

Univ.-Prof. Dr. Thomas Wein
Professor für Volkswirtschaftslehre,
insbesondere Theorie der Wirtschaftspolitik
Leuphana Universität Lüneburg
Stellmacherstr. 5
21335 Lüneburg
04131/41364 bzw. 6772302
wein@leuphana.de

Gutachten

zur Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für Gas- und Stromnetzbetreiber

anlässlich des Konsultationsverfahrens der

BNetzA, Sommer 2016,

im Auftrag der

LichtBlick SE, Hamburg und

des Bundesverbandes Neue Energiewirtschaft (bne)

August 2016

1 Problemstellung

Das vorliegende Gutachten bezieht sich auf die Beschlussentwürfe der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Strom- und Gasnetzbetreiber, die am 6.7.2016 von der BNetzA zur Konsultation in das Internet gestellt wurden (BNetzA 2016a, b). Die BNetzA rekurriert – wie in den ersten beiden Runden der Eigenkapitalzinssatzfestlegung - auf ein Gutachten von Frontier Economics (2016), in welchem die methodischen Grundlagen sowie die ökonomischen Schätzungen dargelegt werden. Dieses Gutachten erfolgt im Auftrag der LichtBlick SE, Hamburg¹ und des Bundesverbandes Neue Energiewirtschaft (bne).²

Zentrales ökonomisches Problem der regulatorischen Bestimmung der Eigenkapitalverzinsung durch die BNetzA ist die Anwendung des Capital Asset Pricing Models (CAPM), aus dem

- für das erste Verfahren im Jahre 2008 9,29 % für Neuanlagen bzw. für Altanlagen in Höhe von 7,56 % (BNetzA 2008),
- für das zweite Verfahren im Jahre 2011 9,04 % für Neuanlagen bzw. für Altanlagen in Höhe von 7,14 % (BNetzA 2011) und
- für das laufende Verfahren im Jahre 2016 6,91 % für Neuanlagen bzw. für Altanlagen in Höhe von 5,12 % (BNetzA 2016),

festgelegt wurden bzw. werden sollen, jeweils vor Steuern. Wesentlich ist, ob dieser Ansatz, der sich an einer marktorientierten Verzinsung/Ertragsbeteiligung von Investoren in verschiedenen Anlagealternativen orientiert, in „traditioneller Weise“ geschätzt und angewendet werden kann, obwohl sich durch die Finanzmarktkrise bzw. die Zinspolitik der Europäischen und anderer Zentralbanken (EZB) die Zinsverhältnisse massiv verändert haben: Die Zinssätze für risikoarme bzw. sehr risikoschwache Anlagealternativen sind nahezu auf Null gefallen bzw. sind negativ geworden. Dieser „Strukturbruch“ spiegelt sich in den Daten, die für die ökonomischen Schätzungen des CAPM verwendet werden, eindeutig wider und wird in der Regulierungspraxis bisher nicht adäquat berücksichtigt, was insbesondere für die aktuelle Regulierungsentscheidung zinssatzsenkende Effekte über die vorgeschlagene Rückführung hinaus hat. Neben dem „Strukturbruch“-Effekt, der mit der dritten Festsetzungsperiode zunehmend Bedeutung gewinnt, bestehen vielfach genannte Kritikpunkte, wie die Frage der geeigneten Referenzunternehmen für die Festlegungen der Marktrisikoprämie bzw. der unternehmensspezifischen Risikofaktoren, die Fragen der geeigneten Mittelwertbildungen, der zugrunde zulegenden Eigenkapitalquoten sowie über die Einbeziehung der Ertragssteuern, eine zentrale Rolle.

Das Gutachten gliedert sich wie folgt. Mit Hilfe des zweiten Kapitels werden die kapitalmarkttheoretischen Fundierungen des CAPMs aufgegriffen, aus denen deutlich wird, dass der „Strukturbruch“ Finanzmarktkrise und Nullzinspolitik elementare Bedeutung für die Anwendbarkeit des CAPM hat. Im dritten Kapitel dieses Gutachtens werden die Eckpunkte der anvisierten Eigenkapitalzinssatzfestlegung durch die BNetzA, insbesondere die unveränderten methodischen Grundsätze, kurz zusammengefasst. In Kapitel 4 werden die wichtigsten methodischen Kritikpunkte am aktuellen Entscheidungsentwurf diskutiert, um auf Grundlage der – unvollständig – vorliegenden Daten quantitative Abschätzungen der richtigen, niedrigeren als anvisierten Zinssätze vorzunehmen (Kapitel 5). Die wesentlichen Ergebnisse und seine regulierungspolitischen Schlussfolgerungen finden sich im sechsten und damit letzten Kapitel.

¹<https://www.lichtblick.de/mein-lichtblick>.

²<http://www.bne-online.de/>.

2 CAPM als zentraler Baustein

Das CAPM beruht auf mehreren Bausteinen der mikroökonomisch fundierten Kapitalmarkttheorie (beispielsweise Perridon/Steiner/Rathgeber, 2012, S. 260-284 und Varian, 2014, ch. 11). Die Portfoliotheorie stellt die effiziente Entscheidung eines risikoaversen Investors zu mehreren Anlagealternativen dar. In einem idealisierten Kapitalmarkt besteht die Möglichkeit, höhere Erträge zu bekommen, wenn man bereit ist, mehr Risiken zu tragen. Die Steigung der sogenannten Kapitalmarktklinie zeigt den Marktpreis in Form eines höheren Ertrags, wenn man eine Einheit mehr Risiko übernimmt; abhängig von der Risikopräferenz des Investors werden unterschiedliche Portfolios ausgewählt. Aufbauend darauf schätzt das CAPM die Steigung der Kapitalmarktklinie in Form der sogenannten Wertpapierlinie, beginnend im Ordinatenabschnitt des risikolosen Zinssatzes und dem Anstieg aus dem Quotienten „Verzinsung des Marktrisikos – risikolosem Zins“ in Relation zum Risiko des perfekt diversifizierten Marktportfolios. Da im perfekt diversifizierten Marktportfolio alle Risikostreuungsmöglichkeiten ausgeschöpft sind, wird das verbleibende Marktrisiko auf Eins „gesetzt“ und die oben genannte Differenz gibt den Anstieg der Wertpapierlinie an.

Abbildung 1 zeigt eine Vielzahl von bestehenden Investitionsalternativen A bis M. Beispielsweise ausgehend von der Alternative J sind die Alternativen A und C besser, da sie mit Projekt C bei gleichem Risiko, gemessen durch die Standardabweichung σ , einen höheren erwarteten Ertrag, gemessen mit dem Erwartungswert μ , oder bei gleichem erwarteten Ertrag ein geringeres Risiko mit Projekt A ermöglichen. Investitionsalternative I ist besser als J, da dort sowohl das Risiko geringer als auch der Ertrag höher ist. Alle Investitionsalternativen entlang der dickeren, durchgezogenen Linie ABCFG („effizienter Rand“ oder „risikoeffiziente Alternativen“) sind die bestmöglichen Anlagenmöglichkeiten, da keine besseren Alternativen in Bezug auf Risiko und/oder Ertrag vorliegen. Projekte entlang der „Teillinie“ A-H begrenzen zwar auch die verfügbaren Alternativen wie entlang ABCFG, sind aber genauso ineffizient wie I bis M.

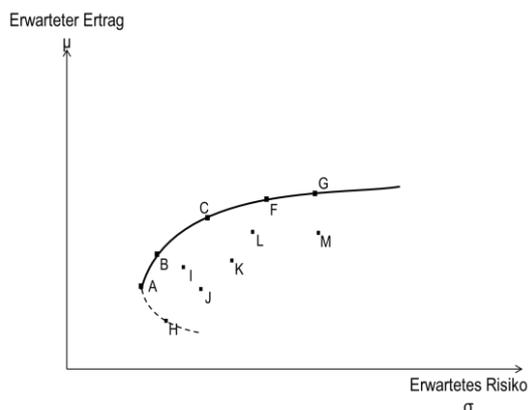


Abbildung 1: Effiziente Investitionsalternativen

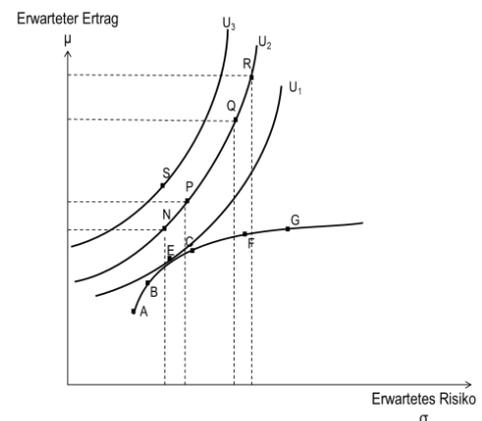


Abbildung 2: Risikopräferenz und optimale Investitionsalternative

Abbildung 2 beschreibt zunächst einmal die denkbaren, aber nicht realisierbaren Investments N-S. Ausgehend von der Alternative N würde ein risikoaverser Investor ein zunehmendes Risiko als Verschlechterung empfinden (Risiko als „bad“), was er nur durch mehr erwarteten Ertrag „kompensieren“ könnte. Alternative P, die mehr Ertrag, aber auch mehr Risiko bedeuten würde, soll gerade so beschaffen sein, dass mehr Risiko und mehr Ertrag ausgeglichen sind; insofern liegen beide Alternativen auf der Kurve gleichen erwarteten Nutzens, der Indifferenzlinie U_2 . Q und R sollen ebenfalls den

gleichen Nutzen erbringen, das gleich gewählte Ausmaß an Risikozuwachs von Q zu R muss aber hier mit einem höheren Ertragszuwachs ausgeglichen werden. Dieser Effekt ist der Risikoaversion der Individuen geschuldet, die bei steigendem absolutem Risiko immer mehr „kalte Füße“ bekommen und vermehrt kompensiert werden wollen. Projekt S läge auf einer höheren Indifferenzkurve U_3 , da es einen höheren Ertrag als N bei gleichem Risiko versprechen würde. Die ebenfalls auf dem effizienten Rand liegende, existente Alternative E wäre jedoch schlechter, da gleiches Risiko mit geringerem erwartetem Ertrag entgolten würde; wiederum kann man von E ausgehend aus hypothetischen Investments eine Indifferenzkurve U_1 konstruieren, die jedoch geringeren erwarteten Nutzen verspricht. Die optimale Investitionsalternative dieses Individuums wäre somit das Projekt E, bei dem die höchstmögliche Indifferenzkurve U_1 gerade noch den effizienten Rand, der geometrische Ort der beschränkt vorhandenen effizienten Investments, berührt. Dieser optimale Punkt E ist mathematisch dadurch gekennzeichnet, dass die Tangente an der Indifferenzlinie U_1 die gleiche Steigung aufweist wie die Steigung der Tangente am effizienten Rand.

