

Projekt GreenH₂SZ

Konzeptionierung einer marktfähigen grünen Wasserstoffversorgung für die Region Salzgitter im Kontext der europäischen Wasserstoffstrategie



Projekt GreenH₂SZ

Das Projekt „Konzeptionierung einer marktfähigen grünen Wasserstoffversorgung für die Region Salzgitter im Kontext der europäischen Wasserstoffstrategie“ (GreenH₂SZ) zielt auf die Erreichung klimaneutraler Anwendungen und Prozesse im Industrie- und Verkehrssektor ab.

1. Aufgabenstellung & Motivation

Die Ziele des Markthochlaufs von grünem Wasserstoff sehen im „REPower-EU-Plan“ eine Versorgung von 20 Mio. Tonnen in der Europäischen Union bis 2030 vor, wobei 10 Mio. Tonnen in die EU importiert werden (European Commission 2022b). Im Fokus des Projekts steht daher die Entwicklung kurzfristiger Lösungen für eine ausreichende grüne Wasserstoffversorgung in Salzgitter bis 2030. Neben der Stahlindustrie in Salzgitter werden weitere Wasserstoffabnehmer, wie z. B. der Schienenverkehr in der Region Südniedersachsen betrachtet. Um den Hochlauf einer marktfähigen Wasserstoffversorgung zu erreichen, werden neben der Erzeugung in Salzgitter und an der Küste Niedersachsens weitere attraktive Standorte im Ausland, wie z. B. in Tunesien oder in Australien, für zukünftige Exportszenarien nach Europa betrachtet.

Der Bericht erklärt die Methodik und Annahmen für die berechneten Erzeugungs- und Importszenarien bis 2030 und knüpft an die bereits veröffentlichten Kernbotschaften des Thesenpapiers an (Fraunhofer IST 2022). Zusätzlich zur Bewertung der Szenarien werden die Umsetzungsoptionen einer Power-to-X-Anlage im Raum Salzgitter betrachtet, um Salzgitter als sichtbare Modellregion für eine erfolgreiche Transformation von Industrie und Gesellschaft zur Klimaneutralität zu entwickeln.

2. Methodik

2.1 Steckbriefe

Um einen Überblick über die heute verfügbaren Technologien in der Wasserstoffwirtschaft zu erhalten, wurde eine Steckbrief-Sammlung zur Funktionsweise und den Leistungsparametern erstellt. Die Steckbriefe können kontinuierlich aktualisiert werden und bieten eine gute Grundlage zur Wissensvermittlung. Als Beispiel zeigt die **Abb. 1** den Steckbrief der Protonenaustauschmembran-Elektrolyse (PEM-Elektrolyse).

2.2 H₂-Szenarien für Eigenerzeugung und Importe 2030

Für die Bewertung der Wasserstoffversorgung aus einer Eigenerzeugung in Niedersachsen und ersten großskaligen Importen bis 2030 werden im Folgenden die Methodik und wesentlichen Annahmen entlang der einzelnen Technologien und Infrastrukturen der Wertschöpfungskette dargestellt. Der Industriestandort Salzgitter erfordert alleine durch den kontinuierlich steigenden Wasserstoff-Bedarf der Salzgitter AG für ihr Transformationsprojekt SALCOS® von jährlich bis zu etwa 250.000 Tonnen Ende der 2030er Jahre eine Anbindung an den europäischen Wasserstoffmarkt über das geplante Wasserstoffpipelinennetz. Die Importszenarien fokussieren einen bis 2030 im Gigawatt-Maßstab realisierbaren Seetransport von Wasserstoff über die verfügbaren Infrastrukturen und Tech-



Jetzt downloaden:

Projektbericht GreenH₂SZ

> [wasserstoff-campus-salzgitter.de/
projektbericht-greenh2sz/](https://wasserstoff-campus-salzgitter.de/projektbericht-greenh2sz/)

Wasserstoff Campus Salzgitter

John-F.-Kennedy-Str. 43 - 53
38228 Salzgitter

Ansprechpartner

MAN Energy Solutions SE

· Sebastian Schnurrer

Fraunhofer-Institut für Schicht- und
Oberflächentechnik IST

· Florian Scheffler

· Christoph Imdahl

✉ info@wasserstoff-campus-salzgitter.de

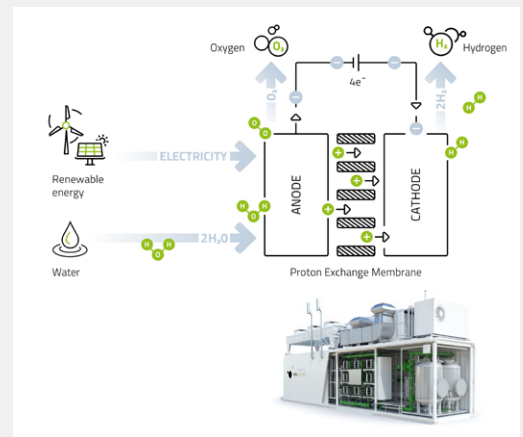
Funktionsweise

- > Wasser wird durch Strom in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten
- > Zellaufbau aus zwei edelmetall-beschichteten Elektroden und einer Protonenaustauschmembran. Betrieb bei ca. 70 °C.
- > Primärer Einsatz: Mobilität, Stahlindustrie, Raffinerien, Chemie- und Brennstoffproduktion, Sekundärer Einsatz: Netzdienstleistungen, Nahwärmeversorgung

Differenzierungsmerkmale

- > Elektrolyt: Saure Polymermembran (H+)
- > Elektroden: Edelmetalle (i. d. R. mit Platin, Iridium) mit ca. 3 mg/W
- > Wirkungsgrad ca. 61 % - 55 kWh/kg (Bezug Heizwert)
- > Geringster Platzbedarf, u. a. keine Elektrolythandhabung notwendig
- > Skalierbarkeit: Modulgrößen 0,1 – 17,6 MW, Anlagen bis 1 GW in Planung
- > Sehr dynamischer Betrieb, direkte Kopplung mit Erneuerbaren möglich

Funktionsschema & Gesamtsystem



TRL: 8 – 9

1

nologien der hier ausgewählten Wasserstofftransportmedien Ammoniak, Methan und Methanol. Als Importterminal wird Wilhelmshaven angenommen, wo bereits Projektvorhaben zu Wasserstoffimporten über Ammoniak und Methan bestehen (Deutsche Energie-Agentur 2022). Die Szenarien zeigen die Wasserstoffherstellungskosten sowie die entstehenden Mehrkosten

ten der potenziellen Importketten auf Grundlage einer im Ausland verfügbaren Elektrolysekapazität von 1,5 GW und der am Ende in Salzgitter verfügbaren Wasserstoffmenge auf. Die Gesamtkosten enthalten die Kostenelemente der vollständigen Importkette und berücksichtigen alle Umwandlungsverluste bis zur Abnahme in Salzgitter.

1

Abb. 1: Steckbrief der PEM-Elektrolysetechnologie, Annahmen nach (Clean Hydrogen Partnership 2022), Bildrechte H-TEC SYSTEMS GmbH

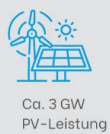
2

Abb. 2: Modellierung der H₂-Importe 2030 mit unterschiedlichen Transportmedien zur H₂-Abnahme in Salzgitter im Szenario Tunesien

H₂-Szenarien für Importketten und regionale Eigenerzeugung 2030

Grüner H₂-Export nach Deutschland

(z. B. aus Tunesien, Kanada oder Australien)



Szenario
H₂-Erzeugung in Tunesien mit 1,5 GW Elektrolyse (ca. 85.000 t_{H₂}/a bei 3.000 Vollbenutzungsstunden)



Umwandlung in H₂-Trägermedium

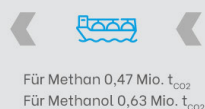
- > Synthetisches Methan (CH₄)
Szenario: 0,17 Mio. t_{CH₄}
- > Methanol (CH₃OH)
Szenario: 0,45 Mio. t_{CH₃OH}
- > Ammoniak (NH₃)
Szenario: 0,48 Mio. t_{NH₃}

H₂-Transport

Import Wilhelmshaven & Rückumwandlung in H₂

H₂-Pipelinetransport

CO₂-Transport



CO₂-Kreislaufsystem mit CO₂-Abscheidung

Für Methan 0,47 Mio. t_{CO₂}
Für Methanol 0,63 Mio. t_{CO₂}

Regionale H₂-Erzeugung um Salzgitter



H₂-Abnehmer in Salzgitter

- > Industrie
Grüne Stahlproduktion
- > Mobilität
H₂-Brennstoffzellenzug (Coradia iLint)
- > Industrie & Gebäude
Stationäre Brennstoffzellensysteme (SOFC Bosch)

Szenario

H₂-Import aus Tunesien (ca. 54.000 – 67.000 t_{H₂}/a je nach Transportmedium)

2

2.2.1 Elektrolyse

Alle Szenarien basieren zunächst auf der Berechnung der regionalen Wasserstoffgestehungskosten mit den techno-ökonomischen Annahmen einer skalierten Elektrolyseanlage im Leistungsbereich bis zu mehreren 100 MW im Jahr 2030. Der Aufbau automatisierter Elektrolyseproduktionsstandorte mit einer jährlichen Fertigungskapazität im Gigawatt-Bereich wird zusammen mit technologischen Entwicklungen von der Zell- bis zur Systemebene zur Kostenreduktion zukünftiger Elektrolyseanlagen führen. So werden für eine 100 MW Elektrolyse im Jahr 2030 Kostenreduktionen von 600 €/kW auf 400 €/kW

Die länder- und regionsspezifischen Erzeugungsszenarien unterscheiden sich durch das jeweilige Stromerzeugungspotential aus erneuerbaren Energien.

(alkalische Elektrolyse) bzw. von 900 €/kW auf 500 €/kW (PEM-Elektrolyse) als europäische Zielwerte festgelegt (Clean Hydrogen Partnership 2022). Die hier berechneten Wasserstoffkosten mit Niedrigtemperatur-Elektrolyseuren basieren auf einer Systemkostennahme von 470 €/kW und werden über 20 Jahre mit einer Verzinsung von 8% berücksichtigt. Der System-Wirkungsgrad wird mit 63%_{LHV} (ca. 53 kWh/kg H₂) über die gesamte Stack-Lebensdauer angenommen.

2.2.2 Strom aus erneuerbaren Energien – Kosten und Verfügbarkeit

Die länder- und regionsspezifischen Erzeugungsszenarien unterscheiden sich durch das jeweilige Stromerzeugungspotential aus den erneuerbaren Energien. Die Volllaststundenanzahl der Elektrolyse als Indikator der jährlichen Wasserstoffproduktion orientieren sich

an den Volllaststunden der erneuerbaren Energien. Die spezifischen Stromgestehungskosten werden vereinfacht ohne weitere Zusatzkosten, wie z. B. Netzentgelte als Strombezugspreis für den Elektrolyseur definiert.

