Synthetisches Methan im LNG-Terminal Wilhelmshaven

Ökonomische und energetische Bewertung des geplanten e-NG-Imports der Deutschen Grüngas Energieversorgungs GmbH (DGGEV)



Gutachten der FossilExit-Forschungsgruppe
Oktober 2026

Philipp Herpich
Josephine Semb
Angelina Susanto
Pao-Yu Oei

FOSSIL EXIT Research Group

Europa-Universität Flensburg

Synthetisches Methan im Terminal Wilhelmshaven

Gutachten der FossilExit-Forschungsgruppe

Flensburg, Oktober 2026

Im Auftrag der Deutschen Umwelthilfe e.V.



Philipp Herpich[1,2]

Josephine Semb[1,2,3]

Angelina Susanto[1]

Prof. Dr. Pao-Yu Oei[2]

Titelfoto: Liquefied Natural Gas Tanker. Foto von Lens Envy.

Lizenz: CC BY-NC-ND 2.0

1 Fachgebiet für Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP), TU Berlin, Straße des 17. Juni 135, 10623 Berlin, https://www.tu.berlin/wip

2 FossilExit-Forschungsgruppe, Europa-Universität Flensburg (EUF), Abteilung für Nachhaltige Energiewende (NEW), Auf dem Campus 1, 24937 Flensburg https://www.uni-flensburg.de/eum

3 Reiner-Lemoine-Kolleg, Rudower Chaussee 12, 12489 Berlin https://www.reiner-lemoine-stiftung.de/kolleg/

Kurzzusammenfassung

Die Deutsche Grüngas Energieversorgungs GmbH (DGGEV), Projektgesellschaft von Tree Energy Solutions (TES), plant am „Green Energy Hub Wilhelmshaven“ ein LNG-Terminal (Liquefied Natural Gas, also verflüssigtes Erdgas/Methan), das nach eigener Ankündigung „spätestens 2044“ vollständig auf synthetisches Methan (Synthetic Natural Gas (SNG), häufig auch als e-NG bezeichnet) umgestellt werden soll. Zentral für das Konzept ist ein geschlossener Kohlenstoffkreislauf, d. h. im Wasserstoff-Exportland wird mit erneuerbarem Strom Wasserstoff erzeugt und mit zurückgeschifftem CO_2 aus dem Importland (in diesem Fall Deutschland) zu Methan synthetisiert. Das bei der Rückverstromung in Wilhelmshaven abgeschiedene CO_2 wird also zur erneuten Nutzung ins Herkunftsland zurücktransportiert. Diese Kurzstudie prüft, ob dieser Pfad des e-NG-Imports energetisch und ökonomisch tragfähig ist oder im Vergleich mit anderen Optionen inklusive LNG verliert.

Die Analyse kommt zu dem Ergebnis, dass der Energieeinsatz eindeutig gegen den Kreislaufpfad spricht. Von 100 Einheiten erneuerbaren Stroms im Exportland kommen über die Kette „Elektrolyse → Methanisierung → Verflüssigung → Seetransport → Reformierung → CO_2-Rückführung“ nur rund 30 Einheiten als Wasserstoff am Standort an. Das entspricht knapp der Hälfte der 62 bis 65 Prozent, die ein direkter Wasserstoff-Pipelineimport liefert. Der Umweg über Methan verdoppelt damit näherungsweise den Bedarf an erneuerbarer Erzeugungskapazität im Exportland je gelieferter Wasserstoffeinheit.

Kostenseitig bleibt e-NG gegenüber fossilem LNG durchgängig im Nachteil. Die Vollkosten bis zum Importterminal sinken zwar voraussichtlich von rund 154–210 €/MWh (2030) auf rund 86–151 €/MWh (2045), liegen damit aber weiterhin über den Kosten des fossilen Referenzpfads einschließlich CO_2-Bepreisung. Ein rechnerischer Break-even ergibt sich nur in der Kombination aus optimistischer Kostenentwicklung und hohem CO_2-Preispfad. Dieser Fall beruht jedoch auf Direktabscheidungskosten (DAC) für die CO_2-Bereitstellung, die deutlich unter der heute beobachteten Marktrealität von 400 bis 600 €/t liegen, sowie zusätzlich auf sehr günstigen Elektrolyseurkosten. Legt man realistischere DAC- und Elektrolyseurkosten zugrunde, wird e-NG in keinem der Szenarien günstiger als fossiles LNG.

Das einzige Szenario, in dem e-NG betriebswirtschaftlich sinnvoll wäre, ist zudem kein einzelner günstiger Umstand, sondern das gleichzeitige Eintreten von mindestens fünf weitgehend unabhängigen Bedingungen. Namentlich sind das stark sinkende Elektrolysekosten, sehr günstiger Strombezug im Exportland, deutlich fallende DAC-Kosten, ein hoher CO_2-Preispfad sowie eine Verzwanzigfachung des globalen e-NG-Angebots binnen eines Jahrzehnts. Für keine dieser Bedingungen gibt es derzeit eine belastbare Grundlage. Die Wahrscheinlichkeit des gemeinsamen Eintretens dieser Bedingungen bis zum Jahr 2044 liegt überschlägig im niedrigen einstelligen Prozentbereich.

Ein marktgetriebener Umstieg vor Ablauf der gesetzlichen Befristung des fossilen LNG-Imports zum 31.12.2043 ist nach dieser Rechnung ausgeschlossen. Der wahrscheinlichste Pfad ist ein 15- bis 17-jähriger, überwiegend fossiler Betrieb mit blauem Wasserstoff aus LNG oder Einspeisung von fossilem Erdgas als faktischem Kernprodukt. Eine überschlägige Amortisationsrechnung zeigt, dass sich das Geschäftsmodell allein über Durchleitungsentgelte der fossilen Phase trägt, unabhängig davon, ob der e-NG-Umstieg je stattfindet. Klimapolitisch sinnvoll ist der Kreislaufpfad nur unter strengen Herkunfts-

und Integritätsbedingungen und für eine begrenzte, methanspezifische Restnachfrage. Als Importstrategie für grünen Wasserstoff insgesamt ist er den Alternativen Pipeline-Wasserstoff oder direkt genutztem Ammoniak, energetisch wie ökonomisch klar unterlegen. Die Studie empfiehlt daher, Regulierungsausnahmen und die Anerkennung als Transformationsprojekt an verbindliche, sanktionsbewehrte Umstellungsmeilensteine zu koppeln, statt sich auf unverbindliche Ankündigungen zu verlassen.

Inhaltsverzeichnis

Kurzzusammenfassung I

1 Einleitung und Untersuchungsgegenstand 2
1.1 Das Projekt der DGGEV in Wilhelmshaven 2
1.2 Fragestellung und Anlass 2

2 Methodisches Vorgehen, Datenbasis und Szenariendefinition 3

3 Die Nachfrageseite: Wer braucht welches Molekül und zu welchem Preis? 4
3.1 Bedarfsprojektionen für Wasserstoff und Derivate 4
3.2 Sektorale Struktur der Nachfrage und Zahlungsbereitschaften 4

4 Die Angebotsseite: Verfügbarkeit und Preise grüner Moleküle 7
4.1 Reale Preissignale statt Modellwerte 7
4.2 Angebotslage speziell für e-NG 8

5 Effizienzvergleich der Importpfade 10
5.1 Energieeinsatz und Transportkosten je Pfad 10
5.2 Die gesamte e-NG-Kette im Detail: anschauliche Wirkungsgradrechnung 12

6 Kostenvergleich und Szenarienanalyse 2030–2045 14
6.1 Gestehungs- und Importkosten je Pfad 14
6.2 e-NG gegen LNG: Kostenpfade und CO_2-Bepreisung 17
6.3 Wie realistisch ist das optimistische Szenario? 19

7 Implikationen für die Fallstudie: Green Energy Hub Wilhelmshaven (DGGEV) 21
7.1 Lock-in-Risiko, Amortisation und die Rolle der Regulierungsausnahme 21
7.2 Klimabilanz der Übergangsphase 21

8 Unter welchen Bedingungen kann e-NG über Wilhelmshaven funktionieren? 22

9 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen 23

Literatur- und Quellenverzeichnis 24

Anhang 28
Anhang A: Herleitung der CO2-Kreislauf-Kosten (zu Kapitel 6.1) 28
Anhang B: Herleitung des Vollkostenvergleichs e-NG gegen LNG (zu Kapitel 6.2) 29

1 Einleitung und Untersuchungsgegenstand

1.1 Das Projekt der DGGEV in Wilhelmshaven

Die Deutsche Grüngas Energieversorgungs GmbH (DGGEV) ist die deutsche Projektgesellschaft der Tree Energy Solutions (TES) und Vorhabenträgerin des „Green Energy Hub Wilhelmshaven“ im Voslapper Groden-Nord. Gegenstand des laufenden Genehmigungsverfahrens nach §§ 4, 8, 10 BImSchG (1. Teilgenehmigung, Antragsstand Dezember 2025) ist ein landseitiges Import- und Umwandlungsterminal für verflüssigtes Erdgas (LNG) – manchmal auch als verflüssigtes Methan bezeichnet. Kernkomponenten der Phase 1 sind zwei Lagertanks mit je ca. 227.000 m³ (final dann sechs Tanks), ein Entladesystem für Schiffe bis 271.000 m³, eine autotherme Reformierungsanlage (ATR) mit Kohlendioxid(CO_2)-Abscheidung zur Erzeugung von Wasserstoff aus dem importierten Methan, ein Oxyfuel-Gasturbinenkraftwerk (ca. 385 MW_{el}[1]), Anlagen zur CO_2-Verflüssigung sowie ein dritter Anleger für den Export von verflüssigtem CO_2. Das Konzept sieht einen geschlossenen Kohlenstoffkreislauf vor, bei dem in den Exportländern grüner Wasserstoff elektrolytisch erzeugt und mit rezykliertem CO_2 zu synthetischem Methan (e-NG)[2] methanisiert wird. Das bei der Nutzung in Wilhelmshaven abgeschiedene CO_2 soll verflüssigt und per Schiff in die Ursprungsregionen zurücktransportiert werden (Arcadis 2025).

Geplant ist ein Importvolumen von ca. 150 TWh/a (entsprechend rund 15 Mrd. m³ Erdgas, bezogen auf den Brennwert) in der ersten Ausbaustufe und ca. 250 TWh/a in der finalen Ausbaustufe bis 2050 (Arcadis 2025). Der gesamte deutsche Erdgasverbrauch lag 2025 bei rund 850 TWh/a (Bundesnetzagentur 2026). Nach den Antragsunterlagen soll „anfangs zur Sicherstellung des Energiebedarfs von Deutschland auch Flüssigerdgas (LNG) importiert werden“. Der „Import von LNG wird dann nahtlos in den Import von e-NG übergehen, entsprechend der kommerziellen und wirtschaftlichen Lage“ (Arcadis 2025). Öffentlich kommuniziert TES eine vollständige Umstellung auf e-NG „spätestens 2044“. Die Bundesnetzagentur hat dem Vorhaben im März 2024 eine 20-jährige Freistellung von der Netzzugangs- und Entgeltregulierung nach § 28a EnWG erteilt (TES H2 2024).

1.2 Fragestellung und Anlass

Deutschland wird seinen künftigen Bedarf an grünem Wasserstoff und Derivaten nicht aus heimischer Erzeugung decken können. Die Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate der Bundesregierung geht für 2030 von einem Importanteil von 50–70 % des Gesamt-

[1] MW_{el} bezeichnet die installierte *elektrische* Leistung. Da nicht die gesamte thermische Leistung eines Kraftwerks in Strom umgewandelt werden kann, ist die elektrische Leistung geringer.

[2] Das „e“ steht in diesem Zusammenhang für „electric“ und soll damit verdeutlichen, dass das synthetische Methan aus elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff und anschließende Methanisierung erzeugt wird.

bedarfs aus (BMWK 2024). Der Aufbau von Importinfrastruktur und die Wahl des Trägermediums haben damit strategische Bedeutung, denn Fehlallokationen binden Kapital, Flächen und erneuerbare Erzeugungskapazität in den Exportländern an ineffiziente Pfade. Zugleich steht das Wilhelmshavener Vorhaben exemplarisch für eine Grundsatzfrage der deutschen Gasimportpolitik: Ist die „e-NG-Readiness“ von LNG-Terminals ein belastbarer Transformationspfad oder primär eine Rechtfertigung für den langfristigen Weiterbetrieb fossiler Infrastruktur und deren Ausnahme aus der Regulierung?

Die vorliegende Kurzstudie nimmt diese Kontroverse zum Ausgangspunkt und beantwortet drei Leitfragen. Erstens, wie schneidet der e-NG-Pfad energetisch und ökonomisch gegenüber den alternativen Importpfaden für grünen Wasserstoff ab (Pipeline-Wasserstoff, Ammoniak, Methanol, LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier – auf Deutsch: flüssiger organischer Wasserstoffträger), Flüssigwasserstoff, fossiles LNG als Referenz)? Zweitens, wie entwickeln sich Angebot, Nachfrage und Preise für die relevanten Energieträger in den Stützjahren 2030, 2035, 2040 und 2045, und welche Sektoren fragen welches Molekül zu welcher Zahlungsbereitschaft nach? Drittens, unter welchen konkreten Bedingungen ist für das DGGEV-Terminal ein wirtschaftlicher Umstieg von LNG auf e-NG plausibel, und wie ist das Risiko eines fossilen Lock-ins zu bewerten?

2 Methodisches Vorgehen, Datenbasis und Szenariendefinition

Die Studie stützt sich primär auf eine umfassende Auswertung aktueller wissenschaftlicher Literatur und Studien einschlägiger Institutionen[3] sowie auf Projektunterlagen der Vorhabenträgerin (Arcadis 2025; TES/Arcadis 2022). Marktdaten[4] wurden mit Stand Juli 2026 erhoben. Wo die Literatur keine ausreichende Datengrundlage liefert, insbesondere bei den Vollkosten ab dem Zeitpunkt der Einspeisung in das Gasnetz Wilhelmshaven (nach Regasifizierung, einschließlich Terminalentgelt) und der Break-even-Analyse, werden eigene Berechnungen aus Einzelwirkungsgraden und Kostenkomponenten vorgenommen.