Führt man einen perfekten Kapitalmarkt, der folgende Eigenschaften aufweist:

- homogene Erwartungen bezüglich Renditen der möglichen Investments,
- Wertpapierpreise als „Datum“ und damit nicht von Einzelnen beeinflussbar,
- Existenz eines risikolosen Zinssatzes,
- unbeschränkte Möglichkeiten zum risikolosen Zins r_f , Kapital aufzunehmen oder anzulegen,
- beliebig teilbare Investments und
- keine institutionellen Kapitalmarktunvollkommenheiten,

ein, kann man mit Hilfe der Abbildung 3 die erweiterten Möglichkeiten des Investors beleuchten. Beispielsweise wäre ein Verharren auf der Alternative A ineffizient, da er durch eine Kombination aus der riskanten Alternative A und einer Anlage in risikolose Papiere A' auf der Kapitalmarktlinie erreichen könnte. Ebenso wäre auch das Portfolio G' möglich, da der Investor die Ertragssteigerung zu G' im Vergleich zu G durch Aufnahme von Krediten zur Abdeckung fehlender Eigenmittel schließen kann. Die Steigung der Kapitalmarktlinie entspricht dem Marktpreis für die Übernahme einer weiteren Risikoeinheit. Unter Wettbewerb werden Individuen Investitionsalternativen eingehen, wenn ihre (risikobereinigten) Erträge höher sind als der zu zahlende Preis; es besteht ein Nachfrageüberschuss. Folglich wird der Marktpreis steigen und zwar so lange, bis kein Nachfrageüberschuss mehr besteht. Im Falle eines zu hohen Preises muss der Marktpreis fallen, um den Angebotsüberschuss abzubauen. Setzt der Investor nur seine Eigenmittel ein, erhält er nur die risikobehaftete Portfoliorendite μ^M (Punkt C).

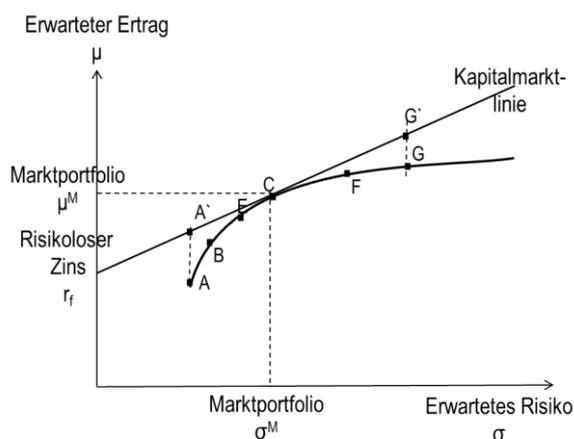


Abbildung 3: Kapitalmarktgleichgewicht

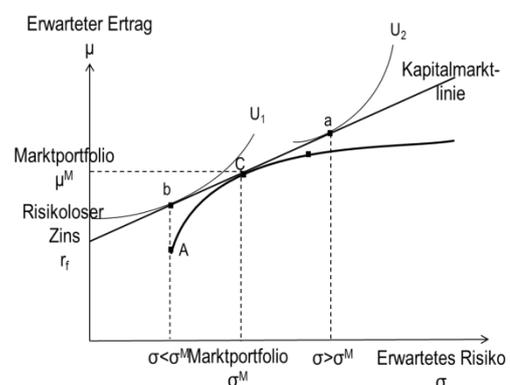


Abbildung 4: Einfluss von Risikopräferenzen

Es kann aber auch eine geringere Ertrags-/Risikokombination mit Anlage in risikolosen Papieren (Punkt b) oder eine höhere mit Verschuldung (Punkt a) optimal sein (Abbildung 4), z.B. weil unterschiedliche Risikopräferenzen (U_1 oder U_2) als in C gelten. Entsprechend wird ein höheres oder niedrigeres Risiko erreicht. Wiederum gilt mathematisch in allen Fällen, dass die Steigung der Indifferenzkurven in den jeweiligen Optimalpunkten (a, b oder C) der Steigung der Kapitalmarktklinie entspricht.

Nutzt man alle Möglichkeiten zur Risikostreuung aus (alle sich gegenseitig aufhebenden (negativ korrelierten = unsystematischen) Risiken sind berücksichtigt), ergibt sich ein Anlageportfolio, das ein exaktes Abbild des gesamten Marktes darstellt. Nur noch das systematische Risiko (=Marktrisiko) wird am Kapitalmarkt als Risikoaufschlag zum risikolosen Zinssatz r_f ($\mu^M - r_f$) entlohnt. Mathematisch ist zeigbar, dass in diesem Fall das relative Risiko einer Anlage ($\beta_i / (\text{Kovarianz Wertpapier } i \text{ mit Marktportfolio } M / \text{Varianz des Marktportfolios})$) gleich Eins ($\beta_M = 1$) ist. Abbildung 5 stellt diesen Zusammenhang in Form der sogenannten Wertpapierlinie grafisch dar.

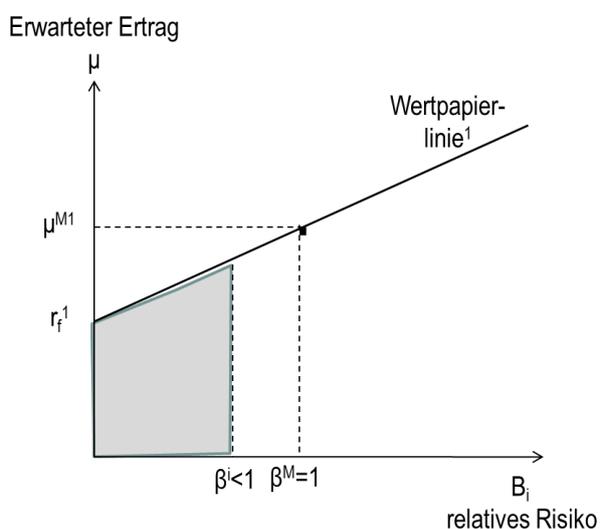


Abbildung 5: CAPM

Empirisch kann man daher den risikolosen Zinssatz r_f , den Risikozuschlag für das Marktrisiko $(\mu^M - r_f)/1$ sowie das β_i der jeweiligen Investitionsalternative mit Hilfe der Methode der Kleinsten Quadrate (OLS) schätzen. Ist beispielsweise bei der jeweiligen Investitionsalternative ein β_i kleiner als 1 gegeben, ergibt sich die marktgerechte Verzinsung aus $r_f + (\mu^M - r_f)\beta_i$; grafisch entspricht dies der dunkleren Fläche in Abbildung 5. Oder in Worten: Für eine marktgerechte Verzinsung ist einerseits der risikolose Zinssatz sowie andererseits der investitionsspezifische Risikozuschlag zu bestimmen; letztere ergibt sich aus dem Produkt „Marktrisikoprämie je Risikoeinheit und Risikoeinheiten der betrachteten Investitionsalternative“. Diese Schätzung stellt ein Abbild eines Kapitalmarktgleichgewichts dar. Auf dieses Gleichgewicht wirken gleichzeitig die Zinsbedingungen für die risikolose Anlagealternative, die Möglichkeiten der Risikostreuung im Gesamtmarktportfolio, das relative Risiko der Anlagealternative zum Gesamtmarkt sowie die Marktbedingungen für die Übernahme von Risiken ein.

3 Angewandte Methodik und Ergebnisse des Konsultationsentwurfs Juni 2016

Wie in den beiden vorherigen Perioden interpretiert die BNetzA die rechtlichen Vorschriften dahingehend, dass ein Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen ökonometrisch mit Hilfe eines CAPMs zu schätzen sei, wobei Kapitalmarktdaten nach Ertragssteuern verwendet werden sollen. Da im Rahmen der

Netzentgeltregulierung kalkulatorische Abschreibungen berücksichtigt werden, werden allgemeine Preissteigerungseffekte der letzten Jahre „zu Lasten“ von Altanlagen regulatorisch in Abzug gebracht. Ertragssteuern, also die Steuerlast aus der Körperschaftssteuer sowie aus dem rechtlich bis 2019 vorgesehenen Solidaritätszuschlag, sollen wie bisher die zulässige Eigenkapitalverzinsung erhöhen.

