

BayernLB Research

# H<sub>2</sub>-Transport: Wie das „grüne Gold“ zum Kunden kommt

Megatrend Energie und Klimawandel

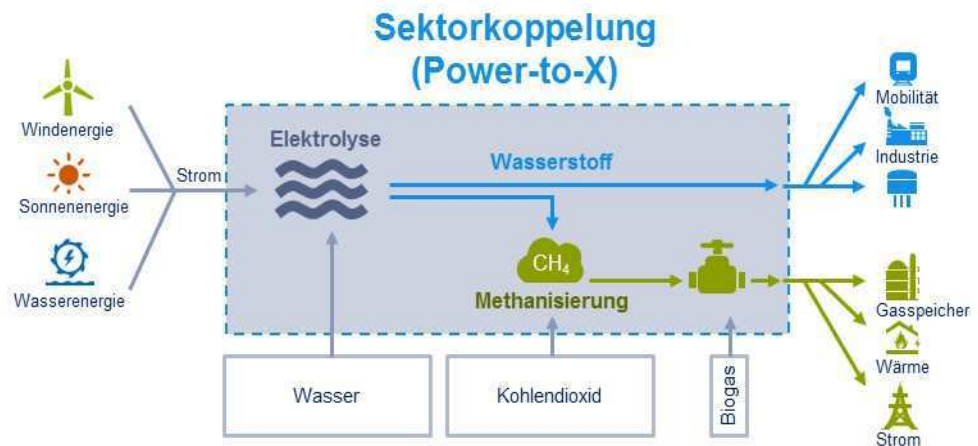
**Kurz & klar**

- Deutschland setzt bei der Energiewende stark auf Wasserstoff, der aber zum Großteil importiert werden muss.
- Neben Pipelines dürfte über weite Strecken vor allem der Schiffstransport in Frage kommen.
- Der Transport von Wasserstoff über Trägerflüssigkeiten (Ammoniak oder LOHC) hat im Vergleich zum Direkttransport von verflüssigtem Wasserstoff Vorteile.

► Power-to-X macht H<sub>2</sub> so wertvoll

Bis 2045 will Deutschland klimaneutral werden. Wasserstoff bietet im Gegensatz zur Elektrifizierung – diese wird aktuell vorwiegend im Fahrzeug- und Wärmesektor vorangetrieben – den Vorteil, durch die Sektorkopplung (s. Grafik 1) den Umbau in allen Sektoren (Industrie, Haushalte, Verkehr) gewährleisten zu können. Vor allem für energieintensive Industrien (Chemie, Zement-, Alu-, Stahlproduktion), aber auch für einzelne Segmente des Nutzfahrzeugbereichs (Flugzeuge, Containerschiffe, Lkw über lange Strecken), scheint Wasserstoff durch Anwendung der Power-to-X-Technologien der Elektrifizierung überlegen.

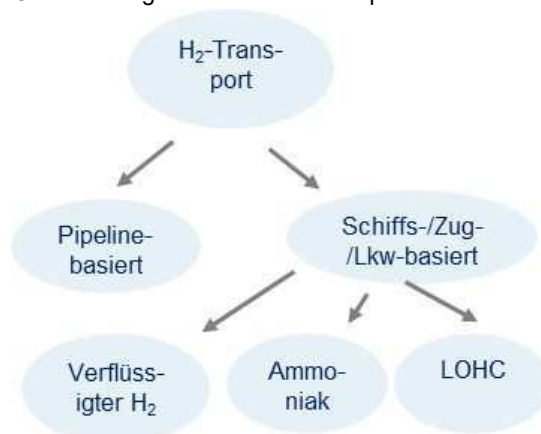
Grafik 1: Sektorkopplung erlaubt Dekarbonisierung aller Sektoren



Quelle: BayernLB Research

Wasserstoff (H<sub>2</sub>) zu transportieren ist deutlich aufwendiger als der Transport von klassischem Erdgas. H<sub>2</sub> diffundiert durch nahezu alle Kunststoffe. Der Transport von reinem H<sub>2</sub> benötigt daher drucksichere Stahlbehälter oder Pipelines. In Grafik 2 ist dargestellt, wie „grüner“ Wasserstoff zu seinen Abnehmern gelangen kann.

