

# Global Energy Perspectives

gefördert aus Kapitel 2302, Titel 687 01

BMZ-Abschlussreport / Basisdokument

Global Energy Solutions e.V.

**Teil 1: Grundelemente zur Vermeidung von Treibhausgasen und Herstellung klimaneutraler Energieträger (technischer Werkzeugkasten)**

Stand 08. August 2023

Kapitel 2-5

<b>Autorenteam:</b>	
Siddhant Bane	Joern Becker
Ulrich Begemann	Leon Berks
Christof von Branconi	Simon Göss
Prof. Dr. Estelle Herlyn	Dr. Wilfried Lyhs
Dr. Tobias Orthen	Dr. Ludolf Plass
Dr. Hans-Peter Sollinger	Dr. Jens Wagner
Dr. Hans Jürgen Wernicke	

### **Erklärung zum Urheberrecht**

**Das nachfolgende Dokument ist grundsätzlich ausschließlich für den Empfänger bestimmt. Eine Weitergabe an Dritte oder die Nutzung für Dritte ist – auch auszugsweise – nicht gestattet.**

**Dem Empfänger des Dokuments wird eine einfache, nicht übertragbare, nicht unterlizenzierbare, eingeschränkte Lizenz gewährt, das Dokument für persönliche, nicht kommerzielle, private Zwecke zu nutzen.**

Ulm, im Juni 2023

Global Energy Solutions e.V.

Lise-Meitnerstr. 9

89081 Ulm

Vorsitzender: Christof v. Branconi (Christof.Branconi@Global-Energy-Solutions.org)

## 2.5 Transport und Speicherung von Wasserstoff

### Einführung und Relevanz

Das vorangegangene Kapitel legte sein Augenmerk verstärkt auf die Produktion von kohlenstoffarmem Wasserstoff durch Elektrolyse. Für die Gesamtbetrachtung möglicher Lieferketten von Wasserstoff und für die Determinierung eines potenziellen Marktpreises für so erzeugten Wasserstoff in der Zukunft, ist die zusätzliche Analyse der Möglichkeiten des Transports wie auch der Speicherung ausschlaggebend. Denn, wie bereits erwähnt, besteht folgendes Dilemma: In einem Land mit hohem Sonnen- oder Windanteil könnte der Wasserstoff kostengünstig ( $< 2\text{€}/\text{kg H}_2$ ) erneuerbar produziert werden, weil der benötigte Strom dort sehr günstig aus PV- oder Windanlagen zu erstehen ist und die Investitionskosten gleichzeitig durch Subventionen geschmälert werden können. Doch wenn die Import-Destination mit langen Transportwegen und damit hohen Kosten verbunden sind, könnte dies dazu führen, dass die Gesteherung von Wasserstoff schlussendlich unwirtschaftlich wird.

Allgemein ist zwischen folgenden Modi des Transports von Wasserstoff zu unterscheiden: Der Transport in seiner Reinform, entweder gasförmig oder flüssig, als Beimischung z.B. zu Erdgas mit oder ohne nachfolgende Abtrennung oder als sog. Derivat, also eine chemische Verbindung, die aus einer anderen entstanden ist (z.B. Ammoniak, Methanol, LOHC). Im Folgenden werden die einzelnen Transportmodi des Wasserstoffs samt des sich anbietenden Transportmittels (z.B. Pipeline oder Schiff) näher beleuchtet. Der Fokus liegt dabei auf Lieferketten von Wasserstoffträgern, deren Endnutzen der Wasserstoff und nicht etwa das Derivat ist. Zusätzlich ist das Vorliegende kein Literatur-Review, das das Thema „Wasserstoffträger“ chemisch und physikalisch in seiner Gänze einordnet, sondern ausschließlich solche abbildet, die sich für den Transport großer Mengen Wasserstoff über längere Distanzen eignen. Dies ergibt sich daraus, dass für diesen Teil des Reports der akademische Status-Quo zum Thema „global vernetzte Wasserstoffwirtschaft“ aufgezeigt werden soll, für die vor allem der Transport großer Mengen Wasserstoff vom Erzeugerland in ein Importland von Belang ist.

### Verschiedene Wasserstofftransportoptionen

Im Folgenden wird nun zunächst der Transport von Wasserstoff in seiner Reinform entweder gasförmig oder flüssig analysiert.

### 2.5.1 Transport gasförmigen Wasserstoffs

Tabelle 11: Relevante Eigenschaften von gasförmigem Wasserstoff für den Transport.

<b>Dichte</b>	40 kg/m <sup>3</sup>
<b>Brennwert</b>	39,4 kWh/kg
<b>Druck</b>	700 bar
<b>Volumetrische Energiedichte</b>	1,57 kWh/l
<b>Mindestzündenergie</b>	0,019 mJ
<b>Kompressionsaufwand</b>	4,05 kWh/kg H <sub>2</sub> (Mittelwert)
<b>Energy Penalty</b>	10 % (HHV)

Wasserstoff (chemisch H<sub>2</sub>) ist das leichteste Element der Erde, es weist bei atmosphärischem Druck eine Dichte von 0,09 kg/m<sup>3</sup> auf.<sup>250</sup> Zum Vergleich, das Gas Methan (CH<sub>4</sub>), der Hauptbestandteil von Erdgas, besitzt eine Dichte von 0,718 kg/m<sup>3</sup> bei Normalbedingungen. Um die gleiche Gewichtsmenge Wasserstoff zu transportieren, wird bei gleichem Druck ein achtfach höheres Volumen benötigt. Ein Kilogramm gasförmiger Wasserstoff besitzt somit bei atmosphärischem Druck ein signifikant höheres Volumen als Methan (ca. 11,1 m<sup>3</sup> gegenüber etwa 1,4 m<sup>3</sup> bei Methan).

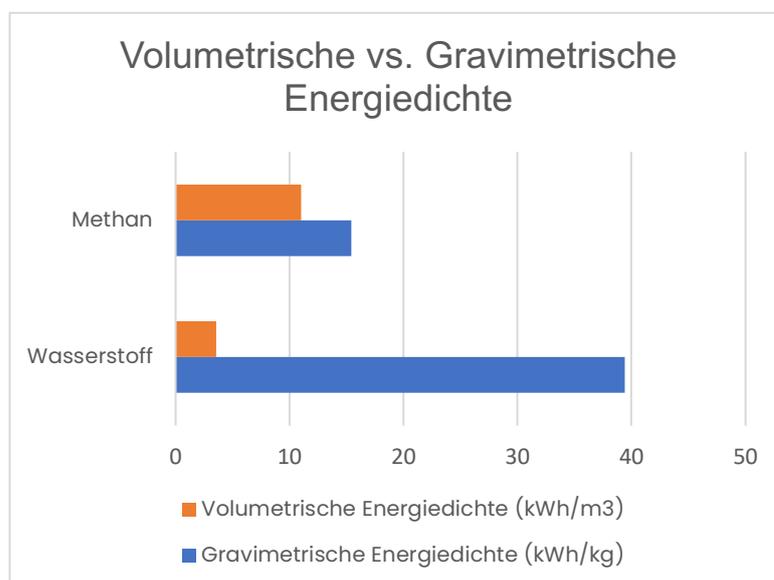


Abbildung 92: Volumetrische und gravimetrische Energiedichten von Wasserstoff und Methan im Vergleich.  
Quelle: Autor

Im vorherigen Kapitel wurde darauf verwiesen, dass Wasserstoff einen vergleichsweise hohen Brennwert (HHV) von 39,4 kWh/kg aufweist. Bei Methan liegt dieser bei 15,4 kWh/kg. Pro

<sup>250</sup> Der atmosphärische Druck auf Meereshöhe beträgt 1013,25 hPa. Dies entspricht etwa 1 bar. Zu den Normalbedingungen, unter denen Dichten gasförmiger Stoffe angegeben werden, gehört auch eine Temperatur von 0°C = 273,15 K

Kilogramm Wasserstoff lässt sich also mehr Energie erschließen als pro Kilogramm Methan, seine gravimetrische Energiedichte liegt höher. Aufgrund der beschriebenen Eigenschaften von Wasserstoff ergibt sich jedoch, dass die volumenspezifische Energiedichte von Wasserstoff bedeutend geringer ist als die des Methans (siehe Abbildung 92). Denn um die Energiemenge von 39,4 kWh in Form von Wasserstoff zu transportieren, werden wie beschrieben 11,1 m<sup>3</sup> benötigt. Wollte man dieselbe Energiemenge durch Methan transportieren würden nur 3,6 m<sup>3</sup> gebraucht. Die volumetrische Energiedichte von Wasserstoff beträgt demnach etwa 3,55 kWh/m<sup>3</sup> und die von Methan 11 kWh/m<sup>3</sup>, obwohl die gravimetrische Energiedichte von Wasserstoff deutlich höher liegt als die des Methans.

Diese kurze Einordnung zeigt, warum sich ein Transport von Wasserstoff (aber auch von Methan) bei atmosphärischem Druck nicht anbietet. Man benötigte zu viele Tanks, um eine wirtschaftlich adäquate Energiemenge transportieren zu können. Um die volumetrische Energiedichte von Gasen zu erhöhen und damit den wirtschaftlichen Transport zu ermöglichen, wird Kompression angewandt. Das bedeutet in der Praxis, dass unter einer Erhöhung des Drucks das Volumen des Gases verkleinert wird. Bei einem Druck von 700 bar wird eine Dichte von 40 kg/m<sup>3</sup> erreicht, das 444-fache der oben genannten 0,09 kg/m<sup>3</sup> bei 1 bar. Dies bedeutet eine volumetrische Energiedichte von 1576 kWh/m<sup>3</sup> (1,57 kWh/l) gegenüber 3,55 kWh/m<sup>3</sup> (atm). Der Transport eines Kilogramms Wasserstoff (bzw. 39,4 kWh) benötigt somit ein Volumen von 25 Litern, signifikant weniger als die vorher genannten 11.100 Liter.

Wie aus Tabelle 8 ersichtlich, arbeiten die technisch ausgereiften Niedertemperaturelektrolyseverfahren heute bei einem typischen Druckniveau von 10–30 bar bei der Alkali-Elektrolyse (AEL) und 20–50 bar bei der Polymer-Exchange-Membrane Elektrolyse (PEMEL). Diese elektrochemische Kompression, bei der der Zellstack und die zugehörigen Komponenten druckdicht ausgeführt werden und die Bildung der Produktgase zum Druckaufbau führt, vermindert den nachgeschalteten Kompressionsaufwand und erhöht die Energieeffizienz für den Weitertransport des Wasserstoffs. In der Theorie bedarf die Kompression von 20 bar auf 350 bar 1,08 kWh/kg H<sub>2</sub>, beziehungsweise 1,48 kWh/kg H<sub>2</sub> von 20 bar auf 700 bar.<sup>251</sup> In diesem Fall beträgt der zusätzliche Energieaufwand für die Kompression dementsprechend 2,75 % oder 3,75 % (HHV). In der Praxis kann die aufzuwendende Energie für die Kompression zwischen 1,7 bis 6,4 kWh/kg H<sub>2</sub> und ist abhängig von den real erzielten „outlet pressures“, dem Wirkungsgrad des Kompressors und potenziellen Leckagen.<sup>252</sup>

---

<sup>251</sup> Vgl. Khan et al., (2021b). Solch hoher Druck ist beispielsweise für den Transport in Wasserstofftanks von Nöten, um auf der begrenzten Ladefläche der Transportfahrzeuge möglichst viel Energie transportieren zu können.

<sup>252</sup> Vgl. Khan et al., (2021b).

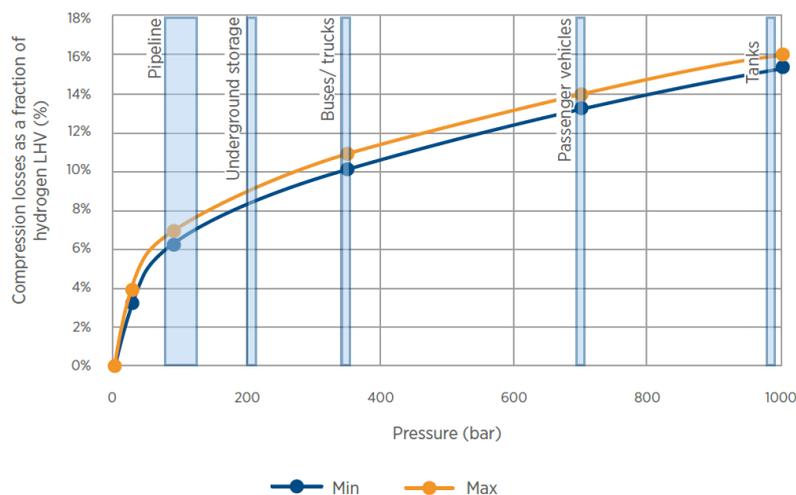


Abbildung 93: Energieverluste durch Kompressionsverlust je nach Transportform.  
Quelle: IRENA, (2020).

Ausgegangen vom Mittelwert dieser empirischen Beobachtung (4,05 kWh), liegt der Aufwand bei etwa 10 % (HHV). Diese zusätzlichen energetischen Kosten werden als „energy penalty“ bezeichnet. Wollte man Energie in Form eines Kilogramms gasförmigen Wasserstoffs transportieren, der dem Energiegehalt oder „Wert“ von 39,4 kWh entspricht, muss der Kompressionsaufwand als Bereitstellungskosten von diesem Wert abgezogen werden. Von den „brutto“ 39,4 kWh bleiben „netto“ nach dem Schritt der Kompression in der Lieferkette zwischen 37,7 kWh und 33 kWh übrig. Abbildung 93, basierend auf Daten von IRENA, zeigt die benötigten Druckverhältnisse für die verschiedenen Transportmöglichkeiten von gasförmigem Wasserstoff und die damit einhergehenden Energieverluste (hier jedoch bezogen auf den Heizwert von Wasserstoff (33,3 kWh/kg), oder *Lower Heating Value* (LHV)).<sup>253</sup> Die Grafik macht auch deutlich, dass die Kompressionsverluste beim Transport von gasförmigem Wasserstoff in Tanks, etwa für den Transport via Lastkraftwagen, am höchsten sind, bei gleichzeitig relativ niedriger transportierbarer Menge (Dichte = 40 kg/m<sup>3</sup>). Dies erhöht den Bedarf an Transportbewegungen. Ein solcher Transport von gasförmigem Wasserstoff bietet sich deshalb nur für kurze Distanzen und kleine Mengen an. Sollen große Mengen über längere Distanzen transportiert werden, werden entweder Pipelines oder Schiffe notwendig.