Für die Szenarienanalyse werden zwei konsistente Entwicklungspfade definiert, die Angebots- und Kostenannahmen koppeln. Ein kosten-optimistischer Pfad und ein konservativer Pfad. Die Hauptquelle ist dabei der PtX Business Opportunity Analyser (PtX BOA, Version 3.0.2) von Agora Energiewende und Agora Industry (2024), der pro Exportregion selbst ein „low“- und ein „high“-Szenario ausweist. Diese werden hier als „optimistisch“ bzw. „konservativ“ übernommen. Die Systemgrenze der Kosten- und Effizienzvergleiche reicht von der erneuerbaren

[3] u. a. IEA (2025, 2024), Fraunhofer ISI (2023)/IEE (2026)/ CINES (2026), Agora Energiewende/Agora Industry (Agora Energiewende und Agora Industry 2024), Öko-Institut (2024), Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) (2025, 2022), Nationaler Wasserstoffrat (2024)

[4] TTF: Title Transfer Facility, europäischer Erdgas-Terminmarkt, ca. 43 €/MWh; EU-ETS-1: EU Emissions Trading System, zuletzt rund 75–90 €/t CO_2; nEHS: nationales Emissionshandelssystem für Wärme und Verkehr, 2026 bei 55–65 €/t CO_2

Stromerzeugung im Exportland bis zur Einspeisung des Energieträgers (Methan bzw. Wasserstoff) in das deutsche Netz. Zu beachten ist, dass die ausgewerteten Quellen diese Grenze nicht einheitlich ziehen. Kreidelmeyer et al. (2023) setzen den bereits erzeugten gasförmigen Wasserstoff im Exportland als Startpunkt und klammern die Erzeugung aus. Männer et al. (2025) schließen die Erzeugung ein, die CO_2-Bereitstellung dagegen aus. Die Elektrolyseur-Investitionskosten der IEA enthalten dagegen die Stromerzeugungsanlagen nicht (IEA 2025). Für die Fallstudie wird zusätzlich die Weiterverarbeitung zu Wasserstoff am Standort (ATR mit CCS inkl. CO_2-Rückverschiffung) betrachtet.

3 Die Nachfrageseite: Wer braucht welches Molekül und zu welchem Preis?

3.1 Bedarfsprojektionen für Wasserstoff und Derivate

Die Bandbreite der Bedarfsprojektionen für Deutschland ist erheblich und hat sich in den vergangenen zwei Jahren nach unten verschoben. Die Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (BMWK 2023) veranschlagt für 2030 einen Bedarf von 95–130 TWh (H_2 und Derivate), der Nationale Wasserstoffrat (2024) je nach Technologiepriorisierung 94–125 TWh (2030), 302–387 TWh (2040) und bis 620–1.288 TWh (2045). Die FfE-Metastudie (2022) findet für 2030 Werte von 14–123 TWh, das EWI (2024) für 2045 eine Spanne von 230–840 TWh.

Der tatsächliche Hochlauf verläuft deutlich langsamer als geplant. So wurde das 10-GW-Elektrolyseziel für 2030 im Jahr 2025 auf Basis des Energiewende-Monitorings von der Bundesregierung aufgegeben (Fraunhofer CINES 2026). Auch die IEA (2025) reduzierte ihre globale Projektpipeline-Schätzung für 2030 von 49 auf 37 Mt/a (rund 1.630 auf 1.230 TWh/a, umgerechnet mit dem unteren Heizwert von 33,3 kWh/kg H_2), wovon nur rund 4 Mt/a (ca. 133 TWh/a) im Bau oder mit finaler Investitionsentscheidung (final investment decision, FID) sind. Daraus ergeben sich basierend auf der Literatur folgende Korridore: 2030 14–130 TWh, 2035 50–220 TWh, 2040 302–387 TWh, 2045 230–1.288 TWh (siehe Abbildung 1, oben).

3.2 Sektorale Struktur der Nachfrage und Zahlungsbereitschaften

Für die Bewertung des e-NG-Pfads ist entscheidend, welches Molekül die Nachfrager tatsächlich benötigen. Die robuste, weitgehend preisunelastische Nachfrage entsteht in „No-Regret"-Anwendungen, die stofflich auf Wasserstoff oder ein spezifisches Derivat angewiesen sind. Das gilt für die Ammoniak- und Düngemittelproduktion, Raffinerien und Grundstoffchemie, wasserstoffbasierte Direktreduktion in der Stahlindustrie sowie e-Fuels (Ammoniak, Methanol, e-Kerosin) für Schiff- und Luftfahrt, für die verbindliche Quoten (RED III, ReFuelEU Aviation, FuelEU Maritime, IMO Net-Zero Framework) die Zahlungsbereitschaft regulatorisch stützen (Wietschel u. a. 2023; Ueckerdt u. a. 2021; Fraunhofer CINES 2026).

Methan als Endprodukt wird demgegenüber von Sektoren nachgefragt, deren Zahlungsbereitschaft am unteren Ende liegt und deren Absatzbasis strukturell schrumpft. Das betrifft die Gebäudewärme (Konkurrenz durch Wärmepumpe; sinkende Netzauslastung, die zu steigenden spezifischen Netzentgelten führt und es für die verbleibenden Kund:innen finanziell unattraktiver gestaltet) und Teile der industriellen Prozesswärme (Konkurrenz durch Elektrifizierung, Wasserstoff und Biomasse). Wichtig ist dabei zu berücksichtigen, dass ein Wasserstoffnachfrager durch e-NG nur bedient werden kann, wenn das Methan rückreformiert wird. Das ist dann mit zusätzlichen Umwandlungsverlusten verbunden (Kapitel 5 und 7). Dagegen kann ein Methannachfrager umgekehrt durch e-NG unmittelbar bedient werden, verlangt aber Preise nahe dem fossilen Gaspreis plus den CO_2-Kosten. Die Zahlungsbereitschaft für e-NG als Methan wird daher durch die Alternative „fossiles Gas + CO_2-Preis + ggf. Quotenerfüllung“ gedeckelt, die Zahlungsbereitschaft für daraus erzeugten Wasserstoff durch die Alternative „direkter H_2-Import über effizientere Träger“. Abbildung 1 (unten) fasst die resultierenden Bandbreiten zusammen.

Ein relevanter Sonderfall ist die außereuropäische Nachfrage. Insbesondere Japan verfolgt mit dem Ziel von 1 % e-Methan im Gasnetz 2030 (Osaka Gas, Toho Gas) die weltweit konkreteste e-NG-Abnahmepolitik. Die ersten Großprojekte mit TES-Beteiligung (Live Oak/Nebraska, 75 kt/a ≈ 1 TWh/a) sind vertraglich auf Japan ausgerichtet (TES H2 2025b). Für den europäischen Markt existiert bislang kein vergleichbares Nachfrageinstrument für synthetisches Methan. Die RED-III-Quoten adressieren RFNBO (Renewable Fuels of Non-Biological Origin – auf Deutsch: erneuerbare Kraftstoffe nicht biologischen Ursprungs) generisch und werden von Industrie- und Verkehrsanwendungen effizienter über Wasserstoff, Ammoniak oder Methanol erfüllt. Hinzu kommt, dass für Anwendungen, die nicht stofflich auf ein bestimmtes Molekül angewiesen sind, die direkte Elektrifizierung der effizienteste Weg bleibt. Sie vermeidet die Umwandlungsverluste der gesamten Kette und liefert je eingesetzter Kilowattstunde erneuerbaren Stroms ein Mehrfaches der Nutzenergie eines importierten synthetischen Moleküls (vgl. die Kettenrechnung in Kapitel 5.2). Für Raumwärme, Niedertemperatur-Prozesswärme und den Straßenverkehr konkurriert e-NG daher nicht in erster Linie mit Wasserstoff, sondern mit Wärmepumpe und batterieelektrischen Antrieben. Diesen Vergleich verliert es energetisch deutlich.

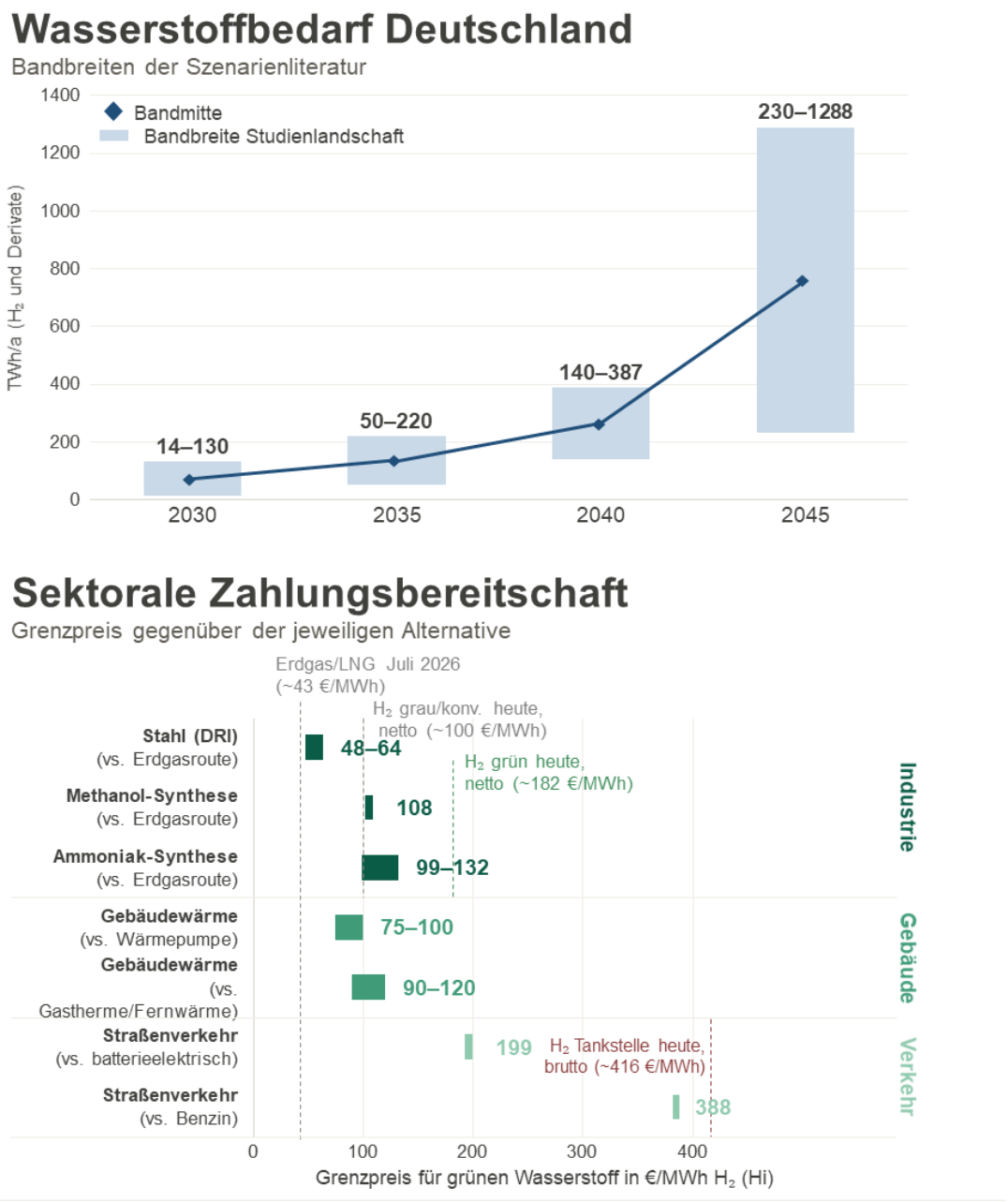


Abbildung 1: Wasserstoffbedarf Deutschlands (Bandbreiten der Szenarienliteratur, oben) und sektorale Zahlungsbereitschaften basierend auf Doucet et al. (2025) (unten).

Bemerkung: Die Zahlungsbereitschaft der Nachfrager richtet sich nach dem Preis für die günstigste Alternative plus ggf. CO_2-Kosten. Aktuell sind das v. a. fossile Energieträger (Stahl → Erdgas, Methanol/Ammoniak → grauer Wasserstoff aus Erdgas). Die Zahlungsbereitschaft ist damit nicht starr, sondern insbesondere der CO_2-Preis stellt einen wirksamen Hebel dar, die erneuerbare Alternative attraktiver zu machen. In der Industrie ist die Zahlungsbereitschaft nahe der fossilen Alternative, womit hier ein Umstieg wahrscheinlicher ist – im Gebäudesektor und im Transportsektor existieren mit der Wärmepumpe bzw. dem Elektroauto bereits sehr viel effizientere und günstigere Optionen, weswegen hier ein Einsatz von Wasserstoff(derivaten) höchst unwahrscheinlich und kostenintensiv ist. Zudem ist der Preis für Haushalte höher als für den Stahlsektor wegen höherer Netzentgelte und Abgaben.

4 Die Angebotsseite: Verfügbarkeit und Preise grüner Moleküle

4.1 Reale Preissignale statt Modellwerte

Zwischen modellierten Gestehungskosten und realen Marktpreisen klafft derzeit eine erhebliche Lücke. Das liegt zum einen an der Unterschätzung der realen Kosten der Komponenten, zum anderen aber daran, dass – aufgrund der Knappheit des Angebots und der Notwendigkeit für Unternehmen, Gewinne zu erzielen – der Marktpreis der Produkte oberhalb der Kosten liegen wird. Ein Diskussionspapier der FfE (2025) zeigt, dass Projektentwickler für grünen Wasserstoff 2024 Preise von 9,25–13,25 €/kg (≈ 280–400 €/MWh) und für 2030 von 6–10 €/kg (≈ 180–300 €/MWh) erwarten. Das entspricht einem Mehrfachen dessen, was die Modellliteratur ausweist. Die von der FfE ausgewerteten Studien kommen für Deutschland auf rund 4,00 €/kg im Jahr 2024, 2,50–4,50 €/kg im Jahr 2030 und 2,00–3,50 €/kg H_2 im Jahr 2040. FfE selbst gelangt mit ihrer Methodik auf 9,80 €/kg für 2025 und 7,40 €/kg für 2040 und hält eine Absenkung in den Bereich von 2–4 €/kg für unrealistisch. Ursachen sind systematisch unterschätzte Investitionskosten[5] und zu optimistische Strombezugsannahmen. Fraunhofer CINES (2026) beziffert die Gestehungskosten in Deutschland 2035 auf 3,8–7,3 €/kg (≈ 115–220 €/MWh) und kommt zu dem Schluss, dass außereuropäische Importe per Schiff und Derivate die Bezugskosten im Jahr 2035 voraussichtlich nicht senken werden.