Für die Berechnung potentieller Erzeugungskosten in Niedersachsen wird die Verfügbarkeit von Onshore-Windenergie an guten Windstandorten in Norddeutschland mit Volllaststunden von 2.500 h/a vorausgesetzt. Die mittleren Stromgestehungskosten werden auf Basis heutiger Kosten mit 55 €/MWh angesetzt (Kost et al. 2021). Ausgezeichnete Onshore-Windenergiestandorte (z. B. in Skandinavien oder Neuseeland) erzielten in 2020 Stromgestehungskosten von bis zu 35 €/MWh (IRENA 2022c). Die grüne Wasserstoffherzeugung aus Offshore-Windenergie in der Nordsee berücksichtigt hervorragende Standorte mit Volllaststunden von 4.500 h/a. Die untere Grenze der heutigen Offshore-Stromerzeugungskosten wird mit 72 €/MWh angegeben (Kost et al. 2021), wobei in 2020 in den Niederlanden ein Bestwert von 59 €/MWh erzielt wurde, welcher hier für das Offshore-Windszenario ausgewählt wird (IRENA 2022b). Die Elektrolyse-Volllaststunden für die Wasserstoffherzeugung in Deutschland werden mit den Volllaststunden aus Onshore- und Offshore-Wind (2.500 bzw. 4.500 h/h) gleichgesetzt. Realisierte Elektrolyseanlagen können eine höhere Auslastung erreichen, wenn zusätzlicher Strom, z. B. auch aus Photovoltaik-Freiflächenanlagen, über entsprechende Abnahmeverträge bezogen wird. Zudem lässt sich die Auslastung weiter steigern, indem ein Stromspeicher eingesetzt wird. Die notwendige optimierte Anlagenauslegung aus Erneuerbaren, Stromspeicher und Elektrolyse konnte aus Zeitgründen in diesem Vorhaben nicht realisiert werden, bie-



tet aber vielversprechendes Potenzial zur Senkung der Gestehungskosten für Wasserstoff.

Die Szenarien in Tunesien und Australien basieren überwiegend auf der Stromerzeugung aus Photovoltaik, wobei angenommen wird, dass die installierte Leistung der erneuerbaren Energien etwa doppelt so groß ist wie Nennleistung der Elektrolyse, sodass

eine Volllastleistung von bis zu 3.200 h/a kalkuliert wird. Die Strombezugskosten werden aufgrund exzellenter Solarstrahlungen mit 30 bzw. 25 €/MWh für Tunesien und Australien angesetzt, wobei viele Länder weltweit bereits in 2020 Stromerzeugungskosten im Bereich 32–49 €/MWh erzielen konnten (IRENA 2022c).

3

Abb. 3: Annahmen der Strompreise und Volllaststunden der Elektrolyse in den Szenarien

20 Mio. t

Klimafreundlicher Wasserstoff sollen
2030 in der EU verfügbar sein. 50% sollen
in die EU importiert werden.

2.2.3 Umwandlung in ein Wasserstoffträgermedium für den Seetransport

In den betrachteten Exportszenarien wird der Wasserstoff aus der Elektrolyse in einem nachgeschalteten Synthesereaktor in das jeweilige flüssige Trägermedium umgewandelt. Die Leistungsauslegung der Syntheseanlage erfolgt auf einen Dauerlastbetrieb (8000 h/a), indem zusätzlich ein Wasserstoffdruckspeichersystem mit Tanks und Kompressoren als Pufferspeicher genutzt wird. Ein weiterer Transportweg des Trägermediums zum Exportterminal ist nicht enthalten. Der kontinuierliche Schiffstransport wird durch weitere Speicher des Trägermediums am Export- und Importterminal ermöglicht.

2.2.4 Schiffstransport

Für den Seetransport von Wasserstoff als Ammoniak, Methan oder Methanol sind Terminals, Infrastrukturen und Transportschiffe auf dem Weltmarkt verfügbar. **Abb. 4** gibt einen Überblick über die Transportkapazitäten der verfügbaren Schiffe und die pro Weg transportierte Energiemenge in Bezug auf das jeweilige Medium. Das weltweit einzige Flüssigwasserstoffschiff

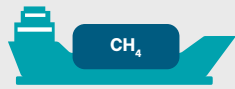
4

Abb. 4: Vergleich der verwendeten und zukünftig erforderlichen Wasserstofftransportschiffe. Abstrakte Darstellung nach Schiffslängen, Annahmen aus (Offshore Energy 2022), (Marine insight 2022)

„Suiso Frontier“, welches zwischen Australien und Japan eingesetzt wird, zeigt, dass Flüssigwasserstoff aufgrund der äußerst geringen Transportkapazitäten für Wasserstoffimporte 2030 keine Bedeutung haben wird. Die Kosten des Schiffstransports werden in den Szenarien durch eine anteilige Berechnung der Charterkosten einer Flotte berücksichtigt, die für den Wasserstoffexport mit den verfügbaren Transportschiffen benötigt wird. In allen Szenarien werden die jeweiligen Transportmedien auch als Kraftstoff für die Wasserstofftransportschiffe eingesetzt. Somit wird vorausgesetzt, dass Ammoniakmotoren mit ähnlichen Effizienzwerten wie schon verfügbare Methanolantriebe einsatzfähig sind. Dabei wird ein prognostizierter Wasserstoffmarkt nach den EU-Zielen von 20 Mio. Tonnen bis 2030 zugrunde gelegt, um die notwendigen Schiffsflotten sowie die benötigten Terminals für Export und Import abzuschätzen. Teils sind bereits nutzbare Terminals vorhanden, teils sind diese noch zu erstellen. Dieser Studie liegt also eine dem Markt entsprechende Infrastruktur zugrunde, die anteilig für die gewählte Menge Wasserstoff genutzt wird. Eine nur für ein Projekt separat gebaute und genutzte Infrastruktur wäre demgegenüber deutlich teurer.

Verwendete Schiffstypen – heute verfügbar

Synthetisches Methan Typisches LNG-Schiff



- › Länge: 300 m
- › Energiemenge: 1,00 TWh_{LHV}
- › CH₄-Tank: 174.000 m³

Ammoniak Größtes Schiff (in Bau)



- › Länge: 230 m
- › Energiemenge: 0,31 TWh_{LHV}
- › NH₃-Tank: 58.000 t

Methanol Größtes Schiff



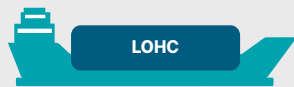
- › Länge: 186 m
- › Energiemenge: 0,28 TWh_{LHV}
- › CH₃OH-Tank: 50.000 t

Flüssig H₂ Weltweit einziges Wasserstoffschiff „Suiso Frontier“



- › Länge: 116 m
- › Energiemenge: 0,003 TWh_{LHV}
- › H₂-Tank: 1.250 m³

LOHC Größter „Ultra Large Crude Carrier“



- › Länge: 380 m
- › Energiemenge: 0,91 TWh_{LHV} (Bezug auf H₂-Speichermenge)¹
- › LOHC-Tank: 440.000 t

Erforderliche Schiffstypen 1,00 TWh für den Transport der Energiemenge eines LNG-Tankers als Referenz

Synthetisches Methan Typisches LNG-Schiff



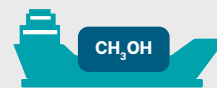
- › Länge: 300 m
- › Energiemenge: 1,00 TWh_{LHV}
- › CH₄-Tank: 174.000 m³

Ammoniak



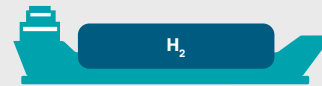
- › Geschätzte Länge: 330 m
- › NH₃-Tank: 190.000 t

Methanol



- › Geschätzte Länge: 280 m
- › CH₃OH-Tank: 180.000 t

Flüssig H₂



- › Geschätzte Länge: 420 m
- › H₂-Menge: ca. 30.000 t_{H₂}
- › H₂-Tank: 420.000 m³

LOHC



- › Geschätzte Länge: 400 m
- › LOHC-Tank: 500.000 t
- › H₂-Menge: ca. 31.000 t_{H₂}

¹ Dibenzyltoluol als LOHC mit 6,2 t_{H₂}/t_{LOHC}

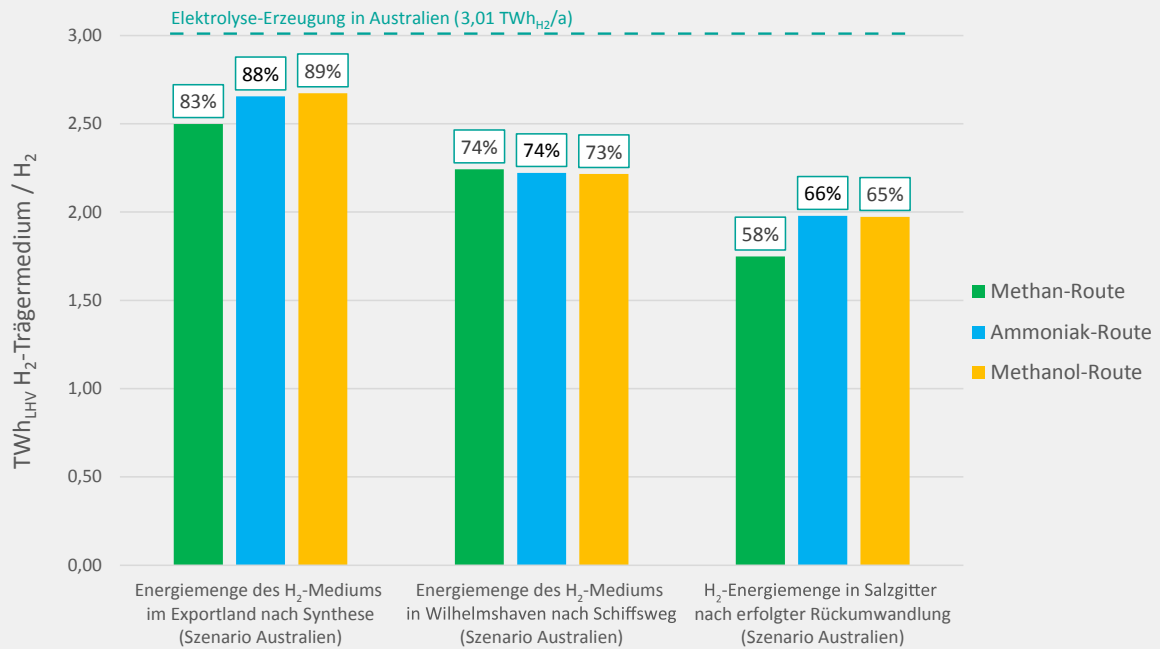
H₂-Transportschiffe

Etwa 10 % der globalen Ammoniak-Produktion werden momentan mit Pipelines oder Schiffen transportiert. Für den Seetransport werden Gastanker eingesetzt, die im Wesentlichen für den Transport von Liquefied Petroleum Gas (LPG) gebaut wurden. Ende 2019 konnten rund 170 der über 1.100 verfügbaren LPG-Schiffe für den Transport von Ammoniak mit Kapazitäten von 2.500 bis 40.000 tNH₃ eingesetzt werden (IRENA 2022a). Die Schiffsflotte des globalen Flüssigerdgashandels nahm um rund 10 % im Vergleich zum Vorjahr zu, sodass im April 2022 641 LNG-Tanker einsatzfähig waren, wobei neuere Schiffe fast ausschließlich mit einer Speicherkapazität von 150.000 – 180.000 m³ gebaut werden (IGU 2022). Die größten Methanoltanker haben heute eine

Kapazität von über 40.000 tCH₃OH (Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik (ISL) 2021). Ähnlich wie Methanol kann Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) als Wasserstoffträgeröl mit den verfügbaren Öltankern transportiert werden.

