

» TRANSPORT & SPEICHERUNG VON WASSERSTOFF – ZAHLEN & FAKTEN

Das vorliegende – gemeinsam von ENTSOG, GIE und Hydrogen Europe erarbeitete – Papier liefert Antworten auf grundlegende Fragen zu Transport und Speicherung von gasförmigem und flüssigem Wasserstoff. Die wichtigsten Schlüsselkonzepte, Informationen, Fachausdrücke, sowie Zahlen und Fakten aus unterschiedlichen öffentlichen Quellen werden im Folgenden nach objektiven Kriterien analysiert und aufbereitet.



Deutsche Version erstellt von
ENTSOG-Mitglied Gas Connect Austria



INHALT

1 »	Wie kann Wasserstoff in die bestehende Gasinfrastruktur und In den Markt integriert werden?	3
2 »	Was ist Wasserstoff-Blending?	3
3 »	Was ist Wasserstoff-Deblending?	3
4 »	Wieviel Wasserstoff kann in den bestehenden Gasleitungen beigemischt werden?	5
5 »	Was sind die Vorteile von Wasserstoff-Blending?.....	5
6 »	Welche Kunden nutzen H ₂ /Erdgas-Gemische?	5
7 »	Welche Einschränkungen gibt es bei der Beimischung von Wasserstoff in bestehende Gasleitungen?	5
8 »	Was ist Wasserstoffversprödung?	6
9 »	Was ist der Unterschied zwischen Nachrüstung und Umwidmung der bestehenden Gasinfrastruktur für Wasserstoff?	6
10 »	Wie hoch sind die Kosten für die Umwidmung der bestehenden Erdgasinfrastruktur, um 100% Wasserstoff transportieren zu können?.....	7
11 »	Welche technischen Überlegungen gibt es in Bezug auf die Umwidmung einer bestehenden Erdgas-Infrastruktur in eine Wasserstoffinfrastruktur?	7
12 »	Wieviel kostet die Umwidmung der bestehenden Gasleitungen im Vergleich zur Errichtung eigener H ₂ -Leitungen?.....	8
13 »	Gibt es, abgesehen von Pipelines, auch andere Möglichkeiten zum Transport von Wasserstoff?	9
14 »	Warum besteht neben Pipelines ein Bedarf an Meeres/Hafeninfrastruktur und Terminals?.....	10
15 »	Wie hoch sind die Kosten für den Transport von Wasserstoff in Pipelines?	11
16 »	Wird eine eigene Infrastruktur für den Transport von Wasserstoff über mittlere und lange Strecken benötigt?	11
17 »	Was bedeutet „Europäisches Wasserstoff-Backbone“?	11
18 »	Was ist ein „Wasserstofftal“?	12
19 »	Welche Rolle spielt die Wasserstoffinfrastruktur im Zusammenhang mit Offshore-Windparks?	12
20 »	Welche Qualitätskriterien gelten für den Wasserstofftransport über eigene Wasserstoff-Pipelines?	13
21 »	Wie können Flüssigerdgas-Terminals für den Import und die Speicherung von Wasserstoff genutzt werden?	13
22 »	Wie ist eine Umwidmung von Flüssigerdgas-Terminals möglich, wenn sich Methan bei -160°C verflüssigt und Wasserstoff bei -253°C?	14
23 »	Können alle Speichermöglichkeiten für Gas (ausgeförderte Lagerstätten, Aquifere, Salzkavernen) auch für Wasserstoff genutzt werden? Bis zu welcher Dichte?	14
24 »	Wie kann umfangreiche saisonale und zyklische Speicherung von Wasserstoff zur Nutzung erneuerbarer Energien beitragen?.....	15
25 »	Welche Rolle spielen Gasspeicher im Hinblick auf konstante Gasqualitäten?.....	15
26 »	Können bestehende Gasspeicherkapazitäten in Europa künftige Anforderungen in Bezug auf Speicherung von Wasserstoff und Flexibilität erfüllen?	16
27 »	Ist es sicherer, reinen Wasserstoff oder Wasserstoffgemische zu speichern?	17
	Über die Autoren	17
	Impressum.....	18

1 » WIE KANN WASSERSTOFF IN DIE BESTEHENDE GASINFRASTRUKTUR UND IN DEN MARKT INTEGRIERT WERDEN?

Es gibt drei Möglichkeiten („Pfade“) zur Integration von Wasserstoff in das Gasnetz: Einspeisung von Wasserstoff in die bestehende Gasinfrastruktur und Beimischung zum Erdgas; der Aufbau eines eigenen Wasserstoffnetzes – entweder durch Umrüstung der bestehenden Gasinfrastruktur oder Errichtung einer neuen Wasserstoffinfrastruktur; und schließlich die Methanisierung, d.h. die Abscheidung von CO₂, das mit Wasserstoff versetzt wird, um E-Methan zu erzeugen, welches dann in das Gasnetz eingespeist wird.

Diese Modelle schließen einander nicht aus und hängen von der eingesetzten Produktionstechnologie, der jeweiligen Region und dem Zeitpunkt der Projektumsetzung ab.

Heute kann die Gasinfrastruktur jede Form von kohlenstoffarmem Wasserstoff aufnehmen, unabhängig von der eingesetzten Herstellungstechnologie (u. a. Elektrolyse, Vergasung von Biomasse, Methan-Dampfreformierung in Verbindung mit CO₂-Abscheidung, Methan-Dampfreformierung von Biomethan oder Elektrolyse von Schmelzsatz).

2 » WAS IST WASSERSTOFF-BLENDING?

Unter Wasserstoff-Blending (Beimischung von Wasserstoff) versteht man die Einspeisung eines gewissen Prozentsatzes von Wasserstoff in die Gesamtmenge der gasförmigen Energieträger. Dieser Prozess findet in der bestehenden Gasinfrastruktur statt.

Zu beachten sind hier die eingespeisten Wasserstoffanteile sowie die Einsatzbereiche. Davon abgesehen, hat der jeweilige Grad der Wasserstoffbeimischung keine wesentlichen Auswirkungen auf die Kapazität der Gasinfrastruktur¹.

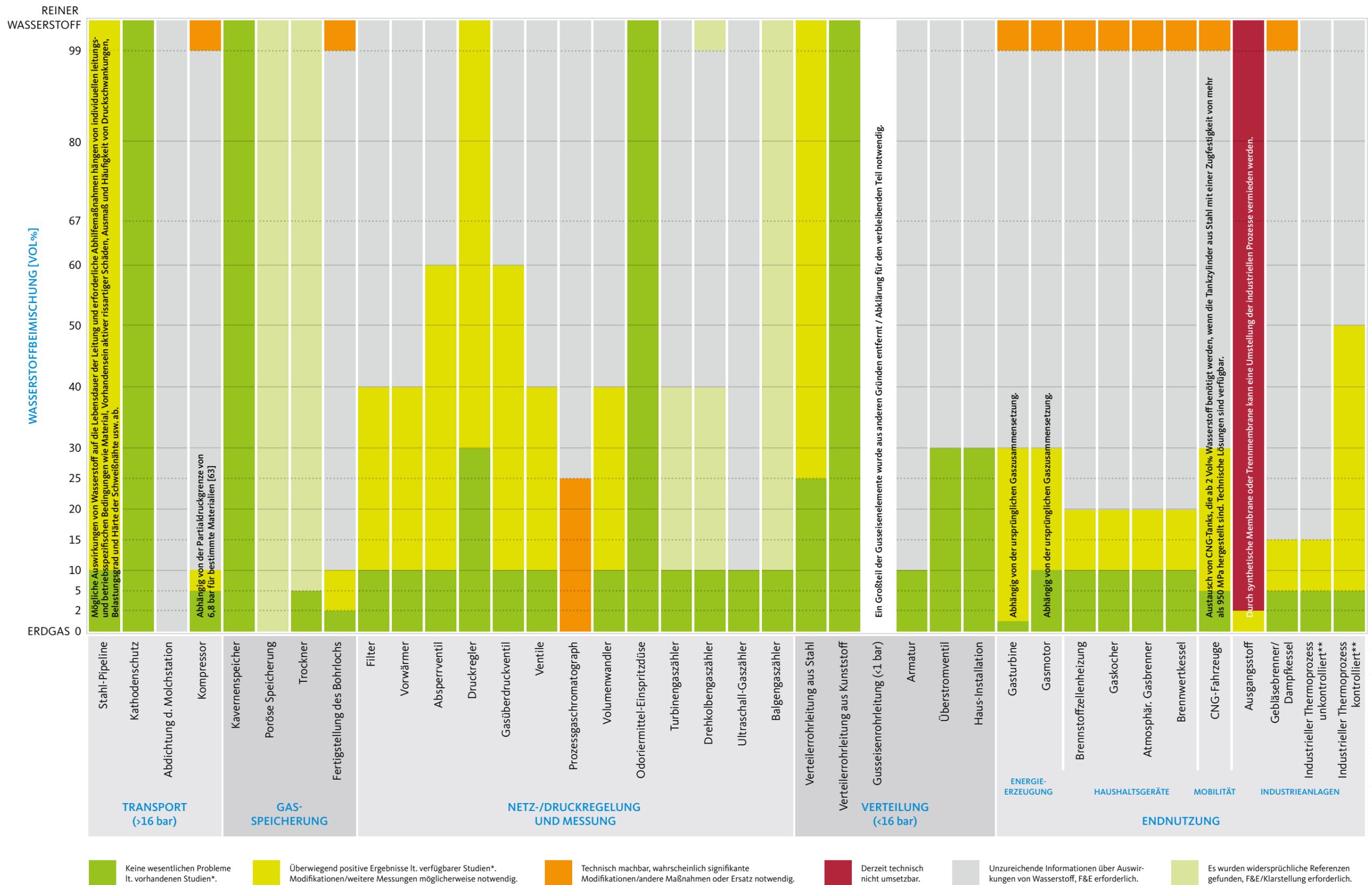
3 » WAS IST WASSERSTOFF-DEBLENDING?

