DVGW

www.dvgw.de

Überblick zur Dekarbonisierung des Erdgassystems mit Wasserstoff

von: Amin Khayatzadeh, Wolfgang Köppel (beide: DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie), Stefan Gehrmann, Agnes Schwigon, Tonish Pattima, Andreas Schrader & Thomas Systermans (alle: DVGW e. V.)

Quelle: DVGW

Vorwort

von: Prof. Dr. Gerald Linke, Vorstandsvorsitzender des DVGW e. V.

Als Folge der nationalen und europäischen Klimaziele befinden sich die verschiedenen Sektoren in Deutschland mitten in einem umfassenden Transformationsprozess. Fossile Energieträger und Rohstoffe, die das Energie- und Rohstoffsystem heute noch maßgeblich prägen, sollen durch erneuerbare Energien und klimafreundlich erzeugte Energieträger ersetzt werden. Wasserstoff wird in diesem Kontext eine Schlüsselrolle spielen, da er klimafreundlich erzeugt werden kann, großskalig importier- und speicherbar ist und zudem auch in Prozessen eingesetzt werden kann, die nicht oder nur schwer elektrifizierbar sind. Der Umgang mit Wasserstoff ist nicht neu: Sowohl die Industrie als auch die Energiewirtschaft setzen den Energieträger seit vielen Jahrzehnten in chemischen Prozessen ein, betreiben privatwirtschaftliche H_2-Netze und haben Wasserstoff in der Vergangenheit häufig als Bestandteil von Stadtgas eingesetzt. Sie sind daher erfahren im sicheren Umgang mit Wasserstoff.

Trotz dieser Erfahrungen wird die Transformation in der Öffentlichkeit zum Teil kritisch gesehen. So wird infrage gestellt, ob der Transport und die Nutzung von Wasserstoff in Zukunft mit den heutigen Erdgasleitungen und -prozessen ohne Beeinträchtigung des aktuell hohen Sicherheitsniveaus möglich sein werden. Diese Sicherheitsbedenken werden im Wesentlichen mit den im Vergleich zu Erdgas unterschiedlichen physikalisch-chemischen und verbrennungstechnischen Eigenschaften von Wasserstoff begründet. Verschiedene Akteure der Gaswirtschaft und unabhängige Forschungsinstitute haben in den letzten Jahren zahlreiche Forschungs- und Demonstrationsprojekte initiiert und durchgeführt, um durch eine evidenzbasierte Weiterentwicklung des technischen Regelwerks den sicheren Betrieb der Gasinfrastruktur mit Wasserstoff zu gewährleisten und Prozesse und Anlagen sicher auf Wasserstoff umstellen zu können.

Der vorliegende Fachartikel soll wissenschaftlich fundiert zur Versachlichung der Diskussion um die sichere Nutzung von Wasserstoff beitragen, indem der aktuelle Stand der Regelwerksarbeit und der Umstellung im Anwendungsbereich, jeweils mit den zugrundeliegenden Forschungsarbeiten, dargestellt wird.

Es wird geschildert, dass die Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur für Wasserstoff technisch eine nachhaltige und sichere Option bietet und somit eine ressourcenschonende Transformation des Energiesystems unter Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten und Nutzeranforderungen möglich ist. Auch wirtschaftlich muss Wasserstoff als eine realistische Lösung mitgedacht werden, um fossile Energieträger zu ersetzen und die Energiewende sektorübergreifend voranzutreiben.

Inhalt

6 | 1 Einleitung

8 | 2 Sicherheitsaspekte entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette auf Basis von Erfahrungen mit Erdgas

10 | 3 Gasinfrastruktur in Deutschland

11 | 3.1 Einfluss von Wasserstoff auf den Werkstoff

13 | 3.1.1 Nachweis der Eignung für Stahlleitungen und Armaturen

14 | 3.1.2 Nachweis der Eignung für Kunststoffleitungen

14 | 3.1.3 Nachweis der Eignung für Duktilguss

14 | 3.1.4 Grauguss

14 | 3.2 Errichtung und Umstellung der Gasleitungen auf Wasserstoff

15 | 3.3 Errichtung und Umstellung von Speichern auf Wasserstoff

16 | 3.4 Leckage und Undichtigkeit

16 | 3.5 Technischer Betrieb

17 | 3.6 Erforderliche Anpassungen von Komponenten bei der Integration von Wasserstoff im Gasnetz

20 | 3.7 Wissenschaftlich fundierte Ableitungen für das technische Regelwerk

20 | 3.8 Kapazität des Wasserstofftransports im Gasnetz

21 | 3.9 Infrastrukturkosten

23 | 4 Anwendungen

23 | 4.1 Transformationspfade

24 | 4.2 Verbrennungstechnische Unterschiede

25 | 4.3 Haushalts- und Gewerbesektor

28 | 4.4 Industrieller Sektor

29 | 4.5 KWK-Anlagen

32 | 5 Fazit

Impressum

Herausgeber:

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
Technisch-wissenschaftlicher Verein
Josef-Wirmer-Straße 1–3
53123 Bonn
info@dvgw.de
www.dvgw.de

Gestaltung:

EKS – DIE AGENTUR
Energie Kommunikation Services GmbH
www.eks-agentur.de

© DVGW Bonn

Stand: April 2025

www.blauer-engel.de/uz195
- ressourcenschonend und umweltfreundlich hergestellt
- emissionsarm gedruckt
- aus 100 % Altpapier

LF8

Druckprodukt
CO_2 kompensiert
klima-druck.de
ID-Nr. 25197513
VDM+

Mehr Informationen zur Berechnungsmethodik, zur Kompensation und dem gewählten Goldstandard-Klimaschutzprojekt finden Sie unter klima-druck.de/ID.

Executive Summary

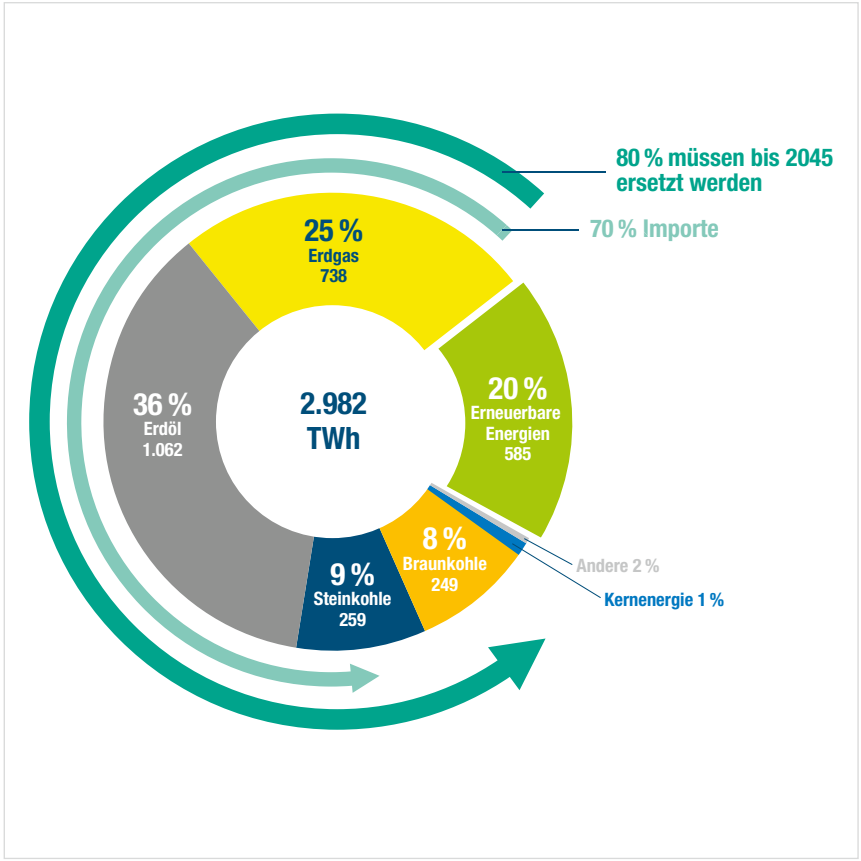
Die Gasinfrastruktur in Deutschland steht vor einer bedeutenden Transformation, da Wasserstoff zunehmend als nachhaltiger Energieträger an Bedeutung gewinnt. Langzeitstudien und technische Analysen haben gezeigt, dass bestehende Stahl- und Kunststoffleitungen für den sicheren Transport von Wasserstoff geeignet sind. Dennoch erfordert der Übergang zu Wasserstoff spezifische Anpassungen, um die Sicherheit und Effizienz der Infrastruktur zu gewährleisten. Verschiedene Forschungsprojekte bestätigen darüber hinaus die vollständige Wasserstofftauglichkeit der in der Gasinfrastruktur eingesetzten Stähle. Die Erkenntnisse bilden die Basis der DVGW-Regelwerke und ermöglichen damit eine sichere Nutzung bestehender Gasnetze für den Wasserstofftransport unter den üblichen Betriebsbedingungen. Bei Betriebsdrücken (MOP) größer 16 bar ist nach DVGW-Merkblatt G 464 eine bruchmechanische Bewertung erforderlich. Zwischen 12 und 16 bar sind bruchmechanische Einzelfallbetrachtungen lediglich bei Leitungsdurchmessern größer DN 200 notwendig. In Verteilnetzen mit einem Druck von weniger als 12 bar sind keine relevanten Einflüsse durch Wasserstoff zu erwarten und bruchmechanische Betrachtungen können entfallen.

Untersuchungen der Kunststoffrohrindustrie für übliche Rohrleitungsmaterialien (wie PE63, PE80, PE100, PE100-RC, PA-U12 und PVC) haben gezeigt, dass diese für die langfristige Verteilung von Wasserstoff grundsätzlich geeignet sind. Die Wasserstofftauglichkeit von Duktilgussrohrsystemen wurde darüber hinaus in weiteren Studien bestätigt. Für die untersuchten Armaturen unter Druckwasserstoff wurden hinreichende Sicherheitsreserven beim Betrieb festgestellt. Anpassungen einiger weniger Teile der Gasinfrastruktur sind jedoch notwendig, um einen sicheren Wasserstoffbetrieb zu gewährleisten. Bei sachgemäßer Handhabung und Einhaltung technischer Vorschriften ist Wasserstoff ebenso sicher wie Erdgas.

Die Ergebnisse diverser Forschungs- und Umsetzungsprojekte sind bereits umfangreich in die Erarbeitung technischer Regelwerke eingeflossen und das Kernregelwerk für die Gasinfrastruktur ist bereits H_2-ready. Damit ist ein technisch sicherer Betrieb mit Wasserstoff gewährleistet. Weitere Erkenntnisse werden fortlaufend in das technische Regelwerk eingearbeitet.

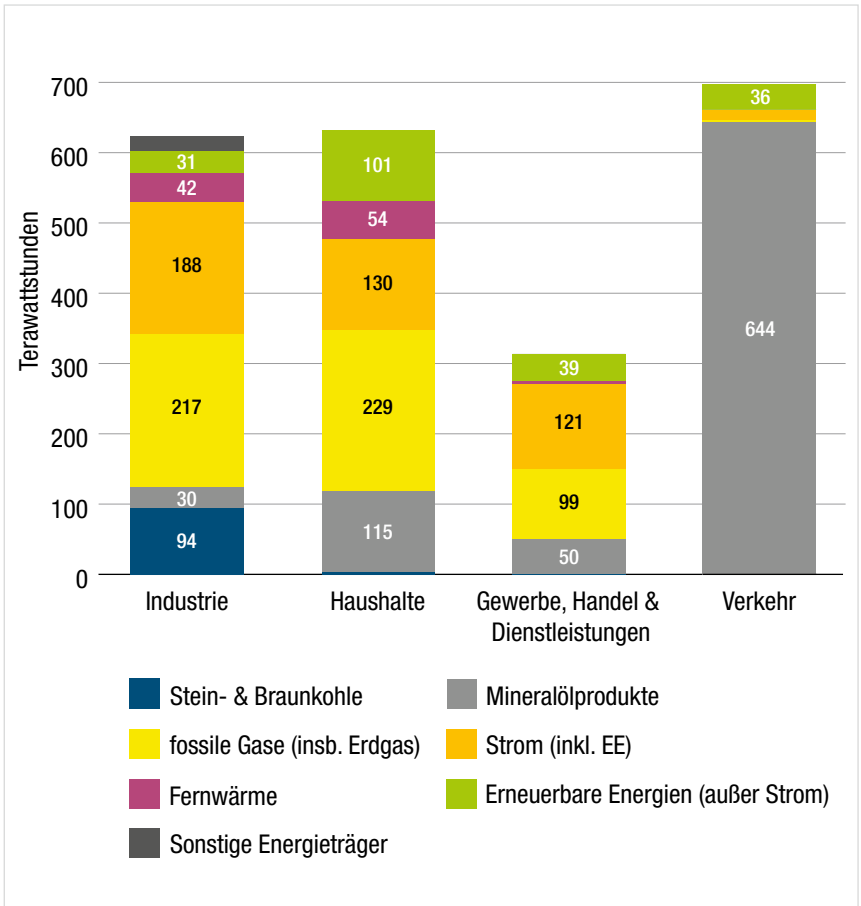
Im Bereich der Anwendungen ist hinsichtlich der Bewertung des Entwicklungsstandes einer Wasserstoffnutzung zu differenzieren: Prozesse, die bereits heute fossil-basierten Wasserstoff nutzen, können vergleichsweise einfach auf klimafreundlich erzeugten Wasserstoff umgestellt werden. Bei der Substitution von Erdgas durch Wasserstoff sind verbrennungstechnische Unterschiede zu berücksichtigen, die individuelle Anpassungen erfordern, um eine Verschlechterung der Sicherheit, der Effizienz, der Emissionswerte und bei vielen industriellen Prozessen auch der Produktqualität zu vermeiden. Nicht-vorgemischte Brennersysteme, wie sie häufig in der Industrie eingesetzt werden, können durch geeignete Maßnahmen häufig weniger aufwendig auf Wasserstoff umgestellt werden als vorgemischte Brennersysteme, die typisch für Haushaltsgeräte und Gasturbinen sind.

Zahlreiche Projekte unter realen Bedingungen haben in den letzten Jahren den sicheren Einsatz von Wasserstoff in Haushaltsgeräten, industriellen Prozessen und in der Kraft-Wärme-Kopplung demonstriert. Dabei wurden umfangreiche Erfahrungen für Beimischungen, Umrüstungen und Neuanlagen gesammelt, die als Best-Practice-Beispiele dienen und Grundlagen für den sicheren sektorübergreifenden Wasserstoffhochlauf bieten. Für verschiedene Anlagen und Geräte sind auf Basis solcher Untersuchungen bereits heute 100-Prozent-Wasserstoff-Lösungen kommerziell verfügbar. Aufgrund der Heterogenität der Anlagen und Prozesse sind die Lösungen in der Regel nicht unmittelbar übertragbar, sodass insbesondere bei der Umsetzung und Skalierung industrieller Prozesse und großtechnischer Turbinen noch Entwicklungsbedarf besteht.



Quelle: AGEB

Abb. 1: Primärenergieverbrauch in Deutschland 2023 (in Terawattstunden (TWh))



Quelle: [3]

Abb. 2: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren im Jahr 2023

1 Einleitung

Deutschland befindet sich in einem Transformationsprozess hin zu einer klimaneutralen Energieversorgung, wobei je nach Anwendung molekulare Energieträger und elektrische Energie regenerativ zur Verfügung gestellt werden muss. Die Umwandlung von molekularer in elektrische Energie und umgekehrt ist ein zentraler Aspekt der Energiewende, da sie die Integration erneuerbarer Energien und die Nutzung von Wasserstoff als Energiespeicher ermöglicht [1].

Der Primärenergieverbrauch über alle Sektoren in Deutschland hat sich in den vergangenen Jahren durchschnittlich aus ca. 80 Prozent molekülbasierten Energieträgern und zu 20 Prozent aus Elektronen zusammengesetzt (**Abb. 1**).

Zu erwarten ist, dass sich zukünftig der Anteil molekülbasierter Energieträger am Primärenergieverbrauch reduziert und der Anteil erneuerbarer Energien weiter steigt. Daneben zeigt **Abbildung 2** den maßgeblich molekülbasierten Endenergieverbrauch in verschiedenen Sektoren.

Deutschland ist stark von Energieimporten abhängig, da es außer Kohle keine bedeutenden konventionellen Energieressourcen besitzt. Etwa 70 Prozent des Energieaufkommens werden durch Importe gedeckt [4]. Diese Importabhängigkeit birgt Risiken, wie die Energiekrise 2022 gezeigt hat, als die Gaslieferungen aus Russland stark reduziert wurden. Hinsichtlich der Versorgungssicherheit bietet Wasserstoff dabei die Chance, eine Diversifizierung der Lieferländer zu erreichen und damit Abhängigkeiten von einzelnen Energieexportländern zu verringern [5].

Deutschland hat es sich zum Ziel gesetzt, bis spätestens 2038 aus der Kohleverstromung auszusteigen [6]; der Ausstieg aus der Atomenergie wurde bereits im Jahr 2023 mit der Abschaltung der letzten Reaktoren vollzogen [7]. Auch der Verbrauch von Öl soll in den kommenden Jahrzehnten stark reduziert werden, um die Klimaziele zu erreichen.

Diese Maßnahmen sind Teil der umfassenden Strategie zur Erreichung der nationalen Klimaziele [8].

