

POTENZIALSTUDIE

**Synergieeffekte beim Import von
Energieträgern mit einem
niedersächsischen LNG-Terminal**

April 2021

Gefördert durch:



**Niedersächsisches Ministerium für Wirtschaft,
Arbeit, Verkehr und Digitalisierung**



**Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie**

Herausgeber:



MARIKO GmbH
Bergmannstraße 23
26789 Leer
www.mariko-leer.de

Erstellt durch:



Merkel Energy GmbH
Wallotstraße 16
45136 Essen
www.merkel-energy.com

Im Rahmen des Projektes:



www.lng-agentur.de

Unterstützt durch:

Die LNG.Agentur Niedersachsen wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) und vom Niedersächsischen Ministerium für Wirtschaft, Arbeit, Verkehr und Digitalisierung über die „Gemeinschaftsaufgabe Verbesserung der regionalen Wirtschaftsstruktur“ (GRW) gefördert. Standort der Geschäftsstelle ist die MARIKO GmbH am Standort Leer.



**Niedersächsisches Ministerium für Wirtschaft,
Arbeit, Verkehr und Digitalisierung**



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Die Tätigkeiten der LNG.Agentur Niedersachsen werden unterstützt durch die Partner Landkreis Emsland, Stadt Wilhelmshaven, Oldenburgische Industrie- und Handelskammer, Industrie- und Handelskammer für Ostfriesland und Papenburg, Landkreis Leer, Landkreis Friesland, Strategierat Maritime Wirtschaft Weser-Ems, Stadt Emden und den Landkreis Wesermarsch.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	4
Management Summary	7
1. Herausforderungen des Markthochlaufs für Wasserstoff	10
2. Herkunftsländer für Wasserstoff	12
3. Transkontinentaler Transport von Wasserstoff	14
3.1 Leitungstransport von Wasserstoff	14
3.2 Schiffstransport	14
3.2.1 Schiffstransport von verflüssigtem Wasserstoff LH ₂	15
3.2.2 Alternativen zum Schiffstransport von flüssigem Wasserstoff	17
3.2.3 Wasserstoff mit LOHC Kreislauf	18
3.2.4 Wasserstoff als Methanol	19
3.2.5 Wasserstoff als Ammoniak	19
3.2.6 Blauer Wasserstoff	20
3.2.7 Pyrolyse oder Plasmalyse Wasserstoff (Türkiser Wasserstoff)	22
3.2.8 Blauer Wasserstoff mit CO ₂ -Lagerung durch den LNG Lieferanten	23
3.2.9 Blauer Wasserstoff mit CO ₂ -Lagerung durch Dritte gemäß EU-Regelwerk	25
3.2.10 Methanisierung von Wasserstoff zu grünem LNG (Synthetisches LNG)	26
3.2.11 Grüner Wasserstoff mit CO ₂ -Kreislauf	27
4. Bewertung des Synergiepotentials mit einem LNG-Terminal	28
4.1 Alternativen mit geringen oder keinen LNG-Terminalsynergien	28
4.2 Alternativen mit Nutzung eines LNG-Importterminals	28
4.3 Bewertungskriterien	29
4.4 Ausprägungen der Bewertungen	29
4.5 Bewertung der Alternativen	30
5. Feedback der Industrie	31
6. Glossar	33
7. Quellenverzeichnis	34

Zusammenfassung

Im Rahmen der Aktivitäten der LNG-Agentur Niedersachsen wird untersucht, ob die derzeit in der Planung befindlichen LNG-Terminalprojekte der LNG Terminalgesellschaft Wilhelmshaven (LTeW) und der Hanseatic Energy Hub (HEH) in Stade auch für den Import von wasserstoffbasierten Energieträgern genutzt werden können und ob sich Synergien mit den geplanten LNG-Importterminals ergeben.

In der Wasserstoffstrategie der deutschen Bundesregierung ist dargestellt, dass ein großer Teil der im Jahr 2050 erforderlichen Wasserstoffmengen importiert werden muss. Dieser Wasserstoff kann gasförmig über Hochdruckleitungen aus naheliegenden Ländern oder in verflüssigter Form („LH₂“ liquefied H₂) aus entfernten Drittländern importiert werden.¹

Eine große Herausforderung stellt die Tatsache dar, dass bisweilen schlicht keine Lieferketten für LH₂ existieren und der wirtschaftlich optimale Transport von chemisch gebundenem Wasserstoff noch nicht ermittelt worden ist. Viele technologische, regulatorische, wirtschaftliche und geopolitische Fragestellungen sind offen.

Die Herstellung, der Transport und der Import von grünem Wasserstoff erfordern riesige Produktions- und Transportkapazitäten. Die Kosten der Wasserstoffproduktion und des Transports sind zu reduzieren, um Wasserstoff wirtschaftlich im Wettbewerbsmarkt zu positionieren und für Verbraucher eine erschwingliche Alternative zu herkömmlichen Brennstoffen am Energiemarkt zu werden. Die Entwicklung geeigneter und wirtschaftlicher Importinfrastrukturen wird in den Jahren zwischen 2030 und 2040 erwartet.

Die potenziellen deutschen LNG-Terminals können für die Wasserstoffversorgung zu-

künftig eine wichtige Rolle spielen, da mit der vorhandenen weltweiten LNG-Produktions-, Transport- und Handelsinfrastruktur Erdgaslieferungen als Basis der Wasserstoffherzeugung aus bis zu 20 Exportländern bezogen werden können.

Erdgasproduzenten und Exportländer befassen sich mit der Frage, ob mit der Klimaschutzpolitik der Industrieländer ihre Erdgasexporte nicht mehr benötigt werden und entfallen, wie sehr ihre Volkswirtschaft dadurch beeinflusst würde und wie sie weiter Erdgas oder Wasserstoff liefern, und das enthaltene CO₂ zurücknehmen und entsorgen können.²

Im Vergleich zu LNG gibt es für Wasserstoff keinen internationalen Handel, keine entsprechende Infrastruktur und keine Technologie für großtechnische Wasserstoffverflüssigung und den Seetransport.

Im Prinzip steht eine Reihe von Möglichkeiten zur Verfügung, um Wasserstoff zu importieren. Die Synergien mit einem LNG-Terminal fallen je nach Alternative unterschiedlich aus.

Beim Import von LH₂, LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier), Methanol und Ammoniak entstehen keine wesentlichen Synergien mit einem LNG-Terminal. LH₂ bedarf im Vergleich zu LNG noch anspruchsvollerer Tieftemperatur-Technologien. LOHC, Methanol und Ammoniak erfordern hingegen keine extremen Tieftemperatur-Technologien.

Beim Import von Bio-LNG, synthetischem LNG, synthetischem LNG mit CO₂-Kreislauf, und beim LNG-Import mit Produktion von türkischem oder blauem Wasserstoff kann ein LNG-Terminal genutzt werden. Beim blauen Wasserstoff wird zwischen Carbon Capture and Storage (CCS) in deutschen Offshore-

Lagerstätten (CCSD), in EU-regulierten Lagerstätten (CCSEU) und impliziten Wasserstofflieferungen des Produzenten unterschieden, bei denen der Erdgaslieferant für die CO₂-Rücknahme und Lagerung verantwortlich ist (CCSP).

Methan als Molekül hat bereits einen hohen Wasserstoffanteil. Lediglich der Kohlenstoff muss abgetrennt werden. Durch eine Modifikation des Verfahrens zur Wasserstoffherstellung kann blauer Wasserstoff durch autotherme Methanreformierung (mit partieller Oxidation) mit überschaubaren Mehrkosten und geringen CO₂-Emissionen produziert werden. Das CO₂ wird bei diesem Verfahren abgetrennt, verflüssigt und geologisch gelagert.

Zum Thema blauer und türkiser Wasserstoff ist zu bedenken, dass der Nachteil der hohen Herstellungskosten für grünen Wasserstoff im Vergleich zum wirtschaftlich attraktiven blauen Wasserstoff in der Öffentlichkeit wenig kommuniziert wird und auch nicht die Chance besteht, eine CO₂-freie Wasserstoffwirtschaft mit blauem Wasserstoff schnell aufzubauen. Die Gefahr, dass die hohen Wasserstoffpreise den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft massiv behindern oder gar verhindern, wird nicht diskutiert. Ähnliches gilt für den türkisen Wasserstoff.

Blauer und türkiser Wasserstoff basieren auf Erdgas und sind damit nicht nachhaltig, sondern eine Übergangslösung zu grünem Wasserstoff. Da mit blauem und türkischem Wasserstoff die Marktdurchdringung wesentlich schneller gelingt als nur mit grünem Wasserstoff, besteht durch eine schnelle Marktdurchdringung die Chance, insgesamt mehr CO₂-Emissionen zu vermeiden als mit einer ausschließlich grünem Wasserstoff-Strategie.

Wasserstoff auf Basis von Erdgas ist somit ein „Enabler“ der Wasserstoffwirtschaft. D. h. um schnell die deutschen CO₂-Emissionen massiv zu reduzieren und die internationalen Klimaziele (Nichtüberschreiten der

Temperaturerhöhung von 1,5 bzw. 2,0 °Celsius) zu erreichen, sollte Deutschland seine Wirtschaft primär auf Wasserstoff umstellen. Dafür werden große Mengen Wasserstoff zu wirtschaftlich vertretbaren Preisen benötigt. Der Netzentwicklungsplan der deutschen Ferngasnetzbetreiber zeigt beispielsweise bereits für 2025 und 2030 eine deutliche H₂-Unterdeckung.³

Die deutsche Photovoltaik (PV)- und Windstromproduktion wurde und wird massiv ausgebaut, wird aber noch langfristig damit beschäftigt sein, möglichst einen 100 % Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung an der Gesamtstromerzeugung zu erreichen. Um das Abregeln von EE-Produktionsanlagen zur Entlastung der Stromübertragungsnetze zu vermeiden, bietet sich die Elektrolyse an. Dabei können aber nicht annähernd die Wasserstoffmengen produziert werden, die der Energiemarkt benötigt (der Energiemarkt ist um ein Vielfaches größer als der Strommarkt). Wenn PV- und Windstrom darüber hinaus für die Wasserstoffherzeugung eingesetzt werden, dann wird dieser erneuerbare Strom möglicherweise nicht dem Strommarkt zur Verfügung gestellt mit der Folge, dass das Ziel, den 100%-Anteil der Erzeugung aus erneuerbarem Strom erst später erreicht werden kann. Stattdessen würde fossil erzeugter Strom eingesetzt. Erneuerbarer Strom erzielt in der Regel den höchsten Effekt der Dekarbonisierung, wenn er im Strommarkt eingesetzt wird.⁴

Eine realistische Alternative zur Bereitstellung einer großen Menge von Wasserstoff ist, blauen Wasserstoff auf Basis der verfügbaren und vorhandenen Erdgasimporte zu produzieren oder/und blauen Wasserstoff zu importieren. Damit wird dieser der „Enabler“ einer baldigen deutschen Wasserstoffwirtschaft.

Zehn potenzielle industrielle Interessenten für ein Pilot- oder Demonstrationsprojekt zu einem der vorgestellten Verfahren wurden im Rahmen der vorliegenden Stu-

die angesprochen. Die Reaktionen waren unterschiedlich, zum Teil sehr positiv. Meist bestand Interesse, ein Pilot- oder Demonstrationsvorhaben zu realisieren.

Da einige Alternativen zur kohlenstofffreien Wasserstofferzeugung auf dem Einsatz von Erdgas basieren und die Interessenten nicht wissen, ob diese Technologien seitens der Landesregierung akzeptiert werden, bestehen Vorbehalte hinsichtlich einer Durchführung von Pilot- oder Demonstrationsprojekten. Ein potenzieller Investor sah in der Fokussierung auf grünen Wasserstoff in Deutschland ein starkes Signal, dass Deutschland, im Gegensatz zu den Niederlanden, ein Investment zur Produktion von blauem Wasserstoff für nicht interessant hält.

Die Wasserstoffstrategie der fünf norddeutschen Länder inkl. Niedersachsens stellt bei der Produktion und dem Import auf grünen Wasserstoff ab. Aus diesem Grund fragen sich die potenziellen Investoren, ob Projekte zur Produktion von türkischem oder blauem Wasserstoff in Niedersachsen unterstützt würden.⁵

Ob Projekte für eine Offshore Kohlendioxidlagerung in der deutschen Nordsee politisch unterstützt würden, ist ebenfalls unbekannt. Das Gleiche gilt für eine Kohlendioxidlagerung in EU-regulierten Lagerstätten oder bei indirekten Wasserstofflieferungen (Erdgas Lieferung, CO₂-Rücknahme und -lagerung durch den Erdgaslieferanten).

Potenzielle Investoren, sowohl von kleinen als auch mittelgroßen, aber insbesondere von großen Projekten, legen auf gesicherte Stoffströme Wert, weil angesichts der Größe dieser Projekte eine rein lokale Bereitstellung der erforderlichen Produkte als auch Verkauf der erzeugten Produkte nicht angemessen ist. Die blauen Wasserstoffalternativen erfordern eine Abtrennung, Verflüssigung und einen Transport von CO₂.

Dafür seien neben der regulatorischen Anerkennung des CO₂-freien Wasserstoffs ggfs. sogar Staatsverträge mit dem CO₂-Importland abzuschließen.

Die potenziellen Investoren benötigen am Standort entweder einen sicheren großen Wasserstoffverbraucher oder den Anschluss an ein Wasserstofftransportsystem, um am zukünftigen Wasserstoffmarkt teilzunehmen.

Ein Anschluss an ein nationales deutsches Wasserstoffnetz liegt noch in ferner Zukunft, obwohl die Ferngasnetzbetreiber bereits 2020 ein nationales Wasserstoffnetz im Entwurf des Netzausbauplans 2030 öffentlich vorgestellt hatten. Die Ferngasnetzbetreiber haben vorgeschlagen, Teile des Erdgasnetzes auf Wasserstoff umzuwidmen und eine Quersubventionierung der Wasserstoffnetzkunden durch Gasnetzkunden zu gestatten. Der Entwurf des modifizierten Energiewirtschaftsgesetzes ist im Bundeskabinett verabschiedet worden und wird demnächst in den parlamentarischen Gremien behandelt.⁶

Da derzeit fast alle grünen Wasserstoffprojekte unwirtschaftlich und hochgradig von staatlicher Subventionierung und Förderung abhängig sind, wird auch die Höhe der staatlichen Förderung entscheidend sein, um Pilot- und Demonstrationsprojekte mit einem niedersächsischen LNG-Terminal durchzuführen.

Die zahlreichen und wesentlichen offenen Fragen sind politische Fragen, die vom Land Niedersachsen und dem Bund zu klären sind.

