Namibischer Wasserstoff: Champagner oder Mineralwasser für das deutsche Energiesystem?

André D. Thess, Ralph-Uwe Dietrich, Yoga Rahmat und Moritz Raab

Der Import von Wasserstoff und seiner Derivate gilt neben der heimischen Wasserstoffproduktion als wesentlicher Baustein zur CO_2-neutralen Versorgung Deutschlands mit chemischen Energieträgern. Namibias Tsau-Khaeb-Nationalpark gilt aufgrund seiner Produktionsvoraussetzungen als einer der Orte, der eine möglichst kostengünstige Importstrategie verspricht. Eine techno-ökonomische Analyse erlaubt die Berechnung der zu erwartenden Kosten für unterschiedliche Wasserstoffprodukte. Auf ihrer Basis wird es möglich, die langfristigen Herausforderungen für die deutsche Wasserstoffversorgung genauer abzuschätzen.

„Grüner Wasserstoff ist der Champagner der Energiewende. Wir dürfen ihn deshalb zunächst nur dort einsetzen, wo er unabdingbar ist." So oder ähnlich klingen Verlautbarungen über den Einsatz des vermeintlichen Energieträgers der Zukunft. Doch ist dieses Bild korrekt? Könnte Wasserstoff nicht auch zum Mineralwasser des Energiesystems werden [1]?

Jeder Deutsche verbraucht pro Jahr 0,1 l Champagner und 150 l Mineralwasser. Woher dieser gewaltige Unterschied? Hat die EU eine Champagnereffizienzrichtlinie erlassen, die den Einsatz des edlen Tropfens auf Geburten, Hochzeiten und Jubiläen beschränkt? Nichts dergleichen ist der Fall. Die Antwort ist verblüffend einfach: Im Gegensatz zum Energiesektor ist der Getränkemarkt weitgehend frei von Subventionen und staatlicher Regulierung. Die Verbrauchsmengen stellen sich ohne staatliches Zutun ein. Die Preise bestimmt das Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage. Analog dazu ist der Schlüssel für das Verständnis der künftigen Rolle grünen Wasserstoffs eine möglichst genaue Kenntnis seiner Herstellungs- und Importkosten. Dabei ist besonders wichtig, die Mindestkosten an besonders wettbewerbsfähigen Standorten zu bestimmen – den sog. *sweet spots*.

In einer kürzlich erschienenen Studie [2] haben die Koautoren des vorliegenden Beitrages eine hinsichtlich ihres Detaillierungsgrades neuartige techno-ökonomische Analyse über Herstellung und Transport von sechs Wasserstoff-Importprodukten aus dem *sweet spot* Namibia nach Deutschland vorgelegt. Hier werden die Ergebnisse für drei dieser Produkte einem breiten Leserkreis vorgestellt und Schlussfolgerungen für den künftigen Wasserstoffeinsatz in Deutschland abgeleitet.

Außerdem wird der CO_2-Fußabdruck der betrachteten Derivate basierend auf der Methodik IPCC2021 (Global Warming Potential über einen Zeitraum von 100 Jahren, WP100) und der Ecoinvent-Datenbank 3.10.1 [3] ermittelt. Für die Wasserstofferzeugung und Umwandlung hängt der CO_2-Fußabdruck vom Energiemix, nämich der Photovoltaik, der Windenergie und dem namibischen Stromnetz, ab. Für den Transport wird der CO_2-Fußabdruck des Schiffstransports und des Abdampfverlusts berücksichtigt.

Champagner oder Mineralwasser aus Namibia?

Analysiert wurden Technologien für die kostengünstige Herstellung und den preiswerten Transport folgender Wasserstoff-Handelsgüter: Flüssigwasserstoff (LH_2), flüssige organische Wasserstoffträger (Liquid Organic Hydrogen Carriers, LOHC), Ammoniak (NH_3), synthetisches Flüssigerdgas, Methanol und Fischer-Tropsche-Fuel (synthetisches Erdöl). Die Herstellung der ersten drei Handelsgüter erfordert keine externe Kohlenstoffquelle, während für die Erzeugung der drei letztgenannten Güter Kohlenstoffatome erforderlich sind.

