

Diskussionsbeitrag | Working Paper

Fehlende Anerkennung der Kapitalkosten für Gasverteilnetzinvestitionen in 2016 und 2017

Autoren:

Prof. Dr. Andreas Hoffjan

Inhaber des Lehrstuhls für Unternehmensrechnung und Controlling an der
Technischen Universität Dortmund

Kontakt: Andreas.Hoffjan@TU-Dortmund.de

M.Sc. Ivan Jurić

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl Unternehmensrechnung und
Controlling der Technischen Universität Dortmund

Kontakt: Ivan.Juric@TU-Dortmund.de

Dortmund, August 2019

Abstract

Im Rahmen der Novellierung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) wurde die Systematik der Berücksichtigung von Kapitalkosten in den Erlösen der Verteilnetzbetreiber wesentlich verändert. Anstelle einer Basisjahrbetrachtung der Kapitalkosten (Budgetprinzip) erfolgt nun eine jahresscharfe Betrachtung (Modell der Kapitalkosteneffizienz). Es entfallen somit sowohl positive als auch negative Sockeleffekte des ehemaligen Budgetprinzips. Für die dritte Regulierungsperiode wurde zusätzlich für Anlagen, die zwischen 2007 und 2015 (Gas) bzw. 2016 (Strom) aktiviert wurden, eine Übergangsregelung geschaffen, nach der diese Kapitalkosten weiterhin auf dem Niveau des Basisjahres festgeschrieben werden (keine Berücksichtigung im sog. Kapitalkostenabzug). Jedoch wurden Kapitalkosten von Neuinvestitionen aus den Jahren 2016 und 2017 (Gas) bzw. 2017 und 2018 (Strom) von Seiten der Regulierungsbehörden bis zum Beginn der dritten Regulierungsperiode nicht als erlöswirksam (im sog. Kapitalkostenaufschlag) anerkannt. Am Beispiel der Investitionen eines Gasverteilnetzbetreibers soll ein systematischer Vergleich beider regulatorischer Ansätze zeigen, dass die Ausgestaltung dieser Übergangsregelung zu einer Benachteiligung der Netzbetreiber führt. Zudem wird gezeigt, dass auch Investitionen aus der Zeit vor der Anreizregulierung keine ausreichende kompensatorische Wirkung auf die entgangenen Kapitalkosten der Jahre 2016/2017 bzw. 2017/2018 der regulierten Unternehmen entfalten.

1. Einleitung

Betreiber von Gas- und Elektrizitätsnetzen unterliegen seit 2009 aufgrund ihrer natürlichen Monopolstellung einer Anreizregulierung [1]. Innerhalb dieser wird den Netzbetreibern eine Erlösobergrenze in Form eines Erlöspfades über eine fünfjährige Regulierungsperiode vorgegeben, die sie über ihre Netzentgelte vereinnahmen dürfen. Der Erlöspfad wird über die Erlösobergrenzenformel nach § 4 ARegV auf Basis eines Ausgangsniveaus nach § 6 ARegV gebildet. Das Ausgangsniveau setzt sich aus den Betriebskosten (OPEX) und den Kapitalkosten (CAPEX) des Netzbetreibers zusammen und wird jeweils zwei Jahre vor Beginn jeder Regulierungsperiode in einem Kostenprüfungsverfahren auf Basis der Kosten des Basisjahres festgelegt. Die Kapitalkosten beinhalten die kalkulatorischen Abschreibungen der Bestandsanlagen sowie die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung und die kalkulatorischen Gewerbesteuern, welche abhängig von den Restbuchwerten der Bestandsanlagen sind.

Im bis zum Ende der zweiten Regulierungsperiode geltenden Regulierungssystem sind die Kapitalkosten des jeweiligen Basisjahres über die gesamte folgende Regulierungsperiode und somit über eine Dauer von fünf Jahren festgeschrieben worden. Für Netzbetreiber ergaben sich hieraus sogenannte Sockeleffekte. Diese konnten sowohl positive als auch negative Auswirkungen auf die Ertragslage der regulierten Unternehmen haben. Der positive Sockel war das Ergebnis der Minderung der Kapitalkosten der Anlagen seit dem Basisjahr, die innerhalb der nächsten Regulierungsperiode unberücksichtigt blieben. Somit wurden bspw. die geringeren Restwerte der Anlagen aufgrund von Abschreibungen und die anlagenspezifisch sinkende Eigenkapitalverzinsung und Gewerbesteuer erlösseitig für den Zeitraum der Regulierungsperiode unbeachtet gelassen. Eine besondere Ausprägung des positiven Sockeleffekts ergab sich durch die Berücksichtigung der Kapitalkosten einer Anlage in Höhe des Basisjahrniveaus über eine gesamte Regulierungsperiode, auch wenn diese im Extremfall im Jahr nach dem Basisjahr vollständig abgeschrieben wurde. Der negative Sockeleffekt ergab sich aus der fehlenden Berücksichtigung von Investitionen der Netzbetreiber nach dem Basisjahr. Dadurch konnte ein Zeitverzug von bis zu sieben Jahren entstehen, bis die Kapitalkosten solcher Investitionen in den Erlösen der Netzbetreiber im kommenden Basisjahr Berücksichtigung fanden. Hierdurch ergab sich für Netzbetreiber eine Vorfinanzierungslast für Investitionen in den Anlagenbestand.