Grafik 2: Möglichkeiten des Transports von Wasserstoff



Quelle: BayernLB Research

## Pipelinebasierter Wasserstofftransport

- ▶ Rund 5.000 km langes nationales H<sub>2</sub>-Netz geplant

Deutschland verfügt über ein rund 500.000 km langes Erdgasnetz. Die Ferngasnetzbetreiber (FNB) sehen in einem Szenario, dem bis 2030 eine Wasserstoffnachfrage von 71 Terrawattstunden (TWh) zugrunde liegt, den Bedarf für ein 5.100 km langes Wasserstoff-Netz. 3.700 km davon sollen durch Umwandlung bestehender Erdgaspipelines aufgebaut werden. Die notwendigen Investitionskosten (Transportleitungen und Verdichter) für das H<sub>2</sub>-Netz veranschlagen die FNB auf etwa 6 Mrd. Euro.

- ▶ VKU und DVGW koordinieren Umstellung von Erdgas auf H<sub>2</sub>

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) koordiniert zusammen mit dem Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) einen Transformationsplan von 45 Betreibern von Gasverteilnetzen, die zusammen die Hälfte des deutschen Gasverteilnetzes verantworten. VKU und DVGW sollen mit den Kommunen und Betrieben vor Ort konkrete Umstellungskonzepte von Erdgas auf Wasserstoff entwickeln und den Transformationsplan jährlich fortschreiben.

- ▶ Fünf H<sub>2</sub>-Korridore auf EU-Ebene geplant

Auf europäischer Ebene will der „European Hydrogen Backbone“ (kurz EHB) – ein Zusammenschluss von 31 Energieinfrastrukturunternehmen aus 28 Ländern – bis 2030 ein paneuropäisches H<sub>2</sub>-Netz von rund 28.000 km mit fünf Korridoren aufbauen. Damit sollen die im „REPowerEU“-Plan bis 2030 geplanten 20 Mio. Tonnen Wasserstoff auf die EU-Länder verteilt werden. Diese Menge Wasserstoff würde ausreichen, um rund 50 Mrd. Kubikmeter (bcm) russischer Erdgasimporte zu ersetzen (insgesamt importierte Europa 2021 aus Russland 184 bcm Erdgas, davon allein Deutschland 46 bcm).

- ▶ Nationale Wasserstoffrat präferiert Pipelinetransport

Der Nationale Wasserstoffrat, der den Staatssekretärsausschuss für Wasserstoff bei der Weiterentwicklung und Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie berät, präferiert für Distanzen im europäischen Umfeld von bis zu 10.000 km den Pipelinetransport. Eine Nutzung von Bestandsinfrastruktur durch Umwidmung von Erdgasleitungen erlaubt bei geringeren Systemkosten einen schnellen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft und mindert zudem notwendige Umwelteingriffe, was die gesellschaftliche Akzeptanz erhöhe.

## Schiffsbasierter Wasserstofftransport

Im Vergleich zum Pipelinetransport ist ein Wasserstofftransport via Schiff, Lkw oder Zug zeitlich und preislich meist deutlich aufwendiger. Neben den Umwandlungsverlusten bei der Verflüssigung des Wasserstoffs erfordert der Transport über Kontinente hinweg zusätzlichen Energieaufwand und verursacht weitere CO<sub>2</sub>-Emissionen. Im Vergleich zum Pipelinetransport lassen sich die Bezugsquellen des Wasserstoffs beim Schiffstransport aber sehr schnell wechseln, womit auf eventuelle politische Krisen in einem Herkunftsland schnell reagiert werden kann.

Um den Wasserstoff effizient und in großen Mengen transportieren zu können, wird er verflüssigt und kann dann entweder in reiner Form oder aber mittels einer Trägerflüssigkeit (mit einem „liquified organic hydrogen carrier“, kurz LOHC oder mit Ammoniak) an den Zielort transportiert werden. Damit verbunden ist aber ein zusätzlicher Energieaufwand.

