investieren. Im Gasbereich schätzen dies 13 % der Verteilernetzbetreiber so ein. Von den Netzbetreibern, welche die Versorgungsqualität als Hauptkriterium angegeben haben, äußern von den Stromverteilernetzbetreibern 26 %, dass sie nicht angemessen investieren. Bei den Gasverteilernetzbetreibern sind 16 % der Auffassung, nicht angemessen in Bezug auf das Kriterium Versorgungsqualität zu investieren.¹⁸⁵

Bei den Stromübertragungsnetzbetreibern und den Gasfernleitungsnetzbetreibern liegen aus der Datenerhebung keine Eintragungen vor, die ein nicht angemessenes Investitionsverhalten anzeigen. Die Ergebnisse sind in den nachfolgenden Abbildungen dargestellt.

¹⁸⁵ Im Workshop am 11. und 12.6.2014 wurden hiervon leicht abweichende Werte gezeigt, die sich auf einen vorläufigen Arbeitsstand bezogen haben.

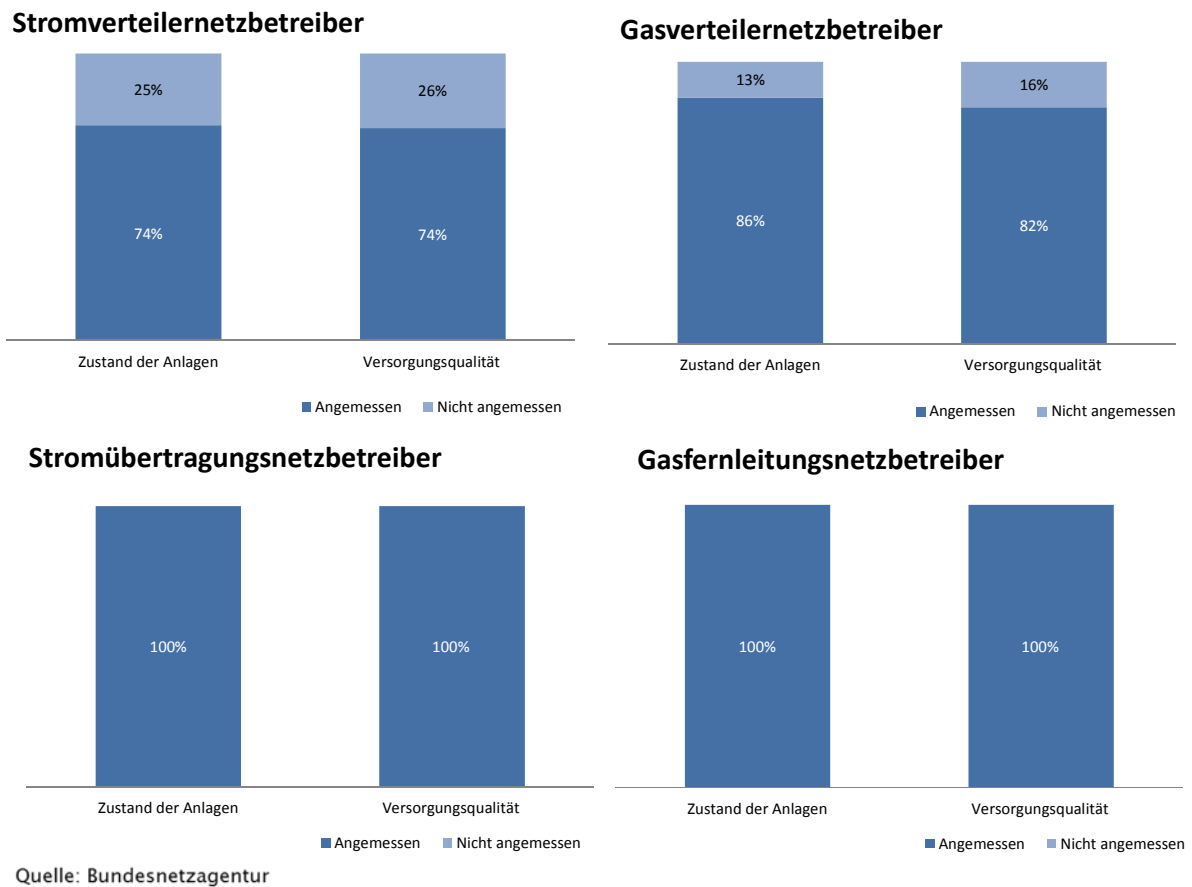


Abbildung 84: Eigeneinschätzung der Netzbetreiber zur Angemessenheit nach Kriterium

Als Gründe für das nicht angemessene Investieren wurden häufig eine fehlende Rentabilität, Liquiditätsprobleme, unsichere Refinanzierung, Engpässe bei der Ersatzteilbeschaffung oder Probleme im Zusammenhang mit Konzessionen angeführt.

Vereinzelte Netzbetreiber geben an, dass sie angesichts des nicht angemessenen Investierens mit einer Verschlechterung der Versorgungsaufgabe rechnen. Als Anzeichen dafür, dass nicht ausreichend investiert werde, wurden häufig ein zunehmendes Anlagenalter und eine höhere Störanfälligkeit bzw. eine sinkende Versorgungsqualität genannt.

Selbst wenn einzelne Netzbetreiber im Rahmen der Selbstbefragung die Gelegenheit genutzt hätten, ein „Zeichen zu setzen“, sind diese Werte nicht zu vernachlässigen. Jedoch ergab sich auf Nachfrage seitens der Bundesnetzagentur bei einer Auswahl der Netzbetreiber, die angegeben hatten, nicht angemessen zu investieren, dass die Investitionen, die zur Erfüllung der Pflichten zum ordnungsgemäßen Betrieb des Netzes erforderlich seien, getätigt werden. Auch sei zumindest kurzfristig nicht mit Folgen aufgrund des Investitionsverhaltens zu rechnen.

Seitens der Netzbetreiber wird in diesem Zusammenhang auch vorgetragen, dass die Netzbetreiber gemäß § 11 EnWG zur Sicherstellung des Netzbetriebs gesetzlich verpflichtet sind, womit nur ein kleiner Spielraum bei den Investitionsentscheidungen verbleibe. Ein Großteil der Investitionen sei als Pflichtinvestitionen anzusehen.

2.7.3 Mögliche Ansätze zur Verbesserung der Kenntnisse über die Angemessenheit des Investitionsverhaltens

Die Befunde aus den vorhergehenden Abschnitten zeigen, dass eine robuste Bewertung, ob gegenwärtig angemessen in Strom- und Gasnetze investiert wird, nicht allgemein möglich ist. Diese Aussage ist unbefriedigend. Im Sinne eines konstruktiven Blicks in die Zukunft ist zu prüfen, über welche Maßnahmen der Kenntnisstand verbessert werden kann. Im Rahmen dieses Berichtes werden die Einführung eines technisch-wirtschaftlichen Anlagenregisters und eines indikatorbasierten Investitionsmonitorings vorgestellt.

Technisch-wirtschaftliches Anlagenregister

Ein technisch-wirtschaftliches Anlagenregister verknüpft die technische Anlagendokumentation und die kaufmännische Anlagenbuchhaltung bei einem Netzbetreiber. Ein technisch-wirtschaftliches Anlagenregister wird bereits von Netzbetreibern für die Planung von Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen genutzt. Von einigen Verteilernetzbetreibern wurde berichtet, dass diese bereits erfolgreich ein technisch-wirtschaftliches Anlagenregister gesamthaft einsetzen und dies einen Mehrwert für den Netzbetrieb darstelle.

Die Stromübertragungsnetzbetreiber geben an, dass alle ein elektronisches Asset-Register führen. In etwa die Hälfte der Verteilernetzbetreiber und der Gasfernleitungsnetzbetreiber geben an, kein elektronisches Asset-Register zu nutzen. Diese Angabe darf nicht zu stark interpretiert werden, da die Definition eines Asset-Registers möglicherweise nicht für alle befragten Netzbetreiber eindeutig war.

Ein technisch-wirtschaftliches Anlagenregister ist eine gute Grundlage für fundierte, strategische Investitionsentscheidungen der Netzbetreiber. Für die Bewertung der Angemessenheit von Investitionen wären allerdings zusätzlich Informationen über den technischen Anlagenzustand erforderlich. Diese Informationen werden jedoch in den verwendeten technisch-wirtschaftlichen Anlagenregistern bislang nicht erfasst. Dies liegt auch daran, dass der technische Anlagenzustand nicht oder nicht einfach standardisiert bewertet werden kann.

Die Branchenverbände sehen in einem extern vorgegebenen technisch-wirtschaftlichen Anlagenregister keinen Mehrwert. Die Netzbetreiber hätten unternehmensindividuelle Kriterien, die für Zwecke der Erneuerungs- bzw. Instandhaltungsplanung herangezogen werden. Somit würde die Einführung eines technisch-wirtschaftlichen Anlagenregisters für die Netzbetreiber zusätzlichen Aufwand bedeuten, dem jedoch grundsätzlich kein entsprechender Nutzen gegenüber stehen würde. Die Einführung eines extern vorgegebenen technisch-wirtschaftlichen Anlagenregisters lehnen die Branchenvertreter daher ab.

Auch die Bundesnetzagentur schlägt die Einführung eines technisch-wirtschaftlichen Anlagenregisters angesichts des zu erwartenden Aufwandes und des ungewissen Nutzens derzeit nicht vor.

Indikatorbasiertes Investitionsmonitoring

In diesem Abschnitt wurde deutlich gemacht, dass mittels aggregierter Daten bzw. der für die Evaluierung erhobenen überwiegend kaufmännischen Daten keine robuste Bewertung der Angemessenheit des Investitionsverhaltens vorgenommen werden kann. Ein wichtiger Grund hierfür ist, dass der technische Anlagenzustand als wesentliches Merkmal für die Beurteilung der Angemessenheit des Investitionsverhaltens nicht pauschal, bspw. anhand betriebswirtschaftlicher Kennziffern, ermittelt werden kann.

Dies gilt insbesondere für die Angemessenheit des Investitionsverhaltens im Hinblick auf die Versorgungsqualität. Eine abschließende Bewertung der Wirkung von Investitionen auf die Versorgungsqualität war im Rahmen der Evaluierung nicht möglich gewesen. Die Bundesnetzagentur befürwortet daher die Einführung eines einfachen indikatorbasierten Monitorings der Investitionstätigkeit, um in dem dynamischen Umfeld der Energiewende einen möglichst aktuellen Kenntnisstand über die Entwicklung des Investitionsverhaltens der Netzbetreiber zu erhalten.

Eine robuste Bewertung der Angemessenheit des Investitionsverhaltens ist voraussichtlich nur auf Basis einer detaillierten Einzelfallbetrachtung möglich, wie sie bereits heute mit dem Bericht zum Investitionsverhalten nach § 21 ARegV (im Folgenden Investitionsbericht) angelegt ist:

„Die Netzbetreiber sind verpflichtet, auf Anforderung der Regulierungsbehörde einen Bericht zu ihrem Investitionsverhalten zu erstellen und der Regulierungsbehörde zu übermitteln. Der Bericht dient insbesondere dazu, festzustellen, ob die Anreizregulierung im Hinblick auf die in § 1 des Energiewirtschaftsgesetzes genannten Zwecke keine nachteiligen Auswirkungen auf das Investitionsverhalten der Netzbetreiber hat. Aus dem Bericht muss sich ergeben, inwieweit die jährlichen Investitionen der Netzbetreiber in einem angemessenen Verhältnis zu Alter und Zustand ihrer Anlagen, ihren jährlichen Abschreibungen und ihrer Versorgungsqualität stehen. Die Regulierungsbehörde kann Ergänzungen und Erläuterungen des Berichts verlangen.“

Der Investitionsbericht müsste nach Einschätzung der Bundesnetzagentur zwingend eine objektivierbare Beurteilung des technischen Anlagenzustandes enthalten und wäre insofern mit einem für den Netzbetreiber erheblichen Aufwand verbunden. Von einer verpflichtenden flächendeckenden, jährlichen Erhebung von Investitionsberichten sieht die Bundesnetzagentur daher zum gegenwärtigen Zeitpunkt ab.

Als ersten Schritt schlägt die Bundesnetzagentur deshalb die Einführung eines einfachen Indikatorsatzes zur Investitionstätigkeit vor. Die in den Indikatorsatz eingehenden Daten sollen jährlich erhoben werden, soweit sie nicht ohnehin verpflichtend gemeldet werden (bspw. im Rahmen des Monitoring-Berichts, der Kostenprüfung oder anderer Auflagen zur Datenlieferung). Der Indikatorsatz soll in Abstimmung mit der Branche entwickelt werden.

Es ist zu prüfen, ob die Abfrage eines Indikatorsatzes bereits über die Ermächtigung nach § 21 ARegV gedeckt ist. Alternativ wäre für eine verpflichtende Erhebung der Daten für den Indikatorsatz eine entsprechende gesetzliche Grundlage in die ARegV aufzunehmen. Die Datenabfrage soll alle Netzbetreiber im Zuständigkeitsbereich des Bundes und der Länder erfassen.

Es ist dabei naheliegend, sowohl input- wie auch outputseitige Kennziffern zu erheben. Inputseitig kämen ggf. einzelne Kennziffern aus der Bewertung des Investitionsverhaltens in Frage. Outputseitig könnten verschiedene Kennzahlen zur Bewertung der Versorgungsqualität Berücksichtigung finden, die teilweise bereits in Kapitel E diskutiert werden.

Der Indikatorsatz soll dabei den folgenden Zwecken dienen:

- Es werden auf der Zeitachse einfache Kennzahlen zur Beschreibung des Investitionsverhaltens und der Versorgungsqualität erhoben. Damit wird eine Datenquelle angelegt, die perspektivisch zumindest eine regelmäßige deskriptive Untersuchung des Investitionsverhaltens ermöglicht.

- Der Indikatorsatz kann die Angemessenheit des Investitionsverhaltens zwar nicht eindeutig und abschließend bewerten.¹⁸⁶ Jedoch kann die Entwicklung der Indikatoren bzw. Kennzahlen für einzelne Unternehmen im Zeitablauf oder der Querschnitt der Indikatoren für ein Jahr zumindest Indizien über auffallendes Investitionsverhalten sowie über Entwicklungen in der Versorgungsqualität liefern.
- Damit kann das Indikatorsystem Signale für einen vertiefenden Untersuchungsbedarf bei einzelnen Netzbetreibern liefern. Dieser kann dann bspw. durch die zielgerichtete Abfrage umfassenderer Investitionsberichte, auf Basis der bestehenden Regelung nach § 21 ARegV, möglicherweise ergänzt um eine detaillierte, objektivierbare Bewertung des technischen Anlagenzustandes, gedeckt werden. Das Indikatorsystem kann in diesem Sinne ein Aufgreifkriterium sein und vermeidet dadurch eine vollumfängliche Abfrage von Investitionsberichten.

3. Ergebnis

- Das Inkrafttreten der ARegV hat das Investitionsverhalten nicht negativ beeinflusst. Bei Stromverteilernetzbetreibern zeigen sich leicht positive Effekte. Die Investitionsquoten sind gegenüber 2008 gleichgeblieben oder gestiegen. Es ergibt sich damit aus der auf die Vergangenheit bezogenen Analyse des Investitionsverhaltens kein akuter Handlungsbedarf zur Anpassung der ARegV.
- Die Ergebnisse dieser vergangenheitsorientierten Untersuchung liefern jedoch keine eindeutigen Indizien über die Entwicklung des Investitionsverhaltens in der Zukunft unter anderen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. So deuten die ausgewerteten Plandaten der Netzbetreiber darauf hin, dass die Gesamtinvestitionen im Einklang mit der allgemeinen Erwartung deutlich ansteigen. Der anstehende Erweiterungsbedarf wird die Netzbetreiber vor Herausforderungen stellen, die durch das Regulierungssystem adäquat abzubilden sind.
- Die Entwicklung des Anlagenalters liefert ein Indiz dafür, dass zukünftig auch wieder vermehrt Ersatzinvestitionen durchgeführt werden müssen. Eine systematische Verschiebung von Ersatz- zu Erweiterungsinvestitionen lässt sich aus der Datenerhebung jedoch nicht ableiten.
- Eine abschließende Einschätzung zur Angemessenheit des Investitionsverhaltens kann im Rahmen der Untersuchungen nicht geliefert werden. Hierzu wäre ein Vergleich der tatsächlich durchgeführten oder geplanten Investitionen mit einer Größe für den angemessenen Investitionsbedarf erforderlich.
- Bei der Ermittlung einer möglichst objektivierbaren Größe für den angemessenen Investitionsbedarf ergeben sich aus verschiedenen Gründen praktische Probleme. So können in Phasen erheblicher Neuinvestitionen Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen nicht sauber getrennt beurteilt werden. Stattdessen haben Investitionen in der Regel sowohl Ersatz- als auch Erweiterungscharakter. Insofern scheidet eine getrennte Beurteilung der Erweiterungsinvestitionen einerseits und Ersatzinvestitionen aus. Auch wäre der Bedarf an Ersatzinvestitionen für den Einzelfall anhand einer am Einzelfall orientierten technischen Begutachtung zu ermitteln. Gerade für die Bestimmung des Investitionsbedarfs bei den Ersatzinvestitionen ist zudem nicht zu erwarten, dass bei einer anstehenden Reinvestitions- oder Ersatzinvestitionswelle im Verbund mit einer großflächigen Erweiterung bestehende Strukturen exakt reproduziert werden. Damit kann der Investitionsbedarf auch nicht ohne weiteres aus den historischen Investitionsverläufen abgeleitet werden.

¹⁸⁶ Vgl. hierzu die Ausführungen in IIIB2.7.2.

- Zur Verbesserung der Informationsbasis in Bezug auf die Angemessenheit des Investitionsverhaltens wird hier die Einführung eines Indikatorsystems mit input- (bspw. Kennzahlen, die das Investitionsverhalten beschreiben) und outputseitigen Kennzahlen (bspw. zur Beschreibung der Versorgungsqualität) empfohlen. Mit dem Indikatorsystem soll eine Datenquelle angelegt werden, die perspektivisch zumindest eine regelmäßige deskriptive Untersuchung des Investitionsverhaltens ermöglicht. Auch erlaubt der Indikator, Kennzahlen für einzelne Unternehmen im Zeitablauf oder im Querschnitt zu betrachten, um Indizien über auffallendes Investitionsverhalten sowie über Entwicklungen in der Versorgungsqualität zu erhalten. Damit kann das Indikatorsystem Signale für einen vertiefenden Untersuchungsbedarf bei einzelnen Netzbetreibern liefern.

C Innovationen

Die Notwendigkeit des Einsatzes neuer Technologien zur Umsetzung der veränderten Anforderungen an die Energiesysteme hat auch der Verordnungsgeber anerkannt. Deshalb hat er mit der bislang letzten Änderung der ARegV eine ausdrückliche Regelung zur Berücksichtigung von Forschungs- und Entwicklungskosten bei Netzbetreiberunternehmen aufgenommen. Während Forschung primär die Aufgabe der entsprechenden Industriezweige der Elektrotechnik und des Anlagenbaus ist, bestand die Sorge, dass notwendige Forschungspartnerschaften mit Netzbetreiberunternehmen durch die Anreizregulierung beeinträchtigt werden können. Durch die Änderung der ARegV können die Eigenanteile von öffentlich geförderten Forschungsaktivitäten von Netzbetreibern gesichert in der Erlösobergrenze refinanziert werden. Dies kann praktische Bedeutung für größere Projekte in den Bereichen Netztechnik, Systemführung und der praktischen Technologieerprobung in Demonstrationsvorhaben erlangen.

1. Untersuchungsgegenstand und Herangehensweise

Zentraler Untersuchungsgegenstand ist die Frage, ob es Hinweise auf regulatorische Hemmnisse bei der F&E-Tätigkeit, im Einsatz innovativer Technologien oder sonstiger Flexibilitätsoptionen gibt. Voraussetzung zur Beantwortung dieser Fragestellung ist die Frage, was unter Innovation im Rahmen einer Bewertung der Anreizregulierung verstanden werden soll. Innovation ist hierbei aus regulatorischer Sicht kein Selbstzweck. Ziel der Anreizregulierung ist es, Netzbetreibern Effizienzanreize zur kostengünstigen Erfüllung ihrer Versorgungsaufgabe zu setzen. Auch Innovationen sollten in diesem Sinne darauf abzielen, die Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber kostengünstig zu erfüllen. Die Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber ist hierbei grundsätzlich der Transport oder die Verteilung von Strom und Gas. Hierbei sind die gesetzlichen Vorgaben zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und von Umweltzielen insbesondere hinsichtlich der Integration der EE-Stromerzeugung zu beachten. Das Ziel einer kostengünstigen Erbringung der Versorgungsaufgabe gewinnt in Hinblick auf innovative Maßnahmen mit der Energiewende und den hiermit verbundenen Herausforderungen für die Netzinfrastruktur an Gewicht. Voraussetzung für das Hervorbringen von Innovationen ist Forschung und Entwicklung. Zu unterscheiden sind Grundlagenforschung (Schaffung wissenschaftlicher Grundlagen) und Entwicklung (Anwendung des Grundlagenwissens zur Kreation und Konstruktion eines Produktes). Im Rahmen der Diffusion muss sich das neue Produkt (d. h. die Innovation) am Markt durchsetzen. Ob es sich bei den im Folgenden angesprochenen Innovationen um „Neuerungen“ im Wortsinne handelt, ist für deren regulatorische Behandlung nachrangig. Ziel ist es, nachhaltige Anreize für kostensenkende Maßnahmen zu setzen. Aus selbigem Grund werden im Folgenden sowohl klassische F&E als auch die Diffusion von neuen Technologien betrachtet, da neben F&E gerade auch die Diffusion einen Beitrag zu einer kostengünstigen Erfüllung der Versorgungsaufgabe leisten kann.

Das Thema Innovation zur kostengünstigeren Erfüllung der Versorgungsaufgabe hat im Zusammenhang mit der Energiewende insbesondere in den Verteilernetzen an Bedeutung gewonnen, da deren Ausbaubedarf durch innovative Maßnahmen möglicherweise deutlich reduziert werden könnte. Aus diesen Gründen wird die regulatorische Behandlung von Innovationen thematisiert, die in den Stromverteilernetzen stattfinden (können). Die Argumentation ist hierbei grundsätzlich übertragbar auf die regulatorische Behandlung von Innovationen bei Gasverteilernetzbetreibern. Auf der Transportebene, insbesondere für Stromübertragungsnetzbetreiber, sind Innovationen ebenfalls von hoher Relevanz. Hierbei ist allerdings zu

beachten, dass die Investitionsplanung und der Einsatz bestimmter Technologien (z. B. Hochspannungsgleichstrom-Übertragungssysteme) im Wesentlichen durch das nach § 14 ff. EnWG vorgegebene Verfahren der Netzentwicklungsplanung geprägt ist.

Im Folgenden werden zunächst verschiedene innovative Technologieoptionen mit ihren Potenzialen und Kosten vorgestellt. Dazu werden zum einen die technischen Potenziale einzelner Technologieoptionen dargestellt und anschließend die damit verbundenen Kosten - soweit möglich - beziffert. Darauf aufbauend wird untersucht, wie sich die Kapitalkosten und operativen Kosten im Zeitablauf verhalten.

Im Anschluss werden aus regulierungstheoretischer Sicht die in der Anreizregulierung bestehenden Anreize und Hemmnisse für Innovationen ausführlich und - soweit möglich - auf Grundlage der vorangegangenen Aussagen zum Kostenverhalten innovativer Technologien und Maßnahmen bewertet. Hierbei geht es zum einen um die Frage, wie die Elemente der ARegV auf die Tätigkeit im Bereich F&E wirken. Zum anderen wird insbesondere der Frage nachgegangen, ob es eine Schieflage der Anreize zu Gunsten von Investitionen in konventionellen Netzausbau und zu Lasten des Einsatzes von innovativen Technologien und Maßnahmen gibt. Überdies wird der Frage nachgegangen, wie sich zukünftig innovative Lösungen zur Vermeidung von Netzausbau, wie etwa das sich noch in der politischen Diskussion befindliche Instrument der Spitzenkappung, in das System der Anreizregulierung einfügen. In der abschließenden Bewertung wird möglicher Handlungsbedarf aufgezeigt. Gestützt werden die Befunde durch die relevanten Studien zum Netzausbau. Insbesondere in der dena-Verteilernetzstudie und in der BMWi-Verteilernetzstudie werden technische und volkswirtschaftliche Potenziale von innovativen Technologien und Maßnahmen untersucht. Darüber hinaus wurden Befragungen von Netzbetreibern durchgeführt, bei denen die Energiewende schon stattfindet. Die dazu durch die Bundesnetzagentur durchgeführten Interviews fanden vor Ort in dem Zeitraum von Mai bis Juli 2014 bei folgenden Stromverteilernetzbetreibern statt:

- AllgäuNetz (Kempten): Die installierte Leistung an EE-Anlagen hat sich im Netz der AÜW seit 2006 annähernd verdoppelt. Diese Entwicklung ist hauptsächlich getrieben durch den Zubau an PV-Anlagen.
- EWE Netz GmbH (Oldenburg): Hierbei handelt es sich um einen Flächennetzbetreiber im norddeutschen Raum, der neben der Integration von PV-Anlagen insbesondere die Integration von Windenergie zu bewältigen hat. Innerhalb der letzten sieben Jahre habe sich die installierte Leistung von EE-Anlagen praktisch verdoppelt. Im Jahr 2013 lag die installierte EE-Leistung doppelt so hoch wie die Netzjahreshöchstlast.
- WEMAG Netz (Schwerin): Bei der WEMAG handelt es sich um einen Netzbetreiber, der bei relativ geringer Last mit einem hohen Zubau an EE-Anlagen konfrontiert ist. Zwischen 2005 und 2013 hat sich die Nennleistung der im Netz der WEMAG Netz installierten EE-Anlagen auf 927 MW annähernd verdreifacht. Die maximale Netzlast liegt dagegen in Höhe von etwa 460 MW, die minimale Netzlast bei etwa 129 MW.
- MITNETZ (Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom, Halle a.d. Saale): Seit 2010 hat sich die Summe der installierten EEG-Leistung im Netzgebiet der MITNETZ um ungefähr 70 % erhöht. Im Jahr 2013 lag der EEG-Anteil im Netzgebiet der MITNETZ bei über 60 % des Letztverbraucherabsatzes.

Bei den Interviews ging es um das Kostenverhalten und den Nutzen innovativer Technologien und Maßnahmen und regulatorischen Hemmnissen aus Sicht der Netzbetreiber.

Erkenntnisse aus diesen Interviews werden selektiv an entsprechender Stelle eingebracht. Die hier eingebrachten Bewertungen wurden von der Bundesnetzagentur vorgenommen und decken sich nicht mit den Positionen der Netzbetreiber.

2. Befunde

2.1 Technologieoptionen

Aufgrund ihrer Einbindung in die europäische Verbundnetzstruktur und den daraus resultierenden Anforderungen an den Netzbetrieb weisen die Übertragungsnetze heute schon eine hohe Durchdringung mit Sensorik und Aktorik auf, so dass hier bereits vom „Smart Grid“ gesprochen werden kann.

Das konventionelle Elektrizitätsnetz wird zu einem Smart Grid, wenn es durch Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik sowie IT-Komponenten aufgerüstet wird.“ Ziel der Transformation konventioneller Netze zu einem Smart Grid ist die effizientere Ausnutzung bestehender Kapazitäten.

Demgegenüber werden die Verteilernetze, insbesondere in der Niederspannungsebene, weitestgehend blind gefahren, d. h. über die Zustände an den Netzknotenpunkten sowie die Lastflüsse auf den Leitungen liegen dem Betreiber keine Informationen vor. Die konventionellen, in ihrer Funktionsweise seit vielen Jahrzehnten unveränderten Technologien wurden bisher bei der Betriebsmittelauslegung in der Planungsphase mit Leistungsreserven beaufschlagt, um den Herausforderungen der „alten Erzeugungswelt“ Genüge zu tun. Die wachsenden, volatilen Einspeisemengen aus dezentralen Erzeugungsanlagen in der Nieder- und Mittelspannungsebene in Verbindung mit lokal geringer Nachfrage zehren diese Leistungsreserven zunehmend auf. Ein auf Zubau- und Lastprognosen basierter Netzausbau mittels der gewohnten konventionellen Technologien und Betriebsmittelauslegungen bietet sich als effektives „Allheilmittel“ an, lässt aber durch die damit verbundenen hohen Investitionen Ineffizienzen zu. Demgegenüber ermöglichen innovative Lösungen oftmals die Behebung eines konkreten Netzdefizits zu mittelfristig geringeren Kosten. Als typisches Beispiel bei Spannungsbandverletzungen ist der Einsatz von regelbaren Ortsnetzstationen als Alternative zu der Erweiterung um eine Parallelleitung über einen Teilbereich zu nennen. Nachfolgend werden relevante innovative Betriebsmittel und Flexibilitätsoptionen skizziert und soweit möglich die damit verbundenen Kosten beziffert.

2.1.1 Innovative Betriebsmittel

Zum heutigen Zeitpunkt existiert eine Reihe von am Markt verfügbaren Technologieoptionen, die sich, je nach Problemstellung, als Handlungsalternativen zum konventionellen Netzausbau anbieten.

Regelbarer Ortsnetztransformator

Verletzungen des in der DIN EN 50160 festgelegten Spannungsbandes stellen die Mehrheit der durch zunehmende Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen verursachten Konflikte in der Niederspannungsebene dar. Die dena-Verteilernetzstudie stellt dazu fest: „Der Ausbaubedarf wird in der Niederspannung vor allem durch die Verletzung der Spannungskriterien in ländlichen Gebieten hervorgerufen.“ Die BMWi-Verteilernetzstudie konstatiert darüber hinaus, dass der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren „den benötigten Netzausbaubedarf in der Niederspannungsebene signifikant reduzieren [kann], da der Ausbaubedarf in der Niederspannungsebene hauptsächlich durch

Spannungsbandverletzungen getrieben ist“. Der regelbare Ortsnetztransformator entkoppelt die Spannung des Nieder- und Mittelspannungsnetzes. Auf diese Weise steht im Niederspannungsnetz das komplette Spannungsband von $\pm 10\%$ zur Verfügung, so dass 11% anstatt der derzeit üblichen 3% an Spannungshub aufgrund von Einspeisungen von dezentralen Erzeugungsanlagen möglich sind. Dieses entspricht einer bis zu vierfachen Aufnahmekapazität von EE-Strom. In seiner einfachsten Ausführung regelt der regelbare Ortsnetztransformator autark, indem er die Spannung direkt an der Niederspannungssammelschiene erfasst und über einen Regelkreis bewertet und nötige Schalthandlungen (Veränderung des Übersetzungsverhältnisses) vornimmt.

Je nach Ausprägung der Integration in das übergeordnete Netzleitsystem des Netzbetreibers variieren laut der BMWi-Verteilernetzstudie die Investitionskosten zwischen 25.500 EUR und 56.000 EUR sowie die Betriebskosten zwischen 500 EUR und 3.000 EUR. Dies übertrifft die Kosten bei einem konventionellen Ausbau. Dem stehen eingesparte Kosten aus vermiedenem Leitungsausbau gegenüber.

Einzelstrangregler

Während der regelbare Ortsnetztransformator an der Übergabestelle zum vorgelagerten Netz eingesetzt wird und die Spannung an der Sammelschiene beeinflusst, beschränkt sich die Regelung eines Einzelstrangreglers auf einen einzelnen Abgang (räumlich losgelöst von der Ortsnetzstation). In einem Regelkreis wird die Ist-Spannung erfasst und eine Korrekturspannung berechnet, die dann seriell über einen Längstransformator der Leitung eingepreßt wird. Der Einzelstrangregler vermag sowohl eine gegebene Überspannung zu reduzieren, als auch eine Unterspannung zu korrigieren. Aufgrund seines modularen Aufbaus kann der Einzelstrangregler für Leistungen bis zu einigen Megavoltampere [MVA] ausgelegt werden, was ihn auch als Option für Problembhebungen in der Mittelspannungsebene qualifiziert.

Laut der BMWi-Verteilernetzstudie liegen die Investitionskosten zwischen 22.000 EUR und 30.000 EUR und die Betriebskosten zwischen 200 EUR und 500 EUR, abhängig von der Integrationsstufe in das übergeordnete Leitsystem des Netzbetreibers. Auch hier stehen den Investitionen eingesparte Kosten aus vermiedenem Leitungsausbau gegenüber.

Blindleistungsmanagement an dezentralen Erzeugungsanlagen

Blindleistungsmanagement stellt eine weitere technologische Option dar, um das normativ vorgeschriebene Spannungsband in den Stromverteilernetzen einzuhalten. So kann z. B. mit einem Bezug von induktiver Blindleistung die durch Einspeisung von EE-Strom verursachte Spannungsanhebung im örtlichen Netz teilweise kompensiert werden.

Der die Bereitstellung der Blindleistung von dezentralen Erzeugungsanlagen definierende maximale Leistungsfaktor - als das Verhältnis von Wirk- zu Scheinleistung - wird durch die technischen Anschlussbedingungen in bestimmten Grenzen gefordert und ist derzeit durch die BDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, durch die VDE-Norm VDE-AR-4105 und die technischen Anschlussbedingungen der Netzbetreiber festgeschrieben.

Die BMWi-Verteilernetzstudie hat untersucht, ob eine Erhöhung der heutigen vorgegebenen Grenzen für den Leistungsfaktor auf bis zu 0,7 ein den konventionellen Netzausbau reduzierendes technisches sowie finanzielles Potenzial birgt. Die Analysen haben ergeben, dass eine Erhöhung des zulässigen Leistungsfaktors den spannungsbedingten Netzausbaubedarf in der Niederspannungsebene reduzieren kann, allerdings zu

spannungsebenenübergreifenden Blindleistungsflüssen und damit zu einer thermischen Belastung der Umspannebene führt. Ähnliches gilt für die Mittelspannungsebene. Eine solche Verstärkung des thermisch bedingten Netzausbaus kompensiert in ihrem Ausmaß die Reduzierung des spannungsbedingten Netzausbaubedarfs, so dass eine Erweiterung des Blindleistungsmanagements über eine Leistungsfaktor-Steuerung von 0,9 hinaus insgesamt keinen nennenswerten Vorteil liefert. Durch eine flächendeckende wesentliche Erhöhung des Leistungsfaktors kann der Netzausbaubedarf nicht nennenswert gesenkt werden.

Andere Studien wie bspw. die dena-Verteilnetzstudie oder die VKU-Studie beschreiben das Blindleistungsmanagement an dezentralen Erzeugungsanlagen grundsätzlich als eine zu optimierende Maßnahme im Rahmen eines angemessenen, Energiewende bedingten Netzausbaus. Allerdings führen sie keine differenzierte Potenzialanalyse für diese technologische Innovation durch („ceteris paribus“).

Hochtemperaturleiterseile

Der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen in der Hochspannungsebene erhöht die thermische Belastbarkeit konventioneller Leiterseile von typischerweise 80°C auf teilweise weit über 200°C. Allerdings geht die auf diese Weise erhöhte Übertragungskapazität (bis zu 100 % laut Herstellerangaben) auch mit deutlich höheren Übertragungsverlusten (bis zum 2,5-fachen bezogen auf konventionelle Beseilung) einher. Auch sind nur Teile der vorhandenen Masten aufgrund der notwendigen Anforderungen an Statik für eine Umrüstung der Seile geeignet. Zudem zeigten Praxisergebnisse aus Pilotprojekten geringere Übertragungskapazitäten als die Herstellerangaben ausweisen. Im Allgemeinen werden Hochtemperaturleiterseile eher als geeignet bewertet, vorübergehende Lastengpässe zu überbrücken, bspw. die eingespeiste, volatile Energie aus einem angeschlossenen Windpark. Hochtemperaturleiterseile wurden in der BMWi-Verteilernetzstudie aufgrund hoher Investitionskosten und einem zukünftig erwarteten höheren Verkabelungsgrad nicht weiter berücksichtigt.

Weitere technische Entwicklungen

Die technische Entwicklung schreitet schnell voran. Die erste Supraleitung ist bereits im Betrieb. Effizienzsteigerungen durch neue Schaltkonzepte, Systemintegrationsmaßnahmen der computergesteuerten Wechselrichter bei EE-Anlagen etc. sind denkbar.

2.1.2 Neuartige Flexibilitätsoptionen

Energiespeichertechnologien

Das vom Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) im Rahmen der Studie "100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland" (2012) errechnete Potenzial einer langfristig vollständigen Energieversorgung mit erneuerbaren Quellen zeigt die theoretischen Auswirkungen eines umfassenden Einsatzes von Speicherkapazitäten. Allerdings zeichnen sich derzeit sämtliche Speichertechniken (z. B. Batterien, Druckluftspeicher oder die Produktion von synthetischem Gas als Speichermedium) durch mangelnde Reifegrade, geringe Kapazitäten und durchgängig hohe Kosten aus. Dabei sind neben den Investitionskosten vor allem die Betriebskosten zu beachten, die sich nicht nur aus Wartung und Instandhaltung, sondern auch aus den Kosten für die anfallende Verlustenergie während der Speicher- und Ausspeicherprozesse zusammensetzen. Auch bleibt offen, in wie weit der Einsatz potenzieller Speicherkapazitäten hinsichtlich der Netzdienlichkeit geregelt werden kann und sollte.

Sowohl die dena-Verteilnetzstudie als auch die BMWi-Verteilernetzstudie weisen auf steigende Netzkosten bei marktgetriebenem Betrieb der Speicher hin. Die Studie des BMWi sieht aufgrund mangelnder Reifegrade von der Berücksichtigung dieser Technologie in ihren Berechnungen ab.

Lastmanagement (Demand Side Management)

Unter Lastmanagement wird die Möglichkeit verstanden, eine zu einem Zeitpunkt bestehende Nachfrage nach Strom auf einen anderen Zeitpunkt gezielt verlagern zu können. Die grundlegenden Potenziale der Verschiebung der Stromnachfrage im Bereich der Privathaushalte werden angesichts der geringen Durchschnittsverbräuche in deutschen Haushalten allgemein und von der Bundesnetzagentur als gering angesehen.

Das hingegen schon heute bereits umgesetzte betriebliche Lastmanagement wird ergänzt um potenzielle Anwendungsfelder der energieintensiven Prozesse z. B. in der Elektro Stahl- und Chemieindustrie. Darüber hinaus existieren zusätzliche Potenziale im Bereich der Lüftungs- und Klimatisierungsanwendungen im industriellen Umfeld, die häufig auch Leistungsklassen von mehreren hundert kW umfassen können. Auch im Bereich der elektrischen Wärmeerzeugung (Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen) wären Potenziale zu heben. Soweit die Nachfrage auf den Marktpreis reagiert, kann dies ggf. sogar zur Steigerung der Netzlast führen. Demand Side Management ist mithin nicht immer "automatisch" netzdienlich.

Die zentrale Frage stellt sich jedoch nach der möglichen Netzdienlichkeit derartiger Potenziale. Unabhängig von der Diskussion, ob und in welcher Höhe die genannten Volumina verfügbar wären, hat die BMWi-Verteilernetzstudie nach der Menge gestaffelte Potenziale als vorhanden unterstellt und deren jeweilige Auswirkungen auf den Netzausbau untersucht. Im Ergebnis wird die „mögliche Reduzierung des Netzausbaus durch ein Lastmanagement (...) geringer als 1 % und [als] nicht signifikant“ gewertet. Lastvariationen hätten nur einen geringen Einfluss auf den Netzausbaubedarf, da dieser in (eher ländlichen) Regionen auftrete, in denen die installierte Leistung an EE-Erzeugungsanlagen die Verbraucherlast teilweise um ein Vielfaches übersteige. Lastmanagement könne nur dann ein effektives Mittel sein, wenn der Netzausbau lastgetrieben wäre. Dies könne zukünftig dann der Fall sein, wenn mit einer zunehmenden Beeinflussbarkeit der Lasten auch eine Erhöhung der Gleichzeitigkeit der Lasten einhergehe. Zu ähnlichen Ergebnissen wie die BMWi-Verteilernetzstudie kommt die dena-Verteilnetzstudie. Netzgetriebenes Lastmanagement wirke sich demnach nur in geringem Prozentbereich in den einzelnen Netzebenen aus. Marktgetriebenes Lastmanagement könne hingegen den Netzausbaubedarf in der Niederspannung um bis zu 90 % erhöhen.

Netzdienliches Erzeugungsmanagement

Die Systemauslegung der Stromverteilernetze auf eine vollständige Aufnahme der Einspeiseleistungen von dezentralen Erzeugungsanlagen für jeden beliebigen Zeitpunkt scheint angesichts der wenigen Stunden dieser Zustände, über das Jahr betrachtet, wenig effizient, da eine derartige Vorgehensweise in der überwiegenden Anzahl der Jahresbetriebsstunden ungenutzte Kapazitäten bevorraten würde. Die BMWi-Verteilernetzstudie analysiert das Instrument der Abregelung schon in der Planungsphase des Netzausbaus und der damit verbundenen Wirksamkeit auf etwaige Einsparpotenziale der zusätzlichen Investitionskosten. So wird die statische Grenze der abregelbaren Leistung zwischen 10 % und 50 % variiert und jeweils die eingesparten, konventionellen Netzausbaukosten gegenüber den anfallenden Ersatzkosten für die abgeregelte Energie aufgewogen. Im Ergebnis findet ein netzdienliches Erzeugungsmanagement, angewandt auf Wind- und PV-Anlagen mittels statischer Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung auf 70 % bis 80 % sein Optimum. In

der Frage der Abregelung sind allerdings die rechtlichen und wirtschaftlichen Voraussetzungen der Abregelung und Entschädigungen mit zu durchdenken.

Intelligente Netzplanung

Intelligenz in der Netzplanung zeichnet sich im Wesentlichen durch zwei Komponenten aus. Zum einen durch die Berücksichtigung innovativer Betriebsmittel („Intelligenz statt Kupfer“) und zum anderen durch die Anpassung der Planungsgrundsätze selbst. In der Regel erfolgt die Planung der Verteilernetze heute szenariobasiert unter Berücksichtigung verschiedener Belastungszustände und auf Basis der einschlägigen technischen Normen gem. § 49 EnWG. Ausbaubestimmend sind dabei Extremszenarien bei denen z. B. hohe dezentrale Einspeisungen mit geringer Last zusammenfallen. Der Ausbaubedarf wird grundsätzlich so bestimmt, dass das Netz in der Lage ist, sämtliche eingespeiste Energie aufzunehmen und abzutransportieren. Die Häufigkeit, mit der die zugrunde gelegten Szenarien in der Praxis tatsächlich auftreten, spielt dabei keine Rolle, so dass die Verteilernetze für selten auftretende Belastungssituationen ausgelegt werden. Ziel einer intelligenten Netzplanung sollte dagegen eine bedarfsgerechte Auslegung der Verteilernetze sein, die vorhandene Kapazitäten effizient nutzt. Hierfür existieren verschiedene Ansätze mit unterschiedlich hoher Komplexität. So kann z. B. durch eine Anpassung der Auslegungsparameter der für die Ausbauplanung zu Grunde gelegten Szenarien den Ausbaubedarf erheblich mindern. In einem nächsten Schritt könnte die szenariobasierte Netzplanung durch eine probabilistische ersetzt werden, die die Wahrscheinlichkeit von extremen Belastungszuständen berücksichtigt und den Ausbaubedarf, in Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden Integrationsmaßnahmen (z. B. Einspeisemanagement in begrenztem Umfang) entsprechend reduziert. Dies setzt jedoch zum einen voraus, dass entsprechende Engpässe im Netz sicher und rechtzeitig erkannt und durch entsprechende Maßnahmen beherrscht werden können (Smart Grid als Voraussetzung) und zum anderen müssen diese Maßnahmen (z. B. die Abregelung von EE-Anlagen) in begrenztem Umfang toleriert werden ohne die Notwendigkeit zum Netzausbau nach sich zu ziehen. Neue technische Möglichkeiten, wie z. B. das Freileitungsmonitoring, erhöhen die Netzkapazitäten und müssen nach erfolgreichen Pilotphasen Eingang in die technischen Normen finden, um gesichert auch Grundlage der technischen Netzplanung zu werden.

Ausgestaltungsfragen zu diesem Konzept stehen aufgrund der aktuellen politischen Debatte im Fokus. Daher werden mögliche Implikationen für die Anreizregulierung in Abschnitt 2.5 ausführlich diskutiert.

2.2 Kostenverhalten innovativer Technologien

Dieses Kapitel betrachtet das Kostenverhalten innovativer Technologien im Zeitablauf. Die Grundlage dafür bilden sowohl die einschlägigen Studien als auch Befragungen von Netzbetreibern, die sich durch einen innovativen Netzbetrieb auszeichnen.

2.2.1 OPEX über die Nutzungsdauer der Innovation

Mit dem Einsatz innovativer Betriebsmittel gehen Veränderungen bei den OPEX einher. Diese ergeben sich etwa durch größere Anforderungen an die Qualifikation und den Einsatz der Mitarbeiter insbesondere in den Bereichen Netzplanung und -führung, durch Maßnahmen im Rahmen des Einspeisemanagements nach § 14 EEG (Regelung von EE-Anlagen), Systemdienstleistungskosten sowie durch eine Steigerung der Verlustenergie im Vergleich zum konventionellen Netzbetrieb. Die höhere Verlustenergie ist dabei auf die Erhöhung der übertragenen Ströme durch eine verbesserte Betriebsmittelauslastung und den Strombedarf

der zusätzlichen Kommunikations-, Mess-, Steuer, Regel- und Automatisierungstechnik zurückzuführen. Letzteres entspricht praktisch dem Eigenverbrauch des Smart Grids.

Die BMWi-Verteilernetzstudie nennt für eine mit erweiterter Sensorik ausgestattete und in das Netzleitsystem eingebundene regelbare Ortsnetzstation durchschnittliche Betriebskosten i. H. v. 3.000 EUR p. a.. Für die autarke, sich selbst steuernde Variante des regelbaren Ortsnetztransformators fielen dagegen wesentlich geringere durchschnittliche Betriebskosten i. H. v. 500 EUR an. Beide Beträge übersteigen die üblichen Betriebskosten klassischer Ortsnetzstationen und verdeutlichen durch ihre unterschiedliche Höhe zugleich die Abhängigkeit der Betriebskosten vom Grad der Netzintegration.

Laut Aussagen befragter Netzbetreiber erfordere der innovative Trend hin zu „intelligenten Netzen“ grundsätzlich erweiterte Personalressourcen (Betriebskosten), da ansteigende Datenmengen strukturiert, aufbereitet und interpretiert werden müssen, bevor sie als „Netzwissen“ zur Verfügung stehen.

Damit liegen Anhaltspunkte vor, dass sich beim Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel die jährlichen OPEX erhöhen können.

2.2.2 Erhöhte OPEX zu Beginn der Nutzungsdauer der Innovation

In Gesprächen mit Verteilernetzbetreibern und Herstellern wurde gegenüber der Bundesnetzagentur vielfach geäußert, dass insbesondere der erstmalige Einsatz neuer Technologien zunächst erprobt und „erlernt“ werden muss, bis eine effiziente Integration in den regulären Netzbetrieb möglich ist. Ein „Plug and Play“ Betrieb, wie bei bereits eingeführten, konventionellen Technologien, sei bei Innovationen nicht möglich. Derartige Zusatzkosten, bspw. in Form von Personalkosten und prozessunterstützenden technischen Ressourcen, führten zu einem anfänglichen Hub bei den Betriebskosten.

In einigen Fällen verursacht die Durchführung der innovativen Maßnahme an sich operative Kosten, wie bspw. die Vergütungszahlung bei Inanspruchnahme einer Lastverlagerung (Demand Side Management). Auch mögliche Ausgleichszahlungen für geplante, aber zu vergütende Abregelungen dezentraler EEG-Anlagen stellen eine Betriebskosten erhöhende Position dar.

Darüber hinaus bergen kürzere Produktlebensdauern mögliche Reibungsverluste durch einen häufiger stattfindenden Austausch, der sich in Form von zusätzlichen Betriebskosten ausdrückt. Der teils massive Anteil an IKT-Architekturen, die innovative Betriebsmittel beinhalten oder als Peripheriegeräte zur Kommunikation benötigen, geht nach Expertenschätzungen und in Anlehnung an die Erfahrungen der IT-Branche mit kürzeren Produktlebensdauern einher, als sie die konventionellen Technologien aufweisen. So nimmt die BMWi-Verteilernetzstudie für das konventionelle Bauteil des regelbaren Ortsnetztransformators, den Transformator als physikalischen Spannungswandler, eine Abschreibungsdauer von 40 Jahren an, für den regelnden Teil inklusive Stellglied hingegen nur 20 Jahre.

Von Seiten einiger Netzbetreiber wurde bspw. auf die Notwendigkeit hingewiesen, die Produktlebensdauer von Smart Metern mit 8 Jahren anzusetzen. Unrealistisch hohe Abschreibungsdauern für insbesondere IKT-Strukturen stellen ein hohes Risiko und somit ein Investitionshemmnis dar. Zu den Kosten für den Austauschprozess (Personalkosten, Ausfallzeiten, unterstützende technische Ressourcen) können weitere Aufwendungen aufgrund bspw. lieferantenbedingter Modellwechsel oder veränderter Strukturen im Netzbetrieb kommen.

Damit liegen Anhaltspunkte vor, dass bei den Betriebskosten insbesondere beim anfänglichen Einsatz innovativer Betriebsmittel ein Kostenaufwuchs entsteht.

2.2.3 Einzelfallabhängigkeit der Kostenentwicklung

In Gesprächen mit Verteilernetzbetreibern wurde vielfach betont, dass die Vorteilhaftigkeit von konventionellem versus innovativem Netzausbaus sehr vom Einzelfall abhinge. Insofern lassen sich Aussagen über die Kostenwirkungen auf OPEX und CAPEX nicht verallgemeinern, sondern hängen ab von der verfügbaren Technik, konkreten und zukünftig erwartbaren Nutzungsanforderungen, Netzzustand und Topologie, etc.

Aufgrund der sehr unterschiedlichen spezifischen Situation eines jeden Netzbetreibers erscheint es sinnvoll, Entscheidungen zum Netzbetrieb allein dem Netzbetreiber zu überlassen und diese möglichst nicht durch regulatorische Anreize zu beeinflussen (Stichwort: „Technologieneutralität“).

2.3 Anreize und potenzielle Hemmnisse für Innovationen im System der ARegV

In diesem Abschnitt werden die in der Anreizregulierung bestehenden Anreize und Hemmnisse für Innovationen ausführlich dargelegt und soweit möglich bewertet.

2.3.1 Prämissen des Systems der Anreizregulierung: Belohnung von Kostensenkungen und Technologieneutralität

Anders als eine Kostenregulierung bietet die Anreizregulierung Anreize für Innovationen, die auf eine Senkung der Kosten abzielen. Dadurch können Netzbetreiber innerhalb der Regulierungsperiode (zusätzliche Gewinne (Innovationsrenten) erzielen und für die kommende Periode ihren Effizienzwert verbessern oder eine Verschlechterung des Effizienzwertes verhindern. Der Erweiterungsfaktor folgt der gleichen Systematik.

Überdies werden durch den für die ARegV charakteristischen Budgetansatz prinzipiell keine bestimmten Technologien gefördert. Das gilt auch für den Erweiterungsfaktor, über den eine Budgeterhöhung aufgrund einer Erhöhung der Versorgungsaufgabe erfolgt. Eine technologieneutrale Regulierung zeichnet sich dadurch aus, dass die zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe eingesetzten Technologien nicht durch spezifische regulatorische Anreize unterstützt werden. Es obliegt allein dem Netzbetreiber, eine Auswahl zu treffen mit welchen Betriebsmitteln (z. B. konventionellen oder regelbaren Ortsnetztransformatoren) und mit welchem Einsatz von planerischen und operativen Maßnahmen zur Netzführung und Assetstrategie er sein Netz betreibt. Diese Entscheidung trifft der Netzbetreiber neben der technischen Notwendigkeit auch auf Basis der Kosten, die mit der Entscheidung für oder gegen ein bestimmtes Asset (kapitalkostenlastige Maßnahme) oder dem Einsatz von planerischen und operativen Maßnahmen zur Netzführung und Assetstrategie (betriebskostenlastige Maßnahme) verbunden sind. Eine vollumfänglich technologieneutrale Regulierung ist so ausgestaltet, dass weder kapitalkostenlastige noch betriebskostenlastige Maßnahmen einseitig bevorzugt werden. Das Anreizsystem orientiert sich allein an einer Belohnung der in Summe und im Zeitablauf kostengünstigsten Lösung, bspw. durch eine Innovation. Damit gehen Technologie- und Kostenartenneutralität Hand in Hand.

Beim Instrument der Investitionsmaßnahme, das für die 110 kV-Ebene sowie die Stromübertragungs- und Gasfernleitungsnetzbetreiber anwendbar ist, wird jedoch von der vorstehenden Prämisse abgewichen (siehe Abschnitt 2.3.3 in diesem Kapitel). Anreize für Innovationen, die zu Kapitalkosteneinsparungen führen, werden hier auf den Effizienzvergleich beschränkt. Für Erweiterungsinvestitionen in der Höchstspannung

und bei Gasfernleitungsnetzbetreibern kommt zudem das Verfahren des Netzentwicklungsplanes mit einer Prüfung des energiewirtschaftlichen Bedarfs zur Anwendung, in dem grundsätzlich auch nach einem gesetzlich vorgesehenen Konsultationsverfahren über die Technologie entschieden wird (z. B. Hochspannungsgleichstrom-Übertragungssysteme vs. Wechselstrom). Neben der Wirtschaftlichkeit spielen hierbei Akzeptanzfragen eine große Rolle.

2.3.2 Kurzfristiger versus langfristiger Nutzen von Innovation

Anders als auf einem Wettbewerbsmarkt konzentriert sich der Anreiz für kostensenkende Innovationen im derzeitigen Regulierungssystem auf einen bestimmten Zeitraum, nämlich auf eine Regulierungsperiode. Ursächlich dafür ist das Zusammenspiel verschiedener systeminhärenter Effekte, die im Zuge dieser Taktung ihre Wirkung entfalten. Diese werden nachfolgend beschrieben.

Durch die Entkoppelung von Kosten und Erlösen innerhalb der Regulierungsperiode haben Netzbetreiber einen Anreiz, ihr Budget zu unterschreiten und Kosten durch Effizienzbemühungen, auch im Rahmen von Innovationen, einzusparen. Dabei ist zu beachten, dass die Feststellung der Erlösobergrenzen der folgenden Regulierungsperiode auf Basis der Kosten des so genannten Kostenbasisjahres (hierbei handelt es sich um das vorletzte Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode) erfolgt. Effizienzbemühungen durch Kostensenkungen werden insbesondere bis zu diesem Zeitpunkt honoriert. Im Kostenbasisjahr selbst bilden die Kosten schon wieder die Ausgangsbasis für die Erlösobergrenze der Folgeperiode. Dieser Umstand wird auch als Basisjahreffekt bezeichnet. Innovationsrenten werden somit im Basisjahr mit der Kostenprüfung festgestellt und mit Beginn der neuen Regulierungsperiode abgeschöpft. Damit kann der Netzbetreiber nur kurzfristig von Effizienzbemühungen durch Kostensenkungen profitieren. Dieser Umstand wird auch als Ratchet-Effekt bezeichnet. Im Umkehrschluss werden die Verbraucher durch diese Maßnahme an Innovationsgewinnen beteiligt. Damit entsteht ein Zielkonflikt zwischen den Interessen des Netzbetreibers und den Interessen des Verbrauchers. Für die Anreizwirkung ist somit auch die Länge der Regulierungsperiode relevant, in der die Kosten von den Erlösen entkoppelt sind. Dabei gilt: je länger die Entkoppelung desto stärker der Innovationsanreiz. Quantitative Analysen, über welchen Zeitraum sich Innovationen für Netzbetreiber tatsächlich amortisieren würden, sind nicht bekannt. Insofern kann keine belastbare Aussage darüber getroffen werden, ob und in welchem Ausmaß sich Innovationspotenziale innerhalb einer Regulierungsperiode heben lassen. Insofern sind auch keine Aussagen über die quantitativen Auswirkungen einer Verkürzung oder Verlängerung einer Regulierungsperiode möglich.

Häufig fallen jedoch Kosten und Nutzen einer Innovation zeitlich auseinander. Wie bereits in Abschnitt 2.2 festgestellt, liegen Anhaltspunkte dafür vor, dass Kosten einer Innovation möglicherweise zukünftig gerade zu dem Zeitpunkt anfallen, zu dem eigentlich Kostensenkungen belohnt würden. Kostensenkungen stellen sich möglicherweise jedoch erst im Laufe der Zeit oder kurz vor dem Basisjahr ein (z. B. in der darauffolgenden Regulierungsperiode oder noch später) und werden durch die gegenwärtige Taktung der ARegV und die damit verbundenen Effekte nicht belohnt.

Verstärkt wird dieser Umstand dadurch, dass der Effizienzwert durch die methodische Ausgestaltung des Effizienzvergleiches auf 100 % beschränkt ist. Netzbetreiber mit einem Effizienzwert von 100 % können zwar eine zukünftige Verschlechterung ihres Effizienzwertes vermeiden, allerdings keine Verbesserung ihres Effizienzwertes erreichen. Dies könnte auch dazu führen, dass eine kurzfristige Verschlechterung des Effizienzwertes durch eine zukünftige Verbesserung des Effizienzwertes nicht kompensiert werden kann. Mithin liegen hier Hemmnisse vor, Kosten (bspw. durch innovative Maßnahmen) zu sparen, da der

Netzbetreiber von seinen überdurchschnittlichen Effizienzbemühungen mittel- und langfristig nicht oder nur gering profitiert. Eine Entscheidung zuungunsten von langfristig wirksamen Effizienzmaßnahmen könnte darüber hinaus durch ein regulatorisches Risiko gehemmt werden, welches grundsätzlich bei langfristig wirkenden Investitions- und Innovationsentscheidungen relevant ist. Anreize für kostensenkende Innovationen entstehen, wenn erwartet werden kann, dass sich die zukünftigen Kostenersparnisse auch in Gewinnen oder der Vermeidung von Verlusten niederschlagen (Verlässlichkeit der Anreizwirkung).

Dieses Problem von eingeschränkten Anreizen zu längerfristig wirksamen Effizienzsteigerungen ließe sich insbesondere durch eine stärkere Kostenorientierung der Regulierung nicht lösen: In einer Kostenregulierung mit jährlicher Kostenprüfung gäbe es außerhalb des Effizienzvergleichs gar keine Anreize mehr für kostensenkende Innovationen.

Insgesamt gibt es im System der ARegV in seiner gegenwärtigen Ausgestaltung Anhaltspunkte dafür, dass vornehmlich kurzfristige Effizienzbemühungen auch im Rahmen von Innovationen belohnt werden, diese Anreize aufgrund der vorstehend dargestellten Effekte jedoch keine langfristige Wirkung entfalten. Aufgrund der durch die genannten Studien dargestellten langfristigen Kostensenkungspotenziale durch innovative Maßnahmen gewinnt jedoch gerade dieser Umstand vor dem Hintergrund der Energiewende zunehmend an Relevanz.

Grundsätzlich lohnen sich auch im wettbewerblichen Bereich kostensenkende Innovationen häufig nur langfristig. Auf eine hohe Ausgangsinvestition folgt erst bei Beherrschung der neuen Technologie eine nachhaltige Senkung der Produktionskosten, aus deren Kosteneinsparungen die Investitionskosten über die Laufzeit der Investition gedeckt werden. Ein solcher Verlauf der Rückgewinnung von Kosten insbesondere im Hinblick auf Innovationen sollte auch im System der ARegV erfolgen. Investiert der Netzbetreiber bspw. in eine Technologie oder Maßnahme, die bei steigender Einspeisung durch dezentrale EE-Anlagen langfristig kostensenkend wirkt, sollte sich dieser Umstand langfristig als Steigerung des Effizienzwertes äußern. Dafür muss der Netzbetreiber ähnlich wie im Wettbewerbsvergleich möglicherweise kurzfristig niedrigere Gewinne hinnehmen, langfristig allerdings auch die Möglichkeit haben, von Innovation zu profitieren. Funktioniert dieser Mechanismus, hätte der Netzbetreiber aus betriebswirtschaftlichem Interesse heraus Anreize, mittels innovativer Technologien und Maßnahmen auf die zunehmende Einspeisung von EE-Anlagen zu reagieren, wenn dies effizienter ist als konventioneller Netzausbau. Voraussetzung dafür ist ein verlässlicher und auch langfristig wirksamer Effizienzanreizmechanismus. Auch bei Netzbetreibern selbst muss eine langfristige Sicht auf die Kosten- und Erlössituation entwickelt werden. Das haben nicht zuletzt die Interviews mit den Netzbetreibern gezeigt.

2.3.3 CAPEX / OPEX-Problematik

Averch-Johnson-Effekt

Die Kapitalkosten (CAPEX) in der Erlösobergrenze setzen sich aus der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung und den jährlichen Abschreibungen zusammen. Jede Investition wird in das Anlagevermögen eingestellt und verzinst. Die jährliche Abschreibungsscheibe geht für die kalkulatorische Lebensdauer des Anlagengutes in die Erlösobergrenze ein. Damit sind die Cash-Flows über einen langen Zeitraum planbar. Zu den Betriebskosten (OPEX) zählen zum Beispiel Kosten für Wartung- und Instandhaltung oder Kosten für Systemdienstleistungen wie zum Beispiel Verlustenergie. OPEX werden nicht als Anlagevermögen aktiviert und dementsprechend nicht verzinst.

Eine unterperiodische Anpassung der EOG ist im Wesentlichen durch Investitionsmaßnahmen oder über den Erweiterungsfaktor möglich. Diese sind mit einer unterschiedlichen Vorgehensweise bezüglich der Behandlung von CAPEX und OPEX verknüpft. Die Investitionsmaßnahme greift für Stromübertragungsnetzbetreiber und die 110 kV-Ebene. Hier kann der Netzbetreiber einen Antrag auf Gewährung der Investitionsmaßnahme für Erweiterungsinvestitionen stellen. Wird dem Antrag entsprochen, werden die mit dem Projekt verbundenen CAPEX auf Plankostenbasis im selben Jahr in der EOG anerkannt. Zusätzlich erfolgt ein Zuschlag für OPEX in Höhe von 0,8 % der Projektkosten. In der Regulierungsperiode nach Fertigstellung des Projektes gehen die Kosten ins Benchmarking ein.

Hängen die Erlöse von den unternehmensindividuellen Kosten ab, sind – eine attraktive regulatorische Eigenkapitalrendite vorausgesetzt – aus unternehmerischer Sicht kapitalintensive Maßnahmen gegenüber betriebskostenintensiven Alternativen zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe zu bevorzugen. Wie bereits im Bericht zur Einführung der Anreizregulierung dargelegt, führt dieser so genannte Averch-Johnson-Effekt zu einem gesamtwirtschaftlich ineffizienten und wohlfahrtsmindernden Kapitaleinsatz. Über den Budgetansatz der Anreizregulierung wird der Averch-Johnson-Effekt gemildert.

Der Erweiterungsfaktor greift im gegenwärtigen System bei einer Veränderung der Versorgungsaufgabe im Sinne des § 10 ARegV. Sind die Voraussetzungen erfüllt, erfolgt eine Erhöhung der EOG um einen bestimmten Faktor. Diese Erhöhung differenziert nicht nach Betriebs- oder Kapitalkosten oder bestimmten Technologien. Läge eine Veränderung der Versorgungsaufgabe vor und würde der Netzbetreiber dieser Veränderung durch eine innovative, OPEX-lastige Lösung begegnen, so würde der Erweiterungsfaktor diese ebenso berücksichtigen wie eine CAPEX-lastige Lösung. Die Erlösanpassung innerhalb der Regulierungsperiode folgt somit dem Primat der Technologie und Kostenneutralität. Insofern hat ein Netzbetreiber einen Anreiz, die unter Berücksichtigung der Gesamtkosten (CAPEX + OPEX) kostengünstigste Technologie zu verwenden.

Eine weitere charakteristische Eigenschaft von OPEX ist, dass diese volatil sind. Entgegen der Vorgehensweisen bei CAPEX erfolgt keine annuitätische Betrachtung. Maßgeblich für die Berücksichtigung in der Erlösobergrenze ist die jeweilige Höhe im Kostenbasisjahr. Es erfolgt keine unterperiodische Anpassung der EOG. Der hierdurch möglicherweise entstehende Versatz bei schwankenden OPEX wird von einigen Netzbetreibern als Problem adressiert. Dieser Umstand wäre insbesondere bei einem perspektivisch vermehrten Einsatz neuartiger Flexibilitätsoptionen zu beachten.

Beeinflussbarkeit von Parametern im Effizienzvergleich

Es stellt sich die Frage, wie innovative Lösungen im Benchmarking wirken und welche Effekte hier in Bezug auf die Inputs (Kosten) und die Outputs (Parameter zur Abbildung der Versorgungsaufgabe) hervorgerufen werden.

Investiert der Netzbetreiber in eine Technologie, die langfristig effizient ist, wird sich diese Effizienz langfristig als Steigerung des Effizienzwertes äußern. Dafür muss der Netzbetreiber ähnlich wie im Wettbewerb ggf. kurzfristig niedrigere Gewinne hinnehmen. Funktioniert dieser Mechanismus, sollte der Netzbetreiber in seinem eigenen wirtschaftlichen Interesse den Ausbau mittels innovativer Maßnahmen durchführen, wenn dieser effizient ist. Voraussetzung dafür ist ein verlässlicher und wirksamer Effizienzmechanismus. Die Wirksamkeit des Effizienzmechanismus wird allerdings außer Kraft gesetzt, wenn im Effizienzvergleich endogene, also durch den Netzbetreiber beeinflussbare Parameter als Vergleichsparameter zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers berücksichtigt werden. Die Wirksamkeit des Effizienzvergleichs

ist nicht uneingeschränkt gewährleistet, wenn - wie für die ersten beiden Regulierungsperioden - Parameter in der Verordnung zwingend vorgeschrieben sind, die nicht als exogen (also als vom Netzbetreiber nicht beeinflussbar) anzusehen sind.

Für die erste und zweite Regulierungsperiode waren für den Effizienzvergleich nach § 13 ARegV folgende Parameter als Vergleichsparameter zur Abbildung der Versorgungsaufgabe vorgegeben:

- Anzahl der Anschlusspunkte in Stromversorgungsnetzen
- Fläche des versorgten Gebietes
- Leitungslänge (Systemlänge)
- zeitgleiche Jahreshöchstlast

Während die Parameter „Anzahl der Anschlusspunkte“ sowie „Fläche des versorgten Gebietes“ durch Netzbetreiber nicht beeinflussbar sind, gilt dies für die „Leitungslänge“ zunehmend und möglicherweise zukünftig auch für die „zeitgleiche Jahreshöchstlast“ nicht. Im Effizienzvergleich erwächst – wenn der Parameter Leitungslänge weiterhin über die Verordnung vorgegeben würde - tendenziell ein Anreiz zur Bevorzugung technischer Lösungen, die zu einer Erhöhung der Leitungslänge führten, da sich dies beim Effizienzvergleich positiv auswirkt. Zwar können innovative Maßnahmen die Gesamtkosten des Netzausbaus reduzieren, welches sich positiv auf den Effizienzwert auswirken könnte. Dem steht allerdings gegenüber, dass mit innovativem Netzausbau im Vergleich zu konventionellem Netzausbau auch die Leitungslänge reduziert wird, welches sich wiederum negativ auf den Effizienzwert auswirkt. Wie oben beschrieben kann nach der BMWi-Verteilernetzstudie der notwendige Netzausbaubedarf durch die Kombination des Einsatzes von regelbaren Ortsnetztransformatoren und Erzeugungsmanagement in der Netzplanung bis 2032 von 131.317 km auf 57.427 km reduziert werden. Es können also im Vergleich zum konventionellen Netzausbau 55 % Leitungslänge im Verteilernetz eingespart werden. Dieser Umstand wird auch im Consentec-Gutachten zum Erweiterungsfaktor angesprochen: Es erwachse tendenziell ein Anreiz zur Bevorzugung technischer Lösungen, die zu einer Erhöhung der Leitungslänge führten, da sich dies beim Effizienzvergleich positiv auswirke. Auch andere Parameter wie die Jahreshöchstlast einer Netz- oder Umspannebene seien nicht frei von derartigen Einflüssen, da sie durch Technologien zur netzdienlichen Nutzung von Flexibilitäten (z. B. Speichern) beeinflusst würden. Auch die Zahl der Anschlusspunkte einer Netzebene, bspw. der Mittelspannungsebene, hänge von der Gestaltung der unterlagerten Ortsnetzstationsebene ab, die wiederum u. a. von den dort angewandten Spannungsregelungskonzepten beeinflusst würden.

Um zukünftig eine adäquate Behandlung innovativer Technologien im Benchmarking zu ermöglichen, empfiehlt es sich die Outputparameter zu überdenken. Dies sollte auch eine Prüfung beinhalten, ob der Parameter Leitungslänge durch treffgenauere(n) Parameter zur Abbildung der Versorgungsaufgabe ersetzt werden kann.

2.3.4 Problematik positiver externer Effekte für Forschung und Entwicklung

Von Netzbetreibern wurde vorgebracht, dass durch Innovationen von „First Movern“ in Zukunft auch andere profitieren könnten, während die Kosten alleine beim forschenden Netzbetreiber anfallen würden. Hiermit sind positive Externalitäten angesprochen, die auch in Wettbewerbsmärkten auftreten können. Im Wettbewerb stehende Unternehmen haben ohne Vorliegen von positiven externen Effekten auch langfristige

Innovationsanreize, die nicht (wie bei Netzbetreibern) auf eine Regulierungsperiode begrenzt sind. Positive externe Effekte hingegen können auch bei im Wettbewerb stehenden Unternehmen dazu führen, dass volkswirtschaftlich sinnvolle Innovationen unterbleiben. Positive Externalitäten können Marktversagen und unter Umständen auch wirtschaftspolitisches Handeln auch und gerade auf Wettbewerbsmärkten begründen. Bei nicht internalisierten positiven externen Effekten in der Forschung profitieren Dritte, ohne dass dies durch einen Marktmechanismus abgebildet wäre. Konkurrenzunternehmen profitieren von innovativen Pionieren, indem sie innovatives Verhalten kopieren. Ein plastisches Beispiel ist die Grundlagenforschung, wo der Nutzen der Forschung extrem streut. Auf der anderen Seite kann es aber auch Forschungsprojekte geben, die lediglich beim forschenden Unternehmen einen Nutzen entfalten können. Allgemein sind positive externe Effekte (definitionsgemäß) umso größer, je unspezifischer die Forschungsaktivitäten für das forschende Unternehmen sind. Die Abschöpfung von Innovationsrenten durch das Kopieren von innovativem Verhalten ist aber nicht per se negativ zu bewerten. Auch die Diffusion von Innovation ist schließlich im Interesse der Verbraucher, so dass es einen trade-off zwischen wünschenswerten Innovationsanreizen für Unternehmen und der ebenfalls wünschenswerten Diffusion von Innovationen gibt. Grundsätzlich können Patentrecht und öffentliche Forschungsförderung auf Wettbewerbsmärkten dazu beitragen, positive externe Effekte zu internalisieren.

Grundsätzlich könnte die Problematik positiver externer Effekte auch bei regulierten Unternehmen eine Rolle spielen. Dies wäre dann der Fall, wenn die Innovationskosten in einem nennenswerten Umfang von einem regulierten Netzbetreiber nicht oder nicht unmittelbar erlöswirksam gemacht werden können, aber ein erheblicher Teil des Nutzens bei anderen regulierten Unternehmen anfällt. Ob dies der Fall ist, hängt zum einen davon ab, ob und in welchem Ausmaß es positive Externalitäten gibt und zum anderen, ob und in welchem Ausmaß positive Externalitäten bereits internalisiert werden.

2.3.5 Forschungsförderung für Netzbetreiber im gegenwärtigen Regulierungsrahmen

Grundlagenforschung wird von Universitäten und Forschungsinstituten durchgeführt. Forschung und Entwicklung zur Entwicklung von innovativen Betriebsmitteln wird zu wesentlichen Teilen von wettbewerblichen Anbietern von Technologien oder Forschungsinstituten durchgeführt. Bei anwendungsorientierter Forschung ist es grundsätzlich sinnvoll, neue Technologien nicht nur unter Laborbedingungen, sondern auch im Feldversuch zu erproben, so dass hier die Mitwirkung von Netzbetreibern empfehlenswert erscheint. Hier kann es auf der einen Seite Forschungsprojekte geben, die von einem Netzbetreiber durchgeführt werden, die aber auch für andere Netzbetreiber von Nutzen sein können. Dies kann bspw. die Beantwortung der Frage sein, ob sich eine innovative Technologie überhaupt unter realen Bedingungen bewähren kann. Hier sollten Mechanismen der öffentlichen Forschungsförderung greifen. Zum anderen kann es um Projekte gehen, die ausschließlich oder fast ausschließlich für den forschenden Netzbetreiber von Nutzen sind. Hier stellt sich die Frage, ob der Regulierungsrahmen angemessene Anreize setzt, diesen Nutzen auch zu realisieren. Zusätzliche Anreize aufgrund von positiven Externalitäten sind allerdings nicht erforderlich.

Nach Auskunft des Bundeswirtschaftsministeriums sind im Jahr 2013 insgesamt 809 Mio. Euro an Bundesmitteln in die Energieforschung geflossen (vgl. Bundesbericht Energieforschung 2014). Davon entfallen insgesamt 31 Mio. Euro auf den Bereich Netze. Einen Schwerpunkt der Projektförderung bildete dabei die Integration von fluktuierender Einspeisung aus EE-Anlagen in die Verteiler- und Stromübertragungsnetze. Darüber hinaus wurden im Jahr 2013 neue Projekte mit einem Fördervolumen in Höhe von 42 Mio. Euro bewilligt. Im Rahmen der Forschungsinitiative zukunftsfähige Stromnetze sollen

gemäß dem neu aufgelegten 6. Energieforschungsprogramm bis zu 150 Mio. Euro an Fördermitteln bereitgestellt werden. Ziel der Forschungsinitiative ist es, durch Kooperationen zwischen Wirtschaft und Wissenschaft, die Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit, Ressourceneffizienz und die Sicherheit der Stromversorgung in Deutschland zu optimieren. Bislang wurden 171 Projektskizzen eingereicht. Insgesamt 400 Unternehmen und 300 Hochschulinstitute und Forschungseinrichtungen beteiligen sich an der Forschungsinitiative bzw. an den Projekten. Neben intelligenten Verteiler- und Stromübertragungsnetzen beschäftigen sich eine Vielzahl der Anträge auch mit Systemdienstleistungen und Netzregelungsverfahren.

Anerkennung von Kosten für Forschung und Entwicklung

In der Vergangenheit gab es für die im Basisjahr beim Netzbetreiber angefallenen netzdienlichen F&E-Kosten keine separate Kostenposition, sondern sie waren in den allgemeinen Kosten enthalten. Die F&E-Kosten aus dem Basisjahr wurden im Laufe der folgenden Regulierungsperiode wieder verdient. Die Anerkennung von Kosten unterscheidet den regulierten Netzbetreiber von einem wettbewerblichen Unternehmen, dessen Kosten aus F&E vollständig aus Eigenmitteln zu tragen sind. Zu beachten ist, dass F&E-Kosten in den Effizienzvergleich eingehen.

Mit der Verordnung zur Veränderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts vom 14.8.2013 ist der § 25a ARegV mit Bezug auf die Anerkennung von F&E-Kosten neu eingeführt worden. Der § 25a ARegV bietet die Möglichkeit auch nach dem Basisjahr, d. h. während der laufenden Regulierungsperiode, einen Zuschlag für Kosten aus F&E-Vorhaben zu erhalten. Nach § 25a ARegV ist von der Regulierungsbehörde auf Antrag des Netzbetreibers ein Zuschlag für Kosten aus F&E in die Erlösobergrenze für das jeweilige Kalenderjahr einzubeziehen. Hierbei sind nur F&E-Kosten aufgrund eines Forschungs- und Entwicklungsvorhabens im Rahmen der staatlichen Energieförderung, das durch eine zuständige Behörde eines Landes oder des Bundes bewilligt wurde und fachlich betreut wird, berücksichtigungsfähig. Dadurch wird im Interesse der Bürokratieminimierung verhindert, dass sich zwei öffentliche Stellen mit dem Innovationspotential und der Geeignetheit des Forschungsvorhabens beschäftigen müssen. Der Antrag ist bei der Regulierungsbehörde zu stellen, die gemäß § 54 Abs. 2 Nr. 2 EnWG für die Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des antragstellenden Netzbetreibers zuständig ist.

Der Antrag ist rechtzeitig vor Beginn des Kalenderjahres, für das die Aufwendungen für das jeweilige F&E-Vorhaben in der Erlösobergrenze in Ansatz gebracht werden sollen, zu stellen. Kosten aus F&E-Vorhaben nach § 25a ARegV sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 12a ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten und fließen gemäß § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV mit einem Verzug von t-2 in die Erlösobergrenze ein. Fallen die Kosten aus F&E-Vorhaben bspw. im Jahr 2014 an, so ist der Antrag rechtzeitig vor dem Jahr 2016 zu stellen. Gleichzeitig sind entsprechende Kostennachweise vorzulegen. Des Weiteren sind die Zuwendungsbescheide über den öffentlich geförderten Anteil der Gesamtkosten dem Antrag beizufügen.

Bei dem Begriff „Gesamtkosten“ ist davon auszugehen, dass die am Genehmigungsprozess beteiligten Behörden eine unterschiedliche Kostenbasis als „Gesamtkosten“ ermitteln, d. h. die in den Zuwendungsbescheiden ausgewiesenen Kosten werden nicht 1:1 für die Ermittlung des Zuschlags in der Erlösobergrenze zugrunde gelegt, sondern werden entsprechend den Regelungen der StromNEV/GasNEV auf Basis der vorgelegten Kostennachweise bewertet. Hierzu gehört die Prüfung, ob die geltend gemachten Forschungs- und Entwicklungskosten dem Netzbereich zuzuordnen sind. Darüber hinaus sind F&E-Kosten, die bereits bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenzen nach § 6 ARegV oder als Teil einer Investitionsmaßnahme nach § 23 ARegV berücksichtigt wurden, nicht berücksichtigungsfähig.

Der Zuschlag beträgt gemäß § 25a Abs. 1 ARegV sodann 50 % der berücksichtigungsfähigen Kosten des nicht öffentlich geförderten Anteils der Gesamtkosten des F&E-Vorhabens.

Eine abschließende Evaluierung des § 25a ARegV ist gegenwärtig noch nicht möglich. Daher können zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine weitergehenden Aussagen zum § 25a ARegV getroffen werden.

Zum Zeitpunkt der Berichterstellung (Stand: 15.12.2014) liegen bei der Bundesnetzagentur insgesamt sieben Anträge nach § 25a ARegV vor, die sich (je nach Netzbetreiber) auf die Erlösobergrenze in den Jahren 2014 bis 2017 beziehen.

2.3.6 Sonstiges

Einfluss auf das Q-Element

Innovative Technologien wie z. B. regelbare Ortsnetztransformatoren und Einzelstrangregler sind dazu geeignet, die Spannungsqualität, d. h. die Einhaltung der in der EN 50160 formulierten Anforderungen, zu gewährleisten, ohne das Netz auszubauen. Hauptanwendungsfall der o. g. Technologien ist die Vermeidung von Spannungsbandverletzungen, z. B. aufgrund dezentraler Einspeisung, durch Änderung des Übersetzungsverhältnisses zwischen Mittel- und Niederspannungsebene. Mittels spezieller Einzelstrangregler können zudem Spannungseinbrüche auf 70 % für 30 Sekunden ausgeregelt werden¹⁸⁷.

Da die Ermittlung des Q-Elements im Wesentlichen auf Basis des SAIDI (Niederspannung) bzw. des ASIDI (Mittelspannung) erfolgt, für deren Berechnung lediglich Versorgungsunterbrechungen von mehr als drei Minuten [vgl. Allgemeinverfügung nach § 52 S. 5 EnWG vom 22.2.2006 (Az.: 605/8135)] berücksichtigt werden, haben die zuvor genannten Beiträge innovativer Technologien zur Erhaltung der Spannungsqualität, keinen positiven Einfluss auf das Q-Element. Ob der Einsatz innovativer Technologien möglicherweise zu einer Verschlechterung des Q-Elements führen kann, lässt sich nur schwer bestimmen. So ist zwar grundsätzlich davon auszugehen, dass durch die höhere Komplexität innovativer Betriebsmittel auch deren Ausfallwahrscheinlichkeit im Vergleich zu konventionellen Alternativen steigt, jedoch muss dies nicht zwangsläufig eine Zunahme der Versorgungsunterbrechungen nach sich ziehen. So ist es z. B. möglich, Einzelstrangregler im Fehlerfall durch einen Bypass zu überbrücken und somit die Stromversorgung aufrechtzuerhalten. Fällt beim regelbaren Ortsnetztransformator der Regelteil aus, verhält er sich wie ein Standardtransformator. Denkbar ist auch, dass durch eine zustandsorientierte Instandhaltung auf Basis von Onlinedaten innovativer Betriebsmittel sich anbahnende Ausfälle rechtzeitig erkannt und verhindert werden können und deren Einsatz somit positiv auf das Q-Element wirkt. Da für die Hoch- und Höchstspannung sowie für Gas derzeit keine Qualitätsregulierung vorgesehen ist, ergibt sich auch keine Benachteiligung beim Einsatz innovativer Technologien.

Erbringung von Systemdienstleistungen

Von Stromverteilernetzbetreibern wird vorgebracht, dass eine innovative Erbringung von Systemdienstleistungen zukünftig zunehmend eine Rolle spielen könnte und sollte. Regulatorisch von besonderer Relevanz hierbei ist, ob und inwiefern Stromverteilernetzbetreiber zunehmend Aufgaben für die

¹⁸⁷ P3energy (2013): Technologieoptionen für den Verteilnetzausbau in Deutschland – Marktanalyse und Bewertung, 2013, S. 21.

Stromübertragungsnetzbetreiber übernehmen. Der Frage der regulatorischen Behandlung von Kosten vorgelagert ist die Frage, welche Rolle Stromverteilernetzbetreibern in der Zukunft zukommt bzw. zukommen sollte. Diese Frage kann nicht im Rahmen dieses Berichtes geklärt werden.

Nutzungsdauern von innovativen Technologien

Von Netzbetreiber wird ferner vorgebracht, dass kürzere Nutzungsdauern für innovative Technologien sachgerecht seien. In der BMWi-Verteilernetzstudie wird eine Aufnahme von regelbaren Ortsnetztransformatoren in die StromNEV empfohlen.

Eine Verkürzung der Nutzungsdauer von z. B. 10 Jahren auf 5 Jahre wäre für den Netzbetreiber im Gesamtergebnis erfolgsneutral. Anstatt die Anschaffungskosten über zwei Regulierungsperioden zurückzuverdienen, würde er jetzt über den doppelt so hohen Cash-Flow die Kosten schon nach einer Regulierungsperiode verdienen, d. h. er hat schneller wieder die Liquidität für Neuinvestitionen. Nach der ersten Regulierungsperiode verbleibt das bereits kalkulatorisch abgeschriebene Wirtschaftsgut im Sachanlagevermögen und wird noch in der zweiten Regulierungsperiode genutzt. Durch die verkürzte Nutzungsdauer kann der Netzbetreiber keinen Zusatzerlös generieren. Hiermit könnte allerdings möglicherweise sein Investitionsrisiko reduziert werden. Die Verzinsung auf das Eigenkapital würde gemäß ARegV erfolgen, d. h. für die EK-Verzinsung ist die Nutzungsdauer unerheblich.

In einem Feedbackbogen zum dritten Workshop zur Evaluierung der Anreizregulierung hat die Bundesnetzagentur die Frage aufgeworfen, nach welcher Maßgabe Nutzungsdauern für innovative Produkte bestimmt werden könnten. In einigen Kommentaren kam zum Ausdruck, dass dies schwierig und einzelfallabhängig sei. Für jede innovative Lösung sei eine getrennte Betrachtung erforderlich. Es wurde darüber hinaus auf die Bedeutung des Anteils innovativer Technologien an der klassischen Technologie hingewiesen. Es sei nicht immer notwendigerweise eine neue Anlagenklasse erforderlich. Eine regelbare Ortsnetztransformator-Steuereinheit mit einer kürzeren Lebensdauer habe bspw. nur einen geringen Anteil am gesamten Transformator. Von einigen Stakeholdern kam die Rückmeldung, dass die Nutzungsdauern für innovative Produkte alle bekannten Restriktionen der Nutzungsdauern berücksichtigen sollten, z. B. Eichzyklen oder noch durchzuführende Normung für die Nutzungsdauer. Es wurde ferner angemerkt, dass die Erfahrungen aus Forschungs- und Entwicklungsprojekten für erste Abschätzungen genutzt werden könnten. Da man bei neuen Technologien nur Schätzungen vornehmen könne, wurde von einigen Kommentatoren die Möglichkeit von Sonderabschreibungen gefordert. Ein weiterer Stakeholder hat eine Spreizung der Nutzungsdauern mit Freiheitsgraden für den Netzbetreiber vorgeschlagen.

Im Regelfall sollte sich die kalkulatorische Nutzungsdauer an der technischen Nutzungsdauer orientieren. Es wäre in einem Diskussionsprozess mit der Branche zu prüfen, ob und konkret für welche Technologien Änderungen an der StromNEV unter dieser Maßgabe sinnvoll wären.

2.4 Zwischenfazit zu Anreizen und Hemmnissen für Innovationen im System der ARegV

Die vorstehenden Untersuchungen haben gezeigt, dass das gegenwärtige System der ARegV sowohl Anreize als auch Hemmnisse für Innovationen beinhaltet. Anreize für Innovationen ergeben sich durch den Budgetansatz, dessen Logik auch der Erweiterungsfaktor folgt, und der damit verbundenen Technologieneutralität. Es wird der Einsatz der kosteneffizientesten Technologie belohnt und damit beinhaltet das System der ARegV heute schon Anreize für Innovationen. Einer möglichen Problematik positiver externer Effekte soll durch den § 25a ARegV Rechnung getragen werden. Aufgrund des nur

kurzfristigen Erfahrungshorizontes mit diesem Instrument können zum aktuellen Zeitpunkt keine Aussagen zu diesem Instrument getroffen werden. Jedenfalls lassen sich an dieser Stelle keine Hemmnisse für F&E konstatieren. Von einer Zunahme der Versorgungsunterbrechungen durch innovative Betriebsmittel ist nicht zwangsläufig auszugehen. Daher ist auch kein negativer Einfluss auf das Q-Element zu erwarten. Die netzbetreiberseitig gewünschten verkürzten Nutzungsdauern scheinen keine zusätzlichen Innovationsanreize zu generieren.

Bestimmte Instrumente und Stelleschrauben der Anreizregulierung bergen allerdings auch Innovationshemmnisse. Dazu zählt die Bevorzugung kapitalkostenintensiver Lösungen (Averch-Johnson-Effekt) im Rahmen des Instrumentes der Investitionsmaßnahme sowie durch die Rendite, die nur für das Anlagevermögen gilt. Damit verhalten sich Kapitalkosten und Betriebskosten nicht vollumfänglich neutral zueinander. Renditen auf operative Kosten, wie sie in einigen Stellungnahmen gefordert werden, sind nicht zielführend. Eine Rendite auf operative Kosten würde Fehlanreize zu einer Erhöhung der operativen Kosten setzen, ohne dass dies notwendigerweise mit einer Reduktion von Kapitalkosten einherginge. Eine OPEX-Marge auf ausgewählte Innovationen mit einem höheren Betriebskostenanteil würde einer technologiespezifischen Förderung gleichkommen. Dies wäre nicht vereinbar mit dem Ergebnis, dass die Kostenwirkung und damit auch die Vorteilhaftigkeit innovativer Technologien stark vom Einzelfall abhängen.

Zudem können unterperiodische Schwankungen der Betriebskosten sowie Kostenaufwüchse insbesondere am Anfang der Regulierungsperiode ein Problem darstellen. Insbesondere hinsichtlich der Langfristigkeit von Innovationsanreizen wird Handlungsbedarf gesehen, um auch über die Regulierungsperiode hinaus Innovationsanreize zu generieren. Die Wirksamkeit von Innovationsanreizen wird im derzeitigen System dadurch eingeschränkt, dass für bereits zu 100 % effiziente Netzbetreiber keine Verbesserung der Effizienz möglich ist. Hinsichtlich des Effizienzvergleichs kann es überdies zu verzerrenden Wirkungen der Outputparameter kommen.

2.5 Exkurs: Potenziale zur Reduktion des Netzausbaubedarfs und Konsequenzen für die ARegV

Die zunehmend volatile, dargebotsabhängige Einspeisung, vor allem aber deren Erzeugung fernab der Lastschwerpunkte stellt das Netz vor neue Herausforderungen. Gleiches gilt für die so genannte dezentrale Erzeugung. Diese bedingt umfangreiche Investitionen und technologische Umstrukturierungen, um den EE-Strom die Netze zu integrieren. Die BMWi-Verteilernetzstudie kommt zu dem Ergebnis, dass der Kostenrahmen des konventionellen Netzausbaubedarfs der deutschen Verteilernetze bis zum Jahr 2032 je nach Szenario zwischen 23,2 Mrd. Euro (Szenario „EEG 2014“) und 48,9 Mrd. Euro (Szenario „Bundesländer“) liegt. Im Szenario „EEG 2014“ erhöhen sich die durchschnittlichen jährlichen Netzkosten durch den Zubau von EE-Anlagen um 1,2 Mrd. Euro. Durch das Ausschöpfen innovativer Lösungen können Effizienzpotenziale gehoben werden. Denkbar ist etwa der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren, sogenannter Längsregler, innovativer Planungskonzepte (Instrument der Spitzenkappung) sowie ggf. weiterer Flexibilitätsoptionen, wie es die BMWi-Verteilernetzstudie sowie die dena-Verteilernetzstudie untersucht haben (vgl. die Abschnitte vgl. H2.1 und H2.2 dieses Kapitels).

Hinter dem Instrument der Spitzenkappung steht der Gedanke, das Verteilernetz nicht „bis zur letzten Kilowattstunde“ auszubauen. Durch einen Ausbau, der sich an der maximalen Einspeisung aus angeschlossenen EE-Anlagen orientiert, würde zwar die vollumfängliche Einspeisung auch seltener

Erzeugungsspitzen sichergestellt, allerdings blieben zu den übrigen Zeiten auf diese Spitzen ausgelegte Leitungen teilweise ungenutzt. Um hier Überdimensionierungen zu vermeiden, sieht der Koalitionsvertrag als politische Handlungsoption die Möglichkeit einer unentgeltlichen Abregelung von bis zu fünf Prozent der jährlichen Arbeit für EE-Neuanlagen vor. Die BMWi-Verteilernetzstudie kommt zu dem Ergebnis, dass das volkswirtschaftliche Optimum für die Kappung von Einspeisespitzen in der Verteilernetzplanung bei einem Wert von maximal drei Prozent der Jahresenergie pro Erzeugungsanlage liegt. Das im Oktober 2014 veröffentlichte Grünbuch des BMWi konkretisiert auf dieser Studie aufbauend, es solle zulässig sein, bei der Netzplanung auf Verteiler- und Übertragungsnetzebene eine Spitzenkappung von maximal drei Prozent der von Windkraft- und Photovoltaikanlagen erzeugbaren Jahresenergie zu berücksichtigen. Dabei wird nicht mehr nach Neu- und Altanlagen unterschieden. An einer vollständigen Kompensation der Anlagenbetreiber solle festgehalten werden.

Die konkrete Ausgestaltung einer Netzplanung unter Berücksichtigung der Spitzenkappung ist noch offen. Derzeit stehen dem noch die geltenden Vorschriften des gerade reformierten EEG entgegen. Gleichwohl bergen innovative Lösungen erhebliche Potenziale zur Reduktion des Netzausbaus. So kommt etwa die BMWi-Verteilernetzstudie zu dem Ergebnis, dass durch die Kombination des Instruments der Spitzenkappung in der Netzplanung von Wind und PV Anlagen und dem Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren bei Verteilernetzbetreibern jährliche Zusatzkosten um 20 % auf 940 Millionen Euro reduziert werden können.

Zentraler Anknüpfungspunkt zur Berücksichtigung des Instruments der Spitzenkappung ist die Netzausbauplanung. Da insbesondere bei Wind- und PV-Anlagen das Verhältnis von Einspeiseleistung zur Erzeugungsmenge stark variiert und damit nur vereinzelt im Jahr tatsächlich Spitzenleistungen auftreten, ist eine Reduktion der maximal einzuspeisenden Leistung in das Netz mit einer tendenziell geringeren Menge an abzuregelnder Energie verbunden. Es ist deshalb möglich, die für den Netzausbau entscheidende maximale Einspeiseleistung und die damit verbundenen Kosten zu reduzieren, ohne im gleichen Maße die erzeugte Energiemenge und damit den Nutzen zu verringern. Das Instrument der Spitzenkappung würde dem Netzbetreiber unter dieser Prämisse zukünftig die Option eröffnen, bei der Ausbauplanung seines Netzes eine Kappung von bis zu drei Prozent der Jahresenergiemenge zu Grunde zu legen. Bei der Berücksichtigung einer verringerten Jahresarbeit in der Netzausbauplanung gilt der Grundsatz der planerischen Gestaltungsfreiheit des Netzbetreibers (dies gilt im Wesentlichen für Verteilernetzbetreiber; Übertragungsnetzbetreiber unterliegen dem NEP-Prozess). Die Entscheidung, an welchen Netzpunkten eine Kappung effizient ist, kann nicht der Regulierer treffen. Die Netzplanung soll weiterhin alleinige Aufgabe des Netzbetreibers sein. Er trägt die Verantwortung dafür, sein Netz auf Grundlage von Prognosen und Annahmen richtig zu dimensionieren und eine effiziente Entscheidung zwischen konventionellem Netzausbau und alternativen, innovativen Lösungen zu treffen.

Damit die erheblichen Potentiale innovativer Lösungen zur effizienten Integration von EE-Anlagen tatsächlich gehoben werden können, sollten dessen erlös- und kostenseitige Konsequenzen im System der Anreizregulierung bereits heute mitgedacht werden. Die Anreizregulierung ist der Rahmen, in dem Netzbetreiber ihren Netzbetrieb organisieren, Investitionsentscheidungen tätigen und durch den Einsatz innovativer Lösungen ihren Netzbetrieb optimieren können. Die ARegV sollte den Netzbetreiber nicht benachteiligen, wenn er sich für eine innovative Lösung, also z. B. das Instrument der Spitzenkappung entscheidet. Umso mehr ist deshalb relevant, welche Anreize die ARegV zukünftig setzt, diese planerische Gestaltungsfreiheit zu nutzen, wenn diese die kostengünstigere Lösung darstellt. Daher wird nachfolgend die

Frage diskutiert, welche Anreize und kostenseitigen Konsequenzen mit der Kappung von Einspeisespitzen verbunden sind und wie diese sich in das System der ARegV einfügen und gegenüber der Alternative, konventionellem Netzausbau, einzuordnen sind.¹⁸⁸

Im regulatorischen Optimierungskalkül des Netzbetreibers sind im Wesentlichen drei Konsequenzen im System der ARegV gegeneinander abzuwägen. Erstens die Auswirkungen auf die Verzinsungsbasis auf Basis des Sachanlagevermögens, zweitens die regulatorische Behandlung der Kosten für die Abregelung (Kompensationszahlungen des Netzbetreibers an den Anlagenbetreiber) sowie drittens die Betriebs- und Kapitalkosten, die zusätzlich mit dem Instrument der Spitzenkappung verbunden sind.

Bezüglich des ersten Punktes ist zu beachten, dass die Verzinsungsbasis und damit ceteris paribus auch die Rendite langfristig sinkt, wenn der Netzbetreiber sich im Rahmen der Netzausbauplanung entscheidet, sein Netz im Rahmen des planerischen Freiraums von bis zu 3 % der maximal abregelbaren Jahresenergie einer EE-Anlage niedriger zu dimensionieren als es bei einem Vollausbau der Fall wäre. Das heißt, er würde weniger in Anlagengüter investieren. Dies beeinflusst neben der Rendite auch die erlösseitige Anerkennung der Kapitalkosten. Als gegenläufiger Effekt können sich kurzfristig allerdings auch höhere Kapitalkosten einstellen, wenn begleitend zur Spitzenkappung in neue Technologien investiert werden muss. Wenn der Verteilernetzbetreiber demgegenüber durch Verzicht auf Spitzenkappung langfristig hohe Ausbaukosten und damit eine langfristig hohe Bemessungsbasis für die Eigenkapitalverzinsung generiert, so wird er dem eine Abschätzung der Auswirkungen der Kapitalkosten im Effizienzvergleich gegenüber zu stellen haben. Im Effizienzvergleich wirken sich höhere Kapitalkosten langfristig negativ aus.

Zweitens ist zu bedenken, dass im Falle der Berücksichtigung des Instruments der Spitzenkappung absehbar zusätzliche Entschädigungen für die künftig häufiger abzuregelnden EE-Anlagen erforderlich werden. Diese Entschädigungszahlungen sind den operativen Kosten zuzuordnen und können nach § 15 EEG über die Netzentgelte refinanziert werden. Nach heutigem Stand werden diese Kosten gemäß § 11 Abs. 2 Satz 1 ARegV bei der Feststellung der Erlösbergrenze den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zugerechnet. Damit gehen die Entschädigungszahlungen nicht in den Effizienzvergleich ein. Somit ist die Refinanzierung der Kompensation, die vom Netzbetreiber im Falle einer Abregelung an den Anlagenbetreiber zu entrichten ist, nach heutigem Stand aus Sicht des Netzbetreibers neutral zu bewerten. Ob diese Regelung auf Dauer aufrecht erhalten bleiben kann, gilt es zu prüfen. Denn die bisherige Regelung basiert bisher auf der Prämisse, dass der Netzbetreiber ohne eigenes Verschulden daran gehindert war, das Netz vollumfänglich auszubauen. Nur dann darf er die Entschädigungen überhaupt über die Netzentgelte refinanzieren. Diese Prämisse wird man nicht länger aufrechterhalten können, wenn der Netzbetreiber die Wahl zwischen einem vollständigen Netzausbau und einem um die Spitzenkappung reduzierten Netzausbau hat.

Drittens hat eine Spitzenkappung nicht nur das Anfallen von Entschädigungszahlungen zur Folge: Damit eine Spitzenkappung technisch sicher und effektiv und rechtlich diskriminierungsfrei ablaufen kann, ist operativer Aufwand notwendig. Auch dieser Aufwand kann grundsätzlich über die Netzentgelte refinanziert werden. Eine Anerkennung als dauerhaft nicht beeinflussbar ist hier schon heute nicht vorgesehen.

¹⁸⁸ Vgl. dazu auch erste Überlegungen in Müller, C., Schweinsberg, A., 2013, Der Netzbetreiber an der Schnittstelle von Markt und Regulierung, WIK-Diskussionsbeitrag Nr. 373 / Mai 2013.

Insgesamt führt der Einsatz eines Planungsinstrumentes zur Spitzenkappung, das volkswirtschaftlich ineffizienten Netzausbau erspart, im Effizienzvergleich langfristig zu positiven Effekten bei den Kapitalkosten, gleichzeitig aber auch zu aus Sicht des Netzbetreibers negativen Auswirkungen bei den operativen Kosten. Demgegenüber stehen die negativen Auswirkungen auf die Verzinsungsbasis und mithin auf die Rendite. Konventioneller Netzausbau hätte diesbezüglich hingegen positive Auswirkungen während sich steigende Kapitalkosten im Effizienzvergleich langfristig negativ auswirken können.

3. Ergebnis

Es stehen verschiedene Technologieoptionen zur Auswahl, die einen Beitrag zur Reduktion von Netzausbau liefern können. Dazu zählen sowohl innovative Betriebsmittel, wie etwa regelbare Ortsnetztransformatoren sowie neuartige Flexibilitätsoptionen. Hier steht insbesondere das Instrument der Kappung von EE-Einspeisespitzen (Spitzenkappung) im Rahmen der Netzplanung im Fokus. Es ist plausibel, dass sich beim Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel die jährlichen OPEX erhöhen können. Zu diesem Ergebnis kommt auch die BMWi-Verteilernetzstudie. Überdies kann beim anfänglichen Einsatz innovativer Betriebsmittel ein Kostenaufwuchs entstehen, der erst langfristig wieder durch Kosteneinsparungen kompensiert werden kann. Allerdings lässt sich festhalten, dass sich die Kosten verschiedener Technologieoptionen sehr unterschiedlich verhalten können. Daher und aufgrund der unterschiedlichen spezifischen Situation eines jeden Netzbetreibers erscheint es sinnvoll, Entscheidungen zum Netzbetrieb allein dem Netzbetreiber zu überlassen.

Insgesamt wird deutlich, dass das heutige System der ARegV schon Anreize für Innovationen beinhaltet. Jedoch gibt es Hemmnisse für langfristig wirksame Innovationen und Innovationen, die bei einer Einsparung von Kapitalkosten mit erhöhten Betriebskosten verbunden sind. Auf die Vorgabe von Pflichtparametern für den Effizienzvergleich, die einseitig kapitalkostenlastige Problemlösungen bevorzugen, sollte dementsprechend verzichtet werden (vgl., Abschnitt 2.3.3). Auch die Verkürzung von Nutzungsdauern in der StromNEV kann diskutiert werden, wenn innovative Technologien kürzere technische Nutzungsdauern aufweisen als konventionelle Technologien. Darüber hinaus sind aber auch weitere Hemmnisse zu beseitigen.

Investitionen etwa in innovative Technologien, die kurzfristig zu höheren Kosten und geringeren Gewinnen führen, jedoch mittel- bis langfristig zu Effizienzsteigerungen führen, lohnen sich im aktuellen System unter Umständen nicht. Entfaltet diese Investition in einer zukünftigen Regulierungsperiode ihre Wirkung, kann die Effizienz eines Unternehmens über die bestehende Effizienzgrenze hinaus steigen. Zwar würde es im Effizienzvergleich als effizient eingestuft, erhielte dementsprechend einen Effizienzwert von 100 %. und damit die vollständige Berücksichtigung seiner anerkannten Kosten. Das bedeutet gegenwärtig jedoch, dass dieser Netzbetreiber in der nächsten Regulierungsperiode auf seine effizienten Kosten "ingerastet" wird. Er kann somit keine weiteren Gewinne aus der bereits getätigten Investition und der daraus generierten Effizienzsteigerung erwirtschaften. Folglich bestehen im aktuellen ARegV-Regime wenig Anreize, innovative Investitionen mit mittel- bis langfristiger Wirkung durchzuführen.

Im Folgenden werden mit einem Bonussystem sowie dem Instrument des Efficiency-Carry-Over zwei Handlungsoptionen vorgestellt, mit denen diesem Innovationshemmnis begegnet werden kann. Diese beiden Instrumente können als Alternativen mit ähnlicher Zielrichtung betrachtet werden.

3.1 Efficiency-Carry-Over

3.1.1 Vorschlag und Umsetzungsdetails

Mit einem Efficiency-Carry-Over sollen Anreize verstärkt werden, sich auch um längerfristig wirkende Effizienzsteigerungen zu bemühen. Damit sollten auch innovative Lösungen technologie-neutral angereizt werden. Gleichzeitig kann der Efficiency-Carry-Over dazu beitragen, den Anreiz, Kosten in das Basisjahr zu verschieben, zu reduzieren. Die grundsätzliche Vorgehensweise ist folgende: Ermittelt wird die Differenz zwischen den tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers im Basisjahr der nächsten Regulierungsperiode und der zulässigen Erlösobergrenze dieses Jahres. Diese Differenz entspricht dem Effizienzgewinn, den der Netzbetreiber gegenüber der vorgegebenen Erlösobergrenze im Basisjahr erwirtschaftet hat. Ein angemessener Anteil dieser Differenz wird als Bonus auf die folgende Regulierungsperiode angerechnet.

Wie bereits in Abschnitt IIIC2.3 dargestellt, profitieren die Netznutzer ohne einen Efficiency-Carry-Over mit Beginn der neuen Regulierungsperiode von sämtlichen Kosteneinsparungen der Unternehmen, da die Effizienzgewinne vollständig abgeschöpft werden. Um in einem System mit Efficiency-Carry-Over auch die Netznutzer zeitnah an den Kosteneinsparungen von Effizienzsteigerungen zu beteiligen, wird vorgeschlagen, nur einen Teil des errechneten Effizienzgewinns als Bonus zu verteilen (bspw. 50 %). Die Verteilung in der folgenden Regulierungsperiode kann dabei auf unterschiedliche Weise erfolgen.

Ermittlung des Effizienzgewinns

Bei der Ausgestaltung eines Efficiency-Carry-Over ist zunächst eine Definition und Berechnungsmethode für den Effizienzgewinn notwendig. In der Regel wird darunter die Differenz zwischen den zulässigen und den tatsächlichen Kosten während einer Regulierungsperiode verstanden. Probleme könnten sich bei der Abgrenzung zwischen Effizienzgewinnen ergeben, die auf das Verhalten des Netzbetreibers zurückzuführen sind oder nur zufällig auftraten. Wird nur ein Teil des Effizienzgewinns an die Netzbetreiber weitergegeben, kann auf diese Unterscheidung verzichtet werden. Generell gilt für einen Effizienzgewinn, dass dieser nachhaltig sein muss und nicht aus einer Verschiebung von notwendigen Aufwendungen in die Zukunft herrühren sollte.

Derzeit werden im Rahmen der Kostenprüfung für das Basisjahr beantragte Kosten um Besonderheiten des Geschäftsjahres bereinigt. Das Ergebnis der Kostenprüfung sind die anerkannten Kosten, welche in die Berechnung für die Erlösobergrenze der nächsten Regulierungsperiode einfließen. Für die Ermittlung des Effizienzgewinns als Differenz zwischen Erlösobergrenze und tatsächlichen Kosten könnten die beantragten oder die anerkannten Kosten herangezogen werden.

Verteilung des Efficiency-Carry-Over

Hinsichtlich der Verteilung des Efficiency-Carry-Over gibt es verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten. Denkbar wäre, den Effizienzgewinn in einem bestimmten Jahr zu ermitteln und einen Anteil davon degressiv in die nächste Regulierungsperiode zu übertragen. Im Basisjahr für die folgende Regulierungsperiode wird bspw. ein Effizienzgewinn in Höhe von 20 Geldeinheiten (GE) ermittelt. Eine stufenweise Verteilung von 50 % der Differenz (10 GE) über die folgende Regulierungsperiode könnte z. B. wie folgt aussehen: Im 1. Jahr erhält der Netzbetreiber 8 GE zu seiner neu ermittelten Erlösobergrenze, im 2. Jahr 6 GE, im 3. Jahr 4 GE, im 4. Jahr 2 GE und im 5. Jahr 0 GE. Diese Vorgehensweise hat den Vorteil, dass im letzten Jahr der Regulierungsperiode

der Efficiency-Carry-Over keine Erlöswirkung mehr hat und der Netzbetreiber wie im bestehenden System nur seine „effiziente“ Erlösobergrenze vereinnahmen darf.