Da die preiswerte Verfügbarkeit von Kohlenstoff in einem dekarbonisierten Energiesystem der Zukunft ungewiss ist, konzentrieren wir uns in der vorliegenden Darstellung auf LH_2, LOHC und NH_3 einschließlich der Einspeisung des importierten Wasserstoffs ins Wasserstoffnetz. Für diese drei Importoptionen ist keine externe Kohlenstoffquelle erforderlich – bei gleichem Nutzen für die Dekarbonisierung in Deutschland. Somit sind die Kostenanalysen für LH_2, LOHC und NH_3 mit wesentlich geringerer Unsicherheit behaftet als bei synthetischem Gas, Methanol und Erdöl.

Für die Berechnung realistischer Kosten ist es wichtig, die Analyse für einen Stand-

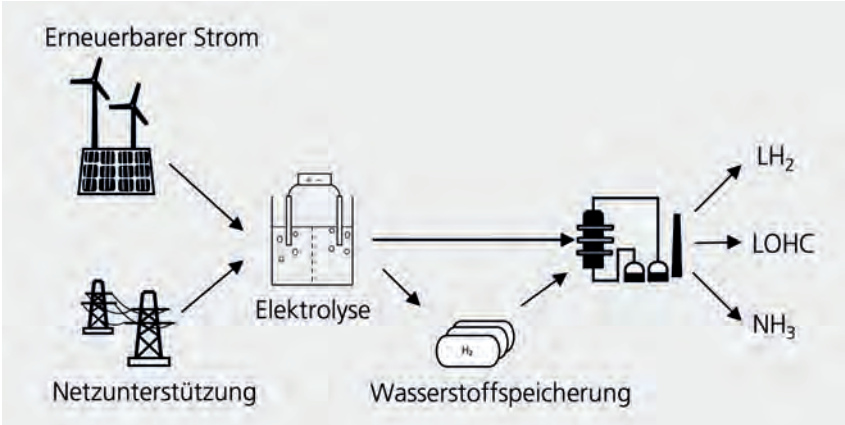

Abb. 1 **Erzeugungsschema transportfähiger Energieträger aus erneuerbarem Strom in Namibia**
Bild: eigene Darstellung

ort vorzunehmen, an dem klimaneutraler Wasserstoff besonders preiswert hergestellt werden kann. Hierfür wurde in der Studie der Tsau-Khaeb-Nationalpark in Namibia ausgewählt. Er zeichnet sich durch vorteilhafte Bedingungen für Solar- *und* Windenergie aus. Die Analysemethode und die Annahmen der Studie sind in Abb. 1 dargestellt.

Die elektrische Energie für die Wasserelektrolyse wird durch eine Kombination aus erneuerbarer Energie aus Sonne und Wind mit elektrischer Energie aus dem namibischen Stromnetz bereitgestellt. Die moderate Unterstützung aus dem Stromnetz (bis zu 10 % in Zeiten ohne Energie aus Sonne und Wind, max. 144 MW) erweist sich als essenziell, um die Kosten zu minimieren. Der dadurch vergrößerte CO_2-Fußabdruck wird bei der Analyse der CO_2-Vermeidungskosten berücksichtigt.

Der elektrolytisch hergestellte Wasserstoff wird entweder direkt oder über einen Wasserstoffspeicher in Anlagen zur Herstellung der drei betrachteten Wasserstoff-Handelsgüter eingespeist. In der Studie wird angenommen, es werde kontinuierlich Wasserstoff erzeugt. Die Anlagengröße wird so bemessen, dass der chemische Energiestrom des erzeugten Wasserstoffs 1 GW beträgt. Mittels eines Optimierungsverfahrens wird unter Verwendung realer Wetterdaten aus Namibia die optimale Kombination aus Energiequellen, Speichergröße und Kapazität der Anlagen zur Herstellung von LH_2, LOHC und NH_3 berechnet. Die folgenden Abschnitte beschreiben die Erzeugung des Wasserstoffs, die Herstellung der drei betrachteten Wasserstoff-Handelsgüter, den Transport und die Rückumwandlung in Wasserstoff in Deutschland sowie die CO_2-Vermeidungskosten. Sie werden durch Schlussfolgerungen abgerundet.