- ▶ Deutschland muss bis zu drei Viertel seines H<sub>2</sub>-Bedarfs importieren

Deutschland dürfte bis zu drei Viertel seines Bedarfs an „grünem“ Wasserstoff aus dem Ausland importieren. Daher spielt neben dem Pipelinetransport auch der Transport über spezielle Schiffe eine wichtige Rolle. Da „grüner“ Wasserstoff preisbedingt vor allem an Standorten mit guten Windbedingungen oder mit hoher Sonneneinstrahlung wettbewerbsfähig ist, werden künftig auch Schiffe aus dem Nahen und Mittleren Osten, aus Australien oder aus Südamerika an den geplanten festen, auch für Wasserstoff ausgelegten LNG-Terminals in Deutschland andocken. Laut einer Studie des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität Köln (EWI) vom November 2020 liegen die heimischen Produktionskosten

von „grünem“ Wasserstoff auch 2050 noch um 40 bis 50% über denen in den global günstigsten Gebieten. Grund dafür ist, dass „die Flächenpotenziale für einen ökonomisch effizienten Ausbau von Erneuerbaren Energien (EE) und somit eine großskalierte Herstellung von „grünem“ Wasserstoff in Deutschland begrenzt sind“ (siehe EWI 2020, Dickel 2020)<sup>1</sup>. Des Weiteren besteht eine Nutzungskonkurrenz der EE-Anlagen, da diese vor allem für andere strombasierte Anwendungen benötigt werden. Im Folgenden werden die verschiedenen Möglichkeiten zum H<sub>2</sub>-Schifftransport diskutiert und bewertet.

### Transport von „verflüssigtem“ Wasserstoff

- ▶ Geringere Energiedichte als Ammoniak

Wasserstoff wird erst bei -253° Celsius flüssig. Im Vergleich zum gasförmigen Zustand erfolgt damit aber eine Verdichtung des Rohstoffs um das 800-fache. Im Vergleich mit Ammoniak als Trägerstoff ist aber die Energiedichte von flüssigem Wasser immer noch deutlich niedriger. So bräuchte es laut Aussagen des Energiedienstleisters Recharge mehr als drei Schiffsladungen mit flüssigem Wasserstoff, um dieselbe Energiemenge zu transportieren, wie in zwei Schiffsladungen flüssigem Ammoniak gebunden ist<sup>2</sup>.

- ▶ Bislang fehlende Transportinfrastruktur

Für den Transport von flüssigem Wasserstoff sind wegen dessen Flüchtigkeit und Reaktionsfähigkeit mit Luft zu Knallgas spezielle, stark isolierte doppelwandige Schiffe erforderlich. Als effiziente Technik zur sicheren Abschirmung von flüssigem Wasserstoff hat sich die Vakuumdämmung bewährt. Dabei werden die Systeme mit zwei Wänden mit einem Vakuum dazwischen ausgestattet. Damit lassen sich sowohl H<sub>2</sub>-Transportleitungen als auch Armaturen, Tanks und kryogene Anlagen – dabei handelt es sich um Anlagen, die auf Stoffe oder Prozesse, die extrem niedrige Temperaturen verlangen, ausgelegt sind - sicher isolieren.

Wegen der unterschiedlichen Verflüssigungspunkte von LNG (-160°Celsius) und von flüssigem Wasserstoff (-253°Celsius) sind die auf den LNG-Schiffen angewendeten Sicherheitssysteme zur Abschirmung des LNG nicht anwendbar. LNG-Schiffe sind damit für den Transport von „Liquified hydrogen“ nicht nutzbar. Eine umfassende internationale Transportkette dafür fehlt bislang, auch eine entsprechende Tankerflotte. Der Investitionsbedarf für den Aufbau dürfte gewaltig sein. Ein Prototyp für den Transport von flüssigem Wasserstoff wird derzeit in Japan getestet. Eine Kommerzialisierung von Wasserstoff-Tankern ist nicht vor 2030 zu erwarten.

- ▶ Hoher Energieaufwand für Verflüssigung

Zudem erfordern die Wandlungsprozesse (von gasförmig zu flüssig und wieder zurück) einen hohen Energiebedarf. So verschlingt allein die Verflüssigung etwa 30% des äquivalenten Heizwertes von Wasserstoff, während der Verlust bei der Komprimierung von gasförmigem Wasserstoff nur 12% Heizwertverlust ausmacht. Daher dürfte es vorteilhafter sein, auf die „Power-to-X“-Technologien zu setzen. Dabei wird aus dem Wasserstoff vorab synthetisches Methangas (Power-to-gas) oder synthetisches Methanol (Power-to-liquid) erzeugt. Dieses kann dann über die bestehende LNG-Infrastruktur verschifft werden.