Es liegt weitgehend in der Hand der niedersächsischen Landesregierung, ein positives Umfeld für Pilot-, Demonstrations- und industrielle Wasserstoffprojekte unter Nutzung der Synergieeffekte eines niedersächsischen LNG-Terminals zu schaffen.

Management Summary

As part of the activities of the LNG-Agentur Niedersachsen, it is investigated whether the LNG terminal projects currently being planned by the LNG Terminalgesellschaft Wilhelmshaven (LTeW) and the Hanseatic Energy Hub (HEH) in Stade can also be used for the import of hydrogen-based energy sources and whether there will be synergies with the planned LNG import terminals.

In the hydrogen strategy of the German federal government it is shown that a large part of the hydrogen quantities required in 2050 will have to be imported. This hydrogen can be imported in gaseous form via high-pressure lines from nearby countries or in liquefied form ("LH₂" liquefied H₂) from distant third countries.⁷

A major challenge is the fact that there are simply no supply chains for LH₂ and the economically optimal transport of chemically bound hydrogen has not yet been determined. Many technological, regulatory, economic and geopolitical questions are open.

The production, transport and import of green hydrogen require huge production and transport capacities. The costs of hydrogen production and transport must be reduced in order to position hydrogen economically in the competitive market and to become an affordable alternative to conventional fuels in the energy market for consumers. The development of suitable and economical import infrastructures is expected between 2030 and 2040.

The potential German LNG terminals can play an important role for the hydrogen supply in the future, since with the existing global LNG production, transport and trading infrastructure, natural gas supplies can be obtained from up to 20 export countries as the raw material for hydrogen production.

Natural gas producers and exporting countries themselves deal with the question of whether their natural gas exports are no longer needed with the climate protection policy of the industrialized countries and will collapse, how much their economy would be affected and how they continue to supply natural gas or hydrogen but take back and dispose of the CO₂ they contain can.⁸

Compared to LNG, there is no international trade for hydrogen, no corresponding infrastructure and no technology for large-scale hydrogen liquefaction and sea transport.

In principle, there are several options available for importing hydrogen. The synergies with an LNG terminal vary depending on the alternative.

When importing LH₂, LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier), methanol and ammonia, there are no significant synergies with an LNG terminal.

Compared to LNG, LH₂ requires even more sophisticated low-temperature technologies. LOHC, methanol and ammonia, on the other hand, do not require extremely low-temperature technologies.

An LNG terminal can be used for the import of bio-LNG, synthetic LNG, synthetic LNG with CO₂ cycle, and for LNG import with production of turquoise or blue hydrogen. In the case of blue hydrogen, a distinction is made between CCS (Carbon Capture and Storage) (CCS) in German offshore storage facilities (CCSD), in EU-regulated storage facilities (CCSEU) and implicit hydrogen deliveries by the producer, for which the natural gas supplier is responsible for the CO₂ withdrawal and Storage is responsible (CCSP).

Methane as a molecule already has a high proportion of hydrogen. Only the carbon has to be separated. By modifying the hydrogen production process, blue hydrogen can be produced by autothermal methane reforming (with partial oxidation) with manageable additional costs and low CO₂ emissions. In this process, the CO₂ is separated, liquefied and geologically stored.

On the subject of blue and turquoise hydrogen, it should be borne in mind that the disadvantage of the high production costs for green hydrogen compared to the economically attractive blue hydrogen is little communicated to the public and there is also no chance of quickly establishing a CO₂-free hydrogen economy with blue hydrogen. The risk that the high hydrogen prices will massively hinder or even prevent the development of the hydrogen economy is not discussed. The same applies to turquoise hydrogen.

Blue and turquoise hydrogen are based on natural gas and are therefore not a renewable, but rather a transitional solution to green hydrogen. Since market penetration is much faster with blue and turquoise hydrogen than with green hydrogen alone, there is a chance of avoiding more CO₂ emissions overall through rapid market penetration than with an exclusively green hydrogen strategy.

Hydrogen based on natural gas is therefore an “enabler” of the hydrogen economy. In other words, in order to massively reduce German CO₂ emissions quickly and to achieve the international climate targets (not exceeding the temperature increase of 1.5 or 2.0 degrees Celsius), Germany should switch its economy primarily to hydrogen. This requires large amounts of hydrogen at economically justifiable prices. The network development plan of the German long-distance gas network operators, for example, shows a significant H₂ shortage for 2025 and 2030.⁹

German photovoltaic (PV) and wind power production have been and are being massively expanded, but will continue to be busy in the long term to achieve a 100% share of renewable power generation in total power generation. Electrolysis can be used for re-dispatching (regulating renewable energy production plants to relieve the load on the power transmission network). However, the amount of hydrogen that the energy market needs cannot come close to being produced (the energy market is many times larger than the electricity market). If PV and wind power is also used for hydrogen generation, then this renewable power may not be withdrawn from the electricity market, with the result that the goal of 100% generation from renewable power cannot be achieved until later. Instead, electricity generated from fossil fuels would be used. Renewable electricity usually achieves the greatest decarbonisation effect when it is used in the electricity market.¹⁰

A realistic alternative to providing a large amount of hydrogen is to produce blue hydrogen on the basis of the available and existing natural gas imports and/or to import blue hydrogen. This will make it the „enabler“ of an imminent German hydrogen economy.

Ten potential industrial interested parties for a pilot or demonstration project for one of the presented processes were addressed within the scope of the present study. The reactions were different, some very positive. Mostly there was interest in realizing a pilot or demonstration project.

Since some alternatives to carbon-free hydrogen production are based on the use of natural gas and the interested parties do not know whether these technologies will be accepted by the state government, there are reservations regarding the implementation of pilot or demonstration projects. A potential investor saw the focus on green hydrogen in Germany as a strong signal that Germany, unlike the Netherlands, does not

consider an investment to produce blue hydrogen to be interesting.

The hydrogen strategy of the five northern German states¹¹ including Lower Saxony is based on green hydrogen for production and import. For this reason, potential investors are asking themselves whether projects for the production of turquoise or blue hydrogen in Lower Saxony would be supported.

It is also unknown whether projects for offshore carbon dioxide storage in the German North Sea would receive political support. The same applies to carbon dioxide storage in EU-regulated storage facilities or for indirect hydrogen deliveries (natural gas delivery, CO₂ withdrawal and storage by the natural gas supplier).

Potential investors, both in small and medium-sized, but especially in large projects, value secure material flows because, given the size of these projects, a purely local provision of the required products and the sale of the products produced are not appropriate.

The blue hydrogen alternatives require the separation, liquefaction and transport of CO₂. In addition to the regulatory recognition of CO₂-free hydrogen, state contracts may even have to be concluded with the CO₂ importing country.

The potential investors need either a secure, large hydrogen consumer at the site or a connection to a hydrogen transport system in order to participate in the future hydrogen market.

A connection to a national German hydrogen network is still in the distant future, although the long-distance gas network operators had already publicly presented a national hydrogen network in the draft of the network expansion plan for 2030 in 2020. The long-distance gas network operators have proposed to reallocate parts of the natural gas network to hydrogen and to

allow cross-subsidization of the hydrogen network customers by gas network customers. The draft of the modified Energy Industry Act has been passed in the Federal Cabinet and will soon be dealt with in parliamentary bodies.¹²

Since almost all green hydrogen projects are currently uneconomical and highly dependent on state subsidies and subsidies, the amount of state subsidies will also be decisive in order to carry out pilot and demonstration projects with an LNG terminal in Lower Saxony.

The numerous and essential open questions are political issues that need to be clarified by the state of Lower Saxony and the federal government.

It is largely up to the state government of Lower Saxony to create a positive environment for pilot, demo and industrial hydrogen projects using the synergy effects of an LNG terminal in Lower Saxony.

1. Herausforderungen des Markthochlaufs für Wasserstoff

Im Rahmen der Aktivitäten der LNG-Agentur Niedersachsen wird untersucht, ob die derzeit in der Planung befindlichen LNG-Terminalprojekte der LTeW (LNG Terminal in Wilhelmshaven) und der HEH (Hanseatic Energy Hub) in Stade auch für den Import von wasserstoffbasierten Energieträgern genutzt werden können.

In der Wasserstoffstrategie der deutschen Bundesregierung ist dargestellt, dass ein großer Teil der im Jahr 2050 erforderlichen Wasserstoffmengen auf Basis inländischer Photovoltaik (PV)- und Windstroms produziert werden muss.

Darüber hinaus wird der Import von großen Mengen Wasserstoff aus Drittländern erforderlich sein, weil in Deutschland trotz Ausbau der Wind- und PV-Stromerzeugung nicht so viel erneuerbarer Strom erzeugt werden kann, um die erforderlichen Wasserstoffmengen zu produzieren.

Dieser Importbedarf für Wasserstoff variiert je nach Studie und Szenario. Er liegt bereits in 2030 bei 76 bis 96 TWh.¹³ Der Wasserstoff könnte über Wasserstoffleitungen (z. B. umgewidmete Erdgasleitungen) aus naheliegenden Ländern oder in verflüssigter Form aus fernen Drittländern mit hohem Produktions- und Exportpotential importiert werden.

Eine große Herausforderung stellt die Tatsache dar, dass bisweilen schlicht keine Lieferketten für LH₂ existieren und die wirtschaftlich optimale Beförderung des chemisch gebundenen Wasserstoffs (sei es als LOHC, synthetischem Erdgas, Methanol, Ammoniak oder Power to Liquids (P-t-L)) noch nicht nachgewiesen wurde. Viele technologische, regulatorische, wirtschaftliche und geopolitische Fragestellungen sind offen.

Heute wird Wasserstoff in Deutschland überwiegend auf Basis von Erdgas durch Methanreformierung hergestellt (sog. grauer Wasserstoff). Dabei werden hohe CO₂-Emissionen freigesetzt. Dies kann nicht fortgesetzt werden und sollte so schnell als möglich durch CO₂-freien Wasserstoff ersetzt werden.

In Deutschland wird zwischen grünem, blauem oder türkischem Wasserstoff unterschieden. Grüner Wasserstoff wird auf Basis erneuerbaren Stroms erzeugt.¹⁴ Er wird auch als erneuerbarer Wasserstoff bezeichnet, wenn er auf erneuerbarem Strom basiert. Dann treten nur geringe CO₂-Emissionen auf. Im Gegensatz dazu sind sowohl blauer als auch türkiser Wasserstoff nicht erneuerbar, da sie in der Regel auf fossilem Erdgas basieren, aber sie sind ebenfalls praktisch CO₂-frei und dienen damit den Klimaschutzziele genauso wie grüner Wasserstoff. Anders als beim grünen Wasserstoff wird beim blauen oder türkisen Wasserstoff CO₂ bzw. reiner Kohlenstoff abgetrennt und gelagert bzw. als Rohstoff verwendet. Dadurch, dass er auf Erdgas basiert, werden die Herstellungsalternativen von Wasserstoff erweitert und günstigere Herstellungskosten sind prinzipiell erzielbar.

Ob und in welchem Umfang die Produktion von Erdgas bzw. die Produktion von Strom aus PV- und Windanlagen Treibhausgasemissionen generiert (Vorkettenemissionen), ist nicht Gegenstand der Untersuchung.

Die nachstehend diskutierten Alternativen für die Nutzung eines LNG-Terminals für die Wasserstoffwirtschaft dienen alle dem Import von CO₂-freiem Wasserstoff und werden im Hinblick auf diese Klimaziele als gleichwertig angesehen.

Die Herstellungskosten für grauen Wasserstoff liegen bei etwa 0,7 - 2,1 €/kg Wasserstoff, wobei die wesentlichen Einflussfaktoren der Erdgaspreis und die Kapitalkosten sind.¹⁵ Für blauen Wasserstoff liegen die Herstellungskosten (inkl. CCS) um etwa 0,4 €/kg höher. Für grünen Wasserstoff liegen die Herstellungskosten zwischen 2,1 - 7,9 €/kg mit den wesentlichen Einflussfaktoren Technologie, Preis für erneuerbaren Strom und dem Nutzungsgrad.

Die Herstellung und der Import von grünem Wasserstoff erfordern nicht nur riesige Produktionskapazitäten (PV⁻¹⁶ und/oder Windstrom sowie Elektrolyseure), sondern auch technologische Fortschritte, um die Kosten der Wasserstoffproduktion zu reduzieren, damit Wasserstoff preislich und wettbewerbsfähig für die Verbraucher bereitgestellt wird. Zusätzlich muss eine geeignete und wirtschaftliche Transport- und Importinfrastruktur geschaffen werden. Diese Entwicklung wird zwischen 2030 und 2040 erwartet.

Erdgasproduzenten und Exportländer befassen sich mit der Frage, ob mit der Klimaschutzpolitik der Industrieländer ihre Erdgasexporte nicht mehr benötigt werden und entfallen, wie sehr ihre Volkswirtschaft dadurch beeinflusst würde und wie sie weiter Erdgas oder Wasserstoff liefern, und das enthaltene CO₂ zurücknehmen und entsorgen können.¹⁷

Es erscheint sinnvoll, die Interessen von Produzentenländern und Verbraucherländern in Einklang zu bringen.

Im Vergleich zu LNG gibt es für Wasserstoff keinen internationalen Handel, keine entsprechende Infrastruktur und keine Technologie für großtechnische Wasserstoff Verflüssigung und den Seetransport.

Der Frage der Nutzung von LNG-Terminals für den Wasserstoffimport wird in dieser Studie nachgegangen. Eine Reihe von Möglichkeiten steht zur Verfügung, um Wasserstoff zu importieren. Die Synergien mit einem LNG-Terminal fallen je nach gewählter Alternative unterschiedlich aus.

