

KOMPARATIVE ANALYSE DER IMPORTKOSTEN VON SYNTHETISCHEM METHAN NACH DEUTSCHLAND

Kurzstudie im Auftrag der Tree Energy Solutions
GmbH (TES)

30 SEPTEMBER 2024

Autoren:

Dr. David Bothe

Gregor Brändle

Dr. Johanna Reichenbach

Kontakt:

Johanna.reichenbach@frontier-economics.com

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	3
1 Deutschland ist auf Importe von grüner Energie angewiesen – ein diversifizierter Importmix ist essenziell für eine nachhaltige und resiliente Versorgung	4
2 Es gibt derzeit unter Kostengesichtspunkten keine klar überlegene Technologie für den Import von Wasserstoff – synthetisches Methan ist oft wettbewerbsfähig	9
2.1 Wir verwenden das Frontier-Importkostenmodell für die Analyse von Schiffsimporten aus Saudi-Arabien	9
2.2 Der Kostenvergleich wird mit zwei unabhängigen Annahmen-Sätzen durchgeführt und berücksichtigt die technologischen Unsicherheiten in zwei Szenarien	10
2.3 Synthetisches Methan kann eine wettbewerbsfähige Option für den Import von grünen Molekülen nach Deutschland sein	12
2.4 Die Unsicherheiten der Kostenberechnungen haben unterschiedliche Treiber – technologische Unsicherheiten sowie der Zugang zu günstigen CO ₂ -Quellen spielen eine große Rolle	15
3 Aufgrund der vorhandenen Infrastruktur kann synthetisches Methan einen relevanten Beitrag zu einer schnellen und kosteneffizienten Dekarbonisierung leisten	18
4 Fazit: In einem offenen Technologiewettbewerb grüner Energieträger wird sich die effizienteste und günstigste Technologie durchsetzen	21
Anhang A : Techno-ökonomische Annahmen für die Importkostenberechnung	22

Executive Summary

Zur Deckung der erwarteten Nachfrage nach grüner und emissionsarmer Energie ist Deutschland auf **Importe von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten** angewiesen. Die Bundesregierung hat daher eine Importstrategie entwickelt, um eine **nachhaltige, stabile, sichere und diversifizierte Versorgung** mit wasserstoffbasierten Energieträgern zu gewährleisten.

Ein **technologieoffener Importmix** bringt Vorteile durch Diversifizierung und erhöht die Versorgungssicherheit. Je nach Exportregion und verfügbaren Infrastrukturen kommen dabei Importe von gasförmigem Wasserstoff bzw. synthetischem Methan per Pipeline oder von verflüssigtem Wasserstoff bzw. Wasserstoffderivaten wie Ammoniak, Methanol und verflüssigtem synthetischem Methan per Schiff in Frage.

Aus verschiedenen Gründen wird die Option, grünen Wasserstoff in Form von synthetischem Methan zu importieren bislang nur wenig beachtet. Dabei **erweisen sich viele der gegen synthetisches Methan vorgebrachten Argumente bei genauerer Betrachtung als wenig stichhaltig**, beispielsweise der befürchtete fossile Lock-in, die vermeintlich geringe Umwandlungseffizienzen und hohen Kosten sowie der fehlende Kohlenstoffkreislauf.

In dieser Kurzstudie führt **Frontier Economics** im Auftrag der **Tree Energy Solutions GmbH** einen Vergleich der Importkosten von synthetischem Methan und alternativen wasserstoffbasierten Energieträgern durch. Unsere Ergebnisse zeigen, dass es unter Kostengesichtspunkten **keine offensichtlich überlegene Technologie für den zukünftigen Wasserstoffimport** nach Deutschland gibt und synthetisches Methan oft wettbewerbsfähig ist. Aufgrund der bestehenden Unsicherheiten über die weiteren Technologieentwicklungen ist es dagegen geboten, auf ein möglichst **breites und technologieoffenes Importportfolio** zu setzen, so dass sich die beste Technologie im Wettbewerb durchsetzen kann.

Neben den reinen Importkosten sind weitere Faktoren von Bedeutung. So erfordert der Einsatz von synthetischem Methan keine zeit- und kostenintensiven Umstellungsprozesse von Infrastrukturen und Endanwendungen. Gerade vor diesem Hintergrund hat synthetisches Methan aufgrund der Möglichkeit einer **schnelleren Defossilisierung** sowie **geringerer Systemkosten** einen maßgeblichen Vorteil gegenüber Energieträgern, für die entsprechende Wertschöpfungsketten erst noch aufgebaut werden müssen. Darüber hinaus ermöglicht synthetisches Methan einen **graduellen Übergang von erdgas- auf wasserstoffbasierte Anwendungen**, so dass hierüber der Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft sogar beschleunigt werden kann anstatt diesen zu verhindern. Auch nach der Umstellung in eine reine Wasserstoffwirtschaft sind die Investitionen in Elektrolyse und Methanisierungsanlagen zur Herstellung von synthetischem Methan nicht gestrandet, da mit etablierten Technologien zur Methanreformierung eine Rückumwandlung in Wasserstoff durchgeführt und die Wasserstoffnachfrage direkt bedient werden kann.

1 Deutschland ist auf Importe von grüner Energie angewiesen – ein diversifizierter Importmix ist essenziell für eine nachhaltige und resiliente Versorgung

Deutschland hat sich ambitionierte Klimaziele gesetzt: Bis zum Jahr 2030 sollen sich die Treibhausgas-Emissionen um mindestens 65 Prozent gegenüber dem Jahr 1990 verringern, bis zum Jahr 2045 soll das Land klimaneutral werden. Um diese Ziele zu erreichen, muss die Energieeffizienz deutlich gesteigert und die erneuerbaren Energien noch stärker und schneller ausgebaut werden. Die Elektrifizierung von Endanwendungen durch die direkte Nutzung von grünem Strom, z.B. im Transport- und Wärmesektor, ist ein elementarer Bestandteil für eine erfolgreiche Energiewende. Darüber hinaus werden jedoch erneuerbarer und emissionsarmer Wasserstoff und dessen Derivate eine tragende Rolle übernehmen:

- Zur **Defossilisierung** von Sektoren, also z.B. als umweltfreundlicher Rohstoff für die Industrie, als Energielieferant für schwer zu elektrifizierende Anwendungen und als Brennstoff für Kraftwerke.
- Als **Speichermedium**, um das volatile Energieangebot aus Wind und Sonne mit dem saisonal stark schwankenden Energiebedarf zeitlich zusammenzuführen.
- Als **Transportmedium**, um globale Importe erneuerbarer Energie zu ermöglichen und die Verbindung zwischen Produktions- und Verbrauchsorten auf europäischer, nationaler und regionaler Ebene herzustellen.

Deutschland benötigt auch zukünftig Importe zur Deckung der Energienachfrage

Zur Deckung der erwarteten zukünftigen Nachfrage nach grüner und emissionsarmer Energie ist Deutschland auch weiterhin auf **Importe** angewiesen. Das inländische Potenzial zur Erzeugung von grünem Wasserstoff ist kurz-, mittel- und langfristig begrenzt. Selbst wenn das in der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie formulierte Ziel erreicht wird, bis zum Jahr 2030 Elektrolyseurkapazitäten in Höhe von 10 GW_{el} aufzubauen, beträgt das inländische Wasserstoff-Erzeugungspotenzial bei einer ambitionierten Auslastung etwa 28 TWh pro Jahr. Demgegenüber steht ein prognostizierter Bedarf an Wasserstoff bzw. Wasserstoffderivaten von 95 bis 130 TWh im Jahr 2030. Etwa 50 bis 70 Prozent der Wasserstoffnachfrage muss also im Jahr 2030 durch Importe bedient werden. Längerfristig gehen die Energieszenarien der Bundesregierung von einer weiter steigenden Wasserstoffnachfrage und damit steigenden Importbedarfen aus: im Jahr 2045 könnte der Wasserstoffbedarf demnach 300-600 TWh betragen bei einem Importanteil von 60 bis 70 Prozent.¹

Der **Wasserstoffimport ist auch aus Kostengründen sinnvoll**: in vielen Weltregionen sind die Verfügbarkeit und das Ausbaupotenzial von Wind- und Sonnenenergie höher und damit

¹ Langfristzenarien 3 (2024), Wasserstoffsystem Deutschland Erzeugung und Importe in den Szenarien O45-Strom und O45-H2, <https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de:8443/open-view/64604/ce2d6d1ce86dbfbc70c0ddc532b1f1df>

die Erzeugungskosten für Wasserstoff geringer als in Deutschland. Zwar fallen für den Import zusätzliche Kosten für den Transport und ggf. (im Fall von Wasserstoffderivaten) die Konvertierung an, diese werden aber oft durch günstigere Gestehungskosten im Herstellungsland (über)kompensiert.

Ein technologieoffener Importmix bringt Vorteile durch Diversifizierung und erhöht die Versorgungssicherheit

Folgerichtig hat die Bundesregierung eine Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate entwickelt mit dem Ziel, eine **nachhaltige, stabile, sichere und diversifizierte Versorgung mit Wasserstoff und Wasserstoffderivaten** sicherzustellen.² Dabei wird ein Mix aus verschiedenen Quellen und Importträgern eine Rolle spielen. Für den zukünftigen Import von Wasserstoff kann auf europäische und globale Erzeugungspotenziale aus verschiedenen Exportregionen zurückgegriffen werden. Je nach geographischer Lage und aktuell geplanten Infrastrukturen kommt dabei der Import nach Deutschland als gasförmiger Wasserstoff oder in Form von synthetischem Methan (eNG) per Pipeline oder als flüssiger Wasserstoff bzw. Wasserstoffderivat (z.B. Ammoniak, Methanol, verflüssigtes synthetisches Methan (eLNG)) per Schiff in Frage. Wasserstoffimporte per Pipeline aus geographisch näheren Bezugsregionen (z.B. innerhalb Europas oder evtl. Nordafrikas) weisen dabei Kostenvorteile ggü. dem Import von flüssigem Wasserstoff bzw. Derivaten auf, u.a. aufgrund vermiedener Transformationsschritte und den vergleichsweise geringen Transportkosten. Dabei weist eNG zwar vergleichsweise höhere Erzeugungskosten auf, allerdings sind die Kosten für den Pipelinetransport potentiell geringer als beim Wasserstoff, vor allem wenn bestehende Leitungen ohne weitere Umrüstungskosten genutzt werden können.³ Allerdings bleibt das Volumen von Pipelineimporten absehbar begrenzt. Daher werden in maßgeblichen Umfang Schiffsimporte benötigt. Diese wären aufgrund der vergleichsweise höheren Kosten in einem zukünftigen Handelsmarkt voraussichtlich preissetzend.