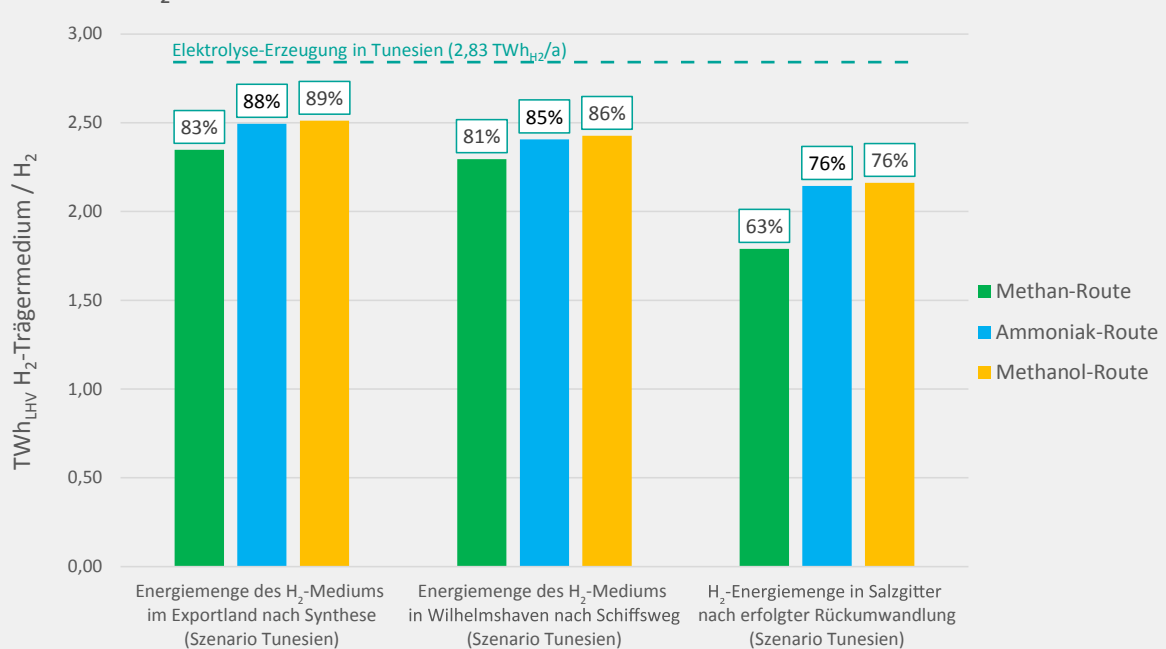
In der Klasse der „Ultra Large Crude Carrier“ gibt es aktuell zwei einsatzfähige Öltanker mit einer Kapazität von ca. 440.000 Tonnen, die nicht ganz der transportierten Energiemenge eines LNG-Schiffs entsprechen würden (Marine insight 2022). Das einzige bisher gebaute Flüssigwasserstoff-Schiff von Kawasaki hat dagegen nur eine Speicherkapazität von 1.250 m³ für ca. 89 tH₂ (Kawasaki 2021).

H₂-Energieverluste der Importkette Australien-Salzgitter



5

H₂-Energieverluste der Importkette Tunesien-Salzgitter



6

5

Abb. 5: Energieverluste durch Synthese, Kraftstoffverbrauch und Rückumwandlung im Importszenario Australien

6

Abb. 6: Energieverluste durch Synthese, Kraftstoffverbrauch und Rückumwandlung im Importszenario Tunesien

2.2.5 Rückumwandlung zur Bereitstellung von reinem Wasserstoff

Für den Wasserstofftransport in Deutschland wird ein Wasserstoffpipelinennetz angenommen, welches Elektrolysestandorte und Importterminals an der Nordseeküste mit industriellen Wasserstoffabnehmern wie in Salzgitter verbindet. Zur einheitlichen Bewertung der Wasserstoffversorgung wird daher eine Rückumwandlung der Trägermedien am Importterminal in Wilhelmshaven betrachtet.

Für die Ammoniakaufspaltung zur Wasserstoffrückgewinnung wird eine zukünftige Cracking-Anlage mit einer Kapazität von ca. 300.000 tH₂/a auf Basis der Annahmen der Planungen im Projekt „H₂1 North of England“ modelliert (Sadler et al. 2018). Der Wärmebedarf für das Ammoniak-Cracking wird über eine Verbrennung des erzeugten Wasserstoffs bereitgestellt, sodass etwa 79% des importierten Wasserstoffs zurückgewonnen werden können. Ammoniak-Cracker sind heute kommerziell für kleine Anwendungen (Produktion < 700 tH₂/a) im Einsatz, während wenige größere Anlagen bisher realisiert wurden (IRENA 2022a), sodass die Einführung effizienter Ammoniak-Cracker bis 2030 ebenfalls mit Unsicherheiten versehen ist. Generell ist auffällig, dass zu diesem Prozessschritt im Vergleich zu den anderen Medien kaum Literatur verfügbar ist. Dies legt einen signifikanten Bedarf an Entwicklungsarbeit nahe, um eine ausreichende Marktreife sicher zu stellen. Die Wasserstoffrückgewinnung aus Methan erfolgt mit einer autother-

men Reformierung basierend auf der Planung einer industriellen Anlage zur blauen Wasserstoffproduktion aus Erdgas (Produktion ca. 300.000 tH₂/a) mit einer CO₂-Abscheidung von 94% im Projekt „H₂1 North of England“ (Sadler et al. 2018).

Für die Umwandlung von Methanol in Wasserstoff werden vereinfacht die Annahmen zu den Investitionskosten und der CO₂-Abscheidung für Methan hier auch auf die Methanol-Reformierung übertragen. Ähnlich wie bei der Ammoniak-Aufspaltung wurden Methanol-Reformer zur Wasserstoffproduktion in dieser Anlagengröße bisher nicht realisiert. Die am Ende der Importkette verfügbaren Mengen Wasserstoff werden insgesamt durch die Energieverluste (Heizwert als Bezug) bei Synthese und Rückumwandlung sowie durch den distanzabhängigen Kraftstoffverbrauch der Wasserstoffschiffe berechnet (siehe Abb. 5 und 6). Der Einfluss der Transportstrecke wird im Vergleich von Tunesien und Australien vor allem für die Ammoniak- und Methanol-Routen deutlich sichtbar. Für diese beiden Wege werden ca. 15% der Elektrolyse-Erzeugung für den Transport zwischen New South Wales und Wilhelmshaven (ca. 24.000 km) verbraucht, während für Methan durch weniger Fahrten weniger als 9% verbraucht werden.

Nach Import aus Australien und erfolgreicher Rückumwandlung stehen dann maximal 66% der Elektrolyse-Erzeugung in Salzgitter zur Verfügung, während für Tunesien bis zu 76% für Ammoniak und Methanol erzielt werden könnten. Die Methan-Route erzielt stets geringere H₂-Energienmengen.

Die am Ende der Importkette verfügbaren Mengen Wasserstoff werden insgesamt durch die Verluste bei Synthese und Rückumwandlung sowie durch den distanzabhängigen Kraftstoffverbrauch der Wasserstoffschiffe berechnet.



CO₂-Transportschiffe

Für den CO₂-Export in den Szenarien wird der Einsatz zukünftiger CO₂-Transportschiffe mit einer Kapazität von über 50.000 Tonnen CO₂ pro Ladung angenommen (Rousanally et al. 2021). CO₂ wird seit mehr als 30 Jahren vor allem in der Lebensmittelindustrie per Schiff transportiert, wobei heutige Schiffe allerdings auf eine Ladungskapazität von etwa 1.000 Tonnen CO₂ begrenzt sind (Element Energy 2018). Für das norwegische CCS-Projekt „Northern Lights“ werden derzeit Transportschiffe mit einer Kapazität von 7.500 m³ für eine Ladung von etwa 8.000 Tonnen CO₂ gebaut (Northern Lights 2022). Die Entwicklung dualer Tanker, die sich zum Beispiel sowohl für den Transport von LNG als auch flüssigies CO₂ eignen, ist ein wichtiges Zukunftsthema (Datta et al. 2020). Mit derartigen Schiffen ließen sich Leerfahrten vermeiden.

LNG-Schiffe können grünen Wasserstoff als synthetisches Methan transportieren. Zusätzlich wird ein Transport von CO₂ dafür benötigt. Ein Zertifizierungssystem muss die ganzheitlichen Treibhausgasemissionen der Transportketten erfassen und auf die gelieferte Tonne Wasserstoff anrechnen.

**Der Nordseekorridor gilt mit Elektrolyseuren und Import-
terminals als zentraler Nukleus für die Entwicklung des
europäischen Wasserstoffnetzes. Im Energy Hub Port of
Wilhelmshaven sind bspw. Elektrolyseure im GW-Maßstab,
Importterminals und Wasserstoffkavernenspeicher geplant.**

2.2.6 Transport zu Abnehmer

Die Annahmen des Wasserstofftransports per Pipeline basieren auf der Entwicklung des „European Hydrogen Backbone“ als Vision eines europaweiten Wasserstoffnetzes, welches von 31 Fernleitungsnetzbetreibern aus 28 Ländern vorangetrieben wird (EHB 2022). Angepasst an das Wasserstoffimportziel von 10 Millionen Tonnen in 2030 im REPowerEU-Programm der Europäischen Kommission soll ein Wasserstoffnetz von 28.000 km Länge bis 2030 installiert werden (European Commission 2022b), (EHB 2022). Der Nordseekorridor gilt dabei als zentraler Nukleus der Netzentwicklung, indem die ersten Wasserstoffpipelines in den Niederlanden, Belgien und im Nordwesten Deutschlands entstehen sollen, um Importe über die existierenden und entstehenden Importterminals für Flüssigerdgas und Ammoniak für industrielle Abnehmer verfügbar zu machen. Der Ausbau erfolgt u. a. über mehrere IPCEI-Vorhaben („Wichtige Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse“), in denen eine Pipelineanbindung bis nach Salzgitter geplant ist. Die hier angenommenen Kosten für den Transport von Wilhelmshaven nach Salzgitter entsprechen den Annahmen der Fernleitungsnetzbetreiber für eine hohe Auslastung der Pipeline, sodass etwa 23,5 TWhH₂ (ca. 700.000 tH₂) pro Jahr durch die Leitung transportiert werden.

2.2.7 CO₂-Kreislaufsystem für Methan und Methanol

Während der Stickstoff für die Ammoniaksynthese im Haber-Bosch-Reaktor vor Ort über eine Luftzerlegungsanlage bereitgestellt werden kann, steht die Speicherung von Wasserstoff in Methan und Methanol vor dem Problem der klimafreundlichen Kohlenstoffbereitstellung für die Synthese. Im Beispiel einer Wasserstofferzeugung von 85.000 tH₂/a mit einer Elektrolysekapazität von 1,5 GW entsteht ein CO₂-Bedarf von etwa 465.000 tCO₂/a für die Methanisierung des grünen Wasserstoffs, während die Methanolherstellung etwa 620.000 tCO₂/a benötigt. CO₂-Abscheidungstechnologien aus der Atmosphäre (Direct-Air-Capture) werden 2030 vermutlich noch nicht die erforderliche technologische Reife zur wirtschaftlichen Bereitstellung dieser CO₂-Mengen besitzen. Eine weitere Option ist die CO₂-Abscheidung aus Bioenergieanlagen, wie z. B. aus Biomassekraftwerken. Eine ausreichende CO₂-Versorgung allein daraus wird jedoch bis 2030 ebenfalls schwer umzusetzen sein. Zudem sollen CO₂-Abscheidungen aus biogenen Quellen langfristig zur Erreichung der Ziele für negative Emissionen eingesetzt werden.