Wasserstoffherstellung

Unter der Annahme einer Wasserstoffherstellung mit konstantem Massenstrom und einem chemischen Energiestrom von 1 GW berechnete das Simulationsverfahren mithilfe linearer Programmierung unter Berücksichtigung der stündlichen Auflösung des standortspezifischen Solar- und Windenergie-Potenzials eine kosten-optimale Konfiguration.

	Spezifische Kosten	Anlagengröße	Investitionskosten
PV-Anlage	492 €/kW	23 km²	2,32 Mrd. €
Windkraftanlage	1.570 €/kW	283 Stück mit 2,5 MW Leistung	1,13 Mrd. €
Stromnetz Namibia	150 €/MWh		
AEL-Elektrolyseur	258 €/kW	3,80 GW	0,98 Mrd. €
Kompressor	4.192 €/kW	50,1 MW	0,21 Mrd. €
Wasserstofftank	1.230 €/kg	569 t	0,70 Mrd. €
Summe			5,34 Mrd. €

Tab. 1 **Kostenstruktur der Wasserstoffherstellung in Namibia**
Quelle: eigene Darstellung

Bei der Computersimulation wurden die lokalen Wind- und Solarbedingungen, die technischen und ökonomischen Daten des Photovoltaik-Kraftwerks, der Windkraftanlagen, der Elektrolyseure und des Wasserstoffspeichers berücksichtigt. Die spezifischen Kosten des Elektrolyseurs wurden einer Prognose für 2030 entnommen, Kosten für die Installation, Verrohrung o. Ä. wurden darüber hinaus vernachlässigt. Für den Wasserstoffspeicher wurden Tanks mit einem Arbeitsdruck von 100 bar angenommen. Bei der Berechnung wurde ferner unterstellt, es gäbe hinsichtlich verfügbarer Fläche, Arbeitskräften, Wasserverbrauch und Netzanschluss keine Beschränkungen. Die zentralen Parameter der berechneten kostenminimalen Konfiguration sind in Tab. 1 zusammengestellt. Sie verdeutlicht, dass selbst an einem der weltweit ertragreichsten Solarstandorte beachtliche Kapazitäten erneuerbarer Energie installiert werden müssen. Im vorliegenden Fall beträgt die installierte Leistung der Solar- und Windkraftanlagen 6 GW. Davon entfallen 5,3 GW auf die Solarenergie.

Tab. 1 zeigt weiterhin, dass die Investitionskosten selbst für einen ergiebigen Solarstandort mit reichlich 5 Mrd. € beträchtlich sind. Lässt man die Option der Wasserstoffherstellung mittels Kernenergie unberücksichtigt, können die berechneten Herstellungskosten für den Wasserstoff in Höhe von 3,28 €/kg (98,4 €/MWh) mit hoher Wahrscheinlichkeit als untere Grenze oder Best-Case-Szenario betrachtet werden.

Abb. 2 bildet den ersten Baustein für die Kostenanalyse der drei Wasserstoff-Importoptionen, die im nächsten Abschnitt behandelt werden. Die blauen Balken zeigen den Anteil des Wasserstoffs an