In der politischen Diskussion um zukünftige Wasserstoffimporte spielt eNG derzeit eine untergeordnete Rolle

Eine Reihe von Studien haben sich mit den **zukünftigen Optionen für den Wasserstoffimport und den Vor- und Nachteilen verschiedener Importträger** beschäftigt. In vielen Analysen werden die Wasserstoffderivate Ammoniak, Methanol, flüssige organische Wasserstoffträger (LOHC) sowie Wasserstoff selbst in den Fokus gerückt. Die Möglichkeit, erneuerbaren Wasserstoff in Form von synthetischem Methan (gasförmig per Pipeline oder verflüssigt per Schiff) zu importieren, wird bislang nur in wenigen Studien explizit betrachtet: Beispielsweise weist der Nationale Wasserstoffrat (NWR) in seiner Stellungnahme zur Wasserstoff-Importstrategie sowie in der aktuellen Bedarfsprognose explizit auf die Vorteile und mögliche

² BMWK (2024), Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/importstrategie-wasserstoff.pdf?__blob=publicationFile&v=18, S. 4

³ Auch der Neubau von Methanpipelines ist günstiger als der Neubau von Wasserstoffpipelines, u.a. aufgrund der geringeren Energiedichte von Wasserstoff.

Anwendungsbereiche von eNG hin.⁴ In der aktuellen politischen Diskussion und in bestehenden Förderinstrumenten für Wasserstofferzeugung bzw. Import, z.B. über den H2Global Mechanismus, spielt eNG bislang keine maßgebliche Rolle.

Dafür werden verschiedene Gründe angeführt:

- **Fossiler Lock-in:** Es wird befürchtet, dass durch den Einsatz von eNG die Transformation hin zu einer Wasserstoffwirtschaft verzögert, wenn nicht gar verhindert wird. Da bestehende Erdgasinfrastrukturen (Transportpipelines, Speicher) und Anwendungen unmittelbar für eNG genutzt werden können, würden so die notwendigen Investitionen in Wasserstoffinfrastrukturen und -Anwendungen nicht angestoßen. Zudem bestehe die Gefahr, dass so weiterhin im großen Umfang fossiles Methan genutzt wird.

Allerdings kann dieser vermeintliche Nachteil (einer Weiternutzung bestehender Infrastruktur) auch gerade als Vorteil gesehen werden, und hierüber der Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft beschleunigt werden. Denn eNG kann mit etablierten Technologien zur Gasreformierung direkt im Imпорthafen wieder in Wasserstoff umgewandelt werden und in ein zukünftiges Wasserstoffnetz eingespeist werden. Alternativ ist der Transport durch das bestehende Gasnetz und eine dezentrale Rückumwandlung in Wasserstoff am Ort der Verwendung oder bei der Ausspeisung aus bestehenden CH₄-Speichern möglich.

- **Geringe Umwandlungseffizienz:** Häufig wird auch die geringere energetische Effizienz von eNG (und anderen Wasserstoffderivaten) im Vergleich zu Wasserstoff angeführt. Effizienzverluste entstehen aufgrund der mehrstufigen Transformationsschritte entlang der Wertschöpfungskette für Wasserstoffderivate von der Herstellung über die Verflüssigung, Verschiffung und Regasifizierung sowie ggf. Rückumwandlung in Wasserstoff. Häufig liegt diesem Argument auch die Annahme zugrunde, dass die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien knapp sei und daher Technologien mit höheren Effizienzgraden (insbesondere auch eine direkte Elektrifizierung) gegenüber Technologien mit geringerer Effizienz zu bevorzugen seien.

Diese Sichtweise verkennt jedoch, dass erneuerbare Energien nicht per se knapp sind, sondern lediglich Kapazitäten zur Nutzbarmachung absehbar knapp sind. Falls vermeintlich ineffiziente Prozesse neue Energiequellen zugänglich machen, können auch solche die Gesamtverfügbarkeit erhöhen. So können zahlreiche wind- und sonnenreichen Regionen – beispielsweise in Australien oder Chile – weder über Stromkabel noch über Wasserstoffpipelines mit Energiesenken in Europa verbunden werden. Die Nutzung dieser Quellen ist daher überhaupt nur möglich, wenn auf die Umwandlung in Wasserstoffderivate und den Transport per Schiff zurückgegriffen wird. Letztlich spiegeln sich Effizienzunterschiede direkt in den Kosten wieder (siehe nächster Punkt), so dass Wettbewerbseffekte disziplinierend wirken und ineffiziente Optionen verdrängt würden.

⁴ Siehe NWR (2024), Update 2024: Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland, https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2024/2024-05-03_NWR-Grundlagenpapier_Update_2024_Wasserstoffbedarfe.pdf sowie NWR (2024), Stellungnahme zur Erarbeitung der Wasserstoff-Importstrategie der Bundesregierung, https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2024/2024-01-19_NWR-Stellungnahme_Importstrategie.pdf.

- **Hohe Kosten:** Als weiteres Argument werden auch hohe Kosten von eNG-Importe vorgebracht, die sich zum einen aus der gegenüber Wasserstoff vergleichsweise komplexen Wertschöpfungskette und der damit verbundenen geringeren Umwandlungseffizienz, zum anderen aus der fehlenden industriellen Skalierung bei eNG-Produktionsanlagen (im Herkunftsland) ergeben.

Dabei müssen jedoch auch mögliche Einsparungen berücksichtigt werden, die sich aus der Umwidmung von vorhandener Erdgasinfrastruktur und Endanwendungen ergeben.⁵ Zudem ist nicht nur eNG, sondern auch alternative Optionen für den Wasserstoffimport mit (teilweise noch höheren) Technologie- und Kostenunsicherheiten verbunden (in Abschnitt 2 stellen wir die verschiedenen Unsicherheiten detailliert dar). In einem zukünftigen Wettbewerb zwischen Wasserstoffträgern entscheidet letztlich die betriebswirtschaftliche Betrachtung. Diese ergibt sich aus den Herstellungskosten für erneuerbaren Strom und Wasserstoff in Verbindung mit der Umwandlungseffizienz entlang der Wertschöpfungskette, so dass Optionen mit höheren Kosten verdrängt werden.

- **Fehlender Kohlenstoffkreislauf:** Derzeit sind noch keine nachhaltigen Kohlenstoffkreislauf-Systeme etabliert. Bei der Verbrennung von eNG oder der Rückumwandlung in Wasserstoff wird daher CO₂, das für die Produktion von eNG aus grünem Wasserstoff notwendig ist, wieder freigesetzt (sofern das CO₂ nicht abgeschieden und langfristig gespeichert oder genutzt wird). Daher wird teilweise auch der Beitrag von eNG zur CO₂-Vermeidung angezweifelt.

Grundsätzlich ist eNG jedoch auch ohne einen geschlossenen Kohlenstoffkreislauf klimaneutral, wenn z.B. biogene CO₂-Quellen im Methanisierungsprozess eingesetzt werden. Langfristig kann biogenes CO₂ ersetzt werden durch mit Direct Air Capture (DAC) aus der Luft entnommenes CO₂ bzw. kann durch den Aufbau einer CO₂-Infrastruktur ein geschlossener Kohlenstoffkreislauf etabliert werden. In jedem Fall kann die klimaneutrale CO₂-Bilanz von eNG durch eine enge Überwachung von CO₂-Quellen und der Prozesse verifiziert und sichergestellt werden.

Vor diesem Hintergrund wurde Frontier Economics von der Tree Energy Solutions GmbH (TES) beauftragt, im Rahmen einer Kurzstudie eine komparative Importkostenanalyse von eNG im Vergleich zu Wasserstoff und verschiedenen alternativen Wasserstoffderivaten durchzuführen.

Die Kurzstudie ist wie folgt gegliedert:

- In **Abschnitt 2.1** beschreiben wir den für die Importkostenanalyse gewählten Ansatz und die betrachteten Importpfade.
- In **Abschnitt 2.2** erläutern wir die wesentlichen Annahmen der Kostenmodellierung und die betrachteten Szenarien.

⁵ Die in dieser Kurzstudie vorgenommene Kostenberechnung berücksichtigt lediglich die Kosten für die Herstellung und den Transport von Wasserstoff und seinen Derivaten nach Deutschland. Die Kosten für die Errichtung neuer Transport- und Speicherinfrastrukturen und die erforderlichen Umbauten bei den Endanwendungen, welche beim direkten Einsatz von eNG als Erdgasersatz entfallen würden, werden nicht berücksichtigt.

KOMPARATIVE ANALYSE DER IMPORTKOSTEN VON SYNTHETISCHEM METHAN NACH DEUTSCHLAND

- In **Abschnitt 2.3** stellen wir die Ergebnisse des Importkostenvergleichs dar und gehen auf die wichtigsten Kostentreiber ein.
- In **Abschnitt 3** nehmen wir schließlich eine qualitative Einordnung der Kostenergebnisse vor und gehen auf weitere für die Diskussion um Wasserstoffimporte relevante Argumente ein.
- In **Abschnitt 4** ziehen wir ein kurzes Fazit.

