



BECKER BÜTTNER HELD



SYSTEMANALYSE VON RENDITEEFFEKTEN DES STROMVERTEILNETZBETRIEBS IN DEUTSCHLAND

EINE MODELLBASIERTE ANALYSE DER ANREIZREGULIERUNG DEUTSCHER VERTEILNETZBETREIBER

Erstellt durch
Dipl.-Ing. Philipp Jahnke
Dipl.-Ing. Julia Sandén
Dipl.-Volksw. Magnus Thiemig

Becker Büttner Held
Consulting AG

Magazinstr. 15-16
D-10179 Berlin

Tel. +49 (30) 611 28 40 – 910
Fax +49 (30) 611 28 40 – 929
berlin@bbh-beratung.de
www.bbh-beratung.de

Berlin · München · Köln

Vorhaben:

Dezentrale Beteiligung an der Planung und Finanzierung der Transformation des Energiesystems- Eine interdisziplinäre Analyse auf Basis der Institutionenökonomie und politikwissenschaftlicher, technisch-systemischer sowie rechtlicher Erkenntnisse (DZ-ES)

DAS DIESEM BERICHT ZUGRUNDLIEGENDE VORHABEN WURDE MIT MITTELN DES BUNDESMINISTERIUMS FÜR BILDUNG UND FORSCHUNG UNTER DEM FÖRDERKENNZEICHEN 03EK3519D GEFÖRDERT. DIE VERANTWORTUNG FÜR DEN INHALT DIESER VERÖFFENTLICHUNG LIEGT BEI DEN AUTOREN.



DIE AUTOREN BEDANKEN SICH BEI DEN PROJEKTPARTNERN UND WEITEREN EXPERTEN SOWIE DEN NICHT NAMENTLICH GENANNTEN MITARBEITERN DER BBHC FÜR DEREN MITWIRKUNG AN DEM VORHABEN UND DEN IN DIESEM RAHMEN STATTFUNDENEN TRANS-DISZIPLINÄREN AUSTAUSCH

Stand: November 2017

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
Abbildungsverzeichnis.....	4
Tabellenverzeichnis.....	6
Zusammenfassung	Fehler! Textmarke nicht definiert.
1 Einleitung.....	7
2 Theoretischen Grundlagen.....	9
2.1 Regulierung: Eine Begriffsdefinition	9
2.2 Marktversagen als Motivation für Regulierung.....	9
2.3 Überblick über die Regulierungsansätze.....	10
2.3.1 Zeitpunkte.....	10
2.3.2 Regulierungskonzepte.....	11
2.4 Regulierungsregime in Deutschland	13
2.4.1 Historische Entwicklung	13
2.4.2 Elemente der Anreizregulierung in Deutschland.....	15
2.4.2.1 Bestimmung der Netzkosten	16
2.4.2.2 Effizienzvergleich	18
2.4.2.3 Festlegung von Erlösobergrenzen	18
2.4.2.4 Anpassungen der Erlösobergrenzen	20
2.4.2.5 Qualitätsregulierung und Q-Element.....	21
3 Modellaufbau und Parametrisierung.....	23
3.1 Integrierte Unternehmensplanung	23
3.1.1 Gewinn- und Verlustrechnung	24
3.1.2 Bilanz.....	25
3.1.3 Kapitalflussrechnung.....	26
3.2 Anlagevermögen	26
3.2.1 Synthetisches Modellnetz	26
3.2.2 Investitionsplanung	29
3.2.3 Instandhaltung	32
3.3 Erlösobergrenze.....	41
3.3.1 Bestimmung der Erlösobergrenze	41
3.3.2 Ermittlung der Eigenkapitalzinssätze	43
3.3.3 Effizienzwert	45
3.3.4 Baukostenzuschüsse	45
3.3.5 Weitere Einflussgrößen	46
4 Rendite von Verteilnetzbetreibern im Einfluss der Anreizregulierung	48
4.1.1 Einfluss des Investitionsverhaltens	48



4.1.1.1	Netz im eingeschwungenen Zustand.....	49
4.1.1.2	Netz mit sinkendem Restwert.....	52
4.1.1.3	Netz mit steigendem Restwert.....	55
4.1.1.4	Zwischenergebnis.....	59
4.1.2	Untersuchung weiterer Einflussfaktoren.....	60
4.1.2.1	Effizienzwert.....	61
4.1.2.2	Eigenkapitalquote.....	64
4.1.2.3	Nutzungsdauer.....	69
4.1.2.4	Instandhaltung.....	71
5	Diskussion und Ausblick.....	74
	Literaturverzeichnis.....	76
	Anlage I - Eigenkapitalrendite.....	82
	Anlage II – Schäden mit Störungen.....	83
	Anlage III – Investitionshöhen.....	85
	Anlage IV – Betriebskostenansätze.....	89

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung zum gegenwärtigen Regulierungsregime	14
Abbildung 2: Grundprinzipien des deutschen Regulierungsregimes	16
Abbildung 3: Herleitung des Ausgangsniveaus	19
Abbildung 4: Absenkungspfad der Erlösobergrenze	20
Abbildung 5: Die fünf Säulen der Versorgungsqualität	21
Abbildung 6: Zusammenhang zwischen Bilanz, GuV und Kapitalflussrechnung	24
Abbildung 7: Historische Verteilung des Anlagevermögens.....	29
Abbildung 8: Auflösung eines Investitionsstaus.....	32
Abbildung 9: Zeitlicher Verlauf der Summe aller Fehlerraten (Bandenwannen-Kurve).....	33
Abbildung 10: Störungsrate Kabel (VPE)	34
Abbildung 11: Störungsrate Kabel (Papiermasse).....	34
Abbildung 12: Störungsrate für Kabel (VPE und Papiermasse)	35
Abbildung 13: Störungsrate für Kabel und Freileitungen	35
Abbildung 14: Störungsrate von Transformatoren	36
Abbildung 15: Störungsrate für Schaltanlagen	36
Abbildung 16: Jährliche Betriebskosten für Kabel.....	39
Abbildung 17: Jährliche Betriebskosten in Prozent der Investitionskosten für Kabel.....	39
Abbildung 18: Instandhaltungskosten bei Ersatzinvestitionen nach Ablauf der oberen betriebsgewöhnlichen kalkulatorischen Nutzungsdauer	39
Abbildung 19: Instandhaltungsaufwand in Abhängigkeit vom Alter der Betriebsmittel.....	40
Abbildung 20: Zusammenhang zwischen Versorgungszuverlässigkeit und Kosten	40
Abbildung 21: Auflösung der Baukostenzuschüsse	46
Abbildung 22: Entwicklung der Investitionen und des Anlagevermögens für ein Netz im eingeschwungenen Zustand.....	49
Abbildung 23: Entwicklung der Erlösobergrenze und des Jahresüberschusses für ein Netz im eingeschwungenen Zustand.....	50
Abbildung 24: Eigenkapitalrendite für ein Netz im eingeschwungenen Zustand	51
Abbildung 25: Entwicklung des Eigenkapitals und der Einlagen für ein Netz im eingeschwungenen Zustand	52
Abbildung 26: Entwicklung der kalkulatorischen Abschreibungen und des Anlagevermögens für ein Netz mit sinkendem Restwert	53
Abbildung 27: Entwicklung der Erlösobergrenze und des Eigenkapitals für ein Netz mit sinkendem Restwert.....	53
Abbildung 28: Eigenkapitalrendite für ein Netz mit sinkendem Restwert.....	54
Abbildung 29: Entwicklung des Jahresüberschusses und der Entnahmen für ein Netz mit sinkendem Restwert.....	55
Abbildung 30: Entwicklung der kalkulatorischen Abschreibungen und des Anlagevermögens für ein Netz mit steigendem Restwert.....	56
Abbildung 31: Entwicklung der Erlösobergrenze und des Jahresüberschusses für ein Netz mit steigendem Restwert	57

Abbildung 32: Eigenkapitalrendite für ein Netz mit steigendem Restwert.....	58
Abbildung 33: Entwicklung des Eigenkapitals und der Einlagen für ein Netz mit steigendem Restwert	58
Abbildung 34: Eigenkapitalrendite in Abhängigkeit vom Investitionsverhalten	59
Abbildung 35: Vergleich in Abhängigkeit vom Investitionsverhalten	60
Abbildung 36: Erlösobergrenze in Abhängigkeit vom regulatorischen Effizienzwert.....	61
Abbildung 37: Eigenkapitalrendite in Abhängigkeit vom regulatorischen Effizienzwert	62
Abbildung 38: Erlösobergrenze in Abhängigkeit von der Eigenkapitalquote	65
Abbildung 39: Eigenkapitalrendite in Abhängigkeit von der Eigenkapitalquote	66
Abbildung 40: Jahresüberschuss in Abhängigkeit von der Eigenkapitalquote.....	68
Abbildung 41: Entwicklung der kalkulatorischen Abschreibungen und des Anlagevermögens bei Wechsel des Zeitpunktes für Ersatzinvestitionen von oberer zu technischer Nutzungsdauer	69
Abbildung 42: Entwicklung der Erlösobergrenze und des Jahresüberschusses bei Wechsel des Zeitpunktes für Ersatzinvestitionen von oberer zu technischer Nutzungsdauer	70
Abbildung 43: Eigenkapitalrendite bei Wechsel des Zeitpunktes für Ersatzinvestitionen von oberer zu technischer Nutzungsdauer	70
Abbildung 44: Operative Kosten für variable vs. konstante Instandhaltungskosten	71
Abbildung 45: Erlösobergrenze für variable vs. konstante Instandhaltungskosten	72
Abbildung 46: Jahresüberschuss für variable vs. konstante Instandhaltungskosten	72
Abbildung 47: Eigenkapitalrendite	73

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Regulierungsarten	12
Tabelle 2: Übersicht der Kostenarten nach StromNEV	17
Tabelle 3: Anteil der Betriebsmittel des beispielhaften Stromverteilnetzes.....	27
Tabelle 4: Nutzungsdauern gem. Anlage 1 StromNEV sowie technische Nutzungsdauer je Betriebsmittel	30
Tabelle 5: Instandhaltungskosten nach Betriebsmittelgruppe.....	37
Tabelle 6: Jährliche Betriebskosten in Prozent der Investitionskosten für Stromnetze	38
Tabelle 7: Parameter zur Ermittlung der Eigenkapitalzinssätze	44
Tabelle 8: Eigenkapitalzinssätze zur Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung	44
Tabelle 9: Eigenkapitalrendite für ein Netz im eingeschwungenen Zustand (in %).....	82
Tabelle 10: Eigenkapitalrendite für ein Netz mit sinkendem Restwert (in %).....	82
Tabelle 11: Eigenkapitalrendite für ein Netz mit steigendem Restwert (in %).....	82

1 Einleitung

Die Energiewende erfordert eine umfassende Transformation des Energiesystems, die einen hohen Investitionsbedarf im Bereich der Stromnetze und -erzeugung hervorruft – nicht zuletzt im dezentralen Bereich (Verteilnetze, Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energien [EE]). Gleichzeitig geht die Errichtung dezentraler Erzeugungsanlagen – zu nennen sind insbesondere Windenergie-, Photovoltaik- und Biogas-Anlagen – aber auch der Netzaufbau auf den verschiedenen Spannungsebenen mit unterschiedlichen Akzeptanzproblemen einher. In diesem Kontext stellt sich zunächst die Frage, ob durch eine verstärkte dezentrale Beteiligung an der Finanzierung und Planung dieser Transformation des Energiesystems sowohl positive Effizienzeffekte, d.h. Begrenzungen der Belastungen der Konsumenten, als auch positive Akzeptanzwirkungen in der Bevölkerung erreicht werden können. Dabei kann eine dezentrale Beteiligung insbesondere durch den Zusammenschluss von interessierten Bürgern und ggf. auch vor Ort ansässigen Unternehmen („Bürgerinvestoren“), durch das Kollektiv sämtlicher Konsumenten eines Gebiets („Konsumentenkollektive“) oder durch dezentrale Gebietskörperschaften und Kommunen („lokale Gebietskörperschaften“) erfolgen. Weiterhin ist von Interesse, welche zentrale Rahmensetzung erforderlich ist, um zum einen die potentiellen Vorteile einer verstärkten dezentralen (Finanzierungs- und Planungs-)Aktivität möglichst umfassend realisieren zu können und zum anderen mögliche Nachteile (bspw. Verlust an Synergieeffekten, erhöhter Koordinationsbedarf, Wissens-Probleme kleiner Gebietskörperschaften bei der Steuerung öffentlicher Unternehmen) zu verhindern bzw. zu begrenzen.

Nachfolgend wird im Einzelnen konkret auf die dezentrale (Kapital-)Beteiligung an der Finanzierung der Netze eingegangen. In den 1990er und 2000er Jahren dominierte der Trend zum Herausdrängen von lokalen Gebietskörperschaften als dezentrale Akteure aus dem Eigentum bei Verteilnetzen und Erzeugung. Dies war zunächst von dem Wunsch vieler auf kurzfristige Einnahmeerzielung ausgerichteter Politiker „vor Ort“ getrieben, Eigentumsanteile und Anlagegüter zu liquidieren. Dieses Handeln, dem keine (übergeordneten) zentralen Regeln entgegenstanden, ist aus heutiger Sicht vielfach als nicht nachhaltig einzuordnen. Weiterhin wurde diese Entwicklung von vielen Ökonomen begleitet bzw. gefördert, die die Auffassung vertraten, dass öffentliche und speziell dezentrale, kommunale Aktivität im Vergleich zu dem Engagement „externer“ und i.d.R. privater Investoren im Regelfall nachteilig sei.

Inzwischen liegen jedoch zunehmend (institutionen-)ökonomische und empirische Forschungsergebnisse vor bzw. werden bereits vor längerer Zeit erzielte Forschungserkenntnisse (wieder) wahrgenommen, die darauf hinweisen, dass im Infrastrukturbereich zum einen öffentliche Aktivität – insbesondere bei hoher Kapitalintensität – im Hinblick auf die Begrenzung von Konsumentenzahlungen durchaus oftmals sinnvoll und zum anderen dezentrale Aktivität bezüglich diverser Aspekte vorteilhaft sein kann. Seit einigen Jahren ist auch wieder ein Trend zur Übernahme von (Infrastruktur-)Unternehmen durch dezentrale Gebietskörperschaften zu beobachten. Damit ist keine verstärkte dezentrale Beteiligung verbunden, denn zum Teil werden kommunale Unternehmen auch durch andernorts beheimatete kommunale Unternehmen (und damit indirekt durch die hinter diesen stehenden Gebietskörperschaften) übernommen, die in gewisser Hinsicht – wie auch private Unternehmen – „externe Investoren“ darstellen. Dezentrale Finanzierung und Eigentumsbeteiligungen bei Verteilnetzen kann auch

durch Konsumentenkollektive erfolgen, was in analoger Weise, z. B. bei der gesamten walisischen Wasserversorgung im großen Stil auf Basis eines von Investmentbanken entwickelten Modells erfolgt ist. Weiterhin ist eine Eigentümerschaft und (Co-)Finanzierung durch Bürgerinvestoren möglich.

Eine zentrale Frage in dem Verbundvorhaben DZ-ES ist, ob der Netzbetrieb nach den aktuellen Vorgaben der Regulierung auskömmlich ist. Daher wird nachfolgend ein Modell entwickelt, das die Rendite für ein beispielhaftes Verteilnetz berechnet. Anschließend wird diese mit der in der Literatur genannten Zielrendite i. H. v. ca. 5 % verglichen.¹ Zudem wird nachfolgend untersucht, welche Faktoren die Höhe der zu erwartenden Rendite für den Betrieb von Verteilnetzen auf Grundlage der bestehenden Regelungen zur Entgeltregulierung beeinflussen. Als Maßgabe für die Rendite wird in dieser Untersuchung die Eigenkapitalrendite als Quotient aus Jahresüberschuss und Eigenkapital genutzt.

Zentrale Fragestellungen im Rahmen des Forschungsvorhabens DZ-ES, welche in diesem Schlussbericht behandelt werden, sind dabei:

- Welche Auswirkungen haben die bestehenden Regelungen zur Entgeltregulierung auf die Höhe der zu erwartenden Rendite für den Betrieb von Verteilnetzen?
- Welche Faktoren beeinflussen die Höhe der Rendite des Verteilnetzbetriebs? Wie hoch sind deren Auswirkungen?
- Welche Auswirkungen haben die bestehenden Regelungen zur Entgeltregulierung auf das kurz- und langfristige Verhalten der Akteure?

Zu den Auswirkungen der Anreizregulierung wurde von der Bundesnetzagentur für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015) erstellt, in dem jedoch insbesondere das Investitionsverhalten der Netzbetreiber untersucht wurde. Die zu erwartende Höhe der Rendite für den Betrieb von Verteilnetzen wurde ebenso wenig wie weitere Einflussfaktoren konkretisiert.

Dafür werden zunächst die technisch/systemischen Grundlagen bezüglich Investitionen und Betrieb bei Verteilnetzen erarbeitet. Um die Praxisrelevanz der Analysen von Beginn an zu gewährleisten, ist eine Faktanaufnahme der Verteilnetzlandschaft durchzuführen, bei der deren Struktur in Hinblick auf Größen, Höhe der Netzentgelte und regulatorisch zugewiesener Effizienzwerte herausgearbeitet wird.

Zunächst ist der derzeitige Regulierungsrahmen der Verteilnetze in Deutschland, welcher die Grundlage für Finanzströme im Zusammenhang mit dem Netzeigentum und -betrieb bildet, aus ökonomischer Sicht einzuordnen. Dazu werden in einem beispielhaften Szenario der Jahresüberschuss/-fehlbetrag sowie die jährliche Rendite abgebildet. Anhand verschiedener Einflussfaktoren werden Rückschlüsse auf die Anreizwirkungen der aktuellen Regulierung herausgearbeitet.

¹ In der Verteilnetzstudie wird eine regulatorische Zielrendite i. H. v. 4,91 % für das Jahr 2012 und ab dem Jahr 2014 i. H. v. 4,65 % genannt, vgl. dena (2012, S. 306 ff.). In dem Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung wird hingegen eine regulatorische Zielrendite i. H. v. 5,04 % unterstellt, vgl. Bundesnetzagentur (2015, S. 163). Die Untersuchungen in den zuvor genannten Quellen erfolgten noch vor der Novellierung der Anreizregulierungsverordnung.

2 Theoretischen Grundlagen

Ziel dieses Kapitels ist es, die theoretischen Grundlagen der Regulierung herauszuarbeiten. Hierfür soll der dieser Arbeit zugrunde liegende Regulierungsbegriff zunächst genau definiert werden. Anschließend wird die Notwendigkeit der Regulierung thematisiert und die verschiedenen Regulierungsarten vorgestellt. Anhand dieser Informationen wird dann eine Einordnung des Regulierungsregimes in Deutschland vorgenommen. Im Fokus stehen dabei insbesondere Historie, Instrumente und Besonderheiten der Regulierung hierzulande

2.1 Regulierung: Eine Begriffsdefinition

In der wissenschaftlichen Literatur existiert eine Vielzahl von Begriffsdefinitionen für die Regulierung.² Im Rahmen dieser Arbeit wird sich an der Definition von Diekmann et al. (2007) orientiert. Demnach umfasst Regulierung im weiten Sinne „alle staatlichen Vorgaben [...] die den Handlungsspielraum von Privaten einengen können.“³ Hingegen liegt eine Regulierung im engen Sinne vor, wenn „der Staat [...] hoheitlich in die Gewerbe- und Vertragsfreiheit von einzelnen Unternehmen [...] eingreift und diese Unternehmen einer Wirtschaftsaufsicht unterstellt.“⁴ Betreffen die Eingriffe in die Wirtschaftsordnung nur ausgewählte Akteure oder Wirtschaftsbereiche wird dies häufig auch als sektorspezifische Regulierung bezeichnet.⁵ Im Folgenden wird der Begriff Regulierung ausschließlich auf den Energieinfrastruktursektor mit Fokus auf Energieverteilnetze für elektrische Energie angewendet.

2.2 Marktversagen als Motivation für Regulierung

Notwendig kann eine Regulierung nach der neoklassischen Wirtschaftstheorie immer dann werden, wenn der freie Wettbewerb zu ineffizienten Marktergebnissen führt, also ein Marktversagen vorliegt. Staatlich-regulative Eingriffe haben dabei das Ziel, die volkswirtschaftlichen Kosten eines Marktversagens zu verringern.⁶ Die Ursachen für Marktversagen können vielfältig sein: Bestehen natürlicher Monopole, Vorhandensein öffentlicher Güter, Existenz externer Effekte oder eines ruinösen Wettbewerbs.⁷

Hinsichtlich Energieverteilnetz kann auf das Vorhandensein eines natürlichen Monopols geschlossen werden.⁸ Diese liegen immer dann vor, wenn ein einziger Anbieter die Gesamtnachfrage eines Marktes kostengünstiger bedienen kann als dies mehrere Anbieter könnten. Man spricht in diesem Fall von einer subadditiven Kostenfunktion. Eine subadditive Kostenfunktion kennzeichnet sich folglich

² Vgl. Hägg et al. (1997).

³ Diekmann et al. (2007, S. 17).

⁴ Diekmann et al. (2007, S. 17).

⁵ Vgl. Picot (2008), Croley (1998).

⁶ Vgl. Diekmann et al. (2007, S. 17 f.). Joskow (2007, S. 1249).

⁷ Vgl. Fritsch (2018), Hantke-Domas (2003), Weise et al. (2005).

⁸ Vgl. Schulze (2003).

dadurch, dass die durchschnittlichen Produktionskosten sinken, wenn die Anzahl der Unternehmen am Markt abnimmt. In anderen Worten sind die Kosten für die Erzeugung der Gesamtnachfrage geringer als die Summe der Kosten aus getrennter Erzeugung.⁹ Zunehmende Skalenerträge stellen dabei eine hinreichende, jedoch keine notwendige, Bedingung für natürliche Monopole dar.¹⁰

Klassische Beispiele für natürliche Monopole sind Netzindustrien, insbesondere Stromnetze. Diese sind dadurch geprägt, dass bei deren Errichtung hohe irreversible Fixkosten (sunk costs) anfallen, die Nutzung hingegen nur sehr geringe Grenzkosten verursacht. Durch die sunk costs entstehen Marktzutrittsbarrieren für potenzielle Wettbewerber. Vor dem Hintergrund einer gesamtwirtschaftlichen Kostenminimierung wäre es demnach effizient, das natürliche Monopol den gesamten Markt bedienen zu lassen. Das natürliche Monopol verfügt in diesem Fall über eine stabile Marktmacht. Allgemein wird die Ausübung von Marktmacht jedoch mit allokativen Ineffizienzen in Verbindung gebracht, da der Monopolist seinen Gewinn maximiert und einen Preis oberhalb seiner Grenzkosten wählt.¹¹ Um diese allokativen Ineffizienzen zu beseitigen oder zumindest zu verringern, greift der Staat durch regulatorische Maßnahmen in den Markt ein. Der Markteingriff kann unterschiedlich ausgestaltet sein und wird in dem nachfolgenden Kapitel detailliert dargestellt.

2.3 Überblick über die Regulierungsansätze

Regulierung kann zwar grundsätzlich ein Marktversagen beheben bzw. eindämmen, führt jedoch auch zu Kosten in Form von verzerrten Anreizen für Unternehmen. Daher ist die genaue Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens für die Zielerreichung von größter Bedeutung. Goetz et al. (2014) unterteilen die Regulierungsarten in preisbasierte Regulierung, kostenbasierte Regulierung sowie performancebasierte¹² Anreizregulierung.¹³ Da preisbasierte Regulierungsformen in der Praxis eine eher untergeordnete Rolle spielen, werden diese im weiteren Verlauf der vorliegenden Abhandlung nicht berücksichtigt. Darüber hinaus können die staatlichen Eingriffe hinsichtlich ihres Zeitpunktes differenziert werden. Nachfolgend werden die unterschiedlichen Regulierungsansätze detailliert beschrieben.

2.3.1 Zeitpunkte

Regulierungsansätze können hinsichtlich des Zeitpunktes unterschieden werden in Ex-ante-Regulierung und Ex-post-Aufsicht.

⁹ Vgl. Diekmann et al. (2007, S. 18), Adamczyk et al. (2008, S. 54), Goetz et al. (2014, S. 287).

¹⁰ Vgl. Knieps (2008, S. 24 f.).

¹¹ Vgl. Adamczyk et al. (2008, S. 54 f.), Goetz et al. (2014, S. 287 f.), Knieps (2008, S. 32 f.).

¹² In der Literatur wird teilweise auch preisbasierte Regulierung und performancebasierte Regulierung synonym verwendet, vgl. Brunekreeft et al. (2015).

¹³ Vgl. Goetz et al. (2014), S. 291 ff.; Kraus (2005).

Ziel der Ex-ante-Regulierung ist, durch regulatorische Auflagen einen wettbewerbsähnlichen Zustand zu erzielen.¹⁴ Dabei erfolgt der staatliche Eingriff in den Markt unmittelbar und sektorspezifisch, um die Struktur oder das Verhalten der Marktakteure vorab zu beeinflussen.

Die Ex-post-Aufsicht entspricht hingegen einer nachträglichen Missbrauchsaufsicht mit entsprechenden Sanktionierungen.¹⁵ Dabei handelt es sich um eine einzelfallbezogene Regulierung, die dadurch mit größeren Spielräumen einhergeht.¹⁶

2.3.2 Regulierungskonzepte

Im Folgenden werden die kostenbasierte Regulierung sowie die performancebasierte¹⁷ Anreizregulierung detailliert erläutert.

Zur kostenbasierten Regulierung zählen Goetz et al. (2014) die Rentabilitätsregulierung (Rate-of-Return) und die Kostenzuschlagsregulierung (Mark-up). Bei der Rentabilitätsregulierung wird dem regulierten Unternehmen eine Rendite auf das eingesetzte betriebsnotwendige Kapital vorgeschrieben, die nicht überschritten werden darf. Diese Rendite entspricht einer hypothetischen Marktverzinsung, die sich in einer Wettbewerbssituation ergeben würde. Dabei wird dem regulierten Unternehmen der Kapitalmarktzins zuzüglich einer adäquaten Risikoprämie zugestanden.¹⁸ Problematisch an der Rentabilitätsregulierung ist, dass ein Anreiz zur Maximierung des eingesetzten Kapitals gesetzt wird. Hierdurch entsteht eine ineffiziente Faktorkombination, die von einer kostenminimierenden Kombination abweicht. Diese Anreizverzerrung wird als Averch-Johnson Effekt bezeichnet.¹⁹

Im Gegensatz zur Rentabilitätsregulierung wird dem regulierten Unternehmen bei der Kostenzuschlagsregulierung keine Rendite, sondern ein fixer Aufschlag (Mark-up) auf die Produktionskosten zugestanden. Auch hier ergeben sich Anreizverzerrungen. Da die tatsächlichen Kosten die Berechnungsgrundlage für den Mark-up darstellen, hat das regulierte Unternehmen einen Anreiz, diese künstlich aufzublähen. Folglich kann eine Kostenzuschlagsregulierung zu Ressourcenverschwendung führen.²⁰

Um die genannten Nachteile der kostenbasierten Regulierung zu umgehen, wurde die Anreizregulierung entwickelt. Durch das Setzen von Obergrenzen für das Preis- oder Erlösniveau (Price-Cap- oder Revenue-Cap-Regulierung) werden die Preise bzw. Erlöse zeitweise von den Kosten entkoppelt. Das regulierte Unternehmen kann die Gewinne unterhalb der zugestandenen Obergrenze einbehalten,

¹⁴ Vgl. Knieps (2008, S. 70).

¹⁵ Vgl. Kraus (2005, S. 199).

¹⁶ Vgl. Dehmel (2011).

¹⁷ In der Literatur wird teilweise auch preisbasierte Regulierung und performancebasierte Regulierung synonym verwendet, vgl. Brunekreeft et al. (2015).

¹⁸ Vgl. Goetz et al. (2014, S. 294).

¹⁹ Vgl. Knieps (2008, S. 88 f.).

²⁰ Vgl. Goetz et al. (2014, S. 295 f.).

wodurch kostensenkende Maßnahmen angeregt werden. Ziel der Anreizregulierung ist somit der effiziente Einsatz von Ressourcen.²¹

Die Grundidee der Price-Cap-Regulierung besteht darin, dem regulierten Unternehmen über sogenannte Regulierungsperioden hinweg Obergrenzen für seine Preise vorzugeben. Der Anstieg des Preisniveaus soll dabei immer unter der Inflationsrate bleiben. Problematisch an der Price-Cap-Regulierung ist, dass dem regulierten Unternehmen ein Anreiz gesetzt wird, seinen Absatz über einen effizienten Wert hinaus zu steigern. Im Gegensatz hierzu wird bei der Revenue-Cap-Regulierung eine Obergrenze für den Gesamterlös des regulierten Unternehmens gesetzt. Hierdurch ist der Gewinn zunächst unabhängig von der gewählten Output-Menge. Grundsätzliche Kritik an der Anreizregulierung besteht darin, dass Investitionen nur unzureichend angeregt und insbesondere Unternehmen belohnt werden, die in der Vergangenheit vergleichsweise ineffizient waren.²²

Als effizienzsteigernde Erweiterung zu den genannten Anreizregulierungs-Konzepten ist die Yardstick-Competition zu verstehen. Die von Shleifer (1985) entwickelte Yardstick-Competition ermöglicht es dem Regulierer, Informationsasymmetrien zwischen ihm und den regulierten Unternehmen zu verringern.²³ Durch einen Benchmarking-Prozess wird die Kostenbasis des regulierten Unternehmens nicht mehr ausschließlich individuell, sondern auch auf Basis vergleichbarer, möglichst identischer Unternehmen bestimmt.²⁴ So soll vermieden werden, dass die regulierten Unternehmen ihre Preise bzw. Erlöse durch falsche Kostangaben oder ineffiziente Produktion selbst beeinflussen. Es wird folglich ein Wettbewerb zwischen den (Gebiets-)Monopolisten simuliert. Hierdurch kann auch das Problem der Bevorteilung ineffizienter Unternehmen weitestgehend behoben werden.²⁵

Problematisch an der Yardstick-Competition ist die Vergleichbarkeit der Effizienz der Unternehmen. Zwar existieren grundsätzlich strukturelle Gemeinsamkeiten. Jedoch können sich durch unterschiedliche Wirtschaftsräume mit variierenden Konjunkturlaufentwicklungen oder verschiedene Lebenszyklen der Unternehmen unterschiedliche Effizienzentwicklungen ergeben. Es kann sich in der Praxis als schwierig erweisen, diese adäquat in den Benchmarking-Prozess einfließen zu lassen. Ebenso besteht die Gefahr von Absprachen, die den Benchmarking-Prozess verfälschen könnten. Durch die große Zahl an Verteilnetzbetreibern, ist dieses Problem im Bereich der Stromnetze jedoch eher von theoretischer Natur.²⁶

Tabelle 1: Regulierungsarten

Regulierungsart		Mechanismus	Kritik/Probleme
Kostenba-	Rentabilitätsregulierung	Feste Rendite auf eingesetztes Kapital	Averch-Johnson Effekt

²¹ Vgl. Goetz et al. (2014, S. 296).

²² Vgl. Goetz et al. (2014, S. 296 ff.).

²³ Vgl. Shleifer (1985), S. 319 ff.

²⁴ Vgl. Shleifer (1985), S. 319; Goetz et al. (2014), S. 299

²⁵ Vgl. Goetz et al. (2014), S. 299 f.

²⁶ Vgl. Goetz et al. (2014), S. 300

	Kostenzuschlagsregulierung	Fixer Aufschlag auf Produktionskosten	Künstliches Aufblähen der Kosten → Ressourcenverschwendung	
Anreizregulierung	Price-cap-Regulierung	Preisobergrenzen	Absatzsteigerung über effizienten Wert hinaus	Unzureichender Anreiz für Investitionen Vorteil für anfangs ineffiziente Unternehmen
	Revenue-cap-Regulierung	Erlösobergrenzen		
	Yardstick-Competition	Kostenbasis aus Benchmark-Prozess	Vergleichbarkeit der Effizienz Kollusionsgefahr	

Eine Zusammenfassung der unterschiedlichen Regulierungsarten wird in Tabelle 1 dargestellt.

2.4 Regulierungsregime in Deutschland

zunächst wird die Entwicklung und anschließend die konkrete Ausgestaltung des ... dargestellt.

2.4.1 Historische Entwicklung

Die wichtigsten Ereignisse auf dem Weg zum heute bestehenden Regulierungsregime sind in Abbildung 1 dargestellt. Im Folgenden soll näher auf die einzelnen Punkte eingegangen werden.

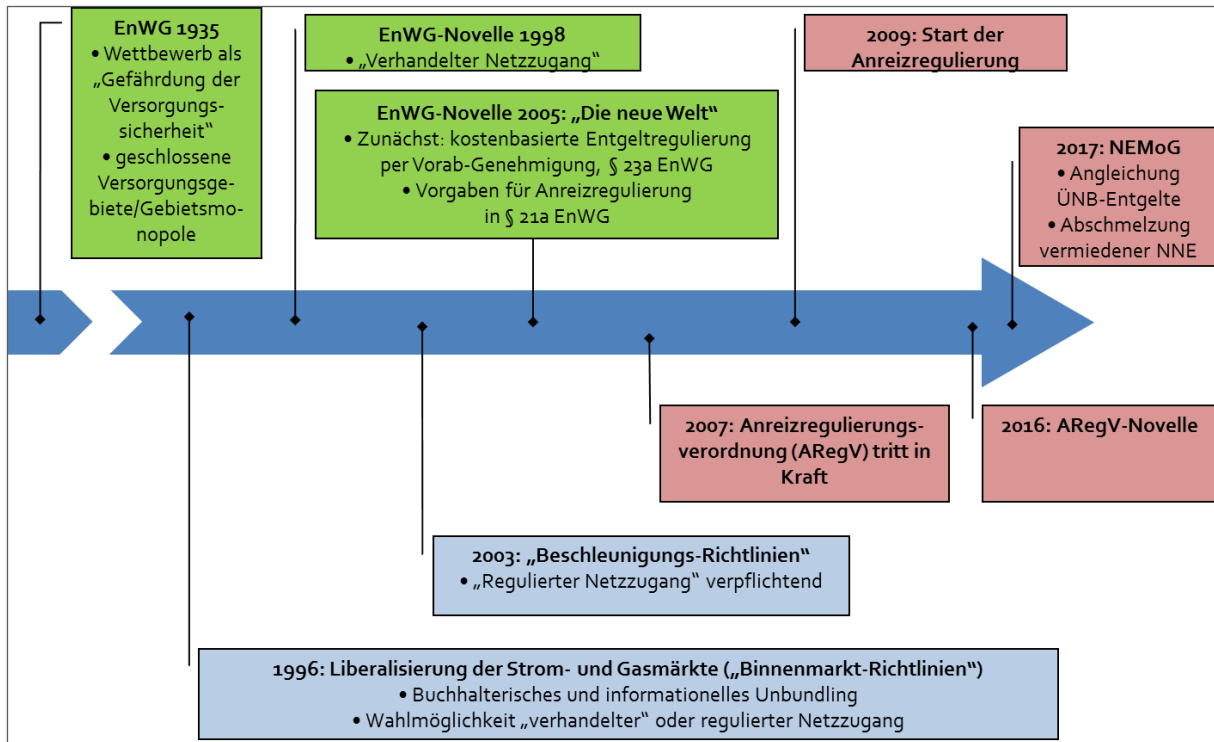


Abbildung 1: Entwicklung zum gegenwärtigen Regulierungsregime

1935: EnWG

Im Jahr 1935 erfolgte die erste Kodifizierung des Rechts der Energiewirtschaft. Diese lag der Annahme zugrunde, dass ein Wettbewerb unter Energieversorgungsunternehmen (EVU), die damals vollständig vertikal integriert waren, ausgeschlossen sei, was mit der Leitungsgebundenheit und Kapitalintensität der Netze begründet wurde. Jedes EVU versorgte dabei sein eigenes Versorgungsgebiet, in dem es das uneingeschränkte Monopol innehatte. Regelungen zu Netzentgelten oder der Nutzung eines fremden Netzes gab es keine.²⁷

1996: Binnenmarkt-Richtlinien

Durch die EU-Binnenmarktrichtlinie Elektrizität (Elt RL) vom 19.12.1996 wurde der entscheidende Schritt zu einer Liberalisierung der Energiewirtschaft in Deutschland gesetzt. Ziel war die Stärkung des Wettbewerbs in der Stromerzeugung und im Stromvertrieb durch Schaffung eines europäischen Binnenmarktes für Strom bei gleichzeitiger Beibehaltung der Versorgungssicherheit. Hierfür wurden erste Ansätze für ein buchhalterisches und informationelles Unbundling verankert. Ebenso wurde ein diskriminierungsfreier Netzzugang für Dritte festgelegt. Dieser Netzzugang konnte entweder auf verhandelter (Verhandlungen zwischen Netzbetreiber mit Drittem) oder regulierter Basis (Vorgaben aus

²⁷ Vgl. Adamczyk et al. (2008, S. 43). BNetzA (2015, S. 38).