Der festzulegende Eigenkapitalzinssatz nach Steuern für Neuanlagen soll 5,64 % betragen, sich ergebend aus der regulatorischen Festlegung für die risikolosen Investitionsalternativen und eines angemessenen Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse. Für die Festlegung der Verzinsung der risikolosen oder –schwachen Investitionsalternative berechnet die BNetzA 2,49 % aus dem Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten für die Jahre 2006 – 2015.³ Aus den Monatswerten werden ungewichtete Jahresdurchschnittswerte berechnet, auf das wiederum das ungewichtete arithmetische Mittel zur Berechnung der anzusetzenden risikolosen Verzinsung angewandt wird. Gas- und Stromnetz betriebsspezifische unternehmerischer Wagnisse sollen mit einem Zuschlag in Höhe von 3,15 % eingehen, wobei sich dies aus der Multiplikation der geschätzten Marktrisikoprämie in Höhe von 3,8 % und dem netzbetriebsspezifischen Risikofaktor in Höhe von 0,83 ergibt. Für die Bestimmung der Marktrisikoprämie will die zuständige Beschlusskammer Marktrisikoprämien über einen Zeitraum von 1900-2015 für 23 Länder⁴ zugrunde legen. Im Vergleich zu (risikolosen) mittelfristigen Staatsanleihen käme die Kammer bei Anwendung des arithmetischen Mittelwertes zu 4,4 % als Marktrisikoprämie und zu 3,2 % beim geometrischen Mittel. Ökonomisch führt die BNetzA (2016, S. 11) hierzu aus:

„Während das geometrische Mittel die Verzinsung eines theoretischen Portfolios, das über den gesamten Anlagezeitraum von mehreren Jahren gehalten wird, wieder gibt, kann das arithmetische Mittel als die erwartete Verzinsung, die ein Investor bei der zufälligen Wahl einer genau einjährigen Investition erhalten würde, interpretiert werden. Das arithmetische Mittel beantwortet also die Frage: „Was würde ein Investor als Verzinsung erwarten, wenn der Zeitpunkt für sein Investment zufällig bestimmt und er die Investition auf den Tag genau ein Jahr halten und dann wieder veräußern wird?““

Unter anderem, weil die Kammer sich anscheinend in diesem Punkt nicht festlegen will, beabsichtigt sie – wie bisher – das arithmetische Mittel aus dem arithmetischen und geometrischen Mittelwert als Marktrisikoprämie zu verwenden, also die erwähnten 3,8 %. Für die Festlegung des netzbetriebsspezifischen Risikofaktors (β -Faktor) werden ausschließlich ausländische, regulierte, auch jenseits des Euroraumes tätige Netzbetreiber (mindestens 75 % des Vergleichsunternehmens im Netzgeschäft aktiv) herangezogen, wenn sie börsennotiert sind (Datenverfügbarkeit gegeben) und ein hinreichend liquider Handel mit diesen Eigentumsanteilen besteht (< 1 % Unterschied bei der relativen Geld-Brief-Spanne); insofern will die BNetzA 14 reine Netzbetreiber aus Europa, Australien, Neuseeland und den USA als Referenzunternehmen berücksichtigen. Allerdings werden nicht die unmittelbar mit der Methode der kleinsten Quadrate (OLS) geschätzten Daten verwendet, sondern es wird eine sogenannte Vasicek-Adjustierung durchgeführt. Je unsicherer der geschätzte Parameterwert für β in der OLS-Schätzung ist, gemessen durch den Standardfehler, umso weniger wird der Parameterwert als vom perfekt diversifizierten Risikofaktor (=1) abweichend unterstellt. Um unmittelbar vom Verschuldungsgrad ausgehende Eigenkapitalverzinsungseffekte (Hebel- oder Leverage-Effekte) „heraus-

³In die Umlaufrendite gehen festverzinsliche Wertpapiere inländischer Emittenten (Bankschuldverschreibungen wie Hypothekenpfandbriefe, Öffentliche Pfandbriefe, Schuldverschreibungen von Spezialkreditinstituten und Sonstige Bankschuldverschreibungen), Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs) und Anleihen der öffentlichen Hand ein.

⁴Australien, Belgien, China, Kanada, Dänemark, Finnland, Frankreich, Deutschland, Irland, Italien, Japan, Niederlande, Neuseeland, Norwegen, Österreich, Portugal, Russland, Südafrika, Spanien, Schweden, Schweiz, UK und USA.

zurechnen“, werden darüber hinaus die unterschiedlichen Relationen zwischen Eigen- und Fremdkapital⁵ „eingeebnet“ (1. Teil der „Modigliani-Miller-Anpassung“). Zeitlich gesehen werden zunächst die Werte für das Jahr 2015 herangezogen, die sich aus den unterjährigen Tageswerten ergeben; ergänzend wird der Beobachtungszeitraum auf eine 3- bzw. 5-Jahresperiode ausgedehnt. Das arithmetische Mittel des Risikofaktors nach der 1-Jahresperiode beträgt 0,43, nach der 3-Jahresperiode 0,4 und nach der 5-Jahresperiode 0,35. Um die aktuelle 1-Jahresperiode stärker zu gewichten, beabsichtigt die Kammer – wie bisher – aus dem Durchschnitt des Mittelwerts der 3- und der 5-Jahresperiode (0,375) und dem aktuellen Wert einen unverschuldeten Risikofaktor in Höhe von 0,4025 festzulegen.

Entsprechend der Modigliani-Miller-Anpassung wird neben dem Hebel- bzw. Leverage-Effekt die durchschnittliche Steuersatzbelastung der Länder heraus gerechnet, um die unverschuldeten β s vergleichen zu können. Für die regulatorische Anwendung des β s soll dann die tatsächliche Eigenkapitalquote, unter Beachtung der regulatorischen Obergrenze von 40 %, sowie die durchschnittliche Steuerbelastung wieder hinzugerechnet werden. Bei einer durchschnittlichen Unternehmenssteuerbelastung für Körperschaftsteuer, Solidaritätszuschlag und Gewerbesteuer von 29,72 % und der durchschnittlichen Eigenkapitalquote von 40 % ergibt sich damit ein regulatorischer β -Faktor von 0,83. Aus dem Produkt der geschätzten Marktrisikoprämie (3,8 %) und dem regulatorischen β -Faktor von 0,83 berechnet sich somit der Zuschlag zum Ausgleich von netzbetriebsspezifischen Wagnissen in Höhe von 3,15 % nach Steuern für Neuanlagen.

Hinsichtlich der Berücksichtigung von Steuern führt die Bundesnetzagentur aus (BNetzA, 2016a, b):

„Durch die in der Verordnung geregelte Ansetzbarkeit von kalkulatorischen Steuern sind diese im Wege eines Steuerfaktors zu berücksichtigen. Innerhalb der Steuerkaskade ist zuletzt sicher zu stellen, dass der Steuerfaktor es den Netzbetreibern ermöglicht, natürlichen Personen die gleiche Rendite in Aussicht zu stellen wie der Kapitalmarkt. Wenn auch faktisch nur Kapitalgesellschaften derzeit überwiegend Eigentümer von Netzbetreiber-gesellschaften sind, stehen auch hinter diesen Investitionskalküle natürlicher Personen. Aus dieser Sichtweise heraus ergibt sich, dass die Umlaufrendite einen Wert nach Steuern darstellt.“

Insofern beabsichtigt die Kammer – wie bisher und nach ihrer zwingenden rechtlichen Interpretation – zusätzlich die KSt mit 15 %, den SolZ mit 5,5 % und in einem zweiten Schritt auf die zulässige Eigenkapitalverzinsung mit dem Faktor 1,225 aufzuschlagen.

Zusammenfassend ergibt sich damit für Neuanlagen eine zulässige Eigenkapitalverzinsung für Neuanlagen von 6,91 %. Bei Altanlagen würde entsprechend der gültigen Verordnungen die durchschnittliche Änderungsrate des Verbraucherpreisindex für die Jahre 2007 bis 2015 in Höhe von 1,46 % abgezogen; insofern dürften für Altanlagen „nur“ ein Eigenkapitalzinssatz von 5,12 % angesetzt werden.

4 Methodische Kritikpunkte am aktuellen Konsultationsentwurf

Da sich die beabsichtigte Regulierungsentscheidung maßgeblich auf das CAPM-Modell stützt, stellt sich grundsätzlich die Frage, ob dieses Konzept auf die Sektoren der Strom- und Gasnetze richtig angewandt wird; grundsätzlich wird die Geeignetheit dieses Modells nicht mehr von der Regulierungspraxis und Rechtsprechung⁶ in Frage gestellt (BNetzA, 2008, 2011, 2016a,b; WAR 2011). Eine konsistente Anwendung des CAPM setzt

⁵In der ersten Runde der Umrechnung (Berechnung der „verschuldeten“ β s) wird die regulatorisch vorgegebene maximale Eigenkapitalquote von 40 % zugrunde gelegt (Frontier Economics 2016, S. 31).

⁶BGH, Beschluss vom 27. Januar 2015, EnVR 37/13, („Ontras Gastransport GmbH“).