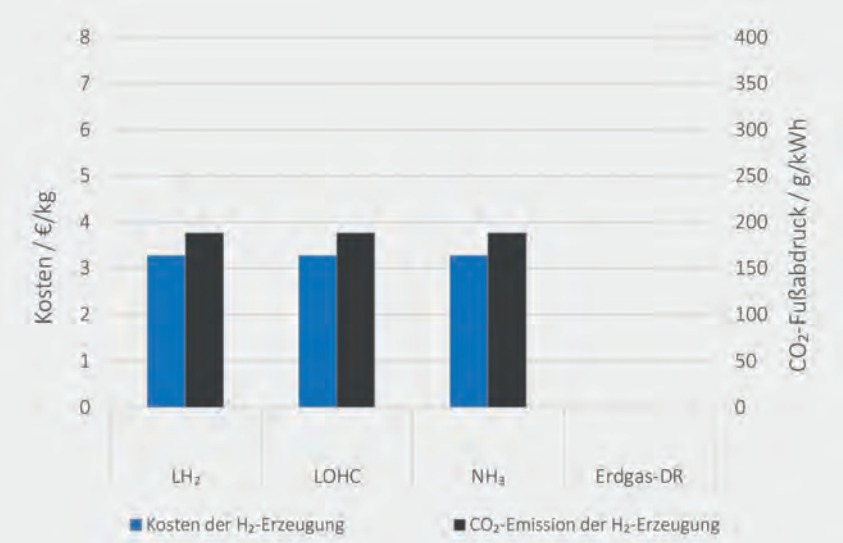

Abb. 2 **Kosten und CO_2-Fussabdruck für die Wasserstofferzeugung aus erneuerbarem Strom in Namibia. Die Spalte für Erdgas-Direktreduktion (Erdgas-DR) ist leer, weil die Technologie in Namibia nicht genutzt wird**
Bild: eigene Darstellung

den Herstellungskosten und sind für die drei betrachteten Wasserstoff-Handelsgüter naturgemäß identisch. Neben den Herstellungskosten ist der CO_2-Fußabdruck der Wasserstoffherstellung als schwarzer Balken dargestellt. Er setzt sich zusammen aus CO_2-Emissionen der Photovoltaik und Windenergie (80,2 und 5,2 $g_{CO2\text{-äq.}}$/kWh, entsprechen 0,17 und 2,66 $kg_{CO2\text{-äq.}}$/kg) sowie des CO_2-Fußabdrucks des namibischen Netzstroms (102,8 $g_{CO2\text{-äq.}}$/kWh, entspricht 3,41 $kg_{CO2\text{-äq.}}$/kg).

Herstellung der Wasserstoff-Handelsgüter

Nach Verlassen der Elektrolyse- und Verdichterstation steht Wasserstoff laut Voraussetzung mit einem kontinuierlichen chemischen Energiestrom von 1 GW und einem Druck von 100 bar zur Verfügung. Da er in dieser Form nicht wettbewerbsfähig von Namibia nach Deutschland transportiert werden kann, muss er in frachtfähige Handelsgüter umgewandelt werden. Für jedes dieser drei hier betrachteten Derivate wurde ein kostengünstiger Herstellungsweg identifiziert. Er wird im Folgenden kurz beschrieben.

Flüssigwasserstoff LH_2

Um Wasserstoff in flüssiger Form zu transportieren, muss er auf -252 °C abgekühlt werden. Dies erfolgt mittels zweistufiger Verflüssigung und erfordert nach dem Stand der Technik bei Verflüssigungsraten von 5 t pro Tag mit rd. 10 kWh/kg oder 10 % der Elektrolyseenergie einen recht hohen energetischen Aufwand. In der Studie wurde mit einer angenommenen Verflüssigungsenergie von 7 kWh/kg und einer Kapazität von 720 t pro Tag eine optimistische Extrapolation gegenüber dem heutigen Stand der Technik vorgenommen. Die Verflüssigungskosten würden nach dem Ergebnis der Studie bei rd. 1,72 €/kg liegen. Das Balkendiagramm in Abb. 3 zeigt, dass die Verflüssigung den Kilogrammpreis des Wasserstoffs von 3,28 € auf 5,00 € verteuert.

Flüssige organische Wasserstoffträger LOHC

Die Speicherung von Wasserstoff in einem LOHC kann man sich bildlich gesprochen wie die Speicherung von Kohlensäure in Wasser vorstellen. Wasserstoff wird in einem sog. Hydrierungsprozess in eine organische Flüssigkeit – vergleichbar mit Diesel – eingebracht. Die Flüssigkeit kann bei Normaldruck ohne besondere technische Vorkehrungen transportiert werden. Am Zielort wird der Wasserstoff durch Dehydrierung wieder abgespalten und steht für die Nutzung zur Verfügung. Während sich Kohlensäure in Wasser auflöst, findet bei der Beladung eines LOHC mit Wasserstoff keine Lösung, sondern eine chemische Reaktion statt. In der vorliegenden Studie wurde als LOHC das Material Benzyltoluol betrachtet. Die Hydrierung erfolgt bei 250 °C und ist exotherm, setzt also Wärme frei. Der Dehydrierungsprozess ist endotherm, verläuft bei etwa 300 °C und erfordert thermische Energie. Die Verluste an LOHC liegen bei weniger als 1 % pro Speicherzyklus. Die Technologie ist in dem hier angenommenen Maßstab noch nicht erprobt. Sie besitzt jedoch grundsätzlich den Vorteil, dass vorhandene Transportinfrastruktur verwendet werden kann. Abb. 3 zeigt, dass die Zusatzkosten durch den Hydrierungsprozess mit 0,27 € pro kg Wasserstoff deutlich niedriger sind als bei der Wasserstoffverflüssigung.

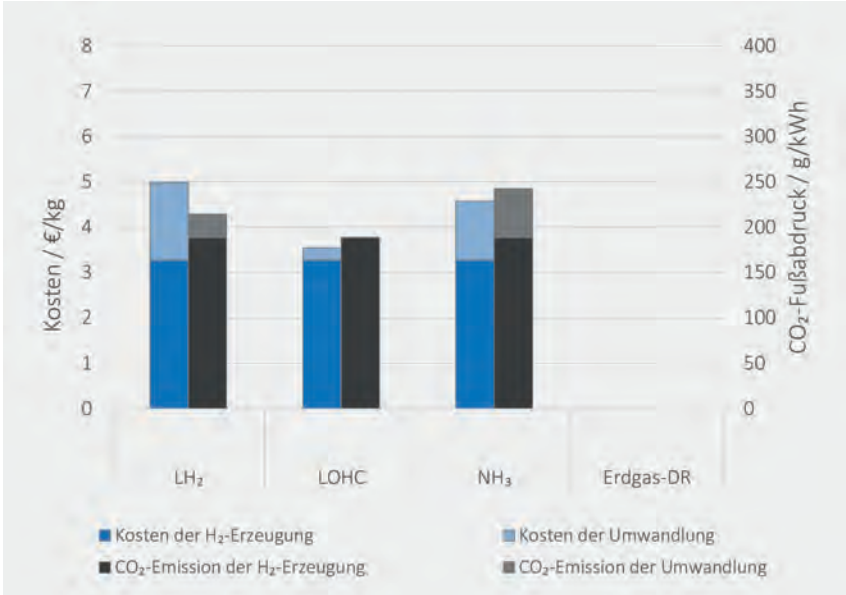

Abb. 3 **Kosten und CO_2-Fussabdruck für die Herstellung von Wasserstoff zuzüglich seiner Umwandlung in transportfähige Energieträger. Die Spalte Erdgas-DR ist leer, weil die Technologie in Namibia nicht genutzt wird** *Bild: eigene Darstellung*

Ammoniaksynthese NH_3

In der Studie wird davon ausgegangen, dass das industrielle Haber-Bosch-Verfahren auf den elektrolytischen Wasserstoffeinsatz angepasst wird. Dabei liegt der größte Unterschied in der Vorbereitung der Ausgangsstoffe (Edukte). Bei der Dampfreformierung von Erdgas – dem herkömmlichen Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff – wird Erdgas entschwefelt und samt der Luft dampfreformiert. Anschließend erfolgen die CO-Umwandlung auf CO_2 durch Wasser-Gas-Shift-Reaktion, CO_2-Entfernung und Methanisierung des Kohlenstoffrestes. Die Edukte-Vorbereitung verkürzt sich mit dem elektrolytischen H_2-Einsatz,