Art. 17 Abs. 1 Elt RL) erfolgen. Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass ein Wettbewerb innerhalb von Netzindustrien volkswirtschaftlich nicht sinnvoll ist, blieb der Charakter der Stromnetze als natürliche Monopole weitestgehend unberührt.²⁸

1998: EnWG-Novelle

Mit der EnWG-Novelle vom 29.04.1998 wurde die Elt RL in deutsches Recht umgesetzt. Kern war die wettbewerbliche Ausrichtung von Stromerzeugung und –vertrieb. Allen Erzeugern, Lieferanten und Letztverbrauchern wurde weiterhin ein diskriminierungsfreier Anspruch auf Netzanschluss und Netzzugang zugestanden. Hierbei wurde zunächst nur der verhandelte Netzzugang vorgesehen. Zwischen Netzbetreibern und Netznutzern wurden sogenannte Verbändevereinbarungen verhandelt, in denen einheitliche Bedingungen für den Netzzugang und die Entgelte festgehalten wurden.²⁹

2003: Beschleunigungs-Richtlinien

Zur Beschleunigung der Entwicklung des Elektrizitätsbinnenmarktes wurde die Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates am 26.06.2003 verabschiedet. Anstelle des verhandelten Netzzugangs wurde zukünftig nur noch der regulierte Netzzugang zugelassen. Hierfür mussten die Mitgliedsstaaten der EU eine oder mehrere Stellen mit der Aufgabe als Regulierungsbehörde einsetzen. In Deutschland ist dies seit dem Jahr 2005 die BNetzA.³⁰

2005: EnWG-Novelle:

Die Umsetzung der Beschleunigungs-Richtlinien in nationales Recht erfolgte durch die EnWG-Novelle vom 07.07.2005. Einher ging hiermit die Einführung einer Kostenzuschlagsregulierung (Cost-Plus-Regulierung). Mithilfe einer Kostenprüfung wurden die tatsächlichen Kosten der Netzbetreiber von Seiten der Regulierungsbehörde ermittelt. Auf Basis dieser Kosten wurden dann jährlich Netzentgelte für jeden einzelnen Netzbetreiber vorgegeben. In Deutschland führte die eingeführte Cost-Plus-Regulierung nicht zu den gewünschten Ergebnissen. Ursachen hierfür waren vor allem fehlende Anreize zur Kostensenkung, starke Anreize für hohe Investitionen und den Einsatz kapitalintensiver Technologien als auch der hohe Verwaltungsaufwand.³¹ Letztendlich wurde in der EnWG-Novelle die Möglichkeit eingeräumt, neben der kostenbasierten Regulierung auch eine Anreizregulierung umzusetzen. Die ARegV vom 06.11.2007 löste die Cost-Plus-Regulierung mit Wirkung zum 01.01.2009 ab.³²

2.4.2 Elemente der Anreizregulierung in Deutschland

Das System der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) basiert auf einer hybriden Revenue-Cap-Regulierung. Ziel ist es, Effizienzsteigerungen anzureizen und so Kostensenkungen durchzusetzen. Die Obergrenzen für die Erlöse werden auf Grundlage von Kostenstrukturen und Vergleichsparametern

²⁸ Vgl. Adamczyk et al. (2008, S. 45 f.).

²⁹ Vgl. Adamczyk et al. (2008, S. 47 f.).

³⁰ Vgl. Diekmann et al. (2007, S. 49), BNetzA (2015, S. 41).

³¹ Vgl. BNetzA (2015, S. 42 f.).

³² Vgl. Diekmann et al. (2007, S. 51).

bestimmt.³³ Für alle Stromverteilnetzbetreiber wurden erstmalig zum 01.01.2009 Erlösobergrenzen festgelegt. Das Grundprinzip des deutschen Regulierungsregimes wird in Abbildung 2 beispielweise anhand der dritten Regulierungsperiode illustriert. Durch die Vorgabe von Erlösobergrenzen über jeweils fünf Jahre hinweg (Regulierungsperiode) wird eine zeitweise Entkopplung der Erlöse von den Kosten erreicht. Netzbetreiber werden dazu angereizt, Ineffizienzen abzubauen, um so Zwischengewinne erwirtschaften zu können.

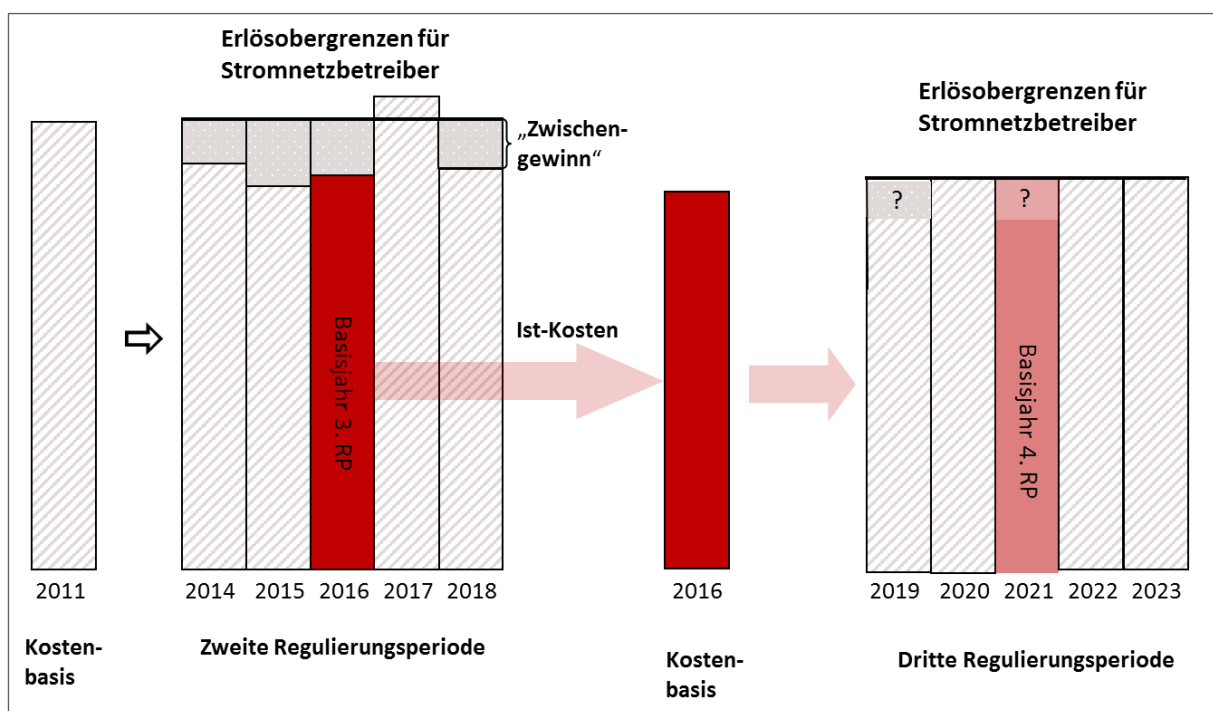


Abbildung 2: Grundprinzipien des deutschen Regulierungsregimes

Die BNetzA benennt folgende Instrumente für die Ausgestaltung der Anreizregulierung in Deutschland, die im weiteren Verlauf dieses Abschnittes näher erläutert werden sollen:³⁴

2.4.2.1 Bestimmung der Netzkosten

Basis für die Festlegung der Erlösobergrenzen ist die Bestimmung des Ausgangsniveaus nach § 6 ARegV. Im Rahmen einer wiederkehrenden Kostenprüfung wird die individuelle Kostensituation jedes einzelnen Netzbetreibers durch die jeweils zuständige Regulierungsbehörde ermittelt. Diese wird jeweils im Basisjahr, dem vorletzten Kalenderjahr vor Beginn einer Regulierungsperiode, auf Grundlage des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres durchgeführt. Die so ermittelten repräsentativen Kosten des Netzbetreibers gelten für die gesamte folgende Regulierungsperiode.³⁵

³³ Vgl. Elsenbast (2008, S. 398).

³⁴ Vgl. BNetzA (2015, S. 46).

³⁵ Vgl. BNetzA (2015, S. 46).

Datengrundlage für die Kostenprüfung bilden die Kostenarten gem. Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), die in Tabelle 2 zusammengefasst werden. Von Relevanz sind dabei aufwandsgleiche Kosten (OPEX), die sich aus der Gewinn- und Verlustrechnung ergeben und kalkulatorische Kosten (CAPEX), deren Herleitung in der StromNEV festgeschrieben ist. Um ein Aufblähen der Kosten im Basisjahr zu vermeiden, werden Besonderheiten des Basisjahres gem. § 6 Abs. 2 ARegV bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus nicht berücksichtigt.

Tabelle 2: Übersicht der Kostenarten nach StromNEV

Datenbasis	Kosten- und Erlösposition
Gewinn- und Verlustrechnung OPEX (§ 5)	Material und Fremdleistungen + Personalkosten + Fremdkapitalzinsen + Sonstige Aufwendungen - Kostenmindernde Erlöse/Erträge (§ 9) +/- außerordentliche Erträge/Aufwendungen (§ 4 VI)
CAPEX	+ Kalkulatorische Abschreibungen (§ 6) + Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung (§ 7) + Kalkulatorische Gewerbesteuer (§ 8)
	= Netzkosten

Basis für die Ermittlung der CAPEX ist das Anlagevermögen. Die kalkulatorischen Abschreibungen (kalk. AfA) werden nach § 6 StromNEV über die lineare Abschreibungsmethode ermittelt. Dabei sind statt der handelsrechtlichen die in Anlage 1 der StromNEV aufgeführten Nutzungsdauern zugrunde zu legen. Weiterhin muss zwischen Altanlagen (Inbetriebnahme vor dem 01.01.2006) und Neuanlagen (Inbetriebnahme ab dem 01.01.2006) differenziert werden. Der Abschreibungswert der Neuanlagen geht bewertet zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK) in die kalk. AfA ein. Bei Altanlagen geht der fremdfinanzierte Anteil (min. 60 %) zu AHK und der eigenfinanzierte Anteil (max. 40 % gem. § 6 Abs. 2 StromNEV) zu Tagesneuwerten in die kalk. AfA ein. Das Verfahren zur Bestimmung der Tagesneuwerte wird in § 6 Abs. 3 StromNEV dokumentiert.

Die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung (EKV) gem. § 7 StromNEV ergibt sich aus dem Betriebsnotwendigen Vermögen (BNV), das sich wiederum aus den kalkulatorischen Restwerten des Anlagevermögens zuzüglich des Umlaufvermögens und der Finanzanlagen zusammensetzt. Bei der Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte wird analog zur Ermittlung der kalk. AfA vorgegangen. Aus dem BNV errechnet sich durch Subtraktion des verzinslichen Fremdkapitals und des Abzugskapitals das Betriebsnotwendige Eigenkapital (BEK). Hierbei ist jeweils der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand anzusetzen. Das BEK darf maximal 40 % des BNV betragen. Überschießendes BEK unterliegt nicht der Eigenkapitalverzinsung. Der anzusetzende Eigenkapitalzinssatz wird vor jeder

Regulierungsperiode von der BNetzA festgesetzt. Unterschieden wird zwischen einem Zinssatz für auf Altanlagen entfallendes BEK und einen für auf Neuanlagen entfallendes BEK.

Letztendlich wird dem Netzbetreiber im Rahmen der CAPEX eine kalkulatorische Gewerbesteuer (GewSt) zugestanden. Dies wird damit begründet, dass die Eigenkapitalzinssätze als Größe nach GewSt festgelegt werden. Bemessungsgrundlage zur Berechnung der kalkulatorischen GewSt ist die EKV.

2.4.2.2 Effizienzvergleich

Die anerkannten Netzkosten aus der Kostenprüfung werden im Rahmen einer Überleitungsrechnung in dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnbK) und bereinigte Netzkosten unterteilt. Im Katalog des § 11 Abs. 2 ARegV befindet sich eine abschließende Aufzählung aller Kostenanteile, die als dnbK gelten. Auf Grundlage der bereinigten Netzkosten führt die BNetzA vor Beginn jeder Regulierungsperiode einen bundesweiten Effizienzvergleich zwischen allen Stromverteilnetzbetreibern im Regelverfahren (mehr als 30.000 angeschlossene Kunden) durch. Verteilnetzbetreiber mit weniger als 30.000 angeschlossenen Kunden können auf freiwilliger Basis das vereinfachte Verfahren wählen und unterliegen somit keinem Effizienzvergleich. Für diese Unternehmen wird der Effizienzwert pauschal ermittelt. Ebenso wird der Anteil der dnbK an den gesamten Netzkosten gem. § 24 Abs. 2 ARegV pauschal festgelegt.

Der Effizienzvergleich erfolgt mithilfe der Data Envelopment Analysis (DEA) und der Stochastic Frontier Analysis (SFA). Dabei wird die individuelle Versorgungsaufgabe jedes Verteilnetzbetreibers seinen individuellen Kosten gegenübergestellt. Hierdurch ergibt sich eine relative Kosteneffizienz im Vergleich zu den anderen Netzbetreibern. Letztendlich wird jedem Netzbetreiber ein individueller Effizienzwert zugewiesen, der sich durch dessen Strukturdaten und seiner Kostenfunktion ergibt.³⁶ Netzbetreiber, die ihre Versorgungsaufgabe mit vergleichsweise geringen Kosten erbringen, wird demnach eine hohe Effizienz bescheinigt.

2.4.2.3 Festlegung von Erlösobergrenzen

Sowohl die aus der Kostenprüfung ermittelten Netzkosten als auch der im Effizienzvergleich ermittelte Effizienzwert gehen in die Ermittlung der Erlösobergrenze ein. Durch Anwendung des Effizienzwerts auf die bereinigten Netzkosten ergeben sich ein Block ineffizienter beeinflussbarer Kosten (bK) und ein Block effizienter vorübergehend nicht beeinflussbarer Kosten (vnbK). Zusammengefasst wird das Verfahren zur Ermittlung des Ausgangsniveaus durch Kostenprüfung, Überleitungsrechnung und Effizienzvergleich in Abbildung 3.

³⁶ Vgl. BNetzA (2015, S. 47 f.).

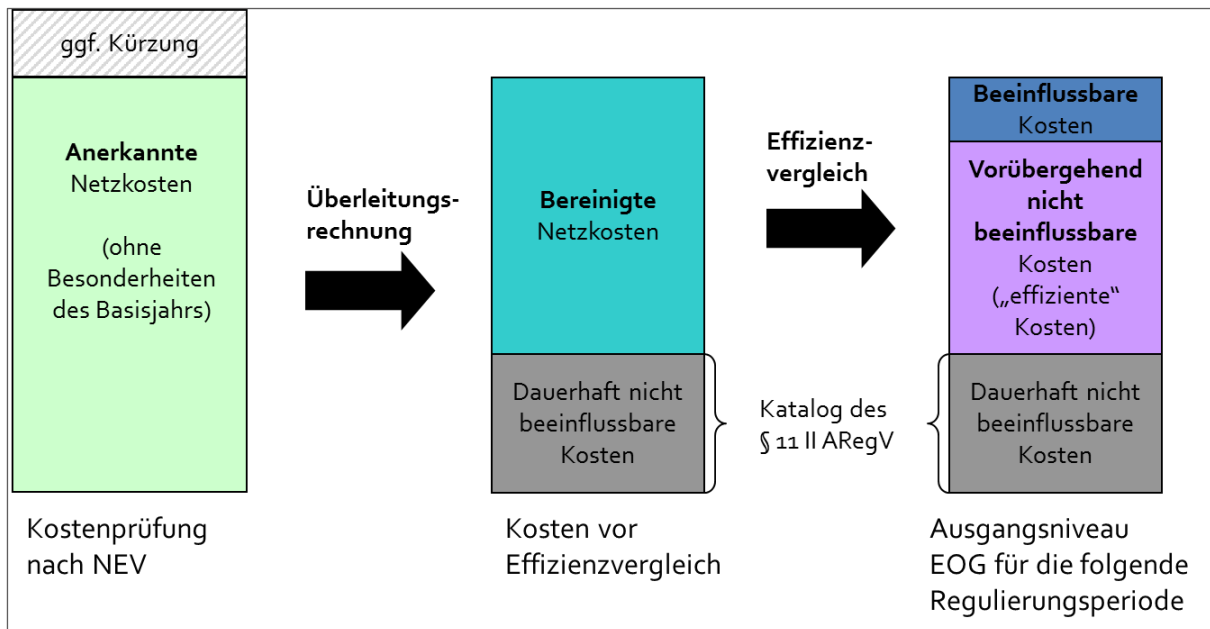


Abbildung 3: Herleitung des Ausgangsniveaus

Auf Basis des Ausgangsniveaus wird die Erlösobergrenze für den Netzbetreiber bestimmt. Die bK müssen dabei über die Dauer der Regulierungsperiode hinweg abgeschmolzen werden. Während die dnbK auf dem gleichen Niveau bleiben, sind die vnbK jährlich um den sektoralen Produktivitätsfortschritt abzusenken. Dem Netzbetreiber werden durch einen Bescheid der Regulierungsbehörde die zulässigen Erlöse für jedes Jahr der Regulierungsperiode vorgegeben.³⁷ Die Anreizregulierung in Deutschland folgt also dem Budgetprinzip, wonach die Erlösobergrenzen einer Regulierungsperiode abhängig von den Kosten des Basisjahres gemacht werden (Ausnahme: Kapitalkostenabgleich, s. Unterpunkt 4.).³⁸ Illustriert wird dieser Vorgang am Beispiel der zweiten Regulierungsperiode in Abbildung 4.

³⁷ Vgl. BNetzA (2015, S. 49 f.).

³⁸ Vgl. BNetzA (2017).

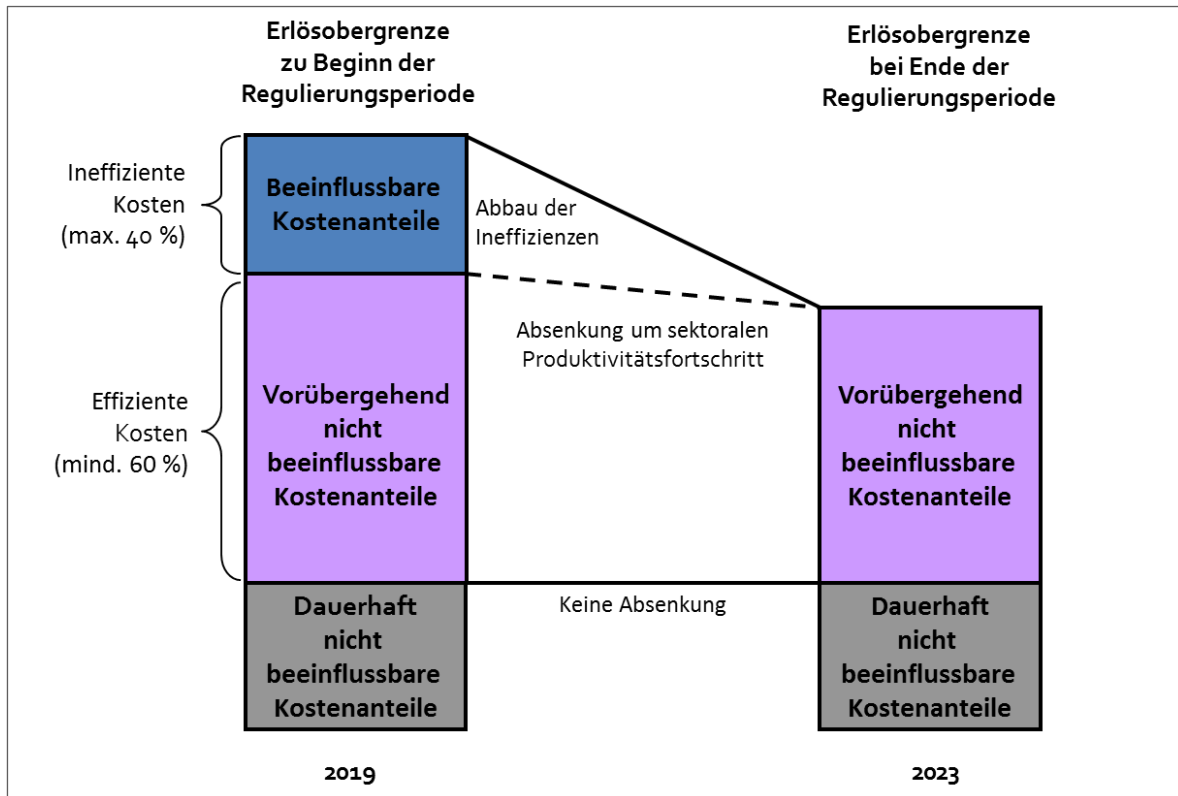


Abbildung 4: Absenkungspfad der Erlösobergrenze

2.4.2.4 Anpassungen der Erlösobergrenzen

Die von der Regulierungsbehörde vorgegebenen Erlöse werden im Verlauf der Regulierungsperiode grundsätzlich nicht geändert. Ausgenommen hiervon sind die dnbK. Bei einer Änderung der dnbK während einer Regulierungsperiode erfolgt nach § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV eine Anpassung der Erlösobergrenze zum 1. Januar des jeweiligen Kalenderjahres auf Basis des vorletzten Kalenderjahres („t-2-Verzug“).

Mit Einführung der ARegV-Novelle zum 16.09.2016 wurde des Weiteren der sogenannte Kapitalkostenabgleich (KKA) eingeführt. Dieser besteht aus einem Kapitalkostenabzug (KK_{Ab}) und einem Kapitalkostenaufschlag (KK_{Auf}). Folglich werden die Kapitalkosten vom allgemeinen Budgetprinzip der Anreizregulierung gelöst und jährlich angepasst.³⁹ Ziel des KKA ist es somit, jährlich variierende CAPEX ohne Zeitverzug in die Erlösobergrenze einfließen zu lassen.

Der KK_{Ab} definiert eine Abschmelzung der Kapitalkosten über eine Regulierungsperiode hinweg und wird im Rahmen der Kostenprüfung ermittelt und direkt bei der Festlegung der Erlösobergrenze berücksichtigt. Sinkende Kapitalkosten während einer Regulierungsperiode entstehen zum einen durch

³⁹ Vgl. BNetzA (2017).

abgeschriebene Anlagen und zum anderen durch eine jährlich sinkende EKV die wiederum aus absinkenden Restwerten resultiert. Hingegen können steigende Kapitalkosten während einer Regulierungsperiode durch Investitionen nach dem Basisjahr entstehen. Mit dem KK_{Auf} finden diese steigenden Kapitalkosten ohne Zeitverzug Eingang in die Erlösobergrenze. Der KK_{Auf} ist hierbei jedes Jahr durch den Netzbetreiber bis zum 30.06 zu beantragen.

Mit der ARegV-Novelle wurde des Weiteren auch das Regulierungskonto gem. § 5 ARegV angepasst. Das Regulierungskonto kann als System zum Ausgleich von Erlösabweichungen verstanden werden. Da die Festlegung der Erlösobergrenze zu einem Teil auf Planwerten (insbesondere vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte) beruht, ergeben sich während einer Regulierungsperiode meist Unterschiede zwischen den erzielbaren Erlösen gemäß Erlösobergrenze und den tatsächlich erzielten Erlösen. Diese Mehr- bzw. Mindererlöse werden vom Netzbetreiber auf seinem Regulierungskonto verbucht. Zum 30.06 stellt der Netzbetreiber jährlich einen Antrag auf Auflösung des Regulierungskontos, die dann verzinst über einen Zeitraum von 3 Jahren erfolgt.

2.4.2.5 Qualitätsregulierung und Q-Element

In Ergänzung zu der auf Kosteneffizienz ausgerichteten Regulierung erfolgt auch eine Qualitätsregulierung. Dadurch sollen Netzbetreiber angereizt werden, nicht nur eine hohe Kosteneffizienz zu erreichen, sondern auch die Versorgungsqualität zu gewährleisten und zu optimieren.

In der Abbildung 5 sind die fünf⁴⁰ Dimensionen der Versorgungsqualität dargestellt: Netzzuverlässigkeit, Produktqualität, Versorgungssicherheit, Servicequalität und Netzleistungsfähigkeit.⁴¹

Versorgungsqualität				
Netzzuverlässigkeit	Produktqualität	Versorgungssicherheit	Servicequalität	Netzleistungsfähigkeit

Abbildung 5: Die fünf Säulen der Versorgungsqualität⁴²

Als Netzzuverlässigkeit wird die Fähigkeit eines Energieversorgungsnetzes verstanden, Energie unter Einhaltung bestimmter Qualitätsparameter von einem Ort des Netzes zu einem anderen zu transportieren. Produktqualität bezieht sich auf den zeitlichen Verlauf der Spannungen und definiert somit die technische Qualität des Produktes.⁴³ Versorgungssicherheit bezeichnet Vermeidung von Schäden für Menschen und Anlagen. Bei der Servicequalität wird das Verhältnis zwischen dem Netzbetreiber und

⁴⁰ In Europa besteht die Versorgungsqualität lediglich aus den vier Dimensionen Netzzuverlässigkeit, Produktqualität, Versorgungssicherheit und Servicequalität.

⁴¹ Vgl. BNetzA (2019).

⁴² BNetzA (2019).

⁴³ Für das Produkt Gas ist die chemische Zusammensetzung des Gases unter Einhaltung eines bestimmten Druckniveaus maßgeblich.

seinen Kunden berücksichtigt. Netzleistungsfähigkeit beschreibt die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, die Nachfrage nach der Übertragung von Energie zu befriedigen.⁴⁴

Als Maß für die Versorgungsqualität wird das Qualitätselement gem. §§ 18 - 20 ARegV für die gesamte Regulierungsperiode für jeden Netzbetreiber bestimmt. Dieses Qualitätselement ist in der Formel zur Bestimmung der Erlösobergrenze eines jeden Netzbetreibers zu berücksichtigen (vgl. Kapitel 3.3.1). Weichen die Netzbetreiber von den Vorgaben der Regulierungsbehörden ab, werden mittels Qualitätselemente Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenze vorgenommen.⁴⁵

⁴⁴ Vgl. BNetzA (2019).

⁴⁵ Vgl. BNetzA (2019).

3 Modellaufbau und Parametrisierung

Im Rahmen dieser Arbeit wird ein Modell entwickelt, das die ökonomischen Wirkzusammenhänge eines Verteilnetzbetreibers vor dem Hintergrund der Anreizregulierung abbildet. Auf dieser Grundlage soll die Wirtschaftlichkeit des Netzbetriebs ermittelt werden. Dazu werden die Indikatoren Höhe des Jahresüberschusses und die Höhe der Eigenkapitalverzinsung (ROE) genutzt.

Dazu wird die Methode der Systemanalyse genutzt. Dabei handelt es sich um einen systematischen und systemischen Ansatz zur modellbasierten Analyse eines Unternehmensbereichs. Die Systemanalyse ist geeignet, um komplexe Systeme abzubilden und das Wirkungsgefüge zu ermitteln. Dadurch kann ein Verständnis des Systemverhaltens erreicht werden.

Basis für das nachfolgend dargestellte Modell ist das Ertragswertverfahren. Dieses Verfahren wird grundsätzlich eingesetzt, um eine zukunftsorientierte Unternehmensbewertung basierend auf dem Konzept der Kapitalwertmethode durchzuführen. Dabei wird der Unternehmenswert (Zukunftserfolgswert) durch Kapitalisierung (Diskontierung) der künftig entziehbaren finanziellen Überschüsse auf den Bewertungsstichtag ermittelt. Dabei wird der WACC-Ansatz und ein vereinfachtes Grundmodell ohne Wachstum der ewigen Rente genutzt.

Dazu besteht das Modell aus den Modulen ‚Integrierte Unternehmensplanung‘, ‚Anlagevermögen‘ und ‚Erlösobergrenze‘. Nachfolgend wird der grundlegende Aufbau des Modells sowie die Ermittlung wesentlicher Parameter beschrieben.

3.1 Integrierte Unternehmensplanung

In der integrierten Planung werden alle Vorgänge und Geschäftsvorfälle der Unternehmensplanung abgebildet. Die Planungsrechnung besteht aus der Gewinn- und Verlustrechnung, der Kapitalflussrechnung und der Bilanz. Es werden somit Ertrags-, Finanz- und Bilanzplanung abgebildet.

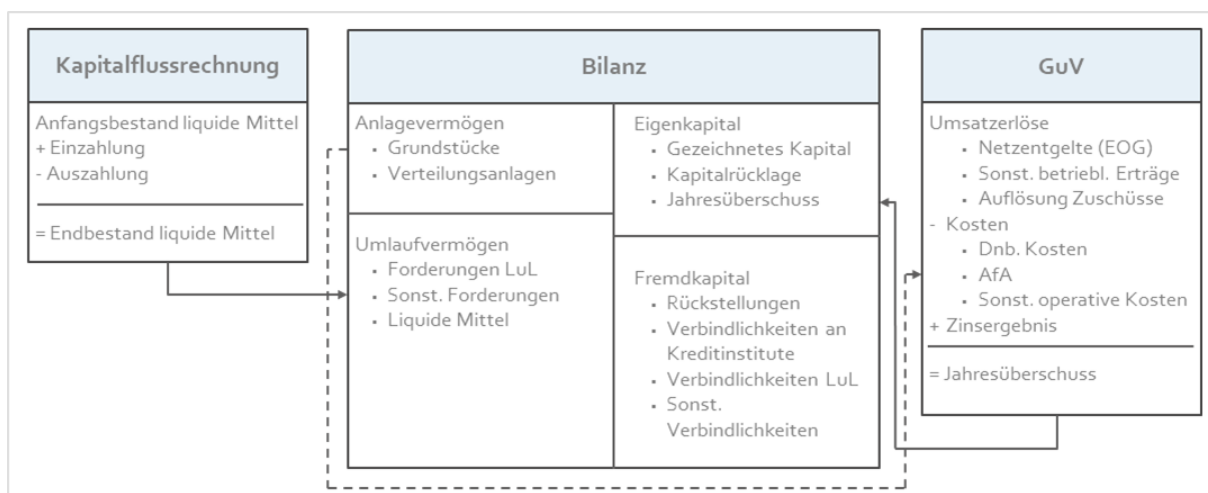


Abbildung 6: Zusammenhang zwischen Bilanz, GuV und Kapitalflussrechnung⁴⁶

Die Abbildung 6 stellt dabei die Zusammenhänge zwischen der Kapitalflussrechnung, Bilanz und GuV entsprechend dar. So ist der Jahresüberschuss als Ergebnis der GuV maßgeblich für die Ermittlung der Position Eigenkapital in der Bilanz. Der Endbestand liquider Mittel aus der Kapitalflussrechnung wird in der Bilanz beim Umlaufvermögen berücksichtigt.

Ausgangspunkt der Kalkulation des Modells in der GuV, der Bilanz und der Liquiditätsrechnung sind die Werte des Geschäftsjahres 2006. Diese sind ebenfalls Grundlage für die EOG-Kalkulation, da das Jahr 2006 die Kostenbasis für die 1. Regulierungsperiode bildet. Nachfolgend werden die einzelnen Bestandteile der integrierten Planung und deren Abbildung im Modell kurz beschrieben.

3.1.1 Gewinn- und Verlustrechnung

In der Gewinn- und Verlustrechnung (GuV) wird der Jahresüberschuss bzw. Jahresfehlbetrag aus der Differenz der Umsatzerlöse und der Kosten ermittelt. Dabei ist ebenfalls das Zinsergebnis als Differenz von Zinsertrag und Zinsaufwand zu berücksichtigen.

Die jährlichen Umsatzerlöse ergeben sich den Netzentgelten, die der fortentwickelte EOG entsprechen, und den jährlich aufgelösten Zuschüssen. Für die nachfolgenden Untersuchungen wird dabei angenommen, dass die jährlich aufgelösten Zuschüsse sowie die sonstigen Beträge null betragen (vgl. hierzu auch Kapitel 3.3.4).

Die für die Ermittlung des Jahresergebnisses in Abzug zu bringenden Kosten ergeben sich aus den dauerhaften nicht beeinflussbaren (dnb) Kosten, den Absetzungen für Anlagen (AfA)⁴⁷ und sonstigen operativen Kosten. In dem vorliegenden Modell werden vorgelagerte und vermiedene Netzentgelte sowie die Konzessionsabgabe als dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten berücksichtigt.⁴⁸ Unter den sonstigen operativen Kosten wurden alle übrigen Kosten wie Kosten für Instandhaltung, Verlustenergie, Personalaufwand und sonstige Betriebsführung subsumiert.

Für die nachfolgende Analyse wird angenommen, dass die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten null betragen. Dabei handelt es sich lediglich um einen durchlaufenden Posten, der in gleicher Höhe auch Bestandteil der Erlöse und somit ergebnisneutral ist. Die jährlichen Abschreibungen werden ausgehend von den jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten nach der linearen Abschreibungsmethode berechnet. Im Rahmen der Kalkulation werden für die sonstigen operativen Kosten branchenweite Erfahrungs- bzw. Durchschnittswerte angesetzt. Dabei wird angenommen, dass die Kostenpositionen Verlustenergie, Personalaufwand sowie sonstige Betriebsführung ausschließlich von der Größe des Netzes (Höhe des Tagesneuwerts) abhängen. Für die Kostenposition

⁴⁶ Quelle: Eigene Darstellung.

⁴⁷ Bezeichnet die Wertminderung des Anlagevermögens. Der Begriff Abschreibung wird synonym verwendet.

⁴⁸ Gemäß § 11 Abs. 2 ARegV sind noch weitere Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anzusetzen. Da diese Kostenpositionen für die nachfolgende Analyse im Vergleich eher von untergeordneter Rolle sind, wurde auf die Berücksichtigung zu Gunsten einer Komplexitätsreduktion verzichtet.

Instandhaltung wird bei ausgewählten Analysen auch das Alter des Netzes berücksichtigt (vgl. Kapitel 3.2.3).

Die Höhe der Zinssätze zur Ermittlung von Zinsertrag und Zinsaufwand als auch die Verteilung zwischen Eigen- und Fremdkapital für das betriebsnotwendige Vermögen werden exogen vorgegeben. Für die nachfolgende Analyse erfolgt die Verzinsung der liquiden Mittel mit einem Zinssatz i. H. v. 1 %, für Verbindlichkeiten an Kreditinstituten wird ein Zinssatz i. H. v. 3 % angesetzt.