- eine konsistente Periodenabgrenzung voraus, da die Schätzung der Modellparameter (risikoloser Zinssatz, Marktisikoprämie und β -Faktor) aus einem simultanen Kapitalmarktgleichgewicht erfolgen soll. Der Strukturbruch der Finanzmarktkrise in Kombination mit der Nullzinsphase macht eine strikte Periodenabgrenzung erforderlich, die nur Postfinanzkrisendaten umfassen sollte. Eine vorfristige Entscheidung über die dritte Periode der Eigenkapitalzinsfestlegung - wie sie die BNetzA jetzt plant - widerspricht ebenfalls dem Grundsatz der geeigneten Periodenabgrenzung (Punkt 4.1).
- die ausschließliche Verwendung von Daten aus wettbewerblichen Märkten voraus; insofern stellt das CAPM nichts anderes als ein übliches Vergleichsmarktverfahren dar – mit seinen bekannten Vor- und Nachteilen (Herdzina, 1987 und Schmidt/Haucap, 2013). Optimal wäre daher die Heranziehung von Strom- und Gasnetzbetreibern, die unter Wettbewerb stehen. Da jedoch in keinem vergleichbaren Land zu Deutschland Netzbetreiber unreguliert bleiben, können nur regulierte Unternehmen herangezogen werden. Insofern ist es umso wichtiger, nur regulierte Unternehmen heranzuziehen, die einer strikten Regulierung unterliegen und die nur im Bottleneck der Netzregulierung tätig sind (Knieps, 2008). Die ermittelten β s könnten anders ausfallen, wenn man sich im Sinne von Robustheitschecks stärker auf reine Netzbetreiber (über die vorgeschlagene 75 %-Grenze hinaus) und auf strengere Regulierungsverfahren (nur Anreizregulierung) beschränkt (Punkt 4.2).
- eine Zugrundlegung der im Wettbewerb sich bildenden, angemessenen Eigenkapitalquoten voraus. Eine wie bisher geplante Anwendung der regulatorisch vorgegebenen Eigenkapitalquote stellt eine durch die BNetzA zu beseitigende Inkonsistenz dar (Punkt 4.3).
- eine ökonomisch begründete Aggregation von Mehrjahreswerten in einen Wert der zentralen Tendenz voraus. Der Grundgedanke des CAPMs verlangt gerade für den Investor in das Marktportfolios auch die Vorteile der Risikostreuung über die Zeit zu nutzen; insofern muss ausschließlich das geometrische Mittel zur Ermittlung der zentralen Tendenz in den Marktisikoprämien zur Anwendung kommen (Punkt 4.4).
- eine (ertrags)steuerneutrale Verwendung der β s voraus. Die Verwendung der Modigliani-Miller-Anpassung in seiner zweiten Komponente bezweckt genau dieses Ziel. Fragwürdig ist aber, dass – wie bisher – weiterhin geplant ist, zusätzlich höhere Eigenkapitalzinssätze für die Berücksichtigung von Körperschaftsteuer und Solidaritätszuschlag zuzulassen, um eine höhere Vorsteuerrendite auf Netzbetreiberebene zu ermöglichen (Punkt 4.5).

Jenseits der kapitalmarkttheoretisch motivierten Kritikpunkte muss sich die sich abzeichnende verfestigende Regulierungspraxis natürlich auch mit dem Vorwurf auseinandersetzen, dass die Hinzuziehung von statistischen Anpassungsverfahren und Entscheidungen für oder gegen bestimmte Methoden (CAPM oder CAPM-Alternativen, unterschiedliche Perioden, verschiedene Mittelwerte) die Relevanz der eigentlichen Marktdaten immer mehr in Frage stellt. Insofern droht die „Gefahr“, dass die Rechtsprechung analog zu den Entscheidungen im Bereich des Ausbeutungsmisbrauchs in den 70er/80er-Jahren (Herdzina, 1987) dazu gezwungen wird, die Umsetzbarkeit des CAPM aufgrund zu vieler „Willkürentscheidungen“ zu verneinen. Ferner hat die BNetzA (2011, S. 14 f.) in der zweiten Regulierungsentscheidung zum Eigenkapitalzins aufgrund der Kosten für die energiewendebedingten Netzausbau die rechnerisch notwendige Absenkung des Risikozuschlages aufgrund der Finanzkrise nicht umgesetzt. Die Energiewende führt vermutlich jedoch zu einer höheren Nutzung der Stromtrasen, so dass automatisch in der langen Frist über die höhere Mengenkomponente die Netzausbaukosten hereingespielt werden. Insofern ist nicht erkennbar, warum man den Netzbetreibern grund-

sätzlich einen höheren Ertrag in Form eines höheren Eigenkapitalzinssatzes zugestehen musste⁷. Kurzfristige Liquiditätsengpässe sind über Fremdkapital zu finanzieren. Insofern wäre eine nachträgliche Korrektur der regulatorischen Fehlentscheidung aus 2011 in 2016 angemessen.

4.1 CAPM-Schätzung und konsistente Periodenabgrenzungen

Die CAPM-Schätzung aus einem Kapitalmarktgleichgewicht setzt eine konsistente Periodenabgrenzung voraus. Insbesondere der Strukturbruch aus der Finanzmarktkrise und die Nullzinspolitik der EZB müssen adäquat berücksichtigt werden (ähnlich Hoffjahn/Posch, 2015). Das Gutachten von Frontier Economics (2016, S. 13 f. und Anhang I) diskutiert aktuell diese Frage unter der Stichwort „Total Market Return Ansatz“. Jenseits der widersprüchlichen empirischen Evidenz zum Zusammenhang zwischen Marktrisikoprämie und risikolosem Zinssatz (inverse oder neutrale/positive Korrelation) wird nur sehr wenig dieser Zusammenhang mikrotheoretisch fundiert diskutiert⁸: Einerseits wird bei fallendem risikolosem Zins argumentiert, dass im Falle einer Rezession die Risikoaversion steigt (eher Punkt b als a in Abbildung 4) und höhere Volatilitäten im Finanzmarkt zu höheren Marktprämien für risikoreiche Anlagen führen würden; andererseits würde die Zentralbankpolitik, die Niedrigzinsen bewirkt, das allgemeine Kapitalangebot erhöhen und damit die Marktprämien insgesamt senken (Frontier Economics 2016, S. 13 f.). Abbildung 6 erläutert im Detail denkbare Wirkungen des Strukturbruchs auf dem Finanzmarkt. Vor der Finanzmarktkrise galt die Kapitalmarktlinie¹ mit dem risikolosen Zinssatz r_f^1 und dem erwarteten Ertrag μ^{M1} , falls allein in das Marktportfolio C (ohne Kreditaufnahme und Anlage in risikolose Investments) investiert wird; das Marktportfolio weist das Risiko σ^{M1} als Standardabweichung auf. Mit der Finanzmarktkrise und der Nullzinspolitik dreht sich die Kapitalmarktlinie, da der risikolose Zinssatz auf r_f^2 und der erwartete Ertrag auf μ^{M2} fällt. Im neuen Marktportfolio B fällt das Risiko auf σ^{M2} . Insofern ist unter Hinzuziehung des CAPMs der neue risikolose Zinssatz r_f^2 und das Marktrisiko σ^{M2} neu zu schätzen. Der relative Risikofaktor β_i bleibt c.p. gleich, da sich vermutlich durch die Finanzmarktkrise/Nullzinspolitik die Risikoposition der Strom- und Gasnetzbetreiber in Relation zum Risiko der Gesamtwirtschaft nicht geändert hat. Überzeugend zeigt Frontier Economics (2016, S. 14/15 und Anhang II), dass die von Hoffjahn/Posch geschätzten Zeitreihenschätzungen methodisch sehr fragwürdig und ökonometrisch nicht mit den erforderlichen Testverfahren auf ihre Modellvoraussetzungen überprüft wurden.

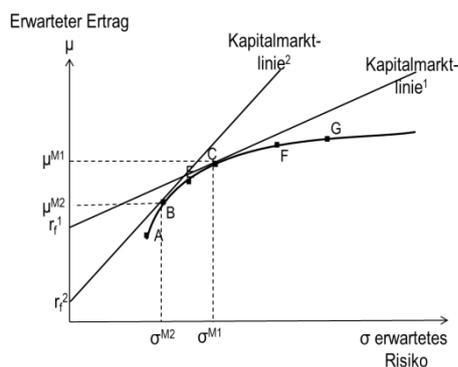


Abbildung 6: Kapitalmarktgleichgewicht nach der Finanzmarktkrise

⁷ Nur wenn damit das netzbetriebsspezifische Risiko ansteigen würde, wäre ein höheres β angezeigt. Die Einführung knappheitsorientierter Nodalpreissysteme (z.B. Neuhoff, 2011) würde dies gerade verhindern.

⁸ Hoffjahn/Posch (2015, S. 7 f.) legen keine theoretische Argumentation vor, sondern formen mechanisch die allgemeine Schätzgleichung des CAPMs um.

Mit der Entscheidung der BNetzA im Oktober 2011 (BNetzA 2011) wurde die Eigenkapitalverzinsung der Netzbetreiber bis 31.12.2017 (Gas) und bis 31.12.2018 (Strom) festgelegt. Gemäß §§ 7 Abs. 6 Strom-NEV/GasNEV sollen die Zinssätze vor Beginn der Regulierungsperiode festgelegt werden. Die neue Regulierungsperiode beginnt Anfang 2018 (Gas) bzw. Anfang 2019 (2019). Zumindest für die Festlegung auf des risikolosen Zinses wird sehr schematisch auf die jährlich im Frühjahr für das Vorjahr veröffentlichten Daten der Bundesbank zurückgriffen (§§ 7 Abs. 7 Strom-NEV/GasNEV), was auch in der Rechtsprechung und Regulierungspraxis nicht strittig ist. Insofern könnte die BNetzA für Gas am aktuellen Rand Daten aus 2016 und für Strom Daten aus 2017 einbeziehen, notfalls in einem separaten Beschluss; keinesfalls ist die Verkürzung des aktuellen Randes auf 2015 zu rechtfertigen. Die zu verwendete Marktisikoprämie müssten vor dem Hintergrund dieses Strukturbruchs zeitreihenökonomisch durch BNetzA bzw. Frontier Economics neu geschätzt werden.

Schlussfolgernd sollte man daher grundsätzlich nur Jahre nach der Finanzmarktkrise als Datengrundlage verwenden, also frühestens ab 2009 und für die anstehende Regulierungsperiode bis 2016 für Gas und bis 2017 für Strom, bzw. für den Strukturbruch in der Zeitreihenschätzung kontrollieren. Auf der Grundlage der verfügbaren Daten wird in Kapitel 5 eine Simulationsrechnung für diese Effekte durchgeführt.