2. Herkunftsländer für Wasserstoff

Als Herkunftsländer für Wasserstoff kann man folgende Unterscheidungskriterien ansetzen:

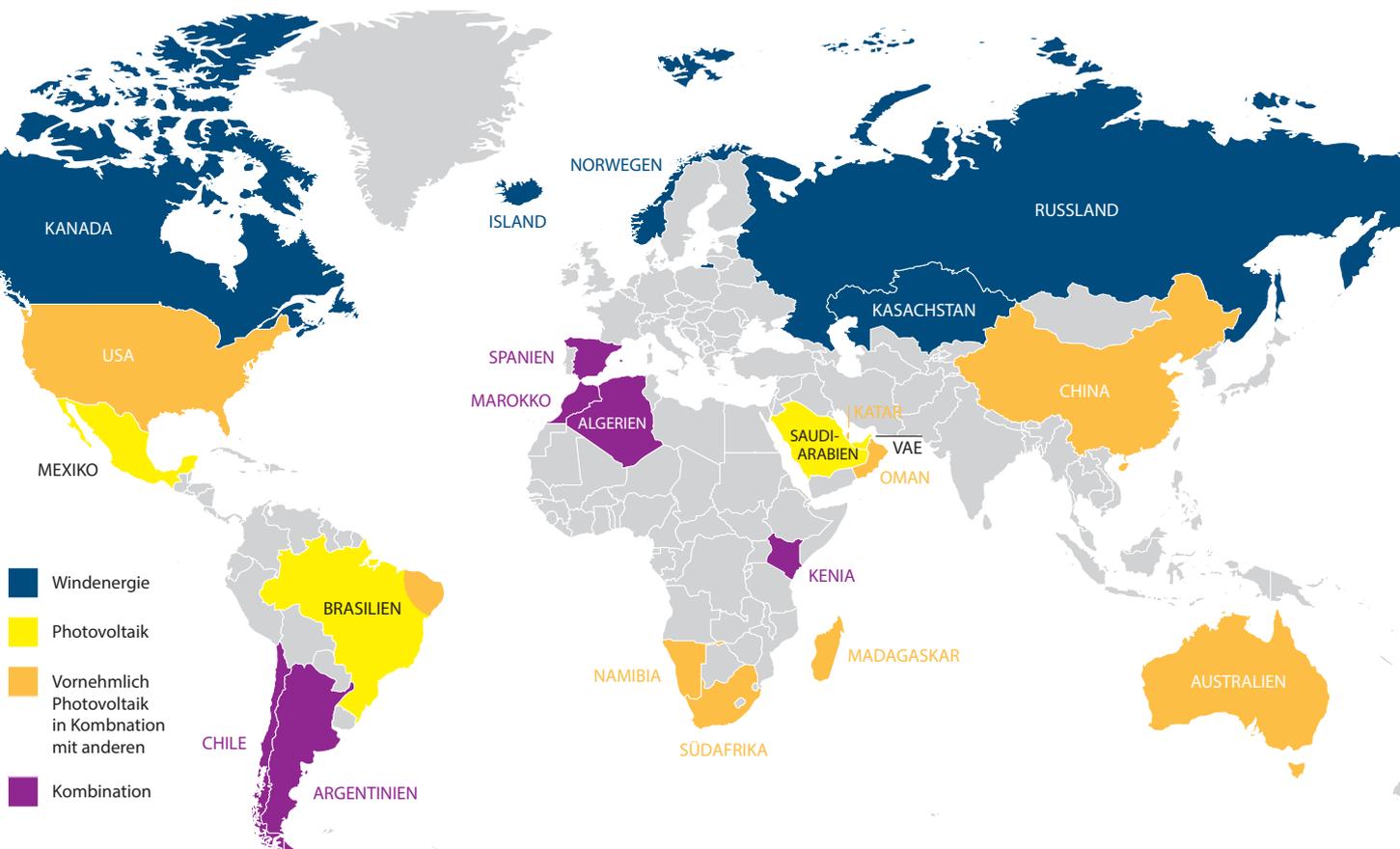
- Länder mit großen Erdgaspotentialen und entsprechendem Exportpotential, wenn mit dem Erdgas vor Ort durch Reformierung¹⁸ mit CCS¹⁹ oder Pyrolyse²⁰ Wasserstoff produziert und exportiert wird oder wenn Erdgas direkt exportiert und im Importland durch Reformierung oder Pyrolyse Wasserstoff produziert wird.
- Alternativ Länder mit großem Wind- und/oder PV-Potential, die eine preiswerte Elektrolyse²¹ und Wasserstoffproduktion vor Ort ermöglichen.

Länder mit überdurchschnittlichen PV- und Windpotentialen sind nicht immer bekannt. In Abbildung 1 sind einige Länder für Wasserstoffexporte hervorgehoben.

Dazu zählen insbesondere:

Europa	Spanien, Portugal, Norwegen, Island, Russland
Nordafrika	Marokko, Algerien, Tunesien, Libyen, Ägypten, Israel
Arabien	Saudi-Arabien, Katar, Oman, VAE, Syrien, Irak, Jordanien, Iran
Asien	Kasachstan, China, Australien
Süd-Afrika	Namibia, Südafrika, Kenia Madagaskar
Südamerika	Argentinien, Brasilien, Chile
Nordamerika	Kanada, USA, Mexiko

Abbildung 1: Weltkarte mit beispielhaft dargestellten Ländern mit hohem PV- und Windpotential. 22, 23



Eine entscheidende Voraussetzung für eine wirtschaftlich attraktive Wasserstoffproduktion und Transport nach Europa/ Deutschland sind niedrige Stromkosten.

In Deutschland ist PV-Strom für die Produktion von grünem Wasserstoff generell wegen der Konkurrenz durch alternative Flächennutzung in einem dicht besiedelten Land und beschränktem Solarpotential nicht sehr attraktiv.

Es stellt sich die Frage, wie es preislich bei der Erzeugung von Wasserstoff in sonnenreichen Ländern aussieht. Die Elektrizitätskosten lagen bei dem letzten PV-Projekt in Dubai bei einer 2019er Ausschreibung bei 1,7 \$ct/kWh. Seit 2015, damals betrug der Preis noch 5,85 \$ct/kWh, ist der Auktionspreis in Dubai bei jeder weiteren Ausschreibung weiter gefallen. Eine Stabilisierung des Preisverfalls ist noch nicht zu beobachten.²⁴

Aber es sind nicht nur arabische Länder, die durch verfügbare Flächen und ihren Sonnenreichtum von niedrigen PV-Strompreisen profitieren. Im Juni 2019 erzielte Los Angeles einen Tiefstpreis von unter 2 \$ct/kWh. Brasilien erzielte einen Preis von 1,75 \$ct/kWh. Und in Portugal, einem EU-Mitgliedsland, wurde der weltweit niedrigste Preisrekord von 1,114 \$ct/kWh in 2020 erzielt.²⁵

Im Juli 2020 hat die Morgan Stanley Bank prognostiziert, dass die Strompreise in Texas²⁶ bald auf ein Niveau von 0,5 \$ct/kWh fallen könnten und damit grüner Wasserstoff mit blauem Wasserstoff konkurrenzfähig werde.²⁷

Länder im weltweiten Sonnengürtel haben Pläne, ihre Stromerzeugung in den nächsten Jahrzehnten weitgehend auf PV zu basieren. Diese Länder müssen gewonnen werden, zusätzliche PV- und Windanlagen auf ihren ungenutzten Flächen für die Produktion von Wasserstoff und den Export zur Verfügung stellen.

Dem „Desertec Projekt“ lag vor fast 20 Jahren eine ähnliche Idee zu Grunde. Doch 2014 war das Projekt gescheitert – aus technischen und finanziellen, aber auch aus energiepolitischen Gründen.²⁸

Elektrizität wird tatsächlich nur über vergleichsweise kurze Entfernungen transportiert. Erdgas und LNG werden dahingegen bereits seit Jahrzehnten erfolgreich über sehr große Entfernungen wirtschaftlich transportiert und gehandelt, bei wachsender Tendenz.

Für konkrete Wasserstoffprojekte sind ähnlich wie bei Erdgaslieferverträgen eine Reihe von weiteren Kriterien für die Produzenten- und Abnehmerländer entscheidend, die sorgfältig zu verifizieren sind:

- Politische Stabilität, d. h. gegenseitiges Vertrauen in die politischen Rahmenbedingungen
- Rechtliche Rahmenbedingungen, die die Investitions- und Betriebsphase des Projektes rechtlich sichern
- Bereitschaft zum Energieexport und -import, d. h. der Exporteur hat die Ressourcen zum Export und der Importeur kann den Absatz garantieren
- Investoren und wirtschaftliche Marktteilnehmer, die die Investitionen stemmen können
- Faire Verträge zwischen Produzenten und Importeuren, d.h. vertragliche Beziehungen, die keine der Parteien knebelt, bei geänderten Umständen einen Interessenausgleich ermöglicht, ggfs. durch Entscheidung eines Schiedsgerichtes
- Transport per Pipeline oder Schiff

3. Transkontinentaler Transport von Wasserstoff

Der Transport von Wasserstoff kann in Abhängigkeit vom Aggregatzustand gasförmig oder flüssig durchgeführt werden.

3.1 Leitungstransport von Wasserstoff

Der Leitungstransport von Wasserstoff ist nicht relevant in Hinblick auf Synergieeffekte beim Import von Wasserstoff mit einem LNG-Terminal. Er wird hier der Vollständigkeit halber angesprochen.

Wichtig sind die nachstehenden Ausführungen zum avisierten europäischen und deutschen Wasserstoffleitungsnetz, da importierter Wasserstoff hier eingespeist werden kann, sofern er nicht als LH₂ transportiert und verteilt wird.

Wasserstoff kann per umgewidmeter Erdgastransportleitung oder neuer Wasserstoffleitung aus den bestehenden Erdgaslieferländern und diversen anderen europäischen Ländern importiert werden.

Man kann Wasserstoff zum Erdgas beimischen, aber möglichst mit fixen Anteilen, voraussichtlich nicht mehr als 20 max. 30 Volumenprozent.²⁹

Bei hohen Wasserstoffanteilen ist eine technische Ertüchtigung der Transportsysteme erforderlich sowie Vorkehrungen beim Verbraucher, sofern vor der Verteilung nicht eine weitere Konditionierung stattfindet.

Wie bei den bestehenden transkontinentalen Erdgastransporten kann man von ähnlichen Voraussetzungen für den leitungsgebundenen Transport von reinem Wasserstoff ausgehen.

Wasserstoffleitungen haben aber nur rund die Hälfte der Kapazität von Erdgasleitungen hinsichtlich des Energiedurchsatzes.

Wasserstoffimporte per Transportleitungen sind somit theoretisch vorstellbar aus Ländern wie:

- Spanien
- Portugal
- Russland
- Norwegen
- Irland
- Marokko
- Algerien und
- Libyen

Regionale Wasserstoffleitungsnetze gibt es u. a. in Deutschland und in Benelux. Die deutschen Ferngasnetzbetreiber haben in 2020 im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2030 ein Wasserstoffnetz vorgeschlagen, das eine Wasserstoffversorgung deutschlandweit ermöglichen soll.³⁰ Dabei gehen sie von einer Umwidmung und Ertüchtigung eines Teiles des Erdgasnetzes aus und einem relativ kleinen Investment für den Neubau von Leitungsverbindungen.

In ähnlicher Weise haben auch europäische Erdgasnetzbetreiber einen Vorschlag für ein europäisches Wasserstoffnetz unterbreitet. Damit würde die Einspeisung an verschiedensten Produktionsstandorten in Deutschland bzw. in Europa und der Transport zu vielen Verbrauchern ermöglicht.

Ob die nachgeschalteten Distributionsnetze zu den Kunden ebenfalls nach Erdgas und Wasserstoff aufgeteilt werden und dabei vollständig auf Wasserstoff umgestellt werden oder ein Mischgas mit Wasserstoffanteil eingesetzt wird, soll lokal/regional entschieden werden.

3.2 Schiffstransport

Der transkontinentale Schiffstransport von Wasserstoff wird bei weit entfernten Aufkommensländern in Betracht gezogen.

Dafür bietet sich als naheliegend – ähnlich wie beim Erdgas – eine Funktionskette in Form von Verflüssigung, Transport mit LH₂-Carriern und Wiedervergasung nach Anlandung an.

3.2.1 Schiffstransport von verflüssigtem Wasserstoff LH₂

Die Funktionskette des Schiffstransports von verflüssigtem Wasserstoff ist in Abbildung 2 dargestellt: Verladung großer Mengen von verflüssigtem Wasserstoff im Exportterminal auf LH₂-Carrier, Seetransport, Löschung in einem Importterminal und Speicherung, LH₂-Verteilung oder Wiederverdampfung und Einspeisung in ein Wasserstoffleitungssystem.

Dies ist eine Funktionskette, die seit Jahrzehnten beim Transport von verflüssigtem Erdgas (LNG) sicher und erprobt ist.

Die zusätzliche Herausforderung für den LH₂-Transport besteht in den hohen Materialanforderungen mit kryogenen³² Eigenschaften bei 20 K (-253 °C), Isolierung, dem hohen Energieaufwand für die Verflüssigung und den Energieverlusten während der

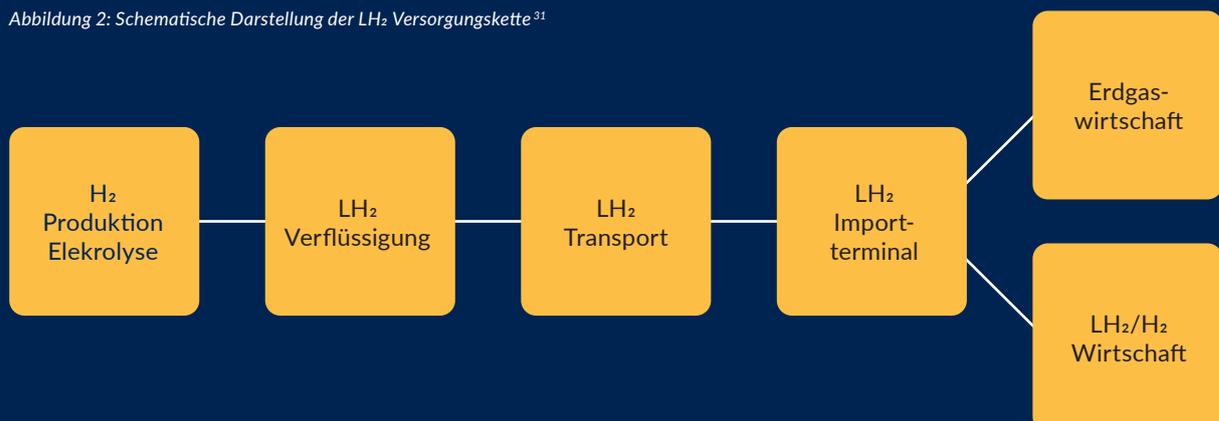
Lagerung, Befüllung, Entleerung und dem Transport/Distribution. Das bedeutet, der Transport von verflüssigtem Wasserstoff ist nicht nur aufwändig, sondern auch kostenintensiv.

Die Idee der Produktion von grünem Wasserstoff und des Transports über Seeschiffe nach Europa ist nicht neu. Ein solches Projekt ist bereits in den 80er und 90er Jahren detailliert untersucht worden. Im Jahr 1989 wurde ein 100 MW Euro-Québec Hydro-Hydrogen Projekt (EQHPPP) gestartet.³³ Mit preiswerter Wasserkraft in Kanada sollte per Elektrolyse Wasserstoff in einer Pilotanlage erzeugt, verflüssigt und mit eigens entwickelten Tankschiffen nach Hamburg geliefert werden.