Das bislang belastbarste reale Preissignal für importierte grüne Derivate lieferte die H2Global-Pilotauktion (Zuschlag Juli 2024), bei der grünes Ammoniak ab 2027 aus Ägypten zu einem Produktionspreis von 811 €/t ab Werk (ohne Transport), entsprechend knapp unter 4,50 €/kg Wasserstoff (gebunden im Träger) bezogen wird (BMWE 2024). Dieses Preisniveau markiert die aktuelle Untergrenze wettbewerblich vergebener, verbindlicher Lieferverträge. Der scheinbare Widerspruch zu den im vorigen Absatz genannten 6–10 €/kg löst sich in zwei Schritten auf. Erstens beziehen sich die Werte auf unterschiedliche Orte. Die FfE (2025) rechnet ausdrücklich für die Erzeugung in Deutschland mit deutschem Vertragsstrom in Höhe von 92 €/MWh im Jahr 2025 und 62 €/MWh für 2040 bei 4.610 bis 5.840 Vollbenutzungsstunden und 10 % Kapitalkosten, während H2Global aus Ägypten liefert. Zweitens handelt es sich nicht um dasselbe Produkt. Die 811 €/t sind Ammoniak ab Werk; der abgeleitete Wert von 4,50 €/kg bezeichnet den im Träger gebundenen Wasserstoff. Für am deutschen Werkstor nutzbaren Wasserstoff kommen Schiffstransport und Rückspaltung (Cracking[6]) hinzu. Basierend auf Kreidelmeyer et al. (2023) sind das rund 1,6 €/kg für den Transport und weitere rund 1,7 €/kg für das Cracken, zusammen also etwa 7,80 €/kg (siehe Abbildung 2). Damit liegt der Auktionswert

[5] Von FfE als realistische Systemkosten für 2025 eingeschätzt: ca. 3.120 €/kW installiert statt der oft angesetzten Komponentenkosten des Elektrolyseurs allein von rund 1.200 €/kW, die weder Elektrotechnik und Gasaufbereitung noch Planung und Errichtung enthalten; der Wert von 1.200 €/kW ist der Mittelwert der physischen Komponentenkosten aus acht ausgewerteten Studien, aus dem sich mit einem Kostenfaktor von rund 260 % die Systemkosten ergeben.

[6] Wasserstoffrückspaltung oder Cracking ist die chemische Rückgewinnung von gasförmigem Wasserstoff (H_2) aus einem flüssigen Trägermedium, um ihn in der Industrie zur Herstellung von hohen Prozesstemperaturen nutzen zu können.

innerhalb der von der FfE genannten Spanne. Zur Einordnung des Instruments gehört zudem, dass H2Global als Doppelauktion angelegt ist. Dabei kauft die Zwischenhandelsgesellschaft langfristig zum Zuschlagspreis und verkauft kurzfristig zum Marktpreis. Die Differenz trägt der Bund. Der Zuschlagspreis ist also ein realer, wettbewerblich ermittelter Angebotspreis.

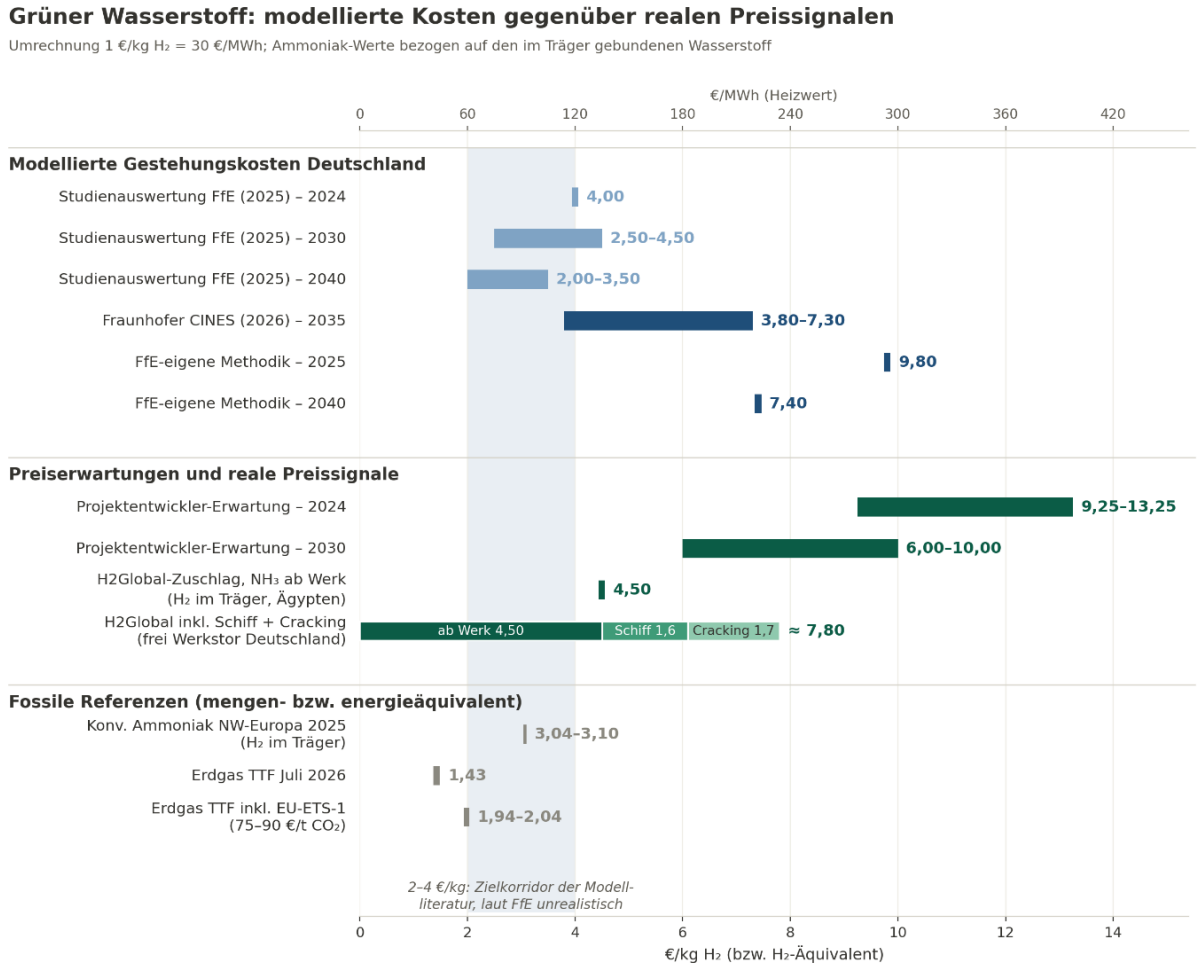


Abbildung 2: Modellierte Kosten vs. reale Preissignale von Wasserstoff(derivaten); bei H2Global handelt es sich nicht um Bandbreiten, sondern um die tatsächlichen Werte dargestellt als Balken. Eigene Darstellung basierend auf FfE (2025), Fraunhofer CINES (2026) und H2Global (BMWE 2024).

4.2 Angebotslage speziell für e-NG

Synthetisches Methan existiert (Stand Mitte 2026) nicht in marktrelevanten Mengen. Weltweit sind ausschließlich Pilot- und Demonstrationsanlagen im ein- bis zweistelligen Megawattbereich in Betrieb. Die IEA (2024) schätzt die mögliche Weltproduktion bis 2030 auf knapp über 1 Mrd. m³, entsprechend rund 10 TWh auf Heizwertbasis. Die Projekte verteilen sich auf die Vereinigten Staaten, Australien, Finnland, Peru und Belgien. Die Angabe steht ausdrücklich

unter dem Vorbehalt, dass die Projektpartner die jeweilige Investitionsentscheidung erreichen. Die fortgeschrittensten Großprojekte, sämtlich mit TES-Beteiligung oder japanischer Abnahme, unterstreichen zugleich Maßstab und Zeitachse. Das erste ist Live Oak in Nebraska mit rund 250 MW Elektrolyse und 75 kt/a Methanisierung, entsprechend etwa 1,0 TWh/a bei einem unteren Heizwert von 13,5 kWh/kg. Das Vorhaben ist in der Front-End-Engineering-Phase, die Investitionsentscheidung ist für 2027 und die Inbetriebnahme für 2030 vorgesehen (ITOCHU Corporation 2025). Zwei Merkmale dieses Projekts sind für die vorliegende Fragestellung bedeutsam. Der Kohlenstoff stammt aus biogenem CO_2 der Bioethanolanlagen der Region, nicht aus einem geschlossenen Kreislauf, und die Abnahme ist vertraglich nach Japan gerichtet. Das zweite Vorhaben, Luoto Energia, ist ein Gemeinschaftsunternehmen von TES und CPC Finland am Hafen Rauma mit rund 500 MW Elektrolyse. Erwartet werden etwa 60.000 t grüner Wasserstoff im Jahr, aus denen sich über 125.000 t e-NG erzeugen lassen (TES H2 2025a). Als drittes nennt TES ein Vorhaben in Kanada (Projet Mauricie) mit einer geplanten Produktion von 70 kt/a ab 2029 (TES Canada 2026). Keines dieser Projekte hat bislang eine finale Investitionsentscheidung getroffen. Selbst bei planmäßiger Umsetzung aller angekündigten Projekte läge das globale e-NG-Angebot Mitte der 2030er Jahre im unteren zweistelligen TWh/a-Bereich. Allein die erste Wilhelmshavener Ausbaustufe würde mit 150 TWh/a ein Vielfaches davon benötigen.

Der limitierende Faktor ist neben der Elektrolysekapazität die CO_2-Quelle, denn klimawirksam ist e-NG nur mit biogenem oder atmosphärischem CO_2 (DAC) bzw. mit lückenlos geschlossenem CO_2-Kreislauf, wie es im DGGEV-Konzept vorgesehen ist. Ein lückenlos geschlossener Kreislauf ist dabei allerdings technisch nicht darstellbar, da CCS-Anlagen keine Abscheiderate von 100 % erreichen. Die global gut erschließbare biogene CO_2-Menge wird auf 320–370 Mt/a geschätzt (Mærsk Mc-Kinney Møller Center 2024), um die e-Kerosin-, e-Methanol- und BECCS-Projekte konkurrieren und priorisiert werden sollten. Brown und Hampp (2023) zeigen, dass ein geschlossener Kohlenstoffkreislauf mit Methanol als ultralanger Speicher technisch tragfähig ist, und Glaum et al. (2026) zeigen auf, dass mit den begrenzten Mengen an verfügbarem biogenem Abfall die notwendigen Energieträger für nicht elektrifizierbare Bereiche in stark elektrifizierten Systemen bereitgestellt werden können. Dies sind beides Anwendungen, in denen der begrenzte biogene Kohlenstoff einen höheren Systemwert stiftet als in der Gasnetzversorgung. Das Rocky Mountain Institute projiziert eine Versorgungslücke von Biomasse für biogenen Kohlenstoff von 135–884 Mt/a bis 2050 (RMI 2024). Die Kosten der Direktabscheidung aus der Luft werden häufig zu niedrig angesetzt. Tatsächlich beobachtete Werte liegen erheblich höher. So schneidet die größte betriebene Anlage (Mammoth in Island) nach Angaben ihres Betreibers CO_2 aus der Luft für eher 1.000 $/t als 100 $/t ab, mit dem Ziel, die Kosten bis 2030 auf 300-400 $/t zu senken (BBC 2024). Eine Untersuchung der ETH Zürich kommt zu dem Ergebnis, dass dieselbe Technologie selbst bis 2050 nur auf 280 bis 580 $/t fällt (Sievert u. a. 2024). Für den Rückverschiffungs-Kreislauf der DGGEV gilt zusätzlich, dass praktisch alle Abnehmer des Methans ihr Verbrennungs-CO_2 abscheiden und an das Terminal zurückliefern müssten. Realistisch ist das nur für wenige große Punktabnehmer am Standort

selbst, nicht für ins Netz eingespeistes Gas. Wenn CO_2 aus einer Pipeline angeliefert wird, muss vorher sichergestellt sein, dass das eingefangene CO_2 bilanziell von erneuerbaren Gasen kommt, sonst besteht die Gefahr, dass fossiles CO_2 mit in den Kreislauf kommt, der dadurch dann nicht mehr geschlossen wäre.

5 Effizienzvergleich der Importpfade

5.1 Energieeinsatz und Transportkosten je Pfad

Grundlage des Pfadvergleichs ist der systematische Transportroutenvergleich von Kreidelmeyer et al. (2023), der für alle relevanten Trägermedien den spezifischen Energieeinsatz (Konversion, Transport, Rückumwandlung; ohne Erzeugung im Exportland) und die Transportkosten je kWh Wasserstoffäquivalent ausweist. Pipeline-Wasserstoff ist mit einem Energieeinsatz von 0,02 kWh/kWh und 0,7 ct/kWh mit weitem Abstand der effizienteste und günstigste Importweg, gefolgt vom direkten Ammoniak-Import per Schiff (0,24 kWh/kWh; 4,9 ct/kWh), sofern Ammoniak am Zielort direkt genutzt wird. Am anderen Ende der Skala steht der e-NG-Pfad mit geschlossenem CO_2-Kreislauf, was dem Konzept des Wilhelmshavener Vorhabens entspricht. Mit einem spezifischen Energieeinsatz von 1,14 kWh je kWh gelieferter Energie muss hier mehr Energie in Umwandlung und Transport gesteckt werden, als im Träger ankommt. Die Transportkosten liegen mit 21,8 ct/kWh (Unsicherheitsband bis ca. 40 ct/kWh) etwa beim Dreißigfachen des Pipelineimports und knapp beim Doppelten des nächstteureren Schiffspfads (LOHC, 11,6 ct/kWh). Die Quelle selbst bezeichnet die Kosten dieser Route als „mehr als doppelt so hoch“ gegenüber dem Niveau der übrigen Routen insgesamt (Kreidelmeyer u. a. 2023).

