



Bildquelle: Salzgitter AG

1

1 Auf dem Werksgelände der Salzgitter AG werden bereits heute grüner Wasserstoff und Strom aus Windenergie erzeugt.

Kurzfristige Lösungen für grünen Wasserstoff in Salzgitter

Deutschland und die EU benötigen zunehmend grünen Wasserstoff für die rasche Dekarbonisierung der Industrie. Eine marktfähige Versorgung bis 2030 gelingt durch eine Kombination aus nationaler Erzeugung und strategischen Importen über den Seeweg. Der Wasserstoff Campus Salzgitter beleuchtet wesentliche Fragestellungen und gibt Antworten zum erforderlichen Markthochlauf.

Wasserstoff Campus Salzgitter

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

Ansprechpartner

MAN Energy Solutions SE

· Dipl.-Ing. Sebastian Schnurrer

Fraunhofer - Institut für Schicht- und
Oberflächentechnik IST

· Dr.-Ing. Jan Beuscher

· Florian Scheffler, M.Sc.

✉ info@wasserstoff-campus-salzgitter.de

Salzgitter als Modellregion für klimaneutrale Industrie

Die Ziele der Wasserstoffstrategien in Deutschland und der EU zeigen: Eine schnelle, marktfähige und großskalige Versorgung mit klimaneutralem Wasserstoff ist unumgänglich. Um die Herausforderungen und offenen Fragen beim Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft zu adressieren, wurde im Jahr 2019 der Wasserstoff Campus Salzgitter ins Leben gerufen. Salzgitter ist durch eine starke Industrie aus dem Stahl-, Elektronik- und Mobilitätssektor geprägt und verfolgt den Anspruch, sich als sichtbare Modellregion für

eine erfolgreiche Transformation von Industrie und Gesellschaft zur Klimaneutralität zu entwickeln. Die Salzgitter AG setzt beispielsweise mit ihrem Programm SALCOS® die vollständige Transformation des Hüttenwerkes zur grünen Stahlproduktion bis 2033 um. Der Wasserstoff Campus Salzgitter hat die erforderliche und zeitnahe Versorgung der Modellregion mit grünem Wasserstoff zu marktfähigen Preisen im Rahmen des Projekts „GreenH₂SZ“ untersucht. Dieses Thesenpapier stellt Ergebnisse vor und leitet daraus wesentliche Botschaften für Entscheidungen ab.

Kernbotschaften

1. „Die Erzeugung von grünem Wasserstoff in Deutschland ist konkurrenzfähig.“ Grüner Wasserstoff aus Norddeutschland ist 2030 mit ca. 4 €/kg H₂ konkurrenzfähig zu Importen. Im dargestellten Import-Beispiel Tunesien werden die Kosten für Wasserstoff in der Ammoniak-Route mit ca. 4,70 €/kg H₂ kalkuliert. Grüner Wasserstoff aus Norddeutschland bildet damit den Grundbaustein für eine ausreichende Versorgung: Investitionen in großskalige Elektrolyseanlagen und erneuerbare Energieerzeugung müssen in Deutschland parallel zu Importen vorangetrieben werden.

2. „Der deutsche Wasserstoffmarkt braucht schnell Investitionssicherheit.“ Nur durch zeitnah geschaffene Randbedingungen können die Ziele des deutschen Markthochlaufs mit einer Eigenerzeugung aus einer Elektrolyseleistung von bis zu 10 Gigawatt bis 2030 erreicht werden. Der Elektrolysemarkt benötigt daher umgehend großskalige Referenzprojekte, die durch günstige Strombezugskriterien ermöglicht werden müssen. Referenzprojekte im eigenen Land stärken die internationale Reputation deutscher Unternehmen und sind Teil einer starken Industriepolitik. Die heimischen erneuerbaren Energien und Elektrolyseure können den steigenden Wasserstoffbedarf in Deutschland jedoch nicht allein decken. Daher sind diversifizierte, nachhaltig zertifizierte und

verlässliche Wasserstoffimporte notwendig und strategisch zu erschließen. Ein geeigneter Rechtsrahmen muss sowohl tragbare Strombezugskonditionen als auch Zertifizierungs- und Marktmodelle für grünen Wasserstoff und Syntheseprodukte enthalten, die in verschiedenen Marktsegmenten eingesetzt werden können.