Grundlegende Lösungen für eine Wasserstoffwirtschaft wurden im Rahmen des Projektes konzipiert, einschließlich LH₂-Speicher- und Transporttanks und LH₂-Tankschiffen. Auch die gesetzlichen und regulatorischen Anforderungen wurden bereits untersucht. Um die Kühlverluste zu minimieren, sollten die mit LH₂ befüllten Lagerbehälter von der Produktion, über den Land- und Seetransport bis zum Verbraucher nicht geöffnet oder umgefüllt werden.

Auf diese Weise wollte man mit günstig hergestelltem Wasserstoff den Transportsektor, Brennstoffzellen und Kraftwerke versorgen.

Abbildung 2: Schematische Darstellung der LH₂ Versorgungskette³¹



Neben dem Ferntransport von Wasserstoff als LH₂ wurden damals bereits alternative Transportmöglichkeiten analysiert, indem der Wasserstoff in Methylcyclohexan oder Ammoniak umwandelt wird, diese Produkte mit wenig Aufwand preiswert transportiert und in Hamburg wieder in Wasserstoff zurückgewandelt werden sollten. Allerdings treten durch die chemischen Wandlungen auch hohe Energieaufwände und Verluste ein. Im Ergebnis erwiesen sich diese beiden Alternativen als wirtschaftlich weniger attraktiv.

Das Gesamtkonzept wurde detailliert geplant. Die reale Umsetzung blieb Vision, da trotz der von der EU zugesagten Subventionierung von 50 % keine Projektfinanzierung der Industriepartner zustande kam.

Japan hat in den letzten Jahren ebenfalls einen Anlauf unternommen, eine Wasserstoff-Transportkette als LH₂ zu realisieren. Dazu wurde ein LH₂-Tankschiff von Kawasaki Heavy Industries Ltd. entwickelt, die SUI-SO Frontier.³⁴ Sie hat eine Länge von 116 m, Tonnage von 8.000 t, eine Geschwindigkeit von 13 kn und einen 1,250 m³ Tank (Vakuum-isolierte Doppelschalenstruktur). Nach der Fertigstellung Ende 2020 soll sie für den LH₂-Transport zwischen Australien und Kobe eingesetzt werden. In Kobe wird ein Empfangsterminal mit Lager und in Australien eine Verflüssigungsanlage und ein Lade-terminal errichtet.

Für diese Pilotanlage sind bereits erhebliche Finanzmittel (knapp 500 Mio. A\$) seitens Australien und Japan zur Verfügung gestellt worden.³⁵

Im Rahmen der Pilotanlage wird Braunkohle in Australien vergast und Wasserstoff gewonnen. Erst im Rahmen des kommerziellen Projektes ab 2030 soll die CO₂-Lagerung realisiert werden. Dadurch hat das Projekt in Australien kein gutes öffentliches Image und damit möglicherweise nur geringe Chancen der weiteren Realisierung.

In Deutschland gibt es keine Lösungen für den LH₂-Schifftransport. Erst am 01.12.2020 wurde vom deutschen Forschungsministerium ein Forschungsprojekt „HySupply“ zusammen mit Australien angekündigt. Ein Team deutscher und australischer Fachleute soll innerhalb von zwei Jahren eine Machbarkeitsstudie erstellen, ob und wie eine Wertschöpfungskette von erneuerbarem Wasserstoff über große Entfernungen realisierbar ist.³⁶

Eine zukünftig weltweite LH₂-Wirtschaft weist eine Reihe technischer und wirtschaftlicher Herausforderungen auf. Man wird vermutlich zunächst Wasserstoff als leitungsgebundenen gasförmigen Energieträger ausbauen und regionale Wasserstofftransportnetze erweitern.

Grüner Wasserstoff liegt bei den Bereitstellungskosten (ohne Transport und Distribution) laut der kürzlich publizierten Studie „Klimaneutrales Deutschland“ von Prognos AG, Öko-Institut und Wuppertal Institut im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und der Stiftung Klimaneutralität bei 150 €/MWh im Jahr 2020. Vergleicht man dieses Preisniveau mit heutigen Erdgaspreisen im Großhandel von 15 €/MWh, so bedeutet dies einen 10-fachen Preis.³⁷ Die Frage, wie mit solch höheren Energiepreisen die gewerbliche Wirtschaft und die energieintensive Industrie für einen Umstieg auf Wasserstoff gewonnen werden soll, bleibt unbeantwortet. Selbst Subventionen und der Wegfall der CO₂-Bepreisung im nEHS (nationale Emissionshandelssystem) oder im EU-ETS (EU-Emission Trading System) bei Verwendung von Wasserstoff werden diese wirtschaftliche Hürde nicht ausgleichen können.

Die Autoren der Studie „Klimaneutrales Deutschland“ gehen von einer Inlandsproduktion von 20-30 % des Wasserstoff Bedarfs im Jahr 2050 aus, der Rest sei zu importieren. Die Autoren geben ferner an, binnen 30 Jahren bis 2050 den Bereitstellungspreis

in Deutschland auf 90 €/MWh zu senken. Dabei spielen eine Halbierung der Investitionskosten, eine Erhöhung des Wirkungsgrades der Elektrolyse auf 75 % und geringere Elektrizitätskosten für PV- und Windkraft in 2050 im Vergleich zu 2020 die entscheidende Rolle. Wie angesichts der stark steigenden Nachfrage nach erneuerbarem Strom bis 2050 die spezifischen Strombereitstellungskosten so deutlich fallen sollen, wird von den Autoren nicht erläutert.

Der Import von LH₂ frei LH₂-Terminal muss sich preislich mit dem Herstellungspreis im Inland messen.³⁸ Diese Preisgrößenordnung sollte von importiertem Wasserstoff erreicht oder unterschritten werden, auch wenn heute die LH₂-Importprojekte für Deutschland noch nicht mit konkreten Projekten hinterlegt sind.

3.2.2 Alternativen zum Schiffstransport von flüssigem Wasserstoff

Die Zahl der Alternativen ist hoch und eine Auswahl der attraktivsten Alternativen ist noch nicht möglich,

- da sie noch nicht wirtschaftlich ausreichend präzise analysiert worden sind,
- weil sie von noch unerprobten Lieferkonzepten abhängen und auch
- regulatorisch noch nicht in der Politik diskutiert worden sind, geschweige rechtlich sanktioniert sind.

Die nachstehende Liste nennt Beispiele für Wasserstoffherstellung, -transport und -import, die anschließend näher spezifiziert werden, erhebt aber keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

- Hydrierung und Transport von LOHC, zentrale oder dezentrale Dehydrierung in Deutschland, Sammlung und Rücktransport des LOHC zur Wiederverwendung

- Umwandlung zu und Transport von Methanol; ggfs. Rückwandlung in Wasserstoff
- Umwandlung zu und Transport von Ammoniak; ggfs. Rückwandlung in Wasserstoff
- Einkauf und Lieferung LNG, Wasserstoffproduktion durch autotherme Reformierung mit CO₂-Abtrennung in Deutschland, Transport und Lagerung von CO₂ in Deutschland (blauer Wasserstoff)
- Einkauf und Lieferung LNG, Wasserstoffproduktion durch Pyrolyse oder Plasmalyse; Kohlenstofflagerung oder -verwendung z. B. in der Chemie und Landwirtschaft (türkiser Wasserstoff)
- Einkauf und Lieferung LNG, Wasserstoffproduktion durch autotherme Reformierung und CO₂-Abtrennung in Deutschland sowie Rücklieferung CO₂ an den LNG-Lieferanten (Implizite Wasserstofflieferung)
- Einkauf und Lieferung LNG, Wasserstoffproduktion durch autotherme Reformierung und CO₂-Abtrennung in Deutschland sowie CO₂-Lagerung in geeigneten Lagerstätten in der EU oder Drittländern (deutsche Wasserstoffproduktion mit geregelter CO₂-Lagerung)
- Wasserstoffproduktion mit Grünstrom, Methanisierung zu Erdgas, Verflüssigung im Produzentenland, Transport als LNG und Einsatz als erneuerbares LNG in Deutschland
- Wasserstoffproduktion mit Grünstrom, Wasserstoff-Methanisierung mit CO₂ aus dem Kreislauf zu Erdgas und Verflüssigung im Produzentenland, Transport als LNG, Wasserstoffproduktion durch autotherme Reformierung und CO₂-Abtrennung in Deutschland und Rücklieferung des CO₂ an Produzenten (CO₂-Kreislauf).

Es gibt noch weitere technologische Ideen zum Transport von Wasserstoff, z. B.

- Chemisorption (Metallhydride) und
- Adsorption (metallorganische Gerüststrukturen, (MOFs – metall-organic frameworks).

Da diese Verfahren von einer großtechnischen Anwendung noch weit entfernt sind, werden sie hier nicht betrachtet.

3.2.3 Wasserstoff mit LOHC Kreislauf

LOHC Import stellt sich als Zukunftstechnologie dar. Der Reiz der Technologie ist, dass die Wasserstoffspeicherung und der -transport mit LOHC zu Umgebungstemperaturen und drucklos mit einfachen Tankschiffen erfolgt. Abb. 3 zeigt die Funktionskette der LOHC Versorgungskette.

Man kann das hydrierte LOHC nach Ankunft im Terminal entweder direkt am Empfangsterminal dehydrieren oder erst in Deutschland verteilen und die Dehydrierung dann dezentral durchführen.

Eine Konsequenz ist, dass das LOHC zurück in das Produzentenland transportiert werden muss, um den Kreislauf aufrecht zu erhalten.

Noch steckt die LOHC-Technologie in den Kinderschuhen und ist nicht großindustriell einsetzbar. Es gibt Start-ups, die sich damit intensiv befassen. Bisher sind Anlagen bis zu 12 t/d im Markt verfügbar.

Hydrogenious LOHC Technologies aus Erlangen hat im Juli 2019 weitere 17 Mio. € Risikokapital u. a. von Partnern wie Vopak, Mitsubishi und Covestro gewinnen können.⁴⁰

Die Kreislaufwirtschaft LOHC stellt sich wie folgt dar:

1. Wasserstoff Produktion durch Elektrolyse
2. Hydrieren des LOHC im Land der Wasserstoffproduktion und Transport zum Hafen
3. LOHC Schiffstransport
4. LOHC-Terminal in Deutschland
5. Zentrales Dehydrieren am Importterminal und Wasserstoffnetzeinspeisung oder LOHC-Distribution z. B. per Tankwagen, und dezentrales Dehydrieren des LOHC am Wasserstoffverbrauchsort
6. Wasserstoffverwendung
7. Sammeln und Rücktransport des LOHC

Abbildung 3: Schematische Darstellung der LOHC₂ Versorgungskette³⁹

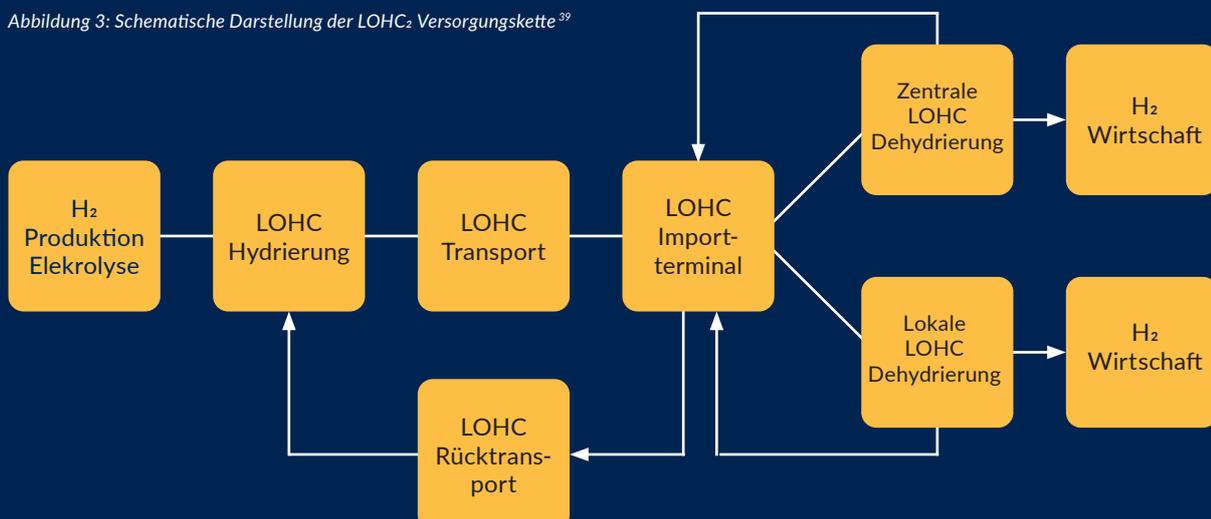
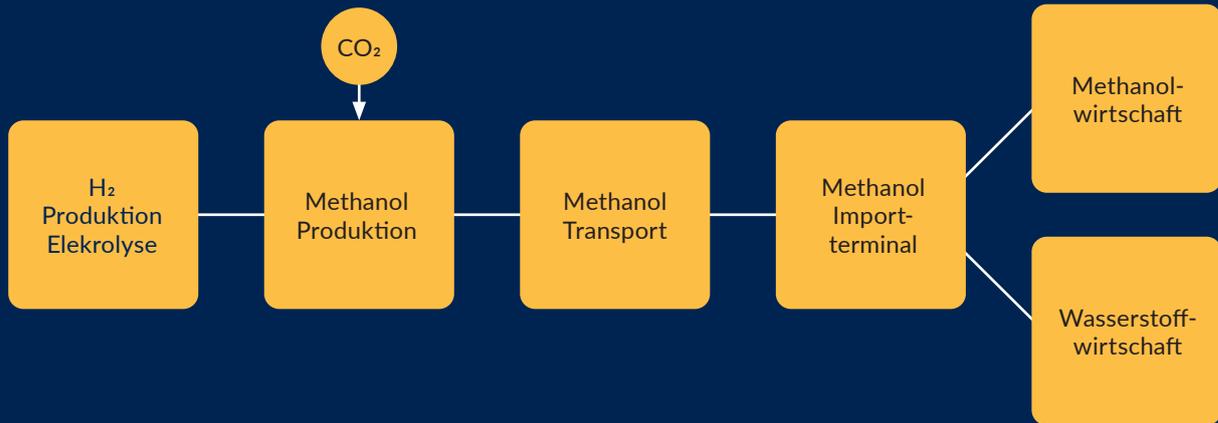


Abbildung 4: Schematische Darstellung der Methanol Versorgungskette⁴¹



8. Verschiffung des LOHC und Transport ins Produktionsland für das erneute Hydrieren von Wasserstoff

Die LOHC-Technologie dürften sich für kleine Wasserstoffversorgungssysteme anbieten.