Erdgas spielt derzeit eine wichtige Rolle als Brückentechnologie auf dem Weg zur Klimaneutralität. Es wird in Kraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt und dient als Rohstoff in der Industrie. Die Nationale Wasserstoffstrategie zeigt, dass zukünftig Erdgas zunehmend durch Wasserstoff ersetzt werden soll, um die CO_2-Emissionen weiter zu senken [9–11].

Die Kombination von Wasserstoff mit erneuerbaren Energien ist ein Schlüssel zur Dekarbonisierung des Energiesystems. Überschüssiger Strom aus Wind- und Solaranlagen kann zur Elektrolyse von Wasser genutzt werden, um grünen Wasserstoff zu erzeugen. Dieser Wasserstoff kann in Drucktanks, unterirdischen Kavernen oder als flüssiger Wasserstoff gespeichert und bei Bedarf wieder in Strom umgewandelt werden, wodurch eine stabile und nachhaltige Energieversorgung gewährleistet wird [12, 13].

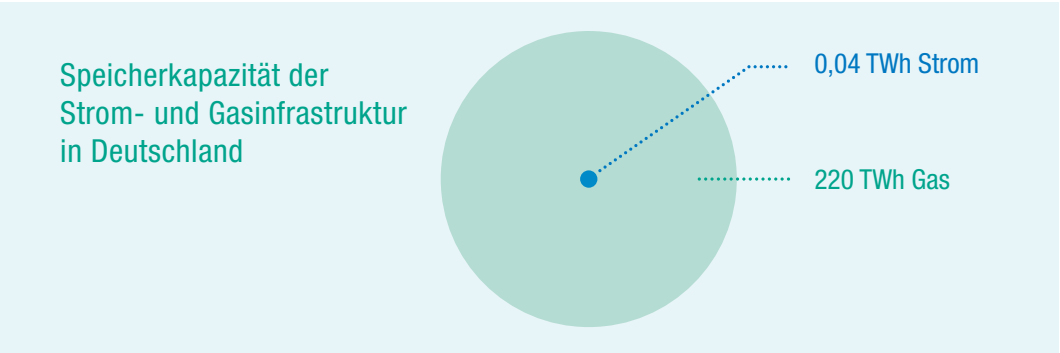
Die **Abbildung 3** verdeutlicht dabei die Speicherkapazität von Erdgas gegenüber Elektronen. Auch wenn Wasserstoff bei gleichen Speichervolumina im Vergleich zu Erdgas lediglich ein Drittel der Energiemenge bereitstellt, zeigt die Abbildung das Potenzial einer künftigen Wasserstoffspeicherung. Die großskalige Speicherung von Wasserstoff ermöglicht eine langfristige Energiespeicherung und die Nutzung von Wasserstoff als Puffer für Schwankungen in der erneuerbaren Energieerzeugung.

Wasserstoff kann zudem über das etwa 600.000 km lange Gasnetz sowie neu verlegte Gasleitungen transportiert und gespeichert werden (siehe Kapitel 3.8 dieses Fachbeitrags). Durch das Zurückgreifen auf existierende Infrastrukturen können ressourcenschonend und kosteneffizient Synergien genutzt und die benötigten großen Energiemengen bedarfsgerecht bereitgestellt werden. Außerdem ermöglicht der Transport über das Gasleitungsnetz eine Flexibilisierung und Stabilisierung der Energieversorgung, auch hinsichtlich der Importfähigkeit [15, 16].

Die Dekarbonisierung des Erdgassystems mit Wasserstoff ist ein zentraler Baustein der deutschen Energiewende. Durch die Nutzung bestehender Infrastrukturen, die Integration erneuerbarer Energien und die vielfältigen Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff kann Deutschland seine Klimaziele erreichen und eine sichere und nachhaltige Energiezukunft gestalten. Die vorliegende Fachveröffentlichung soll vor diesem Hintergrund detailliert aufzeigen, welche Themen für den Transport, die Verteilung und die Nutzung von Wasserstoff betrachtet werden müssen. Darüber hinaus stellt die Ausarbeitung klar dar, wo es noch technische Herausforderungen bezüglich der Nutzung von Wasserstoff gibt und welche Fragen hinsichtlich Sicherheit und Betrieb bereits beantwortet sind. Des Weiteren werden die Kosten einer Umstellung der Gasinfrastruktur auf Wasserstoff aufgezeigt und erläutert, inwieweit das technische Regelwerk für Wasserstoff existiert und wo noch Anpassungsbedarf besteht.

Die Frage nach der Bereitstellung von Wasserstoff wird in diesem Beitrag nicht betrachtet. Aber die Potenziale in Europa sind – wie in Roadmap Gas 2050 Deliverable D1.2: „Bewertung der für Deutschland relevanten nationalen & internationalen Produktionsströme und Logistikkonzepte für erneuerbare Gase" beschrieben – für eine Versorgung ausreichend hoch, sodass die Aussage, dass Wasserstoff weiterhin als optionaler Teil der Energieversorgung aller Sektoren mit beachtet werden sollte, weiterhin Gültigkeit hat.

Ziel ist es, die Chance, die Wasserstoff in der Defossilisierung spielen kann, technisch-wissenschaftlich zu bewerten und somit einen Beitrag für eine lösungsorientierte Diskussion anzubieten. ▷



Quelle: [14]

Abb. 3: Speicherkapazität in Deutschland

2 Sicherheitsaspekte entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette auf Basis von Erfahrungen mit Erdgas

Das ganzheitliche Sicherheitskonzept des DVGW, das seit 1990 besteht, dient seit jeher der Bewertung und Verminderung von meldepflichtigen und sofortmeldepflichtigen Ereignissen in der Gasversorgung. Auf Grundlage der Analyse von Ereignissen können ursachenorientierte Maßnahmen formuliert werden, die in die Regelsetzung einfließen. Auf Basis dessen konnten konkrete Technik- und Verfahrensverbesserungen sowie weitere Schulungs- und informatorische Maßnahmen über Jahrzehnte entwickelt und eingeführt werden, die für ein nachhaltig hohes Sicherheitsniveau in der deutschen Gasversorgung Sorge tragen [17].

Die Erfahrungen aus dem Betrieb von Stadtgas- und Erdgasnetzen sowie aus zahlreichen spezifischen Forschungsprojekten werden auf Wasserstoffnetze übertragen. Damit wird von Beginn an ein stringentes Sicherheitskonzept zur Verfügung gestellt.

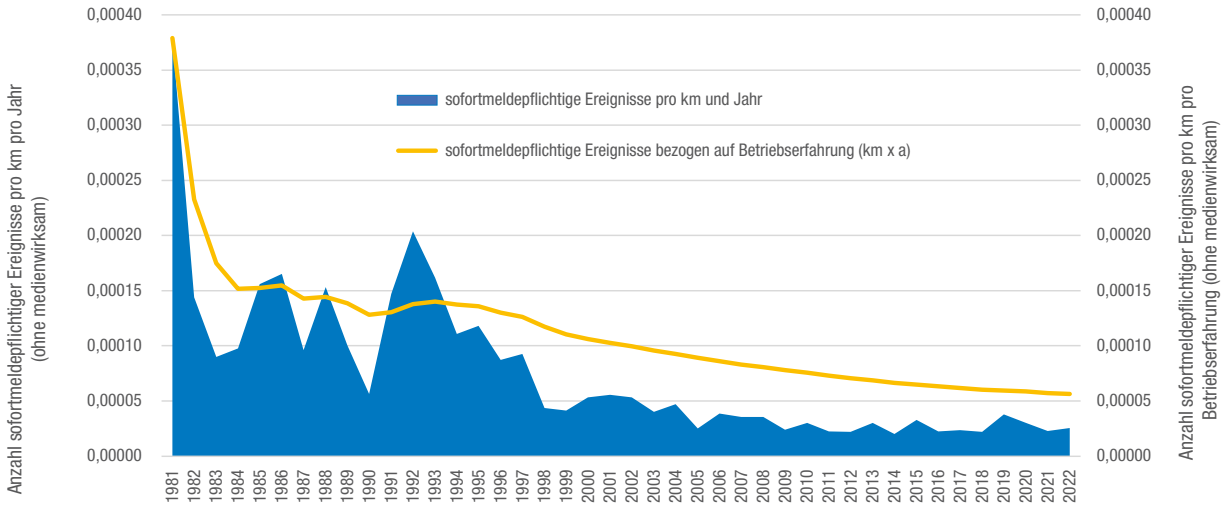
Sofortmeldepflichtige Ereignisse an Leitungen der Netzbetreiber

Seit 1981 erfasst der DVGW sofortmeldepflichtige und meldepflichtige Ereignisse. Meldepflichtige Ereignisse beinhalten eine ungewollte Gasfreisetzung und werden im Rahmen einer Jahresmeldung erfasst. Sofortmeldepflichtige Ereignisse wiederum sind ungewollte Gasfreisetzungen mit Personenschaden, Verpuffung, Explosion, Brand, Trümmerflug oder anderen medienwirksamen Ereignissen. Der Verlauf sofortmeldepflichtiger Ereignisse an Leitungen der Netzbetreiber seit 1981 ist in **Abbildung** 4 dargestellt. Die Rate der sofortmeldepflichtigen Ereignisse zeigt insbesondere für die auf die Betriebserfahrung bezogene Anzahl in den letzten 20 Jahren eine kontinuierliche Verringerung. Medienwirksame Ereignisse sind hier nicht berücksichtigt, weil diese nur einen Gasaustritt ohne weitere Folgen aufweisen. Die Betriebserfahrung wird berechnet, indem die Rohrnetzlänge des aktuellen Jahres auf die Rohrnetzlänge sämtlicher Vorjahre aufaddiert wird. Demnach würde sich eine Betriebserfahrung in Deutschland in dem Zeitraum von 1981 bis 2022 von etwa 14,6 Mio. Jahreskilometern (km x a) ergeben [18].

In der europäischen EGIG-Datenbank werden die Daten aller Ereignisse seit 1970 von mittlerweile 19 Gasfernleitungsnetzbetreibern in Europa erfasst. Hierdurch gibt es eine zuverlässige Informationsquelle, die zur Ermittlung der Ausfallhäufigkeit von Leitungen und zur Analyse von Fehlerursachen verwendet wird. Für das Jahr 2022 lag die Ausfallhäufigkeit bei 0,277 Ereignissen pro 1.000 km Betriebserfahrung [19]. Für die Vergleichbarkeit mit dieser Datenbank wurde die Gesamtzahl der Ereignisse in Deutschland ebenfalls auf die gesamte Betriebserfahrung normiert und betrug im Jahr 2022 in Deutschland 0,0562 Ereignisse pro 1.000 km Betriebserfahrung (Abb. 4).

ZUSAMMENGEFASST

Durch die Einführung von Technik- und Verfahrensverbesserungen auf Basis der Ereigniserfassung und -analyse existiert ein nachhaltig hohes Sicherheitsniveau in der deutschen Gasversorgung, was zukünftig auch auf das Wasserstoffnetz adaptiert wird.



Quelle: [18]

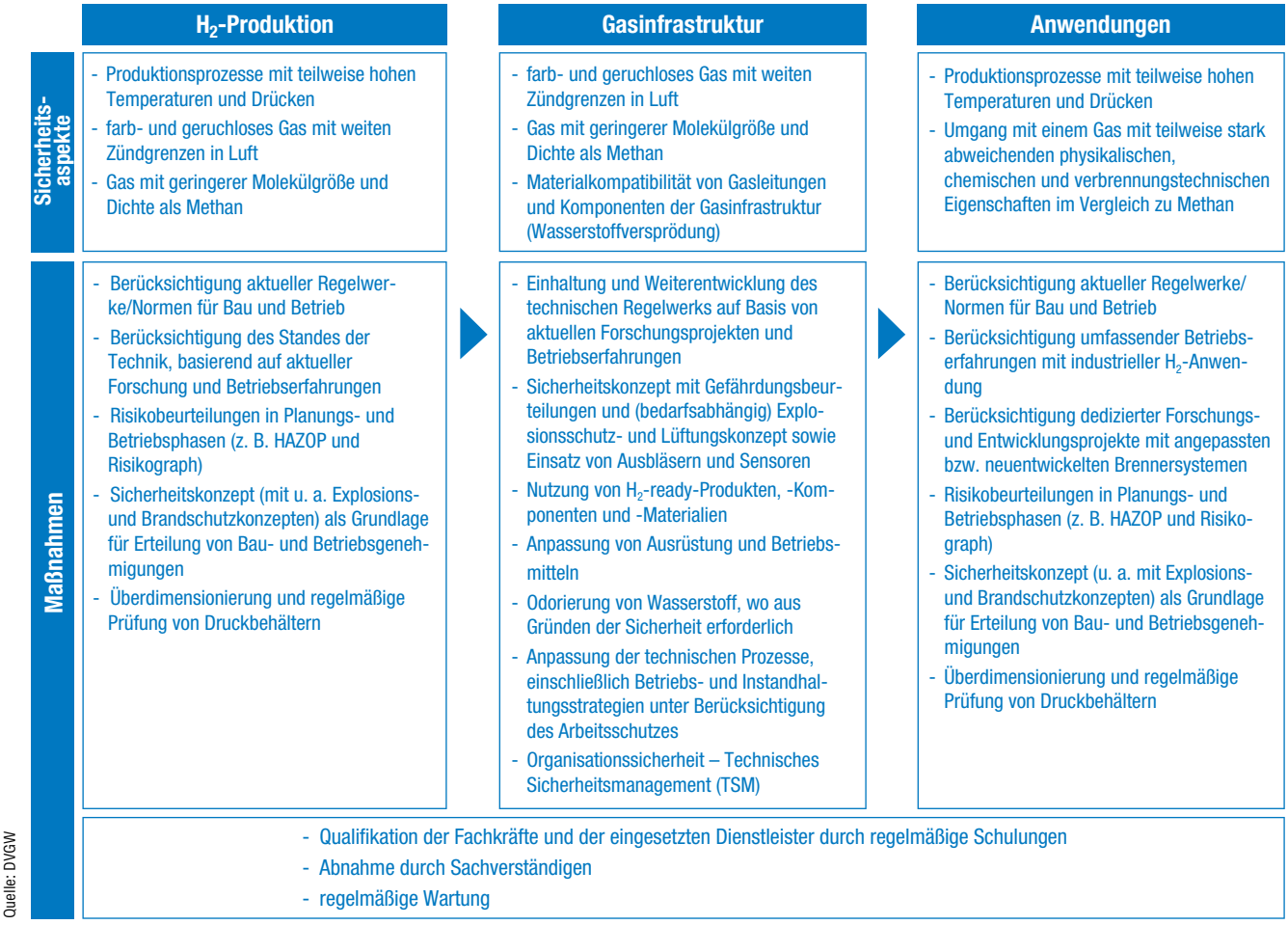
Abb. 4: Verlauf sofortmeldepflichtiger Ereignisse an allen Leitungen seit 1981

Sicherer Umgang mit Wasserstoff

Seit vielen Jahren wird Erdgas auf einem sehr hohen Sicherheitsniveau in der bestehenden Gasinfrastruktur transportiert, verteilt und gespeichert sowie in zahlreichen Prozessen verschiedener Sektoren verwendet. Auch die Herstellung und Nutzung von Wasserstoff ist nicht neu: Mehrere Millionen Tonnen Wasserstoff werden seit Jahrzehnten jährlich beispielsweise in Reformierungsprozessen hergestellt und u. a. zur großindustriellen Produktion von Grundchemikalien eingesetzt. Diese jahrzehntelange Erfahrung im sicheren Umgang mit Wasserstoff zeigt, dass seine Nutzung ebenso sicher sein kann wie die von Erdgas.

Dennoch bedeutet die Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff einen Wechsel auf einen Energieträger mit abweichenden physikalischen, chemischen und verbrennungstechnischen Eigenschaften (**Tab. 2**), die bei der Risikobewertung entlang der gesamten Wertschöpfungskette berücksichtigt werden müssen. Um dem spezifischen Risikoprofil von Wasserstoff bei der Herstellung, in der Gasinfrastruktur und bei der Anwendung Rechnung zu tragen, muss zur Erreichung einer sicheren Wertschöpfungskette auf den Erfahrungen von Industrie und Gaswirtschaft aufgebaut werden. Dazu gehören, wie in **Abbildung 5** dargestellt, u. a. die Durchführung umfassender Risikobeurteilungen und darauf aufbauende Sicherheitskonzepte und Regelwerke. Im Fall von Wasserstoff sind aufgrund seiner weiteren Zündgrenzen insbesondere Explosions- und Brandschutz- sowie automatisierte Lüftungskonzepte festzulegen. Wasserstoff ist farb- und geruchlos, sodass bedarfsgerecht Sensoren oder Odoriermittel eingesetzt werden. Darüber hinaus ist das Sicherheitsniveau durch regelmäßige Schulung des Personals, Wartung sicherheitsrelevanter Anlagenteile und Prozesse sowie Berücksichtigung des aktuellen Standes der Technik auf einem konstant hohen Level zu halten.