Unter Wasserstoff-Deblending (Entmischung von Wasserstoff) versteht man den Umkehrprozess von Wasserstoffbeimischung. Durch diesen Vorgang kann man reinen Wasserstoff für spezielle Anwendungen (z. B. für Wasserstoffbrennstoffzellen, oder als Ausgangs/Rohstoff) gewinnen sowie einigermaßen wasserstoff-freies Erdgas. Beim Wasserstoff-Deblending werden unterschiedliche Varianten von Membrananlagen und Kombinationen mit anderen Technologien – z. B. Polymermembran, Kohlenstoffmembran, Metallmembrane, Glas/Keramikmembrane, Membran-PSA (Pressure Swing Adsorption/Druckwechseladsorption) – eingesetzt, um Wasserstoff von den gasförmigen Energieträgern ab-

zuscheiden. Bei der Auswahl der geeignetsten Technologie müssen Faktoren, wie Permeabilität, Selektivität, Stabilität des Membranmaterials, Auswirkungen einer diskontinuierlichen Arbeitsweise auf den Betrieb insgesamt, Auslegung der Membrananlage, Auswirkungen unterschiedlicher Wasserstoffkonzentrationen auf den Abscheidungsprozess, beachtet werden. Die Effektivität der Wasserstoffabscheidung hängt von der Wasserstoffkonzentration im Methan ab. Wichtig ist in dem Zusammenhang auch die richtige Handhabung des abgeschiedenen Wasserstoffs. Die entsprechende Technologie wird derzeit noch entwickelt und weitere F&E-Analysen sind erforderlich.

¹ Antwort von Hydrogen Europe auf die entsprechende Frage im Zuge der öffentlichen Konsultation zum Thema Integration des Energiesystems.

ÜBERSICHT ÜBER VERFÜGBARE TESTERGEBNISSE* UND REGULATORISCHE GRENZWERTE FÜR DIE EINSPEISUNG VON WASSERSTOFF IN DIE BESTEHENDE ERDGASINFRASTRUKTUR UND DEN ENDVERBRAUCH



© MARCOGAZ 01./10./2019

Diese Bewertung basiert auf Informationen aus F&E-Projekten, Kodizes & Normen, Herstellern und dem Fachwissen der MARCOGAZ-Mitglieder. Die Bewertung gilt isoliert für einzelne Segmente. Jede Entscheidung bezüglich der Einweisung von Wasserstoff in eine Gasinfrastruktur unterliegt der Einzelfallprüfung und der Genehmigung durch die örtlichen Behörden.

* Gemäß Referenzliste.

** Weitere mögliche Auswirkungen auf den Gesamtprozess (abgesehen vom Brennerverhalten) müssen individuell bewertet werden.

Abbildung 1 » Übersicht über verfügbare Testergebnisse und regulatorische Grenzwerte für die zulässige Einspeisung von Wasserstoff in die bestehende Erdgasinfrastruktur und den Endverbrauch (von marco gaz). (Die Infografik ist nicht repräsentativ für das gesamte System. Die Daten der einzelnen Systembetreiber sind als die bestmögliche Informationsquelle für die Grenzen der zulässigen Einspeisung von Wasserstoff zu behandeln.)

4 » WIEVIEL WASSERSTOFF KANN IN DEN BESTEHENDEN GASLEITUNGEN BEIGEMISCHT WERDEN?

Die maximal zulässige Wasserstoffkonzentration hängt hauptsächlich von Druckschwankungen, der Struktur und vorhandenen Defekten ab. Nach bisherigem Kenntnisstand sind jedoch in gewissen Mitgliedsstaaten für einige Netzabschnitte bestimmte Beimischungsanteile (z. B. 2 %–10 % volumetrisch) mit wenigen Anpassungen technisch umsetzbar. Obwohl zusätzliche Tests erforderlich

sind, sehen einige Betreiber 20 % als Obergrenze, insbesondere aufgrund der Anforderungen an die nachgelagerten Anwendungen, die darüber hinaus angepasst werden müssen² (Abb. 1). Was die technischen Bestimmungen betrifft, so wird die Beimischung von Wasserstoff von einigen Mitgliedsstaaten ausdrücklich anerkannt.

5 » WAS SIND DIE VORTEILE VON WASSERSTOFF-BLENDING?

Die Beimischung von Wasserstoff stellt einen einfachen Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft dar und ermöglicht einen schnellen dezentralen Einsatz von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Wasserstofftechnologien sowie eine zentrale Skalierung der Produktion. Die Beimischung von Wasserstoff kann zur Reduktion der Treibhausgasemissionen (THG) beitragen, vorausgesetzt der Wasserstoff stammt aus sauberen Energiequellen³. Zusätzliche Abscheidungsmaßnahmen könnten notwendig

sein, wenn reiner Wasserstoff oder Methan benötigt wird.

Die Beimischung von Wasserstoff kann auch eine kosteneffiziente Übergangslösung in Regionen ohne parallele oder doppelte Netze darstellen bzw. in Regionen ohne (potenziell) verfügbare Gasinfrastrukturkapazitäten, die schnell und einfach für den Transport von Wasserstoff umgerüstet werden können.

6 » WELCHE KUNDEN NUTZEN H₂/ERDGAS-GEMISCHE?

Die Nutzer von Wasserstoffgemischen sind die gleichen Kunden, die heute an erdgaskompatible Netze angeschlossen sind, wie z. B. Industrieunternehmen oder Endverbraucher, die zu Hause mit Gas heizen. In einigen sehr spezifischen Fällen können Endnutzer keine Gemische

über einer bestimmten Konzentration einsetzen. Daher werden in diesen Fällen Technologien zum Umgang mit unterschiedlichen Gasqualitäten zum Einsatz kommen müssen.

7 » WELCHE EINSCHRÄNKUNGEN GIBT ES BEI DER BEIMISCHUNG VON WASSERSTOFF IN BESTEHENDE GASLEITUNGEN?

Zu den wesentlichen Herausforderungen können Messung, Energieumwandlung, Prozessgaschromatographen und Gasmessung/Gasdosierung gehören. Abgesehen davon, gibt es in der EU unterschiedliche Beimischungsverhältnisse, was ein Hindernis für die Interoperabilität der Gasnetze darstellt. Wenn Gas durch Pipelines fließt, kommt es durch Reibung zu Druckverlust. Diese Verluste werden durch Verdichterstationen ausgeglichen, die den

Energiedurchsatz des Systems erhöhen. Das Molgewicht von Wasserstoff ist wesentlich niedriger als das von Erdgas. Dieses Molgewicht gilt aber als Parameter für die üblicherweise eingesetzten Zentrifugalkompressoren. Aus diesem Grunde sind die vorhandenen Kompressoren in der Regel nicht vollständig für Beimischungen optimiert. Allerdings reagieren unterschiedlichen Kompressormodelle auch unterschiedlich auf Wasserstoffbeimischung.