3.1.2 Bilanz

In der Bilanz wird die Mittelverwendung (Aktiva) und die Mittelherkunft (Passiva) dargestellt. Beide Seiten der Bilanz müssen ausgeglichen sein.

Die Aktiva enthalten das Anlage- und Umlaufvermögen des Netzbetreibers. Das Anlagevermögen setzt sich zusammen aus den Verteilungsanlagen des Netzes sowie Grundstücken, wobei im Modell angenommen wird, dass der Grundstückswert null beträgt. Die Restwerte der Verteilungsanlagen des Netzes sind ausgehend von den jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten nach der linearen Abschreibungsmethode berechnet. Das Umlaufvermögen setzt sich aus den Forderungen aus Lieferung und Leistung, den liquiden Mittel und den sonstigen Forderungen zusammen.

Für die Analyse wird angenommen, dass das Umlaufvermögen zur Hälfte aus den Forderungen aus Lieferung und Leistung besteht. Dabei ist zudem die Umsatzsteuer zu berücksichtigen. Die sonstigen Forderungen werden mit Null angesetzt. Das verbleibende Umlaufvermögen entspricht den liquiden Mitteln. In Übereinstimmung mit der behördlichen Praxis der BNetzA wird das Umlaufvermögen als $1/12$ der jährlichen Netzkosten gekürzt. Für die Abbildung der Netzkosten wird die fortentwickelte EOG verwendet.

Die Passiva enthalten das Eigenkapital, die Zuschüsse, die Rückstellungen und die Verbindlichkeiten des Netzbetreibers. Das Eigenkapital wird aus der Summe des gezeichneten Kapitals, der Kapitalrücklage und des Bilanzgewinns ermittelt. Das gezeichnete Kapital wird mit den liquiden Mitteln gleichgesetzt. Die Kapitalrücklage ist die Summe aus der akkumulierten Kapitalrücklage, dem Bilanzgewinn des Vorjahres, des jährlichen Jahresüberschusses und der Ausschüttung des Jahresergebnisses und Entnahme bzw. Einlage.

In der vorliegenden Analyse wird angenommen, dass der Bilanzgewinn sowie die Zuschüsse null sind (vgl. hierzu auch Kapitel 3.3.4). Als Rückstellungen werden 5 Prozent des Personalaufwands angenommen. Die Verbindlichkeiten setzen sich aus Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten, Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung sowie sonstigen Verbindlichkeiten zusammen. Die Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten sind entsprechend der exogen vorgegebenen Fremdkapitalquote kalkuliert. Für Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung werden $1/12$ der operativen Kosten exklusive des Personalaufwands unter Berücksichtigung der Umsatzsteuer ermittelt. Die sonstigen Verbindlichkeiten ergeben sich aus der Differenz von Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung und den Forderungen aus Lieferung und Leistung. Auch dabei ist die Umsatzsteuer entsprechend zu berücksichtigen.

3.1.3 Kapitalflussrechnung

In der Kapitalflussrechnung werden die Zahlungsströme aus der laufenden Geschäftstätigkeit, der Investitionstätigkeit und der Finanzierungstätigkeit abgebildet.

Der Zahlungsstrom aus der laufenden Geschäftstätigkeit sind der Jahresüberschuss, die Abschreibungen (AfA) sowie die jährliche Veränderung der Forderungen aus Lieferung und Leistungen, der Rückstellungen, der Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung und sonstige Verbindlichkeiten abgebildet. Die jährlichen Abschreibungen in der Kapitalflussrechnung sind ausgehend von den jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten nach der linearen Abschreibungsmethode berechnet.

Im Zahlungsstrom aus Investitionstätigkeit sind Auszahlungen für Investitionen in das Anlagevermögen und Einzahlungen aus Zuschüssen enthalten, wobei im Modell angenommen wird, dass die Einzahlungen aus Zuschüssen null betragen (vgl. hierzu auch Kapitel 3.3.4).

Der Zahlungsstrom aus der Finanzierungstätigkeit beinhaltet Ausschüttung der Ergebnisse, jährliche Veränderung der Finanzverbindlichkeiten sowie Entnahmen und Einlagen. Dabei wird angenommen, dass das komplette Jahresergebnis ausgeschüttet und der Kapitalrücklage zugeführt wird. Um die Entnahmen bzw. Einlagen zu kalkulieren, wird die Summe der Zahlungsströme aus der laufenden Geschäftstätigkeit und Investitionstätigkeit sowie aus der Ausschüttung und der jährlichen Veränderung der Finanzverbindlichkeiten gebildet. Ist die Summe positiv, wird der Betrag als Entnahme abgezogen. Damit wird der Aufbau von „unnötigen“ Kassenbeständen vermieden. Ist die Summe hingegen negativ, wird der Betrag als Einlage zugeführt. Auf diese Weise wird die stabile Eigenkapitalquote entsprechend der exogenen Modellvorgabe erreicht.

3.2 Anlagevermögen

In diesem Modul wird das Anlagevermögen des zu untersuchenden Elektrizitätsnetzes definiert und fortgeschrieben. Dies ist Grundlage für die Ermittlung der Abschreibungen sowie der notwendigen Investitionen. Zudem werden die Auswirkung der Altersstruktur auf Höhe der Instandhaltungsaufwendungen hergeleitet.

3.2.1 Synthetisches Modellnetz

Für die Analyse werden synthetische Modelnetztypen zu Grunde gelegt. Zunächst wird dafür ein typisiertes Modellnetz eines Elektrizitätsverteilnetzes mit einer üblichen Verteilung von Anlagengruppen und Betriebsmitteln definiert. Anschließende können für dieses Modellnetz unterschiedliche Anlagendurchschnittsalter modelliert werden.

Die anlagengruppenscharfe Zusammensetzung des Modellnetzes ist in der nachfolgenden Tabelle 3 dargestellt und ergibt sich aus einem durchschnittlichen Anteil der Anlagengruppe bei real existierenden Verteilnetzen.⁴⁹ Grundlage ist dabei die Einteilung der Betriebsmittel in die Anlagengruppen nach Anlage 1 der Stromnetzentgeltverordnung. Zur Vereinfachung und aufgrund der begrenzten Datenverfügbarkeit wird die Anzahl der in dem Modell genutzten Betriebsmittelgruppen auf die wesentlichen Anlagengruppen eines Stromverteilnetzes begrenzt bzw. zusammengefasst:

- Kabel Mittelspannungsnetz,
- Kabel 1 kV,
- Abnehmeranschlüsse,
- Ortsnetzstation,
- Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke und
- Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger.

Tabelle 3: Anteil der Betriebsmittel des beispielhaften Stromverteilnetzes

Reihe	Anlagengruppe	Anteil am Verteilnetz
0	Grundstücke	0 %
1	Kabel 220 kV	0 %
2	Kabel 110 kV	0 %
3	Kabel Mittelspannungsnetz	23 %
4	Kabel 1 kV	54 %
5	Kabel Abnehmeranschlüsse	2 %
6	Freileitungen 110-380kV	0 %
7	Freileitungen Mittelspannungsnetz	2 %
8	Freileitungen 1 kV	0 %
9	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	0 %
10	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter	0 %
11	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatanlagen sowie Rundsteuerungsanlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen	0 %
12	Sonstiges	0 %
13	380 / 220/110/30/10 kV-Stationen	0 %
14	Hauptverteilerstationen	0 %
15	Ortsnetzstationen	12 %
16	Kundenstationen	0 %
17	Stationsgebäude	0 %
18	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen	0 %

⁴⁹ Zur Ermittlung der Werte wurden technische Mengengerüste realer Verteilnetze ausgewertet, welche im Rahmen von Konzessionsverfahren veröffentlicht wurden.

Reihe	Anlagengruppe	Anteil am Verteilnetz
19	ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschienen, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen	0 %
20	Schalteinrichtungen	0 %
21	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen	0 %
22	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	3 %
23	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	3 %
24	Fernsprechleitungen	0 %
25	Fahrbare Stromaggregate	0 %
26	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	0 %
27	Betriebsgebäude	0 %
28	Verwaltungsgebäude	0 %
29	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	0 %
30	Werkzeuge/ Geräte	0 %
31	Lagereinrichtung	0 %
32	Hardware	0 %
33	Software	0 %
34	Leichtfahrzeuge	0 %
35	Schwerfahrzeuge	0 %

Auf Basis der zuvor dargestellten Verteilung der Anlagengruppe werden Durchschnittsalter und Größe des Stromverteilnetzes bestimmt. Beide Parameter beeinflussen die operativen Kosten sowie die Kapitalkosten des Netzbetriebs. Maßgeblich für die Definition der Größe ist der Tagesneuwert des Netzes. Das Durchschnittsalter wird mittels Verteilung der historischen Investitionen festgelegt. Dabei wird der Tagesneuwert des Netzes prozentual auf 10-Jahres-Zeiträume aufgeteilt. Dadurch können Zeiträume mit Investitionsschwerpunkten gesetzt werden. Die Aufteilung innerhalb dieser 10-Jahres-Zeiträume folgt einer zufälligen Verteilung. Dies ist in Abbildung 7 dargestellt.

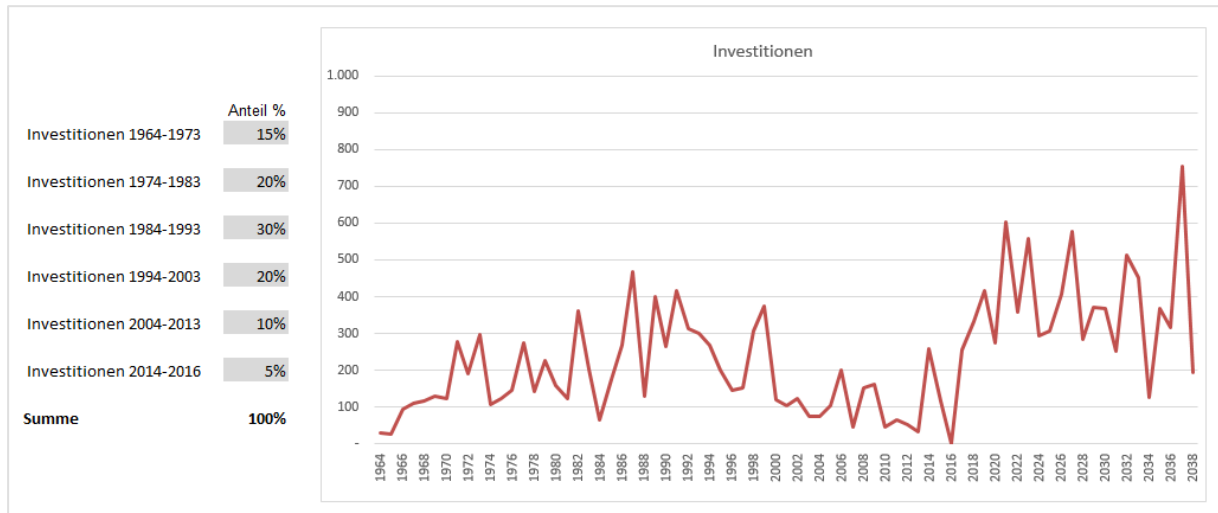


Abbildung 7: Historische Verteilung des Anlagevermögens

In der nachfolgenden Untersuchung werden zunächst 3 typisierte Modellnetze betrachtet, welche sich hinsichtlich des Zeitpunktes und des Bedarfs an erforderlichen Ersatzinvestitionen unterscheiden:

- Netz mit sinkendem Restwert,
- Netz mit steigendem Restwert und
- Netz im eingeschwungenen Zustand (mit konstantem Restwert).

Die Modellnetze haben zum Stichtag 31.12.2016 ein Tagesneuwert i. H. v. 10 Mio. €.

3.2.2 Investitionsplanung

Zur Fortschreibung des Anlagevermögens erfolgt eine detaillierte Investitionsplanung. Bei den Untersuchungen werden nur Erneuerungsinvestitionen vorgenommen, auf Erweiterungsinvestitionen wird verzichtet.

Maßgeblich für die Investitionsplanung ist das kaufmännische Mengengerüst, in dem die Anschaffungs- und Herstellungskosten sowie das Anschaffungsjahr für jede Komponente enthalten sind. Der Zeitpunkt der Ersatzinvestitionen orientiert sich an den betriebsgewöhnlichen⁵⁰ Nutzungsdauern gemäß Anlage 1 StromNEV (vgl. nachfolgende Tabelle 4). Dabei ist zu Beginn der Analyse zu entscheiden, ob die untere oder obere betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer genutzt werden soll. Diese Entscheidung kann anlagengruppenscharf erfolgen, ist dann jedoch für alle entsprechenden Betriebsmittel einheitlich gültig.

⁵⁰ Die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer wird auch als technisch-wirtschaftliche Nutzungsdauer bezeichnet. Dies ist von der technischen Nutzungsdauer abzugrenzen.

Tabelle 4: Nutzungsdauern gem. Anlage 1 StromNEV sowie technische Nutzungsdauer je Betriebsmittel

Reihe	Bezeichnung	Untere ND	Obere ND	Technische ND ⁵¹
1	Kabel 220 kV	40	50	70
2	Kabel 110 kV	40	50	70
3	Kabel Mittelspannungsnetz	40	45	70
4	Kabel 1 kV	40	45	70
5	Kabel Abnehmeranschlüsse	35	45	60
6	Freileitungen 110-380kV	40	50	60
7	Freileitungen Mittelspannungsnetz	30	40	60
8	Freileitungen 1 kV	30	40	50
9	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	30	35	50
10	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter	35	45	60
11	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatanlagen sowie Rundsteuerungsanlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen	25	30	50
12	Sonstiges	20	30	30
13	380 / 220/110/30/10 kV-Stationen	25	35	60
14	Hauptverteilerstationen	25	35	60
15	Ortsnetzstationen	30	40	70
16	Kundenstationen	30	40	70
17	Stationsgebäude	30	50	50
18	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen	25	30	50
19	ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschiene, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen	25	30	30
20	Schalteinrichtungen	30	35	60
21	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen	25	30	60
22	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	30	35	60
23	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	20	25	60
24	Fernsprechleitungen	30	40	40
25	Fahrbare Stromaggregate	15	25	25
26	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	25	35	35
27	Betriebsgebäude	50	60	60

⁵¹ Annahmen für die technische Nutzungsdauer entstammen Praxiserfahrungen. Für Betriebsmittel, für die keine technische Nutzungsdauer bekannt ist, wird die obere Nutzungsdauer genutzt.

Reihe	Bezeichnung	Untere ND	Obere ND	Technische ND ⁵¹
28	Verwaltungsgebäude	60	70	70
29	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	8	10	10
30	Werkzeuge/ Geräte	14	18	18
31	Lagereinrichtung	14	25	25
32	Hardware	4	8	8
33	Software	3	5	5
34	Leichtfahrzeuge	5	5	5
35	Schwerfahrzeuge	8	8	8

Alternativ kann auch eine andere Nutzungsdauer bspw. die technischen Nutzungsdauern gewählt werden. Dann ermittelt sich der Zeitpunkt der Reinvestition anhand nachfolgender Formel (1). Dabei stellt x die Anzahl der die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer übersteigenden Jahre dar.

$$\text{Investitionsintervall} = ND + x \quad (1)$$

Die Höhe der Ersatzinvestitionen wird anhand der Indizierung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten ermittelt. Zur Berechnung dieser TNW enthält das Modell für jede Anlagengruppe einen Index über die historische Preisentwicklung. Dazu werden die von der BNetzA veröffentlichten Indexreihen für die in Elektrizitätsverteilnetzen vorhandenen Anlagengruppen genutzt. Aus diesen Werten wird ein durchschnittlicher Preisanstieg abgeleitet und verwendet, um die zukünftigen Preise pro Anlagengruppe abzuschätzen

Soweit nicht anders angegeben, werden Ersatzinvestition am Ender der oberen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer gem. Die Indizierung der Anschaffungs- und Herstellungskosten der Betriebsmittel erfolgt zur Vereinfachung mit einem konstanten Wert i. H. v. 1,2 % p. a. In den nachfolgenden Untersuchungen wird dabei das Jahr 2016 als Referenzjahr zu Grunde gelegt.

In dem Modell kann ein bestehender Investitionsstau⁵² gemäß exogenen Vorgaben aufgelöst werden. Dazu wird zunächst die Höhe der unterlassenen Investitionen pro Anlagengruppe und Jahr ermittelt. Diese wird über die exogen vorgegebene Anzahl an Jahren, über die der Investitionsstau aufgelöst werden soll, gleichmäßig verteilt. Für die Höhe der zusätzlich notwendigen jährlichen Investitionen wird der Tagesneuwert pro Betriebsmittel und Jahr berechnet. Dazu wird ebenfalls das Indexverfahren genutzt. In der nachfolgenden Abbildung 8 ist die Auflösung eines Investitionsstaus beispielhaft dargestellt.

⁵² Als Investitionsstau wird ein Zustand bezeichnet, wenn notwendige Investitionen über einen längeren Zeitraum unterlassen werden. Der Begriff Sanierungsstau wird häufig synonym verwendet.

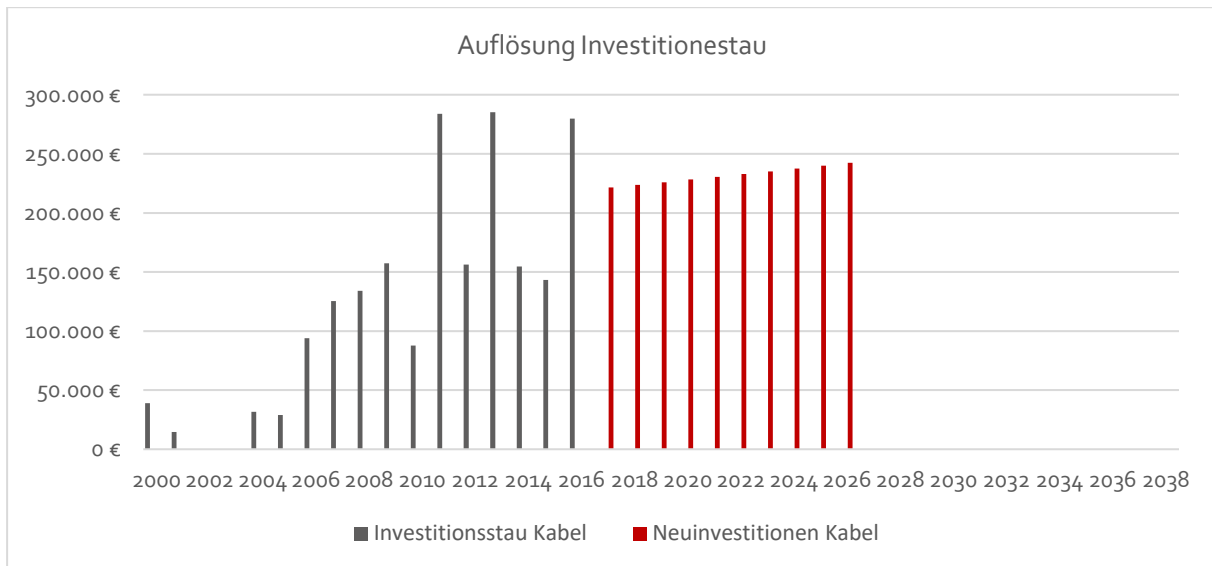


Abbildung 8: Auflösung eines Investitionsstaus

Die blau dargestellte Investition stellen die notwendigen Reinvestitionen von Kabel nach Ablauf der technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauer dar. Unter der Annahme, dass diese Reinvestitionen unterlassen wurden, ergibt sich aus der Summe der Investitionsstau. Die rot dargestellten Investitionen stellen die Reinvestitionen zur Auflösung des Investitionsstaus über einen exogen vorgegebenen Zeitraum von 10 Jahren dar.

3.2.3 Instandhaltung

Die Modellierung des Alterungsverhalten zur Verteilung der Instandhaltungskosten über die Betriebsjahre wird anhand der Schadens- und Störungsrate vorgenommen. Dazu wird zunächst die Schadens- und Störungsrate der einzelnen Betriebsmittelgruppen ermittelt. Anschließend wird der durchschnittliche über die gesamte Nutzungsdauer konstant angenommene Instandhaltungsaufwand entsprechend über die Nutzungsdauer der Betriebsmittel verteilt. Dieses Vorgehen basiert auf der Annahme, dass ein Zusammenhang zwischen dem Auftreten einer Störung und dem Bedarf für Instandhaltung und Erneuerung besteht, der sich in dem Instandhaltungsaufwand widerspiegelt.

Zur Modellierung des Alterungsverhaltens werden die Schadens- und Störungshäufigkeiten pro Betriebsmittelgruppe aus der Literatur⁵³ genutzt, welche anhand einer Weibull-Verteilung⁵⁴ in eine

⁵³ Dabei werden im Wesentlichen Ergebnisse der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. sowie des Forums Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN) (2011, S. 48 und S. 56) genutzt sowie auf unternehmenseigene Erkenntnisse zurückgegriffen.

⁵⁴ Die Weibull-Verteilung ist eine statistische Verteilung, die die Ausfallwahrscheinlichkeit über die gesamte Lebensdauer von (elektrischen) Bauteilen beschreibt. Vgl. dazu auch Zacks (1984), Mudholkar et al. (1993), Crevecoeur (1993, 1994), Pal et al. (2006) und Liu et al. (2013).

Funktion zur Beschreibung der Störungs-/Ausfallwahrscheinlichkeit überführt werden. Bei technischen Systemen können drei wesentliche Fehlertypen beobachtet werden, welche sich mit drei Weibull-Verteilungen abbilden lassen. Bei den Fehlertypen handelt es sich um

- frühe Ausfälle in der Einlaufphase,
- konstante zufällige Fehler in der Betriebsphase und
- Ermüdungs- und Verschleißausfälle aufgrund von Alterung am Ende der Produktlebensdauer.⁵⁵

Daraus resultiert die sogenannte *Badewannen-Kurve*, welche in der nachfolgenden Abbildung dargestellt ist. Dabei wird die Fehlerrate in parts per million über die Betriebsdauer für die unterschiedlichen Fehlertypen abgebildet.⁵⁶

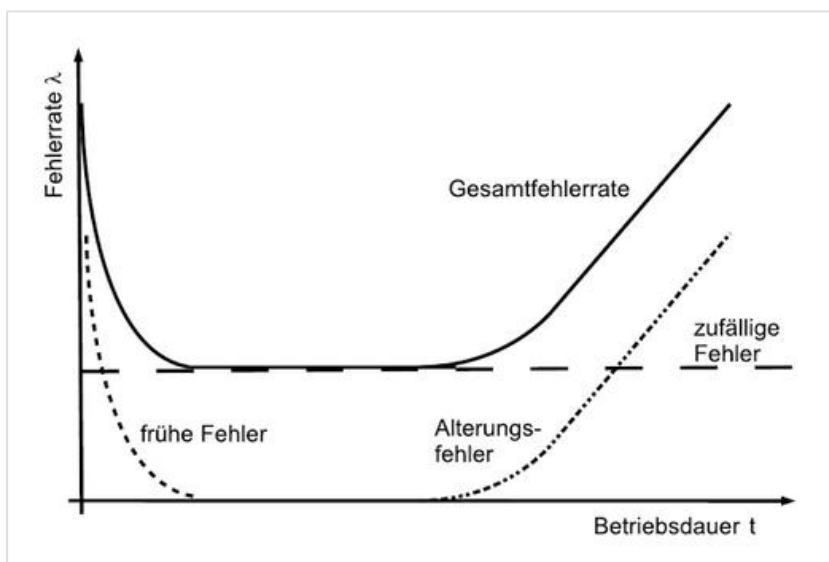


Abbildung 9: Zeitlicher Verlauf der Summe aller Fehlerraten (Badewannen-Kurve)⁵⁷

Nachfolgend wird zunächst die Ermittlung der Modellfunktion, die das Alterungsverhalten der Betriebsmittel anhand der jährlichen Schadens- und Störungsrate abbildet, für die einzelnen Betriebsmittelgruppen erläutert. Die diskrete Schadens- und Störungsrate h_s stellen die Eingangsdaten der Modellierung des Alterungsverhaltens dar. Diese werden entsprechend der nachfolgenden Formel (2) berechnet. Dabei ist N_s die Anzahl der relevanten Ereignisse, M_s das entsprechende Mengengerüst und T_s der Betrachtungszeitraum.⁵⁸

$$h_s = \frac{N_s}{M_s * T_s} \quad (2)$$

⁵⁵ Vgl. Eberlin et al. (2014, S. 10).

⁵⁶ Vgl. Eberlin et al. (2014, S. 10 ff.).

⁵⁷ Vgl. Eberlin et al. (2014, S. 12).

⁵⁸ Vgl. FGH (2013, S. 49).

Zunächst wird dazu die Störungsrate für die unterschiedlichen Kabeltypen VPE und Papiermasse ermittelt, welche in den nachfolgenden Abbildungen dargestellt sind.

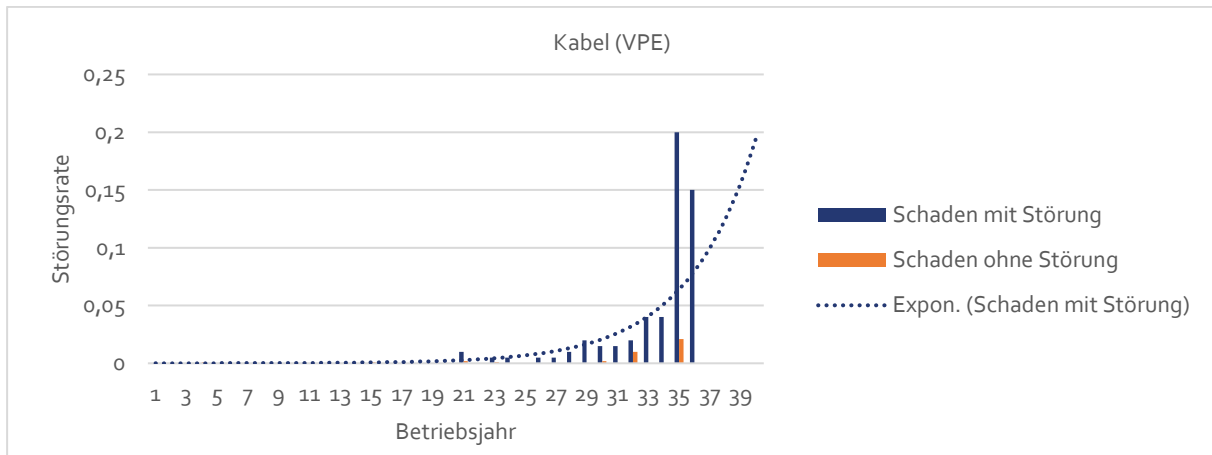


Abbildung 10: Störungsrate Kabel (VPE)⁵⁹

Im Vergleich zu den Daten für VPE-Kabel liegen für Papiermasse-Kabel Daten für einen längeren Zeitraum vor.

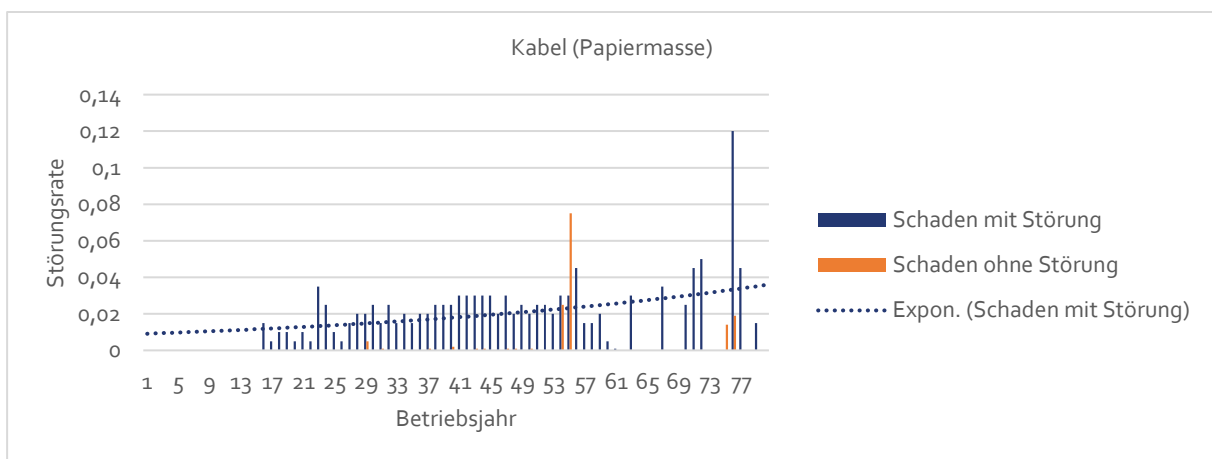


Abbildung 11: Störungsrate Kabel (Papiermasse)⁶⁰

Da bei der Untersuchung nicht nach Kabeltypen unterschieden wird, werden beide Kabel des Typs VPE und Papiermassen für die nachfolgende Untersuchung gemeinsam betrachtet. Die gemeinsame Störungsrate ist in nachfolgender Abbildung dargestellt.

⁵⁹ Vgl. FGH (2013, S. 152).

⁶⁰ Vgl. FGH (2013, S. 157).

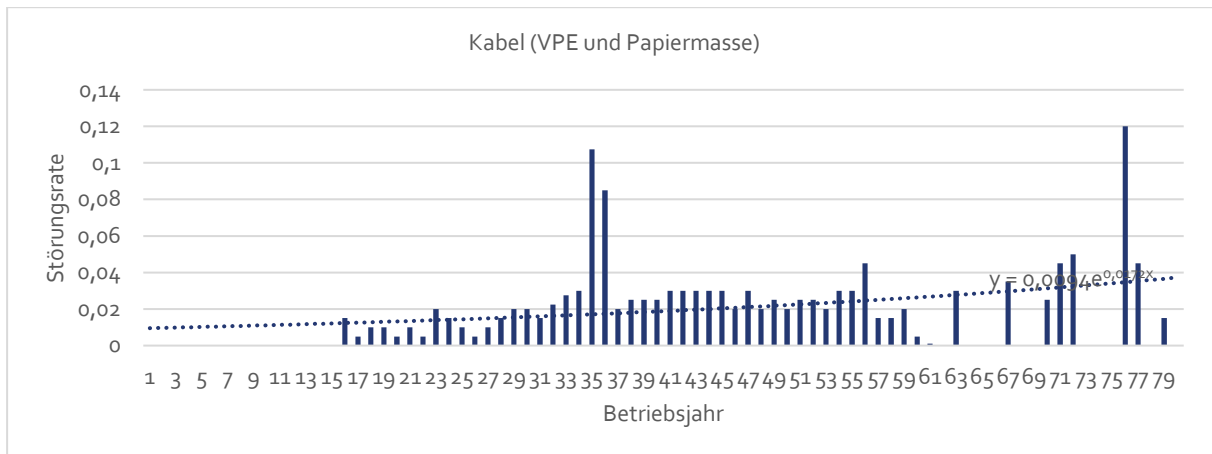


Abbildung 12: Störungsrate für Kabel (VPE und Papiermasse)⁶¹

Die Störungsrate für Kabel nach der Weibull-Verteilung ist in nachfolgender Abbildung dargestellt und kann durch folgende Gleichung beschrieben werden: $\lambda = 0,0001x^2 - 0,003x + 0,4602$.

Da für Freileitungen Daten nicht in ausreichendem Umfang zur Verfügung stehen, wird die Störungsrate auf Grundlage der Störungsrate für Kabel abgeschätzt. Dabei wird aufgrund der geringeren Nutzungsdauer und einer höheren Störungshäufigkeit angenommen, dass die Störungsrate für Freileitungen oberhalb der Störungsrate für Kabel liegt und einen höheren Anstieg hat. Die Störungsrate für Freileitungen ist ebenfalls in nachfolgender Abbildung dargestellt und kann durch folgende Gleichung beschrieben werden: $\lambda = 0,00011x^2 - 0,003x + 0,0702$.

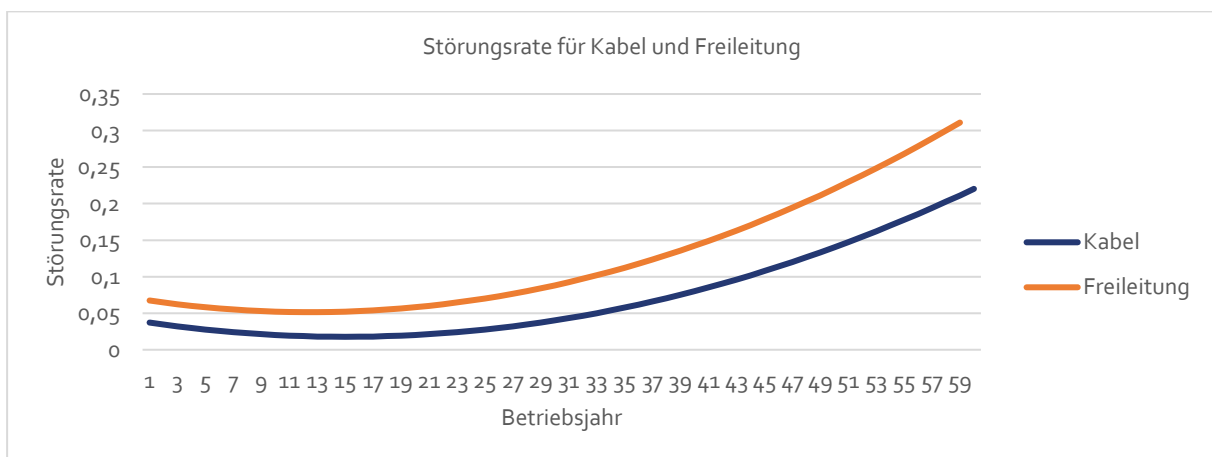


Abbildung 13: Störungsrate für Kabel und Freileitungen

Die Störungsrate für Transformatoren ist in nachfolgender Abbildung dargestellt und kann durch folgende Gleichung beschrieben werden: $\lambda = 6E-5x^2 - 0,0023x + 0,0425$.

⁶¹ Quelle: FGH (2013, S. 152, 157).

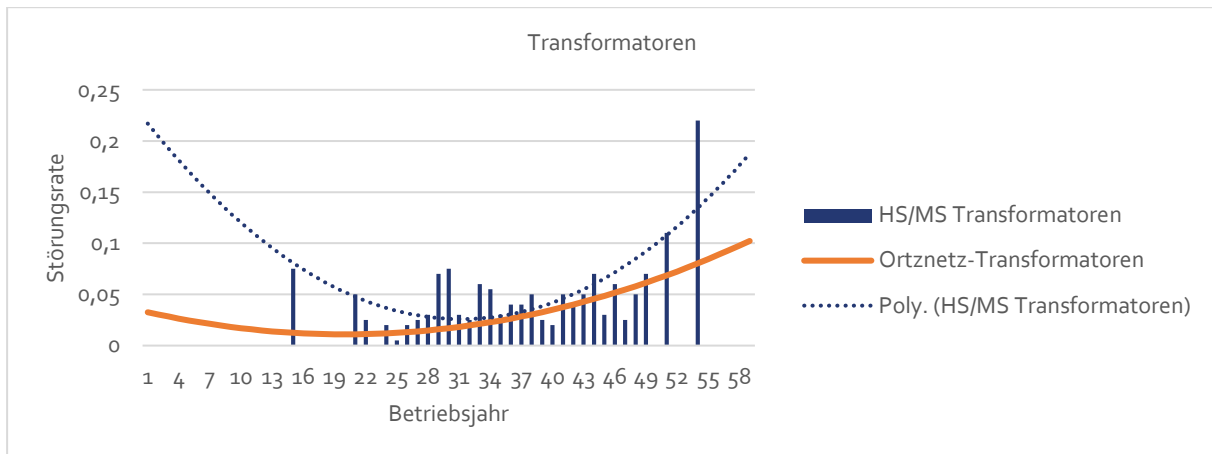


Abbildung 14: Störungsrate von Transformatoren

Die Störungsrate für Schaltanlagen ist in nachfolgender Abbildung dargestellt und kann durch folgende Gleichung beschrieben werden: $\lambda = 2,16E-5x^2 - 0,001x + 0,0108$.