<sup>253</sup> Für eine Erklärung des Unterschiedes zwischen higher heating value (Brennwert) und lower heating value (Heizwert) siehe Kapitel 2.2.2

### 2.5.1.1 Transport via Pipeline

Derzeit existieren Pipelines mit einer Gesamtlänge von etwa 4.600 Kilometer (etwa 2.600 km hiervon in den USA)<sup>254</sup> für den dezidierten Transport von Wasserstoff gegenüber etwa 1,2 Millionen Kilometer Erdgas-Pipelines weltweit.<sup>255</sup> Für den Transport von Wasserstoff via Pipeline bieten sich zwei Möglichkeiten an: den Transport des reinen (gasförmigen) Wasserstoffs oder die Beimischung von Wasserstoff in das bestehende Erdgaspipelinnetz.

Pipelines, die für die Lieferung von 100 % Wasserstoff ausgelegt sind, differieren von Erdgaspipelines vor allem in ihrem Material und den benötigten Kompressoren.<sup>256</sup> Für eine Wasserstoffpipeline muss sichergestellt sein, dass das verwendete Material korrosionsbeständig gegenüber dem Wasserstoff ist. Hierfür bieten sich Stahlsorten wie Karbonstahl bzw. Rostfreier Stahl an, die im Gegensatz zu andere Stahlsorten einen Mindestchromanteil von 10,5 % in ihrer Legierung haben und somit korrosionsfest sind.<sup>257</sup> Die sogenannte Versprödung (engl.: *embrittlement*), kann unter der Verwendung nicht legierten Stahls zu Rissen (insb. an den Schweißnähten) führen. Die Nutzung niedrigerer Stahlgrade führt jedoch dazu, dass die Pipeline unter einem niedrigeren Druck betrieben werden muss (was die transportierte Energiemenge reduziert und damit die ökonomische Viabilität schmälert) oder die Außenwand der Pipelines verstärkt werden müssen, um dem hohen Betriebsdruck von 70–100 bar standzuhalten (was die CAPEX der Pipeline erhöht).<sup>258</sup>

Des Weiteren führt die um den Faktor 3,1 niedrigere volumetrische Energiedichte des Wasserstoffs gegenüber Erdgas dazu, dass die Rotoren der verwendeten Kompressoren, die dafür sorgen, dass der Wasserstoff über die gesamte Strecke der Pipeline auf einem konstanten Druckniveau gehalten wird, um denselben Faktor schneller betrieben werden müssen, um dieselbe Energiemenge zu transportieren.<sup>259</sup> Dies bedeutet im Umkehrschluss auch einen dreimal höheren Energieverbrauch der Kompressoren. Ein Erhöhen der Rotorgeschwindigkeit ist nicht ohne weiteres möglich, sondern ist limitiert durch die Stärke des Materials, das für Kompressoren verwendet werden muss und der Korrosionsprobleme mit Wasserstoff, die auch hier auftreten können.<sup>260</sup> Kompressoren, die derartiges leisten, befinden sich derzeit in der Forschungsphase und könnten zukünftig bei steigendem Bedarf nach Wasserstoffpipelines am Markt etabliert werden.<sup>261</sup>

---

<sup>254</sup> Wernicke et al. gehen in ihrem Buch beispielsweise auf eine Wasserstoffpipeline zwischen Houston, Texas und Baton Rouge ein. Das hier entstandene Pipeline-Netz verbindet 20 Wasserstoffanlagen über 600 Meilen (ca. 965 km) (Wernicke et al. (Hrsg., 2014).

<sup>255</sup> Vgl. International Energy Agency, 2021; Global Energy Monitor, (2022).

<sup>256</sup> Vgl. Khan et al., 2021b; International Energy Agency, (2021).

<sup>257</sup> Vgl. International Energy Agency, (2021).

<sup>258</sup> Vgl. Khan et al., (2021a).

<sup>259</sup> Vgl. Khan et al., (2021b).

<sup>260</sup> Vgl. Khan et al., (2021b).

<sup>261</sup> Vgl. Khan et al., (2021b).

## 2.5.1.2 Kosten des Pipeline-Transports

Die Internationale Energie Agentur (IEA) schätzt, dass die Kosten für eine neue Wasserstoff-Pipeline (CAPEX) etwa 10–50 % über denen konventioneller Gaspipelines liegen, aufgrund der gesteigerten Materialkosten für die verstärkten Außenwände und ggf. den größeren Durchmesser, um mehr Energie transportieren zu können.<sup>262</sup> Nachstehend sind beispielhaft die Randbedingungen für eine (neue) 1.500 km lange Wasserstoffpipeline aufgeführt.<sup>263</sup>

Tabelle 12: Beispielkosten einer neuen Wasserstoffpipeline.

Quelle: Khan et al., (2021).

<b>Länge</b>	1500 Kilometer
<b>Druckniveau</b>	70 bar
<b>Abstand zwischen Kompressoren</b>	500 km
<b>Kapazität</b>	4280 t/Tag
<b>Verfügbarkeit</b>	90 %
<b>CAPEX (gesamt)</b>	4,57 Mrd. USD
<b>OPEX (gesamt pro Jahr)</b>	166,2 Mio. USD (ca. 3,6 %)
<b>Inlet Kompressionsaufwand</b>	0.63 kWh/kg H <sub>2</sub>
<b>Enroute Kompressionsaufwand</b>	0.45 kWh/kg H <sub>2</sub>

Die Autoren definieren die Randbedingungen so, dass die Pipeline bei 70 bar betrieben wird und alle 500 km Kompressoren aufgestellt werden müssen, um Druckverluste auszugleichen. Die Kapazität liegt bei 4.279 t/d<sup>264</sup> und die Investitionskosten für die Pipeline bei etwa **4,57 Mrd. USD**. Die „inlet compression energy“, also die Energie, die aufgebracht werden muss, um den Wasserstoff aus dem Elektrolyseur auf 70 bar zu komprimieren, beträgt 0,63 kWh/kg H<sub>2</sub> und die „enroute compression energy“, also die Energie, die entlang der Strecke aufgebracht werden muss, um Druckverluste zu kompensieren, beträgt 0.45 kWh/kg H<sub>2</sub>. In diesem Beispiel betragen die „Transportkosten“ für den Wasserstoff insgesamt 0.69 USD/kg H<sub>2</sub>. Dieser Preis ist vor allem durch die hohen initialen und irreversiblen Investitionskosten für die Pipeline getrieben.

Als „Daumenregel“ stellt die Studie heraus, dass bei einer Nachfrage von 1 – 1,2 t H<sub>2</sub>/Tag pro Kilometer (hier ca. 1.500 t/Tag oder 547.500 t/Jahr) ökonomisch Rentabilität beim Transport von Wasserstoff über neue Pipelines sichergestellt werden könnte.<sup>265</sup> Trotzdem stellen die

<sup>262</sup> Vgl. International Energy Agency, (2021).

<sup>263</sup> Vgl. Khan et al., (2021b).

<sup>264</sup> t/d: Tonnen pro Tag

<sup>265</sup> Vgl. Khan et al., (2021b).

„sunk costs“ für Pipeline-Systeme ein Investitionsrisiko dar und setzen voraus, dass der Bedarf von Wasserstoff über die Laufzeit der Pipeline gegeben bleibt. Um die Kosten für den Ferntransport großer Mengen Wasserstoffs über ein Pipeline System zu verringern, bieten sich zwei Möglichkeiten: Die Umfunktionierung eines bestehenden Gas-Pipeline Systems, oder die Beimischung von Wasserstoff in bestehende Erdgaspipeline-Netze.

### 2.5.1.3 Umfunktionieren bestehender Pipelinenetze

Wie oben erwähnt, sind weltweit Erdgaspipeline-Netze mit einer Gesamtlänge von 1,2 Mio. Kilometern installiert. Bei der Umfunktionierung sollen wenig ausgelastete oder durch den potenziellen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zukünftig weniger ausgelastete Pipelines für den Wasserstofftransport angepasst werden. Die IEA beruft sich auf einen Report von European Hydrogen Backbone, der die Kosten auf 21–33 % einer neuen Wasserstoffpipeline beziffert.<sup>266</sup> Voraussetzung für die Umfunktionierung ist, dass das Material der Pipeline der Gefahr vor Versprödung und dem nötigen Druck für den Wasserstofftransport standhalten kann. Deshalb müssen ggf. Kosten für die Verstärkung der Außenwände kalkuliert werden. Zusätzlich müssen Kompressoren, die nicht die für den Betrieb mit Wasserstoff ausgelegt sind (höherer Impeller-Geschwindigkeit; Versprödungsprobleme), aber auch Ventile, Messgeräte, Leckagen-Detektoren und Gasflusskontrollsysteme ausgetauscht werden.<sup>267</sup> Projekte, mit dem Ziel der Pipeline-Umfunktionierung wurden bereits erfolgreich durchgeführt. Beispielsweise erwarb Air Liquide in Texas, USA zwei Pipelines und baute sie für den Betrieb mit Wasserstoff aus. Ähnliche Projekte sind etwa zwischen Deutschland und Dänemark geplant.

*Tabelle 13: Beispielprojekte für die Umrüstung von Erdgaspipelines für den Wasserstofftransport.*

*Quelle: IEA, (2021).*

<b>Beispielprojekt</b>	<b>Region</b>
H <sub>2</sub> HoWi (E.ON)	Holzwickede (NRW) (n.N.) – 2022
MosaHYc (GRTgaz; Creos)	Dreiländereck (DE, FR, LUX) (70km) – 2022
APA	West-Australien (43km) – 2022

<sup>266</sup> Vgl. International Energy Agency, (2021).

<sup>267</sup> Vgl. International Energy Agency, 2021; Khan et al., (2021b).

#### 2.5.1.4 Beimischen in bestehende Erdgaspipelinenetze

Dem Beimischen von Wasserstoff in Erdgas-Netzwerke wird eine Übergangsrolle für den Transport zugeschrieben, solange eine dezidierte Wasserstoffinfrastruktur, die für den reinen Transport des Elements ausgelegt wurde, noch nicht ausgebaut ist. Wasserstoff kann zu Anteilen zwischen 2 und 10 % in Erdgas-Netze eingespeist werden, bevor Anpassungen an den Pipelines vorgenommen werden müssen, aufgrund der beschriebenen Gefahr der Versprödung beziehungsweise der Weiternutzbarkeit des verwendeten Equipments (z.B. Kompressoren).<sup>268</sup> Bevor Wasserstoff in das bestehende Gasnetz beigemischt werden kann, muss deshalb zuerst sichergestellt sein, dass die verwendeten Pipelines dem angestrebten Mischverhältnis standhalten können, was im Angesicht der **Heterogenität des Netzes** zu Problemen führen könnte.<sup>269</sup> Des Weiteren ergibt sich durch die geringere volumetrische Energiedichte von Wasserstoff gegenüber Erdgas eine zusätzliche Herausforderung für den Endverbraucher: Werden 10 % des Volumens des beförderten Erdgas mit demselben Volumen in Wasserstoff ausgetauscht, wird insgesamt weniger Energie transportiert (vgl. 1 m<sup>3</sup> H<sub>2</sub> mit 3,55 kWh vs. 1 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> mit 11 kWh). Eine Industrie, die ihre CO<sub>2</sub>-Bilanz durch die sukzessive Implementierung eines Anteils Wasserstoff aufbessern möchte und dafür 10 % des Volumens des bezogenen Erdgases mit Wasserstoff substituieren lässt, erhält in diesem Fall weniger Energie für die Versorgung seiner Produktion und muss dementsprechend Gas nachkaufen, um diese zu decken. Für dieselbe Energiemenge muss (sofern vom Versorger nach Volumen abgerechnet wird) mehr gezahlt werden. Ohne Subventionen oder Sanktionen auf den CO<sub>2</sub>-Ausstoß machen derartige Umstellungen aus der Sicht des Verbrauchers ökonomisch keinen Sinn. Zuletzt muss sichergestellt sein, dass die Maschinen des Verbrauchers für die Nutzung von Erdgas in Kombination mit Wasserstoff ausgelegt sind. Anderenfalls müssten die beiden Gase vor der Nutzung voneinander getrennt werden, was wiederum einen zusätzlichen Energieaufwand bedeutet.

Zusammenfassend wird der Transport von Wasserstoff über Pipelinenetze dann eine Rolle spielen, wenn große Mengen über Strecken bis 4.000 Kilometer transportiert werden sollen.<sup>270</sup> Gerade in der Hochlaufphase der Wasserstoffwirtschaft, in der sich die Nutzung CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoffs in der Industrie etabliert, kann das sogenannte „Blending“ von 2–10 % Wasserstoffgehalt in bestehende Erdgasnetze eine Rolle spielen, um kleinere Mengen zum Endkonsumenten zu transportieren.<sup>271</sup>

<sup>268</sup> Vgl. International Energy Agency, (2021).

<sup>269</sup> Vgl. International Energy Agency, (2021).

<sup>270</sup> Vgl. International Renewable Energy Agency, (2022).

<sup>271</sup> Es wird intensiv an der Rückgewinnung von beigemischttem Wasserstoff gearbeitet, u.a. eine Pilotanlage von der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Ontras Gastransport GmbH, und dem DVGW. Es sind durchweg Membranverfahren, u.a. organische Membranen, Zeolithe, Kohlenstoff-Fasern.