2 GRTgaz et al. [Technical and economic conditions for injecting hydrogen into natural gas networks](#) (technische und wirtschaftliche Voraussetzungen für die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz) sowie [Gas for Climate 'European Hydrogen Backbone' July 2020](#) (Europäisches Wasserstoff-Backbone, Juli 2020)

3 NREL: [Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues](#), (Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetze: eine Betrachtung der wichtigsten Fragen), 2013

gen. So wären z.B. SIEMENS zufolge beim Transport eines Wasserstoffanteils von unter 10 % nur geringfügige Änderungen an den bestehenden Kompressoren erforderlich, während bei einem Anteil von über 40 % deren Austausch erforderlich wäre.⁴ Die Verdichter werden in der Regel von Gasturbinen angetrieben. Viele der neuen oder neu installierten Gasturbinen weisen eine hohe Beständigkeit gegenüber Beimischungen auf⁵. Einige Gasturbinen müssten jedoch modifiziert werden, wobei Anlagenhersteller bereits daran arbeiten, um kurzfristig

geeignete Lösungen anbieten zu können. Außerdem müssen Ventile und angeschlossene Untergrundspeicher (UGS) entsprechende Wasserstoffmengen aufnehmen können. Während es vielversprechende Möglichkeiten zu Anpassung von Salzkavernenspeichern gibt, besteht bei UGS zur Speicherung von Gas im porösen Gestein noch Forschungsbedarf (siehe Fragen 25–31).⁶ Generell gilt es, mögliche Auswirkungen von Wasserstoff auf alle relevanten Materialien entsprechend zu analysieren und zu beurteilen.

8» WAS IST WASSERSTOFFVERSPRÖDUNG?

Wasserstoffversprödung ist die durch das Eindringen von Wasserstoffatomen oder -molekülen in die Metallstruktur verursachte verringerte Duktilität und Belastbarkeit bzw. Tragfähigkeit eines Metalls. Das Ergebnis der Wasserstoffversprödung ist, dass Komponenten bei Spannungen, die unter der Streckgrenze des Metalls liegen, reißen und brechen⁷. Dieses Problem kann man auf verschiedene Weise lösen, u. a. durch die Senkung des Bemessungsfaktors für die Auslegung der Pipelines, die Ermittlung der Wasserstoffzähigkeit dieser Rohre, das Aufbringen einer „Innenbeschichtung“ zum chemischen Schutz der

Stahlwand, Überwachung der Rohre, Erstellung von entsprechenden Integritätsplänen und Sicherheitsbeurteilungen oder geänderte Fernleitungsbedingungen. Die jeweils optimale Lösung hängt von der jeweiligen Leitung und einer Reihe von zusätzlichen Kriterien ab. Dazu gehören Anforderungen an die Transportkapazität der Leitung, der Zustand der bestehenden Leitungen und die Frage der Abwägung von Kapitalaufwand und Betriebskosten⁸. Zum Transport von 100 % Wasserstoff werden schon seit vielen Jahren erfolgreich Pipelines aus Kohlenstoffstahl eingesetzt⁹.

9» WAS IST DER UNTERSCHIED ZWISCHEN NACHRÜSTUNG UND UMWIDMUNG DER BESTEHENDEN GASINFRASTRUKTUR FÜR WASSERSTOFF?

Unter Nachrüstung versteht man eine Aufrüstung der bestehenden Infrastruktur, um die Einspeisung bestimmter Mengen von Wasserstoff in einen Erdgasstrom bis zu einem technisch sinnvollen Grenzwert des H_2/CH_4

Gemischs (d. h. Blending/Beimischung) zu ermöglichen. Umwidmen bedeutet, dass eine bestehende Erdgasleitung in eine eigene, Wasserstoffleitung umgewandelt wird.

4 Siemens Energy, Nowega, GASCADE: [Whitepaper: Hydrogen infrastructure – the pillar of energy transition – The practical conversion of long-distance gas network to hydrogen operation](#), (englisch), vgl.: 200915-whitepaper-h2-infrastruktur -de.pdf, 2020

5 Siemens Energy Global (siemens-energy.com): Wasserstoff hige Gasturbine, 2019

6 Marewski, Engel, Steiner: Conversion of existing natural gas pipelines to transport hydrogen (Umrüstung bestehender Erdgasleitungen zum Transport von Wasserstoff) in Pipelinetechnik 02/2020

7 [Hydrogen Embrittlement of Steel - Industrial Metallurgists](#) (Wasserstoffversprödung von Stahl)

8 [Gas for Climate, Extending the European Hydrogen Backbone](#), (Ausbau des Europäischen Wasserstoff-Backbone), April 2021

9 [Questions and Issues on Hydrogen Pipelines](#), (Fragen und Themen im Zusammenhang mit Wasserstoffleitungen), August 2015

10 » WIE HOCH SIND DIE KOSTEN FÜR DIE UMWIDMUNG DER BESTEHENDEN ERDGASINFRASTRUKTUR, UM 100% WASSERSTOFF TRASPORTIEREN ZU KÖNNEN?

Analysen zufolge, dürften die Kosten für die Umwidmung typischer Fernleitungsleitungen zwischen 0,2 und 0,6 Millionen Euro pro Kilometer liegen^{10,11,12}. Im European Hydrogen Backbone Report (Bericht über ein europäisches Wasserstoffrückgrat), der im Juli 2020 veröffentlicht wurde, wird allerdings unterstrichen, dass „der Aufwand für die Umwidmung der bestehenden Gasinfrastruktur 10–35% der Kosten ausmachen würde, die für die Errichtung einer neuen Wasserstoffinfrastruktur zu veranschlagen wären.“¹³. Im aktualisierten European Hydrogen Backbone Report¹⁴ wird ausgeführt, dass die

Kosten für den Wasserstofftransport wahrscheinlich zwischen 0,11 und 0,21 Euro/kgH₂/1.000 km liegen werden, wobei für den Aufbau eines europäischen Wasserstoff-Rückgrats inklusive Verdichterstationen folgende Kosten veranschlagt werden:

- » CAPEX/Investitionsaufwand: 43 bis 81 Mrd. Euro (Errichtung und Umwidmung)
- » OPEX/Betriebskosten: 1,7 bis 3,8 Mrd. Euro/Jahr

11 » WELCHE TECHNISCHEN ÜBERLEGUNGEN GIBT ES IN BEZUG AUF DIE UMWIDMUNG EINER BESTEHENDEN ERDGAS-INFRASTRUKTUR IN EINE WASSERSTOFF-INFRASTRUKTUR?

Die Umwidmung einer bestehenden Erdgasinfrastruktur für den Transport von Wasserstoff bringt einige technische Herausforderungen mit sich, die mit den unterschiedlichen chemischen Eigenschaften von Wasserstoff und Erdgas zusammenhängen. Generell müssen der technische Zustand und die chemische Zusammensetzung der Infrastrukturmaterialien berücksichtigt werden, wenn beurteilt werden soll, ob bestehende Leitungen 100% Wasserstoff transportieren können. Laut Gas for Climate müssen an der bestehenden Erdgasinfrastruktur keine massiven Änderungen vorgenommen werden, um 100% Wasserstoff transportieren zu können, da Infrastruktur häufig aus Materialien besteht, die auch für den Transport von Wasserstoff geeignet sind¹⁵. Die Entscheidung über die Frage, ob eine bestehende Leitung ausschließlich Wasserstoff transportieren kann bzw. welche Modifikationen erforderlich sind, muss allerdings

von Fall zu Fall getroffen werden – und zwar immer unter Berücksichtigung des technischen Zustands und der chemischen Zusammensetzung des Materials.

Bei Normbedingungen ist der Heizwert von Methan pro Kubikmeter dreimal so hoch wie der von Wasserstoff. Bei gleichem Betriebsdruck¹⁶ und gleichem Druckabfall entlang der Leitung, fließt Wasserstoff aufgrund seiner geringen Dichte allerdings auch dreimal so schnell. Dieselbe Gasleitung, die heute hauptsächlich Erdgas transportiert, kann etwa dreimal so viele Kubikmeter Wasserstoff über einen bestimmten Zeitraum hinweg transportieren und somit in etwa die gleiche Energiemenge liefern. Damit ist die Energietransportkapazität im Vergleich zum hochkalorischen Erdgas nur geringfügig kleiner.

10 Europäische Kommission: [Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits](#), (Produktion von Wasserstoff in Europa: Kosten und Vorteile im Überblick), Juli 2020

11 Hydrogen Europe: Green Hydrogen Investment and Support Report (Bericht über Investitionen in und Unterstützung für grünen Wasserstoff), 2020

12 Deutsche ÜNB, Entwurf: [Deutscher Nationaler Netzentwicklungsplan 2020–2030](#)

13 Gas for Climate: [European Hydrogen Backbone](#), (Europäisches Wasserstoff Backbone), Juli 2020

14 Gas for Climate: [Extending the European Hydrogen Backbone](#), (Ausbau des Europäischen Wasserstoff Backbones), April 2021

15 Gas for Climate: [European Hydrogen Backbone](#), Juli 2020

16 Dies ist nur möglich, wenn der Druck für Erdgas und H₂ gleich hoch ist, was heute aufgrund der Versprödungsproblematik allerdings noch nicht umfassend geklärt ist.