2 Es gibt derzeit unter Kostengesichtspunkten keine klar überlegene Technologie für den Import von Wasserstoff – synthetisches Methan ist oft wettbewerbsfähig

Die nachfolgende Analyse betrachtet den Kostenvergleich verschiedener Importpfade für eine **exemplarische Importroute** nach Deutschland **per Schiff aus Saudi-Arabien**. Saudi-Arabien zählt zu den Ländern in der MENA-Region, die voraussichtlich zu den global großen Exportregionen für grünen Wasserstoff gehören werden, da es über ein hohes Potenzial für die Erzeugung Erneuerbarer Energien aus Wind und Sonne und eine vergleichsweise geringe eigene Wasserstoffnachfrage verfügt.⁶

Eine Reihe von Studien verfolgen das Ziel, die günstigsten Importpfade für verschiedene globale Wasserstoff-Exportregionen zu ermitteln, wobei das Ergebnis u.a. von den regionalen Gesteungskosten für Wasserstoff (Levelised Cost of Hydrogen, LCOH), der Transportdistanz und der spezifischen Endanwendung abhängen. Ein direkter Vergleich der mit den verschiedenen Importpfaden verbundenen Technologien ist dabei häufig schwierig, da sich wesentliche Kostentreiber wie die Strom- und Wasserstoffkosten, die Kapitalkosten und die Transportwege länderspezifisch unterscheiden.

Demgegenüber verfolgen wir in dieser Kurzstudie den Ansatz eines „like-for-like“-**Vergleichs verschiedener Importpfade** bei ansonsten gleichen Ausgangsbedingungen. Ziel ist es dabei, die Wettbewerbsfähigkeit von eNG im Vergleich zu alternativen Importpfaden auf einer gegebenen Importroute genauer zu analysieren. Auf dieser Basis werden auch die mit den verschiedenen Technologien und Prozessschritten verbundenen Unsicherheiten klar herausgearbeitet.

2.1 Wir verwenden das Frontier-Importkostenmodell für die Analyse von Schiffsimporten aus Saudi-Arabien

Wir verwenden das Frontier-eigene Importkostenmodell zur Berechnung der Importkosten für Wasserstoff, synthetisches Methan, und Ammoniak für den Schiffstransport aus Saudi-Arabien. Das Frontier-Kostenmodell wurde im Rahmen verschiedener Projekte entwickelt und angewendet.⁷ Die zugrundeliegenden techno-ökonomischen Annahmen wurden in umfassenden Stakeholder-Prozessen abgestimmt und werden kontinuierlich aktualisiert.

⁶ Neben der Erzeugung von grünem Wasserstoff plant Saudi-Arabien auch den Aufbau einer blauen Wasserstoffproduktion aus bestehenden Erdgasfeldern mit Carbon Capture and Use or Storage (CCUS), siehe <https://www.arab-news.com/node/2571307/saudi-arabia> (abgerufen am 23. September 2024).

⁷ Siehe u.a. die Frontier-Studien für Dezernat Zukunft und Gas Infrastructure Europe: Bähr et al. (2023), Die Zukunft energieintensiver Industrien in Deutschland. Eine Studie von IW Consult und Frontier Economics, https://www.dezernatzukunft.org/wp-content/uploads/2023/08/Baehr-et-al.-2023-Die-Zukunft-energieintensiver-Industrien-in-Deutschland_v2.pdf;

In der folgenden Analyse betrachten wir fünf Importpfade:

- **Flüssiger Wasserstoff (Liquid Hydrogen, LH₂):** Der in Saudi-Arabien erzeugte Wasserstoff wird verflüssigt, verschifft und am Importterminal regasifiziert.
- **Synthetisches Methan (eNG) mit Endnutzung als Methan (eNG → CH₄):** Der in Saudi-Arabien erzeugte Wasserstoff wird unter Zugabe von CO₂ in Sabatier-Methanisierungsverfahren in synthetisches Methan umgewandelt, als eLNG verflüssigt, verschifft und am Importterminal regasifiziert.
- **Synthetisches Methan mit Endnutzung als Wasserstoff (eNG → H₂):** Der in Saudi-Arabien erzeugte Wasserstoff wird unter Zugabe von CO₂ im Sabatier-Methanisierungsverfahren in synthetisches Methan umgewandelt, verflüssigt, verschifft und am Importterminal regasifiziert. Im Anschluss wird das Methan in Reformierungsverfahren wieder in Wasserstoff rückumgewandelt.
- **Ammoniak mit Endnutzung als Ammoniak (NH₃):** Der in Saudi-Arabien erzeugte Wasserstoff wird durch Haber-Bosch-Syntheseverfahren in Ammoniak umgewandelt und verschifft.
- **Ammoniak mit Endnutzung als Wasserstoff (NH₃ → H₂):** Der in Saudi-Arabien erzeugte Wasserstoff wird durch Syntheseverfahren in Ammoniak umgewandelt und verschifft. Im Anschluss erfolgt am Importterminal eine Rückumwandlung in Wasserstoff durch Ammoniak-Cracking.

2.2 Der Kostenvergleich wird mit zwei unabhängigen Annahmen-Sätzen durchgeführt und berücksichtigt die technologischen Unsicherheiten in zwei Szenarien

Wie alle Zukunftstechnologien sind auch die verschiedenen Importpfade für Wasserstoff mit teilweise erheblichen technologischen Unsicherheiten behaftet. So sind einige Technologien und Verfahren noch nicht in industriellem Maßstab erprobt und einige Prozesse weisen eine hohe Kostenunsicherheit auf.

Daher legen wir der Kostenberechnung zwei Szenarien zugrunde: das „optimistische“ Szenario legt eine positive Technologieentwicklung in allen Bereichen und damit einhergehend moderate Kosten entlang der gesamten Wertschöpfungskette zugrunde. Das „pessimistische“ Szenario hingegen geht von einer langsameren und von geringeren Lern- und Skaleneffekten gekennzeichneten Technologieentwicklung und damit höheren Kosten aus.

Die Szenarien enthalten für die verschiedenen Importpfade die folgenden Parametervariationen:

DNV and Frontier Economics (2024), Securing & Greening Energy for Europe: The Role of Terminal Operators, <https://www.frontier-economics.com/media/xawfwqng/gle-dnv-and-frontier-report-terminal-contributions.pdf>.

- **Flüssiger Wasserstoff (LH₂):** Die Kapitalkosten der Verflüssigungsanlage sowie die Energieverluste (Boil-off) beim Schiffstransport und der Zwischenspeicherung.
- **Synthetisches Methan (eNG) mit Endnutzung als Methan (eNG → CH₄):** Die Beschaffungskosten für CO₂ für die Methanisierung sowie die Kapitalkosten der Verflüssigungs- und der Regasifizierungsanlagen, wobei auch auf bereits bestehende Anlagen zur Verflüssigung und Regasifizierung zurückgegriffen werden kann.
- **Synthetisches Methan mit Endnutzung als Wasserstoff (eNG → H₂):** Im Fall der Rückumwandlung in Wasserstoff variieren wir zusätzlich die möglichen Einnahmen aus dem Verkauf des abgeschiedenen CO₂.
- **Ammoniak mit Endnutzung als Ammoniak (NH₃):** Die Kapitalkosten der Ammoniak-synthese.
- **Ammoniak mit Endnutzung als Wasserstoff (NH₃ → H₂):** Im Fall der Rückumwandlung in Wasserstoff variieren wir zusätzlich die Kapitalkosten des Ammoniak-Crackings.

Darüber hinaus führen wir zwei separate Modellläufe mit dem Frontier-Modell durch, auf Basis von unabhängig entwickelten Sets an Annahmen (siehe Anhang A):

- Die **Frontier-Annahmen** reflektieren die techno-ökonomischen Parameter, die Frontier in umfassender Literaturrecherche und dem Input von Stakeholdern entwickelt hat. Die Frontier-Annahmen bilden dabei die in einem mittelfristigen Zeithorizont erwartbaren Kosten ab und reflektieren die möglichen Kostensenkungspotenziale durch technologischen Fortschritt und Skalierung in den verschiedenen Bereichen.
- Die **TES-Annahmen** umfassen die techno-ökonomischen Parameter, die TES durch Gespräche mit Marktteilnehmern, konkrete Angebotspreise und eigene Technologieexpertise ermittelt hat und die Frontier zur Verfügung gestellt wurden. Die TES-Annahmen bilden dabei eher aktuelle Kosten ab, auf deren Basis kurzfristige Investitionen getätigt werden müssten.⁸

Einige zentrale Annahmen wurden für eine bessere Vergleichbarkeit technologieübergreifend harmonisiert. So basieren alle Kostenberechnungen auf denselben Annahmen bzgl. der Bereitstellungskosten für Wasserstoff im Ursprungsland: diese betragen 3,0 USD/kg H₂ (etwa 2,8 €/kg H₂) im optimistischen und 4,5 USD/kg H₂ (etwa 4,1 €/kg H₂) im pessimistischen Szenario. Auch die Abschreibungszeiträume (25 Jahre) und die angenommene Infrastrukturauslastung (80 Prozent) sind für alle Technologien gleich.

⁸ Frontier hat die TES-Annahmen in einem Review-Prozess kritisch geprüft und als plausibel erachtet. Annahmen, die auf aktuellen von TES beobachteten Angebotspreisen im Markt basieren (z.B. für den Verkaufswert von abgeschiedenem biogenen CO₂ in Deutschland) wurden mit dem TES Business Team diskutiert, konnten aber von Frontier nicht vollumfänglich verifiziert werden.