	LH_2	LOHC	NH_3
Tankervolumen [2]	160.000 m³	67.000 m³	84.000 m³
Energieinhalt pro Tanker	0,34 TWh	0,14 TWh	0,31 TWh
Fahrten pro Jahr	21	64	22
Angelandete Energie	7,10 TWh/a	8,73 TWh/a	6,78 TWh/a

Tab. 2 **Eckdaten für die Tankerinfrastruktur der drei betrachteten Wasserstoff-Importoptionen** *Quelle: eigene Darstellung*

weil die H_2-Reinheit aus dem Elektrolyseur mit 99,97 Vol.-% sehr hoch ist. N_2 wird durch Luftzerlegung mittels Kältetechnik gewonnen. Die Kosten der Ammoniaksynthese sind in Abb. 3 dargestellt. Sie liegen mit 4,57 €/kg zwischen den Kosten für die Wasserstoffverflüssigung und den Kosten für die Hydrierung von LOHC.

Neben den Kosten sind in der Abb. 3 auch die Veränderungen des CO_2-Fußabdruckes aufgrund der Wasserstoffumwandlung angegeben. Die NH_3-Route besitzt wegen der vergleichsweise niedrigen Prozesseffizienz den größten CO_2-Fußabdruck.

Transport der Wasserstoff-Handelsgüter und Nutzung in Deutschland

Der dritte Schritt bei der Berechnung der Kosten importierten Wasserstoffs in Deutschland ist die Analyse des Transports. Hierzu wurden für alle drei Wasserstoff-Importoptionen die Schiffsgröße, die technologische Reife, die Anzahl der Fahrten pro Jahr und der Kraftstoffverbrauch für den Transport bilanziert (siehe Abb. 2). In allen drei Fällen wird angenommen, dass der Wasserstoff mit einem Druck von 80 bar ins deutsche Gasnetz eingespeist wird.

Beim Schiffstransport wurde für alle drei Derivate die Schiffsgröße, ausgedrückt über die Speicherkapazität in TWh und die technologische Reife, berücksichtigt. Für LH_2 existieren noch keine kommerziellen Schiffstransporter, für LOHC können Chemietanker und für NH_3 Gastanker eingesetzt werden.

Bei der Rückvergasung von LH_2 wurde der energetische Aufwand für Kompression und Einspeisung ins H_2-Netz betrachtet. Bei der Dehydrierung von LOHC wurde der energetische Aufwand bilanziert und anschließend die Kompression und Einspeisung ins H_2-Netz addiert. Für das Cracken von NH_3 wurden der energetische Aufwand sowie die anschließende Kompression und Einspeisung ins H_2-Netz berücksichtigt. Abb. 4 enthält zum Vergleich auch die Kosten für grauen Wasserstoff aus Dampfreformierung.

Der Vergleich der berechneten Kosten zeigt, dass nach aktuellem Stand der Technik selbst unter optimistischen Annahmen alle drei Wasserstoff-Importoptionen um ein Vielfaches teurer sind als die Nutzung konventionellen Wasserstoffs. Unter den drei klimaneutralen Handelsgütern erweist sich der im LOHC gebundene Wasserstoff als die etwas preiswertere Option. Der CO_2-Fußabdruck steigt auch durch die Verluste bei der Umwandlung und den Transport unter Einsatz von Schiffsdiesel deutlich.

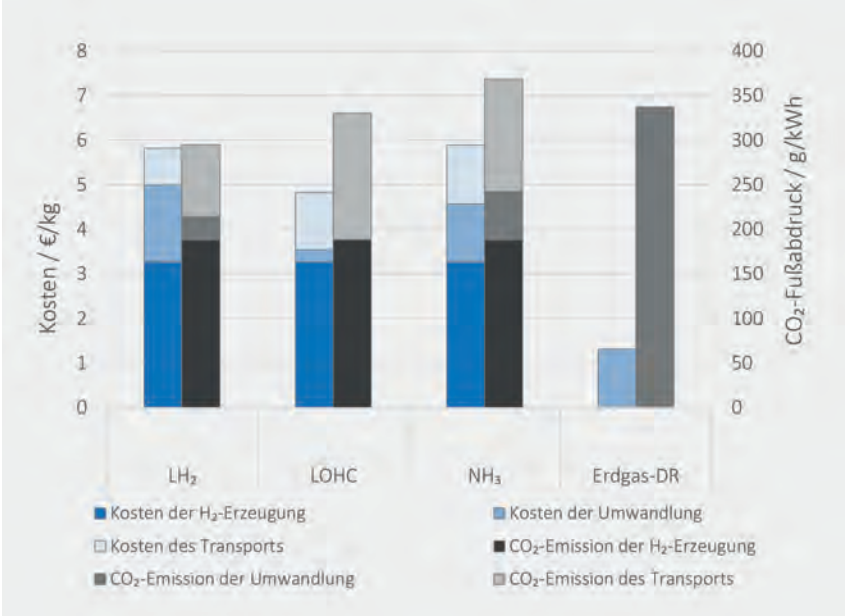

Abb. 4 **Kosten und CO_2-Fussabdruck für erneuerbaren Wasserstoff aus Namibia zur Einspeisung ins deutsche Wasserstoffnetz**
Bild: eigene Darstellung

CO_2-Vermeidungskosten

Für die klimaökonomische Bewertung der drei Wasserstoff-Importoptionen sind die CO_2-Vermeidungskosten wichtig. Die Zahl gibt an, wie viel Geld eingesetzt werden muss, um 1 t CO_2 zu vermeiden. Als Vergleichsgröße wurde die Dampfreformierung mit Kosten in Höhe von 1,32 €/kg und einem CO_2-Ausstoß von 11,2 kg CO_2 pro kg Wasserstoff [4] gewählt. Die CO_2-Vermeidungskosten wurden für jede der drei Importoptionen berechnet, indem die Kostendifferenz zur Dampfreformierung durch die Differenz der Treibhaus-Potenziale geteilt wurde.

Die NH_3-Route besitzt einen höheren Treibhausgas-Rucksack als die Dampfreformierung aufgrund der geringen Prozesseffizienz zur Umwandlung und des zusätzlichen Energiebedarfs für den Transport und die Rückvergasung. Deshalb wird in dieser Route kein CO_2 vermieden. Während die Netzunterstützung zur Wasserstoffherstellung in Namibia techno-ökonomisch vorteilhaft ist [2], erhöht sie die Treibhaus-Potenziale der Wasserstoff-Importoptionen. Die CO_2-Einsparung ist daher in solch einem Wasserstoff-Import nicht selbstverständlich und sehr stark abhängig vom Energiemix.

	LH_2	LOHC	NH_3
Total Kosten	5,82 €/kg H_2	4,82 €/kg H_2	5,88 €/kg H_2
Total GWP	9,79 kg CO_2/kg H_2	10,96 kg CO_2/kg H_2	12,24 kg CO_2/kg H_2
CO_2-Vermeidungskosten	3190 €/t CO_2	14800 €/tCO_2	k.A.*

* Bei den CO_2-Vermeidungskosten von Ammoniak kann keine Angabe gemacht werden, weil bei diesem Pfad kein CO_2 vermieden wird. Der Pfad erzeugt mehr CO_2-Emissionen als die Dampfreformierung, sofern die hier angenommene zehnprozentige Netzunterstützung in Betracht gezogen wird.

Tab. 3 **CO_2-Vermeidungskosten für die drei betrachteten Wasserstoff-Importoptionen**
Quelle: eigene Darstellung

Tab. 3 zeigt, dass die Option des Flüssigwasserstoffimports die niedrigsten CO_2-Vermeidungskosten aufweist. Mit einer Größenordnung von mehr als 3.000 €/t CO_2 liegen die Vermeidungskosten deutlich höher als bei alternativen CO_2-Vermeidungsmaßnahmen wie etwa der Umrüstung von Kohlekraftwerken in Wärmespeicherkraftwerke [5].