Die Bereitstellungskosten für Wasserstoff sind laut IEA überschaubar, auch wenn mit dem LOHC große Volumina sowohl nach Deutschland transportiert werden müssen und wieder zurück.

3.2.4 Wasserstoff als Methanol

Um Wasserstoff zu speichern und preiswert zu transportieren, bietet es sich an, Methanol aus Wasserstoff durch eine Reaktion mit Kohlendioxid herzustellen. Die Flüssigkeit Methanol lässt sich einfach speichern und transportieren. Industrielle Pilotanlagen befinden sich in der Erprobung. Abb. 4 zeigt die Funktionskette Methanol.

Methanol ist einer der wichtigsten Grundstoffe der chemischen Industrie. Weltweit werden jährlich etwa 60 Mio. t (Stand 2012) produziert. Ungefähr 85% davon werden als Ausgangsstoff für Synthesen oder als Lösungsmittel eingesetzt. Der Rest kommt im Energiesektor als Kraftstoff bzw. Kraftstoffadditiv zum Einsatz.⁴²

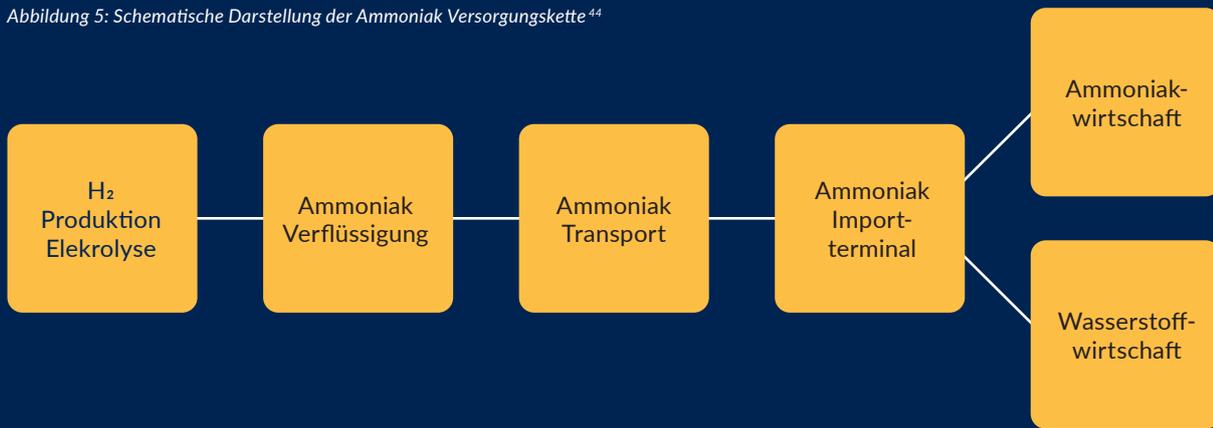
Wasserstoff kann aus Methanol durch einen Methanol-Reformer wieder zurückgewonnen werden.

Der Nachteil ist, wie bei der Erzeugung von synthetischem Methan (Kapitel 3.2.10), dass am Produktionsstandort CO₂ für die Methanol-Produktion bereitgestellt werden muss, welches bei der Rückwandlung von Methanol zu Wasserstoff wieder freigesetzt wird.

Es ist zu erwarten, dass das erneuerbare Methanol in Konkurrenz zu innovativen chemischen Verfahren der Methanol Erzeugung (auf Erdgasbasis aber ohne CO₂-Emissionen) in den Industrieländern tritt.

Ob über den Methanol Bedarf hinaus große Mengen Methanol importiert werden können, um daraus Wasserstoff zu gewinnen, wird u. a. vom Weltmarktpreis für Methanol und dem Wasserstoffpreis in Deutschland abhängig sein.

Abbildung 5: Schematische Darstellung der Ammoniak Versorgungskette⁴⁴



3.2.5 Wasserstoff als Ammoniak

Etwa 200 Mio. t Ammoniak (NH₃) werden heute jährlich weltweit hergestellt und zu etwa 3/4 für die Düngemittelproduktion verwendet.⁴³ Abb. 5 zeigt die schematische Funktionskette mit Ammoniak.

Beim am häufigsten verwendeten Herstellungsverfahren, dem Haber-Bosch-Prozess, reagieren die Gase Stickstoff und Wasserstoff bei etwa 200 bar und 450 °C an einem Eisenkatalysator miteinander gemäß der Reaktionsgleichung $N_2 + 3H_2 \rightarrow 2NH_3$.⁴⁵

Der notwendige Stickstoff wird über eine Luftzerlegung und der Wasserstoff über die Elektrolyse gewonnen.

Ammoniak ist unter Normalbedingungen gasförmig und hat eine Dichte von 0,73 kg/m³. Bei minus 33 °C ist es flüssig und hat eine Dichte von 0,68 kg/l. Unter 9 bar Druck lässt es sich schon bei 20 °C verflüssigen. Ammoniak ist giftig, aber Gefahren können früh erkannt werden und Schutzmaßnahmen erfolgen, da Menschen Ammoniak bereits in geringsten, ungefährlichen Konzentrationen riechen.⁴⁶

Ammoniak lässt sich preiswert speichern und transportieren. Es kann auch direkt als Kraftstoff, z. B. im Schiffsverkehr, eingesetzt werden. Damit kann die weltweite Bedeutung von Ammoniak zunehmen. In einem

Ammoniakcracker kann Ammoniak wieder zu Wasserstoff gewandelt werden. Diese energieaufwändige Technologie befindet sich in der Entwicklungsphase.

Die Technologie der Herstellung des erneuerbaren Ammoniaks wird voraussichtlich bald großtechnisch zum Einsatz kommen. Die amerikanische Air Products hat bereits eine 5 Mrd. \$ Anlage zur Produktion von Ammoniak auf Basis von elektrolytischem Wasserstoff in dem Projekt NEOM in Saudi-Arabien angekündigt.⁴⁷

Es ist zu erwarten, dass das erneuerbare Ammoniak in Konkurrenz zu innovativen chemischen Verfahren der Ammoniak Erzeugung (auf Erdgasbasis aber ohne CO₂-Emissionen) in den Industrieländern tritt.

Ob über den Ammoniakbedarf hinaus große Mengen Ammoniak importiert werden können, um daraus Wasserstoff zu gewinnen, wird u. a. vom Weltmarktpreis für Ammoniak und dem Wasserstoffpreis in Deutschland abhängig sein.

3.2.6 Blauer Wasserstoff

Abb. 6 zeigt die Funktionskette für Blauen Wasserstoff, Einkauf und Import von LNG, Wasserstoffproduktion durch autotherme Reformierung und CO₂-Abtrennung in Deutschland sowie CO₂-Lagerung in geeigneten Lagerstätten in Deutschland.

Dieser Prozess kommt der klassischen Wasserstoffherstellung auf Basis von Erdgas Methanreformierung am nächsten. Zusätzliche Aufwände sind erforderlich für CO₂-Abtrennung, -Transport und -Lagerung.

Der LNG-Terminal kann unverändert verwendet werden, allerdings müssen die Einrichtungen für die CO₂-Abtrennung bei der autothermen Reformierung und der CO₂-Verflüssigung zusätzlich erstellt werden und haben einen entsprechenden Flächenbedarf. Die Anlage zur autothermen Methanreformierung kann auch weiter „Downstream“ errichtet werden, allerdings ist dann der Transport des abgetrennten CO₂ entsprechend länger.

Die Technologie ist bekannt und die Komplexität überschaubar. Die Kosten sind planbar. Das Verfahren ermöglicht es, in der absehbaren Zukunft einen CO₂-freien Wasserstoff zu angemessenen Preisen und Mengen auf den Markt zu bringen, um unsere Wirtschaft in den nächsten Jahrzehnten auf eine CO₂-freie Wasserstoffwirtschaft umzustellen.

Im H2morrow Projekt wurde für die 1 GW Produktionsanlage in Deutschland ein Wasserstoffpreis von rd. 65 €/MWh (inklusive H₂-Transport und -Speicherung sowie CO₂-Transport und -Speicherung) genannt.⁴⁹

Damit liegt der Wasserstoffpreis bei einem Mehrfachen des Erdgaspreises. Aber dieser

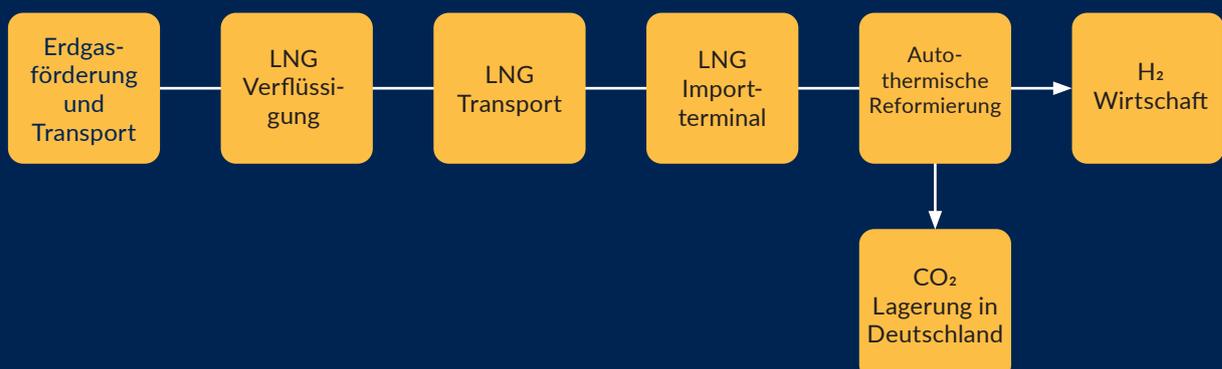
Wasserstoffpreis liegt unter der Hälfte des Preises für grünen Wasserstoff.

D. h. selbst für den blauen Wasserstoff wird es nicht leicht sein, gewerbliche Kunden und insbesondere energieintensive Industrie für einen Einsatz zu gewinnen. Ob Subventionen und die Ersparnisse der CO₂-Emissionszertifikate im nEHS bzw. EU-ETS die fehlende Wirtschaftlichkeit ausgleichen, bleibt abzuwarten.

Gemäß Studie Klimaneutrales Deutschland (s. o.) besteht für blauen Wasserstoff auch in 2050 noch ein Preisvorteil von rd. 30 % gegenüber grünem Wasserstoff. Andere Prognosen gehen davon aus, dass grüner Wasserstoff gegenüber blauem Wasserstoff im Jahr 2050 preislich vorteilhaft sein wird. Aber angesichts des langen Prognosezeitraums von 30 Jahren ist eine Diskussion nicht zielführend. Bis dahin werden sich Herstellungsanlagen für blauen Wasserstoff amortisiert haben und der Aufbau der Wasserstoffwirtschaft inkl. Transportleitungen, Speicher und Kundenanlagen kann erfolgt sein.

Bei deutschen Regierungen, Parteien, NGOs, Presse und Teilen der Bevölkerung gibt es für die Lösung „Blauer Wasserstoff“ Vorbehalte, weil keine Nachhaltigkeit und keine sichere CCS-Lösung in Deutschland gesehen wird und residuale Treibhausgasemissionen existieren.

Abbildung 6: Schematische Darstellung der einfachen Versorgungskette für blauen Wasserstoff⁴⁸



Der Nachteil der hohen Herstellungskosten für grünen Wasserstoff wird im Vergleich zu einem wirtschaftlich attraktiven blauen Wasserstoff in der Öffentlichkeit wenig kommuniziert und auch nicht die Chance, eine CO₂-freie Wasserstoffwirtschaft mit blauem Wasserstoff schnell aufzubauen. Die Gefahr, dass die hohen H₂-Preise den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft massiv behindern oder gar verhindern, wird nicht diskutiert.

Blauer Wasserstoff ist nicht nachhaltig, sondern eine Übergangslösung. Die CO₂-Emissionen bei der Herstellung von blauem Wasserstoff werden von Experten auf 5 bis 10 Prozent geschätzt, lassen sich aber noch deutlich weiter reduzieren. Wenn aber mit blauem Wasserstoff die Marktdurchdringung (Absatz) doppelt so hoch ist wie mit grünem Wasserstoff, dann werden insgesamt wesentlich mehr CO₂-Emissionen vermieden als mit grünem Wasserstoff.

Es wird auch nicht berücksichtigt, dass die Erdgaslieferanten ein verständliches Interesse haben, ihr Exportprodukt weiter zu vermarkten und sinnvoll einzusetzen. Ein blauer Wasserstoff kann den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft inkl. Transport- und Verteilungsleitungen, Aufbau der Speicher und Kundenanwendungen ermöglichen und später durch grüne Wasserstoffproduktion ersetzt werden.

Regulatorisch steht dem CCS in Deutschland das Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz – KSpG) von 2012 im Wege, das faktisch zu einem Moratorium der CCS-Technologie in Deutschland geführt hat.

Es stellt sich die Frage, ob eine offshore Kohlendioxidlagerung wie in anderen europäischen Ländern politisch akzeptabel und unter bestimmten Bedingungen durchsetzbar ist.

In der deutschen Wasserstoffstrategie ist dem Blauen Wasserstoff nur der Status einer Übergangslösung ohne Subventionen zugestanden worden.

Vor diesem Hintergrund werden zwei modifizierte Verfahren zum Blauen Wasserstoff in den Kap. 3.2.8 und 3.2.9 präsentiert.

3.2.7 Pyrolyse oder Plasmalyse Wasserstoff (Türkiser Wasserstoff)

Die Funktionskette umfasst Einkauf und Import von LNG, Wasserstoff Produktion durch Pyrolyse oder Plasmalyse, Kohlenstoff Lagerung oder Wiederverwendung in der Chemie und Landwirtschaft.

Diese Transportalternative basiert auf einem Erdgasimport, der keine weitere Mitwirkung seitens des Lieferanten erfordert wie in Abbildung 7 dargestellt.

