



Eigenkapitalzinssatz bei Wasserstofftransportnetzen

Gutachten im Auftrag des FNB Gas e.V.

3. September 2021

Projektteam



VERTRAULICHKEIT

Die Branchen unserer Kunden sind durch sehr starken Wettbewerb gezeichnet und die Wahrung der Vertraulichkeit im Hinblick auf Pläne und Daten unserer Kunden ist entscheidend. NERA Economic Consulting wendet daher konsequent interne Maßnahmen zur Geheimhaltung an, um die Vertraulichkeit aller Informationen des Kunden zu schützen.

Unsere Branche ist gleichfalls sehr wettbewerbsintensiv. Wir sehen unsere Herangehensweisen und Einblicke als unser geistiges Eigentum und verlassen uns auf unsere Kunden, unsere Interessen an unseren Vorschlägen, Präsentationen, Methodologien und analytischen Techniken zu schützen. Unter keinen Umständen darf dieses Material ohne die vorherige schriftliche Zustimmung von NERA Economic Consulting mit irgendeiner dritten Partei geteilt werden.

© NERA Economic Consulting

Inhalt

Kurzfassung	i
1. Einleitung	1
2. Asymmetrisches Risiko für H2-Netze	2
3. Realloptionsansatz zur Bestimmung der Eigenkapitalverzinsung	7
4. Quantifizierung	11
4.1. Wert der Put-Option	11
4.2. Äquivalenter Eigenkapitalzinssatz	15
5. Präzedenzfälle	20

Kurzfassung

Die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas) hat NERA Economic Consulting GmbH (NERA, uns) damit beauftragt, dazu Stellung zu nehmen, was der angemessene Eigenkapitalzinssatz für Wasserstofftransportnetze (H2-Netze) sein könnte und insbesondere, ob ein Aufschlag gegenüber dem Eigenkapitalzinssatz für Gasnetze erforderlich ist beziehungsweise wie hoch dieser ausfallen sollte.

Solange der Wasserstoffmarkt noch nicht den gleichen Reifegrad erreicht hat wie der Erdgasmarkt heute, tragen H2-Netze ein größeres Risiko als Erdgasnetze. Dieses resultiert insbesondere aus i) der Möglichkeit eines Totalverlustes bei Scheitern des Markthochlaufes, ii) der Abhängigkeit von Ankerkunden, iii) der prozyklischeren Nachfrage der Kunden und iv) der schlechteren Bonität der Kunden. Die Mechanismen, die bei Erdgasnetzen sehr niedrige Renditen oder gar Verluste ausschließen, wie z.B. das Regulierungskonto, können bei H2-Netzen während des Markthochlaufs noch keine ökonomische Wirkung entfalten. Im Ergebnis würde ein identischer Eigenkapitalzinssatz für Erdgas- und H2-Netze dazu führen, dass die erwartete Rendite für H2-Netze unter jene von Erdgasnetzen fällt. Im Umkehrschluss muss der regulatorische Eigenkapitalzinssatz für H2-Netze also höher sein als für Erdgasnetze, um das größere Risiko sehr niedriger Renditen für H2-Netze zu kompensieren.

Der Realoptionsansatz ermöglicht es, den erforderlichen Risikoaufschlag zu quantifizieren. Der Ansatz kann als Gedankenexperiment verstanden werden, in dem H2-Netze eine Zusatzversicherung abschließen, die sie gegen sehr niedrige Renditen absichert und damit den Erdgasnetzen gleichstellt. Der Wert dieser Versicherung entspricht der Kompensation, die H2-Netze in Form eines höheren Eigenkapitalzinssatzes erhalten müssen, um sie für die tatsächliche Übernahme des höheren Risikos zu kompensieren. Tabelle 1 zeigt die in diesem Gutachten ermittelten Eigenkapitalzinssätze (vor KSt., nach GewSt.) für H2-Netze.

Die geschätzten Eigenkapitalzinssätze für H2-Netze liegen in einer Spannweite von 8,76 Prozent bis 12,46 Prozent.

Tabelle 1: Erforderlichen Eigenkapitalzinssätze für H2-Netze (%)

Volatilität (%)	Szenario 1	Szenario 2
15,0	8,76	11,23
17,5	9,35	11,85
20,0	9,93	12,46

Quelle: Eigene Berechnungen.

Zwei Aspekte sind im Kontext dieser Eigenkapitalzinssätze von entscheidender Bedeutung.

1. H2-Netze werden keine ökonomisch wirksame Renditeuntergrenze haben, solange der Wasserstoffmarkt noch nicht den gleichen Reifegrad erreicht hat, wie der Erdgasmarkt ihn heute hat. Dies bedeutet, dass der regulatorische Eigenkapitalzinssatz für H2-Netze nicht der aus der ex-ante Sicht zu erwartenden Eigenkapitalrendite entspricht, sondern dass die erwartete Rendite unter dem regulatorisch festgelegten Wert liegt (siehe Abbildung 1 im Gutachten).
2. Die in Tabelle 1 dargestellten Eigenkapitalzinssätze reflektieren die Annahme einer Abschreibungsdauer von 30 Jahren für heutige Investitionen in Wasserstoffinfrastruktur. Diesen Werten liegt die Annahme zugrunde, dass die Eigenkapitalzinssätze während der gesamten Abschreibungsdauer gelten.

Es existieren internationale Beispiele, in denen regulierten Unternehmen Aufschläge gewährt wurden, um sie für Risiken zu kompensieren, die denjenigen zukünftiger H2-Netze in Deutschland ähnlich sind.

1. Einleitung

Im Kontext der Energiewende laufen aktuell intensive Bestrebungen zur Bereitstellung einer Wasserstofftransportinfrastruktur. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) erarbeitet aktuell einen Entwurf für eine Wasserstoffnetzentgeltverordnung (H2-NEV). In diesem Kontext stellt sich die Frage, was der angemessene Eigenkapitalzinssatz für Wasserstofftransportnetze (H2-Netze) sein könnte und insbesondere, ob ein Aufschlag gegenüber dem Eigenkapitalzinssatz für Gasnetze erforderlich ist beziehungsweise wie hoch dieser ausfallen sollte. Die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas) hat NERA Economic Consulting GmbH (NERA, uns) damit beauftragt, zu diesen Fragen Stellung zu nehmen.

Abschnitt 2 erklärt, dass H2-Netze aus ökonomischer Sicht aufgrund ihres asymmetrischen Risikoprofils eines Aufschlags gegenüber Erdgasnetzen bedürfen. Abschnitt 3 stellt den Realoptionsansatz vor. Dieser Ansatz ermöglicht es, asymmetrischen Renditeverteilungen Rechnung zu tragen. Abschnitt 4 quantifiziert den Renditeaufschlag, der potentiellen Investoren gewährt werden muss, um sie für die Übernahme des asymmetrischen Risikos bei Investitionen in H2-Netze zu kompensieren. Abschnitt 5 zeigt internationale Beispiele auf, in denen regulierten Unternehmen Aufschläge gewährt wurde, um sie für Risiken zu kompensieren, die denjenigen zukünftiger H2-Netze in Deutschland ähnlich sind.

2. Asymmetrisches Risiko für H2-Netze

Benötigen H2-Netze aus ökonomischer Sicht einen Aufschlag auf den für Erdgasnetze ermittelten Eigenkapitalzinssatz? Um diese Frage zu beantworten, gehen wir in zwei Schritten vor. Zunächst vergleichen wir H2-Netze mit Erdgasnetzen im hypothetischen Fall ohne Regulierung und stellen fest, dass H2-Netze aus Investorensicht riskanter sind. Im zweiten Schritt erörtern wir, welchen Einfluss die Regulierung auf die Renditeverteilung bei Investitionen in Erdgas- bzw. H2-Netze hat.

Hypothetischer Fall ohne Regulierung

Im hypothetischen Fall ohne Regulierung sind für einen Investor sehr hohe und sehr niedrige Renditen bei Investition in ein H2-Netz wahrscheinlicher als bei einem Erdgasnetz. Hierfür gibt es mehrere Gründe.

- **Marktreife:** Im Gegensatz zu Erdgastransport ist leitungsgebundener H2-Transport noch nicht etabliert. Der Markthochlauf steht aus und könnte scheitern, wenn bspw. eine konkurrierende Technologie schneller Marktreife erlangt. Bei der Errichtung und Umrüstung existieren für H2-Netze wirtschaftliche und technologische Risiken, die bei Erdgasnetzen nicht mehr bestehen, da diese Technologie bereits Marktreife erreicht hat. Ein Scheitern des H2-Markthochlaufs hätte „Sunk Costs“ und eine Rendite von null bzw. einem Totalverlust zur Folge. Im Gegenzug bzw. als Ausgleich zu diesem Ausfallrisiko sind bei einem erfolgreichen Markthochlauf jedoch auch sehr hohe Renditen möglich.
- **Nachfrage – Anzahl Kunden:** Die Transportnachfrage wird bei H2-Netzen voraussichtlich von einigen wenigen Ankerkunden abhängen, wohingegen Erdgasnetze in der Regel eine Vielzahl unterschiedlicher Kunden bedienen. Fällt ein Kunde aus, kann bei H2-Netzen ein signifikanter Teil der Nachfrage und damit auch der Erlöse einbrechen, wohingegen bei Erdgasnetzen den Wegfall eines Kunden in der Regel weniger stark ins Gewicht fällt.
- **Nachfrage – Struktur:** Während des Markthochlaufs werden H2-Netze nahezu ausschließlich Industriekunden, aber keine Haushaltskunden versorgen. Die Transportnachfrage von Industriekunden ist jedoch zyklischer als die Nachfrage von Haushaltskunden. Somit ist das Risiko einer geringen Auslastung für H2-Netze höher als für Erdgasnetze.¹

¹ Eine ähnliche Sachlage zeigt sich bspw. auch bei der Eisenbahnregulierung. Der Berater der BNetzA ermittelte eine Bandbreite für Betawerte von 0,26-0,97 beim Schienengüterverkehr, im Vergleich zu einer Bandbreite für Betawerte von 0,26-0,74 beim Schienenpersonenverkehr. Die Mittelwerte betragen somit 0,5 für den Schienenpersonenverkehr und 0,615 für den Schienengüterverkehr. Das höhere Beta für den Schienengüterverkehr beruht auf dessen höherer Konjunkturabhängigkeit. Siehe: Frontier Economics: „Aktualisierung von Betawert und Fremdkapitalzuschlag für Eisenbahninfrastrukturunternehmen“, Bericht für die Bundesnetzagentur vom 19.03.2021, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Eisenbahn/Unternehmen_Institutionen/VeroeffentlichungenGutachten/KapitalkostenAktual2021.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (10.08.2021), S.28 sowie S.39.