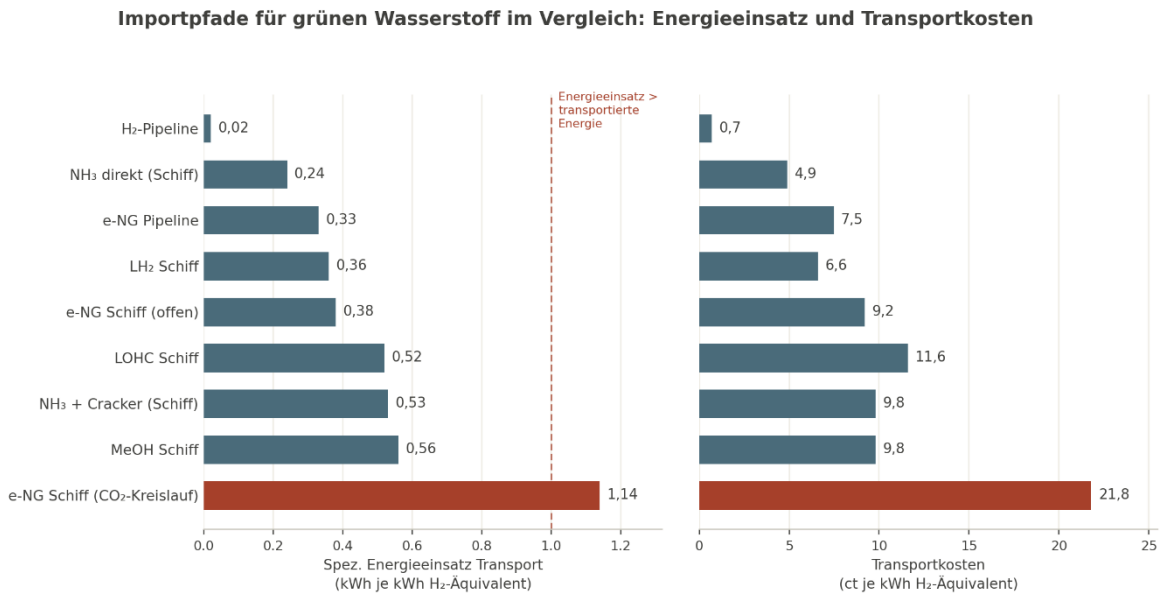


Abbildung 3: Spezifischer Energieeinsatz (links) und Transportkosten (rechts) der Importpfade für grünen Wasserstoff. Eigene Darstellung nach Kreidelmeyer et al. (2023).

Drei Einordnungen sind wichtig. Erstens ist der spezifische Energieeinsatz kein Verlustanteil, sondern der zusätzliche Einsatz je gelieferter Kilowattstunde. Bei 0,38 kWh/kWh beträgt der Gesamteinsatz 1,38 kWh, der Wirkungsgrad also 1 / 1,38 = 72,5 % und nicht 62 %. Das deckt sich mit den 72 %, die dieselbe Quelle für diesen Transportfall ausweist (Kreidelmeyer u. a. 2023). Zu beachten ist ferner, was dort zum Transport zählt: Methansynthese, Bereitstellung des Kohlenstoffs, Verflüssigung, Exportterminal, Schiffstransport, Importterminal und Regasifizierung. Zweitens erfassen diese Werte nur Konversion und Transport, das heißt die Erzeugungskosten des Wasserstoffs im Exportland kommen bei allen Pfaden hinzu und sind beim e-NG-Pfad mindestens so hoch wie beim direkten Wasserstoffexport, da e-NG aus Wasserstoff hergestellt wird. Die Rangfolge der Pfade ändert sich dadurch nicht. Drittens ist zwischen dem „offenen“ e-NG-Pfad (CO_2 wird am Nutzungsort emittiert bzw. stammt einmalig aus biogenen Quellen) und dem Kreislaufkonzept mit CO_2-Rückverschiffung zu unterscheiden. Der Kreislauf hebt die Konversions- und Transportkosten auf gut das Doppelte, von 9,2 auf 21,8 ct/kWh (Kreidelmeyer u. a. 2023), weil CO_2-Abscheidung beim Verbraucher, Verflüssigung, ein zusätzlicher Schiffstransport und die erneute Handhabung im Exportland hinzukommen. Kreidelmeyer et al. setzen für den CO_2-Rücktransport ein zusätzliches Schiff an, weil die zulässige Lademasse eines Methantankers für die zugehörige CO_2-Menge nicht ausreicht. Selbst mit eigenem CO_2-Schiff lassen sich aufgrund der maximalen Lademasse einer Schiffsladung des Tankers nur rund 47 % des abgeschiedenen CO_2 zurückführen, der Rest muss im Exportland in jedem Kreislauf neu bereitgestellt werden (Kreidelmeyer u. a. 2023) oder es muss noch ein zweites Schiff zum Einsatz kommen, um das gesamte CO_2 zurückzutransportieren. Das DGGEV-Konzept entspricht in der Zielarchitektur dem Kreislaufpfad. In dem Maße, wie das CO_2 stattdessen aus biogenen Quellen oder DAC im Exportland stammt und in Deutschland

emittiert wird, nähert es sich dem offenen Pfad an, dann aber ohne die beworbenen Zusatzeigenschaften (CO_2-Export als Geschäftsfeld, vollständige Kreislaufschließung). Ohne die Kreislaufschließung ist die Klimawirksamkeit nicht mehr unbedingt gegeben.

5.2 Die gesamte e-NG-Kette im Detail: anschauliche Wirkungsgradrechnung

Zur Plausibilisierung wurde die Wilhelmshavener Kette aus Einzelwirkungsgraden nachgerechnet (Abbildung 4). Die Rechnung folgt einer Einheit erneuerbaren Stroms im Exportland durch alle Umwandlungs- und Transportstufen bis zum Wasserstoff am Standort Wilhelmshaven.

Für die Elektrolyse ist ein Systemwirkungsgrad von rund 67 % einschließlich Nebenverbräuchen angesetzt. Die Annahme liegt im Mittelfeld der Literatur. So nennt FfE (2025) 65 % für 2025 und 71,5 % für 2040, der PtX Business Opportunity Analyser 69 bis 72 % für die alkalische Elektrolyse (Agora Energiewende und Agora Industry 2024), und die Lebenszyklusanalyse des Vorhabens in Wilhelmshaven selbst 68 % für die erste Projektphase. Es verbleiben rund 67 Einheiten. Für den nächsten Schritt der Methanisierung ist eine Effizienz von rund 80 % veranschlagt. Stofflich liegt der Wirkungsgrad bei 78 %. Mit Rückgewinnung der Prozesswärme gibt TES rund 80 % an. Der PtX BOA nennt vergleichbar 83 % (Agora Energiewende und Agora Industry 2024). Bei der Kohlenstoffbereitstellung liegt der Wirkungsgrad bei rund 95 %. Diese Stufe verdient eine ausführlichere Herleitung, weil sie im offenen und im geschlossenen Pfad unterschiedlich ausfällt. Die Methanisierung benötigt 0,201 Tonnen CO_2 je MWh Methan. Wird dieses CO_2 per Direktabscheidung aus der Luft gewonnen, sind dafür 0,463 kWh Strom je Kilogramm CO_2 notwendig (Agora Energiewende und Agora Industry 2024). Je MWh Methan ergibt das 201 kg × 0,463 kWh/kg ≈ 93 kWh, also rund 9 % der Methanenergie allein für die Kohlenstoffbeschaffung. Im geschlossenen Kreislauf muss jedoch nicht die gesamte Menge neu abgeschieden werden, sondern ein Teil des Kohlenstoffs kehrt als abgeschiedenes CO_2 aus Wilhelmshaven zurück. Nach Kreidelmeyer et al. werden am Reformer 85 % des CO_2 abgeschieden, wovon 47 % wirtschaftlich rücktransportierbar sind. Das ergibt rund 40 % des Bedarfs. Die verbleibenden rund 60 % sind per Direktabscheidung neu bereitzustellen. Aus den 9 % werden damit rund 5 %, was einem Wirkungsgrad dieser Stufe von etwa 95 % entspricht. Es verbleiben rund 51 Einheiten. Die Verflüssigung hat eine Effizienz von 92 %. Der Eigenverbrauch der Verflüssigung liegt bei 5 bis 15 % des Gases (Agora Energiewende und Agora Industry 2024). Es verbleiben rund 47 Einheiten. Der Seetransport ist rund 97 % effizient. Maßgeblich sind hier die Boil-off-Verluste. Die zugrunde liegende Rate von 0,1 % je Tag wird von derselben Quelle ausdrücklich als sehr optimistisch bezeichnet. Heutige Schiffe liegen bei 0,2 % (Agora Energiewende und Agora Industry 2024). Damit verbleiben rund 45 Einheiten. Bei der Regasifizierung sind es ca. 98 % (Agora Energiewende und Agora Industry 2024). Damit erreichen von 100 Einheiten erneuerbaren Stroms im Exportland rund 45 Einheiten als Methan das deutsche Netz. Das entspricht einem Gesamtwirkungsgrad, der gut zu den Literaturwerten von 40 bis 50 % passt. Wird das Methan am Standort per autothermer Reformierung wieder zu Wasserstoff umgesetzt, sind neben der Umwandlung auch die CO_2-Abscheidung

und der Eigenbedarf zu berücksichtigen. Der PtX BOA setzt für den Reformer mit Abscheidung 80 % zuzüglich 3,59 kWh Strom je kg Wasserstoff an (Agora Energiewende und Agora Industry 2024). Zusammengenommen ergeben sich rund 70 %. Danach verbleiben rund 31 Einheiten. Da die Fallstudie den geschlossenen Kreislauf betrifft, ist der Rücktransport des abgeschiedenen CO_2 energetisch mitzurechnen. Dessen Verflüssigung erfordert 0,1228 kWh je kg CO_2 (Kreidelmeyer u. a. 2023). Hinzu kommt der Treibstoff jedes zusätzlichen Transportschiffs. Das sind zusammen rund 4 % der verbleibenden Energie. Am Ende der vollständigen Kette stehen damit rund 30 Einheiten, was etwa der Hälfte der rund 62 bis 65 Einheiten beim Pipelineimport von Wasserstoff entspricht.

Die Rechnung lässt sich unabhängig prüfen. Kreidelmeyer et al. weisen für den Kreislaufpfad ab bereits erzeugtem Wasserstoff einen Wirkungsgrad von 47 % aus. Mit dem hier angesetzten Elektrolysewirkungsgrad von 67 % ergibt das 0,67 × 0,47 ≈ 31,5 Einheiten ab erneuerbarem Strom und bestätigt die Kettenrechnung. Der Umweg „Wasserstoff → Methan → Schiff → Wasserstoff“ verdoppelt also näherungsweise den Bedarf an erneuerbarer Erzeugungskapazität im Exportland je gelieferter Wasserstoffeinheit.

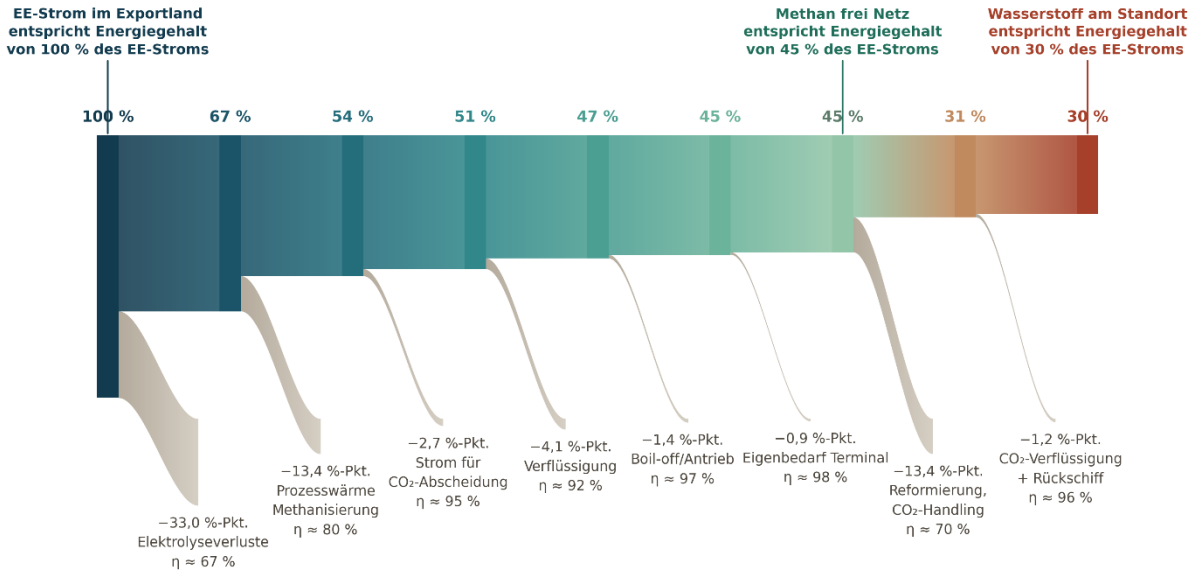


Abbildung 4: Energieflussdiagramm (Sankey) der e-NG-Importkette Wilhelmshaven. Die Bandbreite entspricht der verbleibenden Energie, graue Abzweige den Verlusten je Stufe. Eigene Berechnung aus Einzelwirkungsgraden basierend auf Kreidelmeyer et al. (2023).