4.2 CAPM-Schätzung und Marktunternehmen

Die Nutzung des CAPM als Vergleichsmarktverfahren setzt grundsätzlich voraus, dass die im Vergleich herangezogenen Strom- und Gasnetzbetreiber unter Wettbewerb stehen. In keinem vergleichbaren Land zu Deutschland sind Netzbetreiber unreguliert, folglich können nur regulierte Unternehmen verwendet werden; je strenger die Regulierung ist, umso besser. Abbildung 7 macht diesen Zusammenhang deutlich. Bei der OLS-Schätzung des CAPM wird aus den quadratischen Punkten, die jeweils ein Unternehmen der Vergleichsgruppe darstellen, die Wertpapierlinie¹ als bestmögliche Schätzung für den Zusammenhang zwischen Risikofaktor β und dem erwarteten Ertrag ermittelt. Gehen schwach regulierte Netzbetreiber in den Datensatz für die OLS-Schätzung, die beispielhaft als runde Punkte in Abbildung 7 dargestellt werden, ein, wird fälschlicherweise die Wertpapierlinie² geschätzt.

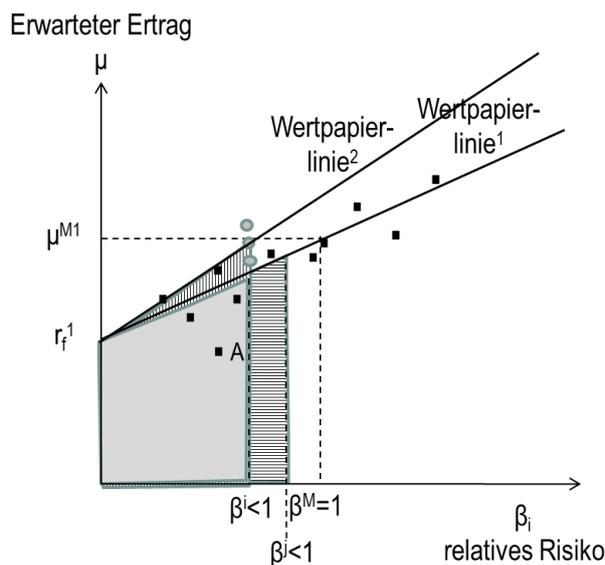


Abbildung 7: Überschätzungsmöglichkeiten bei CAPM

Folglich würde eine darauf CAPM-basierte Eigenkapitalzinssatzregulierung einen überhöhten, senkrecht schraffierten Zinssatz erlauben. Werden in die Vergleichsstichprobe nicht nur reine Netzbetreiber, sondern auch Strom- und Gaserzeuger/-importeure einbezogen, haben diese vermutlich ein höheres Risiko. Vermeintlich wird daher in Abbildung 7 β^i geschätzt, insofern der zulässige Eigenkapitalzinssatz ebenfalls zu hoch festgelegt (waagrecht schraffiertes Viereck).

Eine strengere Regulierung wird üblicherweise in der Regulierungsökonomik der Anreizregulierung im Vergleich zur kostenbasierten Regulierung unterstellt (Frontier Economics 2016, S. 34 f. und Borrmann/Finsinger 1999). Insofern würde man in der Anreizregulierung geringere Erträge bei gleichen β s erwarten. Je höher der Anteil des Netzgeschäftes, umso weniger Risiken unterliegen die regulierten Unternehmen. Im Sinne von Robustheitschecks wird daher überprüft, ob die ermittelten β s geringer ausfallen, falls man sich allein auf anreizregulierte Unternehmen beschränkt oder Netzbetreiber mit weniger als 80/90 % „Netzanteil“ aus den Berechnungen ausschließt. Beide Vorgehensweisen verschärfen natürlich das Problem der geringen Fallzahl, da von den 14 als vergleichbar eingeschätzten Netzbetreibern nur noch 11 (nur Anreizregulierte) bzw. nur noch 9 (7) bei mehr als 80 % (90 %) „Netzanteil“ übrig bleiben (so auch Frontier Economics 2016, S. 37).

Unter Verwendung der Tabellen 2, 9-11 bei Frontier Economics (2016) ergibt sich Tabelle 1:

Tabelle 1: Adjustierte Betas

Referenzunternehmen	Land	Netzanteil in %	Regulierung	Asset-Betas nach Vasiczeck/Modigliani-Miller		
				5-Jahres-Periode	3-Jahres-Periode	1-Jahres-Periode
Spark Infrastructure Group	Australien	100	Anreiz	0,46	0,50	0,58
Duet Group		86		0,20	0,21	0,27
Ausnet Services		98		0,32	0,40	0,43
Elia System Operator Sa/Nv	Belgien	77		0,19	0,20	0,31
Terna Spa	Italien	93		0,34	0,35	0,40
Snam Spa		81		0,36	0,40	0,46
Vector Ltd	Neuseeland	80		0,26	0,31	0,31
Redes Energeticas Nacionais	Portugal	100		0,17	0,19	0,20
Red Electrica Corporacion Sa	Spanien	100		0,40	0,45	0,46
Enagas Sa		95		0,38	0,39	0,44
National Grid Plc	Großbritannien	95		0,35	0,45	0,47
Boardwalk Pipeline Partners	USA	87	kostenorientiert	0,52	0,62	0,61
ITC Holdings Corp		77		0,41	0,42	0,41
TC Pipelines Lp		78		0,50	0,63	0,73
<i>Arithmetische Mittel</i>						
Alle (über 75 % Netzanteil)				0,35	0,39	0,43
Über 80 % Netzanteil				0,34	0,39	0,42
Über 90 % Netzanteil				0,35	0,39	0,43
Nur Anreizregulierung				0,31	0,35	0,39

Die Tabelle 1 zeigt deutlich, dass robuste Ergebnisse bezüglich der sehr hohen Netzanteile vorliegen. Die nur anreizregulierte Unternehmen haben geringere β s. In Kapitel 5 wird in einer Simulationsrechnung der Effekt der Anreizregulierung in seiner Wirkung auf den regulatorischen Eigenkapitalzins abgeschätzt.⁹

4.3 CAPM-Schätzung und regulatorische Eigenkapitalstruktur

Die regulatorische Eigenkapitalverzinsung wird als kalkulatorische Größe behandelt und hat nicht zwangsläufig etwas mit den tatsächlichen Kosten bzw. Erlösen zu tun. Dieses kalkulatorische Eigenkapital ist größer als die tatsächliche bilanzielle Eigenkapitalausstattung eines Netzbetreibers, da die Anschaffungs- und Herstellungskosten der Altanlagen indexiert sind und die Anlagen üblicherweise länger als bilanziell unterstellt genutzt werden. Abhängig von der Altersstruktur, Investitionsstrategie, aber auch der erfolgten Aktivierungs- und Bilanzierungspolitik weichen die bilanziellen und kalkulatorischen Größen unternehmensspezifisch voneinander ab. Unter der Annahme eines konstanten Fremdkapitalanteils ergibt sich eine kalkulatorisch überhöhte Eigenkapitalquote. Die deutschen Netzbetreiber akquirieren jedoch auf dem Kapitalmarkt mit der tatsächlichen Eigenkapitalquote Kapital. Liegt die tatsächliche Eigenkapitalquote unter der kalkulatorischen, ist ihr tatsächliches Risiko höher als das Risiko, das mit der kalkulatorischen Eigenkapitalquote implizit unterstellt wird, ein höherer Eigenkapitalzins muss geboten werden; eine höhere tatsächliche Eigenkapitalquote zieht geringere Risiken und damit günstigere Zinsbedingungen nach sich. Insofern müsste die BNetzA bzw. Frontier Economics die tatsächlichen Eigenkapitalquoten für die relevanten β s verwenden. Erst durch gleichzeitige Anwendung der richtigen β s und der tatsächlichen Eigenkapitalquote würde eine konsequente kapitalmarkttheoretische Berücksichtigung der Bilanzstruktur erfolgen.

4.4 CAPM-Schätzung und Mittelwertbildung

Der Grundgedanke der kapitalmarkttheoretischen Fundierung ist, dass Investoren die Vorteile der Risikostreuung voll umfänglich ausnutzen. Dies impliziert auch, dass aus der Sicht der Investoren alle verfügbaren räumlichen und zeitlichen Anlagealternativen in den Blick kommen. Insofern sind einerseits bei der Bestimmung der Marktrisikoprämie alle relevanten Anlageländer in den verwendeten Dimson/Marsh/Staunton-Datensatz miteinzubeziehen. Insofern ist es richtig, Österreich, China und Russland als relevante Anlageländer zusätzlich zu berücksichtigen; China und Russland sind sicherlich seit ihrer Westöffnung als Anlagestandorte relevant. Nicht nachprüfbar, aber zu vermuten ist, dass Frontier Economics mit ihrer Schätzung in 2016 China und Russland seit Marktöffnung in den Datensatz aufgenommen und natürlich für die länderspezifischen Risiken, die sicherlich gegeben sind, wie üblich durch Länderdummies kontrolliert hat. Die zeitliche Risikostreuung macht es auch plausibel, Investments in Unternehmen als langfristige Anlagestrategien anzusehen, um somit im Zeitverlauf sich gegenseitig ausgleichende Schwankungen auszugleichen. Zu Recht schreibt die BNetzA (2016, S. 11) dem geometrischen Mittel die Eigenschaft zu, den langen zeitlichen Unternehmenserfolg am besten abzubilden. Insofern sollte die BNetzA die bisherige Praxis der Mittelwertbildung aus arithmetischen/geometrischen Mittel aufgeben und stattdessen sich ausschließlich auf das geometrische

⁹Dass nicht alle herangezogenen Netzbetreiber nicht den gleichen steuerpolitischen Rahmenbedingungen unterliegen, ist Thema von Kapitel 4.5.

Mittel verlassen; die Marktrisikoprämie müsste daher mit 3,20 festgelegt werden (BNetzA, 2016, S. 10). In Kapitel 5 wird gezeigt, welche Konsequenzen dies für die Festsetzung der Eigenkapitalzinssätze hätte.