- **Nachfrage - Bonität:** Die konjunkturgetriebene Nachfrage von Industriekunden spiegelt sich in deren Bonität wider. Viele Industriekunden haben eine schlechtere Bonität als die durchschnittlichen Transportkunden von Erdgasnetzen.² Hinzukommt, dass Transportkunden, d.h. H2-Produzenten und -Verbraucher, während des Markthochlaufs ebenfalls in neue Technologien wie z.B. Elektrolyseure oder neue Stahlverarbeitungsmethoden investieren müssen. Da H2-Technologien noch unerprobt sind, trägt dies zu schlechter Bonität bei. Somit ist die Ausfallwahrscheinlichkeit der Kunden bei H2-Netzen höher als bei Erdgasnetzen.

Die Methodik zur Bewertung von Strom- und Gasnetzen der Ratingagentur Moody's lässt darauf schließen, dass Erdgas- und H2-Netze in unterschiedliche Ratingklassen fallen würden, da sie in unterschiedlichem Ausmaß bestimmten Risiken ausgesetzt sind. Beispielsweise deutet die etablierte Regulierungspraxis bei Erdgasnetzbetreibern beim Faktor „Stabilität und Vorhersehbarkeit des regulatorischen Regimes“ auf eine mit Abstand bessere Bewertung hin als die gerade im Entstehen begriffene Regulierung für H2-Netze.³ Beim Faktor des Erlösrisikos erfolgt die Zuteilung der Ratingklasse fast ausschließlich danach, wie stark Unternehmen Kapazitätsrisiken ausgesetzt ist.⁴ Auch hier ist von höheren Risiken für H2-Netze auszugehen.

In finanzökonomischen Termini führen obige Aspekte dazu, dass der Barwert von H2-Netzen „volatiler“ ist, als der Barwert von Erdgasnetzen.

Tatsächlicher Fall mit Regulierung

Im tatsächlichen Fall mit Regulierung führen verschiedene Aspekte der Anreizregulierung dazu, dass die Rendite für Erdgasnetze sowohl nach oben als auch nach unten begrenzt ist. Extrem hohe Renditen sind ebenso ausgeschlossen, wie extrem niedrige Renditen bzw. der Totalverlust.

- Die Erlösobergrenze (EOG) setzt eine Obergrenze für die mögliche Rendite. Für jede gegebene Investition ist die erwartete Rendite mit EOG niedriger als ohne EOG, da unter sonst gleichen Umständen das Potential sehr hoher Renditen entfällt. Auch H2-Netze werden im Falle einer Regulierung einer EOG-ähnlichen Beschränkung unterliegen, welche zu einer Renditeobergrenze führt.
- Für Erdgasnetze existieren Elemente, die die mögliche Rendite nach unten begrenzen. Hierzu zählt das von der ARegV vorgesehene Regulierungskonto, das zeitliche Schwankungen in der Transportnachfrage ausgleicht. Idiosynkratische Risiken durch einzelne Nachfrager, die bei H2-Netzen in der Entwicklungsphase signifikant sind (siehe oben), werden weitgehend eliminiert. Ein Totalverlust

² Beispielsweise wird die Bonität des Stahlproduzenten thyssenkrupp AG, eines potentiellen Transportkunden von H2-Netzbetreibern, aktuell von allen drei führenden Rating-Agenturen schlechter als „investment-grade“ bewertet.

³ Moody's (2017): Rating Methodology Regulated Electric and Gas Networks, S. 10.

⁴ Moody's (2017): Rating Methodology Regulated Electric and Gas Networks, S. 12.

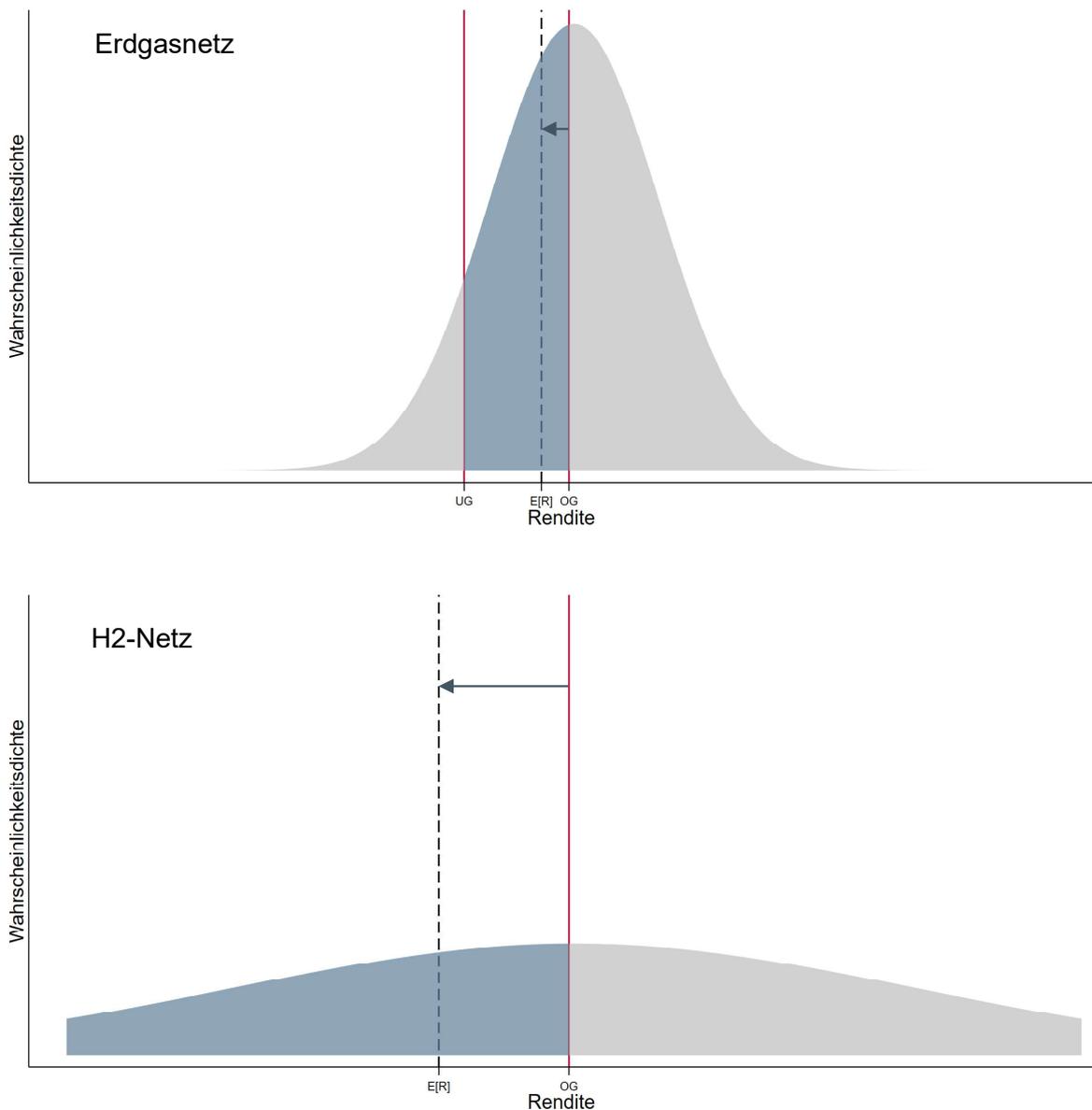
scheint ausgeschlossen. Diese Elemente existieren für H2-Netze nicht.⁵ Aus diesen Gründen existiert die Wahrscheinlichkeit sehr niedriger Renditen für H2-Netze sowohl im Fall mit Regulierung als auch im Fall ohne Regulierung.

Zusammenfassend gilt demnach, dass H2-Netze im Fall ohne Regulierung größeren Risiken ausgesetzt sind als Erdgasnetze. Im Fall mit Regulierung können die Mechanismen, die bei Erdgasnetzen risikoreduzierend als Versicherung gegen negative Renditeausschläge wirken, bei H2-Netzen keine ökonomische Wirkung entfalten.

Die höhere Volatilität und die bestehende Gefahr sehr niedriger Renditen bei schlechter Marktentwicklung führen dazu, dass der regulatorische Eigenkapitalzinssatz für H2-Netze über jenem für Erdgasnetze liegen muss, wenn beide *im Erwartungswert* die gleiche Rendite erzielen sollen.

Abbildung 1 veranschaulicht dies durch ein Gegenbeispiel. Die obere Abbildung zeigt die Verteilung der Rendite für ein reguliertes Erdgasnetz. Die Glockenkurve zeigt die Verteilung der Rendite im hypothetischen Fall ohne Regulierung. Im tatsächlichen Fall mit Regulierung ist die mögliche Rendite durch Ober- und Untergrenzen beschränkt (rote Linien). Die schwarz gestrichelte Linie zeigt den Erwartungswert der Rendite mit Regulierung. Die untere Abbildung zeigt die Verteilung der Rendite für ein reguliertes H2-Netz.

⁵ Selbst wenn ein dem Regulierungskonto von Erdgasnetzen vergleichbares Instrument für H2-Netze eingeführt werden würde, könnte dies frühestens dann eine ökonomische Wirkung entfalten, wenn der Wasserstoffmarkt die gleiche Reife erreicht hätte wie der Erdgasmarkt heute hat. Dies würde beinhalten, dass sich die aufgezeigten Risiken für H2-Netze – u.a. Risiko eines Totalverlustes, Abhängigkeit von Ankerkunden, pro-zyklische Nachfrage, schlechte Bonität der Kunden – aufgelöst hätten. Während der Markthochlaufphase, in der diese Risiken jedoch bestehen, kann ein dem Regulierungskonto vergleichbares Element der H2-Netzregulierung keine ökonomische Wirkung entfalten. Wenn beispielsweise Erlöse einbrechen, weil ein H2-Netz einen Ankerkunden dauerhaft verliert, könnten die Mindererlöse nicht über ein Regulierungskonto nachgezogen werden, da während des Markthochlaufs noch keine ausreichende Kundenbasis vorhanden ist. Ebenso scheint ein Ausgleich über andere H2-Netze während des Markthochlaufes unwahrscheinlich, da dies die Entgelte für Kunden anderer Netze stark und möglicherweise prohibitiv erhöhen würde.