Abbildung 7: Schematische Darstellung der einfachen Versorgungskette für blauen Wasserstoff mit CCU⁵⁰

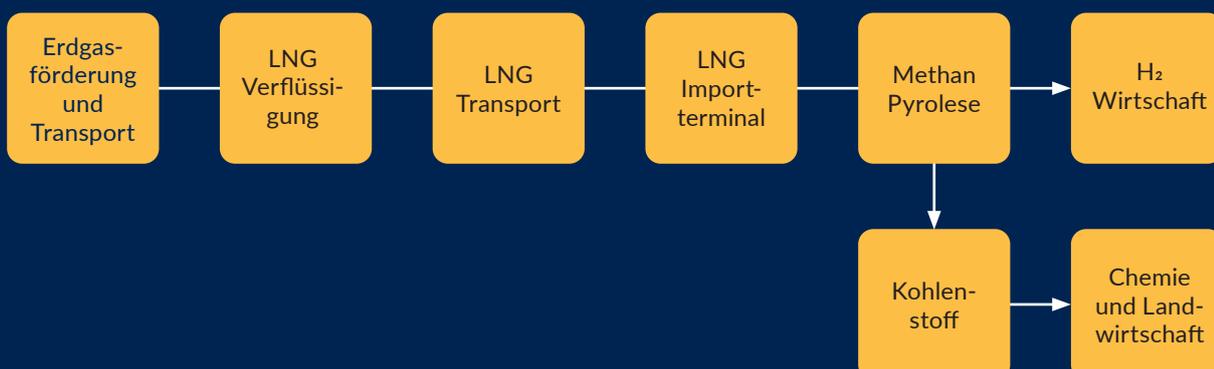
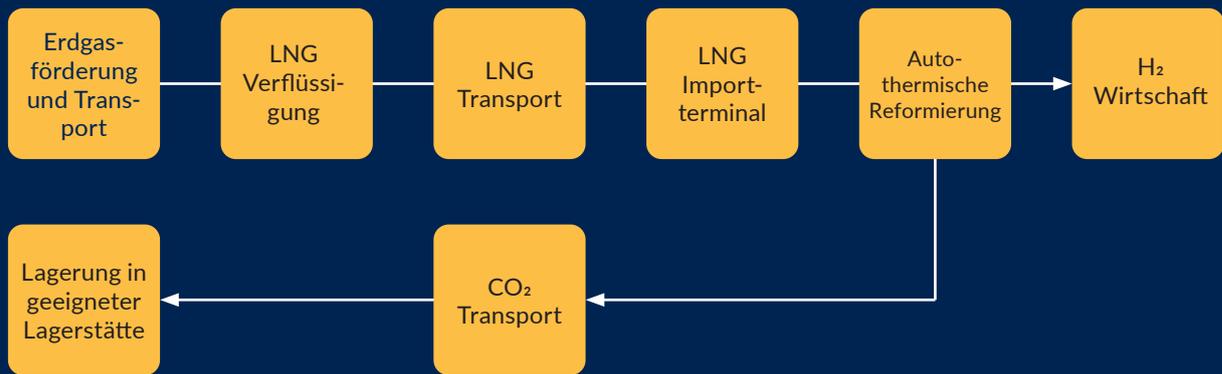


Abbildung 8: Schematische Darstellung der Versorgungskette für blauen Wasserstoff mit CCS durch den Lieferanten.⁵²



Die Methode der Methanpyrolyse und der Plasmalyse wird von einigen Firmen und Forschungsinstituten weltweit und auch in Deutschland erprobt. Im industriellen Maßstab gibt es noch keine Pilotanlagen.

Der Reiz des Verfahrens ist, dass statt CO₂ reiner Kohlenstoff anfällt. Dieser kann entweder in der Chemie oder in der Landwirtschaft als Rohstoff bzw. Bodenverbesserung eingesetzt werden oder einfach gelagert werden, da er chemisch nicht reaktiv ist. Geeignete Lagerstätten in Deutschland sind auszuweisen und zu nutzen.

Pilotanlagen bzw. Anlagen im großen Labormaßstab werden u. a. von BASF, KIT Karlsruhe und Wintershall betrieben und weiterentwickelt.

Entsprechend dem technologischen Entwicklungsstand der Verfahren empfiehlt sich zunächst die Anwendung in kleineren dezentralen Anlagen, die nah am Wasserstoffverbraucher errichtet werden. Die Kosten sind noch nicht sicher bezifferbar, aber erscheinen größenordnungsmäßig sinnvoll vertretbar.

Die Politik hat sich zu dem Verfahren noch nicht endgültig positioniert.

3.2.8 Blauer Wasserstoff mit CO₂-Lagerung durch den LNG Lieferanten

Wie im Falle des Blauen Wasserstoffs erfolgt die Wasserstoffproduktion durch autotherme Reformierung und CO₂-Abtrennung in Deutschland. Teil der Lösung ist eine CO₂-Verflüssigung und Rücklieferung des CO₂ an den LNG-Lieferanten, der für die Endlagerung verantwortlich zeichnet (CCSP)⁵¹; siehe Abbildung 8.

LNG-Produzenten (wie auch Erdgaslieferanten) haben häufig ein Interesse bzw. die Möglichkeit, das CO₂ zu speichern und sogar für eine verstärkte Förderung in ihre Lagerstätten einzupressen.⁵³

Kern der Lösung sollte sein, dass der LNG-Lieferant das bei der autothermen Methanreformierung anfallende CO₂ als Teil seines LNG-Liefervertrages zurücknimmt, daher auch „implizite Wasserstoff Lieferung“ genannt.

Diese Alternative für den Transport von Wasserstoff ist wirtschaftlich attraktiv, da der Preis des Wasserstoffs in ähnlicher Höhe wie beim blauen Wasserstoff liegt.

Der Erdgasproduzent liefert nach diesem Konzept zunächst fossiles LNG zu üblichen Erdgas Preisen. Nach der Anlieferung in Deutschland an einem der zukünftigen Ter-

minals wird in der Nähe des Terminals eine Anlage zur autothermen Reformation erstellt, um Wasserstoff zu produzieren. Das CO₂ wird abgetrennt, verflüssigt und im Hafen auf CO₂-Tankschiffe verladen.

Jetzt kommt der zweite Teil der Liefervereinbarung zum Tragen. Der Erdgasproduzent verpflichtet sich vertraglich, diese CO₂-Mengen zurückzunehmen, diese Mengen in nachweislich geeigneten Lagerstätten zu verbringen und einen entsprechend verabredeten Nachweis für die Lagerung zu erbringen.

Die Rolle und Verantwortung des Lieferanten kann ggfs. noch gestärkt werden, indem er auch für autotherme Reformierung und CO₂-Abtrennung als Investor und/oder Betreiber mit verantwortlich ist. Vorstellbar ist auch, dass der Lieferant sich an den Chancen und Risiken der Vermarktung des Wasserstoffs beteiligt.

Diese Technologie ist heute und auf absehbare Zeit wirtschaftlich attraktiv, wenn auch gegenüber Status quo (Herstellung von grauem Wasserstoff) erhöhte Kosten für CO₂-Abtrennung, CO₂-Transport, Lagerung.

Charakteristika sind:

- Einsatz von CO₂-freiem Wasserstoff anstatt von Erdgas beim Kunden
- Geschäftliche und strategische Beziehungen mit Erdgasproduzenten werden gestärkt; anstelle einer Destabilisierung der Produzentenländer.
- Durch LNG-Terminal bieten sich viele potenzielle Geschäftspartner an während bei Pipelinegas dieses Modell nur mit wenigen Lieferanten wie z. B. Equinor bzw. Gazprom Export möglich ist.
- Wirtschaftliche Stabilisierung von Erdgasproduzentenländern durch Fortsetzung der Geschäftsbeziehungen, wenn

auch modifiziert. Es ist zu bedenken, dass viele Erdgasproduzenten über große Erdgasreserven verfügen und ein Interesse haben, diese Reserven zu vermarkten. Solange sie die CO₂-Endlagerung anbieten und durchführen können, ermöglicht ihnen dieses Modell, auch ihre Erdgas Reserven für eine Übergangsfrist zu vermarkten.

- Verkäufer der impliziten Wasserstofflieferungen können sich an den Vermarktungschancen und -Risiken beteiligen.
- Endkunden vermeiden CO₂-Preise des neuen nEHS⁵⁴ ab dem Jahr 2021 (Preise laut Prognose ab 2025 schnell ansteigend) bzw. des EU-ETS⁵⁵ für den Erdgaseinsatz.
- Zwischenstaatliche Vereinbarungen und Regelungen/Anerkennung erforderlich
- Einige politische Parteien und NGOs werden ihre Vorbehalte gegen CCS in Deutschland auch gegen CCSP in Drittländern artikulieren.

Es gibt einen weiteren Grund, warum man dieses Modell der Wasserstoffimporte (ähnliche Argumente gelten für Modell gemäß 3.2.9) umsetzen sollte. Blauer Wasserstoff ermöglicht die Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft. Blauer Wasserstoff ist ein „Enabler“ der Wasserstoffwirtschaft. D. h. um schnell die deutschen CO₂-Emissionen massiv zu reduzieren und die Klimaziele (Nichtüberschreiten der Temperaturerhöhung von 1,5 bzw. 2,0 °Celsius) zu erreichen, muss Deutschland schnell seine Wirtschaft auf Wasserstoff umstellen. Dafür benötigt man große Mengen Wasserstoff zu wirtschaftlich vertretbaren Preisen.

Der Netzentwicklungsplan der deutschen Ferngasnetzbetreiber zeigt beispielsweise für 2025 und 2030 bereits eine H₂-Unterdeckung⁵⁶. Die deutsche PV- und Windstromproduktion wurde und wird massiv

ausgebaut, wird aber noch bis ca. 2040 damit beschäftigt sein, 100 % erneuerbare Stromerzeugung zu erreichen. Um bei Netzengpässen das Abregeln von erneuerbarem Strom zu vermeiden, bietet sich die Elektrolyse an. Damit können aber nicht annähernd die Wasserstoffmengen produziert werden, die der Energiemarkt benötigt (der Energiemarkt ist um ein Vielfaches größer als der Strommarkt). Wenn PV- und Windstrom darüber hinaus für die Wasserstoffherzeugung eingesetzt wird, dann entzieht man diesen erneuerbaren Strom dem Strommarkt mit der Folge, dass das Ziel, die 100% Darstellung aus erneuerbarem Strom erst später erreicht wird. Stattdessen muss man fossil thermisch erzeugten Strom verstärkt einsetzen. Dabei wird aber mehr CO₂ emittiert. D. h. bis zum Erreichen der kompletten Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien, sollte die Wasserstoffherzeugung warten, da der Dekarbonisierungseffekt im Strommarkt höher ist.

Eine realistische Alternative zur Bereitstellung einer großen Menge von Wasserstoff ist, blauen Wasserstoff auf Basis der verfügbaren und vorhandenen Erdgasimporte zu produzieren oder/und blauen Wasserstoff zu importieren. Damit wird dieser der „Enabler“ einer baldigen deutschen Wasserstoffwirtschaft.

3.2.9 Blauer Wasserstoff mit CO₂-Lagerung durch Dritte gemäß EU-Regelwerk

Wie in Abschnitt 3.2.8 wird eine Wasserstoffproduktion durch autotherme Reformierung und CO₂-Abtrennung in Deutschland durchgeführt, aber die CO₂-Lagerung in geeigneten Lagerstätten in der Nordsee, alternativ in Drittländern.

Bei dieser Lösung handelt es sich um eine weitere Variante zum blauen Wasserstoff. Das CO₂ wird nicht an den Erdgas- bzw. den LNG-Lieferanten zurückgeliefert. Das bei der Reformierung anfallende CO₂ wird entweder in geeigneten Lagerstätten in der

Nachbarschaft, z. B. im UK, in den Niederlanden, in Norwegen, oder in Drittländern durchgeführt, d.h. in Länder, die ein kommerzielles Interesse haben, die Lagertätigkeit als Dienstleistung zu erbringen und dafür geeignete Ressourcen haben (CCSEU)⁵⁷.

Es könnten CCS-Projekte in EU-Mitgliedsländern sein oder in Ländern, mit denen die EU entsprechende Regelungen trifft. Die CO₂-Lagerung wird von der EU-Kommission im Rahmen des Green Deals geregelt und zu transparenten und gleichen Konditionen allen Mitgliedsländern zur Verfügung gestellt. Individuelle Staatsverträge und kommerzielle Vereinbarungen werden zugunsten europäischer Verträge vermieden.

Charakteristika der Lösung sind:

- Größerer Gestaltungsraum als bei zwischenstaatlichen Vereinbarungen und Regelungen, Vorteil durch Einengung auf wenige Länder
- Lösung für den Fall, wenn ein LNG-Produzentenland keine geeignete CO₂-Lagerung anbieten kann
- Mehr Preiswettbewerb der CO₂-Dienstleister durch Bündelung der europäischen Nachfrage
- Einige politische Parteien und NGOs werden ihre Vorbehalte gegen CCS auch in diesem Fall geltend machen
- Politische und gesellschaftliche Einengung der CO₂-Lagerpotentiale

3.2.10 Methanisierung von Wasserstoff zu grünem LNG (Synthetisches LNG)

Produktion von grünem Wasserstoff in einem sonnen- und/oder windreichen Drittstaat, Wasserstoff-Methanisierung zu Erdgas, Verflüssigung im Produzentenland, Transport als LNG und Einsatz als erneuerbares LNG in Deutschland; siehe Abbildung 9.

Eine interessante Transportvariante für Wasserstoff ist dieses grüne LNG. Das Verfahren ist einfach und direkt. Dieses Verfahren basiert wie der Direktimport von LH₂ und der Import von gebundenem Wasserstoff auf der Wasser Elektrolyse mit Hilfe sehr günstigen PV-Stroms in sonnenreichen und/oder windreichen Regionen.

Bei einer Elektrolyse, ggfs. Hochtemperatur Elektrolyse, mit einem hohen Wirkungsgrad erreicht man mit extrem niedrigen PV-Strompreisen attraktive Wasserstoffgestehungspreise.

Im zweiten Schritt wird der Wasserstoff vor Ort methanisiert.

In den sonnen- und windreichen Zonen der Welt ist das Angebot an biogenem Kohlenstoff beschränkt. Andere Länder sehen den Kohlenstoffbegriff nicht so eng, sondern akzeptieren auch große CO₂-Mengen aus den Abgasen von Stahl-, Zement- und Kraftwerken, um grünes LNG zu produzieren.

Dies kann für Deutschland ein Schwachpunkt sein, weil nach üblicher Diktion in Deutschland auch der Kohlenstoff erneuerbar sein muss.

Alternativ kann CO₂ direkt aus der Atmosphäre gewonnen werden. Diese Technik existiert für kleinere Anlagen. Allerdings sind die Gestehungskosten für eine Tonne CO₂ erheblich. Wie sehr diese Kosten wesentlich reduziert werden können, bleibt abzuwarten.

Auch diese Transportalternative für Wasserstoff als grünes Methan hat den Vorteil, dass dann die gesamte vorhandene Technologie und Infrastruktur der weltweiten Erdgas- und LNG-Wirtschaft genutzt werden kann.

Obwohl es sich bei der Elektrolyse als auch der Methanisierung um den Stand der Technik handelt, ist für ein großtechnisches Verfahren noch erheblicher Entwicklungsaufwand erforderlich. Die Demoanlagen wachsen gerade in den zweistelligen MW Bereich hinein.