Im Zuge der Umwandlung sind folgende Punkte zu beachten:

» **Technischer Zustand der Gasleitung;**

» **Reinigung;**

» **Integritätsmanagement der Stahlrohre und Armaturen:** Genauso wie bei Erdgasleitungen müssen auch hier die Rohre regelmäßig auf Risse überprüft werden.¹⁷ Versprödung kann prinzipiell die Ausbreitung von Rissen beschleunigen. Dies geschieht allerdings eher dann, wenn die Pipeline bereits Risse aufweist und durch den schwankenden Innendruck während des Betriebs mit Wasserstoff dynamisch beansprucht wird. Aus diesem Grunde ist es notwendig, Risse bzw. deren Wachstum über Druckschwankungsmessungen, die ohnehin für den Betrieb durchgeführt werden, ständig zu kontrollieren. Der Austausch von Ventilen könnte erforderlich sein.

» **Verdichtung von Wasserstoff:** Eine komplette Umstellung auf 100 % Wasserstoffleitungen erfordert die Installation neuer Turbinen oder Motoren und neuer Verdichter. Analysen einiger Gasfernleitungsnetzbetreiber zeigen, dass die Transportkosten pro transportierter MWh wesentlich attraktiver sind, wenn die Wasserstoffleitungen mit weniger als ihrer maximalen

Kapazität betrieben werden, da die Installation von zusätzlichen teuren Verdichterstationen mit hoher Kapazität und entsprechendem Energieverbrauch dann vermieden werden kann. Die fixen leitungsbezogenen Kosten pro MWh steigen natürlich, doch die Kosten für Kompressor und damit verbundener Energie würden drastisch zurückgehen.¹⁸

» **Dichtheit des Systems einschließlich der Ventile:** Da Wasserstoffmoleküle viel kleiner als Methanmoleküle sind, muss die Dichtheit des Systems sowohl innen als auch außen geprüft und entsprechend zertifiziert werden. Darüber hinaus muss das zur Abdichtung verwendete Material wasserstoffkompatibel sein.

» **Austausch von Messgeräten:** Gaschromatographen müssen entsprechend modifiziert werden, um zusätzlich Wasserstoff zu messen und auslesen zu können, d.h. bei Druckmessumformern müssen spezielle wasserstofffähige Membrane verwendet werden und Gaszähler müssen auf den Betrieb mit Wasserstoff vorbereitet werden.

» **Aktualisierung der Software:** Die Software der Mengenumwerter muss aktualisiert werden, d.h. die Berechnungsalgorithmen müssen Wasserstoff beinhalten.

12 » WIEVIEL KOSTET DIE UMWIDMUNG DER BESTEHENDEN GASLEITUNGEN IM VERGLEICH ZUR ERRICHTUNG EIGENER H₂-LEITUNGEN?

Es ist zu erwarten, dass sich die durchschnittlichen Kosten für die Umwidmung von Erdgasfernleitungen auf rund 10 % bis 35 % der Kosten für die Errichtung eigener, neuer Wasserstoffleitungen belaufen werden. Diese Werte wurden im Zuge der Erstellung des European Hydro-

gen Backbone Report berechnet. Die Kostenschätzungen anderer Quellen, wie z. B. dem Deutschen Nationalen Netzentwicklungsplan, bewegen sich innerhalb dieser Spanne.^{19 20 21 22}

¹⁷ Siemens Energy: [What's your purpose? Reusing gas infrastructure for hydrogen transportation](#), September 2020, vgl.: Wasserstoffinfrastruktur – tragende Säule der Energiewende)

¹⁸ Gas for Climate: [European Hydrogen Backbone](#), Juli 2020

¹⁹ Gas for Climate: [European Hydrogen Backbone](#), Juli 2020

²⁰ Europäische Kommission: [Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits](#), Juli 2020

²¹ Hydrogen Europe: Green Hydrogen Investment and Support Report, 2020

²² Deutsche FNB, Entwurf: [Deutscher Nationaler Netzentwicklungsplan 2020–2030](#)

13 » GIBT ES, ABGESEHEN VON PIPELINES, AUCH ANDERE MÖGLICHKEITEN ZUM TRANSPORT VON WASSERSTOFF?

Außer in Pipelines kann Wasserstoff auch wie folgt transportiert werden:

- » **Seeterminals:** Wasserstoff kann über Terminals an der Küste exportiert und importiert werden und auch über entsprechend adaptierte Flüssiggas-Terminals transportiert werden. Auf diesen Terminals können nicht nur Seeverkehrs- und Hafenlogistik angeboten werden, sondern auch Lager- und Konversionsmöglichkeiten, Anschlüsse an Pipelines, multimodale Transportverbindungen und Qualitätsmanagement. Als multifunktionale Multi-Energieträger wären diese Terminals Eingangstore in die EU (siehe Frage 23).
- » **Hydrogen Schiffstransport:** Wasserstoff kann über große Entfernungen in gasförmiger oder flüssiger Form bzw. in Form von flüssigen oder gasförmigen Wasserstoffträgern mit dem Schiff transportiert werden.
- » **LKW-Transport:** Wasserstoff kann in gasförmiger oder verflüssigter Form bzw. in Form von flüssigen oder gasförmigen Wasserstoffträgern mit dem LKW transportiert werden.

» **Bahntransport:** Wasserstoff kann

- **in gasförmiger Form oder in Form von gasförmigen Wasserstoffträgern** transportiert werden, und zwar unter Verwendung von Druckgasflaschen in Aufhängern, die mit Druckbehältern aus Stahl bestückt sind („Tube Trailer“), oder
- **als Flüssigkeit in speziellen Behältern** für den Transport von Wasserstoff in flüssiger Form oder in Form von flüssigen Wasserstoffträgern transportiert werden.

Es gibt unterschiedliche Technologien zum Transport und zur Weiterverteilung von Wasserstoff. Der Vorteil ist, dass diese Technologien nicht nur den Transport von Wasserstoff, sondern auch seine Speicherung ermöglichen:

- » **Flüssige organische Wasserstoffträger** (liquid organic hydrogen carrier, LOHC): Diese Technologie ermöglicht die sichere und effektive Speicherung von Wasserstoff mit hoher Dichte in einer leicht zu handhabenden organischen Flüssigkeit, wodurch keine Druckbehälter mehr für Speicherung und Transport notwendig sind.



- » **Verflüssigter Wasserstoff** (liquid hydrogen, LH₂): Wasserstoff verflüssigt sich bei -253 °C. Durch die Verflüssigung erhöht sich die Dichte des Wasserstoffs um einen Faktor von etwa 800, wobei das Speichervolumen entsprechend sinkt²³. Einmal verflüssigt, kann er in diesem Zustand in thermisch isolierten Druckbehältern aufbewahrt werden. Bis jetzt gibt es allerdings noch keine Erfahrungen mit LH₂ in einem dezentralen Energiesystem.
- » **Druckwasserstoff:** Für Transport und Speicherung kann Wasserstoff unter Druck gesetzt werden; Druckbeaufschlagung ist sowohl auf reinen Wasserstoff als auch auf Wasserstoffgemische mit anderen Gasen anwendbar.
- » **Synthetisches Gas:** Durch die chemische Reaktion von Wasserstoff mit CO₂ kann Methan hergestellt werden. Das dadurch entstehende synthetische Gas (das vor allem aus Methan, dem Hauptbestandteil von Erdgas besteht), kann ohne Modifikationen problemlos in der bestehenden Gasinfrastruktur transportiert und gespeichert werden.
- » **Ammoniak:** Durch die Verbindung von Wasserstoff mit Stickstoff kann Ammoniak erzeugt werden, der Transport und Speicherung von Energie im flüssigen Zustand (Verflüssigung bei ca. -30 °C) möglich macht.
- » **Methanol:** Durch die Verbindung von Wasserstoff mit CO₂ kann Methanol erzeugt werden, das Transport und Speicherung von Energie im flüssigen Zustand möglich macht.

Die Wettbewerbsfähigkeit der verschiedenen Optionen hängt von der Entfernung, über die der Wasserstoff transportiert wird, vom Umfang und der Endanwendung ab. Um Wasserstoff über sehr große Entfernungen (nach Übersee) zu transportieren, muss er im Allgemeinen verflüssigt oder als Ammoniak oder in LOHCs transportiert werden. Bei Entfernungen von unter 1.500 km ist der Transport von Wasserstoff als Gas über Pipelines in der Regel die günstigste Option; bei Entfernungen über 1.500 km kann es kosteneffizienter sein²⁴, Wasserstoff als Ammoniak oder in LOHCs zu transportieren. Wesentliche Auswirkungen auf die betriebswirtschaftliche Beurteilung können die Umwandlungskosten haben, da bis zu 28% (11 kWh/kg) der transportierten Energie für die LOHC-Dehydrierung verbraucht werden können²⁵. Da dieser Prozess unter hohen Temperaturen stattfinden muss, kann sich der Transport von LOHC an Orte, an denen es bereits Abwärmequellen gibt, als vorteilhaft erweisen.

14 » WARUM BESTEHT NEBEN PIPELINES EIN BEDARF AN MEERES/HAFENINFRASTRUKTUR UND TERMINALS?

Studien sagen bei sauberem Wasserstoff ein erhebliches Ungleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage voraus. So wird z.B. am Rotterdamer Hafen davon ausgegangen, dass bis 2050 allein zur Deckung der Nachfrage in Nordwesteuropa 20 Millionen Tonnen Wasserstoff am Hafen umgeschlagen werden²⁶. Seeterminals mit

multimodalen Transportverbindungen, Konversions- und andere Anlagen werden eine entscheidende Rolle bei der Verbindung von Produktions- und Nachfragezentren in Europa und darüber hinaus spielen und so zur Versorgungssicherheit in der EU beitragen.

²³ [Shell Hydrogen Study: Energy of the Future?](#), (Shell Wasserstoffstudie: Energie der Zukunft?), 2017

²⁴ Internationale Energieagentur: [The future of hydrogen – Seizing today's opportunities](#) (Die Zukunft von Wasserstoff – die heutigen Chancen nützen)

²⁵ [Hydrogenious LOHC Technologies GmbH](#)

²⁶ Hafen von Rotterdam: [Port of Rotterdam becomes international hydrogen hub](#), (der Hafen von Rotterdam wird zum internationalen Wasserstoff-Knotenpunkt), Mai 2020

15 » WIE HOCH SIND DIE KOSTEN FÜR DEN TRANSPORT VON WASSERSTOFF IN PIPELINES?

Die Kosten hängen hauptsächlich von den Investitionen in Pipelines und Kompressorstationen sowie von den Betriebskosten, in denen auch die Energie für die Verdichtung enthalten ist, ab. Die benötigte Verdichtungsenergie und die spezifischen Kosten hängen jedoch stark von der tatsächlichen Nutzung des Systems ab. Abhängig vom jeweiligen Szenario wird erwartet, dass sich die

Gestehungskosten für den Transport von 1MWh über 1.000 km im europäischen Wasserstoff-Backbone-System auf 2,3 bis 4,4 Euro belaufen werden. Das wären weniger als 10%, die zu den Kosten für die Produktion von erneuerbarem oder kohlenstoffarmem Wasserstoff hinzukämen.²⁷

16 » WIRD EINE EIGENE INFRASTRUKTUR FÜR DEN TRANSPORT VON WASSERSTOFF ÜBER MITTLERE UND LANGE STRECKEN BENÖTIGT?

In der Wasserstoffstrategie der Europäischen Kommission (Juli 2020) heißt es, dass ein europaweites Wasserstoffnetz für den Transport von Wasserstoff in der EU geplant werden muss. Darüber hinaus erkennt dieselbe Strategie an, dass sich auch ein internationaler Wasserstoffhandel entwickeln kann, insbesondere mit den Nachbarländern der EU in Osteuropa und in den südlichen und östlichen Mittelmeerländern. Es ist zu erwarten, dass sich dieser globale Wasserstoffhandel mit der Zeit entwickelt. Die Gewinnung von erneuerbarem Strom aus Sonnen- und Windenergie zieht eine räumliche Trennung zwischen der Herstellung von erneuerbarem Strom (z. B. offshore oder küstennahe Windparks im Norden, Foto-

voltaikanlagen im Süden) und den Energieverbrauchern in den großen Industriezentren des Kontinents nach sich. In einem nachhaltigen Energiesystem, in dem es beständig Bedarf an gasförmiger Energie geben wird – und zwar nicht nur für industrielle Prozesse, sondern auch zur Überbrückung der zeitlichen Diskrepanz zwischen Angebot und Nachfrage nach erneuerbarem Strom – wird es entscheidend sein, alle verfügbaren Standorte für die Produktion von Wasserstoff nützen zu können, den Wasserstoff strategisch zu speichern und somit sicherzustellen, dass die gespeicherten Mengen die Kunden auch erreichen, wo und wann immer Energie benötigt wird.

17 » WAS BEDEUTET „EUROPÄISCHES WASSERSTOFF-BACKBONE“?

Das europäische Wasserstoff-Rückgrat (European Hydrogen Backbone, EHB²⁸) ist die Vision für die künftige Rolle der Gasinfrastruktur, die ursprünglich 11 Gas-FNB aus zehn europäischen Ländern vor Augen hatten. Berechnungen zufolge kann die Gesamtlänge des Backbones, das von dieser mittlerweile auf 23 europäische Gasinfrastrukturunternehmen angewachsenen Gruppe, vorgeschlagen wird, bis 2040 eine Gesamtlänge von 39.700 km haben. Bestehen würde es zu ca. 69% aus nachgerüsteter Infrastruktur und zu 31% aus neuen Wasserstoff-Leitungen.

Darüber hinaus gibt es noch ein europäisches Wasserstoff Backbone-Konzept, das sich auf ein Kerninfrastrukturnetz aus Hochdruckleitungen bezieht, das Wasserstoffbezugsquellen effizient mit den Großverbrauchern in ganz Europa verbindet. In der Anfangsphase wird dieses Netz zunächst Industriecluster verbinden, um die Versorgungssicherheit zu erhöhen und Wasserstoffmärkte zu fördern. In weiterer Folge wird das steigende Angebot an nachhaltig produziertem Strom (der über Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt werden kann) über das Backbone zunächst mit schwer zu erreichenden und zu versorgenden Verbrauchern in Europas Industriezentren verbunden. Bei gleichzeitiger Entlastung der Stromübertragungsinfrastruktur werden umfassende

²⁷ Gas for Climate: [European Hydrogen Backbone](#), Juli 2020

²⁸ [European Hydrogen Backbone website](#)

Speicherlösungen ermöglicht, und Verbindungen zu Produktionsgebieten auf der ganzen Welt hergestellt. Durch die Verwendung von umgewidmeten Erdgasleitungen als

Kernkorridore lässt sich die technische Umsetzung des Backbones bei vertretbarem Aufwand, Dauer und Risiko darstellen.

18 » WAS IST EIN „WASSERSTOFFTAL“?

Ein Wasserstofftal oder „Hydrogen Valley“ ist eine Initiative, die darauf abzielt, die Entwicklung und Umsetzung von Wasserstoffprojekten entlang der gesamten Wertschöpfungskette (von der vorgelagerten über die mittlere bis zur nachgelagerten Stufe) auf lokaler bzw. regionaler Ebene zu fördern. Konkret können derartige Wasserstoffprojekte nicht nur die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse oder andere kohlenstoffarme Technologien wie Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCS, carbon capture and storage), sondern auch Transport und Speicherung von Wasserstoff sowie die Entwicklung von

Endanwendungen z.B. in der Mobilität und der Industrie umfassen. Es gibt derzeit 32 derartige Wasserstofftäler in 18 Ländern, das Gesamtinvestitionsvolumen beträgt über 30 Milliarden Euro. Bei mehr als der Hälfte der 21 in Europa befindlichen Valleys handelt es sich um kleinere Initiativen (< 100 Mio. Euro Gesamtinvestitionsvolumen). Die andere Hälfte umfasst in etwa zu gleichen Teilen mittelgroße (100–1.000 Mio. Euro) und große (> 1.000 Mio. Euro) Projekte. Weiterführende Informationen finden Sie auf der vom FCH 2 JU entwickelten [Mission Innovation Hydrogen Valley Platform](#) (englisch).

19 » WELCHE ROLLE SPIELT DIE WASSERSTOFFINFRASTRUKTUR IM ZUSAMMENHANG MIT OFFSHORE-WINDPARKS?

Da Wasserstoff die Speicherung von Energie ermöglicht – gegebenenfalls auch in großen Mengen und über lange Zeiträume hinweg – können Schwankungen bei der Produktion von Windenergie ausgeglichen werden. Offshore-Windanlagen sind witterungsabhängig und haben aufgrund ihrer Lage im Meer weniger Zugang zum traditionellen Stromnetz. Es gibt Modelle, um die von küstennahen Windparks erzeugte Energie durch die Nutzung von Wasserstoff mit den Nachfrageknotenpunkten an Land zu verbinden:

- » Beim „on-site“ (vor Ort) Modell werden sowohl die Erzeugung von erneuerbarem Strom als auch die Elektrolyse am selben Ort zusammengeführt. In diesem Kontext impliziert der mögliche Import von Netzstrom die Notwendigkeit von Herkunftsnachweisen.
- » Beim „upstream“ (vorgelagerten) Modell fällt die Einspeisung von importiertem Netzstrom weg. Zur Gewährleistung eines ausreichenden Lastfaktors muss allerdings der Elektrolyseur in unmittelbarer Nähe einer oder mehrerer leistungsfähiger Offshore-Energieanlagen angeschlossen werden.

Während für die Förderung der erneuerbaren Energien Netzausbau in gewissem Umfang erforderlich sein wird, ermöglicht die Umwandlung von Windenergie in Wasserstoff, der über ein Wasserstoffnetz an Land transportiert wird, eine erhebliche Reduktion der Infrastrukturkosten.

Außerdem ist der Energiegehalt beim Transport über Gasleitungen wesentlich höher als bei einer Übertragung über eine Hochspannungs-Gleichstromleitung. Beim selben Investitionsvolumen kann eine Wasserstoffleitung gesamt gesehen 10–20-mal mehr Energie transportieren als eine Stromleitung.²⁹

In ihrer Strategie zur Nutzung des Potenzials der erneuerbaren Offshore-Energie stellt die Kommission fest, dass „die vor Ort erfolgende Umwandlung von Strom aus erneuerbaren Quellen in Wasserstoff sowie der Transport dieses Wasserstoffs oder die Vor-Ort-Betankung mit diesem Wasserstoff relevant werden“ wird. Um das Synergiepotential zwischen erneuerbaren Offshore-Energien und Wasserstoff erfolgreich heben zu können, spielt die Zusammenarbeit mit dem maritimen Sektor eine wichtige Rolle. So könnte offshore produzierter Wasserstoff mit Schiffen oder über Wasserstoffleitungen zu nachfragerlevanten Knotenpunkten (z.B. Häfen) transportiert werden.

²⁹ Strategische Analyse: [Analysis of Advanced H₂ Production & Delivery Pathways](#), (Analyse Fortschrittlicher Wasserstoffproduktion & Lieferwege), Juni 2018

Mit Wasserstoff betriebene Schiffe könnten die Mitarbeiter zu Offshore-Plattformen und Windkraftanlagen (zur Wartung) bringen. Das Synergiepotential zwischen Offshore-Energie und Wasserstoff ist in der Tat sehr hoch – auch im Hinblick auf kreislauforientierte Wertschöpfungsketten. So kann mit Hilfe von Wasserstoff produzierter sauberer Stahl für den Bau von Windturbinen verwendet

werden. Der Strom, den diese produzieren kann in den Elektrolyseur eingespeist werden, der den Wasserstoff produziert, der wiederum saubere Stahlwerke und wasserstoffbetriebene Schiffe versorgt, die für den Transport von Wasserstoff und die Wartung von Offshore-Windanlagen eingesetzt werden.

20 » WELCHE QUALITÄTSKRITERIEN GELTEN FÜR DEN WASSERSTOFFTRANSPORT ÜBER EIGENE WASSERSTOFF-PIPELINES?

Derzeit gibt es keine EU-weiten technischen Spezifikationen in Bezug auf die Qualität von Wasserstoff, der über eigene Wasserstoff-Pipelines in gasförmigem Zustand transportiert wird. Das Fehlen einer harmonisierten EU-Regelung könnte zur einer Fragmentierung des Wasserstoffmarktes führen und Probleme an den Grenzübergangspunkten nach sich ziehen. Reinheitsgrade und zulässige Schwankungsbreiten für Verunreinigungen sollten auf einem angemessenen Niveau festgelegt werden, um den Ausbau des Wasserstoffs nicht zu konterkarieren. Darüber hinaus sollten auf EU-Ebene Qualitätsstandards

für Wasserstoff entwickelt und verabschiedet werden. Sowohl ein Entwurf des EASEE-Gas CBP (Common Business Practices/Gemeinsame Geschäftspraktiken des Verbands der EASEE-Gas) als auch eine deutsche Norm befassen sich mit den geforderten Reinheiten für den Wasserstofftransport über Erdgasleitungen³⁰ CEN prüft die Einleitung eines Normungsprozesses für einen europäischen Standard.³¹ In diesem Zusammenhang sollte nicht vergessen werden, dass unterschiedliche Industriebranchen unterschiedliche Reinheitsgrade vor Ort benötigen³².

21 » WIE KÖNNEN FLÜSSIGERDAS-TERMINALS FÜR DEN IMPORT UND DIE SPEICHERUNG VON WASSERSTOFF GENUTZT WERDEN?

Flüssigerdgas (LNG, Liquid Natural Gas)-Terminals erweisen sich hier als sehr vorteilhaft, da sie dem Wasserstoff sozusagen als Eingangstore in die EU dienen können. Am Meer gelegen, bieten sie nicht nur industriell organisierten Zugang zur maritimen Logistik, sondern verfügen auch über Tanks mit großen Speicherkapazitäten sowie direkten Anschluss an das Gasnetz. LNG-Terminals können unter kryogenen Bedingungen betrieben werden und verfügen über Mitarbeiter, die auf langjährige Erfahrung im Umgang mit unterschiedlichen Gasqualitäten und Umwandlung zurückblicken können.

Nach entsprechender Adaptierung kann Wasserstoff in verschiedenen Formen über LNG-Terminals importiert und gespeichert werden. GIE hat dafür eine Reihe von Optionen oder Pfaden³³ ausgearbeitet, u.a. verflüssigter Wasserstoff, LOHC (flüssige organische Wasserstoffträger) oder andere mit Wasserstoff gebildete chemische Substanzen (z.B. Methanol, Ammoniak usw.). Um die vorgeschlagenen Optionen umsetzen zu können, bedarf es in Bezug auf die der Produktion vorgeschalteten Prozesse der regulatorischen und politischen Unterstützung sowie entsprechende Koordination entlang der gesamten Wertschöpfungskette.

30 Entwurf DVGW-Regelwerk G260 (Arbeitsblatt G260 E Entwurf 2020-09)

31 New work item proposal 'Hydrogen in converted gas systems' for CEN/TC 234 / WG11 (Neuer Vorschlag für ein Tätigwerden zum Thema Wasserstoff in umgewidmeten Gasnetzen).

32 Reinheitsspezifikationen für Brennstoffzellen werden durch ISO-14687, SAE-2719 und CEN-17124 festgelegt.

33 GIE, [Frontier Economics on The role of LNG in the energy sector transition – regulatory recommendations and DNV GL study on the import of liquid renewable energy – technology cost assessment](#) (Die Rolle von LNG bei der Wende im Energiesektor – regulatorische Empfehlungen and DNV GL Studie zum Import von flüssiger, erneuerbarer Energie – eine Technologiekostenabschätzung)

22 » WIE IST EINE UMWIDMUNG VON FLÜSSIGERDAS-TERMINALS MÖGLICH, WENN SICH METHAN BEI -160°C VERFLÜSSIGT UND WASSERSTOFF BEI -253°C ?

Die meisten auf Flüssigerdgas anzuwendenden verfahrenstechnischen und sicherheitstechnischen Bestimmungen gelten auch für Wasserstoff, und obwohl unterschiedliche Faktoren zum Tragen kommen, sollte es keine größeren Unterschiede in Bezug auf das jeweilige Risiko geben. Obwohl Aufbau und Auslegung sich auf den ersten Blick durchaus ähneln, sind einzelne Komponenten, wie Ventile, Rohrleitungen usw., nicht unbedingt austauschbar. Es wird somit notwendig sein, diese zu ersetzen, was mit höheren Kosten verbunden ist. Die Umrüstung eines LNG-Terminals in ein LH_2 -Terminal mag zwar eine neue Anwendung sein, die Technologie und

notwendige Ausrüstung selbst sind es jedoch nicht. Auch das entsprechende Fachwissen ist schon lange verfügbar. In verschiedenen Teilen der Welt kann die LNG-Branche auf mehr als 50 Jahre Erfahrung mit der Produktion, dem Umgang mit und dem Vertrieb von LH_2 zurückblicken. Ein Fachwissen, das von unschätzbarem Wert ist und auf dem aufgebaut werden kann. Dennoch müsste eine Risikobeurteilung für LNG-Terminals durchgeführt werden, um die Auswirkungen auf die Prozessbedingungen, die Eigenschaften der Gemische und die Folgen der verschiedenen Szenarien zu analysieren, wenn LH_2 statt LNG zum Einsatz kommt.

23 » KÖNNEN ALLE SPEICHERMÖGLICHKEITEN FÜR GAS (AUSGEFÖRDERTER LAGERSTÄTTEN, AQUIFERE, SALZKAVERNEN) AUCH FÜR WASSERSTOFF GENUTZT WERDEN? BIS ZU WELCHER DICHTEN?

Zur Sicherung der Versorgung, des flexiblen Betriebs von Elektrolyseuren und zur Abdeckung von Spitzenstrombedarf kann Wasserstoff in Europa in drei unterirdischen Formationen in großem Umfang zyklisch und saisonal gespeichert werden: in Salzkavernen, Aquiferen und ausgeförderten Lagerstätten. Salzkavernen eignen sich für die Speicherung von reinem Wasserstoff aufgrund des geringen Bedarfs an Gaspolstern (Kissengas), des großen Abdichtungsvermögens von Steinsalz und der Inertheit der Salzstrukturen, wodurch er kaum zu Verschmutzungen des gespeicherten Wasserstoffs kommt³⁴. Diese Technologie wird bereits seit vielen Jahrzehnten in Großbritannien und den Vereinigten Staaten eingesetzt, wobei sich das jeweilige Fassungsvermögen auf

210.000 m^3 bis 580.000 m^3 beläuft. Die technische Machbarkeit dieser Option ist somit eindeutig bestätigt. Was die Speicherung in porösem Gestein – Aquiferen und ausgeförderten Lagerstätten – betrifft, so gibt es viel Erfahrung im Hinblick auf die Lösung und den Transport von Wasserstoff in Wasser, die „Fingerbildung“ (Fingering)³⁵ und die Speicherung, die insgesamt ähnlich wie bei Erdgas sind. Aktuelle Forschungen über mögliche chemische oder biologische Reaktionen in Lösungen in diesen Lagerstätten sind darüber hinaus sehr vielversprechend. Die Flexibilität, die Wasserstoffleitungen und die Vor-Ort-Speicherung in Importterminals im Hinblick auf die Netzpufferung bieten, wird somit durch unterirdische Wasserstoffspeicherung ideal ergänzt.

³⁴ Landinger et al. (2014) 'HyUnder: Update of Benchmarking of large-scale hydrogen underground storage with competing options' (Aktueller Vergleich von großmaßstäblicher unterirdischer Speicherung von Wasserstoff mit anderen Optionen).

³⁵ "The interface between two fluids, for instance hydrogen and groundwater, is stable or unstable depending on the relative magnitudes of the viscous, interfacial, and gravitational forces and the direction of movement of the interface. Instability occurs in horizontal flow when the mobility of the displacing fluid is greater than the mobility of the displaced fluid. This instability may cause long fingers of the displacing fluid to penetrate the displaced fluid, hence the term 'fingering'. Such is the case when hydrogen or natural gas displaces water." (Paterson, 1981) / „Die Grenzschicht zwischen zwei Fluiden, z.B. Wasserstoff und Grundwasser, ist stabil oder instabil, abhängig von der relativen Größenordnung der viskositäts- und Grenzschichtenkräfte und der Schwerkraft sowie der Richtung, in die sich diese Grenzschicht bewegt. Instabilität tritt bei horizontaler Fließrichtung auf, wenn die Mobilität des verdrängenden Fluids größer ist als die Mobilität des verdrängten Fluids. Diese Instabilität kann dazu führen, dass lange Finger des verdrängenden Fluids in das verdrängte Fluid eindringen, daher der Begriff „Fingering“/Fingerbildung. Das geschieht z.B. wenn Wasser von Wasserstoff oder Erdgas verdrängt wird.“ (Paterson, 1981)

24 » WIE KANN UMFANGREICHE SAISONALE UND ZYKLISCHE SPEICHERUNG VON WASSERSTOFF ZUR NUTZUNG ERNEUERBARER ENERGIEN BEITRAGEN?

Angesichts der immer umfassenderen Elektrifizierung und dem zunehmenden Einsatz erneuerbarer Energien werden dringend große Speicher für den kurzfristigen und saisonalen Systemausgleich benötigt. In den kommenden Jahrzehnten wird es im Stromnetz viel stärkere saisonale Spitzen und tägliche Schwankungen von Angebot und Nachfrage geben. Um dieses Problem zu lösen und Ausfälle aufgrund von Überlastung zu ver-

hindern, werden zusätzlich zu Strom aus erneuerbaren Quellen auch kurzfristig abrufbare Energiequellen benötigt werden, wie z.B. im großen Umfang gespeicherter Wasserstoff. Wenn zum Beispiel in Österreich 100% des erzeugten Stroms aus erneuerbaren Quellen stammen würde, werden Speicherkapazitäten, mit einem mehr als 100-mal größeren Fassungsvermögen als Pumpspeicher³⁶ vonnöten sein.

25 » WELCHE ROLLE SPIELEN GASSPEICHER IM HINBLICK AUF KONSTANTE GASQUALITÄTEN?

Bei der Beimischung von Wasserstoff besteht eine der größten Herausforderungen darin, eine konstante Gasqualität mit einem bestimmten Wasserstoffgehalt, der sich innerhalb eines definierten Schwankungsbereichs bewegt, zu erhalten. Da erneuerbarer Wasserstoff vor allem im Sommer – wenn der Energiebedarf insgesamt geringer ist – produziert werden würde, wäre das Was-

serstoffangebot viel höher als im Winter. Durch unterirdische Gasspeicherung können die Wasserstoffvolumina nicht nur vom Sommer in den Winter verlagert werden, sondern es kann auch die Konzentration ausgeglichen werden. Wenn ein konkreter Wasserstoffgehalt notwendig sind, kann dieser Prozess durch Membrantechnologien weiter verbessert werden.

³⁶ Technische Universität Wien, ESEA/EA (Hrsg.): 'Super-4-Micro-Grid', Abschlussbericht zum Forschungsprojekt, Wien 2011

26 » KÖNNEN BESTEHENDE GASSPEICHERKAPAZITÄTEN IN EUROPA KÜNFTIGE ANFORDERUNGEN IN BEZUG AUF SPEICHERUNG VON WASSERSTOFF UND FLEXIBILITÄT ERFÜLLEN?

Vorausgesetzt, dass eine umfassende und nachhaltige Klimapolitik zur Begrenzung der Erderwärmung auf 1,5 Grad im Jahr 2050 in Kraft ist, könnte sich der Verbrauch von Wasserstoff in einem derartigen Szenario laut BloombergNEF (2020)³⁷ weltweit auf ca. 700 Millionen Tonnen belaufen. Wenn 20% dieses jährlichen Wasserstoffbedarfs gespeichert würden, ist davon auszugehen, dass das Äquivalent von 14.000 Salzkavernen errichtet werden müsste. Die dafür veranschlagten Kosten belaufen sich auf 637 Mrd. US-Dollar. Angesichts dieser massiven Investitionskosten gilt es zu bedenken, dass Erdgas derzeit in 101 Salzkavernen weltweit gespeichert wird³⁸ und sich 51³⁹ davon in den EU27 befinden. Diese könnten zu geringen Kosten für die Speicherung von Wasserstoff umgewidmet werden. Um den zukünftigen Bedarf an

Wasserstoffspeichern in Europa zu decken, werden in Zukunft weitere Salzkavernenprojekte notwendig sein. Einer aktuellen Studie von Clagayan et al. (2019) zufolge, gäbe es technisch gesehen ein umfangreiches Potenzial an Salzkavernen – und das am gesamten Kontinent, sowohl an Land als auch offshore⁴⁰. Wie aus Abbildung 2 ersichtlich, ist Deutschland das Land mit dem höchsten derartigen technischen Speicherpotenzial, vor allem in den im Landesinneren gelegenen Salzkavernen im Norden.

Sollten keine Salzkavernen zur Verfügung stehen, wären ausgeförderte Lagerstätten und Aquifere eine alternative großmaßstäbliche Lösung für die Speicherung von Wasserstoff.