Abbildung 1: Renditeverteilung regulierter Erdgas- und H2-Netze

Quelle: Eigene Darstellung. Die obere Abbildung zeigt die Rendite eines regulierten Erdgasnetzes, die untere Abbildung zeigt die Rendite eines regulierten H2-Netzes mit höherer Volatilität. „OG“ bezeichnet die von der Regulierung eingezogene Obergrenze, „UG“ die Untergrenze. „E[R]“ bezeichnet den Erwartungswert im Fall einer Regulierung.

In dieser Darstellung hätten beide Netze im hypothetischen Fall ohne Regulierung den gleichen Erwartungswert.⁶ Beim H2-Netz ist allerdings die Volatilität höher als beim Erdgasnetz. Dies zeigt sich darin, dass die Renditeverteilung in der unteren Abbildung weniger konzentriert ist und mehr Masse an den

⁶ Dies zeigt sich daran, dass beide Glockenkurven ihr jeweiliges Maximum an der gleichen Stelle haben. Die Rendite mit der höchsten Wahrscheinlichkeitsdichte in der oberen Abbildung weist auch in der unteren Abbildung die höchste Wahrscheinlichkeitsdichte auf.

Rändern hat. Extreme Renditen, sowohl hohe als auch niedrige, sind wahrscheinlicher. Die durch die Regulierung eingelegene Obergrenze für das H2-Netz liegt an der gleichen Stelle wie für das Erdgasnetz. Dies spiegelt den Fall eines identischen regulatorischen Eigenkapitalzinssatzes wider. Wie beschrieben, existiert für das H2-Netz jedoch keine Untergrenze. Bei identischer Obergrenze führt dies dazu, dass die erwartete Rendite für H2-Netze unter der erwarteten Rendite für Erdgasnetze liegt. Bei beiden Netzen werden mögliche Renditen oberhalb der Obergrenze „abgeschnitten“. Bei H2-Netzen steht diesem begrenzten Aufwärtspotential jedoch ein höheres Abwärtsrisiko gegenüber. Dies zieht den Durchschnitt für H2-Netze unter jenen für Erdgasnetze.⁷ Daher muss die Obergrenze für H2-Netze über jener für Erdgasnetze liegen, damit beide Netze im Erwartungswert die gleiche Rendite erzielen können. Im Kontext der Regulierung bedeutet dies, dass bei H2-Netzen gegenüber Erdgasnetzen ein Aufschlag auf den regulatorisch erlaubten Eigenkapitalzinssatz erforderlich ist. Die Höhe des erforderlichen Aufschlages lässt sich durch folgendes Gedankenexperiment bestimmen: Im hypothetischen Fall einer identischen Obergrenze würden sich das Erdgas- und das H2-Netz nur dadurch unterscheiden, dass dem letztgenannten die Untergrenze fehlt. Die Untergrenze wirkt wie eine Versicherung, die dem Netz eine gewisse Mindestrendite zusichert. Um beide Netze gleichzustellen, kann man quantifizieren, was der Barwert einer Versicherung wäre, die das H2-Netz gegen niedrige Renditen versichert. Diesen Barwert könnte man dem H2-Netz als direkten Transfer zukommen lassen und die Obergrenze unverändert lassen. Alternativ könnte man die Obergrenze soweit anheben, dass der Zuwachs an Renditepotential gerade dem Barwert der Versicherung entspricht. Dieses Vorgehen entspricht dem Gewähren eines Aufschlages auf den regulatorischen Eigenkapitalzinssatz für H2-Netze gegenüber Erdgasnetzen.

Abschnitt 3 zeigt, dass sich der Barwert der skizzierten Versicherung durch die Bepreisung einer sog. Put-Option schätzen lässt. Abschnitt 4 nimmt die Bepreisung dieser Put-Option vor und überführt den Barwert in einen äquivalenten Aufschlag auf den regulatorischen Eigenkapitalzinssatz.

Abschnitt 5 zeigt, dass auch in anderen europäischen Ländern Regulierungsbehörden Aufschläge auf den regulatorischen Eigenkapitalzinssatz gewährt haben, um die regulierten Unternehmen für die Übernahme von Risiken zu kompensieren, die mit denjenigen zukünftiger H2-Netze in Deutschland vergleichbar sind.

⁷ Auch bei identischer Volatilität von Erdgas- und H2-Netzen, würde das Vorliegen einer Obergrenze und das Entfallen einer Untergrenze, die erwartete Rendite für H2-Netze unter jene für Erdgasnetze ziehen. Die höhere Volatilität, d.h. das höhere Risiko bei H2-Netzen verstärkt diesen Effekt zusätzlich.

3. Realoptionsansatz zur Bestimmung der Eigenkapitalverzinsung

Abschnitt 2 verdeutlicht, dass sich regulierte Erdgasnetze und regulierte H2-Netze darin unterscheiden, dass Erdgasnetze im Gegensatz zu H2-Netzen von einer Untergrenze der möglichen Rendite profitieren, die sich aus der Existenz des Regulierungskontos ergibt. Um H2-Netze unter der Regulierung nicht schlechter zu stellen als Erdgasnetze, bedürfen H2-Netze eines Renditeaufschlags, der das Fehlen dieser Untergrenze kompensiert. Wie lässt sich die Höhe der erforderlichen Kompensation bestimmen? Diese Frage lässt sich mithilfe des Realoptionsansatzes beantworten. Der Realoptionsansatz wendet die finanzmathematische Theorie zur Bepreisung von Optionen auf realwirtschaftliche Investitionsprojekte an.⁸ In der Wissenschaft ist dieser Ansatz etabliert,⁹ im Regulierungskontext findet er zunehmend Eingang (siehe Abschnitt 5).¹⁰

Info-Box: Optionen

Eine Put-Option ist das Recht, aber nicht die Pflicht, ein bestimmtes Wertpapier zu einem vereinbarten Preis und zu einem bestimmten Zeitpunkt in der Zukunft an die Vertragsgegenseite zu verkaufen.¹¹ Eine Call-Option ist das Recht, aber nicht die Pflicht, ein bestimmtes Wertpapier zu einem vereinbarten Preis und zu einem bestimmten Zeitpunkt in der Zukunft von der Gegenseite zu kaufen. Kann das Recht zum Kauf bzw. Verkauf des Wertpapiers nur zu einem bestimmten Zeitpunkt in der Zukunft ausgeübt werden, jedoch nicht früher, wird die Option als „europäisch“ bezeichnet. Kann das Recht zu einem beliebigen Zeitpunkt zwischen Gegenwart und Fälligkeit der Option ausgeübt werden, wird es als „amerikanisch“ bezeichnet. Bei einer Put-Option hat die Partei mit dem Recht das Wertpapier zu verkaufen eine „Long“-Position. Die Gegenseite, die das Wertpapier auf Verlangen ankaufen muss, hat eine „Short“-Position.

Die Abbildungen unten zeigen die Auszahlungsprofile von Put- und Call-Optionen bei Fälligkeit. Die linke Seite zeigt die Auszahlung für eine Long-Position in einer Put-Option, die rechte Seite zeigt die Auszahlung für eine Long-Position in einer Call-Option. Im Kontext der Wasserstoffnetze ist die Put-Option relevant. Wenn der Kurs des Wertpapiers A bei Fälligkeit über dem Ausübungspreis K

⁸ Der wegbereitende Aufsatz für die Theorie zur Bepreisung von Optionen findet sich in: Black, Fischer; Scholes, Myron (1973). „The Pricing of Options and Corporate Liabilities“. *Journal of Political Economy*. 81 (3): 637–654.

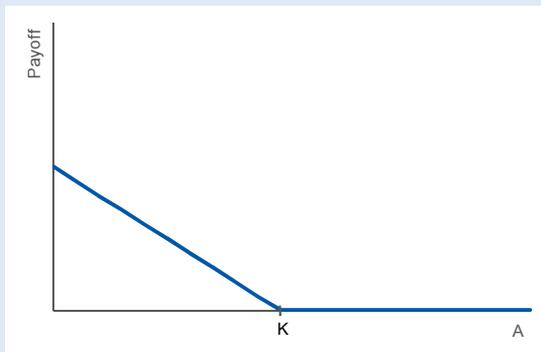
⁹ Eine der ersten Anwendungen der Theorie zur Bepreisung von Optionen im Kontext von realwirtschaftlichen Gütern findet sich in: Brennan, M. J.; Schwartz, E. S., (1985). „Evaluating Natural Resource Investments“, *Journal of Business*, Vol. 58, No. 2, 135-157. Das didaktische Standardwerk liefern: Dixit, A.K.; Pindyck, R.S. (1994). „Investment under Uncertainty“. Princeton: Princeton University Press.

¹⁰ In Nordamerika werden im Kontext regulierter Unternehmen Argumente auf Basis des Realoptionsansatzes bereits seit längerem diskutiert. Siehe bspw. Hausman, Myers (2002). „Regulating the United States Railroads: The Effects of Sunk Costs and Asymmetric Risk“, *Journal of Regulatory Economics*: 22:3, S. 287-310.

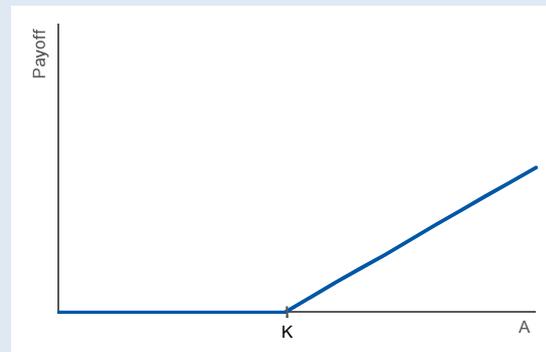
¹¹ Bei „normalen“ Optionen dienen Wertpapiere als Basiswert („underlying“). Bei Realoptionen dienen nicht Wertpapiere, sondern realwirtschaftliche Güter als Basiswert.

liegt, wird der Optionsinhaber sein Recht, das Wertpapier zum Ausübungspreis zu verkaufen, nicht ausüben, da dies verlustbringend wäre. Somit liegt seine Auszahlung bei null. Liegt der Kurs des Wertpapiers hingegen unter dem Ausübungspreis, übt der Inhaber die Put-Option aus und realisiert den Gewinn $K - A$. Die Auszahlung an den Inhaber der Put-Option beträgt somit $\max[0, K - A]$.

Put-Option



Call-Option



Eine Put-Option, bei der der aktuelle Kurs des Basiswerts unter dem Ausübungspreis liegt, $A < K$, wird als „in the money“ (ITM) bezeichnet, da die Option beim aktuellen Kurs des Basiswerts bei Fälligkeit zu einer Auszahlung größer null führen würde. Umgekehrt wird eine Put-Option, bei der der aktuelle Kurs des Basiswerts über dem Ausübungspreis $K < A$ liegt, als „out of the money“ (OTM) bezeichnet, da die Option bei Fälligkeit zu einer Nullauszahlung führen würde, wenn der aktuelle Kurs des Basiswertes unverändert bliebe. Dennoch muss der Wert einer „out of the money“ Option nicht null sein, da sich der Kurs des Basiswerts zwischen Gegenwart und Fälligkeit in den zur Auszahlung führenden Bereich bewegen kann. Optionen, bei denen der aktuelle Basiswert dem Ausübungspreis entspricht, $K = A$, werden als „at the money“ (ATM) bezeichnet.

Für den Zweck dieses Berichts stützen wir uns auf das Modell zur Optionsbewertung von Cox, Ross und Rubinstein,¹² welches weithin akzeptiert ist, auf sog. Binomialbäumen beruht und sich verglichen mit alternativen Modellen leicht anwenden lässt. Das Modell erfordert die folgenden Eingangsgrößen:

- A : Der aktuelle Preis des Wertpapiers oder Vermögenswerts, den der Optionsinhaber in Zukunft verkaufen kann
- K : Der Ausübungspreis, d. h. der Preis, zu dem das Wertpapier in Zukunft verkauft werden kann
- r : Risikofreier Zinssatz
- $T-t$: Zeit bis zur Fälligkeit, wobei T die Fälligkeit bezeichnet und t das aktuelle Datum

¹² Cox, J. C.; Ross, S. A.; Rubinstein, M. (1979). „Option pricing: A simplified approach“. Journal of Financial Economics. 7 (3): 229.

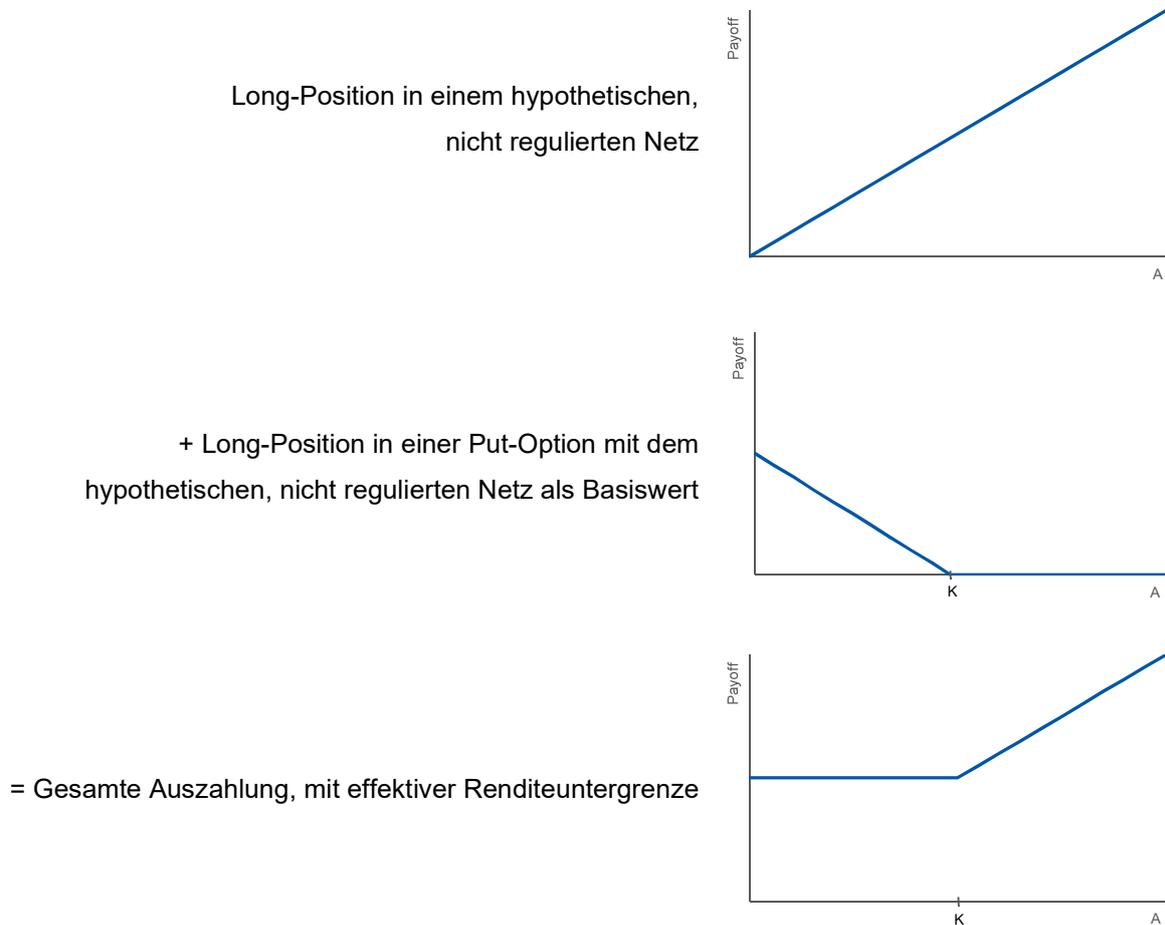
- σ („Sigma“): Die Volatilität des Basiswerts. Je größer σ , desto größer ist die Unsicherheit über den Wert des Basiswerts bei Fälligkeit

Regulierte Netze, deren Renditen eine Obergrenze (H2-Netze) bzw. eine Ober- und Untergrenze (Erdgasnetze) aufweisen können als Portfolios mit unterschiedlichen Positionen verstanden werden.

- Ein reguliertes Erdgasnetz mit Ober- und Untergrenze ist äquivalent zu einem Portfolio aus
 - i. einer Long-Position in einem hypothetischen, nicht regulierten Erdgasnetz,
 - ii. einer Short-Position in einer Call-Option mit dem hypothetischen, nicht regulierten Netz als Basiswert (Obergrenze) und
 - iii. einer Long-Position in einer Put-Option mit dem hypothetischen, nicht regulierten Netz als Basiswert (Untergrenze).
- Ein reguliertes H2-Netz mit Ober- aber ohne Untergrenze ist äquivalent zu einem Portfolio aus
 - i. einer Long-Position in einem hypothetischen, nicht regulierten H2-Netz und
 - ii. einer Short-Position in einer Call-Option mit dem hypothetischen, nicht regulierten Netz als Basiswert (Obergrenze).

Abbildung 2 veranschaulicht, wie eine Long-Position in einer Put-Option mit dem hypothetischen, nicht regulierten Netz als Basiswert zu einer Renditeuntergrenze führt. Die oberste Grafik stellt die Auszahlung einer Long-Position in einem hypothetischen nicht-regulierten H2-Netz dar. Wenn der Wert des nicht regulierten Netzes gegen null geht, geht auch die Auszahlung gegen null, d.h. es besteht das Risiko des Totalverlustes. Die zweite Grafik präsentiert die Auszahlung einer Long-Position in einer Put-Option mit dem hypothetischen, nicht regulierten Netz als Basiswert. Wenn der Wert des nicht regulierten Netzes den Ausübungspreis K übersteigt, erfolgt keine Auszahlung. Wenn der Wert des nicht regulierten Netzes jedoch unter K fällt, steigt die Auszahlung mit sinkendem Wert des Netzes an. Durch die Addition der Auszahlungsprofile in den beiden oberen Grafiken ergibt sich das Auszahlungsprofil in der untersten Grafik. Die Grafik zeigt, dass die oberen beiden Positionen gemeinsam zu einer effektiven Untergrenze beim Auszahlungsprofil und somit auch zu einer Renditeuntergrenze führen. Diese Untergrenze bzw. ihr Fehlen, unterscheidet H2-Netze und Erdgasnetze.

Abbildung 2: Ein Portfolio aus Basiswert und Put-Option als Untergrenze



Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 2 verdeutlicht, dass eine Long-Position in einer Put-Option mit dem hypothetischen, nicht regulierten Netz als Basiswert den Effekt einer Renditeuntergrenze hat. H2-Netze und Erdgasnetze unterscheiden sich im Fehlen der Untergrenze, bzw. der fehlenden Long-Position in einer Put-Option bei H2-Netzen. Der Wert dieser Put-Option entspricht gerade der Kompensation, die H2-Netze erhalten müssen, um mit Erdgasnetzen gleichgestellt zu werden. Eine alternative Interpretation der Put-Option ist, dass eine Versicherung für H2-Netze gegen eine sehr niedrige Rendite die Gleichstellung mit Erdgasnetzen ermöglicht.¹³ Die Höhe der erforderlichen Kompensation für regulierte H2-Netze, um sie regulierten Erdgasnetzen gleichzustellen, entspricht dem Preis dieser Versicherung. Diese Versicherung ist äquivalent zur Put-Option mit dem nicht-regulierten H2-Netz als Basiswert. Abschnitt 4 schätzt den Wert dieser Put-Option und den äquivalenten Aufschlag auf den Eigenkapitalzinssatz.

¹³ Regulierte Erdgasnetze haben implizit eine solche Versicherung durch das Regulierungskonto.

4. Quantifizierung

Abschnitt 4.1 schätzt den Wert der Put-Option, d.h. die erforderliche Kompensation, um H2-Netze nicht schlechter zu stellen als Erdgasnetze. Abschnitt 4.2 überführt diesen Barwert in einen äquivalenten Aufschlag auf den Eigenkapitalzinssatz.