Tabelle 14: Beispielprojekte für die Beimischung von Wasserstoff in Gasnetze.

Quelle: IEA, (2021).

Projektname	Status
Avacon + DVGW (Deutschland)	Pilotprojekt (20 % Beimischung)
GRHYD (Capelle la Grand, Frankreich)	Pilotprojekt (20 % Beimischung)
Snam (Italien)	Pilotprojekt (10 % Beimischung)
HyDeploy (UK)	Pilotprojekt (20 % Beimischung)
Hyp SA (Australien)	Pilotprojekt (5–10 % Beimischung)

Sobald der Bedarf wächst, werden jedoch dezidierte Pipelinenetze für Wasserstoff unausweichlich, die die Anpassung bestehender Erdgasnetze (sofern Wasserstoff einen Teil des Erdgases aus dem Markt verdrängt) bzw. den kostspieligeren Neubau von Wasserstoffpipelines erfordert. Aufgrund der hohen CAPEX dieser Pipelines, muss ein konstanter Bedarf gesichert sein, um Investitionen anzuregen. Gleichzeitig steigt der Bedarf jedoch nur, wenn Wasserstoff günstig transportiert und damit am Markt erstanden werden kann. Dieses „Chicken and Egg“-Dilemma (siehe Kapitel 2.) kann nur durch geeignete Policy-Maßnahmen kompensiert werden.

### 2.5.2 Speicherung gasförmigen Wasserstoffs in Salzkavernen

Während Wasserstoff in flüssiger Form dank seiner vergleichsweise hohen Dichte (siehe unten) in kryo-gekühlten Tanks vor dem endgültigen Verbrauch zwischengelagert werden könnte oder für Derivate bereits bestehende Infrastrukturen genutzt werden könnten, stellt sich für reinen gasförmigen Wasserstoff die Frage der Lagerung. Durch seine Flüchtigkeit und geringe Dichte, selbst bei hoher Kompression ( $40 \text{ kg/m}^3$  bei 700 bar) werden große Mengen, wie sie etwa für die avisierte deutsche Energiewende benötigt werden könnten, nicht in Tanks speicherbar sein. Es würden schlicht zu viele Drucktanks gebraucht. Als vielversprechendste Technologie gelten die Salzkavernenspeicher.

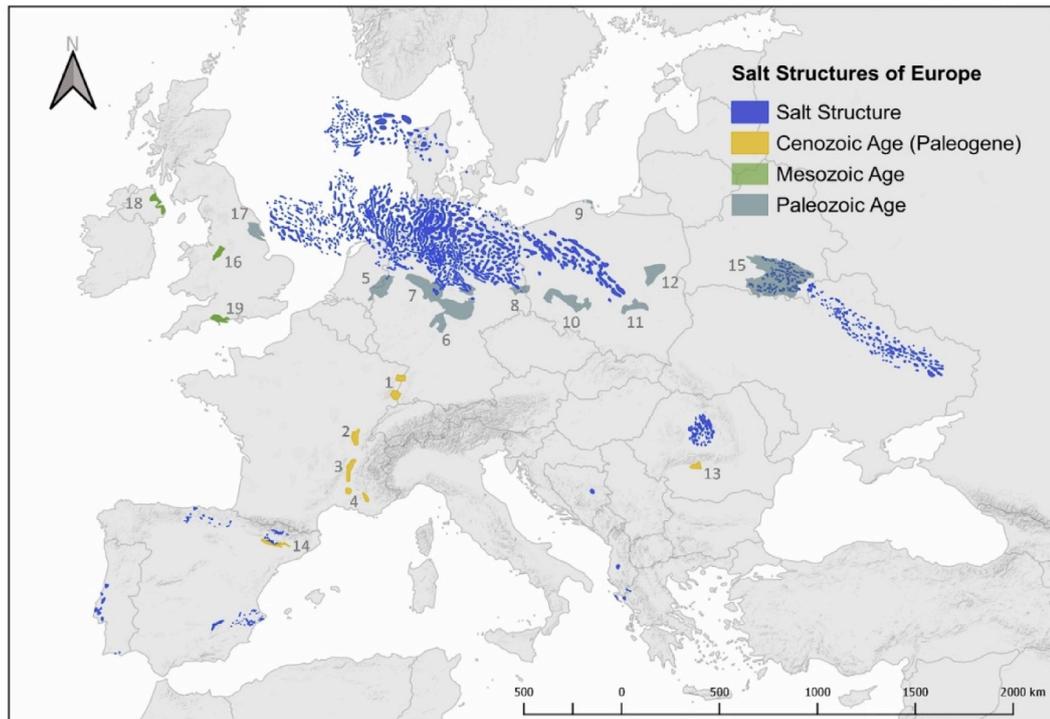


Abbildung 94: Verteilung von Salzkavernen über Europa.  
Quelle: Caglayan et al., (2020).

Die unterirdische Lagerung von Erdgas ist seit Jahrzehnten etablierte Praxis. Ein ähnliches Vorgehen lässt sich auf die Lagerung von Wasserstoff in Salzkavernen replizieren, bedarf jedoch der Verwendung anderer Materialien, vor allem bei Stahlkomponenten wie den Kaverneköpfen und benötigten Leitungen, aufgrund der genannten Versprödungsproblematik.<sup>272</sup>

Um eine Salzkaverne anzulegen, werden Bohrlöcher in einer Salzsteinschicht mit Wasser gefüllt und im erforderlichen Volumen ausgewaschen. Ein wesentlicher Vorteil von Salzkavernen gegenüber der Nutzung von etwa Aquiferen oder geleerten Öl- und Gasfeldern ist der verminderte Anteil benötigten Puffergases (engl. *cushion gas*) von unter 20 %. Dieser Puffer ist nötig, um den Druck (75–200 bar) und damit die Stabilität der Kaverne aufrecht zu erhalten. Des Weiteren halten Salzkavernen dicht, wodurch Verluste vermieden werden können und sie können flexibel gefüllt und geleert werden.<sup>273</sup>

Derzeit existieren nur vier betriebsfähige Wasserstoffspeicher in Salzkavernen, davon drei in den USA und eine im Vereinten Königreich.

<sup>272</sup> Vgl. Caglayan et al., (2020).

<sup>273</sup> Vgl. Caglayan et al., (2020).

Tabelle 15: Operationale Salzkavernenprojekte für die Speicherung von Wasserstoff.

Quelle: IEA, (2021).

Projektname	Land	Fassungsvermögen
Teeside	United Kingdom	27 GWh
Clemens Dome	United States	82 GWh
Moss Bluff	United States	125 GWh
Spindletop	United States	278 GWh

Der Studie von Caglayan et al. zufolge bietet sich jedoch ein immenses Potenzial für den Ausbau von Salzkavernen in Europa an. Die Autoren beziffern dies mit 84,8 PWh Wasserstoff also 84.800 TWh insgesamt (on- und offshore). Wie die Karte in Abbildung 94 zeigt, ist dieses Potenzial jedoch nicht gleichmäßig über den Kontinent verteilt.

Nur 9.4 PWh Kapazität entfallen auf Deutschland und hier vor allem auf Nord- und Ostdeutschland.<sup>274</sup> Als Pilotprojekt, lässt sich beispielsweise HYPOS in Ostdeutschland nennen. Hier wird ein Salzstock zur Wasserstoff-Lagerung erprobt, Standort ist Bad Lauchstädt (Sachsen-Anhalt) des Gasspeicherbetreibers VNG Gasspeicher GmbH (VGS), dazu eine Pipeline für Wasserstoff nach Leuna.

Aus den Zahlen für ein Beispielprojekt in Nordengland („H<sub>2</sub>1“) lässt sich ableiten, mit welchen Kosten für vergleichbare Projekte zu rechnen ist. Hier wird eine Kaverne mit einem Volumen von 300.000 m<sup>3</sup> und einer Tiefe von 1.700 Metern ausgehoben. Das Fassungsvermögen beträgt 1440 GWh H<sub>2</sub> (entspricht etwa 36.548 Tonnen (HHV)), das zusätzlich benötigte *cushion gas* 780.000 MWh (ca. 19796 Tonnen (HHV)). Die CAPEX liegen bei 271,25 €/MWh und OPEX bei 4 % vom CAPEX. In diesem Fall würde somit ein Gesamtinvestitionssumme von 387 Mio. Euro anfallen.

Tabelle 16: Beispielkosten einer Salzkaverne.

Quelle: World Hydrogen Leaders, 2022; Massey, (2022).

<b>Volumen</b>	300.000 m <sup>3</sup>
<b>Fassungsvermögen</b>	1.440 GWh H <sub>2</sub>
<b>CAPEX</b>	271,25 €/MWh H <sub>2</sub>
<b>OPEX</b>	0,10 €/MWh H <sub>2</sub>

<sup>274</sup> Vgl. Caglayan et al., (2020).

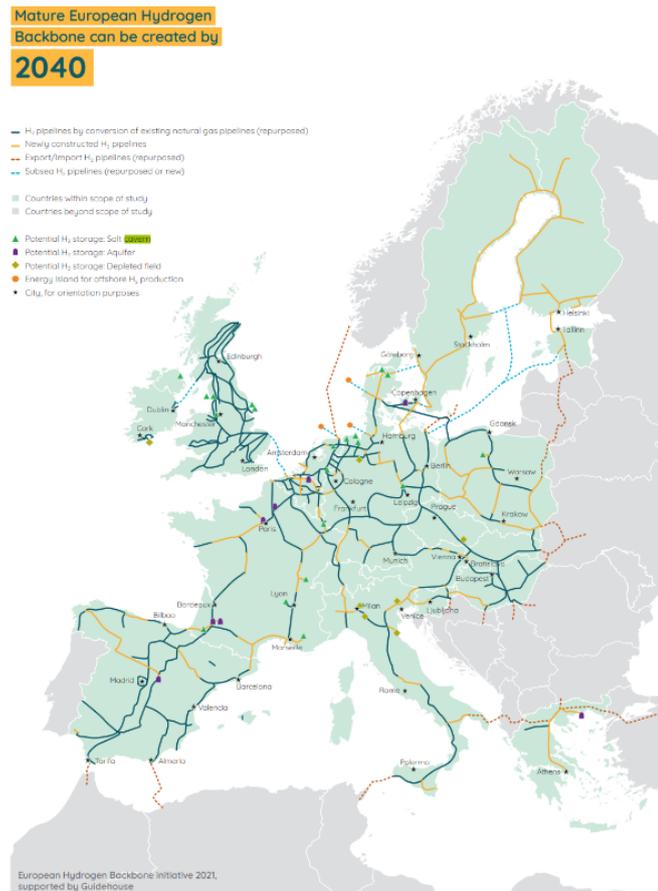


Abbildung 95: Projekt European Hydrogen Backbone.  
Quelle: Jens et al., (2021).

Der Ausbau von Infrastrukturen und vor allen Versorgungspipelinennetzen, die an dem Vorkommen von Salzkavernen ausgerichtet sind, werden nötig sein, um eine intereuropäische Wasserstoffversorgung sicherstellen zu können. Einen Vorschlag wie ein solches Netz aussehen könnte, liefert Gas for Climate, ein Konsortium führender Gastransportunternehmen in Europa. In diesem Szenario für das Jahr 2040 sind insgesamt 53.000 km Wasserstoffpipeline in Betrieb bei Investitionskosten von 80–143 Mrd. Euro und Betriebskosten von 1,6 – 3,2 Mrd. Euro jährlich. Hiervon sind 31.800 km umgebaute Gaspipelines und 21.250 km (wesentlich teurere) neugebaute Pipelines.<sup>275</sup> So sollen Transportkosten von **0,11–0,21 €/kg H<sub>2</sub>** möglich werden. Wie aus der Karte ersichtlich, ist das Netz so ausgerichtet, dass die Pipelines die Produzentländer (Marokko, Spanien) mit den Konsumenten verbinden und auf Speicher wie Salzkavernen ausgerichtet sind.

Die hier erwähnten Zahlen zu Salzspeicherpotenzialen und Plänen zum Infrastrukturausbau beziehen sich jedoch **nur auf Europa**. Ähnliche Daten müssen auch für andere Kontinente

<sup>275</sup> Vgl. Jens et al., (2021).

geschaffen werden, um die Realisierung einer globalen Energiewende mit Wasserstoff als Energiespeicher bewerten zu können.

### 2.5.3 Transport

Tabelle 17: Relevante Eigenschaften von flüssigem Wasserstoff für den Transport.

<b>Dichte</b>	71 kg/m <sup>3</sup>
<b>Temperatur</b>	-246 °C (atm)
<b>Volumetrische Energiedichte</b>	2,79 kWh/l
<b>Konversionsaufwand</b>	10 kWh/kg H <sub>2</sub>
<b>Energy Penalty</b>	15–25 % (HHV)

Ein weiterer Weg, reinen Wasserstoff zu transportieren, eröffnet sich durch Verflüssigung (LH<sub>2</sub>). Der Vorteil von flüssigem gegenüber gasförmigem Wasserstoff ist die erhöhte Dichte. Diese liegt bei 71 kg/m<sup>3</sup> bei 2 bar gegenüber den 40 kg/m<sup>3</sup> des gasförmigen Wasserstoffs bei einem Druck von 700 bar. Damit liegt die volumetrische Energiedichte bei 2.797,4 kWh/m<sup>3</sup> (2,79 kWh/l). Die Kondensation tritt bei atmosphärischem Druck des Gases jedoch erst bei sehr niedrigen Temperaturen ein (-246,0°C).