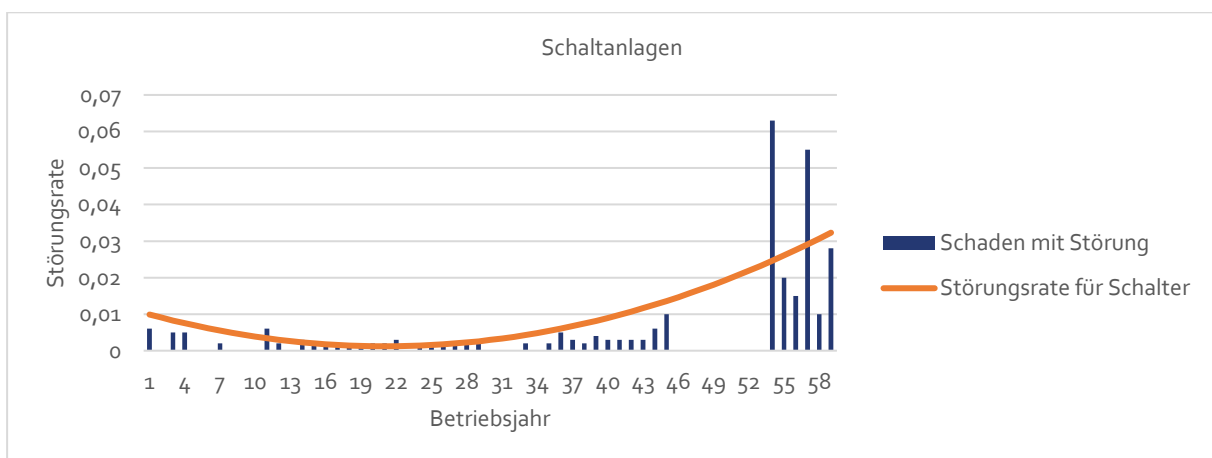


Abbildung 15: Störungsrate für Schaltanlagen

Anhand der zuvor ermittelten Störungsfunktion wird nachfolgend die Verteilung des Instandhaltungsaufwands vorgenommen. Dazu wird zunächst von dem kaufmännischen Mengengerüst ein technisches Mengengerüst abgeleitet. Anschließend wird der Instandhaltungsaufwand pro Betriebsmittel ermittelt.

Die Modellnetze (vgl. Kapitel 4.2.1) sind in Form des kaufmännischen Mengengerüsts hinterlegt. In der vorangegangenen Formel (2) wird die Störungsrate jedoch auf Basis des technischen Mengengerüsts ermittelt. Daher ist eine entsprechende Anpassung der Formel erforderlich. Dies erfolgt im Wege einer Abschätzung der durchschnittlichen Investitionshöhen je Betriebsmittel Inv_n , die in der Formel (3) das technische Mengengerüst ersetzen. Dabei ergeben die Anzahl der relevanten Ereignisse und der Betrachtungszeitraum die Störungen je betriebsmittelabhängigem Investitionsvolumen und Betriebsjahr h_{sv} . Das Produkt ergibt die Störungen je Betriebsmittel und Betriebsjahr h_{sn} .

$$h_{sn} = h_{sv} * \sum_{n=1}^i \frac{1}{Inv_n} \quad (3)$$

Dazu werden die in der nachfolgenden Tabelle 5 dargestellten durchschnittlichen Investitionshöhen pro Betriebsmittel herangezogen.⁶²

Tabelle 5: Instandhaltungskosten nach Betriebsmittelgruppe⁶³

Betriebsmittel	Typ	Kosten (in Tsd.)
Kabel		
	Niederspannung	45 €/km
	Mittelspannung	75 €/km
Freileitung		
	Niederspannung	25 €/km
	Mittelspannung	35 €/km
Transformator/Station		
	250 kVA	5 €
	400 kVA	6 €
	630 kVA	8 €
	1000 kVA	11 €
	1250 kVA	12 €
	Kompaktstationen	20 €

Um anschließend die operativen Kosten abzuschätzen, wird angenommen, dass es einen fixen Kostenbetrag je Störung für Instandhaltung und Erneuerung gibt. Dieser Kostenbetrag variiert je nach Anlagengruppe und Typ des Betriebsmittels. Wird der Kostenbetrag x mit der Anzahl der Störungen für jedes Betriebsjahr a multipliziert, ergeben sich hieraus die Kosten für das jeweilige Betriebsmittel während seiner Nutzungsdauer exp , die in Formel (4) dargestellt sind. Dabei ist ai das letzte Betriebsjahr.

$$exp = \sum_{a=1}^{ai} h_{sv}(a) * x \quad (4)$$

⁶² Die Daten aus Consentec (2006) wurden anhand weiterer Erfahrungswerte modifiziert. Die Abschätzungen aus Consentec (2006) sind in der Anhang 3 dieses Berichts dargestellt.

⁶³ Quelle: Consentec (2006) und unternehmensinterne Ansätze.

Aktuell liegen öffentlich keine Daten über die Kosten je Störung und Betriebsmittel vor. Basis für die Abschätzung sind die durchschnittlichen jährlichen Betriebskosten eines Betriebsmittels als Prozentsatz der Investitionshöhen. Diese sind in der nachfolgenden Tabelle 6 dargestellt.⁶⁴

Tabelle 6: Jährliche Betriebskosten in Prozent der Investitionskosten für Stromnetze⁶⁵

Betriebsmittel	Jährliche Betriebskosten in Prozent der Investitionshöhen
Freileitung	1,30 %
Kabel	0,40 %
Transformator	0,60 %
Schaltfeld	0,90 %

Unter der Annahme, dass für die Abschätzung der durchschnittlichen Betriebskosten die gleichen Nutzungsdauer wie im vorliegenden Modell angesetzt wurden, können anhand nachfolgender Formel (5) die Betriebskosten einer Anlage über die gesamte Nutzungsdauer ermittelt werden. Dabei stellt y die jährlichen Betriebskosten in Prozent der Investitionshöhe dar.

$$exp = \frac{y * ai * Inv}{100} \quad (5)$$

Mit der nachfolgenden Formel (6) können die Kosten je Störung x ermittelt werden.

$$x = \frac{y * ai * Inv}{100 * \sum_{a=1}^{ai} h_{sv}(a)} \quad (6)$$

In den nachfolgenden Abbildungen ist beispielhaft die Entwicklung der jährlichen Betriebskosten sowie der jährlichen Betriebskosten in investitionshöhen für ein Mittelspannungskabel mit einem Wert von 20.000 € dargestellt. Im weiteren Verlauf wird ein linearer Zusammenhang zwischen der Größe des Netzes und der Höhe der Betriebskosten pro Betriebsmittel angenommen.

⁶⁴ Für die Abschätzung werden erneut die Ergebnisse der Studie der Consentec (2006) herangezogen und anhand weiterer Erfahrungswerte der BBHC modifiziert. Die Abschätzungen der Consentec (2006) sind in der Anhang 3 zu diesem Bericht dargestellt.

⁶⁵ Vgl. Consentec (2006)

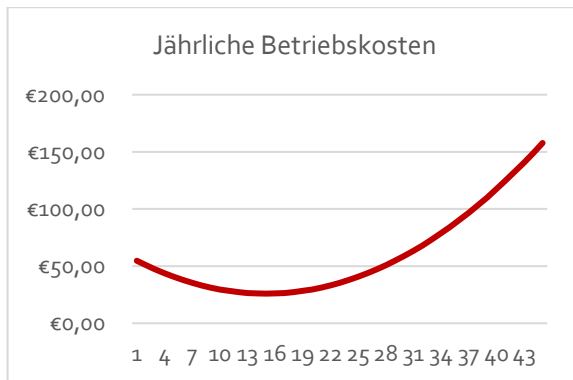


Abbildung 16: Jährliche Betriebskosten für Kabel

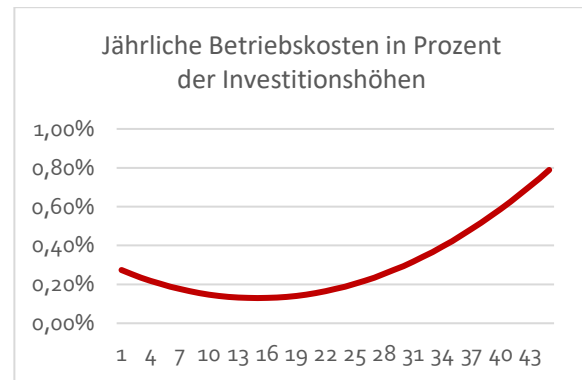


Abbildung 17: Jährliche Betriebskosten in Prozent der Investitionskosten für Kabel

Der Instandhaltungsaufwand wird nun anhand der zuvor ermittelten Störungsrate anhand der Altersstruktur verteilt. Wie in nachfolgender Abbildung ersichtlich wird, sind die Auswirkungen bei einem Netz, bei dem Ersatzinvestitionen nach Ablauf der oberen betriebsgewöhnlichen kalkulatorischen Nutzungsdauer vorgenommen werden, minimal. Die Instandhaltungskosten sind in einem begrenzten Rahmen relativ gleichmäßig über die gesamte Laufzeit. Die Absenkung des Instandhaltungsaufwands bei Kabel in den letzten 10 Jahren ist in der Altersstruktur der Betriebsmittel begründet. Zum Ende des Betrachtungszeitraums sind überdurchschnittlich viele Betriebsmittel mit einem geringes bis mittleres Alter vorhanen. Würde man ein Netz mit einer gleichmäßigen Altersstruktur betrachten, würde sich auch für Kabel ein gleichmäßiger Instandhaltungsaufwand ergeben.

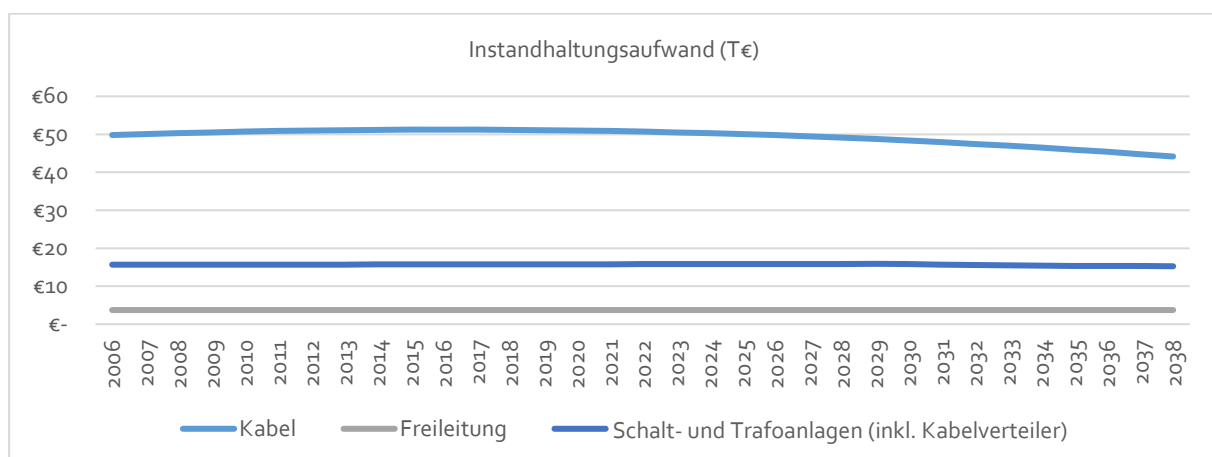


Abbildung 18: Instandhaltungskosten bei Ersatzinvestitionen nach Ablauf der oberen betriebsgewöhnlichen kalkulatorischen Nutzungsdauer

Wird jedoch ein Netz betrachtet, bei dem Ersatzinvestitionen erst nach Ablauf der technischen Nutzungsdauer vorgenommen werden, sind größere Auswirkungen erkennbar. Insbesondere in den letzten Jahren steigt der Instandhaltungsaufwand für die Kabel deutlich an.

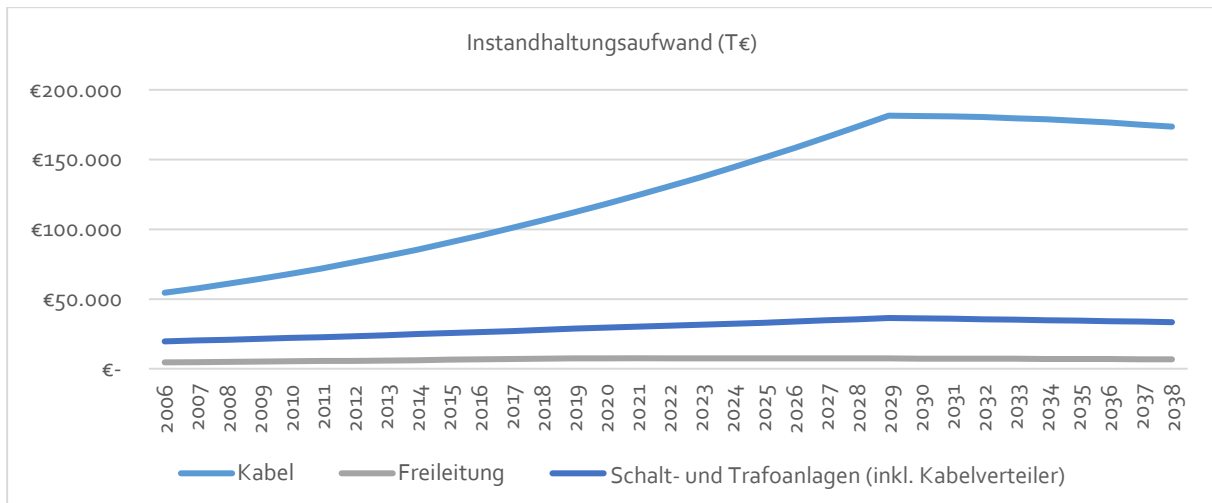


Abbildung 19: Instandhaltungsaufwand in Abhängigkeit vom Alter der Betriebsmittel

Dies könnte als Indiz dafür gelten, dass, wie in dem aktuellen Regulierungsregime vorgesehen, die obere betriebsgewöhnliche kalkulatorische Nutzungsdauer als ein betriebswirtschaftlicher Zeitpunkt für Ersatzinvestitionen angesehen werden. Für den Ersatz von Betriebsmitteln gilt es den optimalen Zeitpunkt zu wählen, um die Summe aus kalkulatorischen Kosten, Instandhaltungskosten und Kosten von Versorgungsunterbrechungen zu minimieren. In der nachfolgenden Abbildung ist der Zusammenhang skizzenhaft dargestellt.

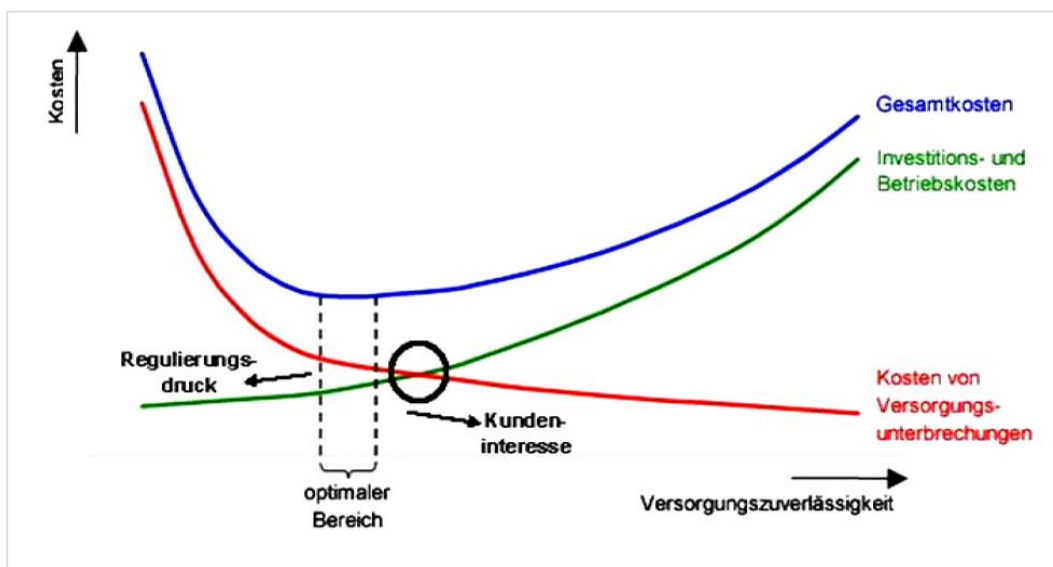


Abbildung 20: Zusammenhang zwischen Versorgungszuverlässigkeit und Kosten⁶⁶

⁶⁶ Vgl. Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN) (2013, S. 5).

3.3 Erlösobergrenze

Dieses Modul dient zur Bestimmung der Erlösobergrenze gemäß den Vorgaben der Anreizregulierungsverordnung (nachfolgend: ARegV). In dem Modell wird der Zeitraum 2009 bis 2038 abgebildet und umfasst somit nach aktuellem Stand die 1. bis 6. Regulierungsperiode. Bei den nachfolgenden Analysen wird die Novelle der ARegV, welche am 17.09.2016 in Kraft getreten ist und bereits für die 3. Regulierungsperiode gilt, berücksichtigt. Das zentrale Element der Novellierung der ARegV liegt in der Einführung des Kapitalkostenabgleichs bei Verteilnetzbetreibern, welcher aus dem Kapitalkostenabzug und Kapitalkostenaufschlag besteht. Dadurch soll der Zeitverzug für die Refinanzierung von Investitionen beseitigt und die Investitionen der Verteilnetzbetreiber gefördert werden. Der jährliche Kapitalkostenabgleich löst die bestehenden Instrumente wie den Sockeleffekt, den Erweiterungsfaktor und Investitionsmaßnahmen ab.

3.3.1 Bestimmung der Erlösobergrenze

Im Rahmen der Anreizregulierung werden die zulässigen Erlöse ab dem Jahr 2009 durch die Bestimmung der Erlösobergrenzen ermittelt. Für die erste und zweite Regulierungsperiode wird die Erlösobergrenze anhand der nachfolgenden Formel (7) ermittelt:⁶⁷

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) * KA_{b,0}) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) * EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t \quad (7)$$

Die Erlösobergrenze ist die Summe des dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteils $KA_{dnb,t}$ und der vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteils im Basisjahr $KA_{vnb,0}$ und des beeinflussbarer Kostenanteil im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode $K_{b,t}$ multipliziert mit der Differenz aus dem Quotienten des Verbraucherpreisgesamtindex für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode VPI_t und dem durch das Statistische Bundesamt veröffentlichter Verbraucherpreisgesamtindex für das Basisjahr VPI_0 sowie des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode PF_t und dem Erweiterungsfaktor EF_t für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode sowie ergänzt um die Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode Q_t , der Differenz aus des volatilen Kostenanteils im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode VK_t und des volatiler Kostenanteil im Basisjahr VK_0 und der Summe der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze S_t . In Analogie zu dem Term VPI_t/VPI_0 ist PF_t dabei durch Multiplikation der einzelnen Jahreswerte einer Regulierungsperiode zu bilden. Der beeinflussbare Kostenanteil im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode ergibt sich aus der Multiplikation des beeinflussbarer Kostenanteil für das Basisjahr $K_{Ab,0}$ und dem Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode V_t

Bisher wurden die Kapitalkosten für die gesamte nachfolgende Regulierungsperiode auf dem Niveau des Basisjahres festgelegt, obwohl sinkende Restbuchwerte des Sachanlagevermögens der Bestandsanlagen die Kapitalkosten reduzieren bzw. Neuinvestitionen nach dem Basisjahr die Kapitalkosten erhöhen. Ziel der Novellierung der ARegV ist es, die Kapitalkosten mittels Kapitalkostenabzug

⁶⁷ Vgl. Anlage 1 ARegV; für die Festsetzung der Erlösobergrenze der ersten Regulierungsperiode wird die Summe der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze nach § 5 Abs. 3 nicht berücksichtigt.

und Kapitalkostenaufschlag ohne Zeitverzug in der jeweiligen Erlösobergrenze abzubilden. Der Kapitalkostenabschlag als Summe der kalkulatorischen Abschreibung, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, der kalkulatorischen Gewerbesteuer und des Aufwands für Fremdkapital ergibt sich dabei aus der Differenz der Kapitalkosten im Basisjahr zu den fortgeschriebenen Kapitalkosten im jeweiligen Betrachtungsjahr. Für betriebsnotwendige Anlagegüter, welche im Zeitraum vom 01.01. 2007 bis einschließlich 31.12.2016 erstmals aktiviert wurden, gilt eine Übergangsregelung gemäß § 34 Abs. 5 ARegV. Für diese Anlagegüter bleiben in der 3. Regulierungsperiode die kalkulatorischen Restwerte des Basisjahres als weitere Berechnungsgrundlage konstant und werden noch nicht fortgeschrieben. Diese Übergangsregelung soll mögliche aus dem Systemwechsel resultierende Renditeeinbußen ausgleichen. Der Kapitalkostenaufschlag ergibt sich aus der Summe der kalkulatorischen Abschreibung, der kalkulatorischen Verzinsung und der kalkulatorischen Gewerbesteuer für die Neuinvestitionen, welche nach dem Basisjahr durchgeführt wurden. Daher ist ab der dritten Regulierungsperiode die nachfolgende Formel (8) zur Bestimmung der Erlösobergrenze anzuwenden.⁶⁸ Der Kapitalkostenaufschlag KKA_t wird gemäß § 10a ARegV für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode ermittelt.

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(KA_{vnb,0} + (1 - V_t) * KA_{b,0} + \frac{B_0}{T} \right) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) + KKA_t \quad (8)$$

$$+ Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

Als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenbestandteile gelten Kosten gemäß § 11 ARegV. Dazu gehören Kosten aus Konzessionsabgabe, Betriebssteuern, vorgelagerten und vermiedene Netzentgelten. Gemäß § 11 Abs. 3 gelten als vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile die Gesamtkosten abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile des Ausgangsniveaus und des Kapitalkostenabzugs des jeweiligen Jahres der Regulierungsperiode multipliziert mit dem nach § 15 ermittelten bereinigten Effizienzwert. Gemäß § 11 Abs. 4 ergeben sich die beeinflussbaren Kostenanteile des jeweiligen Jahres der Regulierungsperiode die Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile des Ausgangsniveaus, nach Abzug des Kapitalkostenabzugs des jeweiligen Jahres der Regulierungsperiode und nach Abzug der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile.

Die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile und beeinflussbaren Kostenanteile bestehen aus aufwandsgleichen und kalkulatorischen Kosten. Die aufwandsgleichen Kosten sind der GuV zu entnehmen. Dazu zählen Kosten für Instandhaltung, Verlustenergie, Personalaufwand und sonstige Betriebsführung. Die kalkulatorischen Kosten bestehen aus den kalkulatorischen Abschreibungen nach § 6 StromNEV, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nach § 7 StromNEV und einer kalkulatorischen Gewerbesteuer nach § 8 StromNEV. Zur Ermittlung der kalkulatorischen Kostenpositionen sind relevante Daten dem Anlagevermögen sowie der Bilanz zu entnehmen. Die Ermittlung der dafür notwendigen Eigenkapitalverzinsung wird im nachfolgenden Kapitel erläutert.

⁶⁸ Vgl. Anlage 1 ARegV.

3.3.2 Ermittlung der Eigenkapitalzinssätze

Wie bereits dargestellt, wird mit dem Modell der Zeitraum von 2009 bis 2038 abgebildet. Dies umfasst die erste bis einschließlich, nach aktuellem Stand, sechste Regulierungsperiode. Nur für die erste bis dritte Regulierungsperiode waren zum Zeitpunkt der Modellerstellung und Durchführung der Untersuchungen die Eigenkapitalzinssätze zur Ermittlung der kalkulatorischen Kosten Zinssätze bekannt. Daher sind die Eigenkapitalzinssätze für die nachfolgenden Regulierungsperioden abzuschätzen. Die Bestimmung eines angemessenen (risikoadäquaten) Zinssatzes für die Eigenkapitalverzinsung erfolgte anhand der Vorgaben der Stromnetzentgeltverordnung. Gemäß § 7 Abs. 4 StromNEV darf „der auf das betriebsnotwendige Eigenkapital, das auf Neuanlagen entfällt, anzuwendende Eigenkapitalzinssatz [...] den auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahres bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten zuzüglich eines angemessenen Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse nicht überschreiten. Der auf das betriebsnotwendige Eigenkapital, das auf Altanlagen entfällt, anzuwendende Eigenkapitalzinssatz ist zusätzlich um den auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der Preisänderungsrate gemäß dem vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex zu ermäßigen.“⁶⁹ Gemäß § 7 Abs. 5 StromNEV ist „die Höhe des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse [...] insbesondere unter Berücksichtigung folgender Umstände zu ermitteln:

- Verhältnisse auf den nationalen und internationalen Kapitalmärkten und die Bewertung von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen auf diesen Märkten;
- durchschnittliche Verzinsung des Eigenkapitals von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen auf ausländischen Märkten;
- beobachtete und quantifizierbare unternehmerische Wagnisse.“⁷⁰

Die Eigenkapitalzinssätze werden mittels Capital Asset Pricing Model (CAPM) gemäß den Ausführungen des Instituts der Wirtschaftsprüfer (IDW)⁷¹ ermittelt.⁷² Nachfolgend ist die Bestimmung der unternehmensindividuellen Rendite vor Steuern in Formel (9) dargestellt.

$$r_j^{vST} = r_f + \beta_j * r_Z^{vSt} \quad (9)$$

Der risikolose Basiszins r_f wird dabei mit der Risikoprämie addiert. Die Risikoprämie ergibt sich aus dem Produkt der Marktkrisikoprämie r_Z^{vSt} (Differenz aus Marktrendite und risikolosem Basiszins) und dem Risikofaktor β . Der Risikofaktor β bezieht sich auf ein unverschuldetes Unternehmen und ist so-

⁶⁹ Vgl. § 7 Abs. 4 StromNEV.

⁷⁰ Vgl. § 7 Abs. 5 StromNEV.

⁷¹ Vgl. IDW (2007, S. 103 ff.).

⁷² Zur Verwendung des CAPM-Verfahrens zur Ermittlung der Eigenkapitalkosten in der Entgeltregulierung siehe auch Stehle (2016).

mit um das Finanzierungsrisiko eliminiert. Für den unternehmensspezifischen Risikofaktor ist die Kapitalstruktur des Unternehmens in Form des Verschuldungsgrades v , dargestellt in Formel (11), gemäß der Formel (10) zu berücksichtigen.

$$\beta_{\text{verschuldet}} = \beta_{\text{unverschuldet}} * (1 + v) \quad (10)$$

$$\text{mit } v = \frac{FK}{EK} \quad (11)$$

Als Risikofaktor β für ein unverschuldetes Unternehmen wird der Wert in Höhe von 0,39 für die erste und zweite sowie in Höhe von 0,4 für nachfolgenden Regulierungsperioden verwendet. Die Ermittlung risikolosen Zinssatz erfolgt nach der Svensson-Methode.⁷³ Als Marktrisikoprämie ermittelte Stehle (2004, S.921) für die erste und zweite Regulierungsperiode einen Wert von 4,55 %. Ab dem Jahre 2015 und somit für die dritte Regulierungsperiode wird eine Marktrisikoprämie in Höhe von 3,80 % ausgewiesen.⁷⁴ Diese wird auch für die nachfolgenden Regulierungsperioden angesetzt. In Tabelle 3 ist eine Übersicht der für die Ermittlung des Eigenkapitalzinssätze gewählten Parameter dargestellt.

Tabelle 7: Parameter zur Ermittlung der Eigenkapitalzinssätze

Parameter	1. RP	2. RP	3. RP	4. RP	5. RP	6. RP
r_f	3,80 %	3,80 %	2,49 %	1,39 %	1,70 %	2,00 %
$\beta_{\text{unverschuldet}}$	0,39	0,39	0,4	0,4	0,4	0,4
$\beta_{\text{verschuldet}}$	0,79	0,79	0,83	0,83	0,83	0,83
r_z^{vSt}	4,55 %	4,55 %	3,80 %	3,80 %	3,80 %	3,80 %

Um den Zinssatz nach Steuern zu erhalten, ist die Körperschaftsteuer zu berücksichtigen. Dazu wird der gemäß den vorangegangenen Schritten berechnete Eigenkapitalzinssatz vor Steuern mit dem Steuerfaktor in Höhe von 1,224 für die erste und zweite sowie in Höhe von 1,225 für nachfolgenden Regulierungsperioden multipliziert.⁷⁵ Im Ergebnis wurden für die in Tabelle 8 dargestellten Eigenkapitalzinssätze für die Modellierung verwendet.

Tabelle 8: Eigenkapitalzinssätze zur Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung

Zinssätze	1. RP	2. RP	3. RP	4. RP	5. RP	6. RP	Ø
Zinssatz BEK auf Altanlagen	7,14 %	7,14 %	5,12 %	3,82 %	4,11 %	4,47 %	4,87 %
Zinssatz BEK auf Neuanlagen	9,05 %	9,05 %	6,91 %	5,56 %	5,94 %	6,31 %	6,48 %

⁷³ Vgl. Svensson (1994) sowie Pankoke & Petersmeier (2009, S. 114).

⁷⁴ Vgl. BNetzA (2011), BNetzA (2016) und Stehle (2016).

⁷⁵ Vgl. BNetzA (2011). Für die 3. Regulierungsperiode wurde von der BNetzA ein Wert von 1,225 verwendet, vgl. BNetzA (2016).

Zinssatz überschießendes BEK	3,98 %	3,98 %	2,72 %	1,93 %	2,24 %	2,54 %	2,67 %
------------------------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Für einzelne Untersuchungen wurde auch ein durchschnittlicher Eigenkapitalzinssatz über alle Regulatorien gebildet, um eine Verzerrung der Ergebnisse durch die unterschiedlich hohen Zinssätze zu vermeiden.

3.3.3 Effizienzwert

Der regulatorisch zugewiesene Effizienzwert wird in dem Modell exogen vorgegeben. Soweit nicht explizit anderweitig erwähnt, wird für die Analyse ein konstanter Effizienzwert i. H. v. 100 % angesetzt. Lediglich im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wird die Untersuchung der regulatorisch zugewiesenen Effizienzwert von 80 % bis 100 % variiert, was gesondert ausgewiesen wird.

Ein Supereffizienzwert wird in den nachfolgenden Untersuchungen grundsätzlich nicht angenommen.

3.3.4 Baukostenzuschüsse

Der Baukostenzuschuss (BKZ) ist ein finanzieller Beitrag für die Errichtung von neuen Anlagen, den Anschlussnehmer zusätzlich zu den Netzanschlusskostenbeiträgen zu leisten haben. Der Netzanschlussnehmer soll dadurch angereizt werden, die Höhe seiner Netzanschlussleistung an dem tatsächlich notwendigen Bedarf auszurichten. Der BKZ hat dadurch eine Lenkungswirkung für die Netzanschlusskapazität und soll Netzausbau über den tatsächlichen Bedarf hinaus vermeiden. Diese Zuschüsse sollen für den Netzbetreiber jedoch keine zusätzlichen Einnahmen darstellen.⁷⁶

Dazu werden die BKZ über einen Zeitraum von 20 Jahren linear aufgelöst und bei der Ermittlung der Kosten als kostenmindernde Erlöse in Abzug gebracht.⁷⁷ Die Auflösung der BKZ gelten dabei als nicht beeinflussbare Kostenbestandteile.⁷⁸ In der Abbildung 21 ist die Auflösung der BKZ dargestellt, die jährlich i. H. v. 50 T€ vereinnahmt werden.

⁷⁶ Vgl. BNetzA (2017d) sowie § 11 NAV.

⁷⁷ Vgl. § 9 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 in Verbindung mit Satz 2 StromNEV.

⁷⁸ Vgl. § 11 Abs. 2 Nr. 13 ARegV.

Jahre	AHK AY	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
2000	50.000	10.000	7.500	5.000	2.500						
2001	50.000	12.500	10.000	7.500	5.000	2.500					
2002	50.000	15.000	12.500	10.000	7.500	5.000	2.500				
2003	50.000	17.500	15.000	12.500	10.000	7.500	5.000	2.500			
2004	50.000	20.000	17.500	15.000	12.500	10.000	7.500	5.000	2.500		
2005	50.000	22.500	20.000	17.500	15.000	12.500	10.000	7.500	5.000	2.500	
2006	50.000	25.000	22.500	20.000	17.500	15.000	12.500	10.000	7.500	5.000	2.500
2007	50.000	27.500	25.000	22.500	20.000	17.500	15.000	12.500	10.000	7.500	5.000
2008	50.000	30.000	27.500	25.000	22.500	20.000	17.500	15.000	12.500	10.000	7.500
2009	50.000	32.500	30.000	27.500	25.000	22.500	20.000	17.500	15.000	12.500	10.000
2010	50.000	35.000	32.500	30.000	27.500	25.000	22.500	20.000	17.500	15.000	12.500
2011	50.000	37.500	35.000	32.500	30.000	27.500	25.000	22.500	20.000	17.500	15.000
2012	50.000	40.000	37.500	35.000	32.500	30.000	27.500	25.000	22.500	20.000	17.500
2013	50.000	42.500	40.000	37.500	35.000	32.500	30.000	27.500	25.000	22.500	20.000
2014	50.000	45.000	42.500	40.000	37.500	35.000	32.500	30.000	27.500	25.000	22.500

Abbildung 21: Auflösung der Baukostenzuschüsse

Die jährlich aufgelösten Baukostenzuschüsse stellen dabei eine zusätzliche Erlösposition zu der fortentwickelten EOG in der GuV dar.

Bis zur Novellierung der Anreizregulierungsverordnung im Jahr 2016 waren die Auflösungsbeträge für Baukostenanschlüsse und Netzanschlusskostenbeiträge des vorletzten Kalenderjahres ($t-2$) maßgeblich. Gemäß § 4 Abs. 2 ARegV i. V. m. § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 13 ARegV werden ab dem Jahr 2017 die aktuellen Werte ($t=0$) der aufgelösten Baukostenanschlüsse und Netzanschlusskostenbeiträge bei der Ermittlung der jährlichen Erlösobergrenze angewendet.⁷⁹

In der Realität kommt es jedoch zu geringfügigen Verschiebungen, da es sich dabei teilweise um Planwerte handelt. Diese werden zwar mittels Mittelwertbildung über den letzten Jahren verstetigt, so dass davon ausgegangen werden kann, dass es lediglich zu geringfügigen Abweichungen kommt. Für die nachfolgende Untersuchung wird jedoch unterstellt, dass es keine Erweiterungsinvestitionen und somit auch keine Neuvereinnahmung von BKZ gibt. Ebenso wird angenommen, dass es auch keine historische BKZ gibt, um zusätzliche systematische Abweichungen auf die Ergebnisse im Rahmen der Sensitivitätsanalyse zu eliminieren.

3.3.5 Weitere Einflussgrößen

Soweit nicht explizit anderweitig erwähnt, wird für die Analyse eine konstante Eigenkapitalquote (nachfolgend auch: EKQ) i. H. v. 40 % sowie ein konstanter Effizienzwert i. H. v. 100 % angesetzt. Ein Supereffizienzwert wird in den nachfolgenden Untersuchungen grundsätzlich nicht angenommen.