Um die sich hieraus entfaltende negative Anreizwirkung für Investitionen innerhalb einer Regulierungsperiode zu dämpfen, sah die ehemalige ARegV zwei wesentliche Instrumente vor. Den Verteilernetzbetreibern stand bei einer nachhaltigen Änderung ihrer Versorgungsaufgabe während einer Regulierungsperiode eine Änderung der Erlösobergrenze über den Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV i. V. m. Anlage 2 zu. Hiermit war bereits in der ursprünglichen ARegV die Möglichkeit vorhanden, bestimmte Investitionen innerhalb der laufenden Regulierungsperiode in der Erlösobergrenze zu berücksichtigen. Zusätzlich konnten sie für spezielle Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen die Betriebs- und Kapitalkosten über einen separaten Antrag nach § 23 ARegV geltend machen. In der Praxis wurde dieses Instrument von Verteilernetzbetreibern jedoch nur selten genutzt. Mit Beginn der dritten Regulierungsperiode gilt dies ausschließlich für Übertragungs- und Fernnetzbetreiber.

Mit Beginn der dritten Regulierungsperiode wurde das Budgetprinzip durch ein neues System der jahresscharfen Berücksichtigung von Investitionen, dem sogenannten Kapitalkostenabgleich, abgelöst. Hierbei werden über einen Kapitalkostenabzug die sinkenden Kapitalkosten des Anlagevermögens in der Berechnung des Erlöspfades seitens der Regulierungsbehörde jahresscharf berücksichtigt. Dies führt zu der Elimination des positiven Sockeleffekts. Um den Kapitalkosten für Investitionen nach dem Basisjahr Rechnung zu tragen, können Netzbetreiber wiederum einen Antrag auf einen Kapitalkostenaufschlag stellen, welcher auf Ist- und Planinvestitionen basiert und den negativen Sockeleffekt über eine Berücksichtigung der gestiegenen Kapitalkosten ohne Zeitverzug in der Erlösobergrenze beseitigt [2].

Nach § 34 Abs. 5 ARegV wurde dabei für die Dauer der dritten Regulierungsperiode eine Übergangsregelung für Anlagen vorgesehen, die zwischen 2007 bis einschließlich 2015 (Sparte Gas) bzw. 2016 (Sparte Strom) aktiviert wurden. Für diese findet der Kapitalkostenabzug während der dritten Regulierungsperiode keine Anwendung. Über die Angemessenheit der Länge dieser Übergangsregelung wird beim Gesetzgeber kontrovers diskutiert. Schon im Gesetzgebungsverfahren verlangte der Wirtschaftsausschuss des Bundesrates eine Ausweitung der Übergangsregelung in § 34 Abs. 5 ARegV zumindest bis zur vierten Regulierungsperiode. Derzeit ist die Bundesregierung durch die Beschlussfassung des Bundesrates aufgefordert, die Sachgerechtigkeit der Länge der Übergangsregelung nochmals zu überprüfen [3].

Eine weitere regulatorische Besonderheit stellt die Berücksichtigung der Kapitalkosten von Neuanlagen dar, die zwischen dem Basisjahr und dem ersten Jahr der dritten Regulierungsperiode aktiviert wurden – also für Investitionen, die genau in den Übergangszeitraum zwischen Budgetprinzip und Kapitalkostenabgleich der Anreizregulierung fallen. Für die Kapitalkosten aus Investitionen dieser Jahre wird kein Kapitalkostenaufschlag gewährt. Die durch diese Anlagen verursachten Kapitalkosten werden erst ab dem ersten Jahr der dritten Regulierungsperiode jahresscharf anerkannt [4]. Somit entsteht ein negativer Sockeleffekt für solche Investitionen.

Die beiden folgenden Analysen sollen anhand eines beispielhaften Gasverteilernetzbetreibers zeigen, dass Verteilernetzbetreiber durch die Praxis der Nicht-Berücksichtigung von Anlagen, die zwischen dem Basisjahr und dem ersten Jahr der dritten Regulierungsperiode aktiviert worden sind, ihre Kapitalkosten nicht erwirtschaften können, da der dadurch entstandene negative Sockeleffekt nicht über den positiven Sockeleffekt zum Ende der kalkulatorischen Lebensdauer eingenommen werden kann.

2. Wirtschaftliche Analyse der Auswirkungen auf die anerkannten Kapitalkosten des Netzbetreibers in der vergangenen sowie aktuellen Praxis der Kapitalkostenanerkennung

Um die Effekte dieser Systematik nachvollziehbar darzustellen, werden sowohl für die Regulierungssystematik, die bis einschließlich der zweiten Regulierungsperiode galt, als auch für das

System des Kapitalkostenabgleichs, die Summen der Eigenkapitalverzinsung¹ und der Abschreibungsscheiben berechnet. Für die Berechnungen auf Basis der alten Regulierungssystematik wird der Investitionszeitpunkt variiert, um den Auswirkungen der Sockeleffekte aufgrund des Zeitverzugs bei der Anerkennung der Kapitalkosten Rechnung zu tragen. Es werden hierfür die Eigenkapitalverzinsungen und die Abschreibungsscheiben einer Investition im Basisjahr und den nächsten vier Jahren verglichen. Anschließend werden die Ergebnisse der unterschiedlichen regulatorischen Ansätze miteinander in Bezug gesetzt. Dabei beschränkt sich die Betrachtung auf einfache Zahlungsströme ohne die Gegenwartswerte zukünftiger Zahlungen zu berücksichtigen, da bei den folgenden Überlegungen der Fokus auf den schematischen Unterschieden zwischen den beiden Regulierungsansätzen liegen soll.

Des Weiteren wird ausschließlich auf Ersatzinvestitionen Bezug genommen. Dabei handelt es sich um Investitionen, die dem Ersatz und der Erneuerung bestehender Anlagen dienen und somit nur sehr bedingt zeitlich oder sachlich steuerbar sind. Solche Investitionen verteilen sich in der Regel gleichmäßig über die Betriebstätigkeit eines Netzbetreibers. Zudem werden sie nicht vom Erweiterungsfaktor oder Investitionsmaßnahmen erfasst, so dass keine alternative Anerkennungsmöglichkeit der CAPEX besteht.

Die kalkulatorischen Nutzungsdauern des Anlagevermögens eines Netzbetreibers werden über die Gas- bzw. Strom-Netzentgeltverordnung (NEV) in Anlage 1 vorgegeben. Die für einen Netzbetreiber wesentlichen Netzbetriebsmittel, wie beispielsweise Leitungen, Stationen oder Regelanlagen weisen eine kalkulatorische Nutzungsdauer N auf, die ein Vielfaches von fünf darstellt und somit mit der Länge einer Regulierungsperiode korrespondiert. Aufgrund dieser Auffälligkeit in den kalkulatorischen Nutzungsdauern lassen sich die Sockeleffekte pauschalisierend für die Anlagengruppen nach NEV abbilden.

Es soll exemplarisch eine Investition eines Gasverteilnetzbetreibers² mit einem Anschaffungswert von 100 Geldeinheiten (GE) im Jahr 2015 und einer beispielhaften Nutzungsdauer von 40 Jahren betrachtet werden. In den Berechnungen wird die Höhe der Eigenkapitalverzinsung für das System bis zur zweiten Regulierungsperiode inklusive Sockeleffekten, mit der Höhe der Eigenkapitalverzinsung, die sich nach Novellierung der ARegV ab der dritten Regulierungsperiode ergibt, gegenübergestellt. Vereinfachend werden die Parameter der Berechnung so gesetzt, dass mögliche Verzerrungen durch Elemente der Erlösobergrenzenformel nach Anlage 1 ARegV vermieden werden³. Der angenommene Zinssatz beträgt während der gesamten Nutzungsdauer 4 %, um weitere Verzerrungen aufgrund von Zinseffekten zu vermeiden.

Für die Berechnung der Eigenkapitalverzinsung nach dem Budgetprinzip wird das bis zur zweiten Regulierungsperiode geltende System fiktiv fortgeführt. Um die zeitlichen Dimensionen übersichtlicher darzustellen, wird in den folgenden Berechnungen auf konkrete Jahre abgestellt⁴. Das erste betrachtete Basisjahr entspricht dabei dem letzten Basisjahr der Gasnetzbetreiber 2015. In 2015 investiert der Netzbetreiber in eine Anlage zu 100 GE. Diese Investition im Basisjahr wird mit ihren Anschaffungskosten abzüglich der ersten Abschreibungsscheibe im Rahmen der Kostenprüfung berücksichtigt (anerkannter Wert 97,5 GE).

¹ Die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung nach § 7 NEV dient dabei ebenso als fiktive Bemessungsgrundlage für die Ermittlung einer kalkulatorischen Gewerbesteuer, welche im Folgenden vernachlässigt wird.

² Die sich anschließenden Überlegungen und Rechnungen sind dabei analog auf Stromnetzbetreiber übertragbar. Im Sinne der Lesbarkeit wird hier auf die fortlaufende Erwähnung der Stromverteilnetzbetreiber verzichtet. Für Gas- und Stromverteilnetzbetreiber gelten verschiedene Basisjahre. Dabei sind die Basisjahre der Stromverteilnetzbetreiber ab der zweiten Regulierungsperiode ein Jahr nach denen der Gasverteilnetzbetreiber.

³ Es werden vereinfachend eine Eigenkapitalfinanzierung und ein Effizienzwert von 100 % für den Netzbetreiber sowie ein gleichbleibendes Preisniveau angenommen.

⁴ Dabei ist es unerheblich, welche Regulierungsperiode als Startzeitpunkt gewählt wird. Die Festlegung auf die dritte Regulierungsperiode geschieht ausschließlich zu dem Zwecke, konkrete Jahre für die Veranschaulichung der Ergebnisse hinzuzuziehen.

Bis zum Ende der zweiten Regulierungsperiode bleiben die Kapitalkosten dieser Investition erlösseitig unberücksichtigt. Im ersten Jahr der dritten Regulierungsperiode werden die Eigenkapitalzinsen berechnet, indem der Restwert der Anlage im Basisjahr 2015 (Wert 97,5 GE) mit 4 % EK-Zins verzinst wird⁵. Hieraus ergibt sich eine EK-Verzinsung von 3,9 GE. Diese EK-Verzinsung nimmt der Netzbetreiber in jedem Jahr der dritten Regulierungsperiode aufgrund der fixierten Kapitalkostenbetrachtung des Basisjahres über seine Netzentgelte ein.