4.5 CAPM-Schätzung und Ertragssteuern

Um bei der CAPM-Schätzung die Wirkung unterschiedlicher (Ertrags-)Steuersysteme auf die am Markt realisierten Erträge abzuschätzen, sind sicherlich diese Faktoren in der Schätzung zu kontrollieren. Genau dies berücksichtigt die Modigliani-Miller-Anpassung in seiner zweiten Komponente, indem sie durchschnittlichen Ertragssteuerbelastungen zunächst „herausrechnet“ und dann bei der Übertragung auf deutsche Netzbetreiber wiederum mit der deutschen durchschnittlichen Steuerbelastung „rückbelastet“. BNetzA bzw. Frontier Economics ist sicherlich zuzustimmen, dass die Berücksichtigung einer unternehmensindividuellen Steuerbelastung ökonomisch nicht möglich ist. In der short list der ausgewählten Netzbetreiber (Frontier Economics, 2016, S. 27) werden jedoch Boardwalk Pipeline Partners und TC Pipelines aufgenommen. Beide Gesellschaften firmieren jedoch als Master Limited Partnerships und unterliegen damit keiner Ertragssteuerbelastung. Bei den drei australischen Netzbetreibern wird eine teilweise Stundung der Steuern (tax deferral) gewährt, d.h. die Steuerbelastungen fallen faktisch nicht in voller Höhe an. Die Regulierungsbehörde sollte die nicht-anfallenden Steuerbelastungen in geeigneter Weise berücksichtigen.

Strittig ist die Frage, ob über die zweite Komponente der Modigliani-Miller-Anpassung hinaus den Netzbetreibern ein Vorsteuereigenkapitalzins per Regulierung zugebilligt werden muss, damit Netzbetreiber Nachsteuerzinssätze realisieren könnten, wie sie ebenfalls von anderen Sachkapitalinvestoren im Kapitalmarkt in Aussicht gestellt werden müssen. Diese Form der Steuerneutralität kann man als (ökonomische) Investitionsneutralität auffassen (Schreiber 2008, Kapitel 24). Die BNetzA (2016, S. 23) sieht diese Notwendigkeit einerseits aufgrund der Verordnungsformulierung (dort allerdings ohne Gewerbesteuer) und andererseits um Investitionsneutralität herzustellen, obwohl für das letztere gilt, dass meist Eigentümer von Netzbetreibern juristische Personen oder öffentliche Körperschaften sind. Mikroökonomisch kann die Investitionsneutralität mit der Abbildung 8 erläutert werden. Gegeben sei ein gesamtwirtschaftliches Investitionsvolumen I_k , das konstant sei und für sonstige Sachkapitalinvestitionen (SSK) oder für Netzinfrastrukturen (NK) eingesetzt werden könnte. In beiden Sektoren erzeugen die eingesetzten Kapitalmengen Outputgrößen entsprechend ihrer Grenzprodukte des Kapitals, die mit den jeweiligen Güterpreisen bewertet, die (unbesteuerten) Wertgrenzprodukte des Kapitals ergeben, WGP_{NK}^{ohne} bzw. WGP_{SSK}^{ohne} ; letztendlich stellen beide Kurven die Kapitalnachfragekurven der Sektoren dar. Im wettbewerblichen Kapitalmarkt würde sich daher der Kapitalmarktzins bzw. Eigenkapitalzinssatz r^{ohne} ergeben; I^* würde in Netzinfrastrukturen investiert, $I^K - I^*$ in sonstiges Sachkapital. Eine ertragssteuerliche Belastung des Kapitals wirkt wie eine Reduktion des wettbewerblichen Güterpreises und dreht daher die WGP-Kurven nach unten. Würde jetzt allein das (Eigen-)Kapital für sonstige Sachkapitalinvestitionen besteuert werden, würde die investitionsneutrale Aufteilung I^* nicht mehr erreicht, sondern es ergäbe sich I' , also zu viele Investitionen in Netze und zu wenig in sonstiges Sachkapital. Um Investitionsneutralität wieder herzustellen, müsste daher das Netzkapital ebenfalls besteuert werden. Es ergäbe sich der gleichgewichtige Eigenkapitalsteuersatz nach Steuer r^{mit} und die optimale Aufteilung der Investitionen I^* . Der Zinssatz r^{ohne} entspricht somit dem regulatorisch festzulegenden Steuersatz vor Steuern.

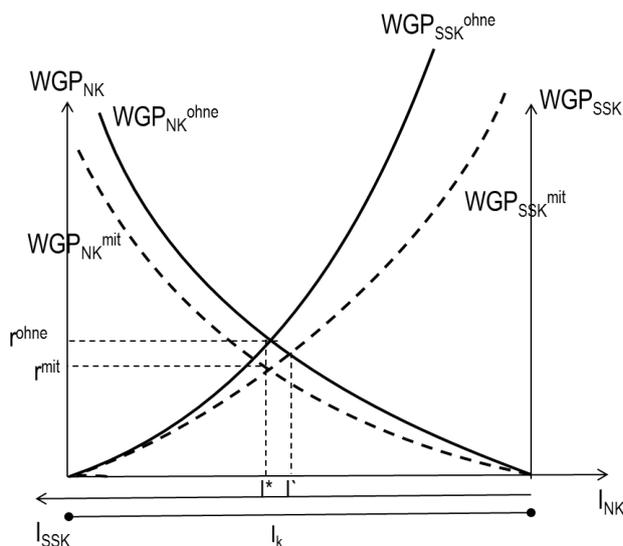


Abbildung 8: Investitionsneutralität bei perfektem Wettbewerb.

Gegen eine Eins-zu-Eins-Umsetzung dieser Modellwelt, wofür sich die BNetzA ausspricht, stehen gewichtige ökonomische Argumente:

- Wie von der BNetzA selbst angeführt stehen bei Strom- und Gasnetze nicht nur natürlichen Personen als Eigentümer dahinter, sondern vielfach auch öffentliche Körperschaften, zunehmend mehr durch den Trend zur Rekommunalisierung. Öffentliche Körperschaften sind nicht (ertrags)steuerpflichtig, also fallen für diese WGP_{NK}^{ohne} und WGP_{NK}^{mit} zusammen.
- Das Auseinanderfallen von WGP_{NK}^{ohne} und WGP_{NK}^{mit} setzt voraus, dass eine Ertragssteuerbelastung vollständig vom Investor, hier Netzbetreiber, getragen werden muss. Ökonomisch hängt es jedoch von den Wettbewerbsverhältnissen in den Gütermärkten ab, ob nicht die Steuerbelastung auf die Endkunden überwältigt wird (ökonomische Inzidenz zu Lasten der Nachfrageseite). Gerade monopolistische Netzstrukturen haben die besten „Chancen“ Steuerbelastungen weiter zu wälzen. Nur eine effiziente Regulierung auf die Kosten des effizienten Leistungserstellers könnte die Weiterwälzung verhindern.

Nur die BNetzA hat ausreichende Informationen über die empirische Relevanz dieser Argumente, insbesondere auf individueller Netzbetreiberebene, um eine quantitative Abschätzung der Irrelevanz der faktischen Ertragssteuerbelastung vorzunehmen. Um die relative Bedeutung dieses Effekts zu zeigen, wird unter Punkt 5 eine Simulationsvariante vorgestellt.

5 Alternative Berechnung der regulierten Eigenkapitalzinssätze

Tabelle 2 fasst einerseits die von der BNetzA vorgesehenen regulatorischen Festsetzungen für die dritte Regulierungsperiode bezüglich risikolosem Zinssatz, Marktisikoprämie und β -Faktor zusammen und zeigt dann die daraus ermittelten Festlegungsvorschläge bezüglich Neu- und Altanlagen, inklusive der Setzungen bezüglich Anpassungs- und Gewichtungungsverfahren, Mittelwertbildung, Ertragssteuerberechnungen und Herabsetzungen gemäß durchschnittlichem Verbraucherpreisindex. Andererseits werden die aus diesem Gutachten geäußerten methodischen Kritikpunkte insoweit exemplifiziert, dass – soweit aus Datenverfügbarkeitsgründen möglich – Simulationsvarianten entsprechend der Ergebnisse in den Abschnitten 4.1 bis 4.5 berechnet werden; daraus werden dann

Tabelle 2: Ergebnistabelle und Simulationsrechnungen

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Risikoloser Zinssatz	Marktrisiko-prämie	β -Faktor	Risikozuschlag nach Steuern	Zinssatz nach Steuern	Festlegungs-vorschlag: Vor Steuern	Inflations-rate	Festlegungs-vorschlag Vor Steuern		
Konsultationsentwurf BNetzA										
	2,49 %	3,8 %	0,83	3,15 %	5,64%	6,91 %	1,46 %	5,12 %		
Alternativrechnungen									Einspar-potenziale in Prozentp.	
Variante 1: Strukturbruch Finanzmarktkrise/Nullzinspolitik berücksichtigt										
Strom										
a		4,18 %	0,83	3,47 %	4,91 %	6,01 %	1,46 %	4,23 %		0,90
b	1,44 %	4,56 %		3,78 %	5,22 %	6,40 %		4,61 %		0,51
c		4,94 %		4,10 %	5,54 %	6,79 %		5,00 %		0,13
Gas										
d		4,18 %	0,83	3,47 %	5,07 %	6,21 %	1,46 %	4,42 %		0,70
e	1,60 %	4,56 %		3,78 %	5,38 %	6,60 %		4,81 %		0,32
f		4,94 %		4,10 %	5,70 %	6,98 %		5,19 %		-0,07
Variante 2: Nur anreizregulierte Unternehmen										
	2,49 %	3,8 %	0,74	2,81 %	5,30 %	6,49 %	1,46 %	4,71 %	0,42	
Variante 3: Richtige Eigenkapitalstruktur										
BNetzA/Frontier Economics müssen β s der tatsächlichen Eigenkapitalquoten schätzen										
Variante 4: Geometrisches Mittel										
	2,49 %	3,2 %	0,83	2,66%	5,15 %	6,30%	1,46 %	4,52 %	0,61	
Variante 5: Häufige Ertragssteuerbelastung										
	2,49 %	3,8 %	0,83	3,15 %	5,64%	6,28 %	1,46 %	4,65 %	0,63	
Variante 6: (Varianten 1a, 2, 4 und 5)										
	1,44 %	4,18 %	0,74	3,09 %	4,53 %	5,04 %	1,46 %	3,42 %	1,87	

jeweils alternative Festsetzungsvorschläge erarbeitet. Abschließend wird versucht, aus der Höhe der Netzentgelte, insbesondere derer ökonomischen Inzidenz nach Verbrauchergruppen, die relative Bedeutung der kalkulatorisch erlaubten Eigenkapitalverzinsung für die absolute Höhe der Netzentgelte Rückschlüsse über Einsparpotentiale gegenüber dem jetzigen Regulierungsvorschlag abzuleiten.