Die Datenbank der European Industrial Gas Association (EIGA) verzeichnet seit 1976 insgesamt 208 bedeutende wasserstoffbezogene Unfälle im Industriebereich, von denen etwa 21 in den letzten zehn Jahren stattfanden (**Abb. 6**). Davon waren etwa 26 Prozent auf menschliches Versagen zurückzuführen, 23 Prozent betrafen verfahrensbedingte Probleme, während Unfälle aufgrund ▷



Quelle: DVGW

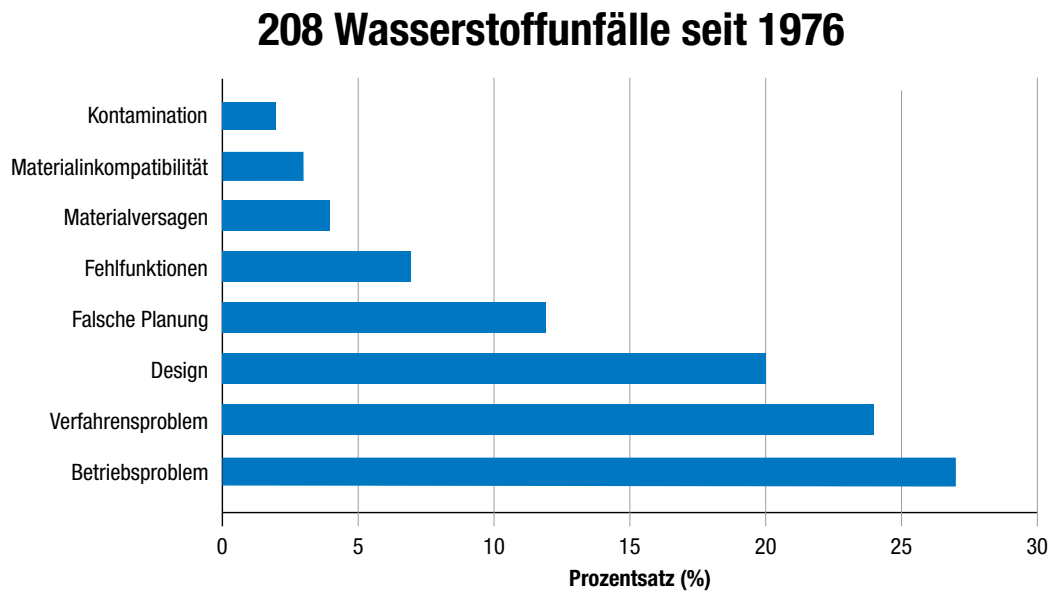
Abb. 5: Sicherheitsaspekte und Maßnahmen zur Einhaltung eines hohen Sicherheitsniveaus für verschiedene Glieder der Wertschöpfungskette Wasserstoff

von Verunreinigungen (wie Luftinfiltration) und Materialunverträglichkeiten seltener vorkamen. Sicherheitsanforderungen werden durch Normen und Vorschriften standardisiert, die das sichere Design, die Wartung und den Betrieb von Ausrüstungen, Systemen und Anlagen regeln. Diese Richtlinien liefern Sachverständigen und Sicherheitsbeauftragten die notwendigen Informationen, um Installationen zu genehmigen [20].

Da sich der weltweite Übergang zu wasserstoffbasierten Energiesystemen beschleunigt, wird die Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit der Wasserstoffinfrastruktur zu einem entscheidenden Aspekt der regulatorischen und industriellen Planung. Wasserstoffleitungen sind eine Schlüsselkomponente dieser Infrastruktur und müssen strenge Sicherheitsstandards erfüllen, um Lecks und Betriebsausfälle zu verhindern. Historisch betrachtet weisen diese niedrige Unfallraten auf: Zwischen 2015 und 2019 lag die normalisierte Leckagerate für Wasserstoffleitungen bei etwa 0,09 Ereignissen pro 1.000 km pro Jahr. Im Vergleich dazu weisen Erdgasleitungen in den Vereinigten Staaten und Europa im gleichen Zeitraum Raten von 0,16 bzw. 0,13 Ereignisse pro 1.000 km pro Jahr auf [21]. Auch wenn die Zahlen nicht unmittelbar miteinander vergleichbar sind, liefern sie zumindest eine Indikation, dass Wasserstoffnetze mit einem äquivalenten Sicherheitsniveau wie Erdgasnetze betrieben werden können.

ZUSAMMENGEFASST

Wasserstoff ist bei sachgemäßer Handhabung und Einhaltung der technischen Regelwerke genauso sicher wie Erdgas. Gefahren entstehen in der Regel nicht durch den Stoff selbst, sondern häufig durch menschliches Versagen. Ähnlich wie bei Erdgas hängt die Sicherheit maßgeblich davon ab, dass Anwender die spezifischen Eigenschaften kennen und entsprechende Sicherheitsmaßnahmen beachten.



Quelle: [20]

Abb. 6: Hauptursachen für Wasserstofffreisetzungen

3 Gasinfrastruktur in Deutschland

Das bestehende und fast 600.000 km lange Gasleitungsnetz ermöglicht den sicheren Transport großer Energiemengen über weite Entfernungen in ganz Deutschland [14, 15]. Das Gastransportnetz besteht aus etwa 40.000 km Gashochdruckleitungen, die zu über 90 Prozent aus Stahl bestehen [22, 23]. Das deutsche Gasverteilnetz erstreckt sich über eine Gesamtlänge von etwa 560.000 km. Die Rohrleitungen in Deutschland bestehen aus [24]:

- Kunststoff (etwa 69 Prozent)
- Stahl (28 Prozent)
- Duktilguss (1,3 Prozent)
- Grauguss, laminar (0,02 Prozent)
- unbekanntes Material (1,3 Prozent)

Aufgrund der in Kapitel 2 erwähnten physikalischen und chemischen Unterschiede zwischen Erdgas und Wasserstoff ist es wichtig, die Kompatibilität und einen sicheren und verlässlichen Betrieb sicherzustellen. Im Folgenden wird daher auf die spezifischen Herausforderungen eingegangen. Im Fall von metallischen Rohrleitungen betrifft dies die Phänomene Korrosion und Wasserstoffversprödung und für alle Rohrleitungen die Dichtheit.

3.1 Einfluss von Wasserstoff auf den Werkstoff

Grundlagen der Wasserstoffversprödung in metallischen Werkstoffen

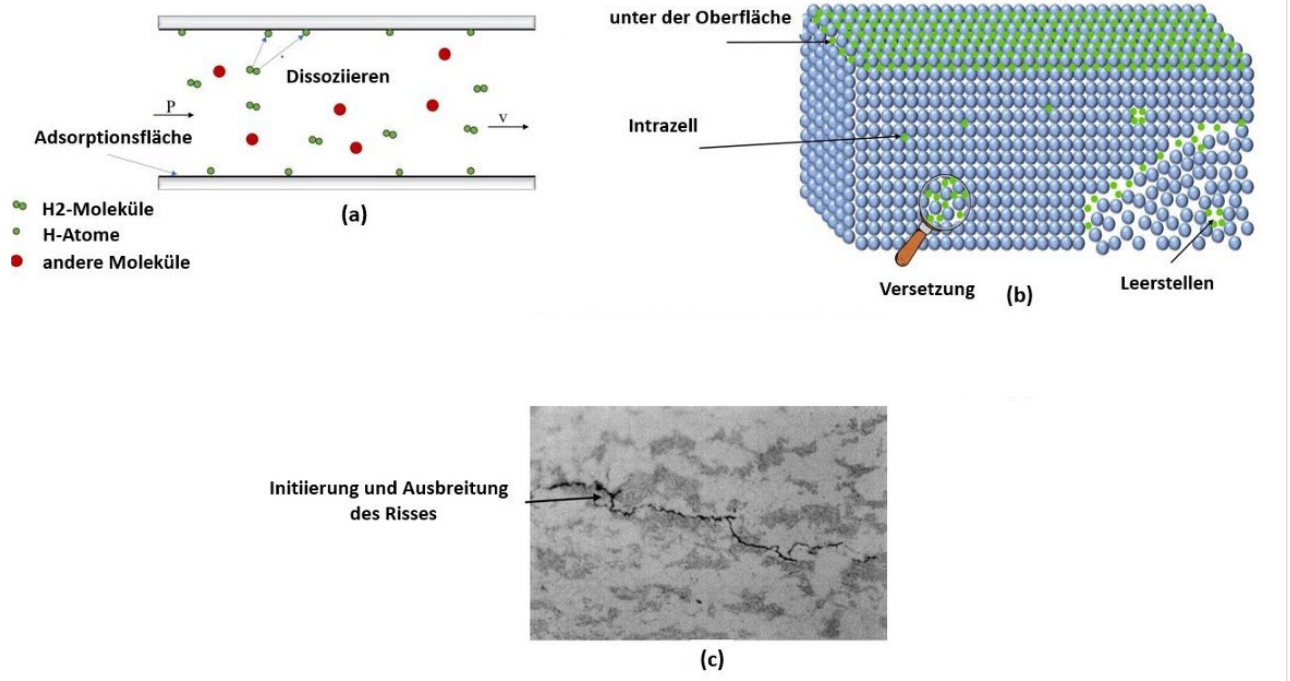
Wasserstoffversprödung ist ein Phänomen, bei dem Wasserstoff in metallische Werkstoffe eindringen kann und deren mechanische Eigenschaften beeinflusst. Besonders betroffen können hochfeste Stähle aufgrund ihrer Sprödigkeit sein, bei denen die Diffusion von Wasserstoff unter bestimmten Bedingungen (wie z. B. hoher Druck) die Zähigkeit und Belastbarkeit beeinflussen kann. Dies kann zu einer erhöhten Anfälligkeit für Rissbildung und letztlich zu Bauteilversagen unter Belastung führen [25]. Im Fall von Wasserstoffversprödung in Metallwerkstoffen wird Wasserstoff in atomare Wasserstoffatome (H-Atome) zerlegt, die an der inneren Oberfläche des Metalls, insbesondere an frischen Rissen oder blanken Oberflächen, adsorbiert werden (**Abb. 7a**). Diese H-Atome diffundieren durch das Metallgitter und sammeln sich an den Gitterfehlern (**Abb. 7b**). Dort üben sie eine lokale Spannung aus, die das Gitter schwächt und schließlich zum Bruch führen kann. Dieser Prozess initiiert und fördert die Ausbreitung von Rissen (**Abb. 7c**), was die strukturelle Integrität des Materials beeinträchtigt und das Risiko eines Bauteilversagens erhöht [26]. Durch die Reduzierung von Einschlüssen und Defekten in den Materialien von Rohrleitungen und Armaturen kann die Wahrscheinlichkeit der Rissbildung durch Wasserstoffversprödung deutlich verringert werden.

Druck und Druckschwankungen sind maßgebliche Faktoren für die Beurteilung der Auswirkungen der Wasserstoffversprödung auf Stahl- und andere Metallrohrleitungen [26]. Daher wird im Folgenden das Thema Druck genauer beleuchtet.

Einfluss von Druck und Druckschwankungen am Beispiel von Rohrleitungen

Druckschwankungen können zu Ermüdungsversagen in Rohrleitungen führen [27]. Dieses Ermüdungsversagen erfolgt in zwei Phasen: Rissinitiierung und Rissausbreitung [28]. Die interne Rissentstehung beginnt typischerweise an nichtmetallischen Einschlüssen, Defekten oder Fehlstellen, gefolgt von der anschließenden Ausbreitung des Risses [29]. Die Druckschwankungsbelastungen in Rohrleitungen können die Initiierung und Ausbreitung von Rissen beschleunigen. Im Laufe der Zeit wächst der Riss weiter, bis die Leitung dem maximalen Druck nicht mehr standhalten kann, was schließlich zu einem raschen Versagen führt [27].

Experimentelle und praktische Studien zeigen, dass Druckschwankungen von Wasserstoffgas in Rohrleitungen bei üblichen Betriebsbedingungen nicht ▷



Quelle: [26]

Abb. 7: (a) Dissoziation und Adsorption von Wasserstoff an der inneren Oberfläche „Stahlwerkstoff als Beispiel", (b) Die H-Atome wandern in der Gitterstruktur und lagern sich an Gitterdefekten an, (c) Wasserstoff bricht das Gitter, was zur Initiierung und Ausbreitung des Risses führt.

zu Versagen oder signifikanten Verschleißerscheinungen der Leitungen führen. Bei Druckwechselversuchen im britischen Gasnetz, die 50 Jahre der höchsten Spannungsschwankungen simulierten, wurden weder Rohrbrüche noch eine signifikante Verschlechterung der Leistung festgestellt. Minimale Verschlechterungen wurden bei der Dehnung und anderen Materialeigenschaften der Stahlproben verzeichnet, wobei die größten Auswirkungen in der Nähe von Schweißnähten auftraten. Dies unterstreicht die Bedeutung der Schweißnahtqualität und hebt die Notwendigkeit weiterer Analysen sowie der potenziellen Überwachung geschweißter Rohre im Wasserstoffbetrieb hervor [30].

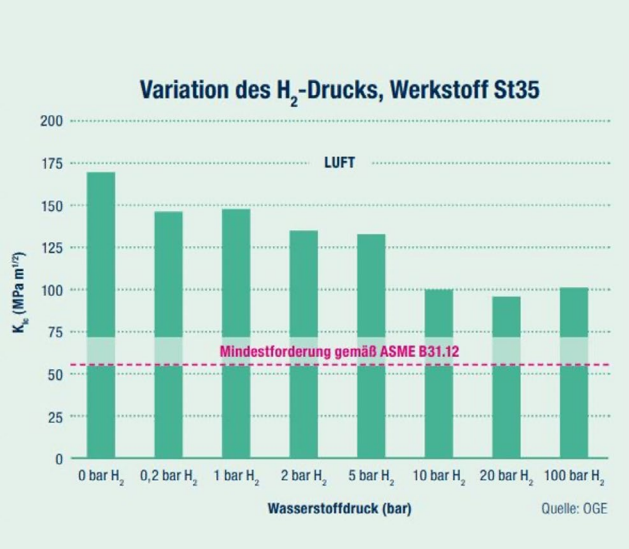
Eine weitere Studie, die an einem Pilot-Gasnetz im dänischen Hørsholm durchgeführt wurde, untersuchte die Auswirkungen von 100 Volumenprozent (Vol.-%) Wasserstoff auf Gasleitungen. Die untersuchten Leitungen bestanden aus API 5L X70 Kohlenstoffstahl mit einem Durchmesser von 20 Zoll und einer Wandstärke von 7 mm. Die Rohrabschnitte enthielten umlaufende Schweißnähte. Im Rahmen der Tests wurden Druckwechselzyklen mit einem maximalen Druck von 70 bar durchgeführt. Jede Testreihe umfasste 15.000 bzw. 30.000 Zyklen, was einer Betriebsdauer von 40 bzw. 80 Jahren entspricht, basierend auf einem Druckzyklus pro Tag.

Die dynamischen Tests, die Betriebszeiten von bis zu 80 Jahren mit Druckschwankungen simulierten, die doppelt so hoch waren wie die maximalen Schwankungen im dänischen Gasübertragungssystem, zeigten kein Wachstum von Materialdefekten. Diese Ergebnisse legen nahe, dass die Zumischung von Wasserstoff zu bestehenden Transportnetzleitungen technisch machbar ist, sofern die Leitungen keine signifikanten Schweißnahtfehler aufweisen [31].

Eine weitere Studie, die von September 2020 bis Januar 2023 im Rahmen des SyWeStH2-Projekts durchgeführt wurde, untersuchte die Wasserstofftauglichkeit von Stahl, der typischerweise in Deutschland und Europa in Gasleitungen eingesetzt wird [32].

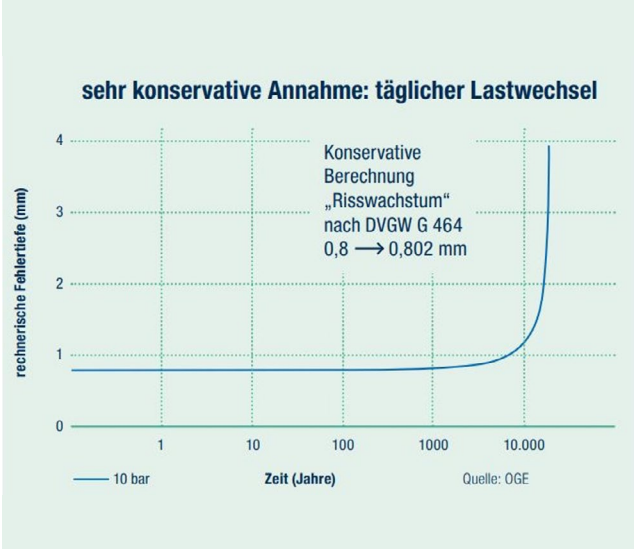
Bruchmechanische Tests an gängigen Stahlsorten in Deutschland und Europa wurden mit dem amerikanischen Standard ASME B31.12 verglichen, um die Auswirkungen einer Wasserstoffexposition zu bewerten. **Abbildung 8** zeigt einen leichten Rückgang der Bruchzähigkeit (K_{Ic}) von Stahl (St35) mit zunehmendem Wasserstoffdruck, bevor eine Stabilisierung eintritt, wobei alle Werte über den ASME B31.12-Grenzwerten liegen [33].

Die **Abbildung 9** zeigt eine konservative Modellierung des Risswachstums in einem Stahlrohr (DN 600, DP 67,5, L 415, Wanddicke 8 mm) mit einem definierten Fehler (50 mm lang, 0,8 mm tief) unter der Annahme einer täglichen Druckschwankung von 10 bar. Die Simulation ergibt ein minimal fortschreitendes Risswachstum über 100 Jahre und ein mögliches Versagen erst nach 10.000 Jahren. Diese Ergebnisse bestätigen die vollständige Wasserstofftauglichkeit der getesteten Stähle unter den im Transportnetz üblichen Betriebsbedingungen,



Quelle: [33]

Abb. 8: Einfluss des Wasserstoffdrucks auf die Bruchzähigkeit (Klc) von Stahl St35



Quelle: [33]

Abb. 9: Konservative Berechnung des Risswachstums in einem Stahlrohr unter täglichen Druckschwankungen

unterstützen die Anpassung der DVGW-Regelwerke und ermöglichen die sichere Nutzung bestehender Gasnetze für den Wasserstofftransport [33].