Diese Technologie wird, wenn Drittländer bereit sind, ihren grünen Wasserstoff zu exportieren und über große ungenutzte Wind- und PV-Potentiale verfügen, zukünftig eine große Bedeutung entwickeln. Sie steht in Konkurrenz u. a. zum Transport von LH₂. Welche Technologie sich letztlich durchsetzen wird, wird von einer Reihe von Faktoren, nicht zuletzt von der Wirtschaftlichkeit und Sicherheitsfragen, abhängen.

Abbildung 9: Schematische Darstellung der erneuerbaren LNG Versorgungskette.⁵⁸

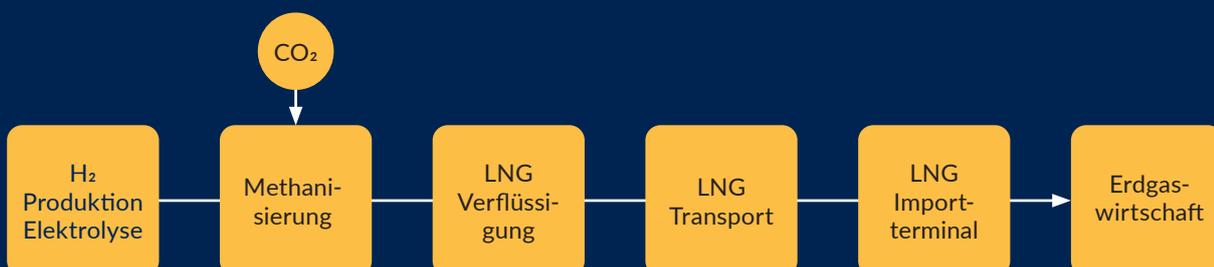
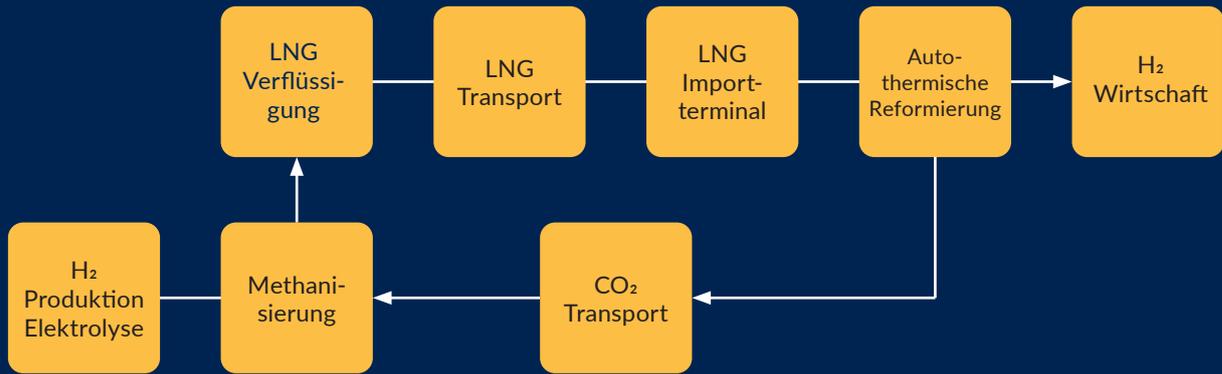


Abbildung 10: Schematische Darstellung der geschlossenen Wasserstoff Versorgungskette.⁵⁹



Eine Variante dieser Lösung ist der Import von Bio-LNG. Preislich kann Bio-LNG ähnlich wie Bio-Methan schon bald attraktiv sein. Einerseits sind große Mengen Bio-Methan mit entsprechenden Eigenschaften für ein Bio-LNG Projekt erforderlich und andererseits eine regulatorische Lösung zur Anerkennung der biogenen Eigenschaften des Importes.

3.2.11 Grüner Wasserstoff mit CO₂-Kreislauf

Wie im vorhergehend beschriebenen Verfahren wird grüner Wasserstoff zu grünem Erdgas methanisiert, die Verflüssigung findet im Produzentenland statt und der Transport nach Deutschland erfolgt als grünes LNG, siehe Abbildung 10.

Nach der Anlandung in Deutschland wird das synthetische LNG durch eine autotherme Reformierung wieder in Wasserstoff und CO₂ zerlegt, das CO₂ abgetrennt und verflüssigt. Das verflüssigte CO₂ wird an den Produzenten zurückgeliefert und vor Ort wird es erneut für die Methanisierung eingesetzt (CO₂-Kreislauf). Damit kann das Nichtvorhandensein von erneuerbarem CO₂ in dem Drittland ausgeglichen werden.

Eine Variante des Verfahrens ist, die Verstromung oder der großtechnisch industrielle küstennahe Einsatz des Erdgases mit CO₂-Abtrennung. Abb. 10 zeigt das Schema des grünen Wasserstoffs als synthetisches Methan mit CO₂-Kreislauf.

Das Verfahren erfordert zwei wichtige Verfahrensprozesse, die Methanisierung im Produzentenland und die Reformierung in Deutschland oder Erdgaseinsatz an der Küste. Dies kann die Wirtschaftlichkeit entscheidend beeinflussen, weil damit hohe Investitionen, Energieaufwände und Betriebskosten verbunden sind. Der Reiz des Verfahrens liegt in der Nutzung der weltweit vorhandenen LNG-Infrastruktur und den relativ einfachen Schiffstransporten von CO₂.

Es wird zu klären sein, ob ein solches Verfahren letztlich wirtschaftlich realisierbar ist.

4. Bewertung des Synergiepotentials mit einem LNG-Terminal

4.1 Alternativen mit geringen oder keinen LNG-Terminalsynergien

Die ersten vier Alternativen zum Import von Wasserstoff sind

- LH₂
- LOHC
- Methanol
- Ammoniak

Bei diesen Alternativen weist ein Hafen mit einem LNG-Importterminal nur wenige Synergien auf, da die Eigenschaften der Produkte deutlich von LNG abweichen und andere technische Einrichtungen erfordern.

Vorbehaltlich einer technischen Analyse ist es wahrscheinlich, dass allein der Unterschied in dem Temperaturniveau LNG mit rund -160 °C und LH₂ mit rd. -250 °C, zusätzlich unterschiedliche Dichte, andere Aggregate, Verdichter, Expander und Tanks im Terminal erfordern. Die sicherheitstechnischen Anforderungen dürften bei LH₂ nochmals gesteigert sein. Die Tatsache, dass Erdgasleitungen auf Wasserstoff umstellbar sind, macht deutlich, dass die Erdgasinfrastruktur nach der Wiedervergasung des LH₂ auch für Wasserstoff einsetzbar ist. Ein LNG-Terminal dürfte daher grundsätzlich nach dem Ende seiner Nutzung zu einem Wasserstoff Terminal umrüstbar sein, d.h. Nutzung von Jetty, Anleger, Terminal Gelände und sonstige Einrichtungen und Infrastruktur. Ob eine gleichzeitige Nutzung eines Jetty für die Anlandung von LNG und für LH₂ sinnvoll ist, ist im Einzelfall zu prüfen und auch abhängig von den Schiffsfrequenzen. Wenn auch keine direkte Nutzung eines LNG-Terminals als H₂-Terminal möglich ist, ist aber die Infrastruktur in einem LNG-Terminal für „kalte“ Lagerung ausgelegt und die Belegschaft ist mit „kalten“ Produkten vertraut und der LNG-Terminal hat bereits einen Anschluss

an das Erdgaspipeline-System und der sollte H₂ ready ausgestattet sein.

Für den Import von LOHC, Methanol und Ammoniak als Träger für Wasserstoff ist eine Hafenstruktur für das Löschen von Flüssig-gastankern erforderlich. Je nach Temperatur und Druck variieren die konkreten Anforderungen. Für die Rückgewinnung des Wasserstoffs ist je nach Verfahren ein entsprechendes Processing und entsprechendes Gelände erforderlich. Vor der Netzeinspeisung ist ein Wasserstoffpufferspeicher sinnvoll sowie ein Zwischenspeicher für die Produkte LOHC, Methanol bzw. Ammoniak. Im Falle von LOHC ist ein weiterer Zwischenspeicher für dehydriertes LOHC notwendig, von dem aus die Beladung der Tankschiffe zum Rücktransport des LOHC stattfindet. Eine Synergie mit einem LNG-Importterminal ist noch weniger gegeben.

4.2. Alternativen mit Nutzung eines LNG-Importterminals

Im Folgenden werden diejenigen Alternativen näher diskutiert, bei denen ein LNG-Terminal ohne jede Anpassung/Änderung und ebenso LNG-Carrier und LNG-Verflüssigungsterminals im Exportland für den Import von Wasserstoff eingesetzt wird. D.h. man bewegt sich in einem Lösungsspektrum, welches auf der weltweit erprobten LNG-Technologie basiert und keinerlei Anpassungen für den Export, Transport und Import erfordert.

Die nachstehenden Alternativen werden untereinander verglichen:

- a. Blauer Wasserstoff (Kapitel 3.2.6)
- b. Pyrolyse oder Plasmalyse Wasserstoff (türkiser Wasserstoff) (Kapitel 3.2.7)

- c. Blauer Wasserstoff mit CO₂-Lagerung des LNG Lieferanten SCS (Implizite Wasserstoff Lieferung) (Kapitel 3.2.8)
- d. Blauer Wasserstoff mit CO₂-Lagerung durch Dritte gemäß EU-Regelwerk TPCS (Kapitel 3.2.9)
- e. Methanisierung von Wasserstoff zu grünem LNG (synthetisches LNG) (Kapitel 3.2.10)
- f. Grüner Wasserstoff mit CO₂-Kreislauf (Kapitel 3.2.11)

4.3 Bewertungskriterien

Als Bewertungskriterien für die Alternativen mit Nutzung eines LNG-Importterminals werden herangezogen:

- Lokale Wertschöpfung in Deutschland oder am Terminalstandort
- Ökologische Einschätzung
- Ökonomische Bewertung
- Technologiereife
- Regulierung und Genehmigung
- Komplexität des Modells

4.4. Ausprägungen der Bewertungen

Es werden drei Ausprägungen für die Bewertungskriterien in Kapitel 3.5 gewählt

 gut

 machbar

 schwierig

Beispielsweise wird als eine **gute Bewertung** angesehen, wenn...

- lokal zusätzliche Wertschöpfung durch Methanreformierung Anlage vor Ort mit Carbon Capture Einrichtung, CO₂-Verflüssigung und Verladung von CO₂ auf Schiffe möglich sind.

- die ökologische Einschätzung gut ist, wenn in der gesamten Lieferkette (inkl. Vorketten) nur geringe CO₂- und/oder Methan Emissionen auftreten.
- die ökonomische Bewertung gut ist, wenn die Technologie industriell vorhanden ist, heute kalkulierbare Investitionskosten vorliegen, geringe Realisierungsrisiken bestehen, wirtschaftlich attraktive Preise für den Wasserstoff zu erwarten sind.
- die Technologiereife gegeben ist, wenn Anlagen in industriellen Maßstäben lieferbar sind, ggfs. aber noch nicht in der erforderlichen Größe gebaut und betrieben wurden oder eine Errichtung/ Betrieb an einem typischen Projektstandort (Klimabedingungen, Betrieb, Wartung und Maintenance) noch nicht stattgefunden haben.
- die gesetzliche und sonstige regulatorische Rahmenbedingungen vorhanden sind, oder neue Regulierung nur in Deutschland/Niedersachsen notwendig und realistisch ist ein Genehmigungsverfahren mit positivem Abschluss wahrscheinlich ist.
- die Komplexität relativ niedrig ist, indem nur wenige Partner (2-3) bei dem Projekt innovativ zusammenarbeiten müssen.

Im Gegensatz dazu wird ein Projekt als **schwierig** angesehen, wenn...

- keine größeren lokalen Wertschöpfungen im/nahe dem Hafen oder in Deutschland möglich sind.
- es ökologisch bedenklich ist, wenn in der gesamten Lieferkette substantielle CO₂- und/oder deutliche Methan-Emissionen auftreten.
- die ökonomische Bewertung nicht möglich ist, wenn noch nicht kalkulierbare In-

vestitions- und Betriebskosten gegeben sind, zukünftige Technologien und/oder massive Kostendegressionen prognostiziert werden müssen und hohe Realisierungsrisiken bestehen.

- die Technologiereife noch nicht gegeben ist bzw. nur eine Laboranlage existiert.
- gesetzliche und sonstige regulatorische Rahmenbedingungen länderübergreifend erforderlich sind und ein entsprechendes Regelwerk benötigen (z. B. Anerkennung von erneuerbarer Energie-

erzeugung wie synthetisches LNG, Bio-LNG in Drittstaaten und Anerkennung bei Einsatz der importierten Produkte in Deutschland als erneuerbare Energien) und/oder Genehmigungsverfahren mit großen Hindernissen (wie z. B. CO₂-Lagerung in deutschen Lagerstätten) zu erwarten.

- die Komplexität hoch ist, da viele Partner (mehr als 3) bei dem Projekt innovativ bzw. vertraglich zusammenarbeiten müssen und/oder zusätzlich unerprobte Technologien zum Einsatz kommen.

4.5 Bewertung der Alternativen

Nachstehend sind die sechs Alternativen entsprechend den sechs Kriterien bewertet worden:

Abbildung 11:
Vergleich der sechs Alternativen mit Nutzung eines LNG Importterminals.

	Lokale Wertschöpfung	Ökologische Bewertung	Ökonomische Bewertung	Technologische Reife	Regulierung	Komplexität
Blauer H ₂	■	■	■	■	■	■
Türkiser H ₂	■	■	■	■	■	■
Blauer H ₂ + SCS	■	■	■	■	■	■
Blauer H ₂ + TPCS	■	■	■	■	■	■
Grünes LNG	■	■	■	■	■	■
H ₂ im CO ₂ -Kreislauf	■	■	■	■	■	■

Keine der Alternativen ragt entscheidend positiv hervor, keine wird verworfen. Jede Alternative zeigt ihre Stärken und Schwächen.

5. Feedback der Industrie

Zehn potenzielle industrielle Interessenten für ein Pilot- oder Demonstrationsprojekt zu einem der vorgestellten Verfahren wurden im Rahmen der Studie angesprochen. Die Reaktionen waren unterschiedlich, zum Teil sehr positiv. Meist bestand Interesse, ein Pilot- oder Demonstrationsvorhaben in einem niedersächsischen Hafen durchzuführen, obwohl die Gesellschaften zurzeit mit vielen anderen Ideen für wasserstoffbasierte Projekte konfrontiert werden.