Alternativ kann der über die Wasserelektrolyse erzeugte Wasserstoff auch an spezielle Trägerstoffe (etwa Stickstoff oder ein spezielles Öl) gebunden werden. Auch für die Bindung des Wasserstoffs an den Trägerstoff (ebenso wie die Lösung von ihm) wird aber Energie benötigt, was gleichfalls Wirkungsgradverluste verursacht.

<sup>1</sup> Energiewirtschaftliches Institut (EWI) der Uni Köln: Wasserstoff Bezugsoptionen für Deutschland

<sup>2</sup> Recharge: "warum die Verschiffung von reinem H<sub>2</sub> um die Welt keine Zukunft hat"

## Flüssiger Wasserstoff

### Vorteile:

- Wasserstoff in flüssiger Form ist immer noch reiner Wasserstoff und benötigt abhängig vom Einsatzzweck außer der Regasifizierung keine zusätzlichen Reinigungsschritte.
- Flüssiger Wasserstoff hat im Vergleich zu gasförmigem Wasserstoff eine 800-fach höhere Dichte. Erst die Verflüssigung ermöglicht eine effiziente Speicherung sowie den Transport großer Mengen über spezifische Trailer-Tanksysteme oder Schiffe.

### Nachteile:

- Extreme Abkühlung (Verflüssigungspunkt liegt bei  $-253\text{ °C}$ ) ist sehr energieaufwendig und es besteht die Gefahr einer Reaktion mit Sauerstoff zu Knallgas. Dies erfordert eine hochwertige Isolierung der Transportinfrastruktur.
- Die Energiedichte von flüssigem Wasserstoff ist deutlich niedriger als etwa die von Ammoniak.
- Eine gewisse Verflüchtigung („Boil-off“) des flüssigen Wasserstoffs ist kaum vermeidbar; bei längeren Transporten wird ein Teil des verflüssigten Gases wieder in Gas umgewandelt.
- Bislang fehlende Transportinfrastruktur für flüssigen Wasserstoff; Kommerzialisierung nicht vor 2030 erwartet
- Beim Kostenvergleich ist flüssiger Wasserstoff im Vergleich zum Transport über Trägerstoffe in zwei der vier dargestellten Szenarien auch noch im Jahr 2035 teurer.<sup>3</sup>

## Ammoniak als Transportträgerstoff für Wasserstoff

Ammoniak (chemische Formel:  $\text{NH}_3$ ) entsteht durch die Reaktion von aus der Luft abgespaltenem Stickstoff ( $\text{N}_2$ ) mit Wasserstoff ( $\text{H}_2$ ). Als Reaktionsverfahren wird zumeist der Haber-Bosch-Prozess genutzt. Das gasförmige Reaktionsprodukt Ammoniak wird entweder durch Kühlung oder Absorption in Wasser verflüssigt. Pro Tonne produziertem Ammoniak werden knapp zwei Tonnen  $\text{CO}_2$  freigesetzt. Mit einem Anteil von ein bis drei Prozent am weltweiten Energiebedarf ist die Ammoniaksynthese einer der größten industriellen Energieverbraucher.

Ein klimaneutrales und weniger energieintensives Verfahren zur Stickstoffgewinnung verspricht die „Pressure-swing-adsorption“-Technologie, kurz PSA. Bei der PSA-Technologie wird Sauerstoff und  $\text{CO}_2$  aus der Umgebungsluft adsorbiert, Kompressoren erzeugen die für den Prozess benötigte Druckluft. Durch Zugabe von Wasserstoff und unter Nutzung der anfallenden Abwärme kann der Energieverbrauch beim PSA-Verfahren zur Stickstoffproduktion ( $\text{N}_2$ ) minimiert werden.

Mittels eines Crackers lässt sich Ammoniak am Bestimmungsort wieder in seine Bestandteile aufspalten, was aber relativ energieaufwendig ist. Das „Cracken“ von Ammoniak in seine Bestandteile erfordert im Nachgang zusätzliche Reinigungsschritte und damit Energie, um den separierten Wasserstoff wieder nutzbar zu machen.