Endanwendungsseitig verschärft sich das Bild der Wirkungsgradberechnung dort, wo Methan gegen direkte Elektrifizierung antritt. Eine Wärmepumpe erzeugt aus einer kWh Strom rund das Zehnfache an Nutzwärme dessen, was dieselbe kWh über die Kette „EE-Strom → e-NG →

Gaskessel“ liefert. Effizienzseitig ist e-NG daher nur in Anwendungen zu rechtfertigen, in denen Methan als Molekül gebraucht wird oder bestehende Infrastruktur kurzfristig nicht substituierbar ist. Eine Einsatzmöglichkeit könnte der Einsatz als Energieträger in Backup-Kraftwerken für die Stromerzeugung zu Dunkelflautezeiten sein. Das ist eine sehr teure Alternative für die Stromerzeugung, die nur in ausgewählten Stunden zum Einsatz kommt, wenn erneuerbare Energien und kurzfristige Speicher – wie Batterien – nicht ausreichend Strom erzeugen und die Nachfrage nicht flexibel genug darauf reagieren kann.

6 Kostenvergleich und Szenarienanalyse 2030–2045

6.1 Gestehungs- und Importkosten je Pfad

Tabelle 1 fasst die aus der Literatur abgeleiteten Vollkostenkorridore bis zum Terminal (ohne Steuern/Umlagen) für die Stützjahre zusammen. Grundlage ist eine eigene Auswertung des PtX Business Opportunity Analyser (PtX BOA), Version 3.0.2 (Agora Energiewende und Agora Industry 2024). Die Werte sind Lieferkosten bis zum Importterminal, ohne das Entgelt für Regasifizierung und Terminalnutzung, das gesondert ausgewiesen wird (siehe unten). Die ersten e-NG-Projekte mit Beteiligung der Muttergesellschaft des Wilhelmshavener Terminals entstehen aktuell in den Vereinigten Staaten (Live Oak, Nebraska; vgl. Kapitel 4.2), doch der Business Case des Vorhabens zielt nach eigener Aussage von TES auf den Nahen Osten. Die Exportregion für alle kohlenstoffhaltigen Pfade sowie Ammoniak und LOHC ist daher Saudi-Arabien, stellvertretend für den Nahen Osten. Für die Wasserstoff-Pipeline-Option ist es Dänemark. Der Modelllauf ist parametrisiert mit direktluftbasierter CO_2-Abscheidung (DAC), Meerwasserentsalzung, einem Erzeugungsmix aus Photovoltaik und Windkraft (Hybridkonfiguration) sowie alkalischer Elektrolyse (AEL).

Der PtX BOA weist die Kostenszenarien „low“, „medium“ und „high“ aus. Die Bandbreite zwischen den Szenarien „low“ und „high“ wird dabei fast ausschließlich von der CO_2-Bereitstellung getrieben, nicht von der Elektrolyse. Die Investitionskosten der alkalischen Elektrolyse sind in allen drei Szenarien identisch gesetzt (1.247 $\$_{2025}$/kW im Jahr 2030, 888 $\$_{2025}$/kW im Jahr 2040). Gespreizt sind dagegen fünf DAC-Parameter gemeinsam, darunter die Investitionskosten (495 bis 1.971 $\$_{2025}$ je kg CO_2/a im Jahr 2030), Fix-Betriebskosten, Strom- und Wärmebedarf sowie die Anlagenlebensdauer, dazu in geringerem Maß die standortspezifischen Erzeugungskosten für Photovoltaik und Wind. Annuisiert mit dem saudischen Kapitalkostensatz (5,01 %) ergeben sich daraus DAC-Kapital- und Fixbetriebskosten von rund 50 (low) bis 190 €/t CO_2 (high) im Jahr 2030 und rund 33 bis 171 €/t CO_2 im Jahr 2040. Diese Spanne liegt durchgehend unterhalb der an anderer Stelle in dieser Studie verwendeten Werte. Kreidelmeyer et al. (2023) setzen für DAC pauschal 400 €/t CO_2 an, Gasunie (2025) nennt für das heutige Marktniveau 400 bis 600 €/t CO_2, und die Annahme für ihre Analyse lautet „größer 300 €/t CO_2“. Die

DAC-Werte des PtX BOA liegen allerdings deutlich unter dem, was am Markt tatsächlich beobachtet wird, und sind als Untergrenze zu lesen, nicht als plausibler Mittelwert. Aktuell liegen die Kosten für realisierte Projekte bei eher 1.000 $/t CO_2, und selbst die optimistischsten Unternehmensziele für die frühen 2030er-Jahre (Climeworks: rund 300–400 $/t CO_2) liegen oberhalb des PtX-BOA-„high"-Werts für 2030. Ursache ist vermutlich, dass die DAC-Kostenparameter des PtX BOA auf Fasihi et al. (2019) zurückgehen, die nach einer Neubewertung von Forscher:innen der ETH Zürich (Sievert u. a. 2024) die tatsächliche Kostenentwicklung deutlich unterschätzen (ETH: 230 bis 580 $/t CO_2 noch im Jahr 2050, statt der von Fasihi et al. (2019) erwarteten Werte nahe 100 $/t CO_2). Weil die CO_2-Bereitstellung der dominante Treiber des low/high-Korridors ist, überträgt sich diese Untertreibung auf den gesamten kohlenstoffhaltigen Teil von Tabelle 1. Die dort ausgewiesenen Werte, einschließlich des offenen e-NG-Pfads, der Rückreformierung und des CO_2-Kreislaufs unten, sind als optimistische Untergrenze zu lesen, nicht als Bandbreite, die auch das obere Ende realistischer heutiger DAC-Kosten abdeckt. Bei der Elektrolyse liegt der PtX BOA mit umgerechnet rund 1.140 €/kW (2030) unterhalb der FfE-Basisannahme von 2.470 €/kW und der realisierten deutschen Projektkosten von 3.120 €/kW (FfE 2025) sowie am unteren Rand der IEA-Bandbreite von 1.400 bis 1.820 $/kW für 2030 (IEA 2025). Auch das ist als untere Grenze zu lesen, wenn auch mit deutlich geringerem Abstand zur Marktrealität als bei DAC.

Die IEA (2024) nennt für synthetisches Methan Mitte der 2020er Jahre je nach Anbieter Kosten von 50 bis 200 $/MMBtu (Million British thermal units), was umgerechnet auf €/MWh Hi (Heizwert)[7] etwa 174 bis 695 €/MWh entspricht. Der PtX-BOA-Korridor von 154 bis 210 €/MWh (2030) liegt am unteren Rand dieser sehr breiten Marktspanne. Die Untertreibung beim DAC wirkt dabei nicht gegen grüne Moleküle insgesamt, sondern selektiv innerhalb der grünen Pfade, da nur die kohlenstoffhaltigen Ketten (Methan, Methanol, FT-e-Fuels) DAC-CO_2 benötigen. Ammoniak, reiner Wasserstoff und LOHC sind dagegen davon nicht betroffen. Ein zu niedriger DAC-Preis verengt also den Abstand zwischen e-NG und den H_2-/NH_3-Pfaden. Setzt man statt der BOA-eigenen Kapital- und Fixbetriebskosten (125,5 €/t CO_2 im „medium"-Szenario 2030) einen Marktpreis von 300 bis 600 $/t an, die 2025/2026 bei kommerziellen DAC-Verträgen beobachtete Bandbreite (s. o.), ergibt sich eine Differenz von rund 150 bis 425 €/t CO_2. Multipliziert mit dem CO_2-Bedarf von 0,201 t je MWh Methan entspricht das einem Aufschlag von rund 30 bis 86 €/MWh CH_4 allein aus der DAC-Preiskorrektur, oben auf den bereits ausgewiesenen Korridor der offenen e-NG-Kette.

[7] Faktor 293,07 kWh/MMBtu, Kurs 0,917 €/$, zuzüglich rund 11 % für die Umrechnung von Brennwert- auf Heizwertbasis, eigene Rechnung.

Importpfad (nach DE, Hauptprodukt)	2030	2035	2040	2045
H_2 per Pipeline (Dänemark), €/MWh H_2	97–108	87–100	78–92	69–84
NH_3 Schiff, direkt genutzt, €/MWh NH_3	117–136	99–118	82–100	64–82
NH_3 Schiff + Cracking, €/MWh H_2	164–189	140–165	117–140	93–116
CH_3OH Schiff, €/MWh CH_3OH (Methanol)	145–208	123–189	101–170	79–151
LOHC Schiff, €/MWh H_2	145–164	130–151	114–138	99–125
LH_2 Schiff, €/MWh H_2	142–204	127–192	112–179	97–166
e-NG Schiff, mit DAC, €/MWh CH_4	154–210	131–191	109–171	86–151
e-NG Schiff, mit DAC, Umwandlung in Wasserstoff, €/MWh H_2	228–298	199–274	171–249	142–225
e-NG Schiff, CO_2-Kreislauf, €/MWh H_2	229–284	201–262	173–238	145–217
Fossiles LNG inkl. CO_2 (€/MWh CH_4)	55–63	60–78	64–94	69–109

Tabelle 1: Vollkostenkorridore der Importpfade bis zum Terminal in Deutschland (kohlenstoffhaltige Pfade, Ammoniak, Methanol und LOHC: basierend auf eigenem Abruf des PtX Business Opportunity Analyser, Version 3.0.2, für Saudi-Arabien; H_2-Pipeline: PtX BOA für Dänemark. Bandbreiten = Kostenpfade „low“ bis „high“ des Modells). Siehe auch Abbildung 5 auf S. 18 für eine grafische Gegenüberstellung.

Es fallen zwei Aspekte auf. Erstens kostet e-NG in jedem Stützjahr mehr als der direkte Import derselben Energiemenge als Wasserstoff über Pipeline oder als Ammoniak per Schiff. Bezahlt wird also ein Aufschlag allein dafür, dass das gelieferte Molekül am Ende Methan ist. Dieser Aufschlag rechnet sich nur für Abnehmer, die tatsächlich Methan benötigen und es nicht ohne Weiteres durch Wasserstoff oder Elektrifizierung ersetzen können. Wer Wasserstoff braucht, ist mit einem Direktimport in jedem Stützjahr günstiger. Zweitens hat der e-NG-Kreislaufpfad die größte Kostenunsicherheit aller Pfade, da er die Unsicherheiten von Elektrolyse, CO_2-Quelle, Methanisierung und doppelter Schiffslogistik multipliziert.

Auf dieser Grundlage ergeben sich für den e-NG-Pfad aus Saudi-Arabien Vollkosten bis zum Importterminal von 154 bis 210 €/MWh (2030), 131 bis 191 (2035), 109 bis 171 (2040) und 86 bis 151 €/MWh (2045). Diese Spanne entspricht den Kostenpfaden „low“ und „high“ des PtX BOA (Tabelle 1). Für Wasserstoff per Pipeline aus Dänemark ergeben sich 97 bis 108 €/MWh (2030) bis 69 bis 84 €/MWh (2045). Das ist der günstigste Importpfad der gesamten Tabelle, was die kurze Distanz von rund 500 km und den Verzicht auf Verflüssigung widerspiegelt. In

beiden Szenarien ist zum Vergleich der Systemgrenzen das Entgelt für Regasifizierung und Terminalnutzung von rund 9 €/MWh zu ergänzen, weil das Modell die Regasifizierung nur als Energieverlust führt und deren Investitions- und Betriebskosten ausschließt (Heinemann u. a. 2024). In Tabelle 1 ist dieses Entgelt noch nicht enthalten.

Der PtX BOA berücksichtigt nur die offene Kette (frisches DAC-CO_2, keine Rückführung), daher bauen wir den geschlossenen Kreislauf, den TES/DGGEV für Wilhelmshaven plant, selbst aus drei Schritten auf (ausführliche Herleitung siehe Anhang A). Wir nehmen als erstes die BOA-Zeile „Methan + Rückreformierung zu H_2“ als Basis, das entspricht 228–298 €/MWh H_2 im Jahr 2030 und 142–225 €/MWh H_2 im Jahr 2045. Diese Kette rechnet mit 100 % DAC-CO_2. Im zweiten Schritt wird das recycelte CO_2 abgezogen. Im geschlossenen Kreislauf muss nicht das gesamte CO_2 neu aus der Luft geholt werden, sondern ein Teil wird aus Wilhelmshaven zurückgeschifft. Nach Kreidelmeyer et al. (2023) werden am Reformer 85 % des CO_2 abgeschieden, davon sind 47 % mit einer Schiffsladung rücktransportierbar. Das macht zusammen rund 40 % des Bedarfs, die nicht neu über DAC beschafft werden müssen. Für diese 40 % werden DAC-Kosten von 50–190 €/t CO_2 gespart (nach der Annahme des BOA-Datensatzes). Umgerechnet auf den CO_2-Bedarf je MWh Wasserstoff ergibt das eine Einsparung von rund 5–19 €/MWh H_2 (2030) bzw. 3–17 €/MWh H_2 (2040). Im dritten Schritt kommt eine Verteuerung durch den zusätzlichen CO_2-Rücktransport mit dem Schiff hinzu. Dafür übernehmen wir unverändert den Wert von Kreidelmeyer et al. von 0,6 ct/kWh H_2 (= 6 €/MWh H_2), weil der PtX BOA selbst keine CO_2-Rücklogistik abbildet. Das Ergebnis ist Startwert (Schritt 1) minus Einsparung (Schritt 2) plus Rückschiff-Zuschlag (Schritt 3) = 229–284 €/MWh H_2 (2030), 201–262 (2035), 173–238 (2040), 145–217 (2045). Weil der Rückschiff-Zuschlag (6 €/MWh) im „low“-Szenario größer ist als die Einsparung (5 €/MWh), wird der Kreislauf dort minimal teurer als die offene Rückreformierung ohne Recycling. Im „high“-Szenario ist es umgekehrt. Da übersteigt die Einsparung (19 €/MWh) den Zuschlag und der Kreislauf ist günstiger.