Berücksichtigung des Erweiterungsfaktors

Bei der Berechnung des Effizienzgewinns muss der Erweiterungsfaktor berücksichtigt werden. Andernfalls könnte eine Erhöhung der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers (z. B. durch Integration erneuerbarer Energien) durch den Efficiency-Carry-Over nicht abgebildet werden. Werden die tatsächlichen Kosten der Netzbetreibers mit der EOG ohne Erweiterungsfaktor abgebildet, wirkt sich dies nachteilig für einen Netzbetreiber aus, auch wenn er einer Änderung der Versorgungsaufgabe in effizienter Weise nachgekommen ist. Mit einer Berücksichtigung des Erweiterungsfaktor wird sichergestellt, dass ein Netzbetreiber, der erhöhte Kosten aufgrund von Erweiterungsinvestitionen hat und diese ggf. effizient vorgenommen hat, in gleicher Weise von seinen Effizienzsteigerungen profitiert wie andere Netzbetreiber.

Kostenarten

Bei der Berechnung des Effizienzgewinns sollten die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile aus der Erlösobergrenze und den Kosten abgezogen werden. Damit wird dem Umstand Rechnung getragen, dass die in der Erlösobergrenze enthaltenen dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zeitverzögert erlöswirksam werden und dadurch von den tatsächlichen dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten des Basisjahres abweichen können. Zudem sind diese nicht beeinflussbar, weswegen auch keine Effizienzgewinne realisiert werden können. Zu klären ist auch, wie sich die tatsächlichen Kosten im Basisjahr bestimmen.

Letztlich müssen die Kosten des Basisjahres mit den Kosten des vorhergehenden Basisjahres vergleichbar gemacht werden, um zu ermitteln, inwiefern Kostensenkungen zwischen den Basisjahren auf Effizienzänderungen zurückzuführen sind. Hierzu muss eine Normierung der Kosten des Basisjahres auf die Kosten des davorliegenden Basisjahres erfolgen und diese um etwaige Änderungen der Kosten aufgrund aller Veränderungen in der Versorgungsaufgabe, die sich zwischen den Basisjahren ergeben haben, angepasst werden.

3.1.2 Vor- und Nachteile des Efficiency-Carry-Over

Mit der Einführung eines Efficiency-Carry-Overs könnten langfristige Effizienzreize gesetzt werden, wenn ein Teil des erwirtschafteten Effizienzgewinns in die nächste Regulierungsperiode mitgenommen werden darf und nicht sofort mit Beginn der neuen Regulierungsperiode vollständig abgeschöpft wird. Netzbetreibern, die Effizienzgewinne erwirtschaften, steht mit Beginn der neuen Regulierungsperiode demnach ein größeres Budget zur Verfügung. Auch wird der Basisjahreffekt gemindert. Bezogen auf das Basisjahr besteht für den Netzbetreiber ein Trade-Off: Eine Erhöhung der Kosten im Basisjahr impliziert einen geringeren Bonus in der Folgeperiode. Ein Netzbetreiber wird abwägen, ob es für ihn günstiger ist, möglichst viele Kosten in das Basisjahr zu schieben und damit die Erlösobergrenze für die nächste Regulierungsperiode zu heben, um dann durch Kostensenkungen für die gesamte Regulierungsperiode eine Überrendite zu erhalten. Oder der Netzbetreiber versucht die Kosten im Basisjahr möglichst weit zu reduzieren, um vom Efficiency-Carry-Over zu profitieren. Im schlimmsten Fall führt der Efficiency-Carry-Over lediglich zu Mitnahmeeffekten seitens der Netzbetreiber zu Lasten der Netznutzer.

Der Anreiz kapitalkostenlastig zu investieren könnte geschwächt werden: Wenn Effizienzgewinne durch kapitalkostensenkende Innovationen erwirtschaftet werden, können die im Rahmen des ECO verteilten Boni die entgangenen Gewinne aus der Verzinsung von Kapital kompensieren.

Netzbetreiber, die Effizienzpotenziale heben, profitieren vom Efficiency-Carry-Over, da sie Effizienzgewinne über einen längeren Zeitraum gewinnsteigernd einbehalten können. Der Efficiency-Carry-Over ist insofern auf der einen Seite mit einer Umverteilung zuungunsten der Netznutzer verbunden, die erst verspätet von den realisierten Effizienzgewinnen profitieren. Auf der anderen Seite können die zusätzlichen Effizienzreize auch zu stärkeren Kostensenkungen führen, die auch den Netznutzern zu Gute kommen. Je nach Ausgestaltung der Verteilung des Bonus gibt es für Netzbetreiber ggf. verzerrte Anreize, wenn sie ihre Kosten senken. Passiert dies spät in der Regulierungsperiode wie bei einer degressiven Verteilung, profitieren Netznutzer auch später von Einsparungen.

Es besteht ferner das Problem, dass positive Überdeckungen, die sich nicht mit Effizienzgewinnen erklären lassen, als gewonnene Effizienz sogar weiter vergütet werden. Solche Überdeckungen entstehen derzeit in nicht unerheblichem Umfang durch den Erweiterungsfaktor. Der Erweiterungsfaktor ist Teil der Erlösobergrenze und damit im vorliegenden Vorschlag Teil des Abgleichs. Überschätzt aber der Erweiterungsfaktor die tatsächlichen Kosten, wird diese Überdeckung über den Efficiency-Carry-Over noch einmal vergütet. Damit steigt auch die Bedeutung der Angemessenheit des Erweiterungsfaktors. Eine weitere Ursache von Überdeckungen, die sich nicht mit Effizienzgewinnen erklären lassen, können bspw. Zinssenkungen sein.

3.2 Bonus

3.2.1 Vorschlag und Umsetzungsdetails

Ein langfristiges Investitionshemmnis kann entstehen, wenn ein Netzbetreiber eine kurzfristige Verschlechterung des Effizienzwertes nicht durch eine zukünftige Verbesserung des Effizienzwertes kompensieren kann, weil der Effizienzwert auf 100 % beschränkt ist. Die Einführung eines Bonussystems kann diesem Effekt unmittelbar begegnen.

Zudem hat sich die Effizienz der Netzbetreiber in den ersten beiden Regulierungsperioden angeglichen. Dadurch besteht die Gefahr, dass die Branche an Dynamik verliert. Der Effizienzvergleich in der herkömmlichen Form vermag das nicht zu ändern. Durch die Einführung des Bonus werden neue dynamische Impulse gesetzt, sodass für die gesamte Branche weiterhin Effizienzreize bestehen.

Der Bonus führt zu einem entscheidenden Unterschied zum Status Quo für die effizienten Unternehmen. Im aktuellen System erhalten sie einen Effizienzwert von 100 % und sind Bestandteil der ermittelten Effizienzgrenze. Mit der Einführung des Bonussystems können Netzbetreiber mit einem Effizienzwert von 100 % einen Bonus erhalten. Dieser wird durch den Abstand des individuellen Netzbetreibers (oberhalb der Effizienzgrenze) zur Effizienzgrenze der übrigen effizienten Netzbetreiber (ohne den jeweils betrachteten, individuellen Netzbetreiber) bestimmt. Aus dem Bonus wird ein Aufschlag auf die jeweilige Erlösobergrenze des effizienten Netzbetreibers ermittelt.

Der Bonus kann unter Verwendung der bereits etablierten Methode DEA berechnet werden. Die zweite bislang verwendete Methode SFA bliebe in ihrer aktuellen Form ohne Bonus erhalten. Durch diese Vorgehensweise wird kein Netzbetreiber im Vergleich zum aktuellen System schlechter gestellt.

Hinsichtlich der Verteilung des Bonus gibt es verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten. Denkbar wäre, einen Anteil des ermittelten Bonus degressiv in die nächste Regulierungsperiode zu übertragen. Alternativ

dazu gibt es die Möglichkeit, den Bonus annuitätisch zu verteilen. In einem System mit fünfjährigen Regulierungsperioden erscheint eine degressive Verteilung sinnvoller, während in einer kürzeren, bspw. zweijährigen Regulierungsperiode die annuitätische Verteilung vorzugswürdig ist.

3.2.2 Vor- und Nachteile des Bonus

Durch dieses Bonussystem entsteht ein zusätzlicher Effizienzreiz, der im Vergleich zum aktuellen System dynamisch wirkt. Es bietet allen Netzbetreibern den Anreiz – über die jeweilige Regulierungsperiode hinaus – ihre Effizienz zu steigern, um über die anerkannten Kosten hinaus Zusatzerlöse zu generieren. Insbesondere werden durch dieses System mittel- und langfristige Investitionen angereizt, die erst in folgenden Perioden Effizienzvorteile bringen.

Dadurch wird die Dynamik der gesamten Branche verstärkt, indem auch effiziente Netzbetreiber einen Anreiz haben, ihr Effizienzniveau noch zu verbessern. Gerade von diesen Netzbetreibern geht eine Vorbildfunktion für die ganze Branche aus, sie werden für ihre Modernisierungsanstrengungen und Innovationskraft belohnt.

Netzkunden entsteht durch den Bonus in der Summe kein Nachteil. Da durch diesen Ansatz insgesamt stärkere Anreize zu Effizienzsteigerungen entstehen, ist mit Kosteneinsparungen zu rechnen, die ohne diesen Einsatz nicht erreicht würden und zu insgesamt sinkenden Kosten führen werden.

Beispielrechnungen auf Grundlage der Effizienzvergleiche der ersten beiden Regulierungsperioden haben gezeigt, dass ca. 15 bis 20 % der Unternehmen einen Bonus erhalten würden, der ihre individuellen Erlösbergrenzen um durchschnittlich ca. 3 % anheben würde. Dabei handelt es sich um eine statische Betrachtung. Da das Bonussystem jedoch gerade dynamisch wirkt, ist insgesamt von einer Senkung der Erlösbergrenzen auszugehen.

In Analogie zu Wettbewerbsmärkten, hängen die von den Netzbetreibern zu treffenden kurz-, mittel- und langfristigen Investitionsentscheidungen bei Anwendung des Bonussystems stärker von der zu erwartenden Entwicklung des Marktes, also der Entwicklung der Nachfrage und der übrigen Anbieter ab. In der Folge wird effizientes Verhalten angereizt.

D Entwicklung der Effizienz

1. Untersuchungsgegenstand und Herangehensweise

In diesem Kapitel wird dargestellt, wie sich die Effizienz der Netzbetreiber im Ablauf der zwei Regulierungsperioden entwickelt hat. Außerdem wird diskutiert, welche Weiterentwicklungsoptionen im Hinblick auf die Durchführung der Effizienzvergleiche denkbar sind. Dies erscheint insbesondere deswegen ratsam und sinnvoll, da vor dem Hintergrund eines in den kommenden Jahren zu erwartenden überdurchschnittlich hohen Investitionsaufkommens die Notwendigkeit und damit der Anreiz, das investierte Kapital effizient einzusetzen, an Bedeutung zunimmt.

Datengrundlage für die Analysen und Ergebnisdarstellungen sind dabei die Daten, welche die Bundesnetzagentur zur Durchführung der Effizienzvergleiche genutzt hat.

2. Befunde

2.1 Bestandsaufnahme

Gemäß § 12 Abs. 1 ARegV hat die Bundesnetzagentur vor Beginn jeder Regulierungsperiode einen bundesweiten Effizienzvergleich für die Strom- und Gasverteilernetzbetreiber durchzuführen. Auch für die Betreiber von Übertragungsnetzen und Gasfernleitungsnetzen hat die Bundesnetzagentur einen Effizienzvergleich gemäß § 22 ARegV durchzuführen. Ziel eines solchen Effizienzvergleiches ist es, für die beteiligten Netzbetreiber einen Effizienzwert zu ermitteln. Zur Ermittlung der Effizienzwerte hat die Bundesnetzagentur die in der Anlage 3 ARegV beschriebenen Methoden anzuwenden bzw. hat wie in den §§ 13, 14 und 22 ARegV beschrieben vorzugehen.

Zur Durchführung der Effizienzvergleiche hat die Bundesnetzagentur eine Datenbasis zu verwenden, die sowohl Aufwandsparameter als auch Vergleichsparameter berücksichtigt. Als Aufwandsparameter sind die nach § 14 ARegV ermittelten Kosten der Unternehmen anzusetzen. Die Vergleichsparameter gemäß § 13 ARegV sollen – verkürzt dargestellt – die Versorgungsaufgabe unter Berücksichtigung der Unterschiedlichkeit der Unternehmen abbilden. Auf Basis der entsprechenden Aufwands- und Vergleichsparameter wird die relative Effizienz der Unternehmen ermittelt.

Die Bundesnetzagentur hat vor Beginn der beiden Regulierungsperioden Effizienzvergleiche für jeweils die Strom- und Gasverteilernetzbetreiber, für die Gasfernleitungsnetzbetreiber sowie für die Stromübertragungsnetzbetreiber durchgeführt. Dabei ist sie wie nachfolgend beschrieben vorgegangen.

Datenerhebung und -Plausibilisierung

Von den Netzbetreibern wurden die zur Durchführung der Effizienzvergleiche notwendigen Daten an die Bundesnetzagentur übermittelt und durch die Bundesnetzagentur auf Plausibilität geprüft. Die Bundesnetzagentur nutzte dabei vielfältige Möglichkeiten, um mögliche Missverständnisse, Fehler bei der Dateneingabe und Inkonsistenzen zu identifizieren. Nach Rücksprache mit den Netzbetreibern wurden die Unplausibilitäten dann von den Netzbetreibern korrigiert.

Durchführung des Effizienzvergleichs

Im Rahmen der ARegV soll die Kosteneffizienz von Netzbetreibern ermittelt werden. Diese soll eine Aussage darüber ermöglichen, wie effizient ein Netzbetreiber die ihm obliegende Versorgungsaufgabe erfüllt. Um die relative Effizienz der Netzbetreiber ermitteln zu können, muss ein unabhängiger Effizienzmaßstab gefunden werden, an dem sich alle teilnehmenden Netzbetreiber messen lassen müssen. Die ARegV sieht vor, dass dieser Maßstab aus dem Kreis der der Anreizregulierung unterliegenden Netzbetreiber stammen muss.

Aus der ARegV ergeben sich konkrete Vorgaben zur Durchführung der Effizienzvergleiche, die bei der Umsetzung zu berücksichtigen waren. Zur Ermittlung des Effizienzmaßstabs hat die Bundesnetzagentur die zwei Methoden Data Envelopment Analysis (DEA) sowie die Stochastic Frontier Analysis (SFA) anzuwenden. Außerdem sind jeweils Effizienzvergleichsrechnungen mit anerkannten und gemäß § 14 Abs. 2 ARegV standardisierten Kapitalkosten durchzuführen. Die im Effizienzvergleich verwendeten Vergleichsparameter müssen gemäß § 13 ARegV messbar, mengenmäßig erfassbar, exogen und nicht durch andere Parameter bereits abgebildet sein.

Die Vergleichsparameter im Effizienzvergleichsmodell dienen dazu, die Versorgungsaufgabe aller am Effizienzvergleich teilnehmenden Netzbetreiber adäquat abzubilden. Daher müssen Vergleichsparameter gefunden werden, die die Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber im Wesentlichen und möglichst allgemeingültig beschreiben und der Heterogenität der Netzbetreiber Rechnung tragen.

Gemäß § 13 Abs. 3 S. 1 bis 3 und S. 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.

Die Verordnung schreibt ferner 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 gebietsstruktureller 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. Bei Ausreißern handelt es sich um Netzbetreiber, die, sofern sie nicht identifiziert und entsprechend berücksichtigt werden, den Effizienzmaßstab für die übrigen im Effizienzvergleich befindlichen Netzbetreiber zu hoch ansetzen oder verzerren. Die ARegV sieht dazu in Anlage 3 ARegV verschiedene Methoden zur Identifikation von Ausreißern und deren Bereinigung vor.

Ferner ist für die regulatorische Umsetzung der Effizienzergebnisse zugunsten des betroffenen Netzbetreibers eine Bestabrechnung gemäß § 12 Abs. 3 ARegV durchzuführen. Dabei ist der individuelle Effizienzwert gemäß § 12 Abs. 4 ARegV auf mindestens 60 % festzulegen.

Stromverteilernetzbetreiber

Zur ersten Regulierungsperiode sind in den Effizienzvergleich der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber Daten von 198 Netzen eingegangen. Das finale Effizienzvergleichsmodell für die Stromverteilernetzbetreiber beinhaltet die in der nachfolgenden Tabelle aufgeführten elf Parameter und umfasste demnach neben den von § 13 Abs. 4 ARegV vorgegebenen Vergleichsparametern sieben weitere Vergleichsparameter. Für die Stromverteilernetzbetreiber wurden Effizienzwerte in einer Bandbreite von 79,5 % bis 100,0 % ermittelt, die durchschnittliche Effizienz lag bei 92,2 %.

Vor Beginn der zweiten Regulierungsperiode hat die Bundesnetzagentur erneut einen bundesweiten Effizienzvergleich für die Stromverteilernetzbetreiber gem. § 12 ARegV durchgeführt. Im Vergleich zum Modell des ersten Effizienzvergleichs im Jahr 2008 wurde die Anzahl der Umspannstationen, die damals noch als eigenständiger Parameter in das Modell eingingen, nunmehr in den Parameter Ausspeisepunkte integriert. Das ließ die Aufnahme eines zusätzlichen Parameters zu. Aufgenommen wurde die Anzahl der Zählpunkte, da sie sich als statistisch signifikant erwiesen und den Erklärungsgehalt des Effizienzvergleichsmodells erhöhten. Die ungewichtete durchschnittliche Effizienz betrug dabei 94,7 % und ist somit gegenüber dem ersten Effizienzvergleich um 2,5 %-Punkte angestiegen.

Vergleichsparameter Stromverteilernetzbetreiber in der 1. und 2. Regulierungsperiode

RP1	RP2
Anschlusspunkte über alle Netzebenen	Anschlusspunkte über alle Netzebenen
Versorgte Fläche	Versorgte Fläche
Stromkreislänge HS – Kabel	Stromkreislänge HS – Kabel
Stromkreislänge HS – Freileitungen	Stromkreislänge HS – Freileitungen
Stromkreislänge MS – Kabel	Stromkreislänge MS – Kabel
Stromkreislänge MS – Freileitungen	Stromkreislänge MS – Freileitungen
Stromkreislänge NS	Stromkreislänge NS
Zeitgleiche Jahreshöchstlast HS/MS (korrigiert um Leerstände)	Zeitgleiche Jahreshöchstlast HS/MS (korrigiert um Leerstände)
Zeitgleiche Jahreshöchstlast MS/NS (korrigiert um Leerstände)	Zeitgleiche Jahreshöchstlast MS/NS (korrigiert um Leerstände)
Anzahl Umspannstationen	Zählpunkte über alle Netzebenen
Installierte dezentrale Erzeugungsleistung	Installierte dezentrale Erzeugungsleistung

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 20: Vergleichsparameter Stromverteilernetzbetreiber in der 1. und 2. Regulierungsperiode (RP)¹⁸⁹**Gasverteilernetzbetreiber**

Zur ersten Regulierungsperiode sind in den Effizienzvergleich der Gasverteilernetzbetreiber Daten von 188 Netzen eingegangen. Das finale Effizienzvergleichsmodell für die Gasverteilernetzbetreiber beinhaltet zehn Parameter. Die durchschnittliche Effizienz, die sich aus dem Vergleich der Gasverteilernetzbetreiber ergab, lag bei 87,3 %.

Im Vergleich zum Modell des ersten Effizienzvergleichs wurde im zweiten Effizienzvergleich die differenzierte Erfassung der Leitungslänge zugunsten einer genaueren Erfassung der Bodenverhältnisse geändert. Zudem wurde auch hier der Parameter Messstellen neu in das Modell aufgenommen. Die ungewichtete durchschnittliche Effizienz der Netzbetreiber im zweiten Effizienzvergleich betrug 92,1 % und ist somit gegenüber dem ersten Effizienzvergleich um 4,8 %-Punkte angestiegen.

¹⁸⁹ HS (Hochspannung), MS (Mittelspannung), NS (Niederspannung)

Vergleichsparameter Gasverteilernetzbetreiber in der 1. und 2. Regulierungsperiode

RP1	RP2
Ausspeisepunkte über alle Druckstufen	Ausspeisepunkte über alle Druckstufen
Potenzielle Ausspeisepunkte	Potenzielle Ausspeisepunkte
Versorgte Fläche	Versorgte Fläche
Leitungslänge aller Leitungen unter 5 bar	Leitungslänge über alle Druckstufen
Leitungslänge aller Leitungen über 5 bar	Leitungslänge mit vorherrschender Bodenklasse 4, 5, 6
Durchmessergewichtete Leitungslänge	Rohrvolumen
Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen
Potenzielle zeitgleiche Jahreshöchstlast	Ausspeisepunkte größer oder gleich 16 bar
Bevölkerung 1995	Messstellen
Bevölkerung 2006	

Quelle Bundesnetzagentur

Tabelle 21: Vergleichsparameter Gasverteilernetzbetreiber in der 1. und 2. Regulierungsperiode (RP)

Gasfernleitungsnetzbetreiber

Nach § 22 Abs. 3 ARegV werden für die Betreiber von Gasfernleitungsnetzen die Effizienzwerte mittels eines nationalen Effizienzvergleichs mit den in Anlage 3 ARegV genannten Methoden ermittelt. Auch hier sind grundsätzlich die DEA und die SFA anzuwenden. Allerdings wurde nur die DEA angewendet, da für die Durchführung einer SFA nicht die Daten einer hinreichenden Anzahl von Netzbetreibern zur Verfügung standen (§ 22 Abs. 3 S. 2 ARegV).

In der ersten Regulierungsperiode wurden für die Gruppe der Gasfernleitungsnetzbetreiber zwei Effizienzvergleiche durchgeführt, da zum Zeitpunkt der planmäßigen Durchführung im Jahr 2008 einige der Gasfernleitungsnetzbetreiber 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 diese Gasfernleitungsnetzbetreiber seit dem 1.1.2010 der Anreizregulierung.

Für diejenigen Betreiber von Gasfernleitungsnetzen, bei denen festgestellt wurde, dass kein wirksamer oder potenzieller Wettbewerb nach § 3 Abs. 2 GasNEV vorlag, mussten also ab dem 1.1.2010 EOGs vorgegeben werden. Zur Bestimmung dieser Erlösobergrenzen durch die Bundesnetzagentur war für die betroffenen zehn Gasfernleitungsnetzbetreiber ein Effizienzvergleich nach den Vorschriften der ARegV durchzuführen. Die auf Basis des finalen Effizienzvergleichsmodells errechneten Effizienzwerte sind den Gasfernleitungsnetzbetreibern im Rahmen der Anhörung zum Verfahren zur Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 1 und 2 ARegV im ersten Quartal des Jahres 2011 zugestellt worden.

Auch in der zweiten Regulierungsperiode hat die Bundesnetzagentur einen Effizienzvergleich gem. § 22 Absatz 3 ARegV durchgeführt. Hierfür waren zunächst Vergleichsparameter auszuwählen, die die Dimensionen der Versorgungsaufgabe der Gasfernleitungsnetzbetreiber (unter Berücksichtigung der methodischen Restriktionen) möglichst vollständig abbilden und dabei die teils sehr unterschiedliche

Struktur der Gasfernleitungsnetzbetreiber berücksichtigen. Vor diesem Hintergrund wurden als relevante Dimensionen der Versorgungsaufgabe die Kapazitätsbereitstellung, die Netzausdehnung, und die Granularität identifiziert. Diese Dimensionen wurden durch die Vergleichsparameter Rohrvolumen, Polygonfläche und Ausspeisepunkte abgebildet.

Effizienzwerte Gasfernleitungsnetzbetreiber in der 1. und 2. Regulierungsperiode

RP1 (Gruppe 1)		RP1 (Gruppe 2)		RP2	
Saar Ferngas	86,02 %				
Gas-Union Transport	100,00 %				
ETG	95,73 %				
E.ON Avacon Netz	95,06 %				
E.ON Gas Grid	100,00 %				
Bayernets	100,00 %			Bayernets	100,00 %
GVS Netz	88,72 %			terrannets bw	95,00 %
EWE NETZ (Netzgebiet 2)	100,00 %			EWE	100,00 %
EWE NETZ (Netzgebiet 4)	100,00 %				
		E.ON Gastransport	100,00 %	Open Grid Europe	100,00 %
		Erdgas Münster Transport	100,00 %	Nowega	100,00 %
		Wingas Transport	100,00 %	GASCADE Gastransport	100,00%
		Gasunie	100,00 %	Gasunie	100,00%
		GRTgaz	100,00 %	GRTgaz	100,00%
		ONTRAS - VNG	100,00 %	ONTRAS - VNG	100,00%
		Thyssengas	100,00%	Thyssengas	100,00%
		StatoilHydro	91,37%	jordgasTransport	100,00%
		Eni Gas Transport	100,00%	Fluxys	100,00%
		DONG	100,00%	DONG	100,00%

Quelle Bundesnetzagentur

Tabelle 22: Effizienzwerte Gasfernleitungsnetzbetreiber in der 1. und 2. Regulierungsperiode (RP)

Stromübertragungsnetzbetreiber

Für die Ermittlung der individuellen Effizienzwerte der Stromübertragungsnetzbetreiber sieht § 22 ARegV die Durchführung eines internationalen Effizienzvergleichs vor. Aus diesem Grunde wurde für die erste Regulierungsperiode auf Initiative der Bundesnetzagentur im Rahmen des CEER Workstreams Incentive-based Regulation and Efficiency Benchmarking (WS EFB) die Durchführung eines internationalen

Effizienzvergleichs der Stromübertragungsnetzbetreiber in die Wege geleitet, welcher Gegenstand der CEER-Arbeitsprogramme 2007 und 2008 war.

In das Effizienzvergleichsmodell gingen als Aufwandparameter die TOTEX (standardisierte OPEX + standardisierte CAPEX) sowie die Vergleichsparameter normalisiertes Netz, Bevölkerungsdichte und installierte EE-Erzeugungsleistung ein.

Auch in der zweiten Regulierungsperiode hat die Bundesnetzagentur auf die Ergebnisse des vom CEER durchgeführten internationalen Effizienzvergleichs der Übertragungsnetzbetreiber zurückgegriffen. An der Durchführung haben sich 17 Länder mit insgesamt 21 Übertragungsnetzbetreibern beteiligt.

Als Vergleichsparameter wurden in diesem Effizienzvergleich das normalisierte Netz, die Fläche dicht besiedelten Gebietes sowie der Wert der kostengewichteten Umlenkmasten verwendet. Der finale Report sowie die Ergebnisse des Effizienzvergleichs wurden den Regulierungsbehörden zur Verfügung gestellt. Darüber hinaus wurde durch die Gutachter für die teilnehmenden Länder jeweils ein landesspezifischer Bericht erstellt, welcher zusätzliche Informationen und Zahlen enthielt.

Effizienzwerte der Stromübertragungsnetzbetreiber in der 1. und 2. Regulierungsperiode

RP1		RP2	
EnBW Transportnetze	100,00 %	TransnetBW	97,00 %
E.ON Netz GmbH	100,00%	TenneT DE	97,00%
RWE Transportnetz	90,00%	Amprion	100,00%
Vattenfall Europe Transmission	99,60%	50Hertz	100,00%

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 23: Effizienzwerte Stromübertragungsnetzbetreiber in der 1. und 2. Regulierungsperiode (RP)

2.2 Effizienzentwicklung der Netzbetreiber

Für die erste und zweite Regulierungsperiode resultierten folgende Werte für die durchschnittliche Effizienz sowie die Streuung der Effizienzwerte unter den Verteilernetzbetreibern:

**Nominale Veränderung der Effizienzwerte
Strom- und Gasverteilernetzbetreiber**

	RP1	RP2	Veränderung
VNB-Strom			
Durchschnittseffizienz	92,2 %	94,7 %	+2,5 %-Punkte
Streuung	5,80%	4,80%	-1 %-Punkt
VNB-Gas			
Durchschnittseffizienz	87,30%	92,10%	+4,8 %-Punkte
Streuung	9,40%	5,80%	-3,6 %-Punkte

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 24: Nominale Veränderung der Durchschnittseffizienz in der 1. und 2. Regulierungsperiode (RP)

Offensichtlich haben sich die Effizienzwerte sowohl bei den Stromverteilernetzbetreibern als auch bei den Gasverteilernetzbetreibern nominal deutlich erhöht. Auch ist in beiden Fällen die Streuung der Effizienzwerte deutlich gesunken.

Die Tabelle liefert zwar einen ersten Eindruck über eine generelle Effizienzentwicklung, diese Werte lassen jedoch lediglich Aussagen über die relative Effizienz im betreffenden Basisjahr zu.

Um Aussagen über das Ausmaß der realen Effizienzveränderung der Netzbetreiber im Zeitablauf machen zu können, müssen die veränderten Begebenheiten, insbesondere die Tatsache, dass zu den beiden Zeitpunkten der Effizienzwertermittlung

- unterschiedliche Vergleichsgruppen existierten,
- teilweise andere Datendefinitionen verwendet wurden und
- dass die monetären Größen im Zeitablauf der Inflation unterlagen

berücksichtigt werden.

Die Bundesnetzagentur hat dazu für ihre Berechnungen strukturell vergleichbare Unternehmen für die beiden Regulierungsperioden berücksichtigt. Außerdem wurden für die verwendeten Vergleichsparameter die gleichen Definitionen zugrunde gelegt und die monetären Größen um die Inflation bereinigt.

Nach Bereinigung des Datenbestandes um diese Effekte erhält man eine reale Veränderung der Effizienzwerte wie folgt:

Reale Veränderung der Effizienzwerte VNB-Strom und VNB-Gas

	RP1	RP2	Veränderung
VNB-Strom			
Durchschnittseffizienz	89,81%	92,36%	+2,55 %-Punkte
Streuung	8,90%	7,40%	-1,5 %-Punkte
VNB-Gas			
Durchschnittseffizienz	89,85%	91,12%	+1,27 %-Punkte
Streuung	7,10%	6,60%	-0,6 %-Punkte

Quelle Bundesnetzagentur

Tabelle 25: Reale Veränderung der Durchschnittseffizienz

Demnach haben sich die Effizienzwerte der Stromverteilernetzbetreiber im Durchschnitt real um 2,55 %-Punkte erhöht. Gleichzeitig hat die Streuung der Effizienzwerte um 1,5 %-Punkte abgenommen. Im Bereich der Gasverteilernetzbetreiber haben sich die Effizienzwerte im Durchschnitt um 1,27 %-Punkte erhöht bei gleichzeitiger Verringerung der Streuung um 0,5 %-Punkte. Diese Entwicklung entspricht den Erwartungen, die mit der Einführung einer Anreizregulierung verbunden sind, nämlich dass sich die Effizienz der Netzbetreiber im Zeitablauf verbessert und einander angleicht.

2.3 Erkenntnisse und Weiterentwicklungsmöglichkeiten

Der Bundesgerichtshof hat festgestellt, dass die Bundesnetzagentur den bundesweiten Effizienzvergleich rechtsfehlerfrei durchgeführt hat. Dies trifft insbesondere auf die Auswahl der Vergleichsparameter, die Berücksichtigung von Heteroskedastizität sowie die Durchführung der Ausreißeranalyse zu. Speziell war die Bundesnetzagentur dem Vorwurf ausgesetzt, nicht alle, zur Berücksichtigung der Heterogenität der Netzbetreiber notwendigen Parameter in ihren Effizienzvergleichsmodellen aufgenommen zu haben und dass aus diesem Grund städtische Netzbetreiber im Effizienzvergleich benachteiligt worden seien. Die Entscheidungen und die entsprechenden Begründungen des Bundesgerichtshofes (EnVR 88/10 und EnVR 12/12) bestätigen die Bundesnetzagentur jedoch ausdrücklich in ihrer Vorgehensweise, so dass die Umsetzungspraxis grundsätzlich keiner Anpassung bedarf.

Insbesondere die Vorgabe der ARegV, wonach die Methoden zur Auswahl der Parameter dem Stand der Wissenschaft entsprechen müssen, wurde durch die Einbeziehung von externen Gutachtern bei der Ermittlung der relevanten Effizienzvergleichsmodelle und der Berechnung der Effizienzwerte erfüllt. Hierbei wurde die Bundesnetzagentur in den ersten beiden Regulierungsperioden von den Beratungsgesellschaften SUMICSID, Frontier Economics und Consentec sowie der TU Dresden und der Uni Clausthal unterstützt.

§ 33 Abs. 1 ARegV sieht vor, dass die Bundesnetzagentur sich zu Weiterentwicklungsmöglichkeiten der Effizienzvergleiche, insbesondere mit Blick auf die Vergleichsmethoden äußert. Dies wird auch in den Stellungnahmen der Branche gefordert

Im Rahmen des Evaluierungsprozesses hat die Bundesnetzagentur daher eine wissenschaftliche Konferenz mit dem Titel „Conference on benchmarking methods for the incentive regulation of the energy sector – evaluating and improving the German approach“ veranstaltet, auf der anerkannte Wissenschaftler und wissenschaftliche Berater ihre Erfahrungen und Erkenntnisse von Anreizregulierungssystemen vorgestellt

haben, um neueste und breit gefächerte wissenschaftliche Erfahrungen in die Evaluierung der Anreizregulierung, insbesondere der Effizienzvergleichsmethoden, einfließen zu lassen. Die Veranstaltung beinhaltete Vorträge zu folgenden drei Themengebieten

- Benchmarking in the actual incentive regulation system
- Special topics and methodological development
- Challenges to future Benchmarkings

In diesen Themengebieten wurden die Erfahrungen mit dem deutschen Anreizregulierungssystem sowie alternative Benchmarkingkonzepte und spezielle Fragen im Zusammenhang mit der Durchführung des Effizienzvergleichs vorgestellt und diskutiert. Außerdem wurden im Forum mögliche Weiterentwicklungsoptionen bei der Ausgestaltung der Benchmarkingverfahren diskutiert.

Wie schon zuvor wurde dabei als ein Hauptkritikpunkt seitens der Branche der Umgang mit der Heterogenität der Netzbetreiber im Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber genannt. Die weitere Verbesserung der Transparenz kam ebenfalls zur Sprache, das Transparenzniveau wurde jedoch von allen Beteiligten als das zurzeit höchste angesehen, das unter Beachtung der Wahrung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen möglich sei.

Auf der Wissenschaftskonferenz wurde auch eine neu entwickelte Effizienzvergleichsmethode vorgestellt. Prof. Dr. Timo Kuosmanen von der Aalto University School of Business stellte die von ihm entwickelte Effizienzvergleichsmethode „stoNED“ (Stochastic Nonparametric Envelopment of Data) vor, welche die Eigenschaften der beiden aktuell verwendeten Methoden DEA und SFA vorteilhaft kombiniert. Diese wurde anschließend im Plenum diskutiert. Die Ergebnisse dieser Diskussionen sind in die Überlegungen der Bundesnetzagentur zu den folgenden Aspekten eingeflossen.

2.4 Spezielle Fragestellungen zum Effizienzvergleich

Nachfolgend werden die im Rahmen des Evaluierungsprozesses identifizierten Aspekte beschrieben, bei denen Handlungsbedarf im Hinblick auf die zukünftige Durchführung des Effizienzvergleichs besteht. Vor dem Hintergrund eines in den kommenden Jahren zu erwartenden überdurchschnittlich hohen Investitionsaufkommens kommt dem Anreiz, das investierte Kapital effizient einzusetzen, eine besondere Bedeutung zu.

2.4.1 Heterogenität der Netzbetreiber

Hintergrund

Grundsätzlich ist der Effizienzvergleich darauf ausgerichtet, die Unterschiede der Versorgungsaufgaben und Gebietseigenschaften angemessen zu berücksichtigen. Hierzu sieht § 13 Abs. 3 ARegV vor, dass „Parameter zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe und der Gebietseigenschaften“ im Effizienzvergleich verwendet werden sollen. Durch die Verordnung wurden hierfür einerseits Regelbeispiele für zu verwendende Vergleichsparameter genannt (Anzahl der Anschluss- bzw. Ausspeisepunkte, Fläche des versorgten Gebietes, Leitungslänge, zeitgleiche Jahreshöchstlast, dezentrale Erzeugungsleistung), andererseits wird vorgegeben, dass „(die) Auswahl der Vergleichsparameter (...) mit qualitativen, analytischen oder statistischen Methoden zu erfolgen“ hat. Gleichzeitig definiert die Verordnung die Anforderungen, die an Vergleichsparameter zu stellen sind. Demnach müssen diese geeignet sein, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen. Dies ist immer

dann anzunehmen, wenn sie u. a. nicht in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend sind und nicht bereits durch andere Parameter abgebildet werden (§ 13 Abs. 3 S. 3 ARegV). Diese Vorgaben führen bei einer konkreten Umsetzung zu unerwünschten Nachteilen, da hierdurch die Freiheitsgrade bei der Modellfindung stark eingeschränkt werden.

So haben die Analysen im Zuge der bisher durchgeführten Effizienzvergleiche für Verteilernetzbetreiber bspw. gezeigt, dass bei uneingeschränkter Wahl der Vergleichsparameter die optimale Modellgröße bei ca. sechs Vergleichsparametern liegt¹⁹⁰. Wenn bereits vier Parameter vorgegeben sind, schränkt dies folglich den „Spielraum“ für zusätzliche Parameter, welche die Unterschiedlichkeit der Netzbetreiber (besser) beschreiben könnten, erheblich ein. Zusätzlich führt die Parametervorgabe dazu, dass die Modellfindung durch das Problem der Multikolarität erschwert wird.

Multikolarität bedeutet, dass zwei unterschiedliche Parameter nahezu denselben Sachverhalt abbilden. So wiesen bspw. die Pflichtparameter Anzahl der Anschlusspunkte und versorgte Fläche beim letzten Effizienzvergleich der Stromverteilernetzbetreiber eine Korrelation von 97 % auf, was bedeutet, dass beide Parameter bei der Erklärung der Kostenverläufe einen nahezu identischen Sachverhalt erklären. Aus rein statistischer Sicht ist es daher nicht zielführend, beide Parameter in einem Effizienzvergleichsmodell zu berücksichtigen, da dadurch die Güte von statistischen Modellen, insbesondere der SFA, negativ beeinträchtigt wird. Das kann im Ergebnis dazu führen, dass besser geeignete Parameter (im Sinne des Erklärungsgehalts für die effizienten Kosten) auf Grund der Verwendung von Pflichtparametern und von Multikolarität bei der Modellfindung nicht berücksichtigt werden können.

In den in den letzten Jahren durchgeführten Effizienzvergleichen wurden für DEA und SFA sowohl die gleichen Parameter genutzt als auch identische Parameterspezifikationen für beide Verfahren verwendet. Es hat sich allerdings gezeigt, dass durch die Verwendung bestimmter Parameterspezifikationen (Wachstumsraten, Verhältniszahlen zweier Parameter oder Dichteparameter) strukturelle Unterschiede oftmals besser abgebildet werden als durch die Verwendung absoluter Größen. Allerdings ist die Anwendung solcher Verhältniszahlen in der DEA nicht ohne methodische Schwächen. Dadurch, dass bislang identische Parameterspezifikationen für die DEA und die SFA verwendet wurden unterlag die Parameterauswahl einer zusätzlichen Beschränkung.

In den im Rahmen des Evaluierungsprozesses geführten Gesprächen und Diskussionen wurde diesbezüglich seitens der Branche vorgeschlagen, auch für die dritte Regulierungsperiode Pflichtparameter vorzugeben, welche die besonderen Belastungen kleinerer Netzbetreibergruppen ausreichend berücksichtigen. Dies könne bspw. auch dadurch erreicht werden, indem der bestehende Katalog um weitere Pflichtparameter ergänzt werde. Die Beibehaltung der Pflichtparameter trage auch zu einem verlässlichen und langfristig planbaren Regulierungsrahmen bei. Auch werde dadurch der Absicht des Verordnungsgebers Rechnung getragen, bei Einführung des Systems einen Mindeststandard zu sichern, der auch eine gewisse Kontinuität in der Anwendung sicherstellen solle.

¹⁹⁰Vgl. Swiss Economics/Sumicsid (2014): Effizienzvergleich für Verteilernetzbetreiber Strom 2013, Ergebnisdokumentation und Schlussbericht. Bericht im Auftrag der Bundesnetzagentur (BNetzA). S.40

Die Beibehaltung und Erweiterung des Katalogs der Pflichtparameter ist aus den zuvor genannten Gründen jedoch nicht zielführend. Vielmehr stellt die Kombination aus statistischer Kostentreiberanalyse und einer methodisch sachgerechten Parameterkombination für die beiden Effizienzvergleichsmethoden einen angemessenen Weg dar, die Unterschiedlichkeit von Netzbetreibern angemessen zu berücksichtigen. Auch entsteht gerade durch den Wegfall der Pflichtparameter ab der dritten Regulierungsperiode ein zusätzlicher Handlungsspielraum, die Heterogenität der Netzbetreiber sachgerecht zu berücksichtigen. Insbesondere ergibt sich so die Möglichkeit, gerade die sich verändernden Rahmenbedingungen und strukturellen Unterschiede - bspw. im Hinblick auf die Integration von EE-Anlagen - besser abbilden zu können, als dies derzeit möglich ist.

Im Rahmen der Kostentreiberanalyse und der SFA können bspw. durch die Verwendung von Dichteparametern, wie sie auch im Rahmen der BMWi-Verteilernetzstudie verwendet wurden, strukturelle Unterschiede besser modelliert werden.

Um zu gewährleisten, dass kleine Gruppen von Netzbetreibern bereits im Rahmen der Kostentreiberanalyse identifiziert und über die Parameterwahl angemessen berücksichtigt werden, wird seitens der Branche häufig eine Einteilung der Netzbetreiber in Untergruppen vorgeschlagen. Dies soll auch dazu dienen, dass die Innovationstätigkeit der Netzbetreiber und deren zukünftige Herausforderungen sachgerecht abgebildet werden.

Auch dieser Sachverhalt wurde u. a. im Rahmen der von der Bundesnetzagentur veranstalteten Wissenschaftskonferenz diskutiert und es wurden Möglichkeiten erörtert, wie der Effizienzvergleich diesbezüglich weiter zu verbessern wäre. Es zeigte sich jedoch, dass sich eine solche Unterteilung sowohl aus methodischer Sicht als auch im Sinne eines transparenten Vorgehens gegenüber den Netzbetreibern als nicht praktikabel herausstellt, da dadurch die statistischen Vorteile großer Datenumfänge konterkariert würden bzw. wechselnde Gruppenzugehörigkeiten schwer vermittelbar wären.

Im Ergebnis hat der Verordnungsgeber daher völlig zu Recht mit der Erhöhung der Handlungsspielräume der Regulierungsbehörden für eine angemessene Berücksichtigung der Unterschiedlichkeit der Netzbetreiber den Weg frei gemacht. Die Wiedereinführung von Pflichtparametern würde diese Ziele gefährden.

Empfehlung

Es besteht kein Änderungsbedarf hinsichtlich § 13 ARegV. Wie vom Verordnungsgeber vorgesehen, sollten ab der dritten Regulierungsperiode keine Vergleichsparameter zwingend vorgegeben werden. Die für zukünftige Effizienzvergleiche verwendeten Vergleichsparameter sollten ausschließlich auf Basis qualitativer, analytischer oder statistischer Methoden, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen, ausgewählt werden. Hierbei ist insbesondere darauf zu achten, dass die verwendeten Parameter die im § 13 Abs. 3 ARegV formulierten Anforderungen erfüllen.

Darüber hinaus prüft die Bundesnetzagentur bei der zukünftigen Durchführung der Effizienzvergleiche, inwieweit durch die Verwendung unterschiedlicher Parameterspezifikationen für SFA und DEA die Unterschiedlichkeit der Netzbetreiber sowie strukturelle Unterschiede in der Versorgungsaufgabe besser abgebildet werden können. Dabei soll vermehrt von der Möglichkeit Gebrauch gemacht werden, diese Parameter im Rahmen der SFA-Analysen unterschiedlich zu gewichten oder zu kombinieren (bspw. durch eine Ausgestaltung als Dichteparameter), um den unterschiedlichen methodischen Besonderheiten Rechnung

zu tragen. Mit der beschriebenen Vorgehensweise kann der wiederkehrenden Forderung nach noch besserer Abbildung von Heterogenität nachgekommen werden.

2.4.2 Skalenerträge

Hintergrund

Derzeit wird bei Anwendung der DEA mit nicht-fallenden Skalenerträgen gerechnet. In Anlage 3 Nr. 4 ARegV ist festgeschrieben, dass „(B)ei der Durchführung einer DEA (...) nicht-fallende Skalenerträge zu unterstellen“ sind. Für die SFA wird durch die ARegV keine Vorgabe bezüglich der Skalenerträge gemacht.

Die Anwendung nicht-fallender Skalenerträge dient vom Grundsatz her dem Schutz kleiner und kleinster Netzbetreiber. Es wird dabei unterstellt, dass diesen nur begrenzt Möglichkeiten für Übernahmen oder Netzwachstum zur Verfügung stehen, während die großen Betreiber Forderungen nach optimaler Skalengröße nachkommen können. Sie bewirkt bei der Effizienzwertermittlung mit Hilfe der DEA, dass sich die relativ kleinsten Unternehmen der Vergleichsgruppe nicht an den Input-Output-Relationen der übrigen (größeren) Unternehmen messen lassen müssen. Die Effizienzgrenze wird für diese Unternehmen aus der Gruppe der kleineren Unternehmen gebildet. Von diesen Unternehmen wird somit Effizienzdruck genommen. Auch können Netzbetreiber vor allem in Unternehmensverbänden durch Kooperationen zusätzliche Effizienzpotenziale heben. Kooperationen können auf betriebswirtschaftlicher Ebene demnach vergleichbare Kostensenkungspotenziale haben wie Fusionen oder Übernahmen.

Aufgrund der Tatsache, dass der weitaus größte Teil der kleinen und kleinsten der Elektrizitäts- und Gasverteilternetzbetreiber am vereinfachten Verfahren gemäß § 24 ARegV teilnimmt, sind diese Netzbetreiber dem möglichen Effizienzdruck im Hinblick auf die Unternehmensgröße nicht ausgesetzt. Durch die Spezifikation der DEA mit nicht-fallenden Skalenerträgen greift der Schutzmechanismus jedoch immer - und zwar für die relativ kleinsten Netzbetreiber der am Effizienzvergleich beteiligten Netzbetreiber. Der ursprünglich für die Gruppe der sehr kleinen Netzbetreiber implementierte Schutzmechanismus wirkt nur als Abschwächung des Effizienzdrucks auf relativ kleine Netzbetreiber, die allerdings über ein beträchtliches Kosten- und Erlösvolumen verfügen.

So wird in der Gruppe der Stromverteilternetzbetreiber das Ausmaß der Spezifikation nicht-fallender Skalenerträge besonders deutlich, da in der Gruppe derjenigen Netzbetreiber, die von der Spezifikation profitieren, der höchste Wert der dem Effizienzvergleich zugrunde gelegten Kosten (TOTEX) 781 Mio. Euro beträgt. Insgesamt profitieren 26 der am Effizienzvergleich teilnehmenden Stromverteilternetzbetreiber von dieser Spezifikation. Bei Anwendung der Spezifikation konstanter Skalenerträge würde sich deren Effizienzwert um durchschnittlich 3 %-Punkte verringern. Die maximale Verschlechterung betrüge 15 %-Punkte.

Im Gasbereich wären 16 der am Effizienzvergleich teilnehmenden Gasverteilternetzbetreiber von einer Änderung betroffen. Für die Gruppe der Netzbetreiber, die bislang von der Spezifikation nicht-fallender Skalenerträge profitieren, würde die Effizienz bei Anwendung der Spezifikation konstanter Skalenerträge um durchschnittlich 1 %-Punkt sinken. Die maximale Verschlechterung betrüge dabei 12 %-Punkte.

Daher besteht bei Beibehaltung des vereinfachten Verfahrens für sehr kleine und kleine Netzbetreiber keine Notwendigkeit die Unternehmensgröße im Effizienzvergleich gesondert zu berücksichtigen. Stattdessen sollte die DEA mit der Spezifikation konstanter Skalenerträge durchgeführt werden.

Dadurch, dass über die Spezifikation nicht-fallender Skalenerträge immer Netzbetreiber existieren, die hiervon profitieren, bedeutet eine Abkehr von dieser Spezifikation, dass sich diese Netzbetreiber bei einem Wechsel hin zur Spezifikation konstanter Skalenerträge verschlechtern. Umgekehrt existiert derzeit kein Netzbetreiber, der durch die Spezifikation nicht-fallender Skalenerträge benachteiligt ist und sich demnach durch eine Spezifikation konstanter Skalenerträge besserstellen könnte. Dieses trifft auf die Stromverteilernetzbetreiber wie auch für die Gasverteilernetzbetreiber gleichermaßen zu.

Empfehlung

Zukünftig sollte im Rahmen der DEA-Modellierung mit der Spezifikation konstanter Skalenerträge gerechnet werden. Durch diese Spezifikation wird die Effizienz aller Netzbetreiber - unabhängig von ihrer Größe - am effizientesten Verhältnis von Input zu Output aller Netzbetreiber gemessen. Dieses Verhältnis ist für alle Netzbetreiber gleich (= konstant). Somit würde der Effizienzdruck, Kostensenkungspotenziale zu heben oder den Output zu erhöhen, für alle Netzbetreiber gleichermaßen gelten.

In der Branche wird dieser Vorschlag grundsätzlich abgelehnt, da die Bundesnetzagentur mit dieser Vorgehensweise Strukturpolitik zu Lasten kleiner Unternehmen zu betreiben. Insbesondere sei die Annahme gleicher Skalenerträge aller Netzbetreiber im regulären Verfahren - selbst nach Ausschluss "kleiner" Netzbetreiber - grundsätzlich falsch. Zudem seien kleine Netzbetreiber nicht verpflichtet, ins vereinfachte Verfahren zu wechseln. Es sollte analysiert werden, ob die Hypothese konstanter Skalenerträge im Datensatz gestützt werden kann.

2.4.3 Ausreißeranalyse

Hintergrund

Derzeit erfolgt die Identifikation von Ausreißern gemäß Anlage 3 ARegV in der DEA mittels Dominanz- und Supereffizienzkriterium. In der SFA erfolgt die Identifikation von Ausreißern über die sog. Cook's Distance.

Im Rahmen der veranstalteten Workshops und in der individuellen Stellungnahme der Verbände wurde darauf hingewiesen, dass Netzbetreiber, welche einen "ungewöhnlich hohen Wert" der Cook's Distance aufweisen, nur schwerlich mit den übrigen Unternehmen im Effizienzvergleich vergleichbar wären. Im Rahmen der DEA-Berechnungen werden diese Unternehmen jedoch nicht zwangsläufig als Ausreißer identifiziert. Es wurde daher angeregt solche Unternehmen - sollte ein zuvor bestimmter Schwellenwert der Cook's Distance überschritten werden - auch in den DEA-Berechnungen als Ausreißer zu klassifizieren, unabhängig davon, ob sie über das Dominanzkriterium oder das Supereffizienzkriterium als Ausreißer identifiziert werden.

Zu diesem Vorschlag muss gesagt werden, dass die Funktionsweise und Interpretation der beiden Methoden zur Ausreißeridentifikation sehr unterschiedlich sind. In der DEA besitzen Unternehmen, die als Ausreißer identifiziert werden, grundsätzlich immer eine Effizienz von 100 %. Die Ausreißeranalyse mittels Cook's Distance beurteilt jedoch lediglich den Einfluss, den ein Unternehmen auf eine zu schätzende Regressionsgerade besitzt. Ein außergewöhnlich hoher Einfluss auf die Lage der Regressionsgerade sagt

grundsätzlich jedoch noch nichts über die Effizienz dieses Unternehmens aus. Von daher erscheint eine Vereinigung der beiden Gruppen von Ausreißern aus methodischer Sicht nicht sachgerecht.

Richtig ist jedoch, dass in den letzten Effizienzvergleichen einige wenige Netzbetreiber aufgefallen sind, für die extrem hohe Werte der Cook's Distance ermittelt wurden. Es spricht nichts dagegen, den Einfluss solcher Unternehmen auch im Rahmen der DEA-Analysen besonders zu analysieren, sofern sie nicht auch in der DEA als Ausreißer identifiziert werden.

Empfehlung

Die Bundesnetzagentur schlägt vor, dass bei der zukünftigen Durchführung der Effizienzvergleiche für die Unternehmen, für die extrem hohe Werte der Cook's Distance ermittelt werden, deren Einfluss auf das Effizienzvergleichsmodell besonders zu analysieren und ggfs. vom DEA-Effizienzvergleich auszuschließen. In der konkreten Anwendung ist dabei insbesondere zu diskutieren, ab welchem kritischen Wert der Cook's Distance ein Unternehmen der genaueren Analyse unterzogen werden soll. Hier empfiehlt sich - auch im Hinblick auf eine Versachlichung der Diskussion - eine vorherige Festlegung eines Grenzwertes.

Weiterhin ist zu beachten, dass diejenigen Unternehmen, die in der SFA als Ausreißer identifiziert werden, im DEA-Effizienzvergleich nicht zwingend einen Effizienzwert von 100 % erhalten. Dies gilt insbesondere für die Unternehmen, die durch die oben beschriebene Maßnahme identifiziert werden.

Eine automatische Eliminierung aller über die Cook's Distance identifizierten Ausreißer von allen Methoden zur Effizienzwertermittlung erscheint jedenfalls nicht sachgerecht.

2.5 Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor

Hintergrund

Die Formel zur Erlösobergrenzenermittlung enthält neben dem Wert für die allgemeine Geldwertentwicklung, dem vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex, auch einen Wert für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (PF). Der Gedanke, einen Ausgleich der allgemeinen Geldwertentwicklung in der Regulierungsformel allein über einen allgemeinen Preisindex vorzunehmen wäre ungeeignet, da erst durch die Verwendung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors als korrigierendem Element der allgemeinen Inflationsrate eine sachlich korrekte Betrachtung der branchenspezifischen Preisentwicklung erreicht wird.

Der PF wird nach § 9 Abs. 1 ARegV aus der Abweichung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt und der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung ermittelt.

Für die erste und zweite Anreizregulierungsperiode wurde der PF vom Ordnungsgeber vorgegeben. Zwischenzeitig war der PF entfallen, nachdem der BGH mit Beschluss vom 28.6.2011 festgestellt hatte, dass die Regelung des PF in der ARegV nicht vollständig von einer hinreichenden Ermächtigungsgrundlage gedeckt war. Mit dem zweiten Gesetz zur Neuordnung energiewirtschaftlicher Vorschriften vom 22.12.2011 wurde § 21a Abs. 6 Satz 2 Nr. 5 EnWG abgeändert, um den PF rechtssicher zu gestalten. Der PF ist derzeit mit 1,5 % vorgegeben.

Nach § 9 Abs. 3 ARegV hat die Bundesnetzagentur vor der dritten Regulierungsperiode den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für die nächste Periode zu ermitteln. Dabei hat sie anerkannte Methoden, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen, zu verwenden. Die Gesetzesbegründung nennt hier als Regelbeispiele den Törnquist-Index sowie den Malmquist-Index. Die Ermittlung hat unter Einbeziehung von Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet und unter Verwendung von Datenreihen über einen Zeitraum von mindestens vier Jahren zu erfolgen. Die Bundesnetzagentur kann je einen Wert für Strom- und Gasversorgungsnetze ermitteln.

Die Berücksichtigung eines generellen sektoralen Produktivitätsfaktors als Korrektiv zur allgemeinen Geldwertentwicklung in der Erlösbergrenzenformel ist sachlich gerechtfertigt, da sich die Produktivitätsentwicklung in der Netzbranche deutlich von anderen Branchen unterscheiden kann. Er wird auch deswegen als sachgerecht angesehen, weil Unternehmen in Monopolbereichen i. d. R. meist weniger effizient arbeiten müssen als Unternehmen in Wettbewerbsbereichen und daher beim Übergang in die Regulierung deutliche Produktivitätssteigerungen erzielen können. Es gibt gute Gründe dafür, diese Übergangsphase auch nach zwei Regulierungsperioden als noch nicht abgeschlossen zu betrachten, wenn man die moderaten Vorgaben bei Einführung der Anreizregulierung (z. B. Bestabrechnung beim Effizienzvergleich, langsame Steigerung des PF in der ersten und zweiten Regulierungsperiode) in die Betrachtung einbezieht.

Auch ist durch eine moderne Netzbetriebsführung oder durch den Einsatz innovativer Betriebsmittel zukünftig ein erhöhtes Produktivitätswachstum zu erwarten. Die wirtschaftliche Bedeutung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors zeigt sich durch Betrachtung des durch den Faktor beeinflussten Volumens der Erlösbergrenzen. Für die zweite Regulierungsperiode entspricht der zu realisierende Produktivitätsfortschritt für die von der Bundesnetzagentur regulierten Unternehmen¹⁹¹ demnach einem Betrag von in Summe rd. 2,3 Mrd. Euro im Strombereich (Verteilernetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber) und rd. 1,1 Mrd. Euro im Gasbereich¹⁹² (Verteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber).¹⁹³ Wie nachfolgend beschrieben, lässt sich für die erste Regulierungsperiode ein solches Produktivitätswachstum beobachten, d. h. die Netzbetreiber sind in der Lage, zusätzliche Produktivitätsreserven zu heben.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich der generelle sektorale Produktivitätsfaktor sowohl aus dem Unterschied zwischen dem Produktivitätsfortschritt der Gesamtwirtschaft und dem erzielbaren Produktivitätsfortschritt im regulierten Bereich als auch aus dem Preisdifferenzial der Inputpreise zusammensetzt. Die beiden Teileffekte beschreiben demnach folgende Zusammenhänge:

1. Die Produktivität des regulierten Sektors entwickelt sich anders als die Produktivität der Gesamtwirtschaft. Der regulierte Sektor ist in der Lage, seine Produktivität schneller (oder langsamer) als der Rest der Volkswirtschaft zu erhöhen.

¹⁹¹ Nur Unternehmen in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur oder von der Bundesnetzagentur im Auftrag der Länder reguliert (Organleihe).

¹⁹² Eine Beschreibung zur Herleitung dieser Zahlen findet sich in Kapitel III.A.

¹⁹³ Der Gesamteffekt dürfte noch höher ausfallen, wenn die Erlösbergrenzenentwicklung der Netzbetreiber in Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörden hinzugezählt werden.

Der wesentliche Zweck des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors besteht darin, einen monopolistischen Anbieter auch ohne Wettbewerbsdruck zu zwingen, Produktivitätssteigerungen in Form sinkender Preise weiterzugeben. Der Faktor sollte jedoch immer in Relation zur Gesamtwirtschaft ermittelt werden. Das bedeutet, wenn sich die Produktivität eines regulierten Sektors im gleichen Maße wie die Produktivität der Gesamtwirtschaft entwickelt, so müsste dieser Faktor den Wert Null annehmen. Wird hingegen ein stärkeres (schwächeres) Produktivitätswachstum angenommen, so ist ein entsprechender Wert größer (kleiner) als Null anzusetzen.

2. Die Veränderung der Inputpreise im regulierten Sektor unterscheidet sich von der Veränderung der Inputpreise der Gesamtwirtschaft.

Für die Unternehmen im regulierten Sektor ist auch die Entwicklung der Inputpreise maßgeblich. Steigen diese – wie für die Vergangenheit angenommen werden kann – weniger stark als in der Gesamtwirtschaft so müsste ein positiver Wert für den Produktivitätsfaktor angesetzt werden. Sollte sich jedoch genau der umgekehrte Sachverhalt darstellen, so müsste der Wert für den Produktivitätsfaktor entsprechend negativ angesetzt werden.

Die Entwicklung dieser Effekte ist nicht verlässlich vorherzusagen. Es ist jedoch durchaus denkbar, dass der generelle sektorale Produktivitätsfaktor zukünftig negative Werte annehmen kann, sofern sich einerseits die Inputpreisentwicklung oder die Produktivitätsentwicklung der Branche im Vergleich zur Gesamtwirtschaft verschlechtern würde. Eine Reduktion des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors auf den erzielbaren Produktivitätsfortschritt allein, wie es in der öffentlichen Diskussion überwiegend geschieht, ist jedenfalls unvollständig und daher ungenau.

Obwohl in dem Bericht der Bundesnetzagentur zur Einführung der Anreizregulierung der Malmquist-Index als theoretisch vorzugswürdig eingestuft wurde¹⁹⁴, wurde damals aufgrund eines Mangels an Daten die Berechnung mit dem Törnquist-Index vorgenommen und aus gleichem Grund auch nur auf Daten der Energiebranche insgesamt zurückgegriffen. Von dem ermittelten Ergebnis von 2,54 % per anno wurden zur Einführung erhebliche Sicherheitsabschläge gemacht und der PF für die erste Periode mit 1,25 % und für die zweite Periode mit 1,5 % in der ARegV festgeschrieben. Diese Vorgehensweise wurde seitens der Branche stark kritisiert. Die Kritik bezog sich sowohl auf die grundsätzliche Begründung (höheres Effizienzpotential weil aus einem Monopol kommend), als auch auf die für die Berechnung verwendeten Daten (sowohl Jahre als auch unterschiedliche Gewichtung der Daten aus den herangezogenen Jahresscheiben) sowie die zukünftig empfohlene Verwendung des Malmquist-Index.

Grundsätzlich erlaubt die Verwendung des Malmquist-Index eine Aufspaltung der Produktivitätsveränderungen in zwei Komponenten – einerseits die Veränderung des Effizienzmaßstabs selbst (Frontier-Shift), andererseits die Veränderung der relativen Effizienz der Unternehmen (Catch-Up). Die Möglichkeit, diese beiden Effekte separieren zu können, wird durch die Verwendung unternehmensspezifischer Daten zu verschiedenen Zeitpunkten ermöglicht.

¹⁹⁴ Vergleiche dazu den 2. Referenzbericht Anreizregulierung, Randnummer 69. Im Internet abrufbar unter der Adresse http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/2_ReferenzberichtAnreizregulierung.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

Der Frontier-Shift zeigt dabei an, ob sich die Unternehmen auf der Effizienzgrenze weiter haben verbessern können bzw. ein technologischer Fortschritt stattgefunden hat. Der Catch-Up hingegen gibt an, inwieweit die übrigen Unternehmen in der Lage waren, ihre Position relativ zu den effizienten Unternehmen zu verändern. Diese Veränderung wird durch die Veränderung des Abstands zu den jeweiligen Effizienzgrenzen zu zwei aufeinanderfolgenden Zeitpunkten erfasst. Je besser es einem Unternehmen gelingt, seine Produktionsmöglichkeiten auszunutzen, desto näher liegt dieses Unternehmen an der jeweiligen Effizienzgrenze. Bei einer Betrachtung über zwei Perioden kann einem Unternehmen dies in der einen Periode besser oder weniger gut als in der Vorperiode gelingen. Im ersten Fall wird es den Abstand zur Effizienzgrenze dann verringern, also im Vergleich zu den effizientesten Unternehmen aufholen („catching up“). Der Abstand zur Effizienzgrenze kann sich aber auch vergrößern, so dass das Unternehmen im direkten Vergleich zurückfällt („falling behind“).

Der Törnquist-Index hingegen bildet die Produktivitätsveränderung über das Verhältnis von Output und Input ab, wobei für den Output und Input jeweils ein Index gebildet wird, welcher bspw. auf aggregierten Daten des Statistischen Bundesamtes basiert. In eine so durchgeführte Ermittlung fließen demnach keine unternehmensindividuellen Daten ein.

Mit beiden Methoden lässt sich jedoch grundsätzlich das Ausmaß der realisierten Produktivitätsveränderung, also ein Wert für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor, ermitteln.

Erste diesbezügliche Berechnungen des Malmquist-Indexes für die Stromverteilernetzbetreiber, die auf dem 3. Evaluierungsworkshop vorgestellt wurden, zeigen, dass im Vergleich der beiden bisherigen Effizienzvergleiche die Netzbetreiber die totale Faktorproduktivität um rd. 7 % haben steigern können, wobei etwa 2 % auf den Catch-Up und ca. 5 % auf den Frontier-Shift entfielen. Das bedeutet, dass in dieser Untersuchungsvariante eine Verbesserung der best-practice festgestellt wurde, aber die Netzbetreiber, die nicht die effiziente Hülle bildeten, in noch höherem Umfang eine Effizienzverbesserung erreicht haben. Für diese Analysen wurden die Daten, die zur Berechnung der Effizienzvergleichsmodelle für die erste und zweite Regulierungsperiode verwendet wurden, genutzt (Basisjahr 2006 und 2011). Die Gesamtheit der Netzbetreiber hat ihre Produktivität in diesem Zeitraum demnach um durchschnittlich 7 % verbessern können, was einer jährlichen Steigerung von 1,48 % entspricht. Die entsprechenden Ergebnisse für die Gasverteilernetzbetreiber zeigen, dass die totale Faktorproduktivität demnach um rund 13 % (1,67 % pro Jahr) angestiegen ist, dabei entfallen rund 6 % auf den Catch-Up und rund 7 % auf den Frontier-Shift.

In der Regel wird von Kritikern argumentiert, dass durch die Vorgabe eines generellen sektoralen Produktivitätsfortschritts eine entsprechende Produktivitätsentwicklung von den Unternehmen auch umgesetzt werden müsse und eine gleichlaufende Entwicklung folglich auch bei den späteren Auswertungen in den Daten zu beobachten sei.

Den Berechnungen der Bundesnetzagentur zufolge gehen die oben dargestellten Produktivitätsverbesserungen allerdings über den in der ersten Regulierungsperiode geltenden Wert von 1,25 % (in dem untersuchten Zeitraum galt die PF-Vorgabe überhaupt nur für drei Jahre) hinaus, was für ein generell darüber hinaus vorhandenes Produktivitätssteigerungspotential spricht.

Bei den hier dargestellten Berechnungen wurden bereits mögliche Unterschiede in den Daten, die auf unterschiedliche Datendefinitionen einzelner Parameter oder Unterschiede in den Netzgebieten zurückzuführen waren, berücksichtigt. Für verlässliche Aussagen, ob und in welcher Höhe es weiterhin eines

generellen sektoralen Produktivitätsfaktors bedarf, ist daher eine eingehende Prüfung erforderlich, wie sie in dem dafür gem. § 9 Abs. 3 ARegV vorgesehen Verfahren vor der 3. Regulierungsperiode erfolgen kann.

Denkbar ist auch ein veränderter Ansatz, der nicht mehr die Entwicklung der Gesamtwirtschaft betrachtet und stattdessen die Bestimmung eines Branchenpreisindex vorsieht. Anders als bisher würde in diesem Fall kein Korrekturterm für die allgemeine Geldwertentwicklung mehr bestimmt. Stattdessen würde die Geldwertentwicklung im regulierten Bereich direkt bestimmt, um eine sachgerechte Inflationierung der Erlösobergrenze zu ermöglichen.

Empfehlung

Die Bundesnetzagentur schlägt vor, es bei der derzeitigen Regelung zum Produktivitätsfaktor zu belassen. Diese beinhaltet einen ergebnisoffenen Ermittlungsauftrag an die Regulierungsbehörden und bietet damit hinreichende Möglichkeiten, die unterschiedliche Produktivitätsentwicklung gegenüber der gesamtwirtschaftlichen Produktivität, positiv wie negativ, zu erfassen und auch die unterschiedliche Entwicklung des Einstandspreisniveaus gegenüber der allgemeinen Teuerung abzubilden.

2.6 Effizienzvergleich der Stromübertragungsnetzbetreiber und der Gasfernleitungsnetzbetreiber

Befund

Gemäß § 22 ARegV führt die Bundesnetzagentur für Stromübertragungsnetzbetreiber einen internationalen Effizienzvergleich durch. Für Gasfernleitungsnetzbetreiber wird ein nationaler Effizienzvergleich durchgeführt. Falls hierfür keine geeignete Datenbasis vorhanden ist, soll ebenfalls ein internationaler Effizienzvergleich durchgeführt werden. Wenn die Ergebnisse dieser Effizienzvergleiche nicht belastbar sind, wird auf eine relative Referenznetzanalyse zurückgegriffen.

Aufgrund der relativ geringen Anzahl von Gasfernleitungsnetzbetreibern und den damit verbundenen Einschränkungen bei der Parameterauswahl wird sowohl die Belastbarkeit der Ergebnisse als auch die generelle Durchführbarkeit dieses Effizienzvergleichs in Frage gestellt. Aus methodischer Sicht ist die Durchführbarkeit nicht grundsätzlich in Frage gestellt. Bei der geringen Zahl relativ heterogener Gasfernleitungsnetzbetreiber kommt jedoch einer sachgerechten, nicht ergebnisorientierten Parameterauswahl und damit der Kostentreiberanalyse eine besonders hohe Bedeutung zu. Dies ist auch im Rahmen der Wissenschaftskonferenz von Seiten der wissenschaftlichen Teilnehmer bestätigt worden.

Bei dem internationalen Effizienzvergleich der Übertragungsnetzbetreiber müssen die nationalen und strukturellen Besonderheiten hinreichend berücksichtigt werden. Dies dürfte zukünftig durchaus noch schwieriger werden. Darüber hinaus ist die Belastbarkeit der Datengrundlagen eine ernste Herausforderung. Die regulatorische Verwertbarkeit der Ergebnisse wird zusätzlich dadurch erschwert, dass Vorbehalte hinsichtlich der Offenlegung der Kosten- und Strukturdaten, insbesondere im Rahmen der gerichtlichen Überprüfung, vorgetragen werden. Die Einführung einer (begrenzten) Transparenz in Beschwerdeverfahren durch die Ordnungsgeber scheint hier geboten, um diese Instrumente überhaupt zu nutzen. Darüber hinaus verursacht die Durchführung internationaler Effizienzvergleiche einen sehr erheblichen regulatorischen Aufwand.

Angesichts des extrem hohen finanziellen und personellen Aufwands, der zur Durchführung der Stromübertragungsnetzbetreiber- und Gasfernleitungsnetzbetreiber-Effizienzvergleiche in der Vergangenheit benötigt wurde, der Vielzahl an Kompromissen, die hierzu gemacht werden mussten, und der schlussendlich angesetzten Effizienzwerte liegt die Schlussfolgerung nahe, auf eine Durchführung von Effizienzvergleichen zukünftig verzichten zu können. Allerdings kann nur durch eine effizienzbasierte Erlösobergrenzenregulierung ineffizientes Verhalten sanktioniert werden. Ein Wegfall jeglicher Effizienzmessung für Stromübertragungsnetzbetreiber und Gasfernleitungsnetzbetreiber hingegen hat zur Folge, dass

- Ineffizienzen im bestehenden Netz auch bei Ersatzinvestitionen oder Umstrukturierungen belassen und zukünftige Ineffizienzen ermöglicht werden;
- die umzusetzenden und erforderlichen Erweiterungs- und Umstrukturierungsmaßnahmen im Rahmen der Investitionsmaßnahmen (und damit insbesondere die NEP-Investitionen) an keiner Stelle einer Effizienzkontrolle unterzogen und mögliche Ineffizienzen nicht sanktioniert werden;
- jegliches Korrektiv für Ineffizienz entfällt, da aktuell keine Alternative vorliegt.

Insbesondere vor dem Hintergrund, dass zukünftig ca. 17 Gasfernleitungsnetzbetreiber der Anreizregulierung unterliegen, ist die Durchführung eines nationalen Effizienzvergleichs aus methodischer Sicht möglich, so dass eine übereilte Streichung des Instruments über das Ziel hinaus schießen würde. Eine sachgerechte Parameterauswahl ist allerdings dann von herausragender Bedeutung.

Die zeitlich nachgelagerte Einführung eines Netzentwicklungsplans für die deutschen Stromübertragungs- und Gasfernleitungsnetzbetreiber erschwert zudem den Umgang mit den daraus resultierenden Kosten in einem zukünftigen Benchmarking. Durch die jeweiligen NEPs wird die Notwendigkeit zur Durchführung konkreter Bauvorhaben bestätigt und der Netzbetreiber verpflichtet, diese Maßnahmen zu realisieren. Das daraus entstehende Netz kann daher nicht einer nachträglichen Effizienzprüfung unterzogen werden, ohne in Widerspruch zu der gesetzlichen Realisierungspflicht zu geraten. Eine effiziente Umsetzung der in den NEPs vorgesehenen Maßnahmen ist damit jedoch noch nicht gewährleistet.

Auf diesen Umstand müssen die Effizienzvergleiche angepasst werden. Ein Herausrechnen jeglicher durch Investitionsmaßnahmen induzierter Kosten kann jedoch aus den oben genannten Gründen keine sinnvolle Konsequenz sein, da sich dann mittel- bis langfristig die monetäre Basis des Effizienzvergleichs so stark verringert, dass als Konsequenz lediglich eine Effizienzprüfung der operativen Kosten übrig bliebe, die wiederum anderen, übergeordneten Bedenken begegnet.

Bewertung der Referenznetzanalyse als Alternative zum (internationalen) Effizienzvergleich

Als Ergänzung zum (internationalen) Effizienzvergleich, mit dem eine Effizienzbewertung des bestehenden Gesamtnetzes vorgenommen wird, und zur Überprüfung von Erweiterungsinvestitionen im Rahmen der Investitionsmaßnahmen sieht das derzeitige System der Anreizregulierung im § 22 und § 23 ARegV die Anwendung von Referenznetzanalysen zur Prüfung auf (überwiegend strukturelle) Effizienz vor.

Die in der Verordnung genannten Instrumente Effizienzvergleich (mittels DEA und SFA) und Referenznetzanalyse haben jedoch unterschiedliche Zielsetzungen und unterscheiden sich in ihren Möglichkeiten.

Die Referenznetzanalyse zielt zunächst auf die Ermittlung der bei effizienter Netzplanung minimal notwendigen Anlagenbestände ab (Struktureffizienz), darüber hinaus jedoch auch auf die Ermittlung der für effiziente Netzstrukturen anfallenden Kosten.

Ursachen für Effizienzunterschiede zwischen Netzbetreibern können daher sowohl die Unterschiede in der Struktureffizienz (unterschiedliche starke Abweichungen der Ist-Netz-Strukturen vom Referenznetz) als auch Unterschiede in der Kosteneffizienz (unterschiedliche Kosten für die Erbringung identischer bzw. vergleichbarer Leistungen) sein.

Die Methode der relativen Referenznetzanalyse erlaubt im Vergleich zu ökonomischen Effizienzvergleichsverfahren zwar eine deutlich detailliertere Berücksichtigung der Wechselwirkungen zwischen strukturellen Eigenschaften der Versorgungs- und Transportaufgabe eines Netzbetreibers und den sich ergebenden Netzkosten und somit eine genauere Bewertung der Struktur- und Kapitalkosteneffizienz eines Netzbetreibers. Bestehende Netzstrukturen sind jedoch – auch bei Annahme einer zu jedem Zeitpunkt effizienten Planung – auch das Ergebnis einer historischen Entwicklung der Versorgungs- und Transportaufgabe, weshalb ihre Kosten notwendigerweise über den Kosten eines zu einem bestimmten Zeitpunkt für die dann gültige Versorgungs- und Transportaufgabe optimierten Referenznetzes liegen. Aus diesem Grund empfiehlt sich eine Bewertung der Gesamteffizienz eines Netzbetreibers ausschließlich auf Basis der Ergebnisse einer relativen Referenznetzanalyse nicht. Erst recht darf das Referenznetz nicht in einem Greenfield-Ansatz bestehen, der dazu noch in jeder Regulierungsperiode neu entwickelt würde.

Eine sachgerechte Referenznetzanalyse, die einen Beitrag zur Bestimmung des Effizienzwertes eines Netzbetreibers leisten kann, müsste nach den derzeitigen Erkenntnissen vielmehr in der Lage sein, die Effizienzpotenziale künftiger Netzausbaumaßnahmen anzureizen. Dabei ist auf die durch behördliche Vorgaben vorstrukturierten Netze aus der Netzentwicklungsplanung abzustellen.

Empfehlung

Ein allgemein akzeptiertes Vorgehen zur Durchführung der Effizienzvergleiche für Stromübertragungs- und Gasfernleitungsnetzbetreiber existiert derzeit nicht. Dennoch sollen nachfolgend ergänzend zu den derzeitigen Regelungen Vorschläge zum zukünftigen Umgang mit den Stromübertragungs- und Gasfernleitungsnetzbetreibern skizziert werden.

Eine Möglichkeit besteht darin, die Effizienzvergleiche für die Stromübertragungs- und Gasfernleitungsnetzbetreiber zunächst unter einen Prüfungsvorbehalt zu stellen. Im Anschluss an die regulatorische Kostenprüfung obläge der Bundesnetzagentur die Entscheidung darüber, einen ergänzenden Effizienzvergleich oder eine relative Referenznetzanalyse durchzuführen oder die Anwendung dieser Instrumente für die jeweilige Regulierungsperiode auszusetzen. In die Entscheidung würde mit einfließen, inwieweit außergewöhnliche Umstände im Hinblick auf das zu erwartende Investitionsverhalten durch die Durchführung eines Effizienzvergleichs gehemmt würden.

Grundsätzlich erscheint es ratsam, den Katalog der im § 22 ARegV genannten Maßnahmen gleichberechtigt nebeneinander zu stellen. Dies erscheint insbesondere vor dem Hintergrund, dass zukünftig häufiger die Ergebnisse einer Referenznetzanalyse zur Beurteilung der Effizienz herangezogen werden sollen, sinnvoll, da deren Anwendung bislang nur ergänzend oder bei unzureichender Belastbarkeit des (internationalen) Effizienzvergleichs vorgesehen ist.

2.7 Weiterer Evaluationsauftrag gemäß § 33 Abs. 1 ARegV

Weitere Effizienzvergleichsmethoden gemäß § 33 Abs. 1 Nr. 1 ARegV

§ 33 Abs. 1 Nr. 1 ARegV sieht vor, dass die Bundesnetzagentur im Rahmen des Evaluierungsberichtes auch Vorschläge "zur Verwendung weiterer als in der Anlage 3 aufgeführten Vergleichsmethoden und zu ihrer sachgerechten Kombination" machen kann.

Die von Prof. Dr. Timo Kuosmanen von der Aalto University School of Business im Rahmen der Wissenschaftskonferenz vorgestellte Effizienzvergleichsmethode („stoNED“ - Stochastic Nonparametric Envelopment of Data) erscheint geeignet, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu verbessern. Aus diesem Grund sollte eine vertiefende Analyse dieser Methode erfolgen. Im Nachgang zu der am 27.5.2014 durchgeführten Wissenschaftskonferenz hat die Bundesnetzagentur Prof. Dr. Kuosmanen daher beauftragt, anhand der Daten der Stromverteiler- sowie der Gasfernleitungsnetzbetreiber deren Effizienzwerte nach der von ihm entwickelten Methode zu berechnen und die Ergebnisse den von der Bundesnetzagentur ermittelten Ergebnissen gegenüber zu stellen. Außerdem soll die grundsätzliche Eignung der Methode und der zu berücksichtigenden Aspekte bei der Umsetzung dargelegt werden.

Da diese Methode noch relativ neu und in der internationalen Regulierungspraxis noch nicht erprobt ist, stehen kaum Erfahrungswerte zur Verfügung. Eine tatsächliche Einführung kommt daher kurzfristig nicht in Betracht. Da die Methode jedoch die Vorteile der derzeit zur Anwendung kommenden Verfahren vereint, ist sie grundsätzlich geeignet, die Methoden DEA und SFA mittelfristig zu ersetzen.

Da auch bei der konkreten Ausgestaltung der stoNED-Methode zahlreiche Optionen und Alternativen möglich sind, über deren sinnvolle Kombination zum derzeitigen Zeitpunkt keine verbindliche Aussage getroffen werden kann, wird vorgeschlagen, im Zuge einer möglichen Verordnungsänderung der Bundesnetzagentur die Möglichkeit zur Überprüfung der konkreten Anwendbarkeit der stoNED-Methode zu geben.

Möglichkeiten zur Verwendung monetär bewerteter Kennzahlen der Netzzuverlässigkeit als Aufwandparameter im Effizienzvergleich (§ 33 Abs. 1 Nr. 2 ARegV)

Gemäß § 33 Abs. 1 Nr. 2 ARegV kann die Bundesnetzagentur im Rahmen der Evaluierung insbesondere Vorschläge "zur Verwendung monetär bewerteter Kennzahlen der Netzzuverlässigkeit als Aufwandparameter im Effizienzvergleich" machen.

Hierbei soll untersucht werden, ob die Zahlen der Netzzuverlässigkeit – anders als in der derzeitigen Umsetzung als separater Summand in der Erlösbergrenzenformel – direkt als Aufwandparameter im Effizienzvergleich berücksichtigt werden können und welche spezifischen Vor- und Nachteile dabei bestehen. Gedanklich fließt die Qualität des Netzes damit direkt in die Effizienzermittlung der Netze ein. Die Grundidee dabei ist, dass jegliche Nichtverfügbarkeit der Stromnetze für die Gesellschaft Kosten darstellt, welche durch diesen Ansatz internalisiert werden.

Konkret wurden dazu die Nichtverfügbarkeitskennzahlen der Jahre 2010, 2011 und 2012 für die Nieder- und Mittelspannungsebene verwendet.

Zur Monetarisierung der Nichtverfügbarkeitskennzahlen wurden – analog zum Vorgehen bei der Bestimmung des Qualitätselements – diese Zahlen mit der Anzahl der Letztverbraucher sowie eines einheitlichen Monetarisierungsfaktors in Höhe von 19 Euro-Cent je Minute multipliziert. Der sich so ergebende Wert wurde in einer Vergleichsrechnung den TOTEX hinzugerechnet und anschließend die Effizienz der Netzbetreiber unter Einbeziehung der monetarisierten Nichtverfügbarkeitskennzahlen berechnet (BO_Q).

Zur Ermittlung eines Nettoeffekts muss die monetäre Wirkung dieser Berechnung der aggregierten monetären Wirkung des Effizienzvergleichs und des Qualitätselements gegenübergestellt werden. Dazu wurden zur Ermittlung der ineffizienten Kosten die TOTEX mit dem aus diesem Ansatz resultierenden Effizienzwert multipliziert ($K_{\text{ineff, Q}}$). Diese wurden den ineffizienten Kosten des ursprünglichen Modells gegenübergestellt ($K_{\text{ineff, org}}$).

- Effekt 1: $K_{\text{ineff, Q}} - K_{\text{ineff, org}}$

Da bei dieser Vorgehensweise kein separates Qualitätselement mehr bestimmt wird, muss ein in diesem System anfallender Bonus bzw. Malus mit dem ersten Effekt verrechnet werden.

- Effekt 2: Effekt 1 – Bonus/ Malus

Um trotz unterschiedlichem Niveau den Nettoeffekt mit der Wirkung des Qualitätselements vergleichen zu können, wurden die beiden Größen jeweils ins Verhältnis zu den TOTEX gesetzt. Die vergleichende Wirkung ist in der nachfolgenden Abbildung zu sehen. In dieser wird auf der horizontalen Achse der prozentuale Anteil des Qualitätselements an den TOTEX abgetragen. Auf der senkrechten Achse wird der prozentuale Anteil des Nettoeffekts an den TOTEX abgetragen.

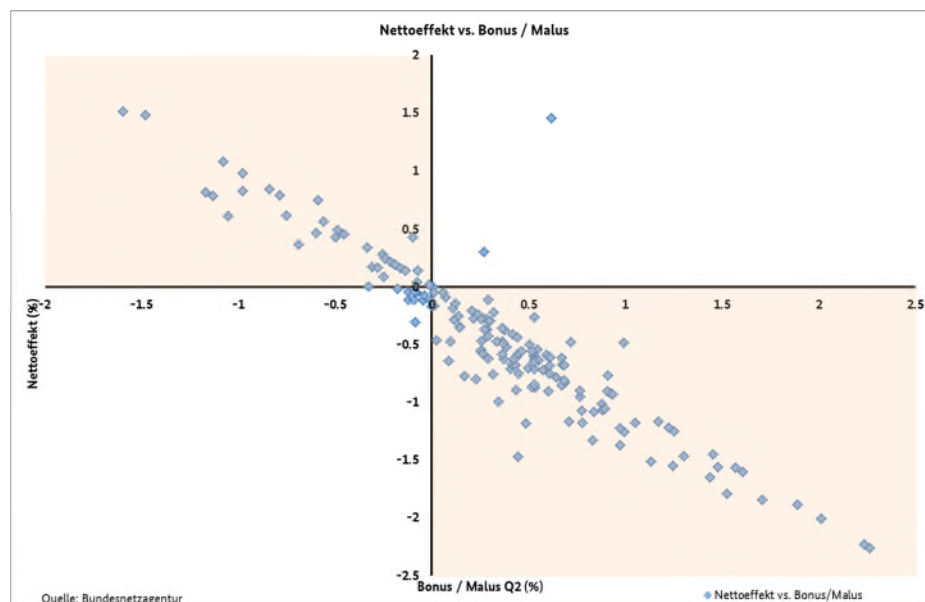


Abbildung 85: Prozentualer Anteil des Bonus/Malus und des Nettoeffekts

Dabei ist zu erkennen, dass die beiden Größen einen sehr hohen Gleichlauf aufweisen. Das bedeutet, dass die Wirkrichtung dieser beiden Mechanismen grundsätzlich identisch ist. Eine Verwerfung oder ein Bruch im Vergleich zur derzeit praktizierten Vorgehensweise ist demnach nicht erkennbar. Dies ist deswegen

folgerichtig, da die Strukturparameter, die derzeit im Qualitätselement zur Berücksichtigung gebietsstruktureller Besonderheiten verwendet werden (zeitgleiche Jahreshöchstlast und versorgte Fläche in Form der Lastdichte), ebenfalls in den derzeitigen Effizienzvergleichsmodellen als Vergleichsparameter verwendet werden.

Im Strombereich besteht also grundsätzlich die Möglichkeit, die Qualitätskennzahlen in den Effizienzvergleich einzubeziehen. Vor dem Hintergrund, dass im Gasbereich derzeit keine hinreichende Datenbasis zur Einführung eines separaten Qualitätselements zur Verfügung steht, bietet diese Vorgehensweise eine alternative Möglichkeit zur zukünftigen Berücksichtigung von Nichtverfügbarkeitskennzahlen im Rahmen der ARegV.

3. Ergebnis

Im Rahmen des Evaluierungsprozesses hat die Bundesnetzagentur im Hinblick auf die zukünftige Durchführung der Effizienzvergleiche unterschiedliche Themengebiete analysiert und gemeinsam mit der Branche diskutiert. Daraus resultieren die nachfolgend zusammengefassten Empfehlungen.

Die vorzunehmende Auswahl der Vergleichsparameter für die Effizienzvergleiche sollte zukünftig ausschließlich auf Basis qualitativer, analytischer, ingenieurwissenschaftlicher oder statistischer Methoden durchgeführt werden. Eine weitere Beibehaltung oder Ergänzung von Pflichtparametern in der ARegV oder eine Einteilung der Netzbetreiber in Gruppen – wie von der Branche gefordert – wird abgelehnt.

Zur besseren Berücksichtigung der Unterschiedlichkeit der miteinander zu vergleichenden Netzbetreiber soll es zukünftig möglich sein, in den beiden anzuwendenden Vergleichsmethoden Vergleichsparameter in unterschiedlichen Spezifikationen zu verwenden, um so die spezifischen Eigenschaften der Methoden besser nutzen zu können. Dabei sollen grundsätzlich die gleichen Vergleichsparameter zur Anwendung kommen.

Im Rahmen der DEA-Modellierung soll zukünftig mit der Spezifikation konstanter Skalenerträge gerechnet werden. Durch diese Spezifikation wird die Effizienz aller Netzbetreiber - unabhängig von ihrer Größe - am effizientesten Verhältnis von Input zu Output aller Netzbetreiber gemessen, welches für alle Netzbetreiber als konstant angesehen wird. Somit wird der Effizienzdruck, Kostensenkungspotenziale zu heben oder den Output zu erhöhen, für alle Netzbetreiber gleichermaßen gelten.

Hinsichtlich der durchzuführenden Ausreißeranalyse beabsichtigt die Bundesnetzagentur, bei der zukünftigen Durchführung der Effizienzvergleiche den Einfluss von Unternehmen, für welche ein "extremer" Wert der Cook's Distance – also ein besonders starker Einfluss – ermittelt wird, besonders zu analysieren und ggfs. vom allgemeinen Effizienzvergleich auszuschließen. Eine automatische Elimination der identifizierten Ausreißer erscheint nicht sachgerecht.

Die Bundesnetzagentur schlägt weiterhin vor, einen Prüfauftrag zur Anwendbarkeit der stoNED-Methode als Ersatz bzw. Ergänzung der bisherigen Methoden DEA und SFA in die ARegV aufzunehmen.

Die Bundesnetzagentur schlägt vor, es bei der derzeitigen Regelung zum Produktivitätsfaktor zu belassen. Diese beinhaltet einen ergebnisoffenen Ermittlungsauftrag an die Regulierungsbehörden und bietet damit hinreichende Möglichkeiten, die unterschiedliche Produktivitätsentwicklung gegenüber der

gesamtwirtschaftlichen Produktivität, positiv wie negativ, zu erfassen und auch die unterschiedliche Entwicklung des Einstandspreisniveaus gegenüber der allgemeinen Teuerung abzubilden.

E Versorgungsqualität

1. Untersuchungsgegenstand und Herangehensweise

1.1 Untersuchungsgegenstand

Der nachfolgende Abschnitt stellt neben dem Bericht nach § 33 Abs. 1 u. 2 ARegV auch den Bericht zur Berücksichtigung von Kennzahlen nach § 20 Abs. 5 ARegV sowie von Kennzahlen zur Berücksichtigung der Vorsorge für eine langfristige Sicherung der Netzqualität im Rahmen des Qualitätselements nach § 33 Abs. 3 S. 2 u. 3 ARegV dar.

Sinn und Zweck der Qualitätsregulierung ist gemäß § 18 ARegV grundsätzlich die Sicherung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen. Die Regelungen zur Versorgungsqualität bilden den ergänzenden Gegenpart zu einer auf Kosteneffizienz ausgerichteten Regulierung der Energieversorgungsnetze. Um einen Ausgleich für die auf Kosteneffizienz ausgerichtete Anreizregulierung zu schaffen schreibt § 21 a Abs. 5 S. 1 EnWG die Einführung einer Qualitätsregulierung vor. Die Qualitätsregulierung zielt dabei auf das gesamtwirtschaftliche Optimum zwischen Kosteneffizienz und Versorgungsqualität ab. Die Qualitätsregulierung soll durch ein Qualitätselement gemäß den §§ 18 bis 20 ARegV umgesetzt werden. Dieses Qualitätselement ist ein Bestandteil der Formel zur Ermittlung der Erlösobergrenzen nach den Regelungen der ARegV. Durch das Qualitätselement sollen Netzbetreiber, deren Netze sich in den vergangenen Jahren durch eine überdurchschnittlich gute Qualität auszeichneten, einen Zuschlag auf die Erlösobergrenze erhalten (Bonus). Netzbetreiber mit einer vergleichsweise schlechten Qualität müssen dagegen Abschläge in Kauf nehmen (Malus).

Grundsätzlich kann die Versorgungsqualität in die drei Dimensionen Netzzuverlässigkeit, Netzleistungsfähigkeit sowie Servicequalität untergliedert werden. Eine vierte Dimension, die jedoch nicht der Versorgungsqualität zugeordnet wird, diese allerdings teilweise beeinflusst, ist die technische Versorgungssicherheit. Die Netzzuverlässigkeit beschreibt die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, Energie unter Einhaltung bestimmter Qualitätsparameter möglichst unterbrechungsfrei und unter Einhaltung der Produktqualität von einem Punkt des Netzes zu einem anderen zu transportieren. Bei der Produktqualität handelt es sich um die technische Qualität des Produktes Strom bzw. Gas, d. h. bspw. den zeitlichen Verlauf der Spannung oder der chemischen Zusammensetzung des Gases unter Einhaltung bestimmter Druckniveaus. Die Servicequalität beschreibt das Verhältnis zwischen dem Netzbetreiber und seinen Kunden und umfasst bspw. die Einhaltung von Terminen beim Netzanschluss oder das Informationsmanagement bei der Vorankündigung von geplanten Versorgungsunterbrechungen. Bezüglich der technischen Versorgungssicherheit regelt der § 49 Abs. 1 u. 2 EnWG, dass Energieanlagen so zu errichten und zu betreiben sind, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dabei sind vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten. Deren Einhaltung wird vermutet, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von Elektrizität die technischen Regeln des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. und von Gas die technischen Regeln der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V. eingehalten worden sind. Ziel ist die Vermeidung von Schäden für Menschen und Anlagen. Die beiden Dimensionen Servicequalität und technische Versorgungssicherheit sind für die Qualitätsregulierung nach ARegV bisher nicht vorgesehen. Stattdessen

führt die Verordnung mit der Netzleistungsfähigkeit einen Begriff ein, für den sich im internationalen Vergleich der Qualitätsregulierungssysteme kein Äquivalent findet. Die Netzleistungsfähigkeit beschreibt demnach die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, die Nachfrage nach Übertragung von Energie zu befriedigen.

Im europäischen Ausland wird die Qualitätsregulierung für Energieversorgungsnetze zum Teil schon seit vielen Jahren praktiziert. So wurden bspw. in Italien im Jahr 2000, in Norwegen und Irland im Jahr 2001, in Großbritannien im Jahr 2002, in Ungarn und Portugal im Jahr 2003, in Schweden im Jahr 2004 und in den Niederlanden im Jahr 2006 Qualitätsregulierungssysteme für Verteilernetzbetreiber implementiert. Ein Qualitätsregulierungssystem für die Betreiber von Gasnetzen existiert in Ungarn bereits seit dem Jahr 2000. Diese Qualitätsregulierungssysteme verfolgen mit der Erhaltung, Verbesserung oder der Optimierung der Versorgungsqualität zwar ähnliche Ziele, unterscheiden sich jedoch im Detail. So werden zum Teil andere Kennzahlen herangezogen und die Adressatenkreise sowie die unterteilten Kundengruppen variieren von Land zu Land. Die unterschiedliche Ausgestaltung der Qualitätsregulierungssysteme lässt sich zum einen auf die unterschiedlichen historischen Entwicklungen der Energieversorgung in den einzelnen Ländern und die dort vorzufindende Versorgungsqualität zurückführen.¹⁹⁵

Die nationalen Unterschiede im Rahmen der Qualitätsregulierung erschweren im Ergebnis einen Vergleich der Länder hinsichtlich ihrer Versorgungsqualität. Dennoch lässt sich zeigen, dass sich bereits wenige Jahre nach der Einführung eines Qualitätsregulierungssystems allgemein ein Trend zur Verbesserung der Versorgungsqualität eingestellt hat. Der Blick ins europäische Ausland zeigt zudem, dass die bereits implementierten Systeme einem ständigen Wandel unterliegen. Sie werden hinsichtlich ihrer ökonomischen und technischen Wirkungen und Zielsetzungen analysiert und gegebenenfalls modifiziert. So werden bspw. weitere Kennzahlen einbezogen, der Adressatenkreis erweitert, etwa durch die Berücksichtigung von Übertragungsnetzbetreibern, oder der Regulierungsrahmen verschärft bzw. konkretisiert. Qualitätsregulierungssysteme unterliegen somit einem kontinuierlichen Fortentwicklungsprozess, der notwendig ist, um das System zu verbessern und den sich ändernden Anforderungen an die Versorgungsqualität gerecht zu werden.¹⁹⁶

1.2 Herangehensweise

Im Folgenden wird zunächst der Status Quo der Versorgungsqualität dargestellt. Im Anschluss werden Weiterentwicklungsvorschläge diskutiert. Dies betrifft die Netzzuverlässigkeit Strom und Gas, die Netzleistungsfähigkeit Strom und Gas, die Versorgungsunterbrechungen kleiner drei Minuten, die Produktqualität und die Servicequalität.

¹⁹⁵ CEER (2005): 3rd CEER Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2005, S. 37

¹⁹⁶ CEER (2011): 5th CEER Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2011, S. 25 – 54.

2. Befunde

2.1 Status Quo der Versorgungsqualität

Von den oben beschriebenen Dimensionen der Versorgungsqualität unterliegt in Deutschland bisher nur die Netzzuverlässigkeit Strom einer Regulierung. Die technische Versorgungssicherheit wird in Deutschland nicht reguliert, jedoch gesetzlich geregelt (s. o.).

Hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit ist seit dem 1.1.2012 ein Qualitätselement für die Stromverteilernetzbetreiber eingeführt und erlöswirksam. An dem Qualitätselement Netzzuverlässigkeit nehmen nur diejenigen Netzbetreiber teil, die entweder über 30.000 (un-) mittelbar angeschlossene Kunden verfügen oder solche, die keinen Antrag gemäß § 24 ARegV zur Teilnahme am "Vereinfachten Verfahren" gestellt haben. Bei diesen Netzbetreibern handelt es sich bis auf wenige Ausnahmen um die größten Netzbetreiber, auf die ca. 85 % der Versorgungsunterbrechungen entfallen. Im Qualitätselement erfolgt gemäß ARegV die Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit über einen Vergleich von Kennzahlen. Als Kennzahl wird dabei der auf Letztverbraucher basierende SAIDI (System Average Interruption Duration Index) in der Niederspannung und der auf die Bemessungsscheinleistung von Orts- und Letztverbrauchertransformatoren basierende ASIDI (Average System Duration Index) in der Mittelspannung herangezogen, die im Rahmen der Abfragen gemäß §52 EnWG erhoben werden.¹⁹⁷ Diese Kennzahlen zählen zu den international verwendeten DISQUAL-Kenngrößen¹⁹⁸ bzw. Kennzahlen nach IEEE Standard 1366-2003¹⁹⁹. Die verwendeten SAIDI bzw. ASIDI-Kennzahlen (Nichtverfügbarkeitskennzahlen) beschreiben allgemein die mittlere kumulierte Dauer von Versorgungsunterbrechungen für einen angeschlossenen Kunden in einem definierten Zeitraum.

In der Niederspannungsebene wird zur Berechnung des SAIDI für ein Kalenderjahr die Summe aller Zeitspannen mit Versorgungsunterbrechungen größer drei Minuten, multipliziert mit der Anzahl unterbrochener Kunden, gebildet und diese anschließend durch die Anzahl aller angeschlossenen Kunden dividiert.

$$SAIDI^{NS} = \frac{\sum_{i=1}^n (VU_i \cdot LV_i)}{LV}$$

mit $SAIDI^{NS}$ Netzzuverlässigkeitskennzahl der Niederspannung
 LV_i unterbrochene Letztverbraucher

¹⁹⁷ Vgl. Allgemeinverfügung nach § 52 S. 5 EnWG, 22.2.2006,

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/AllgmnVerfg220206GestaltungBerichtId5190pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=3, aufgerufen am 17.10.2014 und Anlage Berichtspflichten bei Versorgungsstörungen, 22.2.2006,

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/AnlageAllgVfg220206Id5192pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=3, aufgerufen am: 17.10.2014.

¹⁹⁸ DISQUAL: Distribution Study Committee, UNIPED Group of Experts 50.05.DISQUAL, Availability of Supply Indices. UNIPED, Ref. 05005Ren9733, Paris, 1997.

¹⁹⁹ IEEE-Standard 1366-2003: IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. IEEE Power Engineering Society, May 2004.

LV	alle angeschlossenen Letztverbraucher eines Netzbetreibers
VU_i	Dauer einer Versorgungsunterbrechung (> 3 min).

In der Mittelspannungsebene wird zur Berechnung des ASIDI für ein Kalenderjahr die Summe aller Zeitspannen mit Versorgungsunterbrechungen größer drei Minuten, multipliziert mit der installierten Bemessungsscheinleistung der unterbrochenen Netzkuppel- und Letztverbrauchertransformatoren, gebildet und anschließend durch die gesamte installierte Bemessungsscheinleistung aller Ortsnetz- und Letztverbrauchertransformatoren dividiert.

$$ASIDI^{MS} = \frac{\sum_{i=1}^n (VU_i \cdot BSL_i^{ONT}) + \sum_{i=1}^n (VU_i \cdot BSL_i^{LVT})}{BSL^{ONT} + BSL^{LVT}}$$

mit	$ASIDI^{MS}$	Netzzuverlässigkeitskennzahl der Mittelspannung
	BSL_i^{ONT}	unterbrochene Bemessungsscheinleistung der Ortsnetztransformatoren
	BSL_i^{LVT}	unterbrochene Bemessungsscheinleistung der Letztverbrauchertransformatoren
	BSL^{ONT}	Bemessungsscheinleistung aller installierten Ortsnetztransformatoren
	BSL^{LVT}	Bemessungsscheinleistung aller installierten Letztverbrauchertransformatoren
	VU_i	Dauer einer Versorgungsunterbrechung (> 3 min).

Bei der Berechnung der SAIDI/ASIDI-Kennzahlen fließen bei der Ermittlung des Qualitätselementes die ungeplanten Versorgungsunterbrechungen mit den Störungsanlässen "atmosphärische Einwirkung", "Einwirkung Dritter", "Zuständigkeit des Netzbetreibers/kein erkennbarer Anlass" sowie geplante Versorgungsunterbrechungen mit dem Unterbrechungsanlass "Sonstiges" ein, wobei die geplanten sonstigen Versorgungsunterbrechungen mit dem Faktor 0,5 gewichtet werden. Die berechneten SAIDI/ASIDI-Werte eines jeden Netzbetreibers werden von dessen individuellen Referenzwerten abgezogen und ergeben multipliziert mit dessen Letztverbrauchern und dem Monetarisierungsfaktor den individuellen Bonus- bzw. Maluswert eines Netzbetreibers. 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 soll langfristig eine Entwicklung in Richtung des gesamtwirtschaftlich optimalen Qualitätsniveaus vollzogen werden.

Genauere Informationen zum Qualitätselement Netzzuverlässigkeit sind dem Gutachten "Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselementes im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösbergrenze" zu entnehmen.²⁰⁰

Das Qualitätselement wurde bisher zweimal bestimmt. Das erste Qualitätselement galt für die letzten beiden Jahre der ersten Regulierungsperiode im Strombereich 2012 und 2013. Für diese Bestimmung wurden die Versorgungsunterbrechungen sowie die Anzahl angeschlossener Kunden und die installierte Bemessungsscheinleistung – nachfolgend nur noch als Berechnungsparameter bezeichnet – der Jahre 2007 bis 2009 herangezogen. Für das zweite und aktuelle Qualitätselement, welches seit dem 1.1.2014 erlöswirksam ist und für die ersten drei Jahre der zweiten Regulierungsperiode 2014 bis 2016 gilt, werden die Berechnungsparameter der Jahre 2010 bis 2012 betrachtet. Die Berechnung der Bundesnetzagentur hat ergeben, dass von den insgesamt 184 Netzbetreibern für die zweite Regulierungsperiode 133 Unternehmen einen Bonus und 51 einen Malus erhalten. Im Vergleich hierzu haben in der ersten Regulierungsperiode 143 Unternehmen einen Bonus und 59 einen Malus bekommen. Der höchste Zuschlag beläuft sich auf ca. 4,2 Mio. Euro, der höchste Abschlag beträgt ca. 3,9 Mio. Euro. Sowohl der höchste Zuschlag als auch der höchste Abschlag haben sich im Vergleich zur ersten Regulierungsperiode geringfügig reduziert.

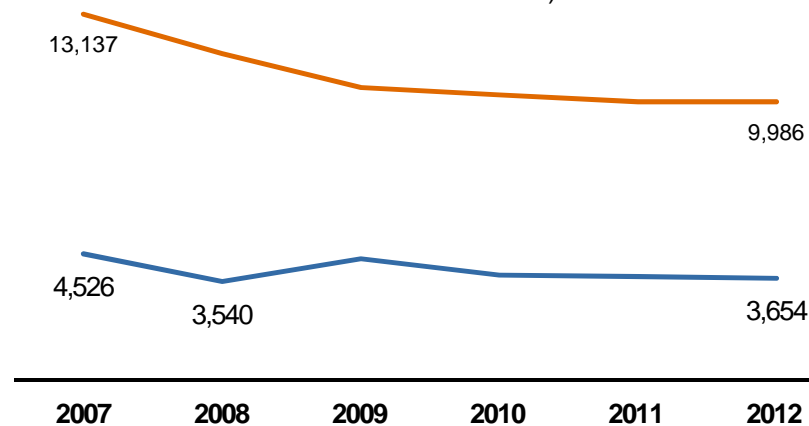
Die aus den Berechnungsparametern ermittelten SAIDI/ASIDI-Kennzahlen sind Basis für die nachfolgende Auswertung. In dieser ist dargestellt, wie sich die Netzzuverlässigkeit in den Jahren 2007 bis 2012 verändert hat. Dabei wird zwischen der Nieder- und Mittelspannungsebene unterschieden. Es können nicht alle SAIDI/ASIDI-Kennzahlen aller Netzbetreiber zum Vergleich herangezogen werden, da die Grundgesamtheit der Netzbetreiber in beiden Qualitätselementen nicht gleich ist. Daher werden nur SAIDI/ASIDI-Kennzahlen von Netzbetreibern verwendet, die in beiden Berechnungen enthalten sind. Um Größeneffekte abzubilden, werden die SAIDI/ASIDI-Kennzahlen mit den an das Netz des jeweiligen Netzbetreibers angeschlossenen Letztverbrauchern gewichtet und durch die Gesamtanzahl aller in Deutschland angeschlossenen Letztverbraucher dividiert. Für die SAIDI-Kennzahlen werden dafür die Letztverbraucher der Niederspannungsebene und für die ASIDI Kennzahlen die der Nieder- und Mittelspannungsebene verwendet.

²⁰⁰ Consentec:

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1411/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Qualitaetsselement/1Regulierungsperiode/1regulierungsperiode-node.html.

Entwicklung der SAIDI-/ASIDI-Kennzahlen

(Ermittlung entsprechend Q-Element, gewichtet mit Letztverbraucher der NS-Ebene/ NS- und MS-Ebene)



Quelle: Bundesnetzagentur

— SAIDI — ASIDI

Abbildung 86: Entwicklung der SAIDI/ASIDI-Kennzahlen (in min/Jahr) im Qualitätselement²⁰¹

Wie in der obigen Abbildung zu sehen ist, sind die SAIDI-Werte relativ gleichbleibend. Ein leichter Rückgang lässt sich zwar erkennen, jedoch keine durchgehend sinkende Tendenz. Bei den ASIDI-Werten lässt sich wie bei den SAIDI-Werten ein Rückgang, jedoch ebenfalls keine durchgehend sinkende Tendenz erkennen. Sowohl der Verlauf der SAIDI- als auch der ASIDI-Werte zwischen 2007 und 2011 lässt sich nicht durch die Einführung des Qualitätselements erklären, da dieses wie oben beschrieben erst seit dem 1.1.2012 erlöswirksam ist. Nur das Jahr 2012 könnte vom Qualitätselement beeinflusst sein. Allerdings wirken sich Investitionen in das Netz erst zeitverzögert aus, weshalb auch das Jahr 2012 kaum durch solche beeinflusst sein dürfte. Höchstens Maßnahmen wie bspw. eine Aufstockung von Entstörungstrupps oder Optimierungen bei der Durchführung von Entstörungen ungeplanter Versorgungsunterbrechungen bzw. bei der Durchführung von geplanten Versorgungsunterbrechungen könnten Auswirkungen auf die SAIDI/ASIDI-Werte des Jahres 2012 gehabt haben. Letztendlich lässt sich daher keine fundierte Aussage dazu machen, wie sich das Qualitätselement bisher tatsächlich ausgewirkt hat. Daher wird die bereits in B2.7.3 empfohlene Einführung eines Indikatormodells mit Investitionsberichten empfohlen. Diese sollten auch outputorientierte Kennziffern zur Versorgungsqualität beinhalten.