Im Gegensatz zur direkten Verflüssigung von Wasserstoff wird Ammoniak bereits bei Minus  $30\text{ °C}$  flüssig, und unter 9 bar Druck kann er sogar bereits bei Plus  $20\text{ °C}$  verflüssigt

<sup>3</sup> s. Roland-Berger "Hydrogen Transportation" Okt 2021

► Aufbrechen von Ammoniak ist energieintensiv

► PSA ermöglicht klimaneutrale Stickstoffherstellung

► Ammoniak braucht viel weniger Energie für Verflüssigung

werden. Damit ist der erforderliche Energieverbrauch gegenüber der direkten Verflüssigung von Wasserstoff wesentlich geringer. Ammoniak als Gas ist weniger flüchtig als reiner Wasserstoff und hat eine viel höhere Energiedichte. Aus diesem Grund wird Ammoniak, das grundsätzlich auch über Pipelines transportiert werden kann, vor allem auch als Lösung für den Schifftransport über große Distanzen als geeignet angesehen. So planen die Seehäfen Brunsbüttel und Rotterdam die Installation von Ammoniak-Terminals und RWE will ab 2026 pro Jahr rund 300.000 Tonnen Ammoniak in Brunsbüttel anlanden.

- ▶ Etablierte Transportinfrastruktur vorhanden

Da Ammoniak weltweit seit Jahrzehnten großflächig in der Düngemittelindustrie Anwendung findet, existiert bereits eine gute Transport- und Lagerinfrastruktur. Weltweit sind etwa 120 Häfen am Im- und Export von Ammoniak beteiligt und verfügen über entsprechende Infrastrukturanlagen. Damit ist Ammoniak als günstiges und einfaches Speicher- und Trägermaterial für Wasserstoff nutzbar.

- ▶ Toxizität erfordert hohe Sicherheitsstandards

Aufgrund der korrosiven und toxischen Eigenschaften von Ammoniak – Menschen riechen das giftige Ammoniak bereits in geringsten, ungefährlichen Konzentrationen - sind besondere Sicherheitsanforderungen zu berücksichtigen. Daher wird ein Großteil des Ammoniakhandels über „Midsized Gas Carrier“ abgewickelt. Gastanker werden nach den höchsten Sicherheitsstandards der Schifffahrtsindustrie betrieben und unterliegen einem strengen Überprüfungs- und Inspektionsregime.

- ▶ Ammoniak auch als Treibstoff nutzbar

Da bei der Verbrennung nur Stickstoff und Wasser entstehen, wurde Ammoniak bereits 1872 in New Orleans als CO<sub>2</sub>-freier Treibstoff für Straßenbahnen genutzt, und im Zweiten Weltkrieg fuhren belgische Busse mit Ammoniak. Mit den weltweit verstärkten Bemühungen, synthetische Treibstoffe in der Mobilität zu nutzen, erfährt CO<sub>2</sub>-neutral erzeugter Ammoniak viel Aufmerksamkeit. So plant Mitsubishi Ammoniak künftig als Schiffstreibstoff zu nutzen, die australische Firma „Aviation H2“ plant den Energieträger als Flugbenzin in Düsenflugzeugen zu nutzen und will bereits 2023 erstmals mit Ammoniak fliegen.

### Ammoniak als H<sub>2</sub>-Transportlösung

#### Vorteile von Ammoniak:

- Hat eine höhere Energiedichte als flüssiger Wasserstoff und kann dadurch effizient, etwa drucklos, in Kryotanks transportiert werden; die Anforderungen an Lagertanks sind deutlich geringer als bei Wasserstoff.
- Ammoniak ist brennbar und kann in Brennstoffzellen direkt zu Strom umgesetzt werden; grüner Ammoniak ist klimaneutral, sofern der bei der Verbrennung als Treibstoff freigesetzte Stickstoff vorher der Atmosphäre entzogen wurde.
- Es ist eine etablierte Transportinfrastruktur vorhanden, da Ammoniak bereits seit Jahrzehnten weltweit in der Düngemittelindustrie Verwendung findet.
- Geringere Entflammbarkeit und Explosionsgefahr als bei reinem Wasserstoff

#### Nachteile von Ammoniak:

- Ammoniak ist giftig und hat bei einem Austritt negative Umweltauswirkungen; besondere Sicherheitsanforderungen erschweren Lagerung und Transport in Binnenhäfen.
- Der Energiebedarf für Anbindung und Loslösung des Wasserstoffs vom Stickstoff erfordert laut Roland Berger rund ein Drittel mehr Energie als die notwendigen Konversionsprozesse von gasförmigen zu flüssigem Wasserstoff und „vice versa“.
- Die Herauslösung des Wasserstoffs durch Cracken bedingt einen zusätzlichen Energieverlust und braucht Temperaturen von etwa 500°C.