Die Verzinsung der liquiden Mittel erfolgt mit einem Zinssatz i. H. v. 1 %, für Verbindlichkeiten an Kreditinstituten wird ein Zinssatz i. H. v. 3 % angesetzt. Grundsätzlich, soweit nicht explizit erwähnt, wird zudem bei der Untersuchung ein vom Alter der Betriebsmittel unabhängiger Instandhaltungsaufwand zu Grunde gelegt. Die Abschreibungen erfolgen, soweit nicht explizit anders erwähnt, jeweils anhand der oberen Nutzungsdauer nach Anlage 1 der StromNEV.

⁷⁹ Im vereinfachten Verfahren wird die Höhe der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten während der gesamten Regulierungsperiode hingegen pauschal auf nunmehr 5 % der Netzkosten ohne vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte festgesetzt. Hier wird somit die jeweilige Höhe der Erträge aus BKZ/NAK im jeweiligen Basisjahr über die Regulierungsperiode konstant gehalten.



BECKER BÜTTNER HELD

Für die Weiterentwicklung des Verbraucherpreisindexes sowie des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors wurde jeweils der Durchschnitt der vergangenen 10 angesetzt. Die Höhe der volatilen Kostenbestandteile würde auf Erfahrungswerten abgeschätzt und für den Untersuchungszeitraum als konstant angenommen.

4 Rendite von Verteilnetzbetreibern im Einfluss der Anreizregulierung

Die wesentlichen Erkenntnisse des Forschungsvorhabens können in drei Themenkomplexe gegliedert werden: Zunächst erfolgt die Abbildung der Entgeltregulierung sowie die Untersuchung der Auswirkungen der bestehenden Regelungen zur Entgeltregulierung auf die Höhe der zu erwartenden Rendite für den Betrieb von Verteilnetzen. Anschließend wird untersucht, ob sich anhand von Synergieeffekten, welche auch hinsichtlich der Eigentümerstruktur eines Netzbetreibers untersucht werden, Rückschlüsse auf eine betriebsoptimale Unternehmensgröße ableiten lassen. Abschließend werden Möglichkeiten von Kooperationen beim Betrieb von Verteilnetzen untersucht und deren Potentiale abgeschätzt.

4.1.1 Einfluss des Investitionsverhaltens

Bei Investitionstätigkeiten bei Stromverteilnetzen kann ein zyklischer Verlauf beobachtet werden. So wurden insbesondere in den 1970er- und 1990er-Jahren verstärkt Investitionen in die Verteilnetze vorgenommen.⁸⁰ Daraus resultiert auch ein zyklischer Verlauf der Ersatzinvestitionen im Rahmen der Substanzerhaltung. Um dies bei der Analyse der Höhe der Rendite adäquat zu berücksichtigen, ist es daher erforderlich, hinsichtlich Höhe und Verlauf der Ersatzinvestitionen zu differenzieren.⁸¹

Um die Auswirkung des Investitionsverhaltens auf die Rendite aufzuzeigen, werden drei unterschiedliche typisierte Verteilnetze gewählt:

1. Netz im eingeschwungenen Zustand: Der idealtypische Fall ist ein Netz im „eingeschwungenen Zustand“ mit einer konstanten Investitionsquote, in dem das abbeschriebene Anlagevermögen entsprechend jährlich ersetzt wird. Bei einem Ansatz einer durchschnittlichen Nutzungsdauer über alle Betriebsmittel von ca. 40 Jahren ergibt sich eine durchschnittliche Reininvestitionsquote i. H. v. 2,5 %. Somit erfolgt ein Substanzerhalt.
2. Netz mit sinkendem Restwert: Es wird auf Erneuerungsinvestitionen verzichtet, wenn Betriebsmittel die betriebsgewöhnliche kalkulatorische Nutzungsdauer übersteigen. Entweder sind aus technischer Sicht keine Erneuerungsinvestitionen trotz Überschreiten der betriebsgewöhnlichen kalkulatorischen Nutzungsdauer notwendig, da die technische Nutzungsdauer deutlich höher ist. Oder das Netz wird „auf Verschleiß“ gefahren. Somit kommt es zu einem Substanzverzehr.
3. Netz mit steigendem Restwert: Ausgehend von einem ausgebliebenen Substanzerhalt sind nun erhöhte Ersatzinvestitionen auf Basis eines geringen Restwertes des Netzes notwendig. Dies entspricht einem Netz, in dem die Betriebsmittel die betriebsgewöhnliche kalkulatorische Nutzungsdauer überschritten haben. Somit erfolgt ein Substanzaufbau.

In der Realität lassen sich grundsätzlich für alle zuvor genannten Fälle Beispiele finden. Zwar ist der erste Fall hinsichtlich der konstanten Investitionen idealisiert und die beiden letztgenannten Fälle

⁸⁰ Vgl. dena (2012, S. 277).

⁸¹ Vgl. auch dena (2012, S. 255).

stellen jeweils eine extreme Ausprägung der Realität dar, dienen dadurch jedoch der besseren Verdeutlichung der Auswirkungen auf die Rendite.

So sind bereits Netze zu finden, in denen aus technischer Sicht in der vergangenen Zeit keine Ersatzinvestitionen notwendig waren. Die betriebsgewöhnliche kalkulatorische Nutzungsdauer ist jedoch bei einem hohen Anteil von Betriebsmitteln bereits überschritten und zeitnah sind nun (auch) aus technischer Sicht Ersatzinvestitionen notwendig. Als Beispiel können Gasverteilnetze in den alten Bundesländern genannt werden. Im Gegensatz dazu stehen bspw. Gasverteilnetze in den neuen Bundesländern. Diese Verteilnetze sind überwiegend neuer, die betriebsgewöhnliche kalkulatorische Nutzungsdauer der Betriebsmittel ist zumeist noch nicht überschritten. Bei diesen Verteilnetzen besteht aktuell aber auch in naher Zukunft aufgrund des guten technischen Zustands kein technischer Bedarf an Ersatzinvestitionen.

Zudem existieren Verteilnetze, bei denen trotz Erneuerungsbedarf auf Ersatzinvestitionen verzichtet und nur die dringendsten Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt wurden, um die Rendite kurzfristig zu maximieren. Dieses Vorgehen ist bspw. bei Verteilnetzen im Vorfeld von Konzessionsverfahren anzutreffen, bei denen für die Verteilnetzbetreiber das Risiko des Verlustes des Netzgebietes besteht.

Nachfolgend werden die drei zuvor beschriebenen Fälle detailliert analysiert.

4.1.1.1 Netz im eingeschwungenen Zustand

Das Netz im eingeschwungenen Zustand kann gemäß der Regulierungspraxis als das idealtypische Netz bezeichnet werden. Dabei erfolgen jährlich Ersatzinvestitionen in Höhe der Abschreibung womit auch eine Vergleichmäßigung der Investitionsquote einhergeht. Dieses idealtypische Modell soll damit als Ausgangspunkt und Referenz aller nachfolgenden Untersuchungen dienen.

Nachfolgend sind der Verlauf der Investitionen sowie die Entwicklung des Anlagevermögens dargestellt.

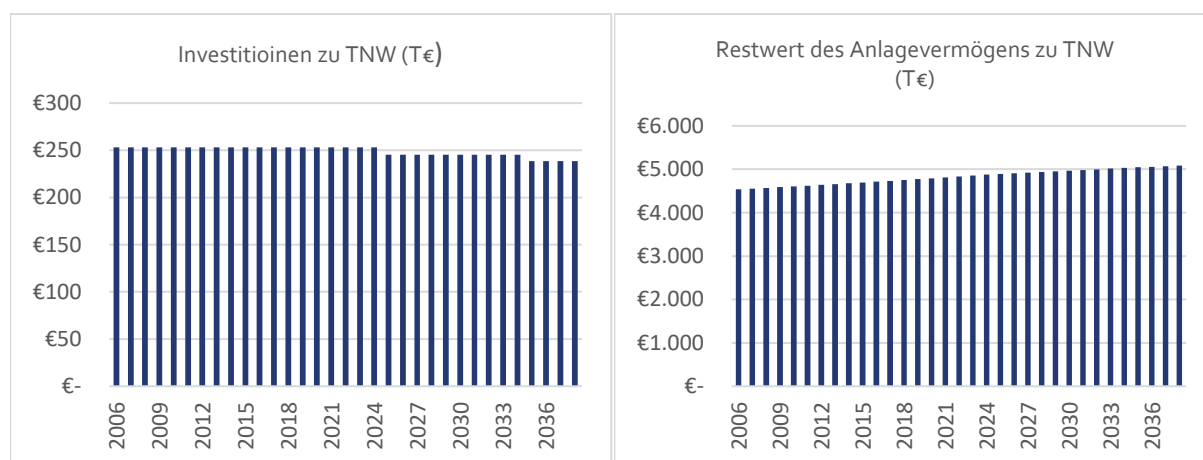


Abbildung 22: Entwicklung der Investitionen und des Anlagevermögens für ein Netz im eingeschwungenen Zustand

Die gleichmäßigen Investitionen über den gesamten Betrachtungszeitraum bilden sich entsprechend in dem Restwert des Anlagevermögens ab. Dieser steigt aufgrund der Indizierung zum Tagesneuwert leicht an. Zudem kann der leichte Anstieg der Restwerte des Anlagevermögens mit dem im Modell gewählten Investitionszyklus erklärt werden. So werden die Anfangsinvestitionen gleichmäßig auf 40 Jahren verteilt. Somit ergibt sich in einem wesentlichen Teil der Betriebsmittel eine Lücke zur oberen Nutzungsdauer gemäß Anlage 1 StromNEV i. H. v. 5 Jahren. In diesem Zeitraum kommt es zu einer Reduzierung des Restwertes des Anlagevermögens (vor dem Jahr 2006). Da für die darauffolgenden Jahre die Ersatzinvestition eines Jahres wieder geringfügig oberhalb der jährlichen kalkulatorischen Abschreibung liegt, erhöht sich der Restwert des Anlagevermögens wieder leicht.

Die zuvor genannten Effekte spiegeln sich auch in dem Verlauf der Erlösbergrenze sowie des Jahresüberschusses wider.

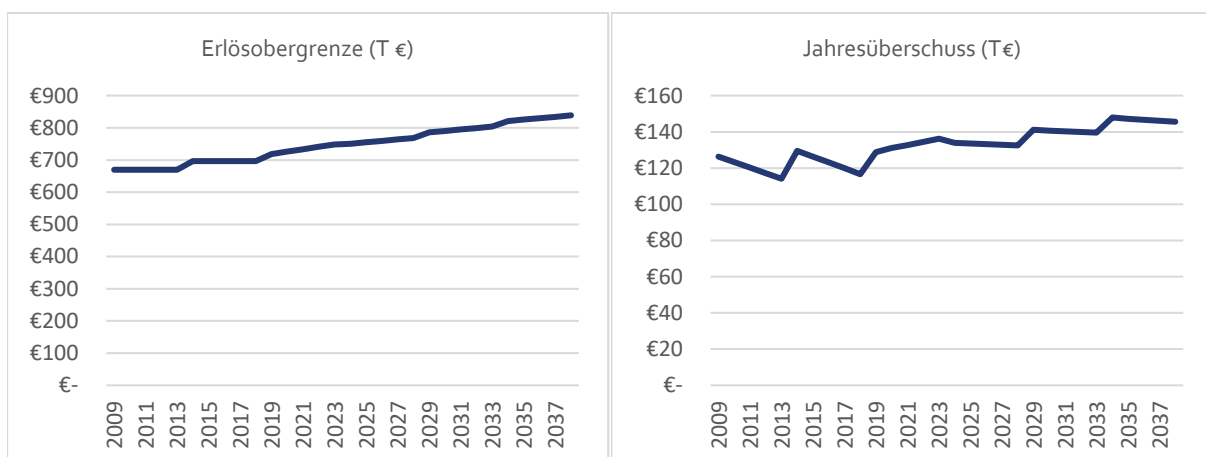


Abbildung 23: Entwicklung der Erlösbergrenze und des Jahresüberschusses für ein Netz im eingeschwungenen Zustand

Die Reduzierung des Jahresüberschusses im Laufe der ersten beiden Regulierungsperioden resultiert aus einer erhöhten Belastung der Aufnahme von Fremdkapital für die Investitionstätigkeit, da ein konstantes Verhältnis von Eigen- und Fremdkapital unterstellt wurde. Für die dritte und folgenden Regulierungsperioden sind durch den Kapitalkostenaufschlag die Finanzierungskosten entsprechend berücksichtigt. Für die 3. Regulierungsperiode ergibt sich zudem die bereits unter 2.1. erläuterte Besonderheit des Kapitalkostenabzugs.

Für das eingeschwungene Netz ergibt sich für den Zeitraum 2009 bis 2018 eine durchschnittliche Eigenkapitalrendite i. H. v. 7,21 % (vgl. nachfolgende Abbildung). Dabei ist der Mittelwert insbesondere durch die hohen Werte der ersten drei Regulierungsperioden gekennzeichnet.⁸²

⁸² Der Median liegt bei 7,15 %.

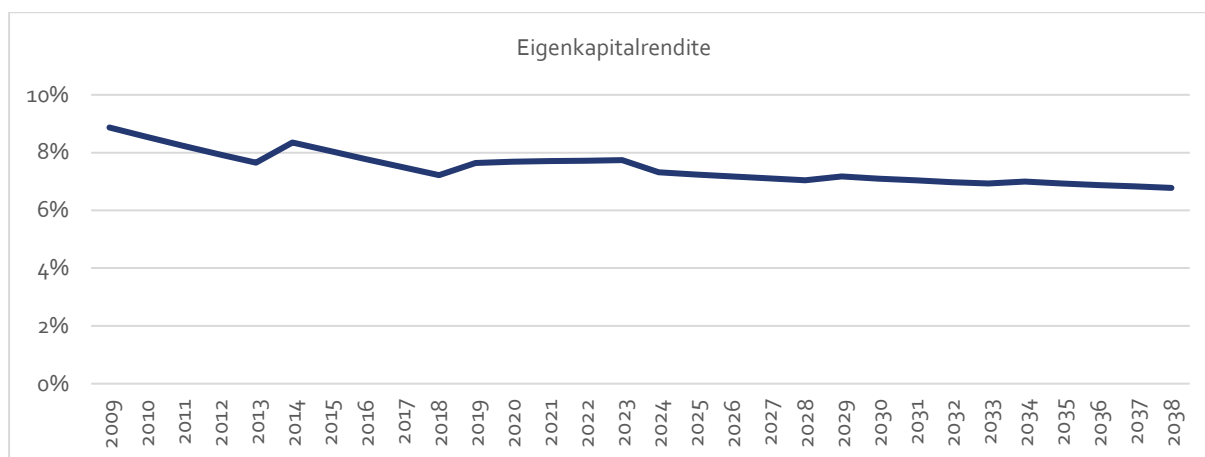


Abbildung 24: Eigenkapitalrendite für ein Netz im eingeschwungenen Zustand

Im gesamten Verlauf des Untersuchungszeitraums ist tendenziell eine Reduktion der Eigenkapitalrendite zu erkennen. Dies begründet sich maßgeblich in dem Absinken der Eigenkapitalzinssätze (vgl. Ausführungen in Kapitel 2.1). Der abweichende Verlauf in der dritten Regulierungsperiode ist die Folge der Beibehaltung des Sockeleffekts im Rahmen der Übergangsregelung gemäß § 34 Abs. 5 ARegV. Durch diese Regelung wird den Verteilnetzbetreibern eine zusätzliche Rendite zugestanden, die den fehlenden Sockeleffekt zum Ende der Nutzungsdauer ausgleichen soll.

Zudem ist innerhalb der ersten und zweiten Regulierungsperiode (2009 bis 2018) jeweils ein starkes Absinken der Eigenkapitalrendite zu beobachten, während in den folgenden Regulierungsperioden die Reduzierung nur minimal ausfällt. Dies lässt sich im Wesentlichen auf die Auswirkungen des Kapitalkostenaufschlags zurückführen. Aufgrund der Indizierung⁸³ der Anschaffungs- und Herstellkosten ist eine Erhöhung des Eigen- und Fremdkapitals notwendig, um bei der Finanzierung der Ersatzinvestition die optimale Eigenkapitalquote bei 40 % konstant zu halten (vgl. nachfolgende Abbildung). Aufgrund der zusätzlichen Finanzierungskosten für das Fremdkapital reduziert sich bei gleichbleibender Erlösobergrenze der Jahresüberschuss. Bei gleichzeitig steigendem Eigenkapital reduziert sich somit die Eigenkapitalquote in den ersten beiden Regulierungsperioden. Da im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags sowohl die Indizierung der Ersatzinvestitionen als auch die Finanzierungskosten berücksichtigt werden, kommt es zu einer nahezu gleichbleibenden Eigenkapitalrendite.

⁸³ Diese erfolgt nach Vorgabe des § 6 Abs. 3 StromNEV und bildet im Wesentlichen die Inflation und technische Entwicklung der Betriebsmittel ab.

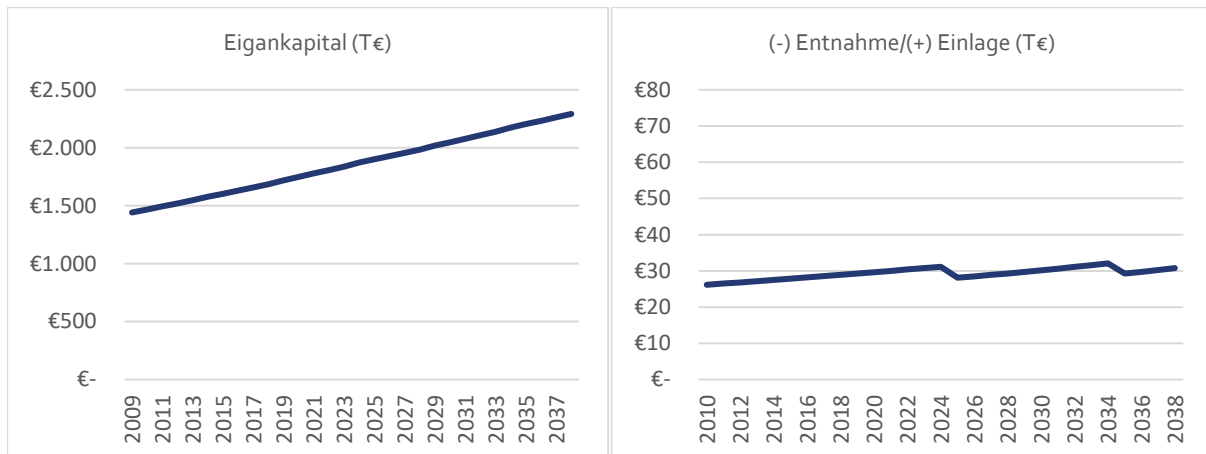


Abbildung 25: Entwicklung des Eigenkapitals und der Einlagen für ein Netz im eingeschwungenen Zustand

In diesem Modell zur Abbildung der Funktionsweise der Anreizregulierung wird der gesamte jährliche Jahresüberschuss jeweils ausgeschüttet (vgl. Abbildung 23). Wie bereits thematisiert, wird zur Finanzierung der Ersatzinvestitionen jedoch ein kontinuierlich über den Untersuchungszeitraum steigendes Eigenkapital benötigt. Für die Bereitstellung des Eigenkapitals ist eine Einlage über den gesamten Untersuchungszeitraum notwendig (vgl. vorangegangene Abbildung). Im Ergebnis würde sich somit die residuale Ausschüttung des Jahresüberschusses um die Einlage reduzieren. Dies erscheint auch grundsätzlich gerechtfertigt, da sowohl bei Altanlagen in Form des Tagesneuwertes als auch bei Neuanlagen über den nominalen Eigenkapitalzins die Inflation als Bestandteil der Rendite berücksichtigt ist. Wird bei der Ermittlung der Eigenkapitalrendite der Jahresüberschuss abzüglich der notwendigen Einlagen berücksichtigt, liegt die Eigenkapitalrendite auf dem Niveau der regulatorischen Zielrendite (vgl. Kapitel 2.1).

4.1.1.2 Netz mit sinkendem Restwert

Der Restwert eines Netzes sinkt, wenn die jährlichen Investitionen geringer sind als die entsprechenden jährlichen kalkulatorischen Abschreibungen. In dem vorliegenden Modellnetz wird auf Erneuerungsinvestitionen gänzlich verzichtet.⁸⁴ Die Betriebsmittel werden auch nach Übersteigen der betriebsgewöhnlichen kalkulatorischen Nutzungsdauer genutzt. Liegen die technischen Nutzungsdauern auf dem Niveau der betriebsgewöhnlichen kalkulatorischen Nutzungsdauer, ist ein Austausch aus technischer Sicht grundsätzlich als notwendig zu erachten. Eine sichere Versorgung kann häufig lediglich mit erhöhten Instandhaltungsaufwendungen erreicht werden. Der technisch notwendige Austausch der Betriebsmittel wird ggf. auf Kosten der Versorgungssicherheit hinausgezögert und das Netz somit „auf Verschleiß“ gefahren.

Ist die technische Nutzungsdauer deutlich höher als die betriebsgewöhnliche kalkulatorische Nutzungsdauer, befinden sich die Betriebsmittel grundsätzlich in einem funktionsfähigen Zustand und

⁸⁴ Erweiterungsinvestitionen würden den Restwert erhöhen, bleiben bei dieser Betrachtung jedoch unberücksichtigt.

ein Austausch ist aus technischer Sicht noch nicht notwendig.⁸⁵ In beiden Fällen kommt es jedoch zu einem Substanzverzehr.

Nachfolgend sind der Verlauf der kalkulatorischen Abschreibungen sowie die Entwicklung des Anlagevermögens dargestellt.

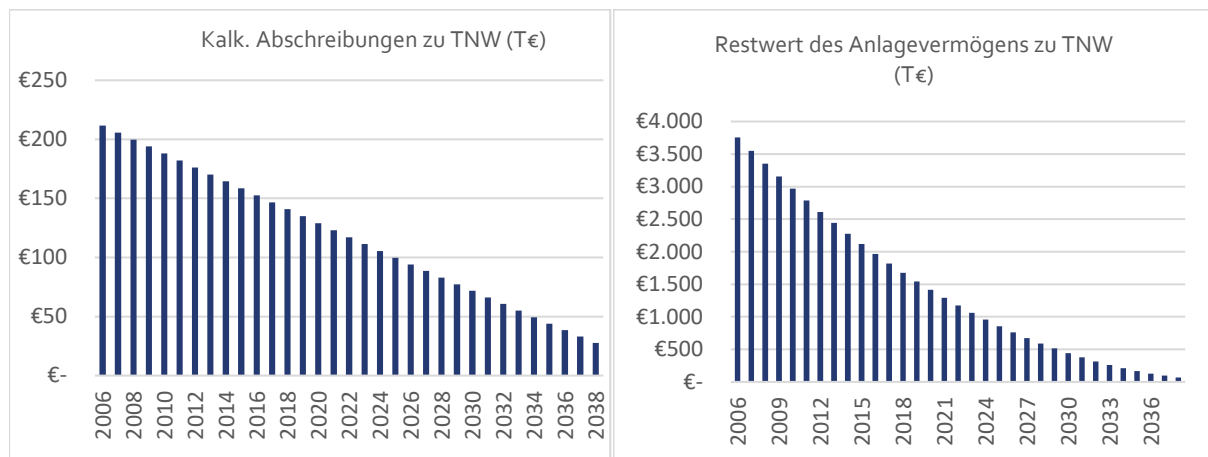


Abbildung 26: Entwicklung der kalkulatorischen Abschreibungen und des Anlagevermögens für ein Netz mit sinkendem Restwert

Ohne Ersatzinvestitionen ist über den gesamten Zeitraum eine Abnahme der kalkulatorischen Abschreibungen sowie des Anlagevermögens deutlich erkennbar. Nachfolgend sind die Entwicklung der Erlösobergrenze sowie der Eigenkapitalrendite dargestellt.

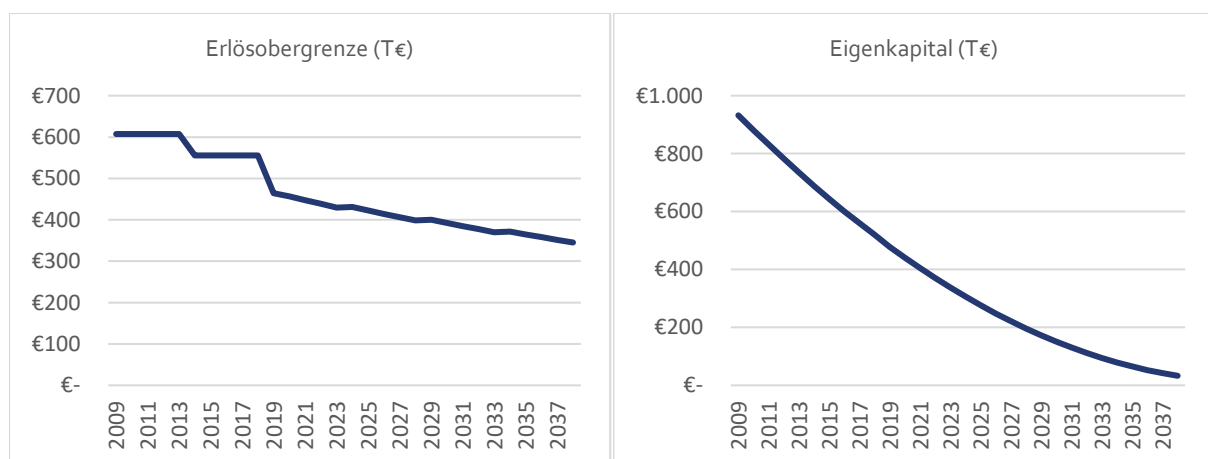


Abbildung 27: Entwicklung der Erlösobergrenze und des Eigenkapitals für ein Netz mit sinkendem Restwert

Die Erlösobergrenze sinkt im Untersuchungszeitraum immer weiter ab. Dies resultiert im Wesentlichen aus den sinkenden kalkulatorischen Kosten, welche sich neben dem Absinken der Eigenkapitalzinssätze insbesondere aus den sinkenden kalkulatorischen Abschreibungen und den geringeren

⁸⁵ Gilt soweit die technische Nutzungsdauer noch nicht überschritten ist.

Restwerten als Bemessungsgrundlage⁸⁶ für die kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung sowie der daraus resultierenden geringeren kalkulatorischen Gewerbesteuer ergeben. Innerhalb der ersten beiden Regulierungsperioden (2009 bis 2018) bleibt die Erlösobergrenze konstant. Ein Absinken ist erst nach dem Ende der jeweiligen Erlösobergrenze zu beobachten. In den darauffolgenden Regulierungsperioden verringert sich hingegen die Erlösobergrenze auch innerhalb der Regulierungsperiode. Dieser Unterschied resultiert aus dem Kapitalkostenabzug. Die im Vergleich zum Absinken der Erlösobergrenze nach der ersten Regulierungsperiode stärkere Reduzierung nach der zweiten Regulierungsperiode kann zum einen mit der stärkeren Reduzierung der Eigenkapitalzinssätze und zum anderen mit dem Kapitalkostenabzug begründet werden. Die jeweilige geringe Erhöhung der Erlösobergrenze nach der dritten und den nachfolgenden Regulierungsperioden begründet sich in der Inflationierung. Da keine Investitionen getätigt werden und dadurch auch keine Neuanlagen vorhanden sind, fehlt im Vergleich zum Netz im eingeschwungenen Zustand sowohl der Effekt aus dem Kapitalkostenzuschlag als auch der positive Sockeleffekt der dritten Regulierungsperiode im Rahmen der Übergangsregelung gemäß § 34 Abs. 5 ARegV, welcher jeweils zu einer Erhöhung der Erlösobergrenze führen würde.

Trotz Reduzierung der Erlösobergrenze steigt die Eigenkapitalrendite im Verlauf an. Dabei ist jeweils die Reduktion der Zinssätze nach der ersten und zweiten Regulierungsperiode anhand der Verringerung der Eigenkapitalrendite erkennbar. Im Vergleich zum Netz im eingeschwungenen Zustand wird dieser sich negativ auf die Höhe der Eigenkapitalrendite auswirkende Effekt jedoch überkompensiert. Die durchschnittliche Eigenkapitalrendite im Untersuchungszeitraum beträgt 24,8 %, wobei in den letzten Jahren eine starke Steigerung der Eigenkapitalrendite auf einen Wert i. H. v. ca. 70 % im letzten Jahr erfolgt (vgl. nachfolgende Abbildung).

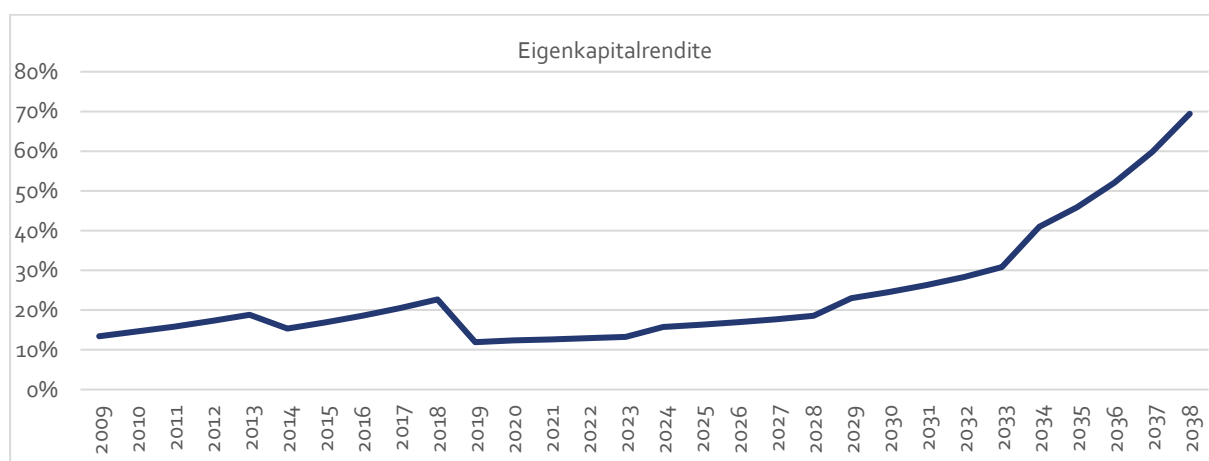


Abbildung 28: Eigenkapitalrendite für ein Netz mit sinkendem Restwert

⁸⁶ Die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung wird auf Grundlage des betriebsnotwendigen Eigenkapitals gemäß § 7 Abs. 1 StromNEV ermittelt. Die Restwerte der Alt- und Neuanlagen sind dabei entsprechend zu berücksichtigen.

Bei näherer Betrachtung wird jedoch die begrenzte Aussagekraft der Eigenkapitalrendite in diesem Zusammenhang nur deutlich. Dies ergibt sich aus der Analyse der jährlichen Entnahmen und des Jahresüberschusses in Verbindung mit der Höhe des Eigenkapitals (vgl. nachfolgende Abbildung).

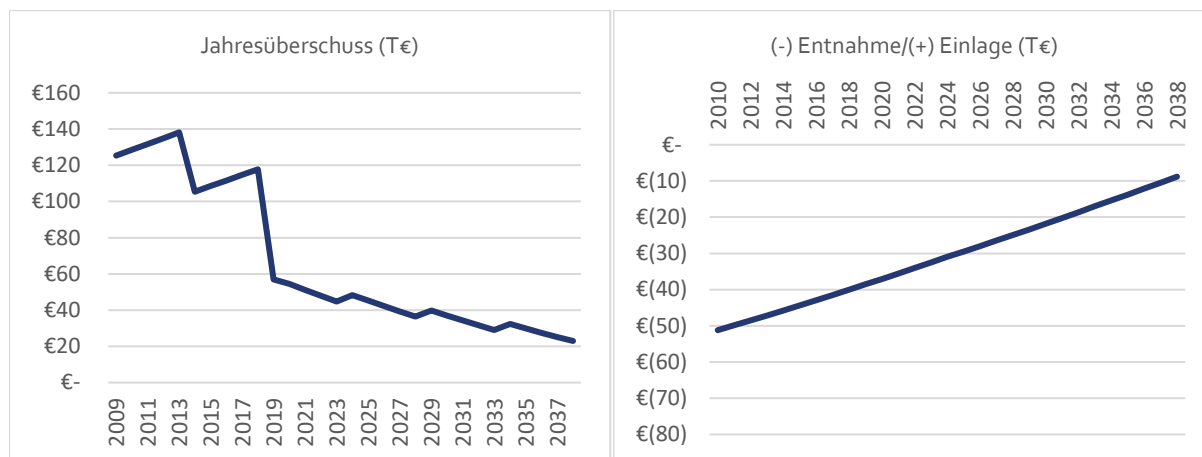


Abbildung 29: Entwicklung des Jahresüberschusses und der Entnahmen für ein Netz mit sinkendem Restwert

So geht die Erhöhung der Eigenkapitalrendite mit einer signifikanten Minderung des Jahresüberschusses um über 80 % einher. Die Erhöhung des Jahresüberschusses innerhalb der ersten beiden Regulierungsperioden resultiert aus der konstanten Erlösbergrenze in Verbindung mit der Verringerung der Fremdkapitalzinsen.

Da jedoch das Eigenkapital von ca. 1 Mio. € am Anfang auf ca. 30 T€ am Ende des Betrachtungszeitraums sinkt (entspricht einer Reduzierung um ca. 97 %) und somit in größerem Umfang als der Jahresüberschuss sinkt, erhöht sich die Eigenkapitalrendite.

Beim Netz mit sinkendem Restwert erfolgt zwar aufgrund des Ausbleibens von Investitionen eine jährliche Entnahme, diese sinkt jedoch im Betrachtungszeitraum kontinuierlich. Die Differenz in der Höhe zum Jahresüberschuss ergibt sich aus der Vorgabe, die Eigenkapitalquote trotz Inflationierung konstant zu halten.

Wird bei der Bewertung der Wirtschaftlichkeit nun neben der Eigenkapitalrendite auch die langfristige Entwicklung des Jahresüberschusses sowie der jährlichen Entnahme berücksichtigt, ergibt sich ein differenziertes Bild. So wird zwar eine relative hohe, zum Ende des Betrachtungszeitraums sogar eine sehr hohe Eigenkapitalrendite ausgewiesen, gleichzeitig streben jedoch sowohl der Jahresüberschuss als auch die jährlichen Entnahmen gegen Null. Somit erscheint der Verzicht von Ersatzinvestitionen kurzfristig attraktiv, zum Ende des Betrachtungszeitraums ist der wirtschaftliche Vorteil jedoch fraglich.

4.1.1.3 Netz mit steigendem Restwert

Um den Restwert eines Netzes zu erhöhen, müssen die jährlichen Investitionen höher sein als die entsprechenden jährlichen kalkulatorischen Abschreibungen. Ist der Substanzerhalt wie im zuvor dargestellten Netzmodell ausgeblieben, sind ab einem bestimmten Zeitpunkt Ersatzinvestitionen in erhöhtem Maße bzw. das „Nachholen“ der ausgebliebenen Ersatzinvestitionen unausweichlich, um die

Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten. In dem vorliegenden Netzmodell haben die jeweiligen Betriebsmittel die betriebsgewöhnliche kalkulatorische Nutzungsdauer bereits überschritten. Zum Abbau des Investitionsstaus werden konstante jährliche Ersatzinvestitionen i. H. v. 2,5 % des TNW des Stromverteilnetzes zusätzlich zum Ersatz von Betriebsmitteln, welche die betriebsgewöhnlichen kalkulatorischen Nutzungsdauer in dem jeweiligen Jahr überschritten haben, vorgenommen. Somit erfolgt ein Substanzaufbau.

Nachfolgend sind der Verlauf der kalkulatorischen Abschreibungen sowie die Entwicklung des Anlagevermögens dargestellt.

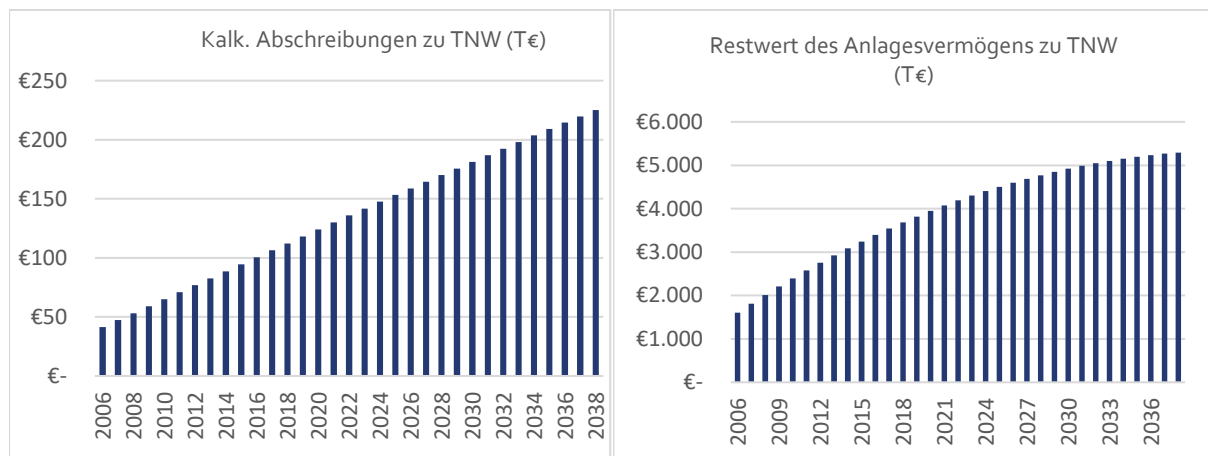


Abbildung 30: Entwicklung der kalkulatorischen Abschreibungen und des Anlagevermögens für ein Netz mit steigendem Restwert

Die gleichmäßigen Ersatzinvestitionen über den gesamten Betrachtungszeitraum bilden sich entsprechend auch in der konstanten Zunahme der kalkulatorischen Abschreibungen sowie der Steigerung des Restwertes des Anlagevermögens ab. Im Gegensatz zu den kalkulatorischen Abschreibungen ist die Steigerung beim Restwert des Anlagevermögens nicht konstant, da Betriebsmittel mit einer kürzeren betriebsgewöhnlichen kalkulatorischen Nutzungsdauer diese im Betrachtungszeitraum überschreiten und erneut investiert werden.

Das Investitionsverhalten ist auch in dem nachfolgend dargestellten Verlauf der Erlösobergrenze sowie des Jahresüberschusses ersichtlich.

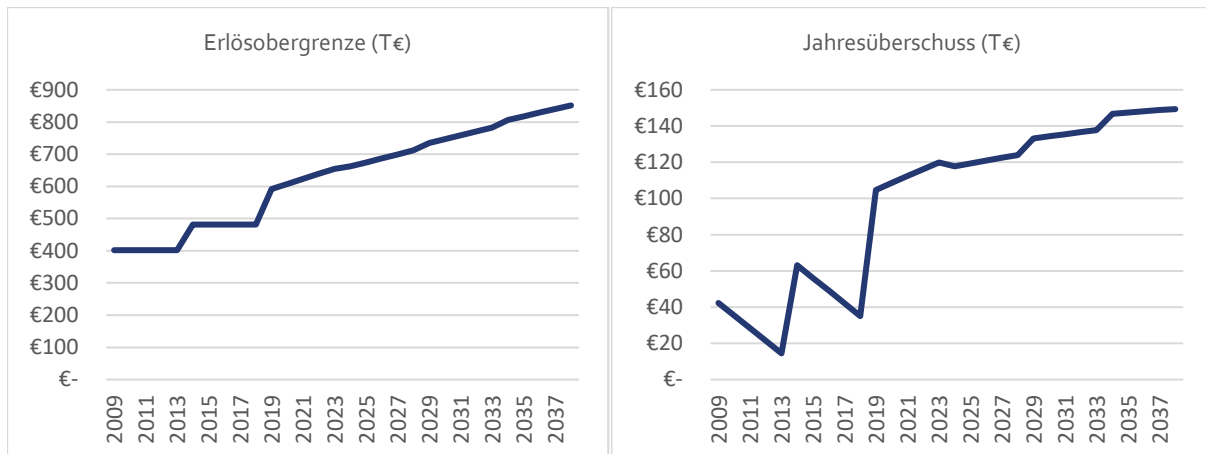


Abbildung 31: Entwicklung der Erlösobergrenze und des Jahresüberschusses für ein Netz mit steigendem Restwert

Die Erlösobergrenze verläuft in den ersten beiden Regulierungsperioden konstant und steigt in den nachfolgenden Regulierungsperioden auch innerhalb einer Regulierungsperiode aufgrund des Kapitalkostenaufschlags an. Das erhöhte Niveau in der dritten Regulierungsperiode ist mit dem positiven Sockeleffekt im Rahmen der Übergangsregelung gemäß § 34 Abs. 5 ARegV zu begründen. Der Anstieg der Erlösobergrenze beruht auf den steigenden kalkulatorischen Kosten aufgrund der hohen Investitionstätigkeit, welche oberhalb der jährlichen kalkulatorischen Abschreibung liegt.

Vergleichbares gilt auch für die Entwicklung des Jahresüberschusses. Dabei ist innerhalb der ersten beiden Regulierungsperioden eine deutliche Reduzierung des Jahresüberschusses zu erkennen. Dies liegt in den Finanzierungskosten für die kontinuierlichen Ersatzinvestitionen innerhalb der Regulierungsperiode begründet. Der Jahresüberschuss für die nachfolgenden Regulierungsperioden ist auf einem signifikant höheren Niveau als in den ersten beiden Regulierungsperioden. Zudem erhöht sich der Jahresüberschuss auch innerhalb der Regulierungsperioden, da die Finanzierungskosten durch den Kapitalkostenabgleich berücksichtigt werden. Auch beim Verlauf des Jahresüberschusses ist der Effekt des positiven Sockeleffekts der dritten Regulierungsperiode im Rahmen der Übergangsregelung gemäß § 34 Abs. 5 ARegV zu erkennen. Die Erhöhung des Jahresabschlusses ist auf die steigende kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung aufgrund der hohen Investitionstätigkeit zurückzuführen.

Die durchschnittliche Eigenkapitalrendite im Untersuchungszeitraum beträgt 5,64 %, wobei innerhalb den ersten beiden Regulierungsperioden eine deutliche Reduktion der Eigenkapitalrendite (auf ca. 1,4 %) zu beobachten ist (vgl. nachfolgende Abbildung). Dies lässt sich im Wesentlichen auf die deutliche Reduktion des Jahresüberschusses aufgrund der Finanzierungskosten in diesem Zeitraum zurückführen.

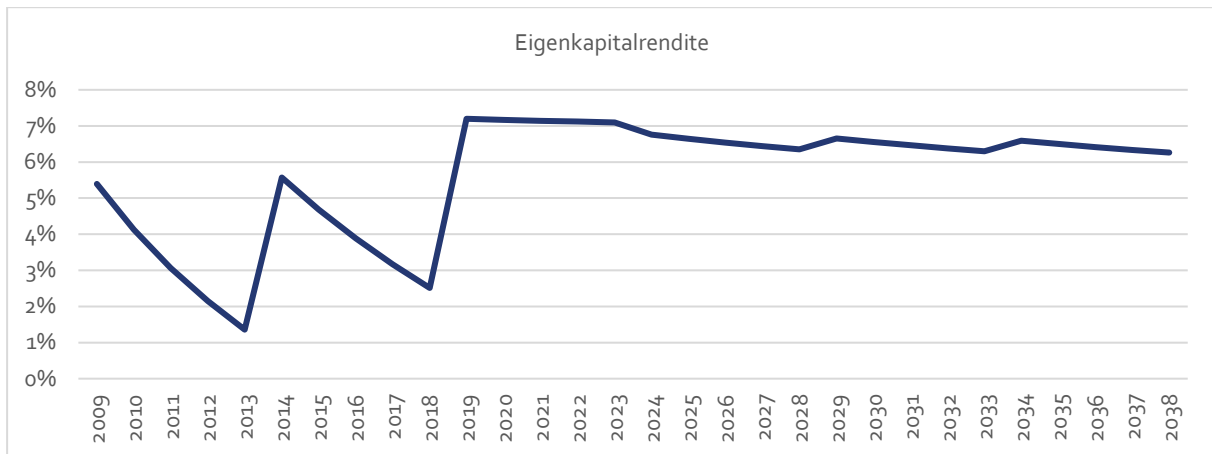


Abbildung 32: Eigenkapitalrendite für ein Netz mit steigendem Restwert

Trotz Erhöhung der Erlösbergrenze sinkt die Eigenkapitalrendite im Verlauf (ab der dritten Regulierungsperiode) ab. Zwar steigt in diesem Zeitraum der Jahresüberschuss, jedoch erhöht sich auch das Eigenkapital (vgl. nachfolgende Abbildung) aufgrund der umfangreichen Investitionen in Verbindung mit der Vorgabe, diese mit einem Eigenkapitalanteil i. H. v. 40 % zu finanzieren. Dafür sind in großem Umfang Einlagen notwendig (vgl. nachfolgende Abbildung).

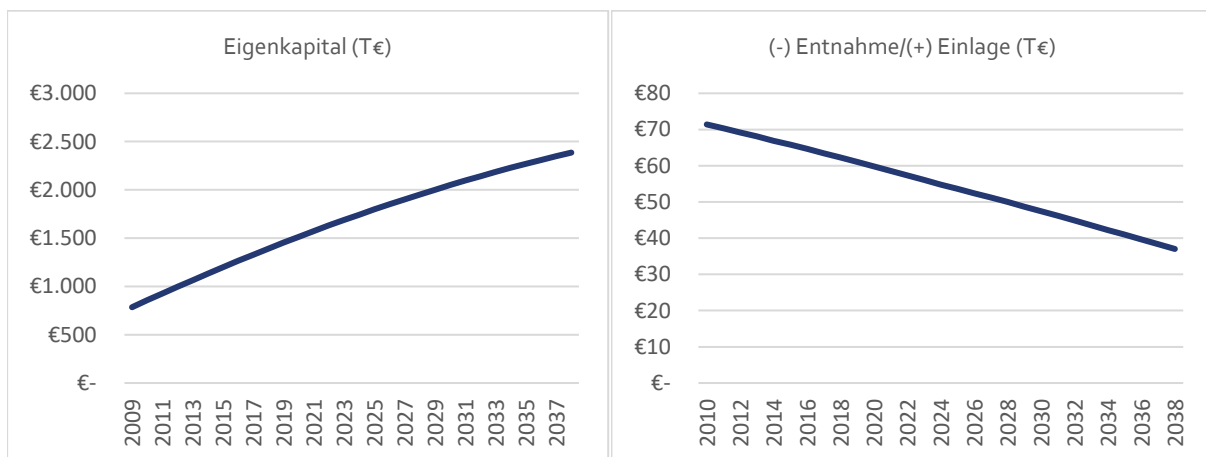


Abbildung 33: Entwicklung des Eigenkapitals und der Einlagen für ein Netz mit steigendem Restwert

Das Ergebnis dieser Analyse zeigt, dass Verteilnetzbetreiber mit einem erhöhten Investitionsbedarf im Netzgebiet die von dem Ordnungsgeber vorgesehene Zielrendite nicht erwirtschaften können.⁸⁷ Dies wird deutlich, wenn neben dem Jahresabschluss auch die notwendigen Einlagen berücksichtigt werden. In den ersten beiden Regulierungsperioden ergibt sich sogar eine negative Eigenkapitalrendite, da die notwendigen jährlichen Einlagen den jeweiligen Jahresüberschuss übersteigen.

⁸⁷ Vgl. dena Verteilnetzstudie (2012, S. 13).

4.1.1.4 Zwischenergebnis

Die Analysen haben gezeigt, dass das Investitionsverhalten maßgeblichen Einfluss auf die Höhe der Eigenkapitalrendite vom Verteilnetzbetreiber haben (vgl. nachfolgende Abbildung). Wie zuvor dargestellt, kann für ein Netz im eingeschwungenen Zustand die vom Ordnungsgeber vorgesehene regulatorische Zielrendite erreicht werden. Für ein Netz mit steigendem Restwert ist die Eigenkapitalrendite erst ab der dritten Regulierungsperiode auf einem vergleichbaren Niveau. Die mit Abstand höchste Rendite wird für ein Netz mit sinkendem Restwert erzielt.

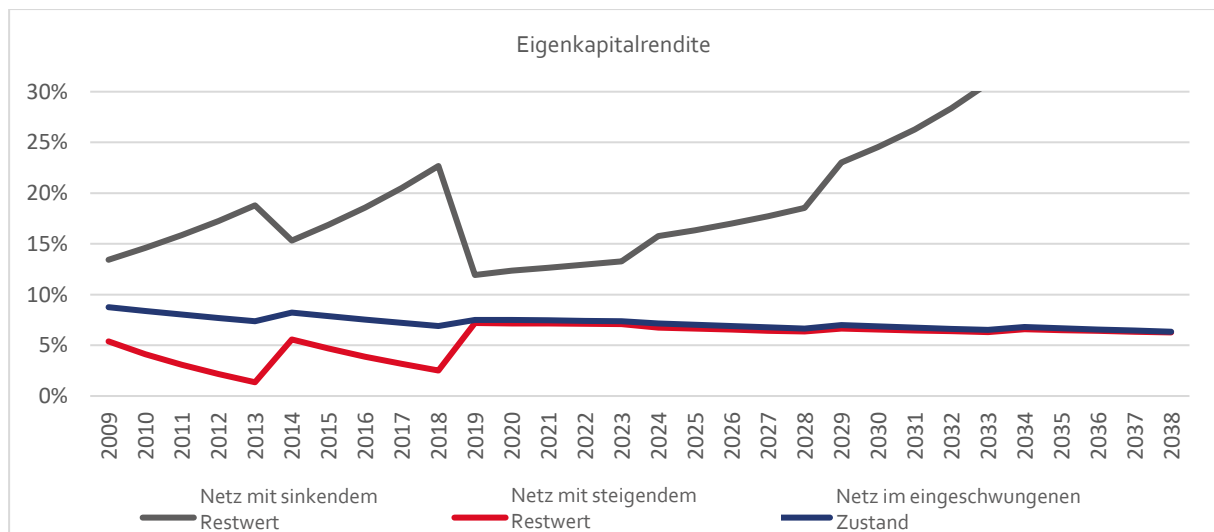


Abbildung 34: Eigenkapitalrendite in Abhängigkeit vom Investitionsverhalten

Zwar wird für ein Netz mit sinkenden Restwert die vorgesehene regulatorische Zielrendite grundsätzlich übertroffen, jedoch ist langfristig mit dem starken Anstieg der Eigenkapitalrendite auch eine deutliche Reduzierung des Jahresüberschuss sowie der Entnahmen verbunden (vgl. nachfolgende Abbildung sowie Kapitel 4.1.1.2). Im Extremfall wird kein Jahresüberschuss mehr erzielt. Dieses Vorgehen ist somit insbesondere für die Anfangszeit zumindest kurzfristig wirtschaftlich attraktiv. In der Realität ist dieses Verhalten häufig bei Verteilnetzbetreibern vor Ablauf des Konzessionsvertrags oder bei Verteilnetzbetreibern, die unter hohen wirtschaftlichen Zwängen stehen, zu beobachten.

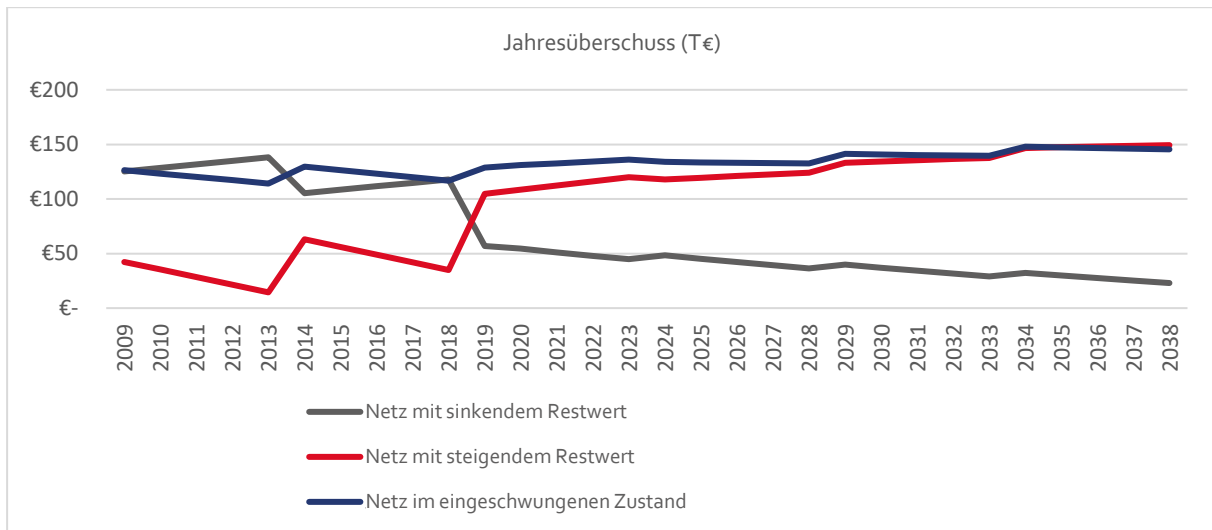


Abbildung 35: Vergleich in Abhängigkeit vom Investitionsverhalten

Der Jahresüberschuss für ein Netz mit steigendem Restwert, bei dem ein Investitionsstau vorliegt, ist deutlich unterhalb des Jahresüberschusses von Netzen, die sich im eingeschwungenen Zustand befinden. Zum Ende des Untersuchungszeitraums nähert sich der Jahresüberschuss des Netzes mit einem hohen Investitionsbedarf jedoch dem Jahresüberschuss des Netzes im eingeschwungenen Zustand an, da zu diesem Zeitpunkt ein eingeschwungener Zustand erreicht wird. Die Eigenkapitalrendite liegt ab dritter Regulierungsperiode aufgrund des Kapitalkostenaufschlags, welcher Bestandteil der Novellierung der ARegV ist, auf einem mit dem Netz im eingeschwungenen Zustand vergleichbaren Niveau. Allerdings bleiben dabei die hohen Einlagen zur Finanzierung der Investitionen, welche zum Ablösen des Investitionsstaus notwendig sind, unberücksichtigt.⁸⁸ Insgesamt bleibt festzuhalten, dass aufgrund der hohen notwendigen Einlagen bei Netzen mit hohem Investitionsbedarf die regulatorisch vorgesehene Zielrendite nicht erreicht wird. Dies ist insbesondere bei Verteilnetzbetreibern, die im Rahmen von Konzessionswechseln ein Verteilnetz mit einem entsprechenden Investitionsstau übernehmen, im Hinblick auf die Gewährleistung einer langfristigen Versorgungssicherheit kritisch zu sehen.

4.1.2 Untersuchung weiterer Einflussfaktoren

Nachfolgend wird auf Basis eines Netzes im eingeschwungenen Zustand der Einfluss ausgewählter Parameter auf die Höhe der Rendite untersucht. Ziel ist es, Anreize der regulatorischen Vorgaben für Verteilnetzbetreiber inkl. möglicher Fehlanreize zu identifizieren. Im Folgenden werden die Ergebnisse der Untersuchung kurz dargestellt.

⁸⁸ Vgl. Kapitel 2.1.1.3

4.1.2.1 Effizienzwert

Nachfolgend wird die Auswirkung der Höhe des regulatorischen Effizienzwertes auf die Höhe der Eigenkapitalrendite untersucht. Dazu wird jeweils die Eigenkapitalrendite für einen Verteilnetzbetreiber mit einem regulatorischen Effizienzwert von 80 %, 85 %, 90 %, 95 % und 100 % ermittelt. Zwar kann der regulatorisch zugewiesene Effizienzwert gemäß § 12 Abs. 4 ARegV minimal 60 % betragen, jedoch ist ein regulatorischer Effizienzwert in dieser Größenordnung in der Realität kaum anzutreffen. Daher konzentriert sich die Untersuchung auf die obere Bandbreite der möglichen Spanne. Des Weiteren ist die Wirkweise auch für geringere regulatorische Effizienzwerte analog, so dass sich die Ergebnisse auch für geringere Effizienzwerte übertragen lassen. Die übrigen Parameter werden als konstant angenommen. Die grundsätzliche Funktionsweise sowie die regulatorischen Besonderheiten, bspw. hinsichtlich der Auswirkung der Novellierung der ARegV, sind bereits in Kapitel 4.1.1 dargestellt und werden an dieser Stelle nicht erneut thematisiert.

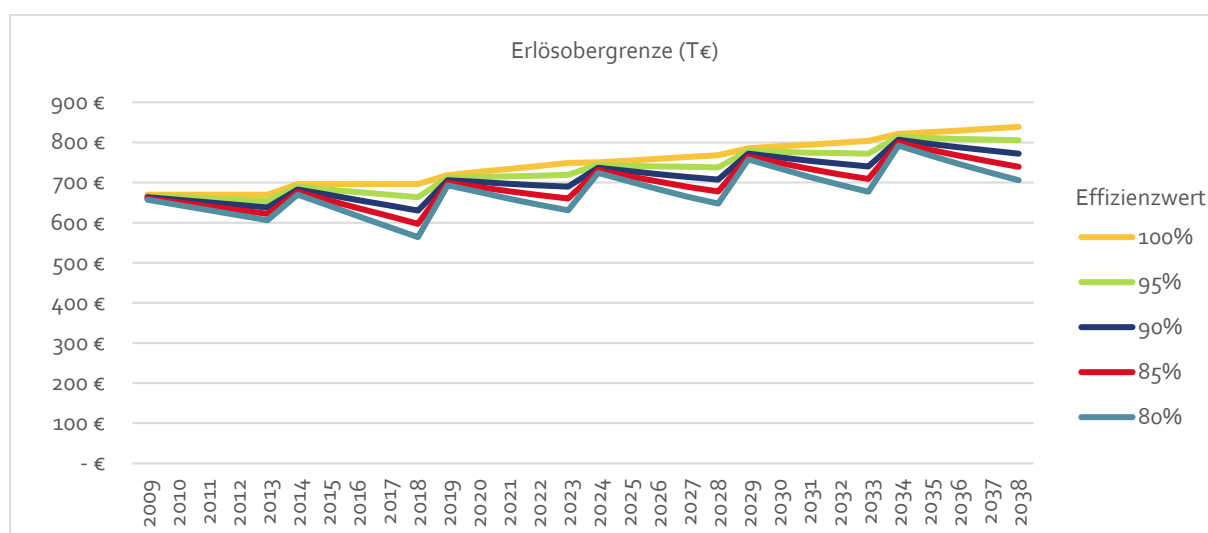


Abbildung 36: Erlösbergrenze in Abhängigkeit vom regulatorischen Effizienzwert

Grundsätzlich ist festzustellen, dass mit steigendem Effizienzwert auch die Höhe der Erlösbergrenze zunimmt. In der zuvor dargestellten Abbildung ist ebenfalls ersichtlich, dass bei einem regulatorisch 100 % effizienten Netzbetreiber die Erlösbergrenze in den ersten beiden Regulierungsperioden konstant bleibt und in den folgenden Regulierungsperioden geringfügig aufgrund des Kapitalkostenaufschlags ansteigt (vgl. Ausführungen in Kapitel 4.1.1.1). Für Verteilnetzbetreiber mit einer regulatorisch zugewiesenen Effizienzwert unterhalb von 100 % hingegen sinkt die Erlösbergrenze innerhalb einer Regulierungsperiode kontinuierlich. Dies spiegelt bestehende Ineffizienzen⁸⁹ wider, welche bis zum Ende der jeweiligen Regulierungsperiode gleichmäßig abgebaut werden (vgl. § 16 Abs. 1 ARegV).

⁸⁹ Vom Effizienzvergleich ausgenommen sind die Kosten, die der Netzbetreiber dauerhaft nicht beeinflussen kann, bspw. die Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netze, vgl. Bundesnetzagentur (2017). Die Ineffizienzen ergeben sich somit aus der Differenz zwischen den Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht

Die Differenzen zwischen den jeweiligen Erlösobergrenzen in Abhängigkeit von der Höhe des regulatorischen Effizienzwertes betragen in der ersten Regulierungsperiode nur ca. 50 % der in der zweiten Regulierungsperiode zu beobachtenden Differenzen.⁹⁰ Der Unterschied ergibt sich aus der Höhe des Produktivitätsfaktors für die jeweilige Regulierungsperiode. So wird ein Produktivitätsfaktor i. H. v. 1,25 % für die erste Regulierungsperiode und i. H. v. 1,5 % für die zweite Regulierungsperiode angesetzt.⁹¹ Für die nachfolgenden Regulierungsperioden wird der Produktivitätsfaktor ebenfalls auf 1,5 % festgelegt.

Ab der dritten Regulierungsperiode sind die Differenzen zwischen den jeweiligen Erlösobergrenzen in Abhängigkeit von der Höhe des regulatorischen Effizienzwertes zwischen den einzelnen Regulierungsperioden konstant. Die geringeren Differenzen zwischen den jeweiligen Erlösobergrenzen in der dritten bis sechsten Regulierungsperiode im Vergleich zur zweiten Regulierungsperiode resultieren aus der Auswirkung des Kapitalkostenaufschlags.

Der Verlauf der Erlösobergrenze spiegelt sich auch entsprechend in der Eigenkapitalrendite wider, so dass die vorangegangenen Ausführungen auch den Verlauf der Eigenkapitalrendite erklären. Die Auswirkung der Höhe des Effizienzwertes auf die Eigenkapitalrendite wird in nachfolgender Abbildung dargestellt.

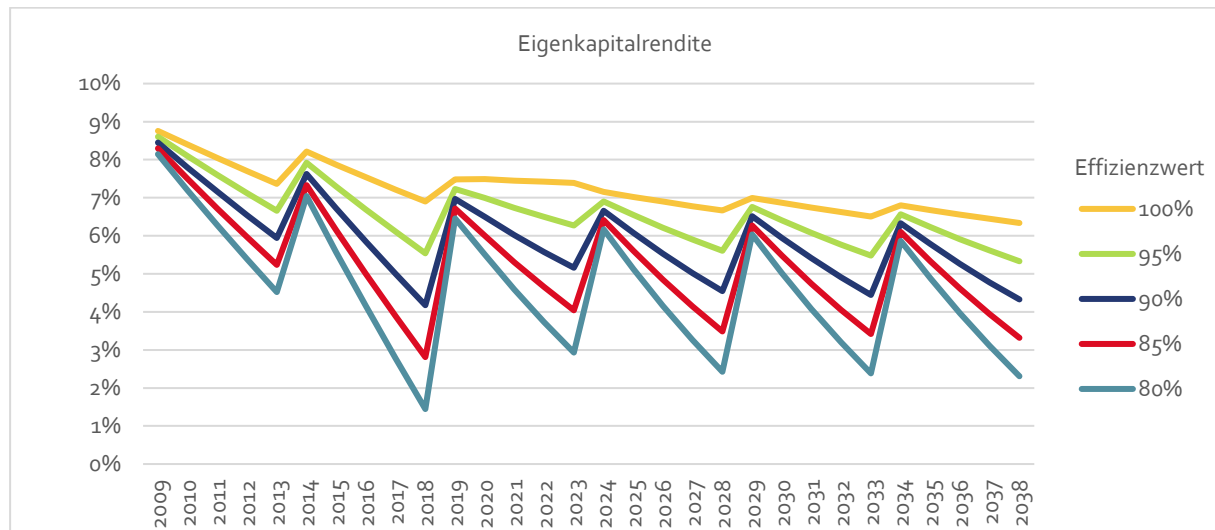


Abbildung 37: Eigenkapitalrendite in Abhängigkeit vom regulatorischen Effizienzwert

So nimmt die Eigenkapitalrendite ebenfalls mit sinkendem regulatorischen Effizienzwert ab. Zudem ist in der dritten Regulierungsperiode die Auswirkung der Übergangsregelung gemäß § 34 Abs. 5

beeinflussbaren Kostenanteile und den mit dem regulatorischen Effizienzwert multiplizierten Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (vgl. § 15 Abs. 3 ARegV).

⁹⁰ Dass der Unterschied nicht genau 50 % beträgt, liegt an den geringfügig unterschiedlichen Verbraucherpreisgesamtdizes, vgl. § 8 ARegV.

⁹¹ Vgl. § 9 Abs. 2 ARegV.

ARegV erkennbar. Die abnehmende Eigenkapitalrendite bei einem geringeren regulatorischen Effizienzwert wird auch in einem geringeren Jahresüberschuss deutlich (ohne Abbildung).

Wie die vorangegangene Analyse zeigt, besteht ein Anreiz für Verteilnetzbetreiber, einen möglichst hohen Effizienzwert zu erzielen. Für die zweite Regulierungsperiode beträgt der gewichtete durchschnittliche Effizienzwert für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber 96,69 %.⁹² Die Analyse zeigt, dass Verteilnetzbetreiber mit einem regulatorisch zugewiesenen Effizienzwert von 95 % bereits eine um 4 % geringere Erlösobergrenze und eine um über 15 % geringer Eigenkapitalrendite aufweisen.

Bei einem regulatorisch zugewiesenen Effizienzwert von 90 % reduziert sich die Eigenkapitalrendite um durchschnittlich über 30 %, bei einem regulatorisch zugewiesenen Effizienzwert von 80 % ist durchschnittlich sogar mehr als eine Halbierung der Eigenkapitalrendite zu beobachten. Werden dabei noch die notwendigen jährlichen Einlagen zur Finanzierung der Ersatzinvestitionen berücksichtigt, ist eine wirtschaftliche Durchführung des Netzbetriebs bereits fraglich. Dies trifft umso mehr auf Verteilnetzbetreiber mit einem geringeren regulatorisch zugewiesenen Effizienzwert zu. Für diese ist eine Finanzierung zukünftig notwendiger Ersatz- oder auch Erweiterungsinvestitionen allein aus dem Netzbetrieb heraus nicht möglich. Für den Verteilnetzbetreiber bedeutet dies, die Kosten innerhalb der Regulierungsperiode auch in dem entsprechenden Umfang zu reduzieren, um einen wirtschaftlichen Netzbetrieb zu sichern.

Inwieweit für Verteilnetzbetreiber ein Anreiz besteht, eine höhere Ausgangsbasis auf Kosten eines geringeren Effizienzwertes anerkannt zu bekommen, kann anhand des Modells nur schwer abgeschätzt werden. Festzustellen ist jedoch, dass die höhere Ausgangsbasis für das erste Jahr bzw. die ersten Jahre einer Regulierungsperiode trotz geringeren Effizienzwertes zu einer höheren Erlösüber-

⁹² Dabei handelt es sich um den gewichteten durchschnittlichen Wert aller in dem bundesweiten Effizienzvergleich nach den §§ 12 bis 14 ARegV für die zweite Regulierungsperiode ermittelten und nach § 15 Abs. 1 ARegV bereinigten Effizienzwerte. Als Gewichtungsfaktor werden die Aufwandparameter mit nicht standardisierten Kapitalkosten (d. h. die Ausgangsbasis nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile) herangezogen. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/EffizienzvergleichVerteilernetzbetreiber/3RegP/3RegP_node.html (Letzter Zugriff: 30.08.2017). In der ersten Regulierungsperiode beträgt der durchschnittlich gewichtete Effizienzwert bei 96,14 %. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/Effizienzwert/Effizienzwertermittlung_node.html#doc718538bodyText2 (Letzter Zugriff: 30.08.2017)

grenze führen würde. Dazu sind jedoch die entsprechenden ineffizienten Kosten im Basisjahr nachzuweisen. Eine zusätzliche Rendite würde der Verteilnetzbetreiber jedoch nur dann erhalten, wenn dieser die ineffizienten Kosten auch bereits zum Anfang der Regulierungsperiode senken könnte. Da jedoch Einmalkosten⁹³ nicht berücksichtigungsfähig sind sowie eine strenge Kostenprüfung der Regulierungsbehörden eine Anerkennung vorübergehender Kostenpositionen für das Ausgangsniveau nicht realistisch erscheinen lassen, bleibt fraglich, ob ein entsprechendes Szenario möglich ist.

4.1.2.2 Eigenkapitalquote

Nachfolgend wird die Auswirkung der Höhe der Eigenkapitalquote⁹⁴ auf die Höhe der Eigenkapitalrendite untersucht. Dazu wird jeweils die Eigenkapitalrendite für ein Verteilnetzbetreiber mit einer Eigenkapitalquote von 20 %, 30 %, 40 %, 50 % und 60 % ermittelt. Gemäß § 6 Abs. 2 StromNEV wird die für die Berechnung der Netzentgelte anzusetzende Eigenkapitalquote kalkulatorisch auf höchstens 40 Prozent begrenzt.⁹⁵ Somit konzentriert sich die Analyse auf die Bandbreite um die maximale kalkulatorische Eigenkapitalquote. Da die Wirkweise für die übrigen Eigenkapitalquoten analog ist, können die Ergebnisse der Analyse auch auf diese übertragen werden. Die übrigen Parameter werden als konstant angenommen. Die grundsätzliche Funktionsweise sowie die regulatorischen Besonderheiten, bspw. hinsichtlich der Auswirkung der Novellierung der ARegV, sind bereits in Kapitel 4.1.1 dargestellt und werden an dieser Stelle nur im Einzelfall aufgegriffen.

⁹³ Die Kosten, die im Basisjahr anfallen und dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit dieses Geschäftsjahres beruhen (sog. Einmalkosten), sind bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus nicht bzw. nur in der regelmäßig anfallenden Höhe berücksichtigungsfähig, vgl. § 6 Abs. 2 ARegV.

⁹⁴ Die Eigenkapitalquote ergibt sich rechnerisch als Quotient aus dem betriebsnotwendigen Eigenkapital und den kalkulatorisch ermittelten Restwerten des betriebsnotwendigen Vermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten, vgl. § 6 Abs. 2 StromNEV. Das betriebsnotwendige Eigenkapital ermittelt sich nach § 7 Abs. 1 StromNEV. Soweit das ermittelte betriebsnotwendige Eigenkapital einen Anteil von 40 Prozent des sich ergebenden betriebsnotwendigen Vermögens übersteigt, ist der übersteigende Anteil dieses Eigenkapitals gemäß § 7 Abs. 7 zu verzinsen, vgl. dazu auch Fußnote 96.

⁹⁵ Die Fremdkapitalquote ist die Differenz zwischen 100 Prozent und der Eigenkapitalquote, vgl. § 6 Abs. 2 StromNEV.

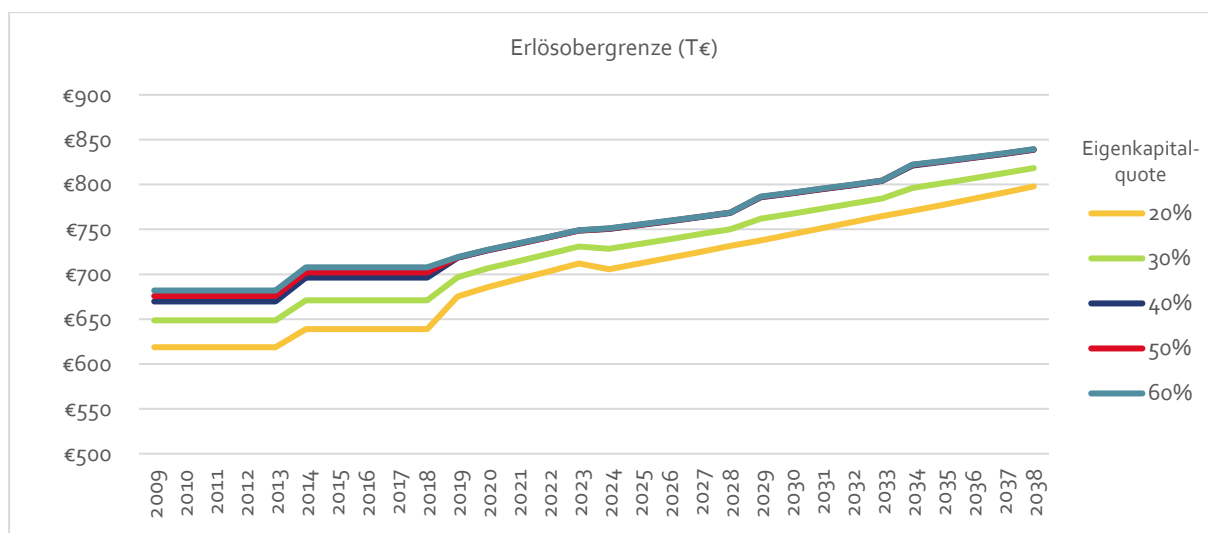


Abbildung 38: Erlösbergrenze in Abhängigkeit von der Eigenkapitalquote

In der zuvor dargestellten Abbildung ist ersichtlich, dass die Höhe der Erlösbergrenze mit einer steigenden Eigenkapitalquote bis 40 % zunimmt. In den ersten beiden Regulierungsperioden ist die Steigerung der Erlösbergrenze auch für eine zunehmende Eigenkapitalquote oberhalb von 40 % zu erkennen. Für die nachfolgenden Regulierungsperioden liegt die Erlösbergrenze für eine Eigenkapitalquote oberhalb der maximalen kalkulatorischen Eigenkapitalquote von 40 % auf einem gleichen Niveau wie bei der maximalen kalkulatorischen Eigenkapitalquote.

Der zuvor dargestellte Verlauf begründet sich in der unterschiedlichen Höhe der Zinssätze. Der die kalkulatorische Eigenkapitalquote von 40 % übersteigende Anteil des betriebsnotwendigen Eigenkapitals (nachfolgend auch als überschüssendes Eigenkapital bezeichnet) wird mit dem gemäß § 7 Abs. 7 StromNEV ermittelten Zinssatzes verzinst, wodurch die kalkulatorischen Kosten steigen.⁹⁶ Wird nun aufgrund des höheren Eigenkapitals weniger Fremdkapital benötigt, sinken die Zinsverbindlichkeiten an Kreditinstituten für die Bereitstellung des Fremdkapitals.

In den ersten beiden Regulierungsperioden liegen die Eigenkapitalzinssätze für das überschüssende betriebsnotwendige Eigenkapitals oberhalb des Zinssatzes für Verbindlichkeiten an Kreditinstituten. Somit liegen die zusätzlichen kalkulatorischen Kosten über den vermiedenen Zinsverbindlichkeiten an Kreditinstitute. Daraus resultiert die in vorangegangener Abbildung dargestellte höhere Erlösbergrenze.

Für die nachfolgenden Regulierungsperioden hingegen ist die Höhe des Eigenkapitalzinssatzes für das überschüssende betriebsnotwendige Eigenkapital vergleichbar mit der Höhe des Zinssatzes für

⁹⁶ Der Zinssatz für den die Eigenkapitalquote übersteigenden Anteil des betriebsnotwendigen Eigenkapitals bestimmt sich als Mittelwert des auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts der folgenden von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen: Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten – Anleihen der öffentlichen Hand, Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten – Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs) und Umlaufrendite inländischer Inhaberschuldverschreibungen – Hypothekendarlehen, vgl. § 7 Abs. 7 StromNEV.

Zinsverbindlichkeiten an Kreditinstituten. Dies resultiert aus den gesunkenen für die Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes für das überschießende Eigenkapital relevanten Umlaufrenditen der jeweils vergangenen zehn Kalenderjahre. Im Ergebnis liegen die zusätzlichen kalkulatorischen Kosten auf dem Niveau der vermiedenen Zinsverbindlichkeiten an Kreditinstitute, woraus eine gleichbleibende Höhe der Erlösobergrenze resultiert.

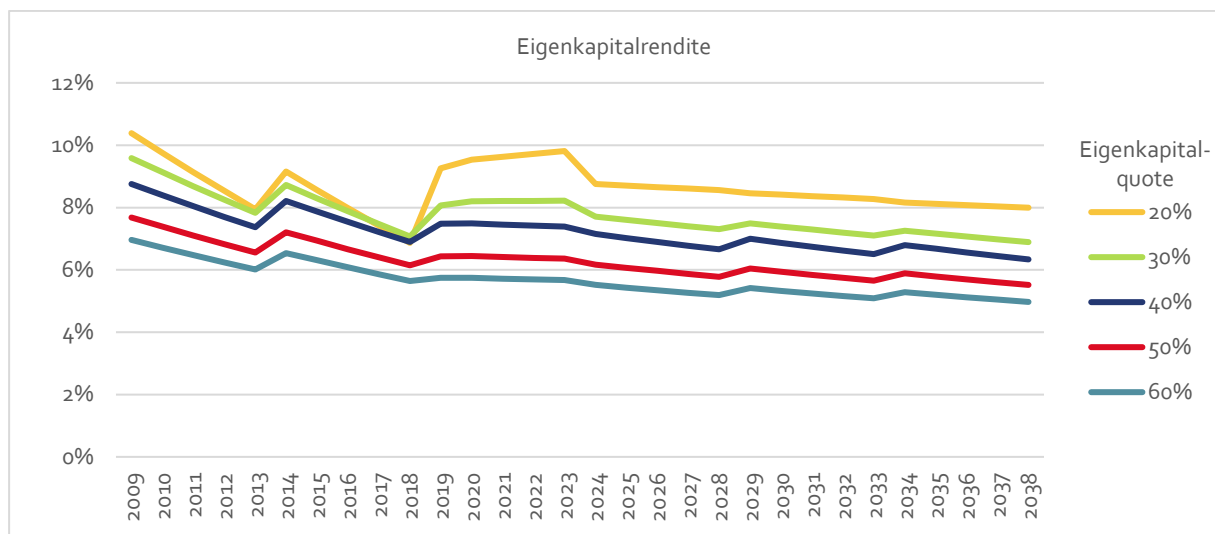


Abbildung 39: Eigenkapitalrendite in Abhängigkeit von der Eigenkapitalquote

Die Eigenkapitalrendite reduziert sich über den gesamten Untersuchungszeitraum bei Erhöhung der Eigenkapitalquote. Die Eigenkapitalrendite resultiert aus der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nach § 7 StromNEV. Die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung ergibt sich als Summe aus der Verzinsung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals (Eigenkapitalquote von maximal 40 %) aufgeteilt auf Neu- und Altanlagen, wobei Neu- und Altanlagen mit unterschiedlichen Zinssätzen bewertet werden, sowie ggf. aus der Verzinsung des die Eigenkapitalquote übersteigenden Anteils des Eigenkapitals zu einem gesonderten Zinssatz.

Steigt die Eigenkapitalquote, erhöht sich der kalkulatorische Restwert des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen, da ein höherer Anteil der Altanlagen zu Tagesneuwerten bewertet wird.⁹⁷ Somit nimmt auch der auf Altanlagen entfallene Anteil des betriebsnotwendigen Eigenkapitals zu.⁹⁸ Da dieser gegenüber dem auf Neuanlagen entfallene Anteil des betriebsnotwendigen Eigenkapitals mit einem geringen Eigenkapitalzinssatz bewertet wird, nimmt die durchschnittliche Eigenkapitalrendite ab. Da die kalkulatorische Eigenkapitalquote auf maximal 40 % begrenzt ist, trifft die vorangegangene Erklärung auch nur bis zu der maximalen kalkulatorischen Eigenkapitalrendite zu.

Maßgeblich für die Reduzierung der Eigenkapitalrendite bei einer Eigenkapitalquote oberhalb der maximalen kalkulatorischen Eigenkapitalquote von 40 % ist, dass das überschießende Eigenkapital nur mit dem gegenüber dem Eigenkapitalzinssatz für Alt- und Neuanlagen⁹⁹ deutlich geringere Eigenkapitalzinssatz für das überschießende Eigenkapital¹⁰⁰ bewertet wird. Im Ergebnis sinkt der durchschnittliche Eigenkapitalzinssatz mit steigender Eigenkapitalquote. Somit steigt mit der Erhöhung des Eigenkapitals als Verzinsungsbasis der zusätzliche Erlös nur unterdurchschnittlich.

Bei der Beurteilung des Anreizes zur Erhöhung der Eigenkapitalquote für Verteilnetzbetreiber ist eine alleinige Betrachtung der Eigenkapitalrendite nicht ausreichend. Auch die Entwicklung des Jahresüberschusses in Abhängigkeit von der Eigenkapitalquote ist bei der Bewertung einer möglichen Anreizwirkung zu berücksichtigen, wie es auch in der nachfolgenden Abbildung ersichtlich ist. Der Jahresüberschuss steigt mit Erhöhung der Eigenkapitalquote.

⁹⁷ Der kalkulatorische Restwert des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen ermitteln sich aus der Summe der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen bewertet zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten und multipliziert mit der Fremdkapitalquote nach § 6 Abs. 2 StromNEV und der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen bewertet zu Tagesneuwerten und multipliziert mit der Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 StromNEV, vgl. § 7 Abs. 1 StromNEV.

⁹⁸ Zur Festlegung der Basis für die Eigenkapitalverzinsung ist das betriebsnotwendige Eigenkapital auf Neu- und Altanlagen aufzuteilen. Der auf die Neuanlagen entfallende Anteil bestimmt sich nach dem Anteil, den der Restwert der Neuanlagen nach Abs. 1 Satz 2 Nr. 3 StromNEV an der Summe der Restwerte des Sachanlagevermögens nach Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 bis 3 StromNEV hat. Der auf die Altanlagen entfallende Anteil bestimmt sich nach dem Anteil, den die Summe der Restwerte der Altanlagen nach Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 und 2 StromNEV an der Summe der Restwerte des Sachanlagevermögens nach Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 bis 3 StromNEV hat, vgl. § 7 Abs. 3 StromNEV.

⁹⁹ Vgl. § 6 Abs. 7 StromNEV.

¹⁰⁰ Vgl. § 7 Abs. 7 StromNEV.

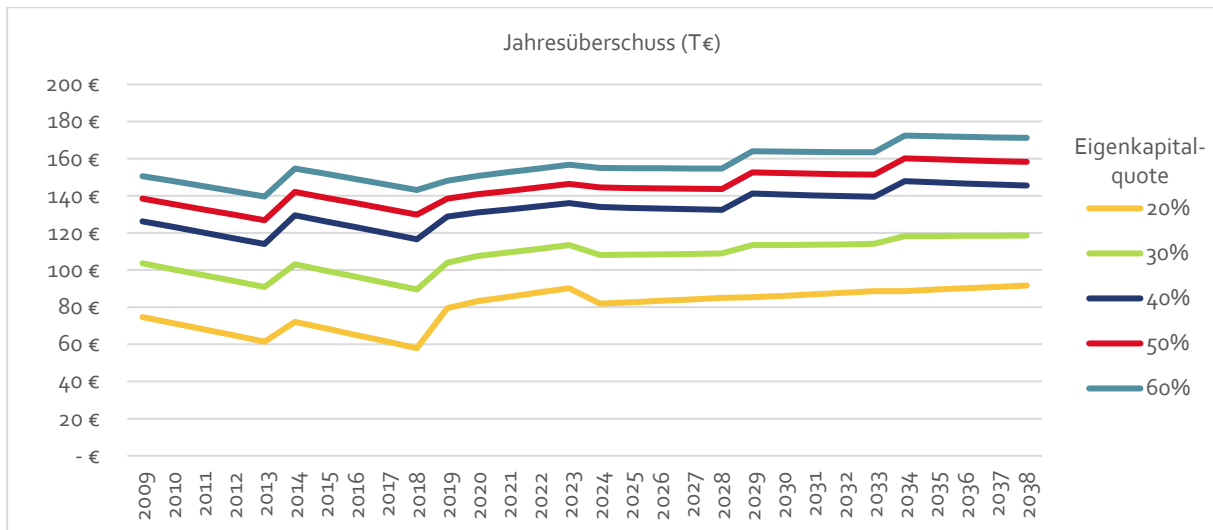


Abbildung 40: Jahresüberschuss in Abhängigkeit von der Eigenkapitalquote

Der Jahresüberschuss steigt oberhalb der maximalen kalkulatorischen Eigenkapitalquote mit Erhöhung der Eigenkapitalquote zwar lediglich unterdurchschnittlich, jedoch um einem konstanten Betrag¹⁰¹. Somit erscheint es aus Unternehmenssicht trotz sinkender Eigenkapitalrendite einen Anreiz zur Erhöhung der Eigenkapitalquote aufgrund eines höheren Jahresüberschusses zu geben.

Voraussetzung dafür ist, dass der Verteilnetzbetreiber über die Möglichkeit verfügt, das zusätzliche Eigenkapital zur Erhöhung des Eigenkapitalanteils zu beschaffen. Dies ist insbesondere Verteilnetzbetreibern möglich, welche in einem großen Konzernverbund sind.

Eine Eigenkapitalquote oberhalb der maximalen kalkulatorischen Eigenkapitalquote ist demnach vorteilhaft, solange der Zinssatz für das überschießende Eigenkapital oberhalb des Zinssatzes auf dem Kapitalmarkt liegt. Die Angleichung des Zinssatzes für das überschießende Eigenkapital an das jeweils aktuelle Zinsniveau erfolgt mit Verzögerung. So profitieren Verteilnetzbetreiber aktuell von dem höheren durchschnittlichen Zinsniveau der letzten 10 Jahre. Wird der Zinssatz zunehmend stärker von dem durchschnittlich niedrigen Zinsniveau der vergangenen Jahre (ab 2010) geprägt, könnte der Zinssatz für das überschießende Eigenkapital zukünftig unterhalb des jeweils aktuellen Zinsniveaus sinken. Nimmt dadurch die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit alternativer Anlagemöglichkeiten zu, reduziert sich der Anreiz zur Überschreitung der regulatorischen Eigenkapitalquote.

Im Ergebnis ist somit festzustellen, dass für Verteilnetzbetreiber ein Anreiz für eine hohe Eigenkapitalausstattung auch über die maximale kalkulatorische Eigenkapitalquote hinaus bestehen könnte. Die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit einer hohen Eigenkapitalquote ist jedoch auch von der Entwicklung auf dem Kapitalmarkt und der Höhe des allgemeinen Zinsniveaus abhängig.

¹⁰¹ Dieser Betrag entspricht der zusätzlichen kalkulatorischen Verzinsung des überschießenden Eigenkapitals.

4.1.2.3 Nutzungsdauer

Nachfolgend wird betrachtet, welche Auswirkung der Wechsel der Nutzungsdauer auf die Höhe der Eigenkapitalrendite hat. Ausgangspunkt ist dabei ein Netz im eingeschwungenen Zustand, bei dem Ersatzinvestitionen nach Ablauf der oberen betriebsgewöhnlichen kalkulatorischen Nutzungsdauer erfolgen. Für die Untersuchung erfolgt nun ab dem Jahr 2009 ein Wechsel des Zeitpunktes der Ersatzinvestitionen. Diese werden erst nach Ablauf der technischen Nutzungsdauer (siehe Tabelle 3) durchgeführt, welche über der oberen betriebsgewöhnlichen kalkulatorischen Nutzungsdauer liegt.

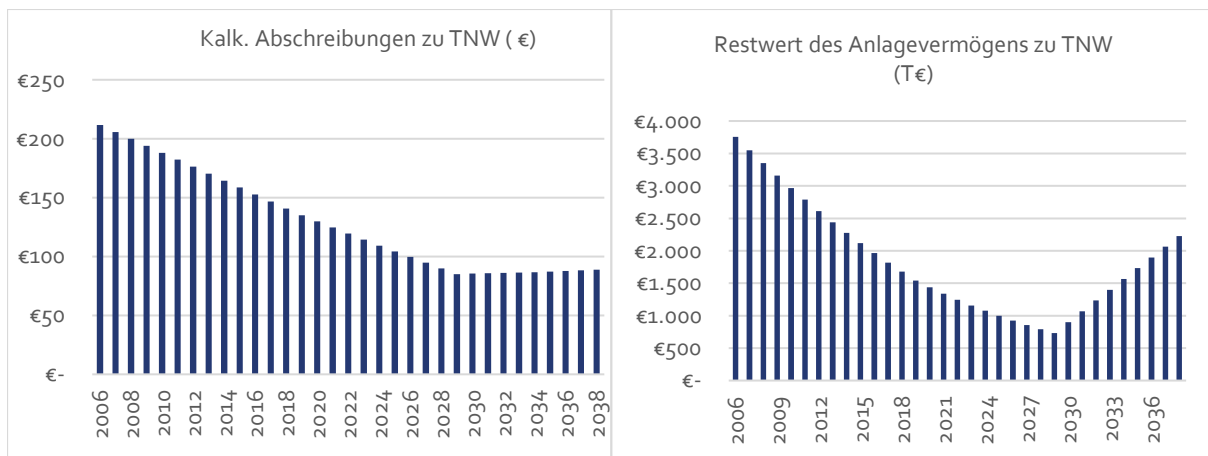


Abbildung 41: Entwicklung der kalkulatorischen Abschreibungen und des Anlagevermögens bei Wechsel des Zeitpunktes für Ersatzinvestitionen von oberer zu technischer Nutzungsdauer

Wie in den vorangegangenen Abbildungen ersichtlich ist, kommt es zu einem Substanzverzehr. Aus dem Verschieben der Investitionszeitpunkte resultiert eine Reduzierung des Anlagevermögens und der kalkulatorischen Abschreibung. Die dargestellte Entwicklung ist bis zum Jahr 2028 vergleichbar mit der Entwicklung bei einem Verzicht auf Investitionen bei einem Netz mit sinkendem Restwert.¹⁰² Im Gegensatz dazu werden jedoch ab dem Jahr 2029 wieder Ersatzinvestitionen vorgenommen, da ab diesem Zeitpunkt die technische Nutzungsdauer für die ersten Betriebsmittel überschritten wird. Ab diesem Zeitpunkt steigt das Anlagevermögen und die kalkulatorische Abschreibung bleibt konstant.

¹⁰² Da wesentliche Aspekte mit einem Netz mit sinkendem Restwert vergleichbar sind, wird an dieser Stelle auf eine ausführliche Darstellung verzichtet. Diesbezüglich wird auf Kapitel 2.1.1.2 verwiesen.

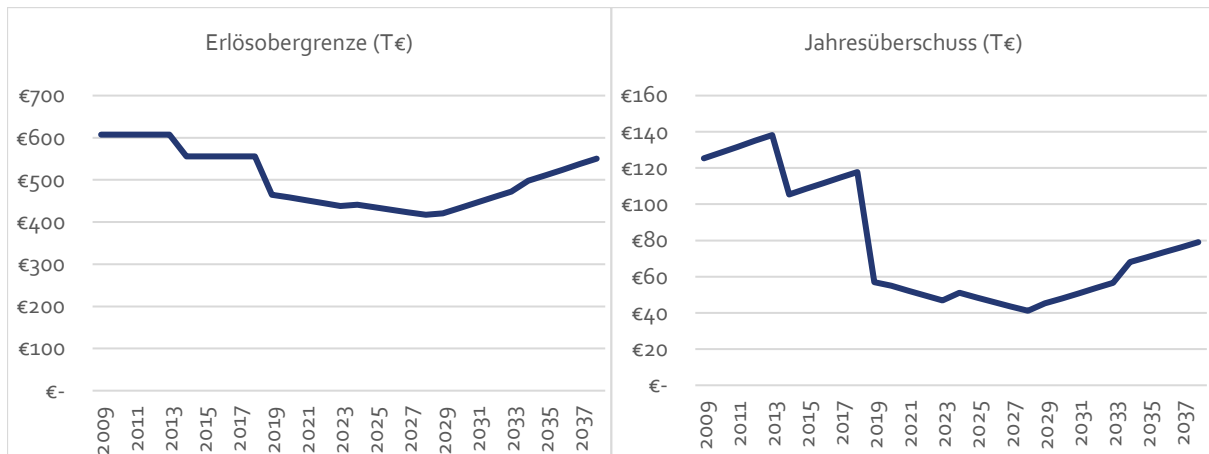


Abbildung 42: Entwicklung der Erlösobergrenze und des Jahresüberschusses bei Wechsel des Zeitpunktes für Ersatzinvestitionen von oberer zu technischer Nutzungsdauer

Aufgrund der ausbleibenden Ersatzinvestitionen sinkt die Erlösobergrenze sowie damit einhergehend auch die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung und entsprechend der Jahresüberschuss bis zum Jahr 2028. Erst ab dem Jahr 2029, wenn Ersatzinvestitionen nach Ablauf der technischen Nutzungsdauern vorgenommen werden, steigen die Erlösobergrenze und der Jahresüberschuss wieder an.

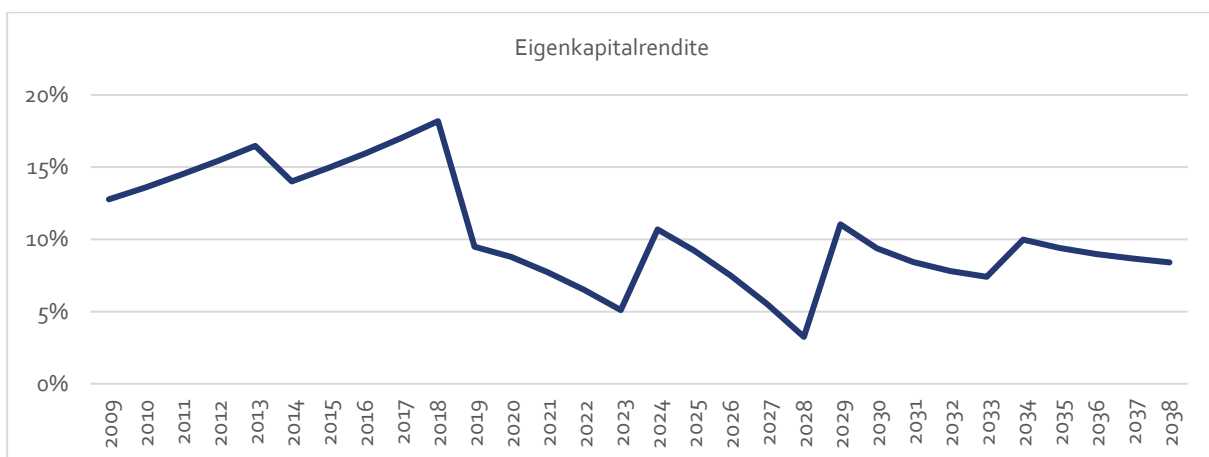


Abbildung 43: Eigenkapitalrendite bei Wechsel des Zeitpunktes für Ersatzinvestitionen von oberer zu technischer Nutzungsdauer

Die durchschnittliche Eigenkapitalrendite liegt bei 13,6 % und somit über der regulatorisch vorgesehene Zielrendite. Wie jedoch an der Entwicklung des Jahresüberschusses ersichtlich wird, sinkt analog zum Jahresüberschuss auch die Höhe der Entnahmen.

4.1.2.4 Instandhaltung

In den vorangegangenen Untersuchungen wird ein konstanter Instandhaltungsaufwand unabhängig vom Alter der jeweiligen Betriebsmittel angenommen. Diese Annahme dient lediglich der Vereinfachung und bildet die Realität nicht vollständig ab. So nimmt der Instandhaltungsaufwand mit Zunahme der Betriebsjahre aufgrund einer steigenden Störungshäufigkeit ebenfalls zu.¹⁰³

Nachfolgenden werden die wirtschaftlichen Auswirkungen eines in Abhängigkeit vom Alter der Betriebsmittel unterschiedlich hohen Instandhaltungsaufwands untersucht. Dabei werden die relevanten Parameter für ein Netz, bei dem Ersatzinvestitionen nach Ablauf der oberen betriebsgewöhnlichen kalkulatorischen Nutzungsdauer vorgenommen werden, mit einem Netz, bei dem Ersatzinvestitionen erst nach Ablauf der technischen Nutzungsdauer vorgenommen werden, verglichen. Die Herleitung des Verhältnisses der Höhe der Instandhaltungsaufwendung zum Alter der Netzbetriebsmittel wurde bereits in Kapitel 4.2.4 dargestellt.

Wie bereits dargestellt, steigt der Instandhaltungsaufwand für ein Netz, bei dem Ersatzinvestitionen erst nach Ablauf der technischen Nutzungsdauer vorgenommen werden, zunächst an und liegen oberhalb der Instandhaltungskosten für ein Netz, bei dem Ersatzinvestitionen nach Ablauf der oberen betriebsgewöhnlichen kalkulatorischen Nutzungsdauer vorgenommen werden. Wie in nachfolgender Abbildung ersichtlich ist, sind im Ergebnis auch die operativen Kosten höher.

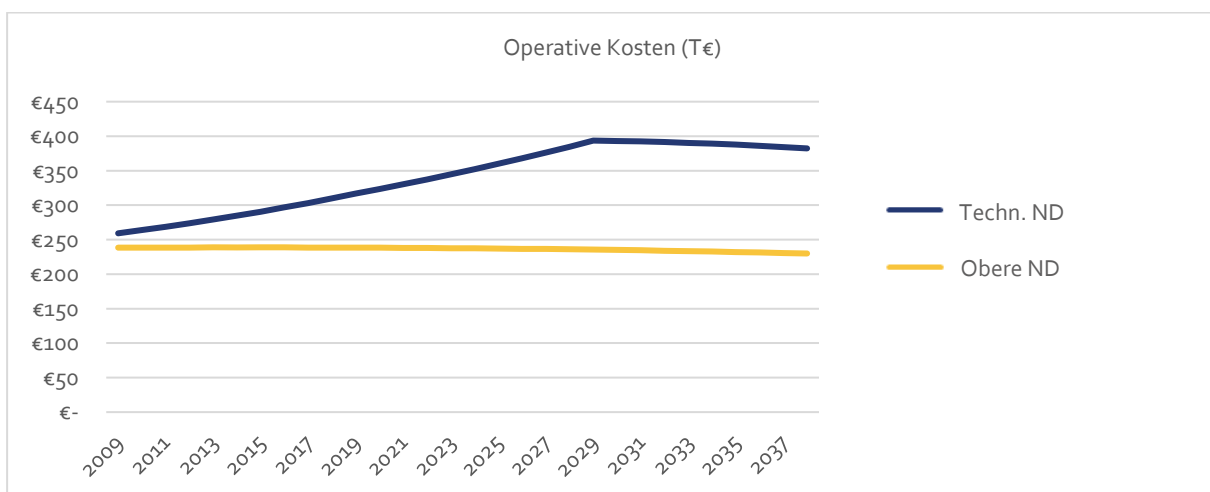


Abbildung 44: Operative Kosten für variable vs. konstante Instandhaltungskosten

Trotz der höheren operativen Kosten sinkt die Erlösobergrenze für ein Netz, bei dem Ersatzinvestitionen erst nach Ablauf der technischen Nutzungsdauer vorgenommen werden, zunächst ab und liegt unterhalb der eines Netzes, bei dem Ersatzinvestitionen nach Ablauf der oberen betriebsgewöhnlichen kalkulatorischen Nutzungsdauer vorgenommen werden (vgl. nachfolgende Abbildung). Dies begründet sich im Wesentlichen in den gegenüber den zusätzlichen Instandhaltungskosten höheren kalkulatorischen Kosten durch die höhere Investitionstätigkeit. Der Anstieg der Erlösobergrenze zum

¹⁰³ Vgl. Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (2013).

Ende der Laufzeit für ein Netz, bei dem Ersatzinvestitionen erst nach Ablauf der technischen Nutzungsdauer vorgenommen werden, resultiert aus der Zunahme der Investitionstätigkeit.

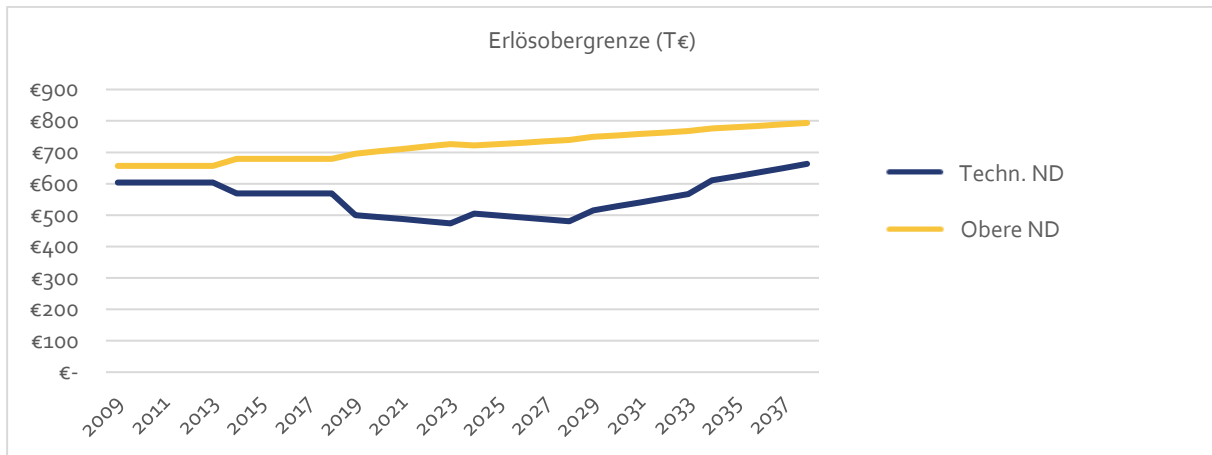


Abbildung 45: Erlösbergrenze für variable vs. konstante Instandhaltungskosten

Aufgrund der ausbleibenden Investitionstätigkeit bei einem Netz, bei dem Ersatzinvestitionen erst nach Ablauf der technischen Nutzungsdauer vorgenommen werden, und der daraus reduzierten kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung sinkt auch zunächst der Jahresüberschuss (vgl. nachfolgende Abbildung). Mit steigender Investitionstätigkeit zum Ende der Laufzeit nimmt auch die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung zu und die Höhe des Jahresüberschusses nähert sich dem Jahresüberschuss eines Netzes, bei dem Ersatzinvestitionen nach Ablauf der oberen betriebsgewöhnlichen kalkulatorischen Nutzungsdauer vorgenommen werden, an.

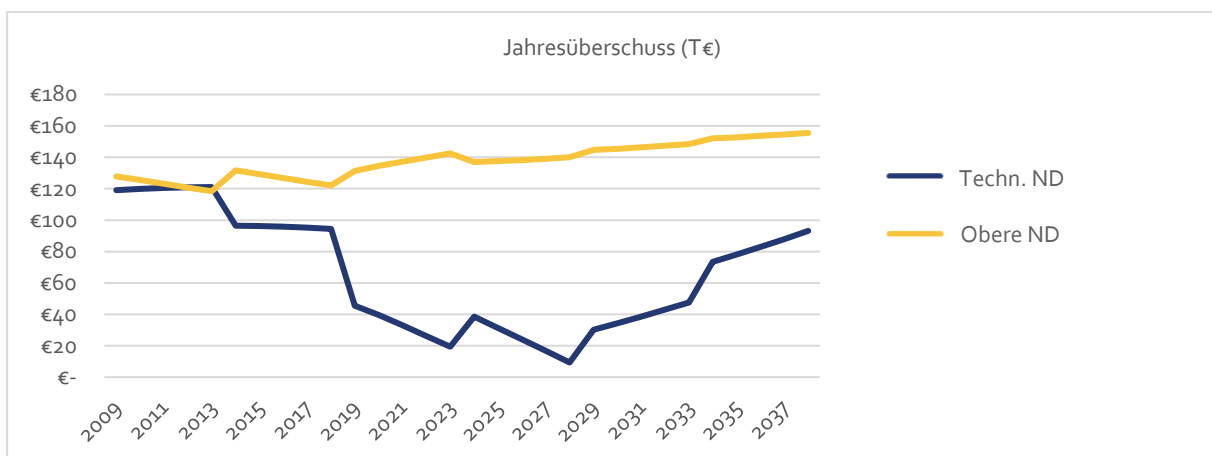


Abbildung 46: Jahresüberschuss für variable vs. konstante Instandhaltungskosten

Aufgrund des überproportionalen Absinkens des Eigenkapitals steigt die Eigenkapitalrendite bei einem Netz, bei dem Ersatzinvestitionen erst nach Ablauf der technischen Nutzungsdauer vorgenommen werden, zunächst (insbesondere in den ersten beiden Regulierungsperioden) an.¹⁰⁴ Wie in der nachfolgenden Abbildung ersichtlich ist, sinkt ab der dritten Regulierungsperiode die Eigenkapitalrendite innerhalb einer Regulierungsperiode signifikant ab (teilweise unter das Niveau eines Netzes, bei dem Ersatzinvestitionen nach Ablauf der oberen betriebsgewöhnlichen kalkulatorischen Nutzungsdauer vorgenommen werden). Dies begründet sich in den während einer Regulierungsperiode deutlich steigenden operativen Kosten aufgrund der steigenden Instandhaltungskosten. Diese übersteigen die anerkannten Kosten des jeweiligen Basisjahrs. Somit sind die tatsächlichen Netzkosten eines Jahres höher als die für dieses Jahr zulässige Erlösobergrenze. Dadurch verringert sich die vom Regulierungsgeber zugestandene Eigenkapitalrendite.

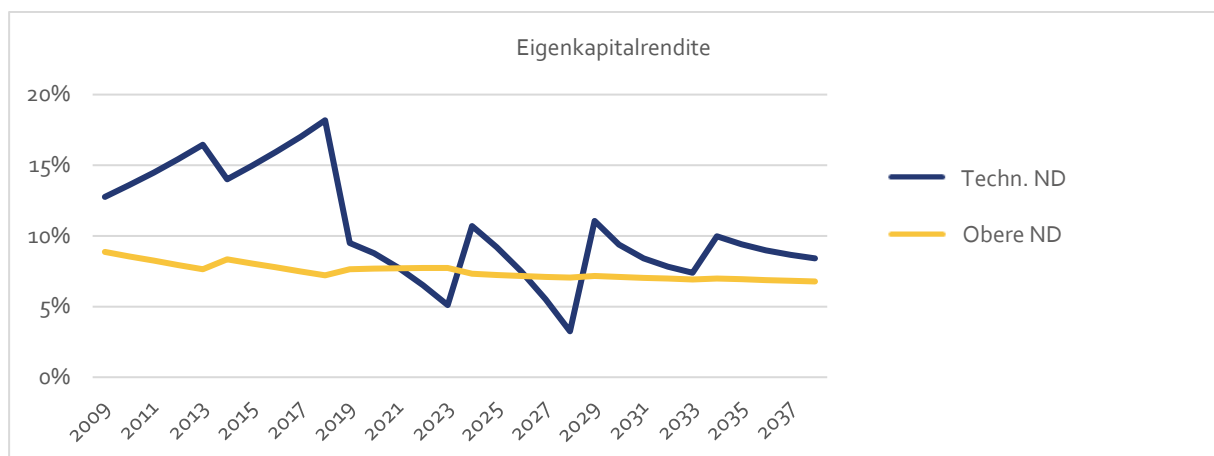


Abbildung 47: Eigenkapitalrendite

Trotz der durchschnittlich höheren Eigenkapitalrendite für ein Netz, bei dem Ersatzinvestitionen erst nach Ablauf der technischen Nutzungsdauer vorgenommen werden, ist für eine wirtschaftliche Bewertung zu berücksichtigen, dass der Jahresüberschuss und damit korrespondierend die jährliche Entnahmen deutlich niedriger liegen bzw. in einzelnen Jahren sogar Einlagen notwendig sein könnten.¹⁰⁵

¹⁰⁴ Vgl. zu den Gründen die Ausführungen in Kapitel 2.1.1.2.

¹⁰⁵ Vgl. dazu Kapitel 2.1.1.2 und 2.1.1.4.

5 Diskussion und Ausblick

Die vorangegangenen Untersuchungen zeigen, dass in dem aktuellen Regulierungsregime zumindest in bestimmten Konstellationen und für einen (begrenzten) Zeitraum Fehlanreize bestehen könnten. So könnte zumindest kurz- bis mittelfristig ein Anreiz bestehen, auf Ersatzinvestitionen zu verzichten und das Netz auf Verschleiß zu betreiben. So wird für ein Netz mit sinkendem Restwert die vorgesehene regulatorische Zielrendite grundsätzlich übertroffen. Als Sonderfall können dabei Verteilnetze gelten, bei denen Ersatzinvestitionen erst nach Ablauf der technischen Nutzungsdauer vorgenommen werden.¹⁰⁶ Insbesondere langfristig ist hingegen mit dem starken Anstieg der Eigenkapitalrendite eine deutliche Reduzierung des Jahresüberschuss sowie der Entnahmen verbunden.¹⁰⁷ Dieser Effekt verstärkt sich sogar noch deutlich, wenn nicht, wie zur Modellvereinfachung vorgenommen, von gleichbleibenden Instandhaltungskosten ausgegangen wird, sondern Instandhaltungskosten in Abhängigkeit vom jeweiligen Betriebsjahr angesetzt werden.¹⁰⁸

Hinsichtlich dieses Fehlanreizes könnte ein Unterschied in der Eigentümerstruktur bestehen, da dieses Verhalten insbesondere von Unternehmen in einer erhöhten wirtschaftlichen Drucksituation sowie vor Ablauf des Konzessionszeitraums zu beobachten ist. Dieser Aspekt bedarf jedoch noch weiterer (empirischer) Untersuchungen.

Der Jahresüberschuss für ein Netz, bei dem ein Investitionsstau vorliegt, ist deutlich unterhalb des Jahresüberschusses von Netzen, die sich im eingeschwungenen Zustand befinden. Die Eigenkapitalrendite liegt zwar ab dritter Regulierungsperiode aufgrund des Kapitalkostenaufschlags auf einem mit dem Netz im eingeschwungenen Zustand vergleichbaren Niveau. Allerdings bleiben dabei die hohen Einlagen zur Finanzierung der Investitionen, welche zum Ablösen des Investitionsstaus notwendig sind, unberücksichtigt.¹⁰⁹ Insgesamt betrachtet bleibt somit festzuhalten, dass aufgrund der hohen notwendigen Einlagen bei Netzen mit hohem Investitionsbedarf die regulatorisch vorgesehene Zielrendite nicht erreicht wird. Dies ist insbesondere bei Verteilnetzbetreibern, die im Rahmen von Konzessionswechseln ein Verteilnetz mit einem entsprechenden Investitionsstau übernehmen, im Hinblick auf die Gewährleistung einer langfristigen Versorgungssicherheit kritisch zu sehen.

Eine vergleichbare Situation wie bei Netzen mit einem hohen Investitionsstau tritt auch bei Netzen mit einem besonders hohen Bedarf an Erweiterungsinvestitionen auf, wie dies bspw. aufgrund des Ausbaus an EEG-Anlagen anstehen könnte. Diese Fragestellung bleibt bei der vorangegangenen Betrachtung unberücksichtigt. Jedoch könnten die Ergebnisse der Untersuchung eines alten Netzes mit einem hohen Investitionsbedarf analog auf die Problematik erhöhter Erweiterungsinvestitionen übertragen werden.

Auch hinsichtlich der weiteren Einflussfaktoren ergibt sich ein uneinheitliches Bild bezüglich möglicher Fehlanreize. So bleibt hinsichtlich des Effizienzwertes unklar, inwieweit für Verteilnetzbetreiber

¹⁰⁶ Vgl. dazu Kapitel 2.1.2.3 und 2.1.2.4.

¹⁰⁷ Vgl. dazu Kapitel 4.1.1.2.

¹⁰⁸ Vgl. dazu Kapitel 2.1.2.4.

¹⁰⁹ Vgl. Kapitel 4.1.1.3

ein Fehlanreiz besteht, eine höhere Ausgangsbasis auf Kosten eines geringeren Effizienzwertes anerkannt zu bekommen. Die Untersuchung zeigt, dass daraus zwar in einer Regulierungsperiode zunächst eine höhere Erlösobergrenze resultieren würde. Dazu wären jedoch die entsprechenden ineffizienten Kosten im Basisjahr nachzuweisen. Eine erhöhte Rendite würde der Verteilnetzbetreiber jedoch nur dann erhalten, wenn dieser die ineffizienten Kosten auch kurzfristig absenken könnte. Dies erscheint in dem aktuellen Regulierungsregime und der augenblicklichen Regulierungspraxis jedoch kein realistisches Szenario zu sein. Daher sind diesbezüglich weitere Untersuchungen hinsichtlich der Kostenanerkennung im Basisjahr notwendig.

Eine Eigenkapitalquote oberhalb der maximalen kalkulatorischen Eigenkapitalquote könnte betriebswirtschaftlich vorteilhaft sein, solange der Zinssatz für das überschießende Eigenkapital oberhalb des Zinssatzes auf dem Kapitalmarkt liegt. Insbesondere aus der Tatsache, dass die Angleichung des Zinssatzes für das überschießende Eigenkapital mit Verzögerung an das jeweils aktuelle Zinsniveau erfolgt, ergibt sich ein möglicher Anreiz bei fehlenden wirtschaftlich attraktiven Investitionsalternativen. Voraussetzung dafür ist, dass der Verteilnetzbetreiber über die Möglichkeit verfügt, das zusätzliche Eigenkapital zur Erhöhung des Eigenkapitalanteils zu beschaffen. So ist dies bspw. Verteilnetzbetreibern möglich, welche in einem großen Konzernverbund angesiedelt sind. Aus diesem Grund ist hierbei auch hinsichtlich der Eigentümerstruktur zu differenzieren.

Im Ergebnis ist somit festzustellen, dass für Verteilnetzbetreiber ein Anreiz für eine hohe Eigenkapitalausstattung auch über die maximale kalkulatorische Eigenkapitalquote hinaus bestehen könnte. Die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit einer hohen Eigenkapitalquote ist somit auch von der Entwicklung auf dem Kapitalmarkt und der Höhe des allgemeinen Zinsniveaus abhängig.

Insgesamt kann weiterhin festgestellt werden, dass im aktuellen Regulierungsregime Fehlanreize bestehen könnten und daher vermutet werden kann, dass die Wirkung dieser Fehlanreize nach der Eigentümerstruktur zu differenziert ist.

Literaturverzeichnis

Agrell, P.; Bogetoft, P., Cullmann, A.; von Hirschhausen, C.; Neumann, A.; Walter, M. (2008): PROJEKT GERNER IV Ergebnisdokumentation: Bestimmung der Effizienzwerte Verteilernetzbetreiber Strom. (SUMICSID). https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/EffizienzvergleichVerteilernetzbetreiber/1Regulierungsperiode/GA_Sumicsid_EffizienzwerteVNBStrom.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (Letzter Zugriff: 30.08.2017).

Agrell, P.; Bogetoft, P.; Koller, M.; Trinkner, U. (2013): Effizienzvergleich für Verteilernetzbetreiber Strom 2013. Ergebnisdokumentation und Schlussbericht. (SUMICSID). https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/EffizienzvergleichVerteilernetzbetreiber/2Regulierungsperiode/Gutachten_EVS2_geschw.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (Letzter Zugriff: 30.08.2017).

Arndt (2010): Optimierungspotenziale im Wirtschaftsverkehr durch bestellerseitige Kooperation.

Becker Büttner Held (2016): Messstellenbetriebsgesetz ab 2.9.2016 in Kraft – Überblick zu den Auswirkungen für EVU. Der Energieblog vom 16. September 2016. <http://www.derenergieblog.de/allthemen/energie/messstellenbetriebsgesetz-ab-2-9-2016-in-kraft-ueberblick-zu-den-auswirkungen-fuer-evu/> (Letzter Zugriff: 29.08.2017).

Becker Büttner Held (2017): Arbeitskreis Regulierung Elektrizität Gas Telekommunikation Post. <http://www.akregtp.de/> Letzter Zugriff: 23.08.2017).

Bielecki, A. (2011): Efficient Frontier Analysis.

Brigham, Eugene F./Crum, Roy L. (1977): On the use of the CAPM in public utility rate cases. In: Financial Management, 6. Jg., Nr. 2, 1977, S. 7–15.

Brunekreeft, G.; Meyer, R. (2015): Anreizregulierung bei Stromverteilnetzen: Effizienz versus Investitionen.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2017): www.existenzgruender.de. <http://www.existenzgruender.de/DE/Unternehmen-fuehren/Erfolgsfaktoren/Kooperationen/Kooperationsformen/inhalt.html> (Letzter Zugriff: 08.08.2017).

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2006): Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/BerichtEinfuehrgAnreizregulierung.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (Letzter Zugriff: 30.08.2017).

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2011): Beschluss BK4-11-304 hinsichtlich der Festlegung für Alt- und Neuanlagen für Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen für die zweite Regulierungspe-

riode in der Anreizregulierung. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2011/2011_0001bis0999/2011_300bis399/BK4-11-0304/BK4-11-0304_Beschluss_Zinssatz_download.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (Letzter Zugriff: 30.08.2017).

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2016): Beschluss BK4-11-304 hinsichtlich der Festlegung für Alt- und Neuanlagen für Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen für die dritte Regulierungsperiode in der Anreizregulierung. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2016/2016_0001bis0999/2016_0100bis0199/BK4-16-0160/BK4-16-0160_Beschluss_Strom_BF_download.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (Letzter Zugriff: 30.08.2017).

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2017a): Ermittlung des Effizienzwertes. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/Effizienzwert/Effizienzwertermittlung_node.html (Letzter Zugriff: 30.08.2017).

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2017b): Listen der Netzbetreiber und Versorgungsunternehmen (Stand: 15.05.2017). https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/UnternehmensStammdaten/Uebersicht_Netzbetreiber_VersorgUntern/UebersichtStromUndGasnetzbetreiber_node.html (Letzter Zugriff: 21.08.2017).

Bundesnetzagentur (2017c): Zahlen, Daten und Informationen zum EEG. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2015_BF.pdf;jsessionid=7DF1414E-CAE47F70703487D166882E8B?__blob=publicationFile&v=3 (Letzter Zugriff: 15.05.2017).

Bundesnetzagentur (2017d): Baukostenzuschüsse. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzanschluss/Baukostenzuschuesse/baukostenzuschuesse-node.html (Letzter Zugriff: 21.08.2017).

Bundesnetzagentur (2017e): Qualitätsregulierung und Q-Element. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Qualitaetselement/qualitaetselement-node.html (21.08.2017)

Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne) (2014): bne-Thesenpapier. Die Energiewende wettbewerbsfähig gestalten. http://www.bne-online.de/de/system/files/files/attachment/bne_Thesenpapier_Energiewende_Februar_2014.pdf (Letzter Zugriff: 21.08.2017).

CEER (2016): 6th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply - 2016. Brüssel. http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Cross-Sectoral/2016 (Letzter Zugriff 22.02.2017).

Consentec (2006): Untersuchung der Voraussetzungen und möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.

Crevecoeur, G.U. (1993). "A model for the Integrity Assessment of Ageing Repairable Systems". IEEE Transactions on Reliability. 42 (1): 148–155.

Crevecoeur, G.U. (1994). "Reliability assessment of ageing operating systems". European Journal of Mechanical Engineering. 39 (4): 219–228.

Deutsche Energieagentur (dena) (2012): dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/g100_dena-Verteilnetzstudie_Abschlussbericht.pdf (Letzter Zugriff: 30.08.2017).

Deutscher Bundestag (2017) Vergleich der Stromversorgungsqualität Deutschlands, Frankreichs und Belgiens <https://www.bundestag.de/blob/496056/gb97deb8a246fd8d15a2760596ce28df/wd-5-014-17-pdf-data.pdf> (Letzter Zugriff: 30.08.2017).

Eberlin, S.; Hock, B. (2014): Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit technischer Systeme. Eine Einführung in die Praxis.

EDNA Bundesverband Energiemarkt & Kommunikation e.V. (2017): www.edna-bundesverband.de. Von <http://www.edna-bundesverband.de/ziele> (Letzter Zugriff: 29.08.2017).

entsoe (2013): ENTSO-E Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2013. https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/Documents/SYNTHESIS_2013_UPDATED_140703.pdf (Letzter Zugriff: 30.08.2017).

Ettner (2003): Grundlagen der Kooperationsforschung.

Eurelectric (2013): POWER DISTRIBUTION IN EUROPE - FACTS & FIGURES. http://www.eurelectric.org/media/113155/dso_report-web_final-2013-030-0764-01-e.pdf (Letzter Zugriff: 30.08.2017).

ewi Energy Research & Scenarios gGmbH (2015): Die Energiewirtschaft im Wandel - Herausforderungen und Strategien der Energieversorgungsunternehmen.

Filippini, M.; Wild, J. (2002): Berücksichtigung von regionalen Unterschieden beim Benchmarking von Stromverteilnetzen. Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jg. 26 (2002), S. 51-59. Springer Vieweg Wiesbaden.

Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH) (2013): AiF/IGF-Vorhaben 16391N: Entwicklung typspezifischer Prognosemodelle zur Beschreibung der Zuverlässigkeit von Betriebsmitteln im Rahmen des Asset Managements in elektrischen Verteilungsnetzen

Forums Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN) (2011): FNN-Hinweis. Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik. Berichtsjahr 2011.

Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN) (2013): Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität in Deutschland. Fakten.

Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (2006): Technischer Bericht 300. Zustandsdiagnose von Papiermasse-Kabelanlagen in Verteilungsnetzen.

Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (2013): AiF/IGF-Vorhaben 16391N: Entwicklung typspezifischer Prognosemodelle zur Beschreibung der Zuverlässigkeit von Betriebsmitteln im Rahmen des Asset Managements in elektrischen Verteilungsnetzen. Schlussbericht.

Gabler Wirtschaftslexikon (2017): Stichwort: Kooperation. <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/7992/kooperation-v11.html> (Letzter Zugriff: 29.08.2017).

Gerdes, K.; Zöckler, J.-F. (2015): Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft. München: Haufe Gruppe.

Homann, J. (2013): Schreiben an Krischer, Oliver, MdB, vom 17.07.2013.

Institut der Wirtschaftsprüfer - IDW (2007): WP Handbuch 2008, Band II. Düsseldorf: IDW Verlag GmbH.

Interessengemeinschaft Geschäftsobjekte Energiewirtschaft e. V. (2016): Geschäftsobjekte für die Energiewirtschaft. Hückelhoven: Interessengemeinschaft Geschäftsobjekte Energiewirtschaft e. V.

items GmbH (2017). Die Geschichte der items. <https://www.itemsnet.de/ueber-uns/> (Letzter Zugriff: 16. August 2017).

Killich, S. (2011): Formen der Unternehmenskooperation. In T. Becker, Netzwerkmanagement.

Küper, M.; Galioto, M. (2015): Operationelle Entflechtung. In P. A. AG, Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft.

LBD-Beratungsgesellschaft mbH (2017): Handlungsempfehlungen für die wirtschaftliche Leistungserbringung im Messwesen. Berlin.

Libbe, J.; Hanke, S.; Verbücheln, M. (2011): Rekommunalisierung - Eine Bestandsaufnahme. Deutsches Institut für Urbanistik, Berlin.

Lindemann, U. (2007): Methodische Entwicklung technischer Produkte. Methoden flexibel und situationsgerecht anwenden. Berlin/Heidelberg: Springer.

Liu, J.; Wang, Y. (2013). "On Crevecoeur's bathtub-shaped failure rate model". *Computational Statistics & Data Analysis*. 57 (1): 645–660.

Menges, R.; Müller-Kirchenbauer, J. (2012): Rekommunalisierung versus Neukonzessionierung in der Energiewirtschaft. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Jg. 36 (2012), S. 51-67. Springer Vieweg. Wiesbaden.

Meyer-Gohde, P.; Meinshausen, S.; Schiereck, D.; von Flotow, P. (2013): Entflechtung und Rekommunalisierung von netzgebundenen Infrastrukturen. *Zeitschrift für öffentliche und gemeinwirtschaftliche Unternehmen*, 1/2013, S. 17-37.

Mietzner, D. (2009): Die Szenarioanalyse. Eine Methode der strategischen Vorausschau. *Strategische Vorausschau und Szenarioanalysen*. Gabler.

Mudholkar, G.S.; Srivastava, D.K. (1993). "Exponentiated Weibull family for analyzing bathtub failure-ratedata". *IEEE Transactions on Reliability*. 42 (2): 299–302.

Müller-Kirchenbauer, J.; Leprich, U. (2013): Anforderungen an leistungsfähige Verteilnetze im Rahmen der Energiewende. *EnWZ - Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft*, 2. Jg. (2013), Heft 3, S. 99-104/2013: 99-104.

- Mundt, A. (2013a): Die Rekommunalisierung muss dem Bürger zugutekommen. E&M Powernews, 19.08.2013.
- Mundt, A. (2013b): Kritik an Rekommunalisierung, Handelsblatt online, 18.03.2013.
- Pal, M.; Ali, M.M.; Woo, J. (2006). "Exponentiated Weibull distribution". Statistica. 66 (2): 139–147.
- Pettway, Richard H./Jordan, Bradford D. (1987): APT vs. CAPM estimates of the return generating function parameters for regulated public utilities. In: Journal of Financial Research, 10. Jg., Nr. 3, 1987, S. 227–238.
- Putz & Partner (2013): Studie zur Rekommunalisierung der Energienetze.
- PwC (2016): Dezentrale Erzeugung - Katalysator für moderne Energieunternehmen.
- Sander, C. (2008): Aktuelle Herausforderungen kommunaler Energieversorgungsunternehmen. Münster.
- Sander, C. (2009): Kooperationen kommunaler Energieversorger - eine empirische Bestandaufnahme. Münster.
- Sander, C. (2011): Erfolgsfaktoren für Stadtwerke-Kooperationen.
- Sauthoff, D. J.-P. (2017): Transaktionen und Kooperationen als strategische Antwort auf die Energiewende. PwC.
- Schawel, C.; F. Billing (2011): Morphologischer Kasten. Top 100 Management Tools. Gabler.
- Pankoke, T.; Petersmeier, K. (2009): Der Zinssatz in der Unternehmensbewertung. In: Schacht, U.; Fackler, M. (Hrsg.). Grundlagen, Methoden, Fallbeispiele. Gabler.
- Steiner, B. (2013): Arbeiten grosse Verteilnetzbetreiber günstiger als kleine? Bulletin VSE/AES. 2013/5.
- Stehle, R. (2016): Wissenschaftliches Gutachten zur Schätzung der Marktrisikoprämie (Equity risk premium) im Rahmen der Entgeltregulierung. https://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/Downloads/DE/Sachgebiete/Telekommunikation/Unternehmen_Institutionen/Marktregulierung/Massstaebe_Methoden/Kapitalkostensatz/Stehle_MRP-Gutachten_April_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (Letzter Zugriff: 30.08.2017).
- Stickel, E.; Groffmann, H.-D.; Rau, K.-H. (1997): Gabler. Wirtschaftsinformatik Lexikon. Wiesbaden: Gabler Verlag.
- Svensson, Lars E.O. (1994): Estimating and Interpreting Forward Interest Rates: Sweden 1992-4, CEPR Discussion Paper No. 1051.
- Theobald, C. (2016): Energieverteilnetze als öffentliche Angelegenheit. Zur Frage nach der „richtigen“ Anzahl an Netzbetreiber. In: Sommermann, Karl-Peter (Hrsg.). Öffentliche Angelegenheiten – interdisziplinär betrachtet. Forschungssymposium zu Ehren von Klaus König. Schriftenreihe der Deutschen Universität für Verwaltungswissenschaften Speyer (HS), Band 230.
- VDI-Gesellschaft, E. (2007): Energiemanagement: Begriffe. VDI-Richtlinie 4602 Blatt 1.



BECKER BÜTTNER HELD

Wild, S.; Suter, S. (2005): Berücksichtigung struktureller Unterschiede bei europäischen Stromnetz-Preisvergleichen.

Zacks, S. (1984): "Estimating the Shift to Wear-Out of Systems Having Exponential-Weibull Life Distributions". *Operations Research*. 32 (3): 741–749.

Zwicky, F.; A. G. Wilson (1967): *New Methods of Thought and Procedure. Contributions to the Symposium on Methodologies*. New York: Springer.

Anlage I - Eigenkapitalrendite

Tabella 9: Eigenkapitalrendite für ein Netz im eingeschwungenen Zustand (in %)

RP1					RP2					RP3				
2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
8,76	8,40	8,05	7,70	7,37	8,21	7,87	7,54	7,21	6,90	7,49	7,49	7,45	7,42	7,39
RP4					RP5					RP6				
2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
7,15	7,02	6,90	6,78	6,66	6,99	6,87	6,74	6,62	6,51	6,80	6,68	6,56	6,45	6,34

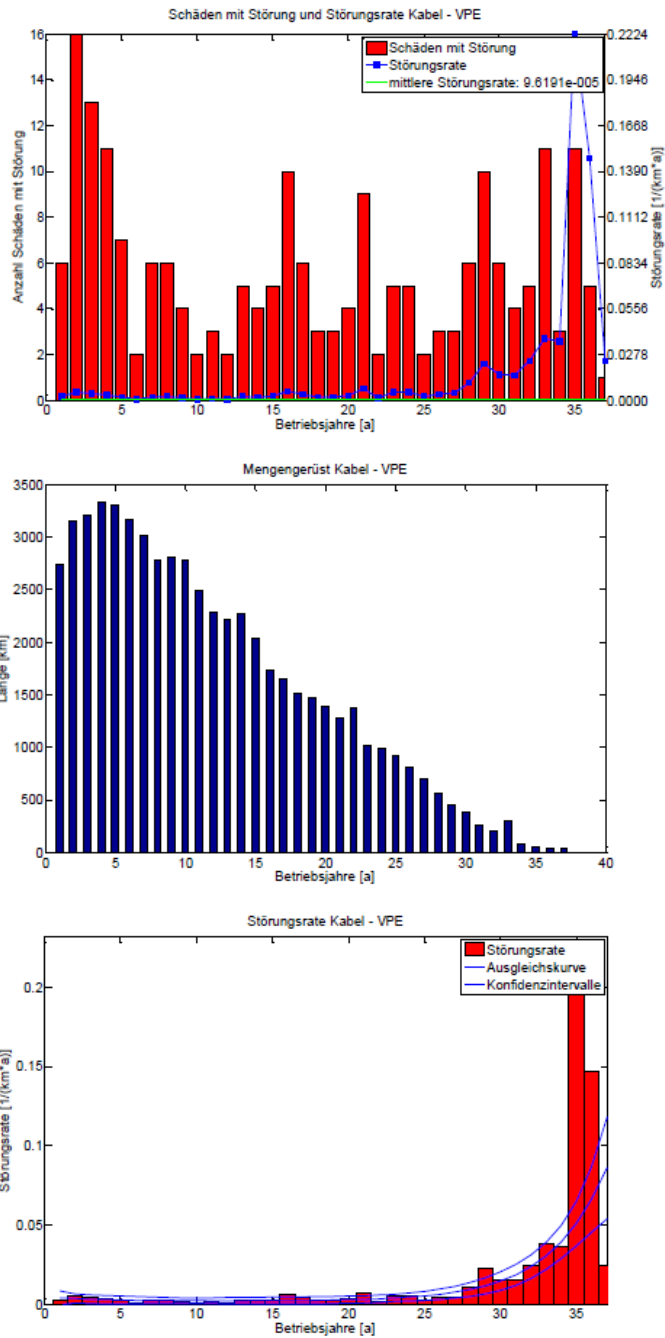
Tabella 10: Eigenkapitalrendite für ein Netz mit sinkendem Restwert (in %)

RP1					RP2					RP3				
2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
13,44	14,59	15,86	17,25	18,79	15,32	16,86	18,58	20,51	22,68	11,93	12,36	12,64	12,95	13,28
RP4					RP5					RP6				
2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
15,77	16,35	16,99	17,72	18,55%	23,03	24,53	26,28	28,35	30,82	40,96	45,90	52,08	59,81	69,42

Tabella 11: Eigenkapitalrendite für ein Netz mit steigendem Restwert (in %)

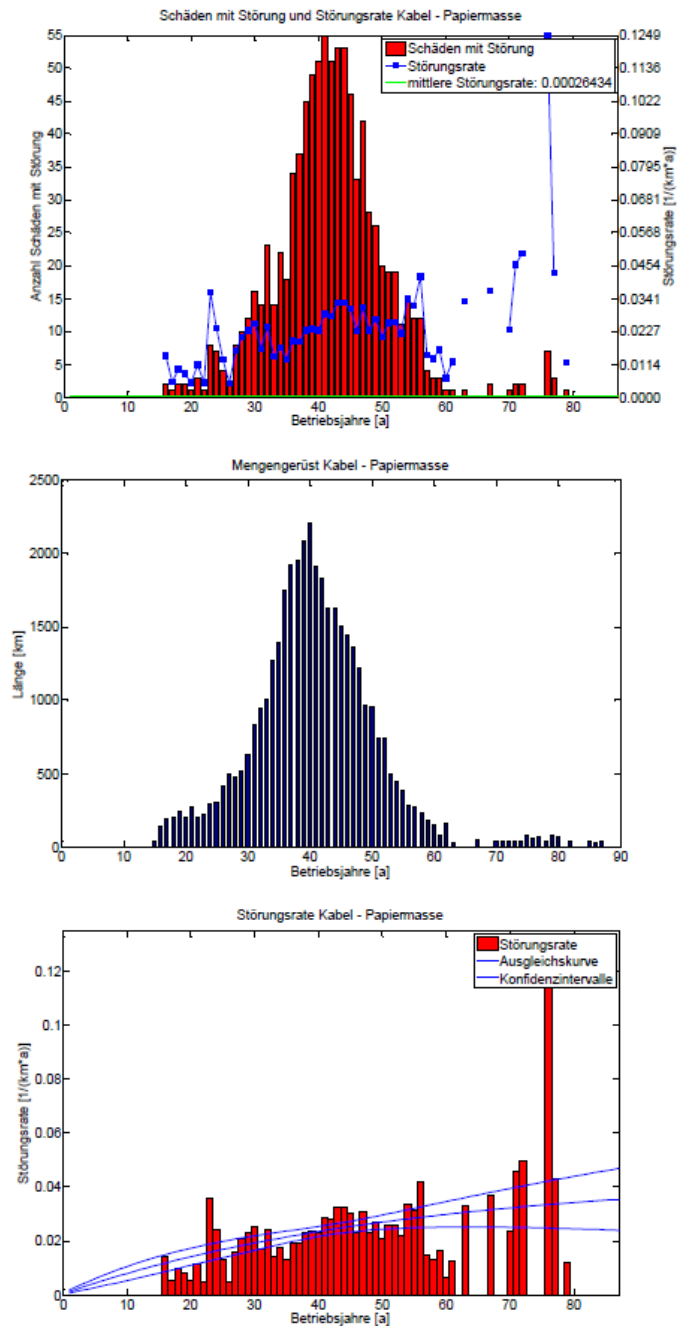
RP1					RP2					RP3				
2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
5,39	4,13	3,07	2,15	1,36	5,57	4,68	3,88	3,17	2,52	7,20	7,17	7,14	7,12	7,10
RP4					RP5					RP6				
2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
6,75	6,64	6,54	6,44	6,35	6,65	6,56	6,46	6,38	6,30	6,59	6,50	6,41	6,33	6,26

Anlage II – Schäden mit Störungen



Kabel – VPE, altersabhängige Störungsrate (oben), Mengengerüst 58723 km (Mitte) sowie Ausgleichskurve der Störungsrate, 214 Schäden mit Störung (unten)

Quelle: FGH (2913, S. 152)



Kabel – Papiermasse, altersabhängige Störungsrate (oben), Mengengerüst 39656 km (Mitte) sowie Ausgleichskurve der Störungsrate, 917 Schäden mit Störung (unten)

Quelle: FGH (2013, S. 157)

Anlage III – Investitionshöhen

113

Bericht für BNetzA – Analytische Kostenmodelle, 20.11.2006

7.3 Investitionskostenansätze für Stromnetze

Spannungsebene	Betriebsmittel/ Maßnahme	Typ	Kosten	Einheit	Bemerkungen
Niederspannung	Kabel	4x25 mm ² (NAYY-J) (PVC)	3	Tsd. €/km je Stromkreis	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
		4x35 mm ² (NAYY-J) (PVC)	3,5		
		4x50 mm ² (NAYY-J) (PVC)	4		
		4x95 mm ² (NAYY-J) (PVC)	7		
		4x150 mm ² (NAYY-J) (PVC)	9		
		4x240 mm ² (NAYY-J) (PVC)	15		
	Freileitung	4x35 mm ² (Al)	5	Tsd. €/km	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
		4x50 mm ² (Al)	7		
		4x95 mm ² (Al)	8		
		4x35 mm ² (isoliert - A2Y)	5		
		4x50 mm ² (isoliert - A2Y)	6		
		4x95 mm ² (isoliert - A2Y)	7		
	Grabenkosten	unversiegelt, pflügen möglich	23	Tsd. €/km	Starke Abweichung vom Mittelwert aufgrund großer Unterschiede bei Bodenbeschaffenheit möglich
		unversiegelt, pflügen nicht möglich	38		
		versiegelt, niedriges Verkehrsaufkommen	78		
		versiegelt, hohes Verkehrsaufkommen	87		
	Trassenkosten Freileitung		19	Tsd. €/km	Starke Abweichung vom Mittelwert in Abhängigkeit topologischer Gegebenheiten möglich

CONSENTEC / IREW / RZYN / frontier economics

Quelle: Consentec (2006), Untersuchung der Voraussetzungen und möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft, S. 113

Bericht für BNetzA – Analytische Kostenmodelle, 20.11.2006

114

	Hausanschlusskasten		1500	€	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
	Dachständer		1000	€	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
	T-Murfe		300	€	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
	Transformator	MS/NS, 250kVA (o. Schaltfeld)	5	Tsd. €	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
		MS/NS, 400kVA (o. Schaltfeld)	6		
		MS/NS, 630kVA (o. Schaltfeld)	7,5		
		MS/NS, 1000kVA (o. Schaltfeld)	9,5		
		MS/NS, 1250kVA (o. Schaltfeld)	11,5		
		Kompaktstation (o. Trafo)	20		
Mittelspannung	Graben	unversiegelt, pflügen möglich	40	Tsd. €/km	Starke Abweichung vom Mittelwert aufgrund großer Unterschiede bei Bodenbeschaffenheit möglich
		unversiegelt, pflügen nicht möglich	90		
		versiegelt, niedriges Verkehrsaufkommen	110		
		versiegelt, hohes Verkehrsaufkommen	200		
	Freileitung inkl. Gestänge	3x50 Ald	30	Tsd. €/km	Starke Abweichung vom Mittelwert in Abhängigkeit topologischer Gegebenheiten möglich
		3x95 Ald	36		
		3x120 AJ	32		
	Kabel	VPE AI 150	18	Tsd. €/km je Stromkreis	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
		VPE AI 185	20		
		VPE AI 240	22		
	Transformator	110/20 oder 110/10, 20 MVA	440	Tsd. €	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen

CONSENTEC / IREW / RZVN / Frontier Economics

Quelle: Consentec (2006), Untersuchung der Voraussetzungen und möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft, S. 114

			110/20 oder 110/10, 32 MVA	500		
			110/20 oder 110/10, 40 MVA	580		
			110/20 oder 110/10, 63 MVA	790		
	Schaltfeld		20-kV, 25 kA, AIS	25	Tsd. €	Abweichung um Mittelwert in Abhängigkeit des abschaltbaren Kurzschlussstromes möglich
			20-kV, 25 kA, GIS	41		
Hochspannung	Gestänge		Einfach	150	Tsd. €/km	Starke Abweichung vom Mittelwert in Abhängigkeit topologischer Gegebenheiten möglich
			Doppel	180		
	Graben		Einfach, unversiegelt	170	Tsd. €/km	Starke Abweichung vom Mittelwert aufgrund großer Unterschiede bei Bodenbeschaffenheit möglich
			Doppel, unversiegelt	200		
			Einfach, versiegelt	220		
			Doppel, versiegelt	250		
	Leiteseil		265/35	30	Tsd. €/km je Stromkreis	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
			185/35	20		
	Kabel		VPE Cu240	250	Tsd. €/km	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
			VPE Cu400	300		
			VPE Cu630	380		
	Transformator		380/110, 100 MVA	1,8	Mto. €	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
			380/110, 200 MVA	2		
			380/110, 300 MVA	2,5		
			220/110, 100 MVA	1,5		

Quelle: Consentec (2006), Untersuchung der Voraussetzungen und möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft, S. 115

		220/110, 200 MVA	1,7		
		220/110, 300 MVA	2		
Schaltfeld		110-kV, 31,5 kA, AIS	450	Tsd. €	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
		110-kV, 31,5 kA, GIS	800		
Höchstspannung	Gestänge	220 kV, doppelt	280	Tsd. €/km	Starke Abweichung vom Mittelwert in Abhängigkeit topologischer Gegebenheiten möglich
		220 kV, vierfach	360		
		380 kV, doppelt	500		
		380 kV, vierfach	730		
Leiteseil		265/35, 2er-Bündel	80	Tsd. €/km je Stromkreis	Geringe Streuung um Mittelwert aufgrund standardisierter Betriebsmitteltypen
		265/35, 4er-Bündel	150		
Schaltfeld		220 kV, 40 kA, AIS	1,2	Mio. €	Abweichung um Mittelwert in Abhängigkeit des abschaltbaren Kurzschlussstromes möglich
		220 kV, 40 kA, GIS	2,1		
		380 kV, 80 kA, AIS	1,7		
		380 kV, 80 kA, GIS	3,3		

Tabelle 7.2: Grobe Anhaltswerte für die spezifischen Investitionskosten üblicher Betriebsmittel für Stromnetze

Quelle: Consentec (2006), Untersuchung der Voraussetzungen und möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft, S. 115

Anlage IV – Betriebskostenansätze

7.4 Betriebskostenansätze für Gas- und Stromnetze

Sparte	Betriebsmittel	Jährliche Betriebskosten in % der Investitionskosten
Gas	Leitung	0,5
	Anlagen	1,0
Strom	Freileitungsgestänge	0,5-1,5
	Leiteseil	1,0-1,5
	Graben	0,0
	Kabel	0,1-0,5
	Transformator	0,1-1,0
	Schaltfeld	0,2-1,5
	Muffe	0,0
	Hausanschlusskasten	0,0

Tabelle 7.3: Grobe Anhaltswerte/Bandbreiten für die spezifischen jährlichen Betriebskosten von Betriebsmitteln für Gas- und Stromnetze in Form pauschaler Zuschläge in Prozent der Investitionskosten

Quelle: Consentec (2006), Untersuchung der Voraussetzungen und möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft, S. 115