Der CO_2 -Bedarf für die Herstellung des Wasserstoffträgermediums wird daher in den betrachteten Szenarien für 2030 durch CO_2 -Abscheidungen aus industriellen Punktquellen mit schwer vermeidbaren Emissionen, wie z. B. in der Zementindustrie, gedeckt. Planungen für eine CO_2 -Pipelineinfrastruktur in Deutschland skizzieren ein Startnetz zwischen Industriestandorten und Wilhelmshaven mit einer Länge von 1.000 km für ein Transportvolumen von etwa 19 Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr (Open Grid Europe 2022), wobei alleine die CO_2 -Abscheidung aus Industrieemissionen in Deutschland zur Erreichung der Klimaneutralität in einer Größenordnung von 15 Mio. tCO_2/a im Jahr 2045 kalkuliert wird (Deutsche Energie-Agentur 2021). Das am Ort der Wasser-

stoffherzeugung benötigte CO_2 wird aus Deutschland per Schiff exportiert. Nach dem Wasserstoffimport erfolgt direkt am Hafen die erneute CO_2 -Abscheidung bei der Rückumwandlung von Methan bzw. Methanol zur Einspeisung des reinen Wasserstoffs in das Pipelinennetz. Unter der Voraussetzung einer hocheffizienten CCU-Technologie (Carbon Capture & Utilization) können so etwa 94% des jährlichen CO_2 -Bedarfs für den Wasserstofftransport in einem Kreislaufsystem geführt werden, während etwa 6% aus industriellen Punktquellen jährlich hinzugefügt werden müssen. Im Methan-Szenario würden diese nicht abgeschiedenen CO_2 -Emissionen bei der Rückumwandlung in Deutschland Treibhausemissionen von ca. 0,5 Tonnen CO_2 pro impor-



700.000 t
H₂-Transportvolumen

Liefert eine mittlere H₂-Pipeline pro Jahr.

Diese H₂-Menge müssten ca. 100 heute verfügbare

Ammoniak-Schiffe inkl. dem nachfolgenden Cracking

liefern. Über den Methan-Pfad würden ca. 30 Fahrten

benötigt werden.

tierter Tonne Wasserstoff verursachen. Gelingt es, die vergleichsweise geringe CO₂-Menge aus „grünen“ Quellen bereitzustellen, lässt sich dieser Wert weiter reduzieren, bis ausschließlich „grünes“ CO₂ im Kreislauf ist.

2.2.8 Berechnung der Gesamtkosten

Alle Kostenbestandteile der Import-szenarien beziehen sich stets auf die am Ende in Salzgitter bereitgestellte Wasserstoffmenge, die einen Anteil von 58% bzw. bis zu 76% des im Ausland erzeugten Wasserstoffs erreicht (siehe Abb. 5 und 6). Durch die Annahmen für die Rückumwandlung aller Transportmedien können somit Wasserstoffkosten ermittelt werden, die so

mit den Kosten einer regionalen Wasserstoffherzeugung in Norddeutschland verglichen werden können. Alternativ können die Trägermedien auch ohne eine Rückumwandlung in verschiedenen Anwendungen und Industriebereichen eingesetzt werden, womit jedoch kein Vergleich für eine direkte Wasserstoffnachfrage möglich ist. Methanol und Ammoniak auf Basis von grünem Wasserstoff können beispielsweise direkt in der Chemie- oder Düngemittelindustrie weiterverarbeitet werden, während Methan in heutigen Erdgasanwendungen oder Eisenerzdirektreduktionsanlagen mit einer entsprechenden CO₂-Abscheidung eingesetzt werden kann.

3. Ergebnisse & Diskussion

3.1 H₂-Erzeugung in Niedersachsen im Vergleich zu Importszenarien am Beispiel Tunesien und Australien

Die Wasserstoffherzeugung in Norddeutschland kann 2030 mit Nutzung der On- und Offshore-Windressourcen die günstigsten Bereitstellungskosten von ca. 4 €/kgH₂ erzielen. Die Importszenarien Tunesien und Australien liegen in der Ammoniak-Route bei Kosten von ca. 4,83 bis 5,45 €/kgH₂. Die Zusatzkosten für die Umwandlungen und den Transport können die Differenz zwischen den günstigeren Herstellungskosten in Tunesien (2,58 €/kgH₂) bzw. Australien (2,25 €/kgH₂) und der Erzeugung in Deutschland nicht unterbieten. Unter Voraussetzung einer hohen Auslastung der Wasserstoffpipeline sind die Transportkosten innerhalb Deutschlands (< 0,10 €/kgH₂) bis nach Salzgitter vernachlässigbar. Die Ergebnisse machen deutlich, dass die Kosten für Umwandlung und Rückumwandlung des Wasserstoffs sowie die Kos-

ten durch dabei entstehende Verluste die größten Kostentreiber neben der eigentlichen Erzeugung sind.

Bei entsprechender Auslastung sind die Kosten der Infrastruktur pro Kilogramm Wasserstoff für kurze und mittlere Strecken zwar gering – jedoch verursacht der Neubau von Terminals, Pipelines und Frachtern enorme Investitionssummen und benötigt signifikant viel Zeit für Planung, Genehmigung und Realisierung. Trotz der im Vergleich höheren Kosten ist der Transport via Methan in diesem Punkt vorteilhaft, da ein Großteil der Infrastruktur bereits besteht (siehe Kapitel 3.2).

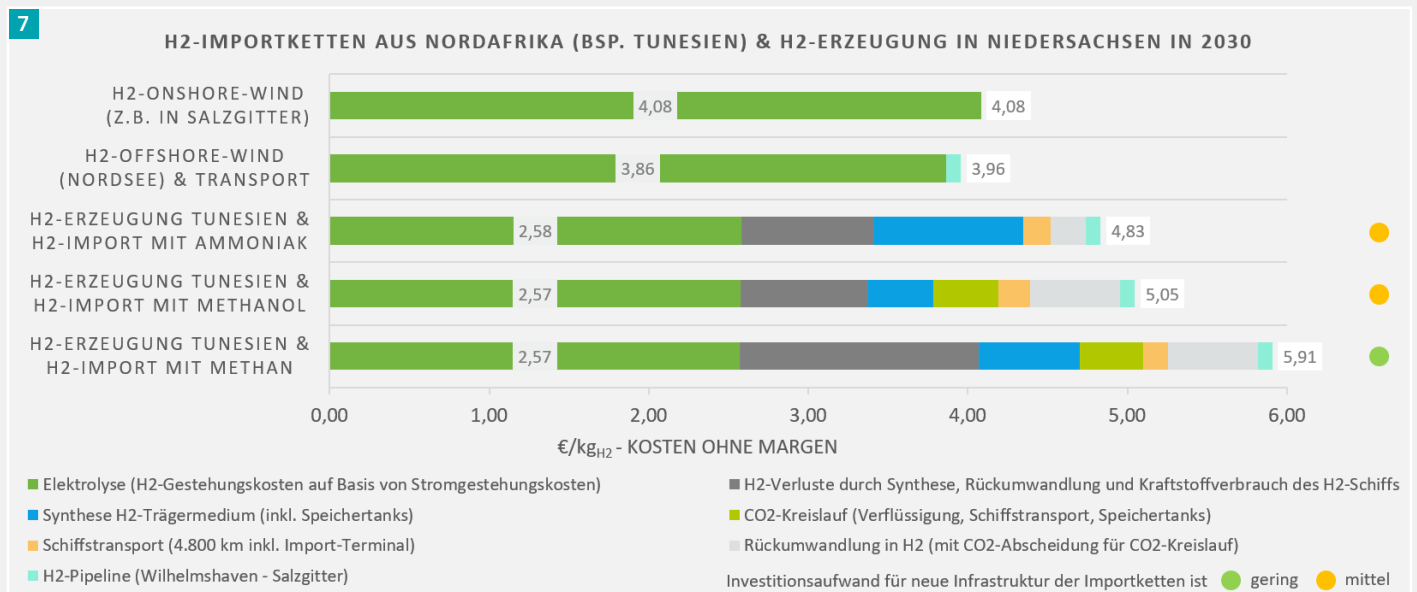
Szenario Tunesien

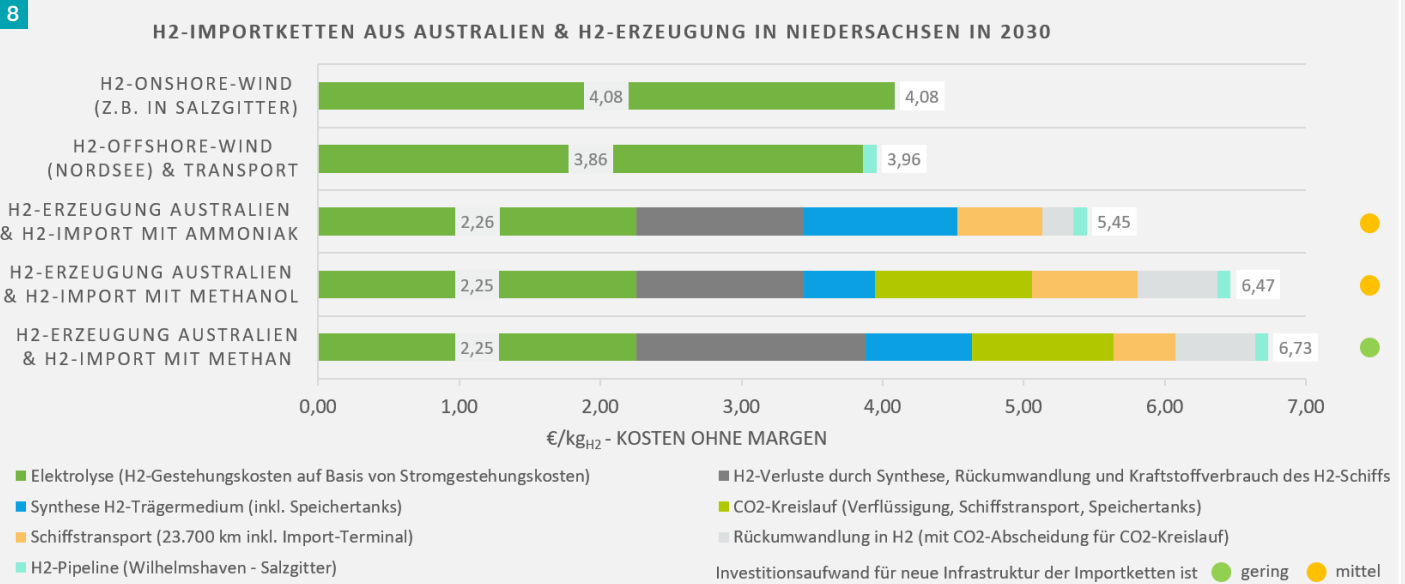
Im Vergleich der Wasserstoffträgermedien erzielt Ammoniak die günstigsten Kosten. Die Wasserstoffverluste liegen bei ca. 24 % der Wasserstoffherzeugung im Ausland, was im Wesentlichen durch die Wärmebereitstellung für die Ammoniak-Spaltung begründet ist. Mit Methan und Methanol können im Tunesien-Szenario 63 % bzw. 76 % der Elektrolyse-Erzeugung in Deutschland bereitgestellt werden. Die Schiffstrans-

7

Abb. 7: Kosten der Wasserstoffimporte aus Tunesien im Vergleich zur Erzeugung in Niedersachsen 2030

7





portkosten für die relativ kurze Distanz liegen für alle Wasserstoffträger unter 5 % der Gesamtkosten, während das CO₂-Kreislaufsystem bei unter 8 % liegt.