### LOHC als Trägerstoff für den Wasserstofftransport

Der Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) ist ein flüssiges organisches Trägermaterial für Wasserstoff. Die Erlanger Firma Hydrogenious – eine Ausgründung aus der Universität Erlangen-Nürnberg - nutzt als LOHC Benzyltoluol, eine ölhaltige organische Substanz. Der gasförmige Wasserstoff wird mittels Hydrierung (die Addition von Wasserstoff an andere chemische Elemente) in einem Katalysator chemisch daran gebunden.

- ▶ Überschussstrom lässt sich mittels LOHC speichern

Da sich über LOHC gebundener Wasserstoff nicht verflüchtigen kann, ist auch langfristig eine relativ einfache Speicherung möglich. Der LOHC-Prozess kann im Vergleich zur Verflüssigung von Wasserstoff auch besser mit der volatilen Erzeugung von Wasserstoff mit Grünstrom interagieren. So kann etwa überschüssiger Grünstrom über die Wasserelektrolyse in Wasserstoff verwandelt und mittels LOHC in einfachen Kraftstofftanks, die neben den Grünstromanlagenparks aufgebaut werden, auch langfristig gespeichert werden.

- ▶ LOHC erlaubt problemlosen H<sub>2</sub>-Transport ähnlich dem von Erdöl

LOHC lässt sich problemlos in Pipelines, Tankschiffen und Tanklastern transportieren. Damit lässt sich die klassische Kraftstoffinfrastruktur für den Transport von Wasserstoff nutzen, was im Vergleich zur Verflüssigung von Wasserstoff eine kostengünstige Transportmöglichkeit bietet. Ein Abfüllen unter großem Druck wird damit überflüssig. Am Bestimmungsort wird der Wasserstoff dann vom Trägeröl getrennt, das dann erneut verwendet werden kann.

- ▶ LOHC im Kostenvergleich mit geringsten Kosten

Der Haken beim LOHC-Verfahren ist der mit dem zusätzlichen chemischen Prozess einhergehende Wirkungsgradverlust sowie der Wärme- und damit Energiebedarf beim „Entladen“ des Wasserstoffs am Bestimmungsort. Die bei der Trennung am Bestimmungsort entstehende Wärme könnte laut Hydrogenious etwa für Industrieprozesse genutzt werden. In der Roland Berger-Studie zu Wasserstoff-Transportmöglichkeiten wird LOHC mit Ausnahme von kleinvolumigen Lkw-Transporten im Jahr 2025 und auch 2035 als die kostengünstigste Transportvariante für Wasserstoff angesehen.

- ▶ LOHC könnte den Verbrennungsmotor retten

Der Autozulieferer Schaeffler AG sieht die Nutzung von LOHC in Brennstoffzellen komplementär zu klassischen Wasserstofftechnologien. Von einer im Januar 2022 abgeschlossenen Kooperationsvereinbarung mit Hydrogenious und dem Helmholtz-Institut Erlangen-Nürnberg für Erneuerbare Energien (HIERN) erhofft sich Schaeffler die Entwicklung einer Wasserstoff-Brennstoffzelle, die mit LOHC betrieben wird. Dies würde die Nutzung von Wasserstoff in der Mobilität deutlich vereinfachen, da mit der LOHC-Technologie der Verbrennungsmotor ohne fossile Brennstoffe erhalten werden könnte.

### LOHC als H<sub>2</sub>-Transportlösung

#### Vorteile von LOHC:

- LOHC kann als dieselähnliche Substanz unter Atmosphärendruck und –temperatur wie normaler Treibstoff transportiert und gelagert werden, während Ammoniak als giftiger Stoff nur auf Gas- und Chemikalientankern befördert werden kann.
- Nutzung der bestehenden Infrastruktur von Flüssigkraftstoffen
- LOHC bleibt im Vergleich mit verflüssigtem Wasserstoff und Ammoniak auch langfristig die günstigste Transportalternative, u.a. auch weil der eingesetzte Trägerstoff vielfach wiederverwendet werden kann.