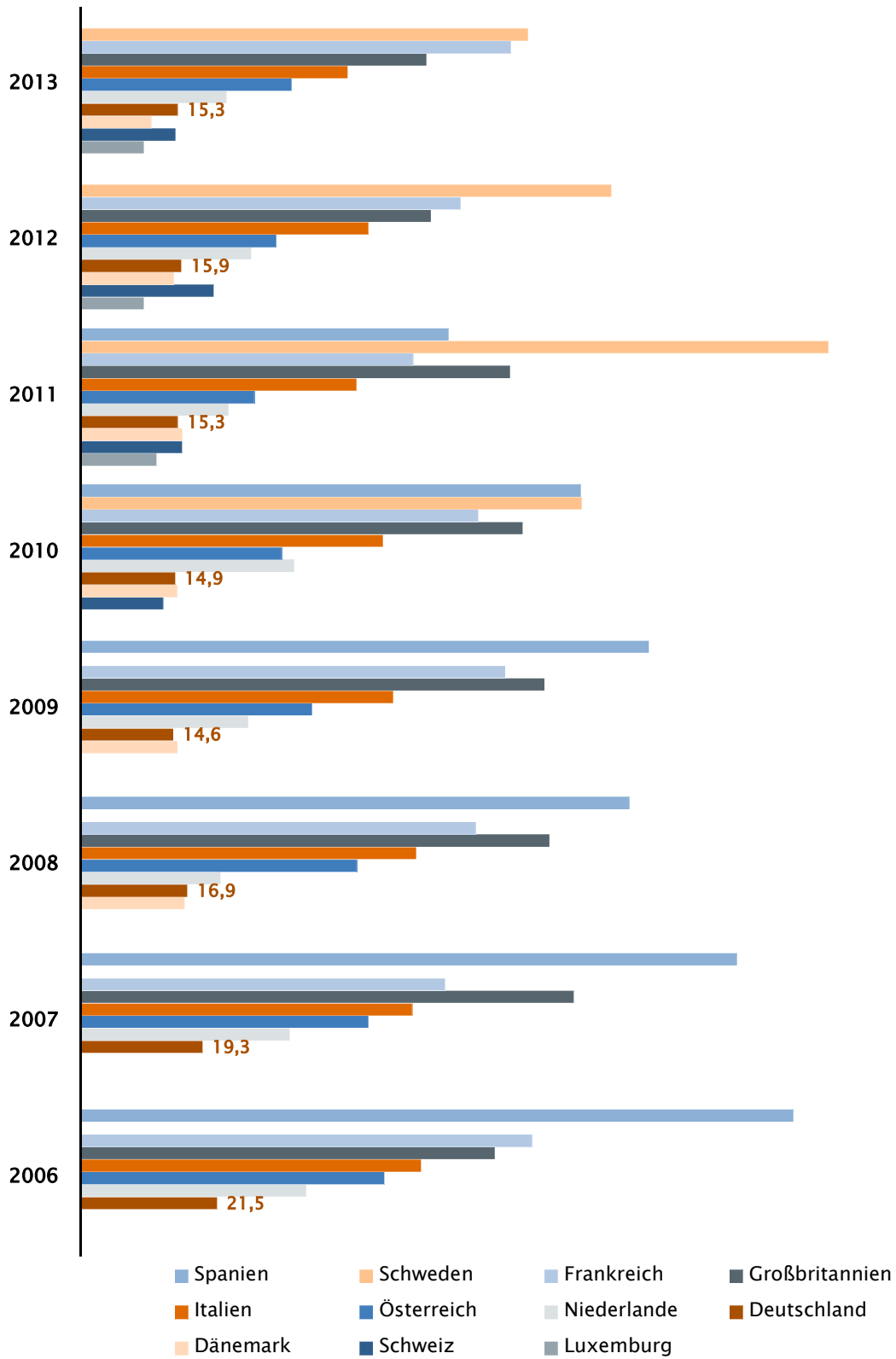
Internationale Erfahrungen zeigen allerdings, dass sich bereits wenige Jahre nach Einführung eines Qualitätsregulierungssystems ein allgemeiner Trend zur Verbesserung der Versorgungsqualität eingestellt hat. Wobei in Deutschland eine solche Verbesserung aufgrund der bereits vorhandenen hohen Netzzuverlässigkeit moderat ausfallen dürfte.

In der folgenden Abbildung ist die Netzzuverlässigkeit in Deutschland im Vergleich zu einigen europäischen Ländern dargestellt. Es zeigt sich, dass die Netzzuverlässigkeit in Deutschland zu den besten in Europa gehört.

²⁰¹ Die SAIDI-Kennzahl der Niederspannung und die ASIDI-Kennzahl der Mittelspannung wurden mit Letztverbraucher gewichtet. Q-Element (Qualitätselement), NS (Niederspannung), MS (Mittelspannung)

SAIDI/ASIDI-Kennzahlen im europäischen Vergleich

(ungeplante Versorgungsunterbrechungen, ohne außergewöhnliche Ereignisse)



Quelle: BNetzA

Abbildung 87: Entwicklung der Netzzuverlässigkeit von Stromnetzen im europäischen Vergleich

Um einen Vergleich auf europäischer Ebene zu ermöglichen, werden zur Ermittlung der im Diagramm dargestellten Netzzuverlässigkeitskennzahlen nur ungeplante Versorgungsunterbrechungen verwendet, d. h. nur Versorgungsunterbrechungen mit den Störungsanlässen "Atmosphärische Einwirkung", "Einwirkung Dritter", "Zuständigkeit des Netzbetreibers/kein erkennbarer Anlass" und "Rückwirkungsstörung". Im Gegensatz zum Qualitätselement werden hier auch Versorgungsunterbrechungen aufgrund von Rückwirkungsstörungen hinzugezogen. Geplante Versorgungsunterbrechungen werden nicht betrachtet.

Auch wenn bisher keine fundierte Aussage getroffen werden kann, ob und wie sich die Netzzuverlässigkeit aufgrund der Qualitätsregulierung in Deutschland verändert, sind bereits Verbesserungspotenziale identifiziert worden. Eine Verbesserung betrifft z. B. die verzögerte Erlöswirksamkeit zwischen den für die Berechnung des Qualitätselements verwendeten Versorgungsunterbrechungen und des Inkrafttretens des Qualitätselements. Dies wird auch von zahlreichen Netzbetreibern und Verbänden in Stellungnahmen und Gesprächen angeregt. Bisher ist es so, dass im Qualitätselement ein zeitlicher Verzug von mindestens zwei Jahren zwischen Versorgungsunterbrechung und Erlöswirksamkeit besteht. Daher soll das Qualitätselement zukünftig jährlich berechnet werden. Näheres zu den identifizierten Verbesserungen ist dem Kapitel 2.2.1 zu entnehmen.

2.2 Weiterentwicklungsmöglichkeiten zur Regulierung der Versorgungsqualität

2.2.1 Netzzuverlässigkeit Strom

Die im Bereich der Netzzuverlässigkeit verwendeten Kennzahlen messen die Häufigkeit und Dauer von Versorgungsunterbrechungen. Das Ausmaß der Versorgungsunterbrechungen wird durch die ausgefallenen (Bemessungsschein-) Leistungen (Mittelspannung) bzw. durch die Anzahl der vom Ausfall betroffenen Kunden (Niederspannung) und durch die Dauer der Versorgungsunterbrechungen gemessen. Ferner wird die Unterbrechungsart bei der Qualitätsregulierung berücksichtigt. Hier ist zwischen geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen zu unterscheiden. Bei den ungeplanten Unterbrechungen wird zwischen den Störungsanlässen "atmosphärische Einwirkung", "Einwirkung Dritter", "Zuständigkeitsbereich des Netzbetreibers / kein erkennbarer Anlass" unterschieden.

Bei den geplanten Versorgungsunterbrechungen handelt es sich um Unterbrechungen, die den betroffenen Netzkunden bzw. Weiterverteilern zuvor angekündigt wurden. Bei der Ermittlung des Q-Elementes werden geplante Unterbrechungen mit dem Störungsanlass „Sonstige“ mit dem Faktor 0,5 berücksichtigt.

Das etablierte Qualitätselement auf Basis der Netzzuverlässigkeit Strom ist in jedem Fall beizubehalten und weiter zu entwickeln.²⁰² Ein Vorschlag zur Weiterentwicklung betrifft die Berechnungsintervalle des Q-Elementes der Verteilernetzbetreiber Strom. Durch eine Verkürzung der Berechnungsintervalle von derzeit drei bzw. zwei Jahren hin zu einem Jahr sollen Änderungen der Netzzuverlässigkeit schneller in die Qualitätsregulierung eingehen und damit schneller erlöswirksam werden.²⁰³ Für die jährliche Ermittlung des Qualitätselementes Netzzuverlässigkeit Strom sollen weiterhin Kennzahlvorgaben (Referenzwerte) und

²⁰² Consentec (2010): Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselementes im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze, 2010.

²⁰³ Das Q-Element wird derzeit einmal für die ersten drei Jahre und einmal für die letzten zwei Jahre einer Regulierungsperiode berechnet. Die Länge einer Regulierungsperiode beträgt 5 Jahre.

unternehmensindividuelle Qualitätskennzahlen auf Basis einer zeitlichen Durchschnittsbildung (bspw. über drei Jahre) herangezogen werden (rollierendes System). Eine der Volatilität von Qualitätskennzahlen entgegenwirkende Risikobegrenzung bleibt somit erhalten.²⁰⁴

Ein weiterer Aspekt zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung der Netzzuverlässigkeit betrifft die Versorgungsunterbrechungen ≤ 3 min. Dabei werden Versorgungsunterbrechungen mit einer Dauer zwischen 3 min und 1 s als kurze, Unterbrechungen mit einer Dauer kleiner 1 s als transiente Versorgungsunterbrechungen bezeichnet. Hierbei handelt es sich, wenn auch kurzzeitig, um eine tatsächlich Unterbrechung der Stromversorgung und nicht um eine Änderung der Produktqualität, wie es bei einer Spannungsabweichung der Fall ist. Eine Unterbrechung der Stromversorgung liegt vor, wenn die Spannung an der Übergabestelle weniger als 5 % der Bezugsspannung beträgt.²⁰⁵ Ereignisse bei denen die Versorgungsspannung an der Übergabestelle weniger als 90 % aber mehr als 5 % der Bezugsspannung beträgt, sind Spannungseinbrüche und keine Versorgungsunterbrechungen. Diese Ereignisse führen jedoch bei empfindlichen Geräten, wie sie in der Industrie verwendet werden, zu Störungen.

Ursächlich für kurze und transiente Versorgungsunterbrechungen sind bspw. atmosphärische Einwirkungen und daraus resultierende Erd- und Kurzschlüsse oder häufig Netzurückwirkungen von Erzeugungsanlagen und Verbrauchsgeräten.²⁰⁶ Auch notwendige Schalthandlungen im Netz können u. a. zu transienten Versorgungsunterbrechungen führen. Dabei ist zu beachten, dass sowohl kurze als auch transiente Versorgungsunterbrechungen teilweise aufgrund der Trägheit von mechanischen Betriebsmitteln unvermeidlich sind.²⁰⁷ Kurze und transiente Versorgungsunterbrechungen werden von verschiedenen Kundengruppen teils sehr unterschiedlich wahrgenommen. Während sie von privaten Endverbrauchern nicht bemerkt werden und somit von untergeordneter Bedeutung sind, können diese bei industriellen Verbrauchern, die über keine gesonderte Absicherung der Stromversorgung für kritische Prozesse verfügen, bereits zu Produktionsbeeinträchtigungen führen. Daher fordern industrielle Verbraucher wiederholt die Erfassung bzw. Regulierung dieses Qualitätsaspektes. Eine nicht repräsentative Umfrage des Verbandes der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) zur Versorgungsqualität stellte bspw. einen Anstieg der Häufigkeit von kurzen Versorgungsunterbrechungen um ca. 60 % im Jahr 2012 fest.²⁰⁸ Netzbetreiber, der BDEW sowie der VKU gehen weiterhin von einem gleichbleibend hohen Qualitätsniveau aus. Auf Basis der repräsentativen Störungsstatistik des Forums Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) aus dem Berichtsjahr 2011 konnte für Versorgungsunterbrechungen im Wertebereich zwischen 1 s und 3 min eine Unterbrechungshäufigkeit in Höhe von 0,041 pro Jahr ermittelt werden. Die Kenngröße Unterbrechungshäufigkeit ist ein Maß dafür, wie oft ein Letztverbraucher von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist.

²⁰⁴ Consentec (2010): Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselementes im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösbergrenze, 2010, S. 25.

²⁰⁵ EN 50160:2010 D S. 10.

²⁰⁶ Vgl.

[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/BAAA540E7216DDD7C1257B3B0054C913/\\$file/BDEW_VKU_Stellungnahme_Kurze_Versorgungsunterbrechungen_18032013_Extranet_oe.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/BAAA540E7216DDD7C1257B3B0054C913/$file/BDEW_VKU_Stellungnahme_Kurze_Versorgungsunterbrechungen_18032013_Extranet_oe.pdf), aufgerufen am: 7.10.2014.

²⁰⁷ Bei der derzeit verfügbaren Schutztechnik ist mit einer Dauer von mind. 100 ms zur Fehlerklärung auszugehen.

²⁰⁸ Die Antworten stammen von 62 Unternehmen, es erfolgte keine netzspezifische Auswertung der Daten.

In Europa werden derzeit in 12 Mitgliedsstaaten von den Regulierungsbehörden²⁰⁹ Daten zu kurzen bzw. transienten Versorgungsunterbrechungen erhoben und ausgewertet. In Deutschland nutzt die Bundesnetzagentur Daten und Informationen Dritter, um sich über die Entwicklung der Kurzunterbrechungen zu informieren. Vor dem Hintergrund der Energiewende stellt sich die Frage, ob eine eigenständige umfangreiche Erhebung durch die Bundesnetzagentur notwendig ist.

Derzeit beschränkt sich die Erhebung und damit die Beobachtung ausschließlich auf die Versorgungsunterbrechungen > 3 Minuten gemäß § 52 EnWG, welche im Strombereich bereits reguliert werden. Die Versorgungsunterbrechungen ≤ 3 Minuten werden nicht erhoben. Insbesondere im Hinblick auf die Energiewende und die damit verbundenen geänderten Anforderungen an die Netze kann die Entwicklung dieser Versorgungsunterbrechungen an Bedeutung gewinnen. Daher sollte in Zukunft eine eigenständige Erhebung von Versorgungsunterbrechungen ≤ 3 Minuten erfolgen. Durch die Erfassung und anschließende Auswertung der Daten zu Versorgungsunterbrechungen mit einer Dauer von ≤ 3 Minuten ist mit einem erheblichen Mehraufwand zu rechnen. Ob auf Basis der erfassten Werte eine Einbeziehung in die Qualitätsregulierung erfolgen sollte, ist abhängig vom Ergebnis der Auswertung.

2.2.2 Netzzuverlässigkeit Gas

Die Netzzuverlässigkeit auf von Gasnetzbetreibern bewegt sich seit Beginn ihrer Erfassung nach § 52 EnWG im Jahr 2006 auf einem sehr hohen Niveau. Die folgende Abbildung stellt den Verlauf der gewichteten Zuverlässigkeitskennzahlen ab dem Jahr 2008 für den Druckbereich bis 100 mbar bzw. den Druckbereich ab 100 mbar dar. Die Ermittlung der Netzzuverlässigkeit der Gasnetzbetreiber folgt im Wesentlichen der Netzzuverlässigkeitsermittlung von Stromverteilernetzen.²¹⁰ Für die bisherige Beurteilung der Netzzuverlässigkeit wurden im Druckbereich bis 100 mbar auf Letztverbraucher bezogene SAIDI-Kennzahlen herangezogen. Für den Druckbereich ab 100 mbar wurde auf vertraglich vereinbarte Leistung bezogene ASIDI-Kennzahlen abgestellt. Ebenfalls in Analogie zur Netzzuverlässigkeit der Stromverteilernetze ist zwischen geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen zu unterscheiden und die verschiedenen Unterbrechungsanlässe (Einwirkungen Dritter, Verantwortungsbereich des Netzbetreibers, Folgestörung, höhere Gewalt, kein erkennbarer Anlass, Wechsel von Zähler- und Hausdruckregelgeräten, Instandhaltung an Gasdruck Regel- und Messanlagen, Instandhaltung an Gasleitungen und Anschlüssen sowie sonstige geplante Versorgungsunterbrechungen) sind entsprechend zu berücksichtigen. Im Gegensatz zur Netzzuverlässigkeit der Stromverteilernetze werden bei den Versorgungsunterbrechungen alle Unterbrechungen unabhängig von der Dauer erhoben. Eine Ausnahme bilden dabei die Versorgungsunterbrechungen aufgrund von Wechsel von Zähler- und Hausdruckregelgeräten, diese werden ab einer Stunde erhoben. Zur Ermittlung der Netzzuverlässigkeitskennzahlen gemäß § 52 EnWG werden nur Versorgungsunterbrechungen mit den

²⁰⁹ Daten werden in Finnland, Frankreich, Großbritannien, Italien, Litauen, Norwegen, Polen, Portugal, Slowenien, Schweden, Tschechische Republik, Ungarn erhoben, teilweise unterliegen kurze Versorgungsunterbrechungen auch einer Qualitätsregulierung.

²¹⁰ Vgl. Allgemeinverfügung nach § 52 S. 5 EnWG,

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Gasnetze/AllgemeinverfgGas15238.pdf?__blob=publicationFile&v=2, 17.12.2008 und Anlage - Berichtspflichten bei Versorgungsstörungen Vorgaben der Bundesnetzagentur zu Berichtspflichten bei Versorgungsstörungen in Gasnetzen gemäß § 52 EnWG,

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Gasnetze/AnlageAllgemeinverfg15239pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2, 17.12.2008; aufgerufen am: 17.10.2014.

Störungsanlässen Einwirkungen Dritter, Verantwortungsbereich des Netzbetreibers, Folgestörung und kein erkennbarer Anlass verwendet.

Entwicklung der SAIDI-/ASIDI-Kennzahlen Gas nach § 52 EnWG
(ohne höhere Gewalt; SAIDI: ≤ 100mbar, ASIDI: > 100mbar)

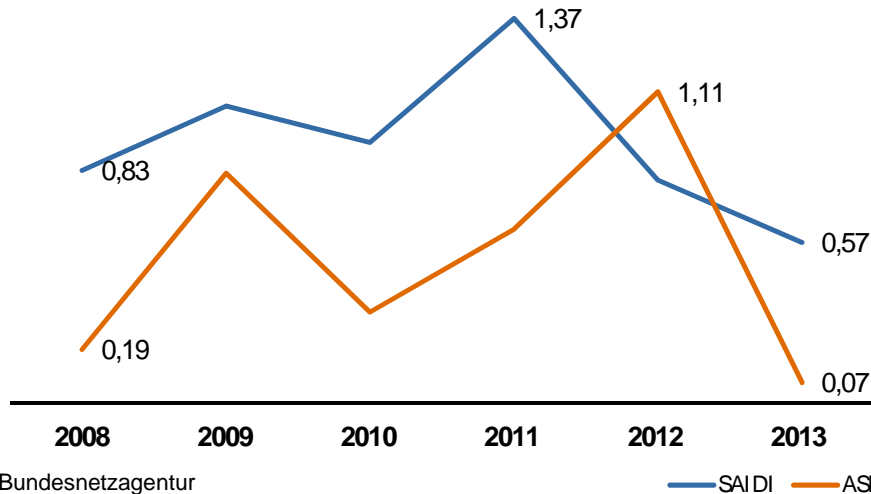


Abbildung 88: Entwicklung der Zuverlässigkeitskennzahlen SAIDI/ASIDI (in min./Jahr) von Gasnetzen nach § 52 EnWG

Die beiden dargestellten Kurvenverläufe zeigen, dass die Netzzuverlässigkeitskennzahlen Gas über den gesamten betrachteten Zeitraum sehr niedrige Werte annehmen. Eine Verschlechterung der Netzzuverlässigkeit ist nicht erkennbar. Die Netzzuverlässigkeit ist im Gegensatz zu der der Stromverteilernetze weiterhin dadurch gekennzeichnet, dass Versorgungsunterbrechungen selten auftreten, jedoch dabei eine verhältnismäßig lange Dauer aufweisen.²¹¹ Dies ist auf die umfangreichen und verbindlichen technischen Regelwerke zurückzuführen. Aufgrund der geringen Häufigkeit an Versorgungsunterbrechungen beeinflussen einzelne Ereignisse den SAIDI- bzw. ASIDI-Wert stark. So ist im Jahr 2012 bspw. eine einzelne Versorgungsunterbrechung eines Gasnetzbetreibers für den relativ hohen Ausschlag des ASIDI-Wertes verantwortlich. Würde diese herausgerechnet werden, würde sich das Niveau des Vorjahres einstellen.

Aufgrund einer weitestgehend unterbrechungsberechnungsfreien Gasversorgung und der aufgrund der hohen Relevanz von Sicherheitsanforderungen (im Zusammenhang mit Versorgungsunterbrechungen) umfangreichen und verbindlichen technischen Regelwerke, verbleibt für die Netzgestaltung ein geringer Ermessensspielraum. Vor diesem Hintergrund ist der § 19 Abs. 2 ARegV daher lediglich als Soll-Vorschrift zu interpretieren.²¹²

Im Folgenden werden Vorschläge zur weiteren Entwicklung der Netzzuverlässigkeit von Gasversorgungsnetzen diskutiert. Ein erster Vorschlag der Bundesnetzagentur zur Netzzuverlässigkeit der

²¹¹ Consentec, Erarbeitung von Bemessungskriterien für die Ausgestaltung des Qualitätselementes Gas.

²¹² Insoweit weicht diese Bestimmung in zeitlicher Hinsicht und Intensität der gesetzlichen Anordnung von den Vorgaben für Stromnetzbetreiber ab (dort: Muss-Vorschrift). Vgl. hierzu: Holznagel/Schütz: ARegV Kommentar, Beck-Verlag 2013, § 19 S. 24.

Gasverteilernetze bezieht sich auf den § 19 Abs. 2 ARegV. Dieser gibt vor, dass mit Vorhandensein ausreichend belastbarer Datenreihen, zu Beginn oder spätestens im Laufe der zweiten Regulierungsperiode auch für Gasversorgungsnetze ein Qualitätselement eingeführt werden soll (sog. "Soll-Vorschrift").²¹³ Aufgrund der o. g. Ausführungen schlägt die Bundesnetzagentur hier eine Änderung des § 19 Abs. 2 ARegV vor. Die bestehenden Regelungen sollten weiter abgeschwächt und in eine "Kann-Vorschrift" überführt werden. Bei Bedarf oder sich ändernden Voraussetzungen soll zu einem späteren Zeitpunkt die Einführung eines Qualitätselementes als ein separates Element der Erlösbergrenzenformel möglich sein. Zu diesem späteren Zeitpunkt ist dann ein Konzept zu entwickeln, das vergleichbar mit der Konzeptionierung des Qualitätselementes im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom die Zusammenhänge zwischen der Netzzuverlässigkeit und gebietsstrukturellen Einflussgrößen, der Gewichtung von Kennzahlen sowie die monetäre Bewertung klärt. Die Bundesnetzagentur wird die Qualitätsentwicklung Gas weiter beobachten und die Datenbasis verbessern.

Alternativ zu einem separaten Qualitätselement in der Erlösbergrenzenformel, kann bei Feststellung einer Verschlechterung der Netzzuverlässigkeit von Gasversorgungsnetzen geprüft werden, ob und wie die sich aus einer Verschlechterung der Netzzuverlässigkeit entstehenden Ausfallkosten in den Effizienzvergleich integriert werden können. Bei einer integrierten Behandlung würden Wechselbeziehungen von Kosteneffizienz und Versorgungsqualität gleichzeitig und vollständig berücksichtigt.²¹⁴ Die Netzzuverlässigkeit wird dabei neben den Betriebs- und Kapitalkosten als zusätzliche ökonomisch bewertete Inputgröße behandelt. Auch hier muss eine adäquate monetäre Bewertung der Netzzuverlässigkeit erfolgen. Eine tiefergehende Diskussion hierzu findet sich im Abschnitt D Entwicklung der Effizienz. Darüber hinaus wird die bereits in Abschnitt B2.7.3 angedeutete Einführung eines Indikatormodells empfohlen. Dieses sollte auch outputorientierte Kennziffern zur Versorgungsqualität beinhalten. Damit könnten zukünftig datengestützte Auswertungen zur Versorgungsqualität an sich sowie zu den Auswirkungen der Investitionstätigkeit auf das Qualitätsniveau auf einer fundierteren Datenbasis aufsetzen.

2.2.3 Netzleistungsfähigkeit Strom und Gas

Während sich der Begriff der Netzzuverlässigkeit mit Hilfe der ARegV und der Verordnungsbegründung relativ klar erschließen lässt, international eine gebräuchliche Größe darstellt und in der Literatur bekannt und vielfältig diskutiert wird, ist die Begrifflichkeit der Netzleistungsfähigkeit verhältnismäßig schwer einzuordnen. Gemäß § 19 Abs. 3 S. 2 ARegV beschreibt die Netzleistungsfähigkeit die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, die Nachfrage nach Übertragung von Energie zu befriedigen. Die Verordnungsbegründung führt weiter aus, dass die Netzleistungsfähigkeit bei 100 % liegt, soweit die Nachfrage nach Übertragung von Energie vollständig befriedigt wird. Ebenso wie bei der Netzzuverlässigkeit können zur Bewertung der Netzleistungsfähigkeit – sofern der Regulierungsbehörde hierfür hinreichend belastbare Datenreihen vorliegen – Kennzahlen herangezogen werden. Genannt werden diesbezüglich in § 20 Abs. 5 S. 1 ARegV die Häufigkeit und Dauer von Maßnahmen zur Bewirtschaftung von Engpässen sowie die Häufigkeit und Dauer des Einspeisemanagements nach dem EEG. Wie auch bei der Netzzuverlässigkeit handelt es sich hierbei um nicht abschließende Regelbeispiele. Diese lassen jedoch erkennen, dass der Verordnungsgeber, zumindest für den Strombereich, auf die Bereitstellung von ausreichenden Leitungskapazitäten abzielt.

²¹³ Holznagel/Schütz: ARegV Kommentar, Beck-Verlag 2013, § 19 S. 21.

²¹⁴ Bundesnetzagentur (2006): Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, Juni 2006, S. 149.

Deutschland ist das erste Land, in welchem die Begrifflichkeit der Netzleistungsfähigkeit Eingang in das Gesetz gefunden hat. Abweichend von dem Bereich der Netzzuverlässigkeit liegt bezüglich der Netzleistungsfähigkeit ein größerer rechtlicher Gestaltungsspielraum vor. So lassen die Formulierungen der ARegV, die sich deutlich von denen in Bezug auf die Netzzuverlässigkeit unterscheiden, die Überlegung zu, ob im Bereich der Netzleistungsfähigkeit eine Qualitätsregulierung auch ohne die Verwendung von Kennzahlen erfolgen kann. Dies legt auch die Begründung zur ARegV nahe, wenn dort ausgeführt wird, dass § 20 Abs. 5 ARegV die Regulierungsbehörde ermächtigt, für die Berücksichtigung der Netzleistungsfähigkeit ebenfalls Kennzahlen anzuwenden, soweit hierfür belastbare Datenreihen vorliegen.

Bevor die Netzleistungsfähigkeit in Bezug auf Umsetzungsmöglichkeiten weiter behandelt werden kann, muss neben dem bereits Ausgeführten ein Konsens darüber erzielt und ggf. geregelt werden, was unter Energieversorgungsnetz im Rahmen der Qualitätsregulierung zu verstehen ist. Hier gibt es Verbindungen zu den aktuellen Diskussionen zur Spitzenkappung durch Netzbetreiber.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur beschränkt sich der Begriff Energieversorgungsnetz im Sinne der Qualitätsregulierung nicht allein auf die Assets, sondern auch auf den Betrieb des Netzes, was auch die für den Betrieb notwendigen Aufgaben wie bspw. Lastprognosen einschließt.

Netzleistungsfähigkeit Strom

Wie bereits im vorangegangenen Kapitel 2.2.3 ausgeführt, knüpft die Netzleistungsfähigkeit Strom anhand der Regelbeispiele tendenziell an die Bereitstellung bzw. die Auslastung von Leitungskapazitäten an. Bei einer auf Leitungskapazitäten ausgerichteten Qualitätsregulierung sollten insbesondere der Netzausbau sowie auch entsprechende Flexibilitätsmaßnahmen in Bezug auf die Auslastung des Netzes wie bspw. dem Einspeisemanagement, betrachtet werden. Ziel wäre hier die Optimierung der Abwägung zwischen dem Netzausbau, der sowohl konventionell als auch intelligent erfolgen kann, und dem Wirkleistungs- und Lastmanagement, wenn beim Netzbetreiber Netzengpässe vorliegen. Hierfür könnte die Menge der abgeregelten Energie und Last betrachtet und für eine Kennzahlenbildung herangezogen werden.

Hierzu sind die Maßnahmen nach § 13 und 14 EnWG sowie § 11 Abs. 3 und § 14 EEG zu betrachten. Durch die §§ 13 und 14 EnWG sind Rahmenbedingungen geschaffen, die es den Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern erlauben, bei Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems Maßnahmen zu ergreifen, die der Gefährdung der Versorgungssysteme entgegenwirken und deren Sicherheit und Zuverlässigkeit gewährleisten.

In den letzten Jahren mussten Netzbetreiber sowohl auf der Übertragungs- als auch auf der Verteilernetzebene aus Gründen der Netzsicherheit vermehrt einen Teil der EE-Anlagen im Rahmen von Einspeisemanagementmaßnahmen abregeln. Einspeisemanagementmaßnahmen beschreiben die temporäre Reduzierung der Einspeiseleistung von EE-Anlagen, Kraft-Wärme-Kopplung und Grubengasanlagen. Der klimafreundlich erzeugte Strom aus diesen Anlagen ist vorrangig in die Netze einzuspeisen und zu transportieren. Die verantwortlichen Netzbetreiber können unter besonderen Voraussetzungen jedoch auch die bevorrechtigte Einspeisung vorübergehend abregeln, wenn die Netzkapazitäten nicht ausreichen, um den insgesamt erzeugten Strom abzutransportieren.

Würde hier ein Qualitätselement implementiert werden, könnten ebenso wie bei der Ausgestaltung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom auch für den Bereich der

Netzleistungsfähigkeit Referenzwerte gebildet werden. Die Abweichung der aus Menge der abgeregelten Energie und Last ermittelten Kennzahl und dem Referenzwert eines jeden Netzbetreibers müsste monetarisiert werden. Hierfür wären geeignete Monetarisierungsfaktoren zu entwickeln (§ 20 Abs. 3 ARegV). Für eine Kennzahlenbildung aus der Menge der abgeregelten Energie und Last im Rahmen der Qualitätsregulierung der Netzleistungsfähigkeit können nur diejenigen Maßnahmen berücksichtigt werden, die der Netzbetreiber selbst zurechenbar zu verantworten hat. Die Prüfung ergibt, dass bisher nur 17 Verteilernetzbetreiber überhaupt Maßnahmen nach §§ 13 und 14 EnWG sowie § 11 Abs. 3 und § 14 EEG durchgeführt haben. Einige von diesen wurden von den Übertragungsnetzbetreibern angewiesen, weshalb diese den Verteilernetzbetreibern nicht zugerechnet werden dürfen. Darüber hinaus müssten gebietsstrukturelle Unterschiede zwischen den einzelnen Netzbetreibern berücksichtigt werden (§ 20 Abs. 2 S. 2 ARegV). Ein Ansatz hierbei wäre, die Netzbetreiber dahingehend zu unterscheiden, wie viel EEG-Einspeisungen und Rückspeisungen aus nachgelagerten Netzen sie im Vergleich zur gesamten Last in ihrem Netz haben. Hierdurch sollte vermieden werden, dass ein Netzbetreiber, der geographisch bedingt eine große Menge an EEG-Einspeisung in seinem Netz hat, im Vergleich zu einem Netzbetreiber, der diesbezüglich von geringeren Mengen betroffen ist, benachteiligt wird. Wie genau die Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede ausgestaltet werden könnte, wäre bei einer Einführung des Qualitätselement Netzleistungsfähigkeit ebenso wie die Bildung der Referenzwerte als gewichtete Durchschnittswerte (§ 20 Abs. 2 ARegV) und die Monetarisierung im Einzelnen noch zu untersuchen.

Überdies ist zu prüfen, ob die zukünftige Ausgestaltung des im Koalitionsvertrag angelegten und im Grünbuch des BMWi konkretisierten Instruments der Spitzenkappung nicht zu gegensätzlichen Anreizen führt. Zum heutigen Zeitpunkt besteht außerdem aufgrund § 15 EEG sowohl bei den Übertragungsnetzbetreibern als auch bei den Verteilernetzbetreibern die Gefahr eines Doppelanreizes bzgl. der Betrachtung von Maßnahmen nach § 14 EEG.

Daher wird aktuell kein akuter Handlungsbedarf bzw. keine Notwendigkeit bezüglich einer Einführung eines Instrumentes zur Netzleistungsfähigkeit gesehen. Allerdings sollte die Datenlage diesbezüglich jährlich weiter geprüft werden.

In der gegenwärtigen Diskussion um Energieeffizienz könnte ebenfalls geprüft werden, ob Netzverluste von Stromnetzen im Rahmen eines Qualitätselementes Netzleistungsfähigkeit behandelt werden könnten. Dabei besteht die Gefahr von Doppelanreizen aufgrund des mit den Festlegungen BK8-14/260-91, BK8-14/0450-91, BK8-14/0502-91, BK8-14/0772-91 und BK8-12-011 umgesetzten Anreizsystemes zur Minimierung der Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie. Dies kann sowohl durch günstigeren Einkauf von statten gehen als auch durch die Reduzierung der Netzverluste. Dadurch wird Artikel 7 der EU-Energieeffizienzrichtlinie (Richtlinie 2012/27/EU) durch die Festlegung Rechnung getragen.

Die Netzverluste können aus dem oben genannten Grund des Doppelanreizes jedenfalls gegenwärtig nicht als Qualitätselement Netzleistungsfähigkeit verwendet werden.

Netzleistungsfähigkeit Gas

Insbesondere vor dem Hintergrund einer zurzeit sehr hohen Netzzuverlässigkeit im Bereich der Versorgungsqualität Gas kommt dem Thema Netzleistungsfähigkeit eine besondere Bedeutung zu. Ist für die Regulierung der Versorgungsqualität der Gasnetzbetreiber mit der Netzzuverlässigkeit die eine in der ARegV vorgesehene Dimension der Qualität zumindest kurz- bis mittelfristig von geringerer Relevanz, so ist zu

prüfen, inwiefern mit der Netzleistungsfähigkeit die zweite Dimension der Versorgungsqualität für die Regulierung herangezogen werden kann.

Der DVGW hat seit Anfang 2012 mit Unterstützung von Consentec und dem Lehrstuhl Gasversorgungssysteme, Institut für Erdöl- und Erdgastechnik der TU Clausthal Qualitätsaspekte, die der Netzleistungsfähigkeit Gas zugeordnet werden können, auf ihre Eignung für die Gestaltung eines Qualitätselementes untersucht. Folgende Eignungsfelder sind untersucht worden:

- Anschluss Verbraucher, Einspeiser, Speicher
- Erschließung neuer Gebiete
- Netzausbau/-verstärkung
- Planungskriterium Temperatur
- Planungskriterium Redundanz
- Instandhaltung
- Dispatching
- Einsatz von Lastflusszusagen
- Ermittlung fester, frei zuordenbarer Kapazitäten
- Vermarktung zusätzlicher kurzfristiger frei zuordenbarer Kapazitäten
- Vermarktung eingeschränkt zuordenbarer und/oder unterbrechbarer Kapazitäten
- Engpassmanagement, Redispatch
- Vertragsgestaltung
- Spitzenbrechung in den der Fernleitungsebene nachgelagerten Netzen

Dieses Gutachten kommt zu dem Ergebnis, dass keines der untersuchten potenziellen Eignungsfelder unmittelbar und uneingeschränkt für die Definition der Netzleistungsfähigkeit geeignet ist.

Die Bundesnetzagentur hat zusätzlich zu den im DVGW-Gutachten genannten Eignungsfeldern ein weiteres potentiell Eignungsfeld untersucht, nämlich die Bewertung der von den Netzbetreibern durchzuführenden Lastprognosen von Standardlastprofilkunden sowie die Mess- und Datenübertragungsqualität bei Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden). Im bisherigen System gehen die Prognosefehler sowohl bei den Standardlastprofilkunden als auch die Fehler bei der Messwerterhebung bzw. Messwertübertragung bei Kunden mit registrierender Leistungsmessung nicht zu Lasten des verantwortlichen Netzbetreibers, die Personal-, Technik- und IT-Einsparungen jedoch zu seinen Gunsten. Die Kosten der ggf. eingesetzten Regelleistung zum Ausgleich der durch die Prognosefehler und zunächst ungenauen Messdaten hervorgerufenen Ungleichgewichte zwischen Ein- und Ausspeisung tragen die Lieferanten.

Bei den Standardlastprofil-Kunden (SLP-Kunden) werden zwei Verfahren unterschieden. Das eine Verfahren orientiert sich an vorgegebenen, d. h. statistisch ermittelten Verbrauchslastgängen für definierte Abnahmesituationen einzelner Kundengruppen (synthetisches Verfahren). Das zweite Verfahren orientiert sich an der rollierenden Berücksichtigung der tatsächlichen Abnahme von Kundengruppen des Vortages in

einem Ausspeisenetz (analytisches Verfahren). Der Ausspeisenetzbetreiber bestimmt die bilanzkreisrelevante Mengenprognose (Allokationswert) seiner im Netz angeschlossenen Letztverbraucher ohne registrierende Leistungsmessung am Vortag und übermittelt diesen Wert dem Marktgebietsverantwortlichen, der diesen Wert nachfolgend an den Bilanzkreisverantwortlichen übermittelt. Der Bilanzkreisverantwortliche wiederum richtet seine Einspeisungen für die Standardlastprofilausspeisungen an diesem Prognosewert aus. Abweichungen zwischen der am Vortag prognostizierten und der am Liefertag tatsächlich entnommenen Menge entstehen aus unterschiedlichen Gründen. Hierzu zählen insbesondere die Veränderung des Verbrauchsverhaltens der Anschlussnehmer sowie die abweichend zur Vortagesprognose tatsächlich eingetretenen Temperatur- bzw. Wetterverhältnisse. Weitere Einflussfaktoren sind die Qualität der zu berücksichtigenden Kundeninformationen (z. B. Berücksichtigung aktueller Jahresverbrauchswerte des Kunden) und die sich aus den Lastprofilen aufgrund ihrer statistischen Basis und inhaltlichen Zusammensetzung ergebenden Merkmale. Die Gasverteilternetzbetreiber haben durch eine adäquate Profil- und Merkmalsauswahl sowie kontinuierliche Datenpflege einen wesentlichen Einfluss auf die Prognosegüte der eingesetzten Standardlastprofile. In diesem Bereich könnte mittels der Netzleistungsfähigkeit eine Verbesserung stattfinden. Es gilt allerdings zu berücksichtigen, dass Abweichungen bereits aus systemimmanenten Gründen grundsätzlich nicht gänzlich zu vermeiden sein werden. Darüber hinaus gibt es für einige Regionen eine geringere Verfügbarkeit von repräsentativen Wetterdaten. Dies wäre bei der Umsetzung zu berücksichtigen.

Für die Bestimmung der Ausspeisungen großer Entnahmestellen erhebt der Ausspeisenetzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber in verschiedenen Intervallen mit Hilfe registrierender Leistungsmessung die Gasmengen, die an der Entnahmestelle in einer Zeiteinheit abgegeben wurden. Neben einer Interimsmessung am Liefertag werden am Folgetag die stündlichen Messwerte des Gastages der Belieferung vom Ausspeisenetzbetreiber an den Marktgebietsverantwortlichen übersendet. Sofern infolge fehlerhafter Messung oder Übermittlung die bei der Interimsmessung oder am Folgetag erfassten Messwerte mit Ersatzwerten gemäß der technischen Regelwerke korrigiert werden, sendet der Ausspeisenetzbetreiber diese korrigierten Ausspeisedaten bis zum 12. Werktag des Folgemonats erneut an den Marktgebietsverantwortlichen. Marktuntersuchungen haben ergeben, dass zwischen den Zeitreihen des Folgetages und denen des Folgemonats bei einem nicht unerheblichen Anteil der Ausspeisenetzbetreiber erhebliche Mengendifferenzen bestehen. Die Wahl der Mess- und Übertragungstechnik des Ausspeisenetzbetreibers beeinflusst demnach die Qualität der erhobenen Messwerte und damit auch die Prognosegüte der Marktbeteiligten in entscheidendem Umfang. Hier könnte durch die Netzleistungsfähigkeit ein Anreiz zur Verbesserung gesetzt werden. Ähnlich wie im aktuell implementierten Qualitätselement Netzzuverlässigkeit Strom wäre auch hier ein Vergleich mit unternehmensindividuellen Referenzwerten vorstellbar. Wenn dabei die Prognose- und Messfehler eines Netzbetreibers größer sind als der jeweilige Referenzwert, würde dies zu einem Malus führen, wenn diese kleiner sind, zu einem Bonus. Im Referenzwert sind unter anderem die durchschnittlichen Ungenauigkeiten in der Prognose durch die Güte der Prognosetemperatur durch die Wetterdienste abzubilden.

Ob jedoch eine Umsetzung als Qualitätselement im Sinne des § 19 ARegV möglich wäre, ist davon abhängig, ob die Bewertung der von den Netzbetreibern durchzuführenden Lastprognosen von Standardlastprofilkunden sowie der Mess- und Datenübertragungsqualität bei Kunden mit registrierender Leistungsmessung der Definition zur Netzleistungsfähigkeit entspricht und bisher noch nicht in anderen gesetzlichen und/oder regulatorischen Systemen geregelt bzw. angereizt wird. Die SLP-Lastprognosegüte sowie die Mess- und Datenübertragungsqualität der registrierenden Leistungsmessung sind grundsätzlich von

der Definitiorik der Netzleistungsfähigkeit gedeckt. Wie bereits im Kapitel 2.2.3 beschrieben, sind sowohl die Assets als auch der Betrieb des Energieversorgungsnetzes unter die Definition der Netzleistungsfähigkeit zu fassen. Da die SLP-Lastprognose und die Messung der registrierenden Leistungsmessung zwingend sind für eine gesicherte Voraussage der Netzauslastung und damit für einen einwandfreien Netzbetrieb, können diese unter die Definition der Netzleistungsfähigkeit gefasst werden. Weiterhin bestehen bzw. entstehen derzeit regulatorische Regelungen. Hier sind die Kooperationsvereinbarung zur Netzkontenabrechnung und die Vorschläge in dem derzeit laufenden Festlegungsverfahren zur Bilanzierung Gas („GABi Gas 2.0“) zu nennen. Die Vorschläge zur „GABi Gas 2.0“ sehen für die Prognosegüte bei SLP mit der vorläufigen Abrechnung der Mehr- und Mindermengenabrechnung zwischen Verteilernetzbetreiber und Marktgebietsverantwortlichen auf Basis täglicher Differenzmengen gegenüber dem heute noch in der Kooperationsvereinbarung angelegten System der kumulativen Betrachtung der Differenzmengen zum Monatsende strengere Vorgaben vor. Inwieweit sich dadurch der Regelenergiebedarf deutlich senken lässt bleibt offen, da zum einen die Systemumstellung erst zum 1.10.2016 erfolgen soll, zum anderen die Grenzwerte, ab denen die tägliche Abrechnung erfolgen soll, durch die Branche selbst bestimmt werden. Sowohl durch den Vorschlag in dem laufenden Festlegungsverfahren „GABi Gas 2.0“ als auch durch die aktuelle Regelung in der Kooperationsvereinbarung hat der Netzbetreiber bei einer schlechten Prognose weniger Liquidität, allerdings muss ein Netzbetreiber mit schlechten Prognosen in Bezug auf ein Abrechnungsjahr nicht mehr zahlen als ein Netzbetreiber mit guten Prognosen. Für die Verbesserung der Messdaten bei RLM-Kunden ist in der Festlegung „GABi Gas 2.0“ ein Transparenzmechanismus als Anreiz zu einer Qualitätsverbesserung der RLM-Messwerte vorgesehen. Bei Überschreitung einer durch die Marktbeteiligten zu definierenden Abweichung zwischen den vorläufigen und den endgültigen Messwerten werden die Ausspeisenetzbetreiber marktgebietsscharf veröffentlicht.

Aufgrund der derzeit bestehenden bzw. entstehenden regulatorischen Regelungen, insbesondere der Festlegung zur „GABi Gas 2.0“, ist eine Einführung der Bewertung der von den Netzbetreibern durchzuführenden Lastprognosen von Standardlastprofilkunden sowie der Mess- und Datenübertragungsqualität bei Kunden mit registrierender Leistungsmessung als Qualitätselement Netzleistungsfähigkeit im Gas nicht angezeigt.

Im Rahmen der eingegangenen Stellungnahmen zum Workshop am 12.6.2014 wurde für eine mögliche Netzleistungsfähigkeit der Vorschlag unterbreitet, Anreize für Gasnetzbetreiber zu schaffen, sich für eine bessere Konvergenz der beiden leitungsgebundenen Energien Strom und Gas in Form von Power-to-Gas-Anlagen zu engagieren, um so auch eine hohe Versorgungsqualität im Stromnetz zu unterstützen. Für Netzbetreiber, welche energie- und netzübergreifende Maßnahmen unterstützen, sollte nach den unterbreiteten Vorschlägen ein Bonus geschaffen werden. Weiter wurden diese Vorschläge nicht ausgestaltet bzw. spezifiziert. Sollten die Vorschläge derart gemeint sein, dass Gasnetzbetreiber belohnt werden, die durch aktives Betreiben einer Power-to-Gas-Anlage Stromspitzen abfahren, um Wasserstoff oder synthetisches Erdgas zu produzieren, welches dann ins Erdgasnetz eingespeist wird, ist fraglich, ob dies mit dem deutschen und europäischen Rechtsrahmen zur Entflechtung in Einklang gebracht werden kann. Gasnetzbetreiber müssen von energieproduzierenden oder -handelnden Unternehmen organisatorisch und rechtlich entflochten sein. Die Netzbetreiber könnten Aufgaben der Erdgaserzeugung – und sei es nur zum Zwecke der Stromspeicherung – folglich nicht selbst wahrnehmen. Rechtlich unbedenklich scheint dagegen der Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen durch Dritte. Für den Anschluss solcher Dritt-Anlagen an das Netz besteht für den Netzbetreiber allerdings eine allgemeine Anschlusspflicht (§17 Abs. 1 EnWG). Vor diesem Hintergrund sind

solche Betreibermodelle sorgfältig auszugestalten und zu prüfen, bevor über eine Berücksichtigung im Rahmen der Qualitätsregulierung nachgedacht werden kann.

Gemäß § 19 Abs. 2 S. 2 ARegV soll der Beginn der Anwendung des Qualitätselements bei Gasversorgungsnetzen zur oder im Laufe der zweiten Regulierungsperiode erfolgen. Da wie oben beschrieben, derzeit keine geeigneten Umsetzungsfelder für ein Qualitätselement Netzleistungsfähigkeit im Gasbereich existieren bzw. identifizierbar sind, wird empfohlen, die Soll-Vorschrift in eine Kann-Vorschrift abzuändern.

2.2.4 Produktqualität

Bei der Produktqualität handelt es sich um die technische Qualität des Produktes Strom bzw. des Produktes Gas. Damit ist beim Gas bspw. dessen chemische Zusammensetzung unter Einhaltung eines bestimmten Druckniveaus gemeint. Im Strom handelt es sich dabei insbesondere um die Spannungsqualität.

Die Produktqualität kann nach derzeitiger Rechtslage nicht Bestandteil einer Qualitätsregulierung sein. Der § 19 Abs. 3 S. 1 ARegV beschreibt die Netzzuverlässigkeit als die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, Energie möglichst unterbrechungsfrei und unter Einhaltung der Produktqualität zu transportieren. D. h., die Netzzuverlässigkeit beschreibt den möglichst unterbrechungsfreien Transport von Energie. Dabei ist die Einhaltung der Produktqualität zwingend. Die Produktqualität ist jedoch nicht in der ARegV definiert, sondern wird durch europaweit gültige Regelwerke und Normen beschrieben. Die Qualität des Produktes Gas wird durch das Regelwerk des DVGW sichergestellt. Die Qualität des Produktes Strom insbesondere die Spannungsqualität wird durch die EN 50160 geregelt. Dabei gibt die EN 50160 Definition, Beschreibung und Merkmale der Spannungsqualität hinsichtlich der Frequenz, Höhe, Kurvenform und Symmetrie der Leiterspannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen als Qualitätsmindeststandard vor.

Die derzeit hier definierten Standards sind hinreichend. Die Einhaltung der Produktqualität kann zudem vom Kunden beim Netzbetreiber eingefordert werden. Ein Änderungs- oder Ergänzungsbedarf an Produktnormen wäre gegenüber den entsprechenden Verbänden zu adressieren und zu begründen. Die technische Normung erfolgt in Deutschland in der Energiewirtschaft ausschließlich durch die Verbände, in denen sachkundige Vertreter der Interessensgruppen den Änderungs- oder Ergänzungsbedarf bewerten und bearbeiten. Zwar existieren in anderen europäischen Ländern, in denen eine technische Regulierung erfolgt, Festlegungen, die über die technischen Produktnormen hinaus ein Minimum an Produktqualität beschreiben. Dies erzeugt jedoch keinen Bedarf an einem europäisch einheitlich höheren Standard zur Produktqualität. Der Qualitätsmindeststandard ermöglicht jedem Mitgliedsstaat in Europa, auch eine höhere Produktqualität anzubieten.

2.2.5 Servicequalität

Der Begriff Servicequalität betrachtet mit einer Reihe von Dienstleistungen zumeist die nichttechnischen Aspekte der Versorgungsqualität von Netzbetreibern und insbesondere die Beziehung zwischen Netzbetreibern und Netzkunden.²¹⁵ Die Realisierung von Netzanschlüssen, das Rechnungswesen, Ankündigungen von geplanten Versorgungsunterbrechungen oder der Umgang mit Anfragen und Beschwerden von Netzkunden sind hier als Beispiele für die Servicequalität zu nennen. Hauptkriterium, das

²¹⁵ E. Fumagalli et al. (2007): Service Quality Regulation in Electricity Distribution and Retail, S 5 f. Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2007.

für eine Bewertung herangezogen gezogen wird, ist i. d. R. die Zeitdauer, die ein Energienetzbetreiber für die Umsetzung einer Maßnahme benötigt oder dessen Reaktionszeit bspw. für die Beantwortung von Anfragen der Netzkunden.²¹⁶

In den meisten europäischen Nachbarländern unterliegt die Servicequalität bereits einem Monitoring oder einer Regulierung.²¹⁷ Die Leistung eines Netzbetreibers hinsichtlich der Servicequalität wird hierzu meist in zwei Qualitätsstandards eingeteilt, in eine garantierte Servicequalität oder eine Gesamtservicequalität.²¹⁸ Bei der garantierten Servicequalität handelt es sich um einen dem Netzbetreiber vorgegebenen und von diesem einzuhaltenden Mindeststandard. Kann der definierte Standard nicht eingehalten werden, ist der Netzbetreiber, vorbehaltlich bestimmter Ausnahmen, zu Kompensationen gegenüber seinen Netzkunden verpflichtet. Bei der Ermittlung der Gesamtservicequalität werden Verhältniskennzahlen ermittelt. Hierzu wird die Leistung eines Netzbetreibers in einem bestimmten Teilaspekt der Servicequalität betrachtet, bspw. die Dauer, die dieser benötigt, bis ein beantragter Netzanschluss realisiert ist. Die Leistung eines Netzbetreibers in einem Teilaspekt der Servicequalität wird auf die Gesamtanzahl an Leistung aller Energienetzbetreiber dieses Teilaspektes bezogen. Auch bei der Gesamtservicequalität kann die Größe der zu erreichenden Verhältniskennzahl durch die Regulierungsbehörde festgelegt werden. Bei der Gesamtservicequalität erhalten die Netzkunden keine Kompensationszahlung. Bei einer Unterschreitung der Mindeststandards verhängt die Regierungsbehörde stattdessen Sanktionen bspw. in Form von Strafzahlungen oder durch die Veröffentlichung der jeweiligen Kennziffern.

Der Bundesnetzagentur liegen bisher keine systematischen Erkenntnisse, aber auch keine Beschwerden hinsichtlich der Servicequalität von Netzbetreibern vor. Der Interessensverband BDEW gibt in seiner Stellungnahme an, dass hier kein Handlungsbedarf bestehe und weist darauf hin, dass eine Erhebung und Auswertung von Daten mit einem hohen Maß an Verwaltungsaufwand verbunden ist.²¹⁹ Vertreter des Bundesverbandes Neuer Energiewirtschaft weisen vereinzelt durchaus auf Probleme bei der Servicequalität hin. So gebe es immer wieder lange Wartezeiten beim Netzanschluss von Erzeugungsanlagen. Die Auswertung der Bundesnetzagentur aus den Verbraucherbeschwerden im Rahmen des Verbraucherservice Energie weisen nicht darauf hin, dass die Dauer zur Herstellung eines Netzanschlusses ein breites Problem darstellt. Aufgrund der fehlenden Informationen zu dieser Qualitätsdimension scheint es allerdings sinnvoll, die bestehende Informationslücke zu schließen.

Aus diesem Grund beabsichtigt die Bundesnetzagentur im Vorwege einer neuen flächendeckenden Datenerhebung die vorhandenen Instrumente zielgenauer auf die Servicequalität auszurichten. Um die o. g. Informationslücke zu schließen, kann zunächst der bestehende Rechtsrahmen genutzt werden, der der Bundesnetzagentur weitgehende Auskunftsrechte einräumt.²²⁰ Dieser Rechtsrahmen ermöglicht der Bundesnetzagentur im Rahmen des jährlichen Monitorings Daten zur "Zeit, die von Betreibern von [...] Verteilernetzen für die Herstellung von Anschlüssen und Reparaturen benötigt wird", zu "Bedingungen und

²¹⁶ CEER (2011): 5th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2011, S. 92, CEER 2012.

²¹⁷ CEER (2011): 5th Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2011, S 98 ff. CEER 2012.

²¹⁸ CEER (2008): 4th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2008, S. 109, CEER 2008.

²¹⁹ Vgl. [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140728-o-stellungnahme-evaluierung-anreizregulierung-de/\\$file/BDEW_Stellungnahme_Evaluierung_ARegV_WS3_28072014_web.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140728-o-stellungnahme-evaluierung-anreizregulierung-de/$file/BDEW_Stellungnahme_Evaluierung_ARegV_WS3_28072014_web.pdf).

²²⁰ § 35 Abs. 1 S. 1 i. V. m. § 35 Abs. 2 EnWG.

Tarife für den Anschluss neuer Elektrizitätserzeuger unter Berücksichtigung der Kosten und der Vorteile der verschiedenen Technologien zur Elektrizitätserzeugung aus EE, der dezentralen Erzeugung und der Kraft-Wärme-Kopplung" und über die "[...] Wartungsdienste am Hausanschluss oder an Messeinrichtung sowie die Dienstleistungsqualität der Netze" zu erheben.²²¹

Zusätzlich kann auch den Endverbrauchern gezielter die Gelegenheit gegeben werden, Beschwerden diesbezüglich an die Bundesnetzagentur zu adressieren. Dafür kann das Verbraucherserviceportal Energie der Bundesnetzagentur genutzt werden. Die Erhebung sollte sich vorerst auf Daten zu durchschnittlichen Netzanschlusszeiten begrenzen. Anhand dieses Vorgehens kann zunächst ohne zusätzlichen bürokratischen Aufwand sowohl bei der Bundesnetzagentur als auch beim Markt mit bestehenden Instrumenten ein Problembewusstsein geschaffen werden. Danach ist zu prüfen, ob die Aufnahme einer Servicequalität in die Qualitätsregulierung notwendig erscheint. Bei einer Aufnahme wäre jedoch eine Gesetzes- und Verwaltungsänderung erforderlich. So müssten die Qualitätsvorgaben im § 21a Abs. 5 EnWG um die Servicekenngrößen erweitert und anschließend die §§ 18 bis 20 ARegV entsprechend angepasst werden.

3. Ergebnis

Insgesamt ist festzustellen, dass sich die Versorgungsqualität in Deutschland auf einem hohen Niveau befindet. Die Netzzuverlässigkeit der deutschen Stromnetzbetreiber gehört zu der besten Europas. Allerdings können bisher keine fundierten Aussagen über die Auswirkung des Qualitätselementes, insbesondere auf die Investitionsentscheidungen des Verteilernetzbetreibers und der daraus resultierenden zukünftigen Netzzuverlässigkeit, getroffen werden. Dies liegt darin begründet, dass das Qualitätselement erst seit dem 1.1.2012 erlöswirksam ist, jedoch Investitionen ihre Wirkung erst zeitverzögert entfalten.

Daher ist das Qualitätselement in jedem Fall weiter zu führen und zu entwickeln. Zusätzlich wird, wie in B2.7.3 ausgeführt, die Einführung eines Indikatormodells mit Investitionsberichten empfohlen. Dieses sollte auch outputorientierte Kennziffern zur Versorgungsqualität beinhalten.

Zusätzlich sollten die Berechnungsintervalle des Qualitätselementes von derzeit drei bzw. zwei Jahren auf ein Jahr verkürzt werden. Hierdurch werden Änderungen der Netzzuverlässigkeit schneller erlöswirksam.

Die Netzzuverlässigkeit von Gasnetzbetreibern bewegt sich auf einem sehr hohen Niveau. Aufgrund dessen und der umfangreichen wie verbindlichen technischen Regelwerke empfiehlt es sich, 19 Abs. 2 ARegV für Gasnetze in eine „Kann-Vorschrift“ zu verändern. Bei Bedarf oder sich ändernden Voraussetzungen ist zu einem späteren Zeitpunkt die Einführung eines Qualitätselementes als ein separates Element der Erlösobergrenzenformel oder als Bestandteil des Effizienzvergleiches in Erwägung zu ziehen.

Die Ergänzung des Qualitätselementes um eine Bewertung der Netzleistungsfähigkeit wird derzeit als nicht möglich bzw. notwendig erachtet. Dies gilt sowohl für den Bereich Strom als auch für den Bereich Gas. Die Prüfung hat ergeben, dass bisher nur 17 Verteilernetzbetreiber Maßnahmen nach §§ 13 und 14 EnWG sowie § 11 Abs. 3 und § 14 EEG durchgeführt haben. Daher besteht hier keine Notwendigkeit einer Einführung eines Qualitätselementes Netzleistungsfähigkeit.

²²¹ § 35 Abs. 1 Nr. 3 EnWG, § 35 Abs. 1 Nr. 6 EnWG, § 35 Abs. 1 Nr. 10 EnWG

Für die Gasnetzbetreiber gilt, dass die potentiellen vorhandenen Eignungsfelder für die Einführung eines Qualitätselementes Netzleistungsfähigkeit bereits durch andere Regelungen erfasst werden und daher die Einführung einer Netzleistungsfähigkeit zurzeit nicht zielführend ist.

Bezüglich der Versorgungsunterbrechungen kleiner drei Minuten und der Servicequalität ist eine Informationslücke auf Seiten der Bundesnetzagentur festgestellt worden. Um diese zu beheben, sollte eine Datenerhebung und Auswertung der Versorgungsunterbrechungen kleiner drei Minuten erfolgen. Die Erhebung wird zu einem erheblichen Mehraufwand führen.

Bezüglich der Servicequalität ist beabsichtigt, die vorhandenen Instrumente zielgenauer auszurichten. Um die Informationslücke zu schließen, sollen im Rahmen des jährlichen Monitorings zusätzliche Daten, die die Servicequalität widerspiegeln, erhoben werden. Zusätzlich soll auch den Endverbrauchern die Gelegenheit gegeben werden, ihre Beschwerden bezüglich der Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur zu adressieren. Dazu soll das Verbraucherserviceportal Energie der Bundesnetzagentur genutzt werden.

F Stabilität des Regulierungsrahmens

1. Untersuchungsgegenstand und Herangehensweise

Die Stabilität des Regulierungsrahmens sowie die Vorhersehbarkeit von Änderungen am Regulierungsrahmen sind von großer Bedeutung für alle Unternehmen, die sich mit der Eigenkapital- bzw. Fremdkapitalfinanzierung von Investitionen in Strom- und Gasnetzen beschäftigen. Im Rahmen der Evaluierung der Anreizregulierung ist es der Bundesnetzagentur ein wichtiges Anliegen, auch die Perspektive dieser Akteure einzubeziehen. Dies ist umso wichtiger vor dem Hintergrund der in Kapitel IIC1.2 identifizierten Ausbaubedarfe sowie der Schwerpunktsetzung dieses Berichtes. Daher wurden im Rahmen des Evaluierungsprozesses eine Reihe von Gesprächen mit Investoren und Banken sowie mit jeweils einer Ratingagentur, einer Unternehmensberatung und einer Anwaltskanzlei durchgeführt. Eine vollständige Liste der Gesprächspartner findet sich in Anhang 1. Neben der Stabilität des Regulierungsrahmens wurde in den Gesprächen auch die Transparenz des Regulierungsprozesses thematisiert. Die Ergebnisse der Gespräche zu diesem Thema finden sich im Abschnitt H 8. Allen Gesprächspartnern wurde im Vorfeld ein einheitlicher Gesprächsleitfaden zugesendet, der dann anschließend die Grundlage eines persönlichen Gesprächs bzw. Telefonates bildete. Der Gesprächsleitfaden kann ebenfalls in Anhang 1 eingesehen werden.

2. Befunde

Bedeutung der Stabilität für Banken und Investoren

Alle Gesprächspartner waren sich vollkommen einig, dass Stabilität und Vorhersehbarkeit des Regulierungsrahmens für sie essentiell sind und ein zentrales Entscheidungskriterium bei der Bewertung von Investitionen bzw. Finanzierungen von Netzen darstellen. Änderungen am Regulierungsrahmen werden grundsätzlich zunächst einmal negativ bewertet, da hieraus ein zusätzliches Risiko entsteht. Insbesondere tiefgreifende Änderungen am System müssen von Banken und Investoren zunächst wahrgenommen, verstanden und in ihrer Wirkung nachvollzogen werden. Die verwendeten Risikobewertungsmodelle müssen entsprechend angepasst werden, Entscheidungsgremien müssen über die Änderungen informiert werden und diese ebenfalls in ihrer Wirkung nachvollziehen. Somit erhöht sich vorübergehend das Risiko – auch dann, wenn die Änderung sich eigentlich positiv z. B. auf die Refinanzierungsgeschwindigkeit auswirkt. Vor diesem Hintergrund sprachen sich zahlreiche Gesprächspartner für eine Weiterführung des bestehenden Regulierungsrahmens ohne größere Änderungen oder Systembrüche aus.

In den Gesprächen zeigte sich, dass die befragten Eigenkapitalgeber Strom- und Gasnetze als langfristige Anlageobjekte betrachten und daher eine Risikoabschätzung über sehr lange Zeiträume erstellen. Auch für Fremdkapitalgeber ist langfristige Stabilität wichtig, da die Finanzierungslaufzeiten zwischen 5 und im Extremfall bis zu 20 Jahren liegen. Langfristig stabile und vorhersehbare Rahmenbedingungen ermöglichen Eigenkapitalgebern eine langfristige Investition in Strom- und Gasnetze und senken die Anforderungen an die Eigenkapitalrendite. Gleichzeitig führen sie dazu, dass Fremdkapitalgeber niedrige Zinsen von den Netzbetreibern fordern. Auch für Ratingagenturen ist die Stabilität des Regulierungssystems der entscheidende Faktor bei der Bewertung der Bonität von Netzbetreibern. Ein gutes Rating senkt die Zinsen, die ein Netzbetreiber auf von ihm ausgegebene Unternehmensanleihen zahlen muss und senkt dadurch

ebenfalls die Fremdkapital (FK)-Zinsen. Insgesamt hat ein stabiler Regulierungsrahmen also einen direkten kostensenkenden Effekt und ist somit auch im Interesse der Netznutzer. Vor diesem Hintergrund erscheint es geboten, diesen „Wert der Konstanz“ auch bei den sich aus diesem Bericht ergebenden Schlussfolgerungen mit zu bedenken.

Die Stabilität des Regulierungsrahmens seit der Einführung der Anreizregulierung wurde insgesamt von allen Befragten eher positiv bewertet. Es wurde insbesondere betont, dass nach anfänglicher Vorsicht in der Bewertung die Konstanz der Rahmenbedingungen von der 1. zur 2. Regulierungsperiode sich sehr positiv ausgewirkt hat. Eher unterdurchschnittlich im europäischen Vergleich bewertet wurde die Transparenz sowohl der Funktionsweise als auch der Ergebnisse der Regulierung (vgl. Kapitel III G9). Dabei ist zu berücksichtigen, dass dieser wahrgenommene Mangel an Informationen auch die Einschätzung der Kapitalgeber hinsichtlich der Stabilität des Regulierungsrahmens beeinträchtigt. Änderungen am Regulierungsrahmen und Entscheidungen der Bundesnetzagentur können hierdurch schwieriger antizipiert und nachvollzogen werden.

Als wichtige Aspekte für die Stabilität des Regulierungsrahmens wurden vor allem die Länge der Regulierungsperioden, die Konstanz des Regulierungsrahmens über das Ende einer Regulierungsperiode hinweg, die Unabhängigkeit von politischen Entscheidungen sowie die Abwesenheit von rückwirkenden Eingriffen genannt. Auch das frühzeitige Wissen, wie in Zukunft weiter reguliert werde, ist sehr wichtig für die langfristige Risikobewertung.

Bewertung von Änderungen am Regulierungssystem

Als wichtigste Neuerung seit der Einführung der Anreizregulierung wurde die Beseitigung des Zeitverzugs bei Investitionsmaßnahmen identifiziert. Diese Änderung fand bei den Gesprächspartnern ein sehr positives Echo.

Die Festlegung des Eigenkapitalzinses für die 2. Regulierungsperiode wird zwar im Ergebnis positiv gewertet, aber der Prozess der Festlegung wurde von einigen Gesprächspartnern kritisiert. Insbesondere wird kritisch gesehen, dass gegenüber der ursprünglichen Festlegung des Eigenkapitalzinses für die 1. Regulierungsperiode nicht die gleiche Methodik konsistent angewendet wurde. Nach der Berechnung des Zinssatzes anhand dieser Methodik hatte sich zunächst ein niedrigerer Zinssatz ergeben, der auch im Rahmen der Konsultation von der Bundesnetzagentur nach außen kommuniziert wurde. Dieser wurde jedoch im Verlauf des Verfahrens nach oben korrigiert. Die Gründe für diese Anpassung konnten von den Gesprächspartnern nicht im Detail nachvollzogen werden. Dadurch sei eine gewisse Unsicherheit entstanden, welche konkrete Methodik in Zukunft angewendet werden wird. Einzelne Gesprächspartner äußerten sogar, sie hätten einen niedrigeren Zinssatz bei konsistenter Anwendung der Methodik befürwortet.

Die Veränderungen am Regulierungsrahmen, die stattgefunden haben, waren für die Gesprächspartner ganz überwiegend gut vorhersehbar. Lediglich einige Einzelfallentscheidungen hinsichtlich der Effizienzwerte einzelner Netzbetreiber kamen demnach überraschend.

Der Vorlauf, mit dem Änderungen am Regulierungssystem bekannt gegeben werden, wurde insgesamt als angemessen bewertet. Allerdings wurde vereinzelt angemerkt, dass der Evaluierungsprozess zum aktuellen Zeitpunkt bereits zu spät komme. Auch das Einbringen des Vorschlages zur Investitionskostendifferenz in den Bundesrat wurde mehrfach kritisiert, da es hierbei keine „Vorwarnung“ und keine Konsultation gegeben habe.

Insofern wurde begrüßt, dass dieser Vorschlag zunächst nicht angenommen wurde. Um die Vorhersehbarkeit noch zu erhöhen wurde angeregt, dass die Bundesnetzagentur bei anstehenden wichtigen Entscheidungen den jeweils aktuellen Verfahrensstand sowie einen indikativen Zeitplan für den Entscheidungsprozess publizieren könnte.

Die Mehrheit der Gesprächspartner hält den Spielraum, den die Bundesnetzagentur aktuell innerhalb des gesetzlich definierten Regulierungsrahmens hat, für angemessen. Demnach geben gesetzliche Regelungen zwar eine höhere Sicherheit, was bei bestimmten Themen wie etwa Risikoverteilungsfragen (z. B. Haftungsregelungen Offshore) besonders wichtig ist. Dennoch wird auch eine gewisse Flexibilität innerhalb des gesetzlichen Rahmens als positiv bewertet, da so schneller auf geänderte Rahmenbedingungen reagiert werden kann. Entscheidend sei, dass es überhaupt klare Regelungen gebe – diese könnten dann auch von der Bundesnetzagentur gesetzt und bei Bedarf angepasst werden.

Unsicherheitsfaktoren aus Banken- und Investorensicht

Trotz der insgesamt positiven Bewertung der Stabilität gibt es einige Details des Regulierungssystems, die aus Sicht von Investoren und Banken zu Unsicherheiten führen.

Hier wird insbesondere das Risiko politisch motivierter Änderungen als großer Unsicherheitsfaktor wahrgenommen. Es wird insbesondere befürchtet, dass die aktuell hohe politische Unterstützung für die Energiewende und den Netzausbau in Zukunft angesichts weiter steigender Strom- und Gaspreise erodieren könnte. Mehrfach wurde in diesem Zusammenhang auch der laufende Diskussionsprozess um die Weiterentwicklung der Anreizregulierung als Risikofaktor genannt.

Daneben wurde von Bankenseite die Fixierung der Fremdkapitalkosten für die Dauer einer Regulierungsperiode mehrfach als Problem genannt. Fremdkapitalgeber versuchen, die Wahrscheinlichkeit des fristgerechten Mittelrückflusses für jede einzelne Kreditlinie möglichst genau im Voraus zu bestimmen. Dies wird unter der Anreizregulierung erschwert, wenn die Laufzeit der Kreditlinie nicht mit der Dauer der Regulierungsperioden übereinstimmt und wenn der Zeitpunkt der Kreditvergabe nicht mit dem Basisjahr zusammenfällt: Die Kosten für Fremdkapital werden jeweils für die Dauer einer Regulierungsperiode auf dem Niveau des Basisjahres festgeschrieben. Wenn das Zinsniveau während der Regulierungsperiode ansteigt, müssen die Netzbetreiber Fremdkapital zu höheren Zinsen aufnehmen als im Basisjahr. Aus Bankensicht steigt dadurch auch das Risiko eines Zahlungsausfalles. Die Netzbetreiber erhalten einen Anreiz, einen großen Teil ihrer Refinanzierung jeweils im Basisjahr vorzunehmen. Aus Bankensicht wäre hingegen eigentlich für eine bessere Risikostreuung eine rollierende Refinanzierung sinnvoller. Vor diesem Hintergrund wurde in den Gesprächen mehrfach von Bankenseite der Wunsch geäußert, Fremdkapitalkosten regulatorisch jährlich anzupassen und – sofern sie marktüblich sind – in der jeweils aktuellen Höhe anzuerkennen. Auch wurde um eine Klarstellung von Seiten der Bundesnetzagentur gebeten, wie mit „externen Schocks“ bei der Fremdkapitalaufnahme umgegangen werden würde, d. h. kurzfristig und unerwartet hohen Fremdkapitalkosten, wie sie z. B. durch Ausnahmesituationen auf den Finanzmärkten entstehen können.

Eine Phase ansteigender Zinsen stellt noch aus einem anderen Grund einen Unsicherheitsfaktor für die Banken und Investoren dar. Bei der Bestimmung der Eigenkapitalzinssätze unter der Anreizregulierung wird jeweils auf einen 10-Jahres-Durchschnitt historischer Zinssätze abgestellt. Bei sinkenden Zinssätzen (wie dies seit Einführung der Anreizregulierung der Fall war) ist der aktuelle Eigenkapitalzinssatz somit vergleichsweise attraktiv, da er noch die höheren Zinssätze der Vergangenheit beinhaltet. Würden die Marktzinsen nun aber

in Zukunft wieder steigen, würde der Eigenkapitalzinssatz bei Verwendung der gleichen Methodik erst mit einiger Verzögerung ebenfalls steigen. Somit könnten die Strom- und Gasnetze relativ zu anderen Investitionsobjekten wieder an Attraktivität verlieren. Obwohl das Abstellen auf die historischen Zinssätze kein Problem darstellte, solange dies die höheren Zinssätze der Vergangenheit betraf, äußerten einzelne Gesprächspartner nunmehr vor dem Hintergrund potentiell steigender Zinsen den Wunsch, die Bundesnetzagentur möge in Zukunft bei der Festlegung der EK-Zinssätze für die Durchschnittsbildung einen kürzeren Zeitraum betrachten.

Daneben wird der Effizienzvergleich als wichtiger Risikofaktor wahrgenommen, da durch einen schlechten Effizienzwert die Verzinsung für bereits getätigte Investitionen sinken kann. Zudem wirke sich über den Effizienzvergleich ein ineffizientes Verhalten in der Vergangenheit auch auf heute getätigte effiziente Investitionen negativ aus – zumindest sofern die Neuinvestitionen dem Effizienzvergleich unterliegen, indem z. B. die Genehmigungsdauer der Investitionsmaßnahmen bereits abgelaufen ist oder es sich um Ersatzinvestitionen handelt. Dies ist insbesondere für Investoren ein Problem, die ein Netz von einem anderen Eigentümer übernehmen möchten. Auch sehen einige Gesprächspartner hier Probleme in Verbindung mit den Verpflichtungen zu investieren, die sich aus den Netzentwicklungsplänen bzw. dem Bundesbedarfsplangesetz ergeben. So besteht die Befürchtung, dass auf Grundlage eines Netzentwicklungsplans getätigte Investitionen nachträglich im Effizienzvergleich als ineffizient identifiziert werden könnten, falls die energiewirtschaftliche Entwicklung sich in Zukunft anders darstellt als im Szenariorahmen angenommen.

Auch die Tatsache, dass die Bundesnetzagentur nicht alle Bescheide rechtzeitig erstellt, führt aus Sicht einiger Befragter zu Unsicherheiten.

Best practice aus anderen Regulierungssystemen

Die Gesprächspartner wurden abschließend gebeten, Ihnen bekannte Regelungen aus anderen Regulierungssystemen zu nennen, welche aus Ihrer Sicht im Sinne von „best practice“ einen positiven Beitrag zur Stabilität des Regulierungssystems leisten könnten.

Dabei wurden unter anderem längere Regulierungsperioden, wie sie z. B. in Großbritannien, Finnland und Italien praktiziert werden, genannt.

Ebenfalls aus Großbritannien wurde als Positivbeispiel berichtet, dass der Regulierer sich öffentlich und rechtlich bindend dazu verpflichtet, eine „financing duty“ zu erfüllen – d. h. die Regulierung muss so ausgestaltet sein, dass die Unternehmen nicht in finanzielle Schwierigkeiten geraten. Hierdurch werde für Investoren ein wichtiges Signal gesendet, dass – unabhängig von der konkreten Ausgestaltung des Regulierungssystems – Investitionen immer refinanziert werden können.

Die Pauschalisierung der Kapitalkosten und Verwendung eines WACC (Weighted Average Cost of Capital)-Ansatzes, wie dies in vielen anderen Ländern der Fall ist, wurde ebenfalls von einzelnen Gesprächspartnern vorgeschlagen. Hierdurch erhielten die Unternehmen mehr Flexibilität in der Gestaltung ihrer Konzern- und Finanzierungsstrukturen, als dies im deutschen System mit seinem Fokus auf die Finanzierungsstruktur des Netzbetreibers der Fall sei. Andere Gesprächspartner hingegen würden in einem Wechsel auf ein WACC-System einen zu großen Systembruch mit entsprechend hohen Risiken sehen.

Trotz aller Betonung der Konstanz sollte das Regulierungssystem dennoch auch aus Investoren- und Finanzierersicht eine gewisse Flexibilität behalten, um auf geänderte Rahmenbedingungen reagieren zu können. Auch die Beseitigung „offensichtlicher Fehler“ im Regulierungssystem wird durchaus befürwortet. Änderungen werden im Einzelfall vor allem dann positiv bewertet, wenn sie sich positiv auf die Rentabilität und auf die Refinanzierung von Investitionen der Netzbetreiber auswirken. Dabei war im Rahmen der Befragung zu erkennen, dass Eigenkapitalgeber Änderungen etwas offener gegenüberstehen als Fremdkapitalgeber. Entscheidend ist dabei jedoch, dass von Systemwechseln abgesehen wird und nur graduelle Änderungen vorgenommen werden. Änderungen können leichter „verdaulich“ gemacht werden, indem sie mit einem ausreichenden zeitlichen Vorlauf angekündigt und mit den Stakeholdern konsultiert werden. Rückwirkende Änderungen sollten in jedem Falle vermieden werden, um den Bestandsschutz zu wahren. Es wurde angemerkt, dass Änderungen hin zu mehr Transparenz des Regulierungssystems problemlos durchgeführt werden könnten, da hieraus kein zusätzliches Risiko entstünde.

3. Ergebnis

Aus den im Rahmen des Evaluierungsprozesses geführten Gesprächen mit Investoren und Fremdkapitalgebern zur Stabilität des Regulierungsrahmens ergibt sich kein direkter Handlungsbedarf im Sinne einzelner umzusetzender Maßnahmen. Insgesamt zeigen sich die meisten Gesprächspartner zufrieden mit der Stabilität des Regulierungsrahmens.

Die Analyse der von Banken und Investoren dennoch wahrgenommenen Unsicherheitsfaktoren zeigt, dass es sich hierbei vor allem um für die Zukunft erwartete Entscheidungen der Bundesnetzagentur handelt, deren Ausgang noch ungewiss ist (z. B. Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes für die nächste Regulierungsperiode, Umgang mit einem steigenden Zinsniveau, Einbeziehung von Offshore-Investitionen in den Effizienzvergleich). Dabei ist es für die Stabilität des Regulierungsrahmens weniger wichtig, wie diese Entscheidungen letztendlich ausfallen; relevanter ist es, ob das Ergebnis bereits im Voraus für Dritte absehbar und kalkulierbar ist.

Aus den Befunden lassen sich generelle Empfehlungen für die Vorgehensweise bei Änderungen am Regulierungsrahmen ableiten. Bei solchen Änderungen sollte stets berücksichtigt werden, dass die Stabilität des Regulierungsrahmens einen Wert an sich darstellt, da sie hilft, die Kapitalkosten zu senken. Insbesondere tiefgreifende Änderungen des Regulierungsrahmens sollten nur durchgeführt werden, wenn sich daraus klare Vorteile gegenüber dem bestehenden System ergeben. Sie sollten zudem mit möglichst langem Vorlauf angekündigt und mit allen interessierten Kreisen konsultiert werden. Rückwirkende Änderungen, welche Eingriffe in Vermögenspositionen der Netzbetreiber bedeuten würden, sollten nach Möglichkeit ganz unterbleiben. Auch wäre bei wichtigen Entscheidungen der Regulierungsbehörden die Veröffentlichung der jeweils aktuellen Verfahrensstände und Zeitpläne für den weiteren Entscheidungsprozess hilfreich, damit Dritte besser einschätzen können, wann mit welchen Entscheidungen zu rechnen ist.

G Verfahren

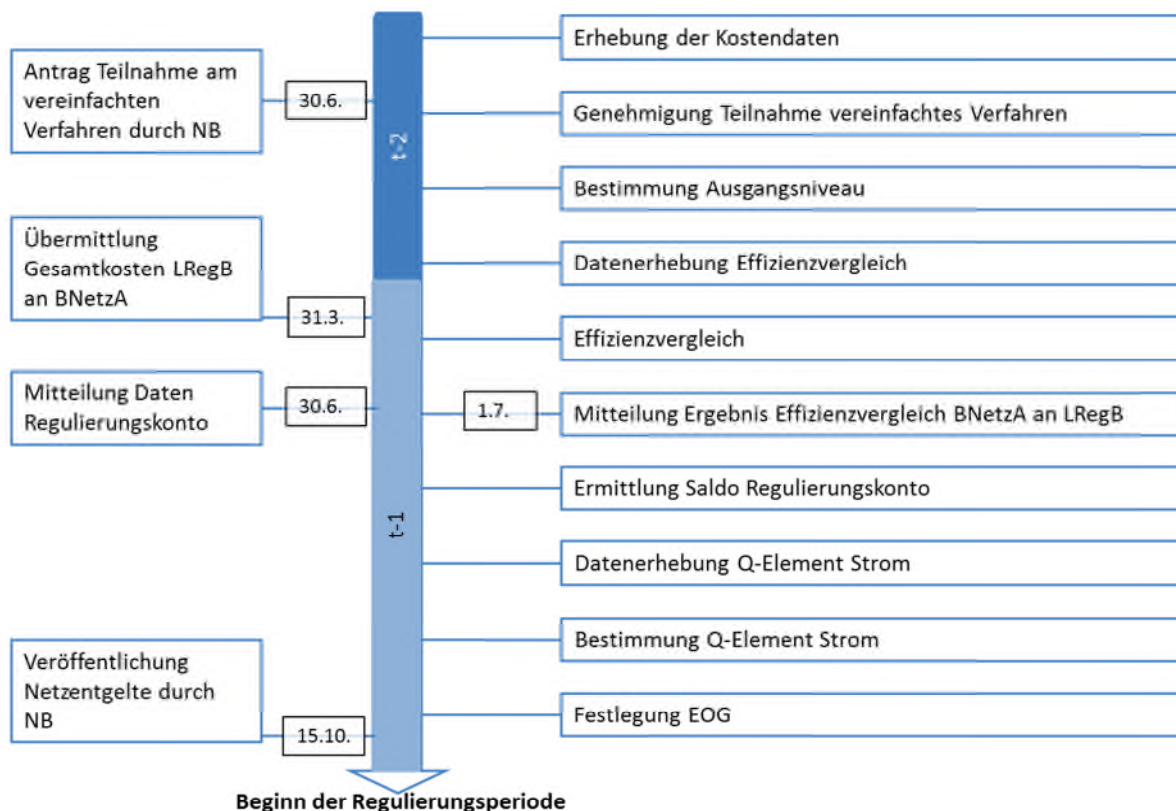
1. Untersuchungsgegenstand

Das Verwaltungsverfahren, das der im fünfjährigen Turnus erfolgenden Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen vorausgeht, ist äußerst komplex und eng getaktet. Aufgrund der Komplexität und zahlreichen Wechselwirkungen ist bei jedem Teilprozess darauf zu achten, dass dieser praktisch beherrschbar und regulatorisch handhabbar ist. Es greifen zahlreiche Arbeitsprozesse ineinander und bauen aufeinander auf. Das Verfahren mündet in einen sämtliche Verfahrensschritte umfassenden Verwaltungsakt, dem Bescheid zur Festlegung der individuellen Erlösobergrenze des Netzbetreibers.

Das Verfahren zur Bestimmung der Erlösobergrenze wird von Amts wegen durch die Regulierungsbehörde eingeleitet. Es bedarf keines Antrags des Netzbetreibers. Der Verordnungsgeber hat vorgesehen, dass die Verfahrenseinleitung durch die Regulierungsbehörde so rechtzeitig beginnt, dass zum Beginn der nachfolgenden Regulierungsperiode die Erlösobergrenzen festgelegt sind und die Netzentgelte darauf basierend von den Netzbetreibern bestimmt werden können. Die Erfahrung hat gezeigt, dass dieses Ziel trotz der rechtzeitig erfolgten Verfahrenseinleitung aufgrund diverser Faktoren kaum eingehalten werden kann.

Die folgende Darstellung zeigt schematisch die vor Beginn einer Regulierungsperiode durchzuführenden Verfahrensschritte in ihrer zeitlichen Abfolge. Die Abbildung bezieht sich ausschließlich auf das Verfahren zur Bestimmung der Erlösobergrenze vor Beginn einer Regulierungsperiode. Während der laufenden Regulierungsperiode ist von den Unternehmen und den Regulierungsbehörden noch eine Vielzahl von weiteren personal- und zeitaufwändigen Prozessen zu bearbeiten, die aus Vereinfachungsgründen nicht in der Übersicht enthalten sind. Dazu gehören z. B. die Prüfung von beantragten Investitionsmaßnahmen und Anpassungen der Erlösobergrenze aufgrund einer Veränderung der Versorgungsaufgabe durch den Erweiterungsfaktor sowie die Aufteilung der Erlösobergrenzen infolge von Netzübergängen.

Verfahren zur Bestimmung der Erlösobergrenze



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 89: Verfahren zur Bestimmung der Erlösobergrenze vor Beginn einer Regulierungsperiode²²²

Im Abschnitt G werden Möglichkeiten erörtert, wie die Prozesse der ARegV insgesamt handhabbarer gestaltet werden können, d. h. im Wesentlichen vereinfacht werden können. So werden im Abschnitt 2 dieses Kapitels Vorgaben für Ausschlussfristen bei Datenlieferungen erörtert, um insbesondere den Prozess des Effizienzvergleichs zu beschleunigen. In Abschnitt 3 wird ein Vorschlag zur Anpassung der Anzeigefrist der Netzentgelte gemacht, um die Kalkulation von Lieferantenverträgen zu erleichtern.

Daran anschließend werden in Abschnitt 4 Vorschläge zur Anpassung von Vorgaben im vereinfachten Verfahren entwickelt. Hierbei steht eine Anpassung der pauschalen Vorgaben zur Bestimmung des Anteils der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten im Fokus. Abschnitt 5 befasst sich mit dem Regulierungskonto, das hinsichtlich seiner Bearbeitung vereinfacht und bzgl. der Ausschüttung an die Periodenübergreifende Saldierung angelehnt werden soll. Abschnitt 6 befasst sich mit einer praktikablen Abwicklung von Teilnetzübergängen.

In Abschnitt 7 geht es um Möglichkeiten, die Bestimmung der Personalzusatzkosten zu vereinfachen und dabei zugleich ein ausgewogenes Vorgehen unter Wahrung aller Interessen zu bewahren. Der anschließende

²²² NB (Netzbetreiber), LRegB (Landesregulierungsbehörde), BNetzA (Bundesnetzagentur), Q-Element (Qualitätselement), EOG (Erlösobergrenze)

Abschnitt 8 geht auf Forderungen nach Vereinfachungen bei der Datenerhebung durch die Bundesnetzagentur ein. Transparenz ist eine wichtige Bedingung bei der Durchführung von Verfahren durch die Regulierungsbehörde. Verbesserungsvorschläge in dieser Richtung werden in Abschnitt 9 behandelt.

Der letzte Abschnitt 10 schließlich befasst sich mit Möglichkeiten einer stärker pauschalisierten Ermittlung der Kapitalkosten. So hat sich im Rahmen der Kostenprüfung bzw. der Bestimmung des Ausgangsniveaus herausgestellt, dass insbesondere die Bestimmung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens und des Abzugskapitals den Prozess erheblich erschweren.

2. Fristen

2.1 Befunde

Die Festlegung der Erlösobergrenzen in der Anreizregulierung erweist sich von der Datenerhebung zur Kostenprüfung bis zur Entscheidung über die Erlösobergrenze als sehr langes Verwaltungsverfahren). Das Verfahren wird „von Amts wegen“ eingeleitet und es gilt grundsätzlich der Amtsermittlungsgrundsatz. Das führt dazu, dass ein neuer Vortrag eines regulierten Unternehmens auch im fortgeschrittenen Stadium des Verfahrens von den Behörden noch berücksichtigt werden muss. Dies führt z. T. bei Datenerhebungen zu Problemen. Da im eng getakteten System der Anreizregulierung die im Einzelnen erhobenen Daten die Grundlage für sämtliche weiteren Schritte der Anwendung der Anreizregulierung bilden, gerät bei Nichteinhaltung der Fristen der gesamte Verfahrensablauf ins Stocken. Insbesondere nach erfolgter Durchführung des Effizienzvergleichs wird von Netzbetreibern immer wieder vorgetragen, dass die von ihnen übermittelten Strukturparameter fehlerhaft gewesen seien und deshalb eine Neuberechnung des Effizienzwerts auf Basis der nachgelieferten Daten durchzuführen sei. Im Rahmen der zweiten Regulierungsperiode wurde festgestellt, dass Datenlieferungen in überwiegend guter Qualität und unter Wahrung der entsprechenden Fristen eingegangen sind. Hier hat sich eine Verbesserung gegenüber der ersten Regulierungsperiode ergeben.

2.2 Bewertung

Die Länder haben vorgeschlagen, zur Stärkung der Rechtssicherheit in dem langgestreckten Verfahren

- hinsichtlich der Datenübermittlung für die Kostenprüfung zur Herstellung der Ausgangsbasis sowie
- der für die Durchführung des Effizienzvergleichs erforderlichen Datenübermittlungen ergänzend zu § 30 ARegV eine ausdrückliche Ausschlussfrist einzuführen.

Die Bundesnetzagentur empfiehlt die Einführung einer solchen ausdrücklichen Ausschlussfrist nicht zwingend, da bereits Verbesserungen hinsichtlich der Datenqualität und der Abläufe festgestellt wurden.

3. Bekanntgabe der Netzentgelte

3.1 Befunde

Die Netzbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, ihre Netzentgelte für das Folgejahr bis zum 15.10. eines Jahres im Internet zu veröffentlichen. Netzentgelte können nur einmal jährlich zum 1.1. eines Kalenderjahres verändert werden. Die Netzentgelte sind mit rund 20 % Anteil am Energiepreis wesentliche Eingangsgröße für die Kalkulation der Energiepreise für Letztverbraucher durch Grundversorger und Wettbewerber.²²³

Die Schaffung einer verlässlichen Kalkulationsbasis wird derzeit aber dadurch beeinträchtigt, dass die Netzbetreiber zum 15.10. auch vorläufige Netzentgelte auf Basis der Erlösobergrenze für das Folgejahr veröffentlichen dürfen, sofern die Erlösobergrenzen und daraus abgeleitet die Netzentgelte bis zum 15.10. nicht ermittelt sind. Es ist also eine nachträgliche Anpassung der Netzentgelte bis zum 1.1. möglich. Von dieser Möglichkeit machten 203 Netzbetreiber im Gasbereich (SLP) zum 1.1.2014 Gebrauch. 416 Netzbetreiber nahmen dagegen keine Anpassungen vor.²²⁴ Im Strombereich passten mit 402 Netzbetreibern im Niederspannungsbereich mehr als die Hälfte der Netzbetreiber die Netzentgelte zum 1.1.2014 nochmals an. Für 353 Netzgebiete wurde keine Korrektur mehr vorgenommen.²²⁵ Der Höhe nach fielen die Anpassungen zwar gering aus. Da Lieferanten ggf. Tarifierpassungen gegenüber Endkunden i. d. R. gemäß § 5 Abs. 2 StromGVV bzw. Gas GVV jedoch zum 20.11. mitteilen müssen, können sie Änderungen der Netzentgelte zum 1.1. nicht mehr in ihre Tarife einkalkulieren oder nur mit deutlicher Verzögerung anpassen.

3.2 Bewertung

Die bislang in § 20 Abs. 1 EnWG vorgesehene Möglichkeit der nachträglichen Anpassung der Netzentgelte bis zum 1.1. sollte abgeschafft werden. Vielmehr sollen von den Verteilernetzbetreibern bis zum 15.10. verbindliche Netzentgelte veröffentlicht werden. Sofern Kostenbestandteile noch nicht festgestellt sind, ist eine fundierte Schätzung vorzunehmen. Die tatsächlichen Werte werden mit den übrigen zur Führung des Regulierungskontos notwendigen Daten gemäß § 28 Abs. 1 Nr. 2 ARegV jeweils zum 30.6. des Folgejahres an die Regulierungsbehörde übermittelt. Etwaige Über- oder Unterdeckungen aufgrund der Prognosewerte zu den tatsächlichen Werten werden über das Regulierungskonto ausgeglichen.

Um den Verteilernetzbetreibern die Kalkulation verbindlicher Netzentgelte zum 15.10. zu erleichtern, sollten die Transportnetzbetreiber bereits zum 1.10. verbindliche Netzentgelte veröffentlichen. Damit stehen den Verteilernetzbetreibern die vorgelagerten Netzkosten rechtzeitig für ihre Kalkulation der Netzentgelte zur Verfügung.

Mit der Schaffung einer verbindlichen Frist zur Veröffentlichung der Netzentgelte würde sowohl für Lieferanten als auch für nachgelagerte Netzbetreiber mehr Planungssicherheit geschaffen. Materiell wirken sich die Änderungen für den betroffenen Netzbetreiber nicht stark aus. Sämtliche Kosten, die mit einem Zeitverzug von zwei Jahren in die kalenderjährliche Erlösobergrenze einfließen, liegen gesichert auch schon zum 15.10. vor. Im Übrigen wird auch derzeit vielfach mit Prognosewerten kalkuliert. Die Erlösobergrenze

²²³ Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2013, S. 167.

²²⁴ ene't Newsletter Netznutzung Gas Januar 2014.

²²⁵ ene't Newsletter Netznutzung Strom Januar 2014.

bezieht sich weiterhin auf das Kalenderjahr. Beeinflusst wird "nur" die Preisbildung. Für diese gilt: bei der Kostenprognose werden die Zeiträume geringfügig länger. Diese Unsicherheiten bewertet die Bundesnetzagentur allerdings nicht als erheblich im Verhältnis zu den Gewinnen an Kalkulationssicherheit der Netznutzer und der ohnehin bestehenden Unsicherheiten der Preiskalkulation durch witterungsbedingte Mengenschwankungen, mit denen die Netzbetreiber umgehen müssen.

4. Vereinfachtes Verfahren

4.1 Befunde

Für kleine Netzbetreiber, an deren Gasverteilernetz weniger als 15.000 Kunden oder an deren Elektrizitätsverteilernetz weniger als 30.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind, besteht die Möglichkeit, vor Beginn einer Regulierungsperiode statt des oben beschriebenen Regelverfahrens zur Ermittlung der Erlösobergrenze die Teilnahme am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV zu wählen. Dahinter steht die Erwägung des Verordnungsgebers, dass kleine Netzbetreiber durch den regulatorischen Aufwand im Rahmen eines umfassenden Anreizregulierungssystems überproportional belastet sein könnten.²²⁶ Nach Ausübung des Wahlrechts ist der Netzbetreiber für die Dauer der Regulierungsperiode an das gewählte Verfahren gebunden.

In der am 1.1.2009 begonnenen ersten Regulierungsperiode betrug der Anteil der Teilnehmer am vereinfachten Verfahren bundesweit nahezu 80 % aller Gas- und Stromverteilernetzbetreiber. Bundesweit haben 537 Unternehmen im Gasbereich und 657 Unternehmen im Strombereich das vereinfachte Verfahren gewählt. Im Vergleich dazu nahmen nur 163 Gasverteilernetzbetreiber und 184 Stromverteilernetzbetreiber am Regelverfahren teil. Der Anteil der am vereinfachten Verfahren teilnehmenden Unternehmen an der gesamten Absatzmenge an Verbraucher lag jedoch nur bei 15 % im Stromsektor und bei 7,6 % im Gassektor.²²⁷

Insbesondere für die Landesregulierungsbehörden stellt das vereinfachte Verfahren den Regelfall dar.

²²⁶ Verordnungsentwurf der Bundesregierung vom 15.6.2007 (BR-Drs. 417/07), S. 68.

²²⁷ Monopolkommission (2009): Sondergutachten 54, Strom und Gas 2009, S. 143.

Anzahl der Teilnehmer am vereinfachten bzw. Regelverfahren bei Landesregulierungsbehörden

Bundesland	Teilnehmer am vereinfachten Verfahren		Teilnehmer am Regelverfahren	
	Strom	Gas	Strom	Gas
Baden-Württemberg	98	87	18	12
Bayern	199	90	18	13
Brandenburg	18	22	6	4
Hamburg	-	-	-	-
Hessen	31	32	4	8
Nordrhein-Westfalen	55	76	28	40
Rheinland-Pfalz	53	21	2	11
Saarland	18	17	1	3
Sachsen	30	32	4	5
Sachsen-Anhalt	23	23	1	3

Quelle Bundesnetzagentur

Tabelle 26: Anzahl der Teilnehmer am vereinfachten bzw. Regelverfahren in der ersten Regulierungsperiode bei den Landesregulierungsbehörden differenziert nach Bundesländern²²⁸

Der wesentliche Unterschied zum Regelverfahren besteht darin, dass Unternehmen, die sich für eine Teilnahme am vereinfachten Verfahren entschieden haben, nicht dem bundesweiten Effizienzvergleich unterliegen. Es wird kein unternehmensindividueller Effizienzwert durch die Regulierungsbehörde ermittelt, sondern es wird für sämtliche Teilnehmer am vereinfachten Verfahren ein einheitlicher Effizienzwert angewendet. Für die erste Regulierungsperiode hat die ARegV für die Teilnehmer am vereinfachten Verfahren einen Effizienzwert von 87,5 % vorgegeben. Ab der zweiten Regulierungsperiode wird der Effizienzwert für die Teilnehmer am vereinfachten Verfahren als gewichteter durchschnittlicher Wert aller im Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber ermittelten Effizienzwerte gebildet.

Durchschnittliche Effizienzwerte der Verteilernetzbetreiber im Vergleich zu den pauschalen Effizienzwerten im vereinfachten Verfahren

	Regelverfahren		vereinfachtes Verfahren	
	Strom	Gas	Strom	Gas
1. Regulierungsperiode ¹⁾	92,20%	87,30%	87,50%	87,50%
2. Regulierungsperiode ²⁾	94,70%	92,10%	96,14%	89,97%

1) Für die erste Regulierungsperiode war der Effizienzwert im vereinfachten Verfahren in der Verordnung festgelegt.

2) Die Abweichungen der Effizienzwerte für die Unternehmen im vereinfachten Verfahren in der 2. Regulierungsperiode von den ermittelten durchschnittlichen Effizienz aus den Regelverfahren der 1. Regulierungsperiode sind durch die Gewichtung der Werte begründet. Es wird nicht nur das arithmetische Mittel angewendet.

Quelle Bundesnetzagentur

Tabelle 27: Durchschnittliche Effizienzwerte der Verteilernetzbetreiber im Regelverfahren im Vergleich zu den pauschalen Effizienzwerten im vereinfachten Verfahren²²⁹²²⁸ Küper, Eine rechtliche Bewertung der ersten Runde der Anreizregulierung für Netzentgelte 2008/2009, S. 32, 36f

Die Vereinfachung, die sich aus Verfahrenssicht aus dem Verzicht auf die Bestimmung eines individuellen Effizienzwerts ergibt, besteht für die Netzbetreiber darin, dass sie von der Übermittlung der für die Durchführung des Effizienzvergleichs erforderlichen Strukturdaten an die Regulierungsbehörde befreit sind.

Der pauschale Effizienzwert wird auch bei den Teilnehmern am vereinfachten Verfahren nur auf die beeinflussbaren Kosten angewendet. Eine weitere Verfahrenserleichterung und materielle Erleichterung für die Teilnehmer am vereinfachten Verfahren ergibt sich daraus, dass sie nicht der Bestimmung und Anpassung des Anteils der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten an den Gesamtkosten unterliegen. Vielmehr bestimmt die ARegV, dass pauschal 45 % der Gesamtkosten als dauerhaft nicht beeinflussbar gelten. Dazu gehören die Kosten vorgelagerter Netzbetreiber und freiwillige Lohnzusatzleistungen für Angestellte und Arbeiter des Netzbetreibers. Die einzelnen dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile müssen anders als im Regelverfahren nicht individuell für jeden Netzbetreiber durch die Regulierungsbehörde bestimmt werden.

Betrachtet man die Verteilung der Erlösbergrenzen auf die Netzbetreiber im Regelverfahren bzw. vereinfachten Verfahren wird für Strom und Gas deutlich, dass in beiden Regulierungsperioden mindestens 90 % der Netzkosten (bezogen auf die Summe aller Erlösbergrenzen) auf Netzbetreiber im Regelverfahren entfallen.

Aussagekräftig sind auch die Auswertungen zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten.

Tatsächliche dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten Strom:

Der durchschnittliche Anteil der dnbK am Ausgangsniveau beträgt bei den Netzbetreibern im Regelverfahren mit 33,03 % in der ersten und 34,75 % in der zweiten Regulierungsperiode jeweils rund ein Drittel. Als zentrales Ergebnis kann damit festgehalten werden, dass die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten im Regelverfahren in den ersten beiden Regulierungsperioden rund 10 Prozentpunkte geringer ausfallen als es der Pauschalwert mit 45 % für das vereinfachte Verfahren vorsieht.

Betrachtet man in Relation dazu den Anteil der dnbK am Ausgangsniveau ohne vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte, so beträgt dieser in der ersten Regulierungsperiode 4,91 % bzw. 3,63 % in der zweiten Regulierungsperiode bei den Netzbetreibern im Regelverfahren. Demgegenüber betragen die vorgelagerten Netzkosten und vermiedenen Netzentgelte anteilig 28,12 % bzw. 31,02 %. Das heißt, der wesentliche Anteil der dnbK besteht aus vorgelagerten Netzkosten und vermiedenen Netzentgelten. Außerdem sind bei den dnbK sehr starke netzbetreiberindividuelle Unterschiede gegenüber dem Durchschnitt zu verzeichnen.

Tatsächliche dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten Gas:

Der durchschnittliche Anteil der dnbK am Ausgangsniveau beträgt bei den Netzbetreibern im Regelverfahren 14,12 % in der ersten und 12,3 % in der zweiten Regulierungsperiode und damit wesentlich weniger als im Strom. Als zentrales Ergebnis kann damit festgehalten werden, dass die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten im Regelverfahren Gas in den ersten beiden Regulierungsperioden gut 30 Prozentpunkte geringer ausfallen als es der Pauschalwert mit 45 % für das vereinfachte Verfahren vorsieht.

²²⁹ Datengrundlage Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2009, S. 9, S. 29 f., S. 150; Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2013, S. 73, S. 203.

Betrachtet man in Relation dazu den Anteil der dnbK am Ausgangsniveau ohne vorgelagerte Netzkosten, so beträgt dieser in der ersten Regulierungsperiode 1,25 % bzw. - 1,13 % in der zweiten Regulierungsperiode bei den Netzbetreibern im Regelverfahren (Hinweis: Die negative Differenz resultiert daraus, dass die Erlöse aus Baukostenzuschüssen hier gegenläufig wirken). Demgegenüber betragen die vorgelagerten Netzkosten anteilig 12,87 % bzw. 13,43 %. Das heißt, der wesentliche Anteil der dnbK besteht auch bei Gasnetzbetreibern aus vorgelagerten Netzkosten. Auch bei den Gasnetzbetreibern sind starke netzbetreiberindividuelle Unterschiede gegenüber dem Durchschnitt zu verzeichnen.

Aufgrund der pauschalisierenden Betrachtungsweise erfolgt grundsätzlich bei am vereinfachten Verfahren teilnehmenden Netzbetreibern während der Regulierungsperiode auch keine Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze aufgrund einer Änderung von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen. Im Falle einer Änderung der Kosten aus vorgelagerten Netzebenen ist jedoch auch im vereinfachten Verfahren ausnahmsweise eine Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund von Planwerten während der Regulierungsperiode zulässig, um den Netzbetreibern die Einpreisung erhöhter Kostenwälzungssätze einer vorgelagerten Netz- oder Umspannebene in die eigenen Netzentgelte genehmigungsfrei zu ermöglichen.²³⁰ Dahinter stand die Erwägung, dass die vorgelagerten Netzkosten bis zum Ende einer Regulierungsperiode kaum abzuschätzen sind.²³¹ Im Jahr 2008 wurde eine weitere Ausnahme in der ARegV normiert.²³² Seither ist auch bei einer Veränderung der Kosten der Vergütung für dezentrale Einspeisung (vermiedene Netzentgelte) eine jährliche Anpassung der Erlösobergrenzen möglich. Der Verordnungsgeber hat sich entschlossen, die vermiedenen Netzentgelte im vereinfachten Verfahren den Kosten der erforderlichen Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen gleichzustellen, da diese in einem engen Zusammenhang zueinander stehen.²³³ Schließlich wurde im Jahr 2012 gleichzeitig mit der Verpflichtung der Verteilernetzbetreiber zur Umrüstung von Wechselrichtern bei Photovoltaik-Anlagen in der ARegV geregelt, dass die Kosten für die Nachrüstung auch von Teilnehmern am vereinfachten Verfahren jährlich in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden können.²³⁴

Im Laufe der Zeit wurde der pauschale Ansatz von 45 % der Gesamtkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten und der Ausschluss einer Anpassungsmöglichkeit während der Regulierungsperiode also durchaus nach oben aufgeweicht.

Gleichzeitig führt die dargestellte Systematik der Bestimmung der Erlösobergrenzen für die große Zahl der Unternehmen im vereinfachten Verfahren zu einer hohen Planungssicherheit. Insofern wird von Branchenverbänden sowohl der größeren Netzbetreiber als auch der Netznutzer gefordert, kleinere Netzbetreiber auch im Regelverfahren und damit konsequenter zu regulieren, da andernfalls Verzerrungen zwischen Betreibermodellen auftreten.

²³⁰ Zustimmungsbeschluss des Bundesrates vom 21.9.2007 (BR-Drs. 417/07 (Beschluss)), S.15.

²³¹ Zustimmungsbeschluss des Bundesrates vom 21.9.2007 (BR-Drs. 417/07 (Beschluss)), S.15.

²³² Zustimmungsbeschluss des Bundesrates zur Verordnung zur Änderung der Gasnetzzugangsverordnung, der GasNEV und der ARegV vom 15.2.2008 (BR-Drs. 24/08 (Beschluss)).

²³³ Zustimmungsbeschluss des Bundesrates zur Verordnung zur Änderung der Gasnetzzugangsverordnung, der GasNEV und der ARegV vom 15.2.2008 (BR-Drs. 24/08 (Beschluss)), S. 7.

²³⁴ Beschluss des Bundesrates zur Verordnung zur Gewährleistung der technischen Sicherheit und Systemstabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes vom 15.6.2012 (BR-Drs. 257/12 (Beschluss)).

Es wird zudem kein Qualitätselement bestimmt. Dadurch werden die Teilnehmer am vereinfachten Verfahren von den hierfür notwendigen Datenlieferungen befreit.²³⁵ Zudem sind sie nicht verpflichtet, nach § 21 ARegV auf Anforderung der Regulierungsbehörde einen Bericht zu ihrem Investitionsverhalten zu erstellen.