Variante 1: Eine Möglichkeit, den Strukturbruch der Finanzmarktkrise und der Nullzinspolitik zu simulieren, ist für den risikolosen Zins nur 2009 (ab Finanzmarktkrise) zu verwenden und den aktuellen Rand für Strom mit 2017 und für Gas mit 2016 festzulegen. Für die noch nicht vorliegenden Jahre kann man den für das erste Halbjahr 2016 vorliegenden Durchschnittswert¹⁰ als guten Schätzwert zu Grunde legen. Es ergäbe sich damit die Tabelle 3:

Tabelle 3: Risikoloser Zinssatz – BNetzA und Alternativvorschläge

Jahr	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Arithmetisches Mittel
Umlaufrenditen in % ¹¹	3,8	4,3	4,2	3,2	2,5	2,6	1,4	1,4	1	0,5			
Alternativrechnungen													
Gas				3,2	2,5	2,6	1,4	1,4	1	0,5	0,2		1,60
Strom				3,2	2,5	2,6	1,4	1,4	1	0,5	0,2	0,2	1,44

Für die Marktrisikoprämie unterstelle ich, dass eine neue Schätzung der Marktrisikoprämie eine 10 %, 20 % oder 30 %-Erhöhung erbringen könnte. Insofern würde die Marktrisikoprämie auf 4,18 %, 4,56 % oder 4,94 steigen. Multipliziert man diese mit dem von der BNetzA vorgeschlagenen Risikofaktor von 0,83, ergeben sich damit netzspezifische Risikoprämien von 3,47 %, 3,78 % oder 4,10 %. Für Neuanlagen wäre dann der angemessene Eigenkapitalzinssatz bei Strom (Gas) bei 6,01 (6,21) %, 6,40 (6,60) % oder 6,79 (6,98) %, wenn man die jeweiligen risikolosen Zinssätze und die netzbetriebspezifischen Wagniszuschläge aufaddiert und mit den verwendeten Ertragssteuerzuschlag multipliziert. Für Altanlagen müssten bei Verwendung des vorgeschlagenen arithmetischen Mittels für den Verbraucherpreisindex von 1,46 % auf 4,23 (4,42) %, 4,61 (4,81) % oder 5,00 (5,19) % bei den Strom(Gas)netzanbietern gesenkt werden.

Variante 2: Verwendet man für die adjustierten Betas nur die der anreizorientierten Regulierung unterliegenden Vergleichsunternehmen und behält die Gewichtungsmethodik der 5-/3-/1-Jahreswert der BNetzA¹² bei, ergibt sich ein gerundeter Risikofaktor von 0,74. Daraus würde ein netzbetriebspezifischer Wagniszuschlag von 3,09 % erfolgen. Zusammen mit der geplanten Festsetzung des risikolosen Zinssatzes ergäbe sich dann für Neuanlagen ein erlaubter Eigenkapitalzinssatz nach Steuern von 5,30 % bzw. vor Steuern von 6,49 %. Unter Berücksichtigung des abzusetzenden Verbraucherpreisindex ergibt sich dann für Altanlagen ein zulässiger Wert in Höhe von 4,71 %.

In *Variante 3* „Richtige Eigenkapitalstruktur“ kann keine Simulation erfolgen. Erst muss das tatsächliche β und die tatsächlichen Eigenkapitalquote verwendet werden. Dann könnten unter Hinzuziehung

¹⁰https://www.bundesbank.de/Redaktion/DE/Downloads/Veroeffentlichungen/Statistische_Beihefte_2/2016/2016_07_kapitalmarktstatistik.pdf?blob=publicationFile, entnommen 04.08.2016,

¹¹Siehe BNetzA, S.6.

¹²1. Arithmetisches Mittel der 5- und 3-Jahres-Periode, dann 2. Arithmetisches Mittel von 1. und 1-Jahresperiode (BNetzA, 2016, S. 21 und Kapitel 2).

der bilanziellen Eigenkapitalquoten das tatsächliche Verhältnis Fremd- zu Eigenkapital zugrunde gelegt und daraus die relevanten Eigenkapitalzinssätze festgelegt werden.

Variante 4: Unter ausschließlicher Verwendung des geometrischen Mittels wäre die Marktrisikoprämie auf 3,2 % abzusenken. Folglich könnte der Eigenkapitalzins für Neuanlagen auf 6,30 % und für Altanlagen auf 4,52 % reduziert werden.

Variante 5: Es ist zu vermuten, dass die ökonomische Ertragssteuerbelastung geringer ist als die rechtliche. Um diesen Effekt zu simulieren, wird in dieser Variante unterstellt, dass beispielsweise etwa 45 % der Ertragssteuerbelastung auf die Endkunden weitergewälzt werden kann bzw. in entsprechendem Ausmaß nicht ertragssteuerpflichtige Netzeigentümer vorhanden sind. Entsprechend verringert sich der Ertragssteuerzuschlag auf 0,1125 bzw. der Steuerfaktor auf 1,1125¹³. Folglich könnte der Eigenkapitalzins für Neuanlagen auf 6,28 % und für Altanlagen auf 4,65 % reduziert werden.

Variante 6: Hinsichtlich der Variante 1 ist eine 10 %-Erhöhung der Marktrisikoprämie schon sehr unwahrscheinlich, zumindest ist eine Erhöhung der Ertragsraten insgesamt nach globalen Marktdaten nicht beobachtbar.¹⁴ Insofern sind die Varianten 1a/d am plausibelsten. Zu Vereinfachung wird hier allein der Stromsektor betrachtet. Ferner wird unterstellt, dass nur anreizregulierte Unternehmen eingehen sollten (Variante 2), nur das geometrische Mittel für die Berechnung der Marktrisikoprämie angewandt werden sollte (Variante 4) und etwa 45 % der Ertragssteuerbelastung auf die Endkundenseite weitergewälzt werden kann bzw. entsprechend nicht-ertragssteuerpflichtige Investoren Netzeigentümer sind. Tabelle 3 zeigt, dass danach bei Strom der Eigenkapitalsteuersatz vor Steuern bei Neuanlagen auf 5,04 % und bei Altanlagen auf 3,42 % herabgesetzt werden müsste.

In der Tabelle 3 sind in der letzten Spalte die absoluten Prozentpunkte ausgewiesen, um wieviel – je nach Variante – die Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für die Strom- und Gasnetzbetreiber geringer ausfallen müsste; nur die sehr unwahrscheinliche Variante 1c führt zu höheren Eigenkapitalzinssätzen. Den Gesamteffekt am besten beschreibt Variante 6, wonach für die Stromnetzbetreiber der Eigenkapitalzins um 1,85 Prozentpunkte zu reduzieren wäre. Nach der Transparenzstudie Agora¹⁵ würde eine Senkung der EK-Zinssätze von 2014-2018 um 1,52 Prozentpunkte ein Einsparvolumen von 1,8 Mrd. € über 5 Jahre erbringen. Da Variante 6 1,85 Prozentpunkte nahe legen würde, wäre analog ein fünfjähriger Einsparbetrag in Höhe von 2,2 Mrd. € oder pro Jahr 438,2 Mio. € zu erwarten. Ökonomisch plausibel ist, dass erhöhte Netzentgelte, die bei der Industrie oder im Gewerbe anfallen, letztendlich auch von den Konsumenten der Produkte getragen werden müssen. Bei einem Exportanteil der deutschen Wirtschaft in Höhe von 50 %¹⁶ würden inländische Konsumenten von der Hälfte

¹³Vgl. BNetzA (2016, S. 22). In die dort genannte Formel geht nur die Körperschaftsteuer und den daraus abgeleitete Solidaritätszuschlag ein, die BNetzA berücksichtigt die durchschnittliche Gewerbesteuerbelastung als „durchlaufenden“ Posten. Der Solidaritätszuschlag ist rechtlich zwar bis Ende 2019 befristet; der aktuelle Verhandlungsstand zum Länderfinanzausgleich macht eine Abschaffung des Solidaritätszuschlags jedoch sehr unwahrscheinlich. Ferner ist der Effekt dieses Zuschlages auf die hier verwendete Steuerformel marginal.

¹⁴<https://www.credit-suisse.com/us/en/about-us/media/news/articles/media-releases/2016/02/en/credit-suisse-global-investment-returns-yearbook-2016.html>, entnommen 29.7.2016.

¹⁵https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/transparenz-energiewirtschaft/Agora_Transparenzdefizite_der_Netzregulierung_WEB.pdf, entnommen 29.7.2016, S. 23.