#### Nachteile von LOHC:

- Es handelt sich um eine junge Technologie mit noch begrenzter industrieller Erfahrung.
- Das Trägermaterial muss in ausreichender Menge verfügbar sein und erhöht die Gesamtkosten des Transports.

**Nachteile von LOHC:**

- Für die Herstellung sowie den Rücktransport von LOHC zur Wasserstoffquelle fallen zusätzliche CO<sub>2</sub>-Emissionen und Kosten an.
- Fast gleicher Energiebedarf wie bei Ammoniak als Trägerstoff, womit auch LOHC beim Energiebedarf für die notwendigen Konversionsprozesse deutlich hinter dem von flüssigem Wasserstoff liegt.

**Fazit: Trägerstoffsysteme als vielversprechende Alternativen für H<sub>2</sub>-Transport**

Der Schiffstransport von Energieträgern ermöglicht das schnelle Reagieren auf nicht eingehaltene Langfristverträge, wie etwa im Falle russischer Gaslieferungen. H<sub>2</sub>-Schiffstransporte sind diesbezüglich dem Pipelinetransport überlegen. Da sich ein Großteil des künftigen H<sub>2</sub>-Pipelinetzes aus dem bestehenden Gasfernleitungsnetzen entwickeln dürfte, dürfte für den innereuropäischen H<sub>2</sub>-Transport der Pipeline-Transport dem Schiffstransport vorgezogen werden.

Sowohl für die Gaszulieferindustrie und den Spezialschiffbau als auch für Produzenten und Transporteure von Wasserstoff eröffnet der Hoffnungsträger für eine nachhaltige Dekarbonisierung der Industrieländer ein großes Wachstums- und damit Umsatzpotenzial. Im Vergleich zur Elektrifizierung, für die die komplette Wertschöpfungskette in Europa erst noch mit großem Zeit- und Kostenaufwand aufgebaut werden muss, lassen sich Teile der Transportinfrastruktur (Gasnetze, LNG-Tanker, LNG-Import und –exportterminals) aus bereits etablierten Industrieanwendungen (LNG-, Ammoniakhandel) auch für den H<sub>2</sub>-Transport nutzen.

Da ein Transport von reinem verflüssigtem Wasserstoff wegen des notwendigen Drucks und der tiefen Temperatur und auch aufgrund der Sicherheitsproblematik hohe Kosten und Energieverluste mit sich bringt, dürfte ein H<sub>2</sub>-Transport über Trägerstoffe wirtschaftlich attraktiver sein. Daher stehen aktuell vor allem Ammoniak und LOHC im Fokus möglicher Transportlösungen, die sowohl per Schiff als auch per Pipeline durchgeführt werden können.

Laut dem Energiedienstleister Wood Mackenzie setzt die Mehrheit der Projekte, die „grünen“ oder „blauen“ Wasserstoff für den Export anbieten wollen, bislang auf den H<sub>2</sub>-Transport über Ammoniak. Sollten sich die Prämissen, die Roland Berger in seiner Studie unterstellt, bewahrheiten, dürften die langfristig niedrigeren Kosten die Chancen von LOHC als Trägerstoff für den H<sub>2</sub>-Transport deutlich steigern.

[thomas.peiß@bayernlb.de](mailto:thomas.peiß@bayernlb.de)