2.3 Synthetisches Methan kann eine wettbewerbsfähige Option für den Import von grünen Molekülen nach Deutschland sein

Die in Abbildung 1 zusammengefassten Ergebnisse des Importkostenvergleichs zeigen, dass **eNG ein wettbewerbsfähiger Energieträger für den Import von grüner Energie** nach Deutschland sein kann. Des Weiteren zeigt die Analyse auf, dass bei **allen** Technologien und Importträgern mehr oder weniger hohe **Unsicherheiten hinsichtlich der Technologie- und Kostenentwicklungen** auf den verschiedenen Transformationsstufen bestehen. Es gibt also **keine offensichtlich überlegene Technologie** für den zukünftigen Wasserstoffimport – aufgrund der bestehenden Unsicherheiten über zukünftige Kostenentwicklungen ist es dagegen geboten, auf ein möglichst breites und technologieoffenes Importportfolio zu setzen, so dass sich die situativ bestgeeignetste Technologie jeweils durchsetzen kann.⁹

Darüber hinaus muss bei der Einordnung der nachfolgenden Ergebnisse berücksichtigt werden, dass der Kostenvergleich nur die reinen Importkosten bis zum Terminal-Flansch (d.h. bis zur Auspeisung in das Gas- bzw. Wasserstoffnetz oder eine andere inländische Transportinfrastruktur) umfasst. Die je nach Technologie und Endanwendung zusätzlich entstehenden Downstream-Kosten für Transport, Speicherung und Verwendung sind in den Berechnungen nicht enthalten, können aber auf die Gesamtkosten einen erheblichen Einfluss haben – wobei gerade eNG aufgrund der Möglichkeit zur Nutzung von bestehender Erdgasinfrastruktur und Endanwendungen einige Vorteile aufweist (siehe Abschnitt 3 für eine qualitative Einordnung).

Der Importkostenvergleich zeigt die mögliche Bandbreite zukünftiger Importkosten der verschiedenen Energieträger

Das Ergebnis des Importkostenvergleichs ist in Abbildung 1 dargestellt. Die Gesamthöhe der eingefärbten Balken zeigt die Höhe der Importkosten für die Berechnung mit Frontier-Annahmen in einem optimistischen Kostenszenario (Frontier (opt)) und in einem pessimistischen Szenario (Frontier (pes)) sowie die Aufteilung der Gesamtkosten auf die einzelnen Prozessschritte. Die Ergebnisse der zweiten Kostenberechnung mit dem Frontier-Modell auf Basis von TES-Annahmen und die Bandbreiten zwischen dem optimistischen und dem pessimistischen TES-Szenario sind rot gekennzeichnet.

Die Kostenanalyse zeigt, dass **synthetisches Methan eine wettbewerbsfähige Option** für die Import von grünen Molekülen nach Deutschland sein kann. Das gilt insbesondere im Fall der **Endnutzung als Methan**, z.B. in bestehenden Anwendungen in der Industrie; in diesem Fall ergeben sich gesamte Importkosten in Höhe von 132 €/MWh bis 219 €/MWh. Bei **Endnutzung als Wasserstoff** entstehen im eNG-Pfad aufgrund der erforderlichen

⁹ Neben dem hier betrachteten grünen Wasserstoff und Wasserstoffderivaten sollten dabei grundsätzlich auch CO₂-arme Importoptionen wie blauer Wasserstoff, blaues Ammoniak mit berücksichtigt werden, wenn sie die in der Europäischen Regulierung festgelegten Grenzwerte einhalten.

Rückumwandlung zusätzliche Kosten und die Unsicherheit der Kostenberechnung nimmt zu; die gesamten Importkosten betragen in dem Fall 170 €/MWh bis 300 €/MWh.¹⁰

Demgegenüber weist der Import von Wasserstoff über die **Ammoniakroute mit Endnutzung als Wasserstoff** Kosten in Höhe von 155 €/MWh bis 257 €/MWh auf.¹¹ Im Vergleich zur Ammoniakroute ist die eNG-Route somit an der oberen Grenze der Bandbreite teurer, weist jedoch generell einen erheblichen Überschneidungsbereich auf, so dass die Vorteile von den Parametern im Einzelfall abhängen: Diese sind getrieben durch die höheren Upstream Kosten zur Methanisierung (insbesondere die Kosten für die CO₂-Beschaffung), die Downstream Transformationskosten zur Rückumwandlung in Wasserstoff sowie die zusätzlichen Kosten für die Verflüssigung und Regasifizierung des eNG. Insbesondere im optimistischen eNG-Szenario sind die Kostenrisiken der eNG→H₂-Route aber aufgrund der Möglichkeit einer **günstigen Beschaffung des CO₂-Rohstoffs** für die Upstream-Methanisierung und der potenziellen **Vermarktungsmöglichkeiten für das abgeschiedene CO₂** im Downstream-Reformierungsprozess¹² deutlich geringer.

Der **direkte Ammoniak-Pfad** zeigt mit Gesamtkosten von 118 €/MWh bis 175 €/MWh ähnlich wie der direkte eNG-Pfad deutliche Kostenvorteile gegenüber den alternativen Pfaden mit dem Ziel der Endnutzung als Wasserstoff auf. Dies verdeutlicht, dass, wenn technisch möglich, die **direkte Nutzung von Wasserstoffderivaten aus Kostenperspektive immer sinnvoll** ist.

Im hier dargestellten Beispiel für den Import von grünen Energieträgern aus Saudi-Arabien ist der **Schiffsimport von flüssigem Wasserstoff (LH₂)** ebenfalls wettbewerbsfähig und könnte bei optimistischen Annahmen sogar die günstigste Alternative unter den betrachteten Importpfaden für die Bereitstellung von reinem H₂ darstellen, mit Gesamtkosten in Höhe von 141 €/MWh bis 243 €/MWh.¹³ Zwar entstehen beim Transport von flüssigem Wasserstoff deutlich höhere Kosten für die Verflüssigung und die Verschiffung, insbesondere aufgrund von signifikanten Energieverlusten auf dem Transportweg (Boil-offs). Allerdings fallen diese Kosten bei relativ kurzen Transportwegen nicht so stark ins Gewicht und werden durch den Wegfall der (Rück-)Umwandlungsschritte ausgeglichen. Bei größeren Entfernungen steigen jedoch die Kosten des LH₂-Transports stark an, wohingegen die Transportkosten im Fall von Wasserstoffderivaten weniger stark von der Transportdistanz abhängen. Daher sind Wasserstoffderivate bei weiten Transportwegen in der Regel günstiger als LH₂. Darüber hinaus ist der LH₂-Pfad sowohl bei der Verflüssigung als auch dem Transport mit großen technischen Unsicherheiten behaftet und bislang auch kaum in der Praxis erprobt. Daher kommt es im pessimistischen Szenario zu deutlich höheren Kosten.

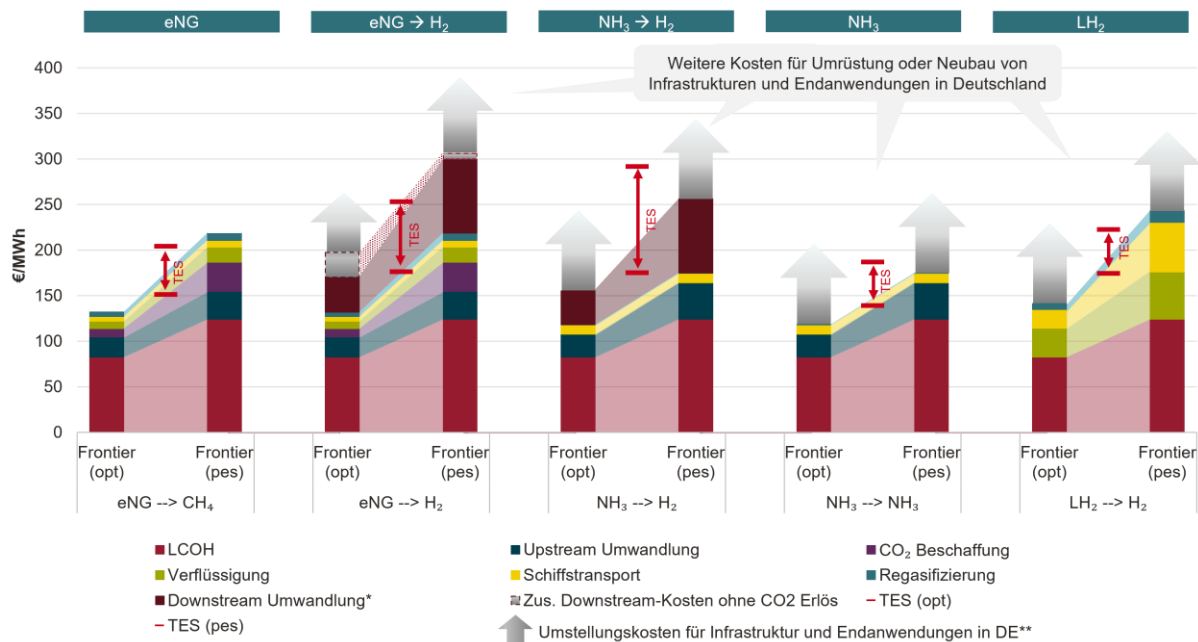
¹⁰ Umgerechnet betragen die Importkosten für den eNG→H₂ Pfad etwa 5,7 €/kgH₂ bis 10,0 €/kgH₂.

¹¹ Umgerechnet betragen die Importkosten für den NH₃→H₂ Pfad etwa 5,17 €/kgH₂ bis 8,57 €/kgH₂.

¹² Für die Rückumwandlung in Wasserstoff werden hier Kosten für die Autothermale Reformierung (ATR) inklusive CO₂-Abscheidung zugrunde gelegt (siehe Ofür die detaillierten Annahmen).

¹³ Umgerechnet betragen die Importkosten für den LH₂-Pfad 4,70 €/kgH₂ bis 8,10 €/kgH₂.

Abbildung 1 Importkosten für verschiedene Energieträger für den Schiffstransport aus Saudi-Arabien



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Die Balken zeigen die Kostenberechnung mit Frontier-Annahmen im optimistischen und pessimistischen Szenario, die roten Pfeile zeigen die unter Anwendung von TES-Annahmen mit dem Frontier-Modell berechneten Kostenbandbreiten. Im eNG-Pfad werden Kostensenkungspotenziale durch die Nutzung von Abwärme im Methanisierungsprozess nicht berücksichtigt.

* Die Downstream-Umwandlungskosten im eNG → H₂ Pfad beinhalten Einnahmen aus dem CO₂-Verkauf. Ohne diese Einnahmen lägen die Rückumwandlungskosten in Wasserstoff höher (siehe gestrichelter Kasten).