Um dies wieder mit Methan zu vergleichen: Hier tritt die Kondensation bei selbem Druck bereits bei -161,52°C ein, weshalb für die Verflüssigung von diesem Gas weniger Energie benötigt wird. Daten von Linde (2019) und Air Liquide (2020) beziffern den Bedarf auf 10 kWh/ kg H<sub>2</sub> (im Hinblick auf den Brennwert von 39,4 % also ein Verlust von 25 %).<sup>276</sup> Diese Zahl kann mit variierender Effizienz der Wasserstoffverflüssigungsanlage abweichen. Der Energieaufwand für die Verflüssigung je Anlage ist dabei empfindlich für positive Skaleneffekte. Größere Anlagen (50t/Tag) verbrauchen nur 9 kWh/kg, während kleinere Anlagen ( bis 5 t/d) 11 kWh/kg nutzen und sind damit effizienter.<sup>277</sup>

Je mehr Tonnen flüssigen Wasserstoffs eine Anlage pro Tag produzieren kann, desto weniger Energie muss pro Kilogramm aufgewendet werden. Zusätzlich determiniert der Auslastungsfaktor der Anlage den Energieaufwand, wobei 100 % Auslastung weniger Stromverbrauch pro Kilogramm Wasserstoff bedeutet als etwa 25 %, da zum Beispiel der zusätzliche Verbrauch für das Hoch- und Runterfahren der Maschinen eingespart wird. Große Anlagen mit hohem Auslastungsfaktor sind also für den Prozess der Verflüssigung zu präferieren.<sup>278</sup>

<sup>276</sup> Vgl. Zemo Partnership, (2021).

<sup>277</sup> Zum Vergleich: LNG-Anlagen produzieren heute bis zu 15.000 Tonnen pro Tag (Zemo Partnership 2021)

<sup>278</sup> Vgl. Zemo Partnership, (2021).

Der Verflüssigungsprozess folgt vereinfacht dargestellt in vier Schritten, wie in dem von Zemo Partnership dargestellten Pilotprojekt IdealHY: Der Kompression von Wasserstoff auf circa 80 bar (0,74 kWh/kg); dem „pre-cooling“ auf circa -143°C (0,77 kWh/kg); dem „cryo-cooling“ auf circa -246°C (4,85 kWh/kg) und zuletzt der Expansion des Wasserstoffs von 80 bar auf 2 bar (0,05 kWh).<sup>279</sup> Offensichtlich liegt der Verbrauch in diesem Beispiel „nur“ bei 6,41 kWh und damit unter den durchschnittlich 10 kWh/kg LH<sub>2</sub>. Die Autoren gehen also davon aus, dass die Verflüssigung durch technologischen Fortschritt effizienter werden kann. Vor allem der Prozessschritt der Kryo-Kühlung ist sehr energieintensiv und bedarf etwa drei Vierteln der gesamten Prozessenergie.

Insgesamt ist die Verflüssigung von Wasserstoff also äußerst energieaufwendig. Die *energy penalty* liegt je nach Effizienz der Prozesskette zwischen 10 und 6 kWh/kg LH<sub>2</sub> und somit bei 25 % bzw. 15 % (HHV), circa 3,5 bzw. 2,1 mal höher als der Aufwand für die Kompression von gasförmigem Wasserstoff (GH<sub>2</sub>) (2,5 kWh/kg). Wann sich der Transport von LH<sub>2</sub> ökonomisch und energetisch lohnen kann, wird im nächsten Abschnitt betrachtet. Durch die höhere volumetrische Energiedichte von flüssigem Wasserstoff sind zwei Formen des Transports von LH<sub>2</sub> denkbar: Der Transport mit Lastkraftwagen sowie der Transport mit Schiffen.

### 2.5.3.1 Transport flüssigen Wasserstoffs per LKW

Ein LKW kann rund 4.000 kg flüssigen Wasserstoff befördern, während bei selbem Volumen (ca. 56 m<sup>3</sup> oder 56.000 Litern) nur etwa 1.100 kg gasförmiger Wasserstoff transportiert werden können (bei 350 bar: 21 kg/m<sup>3</sup>).<sup>280</sup> Trotz einer äußeren Isolierung der Flüssigwasserstofftanker, kann jedoch nicht verhindert werden, dass Wärme in die Tanks gelangt. Dies führt zu einer leichten Verdampfung des Wasserstoffs und es entsteht das sogenannte „boil-off“ Gas im Tank. Wird dies nicht entfernt, erhöht sich der Druck, weshalb das überschüssige Gas meist ungenutzt aus dem Tank abgelassen wird. Diese als „vent-off“ bezeichneten Energieverluste, machen beim Wasserstofftransport mit LKW ca. **0,3–0,6 % der im Tank enthaltenen Menge pro Tag aus**.<sup>281</sup> Von 4.000 kg blieben nach einem Tag noch 3.880 kg bzw. 3.760 kg Wasserstoff. Dies entspricht einer durchaus signifikanten Verlustenergiemenge von ca. 4.728 kWh bzw. 9.456 kWh (HHV). Der Transport von LH<sub>2</sub> über längere Distanzen, die womöglich nur in mehreren Tagen mit dem LKW zurücklegbar sind, sind aufgrund dieser Einbußen aus

<sup>279</sup> Vgl. Zemo Partnership, (2021).

<sup>280</sup> Wasserstoff verhält sich bis zu einem Druck von ca. 10 bar nahezu wie ein sog. „ideales Gas“. Das heißt, dass die Dichte linear zum angewandten Druck verläuft. Statt bei 350 bar jedoch eine Dichte von 31,5 kg/m<sup>3</sup> aufzuweisen, liegt diese bei Wasserstoff bei 21 kg/m<sup>3</sup> und bei 700 bar bei 40 kg/m<sup>3</sup>. Ein Wasserstofftank fasst bei doppeltem Druck also nicht doppelt so viel Wasserstoff.

<sup>281</sup> Vgl. Zemo Partnership, (2021).

ökonomischer und energetischer Sicht nicht sinnvoll. Zudem besitzt Wasserstoff auch eine indirekte klimaschädliche Wirkung.

### 2.5.3.2 Transport flüssigen Wasserstoffs per Schiff

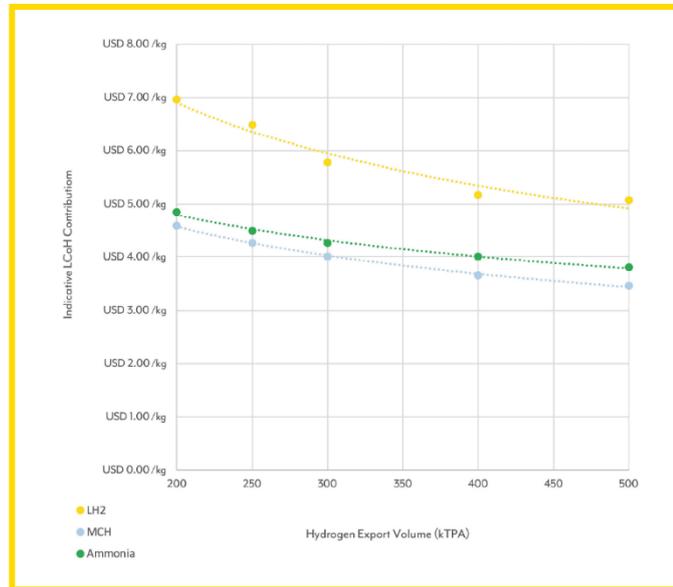


Figure 2.1 - Hydrogen Carrier Supply Chain LCOH Contribution

Abbildung 96: Verlauf der LCOH mit steigendem Exportvolumen.

Quelle: KBR, (2021).

Um große Mengen flüssigen Wasserstoffs über lange Distanzen zu transportieren, etwa von Chile nach Europa, könnte sich stattdessen der Schiffstransport anbieten. Die bereitzustellende (Hafen-) Infrastruktur ist jedoch deutlich komplexer, als die für den Transport via Lastwagen und bedeutet deshalb höhere CAPEX (s. Kapitel zum Transport von H<sub>2</sub> für detailliertere Informationen). Eine Studie der KBR Advisory Consulting hat die *levelized costs of hydrogen* (LCOH) für den Transport flüssigen Wasserstoffs per Schiff bei verschiedenen Exportvolumina im Jahr 2020 kalkuliert (dies exkludiert die Produktionskosten für Wasserstoff aber inkludiert die Konversions- und Rückkonversionskosten). Die Autoren fanden heraus, dass mit steigendem Exportvolumen der LCOH-Anteil des Transports für flüssigen Wasserstoff sinken (positiver Skaleneffekt), zum Beispiel dadurch bedingt, dass größere Exportvolumina die Standardisierung und Optimierung der Größe der Frachttanks erlauben.

Bei einem Exportvolumen von 200.000 t/a liegt der Anteil demnach bei 7 USD/kg LH<sub>2</sub>, während er bei 500.000 t/a auf 5 USD / kg fällt.<sup>282</sup>

Von den 7 USD entfallen 4 USD auf CAPEX der Infrastruktur und 3 USD auf OPEX. 51 % der CAPEX müssen für den „Export-Terminal“ aufgewendet werden, 39 % für den „Import-

<sup>282</sup> Vgl. KBR Advisory Consulting, (2021).

Terminal“ und 11 % für die Frachttanks (Marine Vessels).<sup>283</sup> Der hohe Anteil des Export-Terminals rührt aus den hohen Kosten für die Verflüssigungsanlage.<sup>284</sup> Doch auch der Transport via Schiff ist von „boil-off“ Verlusten betroffen. Je länger die zurückzulegende Distanz, desto höher die verlorene Menge Wasserstoff. Das bedeutet, dass, um dieselbe Menge zu transportieren, zusätzlich Wasserstoff hergestellt werden muss, was sich negativ auf die LCOH auswirkt. KBR zeigt in der untenstehenden Grafik, wie sich die LCOH mit zunehmender Distanz erhöhen.

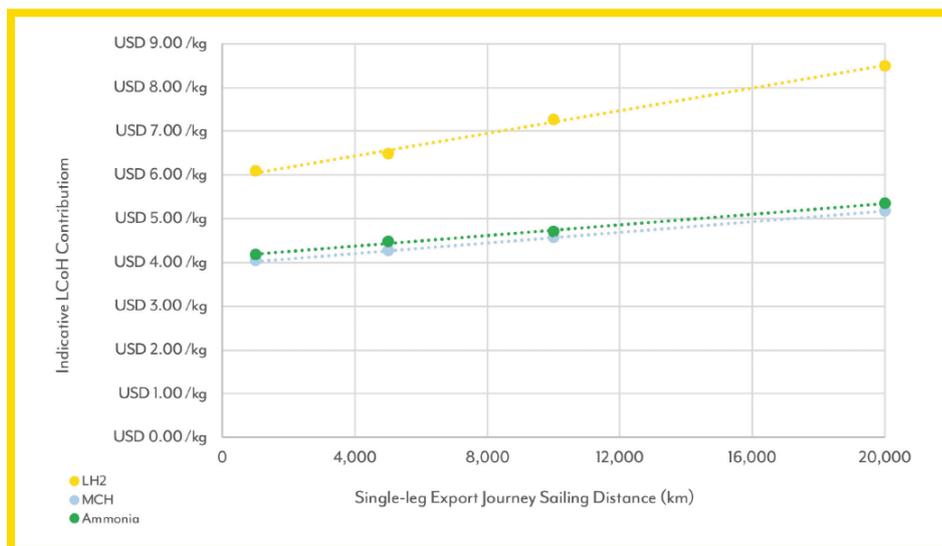


Abbildung 97: Steigende LCOH mit steigender Distanz wegen Boil-off-Verlusten (250kt/pa).  
Quelle: KBR, (2021).

Zusätzlich muss erwähnt werden, dass die Infrastruktur für flüssigen Wasserstoff noch nicht für einen massenhaften Transport ausgebaut ist. Zwar werden täglich bereits heute 355 t H<sub>2</sub>/d verflüssigt,<sup>285</sup> doch gibt es derzeit nur ein Schiff, das flüssigen Wasserstoff transportieren kann (HySTRA).<sup>286</sup>

Insgesamt ist der Transport von flüssigem Wasserstoff vor allem durch den hohen Energieaufwand für dessen Erzeugung, den zusätzlichen Energiekosten für die Kühlung und den Kosten für die spezifische Infrastruktur beeinträchtigt. Bei der Speicherung von flüssigem Wasserstoff sind zudem boil-off Verluste zu beachten, die die langfristige Lagerung beeinflussen können. Chemische Wasserstoffspeicher (sog. Wasserstoffderivate)<sup>287</sup> bieten aufgrund ihrer Stoffeigenschaften Vorteile, die die Handelbarkeit, Transport und die Speicherung von Wasserstoff

<sup>283</sup> Vgl. KBR Advisory Consulting, (2021).

<sup>284</sup> Vgl. KBR Advisory Consulting, (2021).

<sup>285</sup> Vgl. Andersson & Grönkvist, (2019).

<sup>286</sup> Vgl. Hein, (2022).

<sup>287</sup> Ein Derivat ist ein abgeleiteter Stoff ähnlicher Struktur zu einer entsprechenden Grundsubstanz („downstream molecule“). Mit Bezug auf Wasserstoff sind dies auf H<sub>2</sub> basierende gasförmige oder flüssige Energieträger.

effizienter machen (ausschlaggebend ist hier vor allem die „hydrogen storage density“ oder Wasserstoffspeicherkapazität).

#### 2.5.4 Chemische Wasserstoffspeicher (Wasserstoffderivate und LOHC)

In der Literatur wird zwischen zwei Arten chemischer Wasserstoffspeicher unterschieden:

- Wasserstoffspeicher, welche auf der Bindung von Wasserstoff an wasserstoff-mageren Molekülen basieren, die aus der Atmosphäre extrahiert werden. Diese Wasserstoffspeicher lassen bei ihrer Dehydrierung Gas-Mixe wie CO<sub>2</sub> oder N<sub>2</sub> in die Atmosphäre ab. Hierzu zählen Ammoniak und Methanol.