ZUSAMMENGEFASST

Das Gasnetz in Deutschland besteht hauptsächlich aus Kunststoff und Stahl. Bei der Anpassung des Systems für den Wasserstofftransport besteht eine der größten Herausforderungen in der Wasserstoffversprödung in Metallleitungen, wodurch das Material geschwächt und eine Rissbildung begünstigt werden kann. Unter realistischen Bedingungen, wie Druckschwankungen und Wasserstoffeinwirkung, bleiben bestehende Stahlrohrleitungen strukturell einwandfrei. Langzeittests und bruchmechanische Analysen belegen die Eignung des Materials und bestätigen die technische Machbarkeit der Nutzung des derzeitigen Gastransport- und -verteilnetzes für Wasserstoff.

3.1.1 Nachweis der Eignung für Stahlleitungen und Armaturen

Werkstoffe und Materialien müssen so gewählt und betrieben werden, dass sie die Anforderungen an Integrität und Dichtheit über die gesamte Lebensdauer erfüllen. Auch wenn Gasleitungen in der Regel vorwiegend ruhend beansprucht sind und damit nur ein vernachlässigbares Wachstum von Fehlern eintritt, kann beim Betrieb einer Gashochdruckleitung mit Wasserstoff durch eine Wasserstoffversprödung ein potenzielles Risswachstum größer sein als bei Erdgas. Daher ist die Wasserstofftauglichkeit der Gasleitung nachzuweisen. Für Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren mit einem Auslegungsdruck von mehr als 16 bar ist eine bruchmechanische Bewertung nach dem DVGW-Merkblatt G 464 erforderlich [34]. Umfangreiche Untersuchungen im Rahmen von SyWeSt H2 (siehe auch Kapitel 3.1) zeigen, dass die verwendeten Stähle grundsätzlich wasserstofftauglich sind [32].

Im Rahmen des Forschungs- und Entwicklungsprojekts BAG464 „Bruchmechanik von Wasserstoff-Leitungen“ wurden auch bruchmechanische Bewertungen für das Gasverteilnetz durchgeführt. Dabei wurde ein Bereich identifiziert, in dem bruchmechanische Bewertungen unter konservativen Randbedingungen keinen zusätzlichen Nutzen für die sichere Auslegung der Rohrleitungen bieten. Dieser Bereich erfüllt mehrere Kriterien für eine sichere Auslegung und zeigt, dass bei einem maximal zulässigen Betriebsdruck (MOP) von $p \leq 16$ bar eine bruchmechanische Bewertung nur in seltenen Ausnahmefällen erforderlich ist [35].

Bei einem MOP von $p \leq 12$ bar sind unter Einhaltung der beschriebenen Randbedingungen grundsätzlich keine bruchmechanischen Bewertungen notwendig, unabhängig von Rohraußendurchmesser und Stahlwerkstoff. Für einen MOP von $12 \text{ bar} \leq p \leq 16$ bar sind bis einschließlich DN 200 ebenfalls keine bruchmechanischen Bewertungen erforderlich. Bei größeren Durchmessern sind jedoch Einzelfallbetrachtungen durchzuführen [35].

Darüber hinaus existieren weitere Forschungsprojekte zum Thema Armaturen wie KuFe H2, LeA H2 und UWaSpin H2 sowie UKoBaRi H2 und UKoBaRiS H2. Im Fokus von KuFeH2 stand das Langzeitverhalten von Oberflächenbeschichtungen auf Absperrarmaturen und Federpaketen im Betrieb mit Wasserstoff. Dazu erfolgte die Simulation einer Belastungszeit von etwa 50 Jahren, um Aussagen darüber treffen zu können, inwieweit eine reine Wasserstoffatmosphäre Einfluss auf die Stabilität unterschiedlicher Arten von Oberflächenbeschichtungen von Absperrarmaturen oder auf die Eigenschaften zyklisch belasteter Druckfedern ausübt. Es zeigte sich, dass der Einfluss von Wasserstoff auf die Beschichtungen und den Grundwerkstoff sowie deren Härte marginal waren, sodass von einer Eignung für den Betrieb mit reinem Wasserstoff auszugehen ist. Aus der Bestimmung der Federkräfte konnte unabhängig vom Material kein Einfluss der Lastwechsel unter Wasserstoffatmosphäre festgestellt werden, sodass eine generelle Eignung der untersuchten Federpakete angenommen werden kann [36].

Die Zielsetzung der Forschungsprojekte UWaSpin H2 und LeA H2 war es, die Einsatzmöglichkeiten und Grenzen von Absperrarmaturen hinsichtlich ihrer Wasserstoff-Dichtheit sowie der Erweiterung des Regelwerks zu untersuchen. Das Projekt befasste sich mit den inneren und äußeren Dichtheiten von bestehenden Armaturen des Gasnetzes, wobei verschiedene Konstruktionen und Dichtsysteme wie Absperrkörper und Spindel hinsichtlich der Wasserstoffdichtheit untersucht wurden. Insbesondere die Erfassung der unmittelbaren Leckrate und Langzeitversuche zur Wasserstoffbeständigkeit von Armaturen, die Prüfung der Dichtheit im Bereich der Stopfbuchsen und Spindelabdichtungen sowie die Erfassung möglicher Wechselwirkungen mit Wasserstoff lagen dabei im Fokus. Aus den Untersuchungen der Armaturenstichproben ging hervor, dass sich das Bestandsnetz, insbesondere bezogen auf die äußere Dichtheit, in einem wasserstofftauglichen Zustand befindet, was die Grundlage für eine zukünftige Umstellung auf den Betrieb mit Wasserstoff darstellt. Dennoch sollte vor einer geplanten Leitungsumstellung eine Zustandsprüfung und Bewertung der betroffenen Armatur durchgeführt werden [37].

Im Fokus des Forschungsprojekts UKoBaRi H2 „Untersuchung an Konstruktionen von Bestandsarmaturen hinsichtlich Rissansatzbildung unter Wasserstoffatmosphäre“ lag die Untersuchung der Integrität der Bestandsarmaturen im Betrieb mit Wasserstoff. In Kombination mit experimentell ermittelten bruchmechanischen Werkstoffeigenschaften mit rechnerischen Nachweisverfahren sollte ein sicherer Betrieb für die Bestandsarmaturen abgeleitet werden. Die Bewertungsmethode sollte sich möglichst auf unterschiedliche Armaturentypen bzw. Geometrien anwenden lassen. Anhand bruchmechanischer Berechnungen sollte eine hinreichende Sicherheit gegen das Versagen einer Bestandsarmatur mit einem vorliegenden bzw. einem postulierten rissartigen Defekt gewährleistet werden. Im ▷

Fokus standen Finite-Elemente-Analysen (FEA) für repräsentative Armaturen-Bauformen sowie die Durchführung von elastischen Spannungsanalysen. Diese Erkenntnisse sind mit in das Forschungsprojekt UKoBaRiS H2 eingeflossen. Um die bruchmechanische Bewertung der Armaturen einzuschätzen, ist es essenziell, die Schweißeigenspannung (SES) von Schweißnähten und deren Auswirkung für bruchmechanisches Verhalten zu berechnen. Bislang wurden diese Werte konservativ anhand von Regelwerksempfehlungen und Werkstoffdaten abgeschätzt. An dieser Stelle setzte das Forschungsprojekt an und ermittelte die SES für einen repräsentativen Schnitt der in den Gasnetzen verbauten Werkstoffe und der für die Armaturen verwendeten Schweißarten. Dadurch sollten realistische Betriebsbedingungen und Aussagen über die Lebensdauer von Armaturen im zukünftigen Wasserstoffnetz berechnet werden. Unter Berücksichtigung der numerisch ermittelten Eigenspannungen lassen sich für alle untersuchten Armaturen hinreichende Sicherheitsreserven beim Betrieb in Druckwasserstoff aufzeigen. Die Erkenntnisse aus dem Vorhaben sind repräsentativ auf im Gastransportsystem verbaute Bestandsarmaturen übertragbar und sind ins DVGW-Merkblatt G 405 eingeflossen [38].

Weitere Anforderungen an Materialien und Bauteile für Gasleitungen sind in den DVGW-Arbeitsblättern G 462, G 463, G 265-3 und dem DVGW-Merkblatt G 221 sowie – für Bestandsarmaturen – im DVGW-Merkblatt G 405 und – für Neuarmaturen – im DVGW-Merkblatt G 406 festgelegt. Die Wasserstofftauglichkeit einzelner Bauteile kann der verifHy-Datenbank des DVGW entnommen werden [39].

ZUSAMMENGEFASST

Forschungsprojekte zeigen, dass die verwendeten Stähle und Armaturen grundsätzlich wasserstofftauglich sind. Unter bestimmten Betriebsbedingungen sind bruchmechanische Bewertungen für die Gewährleistung eines sicheren Betriebs von Stahlleitungen durchzuführen.

3.1.2 Nachweis der Eignung für Kunststoffleitungen

Um die Eignung marktgängiger Rohr- und Formteillösungen für den Wasserstofftransport zu bewerten, hat die Kunststoffrohr-Industrie zahlreiche Studien durchgeführt. Diese Untersuchungen, einschließlich internationaler und nationaler Testfeld- und Pilot-Installationen, haben gezeigt, dass selbst nach mehrjähriger Wasserstoffexposition (bei 100 Vol.-% Wasserstoff) keine negativen Auswirkungen auf die Haltbarkeit von PE- oder PVC-Materialien festzustellen war [40]. Basierend auf diesen Studien und Untersuchungen haben sowohl der deutsche Kunststoffrohrverband KRV als auch der europäische Kunststoffrohrverband teppfa die Wasserstofftauglichkeit von Rohren und Formteilen aus PE63, PE80, PE100, PE100-RC, PA-U12 und PVC bestätigt. Auch in der Systembetrachtung werden keine Einschränkungen erwartet [41, 42].

3.1.3 Nachweis der Eignung für Duktilguss

In Deutschland bestehen weniger als 10.000 km der Rohrleitungen in verschiedenen Gasverteilnetzen aus Duktilguss anstatt aus Stahl oder Kunststoff. Diese Leitungen könnten zukünftig für die Versorgung mit Wasserstoff oder wasserstoffhaltigen Gasen genutzt werden, sofern das Material dafür geeignet ist. Das Projekt H_2-Duktilguss hat vor diesem Hintergrund untersucht, ob Duktilgussleitungen sicher für den Transport und die Verteilung von Wasserstoff betrieben werden können. Ziel war es, das DVGW-Regelwerk für den Transport und die Versorgung mit Wasserstoff sowie wasserstoffhaltigen Gasen anzupassen – ähnlich wie es bereits für Stahl und Kunststoff geschehen ist [43].

Die Untersuchungen zeigten durchweg positive Ergebnisse und die Resultate der Prüfung von repräsentativen Bauteilen deuten darauf hin, dass bei der Umstellung bestehender Duktilgusssysteme auf Wasserstoffgas unter gleichbleibenden Betriebsbedingungen keine negativen Veränderungen zu erwarten sind. In einer Nachfolgestudie sollen offene Fragestellungen geklärt werden, um die Nutzung von Duktilgusssystemen für den Betrieb mit Wasserstoff allgemeingültig sicherzustellen [43].

3.1.4 Grauguss

Graugussleitungen wurden in Deutschland bis auf wenige Kilometer zurückgebaut, weil sie im Vergleich zu modernen Materialien signifikante Nachteile aufweisen. Insbesondere ihre Sprödigkeit und Korrosionsanfälligkeit führten zu einer erhöhten Bruchgefahr und einer verkürzten Lebensdauer. Daher wurden seit dem Jahr 1960 keine neuen Gasleitungen aus Grauguss gebaut und bestehende Graugussleitungen zunehmend durch duktile Gussrohre oder andere Materialien ersetzt. Aufgrund einer Reihe von Unfallereignissen wurde Ende der 1990er-Jahre das Graugussrehabilitationsprogramm ins Leben gerufen, welches den Rückbau von Graugussleitungen in Deutschland vorsah. Der Bestand von Graugussleitungen hat sich dadurch seitdem von ca. 10.000 km auf 84 km reduziert [44]. Aus diesen Gründen ist eine Nutzung von Graugussleitungen für den Betrieb mit Wasserstoff ausgeschlossen.

3.2 Errichtung und Umstellung der Gasleitungen auf Wasserstoff

Die Errichtung von neuen Wasserstoffleitungen aus Stahl oder Kunststoff erfolgt auf Grundlage des DVGW-Regelwerks. Hierbei sind die DVGW-Arbeitsblätter G 462, G 463, G 472 und G 265-3 sowie das DVGW-Merkblatt G 221 anzuwenden. Bereiche wie Schweißnähte und potenzielle Defekte können nach dem DVGW-Arbeitsblatt GW 350 überprüft werden. Um die Sicherheit bei der Nutzung von Wasserstoff in bestehenden Rohrleitungen sicherzustellen, findet für einen bestimmten Zeitraum nach der Umstellung eine intensivere Inspektion an wichtigen Betriebspunkten statt. Hinsichtlich der Explosionssicherheit sind die Anforderungen der Gefahrstoffverordnung (GefStoffV) und der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) zu beachten. Qualifikationsan-

forderungen an Bauunternehmen für Rohrleitungen für Wasserstoff werden im DVGW-Arbeitsblatt GW 301 vorgegeben [34].

Grundvoraussetzung für den Einsatz von Wasserstoff in der bestehenden Gasinfrastruktur ist die technische Eignung des Systems. Der Einfluss auf den Rohrleitungswerkstoff erfordert eine präzise Prüfung und Bewertung. Für die Umstellung von Gasleitungen auf Wasserstoff gelten die DVGW-Merkblätter G 407 und G 408 für die Gasverteilung sowie das DVGW-Merkblatt G 409 für den Gastransport. Anforderungen für neue Armaturen oder für Armaturen in umzustellenden Wasserstoffleitungen sind in den DVGW-Merkblättern G 405 und G 406 festgelegt. Eine Umstellung auf den Betrieb mit Wasserstoff kann eine wesentliche Änderung sein, die entsprechende Prüfungen und Bescheinigungen erfordert [34].

Als Gesamtsystem von Gasinfrastrukturen sind die Schnittstellen zu den verbundenen Systemen zu betrachten. Transportleitungen und Verteilnetze sind für eine Umstellung auf Wasserstoff vorbereitet, wenn auch die verbundenen Netze und Anschlussnutzer vorbereitet sind. Der Netzbetreiber benötigt genaue Kenntnisse über alle Ein- und Ausspeisepunkte sowie eine entsprechende Planung für die Umstellung. Zum Zeitpunkt der Umstellung müssen alle erforderlichen Prüfbescheinigungen vorliegen [34].

ZUSAMMENGEFASST

Das zukünftige Wasserstoffnetz wird sich aus umgestellten und neu gebauten Leitungen zusammensetzen. Zur Errichtung und Umstellung existiert bereits ein umfangreiches technisches Regelwerk.

3.3 Errichtung und Umstellung von Speichern auf Wasserstoff

Die Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie hebt die Bedeutung der Erstellung eines Konzepts für Wasserstoffspeicher hervor. In einem Energiesystem, das aufgrund des starken Zuwachses von erneuerbaren Energien zunehmend durch Volatilität gekennzeichnet ist, kann so eine zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Bedarf erzeugt werden, die für die ganzjährige Versorgungssicherheit unerlässlich ist [45].

In **Tabelle 1** sind aktuelle Projekte zur Umstellung und zum Neubau von Untergrundwasserstoffspeichern in Deutschland dargestellt. Die Ergebnisse und Erfahrungen aus diesen Projekten müssen zukünftig in ein technisches Regelwerk einfließen, das einen sicheren Betrieb des gesamten Speicherstandorts mit Wasserstoff ermöglicht. Hierbei sind die unterschiedlichen Bedingungen in Kavernen- und Porenspeichern zu berücksichtigen. ▷

Tabelle 1: Projekte zur Umstellung und zum Neubau von Untergrundwasserstoffspeichern in Deutschland (Stand: März 2025)

Projekt/Unternehmen	Ort	Kapazität	Fertigstellung
GET H2 [46]	Epe	265 GWh	2027–2029
Hydrogen Pilot Cavern [47]	Krummhörn	250 GWh	2029
SaltHy [48]	Harsefeld	250 GWh	2030–2032
JemgumH2 [49]	Jemgum	200 GWh	2029
Green Octopus [46]	Bad Lauchstädt	150 GWh	2028
TH2Eco [50]	Kirchheilingen	140 GWh	n. b.
Clean Hydrogen Coastline [51]	Huntorf	70 GWh	2027
HyCAVmobil [52]	Rüdersdorf	Forschung	in Betrieb
H2Cast Etzel [53]	Etzel	Forschung	2025

Quelle: DVGW

3.4 Leckage und Undichtigkeit

Wasserstoffleckagen stellen aufgrund der geringen Dichte und der kleinen Molekülgröße eine besondere Herausforderung dar, da die Permeationsrate von Wasserstoff theoretisch vier- bis fünfmal höher ist als die von Methan [54]. Dies unterstreicht die Notwendigkeit umfassender Forschung zum Leckage- und Akkumulationsverhalten von Wasserstoff und Gasgemischen, um die Sicherheit zu gewährleisten. Allerdings hängt die Leckagerate stark vom Betriebsdruck in den Leitungen ab. Laut Mejia et al. [55] zeigen praktische Messungen an bestehenden Niederdruck-Erdgasinfrastrukturen, dass Wasserstoff und Methan unter ähnlichen Bedingungen in vergleichbaren Raten austreten können. Daher ist die Verwendung von Wasserstoff im Haushalt bei Niederdrucksystemen in Bezug auf die Leckagerate unbedenklich.