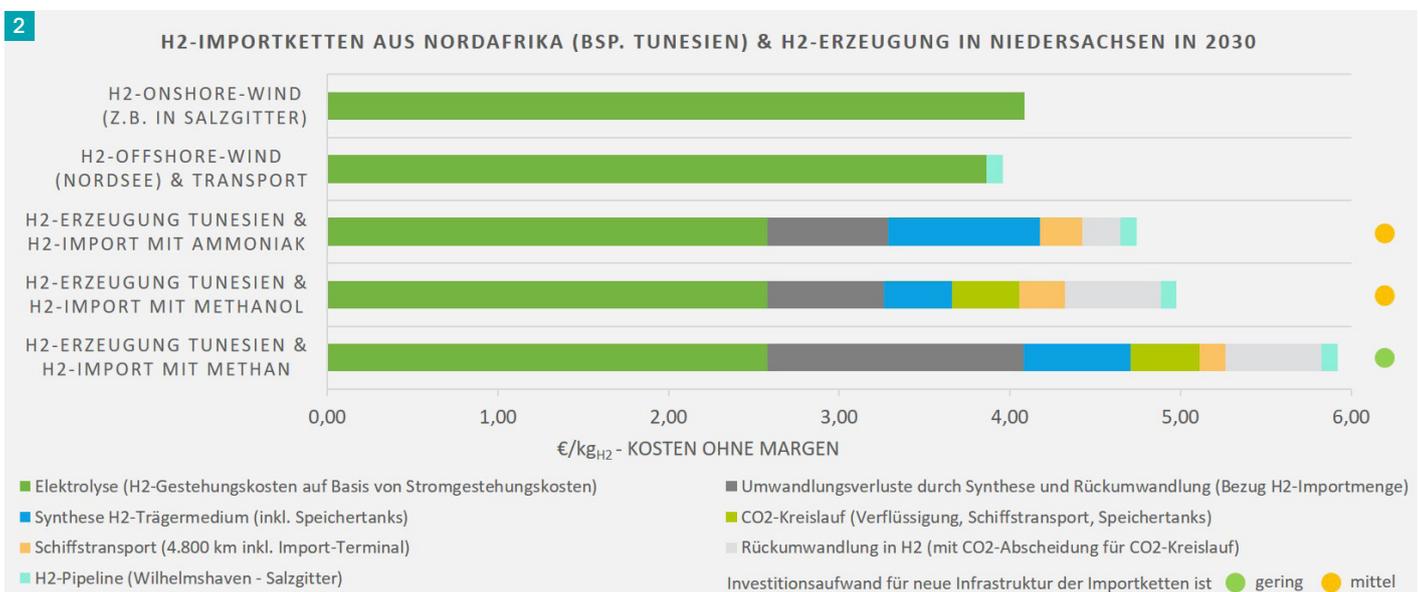
3. „Die Beschleunigung des Markthochlaufs wird durch bestehende Technologien erreicht.“ Die Beschleunigung des Markthochlaufs für großskalige Importketten gelingt durch einen breiten Einsatz heute schon verfügbarer Technologien, wodurch Infrastrukturen und Abnehmer fossiler Energieträger schneller dekarbonisiert werden können. Die für den Wasserstofftransport geeigneten Medien Methan, Methanol und Ammoniak besitzen große Absatzmärkte und verfügbare Transportinfrastrukturen, wie z. B. Schiffe, Terminals und Speicher. Dadurch bieten sie die besten Optionen für den zeitnahen Einstieg in großskalige Wasserstoffimporte und können gleichzeitig fossile Energieträger sukzessiv ersetzen und Treibhausgasemissionen vermeiden. Für Ammoniak- und Methanimporte als Träger von grünem Wasserstoff ist eine frühe Infrastrukturplanung und Investitionssicherheit unabdingbar. Aktuell entstehende Flüssiggas-Terminals können perspektivisch mit synthetischem Methan aus grünem Wasserstoff auf klimaneutrale Energien umgerüstet werden, sofern

CO₂-Abscheidungen und CO₂-Exporte in Deutschland ermöglicht werden. Neben den Kosten der einzelnen Prozesse und Umwandlungen sind unbedingt weitere Faktoren zu berücksichtigen: Bestehende Infrastruktur und technologische Reife sind absolute Grundvoraussetzungen, um schnell grünen Wasserstoff verfügbar zu machen und die Klimaschutzziele zu erreichen. Ein Import von Flüssigwasserstoff wird großskalig erst nach 2030 konkurrenzfähig sein, wenn ausreichend große Transportschiffe verfügbar sind.