Szenario Australien

Das Australien-Szenario zeigt den Einfluss der längeren Transportdistanz auf die Gesamtkosten mit der Strecke von Südost-Australien (New South Wales) bis nach Wilhelmshaven bei einer Rundwegzeit von bis zu 78 Tagen je nach Schiffstyp. Der Wasserstofftransport steigt auf einen Kostenanteil von 7 % (Methan), 12 % (Methanol) bzw. 17 % (Ammoniak), während der CO₂-Kreislauf ebenfalls auf bis zu 17 % der Gesamtkosten ansteigt. Der CO₂-Be-

reitstellungspreis verdoppelt sich dadurch auf bis zu 100 €/tCO₂. Neben der Verringerung des Treibstoffverbrauchs und der spezifischen Treibhausgasemissionen wäre daher die Einführung heute noch nicht verfügbarer multimodaler Transportschiffe zur Speicherung des flüssigen CO₂ und des Wasserstoffträgers ein entscheidender Meilenstein in der Entwicklung dieser Importszenarien.

Die final verfügbare Wasserstoffmenge verringert sich im Vergleich zu Tunesien auf 58 % (Methan), 65 % (Methanol) bzw. 66 % (Ammoniak) der Erzeugung in Australien, wodurch insgesamt höhere Wasserstoffkosten im Vergleich zum Tunesien-Szenario entstehen.

8 **Abb. 8:** Kosten der Wasserstoffimporte aus Australien im Vergleich zur Erzeugung in Niedersachsen 2030

Die Wasserstoffherzeugung in Norddeutschland kann 2030 mit

Nutzung der On- und Offshore-Windressourcen die günstigsten

Bereitstellungskosten von ca. 4 €/kgH₂ erzielen.

3.2 Einschätzung der Markt-reife und Technologiever-fügbarkeit zur Realisierung der H₂-Importketten bis 2030

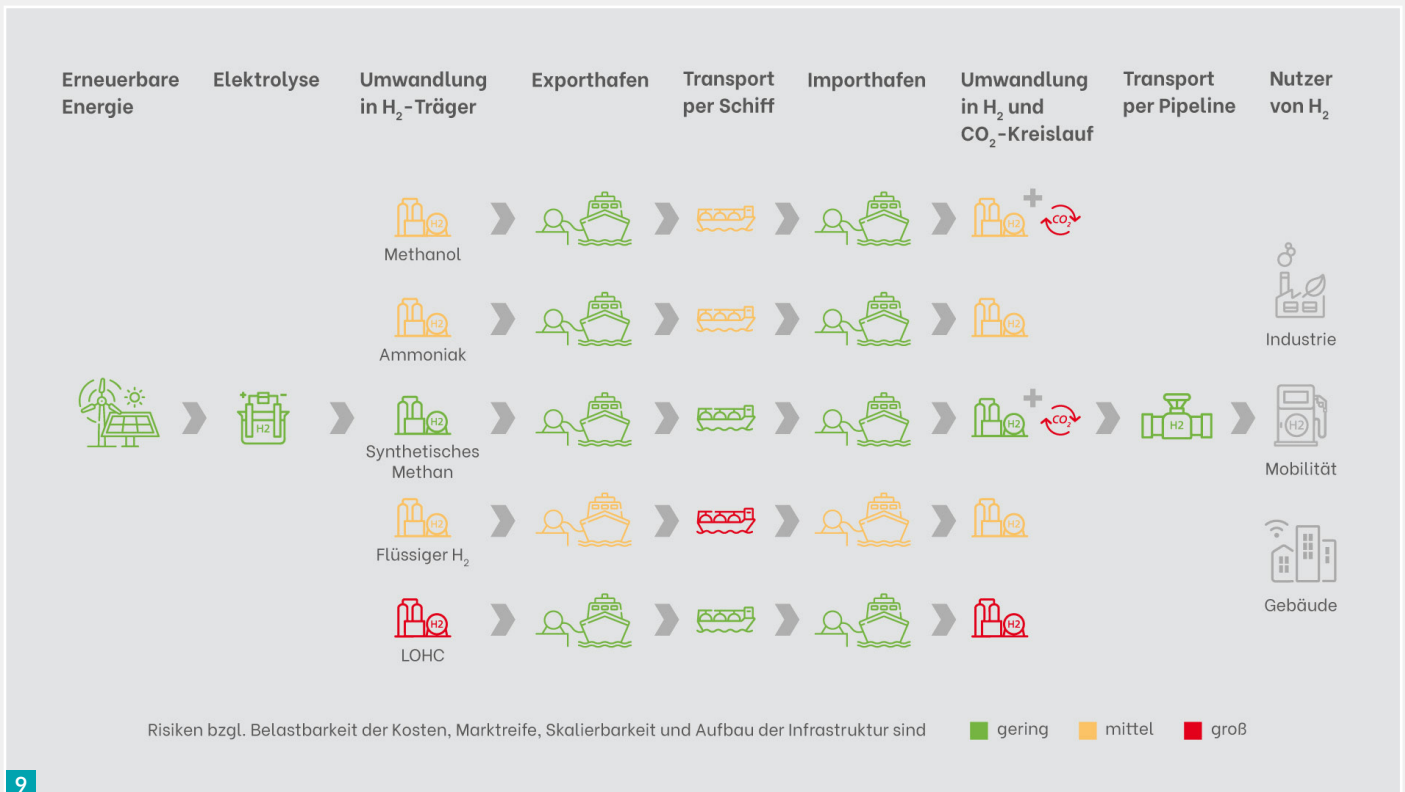
Neben der rein ökonomischen Bewertung der verschiedenen Versorgungsszenarien über die einzelnen Transportmedien liefert **Abb. 9** eine Einschätzung über die technologische Reife und die Belastbarkeit bzw. Qualität der verfügbaren Daten zu den jeweiligen Elementen der Importkettenoptionen. Das Bewertungssystem berücksichtigt dabei auch den Investitionsaufwand für den

ggf. erforderlichen Neubau der notwendigen Infrastrukturen für Importmengen im Gigawatt-Maßstab bis 2030.

Für Flüssig-Wasserstoff und LOHC bestehen demnach noch vergleichsweise größere Risiken bzw. eine geringere Marktreife für eine zeitnahe Realisierung. Das wesentliche Risiko der kohlenstoffabhängigen Wege über Methanol und Methan besteht dahingehend in der fehlenden regulatorischen Rechtsgrundlage für die CO₂-Speicherung und den anschließenden Export ins Ausland sowie für hohe Investitionen für den Aufbau der CCU-Infrastruktur (Carbon Capture & Utilization).

9

Abb. 9: Technologische Reife und Marktverfügbarkeit der jeweiligen Technologien und Infrastruktur für zukünftige Wasserstofflieferketten bis 2030



9



Bildquelle: Wasserstoff Campus Salzgitter

Der Demonstrator des Wasserstoff Campus Salzgitter dient zur Wissensvermittlung der Projektergebnisse.

3.3 Interaktiver Demonstrator der Szenarien

Zur Visualisierung und Erklärung der regionalen Wasserstoffherzeugung und den für 2030 dargestellten Importen wurde ein interaktiver Demonstrator zur Darstellung und Modellierung der Szenarien entwickelt. Zusammen mit der Ausstellung „Energiewende Niedersachsen“ dient der Demonstrator des Wasserstoff Campus Salzgitter zur Wissensvermittlung der Projektergebnisse. Über verschiedene Präsentationsmodi stellt der Demonstrator die verschiedenen Technologien und Wege der gesamten Wertschöpfungskette dar. Interaktive Schieberegler

verdeutlichen die Bedeutung und den Einfluss des Strompreises, der Elektrolyse-Kosten und weiterer Parameter auf die erzielten Gesamtkosten des Wasserstoffs.

3.4 Projektentwicklung der Wasserstoffherzeugung im Großraum Salzgitter

Im Vorhaben wurde zusätzlich untersucht, wie in der Region Salzgitter konkrete Projekte zur Erzeugung entwickelt werden und wo potenzielle Abnehmer für den Wasserstoff verfügbar sein können. Entscheidend dafür sind geeignete Standorte und die Aussicht auf einen dauerhaft wirtschaftlichen Betrieb.

10 Abb. 10: Interaktiver Demonstrator der Wasserstoffversorgungsszenarien

Faktoren für die Standortwahl:

Elektrische Energie und Stromnetzkapazitäten

Wasser

Abnehmer für den Wasserstoff

Optional Abnehmer für die Beiprodukte Sauerstoff und Abwärme

3.4.1 Standortbedingungen und mögliche Szenarien

Die Standortwahl einer Anlage zur Produktion von Wasserstoff hängt von unterschiedlichen Kriterien ab. Dazu gehört die Verfügbarkeit bzw. das Vorhandensein von:

- › Elektrischer Energie und Stromnetzkapazitäten
- › Wasser
- › Abnehmern für den Wasserstoff
- › Optional Abnehmern für die Beiprodukte Sauerstoff und Abwärme

Im Fall der weiteren Umwandlung des Wasserstoffs zu synthetischem Methan (SNG) wird zudem noch CO₂ benötigt.

All diese Faktoren an einem geeigneten Standort einbinden zu können, ist eine komplexe Herausforderung und wird wegen der typischerweise verschiedenen beteiligten Partner auch industrielle Symbiose genannt. Die Umsetzung dieser Symbiose ist aufgrund der vergleichsweise hohen Stromkosten in Deutschland aber erstrebenswert, um den wertvollen Energieträger Strom möglichst gut zu nutzen. Im Folgenden werden die einzelnen Faktoren näher erläutert und ihre Umsetzbarkeit im Rahmen dieses Projekts bewertet.

Elektrische Energie

Elektrische Energie wird in der Elektrolyse zur Spaltung von Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff benötigt. Hier wurde – anders als in der Modellierung oben – eine Elektrolyseleistung von 25 – 50 MW betrachtet.

Damit der produzierte Wasserstoff als „grüner Wasserstoff“ anerkannt wird, muss er u. a. auf „grünem Strom“ basieren. Windkraft und Photovoltaik sind regional am besten dafür geeignet. Das Potenzial für Wasserkraft

und Biomasse wurde als zu gering und auch zu kleinteilig bewertet. Für Windkraft wurde im Regionalen Raumordnungsprogramm für den Großraum Braunschweig 2008 sog. Vorranggebiete für Windenergienutzung ausgewiesen, in denen der weitere Ausbau vorstattengehen kann (Regionalverband Großraum Braunschweig 2020). Zudem sind bereits Windparks am Netz und speisen grünen Strom ein.

Das Stromnetz in der Region Salzgitter ist bereits heute sehr stark ausgelastet und es versorgt zudem mehrere große Stromabnehmer aus der Industrie. Die Einbindung einer weiteren Last von 25 – 50 MW bedeutet einen umfangreichen Ausbau des Netzes, um die Versorgung jederzeit gewährleisten zu können. Die für das neue Volkswagen-Werk in Salzgitter und die Stromversorgung von Elektrolyseuren der Salzgitter AG geplante Höchstspannungsleitung stellen weitere zukünftige Großverbraucher in dar. Hinzu kommen enorme Unsicherheiten aus der Gesetzgebung, welche Bedingungen erfüllt sein müssen, um „grünen Wasserstoff“ zu erhalten. Auf EU-Ebene läuft dazu seit einigen Monaten eine breite und kontroverse Diskussion. Die entsprechenden Kriterien zu den Vorgaben der Zusätzlichkeit sowie der zeitlichen und geographischen Korrelation werden in Artikel 27 der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie in der sog. „RED II“ als „Delegierter Rechtsakt“ festgeschrieben. Die EU-Kommission hat nun am 13. Februar 2023 eine finale Version des delegierten Rechtsakts veröffentlicht, der Anpassungen zum Entwurf vom 20. Mai 2022 enthält. Die Rechtsakte müssen noch vom Europäischen Parlament und Rat angenommen werden (European Commission 2023). Ein direkter Strombezug wird durch die sehr kleinteiligen Eigentumsverhältnisse innerhalb der Windparks in der Region Salzgitter erschwert. Außerdem

sind für die Vermarktung der Windkraft auch nach Auslaufen der EEG-Förderperiode teils attraktivere Optionen verfügbar, d. h. es besteht bereits jetzt eine Konkurrenz um grünen Strom, der folglich in der Regel an „den Höchstbietenden“ geht. Der Windkraftausbau ist hierbei nicht schnell genug, um im Rahmen dieses Vorhabens berücksichtigt werden zu können.