6.2 e-NG gegen LNG: Kostenpfade und CO_2-Bepreisung

Der für die Fallstudie von Wilhelmshaven entscheidende Vergleich ist e-NG gegen LNG einschließlich CO_2-Kosten des fossilen Gases. Abbildung 5 zeigt die Szenariokorridore. Die e-NG-Vollkosten bis zum LNG-Terminal sinken von ca. 154–210 €/MWh (2030) über 131–191 (2035) und 109–171 (2040) auf ca. 86–151 €/MWh (2045). Fossiles LNG kostet bei einem über den Betrachtungszeitraum konstant gehaltenen Beschaffungspreis von 35 €/MWh[8] auf Brennwertbasis, was 38,9 €/MWh auf Heizwertbasis entspricht. Da die e-NG-Werte oben, wie in Tabelle 1, bis zum Importterminal ausgewiesen sind, wird auch LNG hier ohne Terminalentgelt

[8] Annahme hierbei, dass der LNG-Preis sich mittelfristig wieder normalisiert, durch sinkende Nachfrage und ein Ende der Knappheitssituation in Europa. Konservativ wird damit von einem höheren LNG-Preis als den üblichen 25 €/MWh ausgegangen, allerdings nicht langfristig mit einem Hochpreisszenario gerechnet, wie es in 2026 zu beobachten ist.

gerechnet (38,9 €/MWh), um beide Seiten auf derselben Stufe zu vergleichen. Mit dem konservativen CO_2-Preispfad (80→150 €/t, linear interpoliert) ergeben sich daraus LNG-Vollkosten von rund 55 €/MWh (2030) bis 69 €/MWh (2045), mit dem optimistischen Pfad (120→350 €/t) von rund 63 €/MWh (2030) bis 109 €/MWh (2045). In der konservativen Kombination (konservative e-NG-Kosten, konservativer CO_2-Preispfad) bleibt die Lücke über den gesamten Zeitraum offen: in 2030 rund 155 €/MWh, in 2045 noch rund 82 €/MWh. In der optimistischen Kombination (optimistische e-NG-Kosten, hoher CO_2-Preispfad) schließt sich die Lücke rechnerisch zwischen 2040 und 2045, mit einem Schnittpunkt um das Jahr 2042. 2045 läge e-NG nominal rund 23 €/MWh günstiger als LNG. Dieser Schnittpunkt beruht allerdings, wie oben hergeleitet und im Detail in Anhang B nachvollzogen, auf PtX-BOA-DAC-Kosten, die deutlich unter der heute beobachteten Marktrealität liegen, sowie auf sehr günstigen Elektrolyseurkosten. Wird die dort ermittelte Korrektur für das CO_2 von 30 bis 86 €/MWh eingepreist, kehrt sich das Bild bereits am unteren Rand um. Selbst die kleinste identifizierte Korrektur des e-NG-Preises (+30 €/MWh) macht e-NG wieder rund 7 €/MWh teurer als LNG. Damit liegt e-NG am oberen, realistischeren Rand rund 63 €/MWh über LNG. Ein belastbarer wirtschaftlicher Umstieg ist damit auch im optimistischen Szenario nicht gegeben. Für die aktuell für Wilhelmshaven geplante Option eines annähernd geschlossenen Kreislaufs (ganz schließen lässt er sich allein durch die CO_2-Abscheidungsrate, die nur bei ca. 85 % liegt, nicht) fällt der wirtschaftliche Vergleich mit LNG über den gesamten Zeitraum zu Gunsten von LNG aus.

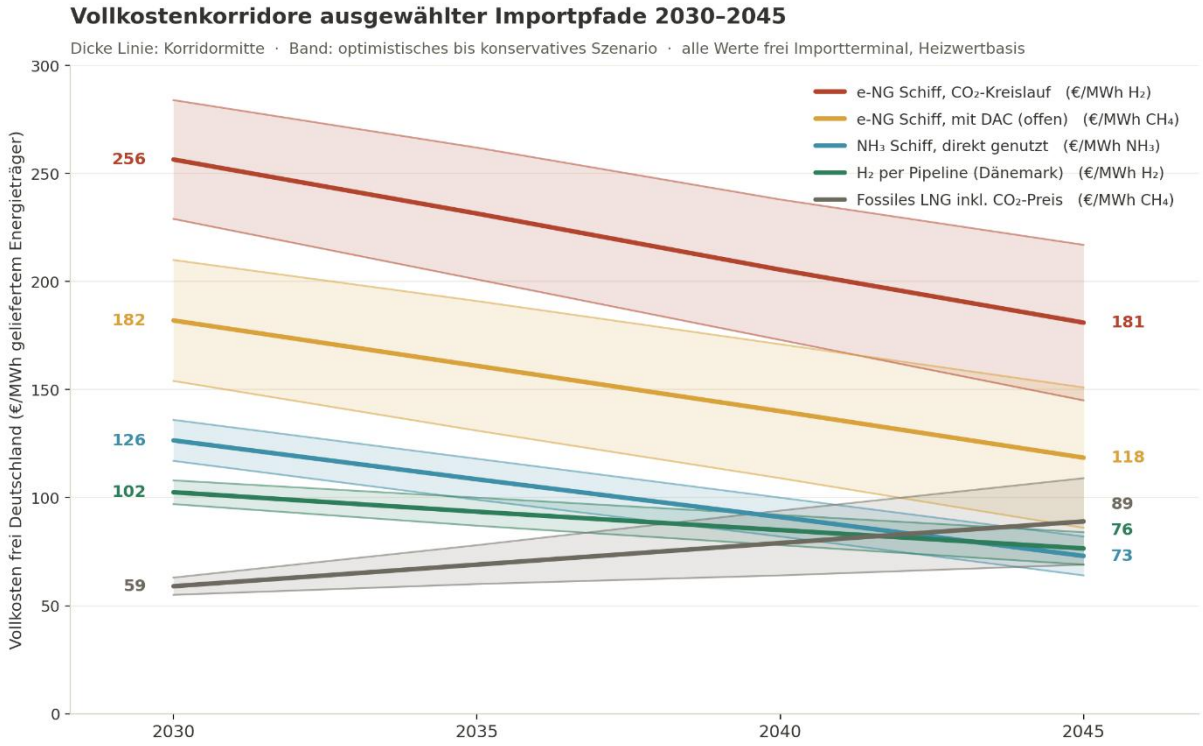


Abbildung 5: Vollkostenvergleiche für ausgewählte Importvarianten in den entsprechenden Energieträgern. Eigene Darstellung mit Daten basierend auf Tabelle 1. Hinweis: Der geschlossene e-NG-Kreislauf liefert im Fall von Wilhelmshaven am Ende H_2, anders als der offene Pfad.

Zwei Mechanismen können den Break-even früher herbeiführen als der CO_2-Preis allein: Erstens, Quoten- und Zertifikatswerte: Zählt e-NG als RFNBO auf verbindliche Quoten (RED III in nationaler Umsetzung, ggf. künftige Grüngasquoten, japanische e-Methan-Ziele), entsteht eine Zahlungsbereitschaft oberhalb des fossilen Paritätspreises, die sich je nach Quotendesign als impliziter Aufschlag von 50 bis weit über 100 €/MWh umsetzen lässt. Das Vorbild ist der japanische Markt, auf den die ersten TES-Projekte ausgerichtet sind. Japan hat als bislang einziges Land ein mengenmäßiges Ziel gesetzt, bei dem e-Methan 1 % an der Gasversorgung der bestehenden Netze bis 2030 stellen und bis 2050 auf 90 % ansteigen soll (IEA 2024). Umgesetzt wird es nicht über einen CO_2-Preis, sondern über die Stadtgasversorger, die das Ziel in langfristige Beschaffungsverträge übersetzen und die Mehrkosten über die Tarife weitergeben. Parallel entsteht ein Zertifizierungsrahmen für die Anrechnung der CO_2-Gutschrift beim japanischen Endkunden. Ein vergleichbarer mengenbasierter Mechanismus existiert in der EU bislang nicht.
Zweitens, Langfristverträge mit staatlicher Differenzkostenabdeckung (H2Global-Mechanik, Contracts for Differences (CfD)): Sie verlagern die Lücke vom Betreiber auf den Steuerzahler, allerdings verschwindet die Preisdifferenz dadurch volkswirtschaftlich gesehen nicht. Für die Bewertung des TES/DGGEV-Terminals bedeutet das, dass der Umstiegszeitpunkt weniger eine CO_2-Preis-Frage als eine Frage ist, ob und wann Europa methan-spezifische Quoteninstrumente schafft. Hierfür gibt es derzeit keine konkreten Pläne.

6.3 Wie realistisch ist das optimistische Szenario?

In fast allen Szenarien unterliegt e-NG in der Kosteneffizienz dem LNG-Import, insbesondere beim geschlossenen Kreislauf. Lediglich in einer äußerst optimistischen Kostenkombination ergibt sich ein möglicher Kostenvorteil in den 2040er Jahren. Da der e-NG-Umstieg nach den erarbeiteten Kostenpfaden in einem der Szenarien 2045 kostengünstiger als der LNG-Import ist, was eine explizite Voraussetzung für die Umstellung auf e-NG ist (siehe Vorhabenbeschreibung für das Terminal in Wilhelmshaven), soll dieser Sonderfall noch einmal genauer untersucht werden. Entscheidend ist ein struktureller Punkt. Das optimistische Szenario ist kein einzelner günstiger Umstand, sondern das gleichzeitige Eintreten von mindestens fünf weitgehend voneinander unabhängigen Bedingungen. Für jede lässt sich die Eintrittswahrscheinlichkeit anhand der bisherigen Entwicklung einordnen:

- **Elektrolysekosten von ~1.500 €/kW System bis 2040:** Die IEA-Kostenprognosen der Global Hydrogen Reviews haben die reale Entwicklung seit 2019 fast durchgängig unterschätzt, während die Komponentenkosten zuletzt gestiegen statt gefallen sind (FfE 2025). Realistische Systemkosten liegen 2025 bei ~3.120 €/kW mit konservativ erwartbaren ~2.470 €/kW für 2040 (FfE 2025). Das optimistische Ziel verlangt eine rund dreifach schnellere Degression als dieser Erwartungspfad.

- **Strombezug im Exportland (20–25 €/MWh Vollkosten bei ~50 % Auslastung):** An guten Standorten in Zukunft möglich, aber aktuell von realisierten Großprojekt**en** nicht demonstriert. Da die Elektrolyse typischerweise 60–70 % der Gestehungskosten ausmacht, lässt sich aus einem real erzielten Produktpreis ungefähr auf den zugrunde liegenden Strompreis zurückrechnen. Die reale Preisreferenz H2Global (811 €/t NH_3 ab Werk ≈ knapp 4,50 €/kg H_2 im Träger) impliziert bei einem Elektrolyseanteil von 60–70 % der Gestehungskosten einen Strompreis in der Größenordnung von 50–64 €/MWh, was mehr als dem Doppelten der hier unterstellten 20–25 €/MWh entspricht. Mittelfristig sind Strompreise von 20–25 €/MWh plausibel, allerdings derzeit nicht belegt.
- **CO_2-Quelle (50 €/t CO_2 bis 190 €/t im Jahr 2030 und rund 33 bis 171 €/t im Jahr 2040):** Strukturell die unsicherste Bedingung und die Erfahrung spricht dagegen. Der ATR-Prozess erlaubt nur 85 % Abscheidung, wovon 47 % wirtschaftlich rücktransportierbar sind. Der Rest muss per Direktabscheidung (DAC) neu bereitgestellt werden, da biogene und andere CO_2-Quellen bereits stark nachgefragt sind. Climeworks beziffert die eigenen Betriebskosten für DAC in 2024 auf bis zu 1.000 $/t. Eine Neubewertung der ETH Zürich (Sievert u. a. 2024) korrigiert ältere Lernkurvenprojektionen auf 230–580 $/t noch für 2050, statt der einst erwarteten ~100 $/t. Allein die CO_2-Beschaffung kostet damit heute rund 80–120 €/MWh Methan. Die vorausgesetzte Kostendegression widerspricht damit sowohl der aktuellen Marktentwicklung als auch der neueren Literatur.
- **CO_2-Preispfad (120 €/t 2030 → 350 €/t 2045):** Politisch kontingent und derzeit eher gegenläufig. Der nEHS-Korridor liegt 2026 bei 55–65 €/t, der ETS-2-Start wurde auf 2028 verschoben und mit einem Preisstabilitätsmechanismus versehen, während der ETS-1 aktuell bei ~75–90 €/t liegt. Ein Pfad auf 350 €/t setzt eine dauerhafte klimapolitische Verschärfung voraus, für die es keine beschlossene Grundlage gibt. Hinzu kommt, dass industrielle Abnehmer im ETS-1 weiterhin kostenlose Zuteilungen erhalten und die Kommission im Juli 2026 vorgeschlagen hat, deren Auslaufen für CBAM-Sektoren bis 2038 zu strecken sowie den Reduktionspfad abzuflachen. Die effektive CO_2-Last der potenziellen e-NG-Abnehmer liegt damit auf absehbare Zeit deutlich unter dem Zertifikatspreis.
- **Globales e-NG-Angebot (>100 TWh bis 2035):** Die gesamte bekannte fortgeschrittene Projektpipeline (Live Oak ~1,0**–**1,1 TWh/a, Luoto ~2 TWh/a, Mauric**i**e ~0,4 TWh/a) summiert sich auf derzeit nur ca. 2,5**–**4 TWh/a, die überwiegend nach Japan kontrahiert sind und aktuell alle keine FID vorweisen können. Die IEA sieht global ein e-NG-Angebot von ~11 TWh bis 2030. Nötig wäre eine Verzwanzigfachung binnen eines Jahrzehnts, was einem Hochlauftempo der (verfehlten) Wasserstoffankündigungen der frühen 2020er Jahre entspricht. Allein die erste Ausbaustufe des geplanten Terminals in Wilhelmshaven hat eine Größe von 150 TWh/a.