Dedizierte Wasserstoffleitungen (einschließlich solcher, die aus Stahl-Erdgasleitungen umgestellt wurden) weisen typischerweise geringe Leckageraten auf. Für das Jahr 2050 wird geschätzt, dass etwa 76,5 Mio. t Wasserstoff jährlich über lokale Verteilnetze transportiert werden – davon könnten rund 0,4 Prozent während des Transports durch die Rohrleitungen verloren gehen. Werden weitere Komponenten der Gasinfrastruktur (wie Speicheranlagen und Kompressionsprozesse) berücksichtigt, steigen die potenziellen Wasserstoffverluste [56].

In Leitungen des Verteilnetzes aus Stahl und Duktilguss erfolgt der Großteil der Undichtigkeit vorwiegend über Gewindeverbindungen oder mechanische Verbindungsstellen [57]. Die Verhinderung und Behebung von Wasserstoffleckagen erfordern strikte Sicherheitsmaßnahmen und Verfahren. In Wasserstoffleitungssystemen müssen Dichtungen, Dichtungsringe und Verbindungen so ausgelegt sein, dass sie dem Hochdruck-Wasserstoffgas standhalten und über einen längeren Zeitraum eine leckagefreie Funktion gewährleisten [58].

Kunststoffrohre, insbesondere solche aus Polyethylen (PE), finden in den meisten Verteilnetzen häufig Anwendung. Trotz der höheren Diffusionsrate von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas sind die Leckverluste in PE-Rohren minimal. Untersuchungen zeigen, dass die jährlichen Wasserstoffverluste durch Leckagen nur 0,0005 bis 0,001 Prozent des insgesamt transportierten Volumens ausmachen [59]. Die Pilotstudie in Dänemark zeigt, dass eine vierjährige Exposition gegenüber Wasserstoff keine negativen Auswirkungen auf die Leistungsfähigkeit von PE80- und PE100-Rohren hat, einschließlich ihrer oxidativen Beständigkeit, mechanischen Eigenschaften und langsamen Risswachstumsbeständigkeit. Diese Ergebnisse belegen, dass sowohl MDPE PE80 als auch HDPE PE100 für den Wasserstofftransport geeignet sind. Zudem weisen Rohre, die zuvor für den Erdgastransport genutzt wurden, auch nach 20 Jahren keine Verschlechterung dieser Eigenschaften auf und zeigen nach insgesamt 24 Jahren Nutzung für Erdgas- und Wasserstofftransport die gleiche Leistung wie neue Rohre [60].

Das DVGW-Arbeitsblatt G 469 gibt die Druckprüfverfahren vor, mit denen vor Inbetriebnahme an einer Leitung oder Anlage der Nachweis der Festigkeit und Dichtheit erfolgt. Dabei war immer der ordnungsgemäße Betrieb mit Erdgas die Grundlage. In Zukunft werden in der Gasverteilung Leitungen und Anlagen zu prüfen sein, die für einen ordnungsgemäßen Betrieb mit Wasserstoff umgestellt oder errichtet werden. Da Wasserstoff gegenüber Erdgas andere physikalische Eigenschaften aufweist, welche die Eignung der bisherigen Druckprüfverfahren für einen sicheren Betrieb infrage stellen, hat der DVGW das Forschungsvorhaben ECLHYPSE „Leckageraten Gasmischungen“ durchgeführt. Die dabei gemachten Forschungsergebnisse zeigen, dass einige Druckprüfverfahren anzupassen sind, damit bei einem ordnungsgemäßen Betrieb mit Wasserstoff (5. Gasfamilie nach DVGW-Arbeitsblatt G 260) ein sicherer Betrieb einer Leitung oder Anlage gewährleistet ist [61].

ZUSAMMENGEFASST

Leckagen treten an Gewindeverbindungen und mechanischen Verbindungen auf, die im Fall von Wasserstoff aufgrund der geringeren Molekülgröße strengere Abdichtungsmaßnahmen als bei Erdgas erfordern.

3.5 Technischer Betrieb

Die Organisation und Ausstattung des technischen Betriebs für Wasserstoffanwendungen umfassen:

- Qualifikation der Fachkräfte und Dienstleister
- Anpassung der technischen Prozesse und Ausrüstung
- Anpassung der Gefährdungsbeurteilungen und Schutzmaßnahmen
- Organisationssicherheit — Technisches Sicherheitsmanagement (TSM)

Vorgaben hierfür sind in den DVGW-Arbeitsblättern G 466-1, der G-465-Reihe und dem DVGW-Merkblatt G 221 zu finden. Die Anforderungen an die Qualifikation und Organisation von Unternehmen

für den Betrieb von Leitungen und Anlagen zur leitungsgebundenen Versorgung mit Gas und Wasserstoff sind im Rahmen des Technischen Sicherheitsmanagements in den DVGW-Arbeitsblättern G 1000, G 1010 und G 1030 beschrieben. Die Qualifikationsanforderungen an Sachkundige der Gasinfrastruktur sind in den DVGW-Arbeits- und Merkblättern der Reihe G 102 eingearbeitet [34].

3.6 Erforderliche Anpassungen von Komponenten bei der Integration von Wasserstoff im Gasnetz

Die Integration von Wasserstoff in bestehende Gasnetze erfordert eine gründliche Bewertung der Infrastrukturkomponenten, um einen sicheren und effizienten Betrieb zu gewährleisten. Bestimmte Komponenten in Gastransport- und -verteilnetzen sind bereits für 100 Vol.-% Wasserstoff geeignet und erfordern folglich keine Anpassung oder Erneuerung. Dazu gehören das Druckregelgerät, der Hausdruckregler sowie die Hauseinführungskombination und Hauptabsperreinrichtung (Kugelhahn) [62]. Bestimmte andere Komponenten im Gasnetz und in der Anwendungstechnik müssen jedoch ersetzt oder angepasst werden, bevor der Wechsel von Erdgas auf Wasserstoff erfolgen kann. Die wichtigsten davon werden hier erläutert.

Verdichterstationen

Die bestehenden Erdgas-Verdichterstationen müssen grundsätzlich für den Betrieb mit reinem Wasserstoff umgerüstet werden. Für die 5. Gasfamilie muss die gesamte Verdichterstation thermodynamisch ausgelegt werden, einschließlich der eingesetzten Maschinentechnik. Der Grund hierfür liegt in den erheblichen Veränderungen der Durchflussparameter im Vergleich zu Erdgas: So ist beispielsweise aufgrund der geringeren volumetrischen Energiedichte von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas eine deutlich höhere Verdichterantriebsleistung notwendig, um die gleiche energetische Transportkapazität zu erzielen [63].

Filter

Die technisch-physikalische Funktion eines Filters, der den Gasstrom mechanisch von Begleitstoffen reinigt, ist unabhängig von der Art des Gases. Mit zunehmender Wasserstoffkonzentration im Gasgemisch und unter Beibehaltung der energetisch konstanten Transportkapazität (was eine Erhöhung der Strömungsgeschwindigkeit bedeutet) erhöht sich die spezifische Flächenbelastung des Filters. So führt beispielsweise ein Wasserstoffanteil von 25 Vol.-% zu einer knapp 30 Prozent höheren Flächenbelastung des Filters. Die Materialbeständigkeit bleibt, ähnlich wie bei Stahlwerkstoffen, bis zu einem Anteil von 100 Vol.-% Wasserstoff gewährleistet. Daher wird die statische Belastung des Filtergehäuses als unkritisch angesehen. Abhängig von der bisherigen Auslegung des Filters könnte jedoch ein Austausch bei höheren Wasserstoffkonzentrationen erforderlich werden. Die Haltbarkeit von Filtermaterialien in Wasserstoffanwendungen ist besonders bei hohen Strömungsgeschwindigkeiten entscheidend. Erhöhte Durchflussraten können zu höheren Druckverlusten, geringerer Staubabscheideeffizienz und Materialschäden führen. Daher sind speziell für Wasserstoff entwickelte Filter unerlässlich [64]. Basierend auf den Erfahrungen aus der Zeit der Stadtgasnutzung, bei der das Gasgemisch mindestens 40 Vol.-% Wasserstoff enthielt (1. Gasfamilie, Gruppe A, DVGW-Arbeitsblatt G 260:2000), wird die Eignung des Filters für Wasserstoff auf 40 Vol.-% festgelegt [62]. Beachtet werden muss, dass für den Betrieb mit der 5. Gasfamilie die Auslegung des Filters im Einzelfall zu überprüfen ist.

Vorwärmer

Die erforderliche Vorwärmeleistung für Gas nimmt mit steigendem Wasserstoffanteil im Gasgemisch ab – vorausgesetzt, die energetische Transportkapazität bleibt konstant. Dies liegt am umgekehrten Joule-Thomson-Effekt im Vergleich zu Erdgas. Laut Berechnungen mit der Software „GasCalc“ wird der Joule-Thomson-Koeffizient ab einem Wasserstoffanteil von etwa 85 Vol.-% bei den Betriebsbedingungen einer Verdichterstation kleiner oder gleich Null. Dies bedeutet, dass bei weiter steigendem Wasserstoffanteil eine Erwärmung des Gasgemisches während der Entspannung zu erwarten ist. Basierend auf Erfahrungen aus der Stadtgas-Ära, in der das Gasgemisch mindestens 40 Vol.-% Wasserstoff enthielt (1. Gasfamilie, Gruppe A, DVGW-Arbeitsblatt G 260:2000), wird die Wasserstoffeignung des Vorwärmers auf 40 Vol.-% festgelegt [62]. Das bedeutet, dass die aktuelle Vorwärmetechnik, die für Erdgas genutzt wird, eine Mischung aus Erdgas und bis zu 40 Vol.-% Wasserstoff erwärmen kann. Für den Betrieb mit der 5. Gasfamilie ist aufgrund des spezifischen Joule-Thompson-Effekts von Wasserstoff keine Vorwärmung erforderlich.

Sicherheitsventile (SAV und SBV)

Mehrere Hersteller (darunter Fiorentini, Honeywell, Itron und gAvilar) bestätigen, dass Sicherheitsventile für den Einsatz mit Wasserstoff geeignet und widerstandsfähig sind. Im DVGW-Forschungsprojekt „Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz“ wurde davon ausgegangen, dass die Komponenten von Regelanlagen, die in Europa vertrieben werden, für Gase mit einem Wasserstoffanteil von bis zu mindestens ▷

60 Vol.-% zugelassen und geeignet sind. Aus den Herstellerangaben sowie den Ergebnissen des genannten Forschungsprojekts lässt sich im optimalen Fall ableiten, dass die Sicherheitsabsperrventile (SAV) und Sicherheitsabblaseventile (SBV) bis zu einem Wasserstoffanteil von 60 Vol.-% geeignet sind [62]. Eventuelle Unsicherheiten werden durch ein laufendes DVGW-Forschungsprojekt ausgeräumt.

Gasströmungswächter

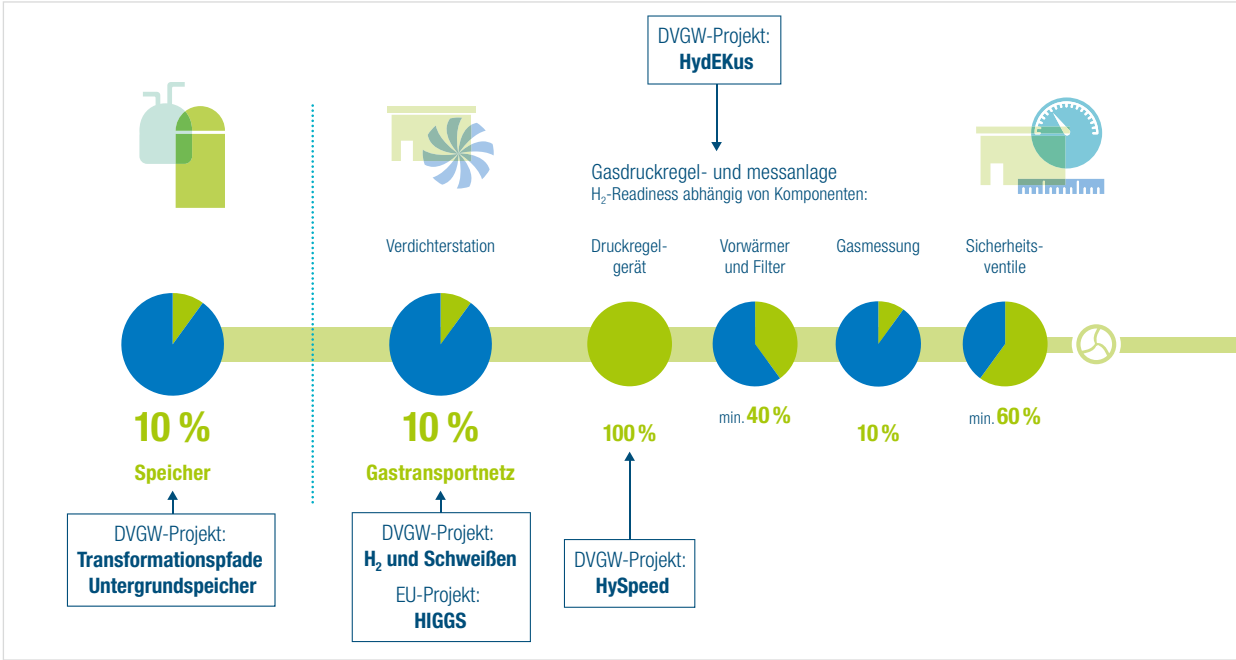
Seit 2002 sind Gasströmungswächter in Netzanschlussleitungen im Druckbereich 25 mbar < p ≤ 5 bar in Deutschland vorgeschrieben. Es gibt derzeit zwei Teller-Konstruktionsformen: mit und ohne Überströmöffnung. Ohne Überströmöffnung muss der Teller des Gasströmungswächters aus der geschlossenen Position durch einen Gegendruck von der flussabwärts gerichteten Seite wieder geöffnet werden. Die überwiegend installierten Gasströmungswächter in Deutschland haben im Ventilteller eine sogenannte Überströmöffnung, hier dürfen im Auslegepunkt maximal 30 l/h Luft durchströmen [65]. Die drei Volumenströme Auslegungs-, Ansprech- und Überströmung erhöhen sich von Methan zu Wasserstoff um einen Faktor 2,8, d. h., der Überström-Volumenstrom wird sich von 40 l/h bei Methan (30 l/h Luft) auf 114 l/h bei Wasserstoff erhöhen. In diesem Fall ist der Netzbetreiber verpflichtet, die Inneninstallation gemäß dem DVGW-Arbeitsblatt G 459-1 bis zur ersten aktiven Maßnahme passiv zu schützen. Bei der Umstellung auf Wasserstoff wird dies wohl immer der Fall sein [61, 65]. Zusammenfassend lässt sich sagen: Die Gasströmungswächter müssen für die Nutzung von Wasserstoff bei gleicher Belastung nicht ausgewechselt werden, was auch in zahlreichen Pilotvorhaben bestätigt wurde [40, 65, 66].

Prozessgaschromatografen (PGC)

PGC sind in der Regel nicht in der Lage, Wasserstoff im Gasgemisch zu analysieren und verfügen oft nur über eine begrenzte Eignung für Wasserstoff, die bei 0,2 Vol.-% liegt. Laut Herstellerangaben kann durch eine amtlich geprüfte Umrüstung einzelner bestehender Geräte die Messung von bis zu 20 Vol.-% Wasserstoff im Gasgemisch ermöglicht werden [62]. Für den Betrieb mit höheren Wasserstoffanteilen ist der Einsatz neuer, wasserstoffkompatibler PGC erforderlich, die eine präzise Reinheitsanalyse ermöglichen. Dies erfordert eine optimierte Kalibrierung, den Einsatz geeigneter Trägergase, hochpräzise Sensorik sowie softwareseitige Modifikationen, um eine maximale Messgenauigkeit und Eichfähigkeit sicherzustellen [67].