*Genauer gesagt gehören noch weitere Stoffe in die Gruppe A, etwa Ameisensäure (engl.: formic acid; HCOOH) oder auch Methan (CH<sub>4</sub>). Ersteres besitzt nur eine sehr geringe gravimetrische Wasserstoffspeicherkapazität von 4,4 % und 53 kg/m<sup>3</sup>, also vergleichbar mit komprimiertem, reinem, gasförmigem Wasserstoff (700 bar). Deshalb bietet sich dieser Wasserstoffspeicher als Transportmedium für kleinere Mengen über kurze Distanzen an und wird vor allem im Zusammenhang mit Wasserstofftankstellen diskutiert.<sup>288</sup> Dies macht den Einsatz von Ameisensäure für den Transport großer Mengen Wasserstoff unwahrscheinlich. Methan (CH<sub>4</sub>), wie oben erwähnt der Hauptbestandteil von Erdgas, kann über den Sabatier-Prozess als Reaktion von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) produziert werden. Der Stoff hat eine sehr hohe gravimetrische Wasserstoffspeicherkapazität von 25 % und 105,6 kg/m<sup>3</sup>. Da Methan ein weltweit genutztes Gas ist, könnte auch bei dieser Lieferkette auf bestehende Infrastrukturen zurückgegriffen werden, was Kostenvorteile mit sich bringt. Der Fokus dieses Papieres sind jedoch Wasserstoffträger mit dem Ziel der Rückkonversion in Wasserstoff. Methan würde in den meisten Fällen wohl direkt genutzt, weshalb zu dem Use-case der Wasserstoffrückgewinnung aus Methan nur wenig einschlägige Literatur zu finden ist.*

- Wasserstoffspeicher, die auf der Bindung von Wasserstoff an Wasserstoff magere organische Flüssigkeiten basieren, die einen vollkommen reversiblen katalytische Hydrierung/Dehydrierungsprozess ermöglichen ohne dabei andere Substanzen in die Atmosphäre abzulassen. Hierzu zählen die sogenannten Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC).

<sup>288</sup> Vgl. Kawanami et al., (2017).

## 2.5.4.1 Ammoniak als chemischer Wasserstoffspeicher

Tabelle 18: Relevante Eigenschaften von Ammoniak für den Wasserstofftransport.

<b>Dichte</b>	0,77 kg/m <sup>3</sup> (1 atm) 690 kg/m <sup>3</sup> (9 bar)
<b>Wasserstoffspeicherkapazität</b>	17,7 % (gravimetrisch); 122 kg/m <sup>3</sup> (volumetrisch)
<b>Reaktionsenthalpie</b>	-30,7 kJ/mol (exotherm)
<b>Siedepunkt</b>	-33°C
<b>Mindestzündenergie</b>	14 mJ
<b>Konversionsaufwand</b>	2–4 kWh/kg H <sub>2</sub>
<b>Rückkonversionsaufwand</b>	8 kWh/kg H <sub>2</sub>
<b>Energy Penalty</b>	10 – 12 kWh/kg H <sub>2</sub> (25 – 30 % HHV)

Ammoniak, ein farbloses Synthesegas, ist das Reaktionsprodukt von Stickstoff und Wasserstoff (NH<sub>3</sub>). NH<sub>3</sub> ist eine der meistproduziertesten Chemikalien der Welt (235 Mt im Jahr 2019)<sup>289</sup> und wird größtenteils mit dem schon seit dem frühen 20. Jahrhundert bekannten Haber-Bosch-Prozess hergestellt. Ammoniak wird weltweit in der Industrie als Grundstoff für Düngemittel sowie zur Produktion von Kunststoffen und Synthesefasern nachgefragt. Weitere Details hierzu in Kapitel 2.6.

Ammoniak besitzt bei atmosphärischem Druck eine höhere Dichte als Wasserstoff (0,77 kg/m<sup>3</sup> vs. 0,09 kg Ammoniak), aber einen wesentlich geringeren Brennwert (4,8 kWh/kg vs. 39,4 kWh/kg). Ein entscheidender Vorteil für den Transport von Ammoniak als Wasserstofftransportmedium liegt in seiner vergleichsweise einfach händelbaren physikalischen Eigenschaften im flüssigen Zustand und der hohen Wasserstoffspeicherkapazität: Die Kondensationstemperatur liegt bei -33°C, statt wie bei Wasserstoff bei -246°C bei atmosphärischem Druck. Somit kann Energie beim Kühlaufwand auf der Transportroute gespart werden. Bei einem Druck von 9 bar lässt sich das Gas bereits bei 20°C verflüssigen. Die Dichte von Ammoniak steigt im flüssigen Zustand auf 690 kg/m<sup>3</sup>. Der gravimetrische Anteil von Wasserstoff in Ammoniak ist 17,7 % und die volumetrisch 123 kg/m<sup>3</sup>. *De facto* kann auf einem Kubikmeter mit Ammoniak als Wasserstoffträger also mehr Wasserstoff transportiert als in flüssiger Reinform. Hinzu kommt, dass der Haber-Bosch Prozess, durch den das Synthesegas wie eingangs beschrieben hergestellt wird, einen vergleichsweise geringen Konversionsaufwand mit sich bringt (2 bis 4 kWh/kg oder 10 % des HHV). Dafür ist die Rückkonversion von Ammoniak in Wasserstoff energieintensiv (sog. Cracking-Prozess) und befindet sich derzeit noch in der Pilotphase, wird also noch nicht kommerziell betrieben. Der Aufwand wird hier auf 10–

<sup>289</sup> Vgl. Statista, (2022).

12 kWh/kg Wasserstoff geschätzt (ca. 25–30 % des HHV H<sub>2</sub>).<sup>290</sup> Die beschriebene „energy penalty“ beim Transport von Ammoniak liegt demnach anders als beim Transport von reinem Wasserstoff nicht am Anfang sondern am Ende der Supply-Chain.

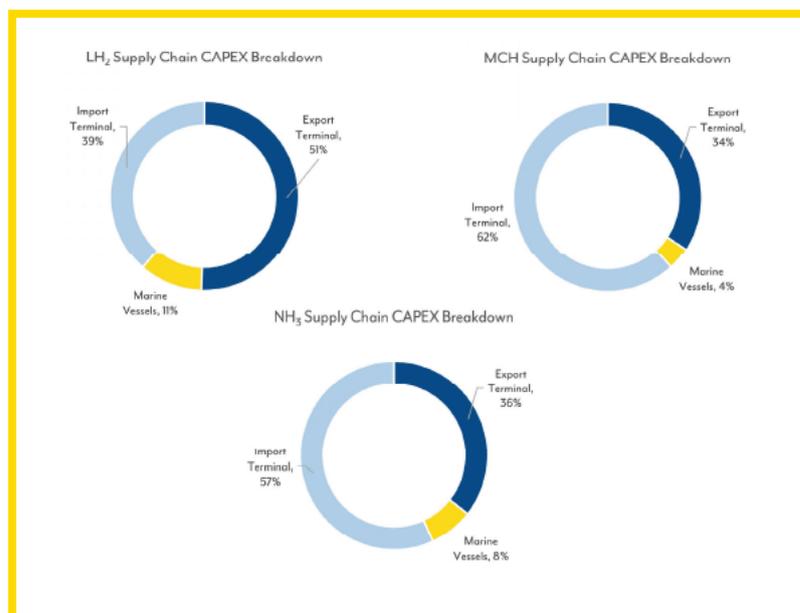


Abbildung 98: Kostenanteile entlang der Wasserstofflieferkette.

Quelle: KBR, (2021).

Dies zeigt auch Abbildung 98, die sich auf den Langstreckentransport per Schiff bezieht.

Der größte Capex-Anteil liegt beim Import Terminal (57 %), bedingt durch die hohen Kosten für Rückkonversionsanlagen, während das Export-Terminal nur 36 % ausmacht.<sup>291</sup> Dies liegt daran, dass Anlagen für den Haber-Bosch Prozess bereits durch langjährige Implementierung am Markt ihre CAPEX durch Skalierung senken konnten. KBR berechnet den Anteil der CAPEX an den Transportkosten für einen Kilogramm Ammoniak mit ca. 3 USD und die OPEX auf 1,48 USD.

Auch hier gilt: mit gesteigertem Exportvolumen, können die LCOH für den Wasserstofftransport in der Form von Ammoniak um bis zu 12 % reduziert werden (250.000 t/a = 4,48 USD; 500.000 Tonnen pro Jahr <= 4 USD).<sup>292</sup> Zu beachten ist jedoch, dass die hohen Rückkonversionskosten dazu führen, dass zusätzlich Ammoniak produziert werden muss, um netto die eingangs transportierte Energiemenge bereitstellen zu können.

<sup>290</sup> Vgl. Andersson & Grönkvist, (2019). Der Cracking-Prozess ist die Umkehrreaktion des Ammonia-Syntheseprozesses. Ammoniak fängt bei Temperaturen über 200°C an zu zerfallen, jedoch müssen normalerweise Temperaturen bis 650°C angewandt werden, um die komplette Zersetzung der Chemikalie in seine Bestandteile zu erreichen. Als Katalysator wird noch Ruthenium eingesetzt, ein sehr teures Edelmetall. Um die Kosten zu reduzieren und auch die Verfügbarkeit sicher zu stellen, werden weniger seltene Edelmetalle für die Verwendung untersucht (Nickel, Kobalt, Eisen), was jedoch aufgrund der schlechteren Leitfähigkeit zu benötigten Temperaturen bis 900°C führen könnte (vgl. Andersson et al. 2019).

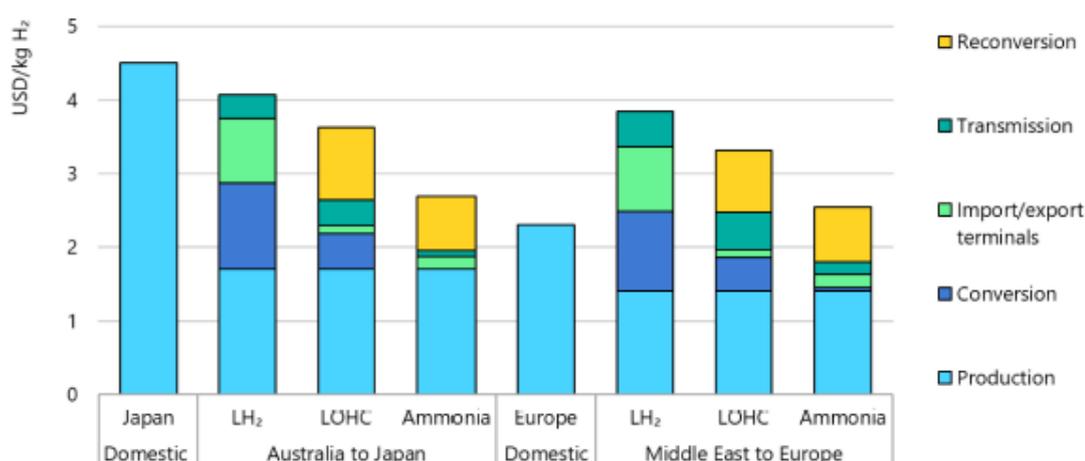
<sup>291</sup> Vgl. KBR Advisory Consulting, (2021).

<sup>292</sup> Vgl. KBR Advisory Consulting, (2021).

Wenn täglich 1.300 t Ammoniak transportiert werden, könnten hieraus (theoretisch) etwa 22,94 t Wasserstoff erzeugt werden (Molare Masse  $H_3 = 3,02$  g/mol). Dies entspricht einer Energiemenge von 0,9 GWh (HHV). Die Erzeugung eines Kilogramms Wasserstoffs aus Ammoniak kostet 8 kWh, also bei der genannten Menge etwa 0,18 GWh. Von 0,9 GWh gelieferter Energie bleiben dementsprechend noch 0,72 GWh übrig, ein Verlust von ca. 20 %. Die energy penalty in Höhe von 0,18 GWh muss durch Zusatzproduktion kompensiert werden, was ca. 4,5 t  $H_2$  oder 254,7 t Ammoniak pro Tag entspricht. Auf das Jahr hochgerechnet ergibt dies eine notwendige Mehrproduktion von 92.710 t. Die sich daraus ergebenden zusätzlichen Produktionskosten wirken sich negativ auf die LCOH aus.

Wegen seiner vorteilhaften Eigenschaften (relativ niedrige Siedetemperatur und hoher Anteil transportierbaren Wasserstoffs) und dem gut etablierten Herstellungsprozess sowie der vielerorts bereits vorhandenen Infrastruktur und notwendigen Technik, wird der Transport von Ammoniak als Träger von Wasserstoff über lange Distanzen in der Literatur als überlegen gegenüber flüssigem Wasserstoff bewertet.

Die Grafik der IEA (Abbildung 99) zeigt vereinfacht dargestellt verschiedene Szenarien der Produktion und des Transports von Wasserstoff (mit dem Ziel der Endnutzung von Wasserstoff).



IEA. All rights reserved.

Notes: LH<sub>2</sub> = liquid hydrogen. LOHC = liquid organic hydrogen carrier. Assumes distribution of 1 000 t H<sub>2</sub>/d. Storage costs are included in import and export terminal expenses. Hydrogen is produced from electrolysis using renewable electricity.

Source: Based on [IAE \(2016\)](#).

Abbildung 99: Projizierte Kosten für den Wasserstofftransport (inkl. Produktion).

Quelle: IEA, (2021).

Für die Route Middle-East to Europe“ wird deutlich, dass in dieser Projektion Ammoniak als Transport von Wasserstoff auch inklusive der Rückkonversionskosten günstiger ist als LH<sub>2</sub>. Die Agentur nimmt dabei an, dass der Wasserstoff aus Erneuerbaren hergestellt wird, bei einer

Transportmenge von 1.000 t/d (oder tpd). Die Grafik zeigt jedoch auch, dass in Europa produzierter und transportierter Wasserstoff günstiger ist als aus Fernost importierter, auch wenn dort die Produktionskosten niedriger sind.