Selbst wenn man daher jeder Einzelbedingung wohlwollend eine Eintrittswahrscheinlichkeit von einem Drittel bis zu einer Hälfte zugesteht, liegt die Wahrscheinlichkeit des gemeinsamen Eintretens überschlägig im unteren einstelligen Prozentbereich. Das optimistische Szenario ist

daher als Randszenario zu behandeln, das geeignet ist, die frühestmögliche Untergrenze des Paritätszeitpunkts auszuloten, aber keine belastbare Planungsgrundlage darstellt. Hinzu kommt eine dokumentierte Asymmetrie der Prognosefehler. Kostenprojektionen im Wasserstoffumfeld waren in den vergangenen Jahren systematisch zu optimistisch (FfE 2025; IEA 2025), sodass die tatsächliche Entwicklung in der Nähe des konservativen Szenarios zu vermuten ist. Für die Fallstudie heißt das, dass die Umstellungszusage von TES „spätestens 2044“ sich auf ein Szenario stützt, dessen Voraussetzungen derzeit sämtlich nicht auf Kurs sind. Ein Befund, der die Governance-Empfehlungen in Kapitel 9 (verbindliche Meilensteine statt Absichtserklärungen) begründet.

7 Implikationen für die Fallstudie: Green Energy Hub Wilhelmshaven (DGGEV)

7.1 Lock-in-Risiko, Amortisation und die Rolle der Regulierungsausnahme

In keinem Szenario ist ein nennenswerter marktgetriebener e-NG-Anteil innerhalb des Betrachtungszeitraums bis 2045 plausibel. Die Ankündigung einer vollständigen Umstellung „spätestens 2044“ ist somit nur unter zusätzlichen regulatorischen Stützinstrumenten erreichbar. Der wahrscheinlichste Pfad ist ein 15- bis 17-jähriger überwiegend fossiler Betrieb, dessen Ende weniger durch Marktkräfte als durch die gesetzliche Befristung des fossilen LNG-Imports zum 31.12.2043 (§ 5 Abs. 2 LNGG) und das Klimaneutralitätsziel 2045 bestimmt wird. Da e-NG und LNG chemisch identisch sind, erfordert die „Umstellung“ des Terminals keine physische Anpassung. Die technologische Umstellbarkeit ist damit keine Investitionsleistung, sondern eine Eigenschaft des Produkts. Die mit dem Transformationsrisiko begründete 20-jährige Freistellung nach § 28a EnWG (bis ca. 2047) erlaubt zugleich frei festgesetzte Entgelte. Eine überschlägige Amortisationsrechnung illustriert die Anreizlage. Bei 150 TWh/a Kapazität, einer Auslastung von 65 % und 8–10 €/MWh Durchleitungsentgelt ergeben sich ca. 0,9–1,0 Mrd. €/a. Über die fossile Betriebsphase von 2027/28–2043 resultiert das kumuliert in rund 15 Mrd. €, was die laut dem Global Energy Monitor (Hassan und Rozansky 2024) geschätzte Gesamtinvestition von 8,9 Mrd. € übersteigt. Aus Planungssicht sollte sich das Geschäftsmodell also auch dann lohnen, wenn der e-NG-Umstieg nie stattfinden sollte. Betriebswirtschaftlich ist das rational. Energie- und klimapolitisch begründet es ein erhebliches Lock-in- und Glaubwürdigkeitsrisiko, dem nur durch verbindliche, sanktionsbewehrte Umstellungsmeilensteine begegnet werden kann.

7.2 Klimabilanz der Übergangsphase

Die von der Vorhabenträgerin kommunizierte CO_2-Reduktion gegenüber konventionellem Erdgas beruht auf der Analyse von TES/Arcadis (2022). Der Foliensatz weist für „TES Green Methane“ eine Minderung von 93 % gegenüber russischem Erdgas, 91 % gegenüber LNG aus

dem Arabischen Golf und 95 % gegenüber Biomethan aus Klärschlamm aus. Die Bilanz ist an vier Bedingungen geknüpft, die der Foliensatz selbst benennt: vollständig erneuerbarer Strom, der geschlossene Kohlenstoffkreislauf, minimale Methan- und CO_2-Schlupfraten und Abscheideraten, die von 95 % im Jahr 2031 über 98 % im Jahr 2039 auf 99 % im Jahr 2050 steigen – hierbei ist darauf hinzuweisen, dass der Sprung von Abscheideraten von 85 auf 95 bzw. 99 % mit deutlich höheren Energieaufwänden verbunden ist. Unter realistischeren Annahmen, etwa anteiligem Netzstrombezug in der Produktionsregion, sinkt die Einsparung erheblich. Für ein Szenario mit 20 % US-Netzstrom (~400 g CO_2/kWh) für die aktuell geplanten TES e-NG-Produktionsstätten ergibt sich ein gewichteter Emissionsfaktor von 80 g CO_2/kWh Strom. Unter Annahme eines Gesamtwirkungsgrads der e-NG-Erzeugung von ca. 60 % (~1,67 kWh Strom pro kWh e-NG) resultieren daraus spezifische Emissionen von rund 134 g CO_2/kWh e-NG. Im Vergleich zu LNG (~220 g CO_2/kWh) entspricht dies einer tatsächlichen Einsparung von lediglich etwa 40 %. Sollte bei dem Prozess fossiles CO_2 abgeschieden und für die Methanisierung genutzt werden, reduziert sich die Einsparung entsprechend weiter. Hinzu kommt die Vorkettenproblematik des LNG in der Übergangsphase, der sogenannte Methanschlupf der Lieferkette. Für die Gesamtbewertung heißt das, dass der Klimanutzen des Projekts, wenn überhaupt, erst spät entsteht und an Zertifizierungsbedingungen (Strom- und CO_2-Herkunft, Leckageraten) geknüpft ist, für die der EU-Rechtsrahmen für synthetisches Methan derzeit erst entsteht.

8 Unter welchen Bedingungen kann e-NG über Wilhelmshaven funktionieren?

Aus den Kapiteln 3-7 lassen sich die Bedingungen herausarbeiten, unter denen der e-NG-Import ökonomisch und klimapolitisch tragfähig wird. Sie müssen gleichzeitig erfüllt sein:

- **Kostenbedingung:** e-NG-Vollkosten bis zur Einspeisung in das Gasnetz Wilhelmshaven müssten unter ca. 90–110 €/MWh liegen (inkl. Terminalkosten von ca. 9 €/MWh). Im konservativen Szenario wird dieses Niveau bis 2045 in keinem Stützjahr erreicht (Lücke dort noch rund 82 €/MWh). Im optimistischen Szenario wird die Schwelle 2045 nominal unterschritten (siehe Kapitel 6.2), allerdings nur unter der Annahme von DAC-Kosten, die deutlich unter der heute beobachteten Marktrealität liegen. Werden realistischere DAC-Kosten eingepreist, bleibt die Schwelle auch im optimistischen Fall unerreicht. Das erfordert zusätzlich Strombezugskosten im Exportland unter ~25 €/MWh und Elektrolyse-Systemkosten deutlich unter 2.000 €/kW, wofür es aktuell keine Anhaltspunkte aus der Realität und Literatur gibt.
- **Erlösbedingung:** ein Zahlungsaufschlag von mindestens 60–80 €/MWh gegenüber fossilem Gas, getragen durch CO_2-Preise von >300–400 €/t oder durch methan-spezifische Quoten-/Zertifikatsinstrumente (Vorbild Japan) bzw. CfD-Förderung sind notwendig. Ohne ein solches Instrument existiert in Europa kein Geschäftsmodell.

- **Mengenbedingung:** eine zertifizierte e-NG-Produktionskapazität im hohen zweistelligen TWh-Maßstab mit Lieferbindung nach Europa müsste entstehen. Die globale Projektpipeline (heute: Einzelprojekte von 1–2 TWh/a, überwiegend nach Japan kontrahiert, keine FID) müsste sich dafür binnen 10–15 Jahren mehr als verzwanzigfachen.
- **Nachfragebedingung:** in Deutschland müsste nach 2040 eine methan-spezifische Nachfrage verbleiben, die weder elektrifiziert noch auf Wasserstoff umgestellt ist und die Aufschläge tragen kann. Das ist realistisch für wenige industrielle Punktabnehmer sowie ggf. Bestandsgaskraftwerke, allerdings nicht für den Gebäudewärmemarkt.
- **Integritätsbedingung:** ein belastbares Zertifizierungssystem für Strom- und CO_2-Herkunft sowie Methanleckagen wird entlang der Kette benötigt. Für den Kreislaufbetrieb braucht es zusätzlich noch den Nachweis tatsächlicher CO_2-Rückführung von den Abnehmern.

Fällt eine dieser Bedingungen aus, zerfällt der Pfad in eines von zwei Ausweichmodellen: entweder dauerhafter LNG-Import mit blauem Wasserstoff als Nebenprodukt (das ökonomisch attraktivste, klimapolitisch aber begrenzte Modell) oder die Umwidmung der Infrastruktur (reines CO_2-Exportterminal oder Ammoniak-Nachrüstung – letztere technisch aufwendig, da Tanks und Kryotechnik für Methan ausgelegt sind). Die Frage aus dem Untersuchungsauftrag „Ist e-NG realistisch oder primär ein Vorwand für die Ausnahme aus der Regulierung und einen fossilen Terminalbetrieb?“ lässt sich damit differenziert beantworten. Der e-NG-Pfad ist technisch umsetzbar, aber er ist unter heute absehbaren europäischen Rahmenbedingungen weder in den 2030er noch in den 2040er Jahren marktlich tragfähig. Die Kostenparität wird, wenn überhaupt, erst jenseits des Betrachtungszeitraums erreicht, und wäre bis dahin nur mit Stützinstrumenten darstellbar. Solange die Umstellungszusage weder terminlich verbindlich noch sanktionsbewehrt ist, trägt das Projekt die ökonomische Signatur eines LNG-Geschäftsmodells mit grüner Wahloption und nicht die eines grünen Geschäftsmodells mit fossiler Anlaufphase.

9 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Für politische Entscheidungstragende und die interessierte Öffentlichkeit ergeben sich aus der Analyse folgende Schlussfolgerungen:

1. **Effizienz priorisieren:** Der e-NG-Kreislaufpfad ist der energie- und kostenintensivste aller Wasserstoff-Importwege. Öffentliche Mittel und regulatorische Privilegien sollten vorrangig in Pipeline-Wasserstoffkorridore (Nordsee, Südkorridor) und für Überseeimporte in Ammoniak fließen.
2. **Umstellungszusagen verbindlich machen:** Regulierungsausnahmen nach § 28a EnWG und die Anerkennung als Transformationsprojekt sollten an überprüfbare Meilensteine gekoppelt werden (z. B. Mindest-e-NG-Quoten an der umgeschlagenen Menge

ab festen Jahren, Nachweis kontrahierter Produktionskapazität, Sanktions- bzw. Rückzahlungsmechanismen bei Verfehlung). Die LNGG-Frist 31.12.2043 sollte nicht aufgeweicht werden.

3. **Ehrliche Klimabilanzierung:** Beworbene Einsparwerte sind als Idealwerte zu kennzeichnen. Verpflichtend sollten zertifizierte Well-to-Gate-Bilanzen inkl. Strom- und CO_2-Herkunft sowie Methanleckagen berichtet werden. Der EU-Rechtsrahmen für synthetisches Methan (RFNBO-Zertifizierung, Kohlenstoffherkunft) ist prioritär zu vervollständigen.
4. **Blauen Wasserstoff faktengerecht einordnen:** Das realistische Kernprodukt des Terminals in den 2030er Jahren dürfte LNG bzw. blauer Wasserstoff aus LNG sein. Seine Klimabewertung steht und fällt mit der LNG-Vorkette und der dauerhaften CO_2-Verbringung. Beides sollte Genehmigungs- und Förderentscheidungen explizit zugrunde gelegt werden.

Als Gesamturteil bleibt Folgendes festzuhalten: Ein Übergang von fossilem LNG zu synthetischem Methan über Wilhelmshaven ist wirtschaftlich innerhalb des Betrachtungszeitraums bis 2045 in keinem der Szenarien plausibel. In der konservativen Kombination beträgt die Lücke 2045 noch rund 82 €/MWh. In der optimistischen Kombination ergibt sich 2045 rechnerisch sogar ein Vorsprung für e-NG von rund 23 €/MWh. Dieser beruht jedoch auf PtX-BOA-DAC-Kosten deutlich unter der heute beobachteten Marktrealität. Mit realistischeren DAC-Kosten (Korrektur um 30 bis 86 €/MWh, s. Kapitel 6.1/6.2) kehrt sich das Bild bereits am unteren Rand der Korrektur um. Ein marktgetriebener Umstieg vor Ablauf der gesetzlichen Befristung des fossilen LNG-Imports zum 31.12.2043 ist damit nach dieser Rechnung ausgeschlossen. Klimapolitisch sinnvoll ist der Pfad nur unter strengen Herkunfts- und Integritätsbedingungen und für eine begrenzte, methan-spezifische Restnachfrage. Als Importstrategie für grünen Wasserstoff ist er den Alternativen energetisch wie ökonomisch klar unterlegen. Die Entscheidung über das Projekt ist damit im Kern keine Technologie-, sondern eine Governance-Frage: Ob das Terminal ein Baustein der Transformation oder ein fossiles Lock-in wird, entscheidet sich an der Verbindlichkeit der Umstellungsbedingungen.

Literatur- und Quellenverzeichnis

Agora Energiewende, und Agora Industry. 2024. „PtX Business Opportunity Analyser“. Juni 24. https://www.agora-energiewende.org/data-tools/ptx-business-opportunity-analyser-1.

Arcadis. 2025. *Genehmigungsantrag gem. §§4 und 10 BImSchG „Green Energy Hub“ WHV - Kapitel 3.1.1 Vorhabenbeschreibung*.

BBC. 2024. „Is Carbon Capture an Efficient Way to Tackle CO2?“ August 5. https://www.bbc.com/news/articles/clmydee2grno.

BMWE. 2024. „Wichtiger Schritt für globalen Wasserstoffhochlauf – Deutschland importiert ab 2027 mit H2Global grüne Wasserstoffprodukte im großen Umfang“. Juli 11. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/07/20240711-h2global.html.

BMWK. 2023. *Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie*. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2023/09/06-fortschreibung-der-nationalen-wasserstoffstrategie.html.

BMWK. 2024. *Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate*. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/importstrategie-wasserstoff.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

Brown, Tom, und Johannes Hampp. 2023. „Ultra-Long-Duration Energy Storage Anywhere: Methanol with Carbon Cycling“. *Joule* 7 (11): 2414–20. https://doi.org/10.1016/j.joule.2023.10.001.