Gaszähler

Gaszähler im Verteilnetz müssten für den Fall von mehr als 20 Vol.-% Wasserstoff in erheblichem Umfang nachgerüstet oder ersetzt werden. Aufgrund dreimal höherer Gasvolumenströme bei Wasserstoff, um den gleichen Energiegehalt wie mit fossilem Gas an die Verbraucher zu liefern, erhöht sich die Anforderung an die Messleistung der Gaszähler immens. Des Weiteren müssen Balgengaszähler vor einer Umstellung überprüft werden, da diese große Elastomer- oder Polymerkomponenten verwenden, welche den Durchfluss bei wasserstoffhaltigen Gasgemischen zu niedrig anzeigen könnten [68]. Alle für Erdgas zugelassenen Gaszähler sind gemäß PTB



Quelle: [70]

Abb. 10: Allgemeiner Überblick über die volumenprozentige Eignung von Gasnetzkomponenten für die Wasserstoffumwandlung

TR G1914 für Wasserstoffkonzentrationen von bis zu 5 Vol.-% freigegeben. Der Einsatz bei Wasserstoffanteilen von bis zu 10 Vol.-% muss in den entsprechenden Herstellerunterlagen ausdrücklich genehmigt sein. Für den Einsatz von Gaszählern bei Wasserstoffanteilen über 10 Vol.-%, einschließlich reinem Wasserstoff, ist neben der Herstellererklärung auch eine Unbedenklichkeitsbescheinigung der PTB erforderlich. Laut Herstellerangaben sind Drehkolben-, Turbinenrad- und Ultraschallgaszähler aus materialtechnischer, funktionaler und sicherheitstechnischer Sicht für Wasserstoffanteile von mindestens 10 Vol.-% geeignet [62]. Balgengaszähler, die im Anwendungsbereich der TRGI (DVGW-Arbeitsblatt G 600) liegen, können für Wasserstoffanteile von bis zu 20 Vol.-% verwendet werden [69].

Mengenumwerter

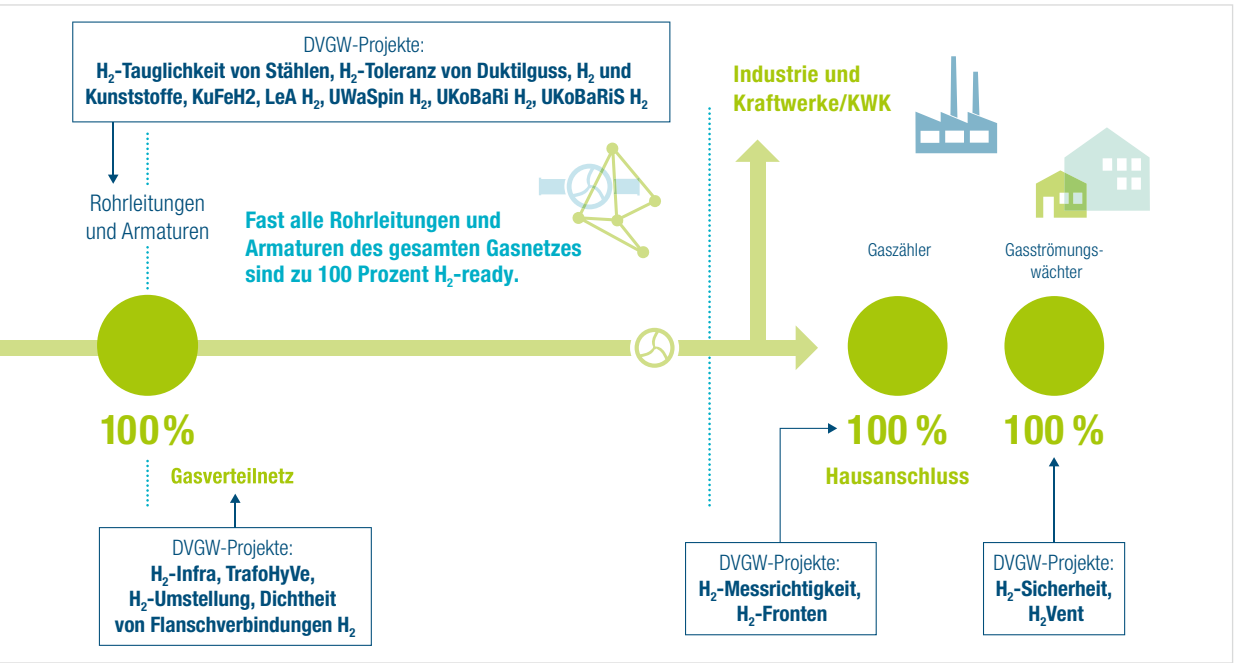
Zustands-Mengenumwerter sind spezielle Recheneinheiten, die den Gasvolumenstrom von Betriebsbedingungen in Normbedingungen umwandeln. Dabei wird mithilfe verschiedener mathematischer Modelle (wie GERG2004, GERG2008, AGA8 und SGERG-88) die Kompressibilitätszahl (K) berechnet. Diese Funktionsgleichungen unterliegen jedoch bestimmten Einschränkungen, da eine hohe Genauigkeit von ≤ 0,1 Prozent oder ≤ 0,25 Prozent Abweichung im Vergleich zu realen Messergebnissen erforderlich ist (siehe DIN EN ISO 12213-1 und DVGW-Arbeitsblatt G 685-6). Infolgedessen können Zustands-Mengenumwerter bei der Anwendung dieser Modelle maximal einen Wasserstoffanteil von 10 Mol.-% (für SGERG-88 und AGA8) bzw. etwa 40 Mol.-% (für GERG2004/08) verarbeiten. Für Wasserstoff kann gemäß DIN EN ISO 12213-2 und DVGW-Arbeitsblatt G 265-3 die AGA8-Gleichung in Zustands-Mengenumwertern verwendet werden [62].

Die **Abbildung 10** zeigt einen allgemeinen Überblick über die Eignung der Gasnetzkomponenten für eine Umstellung auf Wasserstoff, angegeben in Volumenprozent.

In deutschen Haushalten und Gewerbebetrieben gibt es eine Vielzahl an Endgeräten, die mit Erdgas betrieben werden. Dazu gehören Warmwasserheizer, Gasheizungsanlagen, Raumheizer, Herde und Öfen. Bei einer Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff müssen diese entweder angepasst oder ausgetauscht werden [71]. ▷

ZUSAMMENGEFASST

Die Integration von Wasserstoff in bestehende Gasnetze erfordert eine sorgfältige Prüfung der Komponenten, um einen sicheren und effizienten Betrieb zu gewährleisten. Bestimmte Komponenten in Gastransport- und -verteilnetzen sind bereits für 100 Vol.-% Wasserstoff geeignet und erfordern keine Anpassung oder Erneuerung. Komponenten wie Kompressoren, Filter, Gaszähler und Chromatografen müssen aufgrund der spezifischen Eigenschaften von Wasserstoff angepasst oder ersetzt werden. Komponenten wie Gasströmungswächter und einige Sicherheitsventile können mit minimalen Änderungen in Betrieb bleiben. Auch Haushaltsgeräte müssen für die vollständige Nutzung von Wasserstoff angepasst oder ersetzt werden.



3.7 Wissenschaftlich fundierte Ableitungen für das technische Regelwerk

Eignung bestehender Rohrleitungen für den Wasserstofftransport

Die Analyse der Eignung von Gasnetzen für den Einsatz von Wasserstoff umfasst zwei wesentliche Betrachtungsebenen: die Materialeignung der Rohrleitungen und die Eignung der Netzkomponenten, sowohl im Transport- als auch im Verteilnetz. Da der Druck und das Material im Transport- und Verteilnetz unterschiedlich sind, ist es erforderlich, die Wasserstofftauglichkeit in beiden Netzarten separat zu betrachten. Bestehende Leitungen können für den Wasserstofftransport genutzt werden, wenn Druckschwankungen auf ein handhabbares Niveau begrenzt und der maximale Betriebsdruck kontrolliert werden. Dieser Ansatz kann helfen, die Kosten für den Wasserstofftransport zu senken, wobei die Eignung jeder Leitung individuell zu bewerten ist. Faktoren wie mögliche Leckagen, die Auswirkungen von Wasserstoff auf Leitungsmaterialien und Wasserstoffversprödung, die die Leitungen, Armaturen und Endverbraucherausrüstung betreffen können, müssen berücksichtigt werden [72].

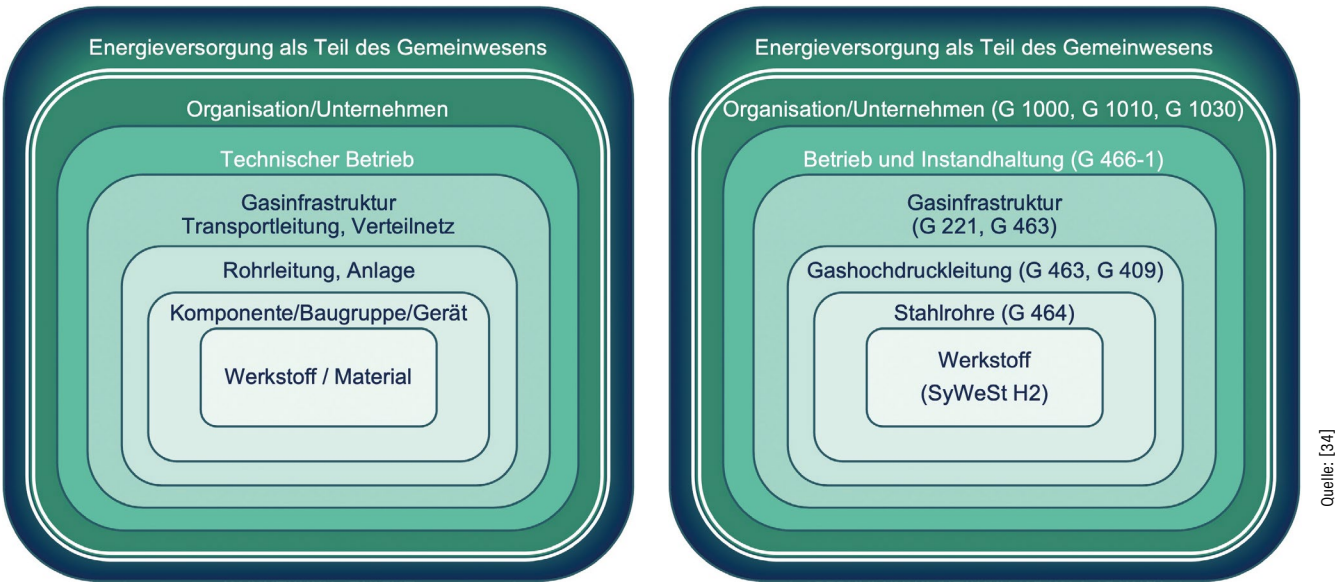
Bewertung von Gasleitungen für Wasserstoffanwendungen

Die Bewertungskriterien für neu errichtete oder umgestellte Gasleitungen werden in verschiedenen DVGW-Regelwerken festgelegt. Das Zwiebelschalenmodell der DVGW-Information GAS Nr. 29 (**Abb. 11a**) verdeutlicht die unterschiedlichen Bewertungsebenen, von der Werkstoffprüfung bis zum technischen Betrieb. Nur wenn alle Voraussetzungen erfüllt sind, ist die H_2-Readiness gegeben und ein Betrieb mit Wasserstoff möglich. H_2-ready bedeutet, dass eine Gasleitung für den Betrieb mit Wasserstoff vorbereitet ist, wobei zusätzliche Maßnahmen erforderlich sein können [34].

Für die grundsätzliche Eignung eines Werkstoffes für den Einsatz mit Wasserstoff sind die konkrete Ausführung des Bauteils, die Betriebsbedingungen und der aktuelle Zustand (Integrität) zu kennen. Die Bewertungsebenen sind in verschiedenen DVGW-Regelwerken beschrieben und für Gashochdruckleitungen in **Abbildung 11b** zusammengefasst [34].

3.8 Kapazität des Wasserstofftransports im Gasnetz

Das vorhandene Gasnetz in Deutschland und Europa bietet mit 40.000 km Transportnetzen und 560.000 km Verteilnetzen, die eine umfangreiche Integration mit geringem Neubauaufwand ermöglichen, eine effiziente Grundlage für den Wasserstofftransport [15]. Da Wasserstoff eine geringere volumetrische Energiedichte (~3,5 kWh/m³ NTP im Vergleich zu ~11 kWh/m³ NTP für Erdgas) aufweist, muss zum Transport der gleichen Energiemenge die Fließgeschwindigkeit um etwa den Faktor drei erhöht werden. Aufgrund der etwa neunmal geringeren Dichte von Wasserstoff ist dies mit einem geringfügig höheren Druckverlust möglich, sodass bei der Umstellung einer Transportleitung auf Wasserstoff bei analogen Ein- und Austrittsdrücken eine ver-



Quelle: [34]

Abb. 11: Ebenen zur Anwendung des Begriffs „H_2-ready“: allgemeine Darstellung nach DVGW-Information GAS Nr. 29 (links), Darstellung für Gashochdruckleitungen (rechts)

gleichbare Energiemenge pro Zeiteinheit transportiert werden kann [73, 74].

Im Rahmen einer Veröffentlichung des European Hydrogen Backbone sind Kapazitätsbetrachtungen für das europäische Wasserstoffnetz durchgeführt worden. Eine 48-Zoll-Leitung – eine der größten im europäischen Gasnetz – kann demnach bis zu 17 GW Wasserstoff (LHV) transportieren, während mit einer 36-Zoll-Leitung etwa 9 GW (LHV) transportiert werden können.

Studien der Gastransportnetzbetreiber zeigen jedoch, dass ein Betrieb mit reduzierter Auslastung (beispielsweise bei 13 GW (LHV) für eine 48-Zoll- und 7 GW für eine 36-Zoll-Leitung) deutlich günstigere Transportkosten pro Megawattstunde (MWh) ermöglicht. Der Hauptgrund liegt in der Reduktion teurer Hochleistungskompressorstationen und des damit verbundenen Energieverbrauchs. Zwar steigen die festen Kosten pro MWh für die Leitung, doch die geringeren Kompressorkosten und der reduzierte Energiebedarf überwiegen diesen Effekt. Für neue Leitungen gilt ein ähnliches Prinzip: Werden für eine 48-Zoll-Wasserstoffleitung mehr als 13 GW Kapazität benötigt, ist es wirtschaftlich oft sinnvoller, eine zweite Leitung mit ähnlicher oder größerer Kapazität zu verlegen, anstatt die bestehende Infrastruktur durch leistungsstarke Kompressoren zu erweitern. Die optimale Balance zwischen Kompression und Rohrleitungsdimensionierung, unter Berücksichtigung der bestehenden Gasnetzinfrastruktur, ist daher ein entscheidender Faktor zur Kosteneffizienzsteigerung [74].

3.9 Infrastrukturkosten

Die Kosten für eine Umstellung eines Gasnetzes von Erdgas auf Wasserstoff hängen von technischen, wirtschaftlichen und infrastrukturellen Faktoren ab. Wesentlich für die Kosten ist die Wasserstoffverträglichkeit der Komponenten wie z. B. Rohrleitungen, Armaturen, Kompressoren, Messtechnik und GDRM-Anlagen (Gasdruckregel- und Messanlagen). Des Weiteren können Aufrüstungen aufgrund von Kapazitätsengpässen im Bestandsnetz nach einer Umstellung auf Wasserstoff aufgrund des Brennwerts von Wasserstoff (3,54 kWh/m³ NTP) im Vergleich mit Erdgas (z. B. 11,2 kWh/m³ NTP) notwendig werden (Tab. 2). Hierbei zeigt sich jedoch, dass die Umrüstung aufgrund von Kapazitätsengpässen eher als gering eingeschätzt werden kann: Zum einen kann aufgrund der physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff eine höhere Fließgeschwindigkeit einen Teil des notwendigen höheren Volumenstroms kompensieren. Zum anderen ist zukünftig mit einer geringeren benötigten Energiemenge zu rechnen, sodass hierdurch ein geringerer Volumenstrom im Vergleich zu heute fließen muss. Diese Überlegungen gelten sowohl für die Verteil- als auch für die Transportnetze. Dennoch werden im Folgenden die Verteil- und Transportnetze getrennt voneinander betrachtet.

Kosten Transportnetz

Im Gastransportnetz wurde seitens der Fernleitungsnetzbetreiber festgelegt, dass ein getrennter Transport von Wasserstoff und Erdgas respektive regenerativem Methan erfolgen wird, also keine Beimischung von Wasserstoff in Erdgas/Methan betrachtet werden muss. Auch sind reale Planungen schon im Netzentwicklungsplan für das Wasserstoffkernnetz durchgeführt worden, die durch die Bundesnetzagentur am 22. Oktober 2024 genehmigt wurden. Hierdurch können die Kosten für die genehmigten 9.040 km mit 18,9 Mrd. Euro angegeben werden [75]. Dabei ist zu beachten, dass ca. 60 Prozent der Leitungen Bestandsleitungen sind und nur ca. 40 Prozent neu gebaut werden müssen. Die Umrüstung der Infrastruktur für den Wasserstofftransport ist mit vergleichsweise geringen Investitionen verbunden, da sie lediglich 10 bis 15 Prozent der Kosten eines Neubaus erfordert [76].

Kosten Verteilnetz

Im Gasverteilnetz muss zwischen einer Beimischung von Wasserstoff und einer Umstellung auf Wasserstoff unterschieden werden. Die Beimischung bis 20 Vol.-% ist mit wenig Aufwand durchzuführen. Bis auf wenige Komponenten (wie z. B. Messtechnik und Sicherheitsabsperrventile) und nicht dokumentierte Leitungsmaterialien (< 1,3 Prozent des Netzes) kann nach heutigem Stand das Gasnetz für eine Beimischung von bis zu 20 Vol.-% Wasserstoff als geeignet angesehen werden. Allerdings ist momentan noch eine individuelle Prüfung des umzustellenden Netzes sinnvoll und zu empfehlen. Die Vorgaben des DVGW-Regelwerkes sind einzuhalten. Somit sind die Kosten eher im überschaubaren Bereich von ca. 13 Mrd. Euro [77].