4. „Die Versorgung der Industrie erfordert einen beschleunigten Aufbau des Wasserstoffpipelinenetzes mit Anbindung der deutschen Häfen.“ Wasserstoffpipelines sind die günstigste Option zur Versorgung industrieller Abnehmer. Die zeitnahe Anbindung der deutschen Häfen und Elektrolyse-Standorte an das Leitungsnetz des „European Hydrogen Backbone“ ist essenziell, um importierten und küstennah produzierten Wasserstoff zu industriellen Abnehmern zu bringen. Bestehende Gasinfrastrukturen sollten bestmöglich für den künftigen Wasserstofftransport genutzt werden.

2

Abb. 2: Szenario-Ergebnisse: Kosten der Importlieferketten 2030 für eine H₂-Versorgung in Salzgitter im Szenario Tunesien im Vergleich zu Wasserstoffgestehungskosten aus Offshore- und Onshore-Wind für Elektrolyse-Standorte in Niedersachsen in 2030.

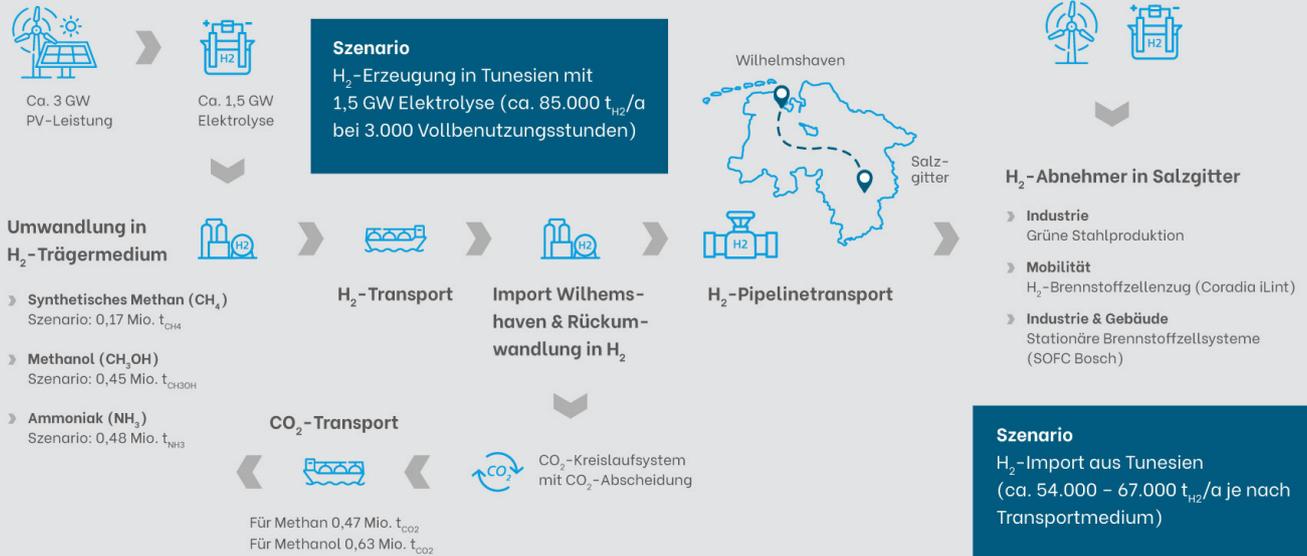


H₂-Szenarien für Importketten und regionale Eigenerzeugung 2030

Grüner H₂-Export nach Deutschland

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

Regionale H₂-Erzeugung um Salzgitter



3

Welche Wasserstoffbedarfe entstehen bis 2030? Die hier berechneten Szenarien legen eine Wasserstoffversorgung des Standortes Salzgitter als industriell geprägten Wasserstoffabnehmer für das Zieljahr 2030 zugrunde. Als ein Beispiel plant die Salzgitter AG für das Transformationsprogramm SALCOS® einen kontinuierlich ansteigenden externen Wasserstoffbezug. Dieser wird von knapp 10.000 Tonnen im Jahr 2027 auf gut 250.000 Tonnen pro Jahr Ende der 2030er Jahre ansteigen und damit den dominierenden Wasserstoffverbrauch in der Region ausmachen. Als Vergleich setzt die EU das Ziel, eine Wasserstoffversorgung mit 20 Mio. Tonnen bis 2030 zu erreichen.*

Wie kann dieser Wasserstoffbedarf gedeckt werden? Die lokale und überregionale Erzeugung von Wasserstoff aus dem Onshore-Windpotenzial in Südniedersachsen sowie dem Offshore-Potenzial der Nordsee wird mit dem Import aus Ländern mit hohen Erzeugungspotenzialen aus erneuerbaren Energien und einer frühen Markteintrittsbereitschaft verglichen (siehe Abb. 3). Beispiele für Exportländer sind Portugal, Tunesien (MENA-Region), Kanada oder Australien. Die regionale Wasserstoff-

erzeugung kann einen schnellen Beitrag leisten, ist jedoch durch die begrenzte Windstromerzeugung und den regulatorischen Rahmen für den Strombezug eingeschränkt.