Da einige der Alternativen zur kohlenstofffreien Wasserstoffherzeugung auf dem Einsatz von Erdgas basieren und die Interessenten nicht wissen, ob diese Technologien seitens der Landesregierung akzeptiert und unterstützt werden, scheinen Vorbehalte hinsichtlich der Durchführung von Pilot- oder Demonstrationsanlagen zu bestehen. Ein potenzieller Investor sah in der Fokussierung auf grünen Wasserstoff in Deutschland ein starkes Signal, dass Deutschland, im Gegensatz zu den Niederlanden, ein Investment zur Produktion von blauem Wasserstoff für nicht interessant hält.

Die Strategie der fünf norddeutschen Länder basiert nur auf grünem Wasserstoff⁶⁰. Damit erscheint es den Investoren fraglich zu sein, ob Projekte zur Produktion von türkischem oder blauem Wasserstoff in Niedersachsen unterstützt werden.

Ob Projekte für eine Offshore Kohlendioxidlagerung im deutschen Entenschnabel unterstützt würden, scheint ebenfalls unbekannt. Das gleiche gilt für eine Kohlendioxidlagerung in EU regulierten Lagerstätten oder indirekte Wasserstoff Lieferungen (Erdgas Lieferung, CO₂-Rücknahme und CO₂-Lagerung durch den Erdgas Lieferanten).

Potenzielle Investoren sowohl von kleinen als auch mittelgroßen, aber insbesondere von großen Projekten, legen auf gesicherte

Stoffströme Wert. Die Wirtschaftlichkeit kann erheblich beeinträchtigt sein, wenn die Inputs und Outputs nur lokal darstellbar sind (z. B. Wasserstoffabsatz nur an einen Kunden).

Bei einem Pyrolyse Projekt müsste der Absatz des festen Kohlenstoffs gesichert werden. Der Hafen würde einen Vorteil bieten, wenn der Kohlenstoff verschifft werden kann und somit der Vertrieb in einem größeren Absatzraum ermöglicht wird.

Die blauen Wasserstoffalternativen erfordern eine Abtrennung, Verflüssigung und Schiffstransport von CO₂. Dafür sind neben der regulatorischen Anerkennung des CO₂-freien Wasserstoffs ggfs. auch Staatsverträge mit dem CO₂-Importland abzuschließen.

Da die Realisierung der LNG-Terminalprojekte zurzeit nicht gesichert und ein Inbetriebnahme Datum nicht bekannt sind, wurde im Rahmen der Gespräche für die Demo- und Pilotprojekte – zwecks Entkopplung von Abhängigkeiten zur Fertigstellung der Terminalprojekte – ein Standort in der Nähe der norwegischen Erdgas Importleitungen anstelle eines LNG-Terminals angeregt.

Die potenziellen Investoren benötigen am Standort entweder einen sicheren großen Wasserstoffverbraucher oder den Anschluss an ein Wasserstofftransportsystem, um am zukünftigen Wasserstoffmarkt teilzunehmen.

Ein Anschluss an ein nationales deutsches Wasserstoffnetz liegt noch in ferner Zukunft, obwohl die Ferngasnetzbetreiber bereits 2020 ein nationales Wasserstoffnetz im Netzausbauplan 2020-30 (s. o.) vorgestellt hatten. Damit ist auch die Frage verbunden, ob und wann eine Wasserstoff Anschlussleitung nach Wilhelmshaven bzw. Stade an das avisierte nationale Wasserstoffnetz errich-

tet wird. Die Ferngasnetzbetreiber haben vorgeschlagen, Teile des Erdgasnetzes auf Wasserstoff umzuwidmen und eine Quersubventionierung der Wasserstoffnetzkunden durch Gasnetzkunden zu gestatten.

Eine große Anlage zur Herstellung von blauem Wasserstoff in Wilhelmshaven oder Stade würde den frühen Anschluss an das deutsche Wasserstoffnetz erfordern. Falls ein solches Projekt in Deutschland nicht erwünscht ist und in die Niederlande abwandert, wird ein H₂-Netzanschluss und das Netz selbst erschwert.

Die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes wurde kürzlich im Kabinett verabschiedet und demnächst im Parlament beraten.

Da fast alle grünen Wasserstoffprojekte unwirtschaftlich sind und von staatlicher Subventionierung und Förderung abhängig sind, wird auch die Höhe der staatlichen Förderung entscheidend sein, um Pilot- und Demonstrationsprojekte an einem niedersächsischen LNG-Terminal zu gewinnen.

ZUSAMMENGEFASST SIND DIE WESENTLICHEN OFFENEN FRAGEN:

- Fördert das Land Niedersachsen die Produktion von blauem Wasserstoff?
- Fördert das Land Niedersachsen die Produktion von türkischem Wasserstoff?
- Erfolgt Subventionierung von Verbrauchern von CO₂-freiem Wasserstoff?
- Fördert das Land Niedersachsen Projekte mit Offshore CCS in Deutschland, in EU- und Drittländern und in Erdgaslieferländern (indirekte Wasserstoff-Importe)?
- Wann wird die Regulierung von Wasserstoffnetzen geschaffen?
- Wann wird es neben dezidierten Wasserstoff Projektleitungen zu einem nationalen Wasserstoffnetz und Wasserstoffhandel kommen?
- Wann werden die gesetzlich erforderlichen Anerkennungen der grenzüberschreitenden Materieflüsse geregelt?

Es ist somit teilweise in der Hand der niedersächsischen Landesregierung, ein positives Umfeld für Pilot-, Demo- und industrielle Wasserstoffprojekte unter Nutzung der Synergieeffekte eines niedersächsischen LNG-Terminals zu schaffen.

6. Glossar

ATR	Autotherme Reformierung ist eine Reformation mit partieller Oxidation	LTeW	LNG Terminalgesellschaft Wilhelmshaven
Bio-LNG	verflüssigtes Biomethan	NH3	Ammoniak
CCS	Abtrennung und Lagerung von Kohlendioxyd	Reformierung	Herstellungsverfahren von Wasserstoff auf Basis Erdgas oder anderer Energieträger
CCSD	Lagerung in deutschen Offshore-Lagerstätten	Synthetisches LNG	Verflüssigtes Methan hergestellt aus Wasserstoff und Kohlendioxyd
CCSEU	Lagerung in EU-regulierten Lagerstätten	Synthetisches LNG mit CO₂-Kreislauf	Synthetisches LNG, bei dem das Kohlendioxyd nach dem Import des LNG abgetrennt und in das Wasserstoff Produzentenland für die erneute Herstellung des Methans zurücktransportiert wird
CCSP	Lagerung durch Erdgasproduzenten nach Rücknahme	PV	Photovoltaik
CCU	Abtrennung und Nutzung/ Lagerung von Kohlenstoff	Methan-Pyrolyse	Thermochemische Zerlegung von Methan in Wasserstoff und festen Kohlenstoff in Abwesenheit von Sauerstoff
CH₃OH	Methanol	Plasmalyse	Plasma-chemische Zerlegung in Wasserstoff und festen Kohlenstoff
Elektrolyse	Zerlegung von Trinkwasser zu Wasserstoff und Sauerstoff		
H₂	Wasserstoff Grauer Wasserstoff, d. h. herkömmliche Herstellung mit CO ₂ -Emissionen Blauer Wasserstoff, d. h. Herstellung ohne CO ₂ -Emissionen durch CCS Türkiser Wasserstoff, d. h. Herstellung ohne CO ₂ -Emissionen durch CCU Grüner Wasserstoff, d. h. elektrolytische Herstellung aus erneuerbarem Strom		
HEH	LNG Terminalgesellschaft in Stade (Hanseatic Energy Hub)		
LH₂	Verflüssigter Wasserstoff		
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carriers		

7. Quellenverzeichnis

- 1 Deutscher Bundestag Drucksache 19/20363, Unterrichtung durch die Bundesregierung 12.6.2020
- 2 <https://businessportal-norwegen.com/2020/06/03/norwegens-regierung-praesentiert-wasserstoffstrategie/>
- 3 FNB Gas, Entwurf Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030, Juli 2020
- 4 Ralf Dickel, Blue hydrogen as an enabler of green hydrogen: the case of Germany, OIES Paper: NG 159, Oxford Institute for Energy Studies, 2020
- 5 Norddeutsche Wasserstoffstrategie der Wirtschafts- und Verkehrsministerien der norddeutschen Küstenländer vom 7.11.2019, Kap 7.3.1 und 7.3.2 zu Produktion und Import von grünem Wasserstoff mit Herstellernachweis
- 6 Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht, Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2020
- 7 Deutscher Bundestag Drucksache 19/20363, Unterrichtung durch die Bundesregierung 12.6.2020
- 8 <https://businessportal-norwegen.com/2020/06/03/norwegens-regierung-praesentiert-wasserstoffstrategie/>
- 9 FNB Gas, Entwurf Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030, Juli 2020
- 10 Ralf Dickel, Blue hydrogen as an enabler of green hydrogen: the case of Germany, OIES Paper: NG 159, Oxford Institute for Energy Studies, 2020
- 11 Norddeutsche Wasserstoffstrategie der Wirtschafts- und Verkehrsministerien der norddeutschen Küstenländer vom 7.11.2019, Kap 7.3.1 und 7.3.2 zu Produktion und Import von grünem Wasserstoff mit Herstellernachweis
- 12 Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht, Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2020
- 13 Laut Nationaler Wasserstoffstrategie in 2030 Bedarf 90 – 110 TWh, davon 14 TWh Inlandsproduktion
- 14 Diese Bedingung ist bei Zugriff auf Elektrizität aus dem Netz in der Regel nicht erfüllt. Aufgrund des Strommixes, egal ob man Deutschland oder die EU zugrunde legt, ist die CO₂-Emission des Netzstromes erheblich.
- 15 Im Einzelnen siehe <https://www.get-h2.de/wp-content/uploads/Hydrogen-FactBook-Final-June-2020.pdf>
- 16 PV Abk. für Photovoltaik
- 17 <https://businessportal-norwegen.com/2020/06/03/norwegens-regierung-praesentiert-wasserstoffstrategie/>
- 18 Chemietechnischer Prozess der Umwandlung von Methan in Wasserstoff und Kohlendioxid
- 19 Kohlendioxidabtrennung und -speicherung im Untergrund
- 20 Zerlegung von Methan in Wasserstoff und festen Kohlenstoff
- 21 Zerlegung von Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff durch elektrischen Strom
- 22 Frontier Economics; Darstellung stellt keine vollständige Liste aller Länder dar, sondern nur die mit größtem Lieferpotenzial mit erneuerbarer Energie
- 24 <https://www.pv-magazine.de/2019/10/10/niedrigstes-gebot-in-dubais-900-megawatt-photovoltaik-ausschreibung-liegt-bei-153-cent-pro-kilowattstunde/>
- 25 <https://www.pressebox.de/pressemitteilung/sun-contracting-ag/Neuer-Rekordpreis-fuer-Photovoltaikstrom-Portugal-sagt-1-114-Cent-pro-kWh-an/boxid/1025911>
- 26 Handelsblatt 28.7.2020 Studie: Gute Chancen für grünen Wasserstoff
- 27 Ohne Berücksichtigung der Wasserstoff Transportkosten zum Verbraucher
- 28 <https://www.planet-wissen.de/technik/energie/solarenergie/pwieprojektdesertec100.html>
- 29 Regionale Energiewende mit Wasserstoff vor Ort Die Gasverteilnetze – jetzt für Wasserstoff und klimaneutrale Gase fit machen, DVGW Fact Sheet, Projekt „H2vorOrt“, November 2020
- 30 Siehe Textziffer 4
- 31 Quelle: Merkel Energy
- 32 im Zusammenhang mit extrem niedrigen Temperaturen
- 33 <http://ludwig-boelkow-stiftung.org/eqhhpp>
- 34 Kawasaki Heavy Industries, Ltd, 11.12.2019 „World’s First Liquefied Hydrogen Carrier SUIISO FRONTIER Launches Building an International Hydrogen Energy Supply Chain Aimed at Carbon-free Society“
- 35 <https://www.reuters.com/article/us-australia-kawasaki-heavy-hydrogen-idUSKCN1UE0QI>
- 36 BDI Deutsch-Australisches Wasserstoffprojekt „HySupply2 gestartet, 17.12.2020
- 37 https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_195_KNDE_WEB_V1111.pdf, Abb. 71
- 38 D. h. am Eingang eines nationalen H₂-Transportnetzes
- 39 Quelle: Merkel Energy
- 40 <https://www.hydrogenious.net/index.php/de/2019/07/31/17-mio-e-investition/>
- 41 Quelle: Merkel Energy

42 <https://www.ise.fraunhofer.de/de/forschungsprojekte/konversion-von-co2-und-h2-zu-methanol-als-nachhaltigem-chemischen-energiespeicher.html>

43 <https://www.bayern-innovativ.de/seite/ammoniak-wasserstoffspeicher>

44 Quelle: Merkel Energy

45 <https://www.energie-lexikon.info/ammoniak.html>

46 Siehe Textziffer 45

47 <https://www.presseportal.de/pm/69457/4646497>

48 Quelle: Merkel Energy

49 Pressemitteilung „Equinor und Open Grid Europe stellen gemeinsames Projekt „H2morrow“ zur Dekarbonisierung der deutschen Industrie vor“, 8. Oktober 2019

50 Quelle: Merkel Energy

51 CCSP = CO₂-Lagerung durch den Erdgas Lieferanten

52 Quelle: Merkel Energy

53 <https://www.energy.gov/fe/science-innovation/oil-gas-research/enhanced-oil-recovery>

54 Mit dem Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) vom 20.12.2019 wird in Deutschland ab 2021 ein nationales Emissionshandelssystem (nEHS) eingeführt. Einbezogen in den nEHS werden grundsätzlich alle auf den Markt gebrachten CO₂-verursachenden Brennstoffe.

55 European Union Emission Trading System für große Energieverbraucher und Kraftwerke

56 FNB Gas „Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030“, Entwurf, Stand 1.7.2020, Kap 8 Grüngasvariante, Abb. 47

57 CCSEU = CO₂-Lagerung in EU Drittländern

58 Quelle: Merkel Energy

59 Quelle: Merkel Energy

60 Norddeutsche Wasserstoffstrategie der Wirtschafts- und Verkehrsministerien der norddeutschen Küstenländer vom 7.11.2019, Kap 7.3.1 und 7.3.2 zu Produktion und Import von grünem Wasserstoff mit Herstellernachweis



MARIKO GmbH

Bergmannstraße 36

D - 26789 Leer

Mail: info@mariko-leer.de

Internet: www.lng-agentur.de

Telefon: +49 (0) 491 926 1173