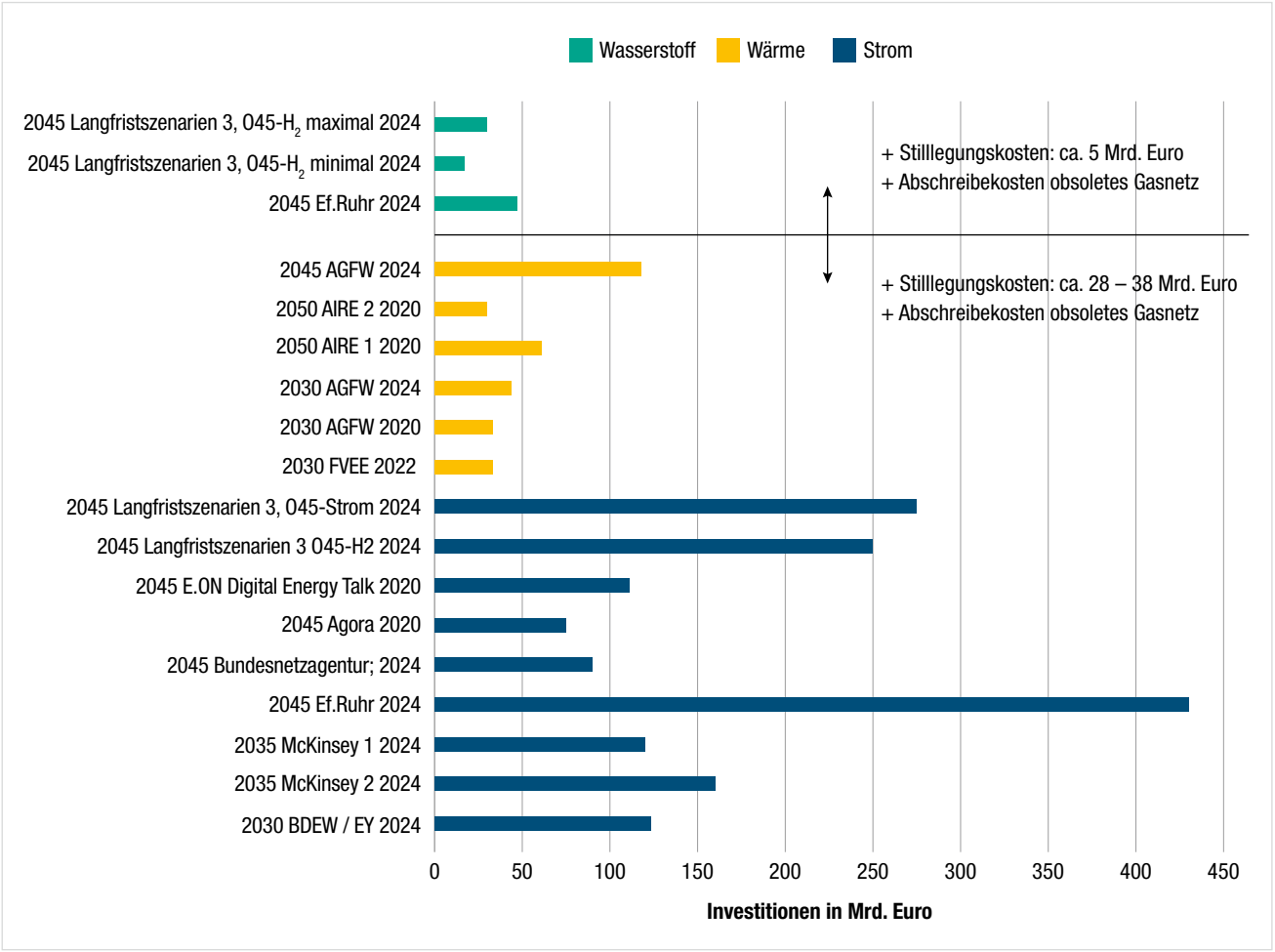
Eine Umstellung auf 100 Vol.-% ist ebenfalls schon im DVGW-Regelwerk beschrieben und deutlich aufwendiger als eine Beimischung von 20 Vol.-% Wasserstoff. Hierbei müssen neben den materialspezifischen Anforderungen auch Fragestellungen hinsichtlich der Kapazität des Wasserstoffnetzes beachtet werden. Entsprechend Kapitel 3.8 sind hier jedoch keine signifikanten Einschränkungen bzw. Netzerweiterungen zu erwarten, sodass die Kosten für eine Aufrüstung vernachlässigbar gegenüber den restlichen Umstellkosten sind. Die Umstellkosten wurden in Studien des DVGW auf ca. 50 Mrd. ▷

Euro [77, 78] und in den Langfristszenarien 3 auf 17 (O45-H_2) bzw. 30 (O45-Strom) Mrd. Euro geschätzt (**Abb. 12**) [79]. Hierin ist der Austausch nichtwasserstoffkompatibler Bauteile enthalten. Wesentlich für die niedrigen Kosten im Vergleich zu den Ausbauszenarien von Strom und Nah-/Fernwärme ist die Strategie, dass Bauteile, die turnusmäßig ausgetauscht werden müssen, wasserstofftauglich ausgeführt werden. Dadurch können nur die Mehrkosten für die Umrüstung angerechnet werden. Hierbei zeigt sich (siehe Kapitel 3.1), dass die meisten Materialien, Armaturen und Bauteile schon heute bei den Betriebsbedingungen des Verteilnetzes für Wasserstoff geeignet sind. Ebenfalls hat sich in den Studien gezeigt, dass im Wesentlichen die auszutauschenden Bauteile oberirdisch und somit gut erreichbar sind. Zu beachten ist zudem, dass sukzessive weitere Erkenntnisse hinsichtlich Wasserstoffverträglichkeit gewonnen werden, um Lücken zu schließen und die bisherigen Erkenntnisse weiter zu untermauern. Dies bedeutet wiederum, dass die angegebenen Kosten eher konservativ gerechnet sind.

Ferner ist bei der Kostenanalyse zu beachten, dass in einem Energiesystem ein Energieträger nicht allein betrachtet werden kann, sondern immer nur im Kontext des gesamten Energiesystems mit allen Energieträgern und Infrastrukturen. Der Blick auf die Alternativen Wärmenetz und Stromnetz (Abb. 12) zeigt, dass die Ausbaukosten von Wärmenetzen leicht höher liegen und die der Stromverteilnetze ein Vielfaches so hoch sein würden als die Umstellung auf Wasserstoff. Bei den Wärmenetzen ist zu beachten, dass diese nur einen Teil der heute gasversorgten Gebiete abdecken und somit bei einer Abdeckung ähnlich dem Gasnetz deutlich höhere Kosten verursachen würden.

Dabei ist ferner für eine Einschätzung zu berücksichtigen, dass auch unwirtschaftliche Gebiete erschlossen werden müssten. Insgesamt gilt es, eine sinnvolle Umgestaltung des bestehenden Energiesystems zur Erreichung der Treibhausgasneutralität unter Beachtung der Gegebenheiten vor Ort, der Wünsche und Möglichkeiten der Nutzer sowie der Zeitschiene für die Umsetzbarkeit zu erreichen. Aus betriebswirtschaftlicher Kostensicht kann dann regenerativer Wasserstoff oder alternativ regeneratives Methan eine Option darstellen.

Ein weiterer Kostenaspekt bei der Umrüstung der Energieinfrastruktur, der additiv zu den Aus- bzw. Umbaukosten hinzukommt, ist, dass bei einem Ausbau der Wärme- und Stromnetze Teile bzw. das ganze Gasverteilnetz obsolet sein werden. Dies bedeutet, dass noch die Stilllegungskosten zusätzlich zu den Ab-



Quelle: [78-84]

Abb. 12: Investitionen für die Umrüstung der Energieinfrastruktur Verteilnetze

schreibekosten von noch nicht abgeschriebenen Gasnetzen hinzugerechnet werden müssen. Bei der Stilllegung müssen Rohre mit größeren Durchmessern teilweise rückgebaut und Rohre mit kleineren Durchmessern versiegelt oder verdämmt werden. Die Stilllegungskosten werden in AIRE auf ca. 29 Mrd. Euro im Stromszenario und im PtG-Szenario auf 5 Mrd. Euro geschätzt [85]. In den Langfristszenarien 3 werden die Stilllegungskosten im O45-Strom-Szenario mit 50 Mrd. Euro und im O45-H_2 mit 28 bis 38 Mrd. Euro noch deutlich höher angegeben [79]. Dazu kommen noch die Kosten für den physischen Rückbau der Hausanschlüsse, die heute noch mit Kosten zwischen 1.000 und 3.000 Euro pro Haushalt angegeben werden (beispielhaft [86–91]). Hierbei ist davon auszugehen, dass zukünftig mit höheren Kosten zu rechnen ist, da der Rückbau noch häufig vom Gasnetzbetreiber subventioniert wird.

Insgesamt lässt sich aus den erläuterten Kosten der Rückschluss treffen, dass die Weiternutzung der Gasnetze aus dem Blickwinkel Investitionen und direkte Folgekosten eine sinnvolle Option sind.

ZUSAMMENGEFASST

Die Umstellung der Gasnetze auf Wasserstoff ist technisch machbar und oft auch kosteneffizient. Die Kosten für die Umrüstung der Fernleitungsnetze belaufen sich für das Kernnetz auf 18,9 Mrd. Euro, wobei hauptsächlich die bestehende Infrastruktur genutzt wird. Die Kosten für die Umrüstung der Verteilnetze liegen zwischen 13 Mrd. Euro für die Beimischung und 50 Mrd. Euro für die Umstellung. Die meisten Komponenten sind bereits wasserstofftauglich. Im Vergleich zum Ausbau von Wärme- oder Stromnetzen ist die Umstellung auf Wasserstoff in der Regel billiger – insbesondere, da die Stilllegung alter Gasleitungen bis zu 50 Mrd. Euro kosten könnte.

4 Anwendungen

4.1 Transformationspfade

Die Nutzung von klimafreundlich erzeugtem Wasserstoff bietet zahlreichen Sektoren und Unternehmen die Möglichkeit, ihre Prozesse im Einklang mit den Zielsetzungen des Klimaschutzgesetzes zu gestalten. Die Herausforderungen, die mit dieser Transformation einhergehen, hängen sehr stark von der Charakteristik des jeweiligen Transformationspfads ab.

Von „grau“ nach „grün“

Bereits heute werden in Deutschland pro Jahr etwa 1,4 Mio. t Wasserstoff hergestellt. Bei den Produktionskapazitäten dominieren Reformierungsprozesse (86 Prozent) und verschiedene Industrieprozesse, bei denen Wasserstoff als Nebenprodukt anfällt. Die Marktstruktur in ganz Europa ist geprägt von der Eigenbedarfsproduktion (engl.: captive use), die etwa 88 Prozent des Gesamtmarktes ausmacht [92]. Für die Industrieprozesse, die hier versorgt werden, geht es im Wesentlichen um die Umstellung von grauem Wasserstoff auf klimafreundlich erzeugten Wasserstoff – und damit um die Herausforderungen der ausreichenden Beschaffung bzw. Herstellung von klimafreundlichem Wasserstoff sowie – für viele Standorte – um die Umstellung von Eigenbedarfsproduktion auf öffentliche Infrastrukturen. Technologisch sind die Herausforderungen der Umstellung aufgrund der chemischen Gleichheit vergleichsweise gering. Eventuell abweichende Zusammensetzungen bzw. Verunreinigungen müssen berücksichtigt werden, insbesondere hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die empfindlichen Katalysatorsysteme und zur Planung etwaiger Aufreinigungsverfahren.

Umstellung des Energieträgers

Zahlreiche Sektoren und Anwender nutzen in den heutigen Strukturen Erdgas als Energieträger in thermischen Prozessen. In einer Studie des DBI wurden in Deutschland insgesamt 5.600 industrielle Standorte ermittelt, die jährlich 192 TWh gasbasierte Prozesswärme benötigen. Hinzu kommen 1,1 Mio. Standorte des sonstigen verarbeitenden Gewerbes, für die jährlich weitere 12 TWh gasbasierte Prozesswärme aufgewendet werden müssen [93]. Für diejenigen Unternehmen, die zukünftig auf Wasserstoff setzen, ist die zentrale technologische Herausforderung die Umstellung von Verbrennungsprozessen auf ein Gas mit abweichenden physikalischen, chemischen und verbrennungstechnischen Eigenschaften. Gleiches gilt auch für die Energiebranche, die im Rahmen der Kraftwerksstrategie der Bundesregierung aufgefordert ist, wasserstofffähige Gaskraftwerke zu bauen, sowie für die Hersteller von Heizgeräten, da Erdgas auch im Jahr 2023 noch mit Abstand am häufigsten als Energieträger in deutschen Wohnungen genutzt wird [94].

Umstellung der Rohstoffbasis

Die stoffliche Nutzung von Erdgas ist für viele industrielle Prozesse von zentraler Bedeutung als Grundlage für Synthesegas-basierte Produkte. Die Synthesegaserzeugung ist ein produktspezifisch durchoptimierter Prozess, an dessen Ende ein Synthesegas definierter Zusammensetzung steht. Die Herausforderung der Transformation ist vor allem für solche Prozesse gegeben, die neben dem Wasserstoff auch auf den Kohlenstoff im Synthesegas angewiesen sind. Dies betrifft beispielsweise Methanol, Fischer-Tropsch- und Hydroformylierungsprodukte. Für diese Produkte müssen wirtschaftlich konkurrenzfähige Produktionsprozesse entwickelt werden, die u. a. auf einem Synthesegas mit Wasserstoff und CO_2 beruhen können (CCU-Prozesse). Eine zentrale Herausforderung hierbei ist die Entwicklung eines geeigneten Katalysatorsystems und die Kommerzialisierung der Prozesse in ausreichender Skalierung.

Entwicklung neuer Prozesse

Klimafreundlich erzeugter Wasserstoff wird nach der Transformation nicht nur grauen Wasserstoff und Erdgas ersetzen, sondern auch in anderen industriellen Prozessen sowie im Mobilitätssektor eine Option sein. Hierbei werden neue Produktionswege zu etablierten Produkten ebenso eine Rolle ▷

spielen wie die Entwicklung gänzlich neuer Produkte. Beispielhaft seien an dieser Stelle die Stahlindustrie, die an der Umstellung des Koks-basierten Hochofenprozesses auf Direktreduktion mit Wasserstoff arbeitet, und die Raffinerien, die Prozesse zur Herstellung nachhaltiger Flugkraftstoffe als Alternative zu etabliertem fossilbasierten Kerosin entwickeln, erwähnt.

In welchem Ausmaß Wasserstoff in der Zukunft in den jeweiligen Sektoren eingesetzt werden wird, ist zum jetzigen Zeitpunkt nur mit erheblicher Unsicherheit zu prognostizieren. Dies zeigt sich u. a. in den Spannbreiten der prognostizierten Wasserstoffbedarfe des Nationalen Wasserstoffrats aus dem Jahr 2024 [95]. Auffällig ist, dass in dem Szenario des Nationalen Wasserstoffrats im Jahr 2045 auch bei den prognostizierten Mindestmengen ein erheblicher Wasserstoffbedarf in allen betrachteten Sektoren (Prozessindustrie, Verkehrs-/Transportsektor, Wärmemarkt und Energieversorgung) und damit auch explizit für die energetische und stoffliche Nutzung besteht. In der nachfolgenden Betrachtung wird das Hauptaugenmerk auf den Entwicklungsstand und die spezifischen Herausforderungen derjenigen Prozesse gelegt, die von anderen Energieträgern und Rohstoffen auf Wasserstoff umgestellt werden. Dies betrifft im Wesentlichen die energetische Nutzung und hier die Nutzung in der Industrie und in Haushalten.

ZUSAMMENGEFASST

Bei der Transformation hin zu einer Wasserstoffwirtschaft wird Wasserstoff verschiedene Energieträger und Rohstoffe ersetzen und sektorübergreifend eingesetzt werden. Die technischen Herausforderungen, die mit dieser Transformation auf der Anwendungsseite einhergehen sind individuell und abhängig von dem jeweiligen Sektor und den Rahmenbedingungen.

4.2 Verbrennungstechnische Unterschiede

Während der Austausch von Erdgas zugunsten von Biomethan oder synthetischem Erdgas auch mit bestehenden Anlagen unproblematisch ist, erfordert die Einbindung von Wasserstoff durch Beimischung oder als alleiniger Energieträger aufgrund der abweichenden physikalisch-chemischen und verbrennungstechnischen Eigenschaften eine genauere Betrachtung. In Tabelle 2 werden die relevanten Größen dargestellt. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Erdgas ein Naturprodukt ist, das aus verschiedenen Quellen gefördert wird. Entsprechend variiert die Zusammensetzung und damit auch die physikalisch-chemischen und verbrennungstechnischen Eigenschaften. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird in der Tabelle auf die Darstellung von Bandbreiten verzichtet und es werden typische Werte dargestellt. Detaillierte Informationen zu Schwankungsbreiten für Erdgas in Abhängigkeit von Herkunft und Zusammensetzung werden u. a. in [96] gegeben. Für die energetische Nutzung sind insbesondere kalorische Kenngrößen (wie Heiz-, Brennwert und Wobbe-Index), aber auch abweichende Luftbedarfe und Verbrennungstemperaturen und -geschwindigkeiten relevant. Im Folgenden wird der Einfluss einzelner wichtiger Größen auf die thermische Nutzung grob beschrieben; ausgiebigere Diskussionen des Einflusses variierender Zumischung von Wasserstoff in Erdgas erfolgt u. a. in [97], [98] und [99].