** Hinzu kommen in allen H₂-Pfadern weitere Kosten für den Neubau bzw. die Umstellung von Infrastrukturen und Endanwendungen in Deutschland, die im Fall von eNG aufgrund der direkt möglichen Integration in bestehende Anlagen nicht anfallen. Auch zur direkten Verwendung von NH₃ müssten außer bei Verwendung direkt am Importterminal noch die erforderlichen Transport- und ggf. Speicherinfrastrukturen aufgebaut werden. Diese zusätzlich anfallenden Kosten wurden im Rahmen dieser Studie nicht quantifiziert, werden aber in Abschnitt 3 qualitativ erläutert.

Die techno-ökonomischen Annahmen von TES sind plausibel – die damit ermittelten Importkosten liegen innerhalb der berechneten Kostenbandbreiten auf Basis von Frontier-Annahmen

Die mit dem Frontier-Modell auf Basis der von TES zur Verfügung gestellten techno-ökonomischen Annahmen ermittelten Kosten für die verschiedenen Importpfade liegen zudem meist innerhalb der Bandbreite der Kostenberechnungen mit Frontier-Annahmen. Im Einzelnen kommt es zu Abweichungen, da die TES-Annahmen die von TES vertretene Markt- und Technologiesicht auf Grundlage von aktuellen Angebotspaketen der Technologieanbieter widerspiegeln, wohingegen die Frontier-Annahmen auf einer mittelfristigen Perspektive unter Berücksichtigung der möglichen Technologieentwicklungen beruhen.

Insbesondere in Bezug auf die Ammoniak-Pfade vertritt TES etwas pessimistischere Annahmen und geht von höheren Kosten für die Ammoniak-Synthese und insbesondere von deutlich

höheren Kosten für das Ammoniak-Cracking aus. Aufgrund des derzeit relativ geringen technologischen Reifegrades von Ammoniak-Crackern halten wir es für plausibel, dass sich die Kosten des $\text{NH}_3 \rightarrow \text{H}_2$ Pfades kurz- bis mittelfristig eher im Bereich der pessimistischen Frontier-Kostenberechnung bewegen.¹⁴

Dies gilt gleichermaßen für die Kosten des LH_2 -Pfades, die aufgrund des geringen Reifegrades und der fehlenden industriellen Anwendbarkeit kurz- bis mittelfristig ebenfalls im Bereich der pessimistischen Frontier-Kostenberechnung liegen sollten.

Dahingegen sind die in den eNG-Pfaden eingesetzten Technologien und Verfahren (Sabatier-Methanisierung, Autothermale Reformierung) bereits erprobt und mit geringeren technologischen Unsicherheiten behaftet. Stattdessen werden die Gesamtkosten in den eNG-Pfaden von den Unsicherheiten bzgl. der Beschaffungskosten und der Umwandlungsverluste getrieben. So können bei Zugriff auf günstige Wasserstoff-Inputkosten und günstiger CO_2 -Beschaffung die Importkosten der eNG-Pfade deutlich geringer ausfallen.

Im nächsten Abschnitt gehen wir genauer auf die wesentlichen Treiber der Kostenunsicherheiten in den verschiedenen Importpfaden ein.

2.4 Die Unsicherheiten der Kostenberechnungen haben unterschiedliche Treiber – technologische Unsicherheiten sowie der Zugang zu günstigen CO_2 -Quellen spielen eine große Rolle

Die Kostenbandbreiten der eNG-Pfade werden insbesondere durch die Beschaffungskosten für biogenes CO_2 und im $\text{eNG} \rightarrow \text{H}_2$ Pfad durch die Kosten der Reformierung und den Marktwert des abgeschiedenen CO_2 beeinflusst:

- Im **Upstream-Prozess** der Methanisierung mittels Sabatier-Verfahren gehören die Beschaffungskosten für biogenes CO_2 zu den wesentlichen Kostentreibern. Wir legen für unsere Analyse Beschaffungskosten für biogenes CO_2 in Höhe von 46 €/t CO_2 (im optimistischen Szenario) bis 161 €/t CO_2 (im pessimistischen Szenario) zugrunde.¹⁵ Insbesondere in der kurzen Frist und für die möglichen ersten eNG-Volumina ist der Zugriff auf günstige biogene CO_2 -Quellen plausibel. In der längeren Frist wird bei voraussichtlich höheren eNG-Volumina die Nachfrage das Angebot an günstigen biogenen CO_2 -Volumina übersteigen und somit die CO_2 -Beschaffungskosten steigen (lila Balken in Abbildung 2). Falls anstelle von biogenem CO_2 auf CO_2 aus Direct Air Capture (DAC) zurückgegriffen wird, würden die Beschaffungskosten derzeit noch höher ausfallen, wobei durch die Abwärmenutzung in der eNG Herstellung die DAC-Kosten perspektivisch gesenkt

¹⁴ Ein geringerer technologischer Reifegrad spiegelt sich in der Regel auch in höheren Finanzierungskosten für weniger ausgereifte Technologien wider. In der vorliegenden Analyse gehen wir aber von gleichen Finanzierungssätzen für alle Technologien aus.

¹⁵ Siehe Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping (2024), Global Availability of Biogenic CO_2 and Implications for Maritime Decarbonization.

werden könnten. Das Beschaffungskostenrisiko kann durch die Etablierung eines geschlossenen Kohlenstoffkreislaufs weiter begrenzt werden.¹⁶

- Zudem kann im eNG→H₂ Pfad das im **Downstream-Prozess** im Rahmen der Reformierung zurück gewonnene CO₂ vermarktet werden (da es sich um „grünes“ CO₂ aus nicht-fossilen Quellen handelt). Dadurch kann ein Teil der Rückumwandlungskosten in Wasserstoff reduziert werden (hellroter Balken in Abbildung 2). Da die empirische Datenlage nicht sehr umfassend ist, nehmen wir konservativ an, dass im pessimistischen Szenario nur ein CO₂-Marktwert in Höhe der Grenzkosten für die Abscheidung und Weiterverarbeitung CO₂ (ca. 28 €/tCO₂) erzielt werden kann.¹⁷ Dagegen gehen wir im optimistischen Szenario davon aus, dass für das abgeschiedene CO₂ ein hoher, aber auch mit hoher Unsicherheit behafteter Erlös von 110 €/tCO₂ erzielt werden kann. Der hellrot schraffierte Balken stellt dar, um wieviel höher die Importkosten durch einen niedrigen CO₂-Marktwert ausfallen.

Die Kostenunsicherheit des NH₃→H₂ Pfads resultiert vor allem aus der technologischen Unsicherheit des Ammoniak-Crackings:

- Für die NH₃-Pfade berücksichtigen wir in den Szenarien Unsicherheiten bezüglich der Kapitalkosten für das Haber-Bosch Verfahren und für die Wasserstoffsynthese durch Ammoniak-Cracking (siehe Tabelle 3 in Anhang A). Der hellrote Balken in Abbildung 2 verdeutlicht, wie stark die Kostensteigerungspotenziale der NH₃→H₂ Route von den technischen und wirtschaftlichen Unsicherheiten des Ammoniak-Crackings abhängen. Dies betrifft zum einen die Investitionskosten, die zwischen 400 €/kW H₂ im optimistischen und 720 €/kW H₂ im pessimistischen Szenario liegen. Zum anderen resultiert die Kostenbandbreite aus der unsicheren Umwandlungseffizienz, die im optimistischen Szenario auf 82 Prozent und im pessimistischen Szenario auf 71 Prozent festgelegt wird.¹⁸ Allein die pessimistischeren Annahmen zum Ammoniak-Cracking führen zu Importkostensteigerungen für den NH₃→H₂ Pfad in Höhe von etwa 45 €/MWh (oder 1,5 €/kg H₂) gegenüber dem optimistischen Szenario.

Die Kostenbandbreite im LH₂-Pfad ist insbesondere durch die Effizienzverluste bei der Wasserstoffverflüssigung und der Verschiffung bestimmt:

- Für den LH₂-Pfad berücksichtigen wir **Unsicherheiten bei der Verflüssigung des Wasserstoffs**, die aus unsicheren Kapitalkosten und unsicherem Strombedarf für die Verflüssigung resultieren (grüner Balken in Abbildung 2). Darüber hinaus entstehen je nach **Technologieentwicklung hohe Energieverluste beim Schiffstransport** durch so genannte Boil-offs, die wir in der Szenariovariation berücksichtigen (gelber Balken in Abbildung 2). In Summe erhöhen pessimistischere Annahmen zu Verflüssigung und

¹⁶ Die Vorteile und Kosten eines geschlossenen Kohlenstoffkreislaufs waren nicht Teil dieser Kurzstudie.

¹⁷ Siehe IEA (2019), Putting CO₂ to Use.

¹⁸ Die genannten Effizienzwerte beinhalten die Strom- und die Wärmenachfrage.

