

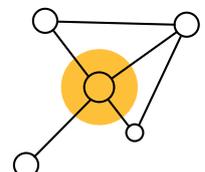
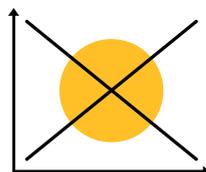
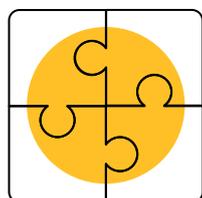
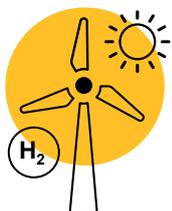
[EWI-Impulspapier]

Grüne Transformation braucht Investitionen

Herausforderungen beim Wasserstoffnetz

Im Auftrag der Open Grid Europe GmbH

März 2024



**Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)**

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 650 853-60

<https://www.ewi.uni-koeln.de>

Verfasst von

Dr. Philip Schnaars

Tobias Sprenger

Martin Lange

Bitte zitieren als

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2024). Grüne Transformation braucht Investitionen - Herausforderungen beim Wasserstoffnetz.

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik und Energie-Wirtschaftsinformatik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Annette Becker und Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge bilden die Institutsleitung und führen ein Team von mehr als 40 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Das EWI ist eine Forschungseinrichtung der Kölner Universitätsstiftung. Neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber wird der wissenschaftliche Betrieb finanziert durch eine institutionelle Förderung des Ministeriums für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIKE). Die Haftung für Folgeschäden, insbesondere für entgangenen Gewinn oder den Ersatz von Schäden Dritter, ist ausgeschlossen.

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	1
1 Steigender Investitionsbedarf für das Wasserstoffnetz	2
2 Die Rolle der Regulatorik bei Wasserstoffnetzen	3
3 Regulatorische Ansätze zur Steigerung der Investitionsbereitschaft in Wasserstoffnetze	7
4 Fazit - Können Investitionen angereizt werden?	10
Literaturverzeichnis	11

Executive Summary

Steigender Kapitalbedarf für das Wasserstoffkernnetz. Für das Wasserstoffkernnetz sind nach aktueller Planung Investitionen von etwa 20 Mrd. EUR in den kommenden zehn Jahren notwendig. Dies bedeutet, dass die Fernleitungsnetzbetreiber ihre jährlichen Investitionen mehr als verdoppeln müssen. Hierfür ist eine privatwirtschaftliche Finanzierung vorgesehen und damit zusätzliches Kapital privatwirtschaftlicher Investoren notwendig.

Attraktivität von Energienetzinvestitionen. Ob Investoren ihr Kapital in diesem speziellen Energienetz binden, hängt vom Verhältnis der erwartbaren Rendite und den existierenden Risiken im Vergleich zu anderen Anlageoptionen ab. Im Bereich der Strom- und Erdgasnetze unter den Bedingungen der geltenden Anreizregulierung ergibt sich das wesentliche Investitionsrisiko hauptsächlich aus der Unsicherheit über zukünftige Regulierungsbedingungen wie die Höhe des Eigenkapitalzinses oder Vorgaben über anrechenbare Kosten. Während der Eigenkapitalzins für Investitionen in das Wasserstoffkernnetz derzeit etwas unter dem Zinssatz für Neuinvestitionen in das Stromnetz liegt, kommen im Fall von Wasserstoff zusätzliche Risiken hinzu.

Ausgeprägtes Risikoprofil von Investitionen in Wasserstoffnetze. Die Einführung von Wasserstoff als neuer Energieträger ist von Unwägbarkeiten bezüglich des Erfolges, des Zeitpunktes sowie Umfangs des Hochlaufs geprägt. Darüber hinaus bestehen technische Unsicherheiten sowie ein Mangel an Erfahrungswerten. Im Vergleich zu Netzinvestitionen in entwickelten Energiemärkten wie Strom und Erdgas existieren bei Investitionen in Wasserstoffnetze somit höhere und zusätzliche Risiken. Dies hat einen negativen Einfluss auf die Investitionsbereitschaft.

Kompensation des exponierten Risikoprofils. Um Investoren für die gesteigerten Risiken zu kompensieren und damit die Wahrscheinlichkeit der politisch gewollten Investitionen in Wasserstoffnetze zu erhöhen, können entweder die Eigenkapitalzinsen angehoben oder die Investitionsrisiken gesenkt werden. Angesichts des Ziels, den Aufbau der Netzinfrastruktur möglichst kostengünstig umzusetzen, sind weitere Optionen zur staatlichen Risikoübernahme zu prüfen, was im Finanzierungskonzept für das Wasserstoffkernnetz auch vorgesehen ist.