Verfahrensschritte bei Regelverfahren und vereinfachtem Verfahren		
Verfahrensschritt	Regelverfahren	Vereinfachtes Verfahren
Datenerhebung für die Kostenprüfung zur Bestimmung des Ausgangsniveaus	+	+
Kostenprüfung	+	+
Datenerhebung für die Bestimmung der dnbk	+	-
Datenerhebung zur Durchführung des Effizienzvergleichs	+	-
Durchführung des bundesweiten Effizienzvergleichs	+	-
Bereinigung des Effizienzwerts wegen Besonderheiten der Versorgungsaufgabe	+	-
Ermittlung des Regulierungskontosaldos	+	+
Datenerhebung für die Bestimmung des Qualitätselements	+	-
Bestimmung des Qualitätselements	+	-
Festlegung EOG	+	+
Anpassung der EOG bei einer Änderung von dnbK	+	nur bei einer Änderung der vorgelagerten Netzkosten, der Kosten für die Nachrüstung von Wechselrichtern nach SysStabV sowie der Kosten für vermiedene Netzentgelte
Bescheidung von Erweiterungsfaktorträgen	+	+
Bescheidung von Härtefallträgen	+	+

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 28: Verfahrensschritte bei Regelverfahren und vereinfachtem Verfahren

4.2 Bewertung

Die Bundesnetzagentur sieht weiterhin grundsätzlich die Berechtigung für ein vereinfachtes Verfahren für kleine und kleinste Netzbetreiber.

Im Rahmen der Evaluierung haben sich Befunde für erlösseitige materielle Besserstellungen der Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren gegenüber den Netzbetreibern im Regelverfahren gezeigt. Diese materiellen Besserstellungen und die Vereinfachungen können Entscheidungen zu ansonsten effizienten

Netzzusammenschlüssen zwischen kleinen Netzbetreibern behindern oder Entscheidungen begünstigen, Netze aufzuspalten. Materielle Besserstellungen sollten deshalb abgebaut werden.

Die Notwendigkeit der Korrektur ergibt sich insbesondere hinsichtlich der Pauschale für dnbK. So fallen die dnbK im Ausgangsniveau der Netzbetreiber im Regelverfahren (deutlich) niedriger aus als der derzeitige Pauschalwert für dnbK für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren mit 45 %. Außerdem besteht der wesentliche Teil der dnbK im Durchschnitt aus vorgelagerten Netzkosten und vermiedenen Netzentgelten (nur Strom) und fällt je Netzbetreiber sehr unterschiedlich aus.

Es wird daher empfohlen, im vereinfachten Verfahren die vorgelagerten Netzkosten und die vermiedenen Netzentgelte (nur Strom) netzbetreiberindividuell in der Erlösbergrenze abzubilden und nur noch einen Pauschalwert für die restlichen dnbK anzusetzen. In Anlehnung an das Regelverfahren kann dieser Pauschalwert rund 5 % (großzügig gerundete Erfahrungswerte aus Regelverfahren) betragen (Option 1) oder es erfolgt ein Rückgriff auf den tatsächlichen Durchschnittswert der Vorperiode im Regelverfahren (Option 2).

Die vorgeschlagene Vorgehensweise scheint verfahrensseitig nicht zu einem erhöhten Aufwand zu führen, da bereits heute die vorgelagerten Netzkosten und die vermiedenen Netzentgelte jährlich auf Plankostenbasis angepasst werden. Allerdings sind diese heute im Ausgangsniveau in der Pauschale von 45 % enthalten und werden erst im Laufe der Regulierungsperiode auf Plankostenbasis angepasst. Bei der vorgeschlagenen Vorgehensweise sind diese beiden Kostenpositionen schon im Ausgangsniveau in tatsächlicher Höhe enthalten und werden dann jahresscheibenscharf aktualisiert. Dadurch können erlösseitige materielle Besserstellungen der Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren gegenüber den Netzbetreibern im Regelverfahren abgeschwächt werden. Netzbetreiberindividuelle Unterschiede werden von Anfang an berücksichtigt. Lediglich der Pauschalwert für die "restlichen" dnbK ist bei Option 2 im Vorfeld der neuen Regulierungsperiode zu ermitteln. Ein Abstellen auf tatsächliche Werte aus dem Regelverfahren ist mit einer etwas größeren Unsicherheit behaftet als bei Option 1, bei der bereits im Vorfeld der Pauschalwert von 5 % feststeht. Mit dem Reformvorschlag würden die Netzbetreiber allerdings eine in hohem Maße planbare materielle Ausgangsbasis für ihre Erlösbergrenze und damit für oder gegen die Entscheidung, das vereinfachte Verfahren zu wählen, einbüßen. Es wird Netzbetreiber geben, bei denen sich die materielle Besserstellung verringert. Wie dargestellt, diene die Schaffung des vereinfachten Verfahrens mit seinen Pauschalanteilen auch dem Anreiz für dieses Verfahren. Dieser soll durch eine strengere Regelung nicht gänzlich genommen werden.

Aus den im Kontext des DIW Gutachtens ausgefüllten Erhebungsbögen ist zu entnehmen, dass das vereinfachte Verfahren aufgrund der geringeren Berichtspflichten, des höheren Effizienzwertes und der höheren Planungssicherheit gewählt wurde. Als weiterer Grund wurde die Tatsache angegeben, dass es kein Q-Element gibt. Unternehmen im Regelverfahren und Netznutzerverbände kritisieren das vereinfachte Verfahren aber stark. Einzelne Kooperationsnetzbetreiber haben eine drohende Auflösung ihrer Kooperation geschildert, weil die kleinen Partner eine auskömmliche Rendite bei höherer Planbarkeit im vereinfachten Verfahren sehen. Eine gänzliche Abschaffung würde zu viel Streit führen.

Im Rahmen der Stellungnahmen zum 4. Workshop wird die Beibehaltung des vereinfachten Verfahrens seitens der Netzbetreiber sowie verbandsseitig begrüßt. Allerdings wird eine Absenkung der Pauschale für die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten kritisiert. Dadurch könne es sinnvoller für die Netzbetreiber sein, ins Regelverfahren zu wechseln. Dies würde den bürokratischen Aufwand erhöhen. Bei einer angepassten Ermittlung der Pauschale sei darauf zu achten, dass es keine Verzerrungen durch unterschiedliche

(gesellschaftsrechtliche) Strukturen gebe. Gegenläufige Stimmen unterstützen die vorgeschlagene Vorgehensweise der Bundesnetzagentur und haben keine Einwände, dass man sich bei der Festsetzung des pauschalen Anteils der dnbK stärker an der Empirie orientiert.

5. Regulierungskonto

5.1 Befunde

Die Beibehaltung eines Systems, durch das für den Netzbetreiber unvorhersehbare Absatzschwankungen nivelliert werden, ist grundsätzlich sinnvoll. Durch ein solches System werden insbesondere die durch den Handel oder die wetter-/temperaturbedingten Auslastungsschwankungen für den Netzbetreiber neutralisiert. Zugleich beinhaltet dies, dass den Netzbetreibern das Absatzrisiko genommen wird.

Allerdings sieht das Regulierungskonto in seiner derzeitigen Ausgestaltung keinen zeitnahen Ausgleich von Minder- oder Mehrerlösen als Regel vor, sondern erst zu Beginn einer neuen Regulierungsperiode. Zudem bestehen im Rahmen des Ausgleichs der Salden des Regulierungskontos bzw. der Anpassung der Netzentgelte diverse Sonderregelungen und spezielle Ausnahmen. Insgesamt sind die Regelungen zwar einerseits detailliert, andererseits aber so komplex, dass viele Sachverhalte zweifelhaft bleiben. So ließ sich feststellen, dass trotz eines zusätzlichen gemeinsamen Leitfadens der Regulierungsbehörden zu den Regelungen des Regulierungskontos die Netzbetreiber ein sehr unterschiedliches Verständnis von den Regelungen hatten und es damit zu verschiedenen Auslegungen und unterschiedlichen Anwendungen in der Praxis kam.

Hinzu kommt, dass sowohl für die Regulierungsbehörden als auch für die Netzbetreiber eine zeitnahe, verbindliche und abschließende Prüfung von Minder- oder Mehrerlösen nicht möglich ist, sondern diese abschließende Prüfung zum Teil sogar in die jeweils übernächste Regulierungsperiode verschoben wird. Hintergrund dafür ist, dass gemäß § 5 Abs. 4 S. 1 ARegV der Saldo im letzten Jahr einer Regulierungsperiode für die vorangegangenen fünf Kalenderjahre erfolgt. Das letzte Jahr der Regulierungsperiode geht folglich erst in die Saldoermittlung für die übernächste Regulierungsperiode ein. Die finale Festlegung der Erlösobergrenzen kann zudem derzeit erst nach Feststellung des Regulierungskontos erfolgen. Die aktuelle Regelung des Regulierungskontos ist damit maßgeblich für die Verzögerungen der Festlegung der Erlösobergrenzen mit verantwortlich.

5.2 Bewertung

Aufgrund der oben genannten Schwierigkeiten wird eine einfachere, zeitnahe und abschließende Regelung benötigt. Dies ist unter Beibehaltung des Regulierungskontos möglich, soweit man hinsichtlich der Ausschüttung der Mehr- oder Mindererlöse im Kern zur früheren periodenübergreifenden Regelung gemäß Gas-/Strom NEV zurückkehrt. Dabei ist dann wie bisher ein jährlicher Minder- oder Mehrerlösabgleich der zulässigen Erlöse mit den erzielbaren Erlösen durchzuführen. Die positive oder negative Differenz wird dann aber abweichend von der jetzigen Regelung nicht schlicht verbucht und erst zu Beginn einer neuen Regulierungsperiode in der EOG berücksichtigt, sondern als dreijährige Annuität (der Zeitraum ist aus der periodenübergreifenden Saldierung bekannt und bewährt) bei der Anpassung der Erlösobergrenzen berücksichtigt. Die Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund der dreijährigen Saldierung von Mehr- bzw. Mindererlösen wird vom Netzbetreiber vorgenommen und von den Regulierungsbehörden ex-post überprüft. Die Saldierungsbeträge sind ebenfalls abweichend von der bisherigen Rechtslage nicht mehr Teil der neu festzulegenden Erlösobergrenzen zu Beginn der Regulierungsperiode, so dass diese Verfahren hierdurch zeitlich nicht belastet werden.

Im Ergebnis kann dann die Meldung des Jahres t zum 30.6. im Jahr $t+1$ erfolgen, und die Minder-/Mehrerlöse können dann in den Folgejahren ($t+2$, $t+3$ und $t+4$) als dreijährige Annuität berücksichtigt werden. Damit wäre eine zeitnahe abschließende Abschlags- oder Zuschlagsbestimmung zu den jeweiligen zulässigen Erlösobergrenzen der Folgejahre verbunden. Gleichzeitig hätte man im dritten Jahr eine Art „eingeschwungenen“ Zustand erreicht, in dem immer der Gesamtsaldo für das betreffende Kalenderjahr auf Basis der für die jeweils drei vorherigen Jahre ermittelten Annuitätsbeträge bestimmt würde.

Dabei empfiehlt es sich, die Anpassung der Erlösobergrenzen in den Regelungskatalog des § 4 Abs. 3 ARegV aufzunehmen, so dass der Netzbetreiber die entsprechenden Minder-/Mehrerlöse durch Anpassung der Erlösobergrenze berücksichtigt.

Auch wenn der vorliegende Vorschlag faktisch eine Rückkehr zur periodenübergreifenden Saldierung bedeutet, ist eine vollständige Abschaffung des Regulierungskontos im Sinne einer Streichung des § 5 ARegV nicht vorgesehen. An den bei der Bestimmung der Mehr- oder Mindererlöse zu berücksichtigenden Sachverhalten ändert sich folglich nichts. So können z. B. Differenzen aus dem Einbau von „intelligenten Zählern“ nach § 5 Abs. 1 ARegV weiterhin (und nun zeitnäher) mit berücksichtigt werden. Auch der anzuwendende Zinssatz bleibt unverändert (Basis: 10-Jahres-Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten).

Eine Übergangsregelung ist dabei nicht erforderlich, da die bestehenden Salden ja bereits auf dem Regulierungskonto gebucht wurden. Diese würden nach der beschriebenen Mechanik über die drei folgenden Jahre ausgekehrt werden. Diese Vorgehensweise sollte im Verwaltungsvollzug möglich sein.

Insgesamt wäre mit einer solchen Veränderung eine deutlich einfachere, zeitnahe und abschließende Regelung zur Erfassung von Minder- oder Mehrerlösen verbunden, die zugleich die grundsätzlichen Ziele des Regulierungskontos in angemessener Weise berücksichtigt.

Wesentliche Nachteile einer Neuregelung sind nicht erkennbar. Insbesondere ist aufgrund der Verteilung der Mehr- bzw. Mindererlöse auf drei Jahre nicht von wesentlichen Entgeltschwankungen auszugehen.

Die Anpassungen beim Regulierungskonto werden durch die Netzbetreiber und die Verbände VKU und BDEW u. a. in den Stellungnahmen zum 4. Workshop begrüßt. Der BDEW regt dabei an, die vorgebrachten Empfehlungen noch zu konkretisieren bzw. zu ergänzen. Insbesondere wird der Vorschlag vorgebracht, eine Regelung zu treffen, nach der die Regulierungsbehörden den Regulierungskontosaldo des Vorjahres in Form eines gesonderten Bescheides den Netzbetreibern bestätigen. Dieser Bescheid solle zwei Monate vor der Kalkulation der Netzentgelte vorliegen. Unter anderem wird in diesem Zusammenhang darauf hingewiesen, dass sich für die Unternehmen das zusätzliche Problem stellen könne, dass sie Forderungen gegen das Regulierungskonto mangels jährlicher behördlicher Feststellungen nicht bilanziell berücksichtigen können. Dies habe schon zu Forderungen zur Änderung des Bilanzrechts für Energieversorgungsunternehmen geführt, könne aber durch eine häufigere Feststellung des Regulierungskontos einfacher behoben werden.

Nach Auffassung der Bundesnetzagentur ist fraglich, ob die behördliche Feststellung ermöglicht, dass ein auf Mindererlösen beruhender Kontobestand als Forderung aktiviert werden kann, insbesondere da auch in diesem Fall der Schuldner weiter unbestimmt wäre. Auch ist eine Feststellung des Regulierungskontos nach den bisherigen Erfahrungen in dem kurzen Zeitraum zwischen dem 30.6. und 15.10. nicht möglich. Letztlich kann eine jährliche Feststellung zu einer Vervielfachung der Streitigkeiten und möglichen Klagen führen, da

jedes Jahr die gleichen, strittigen Fragen erneut beklagt werden müssten, bis der BGH endgültig entschieden hat. So würde das Ziel einer Regulierungserleichterung ins Gegenteil verkehrt.

6. Regulatorische Behandlung von Teilnetzübergängen

6.1 Befunde

Wird z. B. infolge eines Konzessionswechsels ein Teil eines Netzes aus dem bisherigen Netzgebiet eines Netzbetreibers herausgelöst und auf einen anderen Netzbetreiber übertragen, müssen auch die Erlösobergrenzen der beteiligten Netzbetreiber entsprechend angepasst werden. § 26 Absatz 2 ARegV sieht vor, dass dies auf Antrag der beteiligten Netzbetreiber durch Neufestlegung der zuständigen Regulierungsbehörde geschieht.

Aufgrund der auf zwanzig Jahre begrenzten Laufzeit läuft derzeit und in der näheren Zukunft eine Vielzahl der Konzessionsverträge aus. Im Ergebnis erhöhen sich allein im Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur die Anträge auf Neufestlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen deutlich.

Anträge auf Neufestlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen

Jahr	Anträge Gas	Anträge Strom
2009	26	7
2010	18	40
2011	15	53
2012	30	39
2013	18	54

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 29: Bei der Bundesnetzagentur gestellte Anträge nach § 26 Absatz 2 ARegV

Insbesondere im Strombereich konnte über eine Vielzahl dieser Anträge noch nicht oder erst mit Verspätung entschieden werden, da größtenteils keine übereinstimmenden Antragsunterlagen der beteiligten Netzbetreiber vorlagen bzw. vorliegen.²³⁶ Zwischen Netzübergang und Stellung des Antrags nach § 26 Absatz 2 ARegV vergehen nicht selten viele Monate. Infolgedessen erfolgt die Neufestlegung der Erlösobergrenze durch die zuständige Regulierungsbehörde häufig rückwirkend auf den Zeitpunkt des Netzübergangs.

Dies führt in der regulatorischen Praxis zu erheblichen Verzögerungen der weiteren Prozesse im Rahmen der ARegV. Das Verfahren zur Festlegung und Anpassung der Erlösobergrenze ist eng getaktet. Nach Eingang der Anzeige des Netzübergangs können jedoch keine anderweitigen Anpassungen an der jeweiligen Erlösobergrenze der beteiligten Netzbetreiber etwa auf Grund einer Veränderung der Versorgungsaufgabe (Erweiterungsfaktoraufschläge) oder weiterer Netzübergänge beschieden werden, da diese bereits auf Basis der neuen Erlösobergrenzen erfolgen müssten. Daher kommt es für die beteiligten Unternehmen zu erheblichen Verzögerungen im Verfahrensablauf, bis eine Einigung oder eine entsprechende zivilgerichtliche Entscheidung über die Aufteilung der Erlösobergrenze erfolgt ist.

²³⁶ Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a Absatz 3 EnWG zu den Erfahrungen mit der Anreizregulierung vom 12.02.2014, BT-Drs. 18/563, S. 77.

Auch das Verfahren des Konzessionswechsels selbst wird durch die regulatorische Behandlung von Teilnetzübergängen beeinflusst, da die Erlösobergrenze für die Ermittlung des Kaufpreises für das Netz von essentieller Bedeutung ist. Die zu erwartenden Erträge aus dem Teilnetz sind ein wesentlicher Faktor bei der Bestimmung des Kaufpreises für ein Netz. Steht die darauf entfallende Erlösobergrenze nicht fest, führt dies auch bei den ohnehin schwierigen Kaufpreisverhandlungen zu Verzögerungen.

6.2 Bewertung

Wichtig ist eine Regelung, die eine zeitnahe und verbindliche Aufteilung der Erlösobergrenzen ermöglicht. Aufgrund der oft gegensätzlichen Interessen der am Netzübergang beteiligten Netzbetreiber kann dies nur gewährleistet werden, wenn die Regulierungsbehörden die Neufestlegung für den Rest der Regulierungsperiode von Amts wegen vornehmen. Dazu brauchen die Behörden einen rechtssicheren Aufteilungsmaßstab in den gesetzlichen Grundlagen.

Die Rechtsgrundlagen sehen aktuell keinen Aufteilungsmaßstab vor. Die Bundesnetzagentur empfiehlt die Schaffung eines erlösbasierten Aufteilungsmaßstabs in der ARegV. Bei dem erlösbasierten Aufteilungsmaßstab erfolgt die Aufteilung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen anhand der in den jeweiligen Netzteilen anfallenden Verbrauchsmengen. Dieses Vorgehen stellt einen einfachen, transparenten und schnell durchzuführenden Ansatz dar. Der Datenerhebungsaufwand bei dieser Methode ist gering. Die Verbrauchsmengen liegen kommunenscharf für die Abrechnung der Konzessionsabgaben vor. Streitige Fragen des Übergangs von z. B. gemischtgenutzten Leitungen können unabhängig von der Erlösobergrenzenaufteilung zwischen den zivilrechtlichen Parteien verhandelt und gelöst werden. Benötigt werden lediglich die Verbrauchsmengen des übergehenden Netzgebiets und das ohnehin verpflichtend zu veröffentlichende Preisblatt des abgebenden Netzbetreibers. Etwaige Unschärfen, die aus einer fehlenden Berücksichtigung struktureller Unterschiede herrühren, sind im Interesse einer zügigen regulatorischen Abwicklung des Netzübergangs hinzunehmen und können vertraglich zwischen den Parteien ausgeglichen werden. Die Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen durch die Regulierungsbehörde nach diesem Maßstab betrifft zudem nur den Rest der Regulierungsperiode, in der der Netzübergang erfolgt. In der ersten Kostenprüfung nach dem Netzübergang werden die spezifischen Kosten für jeden Netzbetreiber regulär geprüft.

Einer einvernehmlichen Lösung zwischen den Parteien wäre jedoch auch in dem zu schaffenden System der Vorrang einzuräumen. Diese hätte aber innerhalb einer angemessenen Frist, z. B. von sechs Monaten, zu erfolgen.

Eine Alternative zum erlösbasierten Aufteilungsmaßstab könnte ein Rückgriff auf AKHK Restwerte im übergehenden Netzteil sein. Auch dies wäre in der Verordnung zu verankern. Die Beurteilung anhand der AKHK-Restwerte stellt im Vergleich zur erlösbasierten Aufteilung den Maßstab dar, der die maßgebliche Kenngröße für die Verdienstmöglichkeiten des Netzbetriebes heranzieht. Gegen diesen Ansatz spricht allerdings, dass sich die Diskussion um die übergehenden Anlagenteile und deren Restwerte häufig als ein wesentlicher Grund für die Verzögerungen bei den Netzübergängen erweist. Diese zeitliche Verzögerung würde sich dann weiterhin auf die Aufteilung der Erlösobergrenze übertragen.

Die Übertragung von Erlösobergrenzen kann bei einer klaren gesetzlichen Regelung binnen 6 Monaten zum 1.1. des auf die Aufteilung der Erlösobergrenzen folgenden Kalenderjahres möglich sein. Eine unterjährige Aufteilung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen bereitet derzeit erhebliche Abgrenzungsprobleme

hinsichtlich des Regulierungskontos und bei der Durchführung des Effizienzvergleichs und ist deshalb zu vermeiden.

7. Umgang mit Personalzusatzkosten

7.1 Befunde

Zu den Regelungen, die sich in der Analyse als reformbedürftig erweisen und bei denen auch von Dritten Reformbedarf vorgetragen wird, gehört die Regelung des § 11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV. Diese lautet:

„Als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten Kosten und Erlöse aus (...)

Nr. 9 betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dezember 2008 abgeschlossen worden sind,“

Die Vorschrift regelt nicht die Anerkennung der Kosten von betrieblich und tarifvertraglich vereinbarten Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, sondern lediglich die Einstufung dieser Kosten als „dauerhaft nicht beeinflussbar“. In der Folge werden die als dauerhaft nicht beeinflussbar eingestuften Kostenanteile bei der Bestimmung der im Rahmen des Effizienzvergleichs anzusetzenden Kosten nicht berücksichtigt und deshalb – nur für die Zwecke der Effizienzwertberechnung – von den geprüften und anerkannten Kosten abgezogen. Außerdem können die Netzbetreiber bei einer Veränderung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile (z. B. Personalzusatzkosten) ihre Erlösobergrenze während der laufenden Regulierungsperiode auf Basis testierter Jahres- bzw. Tätigkeitsabschlüsse anpassen.

Die betrieblichen und tarifvertraglichen Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen nach § 11 Abs. 2 Nr. 9 sind Teil der als „Personalkosten“ anzusehenden Kosten eines Unternehmens. Zu den Personalkosten gehören insbesondere die direkten Lohnkosten der unmittelbar beim Netzbetreiber tätigen Mitarbeiter, die gesetzlichen Personalzusatzkosten aus der gesetzlichen Kranken- und Rentenversicherung sowie eben die Zusatzversicherungen eines Unternehmens, die sich aus vertraglichen und kollektiven Regelungen ergeben. Personalkosten im Allgemeinen, inklusive der gesetzlichen Abgaben, werden in der Anreizregulierung als beeinflussbare Kosten behandelt. Denn natürlich sind die Lohnhöhe und auch die absolute Zahl der eingesetzten Mitarbeiter für eine definierte Aufgabe beeinflussbar. Würde man Lohnkosten als nicht beeinflussbar ansehen, griffe man direkt zu Lasten einer Tarifpartei in die Tarifautonomie ein.

§ 11 Abs. 2 Nr. 9 bezieht sich auf Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen aus Vereinbarungen vor Geltung der Anreizregulierung. Es handelt sich mithin nach allgemeinem Verständnis bei § 11 Abs. 2 Nr. 9 um eine Bestandsschutzvorschrift, die die vor Inkrafttreten der ARegV geltenden kollektivarbeitsrechtlichen Versorgungsleistungen von einem direkten Effizienzdruck durch den Effizienzvergleich freistellen und eine Anpassung der daraus resultierenden Kosten gewährleisten sollte. Inzwischen ist der Bestandsschutzgedanke durch neue Entwicklungen aufgeweicht und in Frage gestellt worden. Es lassen sich sachliche Gründe finden, Änderungen in der Versorgungslandschaft in ähnlicher Weise nachzuvollziehen, wie die Respektierung der vor dem Inkrafttreten der ARegV geschlossenen Tarifverträge. Insofern lastet der Problemdruck gerade auch auf der Stichtagsregelung.

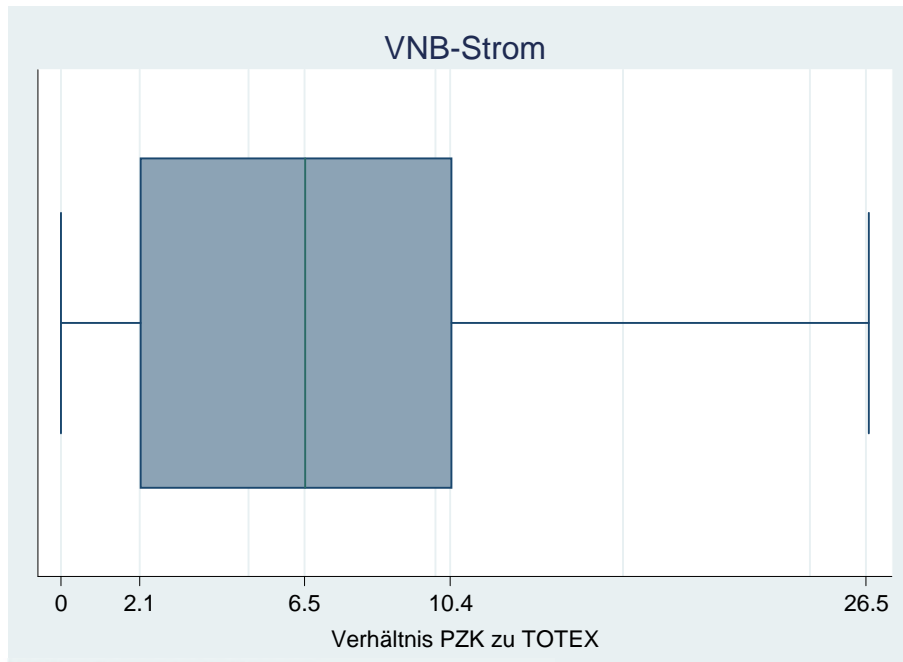
Die bestehende Regelung wird von vielen Seiten aus ganz verschiedenen Gründen als reformbedürftig angesehen.

Unternehmensvertreter und Berater weisen darauf hin, dass die Regelung im Ergebnis zur Verzerrung von unternehmerischen Entscheidungen bei Netzbetreiberunternehmen führt. Durch die methodische Andersbehandlung von unmittelbar beim Netzbetreiber anfallenden Personalzusatzkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gegenüber von Dritten beschafften Leistungen komme es modellbedingt zu einer Verzerrung der Entscheidung, Leistungen selbst oder über einen Dritten zu erbringen (make or buy). Dies verhindere in bestimmten Teilbereichen das Entstehen von effizienten Betriebsstrukturen. Insbesondere würden auch Kooperationsgesellschaften benachteiligt, die eigentlich die Chance bieten, neue, effiziente Betriebsstrukturen zu schaffen (vgl. IIC2).

Nicht alle Unternehmen haben Personalzusatzkosten und Versorgungsleistungen, die unter die Regelung fallen können. Etwa ein Zehntel aller Verteilernetzbetreiber im Strom- und Gasbereich im Regelverfahren machen überhaupt keine Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen als dnbK geltend. Unternehmen ohne diese Möglichkeit beklagen eine Verzerrung dadurch, dass andere Netzbetreiber Kostenblöcke sehr unterschiedlicher Höhe aus dem Effizienzvergleich nehmen können und sie selbst mit den vollen Personalkosten bzw. Kosten für die entsprechenden Dienstleistungen in den Effizienzvergleich gehen.

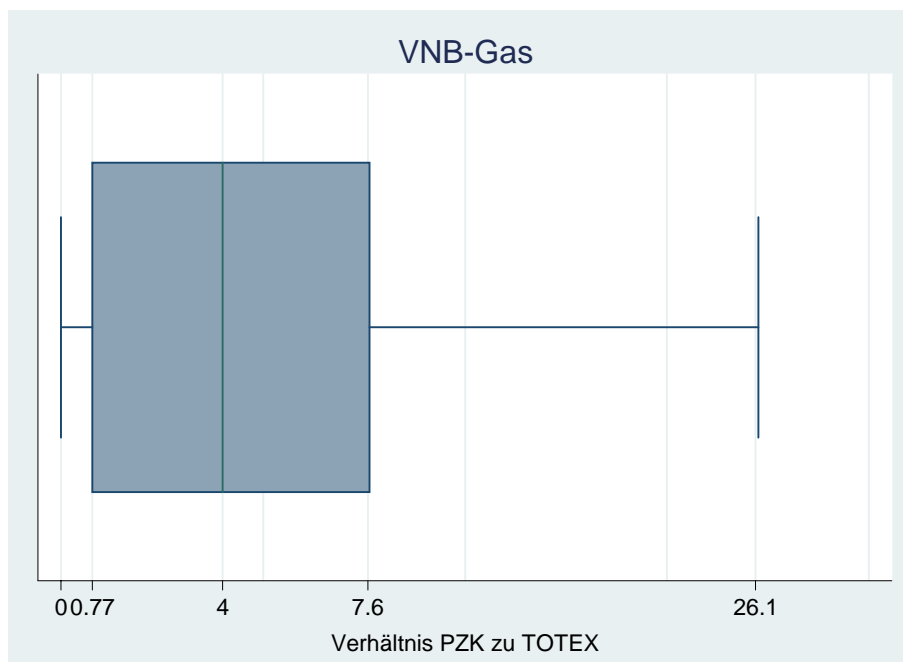
Bei den Unternehmen, die Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen als dnbK geltend machen, gibt es große Unterschiede im Niveau. Das Verhältnis von dnbK-Anteilen für Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen zu den Gesamtkosten im Effizienzvergleich (TOTEX) reicht bei den Strom- und Gasverteilernetzbetreibern von weniger als 1 % bis ca. 26 %. Die Spreizung machen die zwei folgenden Abbildungen deutlich.

Die Abbildungen zeigen die Spreizung des Verhältnisses der geltend gemachten Lohnzusatzkosten als dnbK im Verhältnis zu den Kosten, die in den Effizienzvergleich gehen. Aufgetragen sind jeweils der Minimumwert sowie der Maximumwert. Der Median, d. h. der Wert der von 50 % der Unternehmen unterschritten und von 50 % der Unternehmen überschritten wird, teilt den Datensatz in zwei gleich große Gruppen. Im Boxplot entspricht die linke Seite der Box dem 25 %-Quantil. Es ist derjenige Schwellenwert, der von 25 % der Unternehmen unter- und von 75 % überschritten wird. Die rechte Seite der Box entspricht dem 75 %-Quantil. Dieser Wert wird von 75 % der Unternehmen unterschritten und von 25 % überschritten.



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 90: Verteilung des Verhältnisses der geltend gemachten Lohnzusatzkosten als dnbK im Verhältnis zu den Gesamtkosten der Stromverteilernetzbetreiber²³⁷



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 91: Verteilung des Verhältnisses der geltend gemachten Lohnzusatzkosten als dnbK im Verhältnis zu den Gesamtkosten der Gasverteilernetzbetreiber²³⁸

²³⁷ PZK (Personalsatzkosten), TOTEX (Total Expenditure).

Die Anwendung des bestehenden Regelungsrahmens führt zu rechtlich schwierigen Auslegungsfragen und nur klare rechtliche Kategorien können methodisch gleich behandelt werden. So wird der Begriff „betriebliche Vereinbarung“ von den Regulierungsbehörden daher unter Rückgriff auf das Gesetz zur Verbesserung der betrieblichen Altersversorgung (BetrAVG) als „Betriebsvereinbarung“ ausgelegt und erfasst damit nur kollektivarbeitsrechtliche Vereinbarungen, nicht aber besondere Boni oder Gratifikationen, einseitige Zusagen der Geschäftsführung auf Basis von betriebsinternen Richtlinien oder Regelungen aus Personalhandbüchern. So können Unternehmen eine Ungleichbehandlung beklagen, die in der Vergangenheit andere Formen der Lohnzusatzleistung gewählt haben oder sich solche Vereinbarungen schlicht nicht leisten konnten. Diese sehen sich im Wettbewerb um qualifizierte Beschäftigte benachteiligt, ohne dass die Bezahlung tatsächlich etwas mit der Produktivität oder Effizienz zu tun hat, denn die Zusatzleistungen werden im Effizienzvergleich methodisch ausgespart.

Ein erheblicher Streitpunkt ist die Frage, ob Personalzusatzkosten nur dann als dauerhaft nicht beeinflussbar einzustufen sind, wenn diese originär beim Netzbetreiber entstanden sind – so die Auffassung der Regulierungsbehörden –, oder ob auch Personalzusatzkosten, die in Dienstleistungsentgelten enthalten sind, hiervon erfasst sind. Im Rahmen der Ausgründung von Netzbetreibern wurden anfangs häufig sog. „schlanke Netzgesellschaften“ ausgegründet (dazu IIC2). Die rechtlichen Formen der Arbeitnehmerüberlassung aus anderen Konzerngesellschaften sind vielfältig, z. T. befristet. Auch und insbesondere werden über Konzerngesellschaften kontrahierte Leistungen von echten Dritten für den Netzbetreiber erbracht, z. B. örtlichen Installationsbetrieben oder Tiefbauunternehmen. Alle diese Leistungen sind kaufmännisch Dienstleistungs- und nicht Personalkosten.

Nach den gesetzlichen Regelungen müssen Dienstleistungen, die eine Netzbetreibergesellschaft einkauft (aus dem Konzern oder bei echten Dritten) zu „marktüblichen Bedingungen“ beschafft werden. Dies betrifft die Dienstleistungsentgelte insgesamt, die keine eigenständige Komponente für Personalzusatzkosten ausweisen. Die Möglichkeit, kollektive Personal- und Versorgungskosten als nicht beeinflussbaren Kostenblock anzuerkennen, besteht nach eingehender rechtlicher Prüfung abgrenzbar nur bei Mitarbeitern des Netzbetreiberunternehmens, die zu diesem einen eigenen Arbeitsvertrag haben. Die Berücksichtigung von Versorgungsleistungen für Drittunternehmen wiederum ist mit den Vorschriften und dem Geist der Kostenregulierung nicht vereinbar. Trotzdem sind hier Klagen gegen die Praxis der Regulierungsbehörden anhängig.

Netzbetreiber und Bundesnetzagentur (wie alle Regulierungsbehörden) hatten sich in der ersten Regulierungsperiode im Grundsatz darauf verständigt, Personalzusatzkosten nur für diejenigen Mitarbeiter anzuerkennen, die auch tatsächlich beim Netzbetreiber angestellt sind. Gleichzeitig waren aber großzügige Überleitungsfristen bis zum Ende der Regulierungsperiode vereinbart worden, weil z. T. erhebliche Umstrukturierungen erforderlich waren und Überleitungen von Personal zum Netzbetreiber nicht einseitig möglich waren.

Gewerkschaften und teilweise auch die integrierten Energieversorgungsunternehmen fordern jetzt die Einbeziehung aller für den Netzbetrieb im Konzern tätigen Arbeitnehmer, unabhängig von ihrem Anstellungsverhältnis beim Netzbetreiber.

²³⁸ PZK (Personalzusatzkosten), TOTEX (Total Expenditure).

Ein weiterer kontroverser Punkt sind die Veränderungen in der Versorgungslandschaft im Zuge von Konzessionswechseln oder der Übertragung von Netzbetreiber-gesellschaften. Dadurch kommt es in einer relevanten Zahl von Fällen zur Überführung der Arbeitnehmer in einen anderen Tarifvertrag, der nach dem Stichtag 31.12.2008 abgeschlossen wurde, oder zum Neuabschluss von tarifvertraglichen Vereinbarungen, die rechtlich nicht mehr unter eine Bestandsregelung zum Stichtag 31.12.2008 gefasst werden können. Der Eigentümerwechsel einiger ehemals zu E.ON gehörender Netzgesellschaften ist dafür ein prominentes Beispiel. Die neuen Gesellschaften müssen neue Vereinbarungen abschließen und beklagen die o.g. Ungleichbehandlung, dass auch durch den Stichtag einige Gesellschaften unter die Regelung fallen, andere nicht. Die Gewerkschaften fühlen sich durch die Stichtagsregelung zum 31.12.2008 in Abschluss und Änderung von Tarifregelungen beeinträchtigt.

Im Rahmen des Effizienzvergleichs stellen sich Unternehmen mit hohen nicht beeinflussbaren Kostenblöcken methodisch bedingt besser. Dies führt zu der dargestellten Verzerrung der unternehmerischen Entscheidungen, Leistungen durch eigenes oder fremdes Personal durchführen zu lassen. Dienstleistungsentgelte sind voll beeinflussbare Kosten, unterliegen dem Effizienzvergleich, eigene Personalzusatzkosten sind teilweise nicht beeinflussbar und unterliegen nicht dem Effizienzvergleich. Daher ist methodisch-regulatorisch die Einstufung der Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen als dnbK kritisch zu bewerten.

Ist eine Regelung wie dargestellt sehr auslegungsbedürftig, führt das auch zu erheblichem Aufwand in den Prüfverfahren für die Unternehmen und Behörden. Die Beschaffung der Informationen und Nachweise (z. T. durch Gutachten) ist für den Netzbetreiber zeitintensiv, die Verarbeitung der Informationen wiederum auf Seiten der Regulierungsbehörden führt zu erheblichen Verzögerungen bei der Ermittlung der Erlösbergrenzen, was den Netzbetreiber wiederum mit zusätzlichem Rückabwicklungsaufwand belastet. Die Streitigkeiten zwischen Regulierungsbehörden und Netzbetreibern werden darüber hinaus in der Folge vor den Gerichten weitergeführt. Dies bindet in ganz erheblichem Maße Ressourcen aller Beteiligten. Überdies ist aufgrund der Vielzahl der Fallgestaltungen nicht davon auszugehen, dass kurzfristig diesbezüglich vollumfassender Rechtsfrieden erreicht werden kann. Dies bedeutet sowohl Unsicherheit für die Netzbetreiber als auch die Netzkunden.

Zur Auflösung der dargestellten Probleme sind verschiedene Änderungen der bestehenden Regelung möglich.

7.2 Lösungsmöglichkeiten

Alle angesprochenen Ungleichbehandlungen und Verzerrungen könnten dadurch gelöst werden, dass man die heute als `dauerhaft nicht beeinflussbar` geltenden Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen mit den übrigen Personalkosten gleichstellt und in `beeinflussbare` Kosten umwandelt. Dies führt nicht zu einer Streichung oder Kürzung von Kosten eines Netzbetreiberunternehmens, sondern nur zu einer methodischen Gleichbehandlung aller Personalkosten und aller Unternehmen (Alternative 1).

Alternativ könnte man die dargestellten schwierigen Kategorisierungsfragen und die Ungleichbehandlungen der Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer unterschiedlicher Unternehmen dadurch lösen, dass die Ermittlung der Aufwandsparameter pauschalisiert wird (Alternative 2). Um eine zusätzliche Versorgung und Vorsorge der Beschäftigten der Branche zu ermöglichen, könnten pauschal z. B. 25 % der im Ausgangsniveau festgestellten Personalkosten des Netzbetreibers als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten in Abzug gebracht werden. Diese Pauschale wäre allen Netzbetreiber zu gewähren. Eine solche Pauschalisierung würde dann

auch die ersatzlose Streichung der Stichtagsregelung ermöglichen, denn eines Stichtages bedarf es bei einer pauschalen Zuweisung eines Teils der Kosten zur Kategorie der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten nicht mehr.

Bei der Beibehaltung einer Kostenposition für Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen wäre in der ARegV klarzustellen, dass sich diese Kosten an Personalkosten der Netzbetreibergesellschaft orientieren oder es muss eine andere rechtssichere Abgrenzung von Arbeitsverhältnissen geschaffen werden. Es soll damit ausgeschlossen werden, dass Personalzusatzkosten, die in Dienstleistungsentgelten von Dritten (z. B. dem Tiefbauunternehmen) enthalten sind, von der Regelung erfasst werden.

Dem Gedanken des Bestandsschutzes aus 2008 könnte auch eine Neuregelung entsprechen, den Kostenblock für Personalzusatzkosten z. B. auf dem Stand des Ausgangsniveaus der 2. Regulierungsperiode unternehmensscharf für den Zweck der Bestimmung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten einzufrieren (Alternative 3). Die Stichtagsregelung, die neue tarifvertragliche Vereinbarungen erschwert, wäre damit hinfällig. Da die Kosten aus der Bestandsregelung mittelfristig sinken werden, sollte der als dauerhaft nicht beeinflussbar qualifizierte Kostenblock langfristig mit in der Verordnung festgeschriebenen festen Anteilen abgeschmolzen werden, bspw. jeweils um 10 % bei der Durchführung der Überleitungsrechnung. Auf diese Weise würde über eine schrittweise und sehr langfristige Umwandlung in beeinflussbare Kosten der Bestandsschutz gewahrt.

Die Arbeitnehmerseite und einzelne Netzbetreiber mit einer besonderen Interessenlage schlagen z. T. auch die schlichte Abschaffung des Stichtags vor (Alternative 4). Dieser Vorschlag hat allerdings gravierende Nachteile, so dass er jedenfalls nicht ohne Vorbedingungen und uneingeschränkt umgesetzt werden kann (s. u.).

Bei der Entscheidung über eine Anpassung der bestehenden Regelung werden die Auswirkungen zu berücksichtigen sein, die im Folgenden dargestellt werden.

7.3 Bewertung

Es werden durch die Umwidmung von Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen in die beeinflussbaren Kosten keine Kosten gestrichen. Es handelt sich nur um eine methodisch andere Behandlung der Kosten. Das Ausgangsniveau des Einzelunternehmens oder aller Unternehmen sinkt nicht. Die Berücksichtigung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten führt ausschließlich dazu, dass diese Kostenblöcke nicht dem Effizienzvergleich unterworfen sind. Das begünstigte Unternehmen geht derzeit mit weniger Kosten in den Effizienzvergleich als es tatsächlich hat. Die Erfahrung zeigt allerdings, dass die Netzbetreiberunternehmen durch den Effizienzreiz der Regulierung ihren gesamten Kostenblock auf Kostensenkungspotentiale untersuchen. Daher ist es schon heute üblich, dass auch solche, methodisch als dauerhaft nicht beeinflussbar geltenden Kosten von den Unternehmen für Kostensenkungen und -optimierungen genutzt werden.

Es bleibt die Sorge der Arbeitnehmerseite zu bewerten, ob durch die Gleichstellung der allgemeinen Personalkosten mit den vertraglichen Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen insbesondere auch der Druck auf bestehende Regelungen oder Besitzstände stärker wird. Bestehende Tarifvereinbarungen sehen in der Regel Regelungen auch für die Altersversorgung der aktiv Beschäftigten vor. Diese unterliegen also der Anpassung. Dabei gibt es Vereinbarungen, aktuelle Anpassungen nur auf Beschäftigte nach einem Stichtag anwenden. Zusagen an Ruheständler bleiben in der Regel unberührt.

Volkswirtschaftlich hindert die Bestandsregelung die Unternehmen daran, ggf. eine wirtschaftlich günstigere Leistungserbringung über Dienstleistungen Dritter einzukaufen, die voll als beeinflussbare Kosten gelten. Hierin können nicht bezifferbare Effizienzreserven liegen.

Soweit die schlichte Abschaffung des Stichtags vorgeschlagen wird, werden damit die Fragen der Ungleichbehandlung von Beschäftigten und der Verzerrungen nicht adressiert. In der Wirkung würde nur die Übergangsregelung zu einer Dauerregelung. In der Folge wäre ein deutliches Anwachsen dieser Lohnzusatzkosten zu befürchten. Denn dadurch, dass solche Kosten schlicht auf die Netznutzer durchgereicht werden könnten, würde der Arbeitgeberseite in den entsprechenden Tarifverhandlungen ein zugkräftiges Argument fehlen, um entsprechenden Forderungen entgegenzutreten. Darüber hinaus birgt eine solche Regelung sogar den Anreiz der Umwidmung von Lohnbestandteilen in Kategorien der Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen. Durch eine solche Regelung würde unmittelbar in das Kräfteverhältnis der Tarifparteien eingegriffen, da der übliche, wettbewerbliche Mechanismus der Kostenorientierung für entsprechende Forderungen entfiel.

Die ökonomischen Wirkungen einer Umwidmung der heute als „dauerhaft nicht beeinflussbar“ geltenden Kostenposition in eine „beeinflussbare“ Kostenposition auf den einzelnen Netzbetreiber lassen sich nur im Einzelfall bestimmen. Für einen einzelnen Netzbetreiber, der heute mit geringen beeinflussbaren und hohen nicht-beeinflussbaren Kosten in den Effizienzvergleich geht, wird das Ergebnis des Effizienzvergleichs - bei unterstellt gleichbleibender Versorgungsaufgabe - tendenziell schlechter. Um die Wirkungen zu ermessen, hat die Bundesnetzagentur mit den vorhandenen Daten die Wirkung auf den Gesamteffizienzvergleich durch die Umschichtung der heute tatsächlich angemeldeten und geprüften Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen in den Effizienzvergleich berechnet:

Dabei trat zu Tage, dass sich in den Stromnetzen bei vollständiger Einbeziehung der Personalzusatzkosten in den Vergleich die durchschnittliche (ungewichtete) Effizienz sogar von 94,72 % auf 95,22 % erhöht. Es profitieren 97 Netzbetreiber, 38 Netzbetreiber verschlechtern sich und für 47 Netzbetreiber ändert sich nichts. Im Gasbereich bleibt die durchschnittliche (ungewichtete) Effizienz nahezu unverändert (von 92,11 % auf 92,14 %). Es profitieren 78 Netzbetreiber, 69 Netzbetreiber verschlechtern sich und für 39 Netzbetreiber ändert sich nichts.

Im Falle der Pauschalisierung entfällt aufgrund der Loslösung der Qualifizierung als dauerhaft nicht beeinflussbar von den tatsächlichen Personalzusatzkosten die oftmals streitbehaftete Anpassung nach § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV. Es ergeben sich in dieser Regelung keine Folgeprobleme bei Netzübergängen oder Teilnetzausgliederungen. Die Analysen der Bestandsdaten ergeben allerdings ein so heterogenes Bild, dass die Ist-Daten keinen Anhalt für die Bestimmung der Pauschale bieten, d. h. der Wert von 25 % ist gegenwärtig nicht zwingend aus tatsächlichen Kosten ableitbar. Der Anteil ist natürlich auch abhängig von dem in die Netzgesellschaft überführten Personal und der Höhe der Versorgungszusagen aus der Zeit vor der Liberalisierung.

Die Auswirkungen der schlichten Abschaffung der Stichtagsregelung lassen sich nicht beziffern. Für das laufende Jahr 2014 änderte sich wenig bis nichts, denn eine rückwirkende Änderung der Tarifverträge und der als dauerhaft nicht beeinflussbar geltenden Kosten bliebe selbstverständlich ausgeschlossen. Um die Auswirkungen der Sonderfälle abzuschätzen, in denen heute Lohnzusatzkosten auf Grund von Überführungen der Tarifkräfte in einen anderen, nach dem 31.12.2008 abgeschlossenen Tarifvertrag, nicht als „dauerhaft nicht beeinflussbar“ gelten, sondern als beeinflussbare Kosten anerkannt werden, fehlen

hinreichend valide Angaben. Und eine Prognose, in welchem Umfang künftig Lohnzusatzkosten auf Grund der Verhandlungsmacht der Arbeitnehmerseite ausgeweitet werden, wenn diese Kosten als „dauerhaft nicht beeinflussbar“ gelten, würde sich immer dem Vorwurf der Schwarzmalerei ausgesetzt sehen.

Bei der endgültigen Wahl der Lösung sollte bedacht werden, dass sowohl die methodisch richtige Überführung der hier in Rede stehenden „dauerhaft nicht beeinflussbaren“ Kosten in „beeinflussbare“ Kosten als auch die geforderte Streichung der Stichtagsregelung das Kräfteverhältnis der Tarifvertragsparteien berührt und damit beide Lösungen Fragen der Tarifautonomie aufwerfen. Sowohl die Pauschalisierung in Alternative 1 als auch das Einfrieren und langfristige Abschmelzen in Alternative 2 sind im Hinblick auf die Fragen der Tarifautonomie als mildere Mittel anzusehen.

Auf einer anderen sachlichen Ebene liegt der mit der heutigen Form der Stichtagsregelung verbundene Umstand, dass auch die Überführung von Netzbetreibern bzw. deren Beschäftigten in den Geltungsbereich eines anderen Tarifvertrages ausgeschlossen ist, selbst wenn dieser Tarifvertrag bereits deutlich vor dem die Überführung auslösenden Umstrukturierungsakt abgeschlossen wurde. Zur Lösung dieser Fragen bedarf es nicht der Streichung der Stichtagsregelung, hier müssten sich andere sachlich gerechtfertigte Lösungen finden lassen.

8. Datenerhebungen

8.1 Befunde

Im Rahmen des Evaluierungsprozesses wurde seitens der regulierten Unternehmen erneut auf die Belastung durch Datenerhebungen hingewiesen. Angesichts der Regulierung als datengetriebener Prozess und den Erforderlichkeiten des Netzbetriebs in der Energiewende ist mit einer sinkenden Datenerhebungsbelastung und einem Rückgang der Belastung durch Datenaustausch nicht zu rechnen. Datenerhebungen müssen gleichwohl auf ein erforderliches Mindestmaß beschränkt werden. Datendefinitionen müssen konstant und eindeutig, Fristen angemessen sein. Auch aus diesem Grund sind vertiefte und flächendeckende Vorgaben zur Gestaltung und Erhebung von (Teil-) Geschäftsprozessen von Netzbetreiberunternehmen zur Ermittlung von Effizienzen bestimmter Sektoren nicht vorgesehen.

8.2 Bewertung

Eine „Vorbefüllung“ von Datenerhebungsbögen durch die Behörden mit Daten aus der Vergangenheit führt nach Beurteilung der Bundesnetzagentur nicht zur Vereinfachung und wird abgelehnt. Ein solches Modell wird als fehleranfällig und für die Unternehmen als nachteilig bewertet. Auch verwischt die Verantwortlichkeit für die Richtigkeit und Vollständigkeit von Daten, die bei den regulierten Unternehmen liegt.

9. Transparenz

9.1 Befunde

Netzbetreiber, Banken, Investoren und Netznutzer bemängeln immer wieder die fehlende Transparenz des Regulierungsverfahrens, vor allem bei der Ermittlung der Erlösobergrenzen im Rahmen der Anreizregulierung. Dies zeigte sich auch in den im Rahmen des Evaluierungsprozesses abgegebenen Stellungnahmen. Zwar vertraten einige Netzbetreiber die Ansicht, der Regulierungsprozess laufe nur zwischen

Netzbetreibern und Regulierungsbehörden ab und ein Interesse Dritter an der Veröffentlichung von Daten sei daher nicht ersichtlich. Diese Einschätzung wurde jedoch durch andere Stellungnahmen von Seiten der Netznutzer, aber auch von Netzbetreiberseite nicht geteilt. Im Gegenteil, eine Erhöhung der Transparenz sei notwendig, um die Ergebnisse der Regulierung auch für Dritte nachvollziehbar zu machen, aber auch um opportunistisches Verhalten der Regulierungsbehörde zu verhindern.

Im Rahmen des Evaluierungsprozesses wurden daneben eine Reihe von Gesprächen mit Stakeholdern durchgeführt, die sich mit der Investition in und Finanzierung von Strom- und Gasnetzen beschäftigen (s. zur Methodik im Einzelnen den Abschnitt F1 sowie zu den Gesprächspartnern und dem verwendeten Gesprächsleitfaden Anhang 1). Dabei wurden neben der Stabilität des Regulierungsrahmens auch die Transparenz und Nachvollziehbarkeit des Regulierungsprozesses thematisiert, um die Kritikpunkte systematisch aufnehmen, konkretisieren und bewerten zu können. Die wichtigsten Ergebnisse der Gespräche werden im Folgenden dargestellt.

9.1.1 Veröffentlichung von unternehmensbezogenen Daten

Von Stakeholdern wird kritisiert, dass aufgrund einer mangelnden Veröffentlichung unternehmensbezogener Daten wichtige Teile des Regulierungsprozesses, insb. bei der Bestimmung der Erlösobergrenzen, nicht für Dritte nachvollziehbar sind. Dabei wird zum einen der Effizienzvergleich von Außenstehenden häufig als "Black Box" wahrgenommen, d. h. es erscheint unklar, wie und welche der von den Netzbetreibern abgefragten Daten in einen Effizienzwert umgesetzt werden. Kritisiert wird zudem, dass die Erlösobergrenzen der einzelnen Netzbetreiber als Gesamtergebnis des regulatorischen Verfahrens derzeit nicht veröffentlicht werden.

Auch aus Sicht der meisten Banken und Investoren, mit denen im Rahmen des Evaluierungsprozesses Gespräche durchgeführt wurden, wäre eine Veröffentlichung von mehr unternehmensindividuellen Daten hilfreich. Diese wären demnach insbesondere bei der Unternehmensbewertung, z. B. im Rahmen von Konzessionsvergabeverfahren, sowie Risikoabschätzungen hilfreich. Einige Banken berichteten, dass Netzbetreiber sich mit dem Verweis auf Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse weigern, ihnen gegenüber Daten offenzulegen, wodurch die Risikobewertung bei der Kreditvergabe erheblich erschwert werde. Insbesondere eine Veröffentlichung der Asset Bases würde demnach sehr hilfreich sein und sei auch in ausländischen Regulierungssystemen so üblich. Auch eine Veröffentlichung der individuellen Investitionsmaßnahmen wurde angeregt, um den Investitionsbedarf besser abschätzen zu können. Zudem wird es von Investorensseite als problematisch angesehen, wenn ein Netzbetreiber zwar Kenntnis über seinen eigenen Effizienzwert und die Werte anderer Netzbetreiber hat, aber nicht nachvollziehen kann, woraus seine eigenen Ineffizienzen resultieren. Dies erschwere es den Netzbetreibern, die Ineffizienzen abzubauen. Hierbei würde eine Veröffentlichung der Strukturparameter des Effizienzvergleichs helfen.

Allerdings sahen einige Gesprächspartner auch Gefahren in der Veröffentlichung individueller Daten. Für Banken und Investoren würde es einfacher, die "guten" von den "schlechten" Netzbetreibern zu unterscheiden und dementsprechend könnten die Kosten für die Kapitalaufnahme für "schlechte" Netzbetreiber steigen. Von Netznutzerseite wurde zudem im Evaluierungsprozess angeregt, zu veröffentlichen, wie lange einzelne Netzbetreiber für die Bearbeitung von Netzanschlussbegehren benötigen.

An der Veröffentlichung unternehmensindividueller Daten, insb. der Erlösobergrenzen, sieht sich die Bundesnetzagentur durch die Behauptung von Netzbetreibern gehindert, es handele sich um Betriebs- und

Geschäftsgeheimnisse im Sinne des § 71 EnWG. Die BNetzA teilt diese Auffassung nicht. Die Durchsetzung ihrer Auffassung würde aber erfordern, eine Vielzahl von Grundsatzrechtsstreitigkeiten zu führen. Insofern ist eine gesetzliche Klarstellung für alle Beteiligten der sinnvollere Weg.

Die Bundesnetzagentur hat bereits im Bericht zur Einführung der Anreizregulierung vom 30.6.2006 eine größtmögliche Datentransparenz gefordert. Dieser Forderung ist der Verordnungsgeber bei der Einführung der ARegV insoweit nachgekommen, als dass er der Regulierungsbehörde auferlegt hat, die Effizienzwerte netzbetreiberbezogen in nicht anonymisierter Form in ihrem Amtsblatt und auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen. Außerdem müssen der generelle sektorale Produktivitätsfaktor, die Kennzahlvorgaben im Rahmen der Qualitätsregulierung sowie die Abweichungen der Netzbetreiber von diesen Vorgaben sowie der im Rahmen des vereinfachten Verfahrens gemittelte Effizienzwert veröffentlicht werden. Die Bundesnetzagentur hat die ermittelten Effizienzwerte entsprechend publiziert. In der Branche wird jedoch teilweise bezweifelt, ob ein Netzbetreiber allein aus der Veröffentlichung der Effizienzwerte der übrigen Netzbetreiber effektiven Rechtsschutz erlangen kann. Zumindest bedürfe es darüber hinausgehend Daten des effizientesten Unternehmens sowie einer Transparenz der Methoden, um die Richtigkeit der eigenen Ergebnisse vollständig überprüfen zu können.

Die Bundesnetzagentur hat zudem die individuellen Qualitätskennzahlen, die Referenzwerte und weitere Strukturmerkmale der beteiligten Netzbetreiber in nicht anonymisierter Form im Internet veröffentlicht, um die Transparenz und die Nachvollziehbarkeit des Qualitätsregulierungssystems zu erhöhen.

Bei der Diskussion über eine darüber hinausgehende Veröffentlichung ist zu berücksichtigen, dass sich in Zukunft bei einer entsprechenden gesetzlichen Umsetzung der von ACER im November 2013 verabschiedeten Rahmenleitlinie „Harmonized Transmission Tariff Structures“ neue Transparenzanforderungen für Gasfernleitungsnetzbetreiber ergeben könnten (s. Kapitel IVB2.8). Dabei würden die zu veröffentlichenden Daten unter anderem die Höhe der erlaubten Erlösobergrenzen je Netzbetreiber sowie die Größe des regulierten Anlagevermögens umfassen.

9.1.2 Verfügbarkeit von Informationen zum Regulierungsprozess und Nachvollziehbarkeit von Entscheidungen der Regulierungsbehörde

Im Gespräch mit Banken und Investoren wurde deutlich, dass in der Informationsbereitstellung zum Regulierungssystem und -prozess durch die Bundesnetzagentur erhebliche Defizite wahrgenommen werden.

Eine umfassendere Informationsbereitstellung spiele für die Nachvollziehbarkeit von Entscheidungen eine wichtige Rolle, da hierdurch Überraschungen ausblieben und die Stabilität des Regulierungssystems gestärkt würde. Daneben sei es für Dritte auch wichtig, das Regulierungssystem in seiner Funktionsweise zu verstehen, wofür entsprechende, aktuelle Informationen bereitstehen sollten.

So wurde angemerkt, dass auf den Internetseiten der Bundesnetzagentur eine grundlegende Darstellung des Regulierungssystems und seiner Funktionsweise fehle. Auch seien die dort bereitgestellten Informationen zu laufenden Verfahren und Entscheidungen der Bundesnetzagentur nicht immer ausreichend und aktuell. Hierdurch wird gerade solchen Stakeholdern, die sich nur anlassbezogen z. B. im Rahmen von Konzessionsvergabeverfahren mit der Anreizregulierung beschäftigen, der Einstieg in das System erschwert. Ein mangelndes Verständnis über die Funktionsweise des Systems kann in der Praxis zu einer unnötig schlechten Risikobewertung und somit zu unnötig hohen Kapitalkosten der regulierten Unternehmen führen.

Die Gesprächsbereitschaft der Bundesnetzagentur im Sinne eines informellen, bilateralen Austausches wurde von den Gesprächspartnern als sehr positiv eingeschätzt. Allerdings könne die Bundesnetzagentur noch mehr tun, um auch den formalisierten, öffentlichen Informationsfluss zu verbessern. Viele Gesprächspartner würden es deshalb sehr begrüßen, wenn regelmäßig aktuelle Informationen z. B. in Form eines Newsletters speziell für Banken und Investoren öffentlich bereitgestellt würden oder es eine offizielle Kontaktstelle für Anfragen zu Investitions- und Finanzierungsbedingungen gäbe. Mehrfach wurde auch angeregt, die Bundesnetzagentur möge bei wichtigen laufenden Verfahren jeweils einen Zeitplan veröffentlichen, aus dem der aktuelle Verfahrensstand sowie die nächsten Schritte - wenn möglich, mit geplanten Zeitpunkten - hervorgeht.

Bei der Nachvollziehbarkeit des Regulierungsprozesses sahen einige Gesprächspartner - und hier insbesondere diejenigen, die bereits besser mit der Anreizregulierung vertraut sind - ebenfalls Defizite. Zwar wurde von allen Gesprächspartnern anerkannt, dass im regulatorischen Rahmen nicht jedes Detail im Voraus geregelt werden sollte, um der Regulierungsbehörde die notwendige Flexibilität im Einzelfall zu lassen. Aufgrund des Umstandes, dass Dritte, wie z. B. Banken oder Eigenkapitalgeber, keinen direkten Einblick in die Entscheidungsprozesse haben, ist es für sie kaum möglich nachzuvollziehen, welche Auslegungsgrundsätze in der Praxis angewendet werden und ob diese in allen Einzelfallentscheidungen einheitlich angewendet werden.

Daraus entsteht in der Wahrnehmung der Gesprächspartner eine Unsicherheit, ob in der Regulierungspraxis die Netzbetreiber gleich behandelt werden oder nicht - insbesondere wird eine Ungleichbehandlung von "etablierten" Netzbetreibern und neuen Investoren befürchtet. Zudem wird die Prognose zukünftiger Entscheidungen der Bundesnetzagentur erschwert.

In diesem Zusammenhang äußerte ein großer Teil der Gesprächspartner den Wunsch, die Bundesnetzagentur möge sich zu verschiedenen Auslegungsfragen innerhalb des Regulierungssystems, insb. hinsichtlich der Bestimmung der Kapitalkosten und des Ausgangsniveaus für die Erlösobergrenzen, klarer nach außen positionieren bzw. ihre Position z. B. in Form von Leitfäden öffentlich kommunizieren. Als positives Beispiel wurden in diesem Zusammenhang die Leitfäden zu Investitionsmaßnahmen genannt.

9.2 Bewertung

Im Kontext des Themenfeldes Transparenz kommt die Bundesnetzagentur zu den folgenden abschließenden Bewertungen:

Um die Zugänglichkeit des Regulierungssystems zu verbessern, sollte die Bundesnetzagentur grundlegende Informationen zur Funktionsweise des Regulierungssystems und zu häufig gestellten Fragen in deutscher und englischer Sprache auf ihrer Internetseite zur Verfügung stellen. Sofern die Informationen bereits vorhanden sind, sollten diese stärker auf der Internetseite der Bundesnetzagentur gebündelt werden, um die Auffindbarkeit zu erleichtern.

Um die Transparenz spezifisch für Banken und Investoren zu verbessern, könnte zudem ein eigener Bereich auf der Internetseite eingerichtet werden. In diesem Bereich könnten dann neben den grundlegenden Informationen auch alle aus Finanzierer- und Investorensicht wichtigen aktuellen Entscheidungen der Bundesnetzagentur bekannt gegeben und bei wichtigen Entscheidungsprozessen soweit wie möglich auch aktuelle Zwischenstände publiziert werden. Daneben würde die Schaffung einer offiziell für „Investor

Relations“ zuständigen Stelle, die als Ansprechpartner für Fragen zur Verfügung steht, eine erhebliche Verbesserung der Transparenz und der Außenkommunikation der Bundesnetzagentur darstellen.

Hinsichtlich der unternehmensbezogenen Daten gibt es derzeit eine Vielzahl von Veröffentlichungspflichten. Zur Schaffung von mehr Transparenz sollten klare Rechtsgrundlagen geschaffen werden, auch folgende Informationen in nicht anonymisierter Form zu veröffentlichen:

- die im Effizienzvergleich verwendeten Strukturparameter
- die als dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile als Summenwert
- die kalenderjährliche Erlösobergrenze als Summenwert
- der genehmigte Erweiterungsfaktor als Summenwert
- die Versorgungsunterbrechungen i. S. d. § 20 Abs. 1 ARegV.

Die netzbetreiberbezogen und nicht anonymisierte Veröffentlichung der verwendeten Strukturparameter dient der Förderung der Transparenz und Nachvollziehbarkeit des Effizienzvergleichs. Strukturparameter sind die Anzahl der Anschlusspunkte, die Fläche des versorgten Gebiets, die Leitungslänge, die Jahresarbeit, die zeitgleiche Jahreshöchstlast und die Anzahl und Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen. Darüber hinaus sollten die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen und jedenfalls die angegebenen dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile veröffentlicht werden. Zudem sollte der Erweiterungsfaktor und ggf. die Investitionsmaßnahmen öffentlich gemacht werden.

Zudem wird vorgeschlagen, die Versorgungsunterbrechungen i. S. d. § 20 Abs. 1 ARegV netzbetreiberbezogen in nicht anonymisierter Form zu veröffentlichen.

Daneben sollte geprüft werden, ob veröffentlicht werden kann, wie lange einzelne Netzbetreiber für die Bearbeitung von Netzanschlussbegehren benötigen.

Neben der Veröffentlichung von unternehmensbezogenen Daten sollte die Bundesnetzagentur auch prüfen, inwiefern Auslegungsgrundsätze und, wo sinnvoll, beispielhafte Berechnungen zu den oben genannten Punkten, insbesondere aber zur Ermittlung der Kapitalkosten und der Ausgangsbasis für die Erlösobergrenzen, öffentlich verfügbar gemacht werden können. Sofern derartige Informationen bereits öffentlich verfügbar sind, sollte geprüft werden, wie dies in transparenterer Darstellung erfolgen kann. Hierdurch darf der notwendige und sinnvolle Entscheidungsspielraum im Einzelfall nicht eingeschränkt werden. Wo jedoch in der Praxis regelmäßig bestimmte Grundsätze bei der Auslegung der Verordnungen zur Anwendung kommen, würde eine Veröffentlichung dieser Grundsätze einen wichtigen Beitrag zur Selbstregulierung, zur Akzeptanzsteigerung und zur Verringerung des von Investoren und Fremdkapitalgebern wahrgenommenen Risikos leisten.

10. Ermittlung der Kapitalkosten

10.1 Befunde

10.1.1 Hintergrund

Im Rahmen der Evaluierung der ARegV ist durch die Bundesnetzagentur geprüft worden, ob oder inwieweit das derzeitige System der Vergütung der Kapitalkosten stärker pauschalisiert werden soll.

So zeigt sich, dass die Prüfung der Kapitalstruktur und eine hieran anschließende Korrektur, insbesondere des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens und des Abzugskapitals, einen hohen Aufwand mit sich bringen, tendenziell intransparent wirken und damit wenig verlässlich bzw. planbar sind. Damit sind bereits die heute in der ARegV angelegten Prozesse zeitlich kaum zu beherrschen. Bei Modellen, die eine regelmäßige Prüfung der Kapitalkosten voraussetzen, sind stärkere Pauschalisierungen bei deren Ermittlung daher nahezu zwingend vorzusehen. Zudem kann eine Pauschalisierung der Kapitalkosten Anreize setzen, die Eigenkapitalausstattung auf ein angemessenes Maß anzupassen.

Für die Pauschalisierung der Kapitalkosten kommen folgende Ansätze in Betracht:

- Für die Berechnung der Kapitalkosten wird in Zukunft eine pauschale Kapitalstruktur unterstellt,
- für die Berechnung der Kapitalkosten wird in Zukunft eine pauschale Vergütung der Fremdkapitalkosten angewendet und
- es werden Pauschalisierungen bei der Bestimmung der Verzinsungsbasis vorgenommen.

Grundsätzlich ist zu beachten, dass bei der Bestimmung der Höhe der Kapitalkosten neben der Bestimmung des Zinses von Bedeutung ist, auf welche Bezugsgröße dieser Zins angewendet wird (Verzinsungsbasis). Aus diesem Grund ist es nicht sinnvoll, die Ausgestaltung des Zinses isoliert von der Verzinsungsbasis zu diskutieren.

Eine stärkere Pauschalisierung der Kapitalverzinsung wurde insbesondere während und im Nachgang des 4. Workshops zur Evaluierung der Anreizregulierung mit der Branche diskutiert. Die Eingaben der Stakeholder und die Analysen der Bundesnetzagentur haben zu der Einschätzung geführt, dass eine kurzfristige Einführung derzeit insbesondere wegen möglicher Probleme bei der Umstellung noch nicht empfohlen werden kann. Eine Entwertung von Anlagen durch eine Umstellung vom Nettosubstanzerhalt auf die Realkapitalerhaltung ist dabei nicht zwingend mit einer Pauschalisierung der Kapitalverzinsung verbunden und wird auch von der Bundesnetzagentur nicht angestrebt.

10.1.2 Bestimmung der Kapitalverzinsung im heutigen System

Die Eigenkapitalverzinsung wird in den jeweiligen Netzentgeltverordnungen geregelt (§ 7 der Strom- bzw. GasNEV) und ist insgesamt als komplex zu bezeichnen. Für Neuanlagen (die ab 1.1.2006 aktiviert wurden) werden die kalkulatorischen Restbuchwerte zu historischen AKHK berücksichtigt (Realkapitalerhaltung). Bei Altanlagen (die vor dem 31.12.2005 aktiviert wurden) wird hingegen zwischen dem Fremdkapitalanteil und dem Eigenkapitalanteil differenziert. Der FK-Anteil wird ebenfalls zu historischen AKHK berücksichtigt, der EK-Anteil aber zu Tagesneuwerten bewertet (Nettosubstanzerhaltung).

Die Bilanzwerte der betriebsnotwendigen Finanzanlagen sowie die Bilanzwerte des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens werden bei der Bestimmung des betriebsnotwendigen Vermögens neben dem Anlagevermögen berücksichtigt. Hiervon abgezogen werden das sog. Abzugskapital (z. B. Pensionsrückstellungen und Baukostenzuschüsse) und das verzinsliche Fremdkapital.

Fremdkapitalzinsen sind in ihrer tatsächlichen Höhe einzustellen, höchstens jedoch in der Höhe kapitalmarktüblicher Zinsen für vergleichbare Kreditaufnahmen. Eine zusätzliche Besonderheit gilt wiederum für das den Anteil von 40 % überschießende Eigenkapital (sog. EKII). Die Verzinsung des EKII orientiert sich an dem 10-Jahres-Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere sowie inländischer Inhaberschuldverschreibungen.

10.1.3 Ziele einer Pauschalisierung

Die oben dargestellte Vorgehensweise führt dazu, dass im Ergebnis eine für jeden Netzbetreiber unternehmensspezifische Vergütung des eingesetzten Kapitals erfolgt, deren Ermittlung insgesamt relativ komplex ist. Für Dritte, z. B. potentielle Investoren, Finanzierer oder Rating-Agenturen, ist die Vorgehensweise insgesamt schwer verständlich und im Einzelfall kaum nachvollziehbar.

Durch die Berücksichtigung des unternehmensindividuellen Eigenkapital-Anteils sowie der individuellen FK-Zinsen ergeben sich darüber hinaus außer dem Effizienzvergleich keine Anreize, in diesen Bereichen Effizienzen zu heben. Speziell die Ermittlung der Höhe des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens hat zudem regelmäßig zu Kontroversen zwischen den Netzbetreibern und der Bundesnetzagentur geführt. Durch die Netzbetreiber wurde häufig Umlaufvermögen in einer Höhe angesetzt, die als nicht betriebsnotwendig erachtet wurde. Durch eine stärkere Pauschalisierung könnten daher die folgenden Ziele erreicht werden:

Sicherheit und Transparenz für Investoren: Eine Pauschalisierung erhöht die Sicherheit und die Transparenz für Investoren. Die Kapitalverzinsung wäre durch Investoren einfacher berechenbar und längerfristig prognostizierbar. Der Einfluss unternehmensindividueller Unterschiede auf die Verzinsung des eingesetzten Kapitals sinkt. Die Transparenz und Kalkulierbarkeit war auch in den Gesprächen, die die Bundesnetzagentur mit Finanzierern und Investoren geführt hat, ein wichtiges Thema. Wie das Gutachten von E-Bridge zeigt, wäre die Einführung eines WACC-Ansatzes dabei auch eine Angleichung an internationale Standards, welche den Investoren bekannt sind.

Vereinfachung der Prüfung für die Unternehmen und die Bundesnetzagentur: Je nach Ausgestaltung einer Pauschalisierung der Kapitalverzinsung entfällt eine netzbetreiberindividuelle Prüfung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens, der effizienten Höhe der Fremdkapitalzinsen und des Abzugskapitals.

Anreizwirkung: Ein pauschaler Ansatz schafft Möglichkeiten für Netzbetreiber, sich nach unternehmerischen Gesichtspunkten zu optimieren und so auch Zusatzgewinne zu erzielen.

Neben diesen Zielen weist die Bundesnetzagentur darauf hin, dass bei den im Rahmen der Evaluierung diskutierten Modellen, die einen jährlichen Abgleich der Kapitalkosten vorsehen, zumindest für Neuinvestitionen sowie als Vergleichsmaßstab ein pauschaler Zins zur Anwendung käme, da die Anpassung der Kapitalkosten in diesen Systemen auf Basis eines standardisierten Mischzinssatzes erfolgen würde. Die Nicht-Anwendung des gleichen Zinssatzes bei der Bestimmung der Erlösobergrenze hätte zur Folge, dass sich

die Verzinsung einer Investition im Zeitablauf ändern würde. Zudem sei darauf hingewiesen, dass durch eine stärkere Pauschalisierung eine Gleichbehandlung von Pächter- und Verpächterkonstellationen erreicht werden kann.

10.1.4 Potentielle Anpassungen

Eine deutliche Vereinfachung kann durch die Anwendung eines pauschalisierten Mischzinssatzes sowie durch Vereinfachungen bei der Bestimmung der Verzinsungsbasis erreicht werden.

Konkret kann für die Berechnung der Kapitalkosten zukünftig die Anwendung einer pauschalen Kapitalstruktur, einer pauschalen Vergütung der Fremdkapitalkosten und eines pauschalen Ansatzes der Verzinsungsbasis vorgenommen werden. Im einfachsten Fall erfolgt im Ergebnis die Anwendung eines für alle Unternehmen identischen Mischzinssatzes auf eine standardisierte Verzinsungsbasis, bei dem nur noch zwischen Neu- und Altanlagen differenziert wird. Die Prüfung der Kapitalstruktur des Unternehmens, der tatsächlichen Fremdkapitalkosten, des Abzugskapitals und des Umlaufvermögens würde entfallen.

Der im Rahmen der Evaluierung diskutierte Übergang zum Prinzip der Realkapitalerhaltung für Altanlagen ist in diesem Zusammenhang ebenfalls möglich, wird aber seitens der Bundesnetzagentur nicht angestrebt.

Kapitalstruktur

Eine pauschalisierte Kapitalverzinsung erfordert die Bestimmung einer pauschalisierten Kapitalstruktur (EK/FK-Anteile). Diese würde nur kalkulatorischen Zwecken dienen. Die tatsächliche Kapitalstruktur könnte das Unternehmen weiterhin für sich individuell festlegen. Der Netzbetreiber erhielte somit zusätzliche Möglichkeiten sich unter unternehmerischen Gesichtspunkten zu optimieren. Hier ist allerdings zu beachten, dass der erhöhte Anreiz zur Reduktion des Eigenkapitals (sog. Leverage) auch zu Eigenkapitalquoten führen kann, aus denen sich ein erhöhtes Insolvenzrisiko ergibt. Als gegenläufiger Effekt ist hier allerdings zu nennen, dass mit einem höheren Leverage auch höhere FK-Kosten einhergehen, wodurch sich zuvor genannter Anreiz wieder relativiert. Nicht auszuschließen ist jedenfalls, dass sich ggf. im Zeitablauf die Vorgabe eines Mindesteigenkapitaleinsatzes als notwendig erweist.

Anknüpfungspunkte für die Höhe der EK-Verzinsung könnten z. B. der in Strom- und GasNEV festgelegte maximale Anteil von 40 % sein oder die Höhe der bilanziellen Eigenkapitalanteile nichtfinanzieller Unternehmen gem. den Statistiken der Deutschen Bundesbank. Letztere müssten dann aber ggf. noch unter Berücksichtigung von Branchenspezifika angepasst werden.

Fremdkapitalzinsen

Eine pauschalisierte Kapitalverzinsung beinhaltet, dass nicht mehr die tatsächlichen Fremdkapitalkosten des jeweiligen Netzbetreibers anerkannt werden, sondern ein pauschaler Satz zur Anwendung kommt. Die Höhe der angemessenen Fremdkapitalverzinsung könnte sich dabei an der Bestimmung des derzeitigen sogenannten EKII-Zinssatzes orientieren.

Verzinsungsbasis - Umlaufvermögen

Unter der Verzinsungsbasis wird der Betrag verstanden, auf den der pauschalisierte Mischzinssatz letztlich Anwendung finden würde. Ein wichtiger Punkt ist hierbei die Frage, ob und wie betriebsnotwendiges Umlaufvermögen berücksichtigt wird. In welcher Höhe das Umlaufvermögen tatsächlich „betriebsnotwendig“ ist, hat in der Vergangenheit zu Diskussionen zwischen Netzbetreibern und

Regulierungsbehörden geführt. Über eine pauschale Regelung kann daher eine deutliche Vereinfachung erreicht werden. Als Anknüpfungspunkt kommt hier die Gewährung eines Monatsumsatzes des Netzbetreibers als Umlaufvermögen, sprich $1/12$ der erlaubten Erlösbergrenze, in Betracht.

Hinsichtlich der Pauschalisierung des Umlaufvermögens ist zudem grundsätzlich, d. h. in Bezug auf alle genannten Optionen, zu berücksichtigen, dass der Zinsaufwand in dem vorliegenden Ansatz innerhalb des Mischzinssatzes nur dann berücksichtigt wird, wenn das Kapital der Finanzierung des Anlagevermögens bzw., je nach Option, dem Umlaufvermögen dient. Netzbetreiber haben ggf. anderweitige Aufgaben, für die Mittel benötigt werden. Für die Stromübertragungsnetzbetreiber sind das z. B. Aufgaben aus dem EEG und dem KWK-G. Für diese Aufgaben sind ggf. Ausnahmen zu definieren.

Verzinsungsbasis - Abzugskapital

Neben dem Umlaufvermögen spielt für die Verzinsungsbasis insbesondere das Abzugskapital eine Rolle. Nach geltender Rechtslage wird das sogenannte Abzugskapital bei der Bestimmung der Kapitalkosten berücksichtigt, indem es vom betriebsnotwendigen Vermögen in Abzug gebracht wird. Bei Abzugskapital handelt es sich um das zinslos zur Verfügung stehende Kapital des Netzbetreibers. Denkbar ist das Abzugskapital bei Einführung eines pauschalisierten Mischzinssatzes in Zukunft ebenfalls als Pauschalwert innerhalb des Mischzinssatzes abzubilden. Als Anknüpfungspunkte käme hier ein Anteil von 25 % in Betracht, welcher im Rahmen der Vergleichbarkeitsrechnung gem. § 14 Abs. 2 ARegV verwendet wird und auch im Vorschlag der hessischen Landesregulierungsbehörde zur Kapitalkostendifferenz Eingang gefunden hat.

WACC-Ansatz

Alternativ zu den hier genannten Ausgestaltungsvarianten ist aber auch denkbar, vollständig von der Bilanz zu abstrahieren. Bei dieser Herangehensweise würde nur noch das Sachanlagenvermögen abzüglich der Baukostenzuschüsse als Verzinsungsbasis angenommen und mit dem Mischzinssatz multipliziert.

Abzugskapital würde nicht mehr berücksichtigt, allerdings auch kein Umlaufvermögen. Dieser Ansatz wird in der Regel als WACC-Ansatz bezeichnet. Bei diesem Ansatz ist zu bedenken, dass auch zinslos zur Verfügung stehendes Kapital (also auch Rückstellungen) in Höhe des Mischzinssatzes verzinst werden könnte, obwohl das Sachanlagevermögen zumindest in Teilen auch aus unverzinslichen Rückstellungen finanziert sein kann. Gleichwohl erfolgt auf der anderen Seite keine Verzinsung des Umlaufvermögens. Dieser Ansatz zeichnet sich vor allem durch seine hohe Transparenz und Einfachheit aus.

Umgang mit Alt- und Neuanlagen

Im Zusammenhang mit der Einführung eines pauschalen Mischzinssatzes ist im Rahmen der Evaluierung auch der vollständige Übergang zum Prinzip der Realkapitalerhaltung diskutiert worden. Ökonomisch ist die Realkapitalerhaltung der einfachere, transparentere und nachvollziehbarere Ansatz und wäre daher grundsätzlich anzustreben. Eine deutliche, nicht intendierte Schlechterstellung der Netzbetreiber würde sich allerdings durch eine Umstellung von der Nettosubstanzerhaltung auf die Realkapitalerhaltung ergeben. Ein vollständiger Übergang zum Prinzip der Realkapitalerhaltung wird daher seitens der Bundesnetzagentur nicht angestrebt.

10.1.5 Ökonomische Bedeutung für Netzbetreiber

Mit einer Vereinfachung soll keine grundsätzliche Besser- oder Schlechterstellung der Branche erreicht werden. Hierbei ist zu beachten, dass insbesondere bei der Verzinsungsbasis ein vereinfachter, überhöhter Ansatz zu hohen Mitnahmeeffekten führen kann. Auch sollte überprüft werden, ob einzelne Unternehmen in extremer Weise von den Änderungen betroffen wären. Im Rahmen der Evaluierung hat die Bundesnetzagentur für den Gasbereich ein Beispielszenario gerechnet.

Dieses Szenario hat die folgende Spezifikation:

- EK-Quote 40 % und EKII-Zins für FK
- Vollständige Abstraktion von der Bilanz, d. h. kein Umlaufvermögen und kein Abzugskapital. Korrespondierend wurden Erträge aus Finanzanlagen und Umlaufvermögen nicht berücksichtigt.
- Beibehaltung der Nettosubstanzerhaltung

Abweichungen für Gas-Verteilernetzbetreiber (Mischzinssatz mit Nettosubstanzerhaltung)

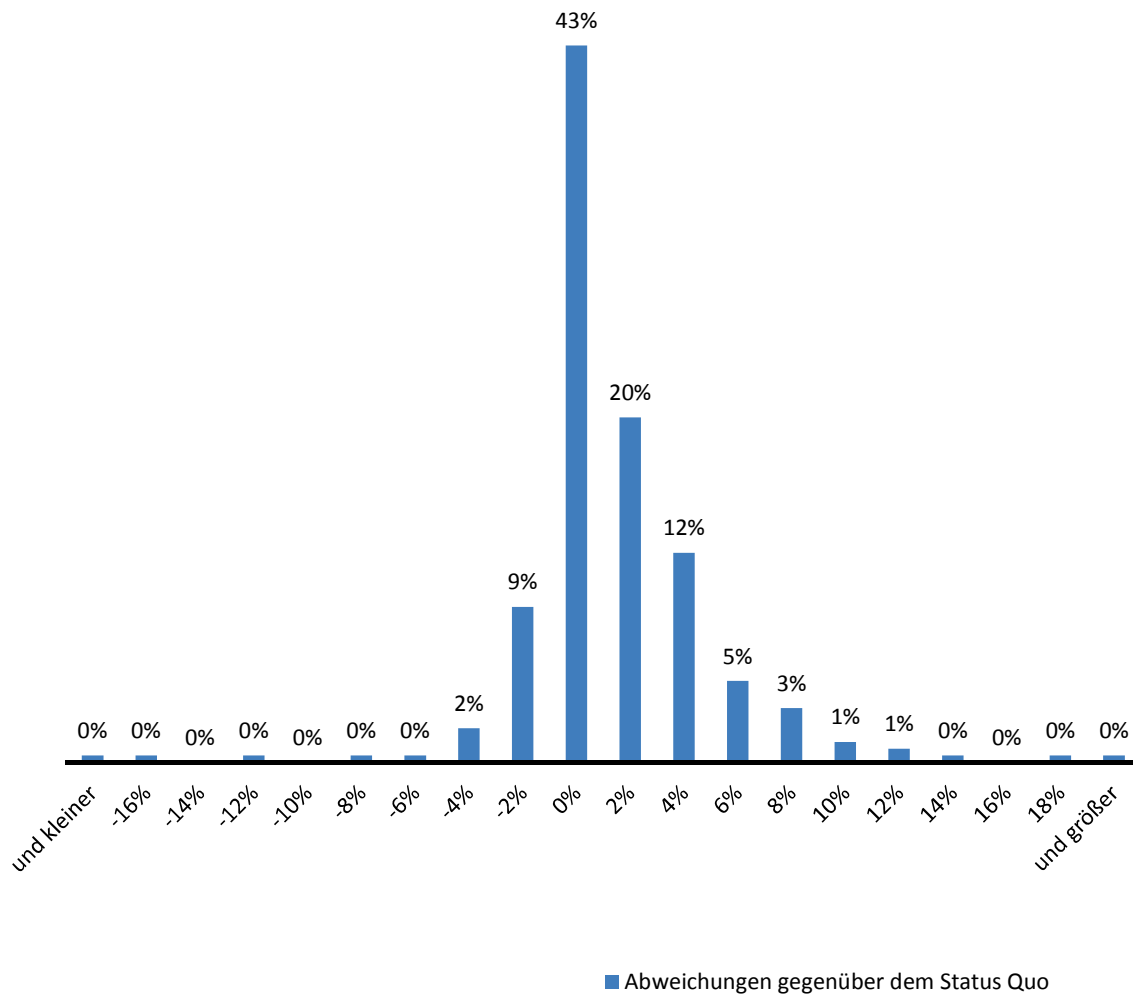


Abbildung 92: Abweichungen für Gasverteilernetzbetreiber (Mischzinssatz mit Nettosubstanzerhaltung)

Aus der Grafik geht hervor, dass aus dem Basisszenario für über 72 % der Gasverteilernetzbetreiber eine Änderung von nur -2 % bzw. +2 % gegenüber dem Status Quo resultiert. Hierbei entfällt auf die Reduzierung der Verzinsung bei 131 Netzbetreibern ein Volumen von ca. -56 Mio. Euro und auf die Zunahme der Verzinsung bei 110 Netzbetreibern ein Volumen von +44 Mio. Euro. Über alle Gasnetzbetreiber ergibt sich somit bei einem betrachteten Gesamtvolumen von insgesamt 3,9 Mrd. Euro eine Gesamtveränderung von nur knapp über -12 Mio. Euro (0,00307 % im Verhältnis zum Gesamtvolumen).

10.1.6 Vorteile und Nachteile einer Pauschalisierung

Vorteile

- Die Vorteile des Vorschlags liegen insbesondere in der Vereinfachung. Dies betrifft den Regulierungsrahmen selbst, dessen Nachvollziehbarkeit, auch für Investoren, deutlich gestärkt werden würde. Hinzu kommt, je nach Ausgestaltungsvariante, auch eine deutliche Vereinfachung der Verwaltungsverfahren.
- Zudem wird durch eine Pauschalisierung der Kapitalstruktur und der Fremdkapitalzinsen die Anreizwirkung des Systems verbessert. Der Netzbetreiber erhält zusätzlich die Möglichkeit, sich unter unternehmerischen Gesichtspunkten zu optimieren.

Nachteile und Risiken

- Auch wenn der Vorschlag mittel- und langfristig die Transparenz erhöhen kann, ist die Umstellung grundsätzlich mit Unwägbarkeiten verbunden, welche aus Investorensicht negativ gewertet werden könnten. Wesentliche Elemente der Berechnung der bestehenden Kapitalverzinsung sind zudem bereits gerichtlich geklärt, wodurch das bestehende System eine gewisse Rechtssicherheit besitzt.
- Auch wenn die Umstellung voraussichtlich so gestaltet wird, dass für die Branche insgesamt kein signifikanter zusätzlicher Verlust oder auch Gewinn entsteht, wird es durch die Umstellung einzelne Gewinner und Verlierer geben. In diesem Zusammenhang weist die Bundesnetzagentur aber darauf hin, dass eine Betrachtung der Gewinner und Verlierer nur eine Momentaufnahme darstellt. Im Zeitablauf können auch vermeintliche Verlierer durch eine Systemumstellung Vorteile erlangen.

10.2 Bewertung

Eine stärkere Pauschalisierung der Kapitalverzinsung wurde auf dem 4. Workshop zur Evaluierung der ARegV durch die Bundesnetzagentur zur Diskussion gestellt. Aus Sicht mehrerer Kommentatoren ist eine Pauschalisierung tendenziell geeignet, um die Kostenprüfung bzw. die Ermittlung der kalkulatorischen EK-Verzinsung zu vereinfachen. In der Gesamtschau zeigt sich allerdings, dass die Stakeholder vielfach Bedenken hinsichtlich der Einführung einer stärkeren Pauschalisierung haben. Insbesondere wurde in den Stellungnahmen darauf hingewiesen, dass der Vorschlag einen grundlegenden Methodenwechsel bedeuten würde und mit schwer zu beantwortenden Umsetzungsfragen verbunden sei. Anmerkungen gab es zu verschiedenen Ausgestaltungsfragen, z. B. zur angemessenen Höhe des EK-Anteils oder der FK-Verzinsung.

Bedenken hinsichtlich der Pauschalisierung von FK-Zinsen werden insbesondere von den Stromübertragungs- und Gasfernleitungsnetzbetreibern geäußert und beziehen sich auf die Finanzierung von Großprojekten. Zudem wird von einigen Kommentatoren angemerkt, dass ein pauschaler FK-Zins wie eine zusätzliche Effizienzvorgabe wirke, die erreichbar und übertreffbar sein müsse. Dies sei bei einem Abstellen auf einen durchschnittlichen Zinssatz nicht möglich.

Eine Entwertung der Altanlagen durch eine Umstellung vom Nettosubstanzerhalt auf die Realkapitalerhaltung wird von den Netzbetreibern abgelehnt. Einige Netzbetreiber weisen darauf hin, dass bei einem Wechsel ein Bestandsschutz für Altanlagen durch „Einfrieren“ der aktuellen Tagesneuwerte und Verzinsung mit einem Nominalzins erreicht werden könne.

Verschiedene Netzbetreiber und insbesondere die Stromübertragungsnetzbetreiber weisen zudem u. a. auf die Notwendigkeit hin, Positionen des Umlaufvermögens aufgrund von gesetzlichen Verpflichtungen vorhalten zu müssen. Hierbei werden vor allem die EEG-Wälzungsprozesse genannt. Ein Netzbetreiber äußert allerdings auch die Ansicht, dass Sondersachverhalte wie Forderungen und Verbindlichkeiten aus dem EEG- und KWK-Ausgleichsmechanismus und aus der Mehr- und Mindermengenabrechnung bei der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals ausdrücklich auszuklammern seien, da es sich hier um durchlaufende Posten handele, wo der Netzbetreiber lediglich als „Zahlungsdrehscheibe“ fungiere.

Die Argumentation, eine Pauschalisierung stelle eine zusätzliche Effizienzvorgabe dar, wird seitens der Bundesnetzagentur nicht geteilt. Richtig ist, dass sich aus einem pauschalen Ansatz Spielräume für die Netzbetreiber ergeben, sich hinsichtlich der Kapitalstruktur und der Höhe der FK-Zinsen zu optimieren. Damit handelt es sich allerdings nicht um eine Effizienzvorgabe, sondern vielmehr um einen Optimierungsanreiz, der mit einer Pauschale einhergeht.

Es ist zudem zu betonen, dass eine „Entwertung“ der Anlagen durch eine Umstellung vom Nettosubstanzerhalt auf die Realkapitalerhaltung nicht zwingend mit einer Pauschalisierung der Kapitalverzinsung verbunden ist und auch von der Bundesnetzagentur nicht angestrebt wird.

Insbesondere gehen von diesem Vorschlag eine deutliche Steigerung der Transparenz und eine Vereinfachung der Ermittlung der Kapitalkosten aus. Sondersachverhalte wie z. B. ein hohes Umlaufvermögen aufgrund gesetzlicher Verpflichtungen ließen sich bei der Umsetzung voraussichtlich berücksichtigen. Zu einer Pauschalisierung ist allerdings erst dann anzuraten, wenn die Umstellungsfragen ausreichend diskutiert sind, die zu erwartenden Effekte hinreichend transparent für Netzbetreiber und Investoren analysiert sind und die angestrebte Vereinfachung tatsächlich realisierbar erscheint.

H Studien und Gutachten

1. Untersuchungsgegenstand und Herangehensweise

Im Rahmen der Evaluierung hat die Bundesnetzagentur die vorhandenen Studien und Gutachten, die für die Bewertung und Weiterentwicklung der ARegV von Bedeutung sind, ausgewertet. Hinsichtlich des Investitionsverhaltens ist dabei insbesondere die sog. BMWi-Verteilernetzstudie hervorzuheben, welche gem. Koalitionsvertrag neben dem Evaluierungsbericht der Bundesnetzagentur als Basis für die Entscheidungen zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung dienen soll. Daneben hat die Bundesnetzagentur sechs weitere Studien und Gutachten ausgewertet. Zusammengefasst handelt es sich dabei um die folgenden Studien und Gutachten:

- „Moderne Verteilernetze für Deutschland“, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 12.9.2014 (im Folgenden: „BMWi-Verteilernetzstudie“)
- „Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilernetze in Deutschland bis 2013“, Studie im Auftrag einer Gruppe von 17 Netzbetreibern und Energieversorgungsunternehmen vom 11.12.2012 (Im Folgenden: „dena-Verteilernetzstudie“)
- „Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland“, Studie im Auftrag des Verbandes kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vom 1.3.2013
- „Innovative Regulierung für intelligente Netze“ (IRIN) aus dem September 2011
- „Plan N 2.0 - Politikempfehlungen zum Umbau der Stromnetze für die Energiewende“ von der Deutschen Umwelthilfe e.V. aus dem November 2013
- „Alternative Modelle für die Organisation und die Finanzierung des Ausbaus der Stromübertragungsnetze in Deutschland“, Studie im Auftrag des Ministeriums für Finanzen und Wirtschaft des Landes Baden-Württemberg, des Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk des Landes Nordrhein-Westfalen und des Thüringer Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Technologie aus Mai 2014
- “Electricity distribution investments: What regulatory framework do we need?”, Eurelectric Report aus Mai 2014

Aufgrund des Umfangs der Studien und Gutachten war eine Betrachtung aller Teilaspekte der jeweiligen Studien und Gutachten nicht möglich. Stattdessen wurde der Ansatz verfolgt, sich bei der Beschreibung und Bewertung auf die für die Evaluierung der Anreizregulierung relevanten Aspekte zu beschränken.

2. Befunde

2.1 BMWi-Verteilernetzstudie

2.1.1 Hintergrund

90 % der in EE-Anlagen installierten Leistung ist an Verteilernetze angeschlossen. Vor dem Hintergrund der EE-Ausbauziele der Bundesregierung sowie der Vielzahl und Heterogenität der Verteilernetzbetreiber in

Deutschland hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie durch ein Beraterkonsortium, bestehend aus E-Bridge, dem IAEW und OFFIS, in der sog. „BMWi-Verteilernetzstudie“ die Herausforderungen für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber untersucht und die Ergebnisse am 12.9.2014 in einem Abschlussbericht²³⁹ vorgelegt. Die Studie beantwortet die folgenden Fragestellungen²⁴⁰:

- Wie hoch ist der Netzausbaubedarf in den deutschen Verteilernetzen unter Berücksichtigung aktueller Planungsgrundsätze? Welche Kosten entstehen dadurch für die Netzkunden? Wie verteilt sich der Netzausbaubedarf auf die Verteilernetzebenen Nieder-, Mittel- und Hochspannung? Sind die Wirkungen regional unterschiedlich?
- Durch welche Planungs- und Betriebsstrategien und durch Anwendung welcher intelligenten Netztechnologien können der notwendige Netzausbaubedarf und die damit verbundenen Integrationskosten in den Verteilernetzen gesenkt werden? Dabei werden vier Lösungsansätze näher untersucht:
 - Erzeugungsmanagement in der Netzplanung
 - Blindleistungsmanagement in der Netzplanung
 - Lastmanagement in der Netzplanung
 - Intelligente Netztechnologien, insb. regelbare Ortsnetztransformatoren, Spannungslängsregler und Hochtemperaturleiterseile
- Welche Informations- und Kommunikations-Technologien (IKT) sind dazu notwendig, welche Umsetzungskonzepte sind sinnvoll? Welche Konsequenzen für die Versorgungssicherheit sind durch die erhöhte Abhängigkeit von IKT zu erwarten?
- Welche regulatorischen oder ordnungspolitischen Anpassungen sind erforderlich, um eine optimale Integrationsstrategie zu fördern?

Die Studie unterstellt drei unterschiedliche EE-Zubau Szenarien: Das Szenario „EEG 2014“, orientiert an den aktuellen politischen Zielen der Bundesregierung, das Szenario „Netzentwicklungsplan“, orientiert am NEP der Bundesnetzagentur aus dem Jahr 2013 für das Jahr 2033 sowie das Szenario „Bundesländer“. Dort wurden die Ziele und Prognosen der Bundesländer kumuliert und berechnet.

2.1.2 Zusammenfassung der Studienergebnisse

Der konventionelle Netzausbaubedarf der deutschen Verteilernetze liegt bis zum Jahr 2032 je nach Szenario zwischen 23,2 Mrd. EUR (Szenario „EEG 2014“) und 48,9 Mrd. EUR (Szenario „Bundesländer“). Diese Investitionsvolumen verteilen sich in allen drei Szenarien annähernd gleich auf die Spannungsebenen:

- 20 % des Investitionsvolumens entstehen in der Niederspannung

²³⁹ <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=654018.html>.

²⁴⁰ E-Bridge, IAEW, OFFIS (2014), „Moderne Verteilernetze für Deutschland“, Studie im Auftrag des BMWi („BMWi Verteilernetzstudie“), Abschlussbericht, S. I.

- 35 % des Investitionsvolumens entstehen in der Mittelspannung
- 45 % des Investitionsvolumens entstehen in der Hochspannung. Dabei wird allerdings angenommen, dass der Netzzubau in der Hochspannungsebene vollständig mit Erdkabeln durchgeführt wird, was 2/3 der Ausbauskosten der Hochspannungsebene ausmacht.

Im Szenario „EEG 2014“ erhöht dieses Investitionsvolumen durch den Zubau von EE-Anlagen die durchschnittlichen jährlichen Netzkosten um 1,3 Mrd. EUR bis 2022 und um 1,8 Mrd. EUR bis 2032. Die Studie stellt fest, dass 80 % des Kostenanstiegs schon bis 2022 anfallen. Dies wird nach den Berechnungen der Gutachter für die Netzentgelte von Haushaltskunden in der Niederspannung zu Preissteigerungen zwischen 5 % und 30 % führen (Spanne über alle Szenarien und gebildeten Regionen).²⁴¹

Unter Beachtung der geltenden Planungsgrundsätze ergibt sich ein Netzausbaubedarf in km bis 2032 im Minimum (im Szenario „EEG 2014“) von

- 50.400 km in Niederspannungsnetzen (+5 % des Bestandes)
- 70.100 km in Mittelspannungsnetzen (+ 14 % des Bestandes)
- 10.800 km in Hochspannungsnetzen (+11 % des Bestandes)

Der Ausbaubedarf ist allerdings nicht gleich auf alle Netzbetreiber oder Netzgebiete verteilt. Die Studie unterteilt die Verteilernetze nicht nach Netzbetreibern, sondern unterteilt das deutsche Stromverteilernetz in insg. 500.000 Niederspannungs-, 4.500 Mittel- und 100 Hochspannungsnetze („Netzgebiete“), die von 888 Verteilernetzbetreibern betrieben werden. Ein Verteilernetzbetreiber verantwortet somit i. d. R. eine Vielzahl an Nieder-, Mittel- oder Hochspannungsnetzen, in denen Zubau von EE-Anlagen erwartet wird. Diese Netzgebiete werden in typisierte Modellnetzklassen eingeteilt, in denen in unterschiedlichem Ausmaß EE-Ausbau stattfindet.²⁴²

Im Ergebnis sind ca. 35 bis 39 % aller Verteilernetzbetreiber der Niederspannung und ca. 65 % der Verteilernetzbetreiber der Mittelspannung Modellnetzklassen zugeordnet, in denen ein nennenswerter Ausbaubedarf besteht.²⁴³ Auch regional sind die Ausbau und Investitionsbedürfnisse sehr unterschiedlich.²⁴⁴

Die BMWi-Verteilernetzstudie unternimmt erstmalig den Versuch, den Einfluss innovativer Planungskonzepte und Verwendung intelligenter Technologien auf den Netzausbaubedarf zu quantifizieren und kommt zu erheblichen Einsparpotentialen durch einige wenige Maßnahmen.

Ein Erzeugungsmanagement schon in der Netzplanung in Netzen mit Netzausbaubedarf reduziert die jährlichen Zusatzkosten um 15 % (ca. 200 Mio. EUR p. a.). Dabei reicht die Abregelung von Windkraft- und PV-

²⁴¹ E-Bridge/IAEW/OFFIS (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Abschlussbericht, S. 54

²⁴² E-Bridge/IAEW/OFFIS (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), S. 16 ff.

²⁴³ E-Bridge/IAEW/OFFIS (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), S. V und S. 47

²⁴⁴ E-Bridge/IAEW/OFFIS (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), S. 41 ff.

Anlagen in Höhe von 3 % der jährlich eingespeisten Energiemenge aus, um kostenoptimale Einsparungen beim Netzausbau zu erreichen.²⁴⁵

Dagegen kann die Studie durch das Lastmanagement keinen nennenswerten Einfluss auf den Netzausbaubedarf feststellen.²⁴⁶ Gleiches gilt für das Blindleistungsmanagement.²⁴⁷

Durch den Einsatz von autarken (automatischen) regelbaren Ortsnetztransformatoren kann der Netzausbau in der Niederspannung nahezu vollständig vermieden und die durchschnittlichen jährlichen Zusatzkosten um 10 % (ca. 120 Mio. EUR p. a.) gesenkt werden.²⁴⁸ Diese Effekte sind erreichbar, obwohl nur ein Bruchteil aller bestehenden Ortsnetztransformatoren (8,4 % der insg. 46.338 Ortsnetztransformatoren) regelbar ausgestattet werden muss.²⁴⁹ Dies ist darauf zurückzuführen, dass nicht in allen Netzgebieten tatsächlich Netzausbaubedarf entsteht.

Die Studie trifft wichtige Aussagen zu den Betriebskosten (OPEX-Anteilen) beim Einsatz intelligenter Netztechnologien und innovativer Planungskonzepte. Demnach machen beim Einsatz des regelbaren Ortsnetztransformators die Betriebskosten einen Anteil von ca. 13 % an den durchschnittlichen, jährlichen Zusatzkosten aus. Beim Erzeugungsmanagement machen die Betriebskosten ca. 33 % der durchschnittlichen, jährlichen Zusatzkosten aus. Das liegt insbesondere an den Kosten für die Ersatzbeschaffung der abgeregelten Energie. Die Kombination und Reihenfolge der Maßnahmen zeigt unterschiedliche Effekte auf die Kosten.²⁵⁰

Die Studie setzt sich ausdrücklich auch mit dem Instrument des Erweiterungsfaktors auseinander. Sie kommt zu dem Schluss, dass der Erweiterungsfaktor grundsätzlich einen optimalen Netzausbau fördere, in dem die Erlösanpassung technologieneutral geschehe und Lösungen mit den geringsten Gesamtkosten stimuliert werden. Die Auseinandersetzung mit dem Instrument des Erweiterungsfaktors seitens der Bundesnetzagentur befindet sich in Abschnitt A4.1 dieses Kapitels. Die grundsätzliche Bewertung des Gutachters wird von der Bundesnetzagentur geteilt.

Im Rahmen der Handlungsempfehlungen weist die Studie darauf hin, dass insbesondere im Effizienzvergleich die festgestellte Heterogenität adäquat abgebildet werden müsse. Weitere Ausführungen werden nicht gemacht. Die Bundesnetzagentur stimmt dieser Feststellung grundsätzlich zu und setzt sich mit den Möglichkeiten des Effizienzvergleichs, die Heterogenität noch besser abzubilden, D2.4.1 auseinander.

²⁴⁵ E-Bridge/IAEW/OFFIS (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), S. VII und S. 76.

²⁴⁶ E-Bridge/IAEW/OFFIS (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), S. 86.

²⁴⁷ E-Bridge/IAEW/OFFIS (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), S. 83.

²⁴⁸ E-Bridge/IAEW/OFFIS (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), S. 101.

²⁴⁹ E-Bridge/IAEW/OFFIS (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), S. 100.

²⁵⁰ E-Bridge/IAEW/OFFIS (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), S. 105.

2.1.3 Weiterentwicklung der Studie

Die BMWi-Verteilernetzstudie hat eine stark unterschiedliche Betroffenheit der Verteilernetzbetreiber durch die Herausforderungen der Energiewende festgestellt und die Frage aufgeworfen, ob dies in praktische Unterschiede einer noch stärker „differenzierenden Regulierung“ überführt werden kann. Dazu bedürfte es objektiver, exogener Kriterien als Grundlage einer Differenzierung. Vor diesem Hintergrund hat die Bundesnetzagentur in einem Zusatzgutachten untersuchen lassen, ob sich auf Basis der Studienergebnisse netzbetreiberbezogene, objektiv nachvollziehbare Kriterien finden lassen, die Grundlage einer weiteren Differenzierung im Regulierungsregime werden könnten.²⁵¹

Die Analyse, die durch die Gutachter der BMWi-Verteilernetzstudie erstellt wurde, hat auf Basis der Ergebnisse der BMWi-Verteilernetzstudie kein Kriterium identifiziert, das gleichzeitig

- die energiewirtschaftliche Belastung eines Netzbetreibers durch EE-Erzeugungsleistung und
- einen daraus folgenden zwingenden erheblichen Netzausbaubedarf (absolut und relativ) eben dieses Netzbetreibers
- in der für ein Verwaltungsverfahren notwendigen Robustheit aufzeigt.

Als „Robustheit“ hat die Bundesnetzagentur vorgegeben, dass ein Kriterium

- eine exogene, also vom Verteilernetzbetreiber nicht beeinflussbare Größe sein müsse,
- einen Parameter abbildet, der einigermaßen gesichert in die nahe Zukunft prognostiziert werden kann,
- zu einer signifikanten Abgrenzung besonders betroffener Verteilernetzbetreiber führt, die eine systematische Differenzierung gegenüber anderen, auch betroffenen Verteilernetzbetreibern rechtfertigt.

Die BMWi-Verteilernetzstudie sowie das Zusatzgutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur haben ergeben, dass das Verhältnis der dezentralen Erzeugungsleistung zur Last die energiewirtschaftliche Belastung des Netzes durch Leistung von EE-Anlagen grundsätzlich gut abbildet. Diese Erkenntnisse sind in die Modelle der Bundesnetzagentur eingeflossen (s. Kapitel VC2).

Die Hoffnungen, durch die BMWi-Verteilernetzstudie könnten Kriterien identifiziert werden, welche die Gruppe der besonders betroffenen Verteilernetzbetreiber hinreichend verlässlich identifiziert, haben sich allerdings nicht erfüllt. Dies beruht auf den folgenden Umständen:

Die Gutachter der BMWi-Verteilernetzstudie ermitteln den Ausbaubedarf in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen mit Hilfe einer stochastischen Simulation, da eine reale Abbildung aller deutschen Verteilernetze nicht möglich ist. Die dafür erforderlichen Kompletteinformationen liegen nicht vor. Ihre Beschaffung, Plausibilisierung und Verarbeitung würde jeden vertretbaren Arbeitsaufwand sprengen.