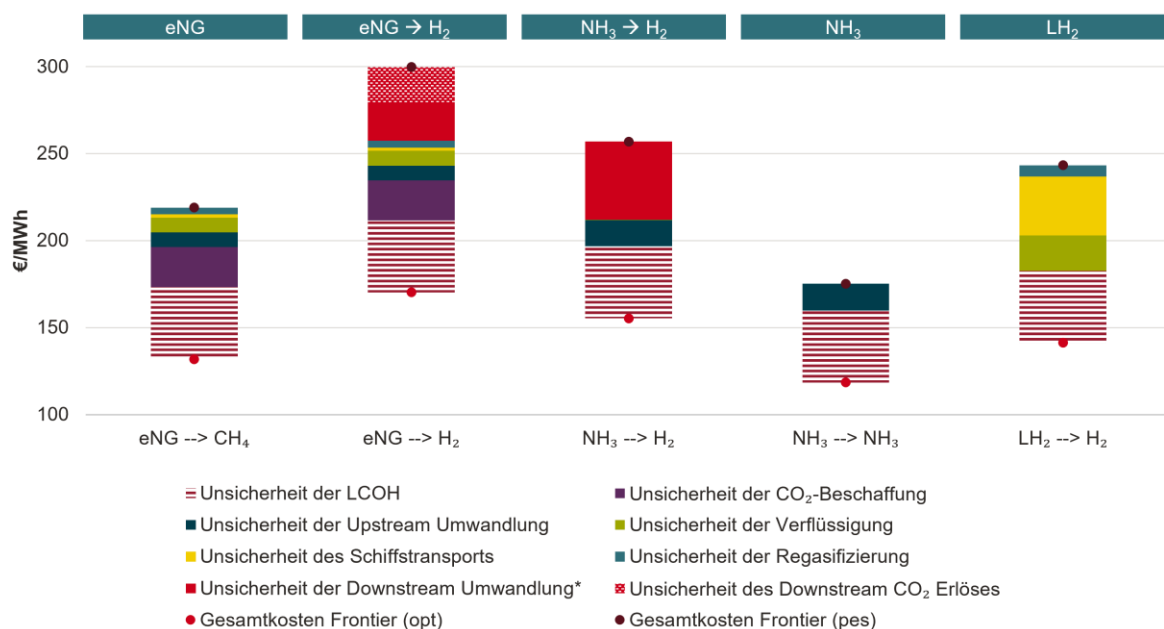
KOMPARATIVE ANALYSE DER IMPORTKOSTEN VON SYNTHETISCHEM METHAN NACH DEUTSCHLAND

Verschiffung von LH₂ (siehe Tabelle 1 in Anhang A) in unserem Beispiel die Gesamtkosten des LH₂-Imports um etwa 54 €/MWh (oder 1,8 €/kg H₂).

Alle Importpfade sind von Unsicherheiten bezüglich der Wasserstoffkosten betroffen:

- Das Risiko, dass es zu höheren Produktionskosten für Wasserstoff kommt, betrifft grundsätzlich alle Importpfade (dunkelrot gestreifte Balken in Abbildung 2). Allerdings gilt es hier zu beachten, dass sich höhere Herstellungskosten auch in höheren Kosten von Umwandlungsverlusten entlang der gesamten Wertschöpfungskette widerspiegeln. Daher sind insbesondere Importpfade mit hohen Umwandlungsverlusten von höheren Wasserstoffkosten betroffen bzw. profitieren im Umkehrschluss besonders von geringeren Wasserstoffkosten.

Abbildung 2 Treiber der Unterschiede zwischen pessimistischen und optimistischen Kostenannahmen



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Zur besseren Visualisierung der Unsicherheiten beginnt die Skala der vertikalen Achse bei 100 €/MWh. Die roten Punkte stellen die Bandbreite der Kostenberechnung mit Frontier-Annahmen im optimistischen und pessimistischen Szenario dar. Die Balken stellen dar, um wieviel die Kosten auf den einzelnen Wertschöpfungsstufen im pessimistischen gegenüber dem optimistischen Szenario steigen. Die Effizienzverluste einer Technologie entlang der Wertschöpfungskette werden dem jeweiligen Transformationsschritt zugerechnet. * Bei der Unsicherheit der Downstream-Umwandlungskosten im eNG→H₂ Pfad ist die Unsicherheit bezüglich der CO₂-Erlöse separat dargestellt.

3 Aufgrund der vorhandenen Infrastruktur kann synthetisches Methan einen relevanten Beitrag zu einer schnellen und kosteneffizienten Dekarbonisierung leisten

Im Fokus dieser Kurzstudie steht der Vergleich der reinen Importkosten der verschiedenen Energieträger bis zur Ausspeisung aus dem Importterminal in das Gas- bzw. Wasserstoffnetz oder eine andere inländische Transportinfrastruktur). Es gibt allerdings noch eine Reihe weiterer Argumente, die insbesondere für den direkten Einsatz von eNG zur Dekarbonisierung sprechen.

Der Einsatz von synthetischem Methan erfordert keine zeit- und kostenintensiven Umstellungsprozesse

Bei der direkten Nutzung von eNG ergeben sich neben den vergleichsweise günstigen Importkosten weitere Vorteile, vor allem aufgrund der chemischen Kompatibilität von eNG zu Erdgas die einen nahtlosen Einsatz ermöglicht. Hieraus ergeben sich zwei zentrale Vorteile:

- **Schnelle Umsetzbarkeit:** Verschiedene Studien zeigen, dass Zeit der entscheidende Faktor zur Erreichung des 1,5°-Ziels ist: Hierbei handelt es sich um ein Budget-Ziel, für den die kumulierten Emissionen maßgeblich sind. Daher ist die Geschwindigkeit der möglichen Umstellung auf alternative Energieträger von besonderer Relevanz. Ein wesentlicher Vorteil von eNG besteht darin, dass entlang der gesamten Wertschöpfungskette bis hin zur Endanwendung auf größtenteils bereits bestehende Infrastrukturen aufgesetzt werden kann, ohne aufwendige Um- oder Nachrüstungen. Darüber hinaus kann flüssiges eLNG auch direkt im Verkehrssektor (z.B. im Schiff-, Schienen- und Schwerlastverkehr) eingesetzt werden. D.h. eNG ermöglicht, Wasserstoff „indirekt“ unmittelbar in vorhandenen Erdgasanwendungen zu nutzen und damit den Hochlauf zu beschleunigen.
- **Geringere Downstream-Kosten:** Die mögliche Nutzung bestehender CH₄-Infrastrukturen und Endanwendungen reduziert zudem auch potentiell die Gesamtkosten der Dekarbonisierung. Neben den eingesparten Kapitalkosten und vermiedenen Kosten aus Produktionsausfällen in der Umstellungsphase reduzieren sich auch Kosten- und Zeitaufwände für neue Genehmigungsverfahren und Zertifizierungsprozesse. Dies gilt sowohl im Vergleich zur alternativen Nutzung anderer grüner Moleküle als auch gegenüber einer direkten Elektrifizierung.

Synthetisches Methan erlaubt einen graduellen Übergang von erdgas- auf wasserstoffbasierte Anwendungen – die Gefahr eines fossilen Lock-ins ist gering

Die Nutzung von eNG steht prinzipiell dem Hochlauf des Wasserstoffmarktes und der dafür erforderlichen Infrastruktur nicht entgegen, denn es benötigt ohnehin eine Koordination zwischen dem Rückbau und der Umwidmung von bestehenden Erdgasinfrastrukturen

und dem ebenfalls erforderlichen Neubau von Wasserstoffinfrastrukturen. Eine Parallelität beider Infrastrukturen ist also mindestens über einen gewissen Zeitraum ohnehin erforderlich.

Die aktuelle Entwicklung um das Wasserstoff-Kernnetz verdeutlicht, dass (ein Teil) der Wasserstoffinfrastruktur zunächst errichtet werden muss, bevor sich der Wasserstoffmarkt entwickeln kann. Gleichzeitig ist klar, dass auf absehbare Zeit weiterhin eine bestehende Nachfrage nach Erdgas sichergestellt werden muss und dafür auch entsprechende Infrastrukturen vorgehalten werden müssen.

Daher kann, selbst wenn sich der Markt langfristig hin zu einer reinen Wasserstoffwirtschaft entwickeln sollte, eNG kurz- und mittelfristig durch die Möglichkeit der Einspeisung in die bestehenden Infrastrukturen und der Verwendung in bestehenden Endanwendungen erfolgreich zur Dekarbonisierung beitragen, ohne dafür die langfristige Entwicklung des Wasserstoffmarktes zu gefährden.

Die geringere Umwandlungseffizienz von Wasserstoffderivaten spielt bei Nutzung globaler Erzeugungspotenziale eine nachgelagerte Rolle

Durch die Etablierung von Wasserstoff-Wertschöpfungsketten werden die globalen Potenziale zur Erzeugung erneuerbarer Energien weltweit nutzbar gemacht. Denn nicht die Wind- und Sonnenenergie per se ist knapp, sondern es **fehlen aktuell die notwendigen Kapazitäten (Wind- und Photovoltaik-Farmen, Elektrolyseure, Erzeugungsanlagen für Wasserstoff oder Derivate, Transport- und Speicherinfrastrukturen)**, um diese Potenziale für Deutsche und Europäische Verbraucher nutzbar zu machen. Zudem sind die Verfügbarkeit von Flächen sowie Sonneneinstrahlung und Winderträge weltweit sehr unterschiedlich verteilt. Die Erzeugung von erneuerbarem Strom ist insbesondere in solchen Weltregionen sehr günstig, in denen Strom oder Wasserstoff nur in begrenztem Umfang benötigt wird, weshalb der Export auch keine Nutzungskonkurrenz vor Ort verursacht („stranded electricity“).

Zur Überbrückung der Transportwege aus den attraktiven, aber weiter entfernten Erzeugungsregionen müssen daher Prozesse mit mehreren Transformationsschritten – die entsprechende Umwandlungsverluste mit sich bringen – in Kauf genommen werden. Diese sind daher ineffizienter, aber es steigt insgesamt trotzdem die Verfügbarkeit Erneuerbarer Energien.

Unsere Analyse zeigt zudem, dass sich diese Effizienzunterschiede bei den verschiedenen Technologien vollständig in den Kosten der Importpfade niederschlagen. Je mehr Verluste entlang der Kette entstehen, desto mehr Primärenergie muss eingesetzt werden – mit den entsprechenden Zusatzkosten. Entsprechend haben Technologien mit geringerer Effizienz höhere Kosten. Solange die Verfügbarkeit Erneuerbarer Energie also knapp ist (und die Kosten entsprechend hoch), sollten sich im Wettbewerb also nur die Technologien durchsetzen, die auf das Gesamtsystem bezogen die günstigsten Bereitstellungskosten haben – auch unter Berücksichtigung von Verlusten entlang der Lieferkette. **Langfristig werden sich daher nur solche Transportketten durchsetzen, bei denen zusätzliche Umwandlungsverluste durch die günstigen Gestehungskosten für erneuerbaren Strom und Wasserstoff überkompensiert werden.**

Auch ohne einen geschlossenen Kohlenstoffkreislauf ist mit biogenem CO₂ produziertes eNG klimaneutral

Die Herstellung von eNG erfordert ähnlich wie die Produktion von grünem Methanol eine CO₂-Quelle. Das so erzeugte **eNG ist klimaneutral, sofern das für die Herstellung verwendete CO₂ biogenen Ursprungs ist oder mittels Direct Air Capture Verfahren aus der Luft entnommen wurde**. Zusätzlich kann durch die Etablierung eines geschlossenen Kohlenstoffkreislaufs die Klimaneutralität von eNG auch sichergestellt werden.

