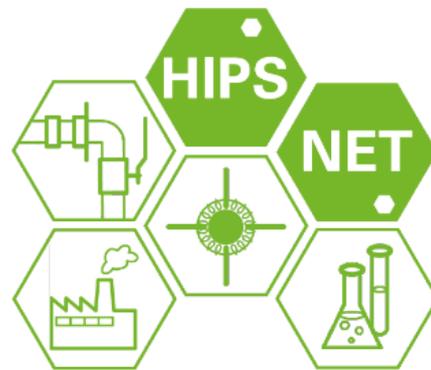


HIPS-NET

“ESTABLISHING A PAN-EUROPEAN UNDERSTANDING
OF ADMISSIBLE HYDROGEN CONCENTRATION IN THE NATURAL GAS GRID”



NEWSLETTER #42

FEBRUAR, 2023

Liebe HIPS-Net Partner,

wir hoffen, dass Sie alle einen guten Start in das neue Jahr 2023 hatten und wünschen Ihnen alles Gute!

Der 42. Newsletter beinhaltet folgende spannende Themen:

- Afrikas Grüne Wasserstoff Revolution | Afrika
- Unterspeicherung von grünem Wasserstoff in Kavernen – Grenzen für Verdichtersysteme | Deutschland
- MéthyCentre Projekt – katalytische Methanisierung | Frankreich
- Australiens erste Wasserstoff-Großanlage Yuri in Pilbara | Australien
- Wasserstoff in der Industrie: Stahlproduktion, Lackiererei und Glasschmelze | Deutschland, Schweden
- „Hydrogen Infrastructure Map Europe“ | Europa

Wir wünschen Ihnen viel Spaß beim Lesen!

Bitte merken Sie sich in Ihrem Kalender den Termin für den 10. HIPS-NET Workshop vor. Wir sind sehr optimistisch, dass wir uns am 15. Juni 2023 endlich wieder in Brüssel treffen können (am Vorabend gibt es ein ungezwungenes gemeinsames Essen). Wenn es von Ihrer Seite Interesse gibt einen Vortrag zu halten, melden Sie sich gerne bei Josephine. Wir freuen uns schon sehr drauf!

Ihr HIPS-NET Team

Gert, Josephine und Ruven



INHALT

Inhalt NEWSLETTER #42

- 2 Afrikas grüne Wasserstoffrevolution | Afrika
- 5 Unterspeicherung von grünem H₂ - Verdichter | Deutschland
- 6 MéthyCentre Projekt—katalytische Methanisierung | Frankreich
- 7 Australiens erste Wasserstoff-Großanlage Yuri | Australien
- 8 H₂ in der Industrie: Stahl, Lackiererei, Glas | Deutschland, Schweden
- 10 „Hydrogen Infrastructure Map Europe“ | Europa

AFRIKAS GRÜNE WASSERSTOFFREVOLUTION | AFRIKA



Im November 2022 ist der Bericht „Africa’s Green Energy Revolution – Hydrogen’s role in unlocking Africa’s untapped renewables“ erschienen. Dieser Bericht wurde von Masdar (Abu Dhabi Future Energy Company) und ADSW (Abu Dhabi Sustainability Week) mit analytischer Unterstützung von McKinsey & Company erstellt.

Hintergrund

Der afrikanische Kontinent ist geeignet kostengünstigen, erneuerbaren Wasserstoff für den Export und die heimische Nutzung zu produzieren, da mehrere Regionen im nördlichen und südlichen Teil Afrikas über sehr günstige Wind- und Solarressourcen verfügen. Nationale und internationale Akteure erkennen dieses Potenzial zunehmend, und die Wasserstoffaktivität auf dem afrikanischen Kontinent nimmt zu. Auf afrikanische Länder entfallen heute etwa 3 % der weltweit angekündigten Wasserstoffprojekte. Dies ist zwar immer noch ein kleiner Anteil, jedoch verdoppelte sich die angekündigte Kapazität allein im letzten Jahr.

Nordafrika ist einzigartig positioniert, um die europäischen Nachfragezentren zu bedienen, und kann aufgrund der geringen Entfernungen (z.B. etwa 3.300 km von Algerien nach Deutschland) Wasserstoff direkt liefern. Unternehmen können die bestehende Infrastruktur für den Erdgasexport zu Wasserstoffpipelines umrüsten (z. B. in Algerien, Tunesien und Libyen). Teile Nordwestafrikas (wie Marokko oder Mauritania) sind aufgrund attraktiver Solar- und Windressourcen und der Nähe zu Europa und dem Export von reinem Wasserstoff über Pipelines auf globaler Ebene wettbewerbsfähig.

Ein Blick in die Glaskugel

Afrika könnte bis 2050 eine Wasserstoffproduktion von 30 bis 60 Mio. Tonnen pro Jahr erreichen, was Investitionen in Höhe von 680 bis 1.300 Mrd. USD erfordert. Eine solche Wasserstoffindustrie würde wahrscheinlich 1,9 bis 3,7 Mio. Arbeitsplätze in der afrikanischen Wirtschaft schaffen und einen positiven Einfluss auf das Bruttoinlandsprodukt von 60 bis 120 Mrd. USD im Jahr 2050 haben. Zu den weiteren sozioökonomischen Vorteilen zählen eine breitere wirtschaftliche Entwicklung und die Elektrifizierung der afrikanischen Gesellschaften, die Schaffung eines saubereren Energiesystems und eine geringere Abhängigkeit von importierten fossilen Brennstoffen.

Afrika verfügt über eine potenzielle Kapazität von ca. 850 Terawatt (TW) an Solar- und Windenergie. Würden nur 2 % davon, d. h. 17 TW an erneuerbaren Energien, für die Produktion von grünem Wasserstoff genutzt, könnten etwa 900 Mio. Tonnen pro Jahr produziert werden, was etwa dem 1,5-

fachen des weltweiten Gesamtbedarfs von 610 Mio. Tonnen pro Jahr im Jahr 2050 entspricht.

Vorteile des grünen Wasserstoffs für Afrika

Grüner Wasserstoff kann den Einsatz erneuerbarer Energien in Afrika auf drei Arten beschleunigen und ausweiten:

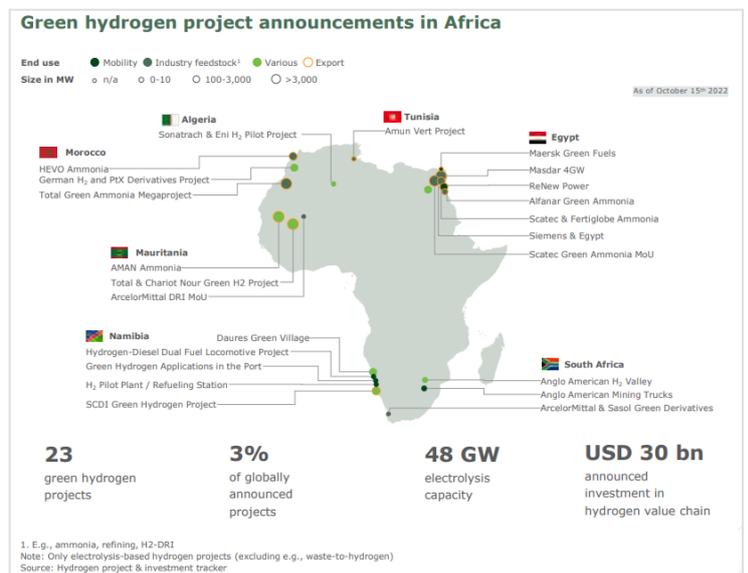
1. Grüner Wasserstoff dient als Anker für die Einbindung erneuerbarer Energien in das Energiesystem.
2. Anlagen zur Erzeugung von grünem Wasserstoff fungieren als Netzpuffer, der eine bessere Integration der erneuerbaren Energien in das System ermöglicht.
3. Grüne Wasserstoffprojekte schaffen ein Ökosystem und eine Infrastruktur für erneuerbare Energien, lokale Arbeitsplätze, Zugang zu neuen Technologien, kofinanzieren die Infrastruktur und öffnen die Tür für neue ausländische Investoren.

Sechs entscheidende Umsetzungsschritte

Um dies umzusetzen, müssen sowohl Regierungen als auch der Privatsektor handeln. Es wurden sechs entscheidende Punkte analysiert, die erforderliche Investitionen erleichtern können:

1. Integrierte Vision und Masterplan für Energie aus erneuerbaren Energien und Wasserstoff (Leitfaden)
2. Steuerung, (internationale) Koordinierung und Mobilisierung
3. Nationaler Rechtsrahmen für Wasserstoffausfuhr und internationale Angleichung
4. Umfangreiche Infrastrukturinvestitionen (Netzkapazitäten, Straßen, Häfen, Wasserentsalzung)
5. Innovation und Qualifikation von Arbeitskräften
6. Mechanismen zur Verringerung des Projektrisikos

Status Quo H₂-Projektankündigungen



ANKÜNDIGUNGEN VON GRÜNEN WASSERSTOFFPROJEKTEN IN AFRIKA (QUELLE: BERICHT, S. 12)

Afrikanische Regierungen und Unternehmen, internationale Investoren und globale Energieunternehmen erkennen zunehmend die Chancen, die Wasserstoff bietet. In den letzten drei Jahren haben sich mehr als 20 Projekte in ganz Afrika (siehe Abbildung) mit einer Elektrolyseurkapazität von etwa 48 Gigawatt (GW) entwickelt. Mehr als 90 % dieser Volumina konzentrieren sich auf Exporte (hauptsächlich Ammoniak), während der Rest auf die Inlandsnachfrage im Verkehrssektor, Chemie- und Düngemittelsektor abzielt. Etwa 15 % der Investitionen befinden sich in Durchführbarkeits- oder Front-End-Engineering oder FEED-Studien (Front-End-Engineering-Design), während sich etwa 85 % in einem frühen Stadium der Ankündigung befinden.

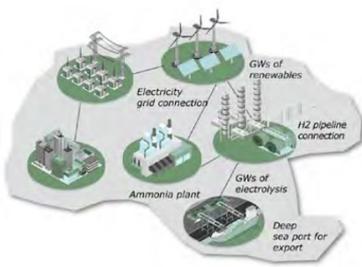
Untersuchung zu Projekttypen

In der Studie werden drei Projekttypen untersucht: Netzgekoppelte Exporte, Exportinsel und grüner Wasserstoff für den Vor-Ort-Bedarf. Die ersten beiden Projekttypen werden hier kurz näher vorgestellt.

A) Projekttyp „Netzgekoppelte Exporte“

Dieser Projekttyp umfasst groß angelegte Wasserstoffprojekte mit mehreren GW erneuerbarer Energie und Elektrolyse, die an das Netz angeschlossen sind. Der Projekttyp des netzgekoppelten Exports zielt hauptsächlich darauf ab, entweder reinen Wasserstoff (für die Pipeline-Einspeisung) oder Derivate wie Ammoniak oder synthetische Kraftstoffe für den Export zu produzieren. Das Projekt wird für die gesamte oder einen Teil der Energiemenge an das Netz angeschlossen und kann Strom aus dem Netz beziehen - oder Energie in das Netz einspeisen, um den lokalen Bedarf zu decken. Solche Projekte können an Exportstandorten durchgeführt werden, an denen auch ein erheblicher potenzieller lokaler Energiebedarf besteht, wie z. B. in der Nähe von Kairo in Ägypten. Um die neue Energie zu integrieren, kann eine Aufrüstung des bestehenden Übertragungsnetzes (z. B. höhere Leitungskapazitäten) erforderlich sein.

Grid-connected export project



Infrastructure connection	Full/partial grid connection, hydrogen pipeline connection possible
Project size	RES and electrolysis capacity in GWs
Production focus	Pure hydrogen, derivatives (e.g., ammonia, syngas)
Target use	Export (primary), local use (secondary)
Involved stakeholders	Investors (foreign), transmission system operators (local), government entities (local/foreign)

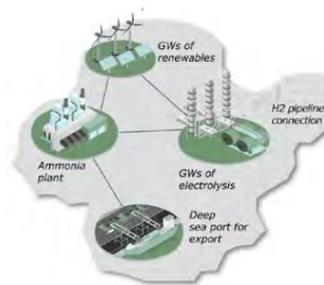
PROJEKTYP „NETZGEKOPPELTE EXPORTE“ (QUELLE: BERICHT, S. 16)

B) Projekttyp „Exportinsel“

Der zweite Projekttyp, die Exportinsel, ähnelt dem Projekttyp des netzgekoppelten Exports in Bezug auf Größe und Endnutzung. Bei diesen Projekten handelt es sich jedoch um vollständig isolierte Energieinseln, die ungenutzte erneuerbare Ressourcen für den Energieexport nutzen, ohne eine

physische Verbindung zum gesamten inländischen Energiesystem oder Netz herzustellen. Die Projektentwickler und -eigentümer sind in der Regel überwiegend ausländische Unternehmen. Solche Projekte können an abgelegenen Wüstenstandorten durchgeführt werden, z. B. in Südnamibia, weit weg von den großen Städten. Das im Rahmen eines solchen Projekts entwickelte autonome Energiesystem könnte zu einem späteren Zeitpunkt an das Stromnetz (oder sogar an andere Projekte) angeschlossen werden, um so schrittweise zu einem integrierten Energiesystem überzugehen. Darüber hinaus könnten Verbindungen hergestellt werden, um nahe gelegene Gemeinden mit kostengünstigem Strom zu versorgen, was sich auf diese direkt positiv auswirken würde.

Export island project



Infrastructure connection	No grid connection, hydrogen pipeline connection possible
Project size	RES and electrolysis capacity in GWs
Production focus	Pure hydrogen, derivatives (e.g., ammonia, syngas)
Target use	Export
Involved stakeholders	Investors (foreign) government entities (local/foreign)

PROJEKTYP „EXPORTINSEL“ (QUELLE: BERICHT, S. 16)

Überlegungen zur Regulierung

Die Regulierung sollte verlässlich sein und eine effektive Geschäftsplanung ermöglichen. Dazu gehören klare und verlässliche Steuersysteme und Vertragssicherheit, die von wirksamen Gerichten und Institutionen überwacht werden, aber es gibt auch spezielle regulatorische Überlegungen für Großprojekte im Bereich erneuerbare Energien und Wasserstoff:

- Gewährleistung der Konformität mit internationalen Normen für grünen Wasserstoff, damit Importeure die volle Wirkung der Dekarbonisierung geltend machen können. Dies könnte die Festlegung von Standards wie Schwellenwerte für den Kohlenstoffgehalt während des gesamten Lebenszyklus in Übereinstimmung mit der EU beinhalten.
- Wirksame Behandlung von Netzentgelten für Wasserstoffproduzenten. Dient Wasserstoff beispielsweise als ergänzende Ausgleichsleistung für das Netz, können die Regulierungsbehörden auf diese Gebühren verzichten.
- Klarer und transparenter Zugang zu Grundstücken und Genehmigungsverfahren für erneuerbare Energien plus Wasserstoff, die sicherstellen, dass sowohl Investoren als auch die örtliche Bevölkerung eine faire Behandlung und Entschädigung erhalten.

Überlegungen zur Infrastruktur

Für die Produktion und den Transport von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten werden in erheblichem Umfang neue Infrastrukturen benötigt. Dazu gehören Exporthäfen, Pipelines

für den Wasserstofftransport, Wasserentsalzungsanlagen, Netzausbau und Straßen in großen Gebieten, die für erneuerbare Energien neu erschlossen werden. Es ist zwar unwahrscheinlich, dass die Staatsfinanzen es den Ländern erlauben werden all diese Infrastrukturinvestitionen aus öffentlichen Mitteln zu tätigen, doch sollten die Länder eine strategische Diskussion darüber führen wie solche Investitionen ermöglicht werden können und in welche Anlagen die Regierungen (mit-)investieren sollten um Investitionen anzuziehen. Wenn beispielsweise das Stromnetz öffentlich ist, könnte es entweder eine gesetzliche Ausnahmeregelung für private Investitionen in zusätzliche Übertragungskapazitäten geben, oder es könnten öffentliche Mittel über eine angepasste Übertragungsnetzgebühr für den Entwickler des Wasserstoffprojekts, der die Verbindung nutzt, investiert werden.

Hintergrundinformationen zu Masdar

Das Unternehmen Masdar arbeitete in jüngster Zeit mit anderen Energiekonzernen und Regierungen zusammen, um die Entwicklung von grünem Wasserstoff als zukünftigen Energieträger voranzutreiben. Zu den milliardenschweren Investitionen von Masdar in saubere Energien gehört eine umfangreiche Zusammenarbeit zur Herstellung von grünem Wasserstoff und verwandten nachhaltigen synthetischen Kraftstoffen in Abu Dhabi, das sogenannte Projekt Green Falcon.

Im April 2022 vereinbarten Masdar und die ägyptischen Hassan Allam Utilities eine Zusammenarbeit bei der Entwicklung von Anlagen zur Herstellung von grünem Wasserstoff in der Wirtschaftszone des Suezkanals und an der Mittelmeerküste. Es soll eine strategische Plattform für die Entwicklung von Anlagen zur Produktion von grünem Wasserstoff an der Mittelmeerküste Ägyptens eingerichtet werden. Das Projekt zielt darauf ab, bis 2030 eine Elektrolyseurkapazität von 4 GW und eine Produktion von bis zu 480.000 Tonnen grünem Wasserstoff pro Jahr zu erreichen.

Zwei Projektbeispiele aus Namibia

Die Voraussetzungen in Namibia sind besonders gut: In der Namibwüste erreicht die Sonneneinstrahlung globale Spitzenwerte, an der südwestafrikanischen Küste wehen kräftige Winde und die Nähe zu den Häfen Walvis Bay und Lüderitz



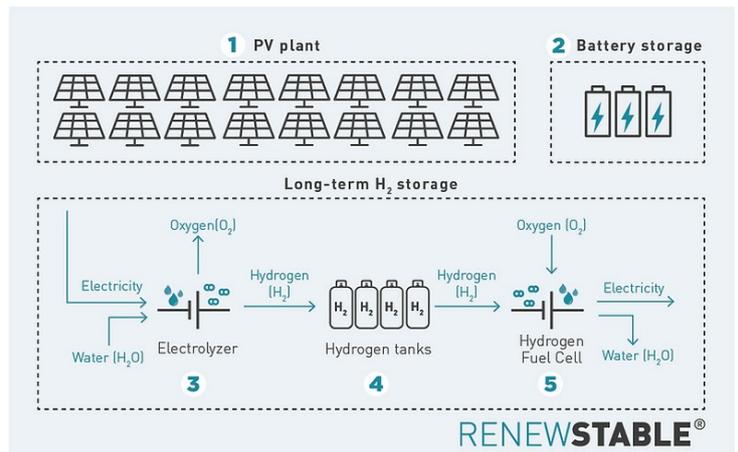
HYPHEN HYDROGEN ENERGY (QUELLE: GH2 NAMIBIA)

erleichtern den Export. An einer nationalen Wasserstoffstrategie wird noch gearbeitet, dennoch sind schon erste Projekte auf dem Weg zur Umsetzung. Projektträger sind meist Konsortien aus namibischen und internationalen Unternehmen und Institutionen.

A) Tsau IlKhaeb National Park Project des Konsortiums Hyphen Hydrogen Energy

An diesem Projekt sind die Investitionsgesellschaft Nicholas Holdings und das deutsche Energieunternehmen Enertrag beteiligt. Im Nationalpark Tsau IlKhaeb, auf einer Fläche von 4000 km², dem ehemaligen Diamantensperrgebiet nahe der Stadt Lüderitz, sollen 5 GW Erzeugungskapazitäten für Solar- und Windstrom aufgebaut werden und die erzeugte Elektrizität mittels Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt werden. Das benötigte Wasser wird mittels Meerwasserentsalzung aufbereitet. Auf diesem Weg sollen pro Jahr rund 300.000 Tonnen H₂ erzeugt werden.

B) Renewable Swakopmund



RENEWSTABLE SWAKOPMUND (QUELLE: HDF ENERGY NAMIBIA)

Das französische Unternehmen Hydrogène de France (HDF) entwickelt bei Swakopmund ein Vorhaben, welches auf die durchgehende Stromversorgung auf Basis von Sonnenenergie abzielt. Hierfür dient Wasserstoff als Speichermedium für ein Solarkraftwerk mit 85 MW. Wenn die Sonne nicht scheint, kann die in Brennstoffzellen gespeicherte Energie wieder in Elektrizität umgewandelt werden.

Quelle Bericht: [report_africas_green_energy_revolution.pdf](#) ([energycentral.com](#))

Quelle Namibia: [Großprojekte machen Namibia zum Zentrum der Wasserstoffwirtschaft | Branchen | Namibia | Wasserstoff \(gtai.de\)](#)

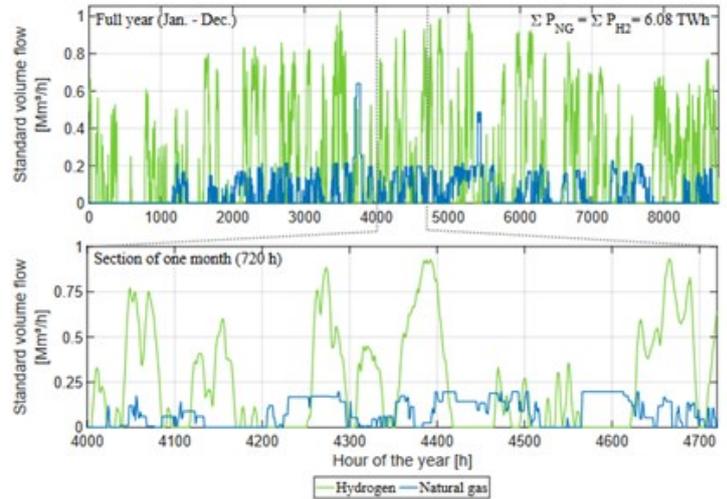
UNTERGRUNDSPEICHERUNG VON GRÜNEM WASSERSTOFF IN KAVERNEN—GRENZEN FÜR VERDICHERSYSTEME | DEUTSCHLAND

Das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt veröffentlichte im August 2022 eine Studie über die Anforderungen an Kompressorsysteme für Kavernenspeicher zur Speicherung von grünem Wasserstoff. Mit der Energiewende von fossilen Brennstoffen zu erneuerbaren Energien kann grüner Wasserstoff aus erneuerbarem Strom durch Elektrolyse hergestellt werden. Aufgrund der zeitlichen Diskrepanz zwischen Wasserstoffproduktion und -nachfrage muss der Wasserstoff gespeichert werden. Salzkavernen sind für die Speicherung von Wasserstoff geeignet.

Im Rahmen der Studie wurde exemplarisch eine Kaverne in Niedersachsen untersucht, da hier erneuerbare Energien und Kavernengasspeicher zur Verfügung stehen. Aus Einspeisereihen erneuerbarer Energiequellen wurde ein Wasserstoffspeicherbedarfsprofil von einem Jahr in stündlicher Auflösung entwickelt. Das für den Verdichterbetrieb relevante Einspeiseprofil wurde mit aktuellen Erdgas-Einspeisebetriebsarten verglichen.

Ziel der Studie war es, Konzepte für eine technisch machbare und energieeffiziente unterirdische Speicherung von grünem Wasserstoff zu entwerfen und zu modellieren. Zunächst wurden die Randbedingungen der Kaverne mit den Bilanzgrenzen, dem Druck im Transmissionsnetz, dem Wasserstoffspeicherbedarf (Prognose für 2050) und der erforderlichen Kavernengröße definiert.

Schließlich wurden die erforderlichen Speicherbedingungen für Wasserstoff mit den Parametern für Erdgas verglichen (siehe Abbildung rechts und Tabelle unterhalb). Der Vergleich basiert auf der Menge der jährlich gespeicherten Wasserstoffenergie.



VERGLEICH DER NORMVOLUMENSTRÖME DER EINSPEISUNG ZWISCHEN ERDGAS- (BLAU) UND WASSERSTOFFSPEICHERN (GRÜN) MIT BILANZIERTEN JAHRESENERGIEMENGEN (QUELLE: DLR)

Die unterschiedlichen Kompressibilitätsfaktoren der Gase führen zu einem etwa 4,4-fach größeren geometrischen Kavernenvolumen für Wasserstoff. Die Speicherung von Erdgas ist jedoch saisonaler als die von grünem Wasserstoff, so dass nur etwa die 2,4-fache geometrische Kavernengröße benötigt wird.

Mit zunehmendem Anteil der lokal erzeugten Wasserstoffmengen werden Gasspeicher zunehmend die Rolle der Druckstabilisierung im Gasnetz übernehmen, um Abschaltungen von Erzeugungsanlagen zu vermeiden.

Hinsichtlich des Verdichtersystems eines Wasserstoffspeichers sind im Vergleich zu einem Erdgasspeicher folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- Drei- bis vierfach höhere Normvolumenströme erfordern größere Verdichterkapazitäten. Volumenströme, die nicht verarbeitet werden können, würden zu einer Druckveränderung im vorgelagerten Transportnetz, einer Abschaltung der Wasserstoffproduktion und der vorgelagerten regenerativen Energieerzeugung führen.
- Die Kompressoren sollten auf eine schnelle Reaktion ausgelegt sein und über eine weitreichende Regelbarkeit verfügen.
- Eine weitere Lösung könnten Pufferspeicher zur Kompensation hoher dynamischer, aber kleiner Kapazitäten sein.
- Es ist ein größerer Anteil an Speichern mit einer Laufzeit von weniger als einem Jahr zu erwarten, was zu einer Verdoppelung der Speicherzyklen führt.
- Die gleichmäßigere Verteilung der Injektionsphasen über das Jahr ist z.B. für die Wartungsplanung der Verdichter relevant und unterstreicht die Rolle der Redundanz von Verdichtersystemen im Gasspeicherbetrieb.

	Wasserstoff	Erdgas (Typ H)
Jährlich gespeicherte Energie [TWh]	6,08	6,08
Oberer Heizwert [kWh/m³]	3,54	11,449
Erforderliches Standard-Arbeitsgasvolumen [Mm³]	580,3	360,9
Erforderliches geometrisches Volumen [Mm³]	6,80	2,78
Energiespeicherkapazität der Kavernen (einmalige Befüllung) [TWh]	2,05	4,13
Durchschnittl. Anzahl der Zyklen (gespeicherte Energie/Kapazität) [a ⁻¹]	2,96	1,47

VERGLEICH DER ERFORDERLICHEN SPEICHERKONDITIONEN FÜR WASSERSTOFF- UND ERDGASSPEICHERPARAMETER (QUELLE: DLR)

In diesem Szenario wurde eine Menge von 6,08 TWh an gespeicherter Energie pro Jahr berechnet. Für den Vergleich wurde dies sowohl für Wasserstoff als auch für Erdgas berücksichtigt. Die Ergebnisse der Studie zeigen deutliche Unterschiede zwischen der Speicherung von Erdgas und Wasserstoff. Wasserstoff hat einen geringeren Brennwert als Erdgas. Daher ist für Wasserstoff ein Arbeitsgasvolumen erforderlich, das etwa 3,2 Mal größer ist als das von Erdgas.

Das Profil des Wasserstoffbedarfs (siehe Abbildung) ist sehr dynamisch. Es zeigt eine erhöhte Einspeisung während des Sommers und eine verstärkte Entnahme im Winter. Das Speicherprofil hängt stark von der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien sowie von der Wasserstoffnachfrage, der geografischen Lage und dem regionalen Energiesystem ab.

Quelle: Underground Storage of Green Hydrogen—Boundary Conditions for Compressor Systems (dlr.de)

MÉTHYCENTRE PROJEKT—INNOVATIVE VERKNÜPFUNG VON WASSERSTOFFMOBILITÄT, SYNTHETISCHEM UND BIO-METHAN | FRANKREICH

MéthyCentre ist ein innovatives Power-to-Gas Projekt in Frankreich zur Herstellung erneuerbarer Gase für grüne Mobilitätsanwendungen und zur Speicher- bzw. Netzeinspeisung. Das Projekt kombiniert und testet das Zusammenspiel von Elektrolyse, Methanisierung und Gasreinigung unter der Leitung von Storengy (Spezialist für Energiespeicherung). Hauptziel des Projektes ist die technische und wirtschaftliche Machbarkeit des Verfahrens zu demonstrieren und zu bewerten, um die Industrialisierung der Methanisierung zu beschleunigen.

Das Konzept - Kopplung von anaerober Vergärung und Power-to-Gas

Der für die Methanisierung benötigte Wasserstoff wird aus grünem Strom in einem Elektrolyseur vor Ort erzeugt, wobei ein Teil des grünen Wasserstoffs für Wasserstofftankstellen genutzt werden kann. Der andere Teil des Wasserstoffes wird in einem Methanisierungsprozess mit Kohlendioxid (CO₂) kombiniert, welches bei der Reinigung von Biogas als Nebenprodukt entsteht. Sowohl das synthetische Methan als auch das Biomethan werden in das Gasnetz eingespeist und für die grüne Mobilität genutzt.

MéthyCentre - katalytische Methanisierung

Das Projekt MéthyCentre ist das erste Projekt im Bereich Power-to-Gas, das Biogaserzeugung, Wasserstoff-Elektrolyse und *katalytische* Methanisierung miteinander koppelt. Es wird von Storengy und seinen Partnern KHIMOD (Methanisierungsanlage), PRODEVAL (Spezialist für die Aufbereitung und Verwertung von Biogas aus der Methanisie-

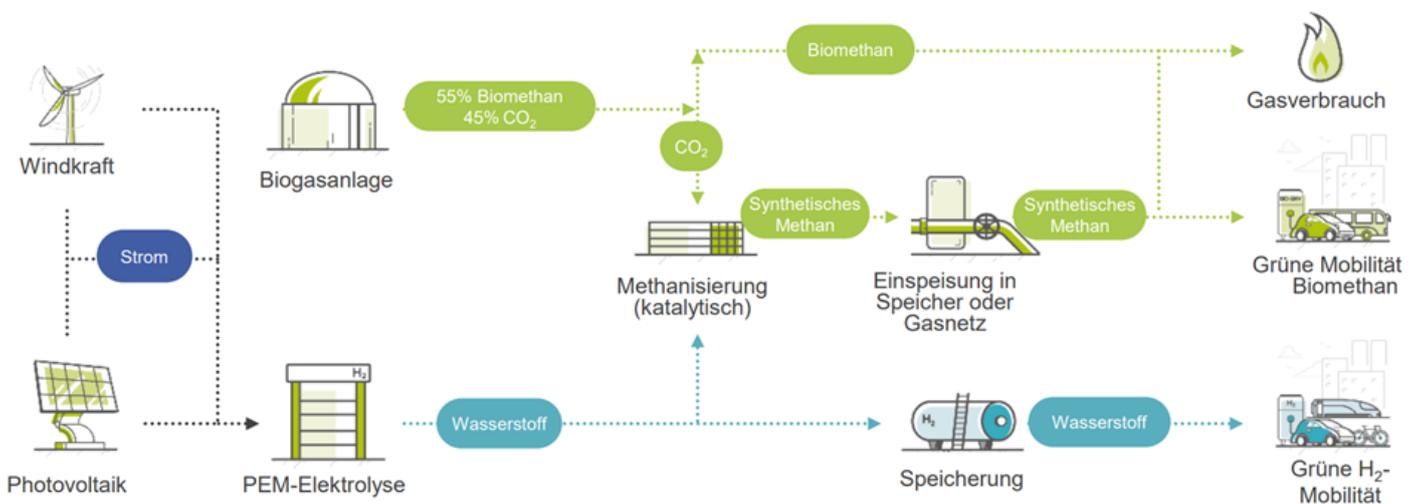
rung von organischen Abfällen), CEA und ELOGEN (Konzeption und Montage von Elektrolyseuren) auf einem 2 ha großen Grundstück in der Region Centre-Val de Loire realisiert. Der Baubeginn war im Juni 2021, die Inbetriebnahme ist für 2023 vorgesehen.

In einer Biogasanlage wird organisches Material von landwirtschaftlichen Betrieben in der Umgebung in Biomethan, CO₂ und organischen Dünger, der in der Landwirtschaft genutzt werden kann, umgewandelt. Das entstandene CO₂ wird für die *katalytische* Methanisierung weiterverwendet. Der hierfür benötigte Wasserstoff wird durch den Einsatz eines 250 kW PEM-Elektrolyseurs gewonnen. Die Wasserstoffherzeugung entspricht etwa 50 kg/Tag und deckt den Bedarf von 20 leichten Fahrzeugen. Hierbei verbraucht MéthyCentre pro Jahr etwa 1 GWh erneuerbaren Strom aus dem Netz, so wie 400 m³ Wasser. Mittels Membrantrennung werden sowohl das Biogas als auch das Synthesegas entsprechend den Spezifikationen für grüne Gase gereinigt und aufbereitet. Auf diese Weise werden stündlich rund 50 m³ Methan produziert.

Quellen:



- Methycentre | MéthyCentre
- MéthyCentre - Gas Infrastructure Europe Gas Infrastructure Europe (gie.eu)



SYSTEMATISCHE ABBILDUNG DES PROJEKTES MÉTHYCENTRE (QUELLE: MÉTHYCENTRE.PDF (STORENGY.DE))

AUSTRALIENS ERSTE WASSERSTOFF-GROßANLAGE YURI IN DER PILBARA-REGION | AUSTRALIEN

Eine der weltweit größten Anlagen für erneuerbaren Wasserstoff soll in der Pilbara-Region gebaut werden, um die bestehende Ammoniakanlage von Yara Pilbara Fertilisers (Yara) in der Nähe von Karratha in Westaustralien mit Wasserstoff und Strom zu versorgen. Die Genehmigungsverfahren sind abgeschlossen, mit Yara wurde ein Vertrag über die 100-prozentige Abnahme geschlossen, und der Bau des Projekts startete im November 2022 und soll bis Mitte 2024 abgeschlossen sein. Nach seiner Fertigstellung wird dies der größte Elektrolyseur Australiens sein, der in der ersten Projektphase bis zu 640 Tonnen erneuerbaren Wasserstoff pro Jahr produzieren kann. Dies wird der Schlüssel zur Entwicklung eines grünen Wasserstoffzentrums in Pilbara sein, das lokale und Exportmärkte bedient und auf der bestehenden Exportinfrastruktur und den reichhaltigen erneuerbaren Energieressourcen in der Region aufbaut. Das Projekt wird auch Wissen und Erfahrungen in den Bereichen Engagement in der Gemeinde, Genehmigungsverfahren und Beteiligung der Industrie weitergeben.

Das Projekt wird von ENGIE und Mitsui, der australischen Agentur für erneuerbare Energien (ARENA) (47.5 Millionen Dollar) und dem Western Australian Government's Renewable Hydrogen Fund im Rahmen der Renewable Hydrogen Strategy der westaustralischen Regierung (2 Millionen Dollar) finanziert.

Project Details	
FINAL INVESTMENT DECISION	September 2022
CONSTRUCTION COMMENCEMENT	October 2022
SCHEDULED COMPLETION	June 2024
TOTAL PROJECT COST	\$87 million
EPC CONTRACTOR	Technip Energies & Monford Group
ELECTROLYSER	10 MW (supplied by Peric)
PRODUCTION	Up to 640 tonnes of hydrogen produced each year
BATTERY STORAGE	8 MW/8MWh (supplied by Sungrow)
SOLAR PV PLANT	18 MW (inverters supplied by Sungrow)
AVOIDED CO ₂ EMISSIONS	6592 tonnes CO ₂ per annum
WATER USE	7,296,000 l or 7,296 m ³ per annum

YURI FACTSHEET (QUELLE: ENGIE)

Das 87-Millionen-Dollar-Projekt umfasst:

- einen 10 MW Elektrolyseur zur Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff
- ein 18 MW Photovoltaiksystem zur Stromversorgung des Elektrolyseurs
- 8 MW / 8 MWh Lithium-Ionen-Batterie für die Speicherung
- Vermiedene CO₂-Emissionen: 6592 Tonnen CO₂ pro Jahr
- Wasserverbrauch: 7.296.000 l oder 7.296 m³ pro Jahr

"Wir haben eine starke Pipeline von Projekten in den Bereichen erneuerbare Energien, Speicherung und Wasserstoff in Australien. Mit jedem dieser Projekte, das den finanziellen Abschluss, den Bau und die Inbetriebnahme erreicht, kommen wir der Dekarbonisierung unserer Wirtschaft und der Verwirklichung unserer ehrgeizigen Netto-Null-Ziele näher", sagte Andrew Hyland, Chief Executive Officer von ENGIE Australia und New Zealand.

Quelle: Yuri Renewable Hydrogen to Ammonia Project | ENGIE

Kontakt: Carlos Trench, Head of Hydrogen Projects via E-Mail carlos.trench@engie.com

The Yuri Renewable Hydrogen Facility

Located in Karratha, Western Australia, it will include a 10 MW electrolyser powered by 18 MW of solar PV and supported by an 8 MW battery energy storage system, generating renewable hydrogen for use in Yara Australia's ammonia facility.

Key

- 10 MW electrolyser
- 18 MW solar plant
- 8 MWh battery storage

YURI PROJEKTÜBERSICHT (QUELLE: ENGIE)

WASSERSTOFF IN DER INDUSTRIE: STAHLPRODUKTION, LACKIEREREI UND GLASSCHMELZE | DEUTSCHLAND, SCHWEDEN

Stahlproduktion der Salzgitter AG mit grünem H₂

Salzgitter ist durch eine starke Industrie aus dem Stahl-, Elektronik- und Mobilitätssektor geprägt und hat das Ziel, sich als Modellregion für eine erfolgreiche Transformation von Industrie und Gesellschaft zur Klimaneutralität zu entwickeln. Die Salzgitter AG setzt mit ihrem Programm SALCOS® die vollständige Transformation des Hüttenwerkes zur grünen Stahlproduktion bis 2033 um. SALCOS bedeutet **SA**lzgitter **Lo**w **CO**₂**S**teelmaking und hat zum Ziel die Stahlproduktion in Salzgitter in drei Stufen komplett auf eine CO₂-arme Rohstahlproduktion umzustellen. Im Rahmen des Transformationsprozesses werden zwei Direktreduktionsanlagen und drei Elektroöfen errichtet, womit die bisher auf Koks Kohle basierende Stahlproduktion von einer neuen wasserstoffbasierten Route abgelöst wird. Durch eine so erreichte Einsparung von 8 Mio. t CO₂-Emissionen, kann rund 1 % der deutschen CO₂-Emissionen vermieden werden.



GRINHY2.0 SUNFIRE HOCHTEMPERATUR-ELEKTROLYSEUR IN SALZGITTER (QUELLE: SALZGITTER AG)

In Salzgitter wird bereits der weltweit größte Hochtemperatur-Elektrolyseur von Sunfire für die Herstellung von grünem Wasserstoff für die grüne Stahlproduktion genutzt. Dieser wurde im Rahmen des Projektes GrInHy2.0 (Green Industrial Hydrogen) entwickelt und erprobt, welches nach 4 Jahren Laufzeit erfolgreich abgeschlossen wurde. Seit 2019 wird der Elektrolyseur mit einer elektrischen Anschlussleistung von 720 kW auf dem Gelände der Salzgitter Flachstahl betrieben und hat eine Rekordproduktion von fast 100 Tonnen grünen Wasserstoffes für die klimaneutrale Herstellung von grünem Stahl erreicht. Der produzierte Wasserstoff wird direkt in das Wasserstoffnetz der Salzgitter Flachstahl eingespeist und anschließend in den Glühprozessen und Verzinkungsanlagen zur Stahlveredelung eingesetzt. Die Anlage erreicht mittlerweile einen elektrischen Wirkungsgrad von 84 %_{el,LHV} – was einem Energiebedarf von nur 39,7 kWh/kgH₂ entspricht – und produziert bis zu 200 Nm³ grünen Wasserstoff pro Stunde. Der Hochtemperatur-Elektrolyseur basiert auf der SOEC-Technologie (solid oxide electrolysis cell) und läuft bei Betriebstemperaturen von 850 °C. Die Anlage nutzt verfügbaren Dampf aus industrieller Abwärme und spaltet diesen mithilfe von erneuerbarem Strom in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff.

Dr. Alexander Redenius von der Salzgitter Mannesmann Forschung zieht Bilanz: „GrInHy2.0 ist ein wichtiger Baustein für unser Projekt SALCOS zur CO₂-reduzierten Stahlproduktion. Grüner Wasserstoff ist für die Herstellung von CO₂-armem Stahl unerlässlich, da sich damit sehr effizient die CO₂-Emissionen der Stahlherstellung senken lassen. Mit GrInHy2.0 haben wir viele wertvolle Erkenntnisse zur Integration einer Elektrolyse in unsere Produktionsprozesse gewonnen.“



Quelle: GrInHy2.0: Grüner Wasserstoff für grüne Stahlproduktion | Salzgitter AG (salzgitter-ag.com)

Ardagh Group und Absolut Vodka nutzen wasserstoffbetriebene Glasschmelzerei

Die Ardagh Group S.A. und Absolut Vodka entwickeln gemeinsam einen teilweise mit Wasserstoff befeuerten Glasofen für die Großproduktion der kultigen Flaschen. Diese Wasserstoff-Initiative ist für Absolut Vodka ein entscheidender Schritt, um bis 2030 vollständig CO₂-neutral zu werden.

Ardagh Glass Packaging, eine Tochtergesellschaft der Ardagh Group, hat eine Vereinbarung mit Absolut Vodka unterzeichnet, um diese teilweise mit Wasserstoff befeuerte Glaswanne ab Mitte 2023 zu nutzen. Diese innovative Kooperation wird die Umstellung des globalen Glasherstellungsprozesses auf eine nachhaltigere Zukunft beschleunigen. Im Pilotprojekt werden 20 % des Erdgases durch grünen Wasserstoff substituiert werden. Der eingesetzte Wasserstoff wird vor Ort in Ardagh mit Hilfe von Strom aus erneuerbaren Energiequellen produziert. Die Verwendung von Wasserstoff kann den CO₂-Fußabdruck von Absolut Vodka bei der Glasherstellung um 20 % verringern.

Bo Nilsson, Geschäftsführer von Ardagh Glass Limmared AB, sagt: "Unsere Industrie muss weniger abhängig von fossilen Brennstoffen sein und schneller zu mehr grüner Energie übergehen. Mit der Investition in diese neue Technologie begeben wir uns auf eine Reise zur Verringerung des CO₂-Fußabdrucks unserer Glasverpackungen. Eine solche Innovation birgt Herausforderungen, aber wir sind entschlossen, eine Vorreiterrolle bei der Zukunftssicherung unserer weltweiten Glasproduktion einzunehmen."



Quelle: Ardagh Group & Absolut Vodka co-invest in hydrogen-fired glass furnace

CO₂-ARME PRODUKTION VON GLASFLASCHEN (QUELLE: ABSOLUT VODKA)

WASSERSTOFF IN DER INDUSTRIE: STAHLPRODUKTION, LACKIEREREI UND GLASSCHMELZE | DEUTSCHLAND, SCHWEDEN

Spezialglashersteller Schott testet Einsatz von Wasserstoff für die Glasproduktion

Das Unternehmen Schott möchte bis 2030 klimaneutral werden und setzt daher auch auf den Einsatz von grünem Wasserstoff. In einem Container auf dem Werksgelände werden Wasserstoff und Erdgas gemischt und in das Herz des Werkes geleitet, wo das Gasgemisch für die Beheizung der Schmelzwannen genutzt wird. Für die Glasherstellung werden konstant Temperaturen von 1700 Grad Celsius benötigt. In der ersten Phase wurden 10 vol.% Wasserstoff beige-mischt, mittlerweile sind es 35 vol.% H₂ im Erdgas. Die ersten Ergebnisse der Tests sind vielversprechend: es werden ausreichend hohe Temperaturen für die Glasschmelze erreicht. Nun soll noch untersucht werden, ob der Einsatz von Wasserstoff Auswirkungen auf die Glasqualität hat. Für das Jahr 2023 ist ein Test mit 100 % Wasserstoff im Labor geplant.

Das einzige Problem, das noch besteht, ist die Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff. Derzeit wird noch grauer Wasserstoff genutzt, da noch keine Möglichkeit des Anschlusses an eine Wasserstoffleitung/-pipeline besteht.

Schott-Vorstandschef Frank Heinrich sagt dazu: *"Wir befinden uns mit unserem Wasserstoff-Projekt noch in einer Versuchsphase. Wenn wir Wasserstoff aber wirklich im industriellen Maßstab einsetzen wollen, brauchen wir die nötige Infrastruktur."*



WASSERSTOFF FÜR DIE GLASPRODUKTION BEI SCHOTT
(QUELLE: TAGESSCHAU.DE)



Quelle: Produktion mit Wasserstoff: Geht Industrie ohne Erdgas? | tagesschau.de



Quelle: Wasserstoffbrenner Lackiererei (bmwgroup-werke.com)

BMW-Werk ersetzt in der Lackiererei Erdgas durch Wasserstoff

Im Leipziger Werk hat der Autobauer jetzt erstmals weltweit Wasserstoffbrenner in der Lackiererei eingesetzt. Dadurch kann zur Trocknung des Fahrzeuglacks grüner Wasserstoff aus Elektrolyse statt Erdgas genutzt werden. Zusätzlich soll Wasserstoff zukünftig mehr für den Transport genutzt werden.



FLEXIBLE WASSERSTOFFBRENNER IN DER LACKIEREREI
(QUELLE: BMW GROUP)

Der Brenner kann Wasserstoff und Methan sowohl allein als auch im Gemisch verbrennen. Die Umstellung der Brennstoffe kann im laufenden Betrieb erfolgen. In den nächsten Jahren sollen insgesamt 68 Brennersysteme umgerüstet werden, welche gemeinsam mit einer Bremer Firma entwickelt wurden. Das Fraunhofer Institut IFF hat für BMW ein Sicherheitskonzept entwickelt und unterstützt bei der Integration. Um bis 2030 die Kohlenstoffemissionen in der Produktion um 80 Prozent im Vergleich zu 2019 zu senken, will BMW weitere regenerative Energiequellen, neben Wasserstoff, nutzen.

Voraussetzung für den kontinuierlichen Wasserstoffbetrieb der Brenner ist die ausreichende leitungsgebundene Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff. Dabei ist es von Vorteil, dass in der Region ein Wassernetz aufgebaut wird und BMW seinen Produktionsstandort an ein reines Wasserstoffnetz anschließen kann. Mit anderen Firmen in der Region besteht der Plan sich an die rund zwei Kilometer vom Werk entfernte Ferngasleitung anzubinden. Sie ist die zweitlängste Wasserstoff-Pipeline, mit einer Länge von 150 km, in Deutschland und wird von den Chemiefirmen Linde und Dow Chemical betrieben. Zukünftig soll in diese Pipeline vermehrt grüner Wasserstoff eingespeist werden.

Produktionsvorstand Milan Nedeljković: *„Dieser technologische Durchbruch unterstreicht unsere Innovationskraft und unseren Willen, die Nachhaltigkeit unserer Produktion kontinuierlich zu verbessern.“*

HYDROGEN INFRASTRUCTURE MAP EUROPE

In einer gemeinsamen Initiative von ENTSOG, GIE, EURO-GAS, CEDEC, GD4S und GEODE in Kooperation mit dem European Hydrogen Backbone wurde ein Bottom-up-Prozess gestartet, um alle relevanten Wasserstoffinfrastrukturprojekte zu erfassen und diese Daten anschließend in einer öffentlich zugänglichen Karte veröffentlicht.

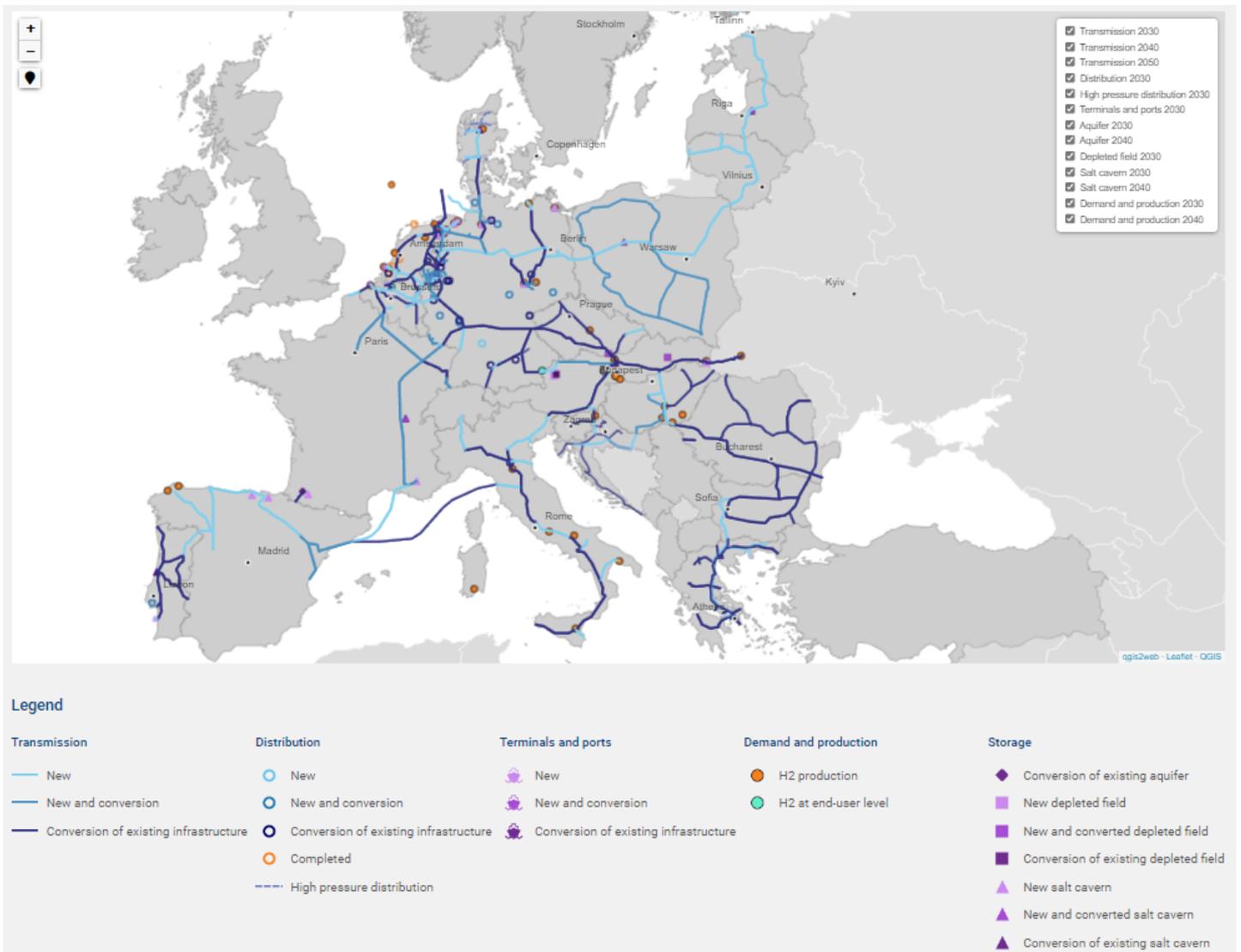
Die interaktive Wasserstoffinfrastrukturkarte beinhaltet die Projekte und Perspektiven von Fernleitungsnetzbetreibern, Verteilnetzbetreibern, Speicherbetreibern und LNG-Systembetreibern, sowie von dritten Projektträgern entlang der gesamten Wertschöpfungskette.

Sie umfasst:

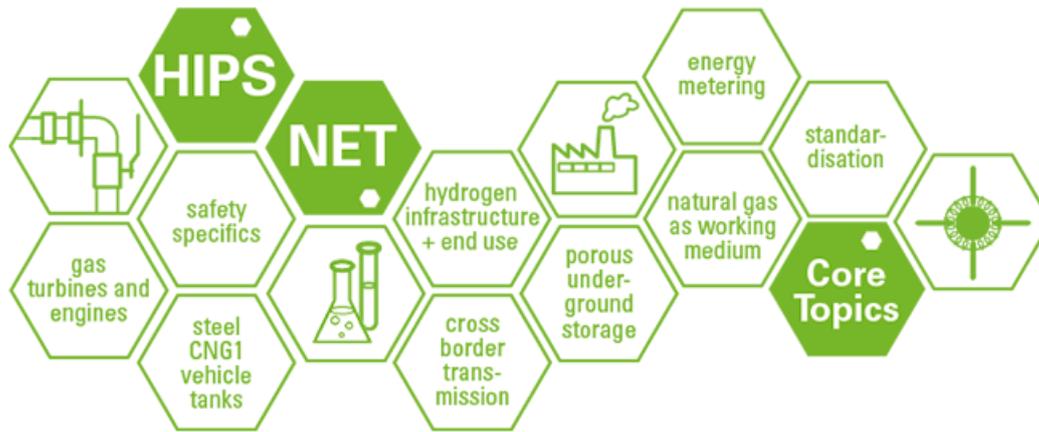
- > 220 Wasserstoffprojekte insgesamt
- > 120 Wasserstofftransport- und -verteilprojekte
- > 40 Wasserstoffspeicherprojekte
- > 10 Wasserstoffterminal- und -hafenprojekte
- > 40 Wasserstoffnachfrage- und -Herstellungsprojekte

Hier geht es zu der interaktiven Karte:

[H2 Infrastructure Map Europe \(h2inframap.eu\)](https://h2inframap.eu)



INTERAKTIVE WASSERSTOFFINFRASTRUKTURKARTE (QUELLE: H2 INFRASTRUCTURE MAP EUROPE (H2INFRAMAP.EU))



VERANSTALTUNGEN (AUSWAHL)

Februar 2023

22 Regionalkonferenz des Projektes H2-Well Markthochlauf mit dem Fokus dezentrale Wasserstoffwirtschaft Weimar, Deutschland, *Aktuelle Informationen – SolarInput*

März 2023

6-7 Hydrogen and Fuel Cells - Fuelling the Future Now Birmingham, UK, *Hydrogen and Fuel Cells – Fuelling the Future NOW – Climate Change Solutions (climate-change-solutions.co.uk)*

22-23 Hydrogen Cross Border Conference + Excursion Weser-Ems | Emmen, Netherlands + Weser-Ems-Region, Germany, *Hydrogen Cross Border Conference - Anmeldung (aanmelder.nl)*

24 H2 View's Renewables & Ecosystem Snap Summit: Making Hydrogen Hyppen | digital event, *H2 View Events (h2-viewevents.com)*

29-31 Hydrogen Days 2023 - 13th International Conference on Hydrogen Technologies | Prag, Tschechische Republik, *Hydrogen Days 2023*

PARTNER

- ALLIANDER AG, CADENT, DGC, DNV GL, ELOGEN, ENAGÁS, ENBRIDGE, ENERGINET.DK, ENGIE, EWE NETZ, GAS CONNECT AUSTRIA GMBH, GASNETZ HAMBURG, GASUM OY, GASUNIE, GRTGAZ, GRZI E.V. (FIGAWA), INFRASERV GMBH & CO. HÖCHST KG, INERIS, INNOGY SE, ITM POWER, JOINT RESEARCH CENTRE (JRC), EC, KOGAS, NAFTA A.S, NATURGY, NETZE SÜDWEST, ONTRAS, ÖVGW, OPEN GRID EUROPE GMBH, POLYMER CONSULT BUCHNER GMBH, RAG AUSTRIA AG, SHELL, SOLAR TURBINES EUROPE S.A., STORENGY, SVGW, SYNERGRID, TERÉGA, TNO, UNIPER ENERGY STORAGE GMBH, VERBAND DER CHEMISCHEN INDUSTRIE (VCI), WINTERSHALL DEA AG.

Gert Müller-Syring
Karl-Heine-Straße 109/111
04229 Leipzig, Germany
+49 341 24571 33
gert.mueller-syring@dbi-gruppe.de

Josephine Glandien
Karl-Heine-Straße 109/111
04229 Leipzig, Germany
+49 341 24571 41
josephine.glandien@dbi-gruppe.de



DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Karl-Heine-Straße 109/111
04229 Leipzig
GERMANY
www.dbi-gruppe.de
CEO: Dipl.-Ing. (FH) Gert Müller-Syring,
Dr.-Ing. Jörg Nitzsche

Certified DIN EN ISO 9001:2015
Copyright 2013 | © DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH | All rights reserved