Die Ausarbeitung einer ausreichenden Versorgung mit elektrischer Energie konnte daher im Rahmen des Vorhabens nicht abgeschlossen werden.

Wasser

Die eingeschränkte Verfügbarkeit von Wasser ist nicht erst seit dem trockenen Sommer 2022 ins Bewusstsein gerückt. Eine Elektrolyse mit 25 MW elektrischer Anschlussleistung benötigt bei Volllast etwa 6 m³ Wasser pro Stunde. Für viele Regionen in Deutschland ist dies problemlos machbar, muss bei der Auswahl konkreter Standorte aber frühzeitig berücksichtigt werden. Auch können z. B. Abwässer bei Eignung und spezieller Reinigung nutzbar gemacht werden – allerdings erhöht das den Investitionsbedarf.

Abnehmer für Wasserstoff/ Synthetisches Methan

Gerade in neuen Anwendungen für Wasserstoff, wie z. B. Transport und Verkehr, sind viele Einstiegshürden zu nehmen: Die Abnahme ist zunächst nur sehr kleinteilig, die zugehörige Logistik teuer oder noch nicht existent; ein Interesse entsteht oft erst bei größerer Verfügbarkeit und attraktiven Preisen. Das Henne-Ei-Problem ist bereits aus der Debatte um den Ausbau der Elektromobilität bekannt.

Es erscheint also notwendig, frühestmöglich sowohl die Seiten der Erzeuger und Abnehmer als auch der Infrastruktur integriert zu betrachten.

Das Werk der Salzgitter AG benötigt bis in die 2030er-Jahre enorme Mengen an Wasserstoff, die eine ausschließlich lokale Erzeugung nicht sinnvoll abzudecken vermag. Das Projekt SALCOS berücksichtigt daher neben einer lokalen Erzeugung auch die Anbindung an eine Wasserstoff-Pipeline.

SNG hingegen kann von einer weitläufigen, bereits bestehenden Infrastruktur inklusive angeschlossener Abnehmer profitieren: dem Erdgasnetz. Aufgrund der guten Gasqualität kann SNG in be-

liebiger Konzentration dem Erdgas beigemischt werden. Abnehmer sind also Firmen oder Privatleute, die aktuell Erdgas beziehen. Insbesondere relevant ist dies für Anwendungen, die nicht ohne Weiteres elektrifiziert werden können, wie z. B. in der Lackiertechnik oder Schmelzöfen.

11

Abb. 11: Bewertung der unterschiedlichen Strombezugsszenarien

Strombezug	Vorteile	Nachteile
Über das Stromnetz im Raum Salzgitter	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Betriebsstunden erzielbar (> 8000 h/a) • sehr gute Nutzung des Investments 	<ul style="list-style-type: none"> • Netz im Stadtgebiet Salzgitter stark ausgelastet, 25 – 50 MW aktuell nicht verfügbar • Zertifizierung von „grünem H₂“ wird als schwierig angesehen • Netzentgelte sind voll zu tragen
Über das Stromnetz außerhalb des Raums Salzgitter	<ul style="list-style-type: none"> • Leistung an Netzknotenpunkten ggf. leichter verfügbar, da weniger große Verbraucher 	<ul style="list-style-type: none"> • Wasserstoff muss zusätzlich nach Salzgitter transportiert werden • Produktionsanlage nicht im Raum Salzgitter
Direktbezug von z. B. Windpark	<ul style="list-style-type: none"> • Erneuerbarer Bezug ist deutlich sichtbar • Regulatorische Vorgaben leichter zu erfüllen • Netzentgelte können wegfallen 	<ul style="list-style-type: none"> • Über Windkraft direkt nur geringe Zahl Betriebsstunden erzielbar, max. 2500 h/a • Eigentumsverhältnisse sehr zersplittert • Produktionsanlage muss in unmittelbarer Nähe der Erzeugung stehen
Kombination aus Netzbezug und Direktbezug	<ul style="list-style-type: none"> • Identisch zu Netzbezug • Zusätzliche räumliche Einschränkung durch Netzanschluss und z. B. Windpark 	

11

Abnehmer für Beiprodukte

Bei der Elektrolyse entstehen als Nebenprodukte Sauerstoff und Wärme. Sauerstoff wird in einer Vielzahl von Industrieprozessen eingesetzt, u. a. in der Metallurgie, der Chemischen Industrie oder der Umwelttechnik. Allerdings ist Sauerstoff ein sehr gut verfügbares, kostengünstiges Gas und eine Nutzung des hier anfallenden Sauerstoffs ist nur bei räumlicher Nähe zu den Abnehmern wirtschaftlich sinnvoll. Optionen könnten die beiden Stahlstandorte der Salzgitter AG in Peine und Salzgitter sein.

Abwärme aus der Elektrolyse fällt leider nur bei geringem Temperaturniveau von etwa 60 °C an. Die meisten bestehenden Wärmenetze werden bei höheren Temperaturen betrieben und können daher diese Abwärme nicht nutzen. Bei Einsatz einer Wärmepumpe wäre dies allerdings möglich und die Anlage könnte somit einen Beitrag zur CO₂-freien Wärmeversorgung leisten. Zusätzlich ist die Nutzung in Trocknungsprozessen von Interesse, sofern die räumliche Nähe vorhanden ist.

Kohlendioxid (CO₂)

Was vor allem als klimaschädlich bezeichnet wird, ist für die Produktion synthetischer Gase, Kraftstoffe und Chemikalien ein Rohstoff: CO₂.

Durch die Verbindung von Wasserstoff und CO₂ lässt sich z. B. SNG herstellen, das als „grüner“ Energieträger 1:1 dem bestehenden Erdgasnetz beigemischt werden kann. Alternativ sind auch Methanol, synthetisches Kerosin bis hin zu Diesel in geeigneten Anlagen herstellbar – diese große Vielfalt wird unter dem Namen Power-to-X zusammengefasst. Für dieses Vorhaben wurde aus Gründen der Einfachheit und der

Verfügbarkeit von Abnehmern lediglich SNG betrachtet.

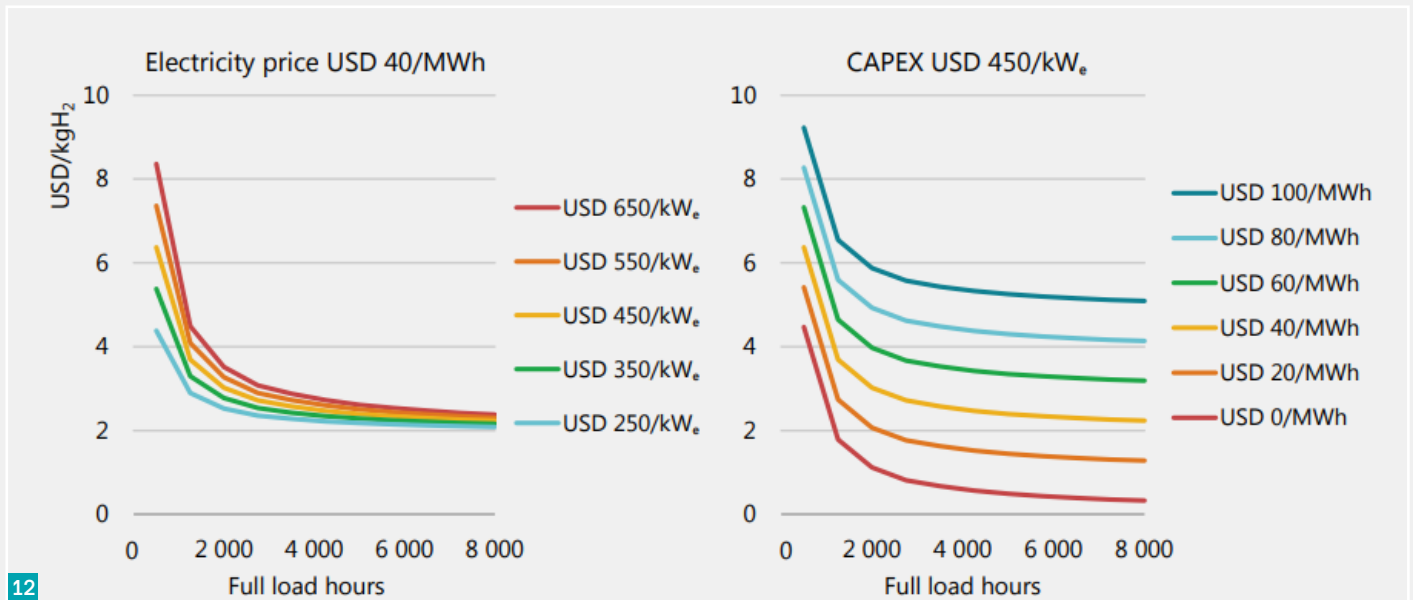
CO₂ ist aktuell am besten über sog. industrielle Punktquellen verfügbar, z. B. in Rauchgasen. Die Gewinnung von CO₂ aus der Atmosphäre ist derzeit noch sehr teuer und erst in kleinen Skalen erhältlich. Auch aus der Direktreduktionsanlage der Salzgitter AG zur Rohstahlerzeugung im Projekt SALCOS® lässt sich CO₂ künftig leicht abscheiden und einer weiteren Nutzung zuführen. Die Region hält somit ausreichend nutzbares CO₂ bereit.

Unklarheit besteht allerdings auch hier im Bereich der Gesetzgebung: Ähnlich der Definition von „grünem Wasserstoff“ ist auch für die Nutzung von CO₂ noch in Diskussion, welche Bedingungen erfüllt sein müssen, um das CO₂ und damit das Endprodukt als „grün“ bezeichnen zu dürfen. Mit CCU-Technologien wäre zudem eine erneute Speicherung und Nutzung des CO₂ möglich, wenn das SNG beim Endkunden eingesetzt wird, wie es im Kreislaufsystem für die Methanimportroute modelliert wird (s. Kapitel 2.2.7).

Fazit zu möglichen Standorten

Im Rahmen dieses Projekts konnte die Stromversorgung als wesentliches Standortkriterium nicht abschließend behandelt werden. Dies ist aber die notwendige Voraussetzung, um eine Auswahl an konkreten Standorten näher untersuchen zu können. Generell bietet die Region Salzgitter vielversprechende Standorte sowohl auf Seiten der Erzeuger als auch der Abnehmer. Eine vertiefende Untersuchung der Stromversorgung wird angeregt.

Bei vielen Betriebsstunden der Anlage pro Jahr sind die Kosten für den Strombezug dominierend, bei geringer Auslastung die Investitionskosten.



12

3.4.2 Wirtschaftlichkeit

Die wirtschaftliche Tragfähigkeit von Power-to-X-Anlagen hängt im Wesentlichen von folgenden Faktoren ab:

- > Kosten für den Strombezug
- > Betriebsstunden pro Jahr
- > Verkaufserlöse aus den Produkten
- > Investitionskosten
- > Einkünfte aus Nebenprodukten

Bei vielen Betriebsstunden der Anlage pro Jahr sind die Kosten für den Strombezug dominierend, bei geringer Auslastung die Investitionskosten (siehe Abb. 12). Ziel der meisten Vorhaben ist es, eine möglichst hohe Auslastung und damit eine hohe Produktionsmenge zu erreichen, daher sind typischerweise die Stromkosten entscheidend für die Wirtschaftlichkeit.