Würde flüssiger Ammoniak direkt genutzt (zum Beispiel zur Stromerzeugung durch die Verbrennung in Gasturbinen oder als Treibstoff für die Schifffahrt) und die Rückkonversionskosten damit eingespart, könnten die Gestehungskosten für so importierten Ammoniak tiefer liegen (s. Abbildung 99). Bei der Kostenanalyse für den Transport von Ammoniak (oder allgemein chemischen Wasserstoffträgern) steht also immer auch der Endnutzen des Verbrauchers im Zentrum.

#### 2.5.4.2 Methanol als chemischer Wasserstoffspeicher

Ein weiteres, energiedichtes Wasserstoffderivat ist Methanol ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ). Der einfachste Vertreter aus der Stoffgruppe der Alkohole besitzt eine gravimetrische Wasserstoffspeicherkapazität von 12,5 % und volumetrisch von  $99 \text{ kg/m}^3$ , vergleichbar zu Ammoniak.

Die am weitesten verbreitete Produktionsroute von Methanol läuft über die Synthese von Wasserstoff und  $\text{CO}_2$ . Dieser Prozess ist technisch ausgereift, wenn auch weniger etabliert als die „traditionelle“ erdgasbasierte Produktionsweise.<sup>293</sup>

Tabelle 19: Relevante Eigenschaften von Methanol.

<b>Dichte</b>	$792 \text{ kg/m}^3$
<b>Wasserstoffspeicherkapazität</b>	12,5 % (gravimetrisch); $99 \text{ kg/m}^3$ (volumetrisch)
<b>Reaktionsenthalpie</b>	-239 kJ/mol (exotherm)
<b>Siedepunkt</b>	$64,7 \text{ }^\circ\text{C}$
<b>Mindestzündenergie</b>	0,2 mJ
<b>Konversionsaufwand</b>	1,3–1,8 kWh/kg $\text{H}_2$ (4,5 % HHV)
<b>Rückkonversionsaufwand</b>	6,7 kWh/kg $\text{H}_2$ (17 % HHV)
<b>Energy Penalty</b>	21,5 % (HHV)

In beiden Prozessen können jedoch die gleichen Katalysatoren genutzt werden. Außerdem werden Temperaturen zwischen  $220^\circ\text{C}$  und  $-280^\circ\text{C}$  und ein Druck im Bereich von 50 – 100 bar benötigt. Auch diese Reaktion ist exotherm. Andersson et al. berechnen einen Aufwand von 1,3 – 1,8 kWh/kg  $\text{H}_2$  für die Hydrierung von  $\text{CO}_2$ , 4,5 % des HHV.<sup>294</sup> Weitere Details hierzu auch im Kapitel 2.6.

<sup>293</sup> Vgl. Andersson & Grönkvist, (2019).

<sup>294</sup> Vgl. Andersson & Grönkvist, (2019).

Cost of Methanol manufacturing: **1.87 €/l<sub>DE</sub>** for 300 MW output at 8,000 operating hours → 434 kt/a  
 Main economic assumptions: 4.6 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>, 70 €/t<sub>CO<sub>2</sub></sub>, 32 €/t<sub>steam</sub>, 97.6 €/MWh<sub>electricity</sub>, Lifetime= 20 a,  
 interest rate= 8%

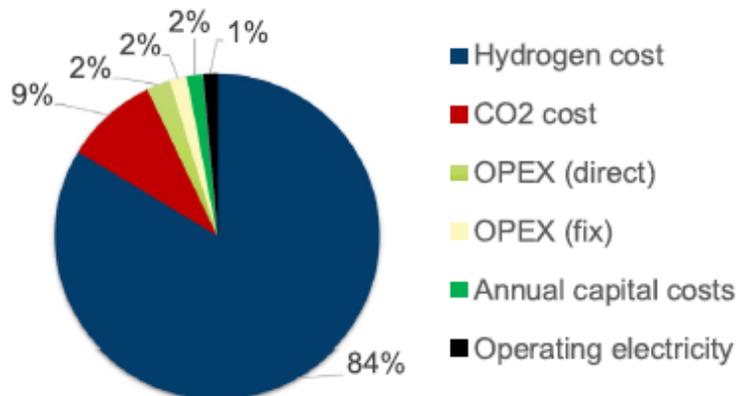


Abbildung 100: Kostenanteile bei der Produktion von Methanol;  
 Quelle: Schorn et al. 2021

Es gibt drei Möglichkeiten der Rückkonversion von Methanol in Wasserstoff und CO<sub>2</sub>:

1. den Dampfreformierungsprozess,
2. die partielle Oxidation mit Sauerstoff oder
3. die Methanol-Thermolyse.<sup>295</sup>

Wie bei Ammoniak sind diese Rückkonversionsprozesse endotherm, d.h. es ist ein höherer Energieaufwand als bei der Synthese notwendig. Die Autoren rechnen hier mit 6,7 kWh/kg H<sub>2</sub> in Form von Wärme, also 17 % des HHV.<sup>296</sup>

Schorn et al. beschäftigten sich in einem Papier von 2021 mit den Transportkosten von erneuerbarem Methanol als Wasserstoffträger.<sup>297</sup> Die Autoren zeigen auf, dass bei den Produktionskosten von Methanol die Kosten für den über Elektrolyse herzustellenden Wasserstoff (84 %) und die Gestehungskosten für das CO<sub>2</sub> (9 %) den größten Anteil ausmachen.

<sup>295</sup> Vgl. Andersson & Grönkvist, (2019).

<sup>296</sup> Vgl. Andersson & Grönkvist, (2019).

<sup>297</sup> Vgl. Schorn et al., (2021).

**Table 2**

Methanol production costs in €/t as a function of the CO<sub>2</sub> price and H<sub>2</sub> net production costs. The numbers given are valid for the system size of 300 MW and the presented methodology. Current (fossil, year: 2018) methanol market price: 400 €/t [65]. The timeline for the hydrogen production costs is from IRENA [7].

		NPC H <sub>2</sub> [€/kg]								
		2050		2030			2020			
CO <sub>2</sub> Price [€/t]	time	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	
		0	254	350	445	578	635	731	826	921
		20	282	377	473	606	663	758	854	949
		40	310	405	500	634	691	786	881	977
		60	337	433	528	661	719	814	909	1004
		80	365	461	556	689	746	842	937	1032
		100	393	488	584	717	774	869	965	1060
		150	462	558	653	786	843	939	1034	1129
		200	532	627	722	856	913	1008	1103	1199
		300	670	766	861	994	1051	1147	1242	1337
400	809	904	1000	1133	1190	1285	1381	1476		
500	948	1043	1138	1272	1329	1424	1519	1615		
800	1364	1459	1554	1688	1745	1840	1936	2031		

NPC range	MeOH production...
<600 €/t	<b>Competitive</b> → Max. 150% of current price level
>600 < 1200 €/t	<b>Possibly competitive</b> → Max. 300% of current price level
>1200 €/t	<b>Not competitive</b> → More than 300% of current price level

Abbildung 101: Sensitivitätsanalyse der Produktionskosten für Methanol.

Quelle: Schorn et al., (2021).

Sollten die Produktionskosten für erneuerbares Methanol gesenkt werden um wettbewerbsfähig zu konventionellem Methanol (Preislevel von 400 €/t in 2018) zu werden, muss sichergestellt sein, dass Wasserstoff und CO<sub>2</sub> zu einem möglichst niedrigen Preis erstanden werden können. Konkret führen Schorn et al. eine Sensitivitätsanalyse durch (siehe Abbildung 101) und definieren erneuerbar produziertes Methanol als wettbewerbsfähig, wenn es in einem Bereich von < 600 €/t hergestellt werden kann (denn es ist zu erwarten, dass fossil produziertes Methanol eher teurer als günstiger wird, bedingt durch die auf den verursachten CO<sub>2</sub>-Ausstoß bezogene Sanktionen). Ein Ergebnis ist, dass Methanol zu einem Preis von 578 €/t produziert werden könnte, wenn (erneuerbarer) Wasserstoff für 2,5 €/kg und CO<sub>2</sub> umsonst ist (z.B. bezogen aus Biomasse).<sup>298</sup> Sofern eine Kostenverbesserung bei den Bottlenecks für mittels Elektrolyse produzierten Wasserstoff (i.e. Preisverfall der Elektrolyseur CAPEX auf 400 €/kW, Kosten für erneuerbaren Strom von 20 €/MWH und ein Auslastungsfaktor >50 %) erzielten

<sup>298</sup> Vgl. Schorn et al., (2021).

werden kann, könnte in bestimmten Regionen der Erde Methanol zu einem kompetitiven Preis ab dem Jahr 2030 produziert werden.

Da Methanol bereits heute auf Basis fossiler Rohstoffe weltweit gehandelt wird, kann (wie bei Ammoniak) bestehende Infrastruktur zu dessen Transport genutzt werden. Dazu eignen sich reguläre Rohöltransportschiffe. Dies spart Kosten für den Umbau oder Neubau von Import und Export-Terminals sowie sonstigem benötigten Equipment. Schorn et al. rechnen auf der Basis der Berechnungen von Pfennig et al.<sup>299</sup> mit 5 €/t bei einer Distanz von 10.000 Kilometern.<sup>300</sup> Mit steigender Distanz steigen linear auch die Transportkosten pro Tonne Methanol. Daraus ergibt sich die folgende graphische Darstellung in Abbildung 102:



Fig. 10. Methanol transportation costs based on Pfennig et al. [63] as a function of the shipping distance.

Abbildung 102: Transportkosten von Methanol pro MWh bzw. Tonne nach Distanz.  
Quelle: Pfennig et al., (2017).

In einem nächsten Schritt berechnen die Autoren die Importkosten von Methanol im Jahr 2030 für potenzielle Handelsrouten und stellen sie den Kosten für flüssig transportierten Wasserstoff gegenüber, z.B. von Jeddah, Saudiarabien nach Hamburg. Die Ergebnisse zeigen, und die obigen Ausführungen zu flüssigem Wasserstoff bestätigen dies, dass dessen Transportkosten wesentlich höher liegen als die des Methanols (11,25 – 14,17 €/GJ vs. 0,20 – 0,34 €/GJ). Dafür liegen die Produktionskosten für Methanol höher, abhängig vom Preis für CO<sub>2</sub> (da die Produktionskosten für Wasserstoff in diesem Szenario gleich sind). Für die Kosten von 30 – 80 €/t CO<sub>2</sub> ist Methanol günstiger oder gleichgünstig zu flüssigem Wasserstoff zu erstehen. Ab einem CO<sub>2</sub>-Preis von 100 € ist Methanol teurer. Beide Energieträger könnten demnach im Jahr 2030 für 1 €/l nach Deutschland importiert werden (bei einem CO<sub>2</sub> Preis von 80 €/t bei Methanol). Ist CO<sub>2</sub> für unter 80 € verfügbar, sind die Importkosten für Methanol günstiger als die des flüssigen Wasserstoffs. Ein Liter fossil produzierter Diesel kostete im Jahr 2019 0,59 €.

<sup>299</sup> Vgl. Pfennig et al., (2017).

<sup>300</sup> Vgl. Schorn et al., (2021).

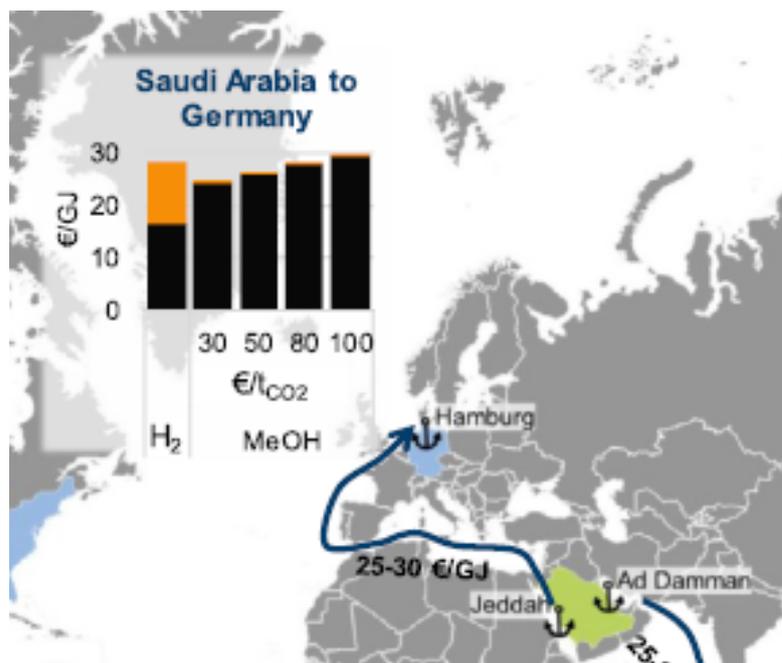


Abbildung 103: Kosten für die Transportroute Saudi Arabien-Deutschland.

Quelle: Schorn et al., (2021).

Auch in diesem Szenario, das Preissenkungen bei der Produktion von wasserstoffbasierten Energieträgern miteinbezieht, besteht nach wie vor eine signifikante Preisdifferenz zu fossilen Kraftstoffen, solange keine Sanktionen bzw. Subventionen für Erneuerbare eingeführt werden, oder die Produktions- und Transportkosten noch weiter gesenkt werden können.

Auch ist zu beachten, dass in der Kostenkalkulation von Schorn et al. die Kosten für die Rückkonversion von Methanol in Wasserstoff nicht mit eingerechnet sind, sollte das gewünschte Endprodukt Wasserstoff sein. Die Autoren argumentieren, dass das Anwendungsfeld der Chemikalie breit ist (v.a. als Schiffstreibstoff), sodass der Stoff auch direkt eingesetzt werden könnte statt ihn zu hohen zusätzlichen Kosten rückzukonvertieren (vgl. energy penalty von 17 % / kg H<sub>2</sub>).<sup>301</sup> Ein weiterer zusätzlicher Aspekt der Nutzung von Methanol als Wasserstoffträger ist die Herkunft des verwendeten CO<sub>2</sub>. Methanol kann nur klimaneutral sein, wenn durch dessen Produktion (und ggf. direkter Nutzung) kein zusätzliches CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre gerät. Hier bietet sich wie von Schorn et al. dargestellt etwa CO<sub>2</sub> zur Synthese mit Wasserstoff an, das in der Industrie abgefangen wurde, dann z.B. nach Europa transportiert und nach der Abspaltung von Wasserstoff wiederverwendet wird (CO<sub>2</sub>-Kreislauf). Eine weitere Möglichkeit ist die Verwendung von CO<sub>2</sub> aus Direct Air Capture, das jedoch momentan noch sehr teuer ist (s. Kapitel über CCS). Ein wichtiger Aspekt in dieser Hinsicht ist die Zertifizierung von Wasserstoff und seinen Derivaten, die weiter unten aufgegriffen wird.