²⁵¹ E-Bridge (2014): Kurzgutachten zur Analyse unterschiedlicher Anforderungen an Verteilernetzbetreiber in Deutschland, Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur, zu beziehen über:
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Evaluierung_ARegV/Evaluierung_Gutachten/GA_E-Bridge_ErgaenzungsGA.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

Die Gutachter haben deshalb „am grünen Tisch“ Modellnetzklassen gebildet, die im Wesentlichen Netzbetreiberklassen für hohe, mittlere und geringe Betroffenheit des Anschlusses von Wind bzw. PV abbilden. Dabei wurden 10 Klassen für die Niederspannungsebene und 8 Klassen für die Mittelspannungsebene gebildet, mit dem Ziel, ähnliche Versorgungsaufgaben zusammenzufassen. Die Anzahl der Klassen und die Bestimmung der Klassengrenze wurden nach praktischen, statistisch handhabbaren Ansätzen der Gutachter gewählt. Die Netzbetreiber bzw. Teilnetze von Netzbetreibern wurden dann in einem zweiten Schritt den Modellnetzklassen zugeordnet.

Die Modellnetzklassenbildung (Clusterung) war also keine Abgrenzung von Netzbetreibern zu regulatorischen Zwecken, sondern die adäquate Berücksichtigung der Heterogenität von Netzbetreibern in einem Simulationsmodell.

Zur Berechnung des Ausbaubedarfs wurden für jede dieser Modellnetzklassen typische Modellnetze erstellt. Dabei hat der Gutachter für jede Spannungsebene eine typische Netzstruktur angenommen: für die Niederspannungsebene ein Strahlennetz und für die Mittelspannungsebene ein offen betriebenes Ringnetz. Durch Variation der Netzstrukturdaten (z. B. Abgangslänge, Verkabelungsgrad) wurde so eine große Anzahl an Modellnetzen je Modellnetzklasse erzeugt. Dabei wurde für jede Modellnetzklasse eine typische Verteilung der Netzstrukturdaten bestimmt. Es werden damit typische Netzstrukturen innerhalb der Verteilernetze mit typischen Mischungsverhältnissen von erneuerbaren Erzeugern, Verbrauchstrukturen und klassischen Kraftwerken kombiniert. Es handelt sich somit weder um einen Greenfield-Ansatz noch um eine Modellierung von Netzen real existierender Netzbetreiber.

In einem weiteren Schritt wurde für alle Modellnetze eine große Zahl hypothetischer Zubauszenarien von EE-Anlagen gebildet. Die Zubauszenarien orientierten sich dabei am durchschnittlichen erwarteten Zubau von EE-Anlagen der jeweils einer Modellnetzklasse zugeordneten Netzbetreiber. Der Zubau innerhalb der realen Netzstrukturen beim einzelnen Netzbetreiber wurde dabei nicht verwendet, weil er nicht bekannt ist und die Modellnetze nicht den einzelnen Netzbetreibern zugeordnet werden können; der erwartete Netzausbau für den einzelnen Netzbetreiber wird zudem regelmäßig von den Durchschnittszahlen je Modellnetzklasse abweichen.

Auf Basis dieser Zubauszenarien wurde daraufhin nach ingenieurwissenschaftlichen und ökonomischen Kriterien ein Netzausbaubedarf errechnet. Diese Vorgehensweise, künstlichen Modellnetzen aus anderen Größen abgeleitete, hypothetische Zubauszenarien zuzuweisen, ist völlig legitim, wenn das Ziel der Überlegungen eine allgemeine Aussage über den Ausbaubedarf in Verteilernetzen der Netzbetreiber in den jeweiligen Modellnetzklassen ist. Es wird darüber lediglich ein sog. „Erwartungswert“ des Netzausbaubedarfs über die verschiedenen Modellnetze errechnet. Es ist gerade nicht möglich eine Aussage darüber zu treffen, welches Verteilernetz welchen Ausbaubedarf hat. Denn weder der tatsächliche erwartete Zubau von EE-Anlagen im einzelnen Netz ist im Modell enthalten, noch ist ein real existierender Verteilernetzbetreiber vollständig in einer Modellnetzklasse abgebildet. Es handelt sich jeweils nur um Zuordnungen.

Die Aussagen der BMWi-Verteilernetzstudie über die Ausbauerfordernisse im Verteilernetz und die Einsparpotentiale, die durch intelligente Lösungen erreichbar sind, erscheinen bei dieser Methodik durchaus belastbar. Welcher Netzbetreiber konkret welchen Ausbaubedarf hat und deshalb für eine besondere Regulierung in Betracht käme, ist dagegen nicht ableitbar.

2.1.4 Bewertung

Die Bundesnetzagentur hat die Erstellung des Gutachtens im Rahmen der Plattform Netze begleitet. Für die Bundesnetzagentur erscheint die Vorgehensweise plausibel und sachgerecht. Die Ergebnisse der Studie erlauben eine detaillierte Sicht auf grundsätzliche Ergebnisse zu Netzausbaubedarf und Einsparmöglichkeiten. Die berechneten Steigerungen der Netznutzungsentgelte liegen dabei im Rahmen der Berechnungen der Bundesnetzagentur. Die Auswahl der in der Studie berücksichtigten intelligenten Netztechnologien und innovativen Planungskonzepte scheint der Bundesnetzagentur gut gewählt und bildet die verfügbaren Technologien ab.

Die Aussagen zur ARegV sind dabei eher Problembeschreibungen und zu erfüllende Anforderungen als konkrete Änderungsvorschläge. Die Aussagen werden auch von der Bundesnetzagentur weitestgehend geteilt. Dies betrifft z. B. die Feststellung, dass Maßnahmen, die zu langfristig sinkenden Kapitalkosten und steigenden Betriebskosten führen, für einen Verteilernetzbetreiber im aktuellen Regulierungsrahmen weniger interessant seien, selbst wenn durch diese Maßnahmen die Gesamtkosten sinken. Geteilt wird in diesem Zusammenhang auch die Einschätzung des Gutachters, dass die Anreizregulierung keine Fehlanreize bei der Ausschöpfung innovativer Potentiale setzen darf. Dies ist im Wesentlichen durch Technologieneutralität der Regulierung zu gewährleisten, so dass betriebskostenlastige Maßnahmen gegenüber kapitalkostenlastigen Maßnahmen nicht benachteiligt werden. Der Gutachter schlägt vor, es müssten Anzelelemente vorgesehen werden, die den Netzbetreiber stimulieren, das optimale Niveau von Erzeugungsmanagement für sein Netz eigenständig zu finden. Dieses Ziel auch durch den Regulierungsrahmen außerhalb der ARegV unterstützt werden. Die Studie zeigt auf, welche Einsparpotentiale konventionellen Netzausbaus durch andere Planungsgrundsätze für Verteilernetzbetreiber erschlossen werden können. Die Studie zeigt ebenfalls auf, dass diese Potenziale mit sehr gezielten Eingriffen durch Erzeugungsmanagement bei einer begrenzten Zahl von Netzen gehoben werden können. Hierzu bedarf es der Anpassung der rechtlichen und technischen Planungsprämissen.

2.2 dena-Verteilnetzstudie

2.2.1 Hintergrund

Mit Blick auf die im Zuge der Energiewende steigenden Anforderungen an die Stromverteilernetze hat die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) im Dezember 2012 den Endbericht der Studie „Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilernetze in Deutschland bis 2030“ (kurz: „dena-Verteilnetzstudie“) veröffentlicht. Auftraggeber der Studie waren 17 Netzbetreiber und Energieversorger.²⁵² Die Erstellung der Studie erfolgte durch die TU Dortmund/ ef. Ruhr GmbH (technischer Teil) und die Jacobs University Bremen/ Prof. Brunekreeft (regulatorischer Teil) in Begleitung der Projektsteuergruppe der 17 Projektpartner, eines Fachbeirats sowie externer Prüfgutachter.

Der technische Teil der Studie analysiert den Aus- und Umbaubedarf, sowie den sich daraus ergebenden Investitionsbedarf der deutschen Stromverteilernetze auf Grundlage zweier unterschiedlicher EE-

²⁵² Vattenfall Europe Distribution Berlin GmbH, WEMAG Netz GmbH, E.ON Edis AG, EWE NETZ GmbH, Städtische Werke Magdeburg GmbH & Co. KG, MITNETZ STROM mbH, Netzgesellschaft mbH Chemnitz, Rheinische NETZgesellschaft mbH, Rhein- Ruhr Verteilnetz GmbH, NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH, ESWE Netz GmbH, EON Netz GmbH, N- ERGIE Netz GmbH, EnBW Regional AG, E.ON Bayern AG, LEW Verteilnetz GmbH, Thüga AG.

Ausbauszenarien. Des Weiteren werden mögliche Potenziale zur Verringerung des konventionellen Netzausbaubedarfs durch den Einsatz technischer Optionen untersucht. Darauf stützend analysiert der regulatorische Teil die Erreichbarkeit der regulatorisch vorgesehenen Rendite.

Die Zielsetzungen der Studie lauteten²⁵³:

- Analyse der zukünftigen Netz-, Erzeugungs- und Laststruktur in den Stromverteilernetzebenen in Deutschland.
- Ermittlung des Ausbau- und Innovationsbedarfs der Stromverteilernetze zur Integration der dezentralen Stromerzeugung unter Berücksichtigung geeigneter Flexibilisierungsmaßnahmen und zur Sicherung einer gleichbleibend hohen Versorgungssicherheit. Als Varianten des nach aktuellen Planungsgrundsätzen erfolgenden Netzausbaus sind daher insbesondere zu untersuchen:
 - Einsatz innovativer Netztechnologien
 - Anpassung der bei Studiererstellung geltenden technischen Richtlinien
 - Abregelung der Erzeugungsspitzen dezentraler Erzeugungsanlagen
 - Vorausschauende Netzplanung
- Analyse und Diskussion der regulatorischen Grundlagen zur Umsetzung des Ausbau- und Innovationsbedarfs der Stromverteilernetze.

2.2.2 Zusammenfassung der Studienergebnisse

Die Studie weist einen erheblichen Ausbedarf der Stromverteilernetze aus. Je nach Ausbauszenario für die EE-Stromerzeugung beträgt der Investitionsbedarf für den notwendigen konventionellen Netzausbau 27,5 Mrd. Euro („Szenario NEP B 2012“) bis 42,5 Mrd. Euro („Bundesländerszenario“). Etwa zwei Drittel dieser Investitionen müssen im Zeitraum bis 2020 stattfinden.

Der Großteil dieser Investitionsvolumina entfällt mit rund 60 % auf die Hochspannungsebene, auf die Mittel- bzw. Niederspannungsebene hingegen rund 30 % bzw. rund 10 %.²⁵⁴

Der notwendige Leitungszubau im Basisszenario der Studie („Szenario NEP B 2012“) teilt sich auf in

- 51.600 km in Niederspannungsnetzen (Bestandserhöhung um rund 5 %)
- 72.100 km in Mittelspannungsnetzen (Bestandserhöhung um rund 15 %)
- 11.100 km in Hochspannungsnetzen (Bestandserhöhung um rund 12 %)

²⁵³ Deutsche Energie Agentur (dena) (2012): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilernetze in Deutschland bis 2030 (dena-Verteilnetzstudie), S. 2.

²⁵⁴ Deutsche Energie Agentur (dena) (2012): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilernetze in Deutschland bis 2030 (dena-Verteilnetzstudie), S. 28.

Um den regional unterschiedlichen Wirkungen der für den Netzausbau primären Treiber Wind- und Solarenergienutzung gerecht zu werden, wurden die deutschen Gemeinden hinsichtlich ihrer Versorgungsaufgabe in Netzgebieten eingeteilt (Clusteranalyse), so dass mit Hilfe einer mehrstufigen Netzausbaumodellierung unter Verwendung der zu Grunde liegenden realen Netzdaten der Projektpartner auf einen deutschlandweiten Ausbaubedarf geschlossen werden konnte.²⁵⁵

Der notwendige Ausbaubedarf fällt insofern regional unterschiedlich aus, als dass rund 85 % der benötigten Investitionen auf ländlich geprägte Gemeinden mit einer Einwohnerdichte von weniger als 500 Einwohnern pro Quadratkilometer entfallen.²⁵⁶ Es bestehen daher starke regionale Unterschiede der Investitionen und Belastungen (zwischen 163 - 996 Euro / Einwohner im Szenario NEP 2012 B).

Ergänzend zu der grundlegenden Analyse des Netzausbaubedarfs nach den geltenden Planungsgrundsätzen, wurden in Form von Variantenrechnungen²⁵⁷ des Weiteren eine Reihe technischer Optionen zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs untersucht.

Gegenüber der konventionellen Ausbaumethode (27,5 Mrd. Euro) des Basisszenarios „NEP B 2012“ verringert sich das Investitionsvolumen durch

- den Einsatz innovativer Netztechnologien²⁵⁸ auf 14,9 Mrd. Euro (- 46 %),
- die gezielte Abregelung der maximalen Anlageneinspeiseleistungen (Begrenzung: PV auf 70 %, Wind auf 80 %) auf 22,0 Mrd. Euro (- 19 %) und
- die Anpassung technischer Richtlinien – veränderte Aufteilung des zulässigen Spannungsbandes – auf 22,0 Mrd. Euro (- 20 %).

Auch einer über den gesamten Betrachtungszeitraum der Studie vorausschauenden Netzausbauplanung wird eine reduzierende Wirkung bescheinigt (- 13 %), ebenso dem Einsatz von Speichern, sofern er denn ausschließlich netzgetrieben erfolgt.

Der netzgetriebene Einsatz von intelligentem Management von Lasten (Demand-Side-Management, DSM) bewirkt keine nennenswerte Reduzierung des Netzausbaubedarfs.

Die Investitionskosten erhöhen sich dagegen durch den marktgetriebenen Einsatz von Speichern (+ 35 %) und DSM (+ 12 %).

Der regulatorische Teil der Studie beschäftigt sich mit der Frage nach der Auskömmlichkeit der Regulierung für die Verteilernetzbetreiber unter der Ausgestaltung der ARegV in der 1. Regulierungsperiode. Der Abgleich der regulatorisch zugedachten Rendite mit der berechneten tatsächlich erreichten Rendite wird für vier

²⁵⁵ Deutsche Energie Agentur (dena) (2012): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (dena-Verteilnetzstudie), S. 22.

²⁵⁶ Deutsche Energie Agentur (dena) (2012): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (dena-Verteilnetzstudie), S. 27.

²⁵⁷ Deutsche Energie Agentur (dena) (2012): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (dena-Verteilnetzstudie), S. 165 ff.

²⁵⁸ Spannungs- und Blindleistungsregelung der Wechselrichter an den Erzeugungsanlagen, regelbare Ortsnetzstationen sowie direkte und indirekte Spannungsregelung.

Gruppen²⁵⁹ von Netzbetreibern durchgeführt, die jeweils eine unterschiedliche Ausprägung von Ersatz- und Erweiterungsbedarf haben.

Während die beiden Gruppen mit konstantem Ersatzbedarf (nur der Erweiterungsbedarf variiert) grundsätzlich die Zielrendite erreichen, sieht die Studie bei alten Netzen, mit sowohl hohem Ersatz- als auch hohem Erweiterungsbedarf, eine deutliche Unterdeckung. Neue Netze mit grundsätzlich geringem Investitionsbedarf können laut den Berechnungen dagegen eine höhere Rendite erwirtschaften. Durch den Einsatz innovativer Technologien kann eine höhere Rendite erwirtschaftet werden.²⁶⁰

Von großer Bedeutung für die Ergebnisse sind Effekte des Zeitverzugs, die zu einer zeitlichen Verzögerung bei der Anerkennung der tatsächlich anfallenden Kosten („Istkosten“) – sowohl bei einem Kostenaufwuchs (negativer Effekt), als auch bei sinkenden Kosten für Altanlagen (positiver Effekt) führen.²⁶¹

Auch die Variantenrechnungen aus dem technischen Teil der Studie werden in ihrer regulatorischen Abbildung analysiert und in ihren Auswirkungen auf die Rendite bewertet.²⁶² Die zuvor beschriebenen Abweichungen der tatsächlich erreichten Rendite von der regulatorisch vorgesehenen Rendite bleiben für die vier Gruppen der Modellrechnung dabei nahezu unverändert.

Schlussfolgernd nennt der regulatorische Teil der Studie, dass

- für deutsche Verteilernetzbetreiber mit einem hohen Gesamtinvestitionsbedarf die interne Kapitalverzinsung unter der aktuellen Ausgestaltung der Anreizregulierung nicht ausreichend ist,
- die Rückflüsse aus Altanlagen und die zu einem späteren Zeitpunkt zu erwartenden Rückflüsse aus den notwendigen Neuinvestitionen in diesem Fall nicht ausreichen, um die anstehenden Zusatzaufwendungen für Neuinvestitionen auszugleichen und
- der spezifische Investitionsbedarf der einzelnen Netzbetreiber sehr unterschiedlich ist und in der ARegV durch den Erweiterungsfaktor derzeit nicht geeignet berücksichtigt wird.

2.2.3 Bewertung

Die Methodik des technischen Teils der Studie ist im Grundsatz überzeugend, so dass die Aussagen zum Netzausbaubedarf als belastbar zu betrachten sind. Die Ergebnisse hinsichtlich der Einsparpotentiale beim klassischen Netzausbau durch die Nutzung der Blindleistungsstatik und der regelbaren Ortsnetztransformatoren (Einsatz innovativer Netztechnologien) werden in der Grundausrichtung auch durch vergleichbare Aussagen anderer Studien, bspw. der BMWi-Verteilernetzstudie, bestätigt.

²⁵⁹ Deutsche Energie Agentur (dena) (2012): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (dena-Verteilnetzstudie), S. 255.

²⁶⁰ Deutsche Energie Agentur (dena) (2012): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (dena-Verteilnetzstudie), S. 334.

²⁶¹ Deutsche Energie Agentur (dena) (2012): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (dena-Verteilnetzstudie), S. 256 u. 257.

²⁶² Deutsche Energie Agentur (dena) (2012): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (dena-Verteilnetzstudie), S. 259.

Besonders hervorzuheben ist die Aussage, dass Technologien zur Vermeidung von Netzausbau nicht flächendeckend standardmäßig zum Einsatz kommen sollten. Dies kann dafür sprechen, den regulatorischen Rahmen so auszugestalten, dass regional unterschiedliche Bedarfe stärker berücksichtigt werden.

Die Studienergebnisse des regulatorischen Teils sind hingegen nicht überzeugend. Die Studie fordert angesichts der Investitionserfordernisse eine grundlegende Änderung des Regulierungsrahmens, da die regulatorische Verzinsung nicht erreichbar sei. Von den zwölf im regulatorischen Modell untersuchten Netzbetreibern verfehlen drei die regulatorische Eigenkapitalverzinsung signifikant.

Die in der dena-Studie herausgestellte und durch das Modell berechnete Unterdeckung der Kapitalkosten in diesen Fällen entsteht nicht durch den Netzausbaubedarf infolge der Energiewende. Vielmehr wird in diesen Fällen von einem sehr ausgeprägten Reinvestitionsbedarf ausgegangen. Die Studie verwendet dabei für die Ersatzinvestitionen einen synthetischen Investitionszyklus, der anhand von BDEW-Vergangenheitswerten grob plausibilisiert wurde, jedoch keiner empirischen Studie zugrundeliegt. Die Ausprägung der Schwankung ist jedoch aus Extremwerten der Vergangenheit abgeleitet worden. So wurde z. B. der Sondereffekt der verstärkten Netzinvestitionen nach der Wende nicht bei der Ermittlung herausgerechnet.

Darüber hinaus wird der Ersatzanteil bei den Investitionen deutlich zu niedrig angesetzt. Die Bundesnetzagentur hat schon vor Fertigstellung der Studie mehrfach deutlich gemacht, dass ihres Erachtens das Unterschreiten der regulatorischen Eigenkapitalverzinsung im ökonomischen Modell wesentlich davon abhängt, dass der unterstellte Ersatzanteil bei den Investitionen mit lediglich 15 % angesetzt wird.

Das Modell wurde den Mitgliedern des Fachbeirats nicht offengelegt, so dass eine Bewertung weiterer Aspekte der Rechnungen, z. B. im Hinblick auf die Berücksichtigung von Sockeleffekten, nicht erfolgen kann. Bereits auf Basis der vorliegenden Information wird deutlich, dass die von der dena errechneten Eigenkapitalverzinsungen methodisch nicht belastbar sind. Keinesfalls kann auf dieser Basis ein grundlegender Änderungsbedarf des Regulierungsrahmens abgeleitet werden.

2.3 Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland

2.3.1 Hintergrund

Das "Regulierungsmodell Stromnetze" wurde auch in dem vom VKU beauftragten Gutachten "Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland" thematisiert.²⁶³ Gutachter sind enervis und BET. Das Gutachten datiert vom 1.3.2013. Neben den regulatorischen Fragen adressiert die Studie das Marktdesign insgesamt und quantifiziert mittels Modellrechnungen auch den notwendigen Netzausbau und die Netzertüchtigung im Verteiler- und Übertragungsnetz.

²⁶³ BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland, Langfassung, Gutachten im Auftrag des Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU), Aachen, Kapitel 6.

2.3.2 Zusammenfassung der Studienergebnisse

Hinsichtlich des notwendigen Netzausbaus und der Netzertüchtigung im Verteiler- und Übertragungsnetz wird seitens der Gutachter ein erheblicher Bedarf identifiziert.²⁶⁴ Ohne den Netzausbau könne in den analysierten Szenarien im Zeitraum 2020 bis 2050 jeweils ca. 20 % der Energie aus EE-Anlagen nicht zum Verbraucher transportiert werden und ginge verloren. Durch Beseitigung der Engpässe auf Verteilernetzebene könne die Abregelung von EE-Strom praktisch vollständig reduziert werden. Der Gutachter führt aus, dass, wenn zuerst innovative Netzbetriebsmittel (z. B. regelbare Ortsnetzstationen, Freileitungsmonitoring, etc.) und erst danach ein klassischer Netzausbau berücksichtigt würden, die damit verbundenen Kosten deutlich minimiert werden können. Zusammengefasst kommt der Gutachter bezüglich der Ausbaurkosten zu den folgenden Ergebnissen:

- Verteilernetzebene: 12 bis 13 Mrd. Euro bis 2020 und danach ca. 2 Mrd. Euro bis 2050
- Übertragungsnetz: ca. 30 Mrd. bis 2050
- Insgesamt: rund 40 - 45 Mrd. Euro bis zum Jahr 2050.

Hinsichtlich des Regulierungsrahmens führen die Gutachter aus, dass ergänzend zu den Regelungen für die Höchst- und Hochspannungsnetze Regelungen geschaffen werden sollten, die die Verteilernetze insgesamt abdecken und dort insbesondere auch auf die Mittel- und Niederspannungsnetze zugeschnitten sind. Begründet wird diese Forderung damit, dass die Netze durch die Integration des EE-Stroms nicht nur punktuell, sondern auch strukturell und funktionell umgestaltet werden müssten und der Regulierungsrahmen so angepasst werden müsse, dass die Netzbetreiber ausreichend Erlöse zur Verfügung haben, um die Umgestaltung der Netze zu bewältigen.²⁶⁵ Der Erweiterungsfaktor sei zwar nach Behebung des Zeitverzugs grundsätzlich geeignet, "klassische" Erweiterungen des Netzes abzubilden. Kritisch werten die Gutachter allerdings, dass der Erweiterungsfaktor einen Zeitverzug beinhalte, Umstrukturierungsmaßnahmen nicht berücksichtigt würden und die Höhe des Erweiterungsfaktors und der Kostenanfall durch Investitionen nicht direkt miteinander verknüpft seien. Auch bildeten die derzeit angesetzten Parameter des Erweiterungsfaktors zum Teil die aufgrund der Integration des EE-Stroms erforderlichen Investitionen nicht ab. Nach Auffassung der Gutachter müssen die beschriebenen Nachteile beseitigt werden, damit insbesondere in den Verteilernetzen die für die Energiewende erforderlichen Investitionen in den Netzum- und -ausbau erfolgen können.²⁶⁶

Hierfür sei allerdings das bestehende Instrument der Investitionsmaßnahmen nur eingeschränkt tauglich und es sei angesichts der Vielzahl der Maßnahmen auf der Mittel- und Niederspannungsebene notwendig, das Instrument der Investitionsmaßnahmen weiterzuentwickeln.²⁶⁷ Gemäß den Ausführungen des Gutachters könnten sog. Maßnahmencluster als formale Grundlage für die Genehmigung von Investitionsmaßnahmen

²⁶⁴ BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland, Kurzfassung, Gutachten im Auftrag des Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU), Aachen, Seite 11ff.

²⁶⁵ BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland, Kurzfassung, Gutachten im Auftrag des Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU), Aachen, S.152.

²⁶⁶ BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland, Kurzfassung, Gutachten im Auftrag des Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU), Aachen, S.156.

²⁶⁷ BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland, Kurzfassung, Gutachten im Auftrag des Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU), Aachen, S.147.

dienen, wobei für die Definition der Maßnahmencluster beispielweise die Baugröße regelbarer Ortsnetztransformatoren sowie analog zum Erweiterungsfaktor bestimmte Netzkennzahlen Anwendung finden könnten. Eine weitere Konkretisierung der Maßnahmencluster nimmt der Gutachter nicht vor. Ferner sollen die Maßnahmencluster ergänzend zu den bestehenden Instrumenten eingeführt werden, d. h. die Option einer Beantragung eines Erweiterungsfaktors bestünde auch weiterhin. Der Gutachter räumt allerdings selbst ein, dass die Einbeziehung der Maßnahmencluster voraussetzt, dass hierfür die Abgrenzbarkeit der Ersatzinvestitionen und Umbau- bzw. Erweiterungsinvestitionen notwendig würde.²⁶⁸

Für die kostenseitige Umsetzung der Investitionen innerhalb der Maßnahmencluster schlägt der Gutachter vor, dass hierauf pauschal Betriebsaufwendungen festzulegen seien, die clusterindividuell ermittelt werden sollen. Welche Bezugsbasis zu wählen ist bzw. in welcher Größenordnung sich diese Pauschalen bewegen sollen, wird durch den Gutachter nicht näher erläutert. Hinsichtlich der Kapitalkosten aufgrund der Investitionen argumentiert der Gutachter, dass diese nach der Investition nicht mehr beeinflussbar seien und daher die resultierenden Kapitalkosten keiner Veränderung durch die individuellen Effizienzvorgaben bzw. den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor unterliegen sollten. Andererseits lässt der Gutachter offen, wie dauerhaft mit den Effizienzvorgaben und dem generellen sektoralen Produktivitätsfaktor bezüglich der Investitionen in den Maßnahmenclustern umzugehen ist. Nach Ansicht des Gutachters sollen die Kapitalkosten zeitnah und damit als Planwerte einbezogen werden, wobei eventuelle Abweichungen aus der Abweichung zwischen den Plan- und Istwerten im Regulierungskonto verbucht werden sollen. Alternativ könnte nach Ansicht des Gutachters auch ein Ansatz auf Basis von Istwerten erfolgen, sofern der daraus entstehende Zeitverzug aufgrund von Zinseffekten zeitnah ausgeglichen wird.

2.3.3 Bewertung

Die Erweiterung der Investitionsmaßnahmen würde im Vergleich zum bestehenden Regulierungsrahmen bedeuten, dass das auf den Einzelfall bzw. auf Einzelmaßnahmen mit hohen Investitionsvolumina konzipierte Instrument durch die grundsätzliche Ausweitung auf die Verteilernetze in ein Massenverfahren umgewandelt würde. Andererseits würde die Ausweitung der Investitionsmaßnahmen auf Ersatz- und Erneuerungsinvestitionen gegenüber dem bestehenden Regulierungsrahmen eine bedeutende Änderung darstellen. Die Trennung von Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen ist die Grundlage für die methodisch konsistente Überführung der Kostenbasis in die Erlösobergrenze sowie die konsistente Anpassung der Erlösobergrenze im Zeitablauf. Konsistenz meint in diesem Fall, dass Kosten der Ausgangsbasis nicht ein weiteres Mal durch die Geltendmachung von Ersatz- und Erneuerungsinvestitionen während der Regulierungsperiode in die Erlösobergrenze einfließen können und daher im bestehenden System getrennt betrachtet werden. Aus diesem Grund ist zu betonen, dass eine Anwendung der Investitionsmaßnahmen nur für Erweiterungsinvestitionen sinnvoll sein kann.

Im Gutachten bleibt offen, ob hier die generelle Aufhebung von Effizienzansätzen auf getätigte Investitionen gefordert wird. Dies würde gegenüber dem bestehenden Regulierungsrahmen eine wesentliche Veränderung darstellen, da dieser in Bezug auf die getätigten Investitionen explizit ex-post eine Effizienzbetrachtung vorsieht.

²⁶⁸ BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland, Kurzfassung, Gutachten im Auftrag des Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU), Aachen, S. 156.

Der Vorschlag, in Rahmen von Maßnahmenclustern spezifische Netzausbaumaßnahmen zu genehmigen, stellt einen Eingriff in die freie Maßnahmenwahl des Unternehmens dar und kann zu ineffizientem Netzausbau führen. Kritisch zu werten ist zudem, dass der Vorschlag die Möglichkeit eines Nebeneinanders von Investitionsmaßnahmen und Erweiterungsfaktoren eröffnet. Damit bestünde ein weiteres Abgrenzungsproblem zwischen Investitionen die durch Investitionsmaßnahmen gedeckt werden und den übrigen durch den Erweiterungsfaktor abgebildeten Erweiterungsinvestitionen. Kritisch ist zudem zu werten, dass die Nicht-Auskömmlichkeit des Erweiterungsfaktors in dem Gutachten nicht empirisch belegt wird. Zur Bewertung des Erweiterungsfaktors durch die Bundesnetzagentur siehe ausführlich Abschnitt A4.1 dieses Kapitels.

Grundsätzlich könnte es sinnvoll sein, für Netzbetreiber, die einem besonders hohen energiewendebedingten Erweiterungs- und Umstrukturierungsbedarf in ihrem Netz gegenüberstehen, das Instrument der Investitionsmaßnahme zu öffnen. Eine mögliche Ausgestaltung ist in Abschnitt VC2 dargestellt.

2.4 Innovative Regulierung für intelligente Netze

2.4.1 Hintergrund

Das zwischen 2010 und 2011 durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie geförderte Forschungsprojekt „Innovative Regulierung für Intelligente Netze“ (IRIN) widmete sich der Frage nach effizienten und effektiven Anreizstrukturen auf dem Weg zu intelligenten Netzen (Smart Grids). Die zentralen Forschungsfragen, die in vier entsprechenden Arbeitspaketen untersucht wurden, lauten:²⁶⁹

Arbeitspaket 1: Welches Anreizregulierungssystem stellt sicher, dass notwendige Investitionen tatsächlich getätigt und gleichzeitig ineffiziente Investitionen verhindert werden?

Arbeitspaket 2: Welches Netzentgeltsystem setzt effektive Signale für eine effiziente dezentrale Koordinierung von Netz-, Erzeugungs- und Lastanlagen?

Arbeitspaket 3: Wie ist die Anreizregulierung weiterzuentwickeln, um erforderliche Netzinnovation und -Transformation adäquat zu berücksichtigen?

Arbeitspaket 4: Ist der gegenwärtige energierechtliche Rahmen für diese Aspekte ausreichend oder sind Anpassungen notwendig?

Untersucht wurden diese Fragestellungen von vier Kooperationspartnern: Bremer Energie Institut an der Jacobs University (Projektleitung), Öko-Institut Freiburg, WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste sowie Ruhr-Universität Bochum, Institut für Berg- und Energierecht.

2.4.2 Zusammenfassung der Studienergebnisse

Aus den Analysen folgt eine thesenartige Bewertung des Systems der Anreizregulierung und es werden Optionen für eine Weiterentwicklung identifiziert. Das Forschungsprojekt kommt im Hinblick auf

²⁶⁹ Hierzu und im Folgenden: Brunekreeft et al. 2011, Innovative Regulierung für Intelligente Netze (IRIN) Abschlussbericht Kurzfassung, September 2011.

Investitionen zu dem Ergebnis, dass Anreize für Investitionen in eine intelligente Netzinfrastruktur, die zu einer dynamisch effizienten Ressourcenallokation im Bereich der CAPEX führen, durch das heutige Anreizregulierungssystem nicht ausreichend gesetzt würden. Die ARegV beinhalte jedoch Anknüpfungspunkte zur Weiterentwicklung in Richtung eines smart-grid-gerechteren Rahmens.

In Bezug auf Innovationen wird die Problematik externer Effekte bei Gewinnen aus F&E thematisiert. Dieser externe Effekt führe zu einer zu geringen Innovationstätigkeit und damit mithin auch zu einer geringeren Investitionstätigkeit. Diese könnten durch ein begrenztes Budget für Netzinnovationen ausgeglichen werden. Darüber hinaus könne ein Innovationsfonds eingerichtet werden, der von allen Netznutzern gespeist würde und bei dem sich alle Netzbetreiber um die Finanzierung von Innovationsprojekten bewerben könnten.

Ein Beitrag zu einer optimalen Netznutzung und der Vermeidung von unnötigen Netzinvestitionen könne durch sich im Markt entwickelnde „Smart Contracts“ hinsichtlich einer differenzierten Netztarifizierung erfolgen. Dies erfordere eine Flexibilisierung der bestehenden Regelungen zur Netztarifizierung sowie Anreize zur effizienten Vermeidung von Netzinvestitionen im Rahmen der Anreizregulierung. Anpassungen im Rechtsrahmen seien „bruchlos auch ohne einen Systemwechsel“ möglich. Diese umfassten sowohl die ARegV, rechts-normative Anpassungen im Interesse einer insgesamt flexibleren Netzentgelt- und Energiepreisbemessung sowie das Einspeisemanagement. Insbesondere vor dem Hintergrund der Möglichkeit zur kommunikativen Vernetzung der einzelnen Wertschöpfungsstufen sollten sich zukünftige Forschungsfragen der Frage eines institutionellen Rahmens für das Energiesystem der Zukunft in seiner Gesamtheit widmen.

Basierend auf diesen zentralen Schlussfolgerungen, wird aus jedem Arbeitspaket eine Handlungsempfehlung abgeleitet.

Auf Grundlage des Arbeitspakets wird die Prüfung der Einführung eines allgemeinen Investitionsbonus, der sowohl für konventionelle als auch für innovative Netztechnik gilt und für alle Verteilernetzbetreiber Anwendung finden solle, empfohlen. Ansatzpunkt hierfür sei eine noch zu bestimmende Erhöhung des Eigenkapitalzinses für Neuinvestitionen ab der zweiten Regulierungsperiode. Die Anwendung des Bonus auch auf konventionelle Netztechniken wird damit begründet, dass Abgrenzungsprobleme vermieden werden sollten und dem Netzbetreiber ein gewisser Entscheidungsspielraum offengehalten werden solle, ob er seine Netzstruktur durch „Kupfer“ oder „Intelligenz“ optimiere. Denkbar sei in diesem Kontext auch die Einführung eines regulatorischen Optionsmenüs, aus dem der Netzbetreiber auf Basis eines anreizkompatiblen Selektionsmechanismus für ihn relevante Instrumente auswählen könne.

Auf Grundlage des Arbeitspakets 2 werden zwei Instrumente zu Innovationsanstrengungen angeregt: Einerseits ein begrenztes Innovationsbudget, das den Verteilernetzbetreiber in die Lage versetzt, einen kontinuierlichen Wissensaufbau in einer F&E-Abteilung zu gewährleisten und andererseits ein Innovationsfonds, etwa für die Erprobung von neuen Betriebskonzepten oder den Einsatz innovativer Netztechnik im Zuge von Demonstrationsvorhaben.

Auf Grundlage des Arbeitspakets 3 wird Handlungsbedarf hinsichtlich einer Flexibilisierung des bestehenden Rechtsrahmens in Bezug auf standortbezogene Netzentgelte abgeleitet. Ansatzpunkte sind hier eine Umwidmung der Baukostenzuschüsse, individuelle Netzentgelte, die sich an regionalen Engpässen orientieren oder freiwillige Abschaltvereinbarungen.

Auf Grundlage des Arbeitspakets 4 werden diese Empfehlungen den entsprechenden Rechtsnormen zugeordnet.

2.4.3 Bewertung

Die Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen, die aus dem Forschungsprojekt IRIN resultieren, wurden vor dem Hintergrund des damaligen Sachstandes zu den Themen Anreizregulierung, Smart Grids und Energiewende abgeleitet. Es werden relevante Problemstellungen betrachtet und in den im Rahmen des Projekts veröffentlichten Arbeitspapieren in der notwendigen analytischen Breite und Tiefe aufgearbeitet. Eine individuelle Bewertung der jeweiligen Arbeitspapiere ist an dieser Stelle nicht möglich.

In Bezug auf den Abschlussbericht wird deutlich, dass sich nicht alle Handlungsempfehlungen aus den Forschungsergebnissen der jeweiligen Arbeitspakete ableiten lassen. So ist die Forderung nach einer noch zu bestimmenden Erhöhung des Eigenkapitalzinses für Neuinvestitionen sowohl für konventionelle als auch für innovative Netztechnik zur Erhöhung der Innovationstätigkeit auf Grundlage der Forschungsergebnisse des Arbeitspaketes 1 nicht nachvollziehbar. Konkret wird in dem Arbeitspapier, welches eine Modellierung der Anreizwirkung der ARegV vornimmt, eine befristete Förderung von Demonstrationsprojekten (z. B. über die Einrichtung entsprechender Fonds) vorgeschlagen und mittelfristig ein Übergang in eine Yardstick-Regulierung angeregt.²⁷⁰ Warum eine Erhöhung der EK-Verzinsung gerade auch für konventionelle Investitionen zu einer Erhöhung der Innovationstätigkeit führen soll, wird nicht ersichtlich. Wie in Abschnitt VB9.1.2 erläutert hält die Bundesnetzagentur grundsätzlich einen Efficiency-Carry-Over oder ein Bonus-Modell für einen vielversprechenderen Weg, um die Anreize für innovative Investitionen zu erhöhen.

Gegenstand der Studie war darüber hinaus die Forderung nach regulatorischen Optionsmenüs. Dieser Aspekt findet sich auch in den Reformvorschlägen des BDEW wieder und wird in Abschnitt IVA3 zur differenzierten Regulierung aufgegriffen und bewertet.

Es ist zu betonen, dass sich mittlerweile sowohl der Kenntnisstand zum Thema Smart Grids als auch der regulatorische Rahmen weiterentwickelt haben. Daher ist die Bewertung aus heutiger Perspektive vorzunehmen. Insbesondere ist hier zu betonen, dass die aus dem Arbeitspaket 2 resultierende Forderung nach einer regulatorischen Berücksichtigung von F&E-Aufwendungen mit der Anpassung der ARegV (§ 25a) im Jahr 2013 umgesetzt wurde. Weiterführende Ausführungen hierzu finden sich in Kapitel C des Berichts.

Die in Arbeitspaket 3 formulierten Vorschläge hinsichtlich einer Anpassung der Netzentgeltsystematik stellen auf internationale Erfahrungen ab. Entsprechende Ansätze sind nicht zwangsläufig mit dem deutschen System kompatibel. Außerdem geht die aktuelle Diskussion zur Anpassung der Netzentgelte vielmehr in Richtung einer zunehmend leistungsorientierten Bepreisung. Variable Netzentgelte, die regionale Engpässe oder lokale Knappheiten im Netz reflektieren, werden von der Bundesnetzagentur angesichts der zusätzlichen Komplexität kritisch bewertet.²⁷¹

²⁷⁰ Stronzik (2014): Zusammenhang zwischen Anreizregulierung und Eigenkapitalverzinsung, S.29ff.

²⁷¹ Bundesnetzagentur (2011): Smart Grid“ und „Smart Market“ Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems.

2.5 Plan N 2.0

2.5.1 Hintergrund

Der sog. „Plan N 2.0 – Politikempfehlungen zum Umbau der Stromnetze für die Energiewende“ wurde im Jahr 2013 durch die Deutsche Umwelthilfe e. V. veröffentlicht. Der Plan N 2.0 ist eine Dokumentation eines Diskussionsprozesses zahlreicher Akteure und schreibt die im Jahr 2010 an die Bundesregierung übergebene Studie „Plan N – Handlungsempfehlungen an die Politik zur künftigen Integration Erneuerbarer Energien in die Stromnetze“ fort. Dem Steuerkreis der Dokumentation gehörten u. a. Netzbetreiber (z. B. 50 Hertz Transmission GmbH, EWE Netz GmbH), Verbände (z. B. BDEW, BEE, vzbv), Bürgerinitiativen (z. B. BI "Hochspannung tieflegen") sowie Vertreter öffentlicher Verwaltungen (Umweltbundesamt) an. Die Studie dient erklärtermaßen „dem übergreifenden Ziel, die wichtigsten Konflikte und Hemmnisse im Rahmen der Transformation der Stromnetzinfrasturktur zu überwinden, wenigstens jedoch zu entschärfen.“ Der Fokus liegt nicht auf den wirtschaftlichen Implikationen des Netzausbaus, sondern hat einen breiteren gesellschaftspolitischen Ansatz. Es wird insbesondere untersucht, wie die Akzeptanz des für die Energiewende notwendigen Leitungsausbaus auf allen Ebenen erreicht werden kann.

2.5.2 Zusammenfassung der Ergebnisse

Der Plan N 2.0 befasst sich allgemein mit den relevanten Konfliktfeldern beim Stromnetzausbau. Mit der Regulierung der Netze befasst sich konkret das Kapitel 4 „Herausforderungen im Verteilnetz“. In Bezug auf intelligente Verteilernetze kommen die Autoren zu dem Ergebnis, dass mit dem Einsatz von Flexibilitätsoptionen und innovativen Betriebsmitteln das vorhandene Verteilernetz besser ausgenutzt werden könne. Dies könne einen Beitrag zur Verringerung des Netzausbaubedarfs und damit im Hinblick auf die Akzeptanz der Bevölkerung einen positiven Beitrag zur Energiewende leisten. Hinsichtlich des Einsparpotentials innovativer Betriebsmittel verweist die Studie auf die dena-Verteilnetzstudie und das Gutachten für den VKU zum Energiemarktdesign. Als politische Handlungsempfehlungen werden insbesondere die optimale Dimensionierung des Netzes durch Anreize zur Flexibilisierung auf der Last- und auf der Erzeugerseite und der Einsatz innovativer Betriebsmittel sowie die Aufhebung des Zeitverzugs der Erlösirksamkeit im Bereich der Nieder- und Mittelspannungsnetze in der ARegV genannt.²⁷² Eine methodische Herleitung des genannten Zeitverzugs findet nicht statt. Verwiesen wird allerdings insbesondere auf die Investitionen, die im Zusammenhang mit den dezentral angebundnen Erzeugungsanlagen und der zunehmenden Übernahme von Aufgaben für die Übertragungsnetzbetreiber im Kontext der Systemverantwortung entstünden.²⁷³ Hierfür müsse der Netzbetreiber entsprechende Technik installieren und die Daten aufbereiten, die der Übertragungsnetzbetreiber in seinen Prognosemodellen verwenden kann.

2.5.3 Bewertung

Hinsichtlich der Möglichkeiten für den Einsatz innovativer Betriebsmittel wird an dieser Stelle auf die ähnlich lautenden Aussagen zur der dena-Verteilnetzstudie sowie des BET Gutachtens verwiesen.²⁷⁴ Die Bundesnetzagentur teilt die Zielsetzung des Plans N 2.0, möglichst viele Anreize für die Ausschöpfung innovativer Möglichkeiten und der Minimierung des Netzausbaus auf allen Netzebenen zu setzen.

²⁷² Deutsche Umwelthilfe e. V. (2013): Plan N 2.0, S.86.

²⁷³ Deutsche Umwelthilfe e. V. (2013): Plan N 2.0, S.78.

²⁷⁴ Deutsche Umwelthilfe e. V. (2013): Plan N 2.0, S. 86

2.6 Alternative Modelle für die Organisation und die Finanzierung des Ausbaus der Stromübertragungsnetze in Deutschland

2.6.1 Hintergrund

Das Gutachten „Organisationsmodelle für die Stromübertragungsnetze in Deutschland“ wurde federführend von der TU Berlin, Lehrstuhl Prof. Thorsten Beckers unter Mitarbeit von Prof. Jürgen Kühling, der Kanzlei RAUE sowie dem DIW Berlin erstellt. Auftraggeber sind die Wirtschaftsministerien der Länder Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg sowie Thüringen.

2.6.2 Zusammenfassung der Studienergebnisse

Die Gutachter gehen der Frage nach, wie der institutionelle Rahmen für die Tätigkeit der Übertragungsnetzbetreiber auszugestalten ist, um das Ziel der Kosteneffizienz aus Sicht der Konsumenten zu erreichen. Hierfür stehen die folgenden, grundlegenden Alternativen zur Wahl: Das Vergütungsniveau kann entweder ex-ante für eine bestimmte Zeit festgesetzt werden (Anreizregulierung) oder die Aktivitäten und die Kosten des Netzbetreibers werden ex-post überprüft (Monitoring). Der Regulierer kann den Netzbetreiber entweder als Einheit, d. h. integriert, betrachten (Bundling) oder disaggregiert unter Anwendung unterschiedlicher Vorgaben/ Methoden für einzelne Bereiche des Netzbetreibers (Unbundling).

Daraus lassen sich neben der reinen Kostendurchreichung folgende Regulierungssysteme ableiten:

TOTEX-Regulierung (Anreizsetzung, Bundling): Die Regulierung bezieht sich auf das integrierte Unternehmen und damit auf die gesamte Leistungserbringung. Es ist nicht Aufgabe des Regulierers, die Aktivitäten des Unternehmens im Einzelnen zu überprüfen oder dem Unternehmen Anreize zur Vornahme bestimmter Aktivitäten zu setzen. Die Gutachter empfehlen, ein synthetisches Anlagevermögen anzuwenden, um keine Überkapitalisierungsanreize entstehen zu lassen.

Differenzierte Anreizregulierung (Anreizsetzung, Unbundling): Im Rahmen der Regulierung erfolgt ein Unbundling und der Regulierer setzt separat Anreize für verschiedene Leistungsbereiche des Unternehmens (z. B. Differenzierung zwischen Erweiterungsmaßnahmen und Erhaltungsmaßnahmen oder Alt- und Neuanlagen). Bei der differenzierten Anreizregulierung könnten auch die Kapitalkosten zwischen den Leistungsbereichen des regulierten Unternehmens differenziert werden. Damit besteht das Potenzial, dass Sicherheitsaufschläge und mit einer Risikoübernahme einhergehende Kosten, die üblicherweise in die Kapitalkosten integriert sind, im Vergleich zu einer TOTEX- Anreizregulierung deutlich geringer sind.

Monitoring (Monitoring, Bundling oder Unbundling): Die Autoren führen aus, dass bei einem Monitoring der Regulierer ex post die Aktivitäten und Kosten des Unternehmens überprüft. Insofern er die Kosten gegenüber einem (hypothetischen) effizienten Vergleichsunternehmen als überhöht einstufen würde, würde er deren Abdeckung, also Entgelte, die von den Nutzern erhoben werden, verweigern dürfen. Für alle Unternehmensbereiche können dieselben Sachverhalte ex-post geprüft werden oder es wird zwischen den einzelnen Unternehmensbereichen differenziert.

Mischformen: Es besteht die Möglichkeit, Anreizregulierung und Monitoring zu kombinieren: Nur in einigen Leistungsbereichen wird auf eine Anreizsetzung zurückgegriffen und in anderen Leistungsbereichen ein Monitoring praktiziert.

Für die Übertragung auf die deutschen Stromübertragungsnetzbetreiber werden folgende Schlüsse gezogen: Für die gut einschätzbaren Onshore-Wechselstrom-Leitungen bevorzugen die Autoren die Anreizregulierung. Die Risiken sind nach Auffassung der Autoren gut einschätzbar. Anstelle der TOTEX-Regulierung sollte aber eine differenzierte Anreizregulierung angewendet werden, zum Beispiel eine differenzierte Regulierung von Alt- und Neuanlagen. Davon versprechen sich die Gutachter geringere Kosten. Für Offshore-Leitungen und Onshore-Gleichstrom-Leitungen bestehen hingegen hohe Risiken und ein geringes Wissen. Eine Anreizregulierung würde daher mit hohen Sicherheitsaufschlägen einhergehen. Daher empfehlen die Gutachter, eine Regulierung basierend auf dem Monitoring-Ansatz: Konkret sollte der Regulierer verstärkte Monitoringrechte und Vorgabemöglichkeiten bei den Beschaffungsprozessen der Stromübertragungsnetzbetreiber erhalten (u. a. hinsichtlich Ausschreibungs- und Vertragsdesign, Vertragsmanagement und Nachverhandlungen). Darüber hinaus solle sich der Regulierer, sofern ausreichendes Wissen vorhanden ist, bei Fragen des Wissensmanagements und der Standardisierung beteiligen bzw. auch Vorgaben machen.

2.6.3 Bewertung

Hinsichtlich der Onshore-Wechselstrom-Leitungen wird vorgeschlagen, bestimmte Leistungsbereiche mit unterschiedlichen Anreizen zu versehen. Hier besteht die zentrale Herausforderung seitens des Regulierers darin, die entsprechenden Leistungsbereiche zu identifizieren und zu separieren. Es kommt zudem zu Abgrenzungsproblemen und einem hohen bürokratischen Aufwand. Es kann daher bezweifelt werden, dass dieser Vorschlag unkompliziert umsetzbar wäre und im Ergebnis bessere Resultate erzielt als die aktuelle Ausgestaltung der Anreizregulierung.

Der Vorschlag der Autoren hinsichtlich des Monitoring-Ansatzes für Offshore-Leitungen und Onshore-Gleichstrom-Leitungen setzt zudem ein sehr hohes Wissen des Regulierers voraus. Das Modell ist daher eine Abkehr von der Grundannahme der Anreizregulierung, dass die relevanten Informationen für den effizienten Ausbau der Netze bei den Unternehmen stärker vorhanden sind als bei der Regulierungsbehörde.

2.7 Electricity distribution investments: What regulatory framework do we need?

2.7.1 Hintergrund

Der Verband der Elektrizitätswirtschaft auf europäischer Ebene, eurelectric, hat im Mai 2014 ein Papier veröffentlicht, das sich mit den Investitionsbedingungen für Verteilernetzbetreiber in den Regulierungsregimen in verschiedenen europäischen Ländern auseinandersetzt.²⁷⁵

2.7.2 Zusammenfassung der Studienergebnisse

Als Ausgangspunkt der Überlegungen identifiziert eurelectric einen steigenden Bedarf an Investitionen in "smarte" Verteilernetze. Als Treiber für diesen steigenden Investitionsbedarf wird die netzseitige Integration des EE-Stroms, die Notwendigkeit von Ersatzinvestitionen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit sowie die Entwicklung von Smart Grids angesehen. Das Papier führt einleitend Details zu landesspezifischen Investitionsbedarfen auf (für Deutschland wird auf die dena-Studie abgestellt), zeigt aggregierte Auswertungen zur wirtschaftlichen Leistung der Netzbetreiber und analysiert die unterschiedlichen

²⁷⁵ Hierzu und im Folgenden eurelectric (2014): electricity distribution investments: What regulatory framework do we need?

Regulierungsansätze in den europäischen Ländern mit speziellem Fokus auf dem Umgang mit Investitionen/ Innovationen. Die zentralen Empfehlungen des Papiers sind

- die Definition einer langfristig ausgelegten Strategie zum Umgang mit Verteilernetzen,
- die transparente Festlegung einer regulatorischen Rendite, die auf langfristig stabilen Kapitalkosten aufsetzt, die der Lebensdauer der Anlagen entsprechen sowie
- ein stabiler Regulierungsrahmen.

Im Hinblick auf detaillierte Anpassungen fordert eurelectric eine Ausnahme der F&E-Kosten von den Effizienzvorgaben, eine höhere Rendite sowie risikobasierte Abschreibungsdauern für Projekte mit signifikantem Risiko, weitere Anreize für die Finanzierung großangelegter Smart Grids-Demonstrationsprojekte sowie einen zeitnahen Kostenrückfluss für Smart Meter, die vom Verteilernetzbetreiber ausgerollt werden.

In der Studie wird die Frage des Einflusses der Regulierung auf Investitionen adressiert. Dabei bezieht sich die Studie auf Befragungen der Mitgliedsländer zu den Investitionsanreizen in den Jahren 2010 und 2013. Deutschland liegt in den beiden Vergleichsjahren in einem Quadranten, der angibt, dass die tatsächlich realisierte Rendite signifikant unter der regulatorisch festgelegten Rendite liegt. Insgesamt wird aus der Befragung abgeleitet, dass die Netzbetreiber in den meisten Ländern ihre Investitionsentscheidungen unter einem beträchtlichen regulatorischen Risiko tätigten (14 von 17). Ebenfalls gelte für die meisten Länder, dass die regulatorische Rendite nicht erreicht werde oder nicht angemessen sei. Als Positivbeispiel wird Norwegen aufgeführt. Hier wurden der Regulierungsansatz und die Rendite 2013 geändert. Unter dem neuen Regime könne ein durchschnittlich effizienter Netzbetreiber seine regulatorische Rendite erreichen. Deutschland wird als Positivbeispiel für die Benchmarkingmethodik genannt, da hier zwei Methoden (SFA und DEA) kombiniert würden und in eine Best-of-Four-Abrechnung mündeten. Dies würde statistische Fehler reduzieren. Hinsichtlich der Zeitverzugsproblematik wird Deutschland neben den Niederlanden und der Slowakei als eines der Länder aufgeführt, in denen dieses Problem nicht gelöst sei.

Zudem bemängelt eurelectric, dass Deutschland eines von drei Ländern sei, in denen das sog. "capex time shift"-Problem, sprich der Zeitverzug bei der Anerkennung von Kapitalkosten, nicht geheilt sei. Für Deutschland betrage der Zeitverzug bis zu sieben Jahre. Hinsichtlich Innovationen wird aufgeführt, dass in Deutschland nur einige Projekte durch die Regulierung abgedeckt seien. Der Hauptteil von Pilotprojekten und R&D Projekten werde durch den Regulierer nicht anerkannt. Beim Erweiterungsfaktor weist eurelectric darauf hin, dass es keine direkte Verbindung zwischen Kosten und erlaubten Erlösen gebe, diese seien ggf. nur "zufällig" gleich.

2.7.3 Bewertung

Im Wesentlichen thematisiert eurelectric potenzielle regulatorische Hemmnisse, die sich bereits lange in der politischen Diskussion befinden und nun Gegenstand der Evaluierung sind. Der von eurelectric gewählte Ansatz, in den einzelnen Ländern jeweils die nur aus Sicht des Netzbetreibers vorteilhafteste Regelung aufzugreifen, ist der jeweilig notwendigen gesamthaften Beurteilung nationaler Regulierungssysteme nicht dienlich.

Hinsichtlich der Aussagen von eurelectric zur Rendite sei an dieser Stelle auf die Analysen der Bundesnetzagentur in Abschnitt A dieses Kapitels verwiesen. In Bezug auf den Zeitverzug und die

Treffgenauigkeit des Erweiterungsfaktors sei schließlich angemerkt, dass hierzu im Rahmen der Evaluierung konkrete Vorschläge durch die Bundesnetzagentur gemacht werden (vgl. Abschnitt VC1).

3. Abschließende Beurteilung

Im Rahmen der Evaluierung hat die Bundesnetzagentur Studien und Gutachten ausgewertet, die für eine Weiterentwicklung der Anreizregulierung von Relevanz sind. Drei der Studien, die BMWi-Verteilernetzstudie, die dena-Verteilnetzstudie und die Studie „Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland“ schätzen dabei auch den Ausbaubedarf ab. Dabei wird von allen drei Studien ein signifikanter Ausbaubedarf identifiziert. Auch kommen alle Studien zu dem Ergebnis, dass sich Netzausbau in erheblichem Umfang einsparen lässt, wenn innovative Betriebsmittel zum Einsatz kommen.

Die große Bedeutung des Themas Innovation zeigt sich auch in den Analysen des regulatorischen Rahmens der jeweiligen Studien. Für fast alle Untersuchungen ist dieses Thema von zentraler Bedeutung. Die BMWi-Verteilernetzstudie verweist diesbezüglich auf die Technologieneutralität des Erweiterungsfaktors – diese Einschätzung wird von der Bundesnetzagentur geteilt. Auch die Aussage des Deutschen Umwelthilfe e. V., möglichst viele Anreize für die Ausschöpfung innovativer Möglichkeiten und der Minimierung des Netzausbaus auf allen Netzebenen zu setzen, kann durch die Bundesnetzagentur gefolgt werden. Die damit verbundene Forderung nach der Aufhebung des Zeitverzugs der Erlöswirksamkeit ist hingegen nicht nachvollziehbar. Diese wird auch in dem Gutachten nicht hergeleitet, sondern scheint sich auf analoge Forderungen in der dena-Verteilnetzstudie und dem Gutachten des VKUs zu stützen. Warum eine sofortige, kostenbasierte Erlösanpassung Vorteile bietet, wird in keiner der Studien abschließend begründet. Dies widerspricht der traditionellen ökonomischen Sichtweise, dass gerade eine (zeitweise) Entkopplung von Kosten und Erlösen hohe Innovationsanreize setzt.

Im Hinblick auf das Thema Innovationen empfiehlt IRIN einen Aufschlag auf die Eigenkapitalverzinsung sowohl für innovative als auch für konventionelle Betriebsmittel. Während die Technologieneutralität dieses Ansatzes zu begrüßen ist, besteht die Gefahr, dass ein solcher Aufschlag kapitalkostenlastige Investitionen im Vergleich zu betriebskostenlastige Lösungen begünstigt und so eben nicht die im Einzelfall beste Lösung realisiert wird. Eine mangelnde Rendite wird von Eurelectric und der dena-Verteilnetzstudie ausgemacht. Eine modellhafte Betrachtung seitens Eurelectric wird dabei aber nicht vorgenommen. Im Hinblick auf die dena-Verteilnetzstudie kann die Berechnung seitens der Bundesnetzagentur nicht nachvollzogen werden. Zumindest in Bezug auf den unterstellten Ersatzanteil bei den Investitionen sind die Prämissen zu hinterfragen. In diesem Zusammenhang sei insbesondere auf die Betrachtungen der Kosten und Erlöse im Rahmen der Evaluierung in Abschnitt A dieses Kapitels verwiesen.

I Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse

Kapitel III stellt die Bewertung der ARegV mittels verschiedener Arbeitsschwerpunkte dar. Im Folgenden werden die Ergebnisse der vorangehenden Abschnitte dieses Kapitels zusammengefasst.

Investitionsfähigkeit

Die ARegV stellt die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber sicher. So haben sich aus der Analyse des tatsächlichen Investitionsverhaltens keine negativen Effekte aus der Einführung der ARegV ermitteln lassen. Für die Stromverteilernetzbetreiber ist sogar ein leicht positiver Effekt durch die Einführung der ARegV zu verzeichnen.

Die Analyse des Erweiterungsfaktors hat zudem aufgezeigt, dass die Kosten aus Erweiterungsinvestitionen in Summe überdeckt werden konnten, sich bei einer relevanten Anzahl von Netzbetreibern aber auch eine Unterdeckung der Kosten eingestellt hat. Bei den Stromübertragungs- und Gasfernleitungsnetzbetreibern ist die Investitionsfähigkeit für Erweiterungs- und Umstrukturierungsmaßnahmen durch die Investitionsmaßnahme gesichert. Im Bereich der Ersatzinvestitionen wurde anhand von Modellrechnungen gezeigt, dass eine angemessene Rendite im aktuellen Regulierungssystem erwirtschaftet werden kann.

Ein dringender, umfassender Handlungsbedarf ergibt sich aus den vorgenommenen, überwiegend vergangenheitsorientierten Analysen somit nicht. Jedoch lässt sich Verbesserungspotenzial identifizieren:

Der Erweiterungsfaktor ist dahingehend zu prüfen und zu verbessern, dass die Abweichungen zwischen den bei effizienter Umsetzung entstehenden Kosten und den zugestandenen Erlösen reduziert werden. Dies gilt in beide Richtungen: Sowohl bzgl. der festgestellten Überdeckungen als auch der Unterdeckungen. Eine 1 zu 1 Annäherung zwischen tatsächlichen Kosten und zugestandenen Erlösen ist dabei aber nicht anzustreben. Darüber hinaus ist der Zeitverzug hinsichtlich seiner Ertragswirkung zu eliminieren.

Eine Verbesserung der Angemessenheit des Erweiterungsfaktors kann auch deshalb erforderlich sein, weil die Änderung der Versorgungsaufgabe zumindest bei einzelnen Netzbetreibern einen sehr erheblichen Umfang einnimmt. Angesichts eines erheblichen Ausbaubedarfs bei vergleichsweise wenigen Verteilernetzbetreibern kann sogar erwogen werden, Ausstiegsbedingungen zu formulieren, ab denen ein Netzbetreiber nicht mehr über das pauschale Instrument des Erweiterungsfaktors reguliert wird, sondern stärker anhand der tatsächlichen Investitionen.

Es gibt Indizien dafür, dass zukünftig mit einem steigenden Ersatzinvestitionsbedarf zu rechnen ist. Die in den 1970er und 1990er Jahren getätigten Investitionen werden in den kommenden Jahren in einem gewissen Umfang zu reinvestieren sein. Darauf deuten auch die eingetragenen Planwerte der Netzbetreiber für Ersatzinvestitionen und schließlich das ansteigende kalkulatorische Anlagenalter.

Für die Finanzierung dieser Ersatzinvestitionen innerhalb der Regulierungsperiode stehen sog. Sockelbeträge zur Verfügung, die den Netzbetreibern aus der Erlösobergrenzensystematik frei zur Verfügung stehen. Diese Sockelbeträge entstehen in der Anreizregulierung, weil die aus dem Ausgangsniveau abgeleiteten Erlöse während der Regulierungsperiode konstant bleiben, sich die tatsächlichen Kosten aber im Zeitablauf reduzieren. Dies geschieht zum einen, weil Abschreibungsbeträge von Anlagen in der Erlösobergrenze weiter abgebildet werden, die im Verlauf der Regulierungsperiode vollständig aus dem Anlagenbestand entfallen. Auch reduzieren sich die Restwerte von Anlagen und damit die Verzinsungsbeträge von Anlagen im Verlauf der Regulierungsperiode. Die anerkannte Verzinsung wird aber konstant gehalten. Diese Mittel können jedoch auch – wenn sie nicht zur Finanzierung von Ersatzinvestitionen eingesetzt werden – als zusätzliche Gewinne ausgeschüttet werden.

Soll diese Möglichkeit ausgeschlossen werden oder zu einer projektspezifischen Regulierung übergegangen werden, kann der Übergang vom Budget-Prinzip der ARegV hin zu einem stärker an den tatsächlichen Kosten ausgerichteten System erwogen werden. Jegliche Sockelbeträge wären in diesem Fall aber einzubehalten.

Die optimale Höhe der Investitionen kann nur netzbetreiberindividuell bestimmt werden. Auf Basis der verwendeten Investitionskennzahlen wie bspw. der Investitions- oder Reinvestitionsquote lässt sich kein allgemein gültiger Schwellenwert ermitteln, ab dem von einem angemessenen Investitionsverhalten auszugehen ist. Für die Beurteilung sind individuelle Berichte unter Einbeziehung einer technischen Bewertung der Anlagensubstanz erforderlich. Von der Einführung eines technisch-wirtschaftlichen Anlagenregisters sowie einer flächendeckenden, pauschalen Abfrage umfassender Investitionsberichte wird abgesehen. Stattdessen wird die Einführung eines Indikatorsystems angeregt.

Effizienz

Seit Inkrafttreten der ARegV ist ein Anstieg der Erlösobergrenzen zu verzeichnen. Hieraus ergibt sich jedoch kein Indiz für eine Zielverfehlung. Stattdessen sind die Anstiege der Erlösobergrenzen besonders zum Ende der Regulierungsperiode hin vor allem auf Kosten, die durch den Umbau der Energieinfrastruktur im Rahmen der Energiewende zwangsläufig und unabhängig vom Regulierungssystem bedingt sind, zurückzuführen. Maßgeblichen Einfluss auf die Höhe der Erlösobergrenzen hat der generelle sektorale Produktivitätsfaktor. Aus dem in der zweiten Regulierungsperiode geltenden PF von 1,5 % ergibt sich über fünf Jahre für die Stromnetzbetreiber ein Dämpfungsvolumen von ca. 2,327 Mrd. Euro und für die Gasnetzbetreiber von ca. 1,167 Mrd. Euro.

Was die Durchführung des Effizienzvergleichs angeht, zielen diese Handlungsvorschläge im Wesentlichen auf eine punktuelle Verbesserung des Effizienzvergleichs ab, orientieren sich aber stark an dessen aktueller Ausgestaltung.

Innovationen

Bereits heute enthält das System der ARegV mit der Vorgabe fester, mehrjähriger Erlösobergrenzen, die durch kurzfristige Kostensenkungen, auch durch innovative Maßnahmen, unterboten werden können, sowie dem TOTEX-Effizienzvergleich Elemente zur Förderung von Innovationen.

Jedoch resultieren aus einzelnen Instrumenten und Stellschrauben auch Innovationshemmnisse. Diese sollten insbesondere hinsichtlich der langfristigen Anreizwirkung für Innovationen verbessert werden und dabei

weiterhin das Primat der Technologieneutralität wahren. Hier besteht Handlungsbedarf, um langfristige Innovationsanreize innerhalb der ARegV oder aber möglichen alternativen Regulierungssystemen zu verstärken.

Denkbare Mechanismen sind das vorgeschlagene Bonussystem und das Instrument des Efficiency-Carry-Over.

Stabilität und Handhabbarkeit

Die Stabilität des Regulierungssystems wird durchgängig als hoher Wert angesehen, weshalb Änderungen nur wohl überlegt und möglichst mit zeitlichem Vorlauf umgesetzt werden sollten. Dies ist als Nebenbedingung bei möglichen größeren Anpassungen zu beachten.

Bei der Untersuchung der Handhabbarkeit des Regulierungssystems sind bei der Ausgestaltung der ARegV zahlreiche Verbesserungsmöglichkeiten ermittelt worden. Diese beziehen sich u. a. auf die Durchführung der Kostenprüfungen oder die Anpassung der Erlösobergrenzen, bspw. die Bestimmung der Kapitalkosten oder der Personalzusatzkosten. Sowohl bei einer Anpassung der ARegV wie auch bei alternativen Ausgestaltungsmöglichkeiten ist der operativen Beherrschbarkeit ein hoher Stellenwert beizumessen. Die Transparenz des Regulierungssystems wird von einigen Stakeholdern als verbesserungswürdig angesehen. Hier besteht Handlungsbedarf, bspw. im Umgang mit der Veröffentlichung von Informationen über die regulatorische Praxis oder auch die Veröffentlichung unternehmensbezogener Daten.

Hohe Versorgungsqualität sichern

Die Versorgungsqualität in Deutschland befindet sich auf einem hohen Niveau. Die Netzzuverlässigkeit der deutschen Stromnetzbetreiber ist im europäischen Maßstab überdurchschnittlich. Die Wirkung der ARegV auf die Versorgungsqualität konnte im Rahmen dieser Evaluierung nicht untersucht werden, da Rückwirkungen des Regulierungssystems auf die Versorgungsqualität erst mit deutlichem Zeitverzug zu erwarten sind. Das Qualitätselement ist erst seit dem 1.1.2012 erlöswirksam.

Aus der Perspektive der Versorgungsqualität ergibt sich kein Handlungsbedarf zur Anpassung der ARegV. Grundsätzlich sind alle Anpassungen abzulehnen, die dazu führen könnten, dass die Versorgungsqualität unter ein angemessenes Niveau absinkt.

IV Alternative Regulierungsansätze/ Systeme

A Reformvorschläge aus der nationalen Diskussion

1. Kapitalkostendifferenz

1.1 Zielsetzung und Grundkonzept

Die Kapitalkostendifferenz soll gewährleisten, dass zusätzliche Kapitalkosten aus Investitionen auch unmittelbar in der Erlösobergrenze anerkannt werden, während nicht mehr vorhandene Kapitalkosten auch unmittelbar entfallen sollen. Die Idee der Kapitalkostendifferenz basiert somit auf der Annahme, dass sich für ein reguliertes Unternehmen jede einzelne Investition unmittelbar in den Netzentgelten widerspiegeln sollte, um projektspezifisch eine angemessene Rendite des eingesetzten Kapitals zu gewährleisten. Die Kapitalkostendifferenz ist folglich eine Abkehr vom Budgetansatz für Kapitalkosten bzw. Investitionen. Eine Differenzierung zwischen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen ist bei der Anwendung der Kapitalkostendifferenz nicht notwendig. Der Erweiterungsfaktor und die Investitionsmaßnahme können bei Einführung der Kapitalkostendifferenz entfallen. Ein konkreter Vorschlag für eine Kapitalkostendifferenz wurde im Jahr 2012 von der Landesregulierungsbehörde Hessen mit der Begründung vorgelegt, dass ein Abgleich der Kapitalkosten basierend auf Planwerten innerhalb einer Regulierungsperiode zu einer Verbesserung der Investitionsbedingungen führen würde. Auch wurde in diesem Zusammenhang vorgetragen, dass ein solches Modell dem Anreiz, verstärkt im Basisjahr zu investieren, entgegenwirken könne (sog. Basisjahr-Effekt).

Im Folgenden wird der Vorschlag der Landesregulierungsbehörde Hessen für eine Kapitalkostendifferenz vorgestellt.

1.2 Wesentliche Merkmale

Das entscheidende Merkmal der Kapitalkostendifferenz ist, dass steigende oder sinkende Kapitalkosten auch während der Regulierungsperiode zu einer Anpassung der Erlösobergrenze führen. Dabei wird die Regulierungsperiode von fünf Jahren grundsätzlich beibehalten. Damit gilt das Budgetprinzip faktisch nur noch für die operativen Kosten. Der Vorschlag sieht vor, dass die Erlösobergrenze der Netzbetreiber innerhalb der Regulierungsperiode jährlich entsprechend der Veränderung der Kapitalkosten der Anlagegüter im Vergleich zum Basisjahr angepasst wird.

Abgleich der Kapitalkosten

Verglichen werden die geplanten Kapitalkosten im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode mit den Kapitalkosten des Basisjahres. Konkret setzt sich die Kapitalkostendifferenz aus der Summe der Differenzen der kalkulatorischen Abschreibungen auf Anlagegüter, der Mischverzinsung des Restwerts der Anlagegüter sowie einer anteiligen kalkulatorischen Gewerbesteuer zusammen. Daraus folgt, dass bei insgesamt steigenden Abschreibungen und Restbuchwerten die Kapitalkosten und damit auch die Erlösobergrenze nach oben angepasst werden. Bei insgesamt fallenden Abschreibungen und Restbuchwerten werden Kapitalkosten und Erlösobergrenze analog nach unten angepasst.

Der Planwert wird im Folgejahr mit den Istwerten abgeglichen. Die Differenz wird – verzinst – im folgenden Jahr der Regulierungsperiode berücksichtigt. Dies bedeutet im Ergebnis, dass die Differenzen mit einem Verzug von zwei Jahren in die Erlösbergrenze einfließen.

Der Vorschlag sieht dabei vor, der Berechnung der Kapitalkostendifferenz in einem vereinfachten Verfahren berechnete Tagesneuwerte der Anlagegüter (für Altanlagen), einen in einem vereinfachten Verfahren bestimmten (standardisierten) Mischzinssatz und die sich (netzbetreiberspezifisch) an den Verhältnissen des Basisjahr orientierende Gewerbesteuermesszahl und den entsprechenden Gewerbesteuerhebesatz zugrunde zu legen. Zudem ist die Anwendung einer Betriebskostenpauschale vorgesehen.

Betriebskostenpauschale

Basierend auf der Annahme, dass mit zusätzlichen Investitionen auch höhere Betriebskosten einschl. zuwachsender Verwaltungskosten verbunden sind, bezieht der Vorschlag eine Betriebskostenpauschale auf die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten ein. Ähnlich dem Abgleich der Kapitalkosten werden bei der Berechnung der Betriebskostenpauschale die entfallenden Betriebskosten aus dem Abgang von Anlagegütern mit zugehenden Betriebskosten aus neuen Anlagegütern verrechnet.

Der Vorschlag der Landesregulierungsbehörde Hessen sieht dabei vor, dass die Betriebskostenpauschale nicht negativ werden darf. Diese Herangehensweise basiert auf der Vorstellung, dass neue bzw. höhere Kapitalkosten zwar mit höheren Betriebskosten einhergehen, geringere Kapitalkosten allerdings nicht oder nicht unmittelbar zu geringeren Betriebskosten führen, da u. a. Wartungs- und Instandhaltungskosten für die (kalkulatorisch) abgeschriebene Anlage weiterhin anfallen.

Die Höhe der Betriebskostenpauschale wird im Vorschlag der Landesregulierungsbehörde Hessen mit 0,8 % angesetzt. Dieser Wert entspricht dabei dem Wert, der gem. § 23 Abs. 1 Satz 4 ARegV auch bei Investitionsmaßnahmen angesetzt wird.

Bestimmung der Tagesneuwerte, des Mischzinssatzes und der kalkulatorischen Gewerbesteuer

Für die Berechnung der Tagesneuwerte wird von der Landesregulierungsbehörde Hessen vorgeschlagen, während der Regulierungsperiode eine Extrapolation anhand von Istwerten der amtlichen Statistik vorzunehmen. Dies ist notwendig, da die tatsächlichen Istwerte aus der amtlichen Statistik für die Bestimmung der Indexreihe zum Zeitpunkt der Anpassung der Erlösbergrenze durch den Netzbetreiber noch nicht bekannt sind.

Die Kapitalkostendifferenz macht die Bestimmung und Anwendung eines pauschalisierten Mischzinssatzes erforderlich. Der Grund ist, dass für die Bestimmung sowohl der hinzukommenden als auch der abgehenden Anlagen eine Berechnung der Kapitalkosten erforderlich ist. Eine individuelle Prüfung der tatsächlichen Kapitalkosten für jeden Netzbetreiber für jedes Jahr der Regulierungsperiode ist dabei aus Gründen des Verwaltungsaufwandes kein gangbarer Weg.

Die Landesregulierungsbehörde Hessen schlägt vor, sich an dem Mischzins zu orientieren, der in Rahmen der ARegV auch für die sog. Vergleichbarkeitsrechnung (§ 14 Abs. 2 ARegV) Anwendung findet. Dabei wird von einem Anteil von 40 % Eigenkapital, 35 % verzinslichem Fremdkapital und 25 % unverzinslichem Fremdkapital ausgegangen. Für den verzinslichen Fremdkapitalanteil wird eine Verzinsung wie heute beim

sog. überschießenden Eigenkapital (EKII) angenommen. Konkret bestimmt sich der FK-Zins dann als Mittelwert des auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts der

- Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten – Anleihen der öffentlichen Hand,
- Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten – Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs²⁷⁶) und
- Umlaufrendite inländischer Inhaberschuldverschreibungen – Hypothekenpfandbriefe.

Für den EK-Zins kommt der reguläre, durch die Bundesnetzagentur festgelegte EK-Zins zur Anwendung.

Alternativ wird im Vorschlag der hessischen Regulierungsbehörde erwogen, den Mischzinssatz auf Basis der individuellen Kapitalstruktur des Netzbetreibers im Ausgangsniveau der Kostenprüfung anzusetzen. Damit würde alle fünf Jahre eine individuelle Struktur errechnet und diese anschließend pauschal für die Folgejahre verwendet.

Die kalkulatorische Gewerbesteuer muss bei der Bestimmung der Kapitalkostendifferenz berücksichtigt werden. Hier sollen die Gewerbesteuermesszahl und der netzbetreiberindividuelle Gewerbesteuerhebesatz im Basisjahr zur Anwendung kommen.

Adressaten des Vorschlags

Adressaten des vorliegenden Vorschlags können grundsätzlich alle Netzbetreiber sein. Eine Differenzierung zwischen Stromübertragungsnetzbetreiber bzw. Gasfernleitungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber oder zwischen Gas und Strom ist zumindest aus systematischen Gründen nicht erforderlich. Damit können die bestehenden Verfahren Investitionsmaßnahmen sowie Erweiterungsfaktor entfallen. Insbesondere für die Stromübertragungs- und Gasfernleitungsnetzbetreiber stellen der Wegfall der Investitionsmaßnahme und der Übergang in eine Kapitalkostendifferenz einen bedeutsamen Systemwechsel dar.

Sonderregelungen für Netzbetreiber, die am vereinfachten Verfahren teilnehmen, sind ebenfalls nicht vorgesehen.

Sockeleffekt

Durch die konsequente Anpassung der Kapitalkosten in beide Richtungen führt dieser Vorschlag zu einem vollständigen Abschöpfen des sogenannten Sockeleffektes. In der ARegV werden die Kapitalkosten für die gesamte Regulierungsperiode in Höhe der Kapitalkosten des Basisjahres "eingefroren". Bei einer jährlichen Betrachtung würden die Kapitalkosten eigentlich aufgrund sinkender Restbuchwerte fallen. Diese Differenz kommt dem Netzbetreiber zugute und wird als Sockeleffekt bezeichnet. Dieser Sockeleffekt ist in der ARegV notwendig, um den Netzbetreiber in die Lage zu versetzen, Ersatzinvestitionen während der Regulierungsperiode zu finanzieren

²⁷⁶Nicht monetäre Finanzinstitute.

In vorliegendem Modell der Berechnung der Kapitalkostendifferenz sind diese Mittel aber nicht mehr erforderlich, da der Netzbetreiber die notwendigen Mittel für Ersatzinvestitionen bereits aus der sofortigen Anpassung der Erlösobergrenze entsprechend der tatsächlichen Investitionstätigkeit erhält.

Übersicht Kapitalkostendifferenz

Nachfolgend sind tabellarisch die Eingangsgrößen und wesentlichen Merkmale der Kapitalkostendifferenz dargestellt.

Übersicht Kapitalkostendifferenz gem. Vorschlag der hessischen Landesregulierungsbehörde

Eingangsgrößen	wesentliche Merkmale
Grundkonzept	Vollständiger, jährlicher Abgleich der Kapitalkosten auf Basis von Planwerten
Tagesneuwerte	Extrapolation von Istwerten aus Indexreihen der amtlichen Statistik; Anwendung auf Altanlagen
Mischzinssatz	Gewichtung: 40 % Eigenkapital, 35 % verzinsliches Fremdkapital und 25 % unverzinsliches Fremdkapital; Zinssätze: Eigenkapitalzinssatz = Zinssatz für Neuanlagen i.S. des § 7 Abs. 4 S. 1 Strom- und GasNEV; Fremdkapitalzinssatz = Zins für überschießendes EK gem. § 7 Abs. 7 Strom- und GasNEV Alternativ: Netzbetreiberspezifischer Zins
Kalkulatorische Gewerbesteuer	Netzbetreiberindividuelle Gewerbesteuermesszahl und Gewerbesteuerhebesatz im Basisjahr
Betriebskostenpauschale	Bezugsbasis: Anschaffungs- und Herstellungskosten Höhe: 0,8 % Anwendung auf Differenz zwischen den Anschaffungs- und Herstellungskosten im Betrachtungsjahr und Basisjahr. Keine Anwendung bei negativem Saldo.
Effizienzvergleich	Gesamtkosten-Abgleich bleibt erhalten.
Adressat	Alle Netzbetreiber

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 30: Eingangsgrößen und wesentliche Merkmale der Kapitalkostendifferenz

1.3 Verhältnis zum Status Quo

Der Vorschlag der Kapitalkostendifferenz ersetzt die Instrumente des Erweiterungsfaktors sowie der Investitionsmaßnahmen, d. h. es werden zentrale Instrumente der Anreizregulierung abgeschafft. Die Länge der Regulierungsperiode, der Effizienzvergleich auf Gesamtkostenbasis und die Qualitätsregulierung sollen fortbestehen.

1.4 Beurteilung durch die Branche

Der BDEW begrüßt in seinen Positionen vom 31.8.2012, dass die Landesregulierungsbehörden ebenfalls die Investitionsbedingungen für Verteilernetzbetreiber verbessern wollen und einen Vorschlag eingebracht haben. Eine abschließende Bewertung des „Modells einer Anreizregulierung mit jährlichem Kapitalkostenabgleich“ sei jedoch aus Branchensicht erst möglich, wenn offene Detailfragen und die konkrete Umsetzung über das vorliegende Dokument hinaus geklärt seien.²⁷⁷ Allerdings wird in dem Positionspapier dargestellt, welche Ansätze des Beschlussvorschlages nicht vom BDEW geteilt werden. Die wesentlichen Kritikpunkte und Anmerkungen beinhalten dabei, dass eine jährliche vollständige „Kapitalkostenprüfung“ mit dem Modell nicht einhergehen darf und dass lediglich eine Ergänzung und keine Abschaffung der bestehenden Instrumente Erweiterungsfaktor und Investitionsmaßnahmen erfolgen sollte.

In seinem Positionspapier vom 30.8.2012 begrüßt der VKU zwar die Darstellung des Zeitverzuges als zentrales Problem und plädiert auch für eine zügige Umsetzung und Ausformulierung des Vorschlages, um den Zeitverzug anzugehen.²⁷⁸ Allerdings stuft der VKU den Vorschlag gleichzeitig als Ideenskizze ein, die einer weiteren Konkretisierung bedürfe.²⁷⁹ Mit dem Positionspapier vom 16.5.2014 spricht sich der VKU dann für die Anwendung einer „Investitionskostendifferenz“ gemäß dem Bundesratsvorschlag aus.²⁸⁰ In diesem Zusammenhang werden ergänzende Kritikpunkte zur Kapitalkostendifferenz vorgebracht. Konkret macht der VKU gegenüber dem Vorschlag der hessischen Landesregulierungsbehörde folgende wesentliche Einschränkungen sowie Ergänzungen geltend:²⁸¹

- Nach Auffassung des VKU gäbe dieser Ansatz einen übermäßigen Investitionsanreiz: die Netzbetreiber wären angehalten, auf jeden Fall zu investieren.
- Die Erfüllung der Effizienzvorgaben wäre kaum möglich, da die Rückwirkungseffekte der Kapitalkostendifferenz nicht mit Effizienzvorgaben im Bereich der Kapitalkosten in Einklang zu bringen seien.
- Dabei wird eine mögliche Variation in Richtung eines reinen OPEX-Benchmarks in Kombination mit einer Absenkung der EK-Verzinsung ebenfalls abgelehnt, da es sich dann um ein sicheres Investment handle.

Die vier Stromübertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW haben am 29.8.2012 zum Beschlussvorschlag der Landesregulierungsbehörde Hessen im Rahmen der AG Regulierung Stellung

²⁷⁷ BDEW-Positionen (2012): Weiterentwicklung der Anreizregulierung für Verteilernetzbetreiber, Berlin, 31.8.2012, S. 3.

²⁷⁸ VKU-Positionspapier (2012): Zur Umsetzung des Vorschlags der Landesregulierungsbehörden „Verbesserung der Investitionsbedingungen für Energienetzbetreiber“ („Schäfer Papier“) vom 25.4.2012 und zu dem Vorschlag für einen Beschluss der Arbeitsgruppe Regulierung in der Plattform „Zukunftsfähige Netze“ beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie vom 17.8.2012, Berlin, 30.8.2012, S. 2.

²⁷⁹ VKU-Positionspapier (2012): Zur Umsetzung des Vorschlags der Landesregulierungsbehörden „Verbesserung der Investitionsbedingungen für Energienetzbetreiber“ („Schäfer Papier“) vom 25.4.2012 und zu dem Vorschlag für einen Beschluss der Arbeitsgruppe Regulierung in der Plattform „Zukunftsfähige Netze“ beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie vom 17.8.2012, Berlin, 30.8.2012, S. 3.

²⁸⁰ VKU-Position (2014): Regulierungsbedingungen für Verteilernetzbetreiber in Deutschland, 16.5.2014, Berlin. Siehe auch den folgenden Abschnitt zur Beschreibung der IKD.

²⁸¹ VKU-Position (2014): Regulierungsbedingungen für Verteilernetzbetreiber in Deutschland, 16.5.2014, Berlin, S.8.

genommen.²⁸² Darin führen sie aus, dass die Stabilität des Regulierungsrahmens für die Außenwirkung aus Eigentümer- und Kapitalmarktsicht von hoher Bedeutung sei. Durch die Einführung des Plankostenansatzes bei den Investitionsmaßnahmen im März 2012 seien Investitionshemmnisse abgebaut worden. Daher sei die Wirksamkeit einer erneuten, kurzfristigen Änderung der regulatorischen Investitionsrahmenbedingungen, wie sie die Umsetzung des vorgeschlagenen Modells einer Anreizregulierung mit jährlicher Kapitalkostendifferenz zur Folge hätte, aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber zunächst zu prüfen.

Die vier Übertragungsnetzbetreiber sehen gegenüber dem Beschlussvorschlag verschiedene Kritikpunkte. Unter anderem wird moniert, dass die angenommene Kapitalstruktur von 40 % Eigenkapital, 35 % verzinslichem und 25 % unverzinslichem Fremdkapital für die Mischzinssatzberechnung nicht den Regelungen für die Investitionsmaßnahmen entspräche. Die vorgeschlagene Berechnungsmethode sei somit ebenso wenig sachgerecht wie die einheitliche Anwendung des Zinssatzes für Neuanlagen. Zudem fände sich keine Regelung für ggf. übersteigendes Eigenkapital und dessen Verzinsung. Die Vorschläge zur Verzinsung des Fremdkapitals böten keine Möglichkeit der jährlichen Anpassung an den tatsächlichen Zinssatz einschließlich des Ansatzes der sonstigen Finanzierungskosten. Dies sei im Vergleich zu den bestehenden Regelungen für die Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV nicht sachgerecht. Die angewendeten Indexreihen müssten sämtliche netzbetreiberspezifischen Sachverhalte sachgerecht abbilden. Die Bemessung der Betriebskostenpauschale habe jährlich auf Basis der Differenz zwischen den kumulierten historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten des Betrachtungsjahrs sowie den kumulierten historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten des Basisjahres zu erfolgen. Schließlich seien die vorgeschlagenen Folgeänderungen mit Übergangsregelungen zu versehen. Ein Systemwechsel auf den Ansatz von Plankosten dürfe nicht dazu führen, dass die Rückflüsse für bereits getätigte Investitionen gefährdet würden. Dies betreffe sowohl die Altanlagen als auch die Ersatzanteile der Investitionsmaßnahmen und die seit 2007 getätigten Ersatzinvestitionen.

In den Stellungnahmen zum 4. Workshop zur Evaluierung der Anreizregulierung haben sich die Stromübertragungsnetzbetreiber schließlich gegen die Kapitalkostendifferenz ausgesprochen, da diese einen umfassenden Systembruch darstelle und sie im Sinne der Stabilität und Verlässlichkeit des Regulierungsrahmens für Stromübertragungsnetzbetreiber ausdrücklich abzulehnen sei. Gleiches gilt für die Gasfernleitungsnetzbetreiber.

1.5 Diskussionspunkte

Vereinbarkeit von Effizienzvorgaben und Kapitalkostendifferenz

Grundsätzlich problematisch bei einem jährlichen Abgleich der Kapitalkosten ist die Erreichbarkeit der Effizienzvorgaben. Hier teilt die Bundesnetzagentur die teilweise auch von der Branche vorgetragenen Bedenken. Konkret führt die Kapitalkostendifferenz unter Beibehaltung des Gesamtkostenbenchmarks und des Abbaupfades zu einem doppelten Abzug von realisierten Effizienzgewinnen bei den Kapitalkosten. Dies hat den folgenden Grund: Bei ineffizienten (Kapital-)Kosten gem. Effizienzvergleich sinkt die Erlösbergrenze jährlich, um den Abbau der Ineffizienzen zum Ende der Regulierungsperiode abzubilden. Bei der Kapitalkostendifferenz werden dann die tatsächlichen Kapitalkosten im Betrachtungsjahr mit den

²⁸² 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW-Stellungnahme (2012): Stellungnahme zum Beschlussvorschlag von Herrn Schäfer zur „Verbesserung der Investitionsbedingungen für Energienetzbetreiber unter den Bedingungen der Energiewende“.

Kapitalkosten im Basisjahr verglichen. Wenn nun die Kapitalkosten des Netzbetreibers tatsächlich und ggf. völlig im Einklang mit den Effizienzvorgaben sinken, wird diese Differenz automatisch zweimal in Abzug gebracht: zunächst als Teil des Effizienzpfades und dann ein zweites Mal aufgrund der Kapitalkostendifferenz.

Socketeffekt

Der entscheidende Diskussionspunkt bei diesem Modell ist der Wegfall des Socketeffekts. Vor allem an diesem Punkt unterscheidet sich der hier vorliegende Vorschlag von dem Vorschlag der sog.

Investitionskostendifferenz (IKD), der im folgenden Abschnitt dargestellt wird. Die wesentliche ökonomische Begründbarkeit des Sockels entfällt allerdings mit dem jährlichen Abgleich der Kapitalkosten anhand der tatsächlichen Investitionen. Die Höhe des Sockels wird in Kapitel IIIA2.2 dargestellt.

Bei der Kapitalkostendifferenz, wie von der Landesregulierungsbehörde Hessen vorgeschlagen, ergibt sich nach Auffassung der Branche eine Art "Investitionszwang". Richtig ist, dass der in der ARegV vorhandene Anreiz entfällt, zumindest bis zum Ende der Regulierungsperiode abgeschriebene Anlagen weiter zu nutzen. Es sei dahingestellt, ob man beim Vorschlag der hessischen Landesregulierungsbehörde von einem „Zwang“ sprechen kann. Im Rahmen der im folgenden Abschnitt dargestellten Diskussion um die IKD wird die These vom „Investitionszwang“ mit der Forderung nach einem Sockel für Anlagen verbunden, die nicht bereits vollständig abgeschrieben sind. Diese Forderung ist aus den in Abschnitt 2.6 dargestellten Gründen nicht sachgerecht.

Betriebskostenpauschale

Zur Deckung der Betriebskosten wird in dem Vorschlag der Landesregulierungsbehörde Hessen jährlich pauschal 0,8 % der Anschaffungs- und Herstellungskosten im Jahr, auf das die Erlösobergrenze Anwendung finden soll, abzüglich der Anschaffungs- und Herstellungskosten im Basisjahr, gewährt. Diese Pauschale darf nicht kleiner als null werden.

Würde man diesem Vorgehen folgen, so ergäben sich zwei Effekte, die zu einer unsachgerechten Kostenerhöhung führen würden.

Erstens: Zwischen den kalkulatorisch entfallenden Anschaffungs- und Herstellungskosten der ursprünglichen Anlage und den für den Ersatz der Anlage aktuell anfallenden Anschaffungs- und Herstellungskosten liegt aufgrund der vergleichsweise langen Nutzungsdauern von Netzanlagen eine der Preisentwicklung geschuldete Differenz, die teilweise ein Vielfaches der ursprünglichen Anschaffungs- und Herstellungskosten ausmacht. Wenn eine Anlage also nur ersetzt wird, so stellt sich die Frage, warum die Preisdifferenz zwischen alter und neuer Anlage für die Ermittlung der Betriebskosten herangezogen werden sollte, da die ersetzte Anlage bis zu ihrem Ausscheiden ebenfalls gewartet werden musste und dieser Betriebskostenblock beim Netzbetreiber verbleibt. Bei Anwendung eines Abgleichs der Anschaffungs- und Herstellungskosten käme es daher zu einer Mehrfachberücksichtigung von Betriebskosten.

Zweites: Es ist in vielen Fällen davon auszugehen, dass Anlagen mit zunehmenden Anlagenalter auch mehr Betriebskosten verursachen. Umgekehrt dürften neue Anlagen, mit Ausnahme der Installation und Inbetriebnahme, im Vergleich geringere Betriebskosten verursachen. Für eine sachgerechte Beurteilung wäre allerdings eine Einzelfallbetrachtung je Anlage notwendig, die in einem jährlich rollierenden Verfahren nicht umsetzbar wäre.

Ein weiterhin einfacher und pauschaler Ansatz könnte darin bestehen, für den Abgleich der Anschaffungs- und Herstellungskosten generell Tagesneuwerte (d. h. alle zu- und abgehenden Anlagen zu aktuellen Preisen) zu vergleichen, um die Preisdifferenz aus der Basis für die Betriebskostenpauschale zu bereinigen. Allerdings sollte die Betriebskostenpauschale von 0,8 % auch nicht weiter differenziert bzw. erhöht werden, weil durch die Neuanlagen die beschriebenen Betriebskosteneinsparungen zu erwarten sind.

1.6 Bewertung

Investitionsfähigkeit

Die Kapitalkostendifferenz ermöglicht eine Vereinnahmung von Kapitalkosten aus Investitionen während der Regulierungsperiode ohne Zeitverzug. Die Investitionsfähigkeit ist damit in der Kapitalkostendifferenz als sehr gut zu bezeichnen. Dies gilt sowohl für Ersatz- als auch für Erweiterungsinvestitionen, für die auch keine Differenzierung mehr vorgenommen werden muss. Hier liegt die Stärke der Kapitalkostendifferenz

Der Anreiz, Investitionen vorwiegend im Basisjahr zu tätigen, entfällt. Dafür dürfte aber in diesem Modell ein Anreiz bestehen, in dem Jahr nach dem Basisjahr zu investieren. Dies resultiert aus der Tatsache, dass die Kapitalkosten in den Effizienzvergleich eingehen. Eine Investition direkt nach dem Basisjahr wird daher nicht bzw. erst für die folgende Regulierungsperiode in den Effizienzvergleich eingehen. Es ist daher mit einer Verschiebung des Basisjahr-Effekts zu rechnen.

Nach wie vor wird ein Anreiz bestehen, Betriebskosten in die Basisjahre zu verschieben, um die Ausgangsbasis zu erhöhen. Diesem Anreiz wird durch den Effizienzvergleich der Gesamtkosten allerdings entgegengewirkt.

Effizienz

Der Wegfall des Budgetprinzips wird die Effizienzreize in Bezug auf Investitionen deutlich reduzieren. Anreize, Anlagen auch über die kalkulatorische Nutzungsdauer hinaus zu betreiben, sofern dies technisch möglich ist, entfallen gänzlich. In der bisherigen ARegV bestand der Anreiz, zumindest bis zum Ende der Regulierungsperiode abgeschriebene Anlagen weiter zu nutzen. Für die Betriebskosten bestehen hingegen weiterhin hohe Effizienzreize.

Der Effizienzvergleich soll als wettbewerbliches Element auch weiterhin Anreize zu Kosteneffizienz bieten. Er wird in seiner Ausgestaltung als Gesamtkostenbenchmark beibehalten und soll Überinvestitionen sanktionieren. Dieser Rolle kann der Effizienzvergleich nach Einführung der Kapitalkostendifferenz allerdings nur sehr eingeschränkt gerecht werden. Denn sowohl der Anreiz zu einer Ausweitung der Kapitalkosten im Verhältnis zu den Betriebskosten, als auch der für eine kostenbasierte Regulierung charakteristische Hang zu ineffizienten Investitionen stellt sich gleichermaßen für alle Netzbetreiber ein. Eine derartige, systematische Verzerrung kann der Effizienzvergleich, als relativer Vergleich der Netzbetreiber untereinander, nur bedingt erfassen.

Der Sockeleffekt wird bei diesem Modell komplett abgeschöpft. Hieraus ergibt sich ein positiver Effekt auf die gesamten Netzkosten in Höhe von ca. 15 Mrd. Euro bis ca. 2068. Dem gegenüber stehen allerdings die geringeren Effizienzreize für Kapitalkosten und der Anreiz, auf innovative und in der Gesamtschau ggf. günstigere, aber OPEX-lastigere Lösungen zu verzichten. Der Netto-Effekt ist nicht quantifizierbar.

Die Vereinbarkeit mit dem Effizienzvergleich müsste über geeignete Maßnahmen, z. B. eine Justiergröße, welche einen doppelten Abzug von Kapitalkosten vermeidet, sichergestellt werden.

Innovationen

Aus sich heraus gibt das Modell keinen Anreiz für den Einsatz innovativer Technologien. Da die Kapitalkostendifferenz lediglich eine Anpassung der Kapitalkosten vorsieht, kann sie auch nur Innovationen zeitnah in der EOG abbilden, die Kapitalkosten auslösen, denn diese werden ohne Zeitverzug in die Erlösobergrenze einbezogen. Innovationen, die dagegen operative Kosten auslösen, werden durch die Kapitalkostendifferenz nicht befördert.

Problematisch ist in diesem Zusammenhang ggf. die Betriebskostenpauschale. Als pauschaler Aufschlag auf die Kapitalkosten wirkt diese im Ergebnis wie ein Zinsaufschlag auf Investitionen. Es ist daher davon auszugehen, dass die Betriebskostenpauschale eine zusätzliche Verzerrung hin zu kapitalkostenintensiven Lösungen darstellt.

Grundsätzlich kann auch in der Kapitalkostendifferenz ein Efficiency-Carry-Over oder, im Rahmen des Effizienzvergleichs, ein Bonus für besonders effiziente Netzbetreiber integriert werden. Vor allem die Einführung eines Efficiency-Carry-Overs in Verbindung mit einem Abgleich der Kapitalkosten dürfte jedoch sehr komplex und ggf. nicht anreizoptimal sein. Insbesondere Effizienzgewinne durch Senkung der Kapitalkosten lassen sich nicht ohne weiteres identifizieren. Die festgelegte Erlösobergrenze kommt als Bezugsgröße für Effizienzsteigerungen bei den Kapitalkosten nicht in Betracht, da durch die Kapitalkostendifferenz gesunkene Kapitalkosten bereits in der Erlösobergrenze abgebildet sind. Eine Differenz kann hier dementsprechend auch nicht gebildet werden. Es fehlt somit auch jegliches Unterscheidungskriterium, ob und in welchem Ausmaß Kostenänderungen zwischen den Basisjahren aus einer Veränderung der Versorgungsaufgabe resultieren oder auf eine (in-)effiziente Erbringung der Versorgungsaufgabe zurückzuführen sind. Allenfalls für Betriebskosten ließen sich ggf. über einen Abgleich der Erlösobergrenze mit den tatsächlichen Kosten Effizienzsteigerungen identifizieren. Die Effizienzanreize würden somit mit einem Efficiency-Carry-Over noch stärker auf den Betriebskosten lasten. Hierbei könnte es sich allerdings um Scheineffizienzen handeln, wenn Betriebskosten durch Kapitalkosten ersetzt würden.

Ob damit in der Gesamtschau durch dieses Modell die Einsparpotenziale aus der BMWi-Verteilernetzstudie, die vor allem auf Innovationen beruhen (Verminderung der Gesamtinvestitionen von ca. 23 Mrd. Euro um 4,6 Mrd. Euro), gehoben werden können, ist offen, jedoch eher unwahrscheinlich.

Handhabbarkeit

Bei der Kapitalkostendifferenz werden zwar Erweiterungsfaktor und Investitionsmaßnahmen obsolet. Aber im Gegensatz zu den Antragsverfahren Erweiterungsfaktor und Investitionsmaßnahme würden jährliche Massenverfahren zur Anwendung kommen. Auch diese lassen sich nicht ohne grundlegende Vereinfachungen umsetzen und erfordern Standardisierungen. Die Unterstellung, dass Investitionen bzw. historische Anschaffungs- und Herstellungskosten schnell vergleichbar und damit Kapitalkosten jährlich schnell für alle Netzbetreiber berechenbar wären, ist unzutreffend. Denn erstens können die Datenlieferungen der Netzbetreiber, das zeigen die bisherigen Erfahrungen, auch für auf den ersten Blick scheinbar standardisierte Werte - wie die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten - nicht ohne z. T. detaillierte Prüfung übernommen werden. Zweitens können Netzübergänge, Bruchteilseigentum und andere Sondersachverhalte sehr wohl zu deutlichen zeitlichen Verzögerungen führen.

2. Bundesrat-Initiative „Investitionskostendifferenz“

2.1 Zielsetzung und Grundkonzept

Der Bundesrat hat in seinem Beschluss vom 5.7.2013 (Drucksache 447/13(Beschluss)) eine EntschlieÙung gefasst, in welcher u. a. die Aufforderung an die Bundesregierung enthalten ist, die geltenden Vorschriften der ARegV zur Berücksichtigung von Investitionskosten in den kalenderjählichen Erlösobergrenzen im Laufe einer Regulierungsperiode baldmöglichst durch einen neuen Mechanismus zu ersetzen. Als Grundlage hierfür könne das vom Wirtschaftsausschuss des Bundesrates empfohlene Investitionsmodell (Empfehlung Ziffer 12 in BR-Drucksache 447/1/13) dienen.

Bei dem erwähnten Investitionskostenmodell handelt es um die durch die Landesregulierungskammer Bayern entwickelte sog. Investitionskostendifferenz (IKD). Die IKD ist der Kapitalkostendifferenz ähnlich. Sie zielt darauf ab, alle während der Regulierungsperiode anfallenden Kapitalkosten zeitnah zu berücksichtigen. Dabei unterscheidet sich die IKD von der Kapitalkostendifferenz im Wesentlichen dadurch, dass eine vollständige Anpassung der Kapitalkosten bei steigenden Kapitalkosten erfolgt, während fallende Kapitalkosten nur teilweise berücksichtigt werden.

In der Bundesratsvorlage wird insbesondere auch eine Gleichbehandlung aller Netzbetreiber gefordert, weshalb die IKD für alle Netz- und Umspannebenen für Stromnetzbetreiber sowie Druckstufen für Gasnetzbetreiber eingeführt werden soll. Die Berücksichtigung der Kosten für Erweiterungs-, Umstrukturierungs- und Ersatzinvestitionen soll verursachungsgerecht, also möglichst "unternehmensscharf" unter weitgehender Vermeidung pauschalisierender Ansätze, ohne Zeitverzug (auf Basis von Planwerten) und mit möglichst geringem regulatorischen Aufwand erfolgen.

Der Vorschlag geht von der Beibehaltung eines TOTEX-Effizienzvergleichs aus. Die Instrumente Erweiterungsfaktor und Investitionsmaßnahme entfallen.

2.2 Wesentliche Merkmale

Die IKD wird jährlich auf Basis von Plankosten gebildet und in der Erlösobergrenze berücksichtigt. Konkret umfasst die IKD dabei

- [1] die kalkulatorischen Abschreibungen für Anlagenzugänge abzüglich
- [2] der im Ausgangsniveau enthaltenen kalkulatorischen Abschreibungen für Anlagenabgänge und
- [3] der im Ausgangsniveau enthaltenen kalkulatorischen Abschreibungen, die letztmalig anfallen im Zeitraum zwischen dem Basisjahr und dem Jahr, das vor dem Jahr der jeweiligen Anpassung der kalenderjählichen EOG liegt;
- [4] die kalkulatorischen Eigenkapital- und Fremdkapitalzinsen auf die Restwerte für Anlagenzugänge abzüglich
- [5] der kalkulatorischen Eigenkapital- und Fremdkapitalzinsen auf die im Ausgangsniveau enthaltenen Restwerte für Anlagen, die letztmalig anfallen im Zeitraum zwischen dem Basisjahr und dem Jahr, das vor dem Jahr der jeweiligen Anpassung der kalenderjählichen EOG liegt;

[6] Anpassung der kalkulatorischen Gewerbesteuer auf die nach [4 und 5] ermittelten kalkulatorischen Eigenkapitalzinsen;

- [7] Betriebskosten von jährlich 0,8 % auf die Restwerte für Anlagenzugänge abzüglich
- [8] der Betriebskosten von jährlich 0,8 % auf die im Ausgangsniveau enthaltenen Restwerte für Anlagenabgänge und auf die im Ausgangsniveau enthaltenen Restwerte für Anlagen, die letztmalig anfallen im Zeitraum zwischen dem Basisjahr und dem Jahr, das vor dem Jahr der jeweiligen Anpassung der kalenderjährlichen EOG liegt.

Die entscheidende Formulierung bei den Abgleichen zwischen den Zugängen und Abzügen – sowohl bezogen auf Abschreibungen, Verzinsung, Gewerbesteuer als auch die Aufschläge für operative Kosten – ist, dass die Abzüge nur die Anlagen betreffen, „die *letztmalig* anfallen im Zeitraum zwischen dem Basisjahr und dem Jahr, das vor dem Jahr der jeweiligen Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze liegt“.

Daraus folgt, dass die Abschreibung, Verzinsung und Gewerbesteuer einer Anlage im Ausgangsniveau nur ab dem Jahr aus dem Ausgangsniveau entfernt werden, ab dem keine Abschreibung mehr für die Anlage anfällt. Das bedeutet zwar, dass eine Anlage mit Ablauf ihrer wirtschaftlichen Nutzungsdauer auch nicht mehr Bestandteil der Erlösobergrenze ist, dafür wird aber bis dahin – und hier liegt der Unterschied zur Kapitalkostendifferenz – gemessen am Ausgangsniveau nicht das zeitbedingte Absinken der Kapitalkosten (sinkende Verzinsung und Gewerbesteuer) berücksichtigt wird. Dadurch verbleibt dem Netzbetreiber in der IKD ein beträchtlicher Sockelbetrag ($t+3$, siehe hierzu Abschnitt IIIA2.2.2).

2.3 Verhältnis zum Status Quo

Der Vorschlag der IKD ersetzt die Instrumente des Erweiterungsfaktors sowie der Investitionsmaßnahmen. Die Länge der Regulierungsperiode, der Effizienzvergleich und die Qualitätsregulierung sollen fortbestehen.

2.4 Beurteilung durch die Branche

Im Positionspapier des BDEW vom 21.3.2014 wird der Vorschlag der IKD als "ein schlüssiges und praktikables Modell zur vollständigen Beseitigung des Zeitverzuges für Verteilernetzbetreiber mit hohem Investitionsbedarf" bezeichnet, mit dem "sich planbare und kostendeckende Erlöse für Investitionen erzielen" ließen. Allerdings macht der BDEW Einschränkungen hinsichtlich der Verzinsung sowie der Vereinbarkeit mit dem Effizienzvergleich. Zudem sollen nach Meinung des BDEW "grundsätzlich Erweiterungsfaktor und Investitionsmaßnahmen erhalten bleiben, da nicht alle Netzbetreiber mit den gleichen Investitionsherausforderungen konfrontiert sind".

In seinem Positionspapier vom 16.5.2014 spricht sich der VKU für die Einführung einer IKD aus. Neben der insgesamt positiven Bewertung der IKD sieht der VKU allerdings noch Überarbeitungsbedarf bei Detailspekten. Diese betreffen bspw. die Ausgestaltung des Mischzinssatzes, die Höhe der Betriebskostenpauschale sowie den Jahresanfangswert von Investitionen im Betrachtungsjahr. Ferner bedarf es aus Sicht des VKU noch der Klärung, wie mit bereits durch den Erweiterungsfaktor oder Investitionsmaßnahmen veranlassten Investitionen umzugehen ist. Auch in seinem Positionspapier vom 25.9.2014 bekräftigt der VKU, dass das IKD-Modell einen sachgerechten Ausgleich zwischen Effizienz- und Investitionsanreizen darstelle.

Begründet wird dies u. a. mit einer Kurzstudie des VKU zur IKD.²⁸³ Im Auftrag des VKU hatte BET untersucht, welche wirtschaftlichen Auswirkungen die Einführung der IKD für die Mitgliedsunternehmen des VKU hat. Explizit nicht Teil der Untersuchung war eine umfassende Prüfung der Vorteilhaftigkeit der IKD insbesondere im Vergleich mit anderen denkbaren Instrumenten und Anpassungen im Rahmen der Anreizregulierung.²⁸⁴ Auf Basis realer Netzbetreiberzahlen kommt die Studie zu dem Ergebnis, dass die IKD auf 11 von 13 Stromverteilernetzbetreiber und auf 8 von 14 Gasverteilernetzbetreiber einen positiven Effekt hat. Im Ergebnis konstatiert die Studie eine Verbesserung der Investitionsanreize durch die Einführung der IKD. Bei der Interpretation der Ergebnisse sei es aber wichtig, zu berücksichtigen, dass die Investitionsstrategien immer auch Ausdruck des bestehenden Regulierungsrahmens seien, d. h. eine Änderung des zukünftigen Investitionsverhaltens durch die Studie nicht abgebildet wird.