Importrouten von der deutschen Küste bieten dagegen ein größeres Skalierungspotenzial, haben aber eine längere Implementierungszeit. Erst die Kombination aus Erzeugung in Deutschland und Importen ermöglicht eine ausreichende Verfügbarkeit von Wasserstoff in 2030 und damit die Erreichung der Ziele zum Klimaschutz.

Wie werden Industrieabnehmer mit hohen Bedarfen an grünem Wasserstoff versorgt? Die Planungen des European Hydrogen Backbone sehen den Bau eines europäischen Wasserstoffnetzes bis 2030 vor. Dieses baut auf Pipelines im Nordwesten Deutschlands, den Niederlanden und Belgien auf und soll zunächst über Einspeisungen an den Gasimportterminals Antwerpen, Rotterdam, Wilhelmshaven und Brunsbüttel versorgt werden. Die hier betrachteten Importketten über den Seeweg sehen eine dedizierte Versorgung der deutschen Industrie über Energiepartnerschaften und Seetransporte nach Deutschland vor.

3

Abb. 3: Modellierung der Szenarien 2030 für H₂-Importe mit unterschiedlichen Trägermedien zur H₂-Abnahme in Salzgitter mit dem Beispiel Tunesien.

Wie kann Wasserstoff 2030 per Schiff importiert werden? Der Wasserstoffimport erfolgt über verschiedene Wasserstoffträgermedien, die als flüssige Energieträger in verfügbaren Tankschiffen bis 2030 transportiert werden können. Flüssiger Wasserstoff sowie LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier) werden hier aufgrund der hohen Unsicherheiten und geringen technologischen Reife für Kapazitäten im GW-Maßstab bis 2030 nicht berücksichtigt (siehe Abb. 4). Großskalige Importszenarien können mit Ammoniak (NH₃), Methan (CH₄) oder Methanol (CH₃OH) dank der verfügbaren Synthese- und Transportinfrastrukturen bereits zeitnah realisiert werden.

Nach dem Import über geplante Terminals, wie in Wilhelmshaven, können die Trägermedien je nach Nachfrage erneut in reinen Wasserstoff umgewandelt werden, um über ein zukünftiges Wasserstoffpipelinennetz Industriestandorte wie Salzgitter zu erreichen.

Auch die direkte Vermarktung dieser drei Medien in bestehenden Märkten ist möglich und senkt damit das Eintrittsrisiko für den Wasserstofftransport über diese Medien beträchtlich.

Mit welchen Annahmen kann ein Wasserstoffpreis für eine großskalige Versorgung in 2030 modelliert werden?