## Ihre Ansprechpartner in der BayernLB

### BayernLB Research

**Dr. Jürgen Michels, Chefvolkswirt und Leiter Research, -21750**

**Anna Maria Frank, -21751;** Sekretariat

**Ingo Bothner, -21787;** Medienfachwirt, Business Management

**Christoph Gmeinwieser, -27053;** CIIA, Business Management

**Dr. Ulrich Horstmann, -21873;** CEFA, CO2-Zertifikate, Business Management

### Länderrisiko- und Branchenanalyse

**Hubert Siplý, -21307**

**Manuel Schimm, - 26845**

Asien, GUS

**Gebhard Stadler, CFA, -28891**

Euro-Raum, DE, EZB, Nord-/Osteuropa

**Roland Gnan, -26658**

USA, Fed, Nord-/Mittelamerika

**Verena Strobel, -21320**

Südeuropa, Naher und Mittlerer Osten, Afrika

**Dr. Alexander Kalb, -22858**

Maschinen-/Anlagenbau, Westeuropa, Südamerika

**Wolfgang Linder, -21321**

Mobilität

**Thomas Peiß, -28487**

Energie

**Asja Hossain, CFA, -27065**

Bau und Grundstoffe

**Miraji Othman, -25888**

Technologie

**Dr. Sebastian Schnejdard, -26386**

Immobilien

### Investment Research

**Emanuel Teuber, -27070**

Green Finance, Covered Bonds, Banken

**Wolfgang Kiener, -27058**

FX, Gold, Öl

**Manfred Bucher, CFA, -21713**

Zins- & Aktienstrategie, Asset Allokation

**Dieter Münchow, -23384**

Value Investing & Behavioral Finance

**Georg Meßner, CFA, -26396**

Banken

**Pia Ahrens, -25727**

Corporate Bonds & SSD, Strategie

**Matthias Gmeinwieser, CIIA, -26323**

Corporate Bonds & SSD

**Christian Strätz, CEFA, CIIA, -27068**

Corporate Bonds & SSD, Green Finance

**E-mail:** vorname.nachname@bayernlb.de

**Telefon:** 089 2171 + angegebene Durchwahl

## Disclaimer

Diese Publikation ist lediglich eine unverbindliche Stellungnahme zu den Marktverhältnissen und den angesprochenen Anlageinstrumenten zum Zeitpunkt der Herausgabe der vorliegenden Information am 06.09.2022. Die vorliegende Publikation beruht unserer Auffassung nach auf als zuverlässig und genau geltenden allgemein zugänglichen Quellen, ohne dass wir jedoch eine Gewähr für die Vollständigkeit und Richtigkeit der herangezogenen Quellen übernehmen können. **Dieser Research-Bericht ist eine rein ökonomische Analyse, und kein Teil davon ist als Wertpapieranalyse oder Empfehlung zu verstehen.** Insbesondere sind die dieser Publikation zugrunde liegenden Informationen weder auf ihre Richtigkeit noch auf ihre Vollständigkeit (und Aktualität) überprüft worden. Eine Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit können wir daher nicht übernehmen. Die vorliegende Veröffentlichung dient ferner lediglich einer allgemeinen Information und ersetzt keinesfalls die persönliche anleger- und objektgerechte Beratung. Für weitere zeitnähere Informationen stehen Ihnen die jeweiligen Anlageberater zur Verfügung.

Aufgrund gesetzlicher Vorgaben (Wertpapierhandelsgesetz Brennstoffzellenw. MiFID II) dürfen Wertpapierdienstleistungsunternehmen im Zusammenhang mit einer von ihnen erbrachten Finanzportfolioverwaltung oder unabhängigen Honorar-Anlageberatung grundsätzlich keine Zuwendungen von Dritten annehmen oder behalten. **Eine Weitergabe dieser Unterlage an Unternehmen oder Unternehmensteile, die Finanzportfolioverwaltung oder unabhängige Honorar-Anlageberatung erbringen, ist daher nur gestattet, wenn mit der BayernLB hierfür eine Vergütung vereinbart wurde.**

Die im Text genannten Finanzmarktinformationen stammen von Bloomberg und Refinitiv, soweit nicht anders vermerkt.

## Impressum

Megatrend Energie und Klimawandel  
abgeschlossen am: 06 September 2022

BayernLB Research  
Bayerische Landesbank  
80277 München (Briefadresse)  
E-Mail: [research@bayernlb.de](mailto:research@bayernlb.de)

Leitung:  
Dr. Jürgen Michels, Telefon 089 2171-21750

Redaktion:  
Thomas Peiß, Telefon 089 2171-28487

Layout & Grafik:  
Ingo Bothner, Telefon 089 2171-21305



**Thomas Peiß**  
Senior Sector Analyst  
Telefon: 089 2171-28487  
Email: [thomas.peiss@bayernlb.de](mailto:thomas.peiss@bayernlb.de)

**Redaktion:**  
Bayerische Landesbank  
Unternehmensbereich 5700  
80277 München (=Briefadresse)  
[research@bayernlb.de](mailto:research@bayernlb.de)

**Geschäftsgebäude:**  
Bayerische Landesbank  
Brienner Straße 18  
80333 München (=Paketadresse)  
[www.bayernlb.de](http://www.bayernlb.de)