Im Rahmen der Evaluierung und insbesondere im Nachgang zum 4. Workshop sind der Bundesnetzagentur zahlreiche Stellungnahmen zugegangen, in denen Netzbetreiber die Einführung der IKD positiv bewertet haben. Als Vorteile werden hier genannt, dass die IKD eine Lösung des Zeitverzuges für alle Spannungsebenen und Druckstufen durch einen Planwertansatz mit Plan-Ist-Abgleich darstelle und sowohl Erweiterungs- wie auch Erneuerungsinvestitionen berücksichtige. Der Vorschlag sei sowohl für Gasnetzbetreiber als auch Stromnetzbetreiber anwendbar und der Rückgriff auf tatsächlich entstandene Kosten betriebswirtschaftlich sinnvoll. Es entstehe eine vollständige Transparenz für die Behörde bezüglich der Investitionstätigkeit der Unternehmen und eine erhöhte Planungssicherheit für die Netzbetreiber, da langwierige Genehmigungsverfahren für Erweiterungsfaktoren und Investitionsmaßnahmen entfallen würden. Auch wird die Einfachheit und Nachvollziehbarkeit des Instruments erwähnt - damit verbunden seien auch Verfahrensvereinfachungen/-entlastungen für Regulierungsbehörden wie Netzbetreiber, da keine jährliche Kostenprüfung stattfinde, sondern der Ausgleich über das Regulierungskonto erfolge, wobei es sich in Grundzügen um ein bekanntes und erprobtes Verfahren (Befüllung des B2-Bogens) handele.

Als Nachteile werden lediglich gesehen, dass für Investitionen seit 2006 weitere Rückflüsse fehlen würden: Die ursprünglich auf die Jahre nach dem Ende der Nutzungsdauer verschobenen Rückflüsse aufgrund der Zeitverzugsproblematik entfielen bei diesem Modell. Dadurch entstehe den Netzbetreibern ein Verlust. Kritisch angemerkt wird auch die Anwendung eines unternehmensindividuellen Mischzinssatzes bei der Ermittlung der IKD.

Hinsichtlich des Sockeleffekts wird in einer Reihe von Stellungnahmen argumentiert, dass dieser eine wesentliche Steuerungsfunktion habe, um unnötige Investitionen zu vermeiden. Hinsichtlich des Sockeleffekts in der ARegV wird wiederum argumentiert, dass die Einbeziehung der Erlöse aus dem Sockeleffekt der Altanlagen in die verfügbaren Mittel zur Finanzierung von künftigen Investitionen aus politischer Sicht erwünscht sein mag, jedoch investitionstheoretisch nicht korrekt sei. Aus Investoren-Sicht komme es auf die Wirtschaftlichkeit jeder einzelnen Ersatz- und Erweiterungsinvestition an.

Sowohl die Stromübertragungsnetzbetreiber als auch die Gasfernleitungsnetzbetreiber sprechen sich in ihren Stellungnahmen für eine Beibehaltung der Investitionsmaßnahmen und gegen einen Systemwechsel aus.

²⁸³ VKU-Position (2014): Regulierungsbedingungen für Verteilnetzbetreiber in Deutschland, 16.5.2014, Berlin. S.6.

²⁸⁴ BET (2014): VKU Kurz-Studie Investitionskostendifferenz, 19.5.2014, S.3.

2.5 Exkurs: Ökonomische Auswirkungen von Kapitalkostendifferenz und Investitionskostendifferenz

2.5.1 Zusatzrenditen durch Sockeleffekte aus der Vergangenheit

Ein positiver Sockeleffekt aus der Vergangenheit entsteht, wenn die Verzinsungen und oder Abschreibungen eines Basisjahres für die Dauer einer Regulierungsperiode konstant gehalten werden. Ein solcher Sockel ist zwar auch Bestandteil der bestehenden Anreizregulierung, allerdings ist der Sockel in diesem Fall Bestandteil eines Budgets, aus dem auch Ersatzinvestitionen zu tätigen sind, während Ersatzinvestitionen beim Vorschlag der IKD über die Verbuchung als Zugang sofort in die Erlösbergrenze einfließen und damit grundsätzlich die Berücksichtigung eines Sockels nicht gerechtfertigt ist.

Das Ausmaß des Sockeleffekts in den jeweiligen Systemen soll anhand der nachstehenden Graphik verdeutlicht werden. Es wird zunächst angenommen, dass die Abschreibungen für alle Anlagen sämtlicher Stromverteilternetzbetreiber bis einschließlich des Aktivierungsjahres 2006 auslaufen. Hierdurch wird zunächst verdeutlicht, welche Sockeleffekte sich in den nächsten Jahren aus dem Anlagenbestand des Jahres 2006 – welches Ausgangspunkt für die erste Regulierungsperiode war – ergeben haben bzw. ergeben werden.

Zeitliche CAPEX-Entwicklung der Stromverteilernetzbetreiber bei Anwendung der Kapitalkostendifferenz, der Investitionskostendifferenz und des Erlösobergrenzniveaus auf Basis des Sachanlagevermögens bis einschließlich 2006

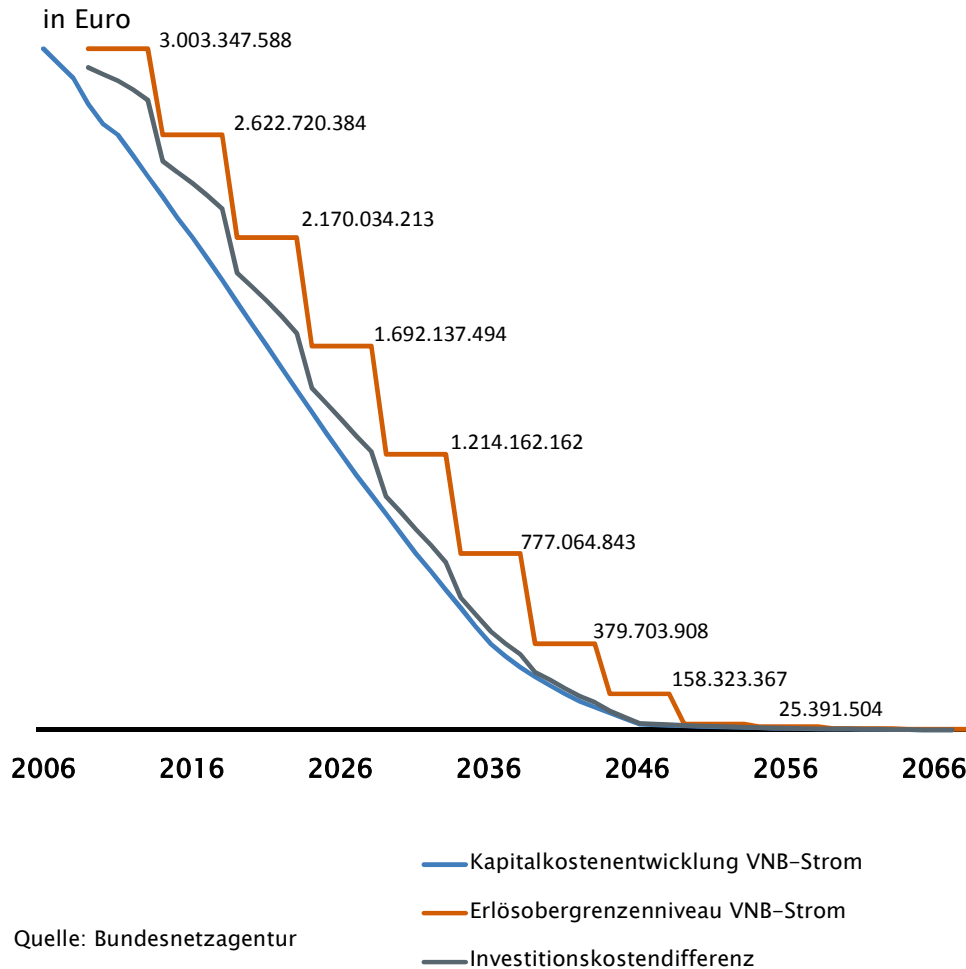


Abbildung 93: Zeitliche CAPEX-Entwicklung der Stromverteilernetzbetreiber bei Anwendung- der Kapitalkostendifferenz, der IKD und des Erlösobergrenzniveaus (gem. ARegV) auf Basis des Sachanlagevermögens bis einschließlich 2006

Die oben stehende Graphik stellt die fallenden Kapitalkosten bei Anwendung der Kapitalkostendifferenz (als blaue Linie), einer IKD (als graue Linie) sowie einer Erlösobergrenzenbetrachtung (bzw. „EOG-Verlauf“ als orange Linie) dar. Nimmt man nun die blaue Linie der Kapitalkostendifferenz als Referenz, so ergibt sich, dass sich bis zur vollständigen Abschreibung der letzten Anlage im Fall der Erlösobergrenzenbetrachtung (gem. ARegV) ein Sockelbetrag von insgesamt ca. 15 Mrd. Euro (Fläche zwischen der orangen und blauen Linie) und im Fall der IKD ein Sockelbetrag von insgesamt ca. 5 Mrd. Euro (Fläche zwischen der grauen und blauen Linie) ergibt.

Daraus kann allerdings nicht abgeleitet werden, dass die IKD zwei Drittel des derzeitigen Sockels einsparen würde, denn der Sockel von 15 Mrd. Euro muss im Fall der Anreizregulierung auch die Ersatzinvestitionen abdecken, während die 5 Mrd. Euro der IKD als reiner Zuschlagsbetrag und damit Zusatzrendite anzusehen sind.

2.5.2 Zusatzrenditen für künftige Investitionen

Jede Neuinvestition wird im Rahmen der IKD deutlich besser gestellt als die derzeitige Investitionsmaßnahme. Es handelt sich insofern um ein Geschenk an die Branche. Dieser Umstand soll anhand der nachfolgenden Graphik verdeutlicht werden. Die Graphik vergleicht die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit zwischen der IKD (oranger Balken), der Kapitalkostendifferenz (helloranger Balken) und der „Investitionsmaßnahme“ (hellblauer Balken) anhand der Kriteriums der internen Verzinsung.

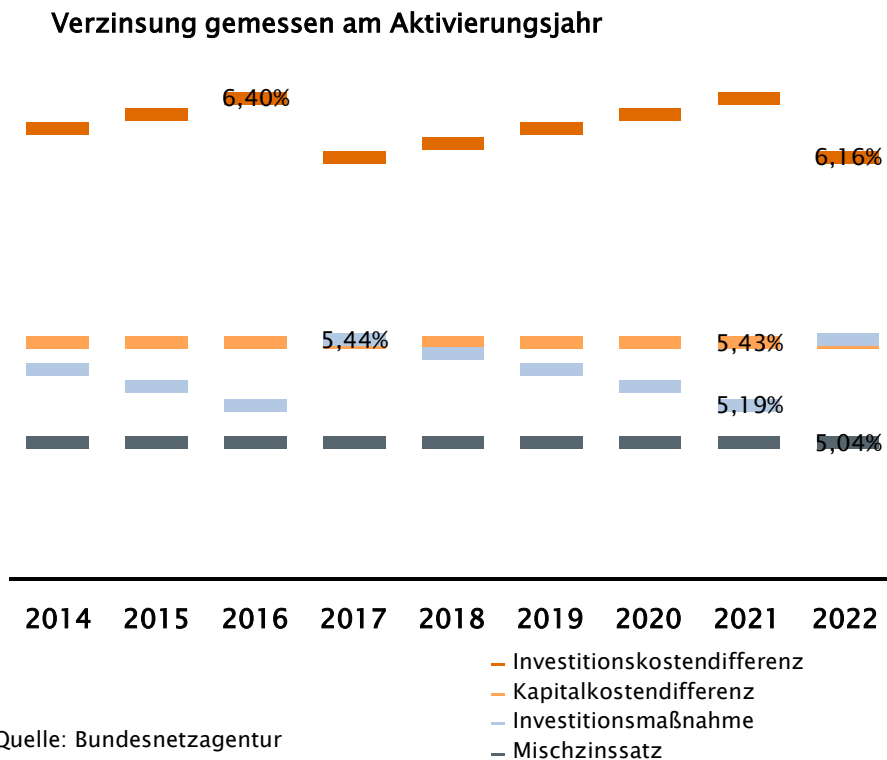


Abbildung 94: Verzinsung gemessen am Aktivierungsjahr

Es wurde bei den Berechnungen beispielhaft eine Investition mit einer Investitionssumme von 100.000 Euro und einer Nutzungsdauer von 35 Jahren unterstellt. Es wurde ferner ein Mischzinssatz (grauer Balken) für die Investition angenommen, der 5,04 % beträgt und sich anteilig aus dem festgelegten Eigenkapitalzinssatz sowie dem Zinssatz für überschießendes Eigenkapital zusammensetzt. Dieser Mischzinssatz ist als Referenzgröße anzusehen, d. h. jeder Balken, der unterhalb des Mischzinssatzes liegt, erhält weniger als die festgelegte Renditevorgabe und jeder Balken oberhalb des Mischzinssatzes erhält mehr als die festgelegte Renditevorgabe.

Als Vergleichskriterium wurde der interne Zinsfuß herangezogen, um die Vorteilhaftigkeit einer Investition im Vergleich zum Mischzinssatz und anderen Alternativen zu bewerten. Da neben der Investitionssumme und der Nutzungsdauer auch das Investitionsjahr innerhalb einer Regulierungsperiode einen Einfluss auf die Vorteilhaftigkeit einer Investition haben kann, wurde die Investitionsrechnung für jede der drei Varianten für jedes der Jahre 2014 bis 2022 durchgeführt. Entsprechend stellt die Höhe der Balken die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit einer Investition in Abhängigkeit vom Investitionszeitpunkt und den gegebenen Rahmenbedingungen dar.

Es wird deutlich, dass die Investition im Rahmen der IKD immer besser – maximal 1,2 %-Punkte (6,40 % zu 5,19 %) – abschneidet als die heutige Investitionsmaßnahme. Sie schneidet ebenfalls besser – maximal 1 %-

Punkt – ab als die Investition im Rahmen der Kapitalkostendifferenz. Es ist ebenfalls ersichtlich, dass die Vorteilhaftigkeit einer Investition im Rahmen der IKD stark davon abhängt, in welchem Jahr sie getätigt wird. Ein Netzbetreiber würde entsprechend seine Investition(en) vermehrt im Basisjahr (2016, 2021) durchführen. Damit ergäbe sich auch bei Umsetzung der IKD ein deutlicher Basisjahreffekt.

Der Grund für die hohen internen Zinsfüße im Rahmen der IKD resultiert insbesondere aus der Tatsache, dass der negative Sockeleffekt für Ersatzanlagen im Rahmen der Anreizregulierung entfällt und nur noch der positive Sockeleffekt aufgrund der Fortschreibung der Kapitalkosten auf dem Niveau des Basisjahres für die Dauer der Regulierungsperiode verbleibt ($t+3$, siehe hierzu Abschnitt IIIA2.2.2). Zwar entfällt durch die IKD auch das sog. „goldene Ende“ einer Anlage, allerdings würde dieser Effekt erst am Ende der Nutzungsdauer einer Anlage zum Tragen kommen und damit in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nur geringe Auswirkungen auf die interne Verzinsung haben. Der Ansatz von Planwerten in Kombination mit der Beibehaltung des wesentlichen positiven Sockeleffektes räumt den Netzbetreibern erhebliche Zusatzrenditen ein.

2.5.3 Zusatzrenditen durch den Aufschlag für operative Kosten

Zu den bereits aufgeführten Zusatzrenditen kommt hinzu, dass Anlagenzugänge sowie -abgänge innerhalb einer Regulierungsperiode mit ihren Restbuchwerten als Bezugsbasis für den Aufschlag für die operativen Kosten (OPEX) herangezogen werden. Diese Zuschläge sind in ihrer Größenordnung für eine Regulierungsperiode erheblich. Der Grund ist die extrem asymmetrische Ausgestaltung der Verrechnung zwischen zugehenden und abgehenden Anlagen.

Grundsätzlich führt ein Abgleich zwischen Zu- und Abgängen im IKD-Modell nie zu einem Abschlag, weil unterstellt wird, dass hinsichtlich der operativen Kosten eines Netzbetreibers innerhalb der Regulierungsperiode eine Kostenremanenz vorliegt und damit ein Abbau operativer Kosten innerhalb der Regulierungsperiode nicht möglich ist. Die Wahl einer Restbuchwertbasis führt ferner dazu, dass bei den Abgängen jährlich nur sehr geringe Beträge an Restbuchwerten aus der Ausgangsbasis eliminiert werden, während die Anlagenzugänge jährlich sehr hohe Restbuchwerte ausweisen. Hinzu kommt der Umstand, dass historische Werte mit aktuellen Tagesneuwerten verglichen werden und hierdurch die Zuschlagsbasis zusätzlich erhöht wird.

Besonders deutlich wird die Zuschlagsproblematik, wenn man beispielhaft unterstellt, dass in einem Netz nur die Bestandsanlagen nach Ablauf ihrer wirtschaftlichen Nutzungsdauer 1-zu-1 ersetzt werden und keine Erweiterung oder Umstrukturierung des Netzes vorgenommen wird. In diesem Fall dürfte man erwarten, dass keine zusätzlichen Zuschläge für operative Kosten notwendig werden, da der reine Ersatz keine zusätzlichen Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen erfordert. In der nachfolgenden Graphik wurde ein 1-zu-1-Ersatz unterstellt. Es sind die Aufschläge für den Vorschlag einer IKD (graue Linie) und den Vorschlag einer Kapitalkostendifferenz (blaue Linie) dargestellt (siehe hierzu näher unter 1.5).

Zeitliche Entwicklung der OPEX-Zuschläge der Stromverteiler-netzbetreiber bei Anwendung der Kapitalkostendifferenz und der Investitionskostendifferenz bei einem 1-zu-1-Anlagenersatz
in Euro

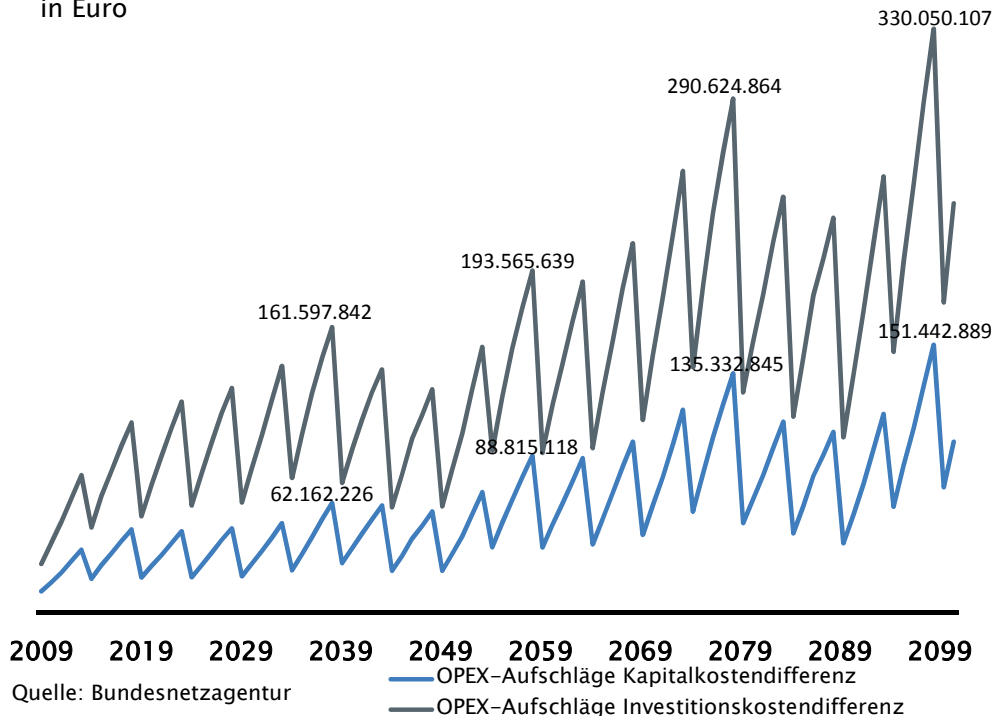


Abbildung 95: Zeitliche Entwicklung der OPEX-Zuschläge der Stromverteiler-netzbetreiber bei Anwendung der Kapitalkostendifferenz und der IKD bei einem 1-zu-1-Anlagenersatz

Es wird deutlich, dass sowohl bei der IKD als auch bei der Kapitalkostendifferenz, selbst bei einem reinen Ersatz von Anlagen, zusätzliche Aufschläge für operative Kosten anfallen. Dies rührt bei der Kapitalkostendifferenz daher, dass die entfallenden historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (historische Investitionssumme) mit der Ersatzinvestition zu aktuellen Preisen (Wiederbeschaffungs- bzw. Tagesneuwerten) verrechnet werden (siehe hierzu 1.5). Aufgrund der Wahl der Restbuchwerte als Bezugsgröße und der zuvor dargestellten sehr asymmetrischen Ausgestaltung ergeben sich bei der IKD Zuschläge, die mindestens um das Doppelte höher liegen als bei der Kapitalkostendifferenz. Somit ergibt sich aus der Behandlung der operativen Kosten ein zusätzlicher Anreiz, Anlagen zu ersetzen, obwohl diese technisch noch nutzbar wären.

Die systematisch korrekte Herangehensweise wäre, für die IKD sowie die Kapitalkostendifferenz, ein ausschließliches Abstellen auf Tagesneuwerte. Dies würde bedeuten, dass Anlagen, die entfallen, mit ihren historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten auf den Tagesneuwert hochindiziert, mit den aktuellen Anschaffungs- und Herstellungskosten der Anlagenzugänge verrechnet und dann mit einer Betriebskostenpauschale multipliziert werden (siehe hierzu auch 1.5).

2.5.4 Auswirkung auf die Kosten der Energiewende

Um den Effekt der IKD auf die Kosten der Energiewende abzubilden, wurde ein Szenario gerechnet, in welchem zunächst die Investitionen bis einschließlich des Jahres 2011 (letztes Basisjahr der Kostenprüfung)

eingeflossen sind. Da für das Jahr 2012 keine Investitionssummen vorliegen, wurde angenommen, dass diese in derselben Höhe wie im Jahr 2011 anfallen (hilfswise Berechnung). Ab dem Jahr 2013 wurde bis zum Jahr 2032 angenommen, dass sich die jährlichen Investitionen für den Netzausbau der BMWi- Verteilernetzstudie einstellen (knapp 23 Mrd. Euro bis 2032). Zusätzlich wurde unterstellt, dass 50 % der wirtschaftlich entfallenden Anlagen ersetzt werden, um den Ersatzbedarf der Netze adäquat abzubilden (Annahme für Netzerhalt). Nachfolgend sind die Ergebnisse der Berechnung für die IKD (graue Linie) und die Kapitalkostendifferenz (blaue Linie) abgebildet.

Zeitliche CAPEX-Entwicklung der Stromverteilternetzbetreiber bei Anwendung der Kapitalkostendifferenz und der Investitionskostendifferenz gemäß BMWi- Verteilernetzstudie in Euro

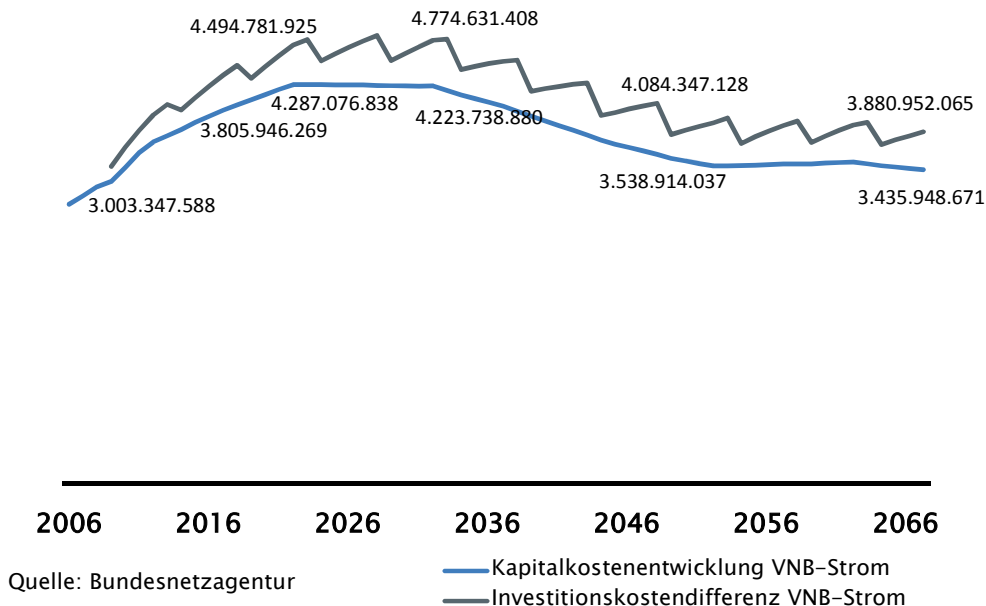


Abbildung 96: Zeitliche CAPEX-Entwicklung der Stromverteilternetzbetreiber bei Anwendung der Kapitalkostendifferenz und der IKD gemäß BMWi- Verteilernetzstudie

Der Graphik sind die Kapitalkostenentwicklungen zuzüglich Gewerbesteuer aufgrund der Investitionen für den Netzausbau und -erhalt zu entnehmen. Bis zum Jahr 2022 ist ein Anstieg zu verzeichnen, der sich aufgrund der geringeren jährlichen Investitionen im Stützzeitraum 2023 bis 2032 abflacht bzw. es ist sogar ein Rückgang zu verzeichnen. Dies liegt maßgeblich in der Annahme begründet, dass nur 50 % der Anlagen ersetzt werden und daher aufgrund des Ersatzes im Zeitablauf von sinkenden Kapitalkosten auszugehen ist. Für den Zeitraum 2014 bis 2032 ergibt sich, dass die IKD (graue Linie) allein bezüglich der Kapitalkosten zuzüglich Gewerbesteuer zusätzliche Kosten von ca. 6,9 Mrd. Euro gegenüber den tatsächlichen Kapitalkosten (blaue Linie) verursacht. Bezieht man die operativen Kostenaufschläge ein, so erhöhen sich die zusätzlichen Kosten auf ca. 8 Mrd. Euro.

Hinsichtlich des berechneten Szenarios sind die Annahmen zwar diskutierbar, allerdings dürfte von den Netzbetreibern nicht bestritten werden können, dass in dem betreffenden Zeitraum sowohl Investitionen für die Energiewende als auch Investitionen in den Ersatz des Netzes zu tätigen sind. Vor diesem Hintergrund

mag zwar die Höhe des Effektes abhängig von den getroffenen Annahmen sein, allerdings verbleibt davon unabhängig immer ein zusätzlicher Kostenaufwuchs, der aus der Ausgestaltung der IKD resultiert. Dabei ist mit der Annahme, dass nur 50 % der Anlagen ersetzt werden, ein Szenario gewählt worden, welches die Kapitalkosten für den Ersatz sehr niedrig ansetzt. Diese Annahme wirkt ab dem Jahr 2031 sichtbar durch eine Abnahme der Kapitalkosten. Die zusätzlichen Kosten der IKD im Vergleich zur Kapitalkostendifferenz wären noch höher, wenn man hier von einer höheren Ersatzquote wie zum Beispiel einem 1-zu-1- Ersatz ausgehen würde.

Die Entwicklung der Erlösobergrenzen konnte für den untersuchten Zeitraum nicht abgebildet werden, da die hierfür notwendigen Parameter für die Berechnung des Erweiterungsfaktors der BMWi- Verteilernetzstudie nicht zu entnehmen waren.

In der BMWi- Verteilernetzstudie wird zudem adressiert, dass über die Abregelung von EE-Anlagen und weitere Maßnahmen, die im wesentlichen operative Kosten verursachen, ein Einsparpotenzial in Höhe von 4,6 Mrd. Euro bezogen auf den konventionellen Ausbau mit einem Volumen von 23 Mrd. Euro realisiert werden könnte. Dieses Einsparpotenzial bliebe bei der Einführung einer IKD unerschlossen, da die IKD den konventionellen Ausbau fördert bzw. noch verstärkt.

2.6 Diskussionspunkte

Vereinbarkeit von Effizienzvorgaben und Investitionskostendifferenz

Befürworter der IKD argumentieren, die IKD vermeide, dass es wie bei der Kapitalkostendifferenz durch den Effizienzvergleich zu einer doppelten Kappung bei den Kapitalkosten komme, indem ein Teil des Sockeleffektes beim Netzbetreiber verbleibe. Die Vereinbarkeit zwischen dem Effizienzvergleich und der IKD wird vom BDEW hingegen angezweifelt. Nach Ansicht des BDEW müssen die Effizienzvorgaben "von den Unternehmen auch durch Abschmelzen ihrer Asset Base erreichbar sein. Eine rückläufige Asset Base darf sich somit nicht unmittelbar in sinkenden Erlösen niederschlagen." Das Abschmelzen der Asset Base sei bei der IKD aber genau der Fall.²⁸⁵

Die Bedenken des BDEW, dass eine Vereinbarkeit der Effizienzvorgaben mit einem Abgleich von Kapitalkosten problematisch sein kann, werden von der Bundesnetzagentur im Grundsatz geteilt. Die von der Bundesnetzagentur in Kapitel VC4 vorgeschlagene Überarbeitung der Kapitalkostendifferenz zeigt allerdings, dass es zur Vermeidung einer doppelten Kappung der Kapitalkosten eines Verbleibens eines Sockeleffekts nicht bedarf.

Sockeleffekt

Von den Befürwortern der IKD wurde, wie oben dargestellt, vielfach geäußert, der Sockel diene dazu, dass die im Falle einer Kapitalkostendifferenz durch das wirtschaftliche Auslaufen von Anlagen „erzwungenen“ Reinvestitionen nicht durchgeführt würden und vielmehr der Sockel einen Anreiz biete, Anlagen anhand ihres technischen Zustandes effizient weiter zu nutzen. Dieser Logik kann nicht gefolgt werden. Denn wie bei der Kapitalkostendifferenz entfallen auch die Anlagen bei der IKD aus dem Anlagenbestand, sobald ihre

²⁸⁵ BDEW (2014): BDEW-Positionspapier Evaluierung und Weiterentwicklung der Anreizregulierung - Vorschläge zur langfristigen Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens vor dem Hintergrund der Energiewende vom 21.03.2014, S.39.

wirtschaftliche Nutzungsdauer überschritten ist. Somit bestünde entsprechend der vorgebrachten Begründung bei beiden Ansätzen der exakt selbe Anreiz für eine Reinvestition entfallender Anlagen. Es ist schließlich nicht davon auszugehen, dass der Netzbetreiber einen Anreiz hätte, Anlagen, die nicht entfallen, sondern lediglich eine geringere Verzinsung aufgrund sinkender Restbuchwerte hätten, bereits vor dem Ende der Nutzungsdauer zu ersetzen.

Zudem wird jede Neuinvestition im Rahmen der IKD deutlich besser gestellt als im Rahmen der Investitionsmaßnahme. Damit wird durch die IKD erst ein Anreiz zu zeitnahen Reinvestitionen gesetzt und im Umkehrschluss Anreize zum effizienten Weiterbetrieb abgeschriebener Anlagen eliminiert.

Bemerkenswert ist in diesem Kontext zudem, dass die Notwendigkeit der IKD von den Befürwortern regelmäßig damit begründet wird, dass die Einbeziehung der Erlöse aus dem Sockeleffekt der Altanlagen in die verfügbaren Mittel zur Finanzierung von künftigen Investitionen, wie in der ARegV angelegt, investitionstheoretisch nicht korrekt sei und es auf die Wirtschaftlichkeit jeder einzelnen Ersatz- und Erweiterungsinvestition ankomme. Diese Argumentation macht nur Sinn, wenn man den Sockeleffekt aus ökonomischer Sicht als "versunken" betrachtet. Gleichwohl wird bei der Begründung des Sockeleffekts in der IKD argumentiert, dass dieser die Investitionsentscheidung wiederum beeinflusse und unnötige Investitionen vermeide. Diese widersprüchlichen Argumentationslinien sind nur schwer miteinander in Einklang zu bringen.

In einer Stellungnahmen zum 4. Workshop wird von einem Stakeholder angemerkt, dass der von der Bundesnetzagentur dargestellte „doppelte Sockeleffekt“ beim IKD-Modell auch bei einer von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Anpassung des Erweiterungsfaktors entstehen würde: Die Berechnung der Bundesnetzagentur, dass der „zusätzliche“ Sockel bei den CAPEX mit 6,9 Mrd. Euro anzusetzen sei, resultiere aus einer Vergleichsrechnung zum „Vorschlag der Landesregulierungsbehörde Hessen und damit nicht zur bestehenden ARegV. Die Darstellung der Berechnungsgrundlage sei nicht nur nicht nachvollziehbar, sondern sei auch verzerrend. Es wäre hier eine Berechnung in Bezug auf die jetzt gültige ARegV korrekt gewesen. Diese Einschätzung wird von der Bundesnetzagentur nicht geteilt. Verzerrend ist vielmehr, wenn der Sockeleffekt in der ARegV (welcher ein Budget für zukünftige Ersatzinvestitionen darstellt) und der Sockel in der IKD (welcher ökonomisch keine Funktion erfüllt) verglichen würde. So würde der falsche Eindruck erzeugt, dass der Sockel in der IKD eine ähnliche Funktion erfüllt wie in der ARegV und es damit bei der IKD sogar zu Einsparungen käme. Aussagekräftig kann hinsichtlich des Sockels also nur ein Vergleich möglicher Ausgestaltungen eines Abgleichs der Kapitalkosten sein.

2.7 Bewertung

Investitionsfähigkeit

Wie die Kapitalkostendifferenz ermöglicht die IKD eine Vereinnahmung von Kapitalkosten aus Investitionen während der Regulierungsperiode ohne Zeitverzug. Dies gilt sowohl für Ersatz- als auch für Erweiterungsinvestitionen. Jedoch werden durch die Ausgestaltung der Berechnung der Kapitalkosten bzw. ihres Abgleiches Anreize zu mehr Investitionen gegeben, indem erhebliche systemimmanente Zusatzrenditen zugestanden werden, ohne damit eine Gegenleistung zu verbinden. Diese Zusatzrenditen resultieren wie oben beschrieben erstens aus Sockelbeträgen aus der Vergangenheit, zweitens aus Zusatzrenditen für jede Neuinvestition und drittens aus Zusatzrenditen durch pauschale Betriebskostenaufschläge auf Restbuchwerte.

Da bei der IKD das Budgetprinzip der ARegV aufgegeben wird, bedarf es für die Finanzierung von Ersatzinvestitionen keines Sockels mehr. Insofern ist es kein Vorzug der IKD, dass der Sockeleffekt hier nur in gewissem Umfang reduziert wird. Es gibt in dieser Hinsicht kein Argument, von dem deutlich stringenteren Ansatz der Kapitalkostendifferenz abzuweichen, bei dem der Sockel vollständig abgebaut würde. Die IKD kann insofern auch nicht als ein "Kompromiss" zwischen Kapitalkostendifferenz und Anreizregulierung angesehen oder als sachgerechter Ausgleich zwischen Effizienz- und Investitionsanreizen betrachtet werden.

Dies wird auch durch die Ergebnisse der VKU-Kurzstudie nicht belegt. In der Studie erfolgt ein statischer Vergleich zwischen Netzbetreibern und das geänderte Investitionsverhalten wird ausgeblendet. Dass durch den teilweisen Wegfall des Sockeleffekts in einer statischen Betrachtung einzelne Netzbetreiber einen Nachteil erleiden können (in der Kurzstudie 2 von 13 Stromverteilernetzbetreibern), wird dabei von der Bundesnetzagentur nicht bestritten.

Ausgehend vom Investitionsvolumens aus der BMWi-Verteilernetzstudie und unter Berücksichtigung eines realistischen Szenarios für Ersatzinvestitionen führt die IKD im Zeitraum 2014 bis 2032 im Vergleich zur Kapitalkostendifferenz zu Mehrkosten von knapp 8 Mrd. Euro. Auch abseits der Energiewende würde die IKD die Netzentgelte insgesamt erhöhen.

Alle genannten Zusatzrenditen sind ökonomisch unbegründet, reizen zu Überinvestitionen an, behindern eine effiziente Leistungserbringung und verteuern damit die Energiewende.

Effizienz

Der Effizienzvergleich soll als wettbewerbliches Element auch weiterhin Anreize zur Kosteneffizienz bieten. Er wird in seiner Ausgestaltung als Gesamtkostenbenchmark beibehalten und soll Überinvestitionen sanktionieren. Dieser Rolle kann der Effizienzvergleich nach Einführung einer IKD allerdings nur eingeschränkt gerecht werden, denn sowohl der Anreiz zu einer Ausweitung der Kapitalkosten, als auch der Anreiz zu ineffizienten Investitionen stellt sich gleichermaßen für alle Netzbetreiber ein. Einen derartigen, branchenweiten Trend kann der Effizienzvergleich nur bedingt erfassen. Zwar werden auch beim heutigen Status Quo so genannte Investitionsmaßnahmen zunächst vollständig bezahlt und erst nach Realisierung des Projekts in die allgemeine EOG überführt und ins Benchmarking einbezogen. Dies betrifft aber immer nur einzelne nach § 23 ARegV gesondert genehmigte und geprüfte Projekte und eben nicht ein branchenweites, auch Ersatzinvestitionen umfassendes Verhalten.

Gerade IKD setzt aufgrund der Zusatzrenditen bei den Kapitalkosten einen sehr hohen Anreiz zur Überkapitalisierung und durch den Wegfall von Anlagen, die komplett abgeschrieben sind, keine Anreize für eine wirtschaftlich effiziente Nutzungsdauer.

Zudem ist die Vereinbarkeit der Effizienzvorgaben und das Nachfahren von Kapitalkosten im Rahmen des Modells IKD als problematisch zu werten, da zu gewährleisten wäre, dass die innerhalb einer Regulierungsperiode entfallenden Kapitalkosten nicht zusätzlich zu den abzubauenen Ineffizienzen abgezogen würden. Dieser Nachteil ist in der IKD schwächer ausgeprägt als in der Kapitalkostendifferenz.

Innovationen

Innovationen würden gemäß der IKD ohne Zeitverzug in die Erlösobergrenze einbezogen werden, sofern es sich um Investitionen und damit Kapitalkosten handelt. Sie fänden innerhalb der Regulierungsperiode keine Berücksichtigung, wenn es sich um operative Kosten handelt. Durch die IKD erhalten Netzbetreiber damit keine Anreize, durch Smart Grid Investitionen mögliche Kosteneinsparungen zu heben. Sie werden grundsätzlich dazu angereizt, die Energiewende eher kapitalintensiv umzusetzen.

Wie auch bei der Kapitalkostendifferenz ist in diesem Zusammenhang die Betriebskostenpauschale als problematisch zu werten. Als pauschaler Aufschlag auf die Kapitalkosten dürfte diese im Ergebnis wie ein Zinsaufschlag auf die Investitionen wirken. Es ist daher davon auszugehen, dass die Betriebskostenpauschale eine zusätzliche Verzerrung hin zu kapitalkostenintensiven Lösungen darstellt.

Damit werden Einsparpotenziale durch intelligente und innovative Maßnahmen nicht angereizt, sondern im Gegenteil in Anreize zu zusätzlichen kapitalintensiven Lösungen verkehrt. Die Einsparpotenziale bei den Investitionen aus der BMWi-Verteilernetzstudie für den Zeitraum 2013 bis 2032 im Umfang von 4,6 Mrd. Euro würden daher mit hoher Wahrscheinlichkeit weitgehend ungenutzt bleiben.

Handhabbarkeit

Für die IKD gelten dieselben administrativen Voraussetzungen wie für eine Kapitalkostendifferenz: Auch bei der IKD werden zwar Erweiterungsfaktor und Investitionsmaßnahmen obsolet. Aber im Gegensatz zu den Antragsverfahren Erweiterungsfaktor und Investitionsmaßnahme würden jährliche Massenverfahren zur Anwendung kommen. Auch diese lassen sich nicht ohne grundlegende Vereinfachungen umsetzen und erfordern Standardisierungen. Die Unterstellung, dass Investitionen bzw. historische Anschaffungs- und Herstellungskosten schnell vergleichbar und damit Kapitalkosten jährlich schnell für alle Netzbetreiber berechenbar wären, ist unzutreffend. Denn erstens können die Datenlieferungen der Netzbetreiber, das zeigen die bisherigen Erfahrungen, auch für auf den ersten Blick scheinbar standardisierte Werte - wie die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten - nicht ohne z. T. detaillierte Prüfung übernommen werden. Zweitens können Netzübergänge, Bruchteilseigentum und andere Sondersachverhalte sehr wohl zu deutlichen zeitlichen Verzögerungen führen.

Weiterhin macht auch die IKD die Bestimmung und Anwendung eines pauschalisierten Mischzinssatzes erforderlich. Der Grund ist, dass für die Bestimmung sowohl für hinzukommende als auch abgehende Anlagen eine Berechnung der Kapitalkosten erforderlich ist. Eine individuelle Prüfung der tatsächlichen Kapitalkosten für jeden Netzbetreiber für jedes Jahr der Regulierungsperiode ist dabei aus Gründen des Verwaltungsaufwandes kein gangbarer Weg.

Der Vorschlag einer IKD ist dabei derzeit an vielen Stellen zudem nicht klar formuliert. Dies betrifft z. B. die Behandlung der Überschätzung von Planwerten.

3. BDEW-Vorschlag „Differenziertes Regulierungssystem“

3.1 Zielsetzung und Grundkonzept

Ebenfalls im Rahmen der AG Regulierung der "Plattform Netze" des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie in der letzten Legislaturperiode vertrat der BDEW die Position, dass das bestehende

Regulierungssystem erhalten, jedoch um einen Ansatz der Einbeziehung der Veränderung von Kapitalkosten zu erweitern sei. Dieser Ansatz wird durch den BDEW nun als "differenziertes Regulierungssystem" in die Diskussion eingebracht.²⁸⁶ Dieser Ansatz verknüpft das in der Vergangenheit durch den BDEW vorgeschlagene sog. "Wachstumsmodell" mit dem Vorschlag einer IKD. Erklärtes Ziel dieses Ansatzes ist die Verbesserung der Investitionsbedingungen durch eine differenzierte Regulierung, die sich stärker an den Investitionserfordernissen und -zyklen und der voraussichtlichen Kapitalkostenentwicklung der Netzbetreiber orientiert.

3.2 Wesentliche Merkmale

Bereits am 6.4.2011 wurde durch den BDEW im Rahmen der AG Regulierung ein Vorschlag eingebracht, welcher neben der Beibehaltung des bestehenden Systems als sog. "Basismodell" eine Erweiterung um das sog. "Wachstumsmodell" vorsah.²⁸⁷ Nach den Vorstellungen des BDEW sollte im "Basismodell" die Erlösobergrenzenformel weiterhin gelten, während für das "Wachstumsmodell" eine kostenorientierte Regulierung der Kapitalkosten erfolgen sollte. Dabei sollten sowohl die Kostenprüfung, als auch der Gesamtkosten-Benchmark beibehalten werden. Allerdings sollte dem Netzbetreiber das "Wachstumsmodell" als zusätzliche Option dienen, die er zu Beginn einer Regulierungsperiode wählen kann. Die Ausgestaltung des "Wachstums-" als Optionsmodell sollte aus Sicht des BDEW dafür sorgen, dass dieses für Unternehmen geeignet sei, die viel investieren müssten, während das "Basismodell" für diejenigen Unternehmen geeignet sei, die wenig investieren müssten. Als Adressatenkreis wurden Netzbetreiber im regulären Verfahren angegeben.

Das wesentliche Element des "Wachstumsmodells" stellt der Abgleich der Kapitalkosten dar. Diese sollen als Planwerte in die Erlösobergrenze eingehen und in der Folge mit den Istwerten abgeglichen werden. Dies bedeutet, dass die Kapitalkosten ohne Zeitverzögerung in die Erlösobergrenze einfließen und ex-post über einen Plan-Ist-Abgleich im Regulierungskonto abgebildet werden. Hinsichtlich der Bestimmung der Kapitalkosten für das Sachanlagevermögen wird lediglich auf die Netzentgeltverordnungen (Strom- bzw. GasNEV) verwiesen. So sollten diese gemäß den Netzentgeltverordnungen unter Verwendung der regulierten Zinssätze für Eigenkapital und Fremdkapital kalkuliert werden.

Abweichend von der grundsätzlichen Beibehaltung eines Gesamtkosten-Benchmarks wurde allerdings vom BDEW vorgeschlagen, dass die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten sowie die beeinflussbaren Kosten um die im Basisjahr enthaltenen "Kosten für Sachanlagevermögen" (Kapitalkosten) zu bereinigen seien, d. h. für die Kapitalkosten entfielen der Abbau der Ineffizienzen aus dem Gesamtkosten-Benchmark. Dieser würde damit lediglich für die operativen Kosten bzw. Betriebskosten gelten. Zusätzlich bliebe nach dem "Wachstumsmodell" für die operativen Kosten bzw. Betriebskosten der Erweiterungsfaktor erhalten.

Der aktuelle Vorschlag eines "differenzierten Regulierungsmodells" entspricht vom Grundansatz her weitgehend dem bereits im Jahr 2011 vorgestellten "Wachstumsmodell". Allerdings sind die Ausführungen

²⁸⁶ BDEW (2014): BDEW-Positionspapier Evaluierung und Weiterentwicklung der Anreizregulierung, Vorschläge zur langfristigen Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens vor dem Hintergrund der Energiewende; Berlin, 21. März 2014, S. 11.

²⁸⁷ BDEW (2011): AG Regulierung - Sitzung am 6.4.2011, Berlin 6.4.2011, Folien 9, 10 sowie BDEW-Positionspapier (2011): Regulierungsrahmen für beschleunigten Netzausbau Verbesserung der Rahmenbedingungen für Investitionen in die Energieversorgungsnetze bei der EnWG-Novelle 2011, Berlin, 6.4.2011, S. 3 f.

zum "differenzierten Regulierungsmodell" deutlich weniger spezifiziert als diejenigen zum "Wachstumsmodell". Grundsätzlich beruht das "differenzierte Regulierungsmodell" auf einer optionalen Einführung eines Kostenzuschlagsregimes für Kapitalkosten, d. h. die Anwendung erfolgt durch eine "Selbsteinstufung" des Netzbetreibers. Somit handelt es sich sowohl beim "differenzierten Regulierungsmodell" als auch beim "Wachstumsmodell" um Optionsmodelle zum bestehenden Regulierungssystem.

Der wesentliche Unterschied zwischen der aktuellen BDEW- Positionierung und dem in der Vergangenheit vorgetragenen "Wachstumsmodell" besteht darin, dass nur noch eine begrenzte Anpassung der Kapitalkosten vorgeschlagen wird. Im "Wachstumsmodell" waren noch eine vollständige Anpassung der Kapitalkosten und damit das im Zeitablauf vollständige Entfallen aller Sockeleffekte vorgesehen. Beim differenzierten Regulierungsmodell besteht nun die Option des Wechsels in die IKD. Objektive und exogene Abgrenzungskriterien, die eine nachvollziehbare Betroffenheit durch die Energiewende oder andere Investitionsbedürfnisse zur Voraussetzung der Wahlmöglichkeit machen, legt der Verband nicht vor. Hinsichtlich der Ausgestaltung der IKD sieht der BDEW in Bezug auf die Bestimmung der Höhe des Mischzinssatzes und der Behandlung absinkender Kapitalkosten im Zusammenhang mit den Effizienzvorgaben Änderungsbedarf.

Die Kapitalkosten orientieren sich an den voraussichtlich zukünftigen Kapitalkostenentwicklungen der Netzbetreiber, also analog dem "Wachstumsmodell" an Planwerten. Wie Differenzen aus einem Abgleich von Plan- und Istwerten abgebildet werden, geht aus den Ausführungen zum "differenzierten Regulierungsmodell" selbst nicht hervor. Das "differenzierte Regulierungsmodells" gilt in dem aktuellen Vorschlag nur für Verteilernetzbetreiber. Umgekehrt werden die Investitionsmaßnahmen für Stromübertragungs- und Gasfernleitungsnetzbetreiber sowie der Hochspannungsebene als geeignetes und praktikables Regulierungsinstrument angesehen.

Der BDEW macht zum "differenzierten Regulierungsmodell" keine Ausführungen dahingehend, wie die Kapitalkosten genau zu bestimmen sind. Allerdings weist der BDEW in seinem Positionspapier in Bezug auf das "differenzierte Regulierungsmodell" darauf hin, dass er die Alternative einer jährlichen umfassenden Kapitalkostenprüfung sowohl von Seiten der Behörde als auch aus Sicht der Netzbetreiber für zu aufwendig und wenig praktikabel hält. Aufgrund von 900 Strom- und 700 Gasverteilernetzbetreibern sei auf ein vereinfachendes, pauschales Regulierungsinstrument zurückzugreifen. Eine vergleichsweise komplexe Überprüfung von Investitionsmaßnahmen sei für die Mehrheit der Verteilernetzbetreiber kein geeignetes Instrument.

Für das differenzierte Regulierungssystem werden die folgenden Vorteile gegenüber dem bestehenden Regulierungssystem vorgetragen:²⁸⁸

- Bei großen Unterschieden hinsichtlich der Kostenunsicherheit sei ein differenziertes Regulierungssystem einem sog. "One-Size-Fits-All-Ansatz" vorzuziehen. Für den BDEW resultieren die Unsicherheiten aus der

²⁸⁸ BDEW (2014): BDEW-Positionspapier Evaluierung und Weiterentwicklung der Anreizregulierung, Vorschläge zur langfristigen Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens vor dem Hintergrund der Energiewende; Berlin, 21. März 2014, S. 10.

Unsicherheit über die Entwicklung der Kapitalkosten und der Heterogenität der Aufgaben der regulierten Unternehmen.

- Netzbetreiber mit hohem Investitionsbedarf würden nicht behindert, die gesamtgesellschaftlich erwünschten Investitionen durchzuführen. Durch die Vermeidung von Investitionshemmnissen und den damit einhergehenden suboptimalen Investitionsumfang würden volkswirtschaftliche Ineffizienzen reduziert.
- Netzbetreibern mit geringem Investitionsbedarf verblieben Anreize für eine effiziente Optimierung des Bestandsnetzes. Die reduzierten Ineffizienzen sowie die effiziente Optimierung des Bestandsnetzes kämen auch den Netznutzern zeitlich verzögert zu Gute.
- Die volkswirtschaftliche Optimalität regulatorischer Wahloptionen sei in der wissenschaftlichen Literatur anerkannt.

Das Antragsverfahren wurde durch den BDEW in einem gesonderten Positionspapier spezifiziert.²⁸⁹

Zusammengefasst sind die folgenden Schritte vorgesehen:

- Formloser Antrag einmalig bei der Regulierungsperiode; Antrag wird durch die Regulierungsbehörde quittiert. Für Netzbetreiber, die nicht für die IKD optieren, wird weiterhin der Erweiterungsfaktor bzw. die Investitionsmaßnahme angewendet
- Eigenständige Ermittlung der IKD durch die Netzbetreiber. Anpassung der EOG auf Basis von Plankosten.
- Jährliche Abgabe eines Erhebungsbogens zur IKD, z. B. bis 30.6. für die Meldung zum Regulierungskonto.
- Für das Folgejahr ist dann ein Plan-Ist-Abgleich vorgesehen. Dieser kann ebenfalls über den Erhebungsbogen für die IKD oder aber über das Regulierungskonto erfolgen.

Ein formloser Antrag bei der Regulierungsperiode für die Einordnung in das gewünschte Modell ist dementsprechend ausreichend. Eine Prüfung anhand von Kriterien durch die Regulierungsbehörde erfolgt nicht. Die Entscheidung, in welches Modell sich der Netzbetreiber einordnet, wird dabei vor jeder Regulierungsperiode durch den Netzbetreiber erneut getroffen.

3.3 Beurteilung durch die Branche

Der Vorschlag wurde vom BDEW entwickelt und findet folglich auch die Zustimmung des BDEW. Der VKU hat sich hingegen nur für die IKD und nicht für ein Optionsmodell ausgesprochen.

3.4 Diskussionspunkte

Differenzierung zwischen Netzbetreibern und Wahlmöglichkeit

Ein zentrales Ergebnis der BMWi-Verteilernetzstudie ist, dass Netzbetreiber von der Energiewende unterschiedlich stark betroffen sind. Netzbetreiber mit hohem Investitionsbedarf sollen die gesamtgesellschaftlich erwünschten Investitionen durchführen. In diesem Zusammenhang argumentiert der BDEW, dass die volkswirtschaftliche Optimalität regulatorischer Wahloptionen in der wissenschaftlichen

²⁸⁹ BDEW (2014): BDEW Positionspapier BDEW Antragsverfahren zur Investitionssicherung in Verteilnetzen: Zielgenau und einfach umsetzbar vom 24.9.2014.

Literatur anerkannt sei.²⁹⁰ Allerdings erfolgt keine tiefergehende Auseinandersetzung mit der Frage, ob die in der wissenschaftlichen Literatur formulierten Voraussetzungen und Ausgestaltungen mit der vorgeschlagenen Wahloption zwischen IKD und ARegV konsistent sind. So wird z. B. in dem vom BDEW zitierten Artikel geschlussfolgert, dass ein optimales Menu nur dann angeboten werden sollte, wenn die Vorhersehbarkeit ("predictability") des Verhaltens des Netzbetreibers hoch ist.²⁹¹ In diesem Fall kann ein Menu dann darauf ausgelegt sein, das der Netzbetreiber die tatsächliche Risikoneigung ("Risk/reward profile") gegenüber dem Regulierer offenbart. Daraus kann geschlossen werden, dass sich die angebotenen Menus hinsichtlich des Verhältnisses von Risiko und Belohnung unterscheiden. Demnach müsste z. B. die IKD eine geringere Belohnung, also z. B. eine geringere Verzinsung des eingesetzten Kapitals, beinhalten. Dies ist aber in vorliegendem Vorschlag nicht der Fall. Im Ergebnis setzt das System schädliche Anreize, die das Erreichen einer volkswirtschaftlich effizienten Lösung verhindern.

Wechsel zwischen den Systemen im Zeitablauf

Neben der Wahlmöglichkeit als solcher ist die Möglichkeit eines Wechsels zwischen den Systemen im Zeitablauf als problematisch zu bewerten. Der Netzbetreiber hat einen Anreiz, sich betriebswirtschaftlich kurzfristig zu optimieren. Er wird durch die Möglichkeit, zu einem späteren Zeitpunkt aus dem System der ARegV auszusteigen, einen Anreiz haben, auf Ersatzinvestitionen zu verzichten und diese nicht aus dem ihm im System der ARegV zur Verfügung stehenden Budget decken, sondern entsprechende Mittel auszuschütten. Dies wird er u. U. sogar so lange machen, bis Probleme der Versorgungssicherheit akut werden. Dann wird er zur nächstmöglichen Regulierungsperiode in das System der IKD wechseln, in Ersatz investieren, dabei entsprechende Aufschläge auf seine EOG erhalten und seine Netzentgelte nach oben anpassen. Danach steht es ihm frei wieder in das System der Anreizregulierung zu wechseln.

Für den Netzbetreiber besteht also der Anreiz zu nicht kontinuierlichen und am Zustand des Netzes orientierten, sondern phasenhaften Ersatzbeschaffungen, in Abhängigkeit zur Möglichkeit, das System zu wechseln. Daraus ergibt sich die Gefahr des "Fahrens des Systems" bis an den Rand des mit der Versorgungssicherheit noch zu vereinbaren Niveaus und damit ein Risiko des Verfehlens des gerade noch möglichen Niveaus des Unterlassens von Investitionen.

Dieser Anreiz zum Wechsel der Systeme behält angesichts der eher langfristig angelegten Investitionszyklen, wie sie in der Energiewirtschaft zu verzeichnen sind, auch dann seine Gültigkeit, wenn die Netzbetreiber für mindestens eine Regulierungsperiode in einem System verbleiben müssen, ein Wechsel also nur alle fünf Jahre erfolgen kann.

Das System der "differenzierten Regulierung" des BDEW bringt zudem eine zweifache Belastung des Kunden mit sich, die aus der doppelten Einbeziehung von Kosten für Ersatzinvestitionen resultiert. Einmal werden in der ARegV Mittel zur Verfügung gestellt, zusätzlich werden in der Folge durch einen Wechsel in die IKD Mittel durch einen Aufschlag auf die Erlösobergrenze aufgeschlagen. Zu keinem Zeitpunkt wird ein Netzbetreiber dabei das Regulierungssystem wählen, welches erwartungsgemäß in der folgenden Regulierungsperiode

²⁹⁰ BDEW (2014): BDEW-Positionspapier Evaluierung und Weiterentwicklung der Anreizregulierung, Vorschläge zur langfristigen Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens vor dem Hintergrund der Energiewende; Berlin, 21. März 2014, S. 10.

²⁹¹ Glachant et. al (2012): Implementing Incentive Regulation and Regulatory Alignment with Resource Bounded Regulators, EUI Working Papers, S.20.

geringere Erlöse generieren dürfte. Auf diese Weise wird ein solches Optionsmodell auch im Vergleich zur IKD nur zu einer betriebswirtschaftlichen Optimierung und damit insgesamt höheren Kosten führen. Es ist damit auch nicht erkennbar, wann und wie etwaige Effizienzgewinne in diesem Optionsmodell auch den Netznutzern zu Gute kommen.

3.5 Bewertung

Investitionsfähigkeit

Ein Problem stellt insbesondere die Möglichkeit dar, im Zeitablauf zwischen den jeweiligen Systemen zu wechseln. Es ist davon auszugehen, dass Netzbetreiber, die einen hohen Investitionsbedarf haben, sich zunächst für die IKD entscheiden, und in den folgenden Regulierungsperioden für die ARegV. Die Überkompensation von Investitionen, die bereits in der IKD angelegt ist, würde auf diese Weise weiter erhöht.

Effizienz

Hinsichtlich der Effizienzreize gelten im Grundsatz die gleichen Ausführungen wie zur IKD. Seine Rolle kann der Effizienzvergleich nach Einführung eines Optionsmodell nur eingeschränkt gerecht werden, denn sowohl der Anreiz zu einer Ausweitung der Kapitalkosten, als auch der Hang zur phasenweisen Überinvestition (bspw. in Form von Überdimensionierung von Anlagen) stellt sich im Zeitablauf gleichermaßen für alle Netzbetreiber ein. Einen derartigen, branchenweiten Trend kann der Effizienzvergleich nur bedingt erfassen.

Die offene Wahlmöglichkeit setzt Anreize für eine Selbstoptimierung im System bzw. zwischen zwei Systemen ohne energiewirtschaftliche Anreize für eine volkswirtschaftlich effiziente Lösung in einem Gesamtsystem.

Innovationen

Durch den Abgleich der Kapitalkosten gibt es keinen Anreiz für die Netzbetreiber, welche sich für die IKD entschieden haben, Innovationen im Bereich der Kapitalkosten zu realisieren. Lösungen, die höhere Kapitalkosten aber geringere Betriebskosten implizieren, sind attraktiver als Lösungen, die geringere Kapitalkosten aber höhere Betriebskosten implizieren. Das dürfte auch dann der Fall sein, wenn die Gesamtkosten der Lösung mit höheren Betriebskosten geringer sind. Es ist daher nicht damit zu rechnen, dass ein Kapitalkostenansatz im Zeitablauf zur Umsetzung von innovativen Technologien führt, die einen höheren Betriebskostenanteil haben.

Handhabbarkeit

Die Zahlen aus dem Gutachten von BET legen nahe, dass sich ein Wechsel in die IKD für die Mehrheit der Netzbetreiber lohnt. Die Mehrausschüttung macht die IKD auch absehbar so attraktiv, dass eine sehr hohe Anzahl von Anträgen zu erwarten wäre. Damit wird die erwartete Erleichterung des regulatorischen Aufwands nicht eintreten.

Ohne objektive und exogene Tatbestandsvoraussetzungen der Wahlmöglichkeit sind die Entscheidungen der Unternehmen für die Regulierungsbehörden und die Öffentlichkeit nicht nachvollziehbar. Dies und eine Parallelführung unterschiedlicher Systeme erschwert eine künftige Bewertung des Systems und notwendiger Nachsteuerungen erheblich.

4. Synopse der Reformvorschläge aus der nationalen Diskussion und Gesamtbewertung

Die zentralen Argumente der dargestellten Modelle sind in die Prüfung der Entwicklungsmöglichkeiten seitens der Bundesnetzagentur eingeflossen. Die Bundesnetzagentur hat die bestehenden Reformvorschläge zu konsistenten Ansätze weiterentwickelt. Die Kapitalkostendifferenz ist Grundlage des vorgeschlagenen Modells Kapitalkostenabgleich (vgl. Abschnitt VC4). Der Grundgedanke der differenzierten Regulierung wird in der Option zur Differenzierung in ARegV 2.0 (vgl. Abschnitt VC2) adressiert.

Alle drei in diesem Abschnitt vorgestellten Reformvorschläge beinhalten die vollständige oder teilweise Abkehr vom Budgetansatz für Kapitalkosten. Die mit dem Budgetansatz zumindest vorübergehend angelegte Entkopplung von Kosten und Erlösen ist ein Grundprinzip der Anreizregulierung. Dieses ist vorteilhaft, wenn technologieneutral Effizienzpotentiale gehoben werden sollen. Bei einer fünfjährigen Regulierungsperiode ist es dabei gleichzeitig noch möglich, eine auf die individuellen Besonderheiten des Netzbetreibers zugeschnittene Prüfung vor der nächsten Regulierungsperiode durchzuführen.

Im System der ARegV ist es dem Netzbetreiber so möglich, in einem individuell als angemessen bewerteten Mix aus OPEX und CAPEX Effizienzen zu heben und so während der Regulierungsperiode auch Zusatzgewinne zu generieren. Für Ersatzinvestitionen wird ihm mit dem vor der Regulierungsperiode bestimmten Sockel ein Budget zur Verfügung gestellt, das er nutzen kann, aber nicht nutzen muss. Kritiker des Systems werfen der ARegV vor, dass dieser Sockel nicht ausreichend sei. Umgekehrt werfen Kritiker dem System auch vor, zu viele Mittel auszuschütten, die nicht genutzt werden, indem Ersatzinvestitionen unterlassen werden.

Schon aus theoretischer Sicht muss diesem Argument entgegengehalten werden, dass solchen Entwicklungen Anreize entgegenwirken, die den beschriebenen Effekt relativieren. Der wichtigste Anreiz zu investieren besteht für den Netzbetreiber darin, vor Beginn der nächsten Regulierungsperiode der Eigenkapitalverzinsung ein hinreichend großes Anlagevermögen zuzuführen. Für den Strombereich ist zudem in diesem Kontext auch die Qualitätsregulierung zu erwähnen. Letztlich gelten auch gesetzliche Vorgaben hinsichtlich des Ausbaus sowie der Wartung und Instandhaltung von Netzen.

Auch aus empirischer Sicht wurde dargelegt, dass die im System der Anreizregulierung angelegten Anreize so austariert sind, dass das System nicht zu weniger, sondern bei den Stromverteilernetzbetreibern zu mehr Investitionen geführt hat. Eine systematische Verschiebung zwischen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen ist dabei nicht zu erkennen. Der Bundesnetzagentur liegen zusammengefasst auf Basis der in den Abschnitten IIIA, IIIB und IIIE genannten Ergebnisse der Evaluation also weder hinsichtlich der Investitionsfähigkeit in finanzieller Hinsicht, des tatsächlichen Investitionsverhaltens noch hinsichtlich der Versorgungsqualität Erkenntnisse vor, die bei einer vergangenheitsbezogenen Betrachtung eine Abkehr vom Grundprinzip der Anreizregulierung rechtfertigten.

Ein Systemwechsel hin zu einem jährlichen Ist-Kosten-Abgleich der Kapitalkosten sollte auch im Hinblick auf die investorenseitig geforderte Stabilität des Regulierungsrahmens nicht leichtfertig geschehen. Eine jährliche Anpassung von Kapitalkosten könnte hingegen dann gerechtfertigt sein, wenn man davon ausgeht, dass die zukünftigen Herausforderungen im Hinblick auf Erweiterungs- und/oder Ersatzinvestitionen durch einen budgetbasierten Ansatz nicht geleistet werden können. Ein alternatives Argument für eine jährliche Anpassung der Kapitalkosten könnte sein, dass man den bei den Netzbetreibern im aktuellen System der

ARegV verbleibenden Sockeleffekt für nicht gerechtfertigt hielte. Dies bedeutet, dass man die Zusatzgewinne, die Netzbetreiber dadurch erhalten können, dass sie mit ihren Kosten unter den im Rahmen der ARegV gewährten Budgets bleiben, für insgesamt zu hoch hält.

In beiden Fällen ist regulatorisch und volkswirtschaftlich nicht begründbar, warum der Sockeleffekt, wie in der IKD und auch im differenzierten Regulierungsmodell des BDEW vorgesehen, bei den Netzbetreibern verbleiben sollte. Dieser Sockeleffekt ist nicht notwendig, um neue Investitionen zu finanzieren, da hierfür ja bereits eine Anpassung der Erlöse auf Plankostenbasis erfolgt. Eine Beibehaltung des Sockeleffekts würde damit mindestens zu einer teilweisen doppelten Anerkennung der Kosten aus Ersatzinvestitionen führen und ist aus diesem Grund nicht sachgerecht. Es ist damit kein Vorzug der IKD, dass der Sockeleffekt hier nur in gewissem Umfang reduziert wird. Auch die weiteren, im Rahmen der Evaluierung vorgebrachten Argumente für den Sockeleffekt in der IKD können nach ökonomischen Gesichtspunkten nicht überzeugen und bieten kein Argument, von dem deutlich stringenteren Ansatz der Kapitalkostendifferenz abzuweichen. Die IKD kann insofern auch nicht als ein "Kompromiss" zwischen Kapitalkostendifferenz und Anreizregulierung angesehen oder als sachgerechter Ausgleich zwischen Effizienz- und Investitionsanreizen betrachtet werden.

Ausgehend vom Investitionsvolumen aus der BMWi-Verteilernetzstudie und unter Berücksichtigung eines realistischen Szenarios für Ersatzinvestitionen führt die IKD im Zeitraum 2014 bis 2032 im Vergleich zur Kapitalkostendifferenz zu Mehrkosten von knapp 8 Mrd. Euro. Auch abseits der Energiewende würde die IKD zu Mehrkosten führen.

Alle genannten Zusatzrenditen sind ökonomisch unbegründet, reizen zu Überinvestitionen an, behindern eine effiziente Leistungserbringung und verteuern damit die Energiewende.

Der Menü-Ansatz wie vom BDEW vorgeschlagen ist grundsätzlich abzulehnen. Zum einen gelten die geschilderten Vorbehalte gegen die IKD in ähnlicher Form natürlich auch für den Menü-Ansatz, da die IKD (in abgewandelter Form) Teil des Menüs wäre. Problematisch ist allerdings insbesondere die Möglichkeit, sich in diesem Rahmen im Zeitablauf durch Wechsel zwischen den Systemen so zu optimieren, dass ein sachlich nicht gerechtfertigter Zusatzgewinn bei den Netzbetreibern entstände.

Unter diesen Gesichtspunkten wäre von den hier genannten Vorschlägen das Modell der hessischen Landesregulierungsbehörde die vorzugswürdigste Alternative. Ein vollständiger Abgleich der Kapitalkosten wäre allerdings nicht ohne Weiteres mit einem vorgegebenen Abbaupfad aus dem gesamtkostenbasierten Effizienzvergleich für Kapitalkosten vereinbar. Diesbezüglich wären Anpassungen notwendig.

Die oben dargestellten Modelle weisen darüber hinaus gewichtige Steuerungswirkungen auf, die erhebliche Auswirkungen auf die Entwicklung der Branche und Belastung der Netznutzer haben können. Grundsätzlich ist hier zu beachten, dass die dargestellten Modelle zu einer Ungleichbehandlung von Kapital- und Betriebskosten führen. Es ist zu befürchten, dass innovative Lösungen, die in der Gesamtkostenbetrachtung effizient sind, aber ggf. einen höheren Betriebskostenanteil haben, nicht umgesetzt werden. Dies gilt auch, wenn die Betriebskosten über eine Pauschale beim Abgleich der Kapitalkosten berücksichtigt werden. Es ist nämlich davon auszugehen, dass die in den obigen Modellen vorgesehene Betriebskostenpauschale, die letztlich lediglich ein Aufschlag auf die Kapitalkosten darstellt, eine zusätzliche Verzerrung hin zu kapitalkostenintensiven Lösungen darstellt. Das gesamtwirtschaftliche Potential, das sich aus innovativen Lösungen ergibt, dürfte mit diesen Modellen kaum zu erreichen sein. Wie auch die in Abschnitt IIIH2.1

dargestellten Ergebnisse der BMWi-Verteilernetzstudie zeigen, kommt dem Kosteneinsparpotential innovativer Lösungen eine erhebliche Bedeutung zu.

In Zusammenhang mit der Handhabbarkeit gelten für die IKD wie für die Kapitalkostendifferenz dieselben administrativen Voraussetzungen: Die notwendigen jährlichen Massenverfahren lassen sich nicht ohne grundlegende Vereinfachungen umsetzen und erfordern Standardisierungen, bspw. bei der Bestimmung der Kapitalkosten. Besonderheiten von Einzelfällen würden dann nur in deutlich reduzierterem Ausmaß Berücksichtigung finden können. Die Vereinbarkeit mit dem Effizienzvergleich müsste zudem über eine neu einzuführende Justiergröße erreicht werden.

B Internationale Erfahrungen

1. Untersuchungsgegenstand und Herangehensweise

Den Evaluierungsbericht soll die Bundesnetzagentur gem. § 33 Abs. 2 ARegV unter der Berücksichtigung internationaler Erfahrungen mit Anreizregulierungssystemen erstellen. Die internationale Sichtweise wurde dabei explizit in den Kanon der Leitfragen für die Evaluierung aufgenommen ("Welche internationalen Entwicklungen der Regulierungssysteme sind für die Weiterentwicklung relevant?"). Zur Unterstützung der Beschreibung der internationalen Erfahrungen mit Anreizregulierungssystemen hat die Bundesnetzagentur ein Gutachten an die E-Bridge Consulting GmbH vergeben. Gutachtauftrag war dabei die Beschreibung relevanter Regulierungsansätze, die Identifikation wesentlicher Regulierungsinstrumente und die Bewertung der Anwendbarkeit im deutschen Anreizregulierungsrahmen. Die Ergebnisse des Gutachtens wurden von E-Bridge im Rahmen des 3. Workshops zur Evaluierung der ARegV vorgestellt. Das Gutachten wurde im Nachgang auch auf den Internetseiten der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur zudem bilaterale Gespräche mit den Regulierungsbehörden aus Österreich (E-Control), den Niederlanden (ACM) und Norwegen (NVE) geführt.

Im Rahmen des Gutachtens hat sich der Berater bei der Beschreibung der internationalen Erfahrungen auf eine Auswahl von sechs Ländern fokussiert. Durch die Auswahl der betrachteten Länder wurde gewährleistet, dass das Spektrum unterschiedlichster Regulierungsansätze - von einer modifizierten Kosten-Plus Regulierung über eine Erlös- bzw. Tarifobergrenzenregulierung bis hin zur Yardstick-Regulierung - abgedeckt wird. Betrachtet wurden die Länder Norwegen, Großbritannien, die Niederlande, Österreich, Italien und die USA.

Auf Basis des Gutachtens wurden durch die Bundesnetzagentur die folgenden Instrumente identifiziert, die im nächsten Abschnitt diskutiert werden: Erweiterungsfaktoren, Standardisierung der Kapitalverzinsung, Qualitätsberichte, WACC-Aufschläge, Efficiency-Carry-Over und Transparenz. Die im Gutachten genannten Instrumente "Bestimmung der Effizienz auf Basis von Gesamtkosten" sowie "Gewichtung der multiplen Effizienzverfahren" werden jedoch im folgenden Abschnitt nicht aufgegriffen, da diese Instrumente in Deutschland bereits zur Anwendung kommen. Neben einzelnen Instrumenten wurden zwei Regulierungsansätze umfassender dargestellt: das im Jahr 2010 von der britischen Regulierungsbehörde Ofgem entwickelte RIIO (Revenue = Incentives+Innovation+Outputs)-Modell und die Yardstick-Regulierung. So soll vermieden werden, dass die Interdependenz zwischen einzelnen Instrumenten vernachlässigt wird. Dies betrifft z. B. für RIIO die Instrumente Verlängerung der Regulierungsperiode und den Plankostenansatz und für den Yardstick der jährliche, teilweise Kosten- /Erlösabgleich sowie die Anreize zur Ausnutzung der technischen Lebensdauer.

2. Befunde

2.1 RIIO

2.1.1 Beschreibung des Ansatzes

Der RIIO-Ansatz, der in Großbritannien von der Regulierungsbehörde Ofgem im Jahr 2010 entwickelt wurde, ist das Ergebnis einer aufgrund von geänderten energiepolitischen Rahmenbedingungen nach Auffassung der britischen Regulierungsbehörde notwendigen stärkeren regulatorischen Fokussierung auf Innovationen und Outputfaktoren. RIIO ist dabei im Kern die Verknüpfung einer Erlösobergrenzenregulierung mit output- und innovationsorientierten Anreizkomponenten. Grundsätzlich liegt der Fokus des RIIO-Ansatzes auf einer deutlich langfristigeren regulatorischen Ausrichtung. Die Netzbetreiber sollen durch die gesetzten regulatorischen Rahmenbedingungen angehalten werden, eigenständig über die optimale Allokation der vorhandenen Ressourcen zwischen OPEX und CAPEX zu entscheiden, um ihre Kosten langfristig zu minimieren. Gleichzeitig werden durch die Regulierungsbehörde explizite Outputziele definiert, deren Erreichung mittels eines Bonus-Malus-Systems sichergestellt werden soll. Im Kern werden beim RIIO-Ansatz von der Regulierungsbehörde Plankosten genehmigt, die auf Basis einer sehr intensiven Auseinandersetzung mit den individuellen Gegebenheiten des jeweiligen Netzbetreibers bestimmt werden.

Der Wechsel von einem hauptsächlich auf Kosteneffizienz basierten Regulierungsansatz zu einem innovations- und outputorientierten Ansatz wurde durch eine Anpassung der Dauer der Regulierungsperiode begleitet. Die Regulierungsperiode wurde dabei von 5 auf 8 Jahre verlängert. Damit kommt in Großbritannien von allen betrachteten Ländern die längste Regulierungsperiode zur Anwendung. Hierdurch sollten die Spielräume der Netzbetreiber, sich innerhalb der gesetzten regulatorischen Rahmenbedingungen zu optimieren, erhöht werden. Eine Anpassung der Erlöse innerhalb der Regulierungsperiode ist aber weiterhin über sogenannte Unsicherheitsmechanismen möglich.

Kostenprüfung

Grundlage des RIIO-Ansatzes ist eine Kostenprüfung, in der die OPEX und CAPEX der Netzbetreiber durch die Regulierungsbehörde geprüft werden. Hierbei definiert die Regulierungsbehörde bestimmte Outputkriterien, das Niveau der jeweiligen Kriterien, die von den Netzbetreibern im Laufe der Regulierungsperiode erzielt werden müssen, sowie die Höhe der Bonus- bzw. Maluszahlungen bei Überschreitung bzw. Unterschreitung der definierten Outputziele. Zudem legt die Regulierungsbehörde den WACC und die Abschreibungsmethoden für die Dauer der Regulierungsperiode fest.²⁹² Im Rahmen der Kostenprüfung kommen dabei auch ein ökonomisches Benchmarking der TOTEX, Trendanalysen, Experten-Gutachten sowie projekt-spezifische Prüfungen zur Anwendung. Das Resultat dieser Kostenprüfung ist die Grundlage für die festzulegenden Erlöse sowie die Höhe der zu erzielenden Outputkriterien der Netzbetreiber für die nächste Regulierungsperiode.²⁹³

²⁹² Ofgem (2010): Handbook for implementing the RIIO model, 4 October 2010.

²⁹³ Ofgem (2010): Handbook for implementing the RIIO model, 4 October 2010 sowie Müller (2012): Advancing regulation with respect so dynamic efficiency network investments: insights from the United Kingdom, Competition and Regulation in Networks Industries, Volume 13 (2012), No.3, pp. 256-272.

Outputkriterien und Anreize

Konkret sind die folgende Outputkriterien von Ofgem festgelegt worden: Sicherheit, Kundenzufriedenheit, Netzzuverlässigkeit und Verfügbarkeit, Anschlussbedingungen, Umweltverträglichkeit / Umweltwirkungen und soziale Verpflichtungen.²⁹⁴ Die Netzbetreiber erstellen „Business Plans“, in denen sie darstellen, wie und mit welchen voraussichtlichen Kosten sie die gesetzten Outputs erzielen werden. Hierbei liegt es an den Netzbetreibern, nachzuweisen, dass der von ihnen vorgelegte „Business Plan“ die bestmögliche Umsetzungsvariante ist, um die gesetzten Outputziele zu erreichen. Folgende Tabelle gibt einen Überblick über eine Auswahl der Zielgrößen:

Übergeordnetes Ziel	Konkrete Ziele/ Ergebnisse	Anreiz
Umwelt	Netzverluste	Nicht-monetär: Reputationsgewinn/-verlust durch Veröffentlichungspflicht
Kundenzufriedenheit	Kundenumfrage	Monetär: +/- 0,5 % der Erlösobergrenze
Zuverlässigkeit	VoLL (value of loss load)	16.000 Pfund/MWh
Netzanschlüsse	Zeitgerechter Netzanschluss	Monetär: noch festzulegen

Quelle: E-Bridge Gutachten, S.20.

Tabelle 31: Auswahl der Zielgrößen bei zu erstellenden Business Plans

Anreize für zusätzliche Effizienzsteigerungen ergeben sich in diesem Regulierungsansatz insbesondere durch die Verlängerung der Regulierungsperiode auf acht Jahre. Dies gilt zu einem gewissen Grad auch für Innovationen, sofern sich diese innerhalb der Regulierungsperiode amortisieren. Daneben gibt es auch explizite Innovationsanreize. Zum einen erhalten Netzbetreiber einen Renditeaufschlag von bis zu 1 %, wenn diese der Regulierungsbehörde eine sehr gute Innovationsstrategie vorlegen. Zum anderen gibt es Innovationsprogramme, für die jeweils Finanzmittel zur Verfügung gestellt werden. Hierzu zählen Netzinnovationswettbewerbe für Stromübertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber sowie einen sogenannten Innovations-Umsetzungsmechanismus. Diese Programme sind unabhängig von der Dauer einer Regulierungsperiode und wirken daher langfristig.

Unsicherheitsmechanismen

Der RIIO-Ansatz bietet die Möglichkeit unterperiodischer Anpassungen der Erlösobergrenze aufgrund unerwarteter Kostenentwicklungen. So werden bspw. innerhalb der Regulierungsperiode automatisch Anpassungen der Erlösobergrenze aufgrund von Veränderungen der Rahmenbedingungen, die von dem Netzbetreiber nicht beeinflussbar sind, vorgenommen. Hierunter fallen z. B. Anpassungen der Inflationsrate, die jährliche Anpassung der Fremdkapitalkosten und die Veränderung der Anzahl der neuen Netzanschlüsse.²⁹⁵ Daneben gibt es weitere Mechanismen, die auf Basis einer Prüfung durch die

²⁹⁴ Siehe z. B. Elsenbast (2011): Investitionsanreize bei der Regulierung der Energieinfrastruktur, 2011.

²⁹⁵ Ofgem (2010): Handbook for implementing the RIIO model, 4 October 2010.

Regulierungsbehörde angewendet werden. Hierzu gehört insbesondere der für das Jahr 2019 vorgesehene sog. „Reopener“ für größere Leitungsarbeiten, umfangreiche Maßnahmen zur Erhöhung der Sicherheit von Anlagen und Großprojekten. Eine Aussetzung der Regulierung kann beantragt werden, sollte sich die finanzielle Situation eines Netzbetreibers derart verschlechtern, dass dieser seine gesetzlichen Aufgaben nicht mehr erfüllen kann. Schließlich sieht der Regulierungsrahmen darüber hinaus nach vier Jahren eine Evaluierung der vor Beginn der Regulierungsperiode ursprünglich festgelegten Ziele vor. Um die hohe Planungssicherheit des Regulierungsansatzes nicht zu beeinträchtigen, können dabei aber Ziele nur auf Basis weitreichender Gesetzesänderungen unter Einbeziehung von Interessenvertretern angepasst werden. Eine rückwirkende Anwendung ist ausgeschlossen.

2.1.2 Umsetzung in Großbritannien

Aufgrund von energiepolitischen Vorgaben auf europäischer und auf nationaler Ebene steht Großbritannien vor dem Beginn einer Transformation des Energiesektors. Netzinvestitionen in erheblichem Umfang werden in den nächsten Jahren erforderlich. Um diesen veränderten Rahmenbedingungen besser gerecht werden zu können, musste nach Auffassung von Ofgem das Regulierungssystem angepasst werden. Ziel war die Umstellung von der reinen Kostensenkung hin zu einer output- und innovationsorientierten Regulierung. Die britische Regulierungsbehörde Ofgem startete im März 2008²⁹⁶ die sogenannte RPI-X@20-Initiative. Nach zahlreichen Analysen und Konsultationen wurde das RIIO Modell entworfen. Am 4.10.2010 traf Ofgem die Entscheidung bezüglich der Einführung des RIIO Modells.²⁹⁷ Am 1.4.2013 startete die achtjährige Regulierungsperiode für die Stromübertragungs- und Gasfernleitungsnetzbetreiber sowie für die Gasverteilernetzbetreiber. Aktuell wird die Kostenprüfung für die Stromverteilernetzbetreiber durchgeführt. Es ist vorgesehen, dass die 8-jährige Regulierungsperiode für die Stromverteilernetzbetreiber am 1.4.2015 starten soll.²⁹⁸

2.1.3 Bewertung

Eine output- und innovationsorientierte Regulierung nach dem Vorbild des RIIO-Ansatzes kann sicherlich Chancen für die Zunahme der dynamischen Effizienz, insbesondere vor dem Hintergrund der veränderten energiepolitischen Rahmenbedingungen (Energiewende), aufweisen. Ein zentraler Aspekt ist dabei die Verlängerung der Regulierungsperiode auf acht Jahre. Diese ist aber nur im Zusammenhang mit einer Anerkennung von Erlösen auf Basis von Plankosten sinnvoll, welche eine intensive Prüfung durch die Regulierungsbehörde erfordert. Zudem sind Unsicherheitsmechanismen notwendig, deren Anwendung zumindest teilweise ebenfalls eine Prüfung durch die Regulierungsbehörde voraussetzt. Auch die Festlegung der Outputziele erzeugt auf Seiten der Unternehmen und der Regulierungsbehörde hohen Aufwand. Im Ergebnis kann der RIIO-Ansatz daher als sehr verwaltungsaufwendig bezeichnet werden. Insbesondere aufgrund der Vielzahl der regulierten Unternehmen in Deutschland wäre der regulatorische Aufwand einer Einführung von RIIO in Deutschland daher unverhältnismäßig hoch. Vor allem die Bestimmung der Kosten sowie der Erlösobergrenze für die gesamte Regulierungsperiode auf Basis von Plankosten erfordert eine

²⁹⁶ Siehe <https://www.ofgem.gov.uk/network-regulation-%E2%80%93-riio-model/riio-t1-price-control>.

²⁹⁷ Siehe Ofgem (2010): RIIO: A new way to regulate energy networks – final decision, 4 October 2010; Ofgem, Handbook for implementing the RIIO model, 4 October 2010.

²⁹⁸ Siehe <https://www.ofgem.gov.uk/network-regulation-%E2%80%93-riio-model/riio-ed1-price-control>.

vertiefte regulatorische Prüfung, die für die Vielzahl der Unternehmen in Deutschland so nicht geleistet werden kann.

2.2 Yardstick-Regulierung

2.2.1 Beschreibung des Ansatzes

Bereits im Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG hatte die Bundesnetzagentur einen Übergang zu einem Vergleichswettbewerb (Yardstick-Competition) nach den ersten beiden Regulierungsperioden vorgeschlagen. Die Idee der Yardstick-Competition basiert auf einem Artikel von Shleifer (1985), wonach den regulierten Unternehmen eine Preis- bzw. Erlösentwicklung vorgegeben wird, die sich an der durchschnittlichen Produktivitätsentwicklung der übrigen Unternehmen der Branche orientiert. Alle Unternehmen der Branche müssen ihre Preise bzw. Erlöse entsprechend dieser exogen bestimmten Produktivitätsfortschrittsrate anpassen. Die Preise bzw. Erlöse der Unternehmen werden somit dauerhaft von den unternehmensindividuellen Kosten entkoppelt. Kosteneinsparungen eines Unternehmens heute haben daher keinen Einfluss auf die vom Regulierer vorgegebene, eigene Preis- bzw. Erlösentwicklung und beeinflussen somit nicht die Gewinne des Unternehmens in den folgenden Regulierungsperioden. Effizienzgewinne werden dementsprechend auch nicht mit der Bestimmung des Ausgangsniveaus einer Regulierungsperiode im Basisjahr abgeschöpft. Vielmehr kann ein Unternehmen durch Effizienzverbesserungen seinen Gewinn dauerhaft erhöhen bzw. Verluste vermeiden. Der Yardstick-Ansatz stärkt somit die (dynamischen) Investitions- und Innovationsanreize und beseitigt die Anreize der Unternehmen, jeweils zum Ende einer Regulierungsperiode die Kosten zu überhöhen. Verbraucher können durch den hierdurch induzierten Produktivitätsfortschritt in der Branche und der damit einhergehenden Anpassung der Preise bzw. Erlöse profitieren. Im Gutachten von E-Bridge wird ein Effizienzvergleich auf Basis eines Yardstick-Ansatzes als Möglichkeit genannt, um im Vergleich zum bestehenden System die Effizienz der Investitionsentscheidung und den Anreiz der Netzbetreiber weiter zu steigern, ihre Anlagen über die Dauer der regulatorischen Abschreibung hinaus zu nutzen.²⁹⁹

Jedoch ist die Einführung einer Yardstick-Regulierung an gewisse Voraussetzungen geknüpft. So geht der Yardstick-Ansatz in seiner Reinform davon aus, dass die Unternehmen vor der Einführung des Regimes ein ähnliches Effizienzniveau aufweisen, damit eine einheitliche Startbasis gegeben ist, auf die die exogen bestimmte und für alle Unternehmen gültige Produktivitätsfortschrittsrate angewandt wird. Würde eine einheitliche Senkungsrate auf verschiedenen effiziente Unternehmen angewandt werden, würden bisher ineffiziente Unternehmen belohnt werden, da sie auf Grund ihrer Ineffizienz höhere Produktivitätsfortschritte generieren könnten. In einem ersten Schritt ist es in der Praxis daher in der Regel notwendig – z. B. mittels Benchmarking – die Kosten der Unternehmen an das effiziente Kostenniveau der Branche anzupassen. Eine weitere Voraussetzung für die Anwendbarkeit eines Yardstick-Ansatzes ist eine hinreichend große Anzahl von Netzbetreibern, um Absprachen bezüglich der Kostenniveaus unter den Netzbetreibern zu vermeiden.

²⁹⁹ E-Bridge (2014): Internationale Regulierungssysteme, Endbericht vom 18.8.2014, S.123.

2.2.2 Umsetzung in Norwegen, den Niederlanden und Italien

Yardstick Competition bzw. auf Yardstick-Elementen basierende Regulierungsregime werden in den Niederlanden, Norwegen und Italien angewandt.³⁰⁰

Niederlande

Die niederländische Regulierungsbehörde reguliert acht Strom- und neun Gasverteilernetzbetreiber. Für Strom und Gas existiert jeweils einen Transportnetzbetreiber. 2001 wurde die Kostenregulierung durch eine klassische Anreizregulierung (Preisobergrenzenregulierung mit zwei Regulierungsperioden à drei Jahren) abgelöst. Seit 2007 gilt für die Gasfernleitungsnetzbetreiber und die Stromübertragungsnetzbetreiber eine Erlös- und für die Verteilernetzbetreiber (sowohl Strom als auch Gas) eine Tarifobergrenzenregulierung in Kombination mit einem Yardstick-Element. Hier wird auf Basis der durchschnittlichen Gesamtkosten aller Netzbetreiber zu Beginn der Regulierungsperiode unter Berücksichtigung einer Produktivitätsfortschrittsrate ein brancheneinheitliches Zielkostenniveau für das Ende der Regulierungsperiode festgelegt. Der Erlöspfad ergibt sich dann netzbetreiberspezifisch unter der Maßgabe, dass jeder Netzbetreiber ausgehend von dem festgelegten fortgeschriebenen Erlösniveau der Vorperiode zzgl. der Investitionen aus der Vorperiode das brancheneinheitliche Zielkostenniveau erreichen muss. Durch das Fortschreiben der festgelegten Erlöse aus der Vorperiode (Carry-Over Mechanismus) hin zum neu vorgegebenen Zielkostenniveau erfolgt keine direkte Anpassung der Erlöse an das individuelle Kostenniveau des Netzbetreibers, d. h. es kommt hier zu einer dauerhaften Entkopplung von Erlösen und unternehmenseigenen Kosten, was dem Grundgedanken eines Yardstick-Ansatzes entspricht.

Für den Stromübertragungsnetzbetreiber und den Gasfernleitungsnetzbetreiber wird eine Erlösobergrenze in Kombination mit einem (Yardstick)-Benchmark festgelegt. Bei dem Stromübertragungsnetzbetreiber beruht der individuelle Benchmark auf internationalen Vergleichswerten und ist analog zu dem Verteilernetzbetreiber-Ansatz eher im Sinne einer Zielvorgabe zu verstehen. Mangels Vergleichswerten gibt es für den Gasfernleitungsnetzbetreiber keinen individuellen Effizienzwert.

Um Investitionsanreize zu setzen, werden nicht-reguläre Erweiterungsinvestitionen, d. h. Investitionen, die eine besondere Kostenbelastung darstellen und i. d. R. nur von Stromübertragungsnetzbetreibern und Gasfernleitungsnetzbetreibern getätigt werden, durch Anpassungen der Tarife während der Regulierungsperiode berücksichtigt, d. h. sie werden auf die festgelegten Erlöse aufgeschlagen. Durch eine vorgeschriebene ex-ante Prüfung der veranschlagten Investitionen werden die Investitionskosten mit einem Zeitverzug von zwei Jahren auf die Erlöse aufgeschlagen. Mit Beginn der nächsten Regulierungsperiode sind diese Kosten Bestandteil des regulierten Anlagevermögens und unterliegen dem regulären Benchmark. Für Ersatz- und reguläre Erweiterungsinvestitionen sieht der Regulierungsansatz demgegenüber vor, dass diese Investitionen im Rahmen der festgelegten Erlösobergrenze abgegolten sind. Während bei Ersatzinvestitionen

³⁰⁰ Auch in Schweden wurde zwischenzeitlich ein Yardstick-Verfahren eingeführt, welches allerdings derartig komplex war (Erlöse wurden mittels kompliziert ermittelter Parameter ins Verhältnis zur Performance der Netzbetreiber gesetzt), dass die ermittelten Erlösobergrenzen für die Netzbetreiber nicht mehr nachvollziehbar waren. Infolgedessen wurden zahlreiche Klagen eingereicht, die zu teilweise langen Gerichtsprozessen mitunter ohne Einigung geführt hatten. Schließlich wurde 2012 wieder auf eine Erlösobergrenzenregulierung umgestellt, gegen die die Netzbetreiber aber erneut klagen. Nach Auffassung von E-Bridge zeigt dieses Beispiel, dass ein Mangel an Einfachheit und Transparenz ein Regulierungssystem zum Scheitern bringen kann. Vgl. E-Bridge (2014), "Internationale Regulierungssysteme", Endbericht vom 18.8.2014, S.112.

angenommen wird, dass deren Höhe den Abschreibungen für das Bestandsnetz entspricht, wird die Höhe der regulären Erweiterungsinvestitionen anhand der getätigten Erweiterungsinvestition der Vorjahre geschätzt und auf die festgelegten Erlöse der laufenden Periode aufgeschlagen. Kosten für Erweiterungsinvestitionen, die über das genehmigte Budget hinausgehen, werden erst in der nächsten Regulierungsperiode berücksichtigt.

Eine Auswertung der Entwicklung der Netzinvestitionen in den Niederlanden von 2000 bis 2011 durch das WIK (auf Basis einer Analyse von Prof. Brunekreeft) zeigt, dass es nach dem Übergang von einer Kostenregulierung hin zu einer reinen Preisobergrenzenregulierung (ohne Yardstick-Element) zu einem signifikanten Rückgang der Netzinvestitionen kam.³⁰¹ Erst mit der Planung zur Einführung eines Yardstick-basierten Ansatzes sind die Investitionen wieder stark angestiegen und überstiegen in der Folge das Niveau zu Beginn der Preisobergrenzenregulierung. Der Anstieg des Investitionsniveaus kann aber nicht ausschließlich auf die Einführung des Yardstick-basierten Ansatzes zurückgeführt werden, da mit dem Regimewechsel ergänzende investitionsfördernde Regelungen und Maßnahmen eingeführt wurden, wie z. B. die Einführung der Qualitätsregulierung. Bezugnehmend auf die Studie "Energie in cijfers" verweist E-Bridge darauf, dass im Zeitraum 2010 bis 2012 die Investitionen in die Stromnetze konstant und in die Gasnetze rückläufig waren.³⁰² Ersatzinvestitionen haben dabei in beiden Märkten zugenommen, während Erweiterungsinvestitionen insbesondere im Gasnetz abgenommen haben.

Norwegen

In Norwegen gibt es einen Stromübertragungsnetzbetreiber, rund 150 Stromverteilernetzbetreiber und einen Gasverteilernetzbetreiber. Von 1993 bis 1996 unterlagen die Netzbetreiber einer Cost-Plus Regulierung. Während der Gasverteilernetzbetreiber weiterhin einer direkten Kostenregulierung unterliegt, wurden für die Stromverteilernetzbetreiber ab 1997 in zwei Regulierungsperioden à fünf Jahren Erlösobergrenzen bestimmt (Revenue Cap). Nach zunehmender Kritik an den Investitionsanreizen der Revenue Cap-Regulierung wurde für den Strombereich ab 2007 ein Yardstick-Ansatz nach Agrell/ Bogetoft/ Tind (2005)³⁰³ eingeführt. Die zulässigen Erlöse werden in dem Ansatz von Agrell/ Bogetoft/ Tind (2005) auf Basis der eigenen Kosten und den sogenannten Normkosten, die mit einem Anreizterm gewichtet werden, bestimmt:

$$R_{it} = (1-p) C_{it} + p C_{tDEA}$$

wobei gilt:

p = Anreizterm

C_{it} = eigene Kosten des Netzbetreibers i zum Zeitpunkt t

C_{tDEA} = Normkosten

³⁰¹ Stronzik, Marcus (2013), Investitions- und Innovationsanreize: Ein Vergleich zwischen Revenue Cap und Yardstick Competition, S.31.

³⁰² E-Bridge (2014): Internationale Regulierungssysteme, Endbericht vom 18.8.2014, S.44.

³⁰³ Aggrell et al. (2005): DEA and Dynamic Yardstick Competition in Scandinavian Electricity Distribution In: Journal of Productivity Analysis, Vol. 23 (2005), pp. 173-201.

Die Gleichung zeigt, dass die Erlöse R eines Netzbetreibers i im Jahr t von zwei Komponenten abhängen: den eigenen, tatsächlichen Kosten (C_{it}) und den normierten Kosten, die mittels einer DEA unter Einbeziehung der anderen Netzbetreiber bestimmt werden (C_{iDEA}). Die jeweilige Gewichtung der Kosten bestimmt sich über den Faktor p , den man auch als Anreizterm begreifen kann. Die Anreizwirkung des Regimes ist dabei umso höher, je höher der Anreizterm gesetzt wird. Ein Wert von $p=0$ entspricht dabei einer Cost-Plus Regulierung, ein Wert von $p=1$ hingegen einem reinen Yardstick-Modell. Dieser Ansatz ermöglicht somit einen gleitenden Übergang zu einem stärkeren Anreizsystem.

In Norwegen werden die zulässigen Erlöse basierend auf diesem Ansatz jährlich auf Basis bilanzieller Gesamtkosten (aus dem Jahr $t-2$) nach folgender Formel festgelegt:³⁰⁴

Verteilernetzbetreiber: Zulässige Erlöse (im Jahr t) = $0,4K_t + 0,6K_t^*$

Stromübertragungsnetzbetreiber: Zulässige Erlöse (im Jahr t) = $0,4K_t + 0,6K_t^* + 0,4S_t + 0,6S_t^*$

Bei den Kosten K handelt es sich um die tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers. Bei K^* hingegen handelt es sich um normierte Kosten, welche die Kosten eines durchschnittlich effizienten Unternehmens abbilden, wobei externe Einflussfaktoren, die auf das jeweilige Unternehmen wirken können, berücksichtigt werden. Zudem erfolgt eine differenzierte Betrachtung auf Basis unterschiedlicher Referenzgruppen ("peer groups"). Somit setzen sich die zulässigen Erlöse zu 40 % aus den tatsächlichen Kosten und zu 60 % aus den durchschnittlichen Kosten der definierten Vergleichsunternehmen zusammen, d. h. die Erlöse werden jedes Jahr nur teilweise an die tatsächlichen Kosten der Netzbetreiber angepasst. Für den Stromübertragungsnetzbetreiber Statnett besteht die Besonderheit, dass Systemdienstleistungen (S) gesondert berücksichtigt werden.

Die Netzinvestitionen sind nach einem relativ stetigen Verlauf seit Einführung der Yardstick-Regulierung im Jahr 2006 signifikant angestiegen.³⁰⁵ Zu Beginn der Yardstick-Regulierung wurden die Investitionen noch auf Istkostenbasis mit einem Zeitverzug von zwei Jahren vergütet. Mittlerweile wurde ein Investitionszuschlag auf Plankostenbasis eingeführt. Durch den jährlichen Kostenabgleich werden Investitionen (Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen) somit ohne Zeitverzug in der EOG berücksichtigt. In der Folge ergab sich ein weiterer Anstieg der Investitionen.³⁰⁶ Inwiefern der Anstieg insgesamt ursächlich auf die Einführung der Yardstick-Regulierung zurückzuführen ist, lässt sich nicht eindeutig beantworten. So wurden durch die Anerkennung von Investitionen auf Istkostenbasis und in der Folge die Umstellung auf Plankosten explizite Investitionsanreize gesetzt, deren Wirkung sich von der Einführung der Yardstick-Regulierung kaum abgrenzen lässt.³⁰⁷

³⁰⁴ E-Bridge (2014): Internationale Regulierungssysteme", Endbericht vom 18.8.2014, S.52f.

³⁰⁵ E-Bridge (2014): Internationale Regulierungssysteme", Endbericht vom 18.8.2014, S.56.

³⁰⁶ Die Kosten und Investitionen unterliegen dabei keiner expliziten ex-ante Prüfung. Anreize zu effizientem Verhalten werden nur durch das Benchmarking gesetzt. Der Regulierer unterzieht die übermittelten Daten jedoch einer Qualitätsprüfung und kann ggf. eine detaillierte Prüfung der Daten einzelner Netzbetreiber durchführen.

³⁰⁷ Stronzik, Marcus (2013): Investitions- und Innovationsanreize: Ein Vergleich zwischen Revenue Cap und Yardstick Competition, S.36.

Italien

In Italien kommt ein Yardstick-basierter Ansatz nur für Betriebskosten zur Anwendung. Dabei werden die individuellen Erlösbergrenzen durch den Bezug auf den Branchendurchschnitt ermittelt.³⁰⁸ Der Anteil des einzelnen Unternehmens an den branchendurchschnittlichen Gesamtkosten wird dabei in Abhängigkeit der Anzahl der Anschlusspunkte, der angeschlossenen Kapazität (in kW) sowie der transportierten Energie (in kWh) bestimmt. Durch die Berücksichtigung struktureller Unterschiede zwischen Netzbetreibern soll zudem verhindert werden, dass Netzbetreiber auf Grund ihrer geografischen Lage benachteiligt werden. Kapitalkosten werden hingegen auf Basis historischer Kosten fortgeschrieben (Ersatzinvestitionen) bzw. auf Grundlage einer durch den Netzbetreiber vorzulegenden Kosten-Nutzen-Analyse genehmigt. Damit unterliegen die Kapitalkosten in Italien keiner ex-post Effizienzprüfung.

Durch die ungleiche Behandlung von Kapital- und Betriebskosten bestehen in Italien hohe Anreize zu Gunsten von Kapitalkosten. Wie E-Bridge am Beispiel von Terna darstellt, hat sich der Anteil der Betriebskosten seit 2008 signifikant reduziert (im Beispiel um mehr als 10 %) und der Anteil der Kapitalkosten umgekehrt entsprechend deutlich erhöht. Auch wenn dies lt. E-Bridge nicht zwangsläufig eine Kapitalisierung der Betriebskosten bedeuten muss, so wird diese Entwicklung doch auch auf die Struktur des Regulierungsansatzes zurückgeführt.

2.2.3 Bewertung

Die oben dargestellten Beispiele zeigen, dass die Einführung einer Yardstick-Regulierung weder in Norwegen noch in den Niederlanden einen Einbruch des Investitionsniveaus verursacht hat. In Norwegen ist mit der Umstellung auf ein Yardstick-basiertes Regulierungssystem das Investitionsniveau sogar gestiegen, wobei hier betont werden muss, dass die Einführung des Yardsticks mit investitionsfördernden Maßnahmen flankiert wurde. Bemerkenswert an dem norwegischen Beispiel ist zudem, dass hier Elemente des Yardsticks mit einer teilweise kostenbasierten Regulierung kombiniert wurden. Ein solcher Ansatz ist prüfenswert, da hier eine Balance zwischen den sinnvollen Effizienz- und Innovationsanreizen eines Yardstick-Modells und einer zeitnahen Kostenanerkennung erreicht wird. Hier ist auch zu beachten, dass die Anzahl der Unternehmen in Norwegen mit der Anzahl der Unternehmen im Regelverfahren in Deutschland vergleichbar ist und im Rahmen des Yardstick-Ansatzes die Heterogenität über die Bildung von Referenzgruppen abgebildet wird.

Im Hinblick auf das niederländische System stellt E-Bridge dar, dass durch den Verzicht auf einen individuellen Kosten- bzw. Erlösabgleich die Effizienz der Investitionsentscheidung gesteigert werden kann. Konkret geht es hier um den Anreiz zur Ausnutzung der technischen Lebensdauer. Dieser Anreiz besteht auch im deutschen System zumindest bis zur folgenden Regulierungsperiode und ist damit eine der Stärken der ARegV. Dass dieser Anreiz durch einen kompletten Verzicht auf einen individuellen Kosten- bzw. Erlösabgleich verstärkt würde, ist nachvollziehbar. Allerdings wäre ein vollständiger Verzicht auf einen individuellen Kosten- bzw. Erlösabgleich ein sehr weitreichender Eingriff in das Regulierungssystem, der von der Bundesnetzagentur derzeit nicht erwogen wird.

Mit Verweis auf das E-Bridge Gutachten war in diesem Zusammenhang in den Stellungnahmen zum 3. Workshop von mehreren Netzbetreibern argumentiert worden, dass aus dem Gutachten u. a. die Erkenntnis

³⁰⁸ E-Bridge (2014): Internationale Regulierungssysteme, Endbericht vom 18.8.2014, S.26f

resultiere, dass die Gewährung eines Sockeleffekts in Netzen mit einem geringen bzw. nicht vorhandenen Investitionsbedarf einen sinnvollen Anreiz darstelle, um unnötige Investitionen zu verhindern. Insofern sei dieser Effekt wünschenswert. Die Bundesnetzagentur teilt die Einschätzung, dass ein Sockeleffekt, je nach Ausgestaltung, eine solche Anreizwirkung haben kann. Es ist aber zu beachten, dass dies z. B. gerade dann nicht der Fall wäre, wenn Anlagen, die vollständig abgeschrieben sind, sofort aus dem regulierten Anlagevermögen herausfallen würden (wie z. B. bei der IKD), da nur für diese Anlagen effektiv der Anreiz bestünde, unmittelbar eine Ersatzinvestition zu tätigen.

Das italienische Beispiel zeigt wiederum, dass mit einer differenzierten Behandlung von Kapital- und Betriebskosten Verschiebungen zwischen den Kostenarten resultieren können und daher ein solcher Ansatz als problematisch zu betrachten ist.

2.3 Investitions- und Betriebskostenfaktor

2.3.1 Beschreibung des Ansatzes

Der Investitions- und der Betriebskostenfaktor dienen im österreichischen System jeweils dazu, Kostenänderungen, die sich aufgrund einer geänderten Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode ergeben, in den Erlösen abzubilden. Im Gegensatz zum Erweiterungsfaktor in der deutschen ARegV, welcher die Änderung der Versorgungsaufgabe hinsichtlich der Gesamtkosten abbilden soll, werden in Österreich mit dem Investitions- und dem Betriebskostenfaktor zwei unterschiedliche Instrumente angewendet. Zudem unterscheiden sich die jeweils im Strom- und Gasbereich angewendeten Systeme voneinander. Folgende Darstellung bezieht sich auf den Strombereich. Für Informationen zu den Faktoren im Gasbereich sei an dieser Stelle auf das E-Brigde Gutachten verwiesen.³⁰⁹

2.3.2 Umsetzung in Österreich

Der Investitionsfaktor wurde in Österreich mit Beginn der zweiten Regulierungsperiode 2010 eingeführt. Der Investitionsfaktor ist dabei die Differenz aus den aktuellen Kapitalkosten (t-2) und den historischen Kapitalkosten des Basisjahres (aktuell: 2011). Während in der allgemeinen Regulierungsformel die beeinflussbare Kostenbasis (diese umfasst auch die Kapitalkosten des Jahres 2011) den Zielvorgaben (generell und individuell) sowie der netzbetreiberspezifischen Teuerungsrate unterliegen, erfolgt bei der Berechnung des Investitionsfaktors eine Korrektur um die generelle Produktivitätskomponente und die Teuerungsrate. Dadurch spiegeln sich generelle Produktivitätssteigerungen und Änderungen des Preisniveaus unmittelbar in der Kapitalkostenentwicklung der jeweiligen Netzbetreiber wider. Im Bereich der Kapitalkosten verbleibt somit nur die individuelle Effizienzvorgabe. Die neuen Investitionen während einer Regulierungsperiode unterliegen dabei nicht den Effizienzvorgaben und werden, bis zur Durchführung eines erneuten Effizienzvergleichs, als vorübergehend effizient angesehen.