<sup>301</sup> Die Rückspaltung von Methanol in Wasserstoff ist im Gegensatz zum „Cracking-Prozess“ bei Ammoniak technisch etabliert und wird bei der Erzeugung von Wasserstoff in kleinen Mengen und für die Metallbehandlung genutzt.

Zusammenfassend betrachtet bietet Methanol also im Vergleich zu flüssigem Wasserstoff und auch Ammoniak den Vorteil ohne Kühlungsaufwand transportiert werden zu können und dass durch bereits bestehende Infrastruktur Kosten gespart werden können. Insbesondere im Vergleich zu Ammoniak besitzt Methanol jedoch eine geringere Wasserstoffspeicherkapazität, was die Wirtschaftlichkeit dieses Transportmediums beeinflusst, wenn das Ziel die Rückgewinnung des Wasserstoffs selbst ist. Hinzu kommt die Problematik der Sicherstellung der CO<sub>2</sub>-Neutralität. Als Wasserstoffträger für den Transport wird Ammoniak deshalb in vielen Studien zum Thema favorisiert.

#### **Sicherheitsaspekte beim Transport von Wasserstoff, Ammoniak und Methanol**

*Beim Transport von flüssigem Wasserstoff, Ammoniak und Methanol sind durchaus sicherheitsrelevante Aspekte zu beachten. Wasserstoff ist nicht toxisch aber hochentflammbar (Mindestzündenergie von nur 0,019 mJ). Ammoniak und Methanol sind hochtoxische Substanzen und können im Fall von Leckagen zu Umweltbelastungen führen. Da letzte international gehandelte Waren sind, existieren bereits entsprechende Gesundheits- und Sicherheitsstandards. Für Wasserstoff müssen solche Standards noch geschaffen werden.*

#### 2.5.4.3 Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC)

LOHC dienen als Träger für Wasserstoff und werden durch die Hydrierung (oder Beladung) eines LOHC-Moleküls (H<sub>0</sub>LOHC) produziert und anschließend zur Nutzung des Wasserstoffs dehydriert (entladen).<sup>302</sup> Das LOHC als Wasserstoffspeicher liegt in seiner dehydrierten Form im flüssigen Aggregatzustand vor (anders als etwa Stickstoff bei Ammoniak oder CO<sub>2</sub> bei Methanol). Dies hat den Vorteil, dass das LOHC zu dem Hydrierungsreaktor gepumpt werden kann, statt dass ein zusätzlicher Kompressionsaufwand nötig wird wie z.B. bei der Synthese von N<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>.<sup>303</sup> Der Hydrierungsprozess ist wie der Haber-Bosch Prozess exotherm. Somit können signifikante Energieeinsparungen bei der Hydrierung erzielt werden und LOHCs haben unter den chemischen Hydriden den niedrigsten Konversionsaufwand (0,7 kWh<sub>el</sub>/kg H<sub>2</sub>).<sup>304</sup>

Für den Hydrierungsprozess wird komprimierter Wasserstoff in einem Druckbereich zwischen 10 und 50 bar bei einer Temperatur zwischen 130 und 200°C genutzt.<sup>305</sup> Zu den am besten untersuchten und ökonomisch rentabelsten LOHCs zählen Toluene-Methylcyclohexan (T-MCH, siehe nachstehende Tabelle) und Dibenzyltoluene (DBT, siehe Tabelle 21). Die gravimetrische Wasserstoffspeicherkapazität bei ersterem liegt bei 6,1 % und die volumetrische bei 47 kg/m<sup>3</sup>. Bei Dibenzyltoluene liegen diese Werte bei 6,2 % und 64 kg/m<sup>3</sup>.

<sup>302</sup> Vgl. Niermann et al., (2019).

<sup>303</sup> Vgl. Andersson & Grönkvist, (2019).

<sup>304</sup> Vgl. Andersson & Grönkvist, (2019).

<sup>305</sup> Vgl. Andersson & Grönkvist, (2019).

Noch einmal zum Vergleich: Pro Kubikmeter können mit Ammoniak als Trägermedium 122 kg Wasserstoff transportiert werden, also ca. 2,6- bzw. 1,9-mal so viel. Verbraucht der Hydrierungsprozess der LOHCs relativ zu Ammoniak wenig Energie, so ist der Dehydrierungsprozess (endotherm) energieintensiver. Für T-MCH werden Temperaturen bis 350°C und ein Energieaufwand von ca. 11,2 kWh/kg H<sub>2</sub> benötigt, für DBT 270–290°C und 9 kWh/kg H<sub>2</sub> (in Form von Wärme).<sup>306</sup>

Tabelle 20: Wichtige Eigenschaften für den Transport von Wasserstoff über T-MCH.

<b>Dichte</b>	<b>770 kg/m<sup>3</sup></b>
<b>Wasserstoffspeicherkapazität</b>	<b>6,1 % (gravimetrisch); 47 kg/m<sup>3</sup> (volumetrisch)</b>
<b>Konversionsaufwand</b>	<b>0,7 kWh/kg H<sub>2</sub> (Strom)</b>
<b>Rückkonversionsaufwand</b>	<b>11,2 kWh/kg H<sub>2</sub> (Wärme)</b>
<b>Energy Penalty</b>	<b>30 % (HHV)</b>

Tabelle 21: Wichtige Eigenschaften für den Transport von Wasserstoff über DBT.

<b>Dichte</b>	<b>1032 kg/m<sup>3</sup></b>
<b>Wasserstoffspeicherkapazität</b>	<b>6,2 % (gravimetrisch); 64 kg/m<sup>3</sup> (volumetrisch)</b>
<b>Konversionsaufwand</b>	<b>0,7 kWh/kg H<sub>2</sub> (Strom)</b>
<b>Rückkonversionsaufwand</b>	<b>9,0 kWh/kg H<sub>2</sub> (Wärme)</b>
<b>Energy Penalty</b>	<b>24,6 % (HHV)</b>

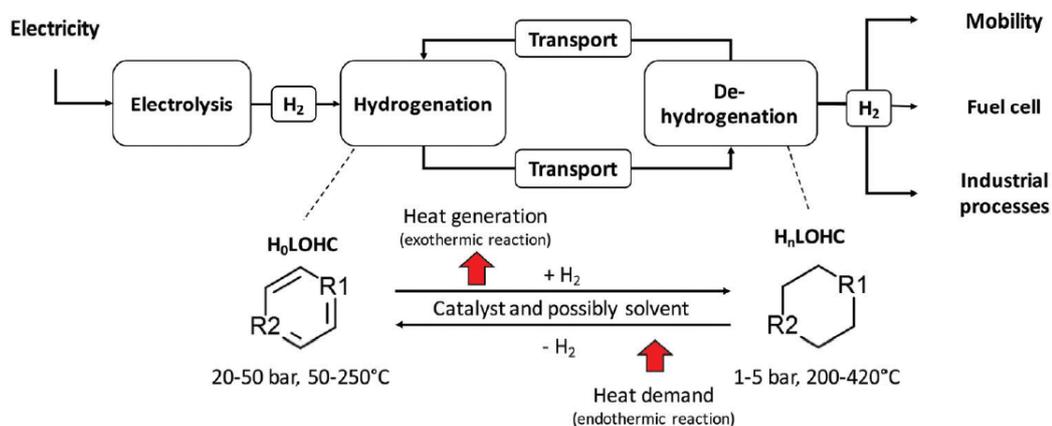


Abbildung 104: Konzept LOHC.

Quelle: Niermann et al., (2019).

LOHCs wie T-MCH und DBT bieten einige Vorteile für den Transport von Wasserstoff. Zum ersten sind sie bei Raumtemperatur flüssig und haben ähnliche Eigenschaften zu auf Rohöl basierenden Energieträgern wie Benzin oder Diesel. Theoretisch ist es deshalb möglich bereits existierende Infrastrukturen wie Pipelines, Schifffahrt oder auch Schienenverkehr

<sup>306</sup> Vgl. Niermann et al., (2019).

auch für den Transport von Wasserstoff über LOHCs zu nutzen und damit Kosten zu sparen.<sup>307</sup> Zudem müssen nicht zusätzlich, wie bei Ammoniak, weitere Gase neben Wasserstoff energieaufwendig produziert, aufgefangen und gelagert werden.<sup>308</sup> Ein weiterer Vorteil der LOHCs ist die Resistenz gegenüber boil-off Verlusten, die vor allem den Transport von reinem Wasserstoff in flüssiger Form belasten. LOHCs könnten daher potenziell geeignete Träger für die Langzeitlagerung von Wasserstoff sein.<sup>309</sup> Zuletzt bedingt die Reversibilität der Stoffe, dass die LOHCs nach der Dehydrierung wieder an den Ort der Wasserstoffproduktion zurück verschifft werden, hydriert und damit wiederverwendet werden könnten. Theoretisch kann somit ein zirkulares Wirtschaftsmodell geschaffen werden. In der Praxis zeigt sich jedoch, dass LOHCs bei der Lagerung und dem Transport durch Nebenreaktionen deteriorieren und ausgetauscht werden müssen.<sup>310</sup> Dies schafft zusätzlichen Abfall.

Aus den Stoffeigenschaften leitet sich ein weiterer Nachteil ab: vor allem DBT besitzt eine wesentlich höhere Dichte als Ammoniak. Gleichzeitig ist die transportierbare Menge Wasserstoff geringer ( $47 \text{ kg/m}^3$  bzw.  $67 \text{ kg/m}^3$  vs.  $122 \text{ kg/m}^3$ ). Vereinfacht bedeutet dies, dass für dieselbe Menge transportierten Wasserstoff ein größeres Volumen benötigt wird und somit ggf. Mehrkosten für z.B. zusätzliche Tanks (z.B. Schiff oder Schienenverkehr) entstehen. Zusätzlich hat dieses dann transportierte höhere Volumen ein höheres Gewicht, was etwa den Treibstoffverbrauch des jeweiligen Transportmittels erhöht. Trotzdem dieses Kapitel den Transport mit dem Ziel der Nutzung des Wasserstoffs beleuchtet, sei an dieser Stelle erwähnt, dass LOHCs im Gegensatz zu z.B. Ammoniak zwingend rückkonvertiert werden müssen und nicht direkt genutzt werden können. Der gelistete Rückkonversionsaufwand (der zudem höher als bei Ammoniak ist) ist also unabdingbar aufzubringen, um den Wasserstoff zu erhalten und wirkt sich deshalb negativ auf die LCOH aus. Wie oben erwähnt könnte für Ammoniak erwogen werden, die Chemikalie direkt zu nutzen, den Rückkonversionsaufwand zu sparen und damit die Kosten zu senken. Ein solches Geschäftsmodell wird etwa zwischen Japan und Australien getestet.<sup>311</sup>

Niemann et al. analysieren in ihrer Studie die Kosten einer auf LOHC basierenden Wasserstofflieferkette. Ein erstes interessantes Ergebnis dieser Studie sind die Rohmaterialpreise für verschiedene LOHCs:

---

<sup>307</sup> Vgl. Niemann et al., (2019).

<sup>308</sup> Vgl. Andersson & Grönkvist, (2019).

<sup>309</sup> Vgl. Niemann et al., (2019).

<sup>310</sup> Vgl. Niemann et al., (2019).

<sup>311</sup> Vgl. Hughes & Beck, (2022).

Tabelle 22: Rohstoffpreise für LOHC.

Quelle: Niermann et al., (2019).

Substanz	Preis [€ pro Kilogramm]
N-ethylcarbazole	40,00
<b>Dibenzyltoluene</b>	<b>4,00</b>
1,2-dihydro-1,2-azaborine	100,00
Naphtalene	0,60
<b>T-MCH</b>	<b>0,80</b>

T-MCH und Naphtalene sind wesentlich günstiger als Dibenzyltoluene, während die weiteren gelisteten LOHCs schon aufgrund ihrer Rohmaterialkosten unwirtschaftlich für den Transport sein dürften. Über die gesamte Lieferkette hinweg simulieren Niermann et al. folgende Kosten pro Jahr (angenommen wurde eine Strecke über 5.000 km und der Transport via Schiff, Kosten in 1.000 €/a):

Tabelle 23: Kosten LOHC über gesamte Lieferkette in 1.000 €/a.

Quelle: Niermann et al., (2019).

	Lage- rung	Kon- version	Rück- konver- sion	Pro- duktion	Ver- brauch	Trans- port	Neben- aggre- gate	Gesamt
<b>DBT</b>	25.048	1.310	4.279	75.786	38.963	4.351	28	149.765
<b>NAP</b>	14.620	1.757	24.626	78.691	38.963	4.725	29	163.411
<b>T-MCH</b>	12.610	796	23.722	78.938	38.963	4.351	25	159.405

DBT und T-MCH sind demnach günstiger als Naphtalene. Interessant ist, dass DBT trotz der höheren Rohstoffkosten einen niedrigeren Gesamtpreis erzielt. Dies ist auf die geringeren Rückkonversionskosten zurückzuführen. Aus ökonomischer Perspektive sind dieser Studie zufolge DBT und Toluene bzw. T-MCH die günstigsten LOHCs, bedingt durch vergleichsweise niedrige Rohmaterialkosten. In diesem Szenario ergeben sich Gesamtkosten (von Produktion bis Verbrauch) von 13,60 €/kg H<sub>2</sub> und 14,50 €/kg H<sub>2</sub> für T-MCH.