Gängige Förderprogramme, die auf eine anteilige Übernahme von Investitionskosten abzielen, greifen daher bei PtX-Anlagen oftmals zu kurz, da die

rechtlichen Vorgaben keine Unterstützung der laufenden Betriebskosten erlauben. Das H₂Global Programm setzt an diesem Punkt an und schließt über sog. „Contracts for Difference“ die Lücke zwischen dem Verkaufspreis und den aktuell noch zu hohen Produktionskosten (www.H2-global.de). Übertragen auf die oben beschriebenen Szenarien für den Strombezug bedeutet das:

- > Strombezug über das Netz erlaubt hohe Betriebsstunden pro Jahr, also wird hier der Strompreis entscheidend. Daher sind auch Netzentgelte, Steuern und Gebühren sehr relevant und treiben den Strompreis oft in die Höhe, was eine Wirtschaftlichkeit infrage stellt.
- > Direkter Strombezug von einem Windpark erlaubt nur geringe Betriebsstunden, was die Investitionskosten wichtiger werden lässt. Abgaben auf den Strompreis sind hier geringer.

12

Abb. 12: Einfluss der Elektrolyse-Investitionskosten und Strompreise in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden auf die Wasserstoffgestehungskosten, entnommen aus (IEA 2019)

10 t

H₂-Bedarf pro Tag (Schätzung)

Regionales H₂-Schienennetz



Für die erfolgreiche Projektentwicklung ist es notwendig,
eine möglichst breite Kundenbasis zur Abnahme des
Wasserstoffs und der Nebenprodukte zu finden.

Bildquelle: ALSTOM

Die Investitionskosten für PtX-Anlagen werden von zwei Mechanismen beeinflusst: „Economy of Scale“ und „Mengeneffekte“. Elektrolyseanlagen werden spezifisch umso günstiger, je größer sie sind bzw. je größer die verwendeten Kernbausteine (Stacks) sind (Economy of Scale). Dies ist aber Teil der Produktentwicklung, zu einem bestimmten Zeitpunkt sind also nur bestimmte Modulgrößen verfügbar. In Projekten können auch über die Anlagengröße, also die Anzahl der eingesetzten Module, die Investitionskosten gesenkt werden (Mengeneffekte). In diesem Vorhaben wurde mit 25 - 50 MW eine Größe gewählt, die möglichst beide Effekte nutzen soll.

Zusätzliche Erlöse aus Beiprodukten beeinflussen die Wirtschaftlichkeit positiv, können aber zu hohe Strompreise nur bedingt ausgleichen. Insbesondere die Abwärme kann bei geeigneter Vergütung als CO₂-freie Wärmeversorgung einen relevanten Beitrag leisten. Allerdings ist dafür eine möglichst ganzjährige Wärmeabnahme notwendig, was in den zunehmend heißen Sommern in Deutschland nicht an allen Standorten darstellbar ist.

Sauerstoff ist industriell zu sehr günstigen Preisen verfügbar und hat daher nur einen kleinen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit, da vermutlich nur geringe Zusatzeinnahmen erzielbar sind. Die vorliegende Studie zeigt die hohen Kosten für den Transport von Wasserstoff auf, daher sollte die Abnahme in räumlicher Nähe zur Erzeugung stehen. Insbesondere bei den hohen Bedarfen an Wasserstoff in der deutschen Industrie ist dieses Kriterium allerdings kaum umsetzbar.

Die Standortwahl sollte daher aus wirtschaftlicher Betrachtung folgende Prioritäten setzen:

- > Niedrige Strompreise, gesichert über langjährigen Abnahmevertrag
- > Hohe Zahl an Betriebsstunden pro Jahr
- > Attraktiver Abnahmepreis, gesichert über langjährigen Abnahmevertrag
- > Nutzung der Beiprodukte

3.4.3 Hürden einer konkreten Umsetzung

Im Projekt wurden unterschiedliche Standorte in der Region Salzgitter und teils darüber hinaus auf Eignung einer Anlage zur Wasserstoffproduktion identifiziert und untersucht. Logistische Erschließung und Nähe zum Stromnetz sind an einigen davon gegeben, ebenso die räumliche Nähe zu potenziellen Abnehmern.

Größtes Hemmnis im Rahmen dieser Projektentwicklung stellt die Stromversorgung dar. Das Netz im Stadtgebiet Salzgitter ist aktuell bereits stark ausgelastet und muss mehrere Großverbraucher versorgen (s. auch Kapitel 3.4.1). Eine alternative Direktanbindung an z. B. einen Windpark, erfordert die Bündelung ausreichend vieler Anlagen, die in stark zersplitterten Eigentumsverhältnissen stehen und die am Strommarkt auch nach Auslaufen der EEG-Förderperiode attraktive Absatzoptionen finden. Die angestrebte Leistung von 25 - 50 MW konnte bis Projektende daher nicht sichergestellt werden.

Die regulatorische Unsicherheit, unter welchen Bedingungen der erzeugte Wasserstoff als „grün“ gilt, erschwerete die Planungen zusätzlich. Auf der Abnehmerseite ist eine gewisse Unsicherheit zu beobachten, wann in welchem Umfang Wasserstoff benötigt wird und welcher Bezugspreis akzeptabel ist. Hierbei wird deutlich, dass

das Henne-Ei-Problem idealerweise gesamtheitlich gelöst werden kann, also indem sowohl die Erzeugung als auch die Nutzung von Wasserstoff sowie die notwendige Logistik im Projekt parallel entwickelt wird. Zumindest für die Anfangsphase des erwarteten Markthochlaufs für Wasserstoff erscheint dies als die erfolgversprechendste Variante.

Ein Lösungsansatz für einige der geschilderten Hürden liegt in der Anpassung des Projektkonsortiums: Eine Erweiterung um Projektentwickler und Anbieter von Wasserstofflogistik sowie um Firmen, die eine Bündelung von „grünem Strom“ ins Projekt einbringen können, wird vorgeschlagen.

3.5 Regionale H₂-Abnehmer am Beispiel Wasserstoffzug

Für die erfolgreiche Projektentwicklung ist es notwendig, eine möglichst breite Kundenbasis zur Abnahme des Wasserstoffs und der Nebenprodukte zu finden. In diesem Projekt wurde in der Region um Salzgitter der Schienenverkehr als potenzieller Abnehmer des grünen Wasserstoffs identifiziert. In einer von Alstom betreuten Masterarbeit wurden verschiedene Wasserstoffbedarfe für einzelne Schienennetze im Großraum um Salzgitter analysiert (Hinrichs 2021).

Die Treibhausgasemissionen des deutschen Schienenverkehrs liegen mit ca. 0,80 Mio. Tonnen (Stand 2020) nur knapp unter den Emissionen des nationalen Luftverkehrs sowie der Küsten- und Binnenschifffahrt (UBA 2022). Das staatliche Eisenbahnnetz Deutschlands erreichte 2020 einen Elektrifizierungsgrad von 61%, wobei 80% des gesamten Schienenverkehrs auf diesen elektrifizierten Strecken durchgeführt

wird. Der restliche Schienenverkehr wird heute hauptsächlich durch Dieseltriebzüge oder Diesellokomotiven realisiert. In Niedersachsen sind etwa 1.600 der insgesamt ca. 3.000 Streckenkilometer mit Oberleitungen elektrifiziert. Um die Treibhausgasemissionen im Schienenverkehr weiter zu reduzieren, wird einerseits auf die weitere Elektrifizierung des Schienennetzes gesetzt. Ziel der Bundesregierung ist es, bis 2025 70% des gesamten Streckennetzes zu elektrifizieren. Andererseits können alternative Antriebstechniken verwendet werden. Hierbei handelt es sich vor allem um die Batterie-Oberleitungs-Hybrid-Triebzüge und Wasserstoff-Brennstoffzellen-Hybrid-Triebzüge. Bei diesen emissionslosen Antriebsvarianten muss die befahrene Strecke teilelektrifiziert bzw. nicht elektrifiziert werden. (Hinrichs 2021)

In einem Brennstoffzellenzug wird der Strom für den Antrieb über eine Brennstoffzelle aus Wasserstoff gewonnen. Der Wasserstoff wird an speziellen Wasserstofftankstellen getankt und in Drucktanks gespeichert. Der ALSTOM Coradia iLINT wurde 2016 als weltweit erster Wasserstoffzug präsentiert. Der iLINT erreicht eine Reichweite von über 1000 km. Im Jahr 2022 startete in Bremervörde der weltweit erste wasserstoffangetriebene Fahrgastbetrieb mit insgesamt 14 Wasserstoffzügen von Alstom und einer von Linde betriebenen Tankstelle mit 64 Hochdrucktanks (500 bar) mit einer Gesamtkapazität von 1.800 kg Wasserstoff.

1.

Die Erzeugung von
grünem Wasserstoff
in Deutschland ist
konkurrenzfähig.

Wesentliche Botschaften

an Politik und Wirtschaft:

Hierdurch wurden 15 Diesel-Züge ersetzt (Alstom Group 2022), (Hinrichs 2021). Zum Vergleich können mit einer heutigen PEM-Elektrolyse von 1 MW Leistung pro Tag 450 kg erzeugt werden (H-TEC SYSTEMS 2022).

Es besteht die Möglichkeit, Strecken im Großraum Braunschweig, die aktuell mit Dieseltriebzügen betrieben werden, durch alternative Antriebstechniken wie einem Wasserstofftriebzug zu ersetzen. Hierzu eignen sich vor allem die Dieselnetze Niedersachsen-Südost 1 und 2. Die Versorgung der Züge mit Wasserstoff kann durch eine dezentrale Erzeugung direkt an den Tankstellen oder durch eine Belieferung von einer größeren Produktionsanlage erfolgen. Wichtige Randbedingungen für Standorte und die Dimensionierung der Tankstellen sind u. a. die gute Erreichbarkeit durch die Züge, ein maximales Speichervolumen von 5 Tonnen, um strengere Anforderungen aus der Störfallverordnung zu vermeiden, sowie eine gewisse Redundanz, um den Betrieb der Zugflotte sicher zu stellen. Wie in Kapitel 3.4.1 beschrieben, sind zudem die Standortfaktoren für die Elektrolyseure zu beachten, insbesondere die Stromversorgung. Ideal für die Auslastung der Tankstelle wäre eine multimodale Nutzung, sodass die Tankstelle unterschiedliche Transportmedien wie Zug, PKW und LKW versorgen kann. Die aktuelle Gesetzeslage erschwert jedoch eine multimodale Nutzung einer Wasserstofftankstelle. Trotzdem stellt bereits ein geregelter

Zugbetrieb eine gute Auslastung solcher Tankstellen sicher. Für die oben genannten Netze im Großraum Braunschweig wurde ein voraussichtlicher Bedarf von 7 bis 10 Tonnen Wasserstoff pro Tag abgeschätzt (Hinrichs 2021).

3.6 Wesentliche Botschaften an Politik und Wirtschaft

Das Thesenpapier „Kurzfristige Lösungen für grünen Wasserstoff in Salzgitter“ fasst die wesentlichen Erkenntnisse des Vorhabens in 4 Kernbotschaften zusammen, die sich explizit an Politik und Wirtschaft richten (Fraunhofer IST 2022):

1. Die Erzeugung von grünem Wasserstoff in Deutschland ist konkurrenzfähig.
2. Der deutsche Wasserstoffmarkt braucht schnell Investitionssicherheit.
3. Die Beschleunigung des Markthochlaufs wird durch bestehende Technologien erreicht.
4. Die Versorgung der Industrie benötigt einen beschleunigten Aufbau des Wasserstoffpipelinesetzes mit Anbindung der deutschen Häfen.