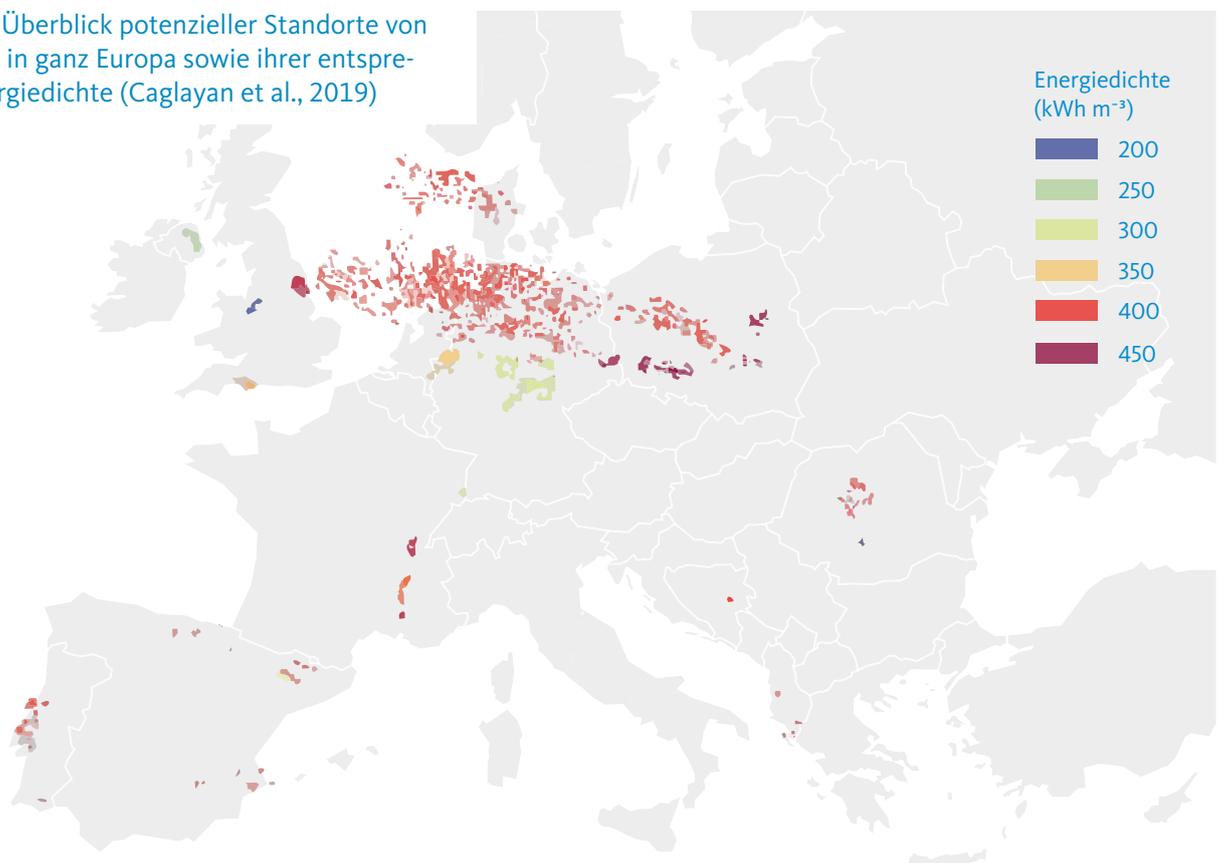
37 BloombergNEF: [Hydrogen Economy Outlook. Key messages](#), (Ausblick für die Wasserstoffwirtschaft. Kernaussagen) 30. März 2020

38 Gemäß der [list of underground gas storages by International Gas Union](#). (Liste der unterirdischen Gasspeicher der internationalen Gasunion)

39 Gas Infrastructure Europe: [Storage database](#), (Speicherdatenbank), Dezember 2018

40 Caglayan et al.: [Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe](#), (Technisches Potenzial von Salzkavernen zur Speicherung von Wasserstoff) Oktober 2019

Abbildung 2: Überblick potenzieller Standorte von Salzkavernen in ganz Europa sowie ihrer entsprechenden Energiedichte (Caglayan et al., 2019)



27 » IST ES SICHERER, REINEN WASSERSTOFF ODER WASSERSTOFFGEMISCHE ZU SPEICHERN?

Unterirdische Speicheranlagen zeichnen sich durch zahlreiche Vorteile im Umgang mit Wasserstoff aus, wie z.B. kein Sauerstoff, da unterirdisch, oder hoher Flüssigkeitsdruck. Die Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen ist eine bewährte Technologie, so gibt es bereits zahlreiche Standorte in Nordengland und in den Vereinigten Staaten. Die Toleranz ausgeörderter Gasfelder für eine Wasserstoffbeimischung von bis zu 10% wurde an bestehenden Anlagen erfolgreich getestet und wirkte sich nicht negativ auf die Sicherheit aus⁴¹.

Darüber hinaus werden im Falle einer geplanten Wasserstoffbeimischung alle Auswirkungen der Zumischung insbesondere auf die Integrität des Speichers (Dichtungen und installierte Komponenten, Kompatibilität der Materialien usw.) vor dem Einspritzvorgang sorgfältig geprüft. Ziel ist sicherzustellen, dass es zu keiner Migration aus der Lagerstätte und einer Veränderung des Gesteins kommt.

41 Tichler, A., Zauner, A., Baresch, M., De Bruyn, K., Friedl, C., Furtlehner, M., Goers, S., Lindorfer, J., Mayerhofer, J., Reiter, G. & Schwarz, M. (2017): [Underground Sun Storage: Final Report Public](#), (Unterirdische Speicherung von Sonnenenergie: öffentlicher Abschlussbericht), Januar 2020.

ÜBER DIE AUTOREN

ENTSOG, der Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas wurde im Einklang mit der Verordnung (EG) 715/2009 gegründet und spielt eine Schlüsselrolle bei der Förderung der Integration der europäischen Gasmärkte, der Sicherstellung der technischen Interoperabilität und der Gewährleistung von Versorgungssicherheit durch Gasinfrastrukturplanung. Mit Blick auf die Zukunft trägt ENTSOG in Übereinstimmung mit den Energie- und Klimazielen der EU, insbesondere durch die Integration von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen über zukunftssichere Gastransportleitungen zur Netto-Null-De karbonisierung bis 2050 bei. Für weiterführende Informationen besuchen Sie bitte unsere Website unter www.entsog.eu oder kontaktieren Sie uns unter info@entsog.eu

Gas Infrastructure Europe (GIE) ist der Verband der europäischen Gasinfrastrukturbetreiber. Seine Mitglieder betreiben Gasfernleitungsnetze, Untergrundspeicher und Flüssiggas-Terminals. GIE hat rund 70 Mitglieder aus 27 europäischen Ländern und steht für die vielfältigen Pfade der EU-Regionen auf dem Weg zur Dekarbonisierung. Die GIE-Mitglieder wollen einen engagierten Beitrag zur Erreichung des Ziels der EU leisten, Europa zum ersten Kontinent zu machen, der bis 2050 klimaneutral ist. Für weiterführenden Informationen besuchen Sie bitte unsere Website unter www.gie.eu oder kontaktieren Sie uns unter gie@gie.eu

Hydrogen Europe vertritt als europäischer Dachverband die Interessen der Wasserstoff- und Brennstoffzellenindustrie sowie ihrer Stakeholder. Hydrogen Europe fördert Wasserstoff als Wegbereiter für eine emissionsfreie Gesellschaft. Mit seinen mehr als 260 Mitgliedsunternehmen und 27 nationalen Verbänden deckt unser Dachverband die gesamte Wertschöpfungskette entlang des europäischen Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Ökosystems in Zusammenarbeit mit der Europäischen Kommission im Fuel Cell Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU) ab. Für weitere Informationen besuchen Sie bitte unsere Website unter www.hydrogeneurope.eu oder kontaktieren Sie uns unter secretariat@hydrogeneurope.eu



IMPRESSUM

Veröffentlicht von:

ENTSOG AISBL
Avenue de Cortenbergh 100
1000 Brussels, Belgium
www.entsog.eu

GIE
Avenue de Cortenbergh 100
1000 Brussels, Belgium
www.gie.eu

Hydrogen Europe
Avenue de la Toison d'Or 56-60
1060 Brussels, Belgium
www.hydrogeneurope.eu

Design

DreiDreizehn GmbH, Berlin
www.313.de

Bilder

Umschlag: Mit freundlicher Genehmigung von ONTRAS/Peter Eichler
Seite 9: @ Dreamstime