¹⁶http://www.bdex.de/doc/Anteil_der_Exporte_am_BIP.pdf, entnommen 29.7.2016.

des (jährlichen) Einsparbetrages profitieren. Bei 40,2 Mio. Haushalten¹⁷ wäre dies pro Jahr und Haushalt 5 Euro 45, bundesweit 219,1 Mio. €. Alternativ ist folgende Abschätzung möglich: Die Agora-Transparenzstudie geht davon aus, dass die regulierten Eigenkapitalzinssätze zu 10 % in die tatsächlichen Netzentgelte eingehen. Die Variante 6 würde bei Stromnetzanbietern eine Minderung um 22,5 % des Eigenkapitalzinssatzes bedeuten. Nimmt man das gültige Netzentgelt für Haushaltskunden (Stand 1.4.2015) in Höhe von 6,51 ct/kWh¹⁸, beträgt der 10%-Eigenkapitalzinsanteil am Entgelt 0,651 ct/kWh. Die vorzunehmende 22,5 %-Minderung des Eigenkapitalzinsanteils würde somit eine Minderung der Netzentgelte in Höhe von 0,15 ct/kWh nach sich ziehen. Bei einem jährlichen, durchschnittlichen Stromverbrauch eines Haushaltes in Höhe von 3 000 kWh¹⁹ würde die anfallenden Netzentgelte und damit die jährliche Stromrechnung um 4,41 € pro Jahr geringer ausfallen. Bezogen auf alle deutschen Haushalte wären dies jedoch 177,3 Mio. €, vergleichbar zur Berechnung über den Exportanteil. In der Summe könnten somit die deutschen Haushalte durch eine angemessene Reduzierung der Eigenkapitalverzinsung bei Stromnetzbetreibern zwischen ca. 180 - 220 Mio. € pro Jahr sparen.

6 Schlussfolgerungen

Der vorliegende Regulierungsvorschlag der BNetzA und das vorlaufende Frontier Economics-Gutachten setzt in fast allen Punkten die bisherige Methodik fort und kommt daher - unter Verwendung aktueller Daten - zu wenig überraschenden Festsetzungsvorschlägen: 6,91 % Eigenkapitalverzinsung bei Neuanlagen bzw. 5,12 % bei Altanlagen. Im Vergleich zur Festsetzung in 2011 mit 9,05 % und 7,14 % sind dies Rückgänge in Höhe von 23,6 % bzw. 28,2 %. Im Wesentlichen wird dieser Rückgang von den Entwicklungen im Kapitalmarkt nach der Finanzkrise getragen.

Der sicherlich richtige und zugleich überfällige Schritt der BNetzA geht jedoch methodisch und in seiner Umsetzung nicht weit genug. Eine konsequente kapitalmarkttheoretische Anwendung erfordert es, den risikolosen Zins noch weiter zu senken, vermutlich sehr moderat die Marktrisikoprämie zu erhöhen, die Berechnung des Risikofaktors für die Netzbetreiber auf die anreizregulierten Unternehmen zu beschränken, das geometrische Mittel für die Marktrisikoprämien anzuwenden und – außerhalb der kapitalmarkttheoretischen Fundierung – die (zweite) Zinssatzerhöhung aufgrund der Ertragsbesteuerung zumindest teilweise zu unterlassen. Ferner muss die Schätzung des Risikofaktors auf der Grundlage der tatsächlichen und nicht der regulatorischen Eigenkapitalquote erfolgen.

Unter Verwendung plausibler, den vorhandenen Daten angemessene Simulationsrechnungen kommen additive Varianten jeweils zu weiteren Senkungspotenzialen in Bezug auf die Zinssätze; diese schwanken zwischen 0,13 und 0,90 Prozentpunkten, nur in einer Variante käme es zur einer Erhöhung um 0,07 Prozentpunkte. In der realistischen und summativen Variante 6 ergibt sich ein Festle-

¹⁷<https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/Bevoelkerung/HaushalteFamilien/HaushalteFamilien.html>, entnommen 29.7.2016.

¹⁸<http://de.statista.com/statistik/daten/studie/168548/umfrage/entwicklung-der-netzentgelte-nach-kundengruppe-seit-2006/>, entnommen 29.7.2016.

¹⁹[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/6FE5E98B43647E00C1257C0F003314E5/\\$file/708-](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/6FE5E98B43647E00C1257C0F003314E5/$file/708-2_Beiblatt_zu%20BDEW-Charts%20Stromverbrauch%20im%20Haushalt_2013-10-23.pdf)

[2_Beiblatt_zu%20BDEW-Charts%20Stromverbrauch%20im%20Haushalt_2013-10-23.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/6FE5E98B43647E00C1257C0F003314E5/$file/708-2_Beiblatt_zu%20BDEW-Charts%20Stromverbrauch%20im%20Haushalt_2013-10-23.pdf), entnommen am 29.7.2016.

gungsbedarf für Neuanlagen in Höhe von 5,04 % und für Altanlagen in Höhe von 3,42 %. Im Vergleich zu 2011 müssten daher die Eigenkapitalsätze um 44,2 % bzw. 52,1 % gesenkt werden.

Um die relative Bedeutung der Eigenkapitalzinssatzsenkung im Vergleich zu dem jetzt vorliegenden Regulierungsvorschlag zu verdeutlichen, wurde die summative Variante für Stromnetze hochgerechnet: Je nach Methodik würden die 40,2 Mio. Haushalte pro Jahr entweder 4,41 € oder 5,45 € sparen, was übers Jahr und für alle Haushalte ein Mehr an verfügbarem Einkommen von 177,3 bzw. 219,1 Mio. € bedeuten würde.

Abschließend sei darauf verwiesen, dass eine kapitalmarkttheoretische Schätzung mit Hilfe von CAPMs letztendlich auch nichts anderes ist als eine Vergleichsmarktstudie, mit deren bekannten Vor- und Nachteilen. Zunehmende Anpassungs- und Ausgleichsverfahren führen die Vorgehensweise immer weiter von den Rohdaten der Vergleichsmärkte weg, eine nicht unbedenkliche Entwicklung. Äußerst bedauerlich ist, dass im Gutachten von Frontier Economics keine Schätzergebnisse publiziert werden, offen bleibt, ob die erforderlichen Testfahren durchgeführt wurden und wie ein Datenzugang zum „Nachschätzen“ für andere Wissenschaftler gewährleistet wird. Dieses Manko wird von Frontier Economics (2015) zu Recht Hoffjahn/Posch (2015) „angekreidet“, aber selbst nicht erfüllt. Wenn schon kein besseres Verfahren als CAPM verfügbar ist, sollte es unter den international üblichen Publikationsanforderungen an Transparenz und Validierbarkeit durchgeführt werden, auch von einer Behörde bzw. ihrer „verlängerten Werkbank“.

Literatur:

BNetzA (2008), Beschluss hinsichtlich der Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen (Bund), http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2008/2008_0001bis0999/2008_001bis099/BK4-08-068_BKV/BeschlussBK408068Bundld13939pdf_bf.pdf?__blob=publicationFile&v=3, entnommen am 24.7.2016.

BNetzA (2011), Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen -Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen nach § 7 Abs. 6 StromNEV bzw. GasNEV, http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1422/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2011/2011_0001bis0999/2011_300bis399/BK4-11-304_BKV/BK4-11-304_Festlegung.html?nn=358956, entnommen am 24.7.2016.

BNetzA (2016a), Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Elektrizitätsnetzbetreiber, http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1422/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2016/2016_0001bis0999/2016_0100bis0199/BK4-16-0160/BK4-16-0160_Verfahrenseinleitung.html?nn=358956, entnommen am 7.6.2016.

BNetzA (2016b), Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Gasnetzbetreiber, http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1422/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2016, entnommen am 7.6.2016.

Borrmann, Jörg/Finsinger, Jörg (1999), Markt und Regulierung. München (Vahlen).

Frontier Economics (2016), Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung der Zuschläge und zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer Unternehmer Wagnisse für Strom- und Gasnetzbetreiber, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, 28 Juni 2016,

Herdzina, Klaus (1987), Wettbewerbspolitik, Stuttgart (Fischer).

Hoffjahn, Andreas/Posch, Peter N. (2015), Korrekturbedarf bei der Ermittlung von risikolosem Basiszinssatz und Marktrisiko-prämie, Gutachten für den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BdEW), September 2015, [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20151012-o-positions-papier-eigenkapitalverzinsung-fuer-strom-und-gasnetze-in-der-3-regulierungspe/\\$file/Gutachten_Hoffjan_Posch_Sept.%202015.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20151012-o-positions-papier-eigenkapitalverzinsung-fuer-strom-und-gasnetze-in-der-3-regulierungspe/$file/Gutachten_Hoffjan_Posch_Sept.%202015.pdf), entnommen am 24.7.2016.

Knieps, Günter (2008). Wettbewerbsökonomie: Regulierungstheorie, Industrieökonomie, Wettbewerbspolitik, 3., erweiterte und überarbeitete Auflage, Berlin/Heidelberg (Springer).

Neuhoff, Karsten (2011), Öffnung des Strommarktes für erneuerbare Energien: Das Netz muss besser genutzt werden. DIW Wochenbericht, 2011, 78. Jg., Nr. 20, S. 16-23.

Perridon, Louis/Steiner, Manfred/Rathgeber, Andreas W. (2012), *Finanzwirtschaft der Unternehmung*. 16., überarbeitete und erweiterte Auflage, München (Vahlen).

Schreiber, Ulrich (2008), Besteuerung der Unternehmen, 2., überarbeitete Auflage, Berlin Heidelberg (Springer).

Schmidt, Ingo/Haucap, Justus (2013), Wettbewerbspolitik und Kartellrecht: eine interdisziplinäre Einführung, Berlin (Walter de Gruyter).

Varian, H. R. (2014), *Intermediate Microeconomics: A Modern Approach: Ninth International Student Edition*. WW Norton & Company (New York/London).

WAR (Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen (2011), Eigenkapitalverzinsung - Festlegung im Bereich Gas und Strom für die zweite Regulierungsperiode, Oktober 2011, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/WAR/WARStellungnOkt2011Eigenkapitalverzinsungpdf.pdf?__blob=publicationFile&v=3, entnommen 26.7.2016.