Bundesnetzagentur. 2026. „Bundesnetzagentur - Rückblick: Gasversorgung im Jahr 2025“. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/a_2025/start.html.

Doucet, Felix, Jens-Eric von Düsterlho, Jonas Bannert, Marina Blohm, und Lia Lichtenberg. 2025. *Grüner Wasserstoff für die Energiewende*. Hamburg. https://reposit.haw-hamburg.de/handle/20.500.12738/18272.

EWI. 2024. „Wasserstoffnetz könnte in 2030 rund 90% der Nachfrage bedienen“. *EWI*, November 27. https://www.ewi.uni-koeln.de/de/aktuelles/wasserstoffnetz-koennte-in-2030-rund-90-der-nachfrage-bedienen/.

Fasihi, Mahdi, Olga Efimova, und Christian Breyer. 2019. „Techno-Economic Assessment of CO2 Direct Air Capture Plants“. *Journal of Cleaner Production* 224 (Juli): 957–80. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.03.086.

FfE. 2022. „Metastudie Wasserstoffbedarf in Deutschland: Datenanhang“. *FfE*. https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/metastudie-wasserstoffbedarf-in-deutschland-datenanhang/.

FfE. 2025. *Von der Theorie zur Praxis: Warum grüner Wasserstoff teurer ist als gedacht*. Forschungsstelle für Energiewirtschaft. https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2025/07/Discussion_Paper-Investitionskosten_Elektrolyse-2.pdf.

Fraunhofer CINES. 2026. *Anwendungsspezifische Wasserstoffbezugskosten in Deutschland 2035 - Whitepaper Juli 2026*. https://www.cines.fraunhofer.de/content/dam/zv/cines/dokumente/20260701_CINES_Whitepaper_H2-Bezugskosten.pdf.

Fraunhofer IEE. 2026. *PtX-Atlas*. https://maps.iee.fraunhofer.de/ptx-atlas/.

Gasunie. 2025. „Rapport e-methaan“. Gasunie, April. https://www.gasunie.nl/rapport-e-methaan.

Glaum, Philipp, Fabian Neumann, Markus Millinger, und Tom Brown. 2026. „A Minimal Methanol Backstop for High-Electrification Scenarios“. *Joule*, Mai, 102464. https://doi.org/10.1016/j.joule.2026.102464.

Hassan, Robert, und Harvey Rozansky. 2024. „Europe Gas Tracker 2024 | Global Energy Monitor“. https://globalenergymonitor.org/research/europe-gas-tracker-2024.

Heinemann, Christoph, Roman Mendelevitch, Susanne Krieger, u. a. 2024. *PtX Business Opportunity Analyser (BOA): Data Documentation for Version 2.0*. https://www.agora-energiewende.org/fileadmin/Projekte/2022/2022-01_INT_PtX-Dialog/Oeko-Institut_2024_PTXBOA_Data_Documentation_v_2.2.pdf.

IEA. 2024. „IEA Webinar on E-methane“. September 5. https://iea.blob.core.windows.net/assets/9b86ac2a-2055-4eac-9f93-6ab379554d6d/IEA_E-methaneanewgasforanet-zerofuture.pdf.

IEA. 2025. „ANNEXES - Global Hydrogen Review 2025 - Assumptions Annex“. https://iea.blob.core.windows.net/assets/15673ab3-a86a-4434-bff4-490bb42d3563/GlobalHydrogenReview2025AssumptionsAnnex.pdf.

ITOCHU Corporation. 2025. „TotalEnergies, TES, Osaka Gas, Toho Gas and ITOCHU Partner Up to Develop the Live Oak Project for e-NG Production in Nebraska | Press Releases“. ITOCHU Corporation, Dezember 2. https://www.itochu.co.jp/en/news/press/2025/251202.html.

Kreidelmeyer, Sven, Tim Trachsel, Roman Mendelevitch, u. a. 2023. *Systemischer Vergleich verschiedener Wasserstofftransportrouten*. IREES, Prognos, Öko-Institut. https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/H2_Transportouten_Abschlussbericht.pdf.

Mærsk Mc-Kinney Møller Center. 2024. „Global Availability of Biogenic CO2 and Implications for Maritime Decarbonization“. https://www.zerocarbonshipping.com/files/global-availability-of-biogenic-co2-and-implications-for-maritime-decarbonization.pdf.

Männer, Wolfgang, Joshua Fragoso García, Benjamin Lux, Giovanni Sansavini, und Frank Sensfuß. 2025. „CO2-Compensated Natural Gas Economically Beats Synthetic Methane“. *Applied Energy* 401 (Dezember): 126327. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.126327.

Nationaler Wasserstoffrat. 2024. „NWR-Grundlagenpapier ‚Update 2024: Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland‘ vom 3. Mai 2024“. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2024/2024-05-03_NWR-Grundlagenpapier_Update_2024_Wasserstoffbedarfe.pdf.

RMI. 2024. „Why Pricing Carbon Dioxide by Source Can Create a New Market for Clean Manufacturing“. *RMI*. https://rmi.org/resources/why-pricing-carbon-dioxide-by-source-can-create-a-new-market-for-clean-manufacturing/.

Sievert, Katrin, Tobias S. Schmidt, und Bjarne Steffen. 2024. „Considering Technology Characteristics to Project Future Costs of Direct Air Capture“. *Joule* 8 (4): 979–99. https://doi.org/10.1016/j.joule.2024.02.005.

TES Canada. 2026. „TES Canada - Projet Mauricie“. Projet Mauricie : Une Initiative de TES Canada En Énergie Renouvelable. https://en.projetmauricie.ca/.

TES H2. 2024. „Wilhelmshaven Green Energy Hub erhält Freistellung von der Regulierung durch Bundesnetzagentur“. TES H2, März 25. https://tes-h2.com/news/wilhelmshaven-green-energy-hub-erhaelt-freistellung-von-der-regulierung-durch-bundesnetzagentur.

TES H2. 2025a. „TES and CPC to Develop 500MW E-NG Project in Finland“. TES H2, Juni 26. https://tes-h2.com/news/tes-and-cpc-finland-to-develop-500mw-e-ng-project-at-the-port-of-rauma-in-finland.

TES H2. 2025b. „TES und TotalEnergies entwickeln e-NG-Projekt Live Oak in Nebraska“. TES H2, Dezember 2. https://tes-h2.com/news/tes-totalenergies-osaka-gas-toho-gas-und-itochu-kuendigen-zusammenarbeit-bei-der-entwicklung-des.

TES/Arcadis. 2022. *Life Cycle Assessment - Management Summary*. Tree Energy Solutions.

Ueckerdt, Falko, Benjamin Pfluger, Adrian Odenweller, Claudia Günther, Michele Knodt, und Jörg Kemmerzell. 2021. „Durchstarten trotz Unsicherheiten: Eckpunkte einer anpassungsfähigen Wasserstoffstrategie“. https://www.kopernikus-projekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/cbox/1835/live/lw_datei/ariadne_kurzdossier_wasserstoff_november2021.pdf.

Wietschel, Martin, Bastian Weißenburger, Matthias Rehfeldt, Benjamin Lux, Lin Zheng, und Jonas Meier. 2023. *HyPAT Working Paper 01/2023: Preiselastische Wasserstoffnachfrage in Deutschland – Methodik und Ergebnisse*. https://www.hypat.de/hypat-wAssets/docs/new/publikationen/HyPAT_Working-Paper-01_2023_Preiselastische-Nachfrage.pdf.

Anhang

Anhang A: Herleitung der CO2-Kreislauf-Kosten (zu Kapitel 6.1)

Der PtX BOA bildet nur die offene Kette ab (frisches DAC-CO_2, keine Rückführung). Der für Wilhelmshaven geplante geschlossene Kreislauf wird daher in drei Schritten eigenständig hergeleitet.

Im ersten Schritt dient die BOA-Zeile „Methan + Rückreformierung zu H_2“ als Basiswert: 228–298 €/MWh H_2 (2030) bis 142–225 €/MWh H_2 (2045). Diese Kette unterstellt, dass der gesamte CO_2-Bedarf über Direktluftabscheidung (DAC) gedeckt wird.

Im zweiten Schritt wird die Rückführquote bestimmt. Nach Kreidelmeyer et al. (2023) werden am Reformer 85 % des CO_2 abgeschieden, davon sind 47 % wirtschaftlich rücktransportierbar: $r = 0{,}85 \times 0{,}47 \approx 0{,}40$. Rund 40 % des CO_2-Bedarfs müssen damit nicht neu über DAC beschafft werden. Die daraus resultierende Einsparung lässt sich als $E(t) = r \times$ DAC-Preis(t) $\times$ CO_2-Bedarf je MWh H_2 schreiben; aus den BOA-DAC-Preispfaden (50–190 €/t 2030, 33–171 €/t 2040) und der im Haupttext angegebenen Einsparung lässt sich der implizite CO2-Bedarf je MWh H2 zurückrechnen (rund 0,25 t CO_2/MWh H_2), sodass vereinfacht $E(t) = 0{,}10 \times$ DAC-Preis(t) gilt. Für 2030 ergibt das eine Einsparung von 5 bis 19 €/MWh H_2, für 2040 von 3,3 bis 17,1 €/MWh H_2.

Im dritten Schritt kommt ein Zuschlag für den zusätzlichen Rückschiff-Transport des CO_2 hinzu. Dafür wird unverändert der Wert von Kreidelmeyer et al. (2023) übernommen: Z = 0,6 ct/kWh H_2 = 6 €/MWh H_2, weil der PtX BOA selbst keine CO_2-Rücklogistik abbildet. Dieser Wert ist als konservativ zu verstehen: Er beruht auf einer deutlich größeren Systemdistanz, als sie für die in dieser Studie maßgebliche Route Saudi-Arabien-Deutschland gilt. Eine distanzkorrigierte Schätzung würde die Kreislaufkosten tendenziell weiter senken, nicht erhöhen.

Die Kreislaufkosten ergeben sich damit als Kreislaufkosten(t) = Basiswert(t) − E(t) + Z. Für 2030 folgt daraus 229–284 €/MWh H_2, für 2045 145–217 €/MWh H_2.

Der Vorzeichenwechsel zwischen dem „low“- und dem „high“-Szenario lässt sich direkt aus der Differenz Z − E(t) ablesen: Im „low“-Szenario ist die Einsparung (5 €/MWh 2030) kleiner als der Zuschlag (6 €/MWh), sodass der Kreislauf minimal teurer ist als die offene Rückreformierung ohne Recycling. Im „high“-Szenario übersteigt die Einsparung (19 €/MWh) den Zuschlag deutlich, sodass der Kreislauf dort günstiger ausfällt. Je höher der tatsächliche DAC-Preis am Markt liegt, desto wertvoller wird also die Kohlenstoff-Rückführung des Kreislaufkonzepts gegenüber dem offenen Pfad.

Anhang B: Herleitung des Vollkostenvergleichs e-NG gegen LNG (zu Kapitel 6.2)

Ausgangspunkt ist die in Kapitel 6.2 begründete LNG-Preisannahme von 35 €/MWh auf Brennwertbasis.

Erster Schritt ist die Umrechnung auf Heizwertbasis: 35 €/MWh × 1,11 = 38,9 €/MWh.

Im zweiten Schritt wird die Bezugsstufe angeglichen. Da die e-NG-Werte in Tabelle 1 bis zum Terminal ausgewiesen sind, wird auch LNG ohne Terminalentgelt geführt (38,9 €/MWh), damit beide Seiten auf derselben Wertschöpfungsstufe verglichen werden.

Im dritten Schritt werden die beiden CO_2-Preispfade linear zwischen den Stützjahren 2030 und 2045 interpoliert: Preis(t) = Preis(2030) + [(Preis(2045) − Preis(2030)) / 3] × n, mit n = 0, 1, 2, 3 für die Stützjahre 2030, 2035, 2040, 2045. Für den konservativen Pfad (80→150 €/t) ergeben sich 80,0 / 103,3 / 126,7 / 150,0 €/t, für den optimistischen Pfad (120→350 €/t) 120,0 / 196,7 / 273,3 / 350,0 €/t.

Im vierten Schritt werden die LNG-Vollkosten berechnet: LNG-Vollkosten(t) = 38,9 + 0,201 × CO_2-Preis(t), wobei 0,201 t CO_2/MWh der Emissionsfaktor von Methan ist. Für den konservativen Pfad ergeben sich rund 55 / 60 / 64 / 69 €/MWh, für den optimistischen Pfad rund 63 / 78 / 94 / 109 €/MWh.

Im fünften Schritt werden diese Werte den e-NG-Kosten aus Tabelle 1 gegenübergestellt (optimistisch: 154 / 131 / 109 / 86 €/MWh; konservativ: 210 / 191 / 171 / 151 €/MWh).

Im sechsten Schritt ergibt sich daraus die Lücke (e-NG-Kosten minus LNG-Vollkosten). In der konservativen Kombination bleibt sie über den gesamten Zeitraum positiv (rund 155 €/MWh 2030, rund 82 €/MWh 2045). In der optimistischen Kombination sinkt sie von +91 €/MWh (2030) über +53 (2035) und +15 (2040) auf −23 €/MWh (2045). Das Vorzeichen kippt zwischen 2040 und 2045.

Im siebten Schritt lässt sich der Schnittpunkt per linearer Interpolation zwischen diesen beiden Stützjahren bestimmen: t* = 2040 + 5 × [15 / (15 − (−23))] = 2040 + 5 × 0,395 ≈ 2042.

Im achten und letzten Schritt wird die in Kapitel 6.1 hergeleitete DAC-Marktkorrektur (+30 bis +86 €/MWh) auf den e-NG-Wert für 2045 angewendet: 86 + 30 = 116 €/MWh bzw. 86 + 86 = 172 €/MWh. Verglichen mit dem LNG-Wert von 109 €/MWh (2045, optimistischer Pfad) ergibt sich am unteren Rand der Korrektur eine neue Lücke von +7 €/MWh, am oberen Rand von +63 €/MWh der nominale Schnittpunkt aus Schritt 7 kehrt sich also bereits bei der kleinsten identifizierten Korrektur um.