4.1. Wert der Put-Option

Die Info-Box in Abschnitt 3 zeigt auf, dass für die Bepreisung der Put-Option 5 Eingangsparameter erforderlich sind: Der aktuelle Kurs des Basiswertes, der Ausübungspreis, der risikolose Zins, die Zeit bis zur Fälligkeit und die Volatilität.

4.1.1. Aktueller Preis des Basiswertes

Das tatsächliche Investitionsvolumen variiert je nach betroffenem bzw. geplantem H2-Netz. Wir normieren das Investitionsvolumen daher auf einen fiktiven Betrag von 1.000 Geldeinheiten. Der in Abschnitt 4.2 ermittelte Aufschlag auf den Eigenkapitalzinssatz bleibt von dieser Normierung unberührt. Wir unterstellen, dass der Basiswert bis zur Fälligkeit auf null sinkt.¹⁴

4.1.2. Ausübungspreis

Wir betrachten eine ATM Put-Option, d.h. unterstellen einen Ausübungspreis gleich dem anfänglichen Investitionsvolumen von 1.000 Geldeinheiten. Dies entspricht einer Situation, in der der Netzbetreiber seine Netzinvestition zurückverdienen kann und gegen etwaige Abschreibungen bis hin zum Totalverlust abgesichert ist. Dies spiegelt die Situation regulierter Erdgasnetze wider, die Netzinvestitionen über regulierte Entgelte zurückverdienen können.

4.1.3. Risikoloser Zinssatz

In der Konsultation zur Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Gasnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode ermittelt die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Umlaufrendite mit 0,74 Prozent p.a.¹⁵ Dieser Wert dient als Eingangsparameter für den risikolosen Zinssatz.

4.1.4. Zeit bis zur Fälligkeit

Bei diesem Eingangsparameter orientieren wir uns an der möglichen Abschreibungsdauer für Investitionen in H2-Netze. Tatsächliche Investitionen in ein H2-Netz umfassen mehrere Sachanlagen, z.B. Leitungen und Verdichter, die unterschiedliche Abschreibungsdauern aufweisen können. Im vorliegenden

¹⁴ Wir implementieren dies im Binomialmodell, indem wir den Basiswert zu jedem diskreten Zeitpunkt mit dem Faktor $\left(1 - \frac{t-t_0}{T-t_0}\right)$ multiplizieren, wobei $T - t_0$ für die anfängliche Zeit bis zu Fälligkeit steht und $t - t_0$ für die verstrichene Zeit.

¹⁵ BNetzA (14.07.2021). Beschlussentwurf BK4-21-056, S.4.

Fall kann die Abschreibungsdauer als Zeitraum verstanden werden, innerhalb dessen Investoren für die Übernahme eines erhöhten Risikos bei H2-Netzen kompensiert werden müssen. Wir betrachten einen Zeitraum von 30 Jahren.

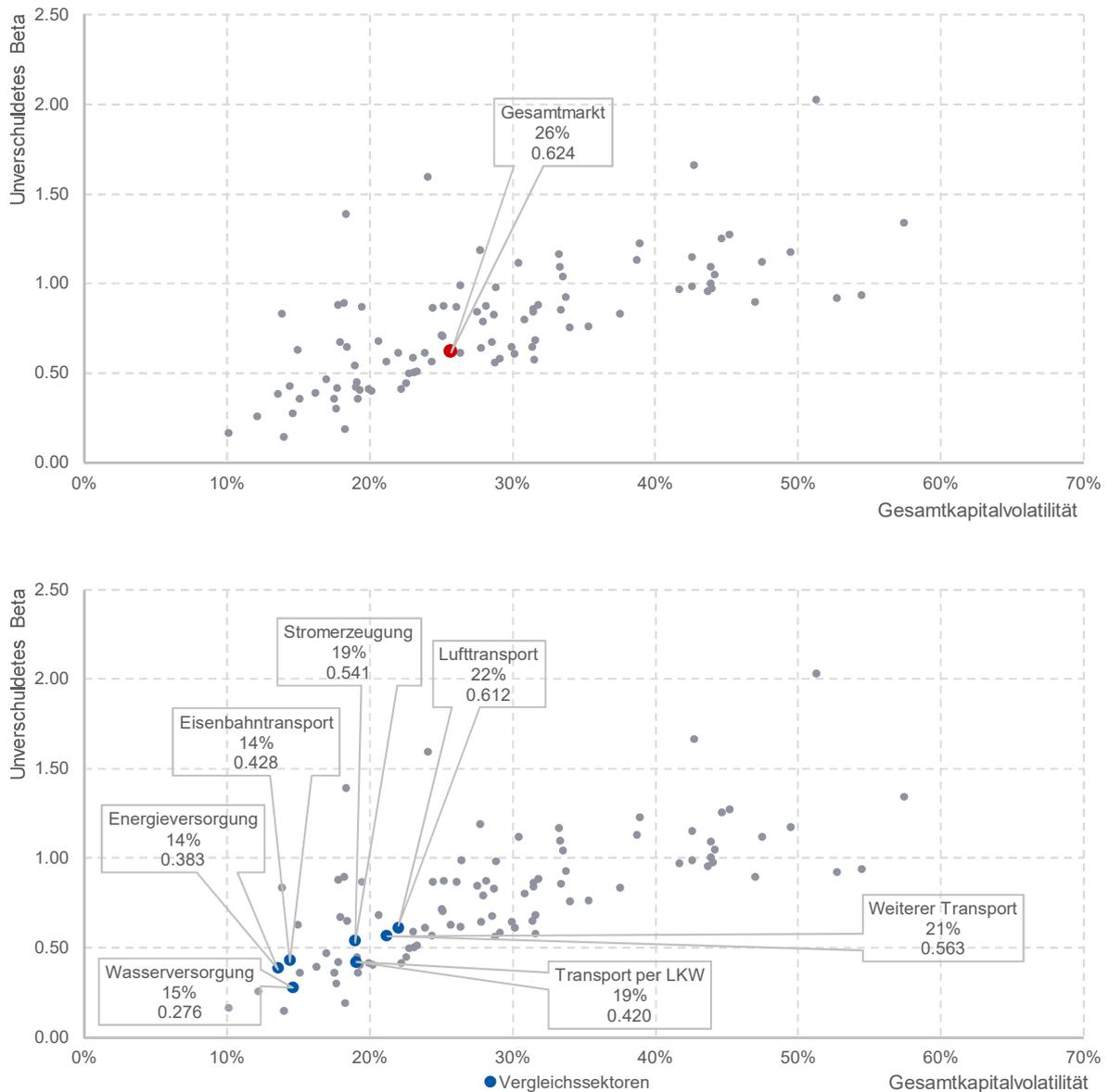
4.1.5. Volatilität

Der Volatilitätsparameter stellt eine entscheidende Eingangsgröße für die Bewertung der Put-Option dar. Je höher die Volatilität, desto stärker streut der Basiswert, d.h. desto größer ist die Unsicherheit über den Basiswert in der Zukunft. In vorliegenden Fall ist der Basiswert durch ein nicht reguliertes H2-Netz gegeben. Bei höherer Volatilität steigt die Wahrscheinlichkeit, dass der Basiswert bis zur Fälligkeit einen hohen Wert noch überschreitet, oder einen niedrigen Wert noch unterschreitet. Sehr hohe und sehr niedrige Renditen werden mit zunehmender Volatilität also wahrscheinlicher. Für die Bewertung von Put- und Call-Optionen bedeutet dies, dass für einen gegebenen Ausübungspreis die Wahrscheinlichkeit zunimmt, in den Bereich einer positiven Auszahlung zu fallen. Daher steigt der Wert von Put- bzw. Call-Optionen mit zunehmender Volatilität. Dies erscheint intuitiv, wenn man die Put-Option als Versicherung betrachtet: Die Versicherung ist umso teurer, je größer die Unsicherheit über den zukünftigen Wert des versicherten Gegenstands, da ein niedriger Wert und somit ein Versicherungsfall wahrscheinlicher werden.

Im Kontext zukünftiger H2-Netze stellt sich die Frage, welche Volatilität ein hypothetisches, nicht reguliertes H2-Netz haben könnte. Würde ein börsennotiertes, nicht reguliertes H2-Netz existieren, könnte dessen Volatilität relativ leicht anhand des Aktienkurses ermittelt werden. Da ein solches Unternehmen jedoch nicht existiert, schätzen wir innerhalb welcher Spannweite die Volatilität eines solchen Netzes liegen würde. Dazu stellen wir auf die von Damodaran zusammengetragenen Daten zu Volatilitäten börsennotierter Unternehmen in Europa ab.¹⁶ Im vorliegenden Kontext ist die Volatilität des Gesamtkapitals („asset volatility“) entscheidend.

Abbildung 3 zeigt in der oberen Grafik auf der x-Achse die Gesamtkapitalvolatilität für europäische Unternehmen in 94 Sektoren und für den Gesamtmarkt im Jahr 2019. Die y-Achse zeigt zur Orientierung das unverschuldete Beta des jeweiligen Sektors. Eine höhere Volatilität geht mit einem höheren unverschuldeten Beta einher. Der Gesamtmarkt hat ein unverschuldetes Beta von 0,624 und eine Volatilität von 26 Prozent. Die untere Grafik zeigt die gleichen Daten nochmal, allerdings sind hier Sektoren farblich hervorgehoben, die als relevanter Vergleichsmaßstab für zukünftige H2-Netze dienen können.

¹⁶ Aswath Damodaran, Professor für Finanzen an der New York University, veröffentlicht auf seiner Website in jährlicher Frequenz Daten zu sektorspezifischen Unternehmenskennzahlen. U.a. ermittelt er sektorspezifische Zahlen zu Volatilität des Eigenkapitals („equity volatility“) und des Gesamtkapitals („asset volatility“), sowie zum verschuldeten beta („levered beta“ oder „equity beta“) und zum unverschuldeten beta („unlevered beta“ oder „asset beta“) eines Sektors. Siehe http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html#corpgov, abgerufen am 27 August 2021.

Abbildung 3: Volatilität und unverschuldetes Beta europäischer Unternehmen 2019

Quelle: NERA-Analyse auf Basis von Damodaran: http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.html [abgerufen am 27. August 2021].

Die wesentliche Aufgabe von H2-Netzen wird der Transport eines Energieträgers sein. Somit können die Sektoren Energieversorgung, Wasserversorgung, Eisenbahntransport, Transport per LKW, Lufttransport, der weitere Transportsektor sowie die Stromerzeugung als Vergleichssektoren dienen. Tabelle 2 zeigt für diese Sektoren das unverschuldete Beta und die Gesamtkapitalvolatilität.

Tabelle 2: Für H2-Netze relevante Vergleichssektoren 2019

Sektor	Unverschuldetes Beta	Gesamtkapitalvolatilität
Energieversorgung	0,383	14%
Eisenbahntransport	0,428	14%
Wasserversorgung	0,276	15%
Transport per LKW	0,420	19%
Stromerzeugung	0,541	19%
Weiterer Transport	0,563	21%
Lufttransport	0,612	22%
Gesamtmarkt	0,624	26%

Quelle: Damodaran: http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.html [abgerufen am 27. August 2021].

Die relevanten Vergleichssektoren lassen darauf schließen, dass eine Gesamtkapitalvolatilität zwischen 15 und 20 Prozent für hypothetische, nicht regulierte H2-Netze plausibel erscheint. Wir betrachten daher drei mögliche Werte, nämlich 15,0 Prozent, 17,5 Prozent und 20,0 Prozent.

Im Konsultationsentwurf zur Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Gasnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode ermittelt die BNetzA ein unverschuldetes Beta für Erdgasnetze von 0,395.¹⁷ Dieser Wert liegt nah an dem von Damodaran für den Energieversorgungssektor ermittelten Wert von 0,383, welcher eine Gesamtkapitalvolatilität von 14 Prozent aufweist. Würden Erdgasnetze ebenfalls eine Gesamtkapitalvolatilität in dieser Höhe aufweisen, lägen sie damit am unteren Ende der von uns für H2-Netze geschätzten Spannweite von 15 Prozent bis 20 Prozent. Dies spiegelt wider, dass H2-Netze eine höhere Volatilität aufweisen als Erdgasnetze, vgl. Abschnitt 2.

Die Spannweite von 15 Prozent bis 20 Prozent für H2-Netze liegt in der gleichen Größenordnung wie die Schätzungen für die Gesamtkapitalvolatilität bei Hausman und Myers (2002). Die zwei Wissenschaftler des Massachusetts Institute of Technology (MIT) erstellten ein Gutachten im Auftrag eines regulierten Eisenbahnunternehmens, in dem sie ebenfalls die Realoptionstheorie anwenden, um die Höhe regulierter Transportentgelte zu untersuchen. Im Rahmen dieser Analyse ermitteln Hausman und Myers die Gesamtkapitalvolatilität sechs börsennotierter, nordamerikanischer Eisenbahnunternehmen. Deren Volatilität beträgt zwischen 12,8 Prozent und 25,1 Prozent, mit einem Mittelwert von 16,2 Prozent. In ihrer weiteren Analyse stellen Hausman und Myers auf die Volatilitätswerte 15 Prozent, 20 Prozent und 25 Prozent ab.¹⁸

¹⁷ BNetzA (14.07.2021). Beschlussentwurf BK4-21-056, S. 35.

¹⁸ Hausman, Myers (2002). „Regulating the United States Railroads: The Effects of Sunk Costs and Asymmetric Risk“, *Journal of Regulatory Economics*: 22:3, S. 287-310, Tabelle 1 und 2.

Sektoren, die Wasserstoff als Input-Gut nutzen werden, weisen Volatilitäten über dem oberen Ende unserer Spannweite auf. Die Sektoren für Stahl, Baustoffe und chemische Grundstoffe haben unverschuldete Betas von 0,872, 0,826 bzw. 0,673 und Volatilitäten von 25 Prozent und jeweils 29 Prozent.

4.1.6. Bewertung der Put-Option durch Binomialbaum

Die fünf Eingangsparameter ermöglichen es die Put-Option zu bewerten. Wir bestimmen den Wert einer amerikanischen Put-Option, die zu jedem beliebigen Zeitpunkt bis zu ihrer Fälligkeit ausgeübt werden kann. Tabelle 3 zeigt den Wert der Put-Option je Volatilität und Abschreibungsdauer. Diese Werte sind relativ zum normierten Basiswert und Ausübungspreis von je 1.000 Einheiten zu interpretieren. Beispielsweise beträgt der Wert der Put-Option bei einer Abschreibungsdauer von 30 Jahren und einer Volatilität von 17,5 Prozent ca. 199 Einheiten. Das bedeutet, dass für jede EUR 1.000 Investition in ein neues H2-Netz eine Kompensation mit einem Barwert von ca. EUR 199 erforderlich wäre, um Investoren in H2-Netze nicht schlechter zu stellen als Investoren in Erdgasnetze. Eine alternative Interpretation ist, dass ein Investor in ein H2-Netz, der seine Investition durch eine Versicherung absichern wollte, pro EUR 1.000 Investitionsvolumen ca. EUR 199 als Versicherungsprämie entrichten müsste. Abschnitt 4.2 zeigt auf, wie diese Barwerte in einen Aufschlag auf den regulatorischen Eigenkapitalzinssatz überführt werden können.

Tabelle 3: Bewertung der Put-Option (normiert)

Volatilität	Abschreibungszeitraum		
	25 Jahre	30 Jahre	35 Jahre
15,0%	156,56	171,72	185,03
17,5%	181,89	199,29	214,54
20,0%	206,86	226,40	243,57

Quelle: Eigene Berechnungen. Weitere Eingangsparameter sind ein Anfangswert des Basiswertes von 1.000, ein Ausübungspreis von ebenfalls 1.000 und ein risikofreier Zins von 0,74%. Wir schreiben den Basiswert linear auf null ab, indem wir ihn an jedem Zeitintervall mit dem Faktor $\left(1 - \frac{t-t_0}{T-t_0}\right)$ multiplizieren, wobei $T - t_0$ für die anfängliche Zeit bis zu Fälligkeit steht und $t - t_0$ für die bereits verstrichene Zeit.

4.2. Äquivalenter Eigenkapitalzinssatz

Die Optionswerte in Tabelle 3 stellen Barwerte dar. Um diese in einen äquivalenten Aufschlag auf den Eigenkapitalzinssatz gegenüber einem regulierten Erdgasnetz zu überführen, ist eine weitere Inputgröße erforderlich: Die Diskontrate von Erdgasnetzen.

Wir ermitteln diesen Zinssatz für die anstehende 4. Regulierungsperiode, die für Gasnetzbetreiber im Jahr 2023 beginnt. Die Diskontrate ergibt sich in Tabelle 4 als gewichteter Durchschnitt zwischen dem Eigenkapitalzinssatz (nach Steuern) und dem Zinssatz für übersteigendes Eigenkapital („EK-2-Zinssatz“). Als Gewichtungsfaktor dient der bei der Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes unterstellte

Eigenkapitalanteil in Höhe von 40,00 Prozent. Das Festlegungsverfahren zum Eigenkapitalzinssatz für die 4. Regulierungsperiode ist zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung noch nicht abgeschlossen. Daher betrachten wir zwei Szenarien. Das erste Szenario orientiert sich am Konsultationsentwurf der BNetzA und unterstellt einen Eigenkapitalzinssatz (nach Steuern) in Höhe von 3,99 Prozent. Dieser Wert setzt sich aus einem „Basiswert“ von 3,74 Prozent, der sich bei einer reinen Aktualisierung des Festlegungsschemas aus vorherigen Regulierungsperioden ergibt, und einem von der BNetzA erwogenen Aufschlag in Höhe von 0,25 Prozentpunkten zusammen.¹⁹ Vor dem Hintergrund der im Rahmen des Konsultationsverfahrens vorgetragenen Kritik an dem Wert von 3,99 Prozent, betrachten wir ein zweites Szenario. Dieses orientiert sich am Gutachten des Beratungsunternehmens ValueTrust, das im Auftrag des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) erstellt wurde.²⁰ Der Mittelwert der dort hergeleiteten Bandbreite für den Eigenkapitalzinssatz für Erdgasnetze in der 4. Regulierungsperiode liegt bei 5,85 Prozent und damit im Bereich durchschnittlicher Festlegungen aus vergleichbaren europäischen Ländern.²¹ Für den Zinssatz für übersteigendes Eigenkapital („EK-2-Zinssatz“) verwenden wir gemäß dem zur 4. Regulierungsperiode reformierten Verordnungsrahmen in beiden Szenarien einen Wert in Höhe von 2,04 Prozent.²²

Tabelle 4: Diskontrate regulierter Erdgasnetze

	Parameter	Szenario 1	Szenario 2
(a)	Eigenkapitalanteil	40%	40%
(b)	Eigenkapitalzinssatz (n. Steuer)	3,99%	5,85%
(c)	Zinssatz für übersteigendes Eigenkapital	2,04%	2,04%
(e) = (a)*(b) + [1-(a)]*(c)	Diskontrate nach Steuern	2,82%	3,56%

Quelle: *Beschlussentwurf BK4-21-056, ValueTrust, Deutsche Bundesbank.*

Nach Tabelle 4 ergibt sich eine Diskontrate von 2,82 Prozent in Szenario 1 und eine Diskontrate von 3,56 Prozent in Szenario 2. Auf Basis dieser Diskontraten lassen sich die Optionswerte aus Tabelle 3 in Diskontraten für H2-Netze überführen. Das folgende Beispiel illustriert diese Umrechnung bei einer Volatilität von 17,5 Prozent und der Diskontrate in Szenario 1 von 2,82 Prozent.

Der Investor eines Erdgasnetzes hält den Basiswert, d.h. das hypothetische, nicht regulierte Netz und einen Put, welcher die Renditeuntergrenze widerspiegelt. Seine Diskontrate beträgt im Beispiel 2,82 Prozent. Je EUR 1.000 des Basiswertes hat der Put einen gegebenen Wert, im Beispiel. ca. EUR 199

¹⁹ BNetzA (14.07.2021). Beschlussentwurf BK4-21-056.

²⁰ ValueTrust (2021): Gutachtliche Stellungnahme zur kapitalmarktkonformen Ermittlung CAPM-basierter Eigenkapitalkosten im Rahmen der Erlösbergrenzenregulierung für die 4. Regulierungsperiode.

²¹ NERA (2021): Vergleich internationaler Eigenkapitalzinssätze.

²² Bundesgesetzblatt Jahrgang 2021 Teil I Nr. 49, Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung und der Stromnetzentgeltverordnung vom 27. Juli 2021.

bei einer Volatilität von 17,5 Prozent. Der fragliche Anteil am Erdgasnetz hat also einen Barwert von ca. EUR 1.199. Die Annuität, die diesen Barwert bei einer Diskontrate von 2,82 Prozent über 30 Jahre streckt, beträgt EUR 59,77 p.a. Der Investor ist also indifferent zwischen dem Barwert von EUR 1.199 und einem Zahlungsstrom mit nominellem Erwartungswert von EUR 59,77 für 30 Jahre. Gleichung (1) drückt dies aus.

$$1.000 + 199 = \sum_{t=1}^{30} \left[\left(\frac{1}{1 + 2,82\%} \right)^t 59,77 \right] \quad (1)$$

Der Investor in ein H2-Netz trägt ein größeres Risiko, da seine Investition nicht durch eine Renditeuntergrenze geschützt ist, d.h. er hält keine Put-Option, sondern nur den Anteil am H2-Netz mit einem Barwert von EUR 1.000. Daher lässt sich die Frage stellen, bei welcher Diskontrate r der Investor zwischen einem Barwert von EUR 1.000 und einem Zahlungsstrom mit nominellem Erwartungswert von EUR 59,77 für 30 Jahre indifferent wäre. Diese Diskontrate r lässt sich in die Diskontrate für Erdgasnetze von 2,82 Prozent und in einen Risikoaufschlag für H2-Netze δ („delta“) zerlegen. Gleichung (2) drückt dies aus.

$$1.000 = \sum_{t=1}^{30} \left[\left(\frac{1}{1 + 2,82\% + \delta} \right)^t 59,77 \right] \quad (2)$$

Im hier gewählten Zahlenbeispiel mit einer Volatilität von 17,5 Prozent und einer Diskontrate von 2,82 Prozent ergibt sich $\delta = 1,45$ Prozent. Für die anderen Volatilitäten und Szenario 2 für die Diskontrate (siehe Tabelle 4) ergeben sich bei analogem Vorgehen abweichende Risikoaufschläge. **Tabelle 5 zeigt, dass die Risikoaufschläge in einer Spannweite von 1,26 Prozent bis 1,73 Prozent liegen.**

Tabelle 5: Erforderliche Risikoaufschläge für H2-Netze (%)

Volatilität (%)	Szenario 1	Szenario 2
15,0	1,26	1,32
17,5	1,45	1,53
20,0	1,64	1,73

Quelle: Eigene Berechnung.

Tabelle 6 illustriert am Beispiel eines Risikoaufschlags von 1,45 Prozent auf die Diskontrate wie dieser in einen Eigenkapitalzinssatz für H2-Netze überführt wird. Im gewählten Zahlenbeispiel beträgt der äquivalente Eigenkapitalzinssatz 9,35 Prozent.

Tabelle 6: Herleitung des Eigenkapitalzinssatzes für H2-Netze

	Parameter	Wert
(a)	Eigenkapitalzinssatz Erdgasnetze (Szenario 1)	3,99%
(b)	Risikoaufschlag für H2-Netze (Gesamtkapital)	1,45%
(c)	Eigenkapitalanteil	40%
(d) = (b) / (c)	Risikoaufschlag für H2-Netze (Eigenkapital)	3,64%
(e) = (a) + (d)	Eigenkapitalzinssatz für H2-Netze (nach Steuern)	7,63%
(f)	Steuerfaktor	1,226
(g) = (e) * (f)	Eigenkapitalzinssatz für H2-Netze (vor Steuern)	9,35%

Quelle: Eigene Berechnung. Der Risikoaufschlag von 1,45 Prozent ist ein auf zwei Nachkommastellen gerundeter Wert, die Berechnung des Eigenkapitalzinssatzes für H2-Netze von 9,35 Prozent erfolgt mit dem genauen Risikoaufschlag.

Der Eigenkapitalzinssatz für H2-Netze von 9,35 Prozent (vor Steuern) ergibt sich für eine Volatilität von 17,5 Prozent und eine Diskontrate von 2,82 Prozent. Für die anderen Volatilitäten und Szenario 2 für die Diskontrate (siehe Tabelle 4) ergeben sich bei analogem Vorgehen abweichende Eigenkapitalzinssätze. Tabelle 7 stellt diese Werte dar.

Tabelle 7: Erforderliche Eigenkapitalzinssätze für H2-Netze (%)

Volatilität (%)	Szenario 1	Szenario 2
15,0	8,76	11,23
17,5	9,35	11,85
20,0	9,93	12,46

Quelle: Eigene Berechnungen.

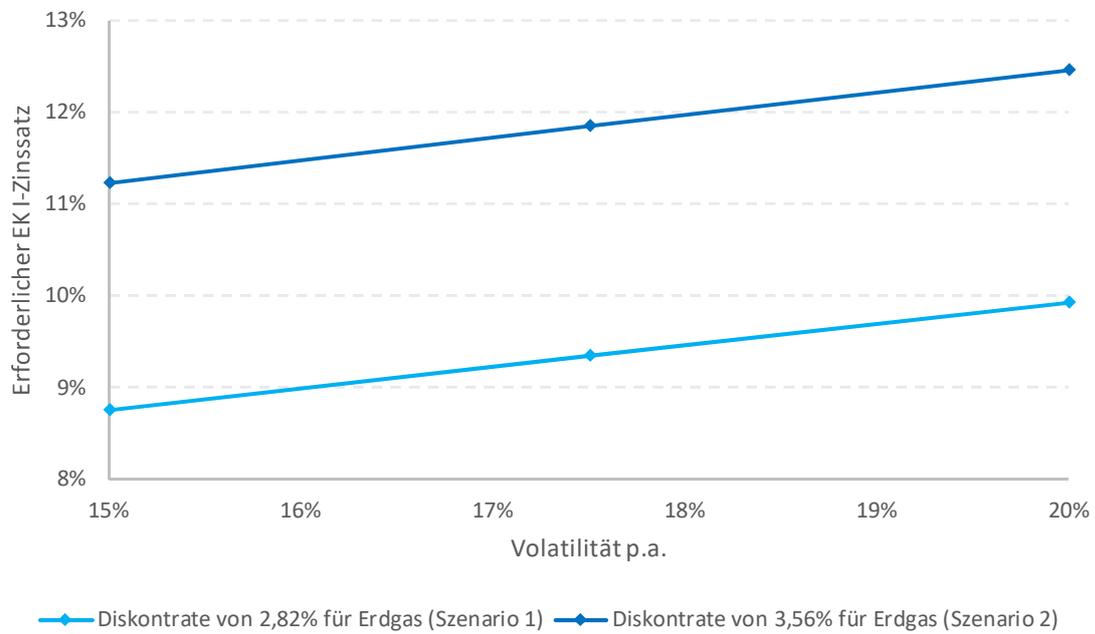
Die geschätzten Eigenkapitalzinssätze für H2-Netze liegen in einer Spannweite von 8,76 Prozent bis 12,46 Prozent.

Zwei Aspekte sind im Kontext dieser Eigenkapitalzinssätze von entscheidender Bedeutung.

1. Abschnitt 2 zeigt auf, dass H2-Netze keine ökonomisch wirksame Renditeuntergrenze haben werden, solange der Wasserstoffmarkt noch nicht den gleichen Reifegrad erreicht hat wie der Erdgasmarkt ihn heute hat. Dies bedeutet, dass der regulatorische Eigenkapitalzinssatz für H2-Netze nicht der aus der ex-ante Sicht zu erwartenden Eigenkapitalrendite entspricht, sondern dass die erwartete Rendite unter dem regulatorisch festgelegten Wert liegt (vgl. Abbildung 1).
2. Die in Tabelle 5 und Tabelle 7 ermittelten Risikoaufschläge bzw. Eigenkapitalzinssätze reflektieren die Annahme einer Abschreibungsdauer von 30 Jahren für heutige Investitionen in Wasserstoffinfrastruktur. Diesen Werten liegt die Annahme zugrunde, dass die Risikoaufschläge bzw. Eigenkapitalzinssätze während der gesamten Abschreibungsdauer gelten.

Abbildung 4 stellt die geschätzten Eigenkapitalzinssätze für H2-Netze graphisch dar.

Abbildung 4: Schätzungen für den erforderlichen EK I-Zinssatz für H2-Netze



Quelle: Eigene Darstellung.

5. Präzedenzfälle

In den meisten europäischen Regulierungsmodellen existieren Mechanismen, die die regulierten Unternehmen gegen Auslastungsrisiko oder ähnliche Risiken versichern und somit der Asymmetrie der Renditeverteilung entgegenwirken. Sobald dies wie bei zukünftigen H2-Netzen in Deutschland nicht der Fall ist, gewähren Regulierer üblicherweise einen Aufschlag auf die regulatorischen Kapitalkosten, um das regulierte Unternehmen für die zusätzlichen Risiken zu kompensieren. Tabelle 7 stellt solche Beispiele dar. Die Beispiele verdeutlichen, dass Aufschläge verbreitete Regulierungspraxis sind.

Aus ökonomischer Sicht sollte die Höhe des Aufschlags das jeweilige Risiko widerspiegeln. Während der Markthochlaufphase werden die mit Wasserstoff verbundenen Risiken höher sein als bei den in Tabelle 7 genannten Beispielen, da sich diese allesamt auf bereits etablierte Technologien beziehen. Daher scheint es naheliegend, dass eine ökonomisch fundierte Quantifizierung des für H2-Netze erforderlichen Aufschlags zu einem Wert führen würde, der über dem oberen Ende der in Tabelle 7 gezeigten Spannweite liegt.

In Österreich, Finnland und Schweden erhalten Erdgas-Fernleitungsnetzbetreiber Aufschläge in Form einer Prämie auf den Eigenkapitalzinssatz. Diese liegen zwischen 2,1% und 3,5% (angepasst auf den in Deutschland üblichen regulatorischen Verschuldungsgrad von 60%). Die Regulierer begründen die Prämien mit Kapazitätsrisiken, Upstream-Abhängigkeiten, einer geringen Anzahl von Kunden und Möglichkeiten der Kunden, auf das angebotene Produkt (Transportkapazität) zu verzichten. Diese Faktoren können zu einer niedrigen Auslastung der Erdgasnetze und damit einhergehenden Erlösausfällen führen. Dieses Risiko besteht grundsätzlich auch bei H2-Netzen, kann dort jedoch noch höher ausfallen, da ein vollständiges Scheitern des Markthochlaufes und ein Totalverlust der Investitionen in H2-Transportinfrastruktur möglich ist.

In Italien und Belgien gewähren die Regulierer LNG-Terminalbetreibern Aufschläge in ähnlicher Höhe wie bei Erdgasspeichern. Die Regulierer verweisen auf höheren Wettbewerb. In Frankreich erhalten LNG-Terminalbetreiber einen Aufschlag von 3,6% auf den Eigenkapitalzinssatz,²³ ebenfalls aufgrund höheren Wettbewerbs. Im Gegensatz zu den Speicherbetreibern gibt es in Frankreich bei den LNG-Terminals keine Subventionierung durch Erdgasnetze. Der Zuschlag auf die Kapitalkosten wurde auf Basis des in Abschnitt 3 beschriebenen Realoptionsansatzes ermittelt. Die Gutachter der französischen Regulierungsperiode bewerten den Realoptionsansatz als „sachdienlich, um die Höhe der Prämie zu

²³ Dies entspricht 2,0% auf den Vor-Steuer WACC: $3,6\% = 2,0\% * (1 - 28,02\%) / 40\%$; wobei 28,02% der Ertragssteuersatz in Frankreich ist.

schätzen, die das Gleichgewicht der Risiko-Ertrags-Abwägung wiederherstellt“, wenn eine asymmetrische Renditeverteilung vorliegt.²⁴

Beim Strominterkonnektor NEMO Link zwischen Großbritannien und Belgien findet während der ersten 25 Jahre seiner Betriebszeit ein „Cap and Floor“-Modell Anwendung.²⁵ Dieses Modell trägt dem höheren Wettbewerb Rechnung, dem Interkonnektoren verglichen mit nationalen Stromleitungen ausgesetzt sind. Die Regulierer setzen einen Deckel („Cap“) in Form einer maximal zulässigen Eigenkapitalverzinsung fest und garantieren gleichzeitig eine Untergrenze („Floor“). Der Erwartungswert der Rendite liegt folglich zwischen diesen beiden Grenzen. Dies bedeutet, dass die Obergrenze, der Cap, eine Prämie gegenüber der erwarteten Rendite beinhaltet. Gäbe es keinen Floor, wie es für H2-Netze der Fall sein wird, müsste der Cap deutlich höher liegen, um die gleiche erwartete Rendite zu erzielen.

Dem nordirische Gasnetzbetreiber PNGL wurde 1996 zum Aufbau des bis dato nicht-existenten Erdgasnetzes eine fixe, reale Rendite (WACC) von 8,5% vor Steuern über die darauffolgenden 20 Jahre zugestanden.²⁶ Dieser Wert beinhaltete eine Prämie gegenüber der Kapitalkostenfestlegung für Stromnetzbetreiber. Wie heute bei H2-Netzen bestand damals Unsicherheit darüber, ob Kunden zu Erdgas wechseln würden und ob der Erdgasmarkt eine ausreichende Größe erreichen würde, um die anfänglichen Investitionskosten zurückzugewinnen. Ebenso wie bei H2-Netzen bestand in Nordirland Unklarheit bezüglich der zukünftigen Ausgestaltung des Regulierungssystems. Allerdings war Erdgas zum damaligen Zeitpunkt in anderen Ländern bereits eine etablierte Technologie, so dass klar war, dass die Technologie grundsätzlich tragfähig ist. Die Erfahrungen anderer Länder konnten als Blaupause dienen. Dies ist bei H2-Netzen heute nicht der Fall. Die mit ihnen verbundene Risiko fallen demnach größer aus als die Risiken beim Markthochlauf von Erdgas in Nordirland.

²⁴ Compass Lexecon (31. August 2016): Evaluation du CMPC des activités régulées d’Elengy et de Fosmax LNG pour la période de l’ATTM5 – Un rapport pour la Commission de régulation de l’Energie (CRE), S. 39. Originalzitat: « *Si cette hypothèse de distribution asymétrique des rendements est effectivement vérifiée, alors l’approche générale retenue par NERA apparaît pertinente dans la mesure où elle permet d’estimer le montant de la prime aboutissant à la restauration de l’équilibre du couple rendement/risque.* »

²⁵ Ofgem (2014) Decision on the cap and floor regime for the GB-Belgium interconnector project NEMO. Eine Zusammenfassung findet sich hier: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2016/05/cap_and_floor_brochure.pdf

²⁶ CC (November 2012): Phoenix Natural Gas Limited price determination, para 2.19 to 2.24.

Tabelle 8: Aufschläge in der Europäischen Erdgasregulierung

Motivation	Aufschlag	Dauer	Umsetzung
Gasfernleitung			
AT Kapazitätsrisiko durch auslaufende Verträge	3,5%	2021-2024	Prämie auf Eigenkapitalzinssatz
FI Abhängigkeit von russischem Gas und keine gebundenen Kunden	2,6%	2021	Prämie auf Eigenkapitalzinssatz
SE Abhängigkeit von dänischer Gaspipeline und wenige Kunden	2,1%	2019-2022	Prämie auf Eigenkapitalzinssatz
LNG- Terminals			
F Erhöhter Wettbewerb	3,6%	2021 - 2024	Aufschlag auf FNB WACC
IT Erhöhtes Risiko vgl. zu Gastransport	1,9%	2019 - 2021	Höheres Beta als FNB
BE Erhöhter Wettbewerb und keine gebundenen Kunden	0,5%	2019 - 2021	Höheres Beta als FNB

Quellen: NERA-Analyse auf Basis von Regulierungsfestlegungen (s.u.)

Die Aufschläge sind als Aufschläge auf den Wagniszuschlag zu verstehen. Diese haben wir auf Basis der in den jeweiligen Regulierungsentscheidungen angegebenen Prämien und unter Zugrundelegung der deutschen Eigenkapitalquote von 40% ermittelt. Die Tabelle demonstriert, dass die europäische Regulierungspraxis Aufschläge kennt, allerdings sind die gezeigten Aufschläge weder der Höhe nach untereinander vergleichbar, noch eignen sie sich als Indikation für einen möglichen Aufschlag, für H2-Netze. Der Grund ist, dass sich das Risikoprofil je nach Sektor und Land stark unterscheiden kann. Bei allen gezeigten Beispielen handelt es sich um etablierte Industrien, die niedrigeren Risiken ausgesetzt sind, als H2-Netze.

Entscheidungen:

E-Control (2020): Methode gem § 82 GWG 2011 der 4. Periode für die Fernleitungen der XXX GmbH.

EMVI (2020): WACC Parametrit 2021.

EI (2018) Kalkylränta för tillsynsperioden 2019–2022

L'autorità di regolazione per energia reti e ambiente (2018): Aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, per gli anni 2019-2021.

CREG (2018): Arrêté fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL pour la période régulatoire 2020-2023.

CRE (2021): Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 janvier 2021 portant projet de décision sur le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés.

Qualifizierung, Annahmen und Vorbehalte

Dieser Bericht dient ausschließlich der Verwendung durch den in dem Bericht genannten Kunden von NERA Economic Consulting. Dieser Bericht ist nicht zur Veröffentlichung oder allgemeinen Verbreitung bestimmt. Er darf ohne vorherige schriftliche Zustimmung von NERA Economic Consulting zu keinem Zweck vervielfältigt, zitiert oder verteilt werden. Dieser Bericht wird nicht zu Gunsten irgendwelcher Dritter erstellt. NERA Economic Consulting übernimmt keine Haftung gegenüber Dritten.

Dieser Bericht basiert ganz oder teilweise auf Informationen, die von Dritten beigebracht wurden. Wir sind davon ausgegangen, dass diese Informationen verlässlich sind. Soweit nicht ausdrücklich in dem Bericht vermerkt, haben wir solche Informationen nicht überprüft. Öffentlich verfügbare Informationen sowie Branchendaten und statistische Daten stammen aus Quellen, die wir für verlässlich halten. Gleichwohl übernehmen wir keine Gewähr und keine Garantie für die Richtigkeit oder Vollständigkeit solcher Informationen. Die in dem Bericht enthaltenen Erkenntnisse können Prognosen enthalten, die auf derzeitigen Daten und historischen Entwicklungen basieren. Derartige Prognosen sind mit den ihnen innewohnenden Risiken und Unsicherheiten behaftet. NERA Economic Consulting übernimmt keine Haftung für tatsächliche Entwicklungen oder zukünftige Ereignisse.

Die in diesem Bericht geäußerten Meinungen gelten nur für den hierin genannten Zweck und nur zu dem Datum des Berichts. NERA Economic Consulting ist nicht verpflichtet, den Bericht zu überarbeiten im Hinblick auf Veränderungen, Ereignisse oder Gegebenheiten, die nach dem angegebenen Datum eintreten.

Sämtliche Entscheidungen im Zusammenhang mit der Umsetzung oder der Verwendung von Ratschlägen oder Empfehlungen, die in diesem Bericht enthalten sind, stehen in der alleinigen Verantwortung des Kunden. Dieser Bericht stellt keine Anlage- oder Vermögensberatung dar. Der Bericht enthält zudem keine Beurteilung darüber, ob das Geschäft oder das Vorhaben für irgendeine Partei fair oder sinnvoll ist. Darüber hinaus stellt dieser Bericht keine rechtliche, medizinische, buchhalterische, sicherheitstechnische oder andere fachliche Beratung dar. Für diesbezügliche Beratungsleistungen empfiehlt NERA Economic Consulting, einen qualifizierten Experten zu kontaktieren.

NERA

ECONOMIC CONSULTING

NERA Economic Consulting
Unter den Linden 14
10117 Berlin, Deutschland
www.nera.com