Die Grundlage der Modellierung bilden die anzunehmenden Investitionskosten für großskalige Anlagen für Elektrolyse (ca. 470 €/kW) und den erforderlichen Schritten zur Synthese, Verflüssigung und Rückumwandlung zu Wasserstoff ab einer Leistung von mehreren 100 MW. Investitionskosten aus Infrastruktur (z. B. Terminals in Häfen, Pipelinenetze) werden anteilig der Nutzung berücksichtigt. Dazu kommen die Kosten für Betrieb und Wartung.

Der wesentliche Kostenfaktor des Wasserstoffs wird durch die Betriebskosten und damit durch den angesetzten Strompreis für eine spezifische Volllaststundenanzahl des Elektrolyseurs pro Jahr gebildet. Hier werden die entsprechenden Stromgestehungskosten von Referenzprojekten im In- und Ausland sowie Marktentwicklungen angenom-

men. Allen Annahmen liegen belastbare Werte aus Fachliteratur und Herstellerangaben zugrunde.

Welche Schritte werden bei der Modellierung der Wasserstoffversorgung von Erzeugung bis Abnahme betrachtet? Wie kann der CO₂-Bedarf für kohlenstoffhaltige Wasserstoffprodukte gedeckt werden? Die Analyse und Bewertung der Importketten basiert im Wesentlichen auf den spezifischen Synthese-, Speicher-, Transport- und Rückumwandlungsschritten der Wasserstoffträgermedien (Ammoniak, Methanol, Methan). Das Modell umfasst sämtliche Verluste und Energiebedarfe entlang der gesamten Kette und gibt somit ein vollständiges Bild der jeweiligen Kosten wieder (siehe Abb. 2). Die Lieferketten mit Methan und Methanol unterscheiden sich von Ammoniak, indem ein CO₂-Kreislauf mit einer effizienten CO₂-Abscheidung gebildet wird. Hierdurch wird das CO₂ zu etwa 94 % wiederverwendet und der Aufwand zur CO₂-Bereitstellung sinkt deutlich. Das CO₂ wird z. B. bei der Rückumwandlung in Wilhelmshaven gespeichert und in verflüssigter Form per Schiff zum Ort der grünen Wasser-

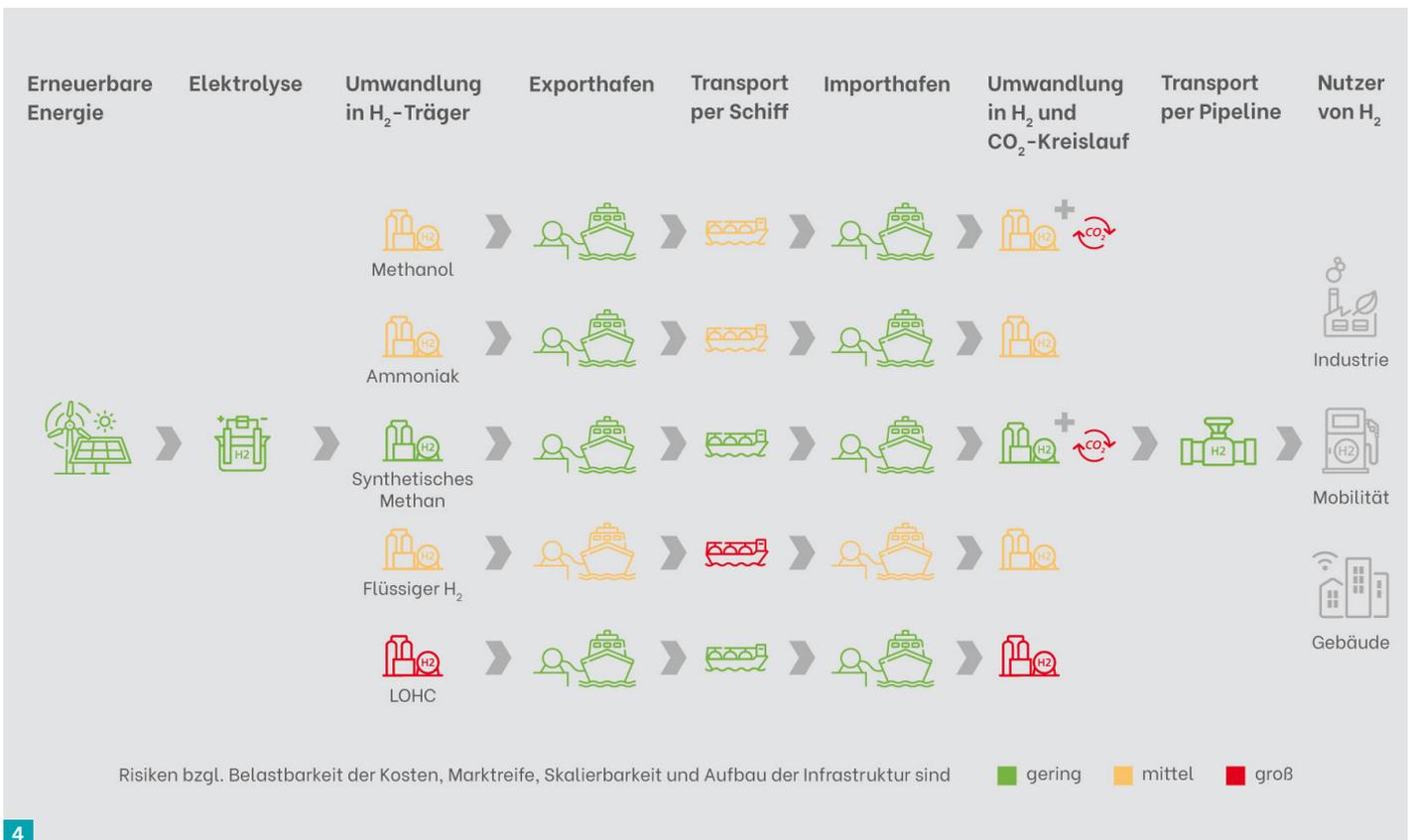
stoffherzeugung im Ausland rücktransportiert. Der initiale CO₂-Bedarf zur Methan- und Methanolsynthese kann aus industriellen Punktquellen mit schwer vermeidbaren Emissionen (z. B. aus Zementwerken) gedeckt werden. Zusätzlich entsteht eine Zuführung von etwa 6 – 8 % des jährlichen CO₂-Bedarfs in den nicht vollständig geschlossenen Kreislauf.