Ansätze einer Wasserstoffnetzregulatorik. Um spezifische Risiken des Wasserstoffkernnetzes zu verringern, sieht ein Gesetzesentwurf der Bundesregierung den Einsatz eines Amortisationskonto eingesetzt werden. Über dieses Konto sollen die Finanzierungskosten intertemporal verteilt werden, um einen Markthochlauf nicht durch anfangs prohibitiv hohe Netzentgelte zu verhindern. Die Bundesregierung soll hierbei anfangs einen Teil der Entwicklungskosten von den Netznutzern übernehmen und diesen Vorschuss im späteren Verlauf des Hochlaufs erstattet bekommen. Inwiefern dieses Konzept in der Lage ist, Investitionen in das Wasserstoffkernnetz und damit das Grundgerüst der Wasserstoffwirtschaft ausreichend attraktiv zu machen, hängt entscheidend vom Ausmaß dieses Risikotransfers ab. Derzeit ist unklar, ob die geplante Risikoverteilung in Verbindung mit dem derzeit vorgesehen Eigenkapitalzins ausreichend Investitionen anreizen kann.

1 Steigender Investitionsbedarf für das Wasserstoffnetz

Für den geplanten Umbau der Energieversorgung müssen auch die Investitionen in Energienetze deutlich steigen. So sind allein für den Aufbau des Wasserstoffkernnetzes bis zum Jahr 2032 etwa 20 Mrd. EUR und damit jährlich etwas über 2 Mrd. EUR notwendig. Dies entspricht einer Steigerung der jährlichen Investitionen durch die Fernleitungsnetzbetreiber (FNBs) um etwa 120 Prozent (FNB Gas, 2023; BNetzA, 2024). Weiterhin sind im betrachteten Zeitraum durch die FNBs zusätzlich Investitionen in bestehende Gasnetze zu leisten. Zur Dekarbonisierung der Gaswirtschaft ist daher kurzfristig ein hohes Volumen an zusätzlichem Kapital notwendig.

Rund 90 Prozent der gesamtwirtschaftlichen Investitionen werden in Deutschland durch privatwirtschaftliche Akteure getätigt (Destatis, 2023). Auch der zusätzliche Kapitalbedarf für das Wasserstoffkernnetz wird zu einem großen Teil durch private Investoren gedeckt. Diese bewerten Investitionsmöglichkeiten anhand der Parameter Rendite, Sicherheit und Liquidität, dem sogenannten Dreieck der Vermögensanlage (Einhellig et al., 2016).

Besonderheiten des Wasserstoffnetzes aus Investorensicht

Investitionen in das Wasserstoffkernnetz fallen in die Kategorie der Infrastrukturinvestitionen, die von langen Investitionszeiträumen und geringerer Liquidität, aber auch geringerer Volatilität der Rendite geprägt sind (Krämer, 2020). Energienetze bilden in der Regel natürliche Monopole, sodass die Betreiberunternehmen in Deutschland reguliert werden, um Monopolrenditen zu vermeiden. Die jeweils gewählte Regulierung hat wesentlichen Einfluss auf das Verhältnis von Rendite und Risiko. Deutschland verwendet im Einklang mit europäischen Vorgaben das Konzept der Anreizregulierung, welches auch für Wasserstoffnetze zum Einsatz kommen soll. In einem anderen Regulierungsregime wie einer Kostenregulierung kann sich das Risikoprofil einer Netzinvestition anders darstellen.

2 Die Rolle der Regulatorik bei Wasserstoffnetzen

Regulatorische Vorgaben schaffen einen Rahmen für langfristige und kostenadäquate Finanzierung. Der zentrale Steuerungsparameter hierfür ist im deutschen Anreizregulierungsregime die Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital. Die Eigenkapitalverzinsung wird regulatorisch festgelegt mit dem Ziel, ausreichende Investitionen anzureizen. Hierzu werden die erwartbaren Renditen der risikofreien (Basiszins), sowie risikobehafteten (Wagniszuschlag) Investitionsoportunitäten berücksichtigt, um Investitionen in Netze ausreichend attraktiv zu gestalten. Der Wagniszuschlag ergibt sich aus einer Marktrisikoprämie, den erwartbaren Renditen im Durchschnitt aller Assets, sowie einem Betafaktor, der diese Renditen um die im Strom- und Erdgasbereich geringere Volatilität von Netzenditen korrigiert.

Der Zeitraum, für den die Eigenkapitalverzinsung und weitere Regulierungsparameter im Vorhinein festgelegt werden, beeinflusst direkt das Rendite-Risiko-Verhältnis der Netzinvestition.

Aufgrund der langen Investitionszeiträume ergibt sich ein gesteigertes Zinsänderungsrisiko, wie beispielsweise durch den Anstieg des allgemeinen (weltweiten) Zinsniveaus seit dem Jahr 2022. Durch den Anstieg der Fremdkapitalkosten sinkt die Gesamrendite der Investition. Auch können für den Eigenkapitalgeber andere Anlagemöglichkeiten attraktiver werden. Im deutschen Regulierungsregime für Strom- und Erdgasnetze wird dieses Risiko durch eine regelmäßige Überprüfung und Anpassung der Fremd- und Eigenkapitalzinsen adressiert. Die Grundlage dieser Anpassungen wird regelmäßig verändert. Dadurch verbleibt ein Zinsstrukturrisiko, das die Regulatorik nicht vollständig auffängt.