Alternativ kann das enthaltene CO₂ am Ende der Wertschöpfungskette auch abgeschieden und genutzt oder langfristig eingespeichert werden (Carbon capture, use and storage, CCUS):

- Anlagen zur Wasserstoffreformierung können durch CO₂-Abscheidungsanlagen ergänzt werden, die z.B. im Fall von neueren ATR-Anlagen eine hohe Abscheidungsrate von 98 Prozent und mehr erzielen können.
- Auch bei direkter Endnutzung als eNG besteht in vielen Fällen die Möglichkeit, das bei der Verbrennung freigesetzte CO₂ abzuscheiden, z.B. bei Gaskraftwerken oder großen Industrieanlagen wie die Direktreduktion in der Stahlindustrie.

Bei einer langfristigen Speicherung des biogenen CO₂ oder bei bestimmten Formen der CO₂-Nutzung kann eNG daher sogar Negativemissionen generieren.

Die Zertifizierung der beschafften CO₂-Qualität und die enge Überwachung aller relevanten Prozesse sind eine notwendige Voraussetzung, um klimaneutrales oder klimapositives eNG zu erzeugen.

4 Fazit: In einem offenen Technologiewettbewerb grüner Energieträger wird sich die effizienteste und günstigste Technologie durchsetzen

Die Analyse der Importkosten verschiedener grüner Energieträger zeigt, dass es **keine offensichtlich überlegene Technologie für den zukünftigen Wasserstoffimport** nach Deutschland gibt. Aufgrund der bestehenden Unsicherheiten über die Technologie- und Kostenentwicklungen ist es dagegen geboten, auf ein möglichst **breites und technologieoffenes Importportfolio** zu setzen, so dass sich die beste Technologie im Wettbewerb durchsetzen kann. Welche Technologieoption am besten geeignet ist, kann sich situativ unterscheiden und hängt unter anderem davon ab, wie hoch die Erzeugungskosten des Wasserstoffs im Ursprungsland sind, wie weit der Transportweg ist und für welche Endanwendungen die Energie eingesetzt werden soll.

Unter den in der Analyse betrachteten Importpfaden ist **eNG stets eine wettbewerbsfähige Technologieoption bei direkter Endnutzung als Methan**. Gleiches gilt im Übrigen für Ammoniak im Fall der Ammoniak-Endnutzung. Auch für den **Fall der Rückumwandlung in Wasserstoff** kann **eNG in vielen Konstellationen wettbewerbsfähig** sein. Berücksichtigt man die teils erheblichen technologischen Unsicherheiten, dann weisen die berechneten Importkosten für eNG (mit Wasserstoff-Rückumwandlung) einen sehr großen Überschneidungsbereich mit den Importkosten für Ammoniak (mit Wasserstoff-Rückumwandlung) sowie für reinen verflüssigten Wasserstoff auf.

Neben den reinen Importkosten sind weitere Faktoren von Bedeutung. So müssen **Importe von erneuerbarem und kohlenstoffarmem Wasserstoff und Wasserstoffderivaten die in Deutschland und Europa geltenden, strengen Emissionsgrenzwerte und Nachhaltigkeitskriterien einhalten**. Der CO₂-Gehalt von Wasserstoffimporten wird primär durch die CO₂-Intensität des Schiffstransports und des verwendeten Strommixes sowie Wirkungsgradverlusten entlang der Prozesskette bestimmt. Bei der eNG-Erzeugung muss zudem die CO₂-Intensität der (biogenen) CO₂-Quellen (inklusive möglicher Vorkettenemissionen) gemessen werden.

Wie effektiv und kostengünstig der Defossilisierungsbeitrag von einzelnen Wasserstoff-Importträgern ist, hängt auch davon ab, **wie schnell die notwendigen Infrastrukturen für den Import (Schiffe, Terminals, Pipelines), für den Transport und die Zwischenspeicherung in Deutschland und Endanwendungen bereitgestellt werden können und mit welchen Kosten die Anpassungsprozesse verbunden sind**.

Gerade hier haben Energieträger wie eNG, die mit bestehenden Infrastrukturen und Anlagen kompatibel sind, sowohl aus zeitlicher Sicht als auch aus Systemkostensicht einen maßgeblichen Vorteil gegenüber Energieträgern, für die entsprechende Wertschöpfungsketten erst noch aufgebaut werden müssen.

Anhang A : Techno-ökonomische Annahmen für die Importkostenberechnung

Nachfolgend fassen wir die detaillierten technologischen und ökonomischen Kostenparameter für die verschiedenen Importpfade zusammen, die den Kostenberechnungen mit Frontier- und TES-Annahmen zugrunde liegen.

Annahmen und Parameter für die Kostenberechnung mit Frontier-Annahmen

In Tabelle 1, Tabelle 2 und Tabelle 3 werden die wesentlichen Annahmen und Szenariovariationen für die Kostenberechnung auf Basis von Frontier-Annahmen für die verschiedenen Importpfade dargestellt.

Tabelle 1 Frontier Szenario: Annahmen für LH₂ → H₂

Technologie		Kommentare	Quelle
H2 Verflüssigung	3,680 – EUR/t 4,380 H2 p.a.	mit OPEX 4% (capex) p.a. & 25 Jahren Abschreibung, 98% Effizienz und 0.21-0.36 kWh(el) pro kWh(LH ₂)	Agora (2023), IEA (2019a), Stolzenburg, K. & Mubbala, R. (2013), TES-Expertendiskussion
Verschiffungskosten (exkl. Terminal + Boil-off) – LH2 Schiff	517 EUR/t H2 für KSA	Kostenbasierte Berechnung eines LH ₂ -Schiffes unter Verwendung der Transportentfernung. Boil-off als Schiffstreibstoff verwendet.	Basiert auf Agora (2023)
Boil-off Verluste	0.5%-2% pro Tag	Berücksichtigt für die Transportroute + jeweils 5 Tage an Import- und Exportterminal. Für den pessimistische Wert gehen wir davon aus, dass die Lernkurve des heutigen Technologiestandes niedrig ausfällt.	Optimistische Annahme basierend auf Agora (2023)
Import + Export-Terminal & Hafenkosten	197 EUR/t H2	Be- und Entladekosten + Kosten für Liegezeit. Dies schließt die Kosten für Verflüssigung und Regasifizierung aus.	IEA (2023), Baehr et al (2023), Derking et al. (2019)
Regasifizierung	11 EUR/t H2 p.a.	mit OPEX 3% (capex) p.a. & 25 Jahren , and 0.015 kWh(el) per kWh(H ₂)	Agora (2023)

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Alle EUR-Angaben sind als reale 2021 EUR-Werte angegeben. 33.33 kWh/kg(H₂).

Tabelle 2 Frontier Szenario: Annahmen für eNG → CH₄/H₂

Technologie			Kommentare	Quelle
Katalytische Methanisierung	292	EUR/kW(CH ₄)	mit OPEX 4% (capex) p.a. & 25 Jahren Abschreibung, 83% Effizienz und 0.198 t(CO₂)/MWh(CH₄)	Moritz et al. (2021), TES-Expertendiskussion
Vorgelagerte Methanisierung	46-161	EUR/t CO ₂	Diese Range berücksichtigt nur die Kosten für die Beschaffung biogener Kohlenstoffe, abhängig von deren Verfügbarkeit.	Mærsk Mc-Kinney Møller Center (2024)
CH ₄ Verflüssigung	300 – 717	EUR/kW(LNG)	mit OPEX 4% (capex) p.a. & 25 Jahren Abschreibung, 99.9% Effizienz (excl. Strombedarf), 0.55-0.96 MWh(el)/t(LNG) Strombedarf	Agora (2023), DNV, Zhang, J. et al (2020)
Verschiffungskosten (exkl. Terminal + Boil-off) – LNG Schiff	35	EUR/t(LNG) für KSA	Kostenbasierte Berechnung eines LNG-Schiffes unter Verwendung der Transportentfernung. Boil-off als Schiffstreibstoff verwendet.	Basiert auf Agora (2023)
Boil-off Verluste	0.16%	Pro Tag	Berücksichtigt für die Transportroute + jeweils 5 Tage an Import- und Exportterminal.	Agora (2023)
Import + Export-Terminal & Hafenkosten	16.6	EUR/t(LNG)	Be- und Entladekosten + Kosten für Liegezeit. Dies schließt die Kosten für Verflüssigung und Regasifizierung aus.	Eigene Annahme, basierend auf Tarif-Review
LNG Regasifizierung	64-192	EUR/kW(CH ₄)	mit OPEX 4% (capex) p.a. & 25 Jahren Abschreibung, 98.5% Effizienz	Agarwal (2020), Norconsult (2015)
ATR (inkl. CCU Anlage)	1288	EUR/kW(H ₂)	mit OPEX 3% (capex) p.a. & 25 Jahren Abschreibung, 80% Effizienz, 0.14 kWh(el)/kWh(H₂) Strombedarf, CO ₂ Abscheiderate von 94-98%	Basiert auf Agora (2023) und Oni, AO et. al (2022)
Nachgelagerter Wiederverkaufswert des abgeschiedenen CO ₂	28-110	EUR/t(CO ₂)	Der niedrigere Wiederverkaufswert des abgeschiedenen CO ₂ (mittel- bis langfristig) ist durch die Kohlenstoff-(Punkt-)Abscheidungskosten der NG-Verarbeitung, Kohle, Ammoniak und Bioethanol gekennzeichnet.	Basiert auf IEA(2019b) und TES-Expertendiskussion

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Alle EUR-Angaben sind als reale 2021 EUR-Werte angegeben. 33.33 kWh/kg(H₂).

Tabelle 3 Frontier Szenario: Annahmen für NH₃ → NH₃/H₂

Technologie			Kommentare	Quelle
Haber Bosch	310-650	EUR/t(NH ₃) p.a.	mit OPEX 4% (capex) p.a. & 25 Jahren Abschreibung, 87% Effizienz	IRENA (2022), IEA (2023), Cesaro et al (2020), Campion et al. (2023)
Verschiffungskosten (exkl. Terminal + Boil-off) –Ammonia Schiff	64	EUR/t(NH ₃)	Kostenbasierte Berechnung eines Ammoniak-Schiffes unter Verwendung der Transportentfernung. Treibstoffbedarf von 700 kWh/km, mit 0.11 EUR/kWh (erneuerbare) Treibstoffkosten des Schiffs.	Basiert auf Agora (2023)
Boil-off Verluste	0.024% Pro Tag		Berücksichtigt für die Transportroute + jeweils 5 Tage an Import- und Exportterminal.	Agora (2023)
Import + Exportterminal & Hafenkosten	6.6	EUR/t(NH ₃)	Be- und Entladekosten + Kosten für Liegezeit. Dies schließt die Kosten für Verflüssigung und Regasifizierung ein.	Baehr et al. (2023), Panteia (2020), Brunsbüttel Ports (2020)
NH₃ Cracking	400-720	EUR/kW(H ₂)	mit OPEX 3% (capex) p.a. & 25 Jahren Abschreibung, 72-81% Effizienz (inkl. Wärmebedarf)	IRENA (2022), Riemer, M. et. al (2022) für obere Range

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Alle EUR-Angaben sind als reale 2021 EUR-Werte angegeben. 33.33 kWh/kg(H₂).

Annahmen und Parameter für die Kostenberechnung mit TES-Annahmen

Die Tabelle 4, Tabelle 5 und Tabelle 6 enthalten die wesentlichen von TES zur Verfügung gestellten Annahmen und Szenariovariationen für die verschiedenen Importpfade zur Berechnung der TES-Kostenbandbreiten mit dem Frontier-Modell. Die TES-Annahmen wurden von Frontier geprüft und als plausibel erachtet. Einzelne Annahmen, die auf aktuellen TES vorliegenden Angeboten von Technologieanbietern basieren, konnten von Frontier nicht vollumfänglich verifiziert werden.

Tabelle 4 TES Szenario: Annahmen für LH₂ → H₂

Technologie			Kommentare
H2 Verflüssigung (inkl. Lagerung)	4,285	EUR/t H2 p.a.	mit OPEX 2% (capex) p.a. & 35 Jahren Abschreibung, 100% Effizienz und 0.35 kWh(el) je kWh(LH2); angenommen für eine Referenzkapazität von 115 t Flüssigkraftstoff pro Tag.
Verschiffungskosten (exkl. Terminal + Boil-off) – LH2 Schiff	246	EUR/t H2	Kostenbasierte Berechnung eines LH2-Schiffes unter Verwendung der Transportentfernung. Boil-off als Schiffstreibstoff verwendet.
Boil-off Verluste	0.9%	Pro Tag	Berücksichtigt für die Transportroute.
Be- und Entladeverluste	2%	Je Ladeprozess	Zusätzliche Kraftstoffverluste an Terminals.
Hafen- und Kanalgebühren	77	EUR/t(LH2)	Basiert auf 0.83 mEUR Gebühren je Schiffshin- und -rückreise.
Regasifizierung	6.4	EUR/MWh(H2)	

Quelle: TES

Hinweis: Alle EUR-Angaben sind als reale 2021 EUR-Werte angegeben. 33.33 kWh/kg(H2). Eine Auslastung von 80% wurde für alle Infrastrukturen angenommen.

Tabelle 5 TES Szenario: Annahmen für eNG → CH₄/H₂

Technologie			Kommentare
Katalytische Methanisierung	390	EUR/kW(CH ₄)	mit OPEX 2%(capex) p.a. & 20 Jahren Abschreibung, 83% Effizienz und 0.198 t(CO₂)/MWh(CH₄)
CO ₂ -Beschaffung	110	EUR/t CO ₂	Biogene CO ₂ -Beschaffung.
CH ₄ Verflüssigung	490	EUR/kW(LNG)	mit OPEX 2%(capex) p.a. & 35 Jahren Abschreibung, 96% Effizienz, 0.35 MWh(el)/t(LNG) Strombedarf
Verschiffungskosten (exkl. Terminal + Boil-off) – LNG Schiff	27	EUR/t(LNG)	Kostenbasierte Berechnung eines LNG-Schiffes unter Verwendung der Transportentfernung.
Boil-off Verluste	0.10%	Pro Tag	Berücksichtigt für die Transportroute.
Be- und Entladeverluste	0.2%	Je Ladeprozess	Zusätzliche Kraftstoffverluste an Terminals.
Hafen- und Kanalgebühren	11.82	EUR/t(LNG)	Basiert auf 0.83 mEUR Gebühren je Schiffshin- und -rückreise.
LNG Regasifizierung	1.84	EUR/MWh(CH ₄)	Basiert auf Regasifizierungstarifen.
ATR (incl. CCU unit)	718-1400	EUR/kW(H ₂)	mit OPEX 2%(capex) p.a. & 20 Jahren Abschreibung, 82% Effizienz, 0.05 kWh(el)/kWh(H₂) Strombedarf

Quelle: TES

Hinweis: Alle EUR-Angaben sind als reale 2021 EUR-Werte angegeben. 33.33 kWh/kg(H₂). Eine Auslastung von 80% wurde für alle Infrastrukturen angenommen.

Tabelle 6 TES Szenario: Annahmen für NH₃ → NH₃/H₂

Technologie			Kommentare
Haber Bosch	1,117	EUR/t(NH ₃) p.a.	mit OPEX 2%(capex) p.a. & 20 Jahren Abschreibung, 87% Effizienz
Verschiffungskosten (exkl. Terminal + Boil-off) –Ammoniak Schiff	16	EUR/t(NH ₃)	Kostenbasierte Berechnung eines Ammoniak-Schiffes unter Verwendung der Transportentfernung. Treibstoffbedarf von 1.1 kWh/km, mit 0.05 EUR/kWh (erneuerbare) Treibstoffkosten des Schiffs.
Boil-off Verluste	0.04%	Pro Tag	Berücksichtigt für die Dauer der Schiffsroute.
Be- und Entladeverluste	0.2%	Je Ladeprozess	Zusätzliche Kraftstoffverluste an Terminals.
Hafen- und Kanalgebühren	8	EUR/t(NH ₃)	Basiert auf 0.83 mEUR Gebühren je Schiffshin- und -rückreise.
NH ₃ Cracking	1000	EUR/kW(H ₂)	mit OPEX 2%(capex) p.a. & 20 Jahren Abschreibung, 72-89% Effizienz

Quelle: TES

Hinweis: Alle EUR-Angaben sind als reale 2021 EUR-Werte angegeben. 33.33 kWh/kg(H₂). Eine Auslastung von 80% wurde für alle Infrastrukturen angenommen.

Quellenverzeichnis der Annahmentabellen

- Agarwal, R., Rainey, T. J., Steinberg, T., Rahman, S. A., Perrons, R. K., & Brown, R. J. (2020). LNG regasification—Effects of project stage decisions on capital expenditure and implications for gas pricing. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 78, 103291.
- Agora Industrie und TU Hamburg (2023): Wasserstoff-Importoptionen für Deutschland. Analyse mit einer Vertiefung zu Synthetischem Erdgas (SNG) bei nahezu geschlossenem Kohlenstoffkreislauf.
- Bähr et al. (2023): Die Zukunft energieintensiver Industrien in Deutschland. Eine Studie von IW Consult und Frontier Economics im Auftrag des Dezernat Zukunft.
- Brändle, G., Schönfisch, M., & Schulte, S. (2021). Estimating long-term global supply costs for low-carbon hydrogen. *Applied Energy*, 302, 117481.
- Champion, N., Nami, H., Swisher, P. R., Hendriksen, P. V., & Münster, M. (2023). Techno-economic assessment of green ammonia production with different wind and solar potentials. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 173, 113057.
- Cesaro, Z., Ives, M., Nayak-Luke, R., Mason, M., & Bañares-Alcántara, R. (2021). Ammonia to power: Forecasting the levelized cost of electricity from green ammonia in large-scale power plants. *Applied Energy*, 282, 116009.
- Derking, H., Van Der Togt, L., Keezer, M., & Bv, C. (2019). Liquid hydrogen storage: status and future perspectives. *Cryogenic Heat and Mass Transfer*.

- ENTEC (2023). Terms of Reference: EU regulation for the development of the market for CO₂ transport and storage.
- IEA (2019a): The Future of Hydrogen. Data and assumptions.
- IEA (2019b): Putting CO₂ to Use. Creating value from emissions.
- IEA (2023): Global Hydrogen Review: Assumptions annex.
- IRENA (2022): Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal: Technology Review of Hydrogen Carriers.
- Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping (2024): Global Availability of Biogenic CO₂ and Implications of for Maritime Decarbonization.
- Moritz, M., Schönfisch, M., & Schulte, S. (2021). Globales PtX-Produktions- und Importkostentool.
- Norconsult (2015): Input to Potential study by introducing LNG into the German Market.
- Oni, A. O., Anaya, K., Giwa, T., Di Lullo, G., & Kumar, A. (2022). Comparative assessment of blue hydrogen from steam methane reforming, autothermal reforming, and natural gas decomposition technologies for natural gas-producing regions. *Energy Conversion and Management*, 254, 115245.
- Riemer, M., Schreiner, F., & Wachsmuth, J. (2022). Conversion of LNG terminals for liquid hydrogen or ammonia.
- Stolzenburg, K., & Mubbala, R. (2013). Hydrogen liquefaction report. Integrated design for demonstration of efficient liquefaction of hydrogen (IDEALHY), FCH JU.
- Zhang, J., Meerman, H., Benders, R., & Faaij, A. (2020). Comprehensive review of current natural gas liquefaction processes on technical and economic performance. *Applied Thermal Engineering*, 166, 114736.



Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.