Das Vorhaben möchte damit sowohl Orientierung als auch Denkanstoß geben, wo Handlungsbedarfe liegen und womit bis 2030 bei dem Aufbau eines Wasserstoffmarkts begonnen werden kann.



Jetzt downloaden:
Projektbericht GreenH₂SZ
> [wasserstoff-campus-salzgitter.de/
projektbericht-greenh2sz/](https://www.wasserstoff-campus-salzgitter.de/projektbericht-greenh2sz/)

2.

Der deutsche Wasserstoffmarkt braucht schnell Investitionssicherheit.

3.

Die Beschleunigung des Markthochlaufs wird durch bestehende Technologien erreicht.

4.

Die Versorgung der Industrie benötigt einen beschleunigten Aufbau des Wasserstoffpipelinenetzes mit Anbindung der deutschen Häfen.

4. Ausblick

Eine wesentliche Erkenntnis aus dem Vorhaben ist die enorme Vielschichtigkeit, in der sich Gesamtketten von Erzeugung, Transport und Nutzung von Wasserstoff präsentieren. Aus der Sicht der mit jeweils einzelnen Bausteinen entlang dieser Kette befassten Parteien sind unterschiedliche Sichtweisen relevant und es ergeben sich unterschiedliche Aspekte – und doch müssen alle Kettenglieder ineinandergreifen, um ein funktionierendes Ganzes zu ermöglichen.

Zudem ist seit Beginn der Arbeiten am Projekt das ohnehin schon gestiegene Interesse an Wasserstoff weiter stark gewachsen und hat insgesamt an Qualität gewonnen. Dadurch werden sich künftig Verbesserungen an Wissen und Marktreife der einzelnen Bausteine ergeben, wodurch sich nach 2030 weitere konkrete Perspektiven für den internationalen Wasserstofftransport eröffnen, auch für flüssigen Wasserstoff und LOHC.

Das Projekt GreenH₂SZ hat vielfältige Ansätze erarbeitet, die sich für daran anschließende Arbeiten eignen. An dieser Stelle sollen Aktivitäten für eine konkrete Umsetzung hin zu einem Wasserstoffmarkt genannt werden.

Im Rahmen des Wasserstoff Campus Salzgitter wurde bereits 2020 mit dem Projekt „Sektorenkopplung“ begonnen, mit dem Ziel, in der Region Salzgitter eine Anlage zur Erzeugung von grünem Wasserstoff und ggf. eine Umwandlung in ein PtX-Produkt zu projektieren, welche der industriellen Symbiose möglichst nahekommt, sodass auch die Nebenprodukte wie Abwärme und Sauerstoff einer Nutzung zugeführt werden. Die im Projekt „GreenH₂SZ“ identifizierten möglichen Standorte können in dieses Projekt überführt werden. Zudem wird angeregt, das Projektkonsortium geeignet zu erweitern und die Punkte Stromversorgung, Logistik sowie Abnahme gezielt zu adressieren. Der Wasserstoff Campus Salzgitter bietet hierfür auch künftig einen geeigneten Projektrahmen. ■

Literaturverzeichnis

Alstom Group (Hg.) (2022): Weltpremiere: Erstes Netz mit 14 Wasserstoffzügen nimmt in Niedersachsen Betrieb mit Passagieren auf. Online verfügbar unter <https://www.alstom.com/de/press-releases-news/2022/8/weltpremiere-erstes-netz-mit-14-wasserstoffzuegen-nimmt-niedersachsen>.

Clean Hydrogen Partnership (Hg.) (2022): Strategic Research and Innovation Agenda 2021 – 2027. Online verfügbar unter https://www.clean-hydrogen.europa.eu/about-us/key-documents/strategic-research-and-innovation-agenda_en.

Datta, Aparajita; Leon, Rafael de; Krishnamoorti, Ramanan (2020): Advancing carbon management through the global commoditization of CO₂: the case for dual-use LNG-CO₂ shipping. In: Carbon Management 11 (6), S. 611 – 630. DOI: 10.1080/17583004.2020.1840871.

Deutsche Energie-Agentur (Hg.) (2021): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Online verfügbar unter <https://www.dena.de/newsroom/meldungen/dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet/>.

Deutsche Energie-Agentur (Hg.) (2022): Analyse ENERGY HUB Port of Wilhelmshaven. Online verfügbar unter <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/analyse-energy-hub-port-of-wilhelmshaven/>.

EHB (Hg.) (2022): European Hydrogen Backbone. A EUROPEAN HYDROGEN INFRASTRUCTURE VISION COVERING 28 COUNTRIES. Online verfügbar unter <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>.

Element Energy (Hg.) (2018): Shipping CO₂ – UK Cost Estimation Study. Online verfü-

bar unter https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/761762/BEIS_Shipping_CO2.pdf.

European Commission (Hg.) (2022): REPowerEU Plan. COM(2022) 230 final. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF.

European Commission (Hg.) (2023): Commission sets out rules for renewable hydrogen. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_594.

European Commission (Hg.) (2023): RECommission sets out rules for renewable hydrogen. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_594.

Fraunhofer IST (2022): Kurzfristige Lösungen für grünen Wasserstoff in Salzgitter – Thesenpapier GreenH2SZ. Hg. v. Fraunhofer-Institut für Schicht- und Oberflächentechnik IST. Online verfügbar unter <https://wasserstoff-campus-salzgitter.de/>.

Hinrichs, K. (2021): Masterarbeit „Vom Diesel zum Wasserstoff – Umstellung des Schienennahverkehrs am Beispiel Salzgitter“. Unter Mitarbeit von R. Hofstädter (Alstom Group). TU Braunschweig.

H-TEC SYSTEMS (Hg.) (2022): H-TEC PEM-Elektrolyseur ME450. Online verfügbar unter <https://www.h-tec.com/produkte/detail/h-tec-pem-elektrolyseur-me450/me450/>.

IEA (Hg.) (2019): The Future of Hydrogen. Paris. Online verfügbar unter <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>.
IGU (2022): World LNG Report 2022. Hg. v. International Gas Union. Online verfü-

bar unter <https://www.igu.org/resources/world-lng-report-2022/>.

Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik (ISL) (Hg.) (2021): Die Rolle der maritimen Wirtschaft bei der Etablierung einer deutschen Wasserstoffwirtschaft. Online verfügbar unter https://dmz-maritim.de/studie-wasserstoff_2021/.

IRENA (2022a): Global hydrogen trade to meet the 1.5 °C climate goal: Part II – Technology review of hydrogen carriers. Hg. v. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. Online verfügbar unter www.irena.org/publications.

IRENA (2022b): Global hydrogen trade to meet the 1.5 °C climate goal: Part III – Green hydrogen cost and potential. Hg. v. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. Online verfügbar unter www.irena.org/publications.

IRENA (2022c): Renewable technology innovation indicators: Mapping progress in costs, patents and standards. Hg. v. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. Online verfügbar unter www.irena.org/publications.

Kawasaki (2021): A seamless hydrogen supply chain. Hg. v. Springer Nature. Online verfügbar unter <https://www.nature.com/articles/d42473-020-00544-8>.

Kost, C.; Shammugam, S.; Fluri, V.; Peper, D.; Memar, A.; Schlegl, T. (2021): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Hg. v. Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>.

Marine insight (Hg.) (2022): 5 Biggest Tanker Ships In the World. Online verfügbar unter <https://www.marineinsight.com/>

marine/5-biggest-tanker-ships-in-the-world/.

Northern Lights (Hg.) (2022): First steel cut for Northern Lights CO₂ transport ships. Online verfügbar unter <https://norlights.com/news/first-steel-cut-for-northern-lights-CO2-transport-ships/>.

Offshore Energy (Hg.) (2022): South Korea's first methanol-powered tanker named. Online verfügbar unter <https://www.offshore-energy.biz/south-koreas-first-methanol-powered-tanker-named/>.

Open Grid Europe (Hg.) (2022): CO₂-Netz. Online verfügbar unter <https://www.CO2-netz.de/>.

Regionalverband Großraum Braunschweig (Hg.) (2020): Änderung des Regionalen Raumordnungsprogramms 2008 für den Großraum Braunschweig. „Weiterentwicklung der Windenergienutzung“. Online verfügbar unter <http://www.regionalverband-braunschweig.de/wind/>.

Roussanaly, Simon; Deng, Han; Skaugen, Geir; Gundersen, Truls (2021): At what Pressure Shall CO₂ Be Transported by Ship? An in-Depth Cost Comparison of 7 and 15 Barg Shipping. In: *Energies* 14 (18), S. 5635. DOI: 10.3390/en14185635.

Sadler, Dan; Anderson, Henrik Solgaard; Sperrink, Martin; Cargill, Al; Sjøvoll, Merethe; Åsen, Knut Ingvar et al. (2018): H21 North of England. H21 NoE Report/2018. Online verfügbar unter <https://H21.green/projects/H21-north-of-england/>.

UBA (2022): Nationale Trendtabellen in der Abgrenzung der Sektoren des Klimaschutzgesetzes (KSG). Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen>.

Impressum

Herausgeber:

Fraunhofer-Institut für Schicht- und Oberflächentechnik IST
Riedenkamp 2
38108 Braunschweig
Telefon +49 531 2155-0
Fax +49 531 2155-900
E-Mail: info@ist.fraunhofer.de
Internet: www.ist.fraunhofer.de/

Autoren:

Florian Scheffler, Fraunhofer IST
Sebastian Schnurrer, MAN Energy Solutions
Christoph Imdahl, Fraunhofer IST

Projektteam:

Stefan Mecke, Salzgitter AG
Raphael Hofstädter, Alstom
Rainer Krause, WEVG
Kolja Backsmann, Bosch
Sabrina Zellmer, Fraunhofer IST

Veröffentlichung:

05/2023

Das Datum der Veröffentlichung entspricht nicht zwangsläufig dem Stand dieser Publikation, da es zwischen Erstellung und Veröffentlichung einer Studie bereits Änderungen der inhaltlichen Rahmenbedingungen gegeben haben kann.

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt des Fraunhofer IST.

Diese Ergebnisse wurden im Rahmen des geförderten Projektes „Konzeptionierung einer marktfähigen grünen Wasserstoffversorgung für die Region Salzgitter im Kontext der europäischen Wasserstoffstrategie“ (GreenH₂SZ) erzielt. Die Förderung wurde aus Mitteln der Zuwendungen für besondere Strukturhilfemaßnahmen des Landes Niedersachsen an die Stadt Salzgitter (Salzgitterhilfe) finanziert.

Bitte zitieren als:

Fraunhofer-Institut für Schicht- und Oberflächentechnik IST (Hrsg.) (Fraunhofer IST, 2023) „Konzeptionierung einer marktfähigen grünen Wasserstoffversorgung für die Region Salzgitter im Kontext der europäischen Wasserstoffstrategie – Projektbericht GreenH₂SZ“

Wasserstoff Campus Salzgitter

Projektpartner:

ALSTOM



Amt für regionale
Landesentwicklung
Braunschweig

avacon



BOSCH
Technik fürs Leben



Fraunhofer
IST



MAN Energy Solutions

 **Salzgitter**



SALZGITTERAG
Mensch, Stahl und Technologie



WEVG
www.wevg.com

Herausgeber:

Fraunhofer-Institut für Schicht-
und Oberflächentechnik IST
Riedenkamp 2
38108 Braunschweig

Telefon +49 531 2155-0
Fax +49 531 2155-900

E-Mail: info@ist.fraunhofer.de
Internet: www.ist.fraunhofer.de