Um die Verzinsung der vierten Regulierungsperiode zu bestimmen, muss zunächst der Restwert der Investition aus 2015 im nächsten Basisjahr 2020 bestimmt werden. Die Anlage wird linear über ihre Nutzungsdauer von 40 Jahren abgeschrieben. Daraus ergeben sich kalkulatorische Abschreibungen von 2,5 GE p. a. und ein kalkulatorischer Restwert von 85 GE im Basisjahr 2020. Die Eigenkapitalverzinsung für die vierte Regulierungsperiode entspricht demnach 3,4 GE p. a. Diese Berechnung wird fortgeführt bis die Anlage in einem zukünftigen Basisjahr einen kalkulatorischen Restwert von 0 GE aufweist und keine kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung mehr generiert.

Aufgrund der eingangs beschriebenen Sockeleffekte muss die Betrachtung der Eigenkapitalverzinsung auf Investitionszeitpunkte zwischen dem Basisjahr 2015 und dem nächsten Basisjahr 2020 erweitert werden. So wird sichergestellt, dass die Zeitverzögerungen, die aus dem Budgetprinzip resultieren, hinreichend gewürdigt werden.

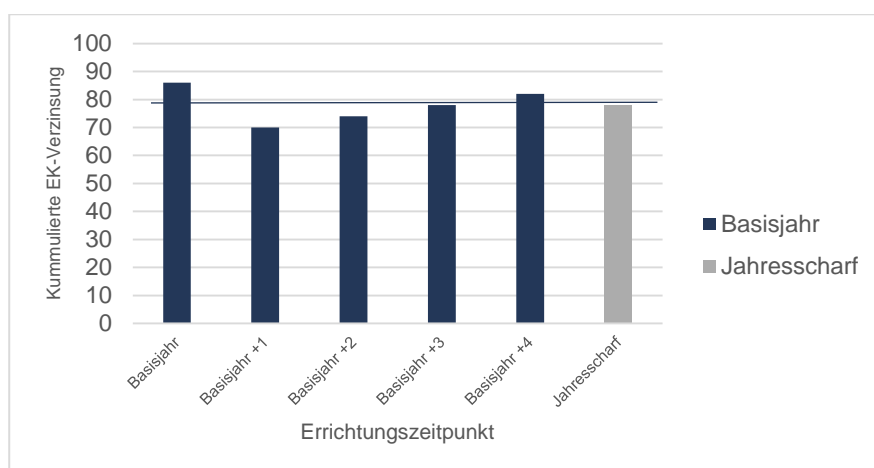


Abb. 1: Kumulierte EK-Verzinsung einer Anlage mit 40 Jahren Nutzungsdauer und 100 GE Anschaffungskosten über ihre gesamte Lebensdauer sowohl im vergangenen Regulierungsregime, als auch dem Kapitalkostenabgleich.

In Abb. 1 sind die Summen der gesamten Eigenkapitalverzinsungen der jeweiligen Investition abgebildet. Die dunkelblauen Balken entsprechen dabei den Berechnungen im alten Regulierungssystem. Die kumulierte Eigenkapitalverzinsung einer Investition ist somit am größten, wenn sie im Basisjahr erfolgt und am geringsten im Jahr nach dem Basisjahr. Durchschnittlich entsteht eine kumulierte Eigenkapitalverzinsung von 78 GE (in der Abbildung als horizontale Linie dargestellt). Der graue Balken entspricht der Summe der Eigenkapitalverzinsung in der jahresscharfen Betrachtung der Kapitalkosten aufgrund des Kapitalkostenabgleichs und stellt somit die regulatorische Systematik nach ARegV-Novelle als Vergleichsmaßstab dar. In der jahresscharfen Erfassung der Kapitalkosten entstehen durch den Investitionszeitpunkt keine Unterschiede in der Verzinsung. Unabhängig vom Verhältnis des Investitionszeitpunktes beträgt die Eigenkapitalverzinsung 78 GE.

⁵ Abweichend von der Methodik der BNetzA wird hier auf die Mittelwertbildung der Regulierungsbehörden aus Gründen der Vereinfachung und der Unerheblichkeit verzichtet. Die Berechnung des EK-Zinses bezieht sich auf den Endwert zum 31.12. des Basisjahres. Diese Jahresendwertbetrachtung wird für alle folgenden Rechnungen fortgeführt.

Für die dem Netzbetreiber zustehenden Abschreibungsscheiben (AfA-Scheiben) ist eine äquivalente Berechnung möglich. Die AfA-Scheibe, die in die Kapitalkosten eingeht, entspricht der kalkulatorischen linearen Abschreibung, welche in jedem Jahr einem konstanten Betrag entspricht. In der alten Regulierungssystematik ist auch hier ein Basisjahreffekt vorhanden. Eine Anlage, die in 2015 angeschafft wurde, generiert erlösseitig ab 2018 eine AfA-Scheibe, die in die Kapitalkosten des Netzbetreibers eingeht. Aufgrund der Besonderheit der Abschreibungsdauern in der NEV (Abschreibungsdauern ein Vielfaches von fünf) fällt der Restwert der Anlage genau ein Jahr vor dem nächsten Basisjahr, im vorliegenden Beispiel das Jahr 2055, auf null.

Die erste Berücksichtigung einer AfA-Scheibe für eine Anlage aus 2016 fällt auf das Jahr 2023, dem ersten Jahr der vierten Regulierungsperiode. In der dritten Regulierungsperiode wird dem Netzbetreiber keine AfA-Scheibe anerkannt. Diesem negativen Sockel steht ein positiver Sockel zum Ende der Nutzungsdauer gegenüber. Diese Anlage generiert noch eine AfA-Scheibe im Basisjahr 2055 im Gegensatz zu der Anlage aus 2015. Somit steht dem Netzbetreiber für die darauffolgende Regulierungsperiode in 2057-2062 jeweils eine AfA-Scheibe zu. Aufgrund dieser Symmetrie zwischen der Länge einer Regulierungsperiode und der Länge der Abschreibungsbänder von Anlagen von jeweils fünf Jahren ergibt sich dieselbe Höhe der für den Netzbetreiber zustehenden AfA-Scheiben von insgesamt 100 GE unabhängig vom Zeitpunkt der Investition. In der jahresscharfen Betrachtung der Kapitalkosten generiert eine Anlage AfA-Scheiben in derselben Höhe unabhängig vom Investitionszeitpunkt.

Ein Netzbetreiber hat somit aufgrund der Annahme, dass Ersatzinvestitionen in Abhängigkeit der technischen Notwendigkeit stochastisch gleichverteilt auftreten, sowohl im alten als auch im neuen Regulierungssystem durchschnittlich dieselbe Eigenkapitalverzinsung eingenommen. Hierzu sind allerdings auch die positiven Sockel der Anlagen notwendig, wenn sie zum Ende ihrer Nutzungsdauer noch mit mindestens einer Abschreibungsscheibe in das Basisjahr eingehen.

Anlagen, die in den Jahren 2016 und 2017 aktiviert worden sind, verursachen ausschließlich einen negativen Sockeleffekt, ein positiver Sockeleffekt zum Ende ihrer Nutzungsdauer stellt sich aber nicht ein. Damit wird ein Netzbetreiber aufgrund der Abkehr vom Budgetprinzip im Rahmen der ARegV-Novelle für die betrachteten Ersatzinvestitionen systematisch schlechter gestellt, wenn es ihm nicht erlaubt ist, den positiven Sockeleffekt zum Ende der Nutzungsdauern der Anlagen einzunehmen.

3. Vergleich der entstandenen positiven Sockeleffekte der Altanlagen seit der Einführung der Anreizregulierungsverordnung mit den negativen Sockeleffekten der Neuinvestitionen innerhalb der ersten beiden Regulierungsperioden

Im Beschluss des OLG Düsseldorf vom 21.03.2019, in welchem eine Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 4 S. 1 ARegV i. V. m. § 10a ARegV um die Jahresscheiben 2016 und 2017 abgewiesen wird, wird eine anlagenscharfe Betrachtung der Sockeleffekte, wie sie hier vorgenommen wurde, mit der Begründung abgelehnt, dass Investitionen, die vor dem Beginn der Anreizregulierung aktiviert worden sind, lediglich mit einem positiven Sockel in die Kapitalkosten eingegangen sind [5]. Es gilt daher in einem zweiten Schritt darzulegen, dass auch der positive Sockel, der aus Kapitalkosten von Anlagen resultiert, die vor Beginn der Anreizregulierung aktiviert wurden und für die sich zu keinem Zeitpunkt ein negativer Sockel gebildet hatte, nicht ausreicht, um die negativen Sockeleffekte der Neuinvestitionen innerhalb der ersten beiden Regulierungsperioden zu kompensieren.

Unter Annahme eines konstanten Investitionsverhaltens im Zeitraum 1967 bis 2006 in Einklang mit § 11 Abs. 1 EnWG in eine Anlagenklasse mit kalkulatorischer Nutzungsdauer von 40 Jahren wurde eine Modellierung des Altsockels vorgenommen. Ausgehend von einer Investition in Höhe von 100 GE im Jahr 1967 wurden die angenommenen Investitionen der Folgejahre jeweils unter Berücksichtigung

der Inflation um eine jährliche Preissteigerungsrate in Höhe von 1,63 % erhöht. Das Jahr 1967 wurde als Beginn des Betrachtungszeitraums festgelegt, da eine Investition aus diesem Jahr im Jahr 2006 letztmalig kalkulatorische Abschreibungen gem. § 6 Gas-NEV generiert. Die jährlichen Kapitalkosten werden zudem nach dem Konzept der Nettosubstanzerhaltung ermittelt. Die Bestimmung der Tagesneuwerte erfolgt aus Gründen der Komplexitätsreduktion durch Verwendung der durchschnittlichen jährlichen Preisänderungsrate in Höhe von 1,63 %. Zudem wurde konsistent eine hundertprozentige Eigenkapitalfinanzierung der Investitionen mit einem EK-Zinssatz von 4 % unterstellt⁶.

Der positive Sockel aus den Investitionen der Jahre 1967 bis 2006 ergibt sich dadurch, dass Netzbetreiber zum Zeitpunkt der Aktivierung die aus diesen Investitionen resultierenden Kapitalkosten ohne den für die ersten beiden Regulierungsperioden charakteristischen Zeitverzug und damit verbundenen negativen Sockeleffekt zurückverdienen konnten. Darüber hinaus entstanden für diese Investitionen Kapitalkosten im Jahr 2006, welches nach § 6 Abs. 1 S. 5 ARegV als Basisjahr für die erste Regulierungsperiode gesetzlich definiert wurde, sodass diese Kapitalkosten als Budget für die folgende Regulierungsperiode angesetzt wurden. Die Differenz aus diesen Kapitalkosten des Basisjahres und den tatsächlichen Kapitalkosten für diese Anlagen in den jeweiligen Jahren der ersten Regulierungsperiode bilden den positiven Sockeleffekt innerhalb der ersten Regulierungsperiode. Das Basisjahr für die zweite Regulierungsperiode für die Energieart Gas war das Jahr 2010. Auch in diesem Jahr entstanden Kapitalkosten aus Investitionen, die vor der Anreizregulierung aktiviert wurden, sodass – analog zur ersten Regulierungsperiode – auch ein positiver Sockeleffekt in der zweiten Regulierungsperiode entstand.

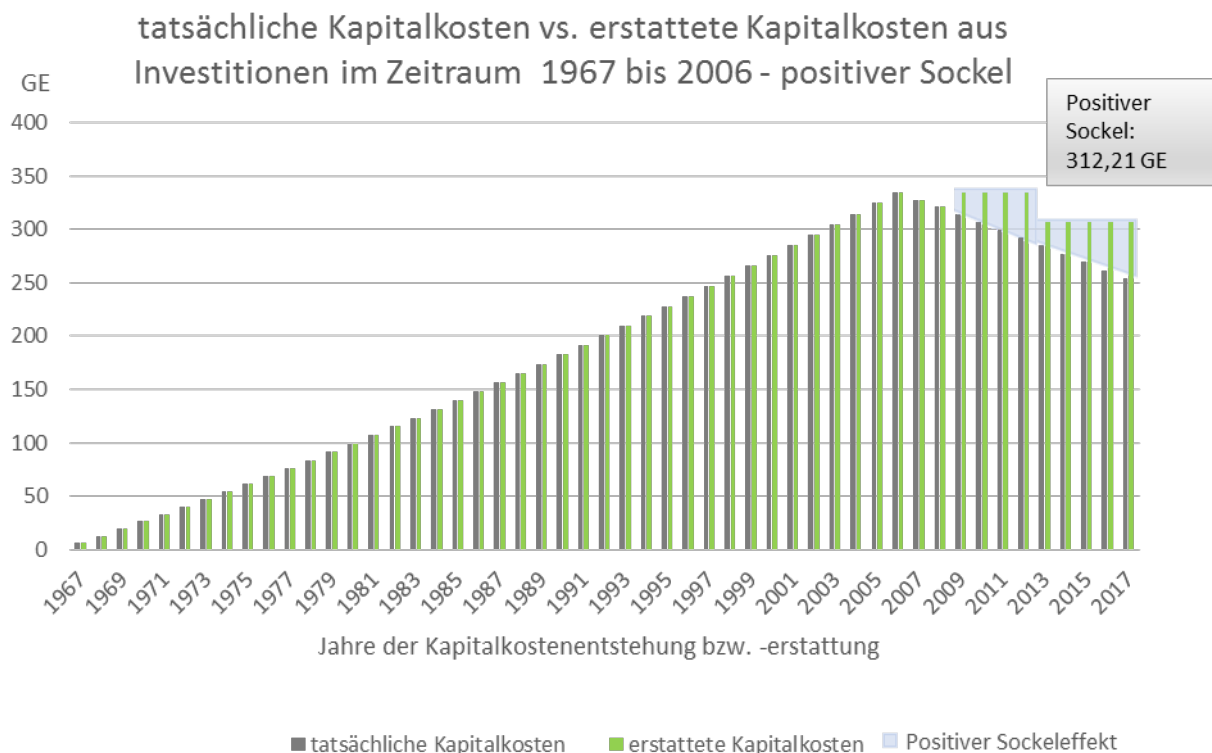


Abb. 2: Berechnung des positiven Altsockels, der sich aus Investitionen in das Anlagevermögen vor der Einführung der ARegV in 2006 ergibt.

In der beschriebenen Musterrechnung für die Sparte Gas beträgt der positive Sockel aus Altanlagen 312,21 GE. Dies wird durch Abb. 2 deutlich, welche eine Gegenüberstellung der tatsächlich im

⁶ Vgl. auch die Analyse der Angemessenheit einer Übergangsregelung von Büdenbender und Pedell (2018) [6].

Zeitraum 1967 bis 2017 entstanden und der durch die Netzentgelte im selben Zeitraum erstatteten Kapitalkosten aus Investitionen der Jahre 1967 bis 2006 enthält.

Diesem positiven Altsockel stehen jedoch negative Sockeleffekte entgegen, die aus dem bis zu sieben Jahre andauernden Zeitverzug bis zur Berücksichtigung einer Investition in der Erlösobergrenze im Regime der ersten und zweiten Regulierungsperiode resultieren. Es war zu prüfen, ob die negativen Sockeleffekte aus Investitionen in der ersten und zweiten Regulierungsperiode durch den positiven Altsockel vollständig kompensiert oder gar überkompensiert werden.

Hierzu wurde eine Modellierung der negativen Sockeleffekte unter der gleichbleibenden Prämisse eines konstanten Investitionsverhaltens und unter Berücksichtigung einer durchschnittlichen Preisänderungsrate von jährlich 1,63 % durchgeführt. Ausgehend davon, dass eine Anlage im Jahr 1967 mit einer Investition in Höhe von 100 GE verbunden war, bedeutet dies, dass eine gleichwertige Anlage im Jahr 2007 mit einer Investition in Höhe von 190,93 GE verbunden war. Unter dieser Prämisse wurde das konstante Investitionsverhalten in eine Anlagengruppe mit kalkulatorischer Nutzungsdauer von 40 Jahren in dem Betrachtungszeitraum von 2007 bis 2017 unterstellt. Aus diesen Investitionen wurden die tatsächlich entstehenden kalkulatorischen Kapitalkosten, bestehend aus kalkulatorischen Abschreibungen und Eigenkapitalverzinsung, in dem Zeitraum 2007 bis 2057 ermittelt. Das Jahr 2057 stellt hierbei das Jahr dar, in dem eine Investition aus 2017, dem letzten Jahre der zweiten Regulierungsperiode, in der vorliegenden Musterrechnung letztmalig Kapitalkosten generiert. Darüber hinaus wurde bestimmt, in welcher Höhe die Kapitalkosten aus den hier betrachteten Investitionen in den Erlösobergrenzen gemäß der gesetzlichen Regelung in ihrer jeweils gültigen Fassung in den Jahren 2007 bis 2057 enthalten waren bzw. sind. In Ermangelung der genauen Kenntnis wurde unterstellt, dass die ARegV bezüglich der Berücksichtigung von Kapitalkosten in ihrer aktuellen Fassung ab Beginn ihrer Gültigkeit bis zum Ende des Betrachtungszeitraums anzuwenden ist.

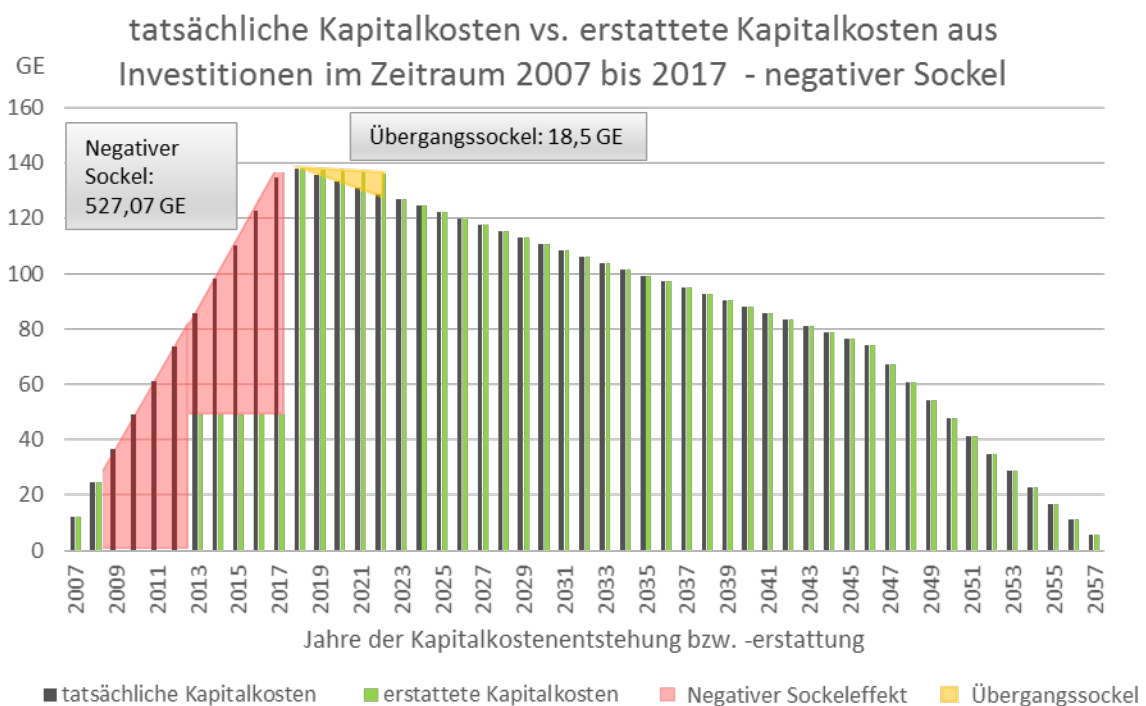


Abb. 3: Berechnung des negativen Sockeleffekts durch Investitionen nach dem Inkrafttreten der ARegV bis zur Novellierung der ARegV mit Beginn der dritten Regulierungsperiode.

Die negativen Sockeleffekte resultieren aus dem Umstand, dass in der Erlösobergrenze der ersten beiden Regulierungsperioden lediglich Kapitalkosten auf Niveau des jeweils vorangegangenen

Basisjahres enthalten waren. Für eine Investition aus dem Jahr 2007 bedeutet dies konkret, dass diese im Rahmen der Anreizregulierung erst ab 2013 in der Erlösobergrenze auf dem Niveau der im Jahr 2010 für diese Investition entstandenen Kapitalkosten berücksichtigt wurde.

Für die ersten beiden Regulierungsperioden ergibt sich in der vorliegenden Modellrechnung für die Sparte Gas ein negativer Sockel in Höhe von 527,07 GE.

Um die Auswirkungen des Regimewechsels zu mindern, hat der Gesetzgeber mit § 34 Abs. 5 ARegV eine Übergangsregelung geschaffen. Diese sieht vor, dass der Kapitalkostenabzug für Anlagen, die zwischen 2007 bis einschließlich 2015 (Gas) bzw. 2016 (Strom) aktiviert wurden, in der dritten Regulierungsperiode keine Anwendung findet. Der hieraus resultierende positive Übergangssockel beträgt in der Modellrechnung 18,5 GE und steht dem zuvor genannten negativen Sockel entgegen. Nach Saldierung der beiden Werte verbleibt ein negativer Sockel in Höhe von 508,57 GE.

Es zeigt sich, dass es zu keiner Überkompensation, sondern zu einer deutlichen Unterkompensation der Kapitalkosten der Netzbetreiber kommt. In der durchgeführten Musterberechnung beträgt die Unterkompensation zu Lasten des Netzbetreibers 196,36 GE.

4. Fazit

Es wurde anhand einer Modellrechnung für die beiden unterschiedlichen regulatorischen Ansätze bei der Berücksichtigung von Kapitalkosten in der Erlösobergrenze (Budgetprinzip vs. Kapitalkostenabgleich) gezeigt, dass diese zu einer identischen Erlöswirkung für die regulierten Unternehmen führen.

Unter der Annahme, dass Netzbetreiber gleichmäßig in den Ersatz ihrer Betriebsmittel investieren müssen, um die Versorgungssicherheit ihres Netzes aufrechterhalten zu können und aufgrund der Tatsache, dass die kalkulatorischen Nutzungsdauern für den überwiegenden Teil der Anlagengruppen durch fünf teilbar sind, neutralisieren sich die positiven und negativen Sockeleffekte des ehemaligen Budgetprinzips der Anreizregulierung im Zeitablauf.

Mithilfe dieser Modellrechnungen konnte gezeigt werden, dass eine Nicht-Berücksichtigung der Kapitalkostenanteile von Investitionen aus den Jahren 2016 und 2017 in der dritten Regulierungsperiode Gas zu einer systematischen Benachteiligung der betroffenen Netzbetreiber führt. Diese Aussage trifft mindestens für Ersatzinvestitionen zu, da solche Investitionen in die ehemaligen Instrumente der ARegV (Erweiterungsfaktor und Investitionsmaßnahme) zur unterperiodischen Berücksichtigung von Investitionskosten in der Erlösobergrenze nicht eingeschlossen waren.

In einem zweiten Schritt wurde der These nachgegangen, nach der die Nicht-Berücksichtigung der in 2016 und 2017 aktivierten Anlagengüter gerechtfertigt wäre, da eine anlagenscharfe Betrachtung der Kapitalkosten nicht zulässig ist. Hierzu wird häufig argumentiert, dass die Anlagen, die vor Einführung der Anreizregulierung aktiviert worden sind, lediglich mit ihrem positiven Sockel in die Kapitalkosten eingehen und im Gegenzug keinen negativen Sockel verursachen.

Über eine Gegenüberstellung der positiven Sockeleffekte aus Investitionen vor der Anreizregulierung und der negativen Sockeleffekte innerhalb der ersten beiden Regulierungsperioden konnte gezeigt werden, dass es nicht zu einer Überkompensation durch die positiven Sockel kommt. Ein Netzbetreiber, der gleichmäßig in den Netzerhalt investiert hat, wird demzufolge durch die Anpassung des Regulierungskonzeptes systematisch schlechter gestellt.

Im Ergebnis ist festzuhalten, dass die Nichtanerkennung der Kapitalkosten für die Jahre 2016 und 2017 nicht sachgerecht ist.

Literaturverzeichnis

- [1] G. Knieps, „Der Wettbewerb und seine Grenzen: Netzgebundene Leistungen aus ökonomischer Sicht,“ *Diskussionsbeiträge // Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik*, Nr. 93, 2003.
- [2] N. Maqua, „Kapitalkostenabgleich - Auswirkungen auf die Unternehmensstrategie,“ *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Nr. 67, pp. 56-58, 2017.
- [3] Wirtschaftsausschuss des Bundesrats, *Drucksache 296/1/16*, 2016.
- [4] N. Schwieter und J.-F. Zöckler, „Rendite von Netzinvestitionen unter Berücksichtigung der ARegV-Novelle,“ *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Bd. 66, Nr. 9, pp. 20-22, 2016.
- [5] OLG Düsseldorf, „Beschluss vom 21.03.2019 - VI-5 Kart 20/18 [V],“ Düsseldorf, 2019.
- [6] U. Büdenbender und B. Pedell, „Das nicht sachgerecht gelöste Problem " Wegfall des Sockeleffekt in der Anreizregulierung für Netzentgelte",“ *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Nr. 68, pp. 81-91, 2018.