Der Stickstoff für die Ammoniak-Synthese wird im Erzeugungsland wirtschaftlich für jede Transportstrecke neu erzeugt.

Wie können unterschiedliche H₂-Routen zertifiziert werden? Die Treibhausgasemissionen, die u. a. bei der CO₂-Abscheidung und den Transportwegen entstehen, müssen jeweils auf die importierte Tonne Wasserstoff oder das direkt verwendete Syntheseprodukt

4

Abb. 4: Technologische Reife und Marktverfügbarkeit der jeweiligen Technologien und Infrastruktur für zukünftige Wasserstofflieferketten.



4

umgelegt werden, um eine transparente und nachhaltige Zertifizierung des importierten Wasserstoffs aus unterschiedlichen Trägermedien im Vergleich zur grünen Wasserstofferzeugung in Deutschland in Zukunft implementieren zu können.

Welche H₂-Erzeugungspreise können erzielt werden? Die kalkulierten Erzeugungs- und Importkosten zeigen in Abb. 2, dass Niedersachsen durch sein hohes Potenzial aus Offshore- und Onshore-windenergie ideale Erzeugungsstandorte bietet.

Es kann ein Wasserstoffgestehungspreis von ca. 4 €/kg erzielt werden. Günstigere Strompreise und eine erhöhte Elektrolyse-Auslastung lassen an sonnen- und windreichen Standorten wie beispielweise in Tunesien einen Preis von ca. 2,5 €/kg bis 2030 erzielen. Alle dargestellten Kosten sind reine Gesteungskosten.

Welche Mehrkosten entstehen bei Importketten im Vergleich zur Erzeugung in Deutschland? Alle betrachteten Importrouten liegen über den Erzeugungskosten von grünem Wasserstoff im Raum Salzgitter.