Weitere ausgewählte Einflussfaktoren sind der Zeitpunkt der Kostenanerkennung, ob Effizianzorderungen gestellt werden oder wie Volumenrisiken ausgeglichen werden. Die in Deutschland übliche ex-post Kostenanerkennung durch die Bundesnetzagentur erhöht das Risiko einer Nichtanerkennung von Investitionen in der Erlösobergrenze (Korte & Gawel, 2015). Effizianzorderungen haben im etablierten Netzgeschäft das Ziel, die beeinflussbaren Kosten und in Folge die Netzentgelte für Verbraucher zu senken. Hier besteht das Risiko möglicher Änderungen in der Regulatorik. Unterjährige Schwankungen in der Netzauslastung haben direkten Einfluss auf die Netzerlöse. Im etablierten Regulierungsregime für Strom und Erdgas werden diese durch nachträgliche Anpassungen der Erlösobergrenzen adressiert.

Es bleiben auch im regulierten Netzgeschäft Risiken für die Netzbetreiber, die sich in einem eingeschwungenen Markt mit stabilen Nachfragemengen hauptsächlich durch regulatorische Risiken ergeben.

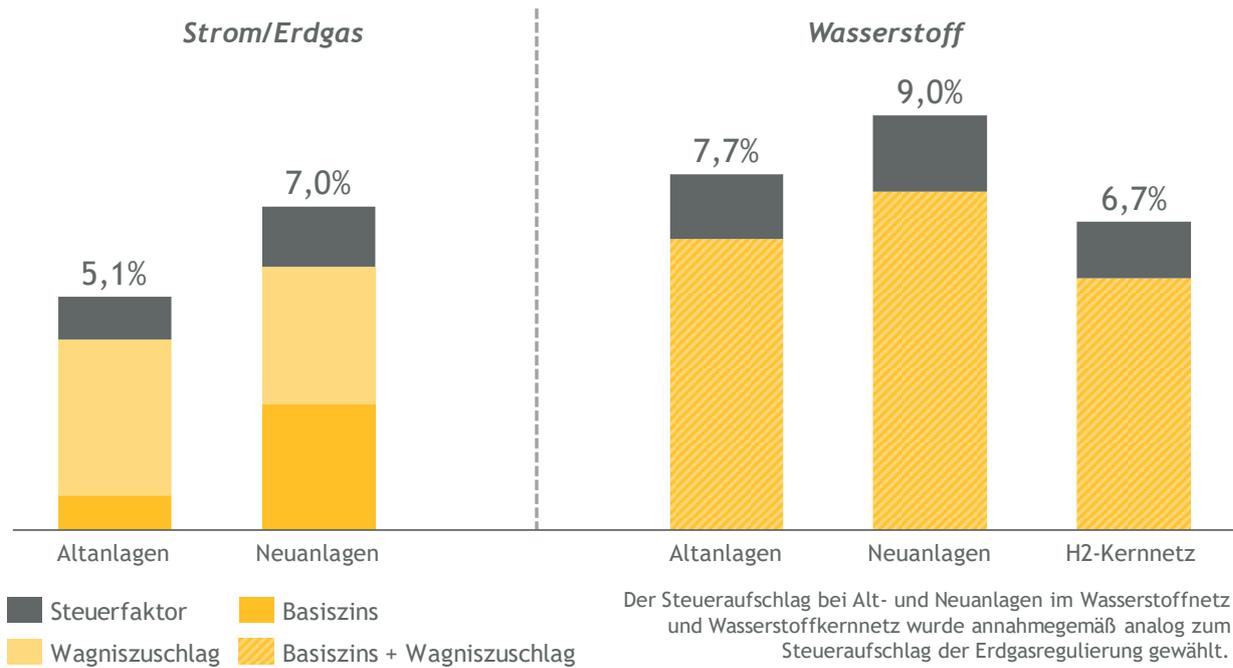


Abbildung 1: Eigenkapitalverzinsung des Wasserstoffkernnetzes im Vergleich (Stand: Februar 2024)

Quelle: eigene Darstellung basierend auf Bundesbank (2024), BNetzA (2021), BNetzA (2024), § 10 WasserstoffNEV, Deutscher Bundestag (2024)

In Abbildung 1 werden die regulatorisch zugestandenen Eigenkapitalverzinsungen für Investitionen in das Wasserstoffkernnetz sowie in weitere Wasserstoffneu- und Altanlagen mit dem Strom- und Erdgasnetz verglichen. Der Eigenkapitalzins im Wasserstoffkernnetz liegt etwas unter dem Niveau für Neuinvestitionen im Stromnetz. Damit wären Neuinvestitionen in das Stromnetz bei gleichem Risikoprofil rentabler als Investitionen in das Wasserstoffkernnetz.

Bei diesen Investitionen bestehen allerdings gesteigerte Risiken, durch unbekannte Regulatorik, Auslastungsrisiken, die bei Wasserstoffnetzen außerhalb des Kernnetzes (teilweise) adressiert werden und im Folgenden diskutiert werden sollen.

Risiko durch unbekannte Regulatorik

Es besteht in Deutschland kein etabliertes Regulierungsregime und damit keine Erfahrungswerte für Wasserstoffnetze. Dies erschwert die Bildung von spezifischen, robusten Erwartungen bezüglich des Regulierungsrahmens und damit der zu erwartenden Erlöse. Es ist möglich, dass die Regulierung im Zuge möglicher Planabweichungen im Markthochlauf angepasst wird. Im Ergebnis steht damit ein gesteigertes Risiko regulatorischer Änderungen.

Bei Wasserstoffnetzen ist das Verhältnis der erwartbaren Rendite gegenüber anderen Anlagemöglichkeiten noch unklar. Existierende Arbeiten beziffern den zusätzlichen, technologiespezifischen Risikoaufschlag in den Kapitalkosten zwischen 1,26 Prozentpunkten (Nera, 2021) und 4 Prozentpunkten (IRENA, 2021) gegenüber einem Erdgasbetrieb. Diese Berechnungen sind von einer Vielzahl Annahmen abhängig, die besonders angesichts der nicht-etablierten Technologien Unsicherheiten unterliegen. Auch kann der Betafaktor derzeit aufgrund

mangelnder Datenlage nicht verlässlich abgeschätzt werden, was ein gesteigertes Risiko regulatorischer Anpassungen birgt.

Über die Anrechenbarkeit unterschiedlicher Kostenpositionen bestehen derzeit ebenfalls keine Erfahrungswerte. Dadurch ist für Netzbetreiber das Risiko erhöht, Investitionen zu tätigen, welche nicht durch Netzentgelte refinanziert werden können. Dieses Risiko ergibt sich auch durch noch unklare technische Anforderungen an den Wasserstoffnetzbetrieb. Dadurch werden Änderungen bezüglich der technischen Anforderungen im Zeitablauf möglich. Inwieweit die dadurch möglicherweise entstehenden zusätzlichen Kosten anerkannt werden können, ist bisher unklar.

Weiterhin können sich auch durch derzeit unbekanntes beziehungsweise erst im späteren Zeitablauf eingeführte Effizienzanforderungen Investitionsrisiken ergeben. Eine Ableitung von Effizienzanforderungen ohne historische Daten und Vergleichswerte ist für einen neuen Wasserstoffmarkt nur eingeschränkt möglich. Daraus ergibt sich das Risiko von signifikanten regulatorischen Änderungen im Zeitablauf mit schwer abschätzbaren Auswirkungen auf Netzbetreiber.

Das Investitionsrisiko durch Unterauslastung

Da es sich bei Wasserstoff um einen neuen Energieträger handelt, bestehen hohe Unsicherheiten darüber wann, wo und in welchem Umfang der Wasserstoffhochlauf stattfinden wird. Die künftige Entwicklung hängt vornehmlich von unterschiedlichen wirtschaftlichen, technologischen, sozialen und politischen Parametern ab.

Es wird erwartet, dass der zukünftige Wasserstoffpreis maßgeblichen Einfluss auf die Durchdringung des neuen Energieträgers in unterschiedlichen Anwendungsbereichen und damit die Nachfragestruktur haben wird (Wietschel et al., 2023). Wie sich der Preis entwickeln wird, hängt jedoch wesentlich von den Erzeugungs-, Import- und Transportkosten von Wasserstoff sowie jener konkurrierender Technologien ab. Durch das geplante „Vorlaufen“ des Wasserstoffnetzes gegenüber Angebot und Nachfrage von Wasserstoff könnten sich die Investitionskosten anfangs auf nur wenige Verbraucher und geringe Transportmengen verteilen, mit der möglichen Folge hoher Netzentgelte. Diese hohen Netzentgelte erhöhen den Endkundenpreis und reduzieren damit, gemäß einer negativen Preiselastizität, die Nachfrage. Dadurch steigt die Investitionszurückhaltung von Netzbetreibern, was wiederum auf Angebots- und Nachfrageseite Investitionen bremsen könnte (Sagdur et al., 2023).

Das Risiko einer Unterauslastung entsteht sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite. Sollten in der frühen Hochlaufphase wenige industrielle Verbraucher und Wasserstoffkraftwerke einen Großteil der initialen Wasserstoffnachfrage ausmachen, würde sich eine konzentrierte Nachfragestruktur ergeben (Wietschel et al., 2023; Nera, 2021). Im Vergleich zu den bestehenden Erdgasnetzen würden sich starke Abhängigkeiten von wenigen großen Verbrauchern (Pionierkunden) entwickeln, welche stärkere Schwankungen in ihrem Verbrauchsprofil aufgrund einer höheren Preiselastizität aufweisen könnten.

Auf der Angebotsseite entsteht ein Risiko aufgrund einer möglichen Nicht-Verfügbarkeit von ausreichenden Wasserstoffmengen. Neben fehlenden eigenen Wasserstoffherstellungs- und Importkapazitäten stellt ein unzureichender oder verzögerter Ausbau der notwendigen

Infrastruktur in Deutschlands Nachbar- sowie wichtigen Transitländern ein Investitionsrisiko dar. In der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie wird mit etwa 50 bis 70 Prozent des prognostizierten Bedarfes von signifikanten Importen nach Deutschland ausgegangen (BMWK, 2023). Beim Aufbau der Infrastruktur im Ausland kann es zu Verzögerungen oder grundlegenden Änderungen kommen. Dadurch kann sich ein teilweiser oder ganzer Investitionsausfall ergeben.