Zu beachten ist, dass fallende Kapitalkosten nicht in Abzug gebracht werden, sofern sich der (dann negative) Investitionsfaktor im Rahmen des allgemeinen Produktivitätsfaktors bewegt. Dies bedeutet, dass die Kapitalbasis nicht direkt um die Abschreibung korrigiert wird, wenn der Netzbetreiber nicht zeitgleich für Ersatz sorgt. Durch diese Vorgabe soll die Effizienz bei der Investitionsentscheidung gesteigert werden.

³⁰⁹ E-Brigde(2014): Internationale Regulierungssysteme, Endbericht vom 18.8.2014, S.78.

Eine Betriebskostenpauschale wird beim Investitionsfaktor nicht berücksichtigt. Stattdessen wird der Anstieg von Betriebskosten aufgrund einer Veränderung der Versorgungsaufgabe über sogenannte Betriebskostenfaktoren abgebildet. Mittels eines Regressionsmodells werden die wesentlichen Kostentreiber identifiziert. Konkret werden Standardkostensätze pro Zählpunkt, pro km Systemlänge Niederspannung, pro km Systemlänge Mittelspannung und pro km Systemlänge Hoch-/Höchstspannung ermittelt. Bei den Betriebskostenfaktoren geht es also nur um den Anstieg von operativen Kosten im Zuge von zusätzlichen Erweiterungen. Eine Abgeltung von Ersatzinvestitionen soll nicht erfolgen. Dieser Ansatz führt zudem dazu, dass für Betriebskosten die Entkopplung von Kosten und Erlösen während der Regulierungsperiode erhalten bleibt.

2.3.3 Bewertung

Der Investitionsfaktor unterscheidet sich vom deutschen Erweiterungsfaktor insbesondere dahingehend, dass eine Anpassung der erlaubten Erlöse nicht auf Basis einer Veränderung von Strukturparametern, sondern auf Basis einer Veränderung der tatsächlichen Kapitalkosten des Netzbetreibers erfolgt. Der Investitionsfaktor hat damit im Grundsatz eine gleiche Wirkweise wie die Kapitalkostendifferenz. Hinsichtlich der Bewertung des Investitionsfaktors und insbesondere der Anreizwirkung wird daher auf die grundlegenden Überlegungen zur Kapitalkostendifferenz in Abschnitt A1 dieses Kapitels verwiesen. Ein wesentlicher Unterschied zur Kapitalkostendifferenz, wie er von der hessischen Regulierungsbehörde vorgeschlagen wurde, ist, dass ein negativer Investitionsfaktor nur dann zum Tragen kommt, wenn die gesunkenen Kapitalkosten den allgemeinen Produktivitätsfortschritt überschreiten. Ziel dieser Vorgabe ist es, die Effizienz der Investitionsentscheidung zu erhöhen, da die Kapitalbasis nicht reduziert wird, wenn kein sofortiger Ersatz erfolgt. Nicht zu vergleichen ist das österreichische System dabei mit dem Vorschlag der IKD (vgl. hierzu Abschnitt A2 dieses Kapitels). Im Falle der IKD werden die Kapitalkosten im Gegensatz zu dem in Österreich angewandten Mechanismus unmittelbar um vollständig abgeschriebene Anlagen bereinigt. Einen Anreiz, hier nicht zeitgleich für Ersatz zu sorgen, kann die IKD damit nicht entfalten.

Der Betriebskostenfaktor ist konzeptionell mit dem deutschen Erweiterungsfaktor dahingehend vergleichbar, dass nur steigende Kosten aus der Veränderung der Versorgungsaufgaben abgebildet werden sollen und dass eine Entkopplung von Kosten und Erlösen während der Regulierungsperiode erfolgt. Der Ansatz, für die Bestimmung der Betriebskostenfaktoren auf eine Kostentreiberanalyse mit Hilfe von ökonomischen Verfahren zurückzugreifen, ist bedenkenswert.

2.4 Standardisierung der Kapitalverzinsung

2.4.1 Beschreibung des Ansatzes

Die wesentlichen Elemente der Verzinsung des eingesetzten Kapitals können entweder unternehmensindividuell bestimmt oder über pauschale Ansätze bei der Festlegung der Erlösobergrenzen berücksichtigt werden. Der einfachste Ansatz wäre dabei die pauschale Vorgabe der Kapitalstruktur sowie sowohl der EK- als auch der FK-Verzinsung. Die tatsächliche Kapitalstruktur der Netzbetreiber sowie die tatsächlichen Fremdkapitalkosten wären für die Bestimmung der Erlösobergrenzen bei dieser Herangehensweise irrelevant. Diese Vorgehensweise impliziert nicht, dass die tatsächliche Kapitalstruktur des Unternehmens der kalkulatorischen Kapitalstruktur entsprechen muss.

2.4.2 Umsetzung in Großbritannien, Italien, den Niederlande, Norwegen, Österreich und den USA

Folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Praxis in Großbritannien, Italien, den Niederlanden, Norwegen, Österreich und den USA.

	Großbritannien	Italien	Niederlande	Norwegen	Österreich	USA
Kapitalstruktur (EK:FK)	Individuell	Individuell	Pauschal (40:60)	Pauschal (40:60)	Pauschal (40:60, sofern keine signifikante Abweichung von Normkapitalstruktur)	Pauschal (ca. 50:50; Unterschiede zwischen Bundesstaaten)
EK-Verzinsung	Individuell (Standardsatz mit CAP-M ermittelt; Aufschläge auf Antrag bei Nachweis außergewöhnlicher spezifischer Risiken)	Pauschal (Basis-WACC mit Aufschlag für bestimmte Technologien)	Pauschal	Pauschal	Pauschal	Individuell
FK-Verzinsung	Pauschal	Pauschal (Basis-WACC mit Aufschlag für bestimmte Technologien)	Pauschal	Pauschal	Pauschal	Individuell

Quelle: Darstellung in Anlehnung an E-Bridge (2014)

Tabelle 32: Überblick über die Struktur der Kapitalverzinsung (Internationaler Vergleich)^{310,311}

Alle hier skizzierten Systeme unterscheiden sich von der deutschen Herangehensweise durch die Anwendung eines sogenannten WACC-Ansatzes.³¹² Dies bedeutet, dass keine Eigenkapitalverzinsung berechnet wird, sondern eine durchschnittliche Rendite (WACC) für das Gesamtkapital des oder der Unternehmen festgelegt wird.

2.4.3 Bewertung

Einen einheitlichen Ansatz findet sich in den von E-Bridge untersuchten Staaten nicht. Eine stärkere Pauschalisierung der Verzinsung ist jedoch eindeutig üblich. Insbesondere in Norwegen, den Niederlanden und Österreich kommt ein vollständig pauschalisierter Zins zur Anwendung. Auffällig ist, dass die individuellen Fremdkapitalkosten in keinem der hier betrachteten europäischen Länder, sondern nur in den USA, zugrunde gelegt werden. Ein WACC-Ansatz im Sinne der Bestimmung einer durchschnittlichen Rendite für das Gesamtkapital kommt in allen betrachteten Ländern zur Anwendung. Eine stärkere Pauschalisierung und ein Übergang zu einer WACC-Systematik könnte ein diskussionswürdiger Schritt in Richtung einer Vereinfachung und Angleichung der Systematik an internationale Standards sein.

³¹⁰ E-Bridge (2014), "Internationale Regulierungssysteme", Endbericht vom 18.8.2014.

³¹¹ EK (Eigenkapital), FK (Fremdkapital).

³¹² E-Bridge (2014): Internationale Regulierungssysteme, Endbericht vom 18.8.2014, S.121.

2.5 Qualitätsberichte

2.5.1 Beschreibung des Ansatzes

Hinsichtlich der Sicherstellung einer hohen Versorgungsqualität ist der Einsatz von monetären und nicht-monetären Regulierungsinstrumenten möglich. Bei den nicht-monetären Ansätzen wird von den Netzbetreibern verlangt, auf Basis von Qualitätsberichten ein adäquates Asset-Management nachzuweisen.³¹³ Diese Qualitätsberichte machen es für die Unternehmen notwendig, sich in unterschiedlicher Tiefe mit verschiedenen Themen, die die Versorgungsqualität beeinflussen, zu befassen und dies auch gegenüber der Regulierungsbehörde zu dokumentieren. Derartige Qualitätsberichte sind in den Niederlanden, Großbritannien und Österreich verpflichtend.

2.5.2 Umsetzung in den Niederlanden, Großbritannien und Österreich

Folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Praxis in den Niederlanden, Großbritannien und Österreich.

	Niederlande	Großbritannien	Österreich
Form	Separater Bericht	Im Rahmen der Übermittlung der Geschäftsberichte; im Rahmen von RIIO teils auch monetäre Konsequenzen	Separater Bericht
Inhalt	SAIDI	Umwelt (Netzverluste)	Definierte Kennzahlen
	Zukünftige Entwicklung der Qualität	Kundenzufriedenheit (Kundenumfrage)	Bericht für jede Versorgungsunterbrechung auf der Hoch- und Mittelspannung
	Pläne, die Performance zu verbessern	Zuverlässigkeit (VoLL)	Nachweis, dass Spannungsqualität dem Standard entspricht
	Verbraucherbewertung	Netzanschlüsse (Zeitgerechter Netzanschluss)	
Veröffentlichung	Ja	Ja	Ja

Quelle: Darstellung in Anlehnung an E-Bridge (2014)

Tabelle 33: Internationale Beispiel: Qualitätsberichte³¹⁴

2.5.3 Bewertung

Grundsätzlich sind Qualitätsberichte ein sinnvolles Mittel, um beurteilen zu können, ob die Investitionen in einem angemessenen Verhältnis zur Versorgungsqualität stehen. Es ist allerdings für diese Beurteilung nicht notwendig, diese Berichte zu veröffentlichen. Ähnliche Berichte können in Deutschland über § 21 ARegV von den Netzbetreibern abgefordert werden.

³¹³ E-Bridge (2014): Internationale Regulierungssysteme, Endbericht vom 18.8.2014, S.123.

³¹⁴ E-Bridge (2014), "Internationale Regulierungssysteme", Endbericht vom 18.8.2014

2.6 WACC-Aufschläge

2.6.1 Beschreibung des Ansatzes

Spezifische Aufschläge auf den WACC sind ein Instrument, um bestimmte Technologien regulatorisch anzureizen. Häufig sind diese Anreize zeitlich begrenzt, um ausgewählten innovativen Technologien einen gewissen Schub zu verleihen. Üblicherweise wird bei diesem Ansatz der reguläre WACC mit einem Aufschlag von ein bis drei %-Punkten versehen. Dadurch werden explizite Anreize gesetzt, bestimmte Investitionen zu tätigen.

2.6.2 Umsetzung in Italien

Italien hat sich für spezifische WACC-Zuschläge entschieden. Die Zuschläge gelten für ausgewählte Investitionen (Ersatz-, Erweiterungs- und Erneuerungsinvestitionen) sowie für definierte Pilotprojekte. Weiterhin wird differenziert nach Maßnahmen im Übertragungs- und Fernleiternetzbereich (Strom und Gas) sowie im Verteilernetzbereich (Strom und Gas). Stromübertragungsnetzbetreiber erhalten für Erweiterungsinvestitionen einen Aufschlag von ein bis zwei %-Punkten für zwölf Jahre. Weiterhin gibt es Aufschläge für Investitionen im Rahmen des Netzentwicklungsplans zur Verbesserung der Systemsicherheit (1,5 % für zwölf Jahre) sowie für strategische Investitionen zur Kapazitätserhöhung bzw. Engpassbeseitigung (2 % für zwölf Jahre). Überdies greift ein Bonus-Malus-System für die fristgerechte Fertigstellung. Sowohl die Übertragungs- als auch die Stromverteilernetzbetreiber erhalten Zuschläge für Speicherpilotprojekte (2 % für zwölf Jahre). Hier werden technologiespezifische Zuschläge für elektrochemische Batterien zur Verbesserung des Wind- und Solareinspeisungspotenzial gewährt. Die Stromverteilernetzbetreiber erhalten einen Aufschlag von zwei %-Punkten für zwölf Jahre für Smart Grid-Pilotprojekte. Überdies gelten Aufschläge in Höhe von 1,5 %-Punkte für zwölf Jahre für Erneuerungsinvestitionen für Mittelspannungsnetze in historischen Stadtmitten sowie für Ersatzinvestitionen in Bezug auf Transformatoren. Hier wird unterschieden zwischen für die Versorgungssicherheit wesentlichen Transformatoren und Assets, die diese Bedingung nicht erfüllen. Den Gasverteilernetzbetreibern werden Aufschläge für Investitionen in die Gasversorgungssicherheit (1 % für 5 Jahre) sowie in die Erweiterung des Regionalnetzes (2 % für zehn Jahre) gewährt. Überdies werden Erweiterungsinvestitionen der Gasfernleitungsnetzbetreiber sowie speziell Erweiterungen der Importkapazität mit einem Zuschlag von 3 % für zehn Jahre versehen. Generell werden Investitionsprojekte nur in einer der definierten Investitionskategorien anerkannt, so dass sie nicht kumuliert werden können.

2.6.3 Bewertung

Grundsätzlich handelt es sich bei diesem Ansatz um ein pragmatisches und leicht zu implementierendes Instrument zum Anschub bestimmter Technologien oder Investitionen. Die italienische Regulierungsbehörde hat sich für einen Weg entschieden, der sehr stark nach spezifischen Technologien, Pilotvorhaben und Investitionskategorien differenziert. Dadurch werden explizite Anreize gesetzt, bestimmte Technologien in den Markt zu bringen. Die Investitionstätigkeit des Netzbetreibers kann damit in eine vordefinierte Richtung gelenkt werden. Allerdings sind mit dieser Vorgehensweise auch substantielle Nachteile verbunden. Insbesondere unterstellt dieser Ansatz, dass der Regulierer das Wissen hat, welche Maßnahmen grundsätzlich vorzugswürdig und damit förderungswürdig sind. Damit unterliegt die Investitionsstrategie des Netzbetreibers aber nicht länger unternehmerischen Überlegungen. Es ist daher auf Dauer nicht davon auszugehen, dass ein solcher Ansatz zu effizienten Ergebnissen führt.

Mit der Vielfalt an Investitionen, die einen Aufschlag erhalten, können außerdem Abgrenzungsschwierigkeiten verbunden sein, die möglicherweise dazu führen, dass Netzbetreiber versuchen,

Investitionsvorhaben in eine der zuschlagswürdigen Kategorien zu definieren. Damit kann auch ein Anreiz verbunden sein, Investitionen zu tätigen, um den Renditeaufschlag zu erhalten. WACC-Zuschlägen ist überdies immanent, dass dieses Regulierungsinstrument nicht nur bestimmte Technologien begünstigt, sondern gleichzeitig auch kapitalkostenintensive Lösungen. Stünde der Netzbetreiber vor der Alternative, entweder eine zuschlagswürdige Investition vorzunehmen oder eine betriebskostenintensivere Lösung anzustreben, würde er aufgrund des Renditezuschlags tendenziell die kapitalkostenintensive Variante wählen. Damit ist dieses Regulierungsinstrument weder technologie- noch kostenneutral und greift stark in die Assetstrategie des Netzbetreibers ein. Aus diesen Gründen ist dieser Regulierungsansatz für Deutschland abzulehnen.

2.7 Efficiency-Carry-Over

2.7.1 Beschreibung des Ansatzes

Beim "Efficiency-Carry-Over", der bereits in Abschnitt IIIC3.1 behandelt wurde, handelt es sich um ein Instrument, welches erlaubt, Effizienzgewinne, z. B. aus dem Einsatz innovativer Technologien, aus einer Regulierungsperiode in die folgenden Regulierungsperiode zu übertragen ("carry-over"). Insbesondere sollen durch einen Efficiency-Carry-Over Anreize zu Effizienzsteigerungen verstärkt werden, die langfristig wirksam werden. Innovationen mit einer über den Rest der Regulierungsperiode hinausgehenden Amortisationszeit werden bei einem vollständigen Kosten- bzw. Erlösabgleich zu Beginn einer Regulierungsperiode ggf. nicht durchgeführt. Durch das Instrument des Efficiency-Carry-Overs erfolgt kein bzw. nur ein teilweiser Kosten- bzw. Erlösabgleich zu Beginn einer Regulierungsperiode, so dass durch einen Efficiency-Carry-Over Innovationsanreize gesetzt werden. In Abhängigkeit von der Ausgestaltung wird durch den Efficiency-Carry-Over auch der Basisjahr-Effekt reduziert. Ob auch Effizienzverluste in die folgende Regulierungsperiode übertragen werden, hängt dabei ebenfalls von der gewählten Ausgestaltungsvariante ab. In den von E-Bridge betrachteten Ländern kommt bzw. kam ein Efficiency-Carry-Over in den Niederlanden und Österreich zum Einsatz.

2.7.2 Umsetzung in den Niederlanden und Österreich

In den Niederlanden beginnt der Erlöspfad des Netzbetreibers in einer neuen Regulierungsperiode nicht mit dessen tatsächlichen Kosten, sondern mit seinen bisherigen erlaubten Erlösen. Das heißt vereinfacht ausgedrückt: Effiziente Netzbetreiber werden nicht auf ihr tatsächliches Kostenniveau „ingerastet“, sondern dürfen von ihrem aktuellen Erlösniveau starten. Umgekehrt heißt dies aber auch, dass Netzbetreiber, die nun höhere Kosten haben, nicht auf ihr tatsächliches Kostenniveau hochgehoben werden. Im Prinzip ist die Wirkung daher vergleichbar mit einer Verlängerung der Regulierungsperiode.

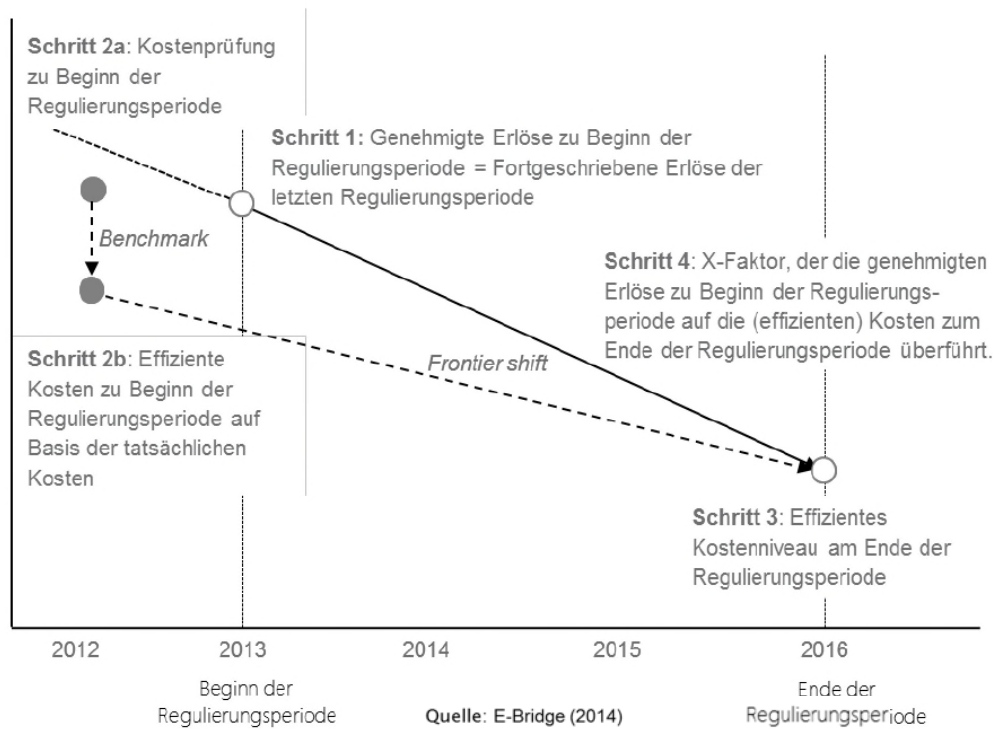


Abbildung 97: Anwendung des Efficiency-Carry-Overs in den Niederlanden³¹⁵

Der Efficiency-Carry-Over in den Niederlanden wird in der obenstehenden Abbildung illustriert. Die beschriebene Logik wird deutlich, wenn man "Schritt 1" betrachtet. Startpunkt für den Erlöspfad (durchgezogene Linie) sind die festgelegten Erlöse zu Beginn der Regulierungsperiode. Würde man den Erlöspfad für den Netzbetreiber zu Beginn der Regulierungsperiode auf das tatsächliche, effiziente Kostenniveau des Netzbetreibers anpassen, würde sich in obenstehendem Beispiel ein Erlöspfad gemäß der gestrichelten Linie ergeben. In beiden Fällen ist der "Zielpunkt" identisch, nämlich das effiziente Kostenniveau am Ende der Regulierungsperiode.

Dieser Regulierungsansatz wird in den Niederlanden sowohl auf der Übertragungs- als auch auf der Verteilernetzebene angewendet. Es erfolgt eine symmetrische Anwendung, wodurch sich für den Netzbetreiber im niederländischen Modell sowohl Chancen als auch Risiken ergeben. Bemerkenswert ist, dass der Regulierungsansatz vor der aktuellen Regulierungsperiode dahingehend geändert wurde, dass die Regulierungsbehörde nun die Möglichkeit hat, zu Beginn der Regulierungsperiode die festgelegten Erlöse auf Basis der tatsächlichen Kosten festzulegen, wenn die Differenz zu den fortgeschriebenen Erlösen zu groß ist. Diese Änderung wurde eingeführt, da in der Vergangenheit nach Auffassung der niederländischen Regulierungsbehörde vergleichsweise hohe Renditen erzielt wurden. Für den Übertragungsnetzbetreiber im Strombereich ist es tatsächlich zu einer Absenkung auf das tatsächliche Kostenniveau gekommen. Einen Grenzwert, ab dem eine solche Absenkung durchgeführt wird, gibt es nicht. Hier handelt es sich um einen Ermessensspielraum des Regulierers.

³¹⁵ E-Bridge (2014): Internationale Regulierungssysteme, Endbericht vom 18.8.2014, S. 36.

Ein Carry-Over System war in der Vergangenheit auch in Österreich angewendet worden. Hier hatten die Netzbetreiber die Möglichkeit, ihre Effizienzvorgaben über zwei Regulierungsperioden abzubauen und darüber hinaus an den Effizienzgewinnen zu partizipieren. Auf Grundlage des Efficiency-Carry-Overs wurden 50 % der während der beiden Regulierungsperioden erzielten zusätzlichen Kosteneinsparungen (Unterschreitung des vorgegebenen Kostenpfades) an die Endkunden weitergegeben. Der dabei ermittelte Carry-Over konnte auch negative Werte (Kostensteigerungen) aufweisen.³¹⁶

Den Ausführungen von E-Bridge zufolge wurde das österreichische System insbesondere wegen der hohen Komplexität und der fehlenden Transparenz der Berechnung der Erlösbergrenzen wieder abgeschafft.³¹⁷ Die österreichische Regulierungsbehörde gibt als Hauptgrund an, dass für eine Ermittlung des exakten Carry-Over eine gleiche Kostenermittlung wie auf Basis des Jahres 2003 ebenfalls für 2011 erfolgen müsse und dies vor dem Hintergrund der wesentlichen Veränderungen der Unternehmensstrukturen, der Versorgungsaufgaben und unterschiedlicher Sondereffekte in 2003 und 2011 beinahe unlösbar gewesen sei.³¹⁸

2.7.3 Bewertung

Grundsätzlich ist der Efficiency-Carry-Over ein sinnvolles Mittel, um Effizianzanreize und auch Innovationsanreize zu stärken. Der Blick in die Niederlande und nach Österreich zeigt aber auch, dass bei der Umsetzung verschiedene Aspekte beachtet werden müssen. Die Transparenz des Vorgehens erscheint im Hinblick auf die Akzeptanz des Instruments von hoher Bedeutung. Es ist darauf zu achten, dass bei der Berechnung des Carry-Overs hinsichtlich wesentlicher Veränderungen der Unternehmensstrukturen oder der Versorgungsaufgaben die Vergleichbarkeit sichergestellt wird. Auch ist bei der Ausgestaltung des Instruments darauf zu achten, dass unverhältnismäßig hohe Gewinne oder Verluste vermieden werden.

2.8 Transparenz

2.8.1 Beschreibung des Ansatzes

Beim Thema Transparenz geht es um die Frage, welche regulierungsbezogenen Informationen durch die Netzbetreiber und die Regulierungsbehörden zu veröffentlichen sind.

2.8.2 Umsetzung in den USA, Großbritannien, Niederlanden, Norwegen, Österreich und Italien

Die Analysen im Rahmen des Gutachtens „Internationale Erfahrungen mit Regulierungssystemen“ haben gezeigt, dass in den betrachteten Ländern Informationen sehr unterschiedlich veröffentlicht werden. Besonders in den USA und Großbritannien ist eine hohe Transparenz durch eine explizite Einbindung von Stakeholdern in die Entscheidungsprozesse im Rahmen der Festlegung der erlaubten Erlöse garantiert. Zu den in den USA veröffentlichten Daten gehören die Investitionskosten unterteilt nach Kostenkategorien, die Abschreibungsdauern für die einzelnen Vermögensgegenstände sowie die resultierende Verzinsung des eingesetzten Kapitals.

³¹⁶ Vgl. <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/Entscheidungen-der-Regulierungsbehoerde-Ausgestaltung-3te-Periode-Strom.pdf>, S. 125.

³¹⁷ E-Bridge (2014): Internationale Regulierungssysteme, Endbericht vom 18.8.2014, S.63.

³¹⁸ Vgl. <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/Entscheidungen-der-Regulierungsbehoerde-Ausgestaltung-3te-Periode-Strom.pdf>, S. 129.

Ein sehr hohes Maß an Transparenz zeichnet den niederländischen Regulierungsrahmen aus. Hier werden neben den Ergebnissen des Yardstick-Verfahrens auch einzelne Kostenkategorien und Strukturparameter der Netzbetreiber offengelegt. In Norwegen werden alle für die Berechnung der Erlösbergrenzen relevanten Informationen veröffentlicht. Dies schließt sogar die Befehlscodes mit ein, die in dem verwendeten Statistikprogramm genutzt werden. Jeder Dritte kann so jede EOG nachrechnen.

Bei der Veröffentlichung von Daten, welche im Zusammenhang mit der Kostenprüfung und dem Effizienzvergleich verwendet werden, wird in Österreich ein restriktiver Ansatz verfolgt. Diese Daten werden nicht veröffentlicht. Nur die Parteien des jeweiligen Kostenermittlungsverfahrens verfügen über Einsicht in den gesamten Verfahrensakt; dazu zählen neben dem Netzbetreiber auch die vier Institutionen der österreichischen Sozialpartnerschaft als Amtsparteien (Wirtschaftskammer Österreich, Bundesarbeitskammer, Österreichischer Gewerkschaftsbund, Landwirtschaftskammer Österreich). Die Kostenbescheide sind wie alle Entscheidungen der Regulierungsbehörde unter Wahrung der Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen auf der Website der Regulierungsbehörde E-Control zu veröffentlichen.

In Italien werden keine Veröffentlichungen regulatorischer Kosten oder Parameter vorgenommen.

Auf europäischer Ebene ist vor allem die von ACER im November 2013 verabschiedete Rahmenleitlinie „Harmonized Transmission Tariff Structures“ für das Thema Transparenz von Bedeutung. Diese wendet sich explizit an die Gasfernleitungsnetzbetreiber im Gasbereich, für die zukünftig, sofern eine entsprechende gesetzliche Umsetzung auf europäischer Ebene erfolgt, strengere Transparenzvorgaben gelten. Dabei umfassen die zu veröffentlichenden Daten unter anderem die Höhe der erlaubten Erlösbergrenzen je Netzbetreiber sowie die Größe des regulierten Anlagevermögens.

2.8.3 Bewertung

Auch wenn das Transparenzniveau in den betrachteten Ländern sehr unterschiedlich ist, wird doch deutlich, dass mit Ausnahme von Italien insgesamt ein höheres Maß an Transparenz als in Deutschland vorhanden ist. Probleme, die sich aus der Veröffentlichung dieser Information ergeben hätten, sind hingegen nicht bekannt. Bemerkenswert ist, dass auf europäischer Ebene seitens ACER für die Gasfernleitungsnetzbetreiber ein gewisses Maß an Transparenz als fester Bestandteil der Entgeltregulierung gesehen wird.

3. Abschließende Beurteilung

Das Gutachten von E-Bridge wurde im 3. Workshop zur Evaluierung der Anreizregulierung vorgestellt. Im Rahmen der "Feedback-Bögen" zu dem Workshop wurde vorgetragen, dass es nicht ausreiche, die Praxis aus dem Ausland zu bewerten, da man sonst Gefahr laufe, Regelungen nach ausländischem Vorbild in Deutschland einzuführen, die zum Zeitpunkt ihrer (deutschen) Einführung im Ausland schon längst wieder Geschichte sind, weil sie sich nicht bewährt haben. Die Bundesnetzagentur ist der Auffassung, dass mit dem Gutachten "Internationale Regulierungssysteme" eine sinnvolle Grundlage für die Diskussionen in der Evaluierung der Anreizregulierung geschaffen wurde. Eine umfassende Evaluierung ausländischer Regulierungssysteme, vergleichbar mit der Evaluierung der Anreizregulierung selbst, ist für die internationalen Systeme nicht möglich. Dort, wo im Rahmen nationaler Studien Erkenntnisse zu der Wirkung

der jeweiligen Regulierungssysteme vorliegen, wurden diese in das Gutachten mitaufgenommen. Dies betrifft für den niederländischen Fall z. B. die sog. Berenschot-Studie.³¹⁹

Darüber hinaus war in den Feedback-Bögen angemerkt worden, dass man sich über die von E-Bridge hinausgehende Beschreibung der Regulierungssysteme in anderen Ländern eine Ausarbeitung über die grundsätzlich mögliche Übertragbarkeit auf die deutschen Verteilernetzbetreiber gewünscht habe. Da sich die Netzbetreiberlandschaft zwischen den betrachteten Ländern und Deutschland stark unterscheidet, sollen mögliche Übertragungen auf Deutschland kritisch analysiert werden. In diesem Zusammenhang wurde von einem Netzbetreiber vorgetragen, dass u. a. die Zahl der Netzbetreiber und deren Heterogenität zu beachten sei. Hierzu sei angemerkt, dass die Übertragbarkeit auf die deutschen Verteilernetzbetreiber Teil des Gutachtenauftrages war und in Kapitel 5 des Gutachtens von E-Bridge ("Anwendbarkeit relevanter Regulierungsinstrumente im deutschen Regelungsrahmen") auch adressiert wird.

Insbesondere die hohe Anzahl der Verteilernetzbetreiber in Deutschland wird dabei in der Analyse berücksichtigt und z. B. die Anwendbarkeit von RIIO auf dieser Basis insgesamt kritisch beurteilt. Darüber hinaus ist festzuhalten, dass bei den Instrumenten, die die Bundesnetzagentur auf Basis der vorliegenden Analysen für prüfenswert hält, eine vertiefende Analyse auch hinsichtlich der Umsetzbarkeit an anderer Stelle im Bericht erfolgt.

Bei diesen Instrumenten handelt es sich um die Ist-Anpassung der Kapitalkosten (ggf. auch in Kombination mit einer Erhöhung der Frequenz der Durchführung von Benchmarkingverfahren), die Standardisierung der Kapitalverzinsung, die Einführung von Qualitätsberichten, den Efficiency-Carry-Over und die Erhöhung der Transparenz. Grundsätzlich hält die Bundesnetzagentur in der Gesamtschau der internationalen Erfahrungen eine Einführung dieser Instrumente für denkbar und prüfenswert.

³¹⁹ E-Brigde (2014): Internationale Regulierungssysteme, Endbericht vom 18.8.2014, S.45.

V Empfehlungen der Bundesnetzagentur

A Auftrag an ein reformiertes Regulierungssystem

In den Stromverteilernetzen ist ein erheblicher Ausbau- und Umstrukturierungsbedarf für die netzseitige Integration von EE-Anlagen erforderlich. Dieser liegt im zweistelligen Milliardenbereich (siehe Kapitel zu BMWi-Verteilernetzstudie (vgl. Kapitel IIIH2.1). Robuste, leistungsfähige Netze haben dabei oberste Priorität. Sie sind elementar für einen zeitnahen Anschluss von Erzeugungsanlagen, den Transport von Strom und eine stabile und hohe Versorgungsqualität. Die Aufgabe der Anreizregulierung wird es auch zukünftig sein, hier die richtigen Rahmenbedingungen für die notwendigen Investitionen zu setzen. Ein stabiles Regulierungssystem kann dabei die Risiken für Investoren und Finanzierer senken. Angesichts der für die kommenden Jahrzehnte zu erwartenden Investitionsvolumina bzgl. der Erweiterung und Umstrukturierung der Netze muss auch die Kostengünstigkeit bei der Erfüllung der Versorgungsaufgabe im Blick behalten werden. Durch verschiedene Studien werden deutliche Einsparpotenziale an konventionellem Netzausbau beziffert. Nur wenn diese gehoben werden, ist ein Anstieg der Netzentgelte politisch kommunizierbar und für den Netznutzer tragbar.

Die quantitativen Untersuchungen haben gezeigt, dass die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber gegeben ist und sich mit Einführung der ARegV ein positiver Effekt auf das Investitionsverhalten der Stromverteilernetzbetreiber ergeben hat. Dies muss auch bei einer noch höheren Belastung des Netzes und einer daraus folgenden Ausbaupflichtung so bleiben und ist eine Grundanforderung an ein System der Netzregulierung, das die Energiewende unterstützt und Versorgungssicherheit auch langfristig gewährleistet.

Überdies hat die Evaluierung ergeben, dass vom bestehenden System der ARegV zwar Anreize für Innovationen ausgehen, die auf eine Senkung der Kosten abzielen. Es muss jedoch befürchtet werden, dass diese Effizienzanreize nur kurzfristig wirken und hinsichtlich der langfristigen Freisetzung innovativer Potenziale Anreizdefizite bestehen. Die Notwendigkeit für eine Nachsteuerung in diesem Bereich gewinnt vor dem Hintergrund der Energiewende an Gewicht. Diese langfristigen Potenziale können nur gehoben werden, wenn das Regulierungssystem hier zielgerichtete Anreize setzt.

Vor diesem Hintergrund lassen sich der Auftrag an ein reformiertes Regulierungssystem und die damit verbundenen Zielsetzungen spezifizieren: Das reformierte Regulierungssystem sollte in der Lage sein, auch zukünftig die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber zu gewährleisten, damit die notwendigen energiewendebedingten Investitionen tatsächlich finanziert werden können. Gleichzeitig sollten die Effizienzanreize weiterhin dergestalt wirken, dass die Kosten auf ein notwendiges Maß beschränkt bleiben und die Akzeptanz für die Energiewende erhalten bleibt. Zentral ist zudem die Ausgestaltung von Anreizen, die das System dahingehend ausbalancieren, dass Netzbetreiber bei der Erfüllung ihrer Versorgungsaufgabe auch langfristig wirkende Innovationspotenziale heben. Dies sollte unter dem Primat der Technologieutralität erfolgen, indem die kostengünstigste Lösung honoriert wird. Schließlich ist es angesichts des immensen Ausbaubedarfes der Netze, den dafür notwendigen Netzentgeltsteigerungen und des stärker werdenden Interesses der Bevölkerung an den sie betreffenden Maßnahmen auch für die Regulierung zunehmend notwendig, ihr Vorgehen transparent und nachvollziehbar darzulegen.

Zur Erfüllung dieses Auftrags werden nachstehend zunächst modellunabhängige Anpassungen vorgestellt, die unabhängig von einem bestimmten Regulierungsansatz Vorteile gegenüber dem derzeitigen Stand versprechen.

Daran anknüpfend werden alternative denkbare Optionen skizziert, wie sich das Regulierungssystem stärker an den veränderten Rahmenbedingungen und dem geschilderten Auftrag orientieren könnte. Dabei ist zu beachten, dass nicht alle der vorgestellten Modelle den vorstehenden Anforderungskatalog in gleichem Maße erfüllen. Je nach Modell erfolgt eine Schwerpunktsetzung im Hinblick auf die oben genannten Ziele.

B Modellunabhängige Anpassungen

In diesem Abschnitt werden Empfehlungen zur Anpassung des Regulierungssystems zusammengefasst, die durch die Bundesnetzagentur unabhängig von möglichen strukturell tiefergreifenden Modellempfehlungen angeregt werden. Die Handlungsempfehlungen werden in den Abschnitten 1 bis 11 dieses Kapitels näher erläutert und einer umfassenden Bewertung bzw. Abwägung unterzogen. An dieser Stelle werden die konkreten Empfehlungen aus den Befundkapiteln als knapper Katalog zusammengefasst.

1. Personalzusatzkosten

1.1 Zusammenfassung Befunde

Die bestehende Regelung des § 11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV zu den Personalzusatzkosten wird von vielen Seiten aus ganz verschiedenen Gründen als reformbedürftig angesehen. Die wesentlichen Problemstellungen lassen sich wie folgt kurz zusammenfassen:

Die Regelung beeinflusst unternehmerische Entscheidungen, eine Leistung selbst oder durch Dritte erbringen zu lassen. Auch wirkt sich aus, dass nicht alle Unternehmen Personalzusatzkosten und Versorgungsleistungen, die unter die Regelung fallen können, geltend machen. Bei den Unternehmen, die Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen als dnbK geltend machen, gibt es große Unterschiede im Niveau.

Ein erheblicher Streitpunkt ist die Frage, ob Personalzusatzkosten nur dann als dauerhaft nicht beeinflussbar einzustufen sind, wenn diese originär beim Netzbetreiber entstanden sind oder ob auch Personalzusatzkosten, die in Dienstleistungsentgelten enthalten sind, hiervon erfasst sind. Hierdurch werden Netzbetreiber, die viel oder wenig Personal im Netzbetrieb selbst beschäftigen, unterschiedlich behandelt.

Die getroffene Stichtagsregelung lähmt derzeit Weiterentwicklungen von betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen, die zum Beispiel bei der Neu- oder Ausgründung von Netzbetreibern oder durch andere Anforderungen an die Beschäftigten notwendig werden können und ist in jedem Fall zu adressieren.

1.2 Zusammenfassung der Lösungsmöglichkeiten

Zur Auflösung der dargestellten Probleme sind verschiedene Änderungen der bestehenden Regelung möglich, die in den anstehenden politischen Diskussionen noch vertieft bewertet werden müssen. In Betracht kommen, z. B. die Umwidmung der heute als `dauerhaft nicht beeinflussbar` geltenden Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen in `beeinflussbare` Kosten, die Pauschalierung der Ansätze oder der Bestandsschutz historischer Positionen durch ein Einfrieren der Summen und eine langfristige Umwandlung der dnbK-Position.

Die Arbeitnehmerseite schlägt teilweise die ersatzlose Streichung des Stichtags vor. Die schlichte Abschaffung des Stichtags stellt aus Sicht der Behörde keine Lösung dar. In der Wirkung würde damit die Übergangsregelung zu einer Dauerregelung. Es käme zu einem Eingriff in das Kräfteverhältnis der Tarifparteien, da der übliche, wettbewerbliche Mechanismus der Kostenorientierung für entsprechende Forderungen entfiel. Denn dadurch, dass solche Kosten direkt an die Netznutzer durchgereicht würden, könnte solchen Forderungen von Arbeitgeberseite in den entsprechenden Tarifverhandlungen nur schwer

entgegen getreten werden. Darüber hinaus birgt eine solche Regelung den Anreiz der Umwidmung von Lohnbestandteilen in Kategorien der Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen.

Daher sollte jede Neuregelung des Stichtags dem Verordnungsgeber die Möglichkeit eröffnen, die Entwicklung der Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen in der Branche zu betrachten und über eine Verlängerung einer Regelung in angemessenen Abständen neu zu entscheiden.

Bei einer Lösung mit Beibehaltung einer Kostenposition für Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen als dnbK wäre in der ARegV in jedem Falle klarzustellen, dass sich diese Kosten an Personalkosten der Netzbetreibergesellschaft orientieren oder eine andere rechtssichere Abgrenzung von Arbeitsverhältnissen zu schaffen ist, die sicherstellt, dass Personalzusatzkosten, die in Dienstleistungsentgelten von Dritten (z. B. dem Tiefbauunternehmen) enthalten sind, von der Regelung nicht erfasst werden.

2. Regulierungskonto

2.1 Zusammenfassung Befunde

Das Regulierungskonto sieht in seiner derzeitigen Ausgestaltung keinen zeitnahen Ausgleich von Minder- oder Mehrerlösen als Regel vor, sondern erst zu Beginn einer neuen Regulierungsperiode. Zudem bestehen im Rahmen des Ausgleichs der Salden des Regulierungskontos bzw. der Anpassung der Netzentgelte diverse Sonderregelungen und spezielle Ausnahmen. Insgesamt sind die Regelungen zwar einerseits detailliert, andererseits aber so komplex, dass viele Sachverhalte zweifelhaft bleiben. So ließ sich feststellen, dass trotz eines zusätzlichen gemeinsamen Leitfadens der Regulierungsbehörden zu den Regelungen des Regulierungskontos die Netzbetreiber ein sehr unterschiedliches Verständnis von den Regelungen hatten und es damit zu verschiedenen Auslegungen und unterschiedlichen Anwendungen in der Praxis kam.

Hinzu kommt, dass sowohl für die Regulierungsbehörden als auch für die Netzbetreiber eine zeitnahe, verbindliche und abschließende Prüfung von Minder- oder Mehrerlösen nicht möglich ist, sondern diese abschließende Prüfung zum Teil sogar in die jeweils übernächste Regulierungsperiode verschoben wird.

Die finale Festlegung der Erlösobergrenzen kann zudem derzeit erst nach Feststellung des Regulierungskontos erfolgen. Die aktuelle Regelung und Verwaltungspraxis des Regulierungskontos ist damit maßgeblich für die Verzögerungen der Festlegung der Erlösobergrenzen mit verantwortlich.

Aufgrund der oben genannten Schwierigkeiten wird eine einfachere, zeitnahe und abschließende Regelung benötigt.

2.2 Zusammenfassung Empfehlungen

Eine einfachere, zeitnahe und abschließende Anpassung der Regelungen zum Regulierungskonto ist möglich, soweit man hinsichtlich der Ausschüttung der Minder- oder Mehrerlöse im Kern zur früheren periodenübergreifenden Regelung gemäß Gas- bzw. Strom NEV zurückkehrt. Dabei ist dann wie bisher ein jährlicher Minder- oder Mehrerlösabgleich der zulässigen Erlöse mit den erzielbaren Erlösen durchzuführen.

In der jetzigen Regelung wird die positive oder negative Differenz zunächst nur verbucht und erst zu Beginn einer neuen Regulierungsperiode in der Erlösobergrenze berücksichtigt. Es wird vorgeschlagen, diese

Differenz als dreijährige Annuität (dieser Zeitraum ist aus der Regelung zur periodenübergreifenden Saldierung bekannt und bewährt) bei der Anpassung der Erlösobergrenzen zu berücksichtigen.

Die Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund der dreijährigen Saldierung von Mehr- bzw. Mindererlösen wird vom Netzbetreiber vorgenommen und von den Regulierungsbehörden ex-post überprüft. Die Saldierungsbeträge sind ebenfalls abweichend von der bisherigen Rechtslage nicht mehr Teil der neu festzulegenden Erlösobergrenzen zu Beginn der Regulierungsperiode, so dass diese Verfahren hierdurch zeitlich nicht belastet werden.

3. Vereinfachtes Verfahren

3.1 Zusammenfassung Befunde

Im Rahmen der Evaluierung haben sich Befunde für erlösseitige materielle Besserstellungen der Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren gegenüber den Netzbetreibern im Regelverfahren gezeigt (siehe Kapitel III G4). Diese materiellen Besserstellungen und die Vereinfachungen können Entscheidungen behindern, zu ansonsten effizienten Netzzusammenschlüssen zwischen kleinen Netzbetreibern zu kommen oder Entscheidungen begünstigen, Netze aufzuspalten. Materielle Besserstellungen sollten deshalb abgebaut werden.

Die Notwendigkeit der Korrektur ergibt sich insbesondere hinsichtlich der Pauschale für dnbK. So fallen die dnbK im Ausgangsniveau der Netzbetreiber im Regelverfahren (deutlich) niedriger aus als der derzeitige Pauschalwert für dnbK für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren mit 45 %. Außerdem besteht der wesentliche Teil der dnbK im Durchschnitt aus vorgelagerten Netzkosten und vermiedenen Netzentgelten (nur Strom) und fällt je Netzbetreiber sehr unterschiedlich aus.

3.2 Zusammenfassung Empfehlungen

Es wird daher empfohlen, im vereinfachten Verfahren die vorgelagerten Netzkosten und die vermiedenen Netzentgelte (nur Strom) netzbetreiberindividuell in der Erlösobergrenze abzubilden und nur noch einen Pauschalwert für die restlichen dnbK anzusetzen. In Anlehnung an das Regelverfahren kann dieser Pauschalwert rund 5 % (großzügig gerundete Erfahrungswerte aus Regelverfahren) betragen (Option 1) oder es erfolgt ein Rückgriff auf den tatsächlichen Durchschnittswert der Vorperiode im Regelverfahren (Option 2).

4. Effizienzvergleich

4.1 Zusammenfassung Befunde

Die Analysen der Bundesnetzagentur haben ergeben, dass in den letzten Jahren eine Verbesserung der Effizienz der Netzbetreiber zu beobachten ist. Gleichzeitig hat die Streuung der Effizienzwerte deutlich abgenommen, was bedeutet, dass sich die Effizienz der Netzbetreiber im Zeitablauf einander annähert. Diese Analyseergebnisse entsprechen den theoretischen Überlegungen und Erwartungen, die mit der Einführung einer Anreizregulierung verbunden sind.

Gleichzeitig hat sich gezeigt, dass mit den in der Verordnung verankerten Effizienzvergleichsverfahren ein funktionierendes System zur Effizienzmessung eingeführt wurde. Das zeigt sich auch daran, dass die

Durchführung der Effizienzvergleiche durch die Bundesnetzagentur vom Bundesgerichtshof vollumfänglich bestätigt wurde.

Gleichwohl hat die Bundesnetzagentur Themengebiete identifiziert, bei denen aus ihrer Sicht Handlungsbedarf im Hinblick auf die zukünftige Durchführung des Effizienzvergleichs besteht. Dies geschieht vor allem vor dem Hintergrund eines in den kommenden Jahren zu erwartenden überdurchschnittlich hohen Investitionsaufkommens, weswegen dem Anreiz, das investierte Kapital effizient einzusetzen, eine besondere Bedeutung zukommt.

4.2 Zusammenfassung Empfehlungen

Die vorzunehmende Auswahl der Vergleichsparameter für die Effizienzvergleiche sollte zukünftig ausschließlich auf Basis qualitativer, analytischer, ingenieurwissenschaftlicher oder statistischer Methoden durchgeführt werden. Die Forderung der Branche nach Pflichtparametern gefährdet die Zuverlässigkeit des Effizienzvergleichs in Zeiten sich wandelnder Versorgungsaufgaben und behindert die passgenaue Abbildung der Unterschiede zwischen den Netzbetreibern.

Zur besseren Berücksichtigung der Unterschiedlichkeit der miteinander zu vergleichenden Netzbetreiber soll vermehrt die Möglichkeit genutzt werden, zukünftig in den beiden anzuwendenden Vergleichsmethoden Vergleichsparameter in unterschiedlichen Spezifikationen zu verwenden. So können die spezifischen Eigenschaften der Methoden besser genutzt werden, um die Heterogenität der Netzbetreiber noch besser abbilden zu können. Dabei sollen grundsätzlich die gleichen Vergleichsparameter zur Anwendung kommen.

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt, im Rahmen der DEA-Modellierung zukünftig mit der Spezifikation konstanter Skalenerträge zu rechnen. Durch diese Spezifikation wird die Effizienz aller Netzbetreiber - unabhängig von ihrer Größe - am effizientesten Verhältnis von Input zu Output aller Netzbetreiber gemessen, welches für alle Netzbetreiber als konstant angesehen wird. Somit wird der Effizienzdruck, Kostensenkungspotenziale zu heben oder den Output zu erhöhen, für alle Netzbetreiber gleichermaßen gelten.

Hinsichtlich der durchzuführenden Ausreißeranalyse beabsichtigt die Bundesnetzagentur, bei der zukünftigen Durchführung der Effizienzvergleiche den Einfluss von Unternehmen, für welche ein "extremer" Wert der Cook's Distance - also ein besonders starker Einfluss - ermittelt wird, besonders zu analysieren und ggfs. vom allgemeinen Effizienzvergleich auszuschließen. Eine automatische Eliminierung der identifizierten Ausreißer erscheint nicht sachgerecht.

Die Bundesnetzagentur schlägt weiterhin vor, einen Prüfauftrag zur Anwendbarkeit der stoNED-Methode als Ersatz bzw. Ergänzung der bisherigen Methoden DEA und SFA in die ARegV aufzunehmen.

Die Darstellung der Handlungsempfehlungen entspricht den Empfehlungen aus Kapitel IIID.

5. Aufteilung der Erlösbergrenzen bei Teilnetzübergängen

5.1 Zusammenfassung Befunde

Wird ein Teil eines Netzes aus dem bisherigen Netzgebiet eines Netzbetreibers herausgelöst und auf einen anderen Netzbetreiber übertragen, müssen auch die Erlösbergrenzen der beteiligten Netzbetreiber

entsprechend angepasst werden. Da derzeit und in naher Zukunft viele Konzessionsverträge auslaufen, steigt die Anzahl der durch die Regulierungsbehörden zu bearbeitenden Teilnetzübergänge. Insbesondere im Strombereich konnte über eine Vielzahl der bereits vorliegenden Anträge noch nicht oder erst mit Verspätung entschieden werden, da größtenteils keine übereinstimmenden Antragsunterlagen der beteiligten Netzbetreiber vorlagen bzw. vorliegen. Dies führt in der regulatorischen Praxis zu erheblichen Verzögerungen der weiteren Prozesse im Rahmen der ARegV. Auch das Verfahren des Konzessionswechsels wird verzögert, da die Erlösobergrenze für die Ermittlung des Kaufpreises für das Netz von essentieller Bedeutung ist.

5.2 Zusammenfassung Empfehlung

Die Bundesnetzagentur empfiehlt, dass die Regulierungsbehörden die Neufestlegung der Erlösobergrenzen bei Teilnetzübergängen für den Rest der Regulierungsperiode von Amts wegen vornehmen. Dazu brauchen die Behörden einen rechtssicheren Aufteilungsmaßstab in den gesetzlichen Grundlagen. Die Bundesnetzagentur empfiehlt die Schaffung eines erlös-basierten Aufteilungsmaßstabs in der ARegV. Bei dem erlös-basierten Aufteilungsmaßstab erfolgt die Aufteilung der kalender-jährlichen Erlösobergrenzen anhand der in den jeweiligen Netzteilen anfallenden Verbrauchsmengen. Diese werden mit den entsprechenden Positionen des Netzentgelt-Preisblatts des abgebenden Netzbetreibers multipliziert, um den zu übertragenden Erlösanteil zu ermitteln. Einer einvernehmlichen Lösung zwischen den Parteien wäre jedoch auch in dem zu schaffenden System der Vorrang einzuräumen. Diese hätte aber innerhalb einer angemessenen Frist, z. B. von 6 Monaten, zu erfolgen.

Eine umfassendere Darstellung der Befunde sowie eine ausführliche Diskussion des Lösungsansatzes findet sich im Kapitel 6.

6. Transparenz

6.1 Zusammenfassung Befunde

Im Rahmen des Evaluierungsprozesses wurden Gespräche mit Stakeholdern durchgeführt, die sich mit der Investition in und Finanzierung von Strom- und Gasnetzen beschäftigen. Dabei wurden neben der Stabilität des Regulierungsrahmens auch die Transparenz und Nachvollziehbarkeit des Regulierungsprozesses thematisiert.

Zentrale Ergebnisse waren dabei:

- Die Veröffentlichung unternehmensbezogener Daten wird zum Teil als unzureichend bemängelt (bspw. bzgl. der Bestimmung der Erlösobergrenzen und des Effizienzvergleichs).
- Die Informationsbereitstellung zum Regulierungssystem und -prozess durch die Bundesnetzagentur wird als defizitär wahrgenommen. Es wurde bspw. angemerkt, dass auf den Internetseiten der Bundesnetzagentur eine grundlegende Darstellung des Regulierungssystems und seiner Funktionsweise fehle. Auch seien die dort bereitgestellten Informationen zu laufenden Verfahren und Entscheidungen der Bundesnetzagentur nicht immer ausreichend und aktuell.
- Bei der Nachvollziehbarkeit des Regulierungsprozesses sahen einige Gesprächspartner Defizite. Zwar wurde anerkannt, dass im regulatorischen Rahmen nicht jedes Detail im Voraus geregelt werden sollte, um der Regulierungsbehörde die notwendige Flexibilität im Einzelfall zu lassen. Aufgrund des Umstandes, dass Dritte wie z. B. Banken oder Eigenkapitalgeber keinen direkten Einblick in die

Entscheidungsprozesse haben, sei es für sie aber kaum möglich nachzuvollziehen, welche Auslegungsgrundsätze in der Praxis angewendet würden und ob diese in allen Einzelfallentscheidungen einheitlich angewendet würden.

6.2 Zusammenfassung Empfehlungen

Um die Zugänglichkeit des Regulierungssystems zu verbessern, sollte die Bundesnetzagentur grundlegende Informationen zur Funktionsweise des Regulierungssystems und zu häufig gestellten Fragen in deutscher und englischer Sprache auf ihrer Internetseite zur Verfügung stellen.

Hinsichtlich der unternehmensbezogenen Daten gibt es derzeit eine Vielzahl von Veröffentlichungspflichten. Zur Schaffung von mehr Transparenz sollten klare Rechtsgrundlagen geschaffen werden, u. a. auch folgende Informationen in nicht anonymisierter Form zu veröffentlichen:

- die im Effizienzvergleich verwendeten Strukturparameter,
- die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile als Gesamtbetrag,
- die kalenderjährliche Erlösbergrenze,
- der genehmigte Erweiterungsfaktor als Gesamtbetrag
- und die Versorgungsunterbrechungen i. S. d. § 20 Abs. 1 ARegV.

Daneben sollte geprüft werden, ob veröffentlicht werden kann, wie lange einzelne Netzbetreiber für die Bearbeitung von Netzanschlussbegehren benötigen.

Die Bundesnetzagentur sollte auch prüfen, inwiefern Auslegungsgrundsätze und, wo sinnvoll, beispielhafte Berechnungen zu den oben genannten Punkten öffentlich verfügbar gemacht werden können. Dies betrifft insbesondere die Ermittlung der Kapitalkosten und der Ausgangsbasis für die Erlösbergrenzen.

Eine umfassendere Darstellung der Befunde sowie eine ausführlich Diskussion des Lösungsansatzes findet sich im Kapitel III F.

7. Pauschalisierung der Kapitalkosten

7.1 Zusammenfassung Befunde

Im Rahmen der Evaluierung der ARegV ist durch die Bundesnetzagentur die Möglichkeit geprüft worden, das derzeitige System der Vergütung der Kapitalkosten aus Gründen der Verwaltungsvereinfachung sowie aus Anreizgründen stärker zu pauschalisieren. Folgende Aspekte wurden dabei berücksichtigt:

Sicherheit und Transparenz für Investoren: Eine Pauschalisierung erhöht die Sicherheit und die Transparenz für Investoren. Die Kapitalverzinsung wäre durch Investoren einfacher berechenbar und längerfristig prognostizierbar.

Vereinfachung der Prüfung für die Unternehmen und die Bundesnetzagentur: Je nach Ausgestaltung einer Pauschalisierung der Kapitalverzinsung entfällt eine netzbetreiberindividuelle Prüfung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens, der effizienten Höhe der Fremdkapitalzinsen und des Abzugskapitals.

Anreizwirkung: Ein pauschaler Ansatz schafft Möglichkeiten für Netzbetreiber, sich nach unternehmerischen Gesichtspunkten zu optimieren und so auch Zusatzgewinne zu erzielen.

Neben diesen Zielen weist die Bundesnetzagentur darauf hin, dass bei den im Rahmen der Evaluierung diskutierten Modellen, die einen jährlichen Abgleich der Kapitalkosten vorsehen, zumindest für Neuinvestitionen sowie als Vergleichsmaßstab ein pauschaler Zins zur Anwendung käme, da die Anpassung der Kapitalkosten in diesen Systemen auf Basis eines standardisierten Mischzinssatzes erfolgen würde. Die Nicht-Anwendung des gleichen Zinssatzes bei der Bestimmung der Erlösobergrenze hätte zur Folge, dass sich die Verzinsung einer Investition im Zeitablauf ändern würde. Zudem sei darauf hingewiesen, dass durch eine stärkere Pauschalisierung eine Gleichbehandlung von Pächter- und Verpächterkonstellationen erreicht werden kann.

7.2 Zusammenfassung Empfehlungen

Eine Umstellung des Systems wird u. a. aufgrund der von Seiten der Netzbetreiber geäußerten Bedenken derzeit von der Bundesnetzagentur nicht empfohlen.

Gleichwohl wird eine Pauschalisierung der Kapitalverzinsung von der Bundesnetzagentur nicht aus systematischen Gründen abgelehnt, da von diesem Vorschlag eine deutliche Steigerung der Transparenz und eine Vereinfachung der Ermittlung der kalkulatorischen EK-Verzinsung ausgehen würden.

Sondersachverhalte wie z. B. ein hohes Umlaufvermögen aufgrund gesetzlicher Verpflichtungen ließen sich im Rahmen einer Umstellung der Kapitalverzinsung voraussichtlich berücksichtigen. Eine Entwertung von Anlagen durch eine Umstellung vom Nettosubstanzerhalt auf die Realkapitalerhaltung ist dabei nicht zwingend mit einer Pauschalisierung der Kapitalverzinsung verbunden und wird auch von der Bundesnetzagentur nicht angestrebt.

Eine umfassendere Darstellung der Befunde sowie eine ausführlichere Diskussion der Handlungs- und Ausgestaltungsalternativen findet sich in Kapitel III G10 III A.

8. Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor

8.1 Zusammenfassung Befunde

Die Berücksichtigung eines generellen sektoralen Produktivitätsfaktors als Korrektiv zur allgemeinen Geldwertentwicklung in der Erlösobergrenzenformel ist sachlich gerechtfertigt, da sich die Produktivitätsentwicklung in der Netzbranche deutlich von anderen Branchen unterscheiden kann.

8.2 Zusammenfassung Empfehlungen

Hinsichtlich des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors schlägt die Bundesnetzagentur vor, mithilfe gutachterlicher Unterstützung die unterschiedlichen Methoden zur Berechnung zu analysieren und vor Beginn der dritten Regulierungsperiode die zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors notwendigen Daten zu erheben.

Die Bundesnetzagentur schlägt vor, es bei der derzeitigen Regelung zum Produktivitätsfaktor zu belassen. Diese beinhaltet einen ergebnisoffenen Ermittlungsauftrag an die Regulierungsbehörden und bietet damit hinreichende Möglichkeiten, die unterschiedliche Produktivitätsentwicklung gegenüber der

gesamtwirtschaftlichen Produktivität, positiv wie negativ, zu erfassen und auch die unterschiedliche Entwicklung des Einstandspreisniveaus gegenüber der allgemeinen Teuerung abzubilden.

9. Instrumente zur Steigerung der Innovationstätigkeit

9.1 Zusammenfassung Befunde

Der Befund zu Innovationen deutet darauf hin, dass im gegenwärtigen Anreizregulierungsregime eher kurzfristige Effizienzreize gesetzt werden. Für Netzbetreiber ist es demnach in der Regel sinnvoller, mit kurzfristigen Maßnahmen ihre Effizienz zu steigern, als Maßnahmen zu ergreifen, die über mehrere Perioden hinweg zu Effizienzsteigerungen führen.

In den Abschnitten IIIC3.1 und IIIC3.2 wurden mit dem Efficiency-Carry-Over und dem Bonussystem zwei Instrumente vorgestellt, die an dieser Stelle ansetzen. Diese sollen dem Umstand entgegenwirken, dass sämtliche Kosteneinsparungen der Unternehmen mit der Erlösbergrenzenfeststellung für die folgende Regulierungsperiode vollständig abgeschöpft werden. Auch sollen Anreize dahingehend gesetzt werden, dass der Netzbetreiber seine Effizienz über die aus dem Effizienzvergleich resultierende Effizienzgrenze hinaus steigert.

Diese beiden Instrumente können nur alternativ zueinander eingeführt werden. Sie sind auf die jeweiligen Spezifika der in Abschnitt C dieses Kapitels vorgestellten Modelle anzupassen.

9.1.1 Bonus

Investitionen, etwa in innovative und damit für sich betrachtet teurere Technologien, die kurzfristig zu höheren Kosten und geringeren Gewinnen führen, jedoch mittel- bis langfristig zu Effizienzsteigerungen führen, lohnen sich im aktuellen System unter Umständen nicht. Entfaltet diese Investition in einer zukünftigen Regulierungsperiode ihre Wirkung, kann die Effizienz eines Unternehmens über die bestehende Effizienzgrenze hinaus steigen. Zwar würde es im Effizienzvergleich als effizient eingestuft und erhielte dementsprechend einen Effizienzwert von 100 %. Der Netzbetreiber erreicht also mittel- bis langfristig zwar einen Effizienzwert von 100 % und damit die vollständige Berücksichtigung seiner anerkannten Kosten. Das bedeutet gegenwertig jedoch, dass dieser Netzbetreiber in der nächsten Regulierungsperiode auf seine effizienten Kosten "ingerastet" wird. Er kann somit keine weiteren Gewinne aus der bereits getätigten Investition und der daraus generierten Effizienzsteigerung erwirtschaften. Folglich bestehen im aktuellen ARegV-Regime wenig Anreize, innovative Investitionen mit mittel- bis langfristiger Wirkung durchzuführen.

Durch die Einführung eines Bonussystems kann dieses Problem reduziert werden. Zudem hat sich die Effizienz der Netzbetreiber in den ersten beiden Regulierungsperioden angeglichen. Dadurch besteht die Gefahr, dass die Branche an Dynamik verliert. Der Effizienzvergleich in der herkömmlichen Form vermag das nicht zu ändern. Durch die Einführung des Bonus werden neue dynamische Impulse gesetzt, sodass für die gesamte Branche weiterhin Effizienzreize bestehen.

Der Bonus führt zu einem entscheidenden Unterschied zum Status Quo für die effizienten Unternehmen. Im aktuellen System erhalten sie einen Effizienzwert von 100 % und sind Bestandteil der ermittelten Effizienzgrenze. Mit der Einführung des Bonussystems können Netzbetreiber auch mit einem Effizienzwert von 100 % einen Bonus erhalten. Dieser wird durch den Abstand des individuellen Netzbetreibers (oberhalb der Effizienzgrenze) zur Effizienzgrenze der übrigen effizienten Netzbetreiber (ohne den jeweils betrachteten,

individuellen Netzbetreiber) bestimmt. Aus dem Bonus wird ein Aufschlag auf die jeweilige Erlösobergrenze des effizienten Netzbetreibers ermittelt.

Der Bonus kann unter Verwendung der bereits etablierten Methode DEA berechnet werden. Die zweite bislang verwendete Methode SFA bliebe in ihrer aktuellen Form ohne Bonus erhalten. Durch diese Vorgehensweise wird kein Netzbetreiber im Vergleich zum aktuellen System schlechter gestellt.

Hinsichtlich der Verteilung des Bonus gibt es verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten. Denkbar wäre es, einen Anteil des ermittelten Bonus degressiv in die nächste Regulierungsperiode zu übertragen. Alternativ dazu gibt es die Möglichkeit, den Bonus annuitätisch zu verteilen. In einem System mit fünfjährigen Regulierungsperioden erscheint eine degressive Verteilung sinnvoller, während in einer zweijährigen Regulierungsperiode die annuitätische Verteilung vorzugswürdig ist.

Zu den Umsetzungsdetails sei auf Abschnitt IIIC3 verwiesen.

9.1.2 Efficiency-Carry-Over

Mit einem Efficiency-Carry-Over sollen Anreize verstärkt werden, sich auch um längerfristig wirkende Effizienzsteigerungen zu bemühen. Damit sollten auch innovative Lösungen technologieneutral angereizt werden. Gleichzeitig kann der Efficiency-Carry-Over dazu beitragen, den Basisjahr-Effekt bzw. den Ratchet-Effekt zu reduzieren. Die grundsätzliche Vorgehensweise ist folgende: Ermittelt wird die Differenz zwischen den tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers im Basisjahr der nächsten Regulierungsperiode und der zulässigen Erlösobergrenze dieses Jahres. Diese Differenz entspricht dem Effizienzgewinn, den der Netzbetreiber gegenüber der vorgegebenen Erlösobergrenze im Basisjahr erwirtschaftet hat. Ein angemessener Anteil dieser Differenz wird als Bonus auf die folgende Regulierungsperiode angerechnet.

Wie bereits in Kapitel IIIC2.3 dargestellt, profitieren die Netznutzer ohne einen Efficiency-Carry-Over mit Beginn der neuen Regulierungsperiode von sämtlichen Kosteneinsparungen der Unternehmen, da die Effizienzgewinne vollständig abgeschöpft werden. Um in einem System mit Efficiency-Carry-Over auch die Netznutzer zeitnah an den Kosteneinsparungen von Effizienzsteigerungen zu beteiligen, wird vorgeschlagen, nur einen Teil des errechneten Effizienzgewinns als Bonus zu verteilen (bspw. 50 %). Die Verteilung in der folgenden Regulierungsperiode kann dabei auf unterschiedliche Weise erfolgen.

Zu den Umsetzungsdetails sei auf Abschnitt IIIC3 verwiesen.

9.2 Zusammenfassung Empfehlungen

Zur Verstärkung der Effizienz- und Innovationsanreize empfiehlt die Bundesnetzagentur entweder die Einführung eines Bonus- oder eines Efficiency-Carry-Over-Mechanismus.

Die Wahl eines Mechanismus ist abhängig von der gewählten Grundsystematik des Regulierungssystems. So bietet sich ein Efficiency-Carry-Over Mechanismus eher bei einer Anreizregulierung nach aktuellem Zuschnitt an. Ein Bonus-System kann flexibel sowohl bei der ARegV als auch bei Modellen nach Zuschnitt des Gesamtkostenmodells aus Abschnitt C3 eingesetzt werden.

10. Versorgungsqualität

10.1 Zusammenfassung Befunde

Insgesamt ist festzustellen, dass sich die Versorgungsqualität in Deutschland auf einem hohen Niveau befindet. Die Netzzuverlässigkeit der deutschen Stromnetzbetreiber gehört zu der besten Europas.

Allerdings beschränkt sich die Erhebung und damit die Beobachtung ausschließlich auf die Versorgungsunterbrechungen größer 3 Minuten gemäß § 52 EnWG, welche im Strombereich auch bereits reguliert werden.

10.2 Zusammenfassung Empfehlungen

In Zukunft sollte eine eigenständige Erhebung von Versorgungsunterbrechungen kleiner 3 Minuten erfolgen. Ob auf Basis der erfassten Werte eine Einbeziehung in die Qualitätsregulierung erfolgen sollte, ist abhängig vom Ergebnis der Auswertung.

Die Erhebung der Versorgungsunterbrechungen kleiner 3 Minuten wird dabei zu einem Mehraufwand führen.

11. Indikatorbasiertes Investitionsmonitoring

11.1 Zusammenfassung der Befunde

Die Befunde aus den Kapitel IIIA zum Investitionsverhalten und III E zur Versorgungsqualität machen deutlich, dass mittels aggregierter Daten bzw. der für die Evaluierung erhobenen überwiegend kaufmännischen Daten keine robuste Bewertung der Angemessenheit des Investitionsverhaltens vorgenommen werden kann. Dies gilt insbesondere für die Angemessenheit des Investitionsverhaltens in Hinblick auf die Versorgungsqualität. Eine abschließende Bewertung der Wirkung von Investitionen auf die Versorgungsqualität ist im Rahmen der Evaluierung nicht möglich gewesen.

11.2 Zusammenfassung der Empfehlungen

Die Bundesnetzagentur schlägt daher die Einführung eines einfachen Indikatorsatzes zur Investitionstätigkeit vor. Die in den Indikatorsatz eingehenden Daten sollen jährlich erhoben werden, soweit sie nicht ohnehin verpflichtend gemeldet werden (bspw. im Rahmen des Monitoring-Berichts, der Kostenprüfung oder anderer Auflagen zur Datenlieferung). Der Indikatorsatz soll in Abstimmung mit der Branche entwickelt werden.

Der Indikatorsatz soll sowohl input- wie auch outputseitige Kennziffern enthalten. Inputseitig kämen ggf. einzelne Kennziffern aus dem Kapitel IIIA zur Bewertung des Investitionsverhaltens in Frage. Outputseitig könnten verschiedene Kennzahlen zur Bewertung der Versorgungsqualität Berücksichtigung finden, die teilweise bereits in Kapitel III E diskutiert werden.

Der Indikatorsatz soll dabei den folgenden Zwecken dienen:

- Schaffung einer Datenquelle, die perspektivisch zumindest eine regelmäßige deskriptive Untersuchung des Investitionsverhaltens ermöglicht.

- Indikatoren bzw. Kennzahlen für einzelne Unternehmen im Zeitablauf oder der Querschnitt der Indikatoren für ein Jahr können Indizien über auffallendes Investitionsverhalten liefern.
- Indikatorsystem als Aufgreifkriterium für vertiefenden Untersuchungsbedarf bei einzelnen Netzbetreibern (bspw. durch die zielgerichtete Abfrage von Investitionsberichten in Anlehnung an den bestehenden Bericht nach § 21 ARegV)

Der Erfassungsaufwand soll möglichst weit reduziert werden, indem die Anzahl der Indikatoren stark begrenzt und möglichst auf der Bundesnetzagentur bereits vorliegende Daten zurückgegriffen wird.

Eine umfassendere Begründung und Beschreibung der Handlungsempfehlung findet sich in Kapitel IIIB2.7.3.

C Modelle

In diesem Abschnitt werden Handlungsempfehlungen der Bundesnetzagentur beschrieben, die mit einem tiefergehenden Eingriff in die bisherige Regulierungssystematik als die in Abschnitt B dieses Kapitels beschriebenen modellunabhängigen Anpassungen einhergehen.

In Abschnitt 1 wird eine Weiterentwicklung der bisherigen ARegV hin zu einer ARegV 2.0 skizziert. Änderungen ergeben sich hier im Wesentlichen bei der Ausgestaltung des Erweiterungsfaktors und bei Instrumenten zur Steigerung der Innovationstätigkeit.

Der daran anschließende Abschnitt 2 beschreibt den Ansatz einer Differenzierung zum Modell ARegV 2.0. Besonders von der Energiewende betroffenen Netzbetreibern soll ein zusätzliches Regulierungsinstrument zur Abbildung ihrer spezifischen Situation eröffnet werden. Die damit angelegte Differenzierung des Grundmodells soll durch die Anwendung objektiver Kriterien auf eine geringe Anzahl von Netzbetreibern begrenzt bleiben.

Eine stärkere Abweichung von der bisherigen ARegV ist der in Abschnitt 3 beschriebene Gesamtkostenabgleich mit Bonus. Bei diesem Modell kommt es zu einer weitgehenden Ablösung vom bislang praktizierten Budgetansatz der ARegV. Stattdessen werden die Kosten des Netzbetreibers in regelmäßigen Abständen bestimmt und einem umfassenden Benchmarking unterzogen. Dabei sollen besonders effiziente Netzbetreiber einen Effizienzwert von mehr als 100 % und damit einen Bonus erhalten können.

Die Handlungsoption Kapitalkostenabgleich aus Abschnitt 4 greift auf das Konzept der hessischen Landesregulierungsbehörde (Kapitalkostendifferenz) zurück. Es findet eine regelmäßige Überprüfung der Kapitalkosten und entsprechende Anpassung der Erlöse statt. Der Sockeleffekt aus der bestehenden Anlagensubstanz wird hier zur Finanzierung von Ersatzinvestitionen nicht benötigt und daher abgeschöpft. Das Benchmarking wird weitgehend analog zur bisherigen Praxis weitergeführt, jedoch ist hier eine zusätzliche Justiergröße vorzusehen.

Alle hier vorgestellten Handlungsoptionen sind als Alternativen zu betrachten und jeweils geeignet, dem angestrebten Zielkanon aus Sicherung der Investitionsfähigkeit, Steigerung der Effizienz, Sicherung der Innovationsfähigkeit und Handhabbarkeit zu genügen. Die Stärken und Schwächen eines jeden Ansatzes sind in den einzelnen Zieldimensionen unterschiedlich ausgeprägt.

Die nachfolgenden Abschnitte beschreiben und bewerten die Handlungsoptionen. Eine abschließende Einschätzung findet sich im Fazit zu diesem Kapitel in Abschnitt D.

1. ARegV 2.0

1.1 Grundkonzept und wesentliche Merkmale

1.1.1 Grundkonzept

Mit dem Modell ARegV 2.0 sollen zusammengefasst folgende Ziele erreicht werden:

- „Sicherung der Investitionsfähigkeit“ durch Abbildung der Energiewende ohne Zeitverzug und Erhöhung der Treffgenauigkeit des Erweiterungsfaktors
- Setzen von "Effizienzreizen" und "Freisetzung langfristig wirksamer innovativer Potenziale" durch Einführung eines Efficiency-Carry-Over oder eines Bonussystems

Aus den in den Kapiteln IIIA und IIIC aufgezeigten Befunden ergibt sich bei der ARegV Verbesserungspotenzial beim Erweiterungsfaktor hinsichtlich der Investitions- und Innovationsfähigkeit. Durch die vorgeschlagenen Anpassungen sollen der Zeitverzug beim Erweiterungsfaktor abgeschafft und die angemessene Wirkweise des Instrumentes sichergestellt werden. Das Budget sollte für die Netzbetreiber auf der einen Seite auskömmlich sein, wenn sie ihre erhöhte Versorgungsaufgabe effizient umsetzen. Auf der anderen Seite sollte das Budget aber auch nicht höher sein als notwendig. Mitnahmeeffekte, also Zusatzgewinne, die nicht aus einem effizienten Verhalten der Netzbetreiber resultieren, sollten so weit wie möglich vermieden werden.

Mit den Anpassungen wird auch der Heterogenität der Netzbetreiber besser Rechnung getragen.

Auch Innovationsförderung ist elementarer Bestandteil der ARegV 2.0. Es sollen zusätzliche Anreize für längerfristig wirkende Effizienzsteigerungen, auch durch innovative Lösungen, gesetzt werden. Hierzu wird ein Efficiency-Carry-Over oder als Alternative ein Bonus-System im Effizienzvergleich vorgeschlagen.

Das Grundmodell ARegV-Reform ist verknüpfbar mit der Option Differenzierung in ARegV 2.0.

1.1.2 Wesentliche Merkmale

Im Modell ARegV 2.0 werden Vorschläge zur Verbesserung der Angemessenheit des Erweiterungsfaktors, zur Abschaffung des Zeitverzugs sowie zu Modellen zur Steigerung langfristiger Effizienzreize gemacht.

Verbesserung der Angemessenheit des Erweiterungsfaktors

Die Verbesserung der Angemessenheit des Erweiterungsfaktors kann durch zwei alternative Ansätze erreicht werden: Zum einen durch die bessere Ermittlung von Kostentreibern und einen daraus errechneten Aufschlag auf die Erlösobergrenze (Alternative 1) oder eine bessere Berücksichtigung heterogener Netzgebiete (Alternative 2).

Alternative 1: Bessere Ermittlung von Kostentreibern und Aufschlag auf die Erlösobergrenze zur Verbesserung der Angemessenheit des Erweiterungsfaktors

Die Verbesserung der Angemessenheit des Erweiterungsfaktors soll durch eine bessere Ermittlung von Kostentreibern gewährleistet werden. Damit sollen ungerechtfertigte Unter- und Überdeckungen so weit wie möglich verhindert werden.

Die Erlöse aus dem Erweiterungsfaktor in seiner gegenwärtigen Ausgestaltung hängen von der individuellen Kostenstruktur des Netzbetreibers ab. Das hat zur Folge, dass Netzbetreiber mit einem eher alten Anlagevermögen oder einer effizienteren Kostenstruktur durch den Erweiterungsfaktor vergleichsweise niedrigere Anpassungsbeträge erhalten. Dies ist dadurch begründet, dass die spezifischen Kosten des Netzbetreibers zur Erbringung der Versorgungsaufgabe niedriger sind und eine Steigerung der Parameter demzufolge niedriger bewertet wird. Deshalb ergeben sich bei gleicher absoluter Änderung der Versorgungsaufgabe unterschiedliche Anpassungsbeträge.

Um diese Problematik zu beheben wurde eine Variante zur alternativen Berechnung von Erlösaufschlägen zur Deckung der Kosten durch Erweiterungsinvestitionen genauer untersucht. Dieser Ansatz knüpft an den Effizienzvergleich an, welcher zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers Vergleichsparameter bestimmt. Die dort identifizierten Parameter können demnach auch zur Beschreibung der Veränderung der Versorgungsaufgabe, wie es in § 10 ARegV sowie der Anlage 2 beschrieben ist, herangezogen werden. Dies steht auch im Einklang mit der Vorgehensweise, wie sie die Bundesnetzagentur im Bericht zur Einführung einer Anreizregulierung beschrieben hat. Dort wurde von einem Gleichklang der Parameter des Effizienzvergleichs und des Erweiterungsfaktors ausgegangen, was sich u. a. darin zeigt, dass die maßgeblichen kostentreibenden Parameter für den Effizienzvergleich, welche im Vorfeld dieses Berichtes über eine Kostentreiberanalyse identifiziert wurden (die Anzahl der Anschlusspunkte, die versorgte Fläche sowie die zeitgleiche Jahreshöchstlast), auch als Parameter zur Beschreibung der Veränderung der Versorgungsaufgabe herangezogen wurden.

Führt man diesen Gedanken konsequent fort, so bedeutet dies, dass

- die Versorgungsaufgabe durch die im Effizienzvergleichsmodell verwendeten Parameter maßgeblich definiert wird und dass
- eine Änderung der Versorgungsaufgabe durch eine Veränderung eben dieser zuvor identifizierten Vergleichsparameter abgebildet werden kann.

Durch die Verwendung der identifizierten Vergleichsparameter und die damit verbundene Schätzung der effizienten Kosten könnten so die effizienten Kosten der Veränderung der Versorgungsaufgabe in einer (oder mehreren) Dimension(en) bestimmt werden. Damit wird die absolute Veränderung der Versorgungsaufgabe für alle Netzbetreiber nunmehr gleich bewertet.

Das Ergebnis dieser alternativen Berechnung sollte statt eines Faktors als parametergestützter Aufschlag auf die Erlösobergrenze ausgestaltet werden. Zur Ermittlung der Veränderung der Versorgungsaufgabe werden die Parameter herangezogen, die im Effizienzvergleich zur Abbildung der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber verwendet werden. Erreicht wird dadurch eine bessere Konsistenz des Regulierungsmodells, indem in den beiden Instrumenten Effizienzvergleich und Erweiterungsfaktor die gleichen Parameter zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe angewandt werden.

Dadurch, dass in das Effizienzvergleichsmodell die Kosten und Vergleichsparameter aller Netzbetreiber im Regelverfahren eingehen, würde so letztlich die Erweiterung des Versorgungsgebietes an Hand der Kostenstruktur der gesamten Branche im Erweiterungsfaktor bewertet werden. Durch die große Datenbasis und die größere Anzahl an berücksichtigten Parametern wird das Berechnungsmodell genauer. Durch die geschilderte Vorgehensweise wird auch der Heterogenität der Netzbetreiber Rechnung getragen. Die derzeitige Regelung sieht vor, dass der Erweiterungsfaktor nicht kleiner als Null werden kann. Dies bedeutet, dass die Erlösobergrenze durch den Erweiterungsfaktor lediglich erhöht und nicht gesenkt werden kann, wenn sich die Versorgungsaufgabe verändert. Dies kann auch bei der zuvor beschriebenen Berechnungsweise gewährleistet werden.

Dieser Vorschlag sieht eine regelmäßige Überprüfung der Kostentreiber vor. Das Antragsverfahren bliebe erhalten, es fände also kein automatischer, zwangsläufiger Abgleich der Strukturparameter in jedem Jahr für alle Netzbetreiber statt. Allerdings könnte jede Erheblichkeitsprüfung in Hinblick auf Kosten und Strukturparameter wegfallen, um die Ermittlung des Aufschlages zu vereinfachen. Dies könnte dazu führen,

dass mehr Netzbetreiber einen Antrag stellen, was den Bearbeitungsaufwand bei der Bundesnetzagentur und den Landesregulierungsbehörden erhöhen würde. Jedoch wären lediglich die im relevanten Effizienzvergleich ermittelten bzw. aktualisierten Vergleichsparameter durch den antragsstellenden Netzbetreiber zu übermitteln und von der Regulierungsbehörde zu prüfen. Kostendaten müssten nicht mehr übermittelt und geprüft werden, was zu einer Vereinfachung des Verfahrens beiträgt.

Alternative 2: Bessere Berücksichtigung heterogener Netzgebiete zur Verbesserung der Angemessenheit des Erweiterungsfaktors

Von einzelnen Netzbetreibern wird vorgetragen, dass sehr heterogen geprägte Netzgebiete im Erweiterungsfaktor benachteiligt werden. Der Begriff der heterogenen Netzgebiete bezeichnet in diesem Zusammenhang Netze, mit denen ein Netzbetreiber sowohl städtische Gebiete mit einer hohen Lastdichte als auch ländliche Gebiete mit starkem Netzausbau versorgt. Der Erweiterungsfaktor in seiner aktuellen Form berücksichtigt grundsätzlich Parameterangaben, die sich auf die jeweiligen Netz- und Umspannebenen im Strombereich beziehen, er differenziert jedoch nicht nach der Heterogenität von Netzgebieten. Dieses Problem wird im vorstehenden Vorschlag zur "Erhöhung der Treffgenauigkeit durch bessere Ermittlung von Kostentreibern und Aufschlag auf die Erlösbergrenze" bereits berücksichtigt. Unter der Voraussetzung, dass diesem Vorschlag nicht gefolgt wird, wird folgende Änderung an den Regelungen zum Erweiterungsfaktor in der aktuellen Form empfohlen:

Die in der Festlegung der Beschlusskammer 8 enthaltenen Schwellenwerte zur Berücksichtigung der zusätzlichen Kosten bei verstärktem Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen können zu Ungenauigkeiten bei sehr heterogen geprägten Netzgebieten führen. Obwohl ein Netzbetreiber in einem Teilnetz hohe Erweiterungsinvestitionen vornehmen muss, kann die Betrachtung des gesamten Netzes dazu führen, dass der Schwellenwert entsprechend der Festlegung nicht überschritten wird, weil die Veränderung der Versorgungsaufgabe mit Blick auf das Gesamtnetz zu gering ist. Dieser Netzbetreiber würde also keine zusätzlichen Erlöse aus dem Erweiterungsfaktor erhalten.

Die Abbildung heterogener Netzgebiete im Erweiterungsfaktor kann dadurch verbessert werden, dass auf die Anwendung der Schwellenwerte in den Umspannebenen verzichtet wird. Hierdurch wird die Auswirkung zunehmender dezentraler Einspeisung auf die einzelnen Stationslasten unmittelbar berücksichtigt und nicht - wie derzeit geregelt - erst beim Vorliegen massiver Rückspeisungen in die vorgelagerten Netzebenen. Insofern ergibt sich auch eine bessere Abbildung heterogener Netzgebiete. Negative Auswirkungen für die Netzbetreiber gibt es an dieser Stelle nicht. Netzbetreiber, die den Schwellenwert sowieso überschreiten, erhalten dieselben Erlöse wie ohne diese Änderung.

Die Schwellenwerte der Festlegung für die Netzebenen Nieder- und Mittelspannung hingegen sollten beibehalten werden. Würde man diese Schwellenwerte abschaffen, würde jeglicher Zubau von dezentraler Erzeugung im Erweiterungsfaktor zu einer höheren Gewichtung der Einspeisepunkte und damit zu zusätzlichen Erlösen führen, obwohl dies nicht gerechtfertigt wäre. Bei der Festlegung der betroffenen Schwellenwerte wurde richtigerweise unterstellt, dass beim Zubau dezentraler Erzeugung in geringem Umfang keine zusätzlichen Kosten für den Netzbetreiber entstehen, die nicht über den herkömmlichen Erweiterungsfaktor nach Anlage 2 ARegV abgedeckt sind. Erst ab einem gewissen Grad an Zubau dezentraler Erzeugung ist zusätzlicher Netzausbau erforderlich, der über die Festlegung der Beschlusskammer 8 entsprechend berücksichtigt wird. Eine Abschaffung der Schwellenwerte beinhaltet somit das Risiko weitere Überdeckungen zu erzeugen.

Abschaffung des Zeitverzugs für den Erweiterungsfaktor

Alternative 1 (Istwerte): Der Zeitverzug kann hinsichtlich seiner Ertragswirkung eliminiert werden.

Dabei würde der jährliche Antrags- und Prüfungsprozess für den Erweiterungsfaktor gegenüber dem Status Quo weitgehend beibehalten. Der Erweiterungsfaktor würde weiterhin auf Basis von Istwerten zum Zeitpunkt der Antragstellung im Rahmen der bestehenden Fristen ermittelt. Bisher werden der Erweiterungsfaktor und die damit verbundene Anpassung der Erlösobergrenze allerdings erst für das Folgejahr berücksichtigt. Zukünftig könnte der Erweiterungsfaktor bereits für das Kalenderjahr, in dem der Antrag gestellt wird, angewendet werden. In diesem Fall könnte die Erlösobergrenze für das Jahr der Antragstellung nachträglich erhöht werden. Da die Entgelte nach Genehmigung des Erweiterungsfaktors aber erst im Folgejahr erlöswirksam angepasst werden können, wird die Anhebung der Erlösobergrenze für das Jahr der Antragstellung beim nachträglichen Erlösabgleich über das Regulierungskonto berücksichtigt.

Die durch den Zeitverzug entstandene Renditelücke würde so in zukünftigen Jahren barwertneutral ausgeglichen. (Diese Vorgehensweise gilt auch im Rahmen der vorgeschlagenen Änderungen zum Regulierungskonto.)

Alternative 2: Berücksichtigung von Planwerten mit nachträglichem Plan-Ist-Abgleich

Eine zweite Alternative besteht darin, die Beträge aus dem Erweiterungsfaktor als Planwerte in die Erlösgrenze einzubeziehen. Problematisch könnte in diesem Zusammenhang die hohe Komplexität des nachträglichen Abgleichs in den Fällen sein, in denen sich zwischenzeitlich die Struktur der Netze durch Netzübergänge geändert hat oder eine im Planansatz angenommene Überschreitung des Schwellenwertes in einer Netzebene nicht realisiert wird. Dieses Problem würde sich reduzieren, wenn dem vorgenannten Vorschlag zur Erhöhung der Treffgenauigkeit durch bessere Ermittlung von Kostentreibern durch einen Aufschlag auf die Erlösobergrenze gefolgt würde, da in diesem Fall keine Schwellenwerte notwendig sind und dieser Umstand beim Plan-Ist-Abgleich nicht berücksichtigt werden müsste.

Efficiency-Carry-Over oder Bonussystem als zusätzlicher Innovations- und Effizienzanzreiz

Um im System der ARegV langfristige Innovationsanreize zu schaffen, stehen zwei alternative Instrumente zur Verfügung. Über einen Efficiency-Carry-Over könnte ein Teil der Effizienzgewinne in die folgende Regulierungsperiode übertragen werden. Über ein Bonus-System im Effizienzvergleich könnten ebenfalls langfristig effiziente Netzbetreiber belohnt werden. Diese beiden Instrumente sind Alternativen und sollten nicht gemeinsam eingeführt werden. Umsetzungsdetails mit Vor- und Nachteilen sind in Abschnitt III C 3 beschrieben.

1.1.3 Änderungen zum Status Quo

Das Modell ARegV 2.0 ist eine evolutorische Weiterentwicklung der Anreizregulierung in Hinblick auf die energiewendebedingten Herausforderungen. In Hinblick auf den Erweiterungsfaktor würden zur Beschreibung einer Erhöhung der Versorgungsaufgabe die im Effizienzvergleich identifizierten Vergleichsparameter herangezogen. Alternativ wäre ein noch schwächerer Eingriff ein Verzicht auf Schwellenwerte für den Erweiterungsfaktor in den Umspannebenen. Darüber hinaus käme ein Bonus-System im Effizienzvergleich oder ein Efficiency-Carry-Over zur Anwendung.

1.2 Einschätzung Dritter

Das Modell wird prinzipiell als eine Weiterentwicklung des bestehenden Systems gewertet, das die Stabilität der Regulierungsbedingungen gewährleisten könne. Allerdings wird kritisiert, dass aus Sicht einiger Netzbetreiber bestehende Probleme bei Ersatzinvestitionen nicht gelöst würden. Die Bedingungen für Ersatzinvestitionen würden nicht verbessert, da das Modell lediglich auf Erweiterungsinvestitionen abziele. Zu den Ausführungen zur Investitionsfähigkeit von Ersatzinvestitionen kann an dieser Stellen auf Kapitel IIIA verwiesen werden.

Die Nutzung der im Effizienzvergleich identifizierten Parameter für die Beschreibung der Veränderung der Versorgungsaufgabe auch bei Erweiterungsinvestitionen wurde mit der Branche bisher noch nicht vertieft diskutiert. Die Treffgenauigkeit des Erweiterungsfaktors könnte durch die Anpassung von Schwellenwerten verbessert werden. Jedoch könne das Problem mangelnder Treffgenauigkeit hier nicht vollständig gelöst werden. Die Ansätze zur Beseitigung des Zeitverzugs beim Erweiterungsfaktor seien eine Verbesserung gegenüber dem Status Quo. Die Korrekturen tragen dazu bei, dass das Budget für die Netzbetreiber auskömmlich ist, wenn sie ihre erhöhte Versorgungsaufgabe effizient umsetzen. Auf der anderen Seite sollte das Budget aber auch nicht höher sein als erforderlich.

Ein Efficiency-Carry-Over wird aus Sicht der Branche als interessant wahrgenommen. Es kommt jedoch auf die konkrete Ausgestaltung an. Ein Bonus-System wurde in Zusammenhang mit dem Modell ARegV 2.0 noch nicht diskutiert.

1.3 Bewertung

1.3.1 Investitionsfähigkeit

Durch eine parameterbasierte Schätzung der effizienten Kosten der Veränderung der Versorgungsaufgabe oder eine stärkere Berücksichtigung der Heterogenität der Netzbetreiber durch Abschaffen der Schwellenwerte für die Umspannebene würde sich die Treffgenauigkeit des Erweiterungsfaktors erhöhen. Überdies liegen Vorschläge für eine Abschaffung des Zeitverzugs vor. Durch die vorgeschlagenen Anpassungen werden ohne Zeitverzug ausreichende Mittel für energiewendebedingte Investitionen zur Verfügung stehen. Die Heterogenität der Netzbetreiber würde besser berücksichtigt.

1.3.2 Effizienz

Hinsichtlich der im Erweiterungsfaktor intendierten Effizienzanreize entstehen durch die Anpassungen keine grundsätzlichen Veränderungen. Der Erweiterungsfaktor setzt durch seinen Budgetansatz weiterhin starke Effizienzanreize.

Ein Nachteil der derzeitigen Praxis ist darin zu sehen, dass der Erweiterungsfaktor auf effiziente wie ineffiziente Kosten wirkt und somit die Erlösbergrenze über das effiziente Maß hinaus erhöht wird. Auch ist die Höhe des Aufschlags von der ursprünglichen Höhe der Erlösbergrenze abhängig, was dazu führt, dass eine identische Erweiterung bei unterschiedlichen Netzbetreibern mit unterschiedlich hoher Erlösbergrenze zu unterschiedlichen Zuschlägen auf die Erlösbergrenze führt. Damit würden auch Netzbetreiber mit atypischem Sachanlagevermögen benachteiligt, das zu großen Teilen abgeschrieben ist, und die damit über eine geringe Bezugsbasis für den Erweiterungsfaktor verfügen.

Dieser Umstand lässt sich jedoch durch den oben formulierten Vorschlag zur Erhöhung der Treffgenauigkeit durch bessere Ermittlung von Kostentreibern heilen. Durch die in diesem Zusammenhang vorgeschlagene Ausgestaltung als parametergestützten Aufschlag auf die Erlösbergrenze wird weiterhin gewährleistet, dass eine identische Erweiterung zu einer für alle Netzbetreiber identischen Erhöhung der Erlösbergrenze führt.

1.3.3 Innovation

Da der Erweiterungsfaktor versucht, über exogene Parameter die Kosten der Erweiterungen zu budgetieren, setzt er grundsätzlich keine Anreize, bestimmte Technologien zu bevorzugen oder zu benachteiligen (Technologieneutralität). Vielmehr setzt er einen Anreiz, innovative Konzepte und Maßnahmen dort einzusetzen, wo sie gegenüber konventionellem Netzausbau kostengünstiger sind. Efficiency-Carry-Over oder ein Bonus-System sollten zusätzliche Anreize setzen, sich um langfristig wirksame Effizienzverbesserungen zu bemühen.

1.3.4 Handhabbarkeit

Der Erweiterungsfaktor wird seit 2009 angewandt. Die Antragsstellung seitens der Netzbetreiber und die Prüfung durch die Bundesnetzagentur sind bekannte Prozesse. Änderungen an der Handhabbarkeit des Erweiterungsfaktors sind durch die vorgeschlagenen Anpassungen nicht zu erwarten. Die Durchführung des Benchmarkings durch die Bundesnetzagentur wurde gerichtlich bestätigt. In diesem Zusammenhang wurde auch die Ausgestaltung der Kostentreiberanalyse durch die Bundesnetzagentur und ihre Gutachter von den Gerichten bestätigt (vgl. EnVR 12/12, Beschluss vom 21.1.2014 und EnVR 25/12, Beschluss vom 7.10.2014).

Die Ergebnisse der Prüfung und die daraus resultierenden Erlösanpassungen durch den Erweiterungsfaktor in seiner jetzigen Ausgestaltung sind von den Netzbetreibern vorhersehbar. Das Verfahren kann also als transparent betrachtet werden. Bei einer Änderung des Erweiterungsfaktors hin zur Aufnahme der Effizienzvergleichsparameter würde das Modell ebenfalls vor Beginn der Regulierungsperiode bekannt sein.

Mit den vorgeschlagenen Änderungen erfolgt eine zielgerichtete Fortentwicklung des bisherigen Systems. Schwächen des Erweiterungsfaktors (unzureichende Treffgenauigkeit, Zeitverzug) werden durch die vorgeschlagenen Anpassungen beseitigt. Es wird gewährleistet, dass Netzbetreiber, die eine erlösseitige Unterstützung für energiewendebedingte Investitionen benötigen, diese auch bekommen. Nach den Übertragungsnetzbetreibern würde auch der Zeitverzug bei den Verteilernetzbetreibern in der Ertragswirkung abgeschafft.

2. Option: Differenzierung in ARegV 2.0

2.1 Grundkonzept und wesentliche Merkmale

2.1.1 Grundkonzept

Das Modell einer differenzierten Regulierung ist als Ergänzung zum Modell 1 (Weiterentwicklung der ARegV) anzusehen und soll eine Zusatzoption für wenige Netzbetreiber eröffnen. Die Grundidee des Modells der differenzierten Regulierung ist es, begrenzt für besonders von der Energiewende betroffenen Netzbetreibern ein zusätzliches Regulierungsinstrument zugänglich zu machen.

Mit der Option Differenzierung in ARegV 2.0 soll das folgende Ziel erreicht werden:

„Sicherung der Investitionsfähigkeit“ durch bedarfsorientierte Abbildung der Investitionskosten für besonders von der Energiewende betroffene Netzbetreiber unter Begrenzung des Erfüllungsaufwandes und Erhalt der Grundsystematik der ARegV.

Im Rahmen der differenzierten Regulierung sollen bei den von der Energiewende besonders betroffenen Netzbetreibern die Kosten des Netzausbaus im Unterschied zum Erweiterungsfaktor unmittelbar auf Plankostenbasis abgebildet werden. Anders als im Vorschlag der differenzierten Regulierung des BDEW soll den Netzbetreibern nicht die freie Wahl des Zugangs zum Instrument gewährt werden. Der Zugang soll sich vielmehr am tatsächlich zu erwartenden energiewendebedingten Netzausbaubedarf orientieren.

Durch die Begrenzung auf wenige besonders von der Energiewende belastete Netzbetreiber und der Anwendung eines bekannten Regulierungsinstruments soll der Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft sowie die Verwaltung für das spezifische Regulierungsinstrument begrenzt werden und der Wesensgehalt der Anreizregulierung für diese Netzbetreiber erhalten bleiben.

2.1.2 Wesentliche Merkmale

Im Modell der differenzierten Regulierung wird energiewendebedingt besonders ausbauverpflichteten Verteilernetzbetreibern für den Zeitraum einer Regulierungsperiode Zugang zum Instrument der Investitionsmaßnahme eröffnet. Durch diese Differenzierung erhalten Verteilernetzbetreiber für die Nieder- und Mittelspannung die gleiche regulatorische Behandlung wie Übertragungsnetzbetreiber sowie Netzbetreiber für die 110 kV-Ebene. Das Instrument der **Investitionsmaßnahme** erlaubt es den Netzbetreibern, die Kosten der Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen unmittelbar auf Plankostenbasis auf die Erlösobergrenze aufzuschlagen. Der Aufschlag besteht aus den kalkulatorischen Kosten der Erweiterungs- bzw. Umstrukturierungsinvestition sowie einer Pauschale von 0,8 % der Anschaffungs- und Herstellungskosten für den Aufwuchs von operativen Kosten.

Die besonders belasteten Netzbetreiber werden im Modell der differenzierten Regulierung mittels eines **zweistufigen Zugangsverfahrens** abgegrenzt.

Erster Schritt: Aufgreifkriterium

Durch ein objektives Aufgreifkriterium wird die starke Belastung durch EE-Erzeugungsleistung im Netzgebiet eines Verteilernetzbetreibers sichergestellt. Als Aufgreifkriterium dient ein Schwellenwert für **das Verhältnis der dezentralen Erzeugungsleistung zur Last**. Das Kriterium bildet die gegenwartsbezogene energiewirtschaftliche Belastung des Netzes durch EE-Erzeugungsleistung ab. Ein hoher Schwellenwert für das Kriterium stellt sicher, dass die Netzbelastung beim Netzbetreiber in erheblichen Teilen seines Netzes durch EE-Erzeugungsleistung bestimmt ist. Damit ist für diesen Netzbetreiber ein weiterer Zubau an EE-Erzeugungsleistung der wesentliche Treiber für den Netzausbau. Das Aufgreifkriterium bildet jedoch noch nicht ab, dass im Netzgebiet aufgrund absehbarer weiteren Zubaus von EE-Erzeugungsleistung ein zusätzlicher Netzausbaubedarf entsteht.

Zweiter Schritt: Nachweis des erheblichen Ausbaubedarfs

Im zweiten Schritt müssen Netzbetreiber, die das Aufgreifkriterium jeweils erfüllen und eine differenzierte Regulierung beantragen, durch **Vorlage von Planwerten für den Netzausbau** für die nächste Regulierungsperiode einen **erheblichen Netzausbaubedarf belegen**. Dieser Nachweis ist entscheidend dafür, ob eine besondere finanzielle Behandlung in einer differenzierten Regulierung notwendig und angemessen

ist. Der geforderte Detailgrad der Planung und die Belegpflicht der Planzahlen bleiben jedoch weit hinter den Anforderungen des Netzentwicklungsplans auf Übertragungsnetzebene (NEP) aber auch gegenüber einem Netzausbauplan (NAP) auf 110 kV-Ebene zurück. Der Nachweis entsprechend transparenter Planungen soll die Gewähr dafür liefern, dass ein hoher Netzausbaubedarf absehbar im Netz ansteht, wohingegen NEP und NAP stark abweichende Ziele verfolgen.

Um für alle beteiligten Netzbetreiber eine konsistente Vorgehensweise und eine plausible und belastbare Planung zu erreichen, sind bei der Netzplanung für die nächste Regulierungsperiode folgende Punkte zu berücksichtigen:

- Die konkreten Anschlussbegehren für Wind- und PV-Anlagen, die dem Netzbetreiber bekannt sind. Diese müssen mit einer Realisierungswahrscheinlichkeit gewichtet sein.
- Eine Prognose über die Errichtung von Erzeugungsanlagen im jeweiligen Planungsgebiet. Diese Prognose hat unter anderem auf den raumordnerisch nach dem jeweiligen Landesrecht verbindlichen Festlegungen zu beruhen (z. B. ausgewiesene Windvorranggebiete). Zudem hat in die Prognose eine Abschätzung über das noch verfügbare Potenzial von Dächern für die Errichtung von PV-Anlagen einzufließen.

Auf der Grundlage des so belegten Szenarios zum prognostizierten EE-Zubau in ihrem Netzgebiet ist von den Netzbetreibern mittels geeigneter Verfahren eine Prognose des erforderlichen Netzausbaubedarfes zu erstellen. Da der Netzausbau in der Mittel- und Niederspannungsebene kleinteiliger und die Notwendigkeit einzelner konkreter Ausbaumaßnahmen teilweise erst kurzfristig bestimmbar ist, kann es sich bei diesem Plan nur um eine grobe Prognose handeln. Es wird folglich keine Darstellung einzelner Ausbaumaßnahmen gefordert, wie es bspw. im Rahmen des Netzentwicklungsplanes (NEP) üblich ist. Vielmehr ist pro Spannungsebene und Umspannebene eine Abschätzung über den gesamten Ausbaubedarf und dessen Kosten der jeweiligen Ebene zu treffen. Die Dokumentation dieser Abschätzung und der zugrunde gelegten Annahmen hat transparent und für sachkundige Dritte nachvollziehbar zu erfolgen.

Anhand dieser Planzahlen ist sodann die Erheblichkeit des zukünftigen Netzausbaus als Begründung für den Zugang zum Instrument der Investitionsmaßnahme gegenüber der Regulierungsbehörde zu belegen.

Zugang zur Investitionsmaßnahme

Der Zugang zur Investitionsmaßnahme wird für den begrenzten Zeitraum einer Regulierungsperiode gewährt. Besteht über diesen Zeitraum hinaus weiterhin ein besonderer Netzausbaubedarf, können Stromverteilernetzbetreiber im Modell der differenzierten Regulierung ein weiteres Mal das zweistufige Zugangsverfahren durchlaufen. Dafür ist jedoch anhand eines höheren Schwellenwertes für das Verhältnis der installierten Leistung zur Last nachzuweisen, dass sich die Belastung des Netzgebietes im Vergleich zur vorhergehenden Regulierungsperiode noch einmal erheblich gesteigert hat. Das ist notwendig, da sich im Zeitablauf das Aufgreifkriterium für den einzelnen Netzbetreiber ohne zusätzliche Erzeugungsleistung nicht verändert, auch wenn er sein Netz bereits ausgebaut hat. Damit wird gewährleistet, dass ein Netzbetreiber nur dann nochmals besonders reguliert wird, wenn auch tatsächlich nochmals ein großer Aufwuchs an EE-Erzeugungsleistung in seinem Netzgebiet zu erwarten ist.

2.1.3 Änderungen zum Status Quo

Für die Netzbetreiber, die in die differenzierte Regulierung übergehen, ersetzt das Instrument der Investitionsmaßnahme den Erweiterungsfaktor vollständig, da die Erweiterungsinvestitionen durch die Investitionsmaßnahme gedeckt werden. Im Übrigen sind keine Anpassungen notwendig.

2.2 Bewertung

2.2.1 Vor- und Nachteile

Durch eine differenzierte Regulierung könnte mit einem geringen Eingriff in das Modell der Anreizregulierung die Investitionsfähigkeit von voraussichtlich besonders netzausbauverpflichteten Netzbetreibern individuell sichergestellt werden.

Zweistufiges Zugangsverfahren

Das zweistufige Zugangsverfahren zur differenzierten Regulierung stellt sicher, dass die durch energiewendebedingten Netzausbau besonders belasteten Netzbetreiber mit einem Gesamtblick auf die Netzsituation abgegrenzt werden.

Mit dem Aufgreifkriterium wird erreicht, dass nur Netzbetreiber Zugang erhalten, deren Netzbelastung und -auslegung wesentlich durch den Ausbau durch erneuerbare Energien determiniert ist. Das Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Last wird dabei in allen gängigen Studien als wesentlicher Treiber der energiewendebedingten Netzauslegung identifiziert und wurde auch in den Untersuchungen zum Erweiterungsfaktor als Treiber des Netzausbaus erkannt. Insofern ist das Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Last besonders geeignet, um die derzeitige energiewendebedingte Belastungssituation des Netzes darzustellen.

Durch die Pflicht, den zukünftig besonders hohen energiewendebedingten Netzausbaubedarf durch Planwerte im Verwaltungsverfahren zu belegen, wird bewirkt, dass von den gegenwärtig durch EE-Einspeisung belasteten Netzbetreibern nur jenen die differenzierte Regulierung eröffnet wird, die zusätzlich zur bestehenden Belastung einem weiteren hohen Netzausbaubedarf gegenüberstehen.

Durch die Erstellung und Prüfung der Planungen zum Netzausbau bzw. die Bewertung des entstehenden Netzausbaubedarfs im Verwaltungsverfahren entsteht bei den Netzbetreibern und den Regulierungsbehörden ein zusätzlicher Aufwand. Der Aufwand wird jedoch für die Regulierungsbehörden durch eine starke Begrenzung der Zahl der grundsätzlich belasteten Netzbetreiber auf einem vertretbaren Niveau gehalten.

Von den besonders durch Netzausbau belasteten Netzbetreibern ist ohnehin anzunehmen bzw. sogar zu fordern, dass sie eine mittelfristige Netzausbauplanung vornehmen. Nur so kann der Netzbetreiber das Einsparpotential beim Netzausbau durch innovative Netztechnologien identifizieren. Wenn die differenzierte Regulierung die Erstellung einer Netzausbauplanung bei diesen Netzbetreibern auslöst, ist dies also grundsätzlich wünschenswert. Ein relevanter zusätzlicher Aufwand für den Netzbetreiber ergibt sich aus der Aufgabe, die grundsätzlichen Annahmen gegenüber den Regulierungsbehörden im Verwaltungsverfahren zu belegen. Der Zusatzaufwand kann jedoch durch die Entwicklung eines geeigneten, einfach gehaltenen Verfahrens für die Anforderung und Prüfung der Planwerte begrenzt werden.

Nicht zutreffend ist der gelegentlich geäußerte Einwand, ein Verteilernetzbetreiber könne nicht über fünf Jahre abschätzen, wie sich der Netzausbaubedarf entwickelt. Nahezu jedes mittelständische Unternehmen nimmt eine solche Fünf-Jahres-Planung vor. Netzbetreiber, in deren Netzgebiet es keine belastbaren Anhaltspunkte für die auf sie zukommenden Ausbaupflichtungen gibt, stehen mit hoher Sicherheit keiner besonderen Belastung gegenüber, die eine differenzierte Regulierung rechtfertigen würden. Es ist auch zu betonen, dass die Netzbetreiber nicht an ihren Planungen festgehalten werden sollen. Der Zugang zu den Investitionsmaßnahmen innerhalb der Regulierungsperiode wird nicht verwehrt, wenn die Annahmen aus den Planungen zum Netzausbau nicht erfüllt werden.