Schlussfolgerungen

Welche Schlussfolgerungen können aus den beschriebenen Analyseergebnissen gezogen werden? Alle drei betrachteten Wasserstoff-Importoptionen sind 2030 und voraussichtlich in fernerer Zukunft deutlich teurer als die Nutzung fossilen Wasserstoffs aus Dampfreformierung. Die Kostenunterschiede sind mit einem Faktor vier erheblich. Die betrachteten Importoptionen werden erst dann wettbewerbsfähig, wenn CO_2-Zertifikatepreise auf die CO_2-Vermeidungskosten in der Größenordnung von mehr als 3.000 €/t CO_2 steigen.

Gute Wind- und Solarbedingungen wie am *sweet spot* Namibia garantieren – anders als oft in der Öffentlichkeit kolportiert – noch keinen billigen Wasserstoff und keine klimaökonomisch effiziente CO_2-Vermeidung in Deutschland. Die Kosten für Umwandlung und Rückvergasung machen einen signifikanten Teil der Gesamtkosten des importierten Wasserstoffs aus. Wasserstoffherstellung mit Kernenergie wurde in der Studie nicht betrachtet; sie könnte jedoch bei näherem Hinsehen preiswerter sein als die betrachtete solare Route.

Wenn sich die Transformation des deutschen Energiesystems aus Hunderten Einzelprojekten zusammensetzen soll, wobei sich jedes Einzelprojekt marktwirtschaftlich rechnen soll, müssen Mechanismen gefunden werden, damit auch der Wasserstoffimport aus Dutzenden möglicher *sweet spots* für jeden Marktteilnehmer (Stromerzeuger, Wasserstofferzeuger, -umwandler, -transporteure, -netzeinspeiser usw.) profitabel wird. Anderenfalls bleiben die erforderlichen Investitionen aus.

Die Mengenbewertung im Vergleich zum Energiebedarf Deutschland zeigt: Der Gesamtenergieverbrauch Deutschlands lag im Jahr 2021 bei 3.000 TWh. Eine in der vorliegenden Studie betrachtete Anlage erzeugt summarisch pro Jahr 5-6 TWh. Um den deutschen Energiebedarf auf diese Weise zu decken, müssten rein rechnerisch rd. 500 Anlagen zu je 6 Mrd. € errichtet werden.

Nach den vorliegenden Ergebnissen wird es sich beim grünen Wasserstoff aus Namibia und anderen *sweet spots* auf absehbare Zeit eher um den Champagner als um das Mineralwasser handeln. Ein klimaneutrales Deutschland auf der Basis einer Wasserstoffwirtschaft ist vor diesem Hintergrund wenig wahrscheinlich.

Quellen

[1] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie, Berlin, 2023.

[2] R.-U. Dietrich, S. Adelung, F. Habermeyer, N. Heimann, S. Maier, R. Moritz und Y. Rahmat: „Large-scale transport of renewable energy via hydrogen and derivates“. In: Encyclopedia of Electrochemical Power Sources, 2nd ed., Vol. 6, Amsterdam, Elsevier Science, 2025, S. 199-231.

[3] G. Wernet, C. Bauer, B. Steubing, J. Reinhard, E. Moreno-Ruiz und B. Weidema: „The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology“. In: International Journal of Life Cycle Assessment, Vol. 21, No. 9, 21. April 2016, S. 1218-1230.

[4] H. H. Cho, V. Strezov und T. J. Evans: „Environmental impact assessment of hydrogen production via steam methane reforming based on emissions data“. In: Energy Reports, Vol. 8, 2022, S. 13585-13595.

[5] P. Liu und F. Trieb: „Cost comparison of thermal storage power plants and conventional power plants for flexible residual load coverage“. In: Journal of Energy Storage, 11. November 2022, S. 106027.

Prof. Dr. A. D. Thess, Institutsdirektor, Dr. R.-U. Dietrich, Gruppenleiter, Y. Rahmat, Doktorand, M. Raab, ehem. Doktorand, DLR-Institut für Technische Thermodynamik, Stuttgart
andre.thess@dlr.de