Auffällig sind die hohen Systemkosten für gasförmigen Wasserstoff, der anschließend in Kavernen oder in Wasserstofftanks gespeichert wird. Aufgrund seiner Flüchtigkeit ist der Transport von gasförmigem Wasserstoff (auch im komprimierten Zustand) per Schiff ökonomisch nicht rentabel. Die Autoren haben deshalb den Transport über eine neugebaute Pipeline angenommen. Dadurch liegen die initialen Investitionskosten (CAPEX) wesentlich höher als LOHCs, die mit einer bereits bestehenden Infrastruktur aus Ölhandel transportiert und zwischengelagert werden können.

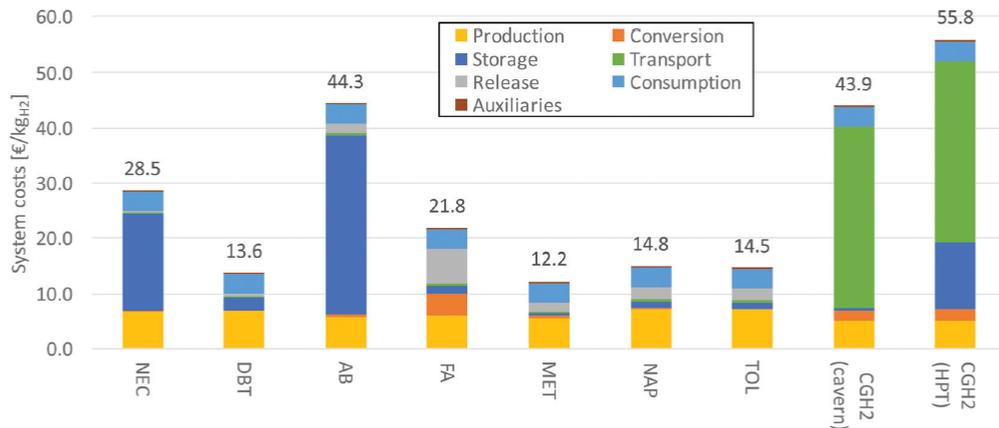


Fig. 10 System costs with internal covering of the dehydrogenation heating (NEC: N-ethylcarbazole, DBT: dibenzyltoluene, AB: 1,2-dihydro-1,2-azaborine, FA: formic acid, MET: methanol, NAP: naphthalene, TOL: toluene, CGH<sub>2</sub>: compressed hydrogen gas, HPT: high-pressure tank).

Abbildung 105: Systemkosten LOHC.

Quelle: Niermann et al., (2019).

Den Autoren zufolge könnten die Rückkonversionskosten für LOHCs weiter gesenkt werden, wenn für den Dehydrierungsprozess bereits vorhandene Prozesswärme verwendet werden kann. Denkbar ist beispielsweise eine Anlage, in der aus dem erhaltenen Wasserstoff Strom erzeugt werden soll, und hierfür LOHC gelagert wird. Dafür wird eine Brennstoffzelle, die vereinfacht gesagt den Prozess der Elektrolyse umkehrt, benötigt. Nutzt man hier eine Hochtemperatur Brennstoffzelle (s. Kap 2.4.3 Hochtemperaturelektrolyse (HTEL) für eine Erklärung des Prinzips) könnte die entstehende Prozesswärme bei der Verbrennung von Wasserstoff zur Stromerzeugung für die Dehydrierung der LOHCs genutzt werden. Die untenstehende Grafik in Abbildung 106 zeigt die Einsparpotenziale:

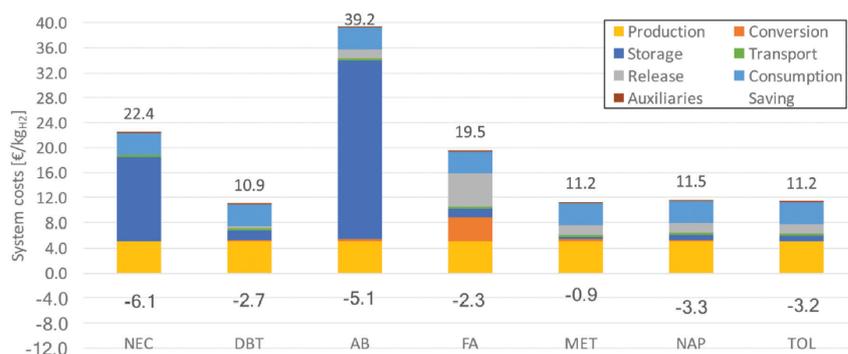


Fig. 12 System costs with covering of the dehydrogenation heating with waste heat of fuel cells (NEC: N-ethylcarbazole, DBT: dibenzyltoluene, AB: 1,2-dihydro-1,2-azaborine, FA: formic acid, MET: methanol, NAP: naphthalene, TOL: toluene).

Abbildung 106: Systemkosten LOHC mit Nutzung von überschüssiger Wärme

Quelle: Niermann et al., (2019).

Zusammenfassend gilt der Transport von Wasserstoff über T-MCH und DBT als technologisch ausgereift und für die Nutzung am Markt bereit.<sup>312</sup> Zu betonen ist jedoch, dass LOHCs noch nicht international gehandelt werden und bisher nur Pilotmaßstab erprobt sind.

<sup>312</sup> Vgl. Niermann et al., (2019).

## 2.5.5 Zusammenfassende Bewertung der Transport-Optionen

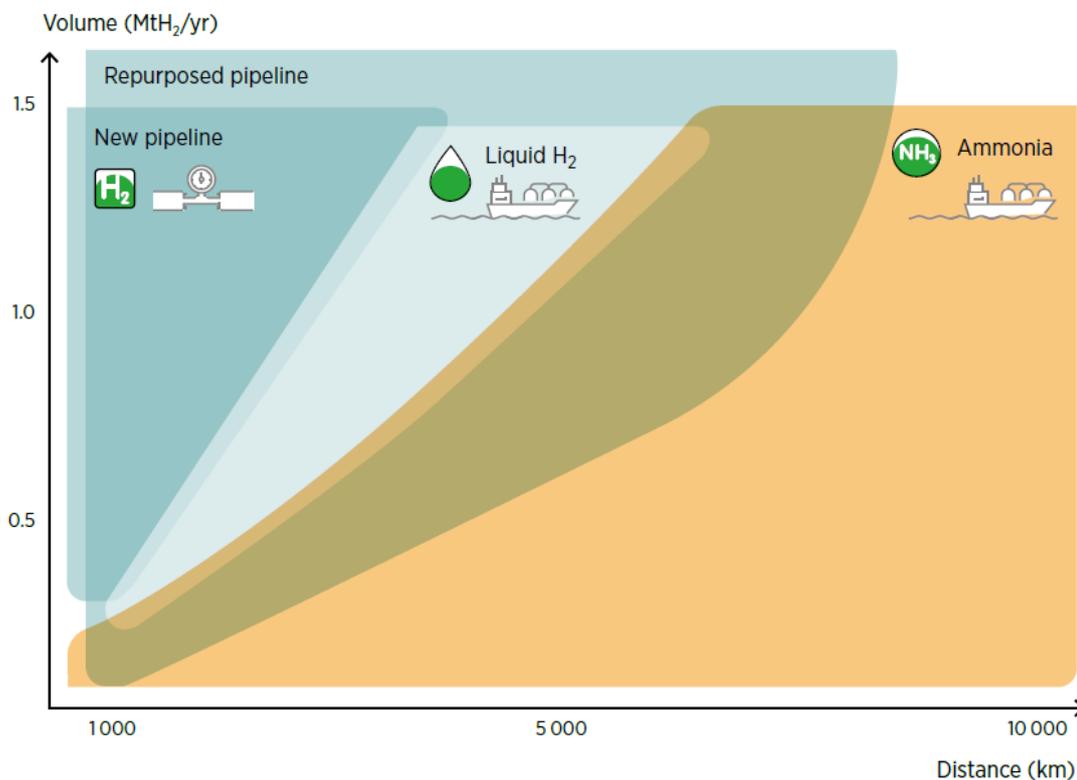


Abbildung 107: Kosteneffizienz des Wasserstofftransports nach Distanz und Menge.

Quelle: IRENA, (2022).

Die Nachfrage nach Wasserstoffderivaten wird von den projizierten Kosten abhängen, die je nach Quelle und verwendeten Randbedingungen unterschiedlich kalkuliert werden. Während die IEA etwa Ammoniak (auch mit Rückkonversion) günstiger bewertet als LOHC (siehe Abbildung 107), sieht der Hydrogen Council LOHCs im Vorteil, es sei denn der Ammoniak wird direkt verwendet. Ausschlaggebend sind immer die Kostenannahmen für bereitzustellende Infrastruktur sowie Konversions-/ Rückkonversionsaufwände und die zugrundeliegenden Energiekosten. Deshalb ist eine abschließende Bewertung, welches Wasserstoffderivat das „bessere“ ist nur an einem konkreten Fall zu benennen. Die Vor- und Nachteile der verschiedenen Wasserstofftransportformen sind auf der ersten Seite dieses Reports noch einmal final zusammengefasst. Durch die Analyse sind Trends für den Transport von Wasserstoff je nach Distanz zu identifizieren, angelehnt an die nebenstehende Einschätzung von IRENA (2022):

- *Transport über mittlere Distanzen (1.000 – 4.000 km)*

Die Grafik in Abbildung 107 zeigt, dass der gasförmige Transport von Wasserstoff auch bei neugebauten Pipelines bei entsprechender Transportmenge pro Jahr wirtschaftlicher ist als andere Transportformen. Eine Aufschlüsselung des Rechenwegs ist im respektiven IRENA Report nicht zu finden, jedoch kann angenommen werden, dass die relativ geringe energy penalty und die hohe Fördermenge die hohen CAPEX bis zu dieser Distanz kompensieren können. Für Distanzen ab 4.000 km ist der Neubau von

Pipelines dann gegenüber anderen Transportformen unwirtschaftlich (je länger die Pipeline, desto höher die Investitions- und Betriebskosten).

- *Transport über lange Distanzen (>4.000 km)*

Die Grafik zeigt jedoch auch, dass umfunktionierte Erdgaspipelines für Wasserstoff die potenzielle Transportdistanz für gasförmigen Wasserstoff signifikant erhöhen, weil die Investitionskosten gesenkt werden können (s.o.). Sollte kein Pipelinenetz zur Verfügung stehen, oder die Distanz nicht durch Pipelines überbrückbar sein, bietet sich der Transport mit dem Schiff an. Für den Schiffstransport sollte Wasserstoff aufgrund der höheren Dichte in flüssiger (Rein-)Form oder als flüssiges Wasserstoffderivat vorliegen, damit größere Mengen Wasserstoff bei der limitierten Schiffskapazität transportiert werden können. Soll Wasserstoff als Endprodukt verbraucht werden, kann der Transport flüssigen Wasserstoffs ökonomisch viabel sein, bedingt durch die wegfallenden Rückkonversionskosten. Die einzukalkulierenden boil-off Verluste (die über längere Distanzen zunehmen) und die hohen initialen Konversionskosten beschränken die möglichen business cases jedoch und es muss sich anhand von konkreten Fallbeispielen zeigen, inwiefern flüssiger Wasserstofftransport ökonomisch gegen Wasserstoffderivate, insbesondere Ammoniak, bestehen kann. Dieser wiederum wird von IRENA für große Distanzen favorisiert. Erklärt werden kann dies durch die bereits gut ausgebaute Infrastruktur (ergibt Schmälerung der CAPEX) und die de facto höhere hydrogen storage density pro Kubikmeter als LH<sub>2</sub> oder auch Methanol (71 kg/m<sup>3</sup> vs. 122 kg/m<sup>3</sup>). Sollte der Ammoniak direkt genutzt werden (abhängig von den Anforderungen und dem Equipment des Käufers) reduzieren sich die Kosten weiter durch die wegfallenden Rückkonversionskosten.

Abschließend zeigt Abbildung 107 auch, dass gasförmiger Wasserstoff aus Europa (z.B. Spanien) über Pipeline gegenüber importiertem Wasserstoff aus fernen Destinationen zukünftig günstiger sein könnte. Projekte wie European Hydrogen Backbone zielen deshalb darauf ab, die Pipelineinfrastruktur innerhalb Europas „Wasserstoff-Ready“ zu gestalten, mit Anteilen neuer Pipelines und dem Umbau bereits bestehender Gaspipelines, um die CAPEX zu schmälern.<sup>313</sup> Dies kann einen Einfluss auf die Aspirationen einiger Schwellen- und Entwicklungsländer haben, zukünftig aufgrund ihrer geografischen Standortbedingungen zu Wasserstoffexporteuren aufzusteigen. Wenn die großen Absatzmärkte in den Industrieländern ihren Bedarf selbst mit unter dem Strich günstigerem Wasserstoff decken können, wird hier für diese Länder nur schwer Geld zu verdienen sein. Zudem könnten avisierte Zertifizierungen für „grünen“ Wasserstoff wie die RED III- Direktive und der Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)

---

<sup>313</sup> Vgl. Jens et al., (2021).

der EU, Wasserstoff aus dem außereuropäischen Ausland weiter verteuern. Der Transport von Wasserstoff aus dem außereuropäischen Ausland kann dann nur gegen den innereuropäischen bestehen, wenn die Produktionskosten weiter fallen und der Transport bzw. die Logistik gleichzeitig günstiger wird. Hierfür ist laut IRENA weiterer Technologietransfer in ökonomisch schwächere potenzielle Exportländer nötig sowie die massive Förderung von Infrastrukturprojekten (siehe Kapitel 2.6), die Ausbildung lokaler Arbeitskräfte und der Zugang zu Finanzierungsquellen.<sup>314</sup>

---

<sup>314</sup> Vgl. International Renewable Energy Agency, (2022).