Der Nachteil des zweistufigen Zugangsverfahrens ist, dass Netzbetreiber im Einzelfall das Aufgreifkriterium nicht erfüllen könnten, da das Verhältnis der installierten Leistung zur Last keine besonders hohe Belastung anzeigt, ein erhöhter Netzausbaubedarf aber absehbar ist.

Investitionsmaßnahme

Das Instrument der Investitionsmaßnahme ermöglicht eine unmittelbare Abbildung der mit Erweiterungsinvestitionen verbundenen Kapitalkosten zzgl. einer OPEX-Pauschale. Damit werden Mittel für die Investition/das Projekt unmittelbar auf Plankostenbasis zur Verfügung gestellt und die Investitionsfähigkeit gesichert. Damit stellt das Instrument der Investitionsmaßnahme die Investitionsfähigkeit der besonders zum Netzausbau verpflichteten Netzbetreiber unmittelbar und treffsicher her. Jedoch werden kapitalintensive Investitionen durch das Instrument bevorzugt. Durch verschiedene Studien werden deutliche Einsparpotenziale an konventionellem Netzausbau durch innovative Lösungen beziffert. Dabei werden besonders bei den Netzbetreibern mit hohem Netzausbaubedarf erhebliche Reduktionen des Netzausbaubedarfs durch den Einsatz von innovativen Technologien vermutet. Sind die Innovationen jedoch betriebskostenlastig, werden sie durch das Instrument der Investitionsmaßnahme mithin nicht angereizt und es erfolgt eine Verzerrung der Anreizwirkung. Somit stehen die Investitionsfähigkeit und der Anreiz zu innovativen Lösungen im Konflikt. Auch erfolgt bei der Investitionsmaßnahme keine vorgeschaltete Effizienzprüfung, sondern die mit der Investition verbundenen Aufwendungen werden direkt in die Erlösobergrenze überführt. Erst nach dem Ende der Regulierungsperiode werden die Kosten dem Effizienzvergleich zugeführt. Damit bestehen im Vergleich zum Erweiterungsfaktor weniger Anreize, die Investition effizient durchzuführen. Diese Aspekte sind als nachteilig zu beurteilen. Die Antrags- und Genehmigungsverfahren der Investitionsmaßnahme sind mit einem gewissen Aufwand verbunden. Grundsätzlich handelt es sich aber um die Anwendung eines bekannten und in den Wirkungen abschätzbaren Instrumentes.

Ein weiterer Nachteil einer Öffnung des Instrumentes der Investitionsmaßnahme auf allen Spannungsebenen ist, dass sich Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen gerade in den unteren Spannungsebenen nicht eindeutig abgrenzen lassen. Dadurch entsteht die Gefahr von Doppelvergütung von Ersatzinvestitionen. Zudem muss das Verhältnis zum Erweiterungsfaktor geregelt werden. Hier kann es möglicherweise zu Wechselwirkungen und, insbesondere bei einem Systemwechsel, zu Doppelanerkennungen kommen, deren regulatorische Prüfung sehr schwierig wäre.

Es ist auch zu beachten, dass mit der Differenzierung eine mögliche Ungleichbehandlung der Verteilernetzbetreiber im Effizienzvergleich auftreten kann. So können in der Vergleichsgruppe nunmehr Netzbetreiber enthalten sein, deren Ausbaumaßnahmen im Basisjahr aufgrund der Differenzierung als Investitionsmaßnahme und damit als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten behandelt werden, während bei

anderen Netzbetreibern, die möglicherweise den gleichen Ausbau betrieben haben, die Kosten aufgrund fehlender Betroffenheit in den Effizienzvergleich eingehen. Letztere Gruppe würde dann eine ungerechtfertigte Schlechterstellung erfahren.

2.2.2 Einschätzung Dritter

Im Workshop am 23.10.2014 wurde ein Modell mit einer reinen Verfahrenshürde zur Abgrenzung der besonders durch die Energiewende belasteten Netzbetreiber präsentiert. In diesem Verfahren sollten die Planungen für Netzausbauten veröffentlicht und mit den wesentlichen Stakeholdern abgestimmt werden. Dies sollte die Qualität der Planungen sicherstellen und aufgrund des erheblichen mit der Abstimmung verbundenen Aufwandes die Teilnahme des Verfahrens auf wenige besonders belastete Netzbetreiber begrenzen. Im Workshop ist dieses Modell mit großer Skepsis aufgenommen worden. Netzbetreiber hielten das Verfahren für nicht durchführbar. Besonders die Vertreter der kleineren Netzbetreiber äußerten sich stark ablehnend, da der Abstimmungsaufwand gerade mit einer niedrigen Personaldecke nicht erfüllbar sein würde. Aber auch der BDEW kritisierte den Verfahrensaufwand als maßgebliches Abgrenzungskriterium.

Im hier dargelegten Verfahren wird mit dem Aufgreifkriterium der Kreis der Netzbetreiber, die Zugang zur Differenzierung erhalten, schon wesentlich eingeschränkt. Daher kann der Verfahrensaufwand zur Identifizierung der besonders durch den Netzausbau belasteten Netzbetreiber unter den so eingegrenzten Netzbetreibern deutlich reduziert werden. Trotzdem muss mit Widerstand von Seiten der kleinen Netzbetreiber gerechnet werden, da diese typischerweise einen niedrigeren Professionalisierungsgrad aufweisen und damit die Erstellung von Planungen für einen Netzausbau als wesentliche Hürde verstehen dürften. Das Aufgreifkriterium ist zudem so zu wählen, dass nur wenige Netzbetreiber es erfüllen können. Damit werden auch große Netzbetreiber ausgeschlossen, die einem erheblichen Netzausbaubedarf gegenüberstehen aber nicht im besonderen Maße in Bezug zu ihrer Netzgröße belastet sind. (Bsp.: Westnetz, NetzeBW, TEN). Auch hier ist mit Widerstand bzw. mit Forderung der starken Absenkung des Kriteriums zu rechnen. Ein restriktives Aufgreifkriterium ist jedoch notwendig, da das Verfahren der Plausibilisierung der Planungen zum Netzausbau mit einigem Aufwand bei Netzbetreibern und Regulierungsbehörden verbunden ist. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass sehr viele kleine Netzbetreiber in Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörden einen energiewendebedingten Ausbaubedarf haben. Dies unterstreicht die Notwendigkeit einer restriktiven Abgrenzung, um besonders für die Landesregulierungsbehörden den Aufwand aus einer solchen Regelung zu begrenzen.

Weiterhin ist zu bemerken, dass im Erweiterungsfaktor bereits heute Schwellenwerte für das Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugung zur Last zur Abgrenzung einer besonderen Belastungssituation gesetzt werden. Falls das Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Jahreshöchstlast einen Schwellenwert von 0,3 überschreitet, wird die Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen in den Spannungsebenen Mittelspannung und Niederspannung mit steigendem Ausbau stärker gewichtet. In den Umspannebenen wird bei einem Schwellenwert für das Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Jahreshöchstlast von 1,3 die maximale Rückspeiseleistung als zusätzlicher Netzausbau treibender Faktor vergütet. Allerdings wird im Modell der Weiterentwicklung des Erweiterungsfaktors vorgeschlagen, gerade die hohen Schwellenwerte auf den Umspannebenen abzuschaffen, da Netzbetreiber mit sehr heterogenen Netzgebieten durch diese benachteiligt werden. Dies folgt aus dem Befund des Gutachtens von Consentec zur Weiterentwicklung des Erweiterungsfaktors.

3. Gesamtkostenabgleich mit Bonus

3.1 Grundkonzept und wesentliche Merkmale

3.1.1 Grundkonzept

Der Gesamtkostenabgleich mit Bonus (GKAB) ist ein wettbewerbsorientierter Ansatz und die konsequente, konzeptionelle Weiterentwicklung der Anreizregulierung unter besonderer Berücksichtigung der notwendigen Innovationen und Investitionen der Netzbetreiber aufgrund der Energiewende.

Mit dem Modell GKAB sollen folgende Ziele erreicht werden:

- „Sicherung der Investitionsfähigkeit“ durch stärkere Kostenorientierung und Abbildung der Energiewende ohne Zeitverzug.
- Setzen von "Effizienzanreizen" und " Freisetzung langfristig wirksamer innovativer Potenziale" durch Aufrechterhaltung und Erweiterung der Effizienzanreize mittels zweijähriger Regulierungsperioden und Implementierung eines einfachen Bonussystems; damit Abschaffung von Fehlanreizen.

Die wesentlichen Eckpfeiler des GKAB sind im Einzelnen:

- Berücksichtigung von Planwerten und jährlicher Plan-Ist-Abgleich:

Um einen innovativen Um- und Ausbau der Infrastruktur im Rahmen der Energiewende zu unterstützen, werden die Kosten der Investitionstätigkeit der Netzbetreiber bei der Festlegung der Erlösobergrenzen stärker berücksichtigt. Hierfür wird der bisherige Zeitverzug bei der Berücksichtigung von Investitionen durch den Ansatz von Plankosten inkl. nachträglichem Abgleich mit den eingetretenen Ist-Kosten analog zum Vorgehen beim Kapitalkostenabgleich beseitigt.
- Zweijährige Regulierungsperioden:

Um die tatsächlich angefallenen Gesamtkosten der Netzbetreiber möglichst zeitnah zu erfassen, wird die Dauer der Regulierungsperioden auf zwei Jahre verkürzt. Dies senkt den Basisjahreffekt und minimiert den Zeitverzug bei der Anerkennung von Betriebskosten.

Fehlanreize, die zu einer strategischen Verteilung von Investitionen im Zeitablauf (Basisjahreffekt) führen können, sollen durch eine Verkürzung der Regulierungsperioden ebenfalls vermindert werden. Die bestehenden Verfahren „Investitionsmaßnahme“ und „Erweiterungsfaktor“ zur Abbildung von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen innerhalb einer Regulierungsperiode entfallen.
- Effizienzvergleich:

Durch die Fortführung des bestehenden Effizienzvergleichs soll der Effizienzdruck und damit das Sanktionieren von ineffizientem Verhalten, sowohl bei den operativen Kosten als auch bei den Kapitalkosten (z. B. Überinvestitionen), aufrechterhalten werden. Technologieneutrale Effizienzanreize bleiben durch zeitnahe Effizienzvergleiche auf Gesamtkostenbasis bestehen und sollen durch ein einfaches Bonussystem ergänzt werden, welches zusätzliche, dynamische Effizienzanreize schafft und den Fehlanreiz, mittel- und langfristige, effizienzsteigernde Innovationen zurückzuhalten (Ratchet-Effekt), beseitigt.

Die Umsetzbarkeit des GKAB ist durch die jährlichen Abgleiche von Plan- und Ist-Kosten sowie Gesamtkostenprüfungen und Effizienzvergleiche im zweijährigem Rhythmus strikt an die Umsetzung von wesentlichen Vereinfachungen und Pauschalisierungen im Rahmen der Kostenprüfung und des Effizienzvergleichs gekoppelt. Damit erscheint eine Umsetzung anspruchsvoll. Mithin handelt es sich um einen Vorschlag, der als Ausgangspunkt für die Diskussion über die langfristige Ausrichtung der Energieregulierung in Deutschland dienen soll.

3.1.2 Wesentliche Merkmale

Verkürzung der Regulierungsperiode

Um die sich rasch ändernde Situation von Netzbetreibern in der Energiewende besser abbilden zu können und insbesondere auch Lösungen, die statt zusätzlicher Investitionen höhere Betriebskosten mit sich bringen, nicht zu benachteiligen, wird die Dauer der Regulierungsperiode auf zwei Jahre verkürzt. Daher werden die Gesamtkostenprüfung zur Bestimmung der Ausgangsbasis und der Effizienzvergleich in einem zweijährigen Rhythmus durchgeführt werden müssen.

Einführung eines Plankostenansatzes

Zudem wird ein Plan-Ist-Abgleich für Kapitalkosten samt Betriebskostenpauschale eingeführt. Im Jahr vor Beginn der jeweiligen Regulierungsperiode werden die Kapitalkosten geplanter Investitionen für diese Regulierungsperiode an die Regulierungsbehörden übermittelt. Zusätzlich zur Verkürzung der Regulierungsperiode wird eine Betriebskostenpauschale von 0,8 % der Anschaffungs- und Herstellungskosten aufgeschlagen. Dadurch stehen den Netzbetreibern während der Periode ausreichend Mittel für Betriebskosten zur Verfügung. Durch die Verkürzung der Regulierungsperioden fließen die anerkannten tatsächlichen Betriebskosten dann zeitnah in den Effizienzvergleich ein.

Da mit Planwerten und einer Pauschale gearbeitet wird, ist ein nachträglicher Plan-Ist-Abgleich der Kapital- und Betriebskosten erforderlich. Abweichungen zwischen den Plan-Werten der Kapitalkosten und den tatsächlich entstandenen Kapitalkosten werden jährlich für das Vorjahr ermittelt und der Erlösobergrenze des Folgejahres aufgeschlagen (Plan-Wert < Ist-Wert) bzw. abgezogen (Plan-Werte > Ist-Wert). Ein analoger Abgleich findet bezüglich der über die Betriebskostenpauschale ermittelten Plan-Werte und den tatsächlichen Betriebskosten statt. Auch diese Abweichungen werden in die Erlösobergrenze des Folgejahres überführt.

Die Abweichungen zwischen Plan- und Ist-Werten werden angesichts der Kürze der Regulierungsperiode voraussichtlich gering sein. Um strategische Fehlplanungen zu vermeiden, sollten Abweichungen mit einem angemessenen Zins belegt werden. Eine Variante wäre ein Aufschlag auf die Verzinsung des Saldos des Regulierungskontos.

Eine Prüfung auf Effizienz im Rahmen des Plan-Ist-Abgleichs ist nicht notwendig, da die tatsächlich getätigten Investitionen bereits beim nächsten Effizienzvergleich dem Effizienzdruck der Branche unterworfen werden.

Die bisherigen Instrumente "Erweiterungsfaktor" und "Investitionsmaßnahmen" entfallen ersatzlos. Aktuell stellen jährlich ca. 23 % aller Verteilernetzbetreiber Gas (Bundeszuständigkeit oder Organleihe) bzw. 33 % aller Stromverteilernetzbetreiber Erweiterungsfaktor-Anträge. Investitionsmaßnahmen können gegenwärtig nur

von Verteilernetzbetreibern beantragt werden, die die 110KV-Ebene betreiben. Jährlich gehen bislang ca. 120 Anträge ein. Möglich ist jedoch, dass dieser Anteil in Zukunft aufgrund der Energiewende weiter ansteigt.

Im Rahmen des GKAB haben sämtliche Netzbetreiber Planwerte ihrer Kapitalkosten an die Regulierungsbehörden zu übermitteln, sodass der Aufwand für die Gesamtheit der Branche steigt.

Effizienzvergleich und Anreizwirkung

An den Methoden und der Ausgestaltung des Effizienzvergleichs ändert sich nichts Grundlegendes. Die in der ARegV genannten und in ihrer Anwendung erprobten und richterlich bestätigten Methoden SFA und DEA werden weiterhin angewendet. Die SFA wird in ihrer aktuellen Ausgestaltung beibehalten, die Methode der DEA wird leicht angepasst, so dass der unter Abschnitt B9.1.1 beschriebene Bonus berechnet werden kann. Des Weiteren wird durch die Verkürzung der Regulierungsperioden und der geringeren Relevanz der Ausgangsbasis der Anreiz für strategische Verschiebungen von Investitionen im Zeitablauf (Basisjahreffekt) abgeschafft. Dadurch, dass es keinen Erlöspfad gibt und die Erlösobergrenze nur für zwei Jahre festgelegt wird, wird auch der Sockeleffekt für die Kapitalkosten und für die operativen Kosten nahezu vollständig beseitigt.

Dass der Effizienzvergleich gemäß diesem Vorschlag nun alle zwei Jahre durchgeführt wird, erhöht den Aufwand der Netzbetreiber hinsichtlich der Datenerhebung und Datenplausibilisierung sowie der inhaltlichen Beteiligung am Prozess der Effizienzwermittlung. Die bisherigen Erfahrungen haben gezeigt, dass sich die relevanten Kostentreiber nur allmählich im Zeitablauf ändern. Aufgrund der kurzen Abstände zwischen den Effizienzvergleichen kann deshalb darauf verzichtet werden, vor jedem Effizienzvergleich eine erneute Kostentreiberanalyse mit ausführlicher Datenabfrage durchzuführen. Es reicht aus, zukünftig nur nach mehreren, bspw. drei, Regulierungsperioden ein neues Effizienzvergleichsmodell zu bilden. Dadurch ließe sich der Umfang der Datenabfrage um ca. 25 % reduzieren (gemessen an den Jahren, in denen eine Kostentreiberanalyse stattfindet). Zudem würde dadurch der Prozess des Effizienzvergleichs insgesamt erheblich verkürzt.

Die Ausreißeranalysen können wie in der ARegV beschrieben fortgeführt werden.

Wie im aktuellen System der Anreizregulierung resultiert auch beim GKAB aus dem Effizienzvergleich für jeden Netzbetreiber ein individueller Effizienzwert. Dieser wird in eine individuelle Senkungsvorgabe für die ineffizienten Kosten und darauf aufbauend in eine individuelle Erlösobergrenze überführt.

Da die Regulierungsperiode auf zwei Jahre verkürzt wird, wird auch die Senkungsvorgabe entsprechend angepasst. Gegenwärtig wird die Erlösobergrenze über die Regulierungsperiode von fünf Jahren auf das effiziente Kostenniveau abgesenkt. Dies würde bei einer zweijährigen Regulierungsperiode den Effizienzdruck im Vergleich zum aktuellen System erheblich erhöhen und wäre nicht angebracht. An die Stelle eines fünfjährigen Abbaupfades mit einem jährlichen Abbau von 20 % der ineffizienten Kosten rückt daher ein zweijähriger Pfad auf konstantem Niveau.

Eine Beibehaltung des aktuellen Effizienzdrucks bei Beibehaltung des Produktivitätsfaktors entspricht einer einmaligen Absenkung der beeinflussbaren (ineffizienten) Kosten um 40 %. Die tatsächlich anerkannten Netzkosten, soweit es sich nicht um dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten handelt, gehen mit 60 % als vorübergehend nicht beeinflussbar (effizient) in das Ausgangsniveau ein. Die Summe aller Kostenanteile

ergibt weiterhin das Ausgangsniveau. Dieses Niveau gilt dann, vorbehaltlich der Änderungen bei den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, für beide Jahre der Regulierungsperiode.

Über die weitere Notwendigkeit eines generellen sektoralen Produktivitätsfaktors wäre zu diskutieren. Die grundsätzliche Auseinandersetzung mit dem Produktivitätsfaktor findet sich in Kapitel IIID2.5. Aufgrund der kurzen Regulierungsperioden und des Plankostenansatzes, könnte eventuell auf einen Produktivitätsfaktor zur Berücksichtigung der Besonderheiten der Einstandspreisentwicklung und des Produktivitätsfortschritts in der Netzwirtschaft verzichtet werden.

Bonussystem und Anreizwirkung

Das in Abschnitt B9.1.1 beschriebene Bonussystem stellt eine entscheidende Weiterentwicklung der Anreizregulierung dar und ist ein elementarer Bestandteil des GKAB.

Durch die Verkürzung der Regulierungsperiode wird der Zeitverzug zwar vermindert, sie mindert jedoch auch, zumindest teilweise, die Anreizwirkung der Erlösbergrenzenvorgabe. Effizienzsteigerungen, die Netzbetreiber innerhalb der Regulierungsperioden generieren, werden unter dem GKAB zügiger an die Netzkunden weitergegeben, sodass Netzbetreiber nur noch höchstens vier statt wie bisher bis zu sieben Jahre von diesen Effizienzsteigerungen profitieren können. Entsprechend sinkt die Anreizwirkung des Budgetansatzes.

Das Bonussystem schafft hierzu einen entsprechenden Ausgleich. Es eröffnet Netzbetreibern die Möglichkeit, durch Kostensenkungen, die ihre Effizienz dauerhaft unter die Effizienzvorgabe aus dem Effizienzvergleich senken, einen zusätzlichen Bonus als Aufschlag auf ihre Erlösbergrenze zu erhalten. Damit geht auch ein Innovationsanreiz einher. Weitere Details zur Ausgestaltung finden sich in Kapitel IIIC.

Regulierung der Transportnetzbetreiber

Soweit auch bei Stromübertragungs- und Gasfernleitungsnetzbetreibern eine Änderung des gegenwärtigen Regulierungsrahmens für sinnvoll erachtet wird, wäre der Gesamtkostenabgleich mit Bonus auch für diese Netzbetreiber geeignet. Vor der Übertragung auf die Transportnetzbetreiber wäre allerdings abzuwägen, inwieweit dies überhaupt erforderlich ist, gerade vor dem Hintergrund der Kontinuität des Regulierungsrahmens und der damit verbundenen Unsicherheit von Investoren gegenüber neuen Regulierungsmodellen.

3.1.3 Änderungen zum Status Quo

Wesentliche Änderungen zum aktuellen Regulierungsansatz ergeben sich aus der Einbeziehung von Planwerten in die Erlösbergrenzenfestlegung und der Verkürzung der Regulierungsperioden. Folglich wird der Zeitverzug bei der Berücksichtigung von Investitionen beseitigt, der bislang ein Hauptkritikpunkt am bestehenden System war. Zudem entfallen die Instrumente des Erweiterungsfaktors sowie der Investitionsmaßnahmen. Eine weitere Änderung besteht im Bonus, der im Rahmen des Effizienzvergleichs ermittelt wird. Er kann unter Verwendung der bereits etablierten Methode DEA berechnet werden. Die zweite bislang verwendete Methode SFA bliebe in ihrer aktuellen Form ohne Bonus erhalten. Durch diese Vorgehensweise wird kein Netzbetreiber im Vergleich zum aktuellen System schlechter gestellt.

Voraussetzung für den Übergang in einen zweijährigen Rhythmus der Regulierungsperioden ist, dass insbesondere der Verwaltungsaufwand im Rahmen der Kostenprüfung in den nächsten Jahren maßgeblich vereinfacht wird.

Voraussetzungen für einen jährlichen Plan-Ist-Abgleich der Kapitalkosten

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass durch die jährliche Übermittlung der Kapitalkosten eine Datenaustauschroutine eintritt. Die Zahlen des Anlagevermögens werden derzeit im sog. B2 Bogen für die Kostenprüfung übermittelt. Allerdings besteht das Problem, dass das im Rahmen der Netzentgeltverordnungen berücksichtigte Sachanlagevermögen aufgrund abweichender Nutzungsdauern, Netzübergänge etc. nicht demjenigen der Bilanz entspricht.

Die Meldungen dürften daher insbesondere nach Einführung der jährlichen Abfrage stets Klärungsbedarf nach sich ziehen. Diese sollten sich im Zeitablauf jedoch vermindern lassen. Netzbetreiber, die nur wenige bzw. keine Änderungen im B2 Bogen verzeichnen, könnten sehr einfach verarbeitet werden.

Der B2 Bogen ist Teil der notwendigen Datenerhebung für die Kostenprüfung, die im Wege der Festlegung durch die Beschlusskammern 8 und 9 bzw. durch die zuständigen Landesregulierungskammern getroffen werden muss. Für einen jährlichen B2 Bogen ist aller Voraussicht nach eine jährliche förmliche Festlegung zu treffen. Auch eine Festlegung für mehrere Jahre ist grundsätzlich vorstellbar. Bei Änderungen, z. B. durch neue Anlagengruppen, ist eine neue Festlegung und ggf. Anhörung der Beteiligten erforderlich. Neue Anlagengruppen können durch Zuweisung neuer Anlagen auftreten, hier sind Smart Meter, besondere netztechnische Einrichtungen nach § 13a EnWG sowie neue Anlagentypen im Zuge von Smart Grid Innovationen vorstellbar.

Die jährliche Anpassung der CAPEX für das Folgejahr erfolgt auf Planbasis, d. h.

- Es ist für die Anpassung des Folgejahres noch kein testierter Jahresabschluss erforderlich. Diese müssten zum 30.6. des Folgejahres vorliegen, was aber nicht immer gegeben ist,
- Es ist nach der jährlichen Anpassung auf Planbasis im Folgejahr ein Plan-Ist-Abgleich auf Basis des testierten Jahresabschluss inklusive einer aktualisierten Aufstellung aller Bestandsanlagen aus der Anlagenbuchhaltung erforderlich.

Eine jährliche Erhebung der Anschaffungs- und Herstellungskosten mit dem Ziel einer jährlichen Ermittlung der daraus resultierenden Kapitalkosten ist überhaupt nur vorstellbar, wenn eine weitgehende Standardisierung der Kapitalkostenberechnung, insbesondere der Ermittlung der kalk. Eigenkapitalverzinsung der Unternehmen im Zeitablauf gewährleistet ist. Um etwaige zeitliche Verzögerungen aufgrund der jährlichen Kapitalkostenabgleiche abzufedern erscheint zusätzlich die Entkoppelung der EOG von der Feststellung des Regulierungskontos sinnvoll.

Dass die Kapitalkosten recht standardisiert erhoben und abgeglichen werden können bedeutet nicht, dass nicht in Einzelfällen auch über den jährlichen B2-Bogen sich Fragen ergeben können. Dies könnte bspw. bei Teilnetzübergängen der Fall sein, wenn bei gemischt genutzten Leitungen zwischen abgebendem und aufnehmendem Netzbetreiber keine Einigkeit erzielt werden kann. Diese Fragestellungen würden auch durch den Vorschlag zu § 26 ARegV des Evaluierungsberichts nicht beseitigt, der nur die Erlösbergrenzenübergänge der laufenden Periode erleichtert. Auch Änderungen der Aktivierungspraxis von Wartungs- und

Instandhaltungsmaßnahmen oder im Bereich des Zählerwesens führen zu vertieften Prüfungen, sofern man die zusätzliche Berücksichtigung von aufwandsgleichen Kosten als Kapitalkosten ausschließen möchte.

Es ist vorstellbar, dass es sich als erforderlich erweist, auch für die Anpassung der CAPEX auf Planbasis durch Festlegungen Vorgaben zu machen, um strategisches Verhalten zum Nachteil der Netzkunden (systematische Überschätzung) zu begrenzen. Ein Grenzwert könnte bspw. bei 10 % liegen. Dies kann allerdings auch durch die Verzinsung der Ausgleichsbeträge im Plan-Ist-Abgleich beeinflusst werden. Hier ist eine Möglichkeit einer zusätzlichen Festlegung vorzusehen und die Entwicklung sorgfältig zu beobachten.

Auf die Kapitalkosten soll in allen Modellen ebenfalls eine OPEX-Pauschale aufgeschlagen werden. Wenn diese durch die Verordnung festgeschrieben wird, ist dies unproblematisch. Die Erfahrung zeigt, dass über die Zeit eine Ausdifferenzierung der OPEX-Aufschläge erfolgen kann (so geschehen in § 23 ARegV), die eine Zuordnung unterschiedlicher Anlagen mit unterschiedlichen Pauschalen erforderlich machen könnte. Eine solche Entwicklung würde eine Behinderung des reibungslosen Ablaufs bedeuten und wäre grundsätzlich zu hinterfragen, da die Kapitalkosten gesamthaft und nicht projektspezifisch berücksichtigt werden. Damit könnte die Pauschale sowohl Anlagen mit geringerem sowie höherem OPEX-Bedarf bezogen auf die Anschaffungs- und Herstellungskosten enthalten. Im Ergebnis ist ein hochstandardisierter Prozess notwendig.

Voraussetzungen für eine zweijährige Prüfung der Ausgangsbasis inklusive OPEX mit Effizienzvergleich

Erste Voraussetzung ist eine zweijährige Festlegung zu Datenerhebung der Gesamtkosten auf Basis testierter Jahresabschlüsse nach dem 30.6. des Datenerhebungsjahres. Darauf folgt eine Prüfung der Kosten der Ausgangsbasis aller Unternehmen (Regelverfahren und vereinfachtes Verfahren) zwischen dem 30.6. des Datenerhebungsjahres und dem 31.3. des Folgejahres. Dann müssen die Daten an die Bundesnetzagentur zur Durchführung des bundesweiten Effizienzvergleichs übermittelt werden, der zwischen dem 31.3. und dem 1.7. durchgeführt wird.

Dieser Verfahrensablauf setzt, wie dargestellt, die normative Auflösung bestimmter aktueller Verfahrenshemmnisse voraus:

- Klarheit bei der Behandlung der Kosten, die nicht im Effizienzvergleich einfließen, insb. der als nicht beeinflussbar geltenden Personalzusatzkosten (hierzu s. Diskussion in Kapitel IIIG7 und der Handlungsempfehlung in Abschnitt B1 dieses Kapitels),
- Klarheit zur Kapitalstruktur, d. h. die pauschale Annahme einer regulatorischen Kapitalstruktur, der Verzinsung des Fremdkapitals sowie der zu berücksichtigenden Umlaufvermögenspositionen (hierzu s. Diskussion in Abschnitt IIIG10 und der entsprechenden Handlungsempfehlung in Abschnitt B6 dieses Kapitels),
- Entkoppelung der Feststellung des Regulierungskontosaldos von der Erlösobergrenzenfeststellung (hierzu s. Diskussion in Kapitel IIIG5 und der entsprechenden Handlungsempfehlung in Abschnitt B2 dieses Kapitels). Zudem wird das Regulierungskonto durch die zweijährige Regulierungsperiode entlastet und an Bedeutung verlieren.

Eine weitere Voraussetzung ist die Festlegung der Erlösobergrenze nach Durchführung des Effizienzvergleichs bis Jahresende. Die Erlösobergrenzen sollen gemäß Empfehlung der Bundesnetzagentur bis zum 15.10. eines

Jahres verbindlich vorliegen. Dies ist aber nicht zwingend. Heute ist die Entgeltveröffentlichung zum 15.10. ohnehin indikativ. Auch bei der Änderung zu einer verbindlichen Veröffentlichung, wie sie in Kapitel III G3 diskutiert wird, können Entgelte veröffentlicht werden, da die Preise aus den Erlösbergrenzen soweit erforderlich auf Planbasis durch die Netzbetreiber ermittelt und veröffentlicht werden. Der Ausgleich erfolgt über das Regulierungskonto. Die Festlegung der Erlösbergrenze wird beim GKAB nicht mehr durch Investitionsmaßnahmen oder den Erweiterungsfaktor verzögert, da diese Instrumente in dem Modell vollständig ersetzt werden. Dies gilt auch für Stromübertragungsnetzbetreiber und Gasfernleitungsnetzbetreiber. Die Ermittlung des Saldos des Regulierungskontos wird ebenfalls von der Feststellung der Erlösbergrenzen entkoppelt. Die Feststellung erfolgt parallel und kann in die jeweils nächste Erlösbergrenze einfließen. Die festgestellten Beträge werden jeweils über drei Jahre fortlaufend aufgelöst.

Für den Effizienzvergleich sind alle zwei Jahre Festlegungen zur Abfrage der Strukturparameter zu treffen. Das Modell des Effizienzvergleichs selbst muss nicht alle zwei Jahre neu ermittelt werden. Vielmehr wird die Überprüfung des Modells des Effizienzvergleichs, mit Kostentreiberanalyse und wissenschaftlicher Überprüfung der Parameter, alle 6 Jahre für ausreichend gehalten,

Ebenfalls ist alle zwei Jahre eine Festlegung zu den Eigenkapitalzinssätzen zu treffen. Diese ist methodisch immer gleich, daher nach erstmaliger gerichtlicher Klärung und bei stabiler Rechtslage zügig möglich. Eine regelmäßige Aktualisierung hat darüber hinaus den Vorteil, die Entwicklung auf den Kapitalmärkten schneller abzubilden.

3.2 Einschätzung Dritter

Da der GKAB erstmalig beim Workshop am 23.10.2014 vorgestellt wurde, lässt sich an keinen Diskussionsfaden der Vergangenheit anknüpfen und damit Branchenvorträge bewerten. Aus den Stellungnahmen der Branche zu diesem Workshop geht hervor, dass die bisherigen Ausführungen zu diesem Modell noch nicht ausreichend waren, um konkrete Kritik äußern und das Modell abschließend bewerten zu können.

Den Stellungnahmen aus der Branche lässt sich jedoch entnehmen, dass der mit diesem Vorschlag verbundene Aufwand selbst die Parteien an der Umsetzbarkeit dieses Modells zweifeln lässt, die die allgemeine Konzeption dieses Ansatzes grundsätzlich begrüßen.

3.3 Bewertung

Da der GKAB die wesentlichen Kritikpunkte am aktuellen System berücksichtigt und eine konsequente Weiterentwicklung der Anreizregulierung, wie sie bereits bei der Einführung der Anreizregulierung angedacht war, darstellt, verspricht dieses Modell zahlreiche Vorteile. Diesen konzeptionellen Vorteilen stehen jedoch teilweise erhebliche verfahrenstechnische Aufwendungen gegenüber, die Vereinfachungen im Verwaltungsablauf zur unentbehrlichen Voraussetzung für die Umstellung des Regulierungsregimes machen.

3.3.1 Investitionsfähigkeit

Der GKAB beseitigt den Zeitverzug bei der Berücksichtigung von Investitionen durch den Ansatz von Planwerten für Neuinvestitionen vollständig und bildet daher die Energiewende ohne Zeitverzug ab. Die Investitionsfähigkeit wird sichergestellt. Fehlanreize zu Gunsten von kapitalintensiven Investitionen und zur Konzentration auf ein Basisjahr werden durch die Verkürzung der Regulierungsperiode verringert.

3.3.2 Effizienz

Effizianzanreize werden durch regelmäßige Effizienzvergleiche und das Bonussystem gesetzt. Im Vergleich zum aktuellen System werden dadurch nicht nur kurzfristige Kosteneinsparungen bewirkt, sondern auch Anreize für mittel- und langfristige Effizienzsteigerungen geschaffen.

3.3.3 Innovationen

Aufbauend auf dem Effizienzvergleich ist auch das Bonussystem technologieneutral ausgestaltet. Es ermöglicht somit, innovative Konzepte und Maßnahmen dort einzusetzen, wo sie gegenüber konventionellem Netzausbau kostengünstiger sind. Durch die dynamische Wirkung des Bonussystems ergibt sich für den Netzbetreiber die Möglichkeit, über den Einsatz operativer Kosten, langfristig wirksame Effizienzpotenziale zu heben, bspw. mittels innovativer Lösungen.

3.3.4 Handhabbarkeit

Informationsasymmetrien, die zweifellos zwischen den Netzbetreibern und den Regulierungsbehörden bestehen, verlieren durch diesen wettbewerbsorientierten Ansatz weiter an Gewicht. Durch regelmäßige Effizienzvergleiche kann das Erfordernis sinken, Kosten der Netzbetreiber in der bisherigen Intensität zu prüfen.

Es entfallen die Instrumente Investitionsmaßnahme und Erweiterungsfaktor sowie die Notwendigkeit, zwischen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen zu unterscheiden. Nachteil dieses Modells sind jedoch die erheblichen Datenaustauschprozesse und die Fülle von Entscheidungen, die bei seiner Umsetzung zwischen den Unternehmen und den Regulierungsbehörden entstehen.

Der erhöhte Verfahrensaufwand des GKAB liegt sowohl im jährlichen Plan-Ist-Abgleich der Kapitalkosten als auch in der Prüfung der operativen Kosten sowie der Durchführung der Effizienzvergleiche im Zweijahresrhythmus begründet. Die mit dem Plan-Ist-Abgleich verbundenen Schwierigkeiten entsprechen denjenigen des Kapitalkostenabgleichs sowie der IKD.

Solange wesentliche Verfahrensvereinfachungen bei der Kostenprüfung nicht gewährleistet sind, wäre das Modell einer zweijährigen Regulierungsperiode weder für die Regulierungsbehörden noch für die Netzbetreiber umsetzbar.

4. Kapitalkostenabgleich

4.1 Grundkonzept und wesentliche Merkmale

4.1.1 Grundkonzept

Mit dem Modell Kapitalkostenabgleich sollen folgende Ziele erreicht werden:

- „Sicherung der Investitionsfähigkeit“ durch stärkere Kostenorientierung und Abbildung der Energiewende ohne Zeitverzug
- Auch bei einer Reduktion der Versorgungsaufgabe wird dies in der Erlösobergrenze reflektiert. Sockeleffekte verbleiben nicht beim Netzbetreiber, sondern werden zugunsten des Netznutzers abgeschöpft.

Der Kapitalkostenabgleich ist ein kostenorientierter Regulierungsansatz, der zum Ziel hat, Kapitalkosten sowohl aus Ersatz- als auch aus Erweiterungsinvestitionen unmittelbar in der Erlösbergrenze der Netzbetreiber abzubilden. Er setzt auf den in Kapitel IVA1 vorgestellten Vorschlag der Kapitalkostendifferenz auf, der von der hessischen Landesregulierungsbehörde in die Diskussion eingebracht wurde. Die wesentlichen Eckpfeiler des Kapitalkostenabgleichs sind im Einzelnen:

- Berücksichtigung der Kapitalkosten auf Plankostenbasis, dabei vollständiger Abgleich der Kapitalkosten ohne Beibehaltung eines Sockels
- Abschaffung der Instrumente Erweiterungsfaktor und Investitionsmaßnahme
- Anerkennung einer Betriebskostenpauschale
- Beibehaltung des Effizienzvergleichs auf Gesamtkostenbasis

Für eine detaillierte Beschreibung des Vorschlags der hessischen Landesregulierungsbehörde sei an dieser Stelle auf Abschnitt IVA1 verwiesen. Die Bundesnetzagentur schlägt die folgenden Anpassungen vor:

- Ein vollständiger Abgleich der Kapitalkosten ist nicht mit einem vorgegebenen Abbaupfad aus dem gesamtkostenbasierten Effizienzvergleich auch für Kapitalkosten vereinbar. Diesbezüglich Anpassungen, z. B. die Einführung einer Justiergröße, notwendig.
- Es wird eine Anpassung der Bezugsgröße für die Betriebskostenpauschale vorgeschlagen.

Hinsichtlich der Berechnung der Kapitalkosten hält die Bundesnetzagentur die Ausgestaltungsvariante mit Anwendung eines standardisierten Mischzinssatzes für sachgerecht.

4.1.2 Wesentliche Merkmale

Die wesentlichen Merkmale der Kapitalkostendifferenz, wie von der hessischen Landesregulierungsbehörde vorgeschlagen, werden in Abschnitt IVA1 dargestellt. Es ist zu betonen, dass der Vorschlag einen vollständigen Abgleich der Kapitalkosten ohne Beibehaltung eines Sockels zwingend vorsieht. In Ergänzung zu dem Vorschlag der hessischen Landesregulierungsbehörde werden Anpassungen zur Betriebskostenpauschale und zur Vereinbarkeit mit den Effizienzvorgaben empfohlen. Hinsichtlich der Kapitalkostenberechnung wird die Anwendung eines standardisierten Mischzinssatzes empfohlen. Diese Änderungsvorschläge bzw. Ausgestaltungsvarianten werden im Folgenden dargestellt. Darüber hinaus wird der Verfahrensablauf skizziert sowie die Notwendigkeit von Festlegungen durch die Bundesnetzagentur adressiert.

Betriebskostenpauschale

Die Bundesnetzagentur hält es hinsichtlich der Bestimmung der Betriebskostenpauschale für sachgerecht, nicht, wie von der Landesregulierungsbehörde vorgeschlagen, die Anschaffungs- und Herstellungskosten des Basisjahres zu verwenden, sondern die Anschaffungs- und Herstellungskosten des Basisjahres zu Tagesneuwerten zu bewerten. Wie in Abschnitt IVA1.5 beschrieben liegt zwischen den kalkulatorisch entfallenden Anschaffungs- und Herstellungskosten der ursprünglichen Anlage und den für den Ersatz der Anlage aktuell anfallenden Anschaffungs- und Herstellungskosten aufgrund der vergleichsweise langen Nutzungsdauern von Netzanlagen eine der Preisentwicklung geschuldete Differenz, die teilweise ein Vielfaches der ursprünglichen Anschaffungs- und Herstellungskosten ausmacht. Wenn eine Anlage nur ersetzt wird, so ist es nicht sachgerecht, dass die Preisdifferenz zwischen alter und neuer Anlage für die

Ermittlung der Betriebskosten herangezogen werden sollte, da die ersetzte Anlage bis zu ihrem Ausscheiden ebenfalls gewartet werden musste und dieser Betriebskostenblock beim Netzbetreiber verbleibt.

Vereinbarkeit mit den Effizienzvorgaben (Justiergröße)

Bei einer Einführung des Kapitalkostenabgleichs wäre das Problem der Vereinbarkeit mit dem Effizienzvergleich zu lösen. Die Anwendung eines Effizienzvergleichs nur für die Betriebskosten stellt dabei keinen sinnvollen Ansatz dar, da dann für die Kapitalkosten überhaupt keine Effizienzanreize mehr vorhanden wären. Folglich soll der Effizienzvergleich auch weiterhin auf Gesamtkostenbasis (TOTEX-Benchmarking) erfolgen.

Durch eine Korrekturgröße könnte hingegen sichergestellt werden, dass der Abbau ineffizienter Kapitalkosten nicht doppelt in Abzug gebracht wird. Für eine solche Justiergröße war im Rahmen der Evaluierung in den Feedback-Bögen ein konkreter Vorschlag gemacht worden. Dieser Vorschlag sah vereinfachend dargestellt vor, dass ein Abzug nicht erfolgt, wenn sich der Abbau von Kapitalkosten in einer gewissen Bandbreite bewegt. Diese Bandbreite orientiert sich an der Höhe der Effizienzvorgaben. Wenn der Netzbetreiber weniger Kapitalkosten "abbaut" als durch die Effizienzvorgaben vorgesehen, gilt für die Erlösobergrenze nur der Abbaupfad der Effizienzvorgaben, nicht jedoch zusätzlich die negative Kapitalkostendifferenz. Baut der Netzbetreiber hingegen mehr Kapitalkosten ab als durch die Effizienzvorgaben vorgesehen, werden die tatsächlichen Kapitalkosten berücksichtigt.

Der Vorschlag berücksichtigt derzeit nicht, dass der Abbaupfad sowohl ineffiziente Betriebskosten als auch ineffiziente Kapitalkosten enthält. Insofern wurde implizit zur „Sicherheit“ unterstellt, dass die gesamte Effizienzvorgabe auf Kapitalkosten entfällt. Sofern eine Justiergröße eingeführt wird, sollte diese z. B. über eine entsprechende Gewichtung berücksichtigen, dass die Ineffizienzen des Netzbetreibers gleichmäßig sowohl bei den Betriebskosten als auch bei den Kapitalkosten vorhanden sein können.

Es ist allerdings auch darauf hinzuweisen, dass eine Justiergröße, unabhängig von der konkreten Ausgestaltung, natürlich nicht tatsächlich zwischen einer effizienten und ineffizienten Reduzierung der Kapitalkosten unterscheiden kann und auch nur pauschal zwischen Ineffizienzen in den Betriebskosten und Kapitalkosten differenzieren kann. Somit ist die Anwendung einer Justiergröße zwangsläufig mit Unschärfen verbunden. Auch wird diese Lösung den Verwaltungsaufwand erhöhen. Im Vergleich zu einem vollkommenen Verzicht auf Effizienzvorgaben für Kapitalkosten sind diese Unschärfen aber in Kauf zu nehmen. Um eine Justiergröße möglichst rechtssicher zu verankern, sollte die Regelung in der Verordnung festgeschrieben und nicht durch die regulatorische Praxis ausgebildet werden.

Mischzinssatz

Alternativ zur Anwendung eines standardisierten Mischzinssatzes wird im Vorschlag der hessischen Regulierungsbehörde erwogen, den Mischzinssatz auf Basis der individuellen Kapitalstruktur im Ausgangsniveau der Kostenprüfung anzusetzen. Es würde folglich alle fünf Jahre eine individuelle Struktur errechnet und diese anschließend pauschal für die Folgejahre verwendet. Diese Alternative sieht die Bundesnetzagentur kritisch, da im Ergebnis für Neuinvestitionen je nach Netzbetreiber ein unterschiedlicher Zins zur Anwendung käme. Die Anwendung eines für alle Netzbetreiber identischen Mischzinssatzes für den Abgleich der Kapitalkosten wäre damit der vorzugswürdigere Weg.

Verfahrensablauf

Der Kapitalkostenabgleich erfordert eine jährliche Übermittlung der Kapitalkosten an die Regulierungsbehörde. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass im Zeitablauf eine Datenaustauschroutine eintritt. Allerdings ist hier zu beachten, dass das im Rahmen der Netzentgeltverordnungen berücksichtigte Sachanlagevermögen aufgrund abweichender Nutzungsdauern, Netzübergänge etc. nicht demjenigen der Bilanz entspricht. Die Meldungen dürften daher in vielen Fällen Klärungsbedarfe nach sich ziehen. Diese sollten sich im Zeitablauf jedoch vermindern lassen. Netzbetreiber, die nur wenige bzw. keine Änderungen im B2 Bogen verzeichnen, könnten sehr einfach verarbeitet werden.

Die Übermittlung der Daten kann auf Basis des Erhebungsbogens für die Kostenprüfung erfolgen. Es ist zu prüfen, ob für den Bogen eine jährliche Festlegung getroffen werden muss. In jedem Fall wäre bei Änderungen, z. B. durch neue Anlagengruppen, voraussichtlich eine neue Festlegung und ggf. Anhörung der Beteiligten erforderlich. Neue Anlagengruppen können durch Zuweisung neuer Anlagen auftreten, hier sind Smart Meter, besondere netztechnische Einrichtungen nach § 13a EnWG sowie neue Anlagentypen im Zuge von Smart-Grid-Innovationen vorstellbar.

Die Gesamtkostenprüfung alle fünf Jahre wäre auch weiterhin notwendig. Die jährliche Anpassung der Kapitalkosten für das Folgejahr erfolgt auf Planbasis. Während für die Anpassung des Folgejahres noch kein testierter Jahresabschluss erforderlich ist, müsste dieser zum 30.6. des Folgejahres vorliegen. Die Erfahrungen der Vergangenheit haben gezeigt, dass dies nicht immer der Fall.

Erheblicher Prüfaufwand wird im Fall von Teilnetzübergängen verbleiben, in denen die übergehenden Anlagen in ihrer Altersstruktur und bei gemischt genutzten Leitungen zwischen abgebendem und aufnehmendem Netzbetreiber keine Einigkeit erzielt wurde. Änderungen der Aktivierungspraxis von Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen oder im Bereich des Zählerwesens können ebenfalls zu Prüfungsaufwand führen, sofern man die zusätzliche Berücksichtigung von aufwandsgleichen Kosten als Kapitalkosten ausschließen möchte.

Im Ergebnis ist ein hochstandardisierter Prozess notwendig, nicht jedoch eine volle „Automatisierung“ des jährlichen Prüfvorgangs zu erwarten. Das Massenverfahren ist zudem nur bei Inkaufnahme von Unschärfen bei der jährlichen Prüfung der Kapitalkosten umsetzbar. Auch vor diesem Hintergrund erscheint bei Einführung eines Kapitalkostenabgleichs die Einführung von pauschalen Ansätzen erwägenswert. Beim Kapitalkostenabgleich wird für die Anpassung der Kapitalkosten während der Regulierungsperiode zwangsläufig mit Pauschalen gearbeitet. Erfolgt eine vergleichbare Standardisierung nicht auch bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus, werden die Kapitalkosten während der Regulierungsperiode einerseits und der Bestimmung des Ausgangsniveaus andererseits auf unterschiedliche Art und Weise berechnet.

Festlegungen durch die Bundesnetzagentur

Es ist vorstellbar, dass es sich als erforderlich erweist, auch für die Anpassung der Kapitalkosten auf Planbasis durch Festlegungen Vorgaben zu machen, um strategisches Verhalten zum Nachteil der Netzkunden (systematische Überschätzung) zu begrenzen. Dies kann allerdings auch durch die Verzinsung der Ausgleichsbeträge im Plan-Ist Abgleich beeinflusst werden. Hier ist eine Möglichkeit einer zusätzlichen Festlegung vorzusehen und die Entwicklung sorgfältig zu beobachten.

Auf die Kapitalkosten soll in allen Modellen ebenfalls eine Betriebskosten-Pauschale aufgeschlagen werden. Wenn diese durch die Verordnung festgeschrieben wird, ist dies unproblematisch. Die Erfahrung zeigt, dass über die Zeit eine Ausdifferenzierung der Betriebskosten-Aufschläge über Festlegungen der Bundesnetzagentur erfolgen kann (so geschehen in § 23 ARegV), die eine Zuordnung unterschiedlicher Anlagen mit unterschiedlichen Pauschalen erforderlich machen könnte. Eine solche Entwicklung würde eine Komplizierung des reibungslosen Ablaufs bedeuten und ist grundsätzlich zu hinterfragen, da die Kapitalkosten gesamthaft und nicht projektspezifisch berücksichtigt werden und damit die Pauschale sowohl Anlagen mit geringerem sowie höherem Betriebskosten-Bedarf bezogen auf die Anschaffungs- und Herstellungskosten enthalten kann.

4.1.3 Änderungen zum Status Quo

Bei Einführung eines Kapitalkostenabgleich werden die Instrumente Erweiterungsfaktor und Investitionsmaßnahme abgeschafft. Um die Vereinbarkeit mit dem Gesamtkosten-Effizienzvergleich zu gewährleisten sollte eine Justiergröße eingeführt werden.

4.2 Einschätzung Dritter

Kritisiert wird auch in den Stellungnahmen zum vierten Workshop insbesondere der Wegfall des Sockeleffekts. Hierbei wird insbesondere die Sorge geäußert, dass das Modell einen Anreiz zur Überkapitalisierung setze, weshalb die Beibehaltung eines Sockels sinnvoll sei. In diesem Zusammenhang wird auch angemerkt, dass bei einer Beschäftigung mit dem Kapitalkostenabgleich und dem Instrument der IKD auch betrachtet werden sollte, ob der Kapitalkostenabgleich im Unterschied zur IKD zu einer Überkapitalisierung anreizt. Beim Kapitalkostenabgleich habe der Netzbetreiber durch den sofortigen Entfall des Sockeleffekts einen Anreiz zu investieren, auch wenn der Bedarf hierfür noch nicht vorhanden ist.

Wie in Abschnitt IVA4 ausführlich beschrieben, hält die Bundesnetzagentur die Beibehaltung eines Sockeleffekts bei einem Kapitalkostenabgleich jedoch für abwegig. Gerade die IKD setzt aufgrund der Zusatzrenditen bei den Kapitalkosten einen sehr hohen Anreiz zur Überkapitalisierung und durch den Wegfall von Anlagen, die komplett abgeschrieben sind, eben keine Anreize für eine wirtschaftlich effiziente Nutzungsdauer.

Es wird darüber hinaus angemerkt, dass es dem Modell des Kapitalkostenabgleichs an Zielgenauigkeit fehle, da es auf alle Netzbetreiber angewendet werden soll. Das Problem des Zeitverzugs bestehe bei den Verteilernetzbetreibern und sollte auch zielgenau für diese Netzbetreibergruppe gelöst werden. Vom BDEW wird in diesem Zusammenhang angemerkt, dass ein Ersatz des Instruments Investitionsmaßnahme durch eine pauschalisierte Kapitalkostenermittlung eine sachgerechte Abbildung von Großprojekten insbesondere auf der Transportnetzebene nicht mehr erlauben würde. Daher erscheine es höchst nachteilig und auch riskant, ein funktionierendes System wie die Investitionsmaßnahme ohne Not abzuschaffen.

Seitens des BDEWs wird angemerkt, dass Investitionen, die seit Einführung der Anreizregulierung getätigt wurden, Verzinsungs- und Abschreibungs-Scheiben verlieren würden (negative Sockeleffekte in den ersten Jahren nach Aktivierung werden nicht mehr durch positive Sockeleffekte in späteren Jahren ausgeglichen). Dies stelle eine nachträgliche Entwertung dieser Investitionen dar. Der Kapitalkostenabgleich müsse so ausgestaltet werden, dass diese negativen Sockeleffekte durch entsprechend positive Sockeleffekte ausgeglichen würden. In diesem Kontext wird seitens anderer Kommentatoren angemerkt, dass Anlagenzugänge ab 2006 mit einem Zeitverzug von bis zu 7 Jahren in der Erlösobergrenze berücksichtigt

sein. Das vorgeschlagene Modell entziehe dem Netzbetreiber zusätzlich zum Zeitverzug weitere Rückflüsse am Ende der Nutzungsdauer, die im bisherigen Modell und auch bei der IKD durch die Beibehaltung des Sockeleffektes ausgeglichen würden.

Bezüglich der OPEX sei festzuhalten, dass diese beim erwünschten Einsatz von immer mehr innovativen Technologien stark ansteigen werden. Vor diesem Hintergrund verwundere beim Modell des Kapitalkostenabgleichs, dass die Bundesnetzagentur die Bezugsgröße für die OPEX-Pauschale gegenüber früheren Vorschlägen der Plattform Energienetze absenke. Die Basis für eine OPEX-Pauschale müsse der AKHK-Zugang bzw. -Abgang bilden. Eine OPEX-Pauschale müsse zudem die Kleinteiligkeit von Verteilernetzbetreiber-Investitionen berücksichtigen. Hierzu ist anzumerken, dass die OPEX-Pauschale durch die Anwendung auf die Kapitalkosten im Grunde eine Erhöhung der Vergütung der Kapitalkosten wirkt. Eine hohe OPEX-Pauschale führt daher tendenziell dazu, dass der in der Stellungnahme genannte erwünschte Einsatz von immer mehr innovativen Technologien eben nicht stattfindet.

Schließlich wird angemerkt, dass die Justiergröße gegen ein doppeltes Abschmelzen der anzupassenden Kapitalkostenanteile eine komplexe und netzbetreiberindividuelle Ausgestaltung verlange.

4.3 Bewertung

Eine ausführliche Bewertung des Kapitalkostenabgleichs befindet sich in Abschnitt IVA1. Zur Vorteilhaftigkeit dieses Modells im Vergleich zum Optionsmodell des BDEW und der IKD wird in Abschnitt IVA4 ausführlich Stellung genommen, auf eine umfassende Bewertung wird hier daher verzichtet.

Zusammengefasst hat das Modell des Kapitalkostenabgleichs hinsichtlich der verwendeten Zielkategorien die folgenden Vor- und Nachteile:

4.3.1 Investitionsfähigkeit

Mittel sowohl für Ersatz- als auch für Erweiterungsinvestitionen werden zeitnah und in tatsächlicher Höhe bereitgestellt. Grundsätzlich stellt dieser Ansatz damit die Investitionsfähigkeit sicher und setzt hohe Investitionsanreize.

4.3.2 Effizienz

Der Sockelbetrag wird bei diesem Modell komplett abgeschöpft. Hieraus ergibt sich eine kurzfristige Reduktion der Netzkosten, sowohl im Vergleich zum Modell der ARegV als auch im Vergleich zur IKD.

Der Wegfall des Budgetansatzes reduziert die Effizienzanreize für Kapitalkosten insgesamt.

4.3.3 Innovationen

Dieses Modell setzt Anreize für kapitalintensive Netzausbaustrategien. Innovationen, die eher betriebskostenlastig sind, werden unter diesem Modell voraussichtlich nicht realisiert werden.

4.3.4 Handhabbarkeit

Eine Differenzierung zwischen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen ist bei einem Kapitalkostenabgleich nicht mehr notwendig. Der Erweiterungsfaktor und die Investitionsmaßnahme können entfallen. Der reduzierte Verwaltungsaufwand durch den Wegfall von Erweiterungsfaktor und Investitionsmaßnahme wird

voraussichtlich durch ein jährliches Massenverfahren wieder aufgehoben. Das Massenverfahren ist dabei nur bei Inkaufnahme von Unschärfen bei der Prüfung umsetzbar.

D Fazit

Die Handlungsvorschläge der Bundesnetzagentur gliedern sich zum einen in modellunabhängige Empfehlungen, die zu Verbesserungen des bisherigen Regulierungssystems führen, ohne dabei in dessen Grundsystematik einzugreifen. Zum anderen wurden in Abschnitt C mit der ARegV 2.0, der differenzierten Regulierung, dem Gesamtkostenabgleich mit Bonus und dem Kapitalkostenabgleich darüber hinaus vier eigenständige Modellvorschläge vorgestellt, die mit stärkeren Eingriffen in das Regulierungssystem einhergehen.

Fazit zu den modellunabhängigen Handlungsmöglichkeiten

Die vorgeschlagenen modellunabhängigen Handlungsmöglichkeiten wirken unter anderem in Richtung einer verbesserten Handhabbarkeit des Regulierungssystems. Hierzu zählen die Empfehlungen zum Regulierungskonto und zur Vorgehensweise bei der Aufteilung von Erlösobergrenzen bei Teilnetzübergängen (vgl. Abschnitte B2 und B5). Die Handlungsmöglichkeiten zum Umgang mit den Personalzusatzkosten (vgl. Abschnitt B1) sind neben einer dadurch anzustrebenden Vereinfachung insbesondere auch dadurch geprägt, dass der Anteil der Personalzusatzkosten an den Gesamtkosten der Netzbetreiber stark unterschiedlich ist und die Behandlung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten sowohl den Effizienzvergleich als auch die Entscheidung der Unternehmen, Leistungen durch eigenes Personal oder durch dritte Dienstleister erbringen zu lassen beeinflusst.

Aspekte zur Steigerung der Effizienz werden mit den Empfehlungen zur Behandlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten im Rahmen des vereinfachten Verfahrens, der Weiterentwicklung des Effizienzvergleichs sowie des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors adressiert (vgl. die Abschnitte B3, B4 und B8).

Eng mit der Steigerung der Effizienz verknüpft sind auch Optionen zur Förderung der Innovationstätigkeit. Neben einem sog. Efficiency-Carry-Over Mechanismus wird hier ein Bonussystem vorgeschlagen (vgl. Abschnitt B9). Die Elemente finden wiederum auch Eingang in die weitergehenden Modellempfehlungen aus Abschnitt C dieses Kapitels.

In Richtung der Sicherung der Investitionstätigkeit wird die Einführung eines indikatorbasierten Investitionsmonitoring vorgeschlagen (vgl. Abschnitt B11). Handlungsempfehlungen zur Erhöhung der Transparenz finden sich in Abschnitt B6 und ein Vorschlag zur eigenständigen Erhebung von Versorgungsunterbrechungen kleiner 3 Minuten in Abschnitt B6.

Fazit zu den Modellempfehlungen in Kapitel V

Die Evaluierung der ARegV hat gezeigt, dass sich das Regulierungssystem in den sechs Jahren seiner Anwendung überwiegend bewährt hat. Dennoch wurden an verschiedenen Punkten Verbesserungspotenziale aufgedeckt und ausgehend von den Untersuchungsergebnissen zur Wirkung der ARegV entsprechende Handlungsvorschläge erarbeitet.

Für die Modellempfehlungen gelten dabei drei Grundvoraussetzungen:

- Das Modell ist der ARegV in mindestens einer der eingangs formulierten Zieldimension überlegen.
- Die Versorgungsqualität wird durch das Modell nicht gefährdet.
- Das Modell ist praktisch, bzw. unter dem Vorbehalt bestimmter verfahrensseitiger Anpassungen, umsetzbar.

Die Wirkung der Modellvorschläge auf die einzelnen Zieldimensionen ist dabei jeweils unterschiedlich ausgeprägt. Die Entscheidung zur Umsetzung einer Modellvariante ist insofern stark davon abhängig, welches Gewicht welcher Zielebene beigemessen wird und wie die Wirkung eines Modells auf die einzelnen Zielebenen eingeschätzt wird.

ARegV 2.0

Das Modell der ARegV 2.0 setzt die ARegV in ihren wesentlichen Merkmalen unverändert fort. Ausgehend von der bestehenden Systematik werden jedoch Verbesserungen bei der Ausgestaltung des Erweiterungsfaktors sowie bei der Förderung der Innovationstätigkeit angeregt. Zur Förderung der Innovationstätigkeit wird die Einführung eines Bonussystems oder eines sog. Efficiency-Carry-Over Mechanismus vorgeschlagen.

Die Empfehlung lässt sich damit konsequent aus den Befunden zur Evaluierung der Anreizregulierung in Kapitel III ableiten. Ein drängender Änderungsbedarf an der Verordnung wurde dort in keiner der untersuchten Zieldimensionen ausgemacht. Lediglich bei den ermittelten Abweichungen zwischen Kosten und zugestandenen Erlösen beim Erweiterungsfaktor sowie bei den Anreizen für nachhaltige Effizienzverbesserungen in Zusammenhang mit der Innovationstätigkeit sieht die Bundesnetzagentur Handlungsbedarf. Beide Anpassungen sind auch vor dem Hintergrund des für die Zukunft weiter ansteigenden Investitionsbedarfs im Rahmen der Energiewende anzustreben.

Anpassungen im Kontext der Finanzierung von Ersatzinvestitionen sind im Modell ARegV 2.0 nicht vorgesehen. Für die Finanzierung von Ersatzinvestitionen steht den Netzbetreibern ein Sockelbetrag aus in der Vergangenheit beschafften Anlagen zur Verfügung. Eine Modellrechnung hat gezeigt, dass dieser Sockelbetrag im Allgemeinen ausreichend dimensioniert ist. Auch hier ist im Einzelfall jedoch damit zu rechnen, dass es aufgrund spezifischer Rahmenbedingungen, d. h. einem ungünstigen oder günstigen Verhältnis von Ersatzinvestitionsbedarf zu vorhandenem kalkulatorischen Anlagevermögen bzw. Sockelbetrag, zu Über- oder Unterrenditen kommen könnte. Mögliche Abweichungen zu Lasten der Netzbetreiber wären allerdings dem unternehmerischen Handeln der Vergangenheit und nicht dem Prinzip der ARegV anzulasten. Das Budgetprinzip wird in dieser Handlungsoption konsequent angewendet.

Insgesamt wird die Investitionsfähigkeit bei Erweiterungsinvestitionen durch die Anpassung des Erweiterungsfaktors weiter gestärkt, deutliche Überdeckungen zu Lasten der Netzkunden werden reduziert. Mit der Einführung eines Efficiency Carry-Overs- oder Bonus-Systems können zusätzliche Anreize zur langfristigen Steigerung der Effizienz bzw. der Innovationstätigkeit gesetzt werden.

Mit den eher moderat ausgeprägten Anpassungen entspricht die ARegV 2.0 auch dem Umstand, dass vor dem Hintergrund der Planbarkeit und Verlässlichkeit das Regulierungssystem nach einem vergleichsweise kurzen Zeitraum nicht ohne Notwendigkeit umfassenderen Anpassungen unterzogen werden sollte.

Differenzierte Regulierung

Das Modell einer Differenzierung innerhalb der ARegV 2.0 berücksichtigt, dass angesichts der zukünftigen Entwicklungen im Rahmen der Energiewende und der spezifischen Betroffenheit einzelner Netzbetreiber bestimmte Konstellationen durch das Grundsystem der ARegV trotz der Anpassungen beim Erweiterungsfaktor möglicherweise nicht adäquat abgebildet werden können. Für Netzbetreiber, die eine derartige besondere Betroffenheit nachweisen können, wird mit der Investitionsmaßnahme ein weiteres Regulierungsinstrument eröffnet. Dieses Instrument stand bislang in erster Linie nur den Stromübertragungs-, Gasfernleitungs- und Verteilernetzbetreibern auf der 110kV-Ebene zur Verfügung.

Ein konstituierendes Element der ARegV in seiner aktuellen Form ist das Budgetprinzip, demzufolge die Erlöse eines Netzbetreibers während der Regulierungsperiode grundsätzlich konstant gehalten werden und die entstehenden Kosten daraus zu finanzieren sind. Die Handlungsoptionen des Gesamtkostenabgleichs mit Bonus und des Kapitalkostenabgleichs weichen von diesem Grundsatz (in unterschiedlichem Ausmaß) ab.

Gesamtkostenabgleich mit Bonus

Der Gesamtkostenabgleich mit Bonus verkürzt die Regulierungsperiode auf zwei Jahre und reduziert damit mögliche Zeitverzögerungen und Anreize zur Verlagerung von Kosten. Auch wird in diesem Modell für die Kapitalkosten ein jährlicher Abgleich unter Anwendung von Planwerten eingeführt, so dass die Investitionsfähigkeit in hohem Maße gewährleistet ist. Sockelbeträge zur Finanzierung von Ersatzinvestitionen sind bei diesem Ansatz nicht erforderlich, der Budgetansatz entfällt weitgehend.

Anreize für effizientes Handeln und die Durchführung von Innovationen werden durch regelmäßiges Benchmarking der ermittelten Kosten gesetzt, das durch Ausschüttung eines Bonus besonders effiziente Netzbetreiber zusätzlich belohnt.

Insgesamt ist der Gesamtkostenabgleich mit Bonus ein in Bezug auf Investitionsfähigkeit, Innovationsförderung und Effizienz hochinteressantes Instrument. Jedoch setzt der Ansatz in ganz erheblichem Umfang Vereinfachungen in der regulatorischen Praxis voraus. Beispielhaft zu nennen sind hier wegen der verkürzten Regulierungsperiode erforderliche Vereinfachungen bei der Kostenprüfung im Allgemeinen und bei der Bestimmung der Kapitalkosten im Speziellen. Da die Schaffung der Voraussetzungen bis zum Beginn der dritten Regulierungsperiode in keiner Weise gesichert ist und auch die notwendige Diskussionsprozesse mit den Stakeholdern zur dauerhaften Tragfähigkeit des Modells noch längst nicht abgeschlossen sind, ist der Gesamtkostenabgleich mit Bonus als eine denkbare Weiterentwicklung des Regulierungssystems für die Zukunft zu sehen.

Kapitalkostenabgleich

Beim Kapitalkostenabgleich wird die Länge der Regulierungsperiode grundsätzlich bei fünf Jahren belassen. Das Budgetprinzip bleibt für die OPEX erhalten. Für die Kapitalkosten wird hingegen ein jährlicher Abgleich unter Anwendung von Planwerten durchgeführt. Hierdurch werden starke Investitionsanreize gesetzt. Sockelbeträge sind für die Finanzierung von Ersatzinvestitionen nicht erforderlich und werden konsequent abgeschöpft, wodurch sich zumindest kurzfristig eine Absenkung der Netzkosten ergibt. Allerdings bevorzugt das System kapitalkostenlastige Lösungen und benachteiligt innovativere Ansätze, mit denen sich Netzausbau einsparen lässt.

Der Effizienzvergleich ist um eine Justiergröße zu ergänzen, hierdurch wird die praktische Durchführung erschwert. Dies gilt insbesondere wenn der Effizienzvergleich um innovationssteigernde Instrumente wie den Efficiency-Carry-Over oder einen Bonus ergänzt werden sollte. Zudem führt der jährliche Kapitalkostenabgleich zu einem Massenverfahren, das in der Praxis ohne starke Vereinfachungen bei der Bestimmung der Kapitalkosten schwer beherrschbar ist.

Insgesamt ist der Kapitalkostenabgleich im Sinne der Investitionsfähigkeit sehr gut geeignet, jegliche Ausbau- und Ersatzszenarien sind mit dem System abbildbar. Allerdings geht dieser Vorzug mit Nachteilen in Bezug auf langfristige Kosteneffizienz und Innovationen einher. Dies ist angesichts der zukünftigen Herausforderungen problematisch.

Eine weitere Herausforderung liegt in der operativen Handhabung des Systems. Wegfallende Antragsverfahren zum Erweiterungsfaktor und zur Investitionsmaßnahme werden durch Massenprüfungsverfahren ersetzt, die stärkere Pauschalierungen bei der Bestimmung der Kapitalkosten erforderlich machen. Diese Pauschalierungen würden einen Bruch mit der bisherigen Regulierungspraxis bedeuten und für Investoren verunsichernd wirken.

Gesamtabwägung

Die Bundesnetzagentur spricht sich insgesamt dafür aus, die im Modell ARegV 2.0 angelegten Verbesserungsmöglichkeiten zu nutzen.

Als Ergänzung zu diesem Ansatz sollte für die von der Energiewende besonders betroffenen Netzbetreiber im Rahmen einer differenzierten Regulierung die Möglichkeit eröffnet werden, auch Investitionsmaßnahmen zu beantragen.

Das Modell des Gesamtkostenabgleichs mit Bonus ist eine Perspektive für die Zukunft. Erforderliche Anpassungen in der regulatorischen Praxis sollten in den kommenden Jahren geprüft und adressiert werden.

Sollte man in der politischen Diskussion zu dem Ergebnis kommen, dass eine möglichst schnelle Kapitalkostenanerkennung den Vorrang vor der Hebung von Innovations- und Einsparpotentialen haben sollte, ist der Kapitalkostenabgleich vorzugswürdig.

Das auch diskutierte Modell der IKD führt zu Überrenditen und sollte nicht weiter verfolgt werden.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Bruttostromerzeugung 1998 nach Energieträgern in TWh.....	39
Abbildung 2: Schema zur Mechanik der Anreizregulierung.....	45
Abbildung 3: Installierte elektrische Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung, Stand Oktober 2014 bzw. August 2014 (Solar))	55
Abbildung 4: Entwicklung der installierten Leistung der nach EEG vergütungsfähigen Anlagen von 2004 bis 2013.....	56
Abbildung 5: Anschluss von Erzeugungsleistung auf Basis erneuerbarer Energien an Verteilernetzbetreiber ...	57
Abbildung 6: zusätzliche Investitionsvolumina bei konventionellem Verteilernetzausbau (Studienergebnisse)	59
Abbildung 7: Gegenüberstellung jährlicher Kosten der Referenz des Kombinationsansatzes eines Erzeugungsmanagements mit dem Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren	61
Abbildung 8: Mitarbeiterentwicklung der 20 größten Verteilernetzbetreiber (Strom).....	67
Abbildung 9: Mitarbeiterentwicklung der 20 größten Verteilernetzbetreiber (Gas)	67
Abbildung 10: Transportnetzbetreiber nach beantragtem Zertifizierungsmodell	69
Abbildung 11: Bekanntmachung über das Auslaufen von Konzessionsverträgen	70
Abbildung 12: Anerkannte Netzkosten der Stromübertragungsnetzbetreiber für die erste und zweite Regulierungsperiode	76
Abbildung 13: CAPEX der Übertragungsnetzbetreiber für die erste und zweite Regulierungsperiode	77
Abbildung 14: Anerkannte Netzkosten und Entwicklung der Erlösobergrenzen (EOG) bei den Stromübertragungsnetzbetreibern.....	78
Abbildung 15: Anerkannte Netzkosten der Gasfernleitungsnetzbetreiber für die erste und zweite Regulierungsperiode	79
Abbildung 16: CAPEX der Gasfernleitungsnetzbetreiber für die erste und zweite Regulierungsperiode.....	80
Abbildung 17: Anerkannte Netzkosten und Entwicklung der Erlösobergrenzen (EOG) bei den Gasfernleitungsnetzbetreibern	81
Abbildung 18: Anerkannte Netzkosten der Stromverteilernetzbetreiber im Regelverfahren für die erste und zweite Regulierungsperiode.....	82
Abbildung 19: CAPEX der Stromverteilernetzbetreiber im Regelverfahren für die erste und zweite Regulierungsperiode	83
Abbildung 20: Anerkannte Netzkosten und Entwicklung der Erlösobergrenzen (EOG) bei den Stromverteilernetzbetreibern im Regelverfahren	84

Abbildung 21: Entwicklung der Erlösobergrenzen (EOG) mit gesondertem Ausweis der Mehrerlösabschöpfung (MEA) bei den Stromverteilernetzbetreibern im Regelverfahren.....	85
Abbildung 22: Anerkannte Netzkosten der Gasverteilernetzbetreiber im Regelverfahren für die erste und zweite Regulierungsperiode.....	86
Abbildung 23: CAPEX der Gasverteilernetzbetreiber im Regelverfahren für die erste und zweite Regulierungsperiode.....	87
Abbildung 24: Anerkannte Netzkosten und die Entwicklung der Erlösobergrenzen (EOG) bei den Gasverteilernetzbetreibern im Regelverfahren.....	88
Abbildung 25: Anerkannte Netzkosten und die Entwicklung der Erlösobergrenzen (EOG) mit gesondertem Ausweis der Mehrerlösabschöpfung (MEA) bei den Gasverteilernetzbetreibern im Regelverfahren.....	89
Abbildung 26: Anerkannten Netzkosten der Stromverteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren für die erste und zweite Regulierungsperiode.....	90
Abbildung 27: CAPEX der Stromverteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren für die erste und zweite Regulierungsperiode.....	91
Abbildung 28: Anerkannte Netzkosten und Entwicklung der Erlösobergrenzen (EOG) bei den Stromverteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren.....	92
Abbildung 29: Entwicklung der Erlösobergrenzen (EOG) mit gesondertem Ausweis der Mehrerlösabschöpfung (MEA) bei den Stromverteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren.....	93
Abbildung 30: Anerkannten Netzkosten der Gasverteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren für die zweite Regulierungsperiode.....	94
Abbildung 31: CAPEX der Gasverteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren für die zweite Regulierungsperiode.....	95
Abbildung 32: Anerkannte Netzkosten und Entwicklung der Erlösobergrenzen (EOG) bei den Gasverteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren.....	96
Abbildung 33: Entwicklung der Erlösobergrenzen (EOG) mit Ausweis der Mehrerlösabschöpfung (MEA) bei den Gasverteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren.....	97
Abbildung 34: Entwicklung der Kapitalkosten zzgl. Gewerbesteuer der Stromnetzbetreiber auf Basis des Sachanlagevermögens bis einschließlich 2006.....	104
Abbildung 35: Entwicklung der Kapitalkosten zzgl. Gewerbesteuer der Gasnetzbetreiber auf Basis des Sachanlagevermögens bis einschließlich 2006.....	107
Abbildung 36: Entwicklung der Kapitalkosten zzgl. Gewerbesteuer der Stromnetzbetreiber auf Basis des Sachanlagevermögens bis einschließlich 2006 und Auswirkung auf das Erlösobergrenzeniveau.....	108
Abbildung 37: Entwicklung der Kapitalkosten zzgl. Gewerbesteuer der Gasnetzbetreiber auf Basis des Sachanlagevermögens bis einschließlich 2006 und Auswirkung auf das Erlösobergrenzeniveau.....	109

Abbildung 38: Zusammensetzung der Erlösobergrenzen bei den Übertragungsnetzbetreibern für die erste Regulierungsperiode	115
Abbildung 39: Zusammensetzung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei den Übertragungsnetzbetreibern für die erste Regulierungsperiode.....	117
Abbildung 40: Zusammensetzung der Erlösobergrenzen bei den Gasfernleitungsnetzbetreibern für die erste Regulierungsperiode	119
Abbildung 41: Zusammensetzung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei den Gasfernleitungsnetzbetreibern für die erste Regulierungsperiode	121
Abbildung 42: Wesentliche Einflussgrößen auf die EOG-Entwicklung bei den Stromverteilernetzbetreibern im Regelverfahren für die erste Regulierungsperiode	123
Abbildung 43: Wesentliche Einflussgrößen auf die Entwicklung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei den Stromverteilernetzbetreibern im Regelverfahren für die erste Regulierungsperiode..	125
Abbildung 44: Wesentliche Einflussgrößen auf die EOG-Entwicklung bei den Gasverteilernetzbetreibern im Regelverfahren für die erste Regulierungsperiode	127
Abbildung 45: Wesentliche Einflussgrößen auf die Entwicklung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei den Gasverteilernetzbetreibern im Regelverfahren für die erste Regulierungsperiode	129
Abbildung 46: Wesentliche Einflussgrößen auf die EOG-Entwicklung bei den Stromverteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren für die erste Regulierungsperiode.....	131
Abbildung 47: Zusammensetzung dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten bei den Stromverteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren für die erste Regulierungsperiode	132
Abbildung 48: Die wesentlichen Einflussgrößen auf die EOG-Entwicklung bei den Gasverteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren für die erste Regulierungsperiode	134
Abbildung 49: Über- und Unterdeckungen im Erweiterungsfaktor Szenario A nach Anzahl.....	145
Abbildung 50: Über- und Unterdeckungen im Erweiterungsfaktor Szenario A nach Volumen.....	145
Abbildung 51: Über- und Unterdeckungen im Erweiterungsfaktor Szenario B nach Anzahl.....	146
Abbildung 52: Über- und Unterdeckungen im Erweiterungsfaktor Szenario B nach Volumen	147
Abbildung 53: Über- und Unterdeckungen im Erweiterungsfaktor Szenario C nach Anzahl.....	148
Abbildung 54: Über- und Unterdeckungen im Erweiterungsfaktor Szenario C nach Volumen	148
Abbildung 55: Anpassung der Erlösobergrenze - Kapital- und Betriebskosten aus Investitionsmaßnahmen .	154
Abbildung 56: Anträge gemäß § 23 ARegV	155
Abbildung 57: Verlauf der Ersatzinvestitionen und positiven Sockelbeträge.....	162
Abbildung 58: Rendite bei Einbeziehung der positiven Sockelbeträge in die Ersatzinvestitionen nach Aktivierungsjahr	163
Abbildung 59: Anschaffungs- und Herstellungskosten (AKHK) zu Tagesneuwerten der 2012 in Betrieb befindlichen Anlagegüter der Stromverteilernetzbetreiber aus der Stichprobe im jeweiligen Zugangsjahr [in Euro].....	181

Abbildung 60: Anschaffungs- und Herstellungskosten (AKHK) zu Tagesneuwerten der 2012 in Betrieb befindlichen Anlagegüter der Stromverteilernetzbetreiber aus der Stichprobe im jeweiligen Zugangsjahr, dargestellt getrennt für west- und ostdeutsche Netzbetreiber.....	182
Abbildung 61: Investitionsquote der Stromverteilernetzbetreiber (arithmetische Mittelwerte in Prozent).....	185
Abbildung 62: Gesamt-, Ersatz- und Erweiterungsinvestitionsquoten der Stromverteilernetzbetreiber (kalkulatorisch zu AKHK, arithmetische Mittelwerte für 59 Stromverteilernetzbetreiber, in Prozent).....	187
Abbildung 63: Reinvestitionsquote der Stromverteilernetzbetreiber (arithmetische Mittelwerte in Prozent).	188
Abbildung 64: Anlagenalter der Stromverteilernetzbetreiber (arithmetische Mittelwerte in Jahren).....	189
Abbildung 65: Anschaffungs- und Herstellungskosten zu Tagesneuwerten (TNW) der 2012 in Betrieb befindlichen Anlagegüter der Gasverteilernetzbetreiber aus der Stichprobe im jeweiligen Zugangsjahr.....	190
Abbildung 66: Anschaffungs- und Herstellungskosten zu Tagesneuwerten (TNW) der 2012 in Betrieb befindlichen Anlagegüter der Gasverteilernetzbetreiber aus der Stichprobe im jeweiligen Zugangsjahr, dargestellt getrennt für west- und ostdeutsche Netzbetreiber.....	191
Abbildung 67: Investitionsquote der Gasverteilernetzbetreiber (arithmetische Mittelwerte in Prozent).....	192
Abbildung 68: Reinvestitionsquote der Gasverteilernetzbetreiber (arithmetische Mittelwerte in Prozent).....	193
Abbildung 69: Anlagenalter der Gasverteilernetzbetreiber.....	194
Abbildung 70: Investitionen der Stromübertragungsnetzbetreiber.....	195
Abbildung 71: Investitionsquote der Stromübertragungsnetzbetreiber (arithmetische Mittelwerte).....	196
Abbildung 72: Reinvestitionsquote Stromübertragungsnetzbetreiber.....	197
Abbildung 73: Investitionen Gasfernleitungsnetzbetreiber.....	199
Abbildung 74: Investitionsquote Gasfernleitungsnetzbetreiber.....	200
Abbildung 75: Reinvestitionsquote Gasfernleitungsnetzbetreiber.....	201
Abbildung 76: Entwicklung der Planwerte der Investitionen der Stromverteilernetzbetreiber.....	203
Abbildung 77: Entwicklung der Planwerte der der Investitionen Gasverteilernetzbetreiber.....	204
Abbildung 78: Entwicklung der Planwerte der Investitionen der Stromübertragungsnetzbetreiber.....	205
Abbildung 79: Entwicklung der Planwerte der Investitionen der Gasfernleitungsnetzbetreiber.....	206
Abbildung 80: Aufwand für Wartungs- und Instandhaltungsleistungen bei Stromverteilernetzbetreibern.....	216
Abbildung 81: Aufwand für Wartungs- und Instandhaltungsleistungen bei Gasverteilernetzbetreibern.....	217
Abbildung 82: Zeitliche Flexibilität von Investitionsmaßnahmen.....	218
Abbildung 83: Zeitliche Flexibilität von Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen.....	219
Abbildung 84: Eigeneinschätzung der Netzbetreiber zur Angemessenheit nach Kriterium.....	229
Abbildung 85: Prozentualer Anteil des Bonus/Malus und des Nettoeffekts.....	281

Abbildung 86: Entwicklung der SAIDI/ASIDI-Kennzahlen (in min/Jahr) im Qualitätselement	290
Abbildung 87: Entwicklung der Netzzuverlässigkeit von Stromnetzen im europäischen Vergleich	291
Abbildung 88: Entwicklung der Zuverlässigkeitskennzahlen SAIDI/ASIDI (in min/Jahr) von Gasnetzen nach § 52 EnWG	295
Abbildung 89: Verfahren zur Bestimmung der Erlösobergrenze vor Beginn einer Regulierungsperiode	312
Abbildung 90: Verteilung des Verhältnisses der geltend gemachten Lohnzusatzkosten als dnbK im Verhältnis zu den Gesamtkosten der Stromverteilernetzbetreiber	327
Abbildung 91: Verteilung des Verhältnisses der geltend gemachten Lohnzusatzkosten als dnbK im Verhältnis zu den Gesamtkosten der Gasverteilernetzbetreiber	327
Abbildung 92: Abweichungen für Gasverteilernetzbetreiber (Mischzinssatz mit Nettosubstanzerhaltung)	341
Abbildung 93: Zeitliche CAPEX-Entwicklung der Stromverteilernetzbetreiber bei Anwendungs- der Kapitalkostendifferenz, der IKD und des Erlösobergrenzeniveaus (gem. ARegV) auf Basis des Sachanlagevermögens bis einschließlich 2006	383
Abbildung 94: Verzinsung gemessen am Aktivierungsjahr	384
Abbildung 95: Zeitliche Entwicklung der OPEX-Zuschläge der Stromverteilernetzbetreiber bei Anwendung der Kapitalkostendifferenz und der IKD bei einem 1-zu-1- Anlagensatz	386
Abbildung 96: Zeitliche CAPEX-Entwicklung der Stromverteilernetzbetreiber bei Anwendung der Kapitalkostendifferenz und der IKD gemäß BMWi- Verteilernetzstudie	387
Abbildung 97: Anwendung des Efficiency-Carry-Overs in den Niederlanden	415

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netzstrukturdaten Strom 2013	58
Tabelle 2: Netzstrukturdaten Gas 2013.....	59
Tabelle 3: Netzentwicklungsplan Strom Onshore 2024.....	63
Tabelle 4: Positive Sockelbeträge nach Regulierungsperioden.....	110
Tabelle 5: Zusammensetzung der Erlösobergrenzen bei den Übertragungsnetzbetreibern für die erste Regulierungsperiode	116
Tabelle 6: Zusammensetzung der Erlösobergrenzen bei den Gasfernleitungsnetzbetreibern für die erste Regulierungsperiode (ergänzend zu Abbildung 40).....	120
Tabelle 7: Zusammensetzung der Erlösobergrenzen bei den Stromverteilernetzbetreibern im Regelverfahren für die erste Regulierungsperiode	122
Tabelle 8: Zusammensetzung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei den Stromverteilernetzbetreibern im Regelverfahren für die erste Regulierungsperiode	124
Tabelle 9: Zusammensetzung der Erlösobergrenzen bei den Gasverteilernetzbetreibern im Regelverfahren für die erste Regulierungsperiode.....	126
Tabelle 10: Zusammensetzung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei den Gasverteilernetzbetreibern für die erste Regulierungsperiode	128
Tabelle 11: Zusammensetzung der Erlösobergrenzen bei den Stromverteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren für die erste Regulierungsperiode	130
Tabelle 12: Zusammensetzung der Erlösobergrenzen bei den Gasverteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren für die erste Regulierungsperiode	133
Tabelle 13: Entwicklung der Anträge auf Erweiterungsfaktor in den Jahren 2009 bis 2012 für den Strom- und Gasbereich	141
Tabelle 14: In den Erlösobergrenzen enthaltene Erweiterungsfaktorbeträge.....	141
Tabelle 15: Werte Szenario A	146
Tabelle 16: Werte Szenario B.....	147
Tabelle 17: Werte Szenario C	148
Tabelle 18: Ergebnisse der Regressionsanalyse	168
Tabelle 19: Mögliche Einflussfaktoren auf das Investitionsverhalten der aktuellen Zeitperiode zur Bestimmung der Basismodellspezifikation	209
Tabelle 20: Vergleichsparameter Stromverteilernetzbetreiber in der 1. und 2. Regulierungsperiode (RP).....	262
Tabelle 21: Vergleichsparameter Gasverteilernetzbetreiber in der 1. und 2. Regulierungsperiode (RP)	263

Tabelle 22: Effizienzwerte Gasfernleitungsnetzbetreiber in der 1. und 2. Regulierungsperiode (RP).....	264
Tabelle 23: Effizienzwerte Stromübertragungsnetzbetreiber in der 1. und 2. Regulierungsperiode (RP).....	265
Tabelle 24: Nominale Veränderung der Durchschnittseffizienz in der 1. und 2. Regulierungsperiode (RP).....	266
Tabelle 25: Reale Veränderung der Durchschnittseffizienz.....	267
Tabelle 26: Anzahl der Teilnehmer am vereinfachten bzw. Regelverfahren in der ersten Regulierungsperiode bei den Landesregulierungsbehörden differenziert nach Bundesländern.....	316
Tabelle 27: Durchschnittliche Effizienzwerte der Verteilernetzbetreiber im Regelverfahren im Vergleich zu den pauschalen Effizienzwerten im vereinfachten Verfahren.....	316
Tabelle 28: Verfahrensschritte bei Regelverfahren und vereinfachtem Verfahren.....	319
Tabelle 29: Bei der Bundesnetzagentur gestellte Anträge nach § 26 Absatz 2 ARegV.....	323
Tabelle 30: Eingangsgrößen und wesentliche Merkmale der Kapitalkostendifferenz.....	373
Tabelle 31: Auswahl der Zielgrößen bei zu erstellenden Business Plans.....	402
Tabelle 32: Überblick über die Struktur der Kapitalverzinsung (Internationaler Vergleich).....	411
Tabelle 33: Internationale Beispiel: Qualitätsberichte.....	412

Anhang

Anhang 1: Stakeholderbefragung zu den Themen Stabilität und Transparenz des Regulierungssystems

Liste der Gesprächspartner

Mit Vertretern folgender Unternehmen wurden im Rahmen des Evaluierungsprozesses Gespräche zu den Themen Stabilität und Transparenz des Regulierungssystems durchgeführt:

- BayernLB
- Celron GmbH
- Citigroup Global Markets Deutschland AG
- Commerz Real AG
- Commerzbank AG
- Deutsche Kreditbank AG
- IFM Investors (UK) Ltd
- Landesbank Hessen-Thüringen (Helaba)
- Macquarie Infrastructure and Real Assets (Europe) Ltd
- Moody's Investors Service Ltd.
- Norton Rose Fulbright LLP

Verwendeter Gesprächsleitfaden

Folgender Leitfaden wurde im Vorfeld der Gespräche an die Gesprächspartner versendet:

Evaluierung der Anreizregulierung

Fragen zur Stabilität und Transparenz des Regulierungssystems

Einleitung

Die Bundesnetzagentur ist nach § 33 Abs. 1 ARegV verpflichtet, dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie zum 31.12.2014 einen Bericht mit einer Evaluierung und Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung der Anreizregulierung vorzulegen. Der Bericht soll insbesondere Angaben zur Entwicklung des Investitionsverhaltens der Netzbetreiber und zur Notwendigkeit weiterer Maßnahmen zur Vermeidung von Investitionshemmnissen enthalten.

Im Rahmen des Berichtes ist es der Bundesnetzagentur ein wichtiges Anliegen, auch die Perspektive der Investoren einzubeziehen. Vor diesem Hintergrund führt die Bundesnetzagentur auf der Grundlage dieses Fragebogens Gespräche mit Banken, Investmentfonds, Ratingagenturen usw. durch. Die im Rahmen der

Gespräche gewonnenen Erkenntnisse und Verbesserungsvorschläge sollen anschließend in den Evaluierungsbericht einfließen.

Der Fokus der Gespräche und somit auch dieses Fragenkatalogs liegt auf zwei Gebieten. Zum einen soll ermittelt werden, wie Investoren die Stabilität und Vorhersehbarkeit des Regulierungsrahmens – als unabdingbare Grundvoraussetzungen für langfristige Investitionen in Strom- und Gasnetze – bewerten. Zum anderen soll beleuchtet werden, wie Investoren die Transparenz des Regulierungsprozesses einschätzen.

Weitere Fragen zur Anreizregulierung, wie z. B. nach der Angemessenheit der Verzinsung oder der Notwendigkeit einer Differenzierung der Regulierung, werden selbstverständlich ebenfalls in dem Evaluierungsbericht behandelt und im Rahmen mehrerer Workshops mit Stakeholdern diskutiert, sollen aber nicht Gegenstand dieser Befragung sein. Sollte sich aus dem Bericht eine Notwendigkeit für Änderungen am Regulierungssystem ergeben, so würden diese selbstverständlich zuvor ebenfalls mit allen Stakeholdern konsultiert.

Fragen zur Einordnung des Interviewpartners

1. An welchen Unternehmen, die u. a. durch die ARegV reguliert sind, ist Ihr Unternehmen beteiligt? Wie hoch sind Ihre Beteiligungen?
2. Seit wie vielen Jahren beschäftigt sich Ihr Unternehmen mit dem deutschen Regulierungsrahmen für Strom- und Gasnetze?
3. In welcher Funktion beschäftigt sich Ihr Unternehmen mit dem Regulierungsrahmen?
4. Wie viele Personen sind in Ihrem Unternehmen intensiv mit dem Thema Regulierung betraut?
5. Mit welchen Arten von Netzbetreibern (Strom/Gas, Übertragungs-/Fernleitungs-/ Verteilernetzbetreiber) hat Ihr Unternehmen zu tun?
6. Steht Ihr Unternehmen generell weiteren Investitionen in Unternehmen, die u. a. durch die ARegV reguliert sind, positiv gegenüber? Fällt Ihre Bewertung für unterschiedliche Arten von Netzbetreibern (Strom/Gas, Übertragungs-/Fernleitungs-/Verteilernetzbetreiber) unterschiedlich aus?

Fragen zur Stabilität des Regulierungsrahmens für Strom- und Gasnetze

1. Welche Aspekte des Regulierungsrahmens sind aus Ihrer Sicht für die Stabilität von zentraler Bedeutung?
2. Wie stabil schätzen Sie den deutschen Regulierungsrahmen der ARegV ein?
3. Welches waren aus Ihrer Sicht die wichtigsten Veränderungen am Regulierungsrahmen seit der Einführung der Anreizregulierung?
4. Haben diese Veränderungen aus Ihrer Sicht zu Verbesserungen geführt?
5. Gab es Veränderungen, die Sie überrascht haben? Wenn ja, welche?
6. Halten Sie den zeitlichen Vorlauf, mit dem Veränderungen am Regulierungsrahmen publik gemacht werden, für angemessen?
7. Was ist Ihrer Ansicht nach wichtiger: die Konstanz des Regulierungsrahmens oder eine Adjustierung des Regulierungsrahmens, wenn Probleme vorliegen?

8. Gibt es Elemente des Regulierungsrahmens, die Ihrer Ansicht nach zu Unsicherheiten für Investoren führen können oder gibt es bestimmte Bereiche, die stärker / eindeutiger reguliert werden sollten? Wenn ja, welche sind dies konkret?
9. Sollte die Bundesnetzagentur im Vergleich zum Status Quo mehr Spielraum in der Gestaltung der Regulierung erhalten? Oder sollten mehr Regeln gesetzlich/per Verordnung festgelegt werden?
10. Haben Sie konkrete best-practice-Erfahrungen aus anderen Netzinfrastrukturen oder aus anderen Ländern, welche aus Ihrer Sicht für die Stabilität des Regulierungsrahmens vorteilhaft wären?

Fragen zur Transparenz des Regulierungssystems für Strom- und Gasnetze

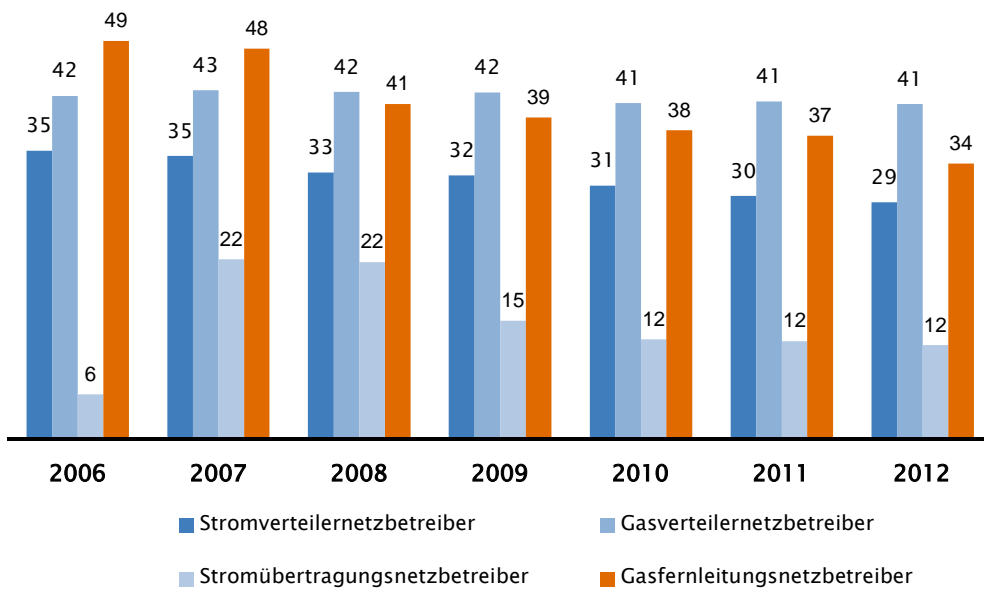
1. Welche Aspekte des Regulierungssystems sind aus Ihrer Sicht für seine Transparenz von zentraler Bedeutung?
2. Wie transparent schätzen Sie das deutsche Regulierungssystem ein?
3. Sind für Sie die grundsätzlichen Leitlinien der Regulierung durch die Bundesnetzagentur nachvollziehbar?
4. Sind für Sie Einzelfallentscheidungen der Bundesnetzagentur nachvollziehbar?
5. Haben Sie den Eindruck, dass die relevanten Stakeholder hinreichend in die Entscheidungsprozesse der Bundesnetzagentur einbezogen werden (z. B. im Rahmen von Konsultationsverfahren)?
6. Halten Sie die Qualität und Quantität der von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Informationen für ausreichend? Wenn nein, in welchen Bereichen sehen Sie Verbesserungspotential?
7. Würde es für Sie einen Mehrwert darstellen, wenn unternehmensbezogene Daten (z. B. Erlösbergrenzenbescheide, Regulated Asset Bases) veröffentlicht würden? Wenn ja, welche Daten sollten konkret veröffentlicht werden?
8. Gibt es konkrete Beispiele, bei denen sich eine mögliche Intransparenz des Regulierungssystems negativ auf die Investitionssicherheit bzw. Ihre Investitionstätigkeit auswirkt?
9. Welche konkreten Maßnahmen könnte die Bundesnetzagentur ergreifen, um ihr Kommunikationsverhalten sowie die Nachvollziehbarkeit und Transparenz der Regulierung zu erhöhen?
10. Haben Sie konkrete best-practice-Erfahrungen aus anderen Netzinfrastrukturen oder aus anderen Ländern, welche für die Transparenz des deutschen Regulierungssystems vorteilhaft wären?“

Anhang 2: Auswertungen aus Datenerhebung zum Investitionsverhalten

Instandhaltungsstrategien

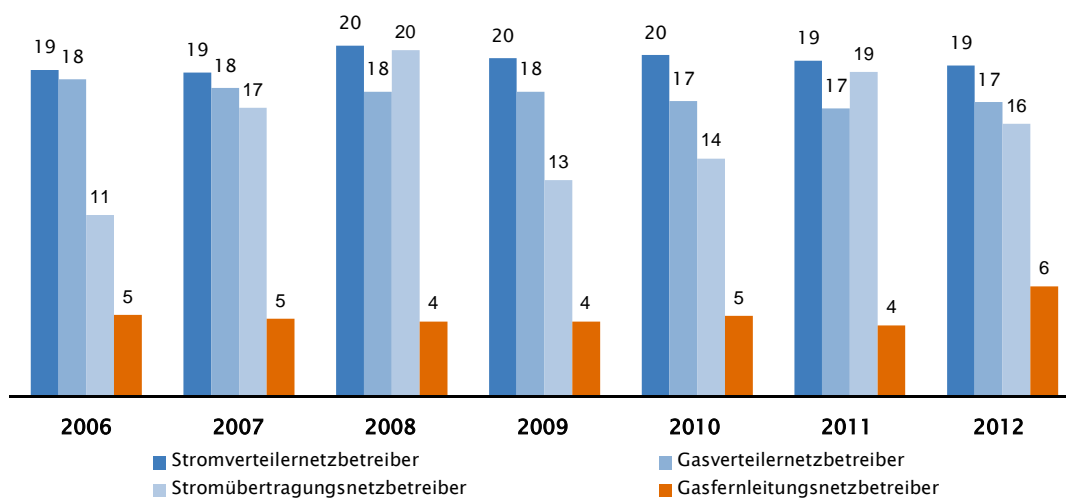
Zeitorientierte Instandhaltung

Angaben in %



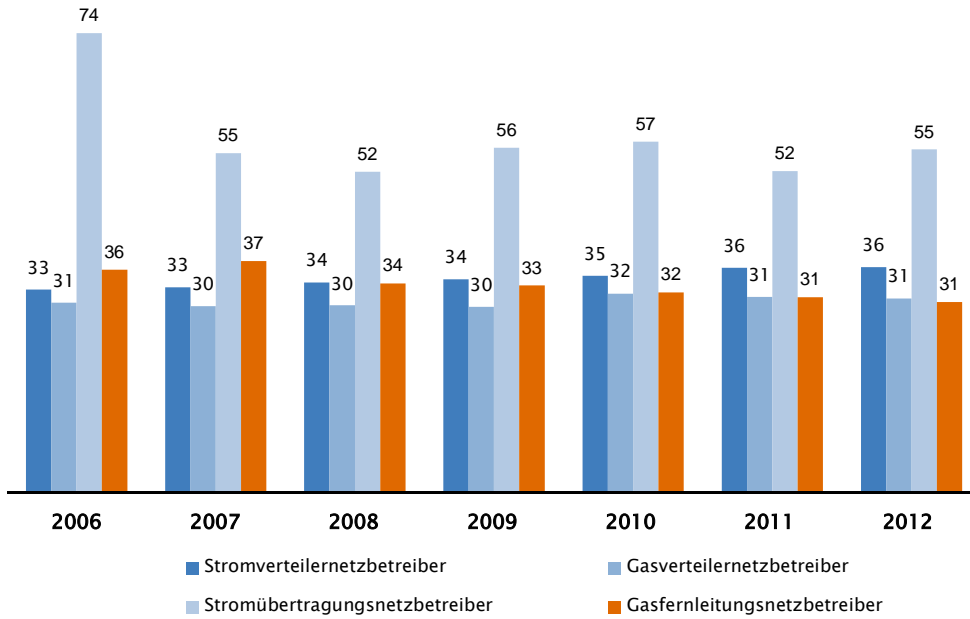
Ereignisorientierte Instandhaltung

Angaben in %



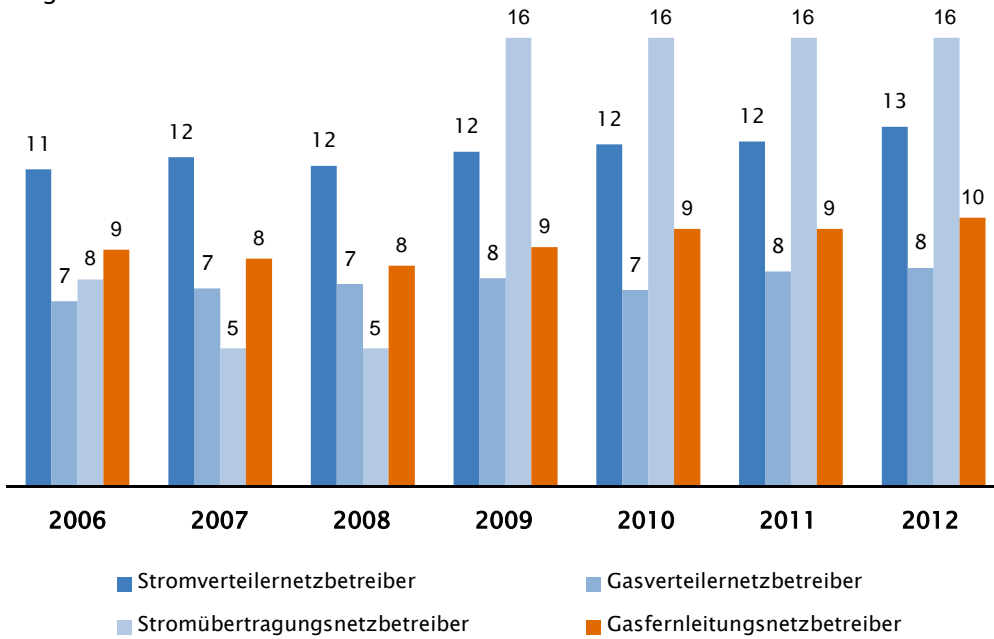
Zustandsorientierte Instandhaltung

Angaben in %



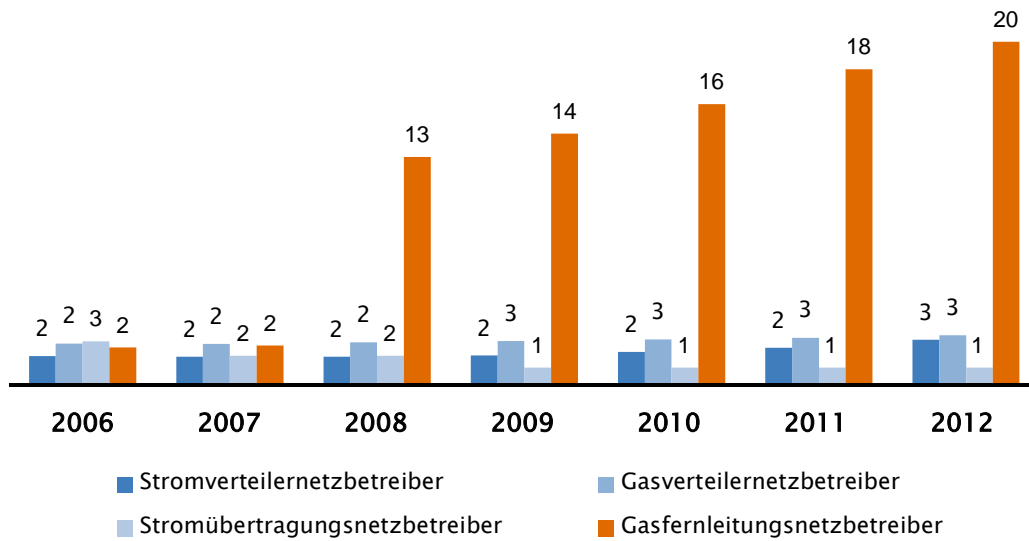
Zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung

Angabe in %



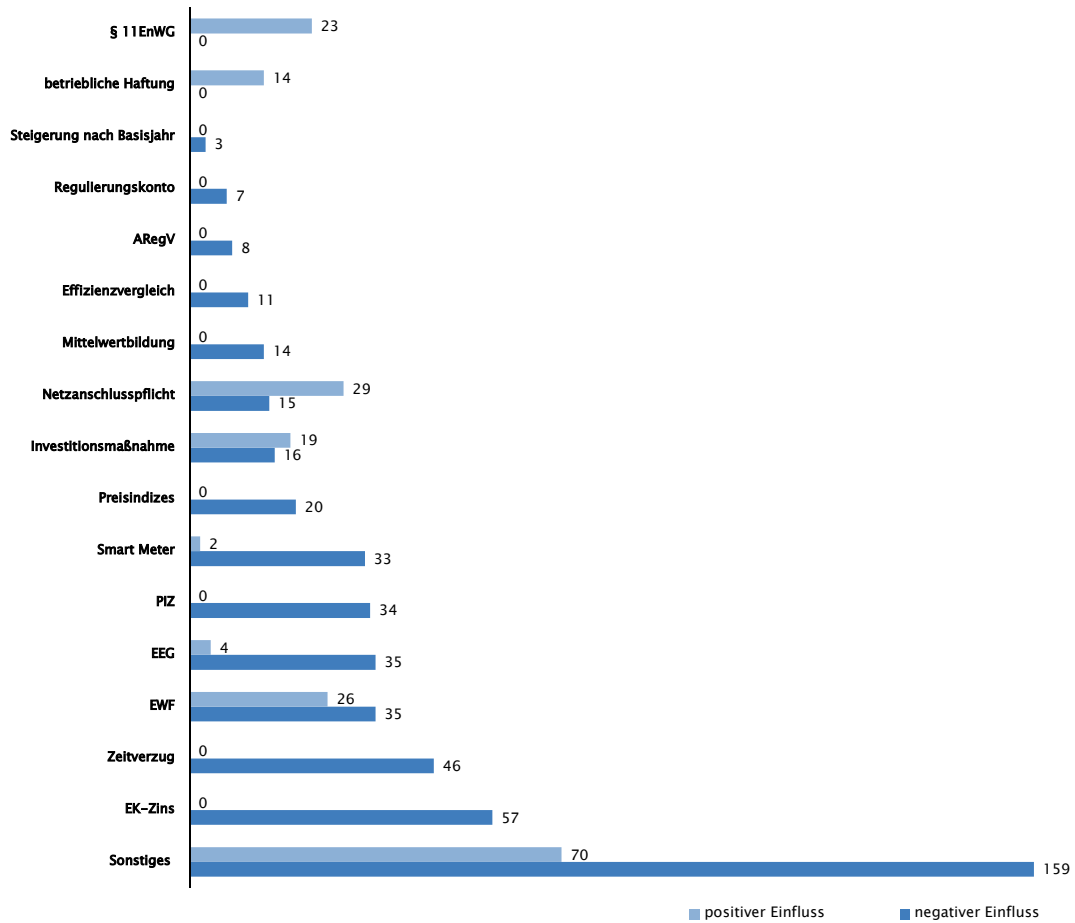
Risikoorientierte Instandhaltung

Angabe in %



Investitionshemmnisse

Stromverteilernetzbetreiber: Einfluss rechtlicher Vorgaben auf jährliche Investitionen und Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung
 Angaben in Häufigkeit der Nennung



Gasverteilernetzbetreiber: Einfluss rechtlicher Vorgaben auf jährliche Investitionen und Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung
 Angaben in Häufigkeit der Nennung