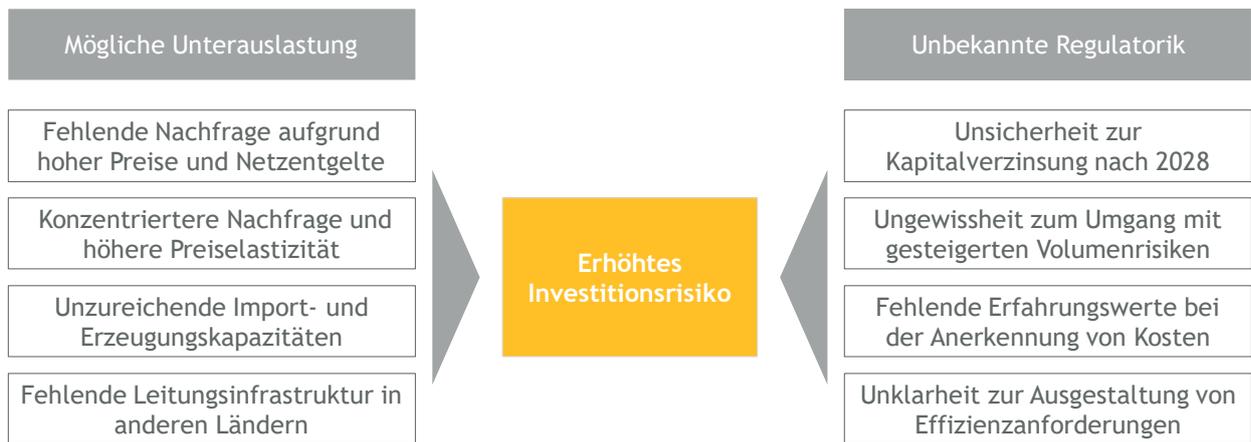


Abbildung 2: Einflussfaktoren eines erhöhten Investitionsrisikos bei Wasserstoffnetzen

Quelle: eigene Darstellung

Die Volumenrisiken, welche sich aus der Abweichung des prognostizierten vom tatsächlichen Bedarf ergeben, sind durch Unsicherheiten im Wasserstoff-Markthochlauf wesentlich höher als bei Strom- und Erdgasnetzen im Normalzustand, d.h. ohne signifikant erwartbare Änderungen der Nachfrage. Dadurch könnte mehr Leitungsinfrastruktur aufgebaut werden als für die nachgefragten Wasserstoffmengen benötigt wird. Daraus kann ein Teilverlust der Investition durch strukturelle Unterauslastung resultieren, insbesondere wenn die Regulierung das Vorhalten der Infrastruktur in einem solchen Fall nicht vollständig entlohnt. Darüber hinaus kann sich ein Totalverlust der Investition einstellen, wenn die aufgebaute Netzinfrastruktur gar nicht benötigt wird und die Kosten nicht anderweitig regulatorisch anerkannt werden. Die derzeitige Unklarheit darüber erhöht wiederum das regulatorische Risiko im Wasserstoffnetz.

3 Regulatorische Ansätze zur Steigerung der Investitionsbereitschaft in Wasserstoffnetze

Die besonderen Herausforderungen im Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft erhöhen die Investitionsrisiken.

In der Theorie können sämtliche Risiken durch eine höhere Eigenkapitalverzinsung ausgeglichen werden, um eine Parität der erwarteten Rendite mit anderen Investitionsmöglichkeiten zu erreichen. In der Praxis dürfte diese Möglichkeit angesichts der daraus folgenden Kostenbelastung für Verbraucher eingeschränkt sein und könnte zudem den Hochlauf hemmen und dadurch Investitionsrisiken erhöhen. Zudem ist es nicht möglich, sämtliche Risiken und die daraus erforderliche Kompensation über die Eigenkapitalverzinsung exakt zu beziffern. Daraus entsteht ein Risiko, die Eigenkapitalrendite zu hoch anzusetzen, mit der Folge höherer Netzentgelte und damit höherer Endkundenpreise, oder zu niedrig, mit der Möglichkeit fehlender Kapitalmarktfähigkeit und Unterinvestitionen.

Daher empfiehlt es sich, zusätzlich weitere Arten der Risikokompensation einzusetzen. Für den Aufbau des Wasserstoffkernnetzes in Deutschland existiert zu diesem Zweck ein ergänzendes Finanzierungskonzept, welches die Investitionsrisiken reduzieren soll. Dieses soll nachfolgend ausgeführt und diskutiert werden.

Ein Amortisationskonto für das Wasserstoffkernnetz

Der aktuelle Gesetzesentwurf für das Wasserstoff-Kernnetz sieht den Einsatz eines Amortisationskontos vor (Deutscher Bundestag, 2024). Über ein ähnliches Konzept für den Aufbau eines Wasserstoffnetzes wird auch in Österreich diskutiert (Haber, 2023). Über das Amortisationskonto werden Finanzierungsrisiken von den Netzbetreibern zum Staat transferiert und Finanzierungskosten intertemporal allokiert, um den Wasserstoffmarkthochlauf nicht durch prohibitiv hohe Netzentgelte zu behindern und die Investitionsbereitschaft zu erhöhen.