Während die Schifftransportkosten für das H₂-Trägermedium sowie der Pipelinetransport in Deutschland kaum ins Gewicht fallen, werden die Zusatzkosten vor allem durch den Syntheseschritt nach der Elektrolyse sowie die hier bedarfsgerecht angenommene Rückumwandlung in reinen Wasserstoff nach

dem Schiffsimport bestimmt. Je nach Medium ergeben sich unterschiedliche Wasserstoffmengen nach der Rückumwandlung – alle Routen basieren auf der gleichen Elektrolyseleistung, weisen jedoch unterschiedliche Verluste auf. Die dargestellten Kosten (Abb. 2) beziehen sich jeweils auf die tatsächlich in Salzgitter verfügbare Menge Wasserstoff.

Welche technischen und regulatorischen Unsicherheiten beeinflussen die Modellierung der H₂-Importrouten?

Einzelne Prozesse, wie das Ammoniak-Cracking, sind noch mit hohen Unsicherheiten verbunden, da diese Anlagen in der erforderlichen Leistung und Prozesskonfiguration bisher nicht realisiert wurden (siehe Abb. 4). Während der Betrieb einer CO₂-Abscheidung und der anschließende Export von CO₂ bisher keine rechtliche Grundlage in Deutschland besitzen, kann die H₂-Methan-Route im Vergleich zu Ammoniak auf robuste Annahmen bei der Rückumwandlung durch eine Reformierung zur Deckung eines reinen Wasserstoffbedarfs bauen.

Sind neue Terminals für den Seeimport von Wasserstoffprodukten notwendig?

Die H₂-Methan-Route kann über entstehende Flüssiggas-Terminals an der Nordsee umgesetzt werden und dadurch fossile Infrastrukturen anteilig für klimaneutrale Energieträger nutzen. Für den Ammoniak-Import sind Investitionen in die Hafeninfrastukturen mit Speichern und Cracker-Anlagen notwendig, wie es z. B. Planungen in Wilhelmshaven vorsehen.

Fazit

Niedersachsen bietet insgesamt hervorragende Voraussetzungen, den Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft für die Energiewende anzustoßen und zu beschleunigen. Dies gilt sowohl für die notwendige heimische Erzeugung zu konkurrenzfähigen Gesteungskosten von ca. 4 €/kgH₂ als auch für die Realisierung zeitnaher Importe von grünem Wasserstoff über die entstehenden Gasimportterminals an der Nordsee. Niedersachsen stellt damit auch den Nukleus des deutschen Wasserstoffpipelinenetzes dar, um Industriestandorte wie Salzgitter versorgen zu können. Kurzfristig müssen unbedingt industrielle Referenzprojekte für die Erzeugung von grünem Wasserstoff in Deutschland umgesetzt werden. Ein sicherer Investitionsrahmen mit günstigen Strombezugskriterien für den Elektrolysebetrieb ist hierfür essenziell. Gleichzeitig müssen diversifizierte Importe in sicheren Energiepartnerschaften vorbereitet werden. Der deutlich günstigere Strombezug in Ländern mit einem hohen Potenzial erneuerbarer Energien wird zu einer zeitnahen Kostenreduktion der grünen Wasserstofferzeugung vor Ort in Richtung 2 €/kgH₂ führen, wodurch Importe ermöglicht werden und Skalierungseffekte in der Elektrolysefertigung erreicht werden. Mit den bereits heute verfügbaren Technologien kann Wasserstoff in Form von Ammoniak, Methan oder Methanol im Gigawatt-Maßstab per Schiff importiert und in verschiedenen Anwendungen zur raschen Dekarbonisierung eingesetzt werden. ■

Impressum

Herausgeber:

Fraunhofer-Institut für Schicht- und Oberflächentechnik IST
 Bienroder Weg 54 E
 38108 Braunschweig
 Telefon +49 531 2155-0
 Fax +49 531 2155-900
 E-Mail: info@ist.fraunhofer.de
 Internet: www.ist.fraunhofer.de/

Projektleitung:

MAN Energy Solutions SE
 Stadtbachstrasse 1
 86153 Augsburg
 Telefon +49 821 322-0

Autoren:

Dipl.-Ing. Sebastian Schnurrer, MAN ES
 Dr.-Ing. Jan Beuscher, Fraunhofer IST
 M. Sc. Florian Scheffler, Fraunhofer IST

Veröffentlichung:

09/2022

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, 2022) „Kurzfristige Lösungen für grünen Wasserstoff in Salzgitter – Thesenpapier GreenH₂SZ“

Projektpartner:

