

Aktuelle Fragestellungen beim leitungsgebundenen Transport von Wasserstoff

Frank Graf*, Volkan Isik, Maximilian Heneka, Wolfgang Köppel, Thomas Kolb, Ann-Christin Fleer und René Werner Verbücheln

DOI: 10.1002/cite.202300106

 This is an open access article under the terms of the Creative Commons Attribution-NonCommercial-NoDerivs License, which permits use and distribution in any medium, provided the original work is properly cited, the use is non-commercial and no modifications or adaptations are made.

Als speicherbarer chemischer Energieträger wird Wasserstoff eine wichtige Rolle bei der Energiewende spielen. Um die erwarteten Bedarfe in Europa und Deutschland bereitstellen zu können, wird eine leistungsstarke europaweite Transportinfrastruktur benötigt. Existierende Erdgastransportnetze können auf den Betrieb mit Wasserstoff umgestellt werden. Die notwendigen technischen und betrieblichen Anpassungen sind Gegenstand von umfangreichen Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben. Bis 2030 soll in Europa ein Netz mit einer Gesamtlänge von 33 000 km entstehen. In Deutschland sind 9700 km Wasserstofftransportleitungen bis 2032 vorgesehen.

Schlagwörter: Gastransportnetze, Gasverdichtung, Umstellung der Erdgasinfrastruktur, Wasserstofftransport

Eingegangen: 03. Juli 2023; *revidiert:* 01. Dezember 2023; *akzeptiert:* 12. Dezember 2023

Current Issues in the Pipeline-based Transport of Hydrogen

As a storable chemical energy carrier, hydrogen will play an important role in the energy transition. In order to be able to provide the expected demand in Europe and Germany, a high-performance Europe-wide transport infrastructure is needed. Existing natural gas transport networks can be converted to operate with hydrogen. The necessary technical and operational adaptations are the subject of extensive research, development and demonstration projects. By 2030, a network with a total length of 33 000 km is to be created in Europe. In Germany, 9700 km of hydrogen transport lines are planned by 2032.

Keywords: Gas compression, Gas transport grids, Hydrogen transport, Repurposing of the natural gas infrastructure

1 Einleitung

Die Europäische Kommission hat sich 2021 auf das europäische Klimagesetz geeinigt. Sie verpflichtet alle Mitgliedsstaaten, ihre Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 55 % zu reduzieren und bis 2050 Klimaneutralität zu erreichen [1]. Ein wichtiger Aspekt ist die Nutzung von regenerativen Gasen im Allgemeinen und Wasserstoff im Speziellen, um Emissionen zu verringern, Energiequellen zu diversifizieren, die Versorgungssicherheit zu erhalten und neue Industriezweige und Technologien in Europa zu etablieren. Mit dem REPowerEU Plan wurde das Ziel gesetzt, bis 2030 10 Millionen Tonnen erneuerbaren Wasserstoff innerhalb der EU zu produzieren und weitere 10 Millionen Tonnen zu importieren [1, 2].

Wasserstoff wird neben elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen eine Schlüsselrolle bei der Umsetzung der Klimaziele der EU spielen. Unterstützt durch starke politische und industrielle Impulse wird die Nachfrage nach

Wasserstoff in Europa stark ansteigen. Verschiedenen Studien zufolge (European Hydrogen Backbone 2021 [3], Hydrogen4EU [4], JRC Technical Report [5]) könnte der Wasserstoffbedarf bis 2050 zwischen 1670–3300 TWh liegen. Auch in Deutschland wird die Wasserstoffnachfrage signifikant zunehmen. Gemäß verschiedener Systemanaly-

^{1,2}Dr. Frank Graf (graf@dvwg-ebi.de), ¹Volkan Isik, ¹Maximilian Heneka, ¹Wolfgang Köppel, ^{1,2}Prof. Dr. Thomas Kolb, ³Dr. Ann-Christin Fleer, ³René Werner Verbücheln

¹DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des KIT, Bereich Gastechologie, Engler-Bunte-Ring 1–9, 76131 Karlsruhe, Deutschland.

²Karlsruhe Institut für Technologie (KIT), Engler-Bunte-Institut, Engler-Bunte-Ring 1–9, 76131 Karlsruhe, Deutschland.

³Open Grid Europe GmbH, Gladbecker Straße 404, 45326 Essen, Deutschland.

se-Studien (wie z.B. BMW Langfristszenarien [6], Ariadne [7] und DENA [8], FNB Netzentwicklungsplan [9], Roadmap Gas 2050 [10]) mit verschiedenen nationalen langfristigen Szenarien wird der Wasserstoffbedarf bis 2030 bzw. 2045 voraussichtlich zwischen 9–111 TWh bzw. 60–629 TWh liegen (T45-Strom & T45-H₂ Szenarien von BMW LFS; KN100 Szenario von DENA; H₂, Elektrifizierung, Mix & E-Fuel Szenarien von Ariadne; Szenario I von FNB Netzentwicklungsplan Gas; H₂ Szenario von Roadmap Gas 2050 Projekt).

Sowohl bei der H₂-Produktion innerhalb von Europa als auch zur Aufnahme von außereuropäisch erzeugten Importströmen wird ein europaweites H₂-Transportnetz benötigt. Hierbei kann das vorhandene europäische Erdgas-transportnetz eine zentrale Rolle für den Transport von den Anlandungsstellen bzw. den Erzeugungsstandorten von Wasserstoff und deren Derivate zu den Industrie- und Kraftwerksstandorten sowie zu den Verteilnetzen spielen. Im Beitrag werden die Planungen auf europäischer Ebene vorgestellt und wichtige technische Aspekte und Erkenntnisse für den Aufbau und den Betrieb von H₂-Transportnetzen diskutiert.

2 Überblick europäisches Gastransportnetz

Das europäische Gastransportnetz ist bis auf wenige Engstellen gut ausgebaut. Es umfasst mehr als 200 000 km Fernleitungen, über 20 000 Verdichterstationen und Gasdruckregelanlagen sowie 172 Untergrundspeicher [11]. An das Gastransportnetz sind ca. 2 000 000 km Gasverteilnetze angeschlossen [12]. Das Arbeitsgasvolumen der europäischen Erdgasspeicher (inkl. Großbritannien und Ukraine) liegt bei 1458 TWh [13]. Die Anbindung der Netze der östlichen Länder wird derzeit vorangetrieben und Engstellen zwischen Frankreich und Spanien sollen beseitigt werden. Deutschland fungiert dabei als wichtige Drehscheibe für die Durchleitung und verfügt über ein sehr gut ausgebautes Fernleitungsnetz mit einer Länge von ca. 40 000 km (Abb. 1), das von 16 Fernleitungsnetzbetreibern betrieben wird [14]. Das Erdgasaufkommen, also die Summe aus Erdgasimport, nationaler Produktion und dem Speichersaldo lag 2022 bei 924 TWh und damit um 38,5% niedriger als 2021. Außerdem wurden 438,1 TWh exportiert [15]. Der Gasverbrauch sank 2022 um 17,6% von 1029 TWh auf 847 TWh im Vergleich zum Vorjahr [16].

Der Gasverbrauch in Europa lag 2022 insbesondere infolge des Ukraine-Kriegs mit ca. 3815 TWh um etwa 13% niedriger als 2021 [17]. Nach der russischen Invasion in der Ukraine hat die EU die russischen Gasimporte stark reduziert [18] und plant laut REPowerEU, die gesamten Erdgasimporte von Russland bis 2028 durch zusätzliche Importe aus Norwegen und vor allem durch LNG zu ersetzen [2,19]. Diese veränderte Importstrategie führt zu einer geänderten Fahrweise im europäischen Gasfernleitungsnetz. Vor dem Ukraine-Krieg wurden große Mengen an Erdgas

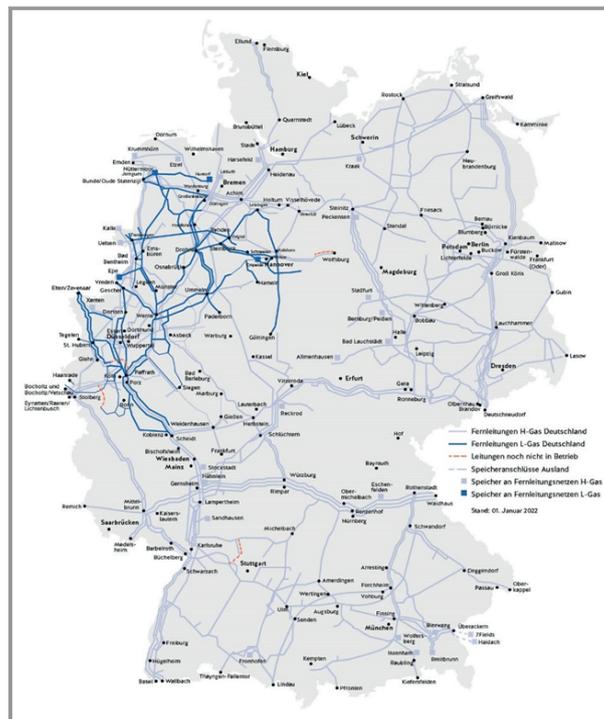


Abbildung 1. Fernleitungsnetz Deutschland, Quelle: FNB Gas [14].

von Osten nach Westen und von Norden nach Süden transportiert. Aufgrund der neuen Strategie und der damit verbundenen Veränderungen in den Exportländern hat der südliche Gaskorridor an Wichtigkeit gewonnen. Außerdem ist geplant, die nicht voll ausgelasteten Regasifizierungskapazitäten von LNG-Terminals zu nutzen. Da sich jedoch die meisten LNG-Terminals in den westlichen EU-Ländern befinden und gleichzeitig die Kapazitäten für den Reverse-Flow von West nach Ost und von Süd nach Nord für einen vollständigen Ersatz russischen Erdgases nicht ausreichend sind, würden im derzeitigen Gastransportnetz Engpässe auftreten können [11]. Um die Engpässe im System zu verringern und den Gasfluss von Süden nach Norden jederzeit zu ermöglichen, sind diverse Ausbauprojekte geplant oder bereits in Betrieb [20,21]. Diese Leitungen können später auch für den Wasserstoffimport eingesetzt werden. Einige der wichtigsten Projekte sind:

- TAP (Trans Adriatic Pipeline) ist eine Erdgaspipeline, die Erdgas aus dem Gasfeld Shah Deniz II im Kaspischen Meer in Aserbaidschan nach Italien und EU transportieren soll. Sie verbindet das europäische Gasnetz an der Südspitze Italiens mit der Transanatolischen Pipeline (TANAP), die an der griechisch-türkischen Grenze endet. Die TAP durchquert auf einer Länge von ca. 878 km Nordgriechenland, Albanien und das Adriatische Meer. Sie ist eines der wichtigsten Projekte im südlichen Korridor, durch den Erdgas (zukünftig auch grüner Wasserstoff) in die EU transportiert werden kann. Die Pipeline ist seit 2022 mit einer Anfangskapazität von

- 10 Mrd. m^3a^{-1} (NTP) in Betrieb und soll bis 2027 auf 20 Mrd. m^3a^{-1} (NTP) erweitert werden [20, 22]. Außerdem hat TAP nach Angaben des Unternehmens das Potenzial, in Zukunft Wasserstoff zu transportieren [23].
- *GALSI* (Gasdotto Algeria-Sardegna Italia) soll von Algerien über Sardinien nach Italien verlaufen. Sie ist von strategischer Bedeutung für den südlichen Gaskorridor, da sie eine wettbewerbsfähigere und kürzere Versorgungsroute für die Einfuhr von algerischem Gas nach Italien und von dort nach Nordeuropa schafft. Die Pipeline war im TYNDP-2020 vorgesehen und sollte 2022 mit einer Kapazität von 8 Mrd. m^3a^{-1} (NTP) in Betrieb genommen werden. Das Projekt wurde jedoch auf Eis gelegt und ist im aktuellen TYNDP-2022 nicht mehr enthalten [21, 24]. Aufgrund des Rückgangs der russischen Gasimporte in die EU könnte das Projekt jedoch wieder reaktiviert werden [25], auch um Wasserstoff aus der MENA-Region nach Europa zu transportieren [26].
 - *EastMED* (East Mediterranean Pipeline) ist ein weiteres wichtiges Projekt im südlichen Korridor. Mit diesem Projekt sollen die Gasfelder vor Israel und Zypern mit der EU verbunden werden. Die finale Investitionsentscheidung (FID) für das Projekt wurde im TYNDP-2022 getroffen [20]. Die Leitung soll bis 2025 mit einer Kapazität von 12–20 Mrd. m^3a^{-1} (NTP) in Betrieb genommen werden [27]. Außerdem bietet sie die Möglichkeit, zukünftig grünen Wasserstoff aus der Region in die EU zu transportieren [28].
 - *H2MED* umfasst zwei große Pipelines (CelZa- und BarMar-Pipeline) mit einer Gesamtlänge von rund 700 km. Die CelZa-Pipeline soll zwischen Celorico (Portugal) und Zamora (Spanien) auf einer Länge von 250 km gebaut werden. Sie wird die portugiesische Wasserstoffproduktion über die entstehenden Haupttransportachsen Spaniens mit der Hafenstadt Barcelona verbinden. Die zweite Pipeline, BarMar, ist zwischen Barcelona (Spanien) und Marseille (Frankreich) geplant. Die Pipeline wird im Meer verlegt und hat eine Länge von rund 450 km. Das Projekt tritt an die Stelle des älteren Projekts MidCat, das aufgrund der hohen Kosten und der geringen Wirtschaftlichkeit aufgegeben wurde. Da H2MED ein reines Wasserstoffprojekt ist, kann bis zur Hälfte der Kosten mit EU-Mitteln im Rahmen der Projekte von gemeinsamem Interesse (IPCEI) der Europäischen Kommission gedeckt werden [29, 30]. Der Bau soll im Jahr 2025 beginnen und laut TYNDP-2022 soll die Pipeline bis 2029 in Betrieb gehen [20].

3 Pläne für ein europäisches Wasserstofftransportnetz

Wie bereits erwähnt, setzt sich die EU mit dem REPowerEU-Programm das Ziel, bis 2030 20 Millionen Tonnen erneuerbaren Wasserstoff in der EU zu nutzen [19, 31]. Im Vergleich dazu lag das frühere Ziel von Fit-for-55 bei 5,6 Millionen

Tonnen erneuerbaren Wasserstoffs bis 2030. Das bedeutet zum Beispiel, dass die Verwendung von Wasserstoff in der industriellen Wärmeerzeugung und im Verkehr im Vergleich zu den bereits ambitionierten Fit-for-55-Zielen um das 4–5-Fache bzw. um das 2–3-Fache ansteigen soll [32]. Um die ehrgeizigen Ziele zu erreichen, ist der rasche Aufbau einer Wasserstofftransportinfrastruktur erforderlich.

Bereits im Jahr 2020 hat die von europäischen Fernleitungsnetzbetreibern getragene Initiative Gas for Climate erste Pläne für ein europäisches H_2 -Fernleitungsnetz dem sogenannten European Hydrogen-Backbone (EHB) veröffentlicht [33]. Inzwischen wurden die Pläne auf weitere Länder erweitert. Vor dem Hintergrund des REPowerEU-Programms der Europäischen Kommission und als Reaktion auf die beschleunigte Entwicklung des Wasserstoffmarktes präsentiert der Bericht vom April 2022 [34] eine aktualisierte, erweiterte und beschleunigte Vision, an der nun 31 Energieinfrastrukturunternehmen aus 28 Ländern (25 EU-Mitglieder plus Norwegen, Schweiz und Vereinigte Königreich) beteiligt sind. Vorherige EHB-Analysen [3, 33] haben gezeigt, dass eine Wasserstoffpipeline etwa 65 TWh Wasserstoff pro Jahr transportieren kann. Um die Hälfte des REPowerEU-Ziels von 10 Millionen Tonnen (330 TWh) zu transportieren, sind demnach fünf groß angelegte Pipeline-Korridore erforderlich [35, 36]:

- *Nordafrika und Südeuropa*, grüner Wasserstoff von Tunesien und Algerien nach Italien, Mitteleuropa und Deutschland.
- *Südwest und Nordafrika*, grüner Wasserstoff von der Iberischen Halbinsel und Nordafrika nach Portugal, Spanien, Frankreich und Deutschland.
- *Nordsee*, blauer und grüner Wasserstoff von der Nordsee nach Großbritannien, den Niederlanden, Belgien und Deutschland.
- *Die nordischen und baltischen Regionen*, grüner Wasserstoff aus der Ostsee in die nordischen Länder, das Baltikum, Polen und Deutschland sowie grüne Chemikalien, grüner Stahl und E-Fuel-Projekte.
- *Ost- und Südosteuropa*, grüner Wasserstoff aus Rumänien, Griechenland und möglicherweise der Ukraine nach Mitteleuropa und Deutschland.

Ausgangspunkt für das H_2 -Backbone-Netz bis 2030 ist die Anbindung von Industrieclustern durch größtenteils umgestellte Erdgastransportleitungen. Zusätzliche Leitungen mit spezifischen Wasserstoffclustern werden in den Regionen Italien, Spanien, Dänemark, Schweden, Deutschland, Belgien und Frankreich erwartet [37]. Insgesamt ergeben sich nach dem letzten Planungsstand vom Juli 2023 ein europäisches Wasserstofftransportnetz von etwa 33 000 km bis 2030, wovon ca. 52 % umgestellte Erdgastransportleitungen sind (Abb. 2) [38]. In den Niederlanden kann der nationale Backbone bis 2027 fertiggestellt werden und alle Industriecluster, Speicheranlagen und benachbarte Transportnetzbetreiber (zwischen Deutschland und Belgien) können versorgt werden. Am 22. November wurde eine aktualisierte Studie veröffentlicht, die Umsetzungspläne für

40 Pipelineprojekte, die bis 2030 in Betrieb gehen sollen, enthält Bis 2040 soll das europäische Wasserstoffnetz auf eine Gesamtlänge von 58 000 km wachsen (Abb. 3) [39]. Davon werden etwa 60 % aus umgerüsteten Erdgastransportnetzen und 40 % aus neuen Wasserstoffpipelines bestehen. Die Investitionskosten werden bisher mit 80–143 Mrd. € abgeschätzt, wovon 63–91 Mrd. für das Leitungssystem und 17–52 für die notwendigen Verdichtungsanlagen anfallen. Die spezifischen Kosten für den Transport an Land liegen pro 1000 km bei 0,11–0,21 € kg⁻¹ Wasserstoff, für den offshore-Transport mit 0,17–0,32 € kg⁻¹ ca. 50 % höher. Die gesamten Betriebskosten werden mit 1,6–3,2 Mrd. € a⁻¹ abgeschätzt [34]. Auch die Anbindung von offshore-Produktionsstätten, insbesondere für die Nord- und Ostseeregion wird zunehmend diskutiert [40]. Die Arbeitsgruppe Transmission & Distribution der European Clean Hydrogen Alliance hat im April 2023 Pläne für 6 Importkorridore veröffentlicht [36]. Der Bericht enthält weitere Detailinformationen zu den geplanten Umstellungs- und Neubauprojekten und beleuchtet außerdem die Rolle Deutschlands als Hauptabnehmer für Wasserstoff und als zentrale Drehscheibe für den europäischen Wasserstofftransport.

In Deutschland gibt es derzeit keine Wasserstoffnetze im regulierten Bereich mit diskriminierungsfreiem Zugang. Es gibt jedoch drei Wasserstoff-Cluster, die sich durch eine Ansammlung von industriellen Produzenten und Verbrauchern auszeichnen und als Kern für die Entwicklung einer deutschen Wasserstoff-Infrastruktur angesehen werden

können. In jedem dieser Cluster gibt es ein privatwirtschaftlich betriebenes Wasserstoffnetz, das die lokalen Produzenten und Verbraucher miteinander verbindet. Das längste der existierenden Wasserstoffnetze wird im Ruhrgebiet von der AirLiquide-Gruppe mit einer Länge von 240 km betrieben. Die Linde AG betreibt im Mitteldeutschen Chemiedreieck Wasserstoffpipelines mit einer Gesamtlänge von 150 km, die die Chemiestandorte Leuna und Bitterfeld verbinden. Hinzu kommt ein 30 km langes Wasserstoffnetz zwischen den Standorten Brunsbüttel und Heide der Raffinerie Heide GmbH im Cluster Unterelbe/Weser/Ems [37].

Die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber FNB Gas hat bereits 2020 im Zuge der Planungen für den Netzentwicklungsplan 2020–2030 erste Pläne für ein H₂-Startnetz bis zum Jahr 2030 veröffentlicht, das zunächst einen Umfang von 1200 km hatte, von denen 1100 km aus umgestellten und 100 km aus neugebauten Leitungen bestehen sollten [42]. Aufgrund von stark gestiegenen Wasserstoffbedarfen, gemäß eines aus der dena Leitstudie I (TM 95) abgeleiteten Szenarios, wurden Ende 2021 aktualisierte Planungen für das Wasserstoffnetz 2030 [43] und 2050 [44] veröffentlicht.

Am 1. September 2022 wurde dann der Wasserstoffbericht gemäß § 28q EnWG von den Fernleitungsnetzbetreibern veröffentlicht [45]. Dieser enthält 12 Empfehlungen an die Bundesnetzagentur und den Gesetzgeber u. a. zum Netzentwicklungsplanungsprozess und zum Ordnungsrahmen. Außerdem enthält er eine aktualisierte Bedarfsprognose.

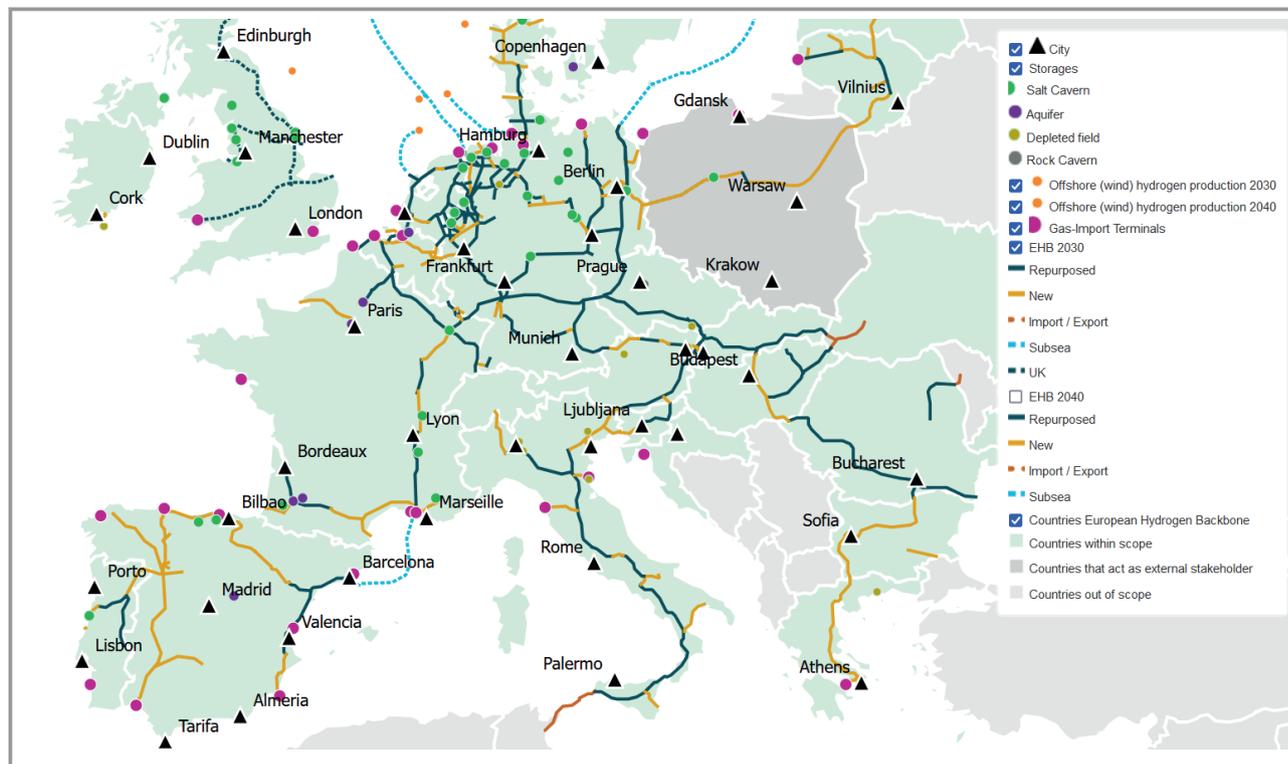


Abbildung 2. Geplantes europäisches H₂-Backbone-Netz 2030, Quelle: EHB [41].

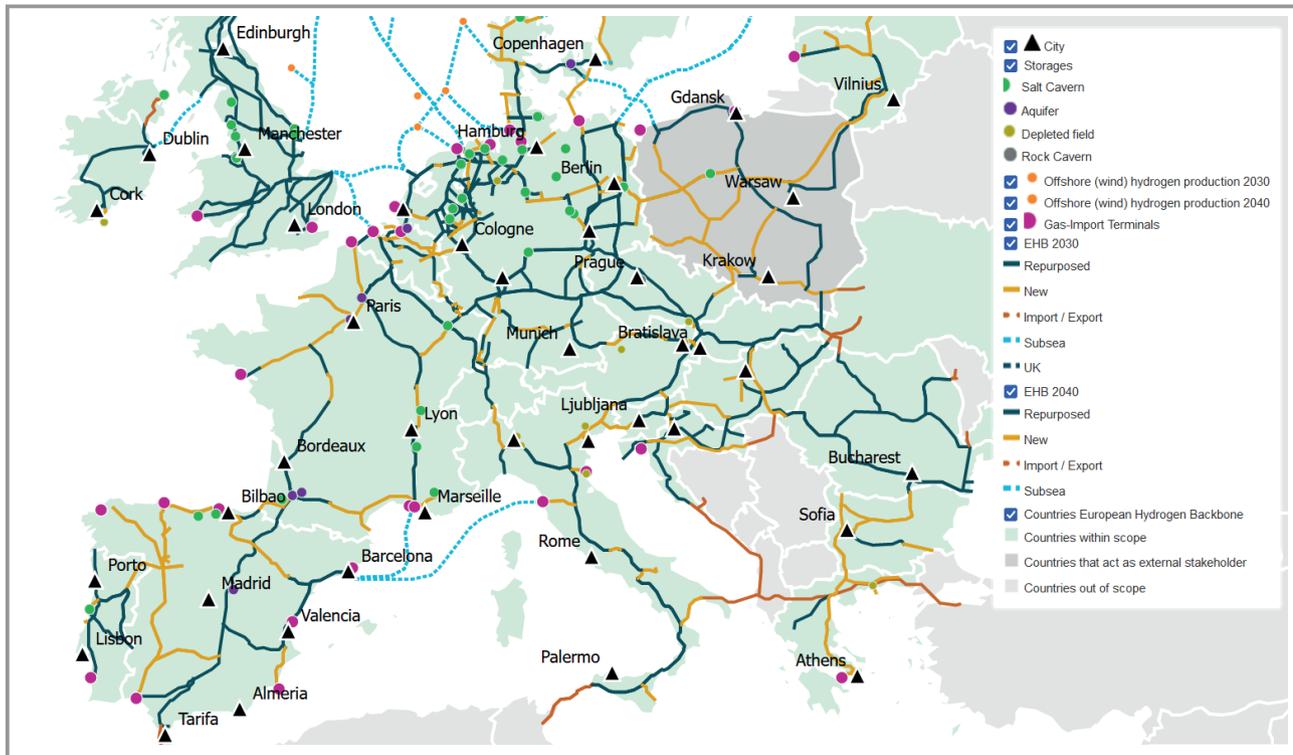


Abbildung 3. Geplantes europäisches H₂-Backbone-Netz 2040, Quelle: EHB [41].

Am 24.05.2023 hat das Bundeskabinett eine Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes beschlossen. Diese umfasst den rechtlichen und regulatorischen Rahmen für ein Wasserstoff-Kernnetz, das bis 2032 in Betrieb gehen soll. Bis Ende des Jahres sollte dann die Netzentwicklungsplanung für das Wasserstofftransportnetz im EnWG festgelegt und die Ausgestaltung des Kernnetzes von den Transportnetzbetreibern vorbereitet werden. Hierzu haben die Netzbetreiber am 12.07.2023 einen aktualisierten Planungsstand zum Wasserstoff-Kernnetz gemäß § 28r EnWG-E veröffentlicht [46], der eine Netzlänge von insgesamt 11 200 km vorsah. Dieser wurde in den letzten Monaten weiter detailliert und am 15.11.2023 wurde der Bundesnetzagentur und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz der Antragsentwurf für das Wasserstoff-Kernnetz vom FNB Gas e.V. übermittelt (Abb. 4) [47]. Dieser sieht ein optimiertes Kernnetz mit einer Länge von 9700 km bis 2032 vor, wovon ca. 60 % aus umgestellten Erdgasleitungen bestehen. Das Investitionsvolumen beläuft sich auf 19,8 Mrd. €. Im zugrunde gelegten Szenario wurden 309 Wasserstoffprojekte berücksichtigt. In Summe ergibt sich 2032 eine Einspeiseleistung von 101 GW, die sich folgendermaßen zusammensetzt:

- Grenzübergabepunkte: 58 GW
- Elektrolyseure: 15 GW
- Speicher: 8 GW
- sonstige Einspeisungen: 19 GW (z. B. Importe über Schiffsterminals als NH₃ oder LOHC).

Die erwartete Ausspeiseleistung liegt bei 87 GW, wovon allein 62 GW auf KWK-Anlagen entfallen. Die erwartete Ausspeisemenge in 2032 liegt bei 279 TWh.

Im weiteren Verlauf wurde der Konsultationsprozess der Bundesnetzagentur gestartet. Bis zum 08.01.2024 können Stellungnahmen bei der Bundesnetzagentur eingereicht werden. Unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Konsultation können die Fernleitungsnetzbetreiber im Anschluss einen formellen Antrag auf die Genehmigung des Kernnetzes einreichen. Es wird erwartet, dass dieser im ersten Quartal 2024 vorgelegt wird. Die finale Entscheidung obliegt dann der Bundesnetzagentur. Nach Genehmigung des H₂-Kernnetzes soll dann zum 30.06.2024 der zukünftige Prozess der kombinierten Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff gestartet werden.

Auch die am 26.07.2023 veröffentlichte Aktualisierung der Nationalen Wasserstoffstrategie legt einen Schwerpunkt auf den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland und Europa [48]. Hiernach soll in Deutschland bis 2028 ein Wasserstoffnetz von ca. 1800 km und europaweit von ca. 4500 km im Rahmen des EU-Förderprogramms IPCEI Wasserstoff errichtet werden. Außerdem werden Pipelineprojekte zur Anbindung von außereuropäischen Erzeugungsregionen (z. B. MENA) in Aussicht gestellt.



Abbildung 4. Geplantes Wasserstoff-Kernnetz Deutschland 2032, Quelle FNB Gas [47].

4 Technische Aspekte bei Gastransportnetzen

Wie in den vorherigen Kapiteln beschrieben, sollen umgestellte Erdgastransportleitungen einen Großteil des europäischen Wasserstofftransportnetzes ausmachen. Die Umstellung ist im Vergleich zum Neubau deutlich günstiger und kann vor allem wesentlich schneller realisiert werden, was bei den vorgestellten Ausbauzielen ein entscheidender Faktor ist. Die Wasserstofftransportkosten liegen in umgestellten

Erdgasleitungen 50–70 % niedriger als in neugebauten Leitungen [34]. Um Bestandserdgasnetze sicher mit Wasserstoff betreiben zu können, muss deren Integrität geprüft und das technische Regelwerk angepasst bzw. ergänzt werden. Hierzu wurden in den letzten Jahren auf europäischer und nationaler Ebene umfangreiche Forschungs- und Normungsarbeiten initiiert. Auf nationaler Ebene spielt das DVGW-Innovationsprogramm Wasserstoff [49] eine zentrale Rolle, bei dem wichtige Detailuntersuchungen zu Materialien, Bauteilen und Komponenten durchgeführt wurden. Die Ergebnisse fließen direkt in die Regelwerksarbeit und bis 2025 soll das technische Regelwerk für Wasserstoffnetze fertiggestellt sein. Eine wichtige Erkenntnis für die Umstellung von Erdgastransportnetzen auf Wasserstoff ist die Wasserstoffverträglichkeit der verbauten Rohrleitungsmaterialien, die anhand von umfangreichen experimentellen Untersuchungen nachgewiesen wurde [50].

Auch im Rahmen der vom Bund geförderten Forschung laufen zahlreiche Projekte zum Themenkomplex Wasserstoffnetze. Hervorzuheben ist das vom BMBF-geförderte Leitprojekt TransHyDE [51], auf das explizit im Update der Nationalen Wasserstoffstrategie als wichtiges Projekt für die Bereitstellung der technologischen Grundlagen für unterschiedliche Transportoptionen von Wasserstoff hingewiesen wird.

Der Pipeline-basierte Wasserstofftransport wird in den Verbänden Sichere Infrastrukturen und GET H2 TransHyDE untersucht wird.

Im Rahmen des Umsetzungsprojektes GET H2 TransHyDE werden infrastrukturelle und operative Fragestellungen bearbeitet (Abb. 5). Hierzu wird im Projekt ein Test- und Demonstrationsumfeld rund um eine Versuchspipeline am RWE-Kraftwerksstandort Lingen aufgebaut und betrieben. In dieser Testumgebung können die geplanten Untersuchungen unter Praxisbedingungen durchgeführt werden. Der starke Praxisbezug des Verbundvorhabens wird über die Verknüpfung mit der industriegeführten Initiative



Abbildung 5. Der Verbund GET H₂ schafft praxisrelevante Grundlagen für den sicheren und effizienten Betrieb von Wasserstofftransportnetzen [52].

GET H₂ und insbesondere mit dem Projekt GET H₂ Nukleus [52] sichergestellt, dass sich die Implementierung einer ersten diskriminierungsfrei zugänglichen Wasserstofftransportinfrastruktur mit einer Länge von 120 km zur Versorgung von Industriekunden mit grünem Wasserstoff aus Lingen, Niedersachsen, zum Ziel gesetzt hat. Als inhaltliches Beispiel für die Untersuchungen werden im folgenden Kapitel die laufenden Arbeiten zum Thema Wasserstoffverdichtung vorgestellt.

5 Verdichtertypen und Antriebsmaschinen für Wasserstoff

5.1 Vergleich von Wasserstoff und Erdgas

Wasserstoff und Erdgas haben abgesehen vom gleichen Aggregatzustand bei Raumtemperatur wenig Gemeinsamkeiten. Wasserstoff hat eine deutlich geringere molare Masse ($2,01 \text{ g mol}^{-1}$ gegenüber $16,04 \text{ g mol}^{-1}$), eine geringere Normdichte ($0,09 \text{ kg m}^{-3}$ gegenüber $0,71 \text{ kg m}^{-3}$) und einen geringeren volumetrischen Brennwert ($10,78 \text{ MJ m}^{-3}$ gegenüber $35,88 \text{ MJ m}^{-3}$) als Erdgas. Dafür ist die Flammgeschwindigkeit, die vor allem für die thermische Nutzung

von Wasserstoff wichtig ist, sehr viel höher. Auch die erforderliche Zündenergie von Wasserstoff ist viel geringer als die von Erdgas, was vor allem bei elektrischen Geräten Auswirkungen hat. Ein weiterer Unterschied liegt im Joule-Thomson Effekt. Dieser beschreibt die Änderung der Temperatur bei einer isenthalpen Entspannung. Der Joule-Thomson-Koeffizient beschreibt die Stärke und Richtung dieser Temperaturänderung und ist temperatur- und druckabhängig. Die Inversionstemperatur bestimmt, ob sich ein Gas erwärmt oder abkühlt. Bei fast allen Gasen liegt die Inversionstemperatur oberhalb der Raumtemperatur und die Gase, wie auch Methan, kühlen beim Entspannungsprozess ab. Im Gegensatz dazu liegt die Inversionstemperatur von Wasserstoff bei ca. 200 K oder -70 °C . Das bedeutet, dass sich Wasserstoff oberhalb dieser Temperatur erwärmt. Bei einer Entspannung von 100 bar auf 1 bar kühlt Methan von $10 \text{ auf } -35 \text{ °C}$ ab. Wasserstoff hingegen erwärmt sich von $10 \text{ auf } 12 \text{ °C}$.

Der Isentropenexponent κ ist das dimensionslose Verhältnis der Wärmekapazität von Gasen bei konstantem Druck (c_p) zur Wärmekapazität bei konstantem Volumen (c_v). Er bestimmt das Verhältnis zwischen Druck und Volumen bei der Verdichtung. Je größer der Wert, desto größer die Druckzunahme bei gleicher Volumenänderung (vgl. Gl. (1)). Der Isentropenexponent von Wasserstoff bei Raumtemperatur und Normaldruck liegt bei $1,4$, der von Erdgas bei $1,3$.

5.2 Verdichtertypen

Verdichter haben die Aufgabe, das Druckniveau eines gasförmigen Mediums zu erhöhen. Grundsätzlich kann man Verdichter in zwei Gruppen unterteilen; Verdrängungsverdichter und dynamische Maschinen (Abb. 6). Bei der Verdrängungsverdichtung wird das Gas in eine oder mehrere Verdichtungskammern gesaugt, deren Einlass dann geschlossen wird. Das Volumen der einzelnen Kammern wird reduziert und das Gas so intern verdichtet. Bei der dynamischen Verdichtung wird das Gas in ein oder mehrere Verdichtungsaufräder angesaugt und auf eine hohe Geschwindigkeit beschleunigt. Das Gas wird dann durch einen Diffusor geleitet, in dem die kinetische Energie in statischen

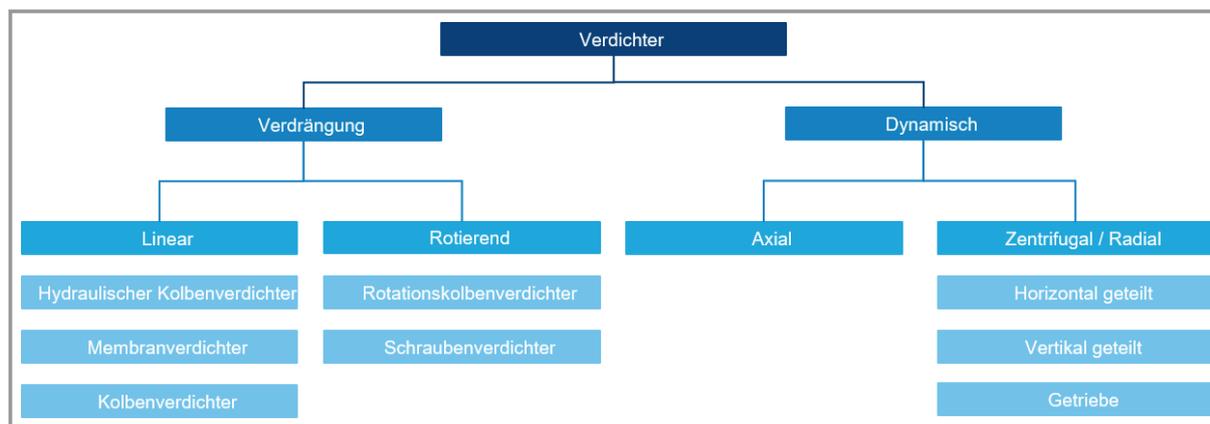


Abbildung 6. Schema für verschiedene Verdichtertypen.

Druck umgewandelt wird. Für die Auswahl des passenden Verdichtertyps ist das Druckverhältnis und der Volumenstrom entscheidend.

Für die Initialverdichtung (z. B. die Verdichtung nach einer Elektrolyse) und Speicherung bieten sich Verdrängermaschinen an. Als Pipelineverdichter eignen sich vor allem dynamische Verdichter, wobei bei entsprechenden Rahmenbedingungen Kolbenverdichter eine gute Alternative darstellen können. Die Vor- und Nachteile der jeweiligen Technik werden in Tab. 1 gegenübergestellt.

Die Eigenschaften von Wasserstoff wirken sich unterschiedlich auf die beiden Verdichtertypen aus. In beiden Fällen steigen jedoch die Komplexität und die Anforderungen an das Material, die Maschinengröße und die Anzahl der Stranglelemente.

Dynamische Verdichter lassen sich im Allgemeinen gut durch adiabatische bzw. isentrope Verdichtung beschreiben. Der Leistungsbedarf für die Verdichtung lässt sich durch Gl. (1) berechnen:

$$P = c_p \dot{m} T_1 \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 \right] \quad (1)$$

Die Wärmekapazität bei konstanten Druck c_p lässt sich, wie in Gl. (2) verdeutlicht, auch in Abhängigkeit zum molaren Gewicht M ausdrücken:

$$c_p = \frac{\kappa - 1}{\kappa} \frac{R}{M} \quad (2)$$

Tabelle 1. Vergleich von Zentrifugal- und Kolbenverdichter.

Zentrifugalverdichter		Kolbenverdichter	
Vorteile	Nachteile	Vorteile	Nachteile
Geringer Bauraum	Kleines Druckverhältnis	Hohes Druckverhältnis	Kleiner Volumenstrom
Hoher Volumenstrom	Komplexe Abdichtung	Geringe Leckagen	Unstetiger Prozess
Stetige Verdichtung		Variabler Druckbereich	Große Maschine

Bei einem dynamischen Verdichter ist durch das geringere Molgewicht von Wasserstoff der Druckaufbau pro Stufe geringer. Dies hat zur Konsequenz, dass die Rotationsgeschwindigkeiten höher sein müssen und/oder mehrere Stufen benötigt werden. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass nicht dieselbe Stoffmenge transportiert werden soll, sondern derselbe Energieinhalt. Der volumetrische Brennwert von Erdgas ist 3,3-mal höher verglichen mit Wasserstoff. Die Dichte von Wasserstoff ($0,09 \text{ kg m}^{-3}$) ist wesentlich kleiner als die von Erdgas ($0,7 \text{ kg m}^{-3}$). Somit muss in Gl. (3) der Volumenstrom um den Faktor vier zunehmen, während sich der Massestrom in etwa halbiert.

$$\dot{m} = \dot{V} \rho \quad (3)$$

Geht man davon aus, dass die Querschnitte im Leitungsbau gleichbleiben, kommt man durch die Gl. (4) zum Schluss, dass Wasserstoff mit einer vier Mal höheren Strömungsgeschwindigkeit transportiert werden muss, im Vergleich mit Erdgas. Bei dieser Transportgeschwindigkeit ist der Druckverlust innerhalb der Leitung bei Erdgas und Wasserstoff nahezu identisch, was zu einem identischen Ausgangsdruck p_2 führt.

$$\dot{V} = A u \quad (4)$$

Um beide Gase miteinander vergleichen zu können, kann angenommen werden, dass die Eintrittstemperatur T_1 identisch ist. Setzt man diese Grundannahmen nun in die Formel zur Berechnung der adiabaten Verdichterleistung ein [53], so bleiben nur die stoffspezifischen Unterschiede übrig, also c_p und $\dot{m} c_p$ wird durch das Molare Gewicht des Gases, bzw. das Gas selbst bestimmt. Der Massenstrom wird durch den Volumenstrom und die Dichte definiert. Die Unterschiede in Dichte und Molgewicht kompensieren sich annähernd, woraus sich die benötigte Verdichterleistung um ca. 450 % erhöht.

Zusätzlich ist davon auszugehen, dass aufgrund der physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff auch der Wirkungsgrad des Verdichters abnehmen wird, da mehr Stufen erforderlich sein werden, um denselben Enddruck zu erreichen. Allerdings wird dies in einem vernachlässigbaren Maßstab sein (ca. 2 bis 4 %-Punkte), welcher diese Betrachtung in vernachlässigbarer Weise beeinflusst.

Betrachtet man die einzelnen Stufen des Zentrifugalverdichters, ist die Druckerhöhung pro Stufe bei konstanter Impellergeschwindigkeit um den Faktor sieben kleiner als bei Erdgas. Bei einem typischen Erdgas-Pipelineverdichter ist von 2 bis 4 Stufen, bei Wasserstoff von 14 bis 28 Stufen auszugehen. Die Rotationsgeschwindigkeit muss also steigen, um mehr Energie pro Stufe übertragen zu können.

In der Regel wird die Rotationsgeschwindigkeit durch die Schallgeschwindigkeit des zu verdichtenden Gases beschränkt. Die Schallgeschwindigkeit von Erdgas beträgt 450 m s^{-1} , die von Wasserstoff 1320 m s^{-1} . Hieraus folgt, dass nicht die Schallgeschwindigkeit der limitierende Faktor ist, sondern die verwendeten Materialien. Um Wasserstoffversprödung auszuschließen, darf eine Streckgrenze von 827 N mm^{-2} nicht überschritten werden (vgl. hierzu auch American Petroleum Institute (API) 617 [54]).

Um bei Wasserstoff einen vergleichbaren Druckanstieg pro Verdichterstufe wie bei Erdgas zu erreichen, muss die Umfangsgeschwindigkeit des Impellers auf ca. $600\text{--}800 \text{ m s}^{-1}$ erhöht werden ohne dabei Materialien einzusetzen, deren Streckgrenze oberhalb von 827 N mm^{-2} liegen. Aktuell sind Zentrifugalverdichter im Markt erhältlich, die mit bis zu 7 Impellern ein Druckverhältnis von bis zu 3 erreichen. Dies entspricht Umfangsgeschwindigkeiten von ca. $500\text{--}600 \text{ m s}^{-1}$. Es ist zu bemerken, dass es nur wenig Referenzen für diese Maschinen gibt.

Um die höheren Rotationsgeschwindigkeiten von bis zu 25 000 Umdrehungen pro Minute und mehr zu realisieren, was eine Verdoppelung bis zu einer Verdreifachung im Vergleich zu gängigen Erdgasverdichtern darstellt, kann ein Zwischengetriebe notwendig sein. Neben der Tatsache, dass das Getriebe ein weiteres Strangelement darstellt und somit die Komplexität erhöht, beeinflusst es den Gesamtwirkungsgrad (ca. 2 % Verlust durch Luftverwirbelung und Wärme) und benötigt zusätzlichen Bauraum und Kühlung.

Bei Verdrängermaschinen ergeben sich durch das Verdichtungsprinzip bei Wasserstoff vor allem Herausforderungen im Bereich der Leckagen. Da Wasserstoff viel kleiner als Erdgas ist, müssen die Dichtungen der Maschinen entsprechend angepasst werden. Darüber hinaus leckt Wasserstoff bei Kolbenverdichtern an Kolbenringen vorbei in das Kurbelgehäuse. Um ein potenziell zündfähiges Gemisch auszuschließen, muss das Kurbelgehäuse selbst oder der Kreuzkopf mit einem Inertgas gespült werden (z. B. Stickstoff).

Kolbenverdichter erreichen durch den höheren Isentrophenexponenten von Wasserstoff bereits früher die maximale Endtemperatur, was zu zusätzlichem Kühlaufwand und damit zu zusätzlichen Verdichterstufen führt.

$$T_2 = T_1 \left(\frac{p_1}{p_2} \right)^{\frac{1-\kappa}{\kappa}} \quad (5)$$

Nimmt man an, dass die Starttemperatur und Startdruck sowie Enddruck identisch sind, so hat nur der Isentrophenexponent Einfluss auf die Temperaturerhöhung, wie Gl. (5) anschaulich verdeutlicht. Da dieser bei Wasserstoff höher ist, stellt sich abhängig vom Druckverhältnis eine höhere Endtemperatur ein. Bei einem Druckverhältnis von fünf liegt die Endtemperatur ca. 25 % höher als bei Erdgas.

Die höheren Strömungsgeschwindigkeiten, ebenso wie die geringere Viskosität von Wasserstoff ändern das Pulsationsverhalten des Systems. Dies kann zu zusätzlichen Dämpfungselementen (z. B. Druckbehälter) führen.

Rotierende Verdränger verlieren an Wirkungsgrad durch Rückströmung. Innerhalb von Schraubenverdichtern drehen sich zwei Körper relativ zueinander und dem Gehäuse. Damit sich die Schrauben bewegen können, muss es Spalte geben, durch die ein gewisser Teil des zu verdichtenden Fluids aufgrund der Druckdifferenz zurückströmen kann. Je kleiner das Molekül des Fluids, desto geringer ist der Widerstand im Spalt und desto größer die zurückströmende Menge. Typischerweise wird Öl oder Wasser genutzt, um die rückströmende Menge zu verringern und gleichzeitig das zu verdichtende Gas zu kühlen. Nachteilig ist, dass so das zu verdichtende Fluid verunreinigt wird und ggf. nach der Verdichtung aufgereinigt werden muss.

5.3 Antriebsmaschinen

Als Antriebsmaschinen kommen in den meisten Anwendungsfällen Elektromotoren oder Gasturbinen zum Einsatz. Gasturbinen werden aktuell für die Anwendung mit Wasserstoff modifiziert. Zwar gibt es bereits viele Anwendung mit hohen Wasserstoffkonzentrationen im Brenngas (z. B. Hochofengas, Kokereigas), jedoch gab es bis dato keinen Bedarf für reine Wasserstoffanwendungen. Beide Antriebsmaschinen bieten Vor- und Nachteile (Tab. 2). Eine pauschale Empfehlung kann somit nicht ausgesprochen werden. Wie bei den Erdgasanwendungen wird es eine Mischung beider Technologien geben.

5.4 Kosten

Es ist nicht möglich, pauschale Aussagen zu den Mehrkosten von Verdichteranlagen für Wasserstoff zu treffen, da die Kosten dem Einfluss vieler Faktoren unterliegen. Dazu gehören z. B. die Pipelinelängen, die Vermaschung des Netzes, die zu erwartende Transportmenge, die Stückelung der Verdichtereinheiten und die Bauweise, um nur einige zu nennen.

Generell lässt sich sagen, dass Wasserstoff keine besonderen Anforderungen an den Verdichter selbst stellt. So gibt es keinen nennenswerten Kostenunterschied zwischen einer

Tabelle 2. Vergleich von Elektromotor und Gasturbine

Elektromotor		Gasturbine	
Vorteile	Nachteile	Vorteile	Nachteile
Elektromotoren bieten einen guten Wirkungsgrad in einem breiten Betriebsbereich	Elektromotoren sind nur mit einem Frequenzumrichter effektiv nutzbar.	Gasturbinen bieten eine Möglichkeit Wasserstoff direkt als Antriebsenergie zu nutzen.	Gasturbinen bieten einen relativ geringen Wirkungsgrad
Elektromotoren sind ausgereift, zuverlässig und wartungsarm	Elektromotoren benötigen eine zuverlässige und ausreichend dimensionierte Stromversorgung	Gut für mobilen Einsatz – orts-unabhängig	Aufgrund von heißen Oberflächen und der Wirkweise bestehen Risiken beim Start und Stopp der Maschine
Elektromotoren sind in einem breiten Leistungsspektrum verfügbar 1 bis 100MW	Frequenzumrichter erzeugen Oberschwingungen – große E-Motoren belasten das Stromnetz	Gasturbinen bieten eine hohe Leistungsdichte	Gasturbinen sind Wartungsintensiv, die verwendeten Materialien sind kostspielig
	Elektromotoren sind in ihrem Drehzahlbereich aktuell begrenzt	Gasturbinen sind eine ausgereifte Technologie, mit der bereits heute Wasserstoff verbrannt werden kann.	

Erdgas- und einer Wasserstoff-Verdichteranlage, abgesehen von der Anzahl der Impeller und den Anforderungen an das Material für die Verdichtereinheit. Bezieht man den Ansatz der gleichbleibenden Energiemenge in die Betrachtung mit ein, so wird die Verdichteranlage in etwa vier Mal so groß wie eine Erdgasverdichteranlage. Jedoch steigen die Kosten und der Platzbedarf nicht linear.

Berechnet man die Kosten bei gleichem Start- und Enddruck spezifisch auf ein Kubikmeter Gas bezogen, bleiben die Kosten (mit einer gewissen Unschärfe) annähernd gleich. Durch Gas spezifische Änderungen am System (Getriebe, Spülung mit Inertgas, Druckbehälter etc.) treten geringfügige Kostensteigerungen im einstelligen Prozentbereich auf.

6 Ausblick

Der Aufbau eines europäischen H₂-Fernleitungsnetzes ist ein wichtiger infrastruktureller Baustein für die Umsetzung der Energiewende in Europa. Die Planungen und Vorarbeiten der Fernleitungsnetzbetreiber sind weit fortgeschritten und die technisch-wissenschaftlichen Grundlagen für den Bau und Betrieb von H₂-Transportleitungen sind weitestgehend erarbeitet. Hierzu gehört vor allem auch das technische Regelwerk zum Aufbau und sicheren Betrieb von Gastransportnetzen. Damit schon bis 2030 erste Netze verfügbar sind, müssen die gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen auf europäischer und nationaler Ebene in den nächsten Monaten festgelegt werden. Auf nationaler Ebene wird derzeit intensiv an der Ausgestaltung des H₂-Kernnetzes 2032 gearbeitet.

Auch auf der technischen Ebene wird es in den nächsten Monaten und Jahren wichtige Erkenntnisse geben, die aus zahlreichen F&E-, Pilot- und Demonstrationsprojekten resultieren. Für die in diesem Artikel beispielhaft betrachtete

te Verdichtung Wasserstoff bleibt festzuhalten, dass die Technologien zum Bau und Betrieb von Wasserstoffverdichtern grundsätzlich zur Verfügung stehen. Neu ist in diesem Zusammenhang vor allem der Maßstab und die damit einhergehende Möglichkeit, großflächig Zentrifugalverdichter einsetzen zu können. Alle großen Hersteller am Markt haben das Potential für sich erkannt und arbeiten erfolgreich an Turboverdichter- Lösungen, die bereits in wenigen Jahren Verbreitung gefunden haben werden.

Danksagung

Wir danken dem BMBF für die Förderung des Verbundvorhabens GET H₂ TransHyDE (Förderkennzeichen 03HY207A-J). Open Access Veröffentlichung ermöglicht und organisiert durch Projekt DEAL.

Formelzeichen

A	[m ²]	Fläche
c _p	[J kg ⁻¹ K ⁻¹]	Isobare Wärmekapazität
c _v	[J kg ⁻¹ K ⁻¹]	Isochore Wärmekapazität
M	[kg mol ⁻¹]	Molare Masse
\dot{m}	[kg s ⁻¹]	Massenstrom
p	[Pa]	Druck
R	[J mol ⁻¹ K ⁻¹]	Allg. Gaskonstante
T	[K]	Temperatur
u	[m s ⁻¹]	Geschwindigkeit
\dot{V}	[m ³ s ⁻¹]	Volumenstrom

Griechische Symbole

κ	[-]	Isentropenexponent
ρ	[kg m ⁻³]	Dichte

Literatur

- [1] https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term-strategy_en (Zugriff am 14. Juni 2023)
- [2] *REPowerEU Plan*, Communication from the Commission to the European Parliament, The European Council, The Council, The European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, European Commission, Brussels **2022**.
- [3] A. Wang, J. Jens, D. Mavins, M. Moultak, M. Schimmel, K. van der Leun, D. Peters, M. Buseman, *European Hydrogen Backbone: Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen*, Guidehouse, Utrecht **2021**.
- [4] Hydrogen4EU, *Charting Pathways to Enable Net Zero*, Deloitte, London **2022**.
- [5] D. Tarvydas, *The role of hydrogen in energy decarbonisation scenarios: View on 2030 and 2050*, Publications Office of the European Union, Luxembourg **2022**.
- [6] F. Sensfuß, B. Lux, C. Bernath, C. Kiefer, B. Pfluger, *Langfrist-szenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland*, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Berlin **2022**.
- [7] G. Luderer, *Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045: Szenarien und Pfade im Modellvergleich*, ResearchKopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam **2021**.
- [8] Deutsche Energie Agentur GmbH (dena), *dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität*, Abschlussbericht, dena, Berlin **2021**.
- [9] *Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032: Szenariorahmen*, FNB Gas, Berlin **2021**.
- [10] W. Köppel, M. Wietschel, T. Gnann, T. Fleiter, B. Lux, P. Manz, M. Rehfeldt, D. Speth, J. Steinbach, B. Pfluger, Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem: Eine systemische Analyse, Artikel, *energie-wasser-praxis (ewp)*, **2023**, 01. www.dvgw-ebi.de/medien/dvgw-ebi/2_themen/publikationen/2023-jan-ewp-Koeppel.pdf
- [11] Frank Graf, Jakob Wachsmuth, Benjamin Pfluger, Joachim Müller, Christoph Nolden, Martin Wietschel, Maximilian Heneka, Florian Ausfelder, Frank Dietzsch, Sabine Malzkuhn, Mario Ragwitz, *Hintergrundpapier zu Gasinfrastrukturen im Lichte des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine*, TransHyDE **2021**.
- [12] <https://www.acer.europa.eu/gas-factsheet> (Zugriff am 14. Juni 2023)
- [13] <https://agsi.gie.eu/> (Zugriff am 27. Juni 2023)
- [14] <https://fnb-gas.de/deutschland-sicher-mit-erdgas-versorgen/fernleitungsnetz/> (Zugriff am 27. Juni 2023)
- [15] https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgasstatistik/erdgas_node.html (Zugriff am 27. Juni 2023)
- [16] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/Rueckblick/start.html (Zugriff am 27. Juni 2023)
- [17] https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_latest_trends_from_monthly_data (Zugriff am 27. Juni 2023)
- [18] <https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports> (Zugriff am 14. Juni 2023)
- [19] *REPowerEU, A plan to rapidly reduce dependence on Russian fossil fuels and fast forward the green transition*, European Commission, Brussels **2022**.
- [20] <https://tyndp2022.entsog.eu/downloads/> (Zugriff am 01. Juni 2023)
- [21] *Gas Regional Investment Plan: Southern Corridor*, ENTSG, Brussels **2022**.
- [22] <https://www.tap-ag.com/about-tap> (Zugriff am 14. Juni 2023)
- [23] <https://www.tap-ag.com/about-tap/the-big-picture> (Zugriff am 28. Juni 2023)
- [24] *TYNDP 2020: Annex A - Projects Details*, ENTSG, Brussels **2020**.
- [25] <https://www.dw.com/en/african-countries-seek-to-revive-trans-saharan-gas-pipeline-dream/a-62778681> (Zugriff am 14. Juni 2023)
- [26] https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/P-9-2023-000197_EN.html (Zugriff am 28. Juni 2023)
- [27] <https://igi-poseidon.com/> (Zugriff am 14. Juni 2023)
- [28] <https://www.dnv.com/news/dnv-further-confirms-feasibility-and-maturity-of-the-eastmed-pipeline-226712> (Zugriff am 28. Juni 2023)
- [29] <https://www.en-former.com/en/h2med-pipelines-to-supply-europe-with-hydrogen/> (Zugriff am 14. Juni 2023)
- [30] <https://www.reuters.com/business/energy/h2med-hydrogen-pipeline-france-cost-25-bln-euros-spanish-pm-sanchez-says-2022-12-09/> (Zugriff am 14. Juni 2023)
- [31] https://www.nks-kem.de/aktuelles/news/repower-eu_beschleunigung-der-wasserstoffwirtschaft (Zugriff am 14. Juni 2023)
- [32] <https://energypost.eu/how-to-ramp-up-hydrogen-under-the-new-repower-eu-targets/> (Zugriff am 14. Juni 2023)
- [33] A. Wang, K. van der Leun, D. Peters, M. Buseman, *European Hydrogen Backbone: How a dedicated hydrogen infrastructure can be created*, Guidehouse, Utrecht Juli **2020**. www.ehb.eu/files/downloads/2020_European-Hydrogen-Backbone_Report.pdf
- [34] R. van Rossum, J. Jens, G. La Guardia, A. Wang, L. Kühnen, M. Overgaag, *A European Hydrogen Infrastructure: Vision Covering 28 Countries*, Guidehouse, Utrecht **2022**.
- [35] *Five Hydrogen Supply Corridors for Europe in 2030: Executive Summary*, Guidehouse, Utrecht **2022**.
- [36] *Learnbook on Hydrogen Supply Corridors: Clean Hydrogen Alliance Transmission and Distribution Roundtable*, European Clean Hydrogen Alliance **2023**.
- [37] J. Wachsmuth, V. Duscha, M. Wietschel, S. Oberle, U. Herrmann, M. Graf, B. Pfluger, M. Sorayaei, F. Brandes, S. Gehrman, J. Rommelfanger, V. Isik, W. Köppel, M. Heneka, A. Zubair, L. Ways, *Transformation der Gasinfrastruktur zum Klimaschutz*, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau **2022**.
- [38] <https://ehb.eu/files/downloads/EHB-initiative-to-provide-insights-on-infrastructure-development-by-2030.pdf> (Zugriff am 03. November 2023)
- [39] Y. Sagdur, R. Slowinski, R. van Rossum, A. Kozub, L. Kühnen, M. Overgaag, A. Michelet, S. Kandathiparambi, P. London, *European Hydrogen Backbone: Implementation Roadmap – Cross Border Projects and Costs Update*, Guidehouse, Utrecht **2023**.
- [40] T. van Wingerden, D. Geerdink, C. Taylor, C. F. Hülsen, *Specification of a European Offshore Hydrogen Backbone*, dnv, Bærum, Norwegen **2023**.
- [41] <https://ehb.eu/page/european-hydrogen-backbone-maps> (Zugriff am 14. Juni 2023)
- [42] https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/h2-startnetz_2030_mit_erlaeuterung.pdf (Zugriff am 28. Juni 2023)
- [43] https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/11/20211101_FNB_Gas_Erklaertext-H2_Netz_2030.pdf (Zugriff am 28. Juni 2023)
- [44] https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/11/20211101_FNB_Gas_Erklaertext-H2_Netz_2050.pdf (Zugriff am 28. Juni 2023)
- [45] *Wasserstoffbericht: Bericht zum aktuellen Ausbaustand des Wasserstoffnetzes und zur Entwicklung einer zukünftigen Netzplanung Wasserstoff gemäß § 28q EnWG*, FNB Gas, Berlin **2022**.
- [46] https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2023/07/2023-07-12_FNB-Gas_Planungsstand-Wasserstoff-Kernnetz.pdf (Zugriff am 06. November 2023)

- [47] https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2023/11/2023_11_15_Entwurf_Antrag_Wasserstoff-Kernnetz_final.pdf (Zugriff am 20. November 2023)
- [48] *Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie: NWS 2023*, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Berlin **2023**.
- [49] <https://www.dvgw.de/themen/energiewende/wasserstoff-und-energiewende/innovationsprogramm-wasserstoff> (Zugriff am 28. Juni 2023)
- [50] M. Steiner, U. Marewski, H. Silcher, *DVGW-Projekt SyWeSt H2: Stichprobenhafte Überprüfung von Stahlwerkstoffen für Gasleitungen und Anlagen zur Bewertung auf Wasserstofftauglichkeit*, Abschlussbericht, DVGW, Bonn **2023**.
- [51] <https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/transhyde> (Zugriff am 28. Juni 2023)
- [52] <https://www.get-h2.de/geth2-nukleus/> (Zugriff am 28. Juni 2023)
- [53] J. Mischner, Zur Frage der Strömungsgeschwindigkeiten in Gasleitungen: Erdgas, Methan, Wasserstoff, Gemische, Zusatzgas, Austauschgas, Druckverlustberechnungen, Strömungsgeschwindigkeit, Wandschubspannung, *gwf Gas Energie* **2021**, *2021* (5), 44–63.
- [54] *API Standard 617: Axial and Centrifugal Compressors and Expandercompressors*, American Petroleum Institute (API), Washington, D.C. **2014**.

DOI: 10.1002/cite.202300106

Aktuelle Fragestellungen beim leitungsgebundenen Transport von Wasserstoff

Frank Graf*, Volkan Isik, Maximilian Heneka, Wolfgang Köppel, Thomas Kolb, Ann-Christin Fleeer, René Werner Verbücheln

Review Article: Um die erwarteten H₂-Bedarfe bereitstellen zu können, wird eine leistungsstarke europaweite Transportinfrastruktur benötigt. Bis 2030 soll in Europa ein H₂-Transportnetz mit einer Gesamtlänge von 33.000 km entstehen, in Deutschland 9.700 km bis 2032. Ein Großteil kann über existierende Erdgastransportnetze abgedeckt werden.