Das Risiko zu hoher Netzentgelte wird über zwei Phasen adressiert. In der ersten Phase ist geplant, dass über das Amortisationskonto die Differenz zwischen dem tatsächlich zur Refinanzierung der Netzinvestitionen notwendigen Netzentgelt (ohne Amortisationskonto) und einem niedrigeren regulatorisch festgesetzten und bundesweit einheitlichen Netzentgelt (Hochlaufentgelt über Amortisationskonto) gegenfinanziert wird. Dadurch soll ein Netzentgeltniveau erreicht werden, welches die Nutzung von Wasserstoff auf der Nachfrageseite rentabel hält (siehe Abbildung 3), und damit auch Investitionen auf der Angebotsseite fördert.

Die Differenz zwischen beiden Netzentgelten wird durch den Bund an die Netzbetreiber bezahlt. Die dadurch entstehenden Zahlungsverpflichtungen der Netzbetreiber gegenüber dem Bund sollen in einer zweiten Phase bis zum Jahr 2055 über höhere Netzentgelte abbezahlt werden. In dieser zweiten Phase wird angenommen, dass das regulierte Netzentgelt (rote Linie in Abbildung 3) über dem tatsächlich notwendigen Netzentgelt (gelbe Linie in Abbildung 3) liegt. Dies bedeutet auch, dass mögliche Annahmen zur Wasserstoffkostendegression insbesondere auf der Nachfrageseite überprüft werden müssen.

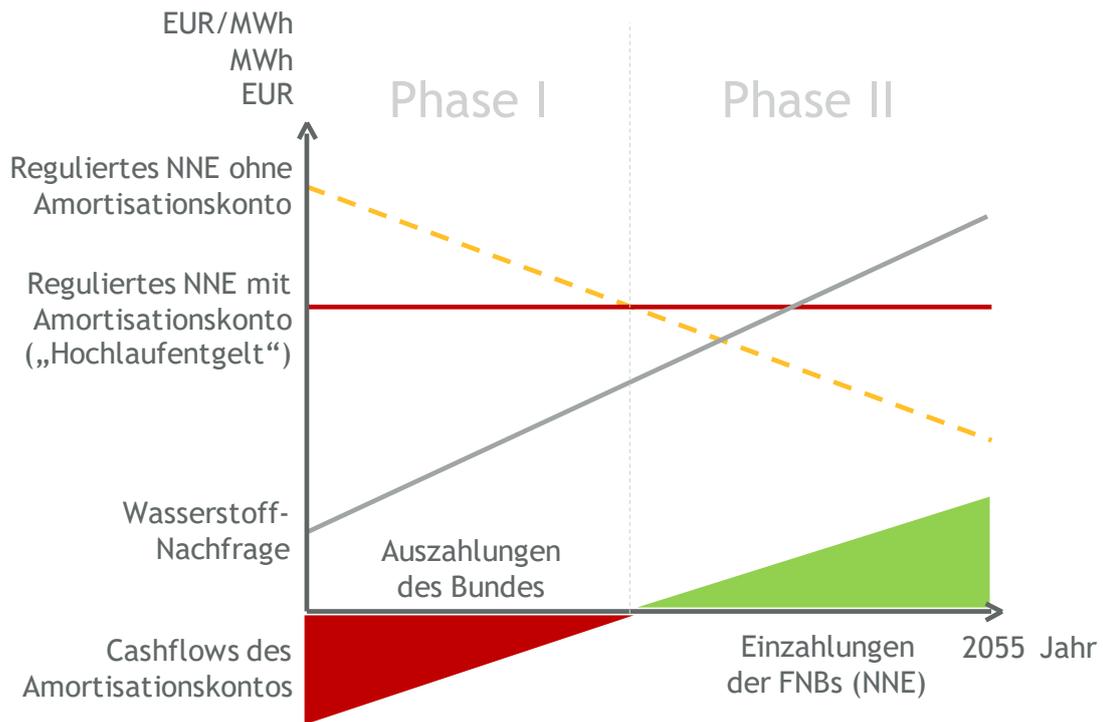


Abbildung 3: Stilisierte intertemporale Kostenallokation durch das Amortisationskonto

Quelle: Eigene Darstellung nach Deutscher Bundestag (2024)

Anm.: NNE: Netzentgelt

Verbleibendes Risiko durch Selbstbehalt und Insolvenz

Voraussetzung für eine erfolgreiche Finanzierung über das Amortisationskonto ist das Gelingen des geplanten Markthochlaufes sowie eine entsprechende Auslastung der Netzinfrastruktur. Eine geringere Auslastung der Netze als erwartet könnte dazu führen, dass der in Phase 1 entstandene Fehlbetrag höher als die schließlich überschüssig erwirtschafteten Netzentgelte in Phase 2 wäre. Die Folge wäre ein nicht-vollständiger Ausgleich des Amortisationskontos sowie möglicherweise steigende Netzentgelte, um den Fehlbetrag auf dem Amortisationskonto zu reduzieren. Der Bund übernimmt dabei den Großteil dieses Fehlbetrages, mindestens jedoch 76 Prozent. Der daraus resultierende Selbstbehalt durch die Netzbetreiber liegt bei höchstens 24 Prozent. Im Fall einer frühzeitigen Aufkündigung des Finanzierungsmodells durch die Bundesregierung reduziert sich der Selbstbehalt für Netzbetreiber auf bis zu 16 Prozent. Die anteilige Risikoübernahme des Bundes steigt also, wenn das Finanzierungsmodell vorzeitig aufgekündigt wird.

Im Falle von Insolvenzen einzelner Netzbetreiber bleibt die absolute Höhe des Selbstbehalts konstant. Das bedeutet, dass die Netzbetreiber in diesem Finanzierungsmodell füreinander haften. Eine Zahlungspflicht der Netzbetreiber gegenüber dem Bund kann somit unverschuldet steigen.

Der wesentliche Einflussfaktor für die Höhe des Selbstbehaltes ist die Auslastung der Netzinfrastruktur. Wenn sich diese deutlich geringer als erwartet einstellt, beispielsweise aufgrund von Planabweichungen im Stromsektor (z. B. Kraftwerksstrategie), könnte die Anpassung der Dimensionierung des Kernnetzes während des Hochlaufes eine Option sein, dieses

Investitionsrisiko zu reduzieren. Eine solche Überprüfung des Hochlaufentgelts ist im aktuellen Gesetzesentwurf ab 2028 alle drei Jahre vorgesehen.

Umgang mit Restwerten: Andienungsrecht

Im Falle eines Scheiterns des Finanzierungsmodells ist ein Ausgleich des Amortisationskontos durch die Netzbetreiber vorgesehen. Im Fall, dass ein Netzbetreiber hierzu finanziell nicht in der Lage ist, ist ein alleiniges Andienungsrecht durch die Bundesregierung, also ein Kauf zu den kalkulatorischen Restwerten, der Investitionssumme abzüglich der erhaltenen Vergütung über die Netzentgelte, vorgesehen. Dadurch wird das Risiko eines Totalverlustes abgesichert. Das Scheitern des Finanzierungsmodells soll festgestellt werden, wenn das rein kostenbasierte Netzentgelt deutlich über dem als marktgängig eingeschätzten Netzentgelt liegt. Dieser Zusammenhang hängt wesentlich von der unsicheren Entwicklung von Angebot und Nachfrage ab. Darüber hinaus ist unklar, wie diese Kriterien im Detail aussehen. Zudem ist nicht auszuschließen, dass eine alternative Weiterverwendung der Infrastruktur durch die Netzbetreiber möglich und profitabel sein könnte. Dieses Andienungsrecht des Bundes stellt daher ein Risiko für Investoren dar.

4 Fazit - Können Investitionen angereizt werden?

Das Finanzierungsmodell des Wasserstoffkernnetzes reduziert Risiken aus Unterauslastung und unklarem regulatorischem Regime. Es verbleiben jedoch erhöhte Risiken während des Markthochlaufes gegenüber dem eingeschwungenen Netzbetrieb. Dafür sind der vorgesehene Selbstbehalt am Amortisationskonto, die Haftungspflichten der Netzbetreiber untereinander sowie des Andienungsrechtes des Bundes an der entstehenden Infrastruktur maßgeblich.

Der aktuelle Eigenkapitalzins für das Wasserstoffkernnetz von derzeit 6,69 Prozent jährlich und liegt damit derzeit 0,2 Prozentpunkte über dem Zins für Neuanlagen im Erdgasnetz. Unabhängig der Fragen, ob die Höhe dieser Eigenkapitalverzinsung angemessen ist, sind die zusätzlichen Investitionsrisiken von Wasserstoff gegenüber Erdgas nicht berücksichtigt. Das Auslastungsrisiko wird durch das geplante Amortisationskonto vermutlich nicht vollständig kompensiert. Daher ist unklar, ob die aktuellen Rahmenbedingungen aus Eigenkapitalzins, Amortisationskonto und Vorfestlegungen für ein zukünftiges Regulierungsregime positive Investitionsentscheidungen privater Investoren ermöglichen kann.

Es bestehen mehrere Handlungsoptionen, die auch kombiniert eingesetzt werden können. Erstens kann der Eigenkapitalzins angehoben werden. Hier ist allerdings zu berücksichtigen, dass dies höhere Netzentgelte oder höhere Volumen auf dem Amortisationskonto bedeuten kann. Zweitens können die Risiken für Netzinvestoren reduziert werden. So kann die Risikoübernahme durch den Bund im Amortisationskonto erhöht werden. Drittens könnten verlässliche langfristige Festlegungen über den Regulierungsrahmen, insbesondere über das Jahr 2028 hinaus, Investitionsrisiken senken.

Im Rahmen dieser Kurzstudie werden lediglich qualitative und direktionale Aussagen getroffen. Insbesondere können hier keine Aussagen zur angemessenen Höhe des Eigenkapitalzinses unter Berücksichtigung der sonstigen Rahmenbedingungen, einschließlich des Amortisationskontos, getroffen werden.

Literaturverzeichnis

- BMWK. (2023). *Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie*. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Abgerufen am 24. 03 2024 von https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/de/2023/230726-fortschreibung-nws.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- BNetzA. (2021). *Bundesnetzagentur veröffentlicht Festlegung der Eigenkapitalverzinsung*. (B. (BNetzA), Produzent) Abgerufen am 06. 03 2024 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/20211020_EKZins.html#:~:text=Eigenkapitalzinssatz%20sinkt&text=F%C3%BCr%20Altanlagen%20wurde%20ein%20Zinssatz,gelten%20ab%20der%20vierten%20Regulierungsperiode
- BNetzA. (2024). *Festlegung zur Eigenkapitalverzinsung von Neuanlagen im Strom- und Gasbereich*. (B. (BNetzA), Produzent) Abgerufen am 06. 03 2024 von [bundesnetzagentur.de: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20240124_EKZins.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20240124_EKZins.html)
- BNetzA. (2024). *Netze. Effizient. Sicher. Transformiert. Eckpunktepapier*. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA). Abgerufen am 23. 02 2024 von https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles_energ/GBK/Eckpktpapier.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- Bundesbank. (2024). *Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen / Insgesamt / Monatswerte*. Abgerufen am 06. 03 2024 von https://www.bundesbank.de/dynamic/action/de/statistiken/zeitreihen-datenbanken/zeitreihen-datenbank/723452/723452?tsId=BBSIS.M.I.UMR.RD.EUR.A.B.A.A.R.A.A._Z._Z.A&listId=www_skms_it01&dateSelect=2024
- Destatis. (2023). *Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen: Arbeitsunterlage Investitionen*. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Destatis). Abgerufen am 28. 02 2024 von https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/Publikationen/Downloads-Inlandsprodukt/investitionen-pdf-5811108.pdf?__blob=publicationFile
- Deutscher Bundestag. (2024). *Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes*. Abgerufen am 23. 02 2024 von <https://dserver.bundestag.de/btd/20/100/2010014.pdf>

- Einhellig, L., Herzig, A., Rainer, S., & Lares, T. (2016). Eigenkapitalverzinsung bei Netzbetreibern aus Sicht von Investoren. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 66(5), 36-42. Abgerufen am 23. 02 2024 von <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/de/Documents/financial-services/Eigenkapitalverzinsung%20bei%20Netzbetreibern%20aus%20Sicht%20von%20Investoren.pdf>
- FNB Gas. (2023). *Entwurf des gemeinsamen Antrags für das Wasserstoff-Kernnetz*. Berlin: Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. Abgerufen am 23. 02 2024 von https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2023/11/2023_11_15_Entwurf_Antrag_Wasserstoff-Kernnetz_final.pdf
- Haber, A. (2023). *Die Rolle Österreichs in einem europäischen Wasserstoffmarkt - ein Überblick*. Wien: Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control). Abgerufen am 04. 03 2024 von https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/02_Alfons-Haber_Ver%C3%B6ffentlichung.pdf/a8e0f052-641e-3c85-fa6d-c52b65d451b7?t=1687186403388
- IRENA. (2021). *Making the breakthrough: Green hydrogen policies and technology costs*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. Abgerufen am 2024. 03 04 von https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA_Green_Hydrogen_breakthrough_2021.pdf?la=en&hash=40FA5B8AD7AB1666EECBDE30EF458C45EE5A0AA6
- Korte, K., & Gawel, E. (2015). Stromnetzinvestitionen und Anreizregulierung - Problemfelder und Lösungsansätze. *Wirtschaftsdienst*, 95, 127-134. Abgerufen am 23. 02 2024 von <https://link.springer.com/article/10.1007/s10273-015-1789-8>
- Krämer, W. (2020). Infrastruktur als Assetklasse. *SECA Webinar*. Lazard Asset Management. Abgerufen am 23. 02 2024 von <https://www.seca.ch/getattachment/Calendar/Events/2020/SECA-Webinar-Infrastruktur/Werner-Kraemer-Lazard.pdf.aspx>
- Nera. (2021). *Eigenkapitalzinssatz bei Wasserstofftransportnetzen*. Berlin: Nera Economic Consulting. Abgerufen am 23. 02 2024 von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Stellungnahmen/Stellungnahmen-Wasserstoff-NEV-ARegV/fnb-gas-vereinigung-der-fernleitungsnetzbetreiber-gas-ev-gutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=6

Sagdur, Y., Slowinski, R., Rossum, R. v., Kozub, A., Kühnen, L., Overgaag, M., . . . London, P. (2023). *European Hydrogen Backbone: Implementation Roadmap - Cross Border Projects and Costs Update*. Amber Grid, Bulgartransgaz, Conexus, CREOS, DESFA, Elering, Enagás, Energinet, Eustream, FGSZ, FluxSwiss, Fluxys Belgium, Gas Connect Austria, Gasgrid Finland, Gassco, Gasunie, GASCADE, Gas Networks Ireland, GRTgaz, National Gas Transmission, NET4GAS, Nor. Abgerufen am 26. 02 2024 von <https://ehb.eu/files/downloads/EHB-2023-20-Nov-FINAL-design.pdf>

Wietschel, M., Weißenburger, B., Rehfeldt, M., Lux, B., Zheng, L., & Meier, J. (2023). *Preiselastische Wasserstoffnachfrage in Deutschland - Methodik und Ergebnisse*. Karlsruhe: Fraunhofer ISI. Abgerufen am 28. 02 2023 von https://www.hypat.de/hypat-wAssets/docs/new/publikationen/HyPAT_Working-Paper-01_2023_Priselastische-Nachfrage.pdf