Die physikalisch-chemischen und verbrennungstechnischen Unterschiede wirken sich bei thermischen Prozessen insbesondere auf den Aufbau und den Betrieb des Brenners und das Abgassystem aus. So muss der deutlich niedrigere Heizwert von Wasserstoff durch einen höheren Volumenstrom des zugeführten Brenngases kompensiert werden, um eine konstante Brennerleistung zu erzielen. Darüber hinaus besteht ein abweichender Sauerstoff- bzw. Luftbedarf bei der Verbrennung von Wasserstoff, der zur Erhaltung hoher Verbrennungseffizienzen eine Regelung auf optimale Volumenströme erfordert. Daneben führen bei gleicher Luftzahl auch geringere Abgasmengen und CO_2-Anteile im Abgas zu einer erhöhten adiabaten Verbrennungstemperatur bei der Nutzung von Wasserstoff als Brenngas [100]. Höhere Verbrennungstemperaturen begünstigen die Entstehung von Stickoxiden (NO_x) und bedingen daher ggf. die Notwendigkeit einer geeigneten Abgasnachbehandlung zur Einhaltung von Emissionsgrenzwerten. Das Ausmaß der erhöhten Konzentration an Stickoxiden ist abhängig von dem verwendeten Brenner, dem Betriebspunkt und dem Gesamtsystem. Nach einer Studie des Umweltbundesamtes sind beispielsweise in wasserstoffbetriebenen Dampfkesseln derzeit emissionsreduzierende Maßnahmen erforderlich. Durch verschiedene Simulationen und Versuche konnte aber bereits nachgewiesen werden, dass eine Verbrennung von Wasserstoff bzw. Erdgas-Wasserstoff-Gemischen mit Luft mit geringen NO_x-Emissionen möglich ist [101]. Bei der Nutzung von Wasserstoff und dem damit verbundenen erhöhten Wasserdampfgehalt im Abgas muss die Bewertung von Grenzwerten wie z. B. NO_x-Emissionen in ppm oder mg/m³ neu gedacht werden, da die Messungen der Emissionen trocken erfolgt, d. h., dass der Wasserdampf aus der Analysenprobe vor der Messung entfernt wird. Aktuell wird mit den Branchenverbänden eine Angabe der Emissionen in mg/kWh oder mg/$t_{Produkt}$ diskutiert; weitere Informationen sind in [102], [103],

[104] und [105] zu finden. Darüber hinaus können lokale Überhitzungen zu besonderen Ansprüchen hinsichtlich der eingesetzten Feuerfestmaterialien führen [106]. Ebenfalls von entscheidender Bedeutung ist die deutlich höhere Flammengeschwindigkeit bei der Verwendung von Wasserstoff, wodurch konstruktive Änderungen der Brenner- und Anlagentechnik notwendig werden, um ein Rückschlagen der Flamme zu verhindern [101]. Dies ist insbesondere bei vorgemischten Brennersystemen zu beachten, die auf Erdgas ausgelegt sind [100, 106]. Bei nicht-vorgemischten Erdgas-Brennersystemen wirkt sich die höhere Verbrennungsgeschwindigkeit nicht so stark auf die Flammenstabilisierung aus und ein sicherer Betrieb mit Wasserstoff ist oft möglich [106]. Die Flammenfront kann darüber hinaus aufgrund der höheren Verbrennungsgeschwindigkeit bei mündungsmischenden Brennern näher an den Brennermund heranwandern, was bei Bestandsgeräten zu Überhitzungsproblemen führen kann [100]. Insbesondere aus sicherheitstechnischer Sicht ist der breitere Zündbereich von Wasserstoff relevant. Mit steigenden Anteilen an Wasserstoff im Brenngasgemisch weitet sich der Zündbereich nach oben aus und erreicht bei alleinigem Einsatz von Wasserstoff bei 77 Vol.-% die obere Zündgrenze. Dies ist im Sicherheitskonzept der Anlage zu berücksichtigen. In der Praxis ist häufig allerdings die untere Zündgrenze von größerer Bedeutung. Dies liegt daran, dass im Störfall die notwendige Zündenergie vorhanden ist, die Zündfähigkeit jedoch erst bei Erreichen der unteren Zündgrenze gegeben ist [97]. Darüber hinaus ist ein geeignetes System zur Flammenüberwachung zu nutzen, in mit Erdgas betriebenen Geräten ist dies in der Regel eine Ionisationselektrode [107–109]. Bei einer Wasserstoffbeimischung bis 60 Vol.-% können diese Systeme auch weiterhin zur Flammenüberwachung genutzt werden. Bei alleiniger Verbrennung von Wasserstoff werden aber nicht mehr ausreichend Ionen produziert, um mit den gängigen Systemen detektiert werden zu können [110]. Darüber hinaus verändert sich die Position der Flamme so, dass eine zuverlässige Detektion nicht mehr erfolgen kann [111]. Zur Flammenüberwachung mit Wasserstoff stehen verschiedene Technologien (wie UV-, Licht- und IR-Sensoren) zur Verfügung [107, 112].

Die beschriebenen verbrennungstechnischen Unterschiede wirken sich in unterschiedlicher Art und Weise auf die verschiedenen Anwender aus. Als Beispiel sei der Einfluss der Feuerung auf die Produktqualität in industriellen Produktionsprozessen genannt, der produktspezifisch bewertet werden muss (siehe Kapitel 4.4 zum industriellen Sektor). Demgegenüber stehen die spezifischen Herausforderungen der meist vorgemischten Brenner im Haushaltssektor (siehe Kapitel 4.3 zum Haushalts- und Gewerbesektor). Im Folgenden wird eine Bestandsaufnahme aktueller Erkenntnisse hinsichtlich der Herausforderung einer Umstellung auf Wasserstoff mit Darstellung individuell erprobter Lösungsansätze vorgenommen.

ZUSAMMENGEFASST

Bei der Umstellung von heute mit Erdgas betriebenen Anwendungen auf Wasserstoff sind die physikalischen, chemischen und verbrennungstechnischen Unterschiede der beiden Gase und deren Einfluss auf den Anwendungsprozess besonders zu beachten, um einen sicheren, effizienten und emissionsarmen Betrieb zu gewährleisten.

4.3 Haushalts- und Gewerbesektor

Bei der Bewertung häuslicher Anwendungen muss unterschieden werden zwischen einer Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas und der Verwendung von 100 Vol.-% Wasserstoff. Die heute typischerweise eingesetzten Gasgeräte im häuslichen Umfeld werden überwiegend zum Heizen und Kochen verwendet und wurden für den Einsatz von Erdgas ausgelegt und optimiert. Eine Beimischung von Wasserstoff führt zu einem Mischgas mit verbrennungstechnischen Kennzahlen, die in Abhängigkeit der Wasserstoffkonzentration von den Kennzahlen von Erdgas abweichen. Bis zu welcher Höhe und mit welchen Schwankungen eine Wasserstoffbeimischung bei Bestandsgeräten sicher und effizient durchgeführt werden kann, wurde in Laboruntersuchungen der beiden Projekte „Roadmap Gas 2050“ und „THyGA“ intensiv getestet und in Feldversuchen nachgewiesen (**Tab. 3**).

In den dargestellten Projekten wurden zahlreiche Geräte sowohl im Laborumfeld als auch unter realen Bedingungen auf ihre Eignung für den Betrieb mit Erdgas-Wasserstoff-Gemischen geprüft. In den Feldversuchen wurden Bestandsgeräte mit der vorgefundenen Heterogenität aus Geräteart und -typ, Hersteller, Leistung und Baujahr untersucht. Die Untersuchungen wurden durch ausgiebige Sicherheitskonzepte flankiert, die Antworten auf sicherheitsrelevante Fragestellungen liefern. Die Projekte kommen zu dem Ergebnis, dass Gasinstallationen und Gasgeräte im Regelfall für eine Beimischung bis mindestens 20 Vol.-% Wasserstoff geeignet sind. Dies gilt, wenn die Gasinstallationen mit den Geräten ordnungsgemäß installiert, gewartet und eingestellt wurden. Beimischungen über 20 Vol.-% hinaus führten vereinzelt zu thermo-akustischen Effekten, die als Einschränkung des Komforts ohne sicherheitstechnische Relevanz bewertet wurden. Detaillierte Informationen hinsichtlich Vorgehensweise und Auswertungen sind u. a. den jeweiligen Projektberichten [116–119] zu entnehmen.

Bei Mischgasen mit Wasserstoffgehalten über den genannten Bereich hinaus bis hin zu 100 Vol.-% Wasserstoff ändern sich die chemisch-physikalischen und verbrennungstechnischen Eigenschaften in einem Maß, in dem Bestandsgeräte in der Regel nicht mehr sicher und effizient genutzt werden können. Für einen solchen Fall sind Geräte zu nutzen, die auf einen Betrieb mit höheren Wasserstoffkonzentrationen ausgelegt sind. Neben der Auswahl geeigneter Materialien ist hierbei der höheren Verbrennungsgeschwindigkeit, der höheren Verbrennungstemperatur, den weiteren Zündgrenzen und dem geringeren Heizwert von Wasserstoff Rechnung zu tragen (siehe Kapitel 4.2 Verbrennungstechnische Unterschiede). Brenner ▷

Tabelle 2: Verbrennungstechnische Eigenschaften von Erdgas und Wasserstoff im Vergleich [96—99, 113—115]

Eigenschaft	Beschreibung	Erdgas[1]	H_2
adiabate Verbrennungstemperatur bei $\lambda = 1$[2] (°C)	maximale Temperatur, die bei einem Verbrennungsprozess mit vorgegebenen Betriebsbedingungen auftreten kann (theoretische Größe)	1.982	2.096
Brennwert (und Heizwert) bei Referenzbedingungen 25 °C/0 °C (kWh/m³)	Energiemenge, die pro Mol-, Volumen- oder Masseneinheit bei der Verbrennung in Form von Wärme freigesetzt wird	11,2 (10,3)	3,54 (3,00)
Wobbe-Index bei Referenzbedingungen 25 °C/0 °C (kWh/m³)	Maß für die Austauschbarkeit von Brenngasen in einem Verbrennungsprozess	15,0	13,4
Normdichte (kg/m³) (und relative Dichte (-))	Die Dichte eines Gases entspricht dem Verhältnis seiner Masse zu seinem Volumen oder seiner Stoffmenge. (Verhältnis aus der Normdichte (bei 0 °C und 1,01325 bar) des Gases und der Normdichte von Luft)	0,74 (0,57)	0,089 (0,0695)
laminare Verbrennungsgeschwindigkeit bei $\lambda = 1$[2] (cm/s)	Die Geschwindigkeit, mit der sich eine ebene Flamme senkrecht zu ihrer Oberfläche in einem ruhenden Gemisch aus Luft und Brennstoff ausbreitet	38,57	209
minimaler Luftbedarf (m³ Luft/m³ Brennstoff)	stöchiometrischer Luftbedarf einer vollständigen Verbrennung eines Brennstoffes	9,5	2,4
untere (und obere) Zündgrenze (Vol.-%)	beschreibt die Konzentrationsgrenzen eines Brennstoffes in einem Gemisch mit Luft, in der eine Entzündung möglich ist.	5,0 (17,0)	4,0 (77,0)
Flammenfarbe		gelb bis blau	nahezu farblos
Methanzahl (-)	Maß für die Klopffestigkeit eines Brenngases	91	0
Mindestzündenergie (mJ)	Mindestwert der im Entladekreis kapazitiv gespeicherten elektrischen Energie, die bei Entladung über eine Funkenstrecke mit möglichst geringen Verlusten in den Zuleitungen das ruhende Gemisch in zündwilligster Zusammensetzung gerade noch entzündet	0,29	0,017

[1] Werte bei Erdgas schwanken und sind abhängig von der jeweiligen Erdgasbeschaffenheit.

[2] Luftzahl λ (auch Verbrennungsluftverhältnis) ist das Verhältnis von zugeführter Luft zu theoretisch notwendiger bzw. stöchiometrischer Luftmenge.

Quelle: DVGW

und Systeme für den Einsatz von Wasserstoff müssen so konstruiert sein, dass erstens eine hohe Flammenstabilität auch bei hohen Verbrennungsgeschwindigkeiten garantiert werden kann, zweitens ein sicherer und langlebiger Betrieb innerhalb vorgeschriebener NO_x-Emissionsgrenzen auch bei den hohen Verbrennungstemperaturen gegeben ist und drittens Volumenströme für Wasserstoff und Luft geregelt werden können. Aktuell angebotene Gasbrennwertgeräte zahlreicher Hersteller können heute mit Erdgas und Wasserstoffbeimischungen betrieben und zukünftig mit Umrüstkits auf den Betrieb mit 100 Vol.-% Wasserstoff umgestellt werden. Andere Hersteller stellen entsprechende Anlagen für 2025 in Aussicht [120–124]. In einigen Pilot- und Demonstrationsprojekten wurden und werden Wasserstoffbrennwertkessel im häuslichen und gewerblichen Umfeld mit 100 Vol.-% Wasserstoff betrieben (**Tab. 4**).

Die bekannten Zwischenfazits aus diesen Projekten mit Wasserstoffbrennwertgeräten sind hinsichtlich der Betriebssicherheit und der Funktionalität durchweg positiv und liefern nicht zuletzt aufgrund der engmaschigen Überwachung wichtige Grundlagen für die Umstellung größerer Gebiete auf 100 Vol.-% Wasserstoff. [128–130]

In dem DVGW-Forschungsprojekt „Sicherheitskonzept TRGI“ wurden die Effekte von Wasserstoffbeimischungen von bis zu 30 Vol.-% zu Erdgas auf die Gasinstallationen gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 600 untersucht. Dabei konnte gezeigt werden, dass hinsichtlich der Materialverträglichkeit, der Dichtheitsprüfungen, des Explosionsschutzes sowie der Auslegung von Rohrleitungen und Gasströmungswächtern bis Beimischung von 20 Vol.-% Wasserstoff keine Regelwerksanpassung notwendig ist. [131]

Tabelle 3: Labor- und Feldtests zur Wasserstoffbeimischung in typischerweise eingesetzten Gasgeräten in häuslichem Umfeld

Projekt	Roadmap Gas 2050 [116]	THyGA [117]	H2-20 [118]	H_2-Insel Öhringen [119]	H2-MiX
Umgebung	Labor	Labor	Feld	Feld	Feld
Anzahl Geräte	20	ca. 100	352	32	ca. 100
Gerätearten	5 ATM; 9 BWG; 3 KG; und je 1 SOFC, BHKW + RH	6 WH; 46 KG; 5 BHKW; 1 WP; 4 RH; 39 verschiedene HG	254 BWG und HWG; 84 HG + WH; 14 GH + WLE	25 BWG; 5 ATM; 2 GH	
Leistungsklasse Geräte (kW)	2–300	1–232	10–250	14–300	bis 50
Baujahr Geräte			1989–2021	1989–2022	
getestete Konzentrationen (Vol.-%)	10–40	bis 60	10/15/20/ dynamisch	8/10/20/30	bis 20

ATM = atmosphärische Geräte, BHKW = Blockheizkraftwerk, BWG = Brennwertgeräte, GH = Gasherde, HWG = Heizwertgeräte, HG = Heizgeräte, KG = Küchengeräte, RH = Raumheizer, SOFC = Festoxidbrennstoffzelle, WH = (Umlauf-)Wasserheizer, WLE = Warmlufterzeuger, WP = Wärmepumpe

Quelle: DVGW

Bisherige 100-Vol.-%-Projekte in Bestandsnetzen haben für weite Teile der Hausinstallation auch eine Eignung für 100 Vol.-% Wasserstoff gezeigt, wie detaillierte Untersuchungen im Vorfeld der Projekte gezeigt haben [132, 133]. Zu analogen Ergebnissen kommt das Projekt „TrafoHyVe“, in dessen Rahmen 40 Inneninstallationen erhoben und geprüft wurden. Die Wasserstoffverträglichkeiten von Stahlleitungen (geschraubt, Hanf), Kupferleitungen (gelötet), Pressverbindern aus Kupfer, Balgengaszählern, thermischen Absperreinrichtungen und Gasströmungswächtern sind gemäß diesen Ergebnissen bis 100 Vol.-% gegeben. Einschränkend muss für Balgengaszähler und Gasströmungswächter erwähnt werden, dass sie zwar hinsichtlich Materialverträglichkeit und Messrichtigkeit für Wasserstoff geeignet sind, aber aufgrund des größeren Volumen- ▷

stroms von Wasserstoff häufig gegen größer ausgelegte Komponenten getauscht werden müssen. Vorhandene Gassteckdosen wurden als nicht geeignet für Wasserstoff bewertet. [134]

ZUSAMMENGEFASST

Für Bestandsgeräte im Haushaltsbereich wurde in verschiedenen Projekten die Eignung für eine Beimischung von mindestens 20 Vol.-% Wasserstoff ohne sicherheitstechnische Einschränkungen nachgewiesen. Eine Nutzung von 100 Vol.-% Wasserstoff kann mit Neugeräten oder bei moderneren Bestandsgeräten auch durch Nachrüstsätze erreicht werden.

4.4 Industrieller Sektor

Im Jahr 2022 hatte der Sektor Industrie einen Endenergieverbrauch von insgesamt 667 TWh. Über zwei Drittel hiervon (495 TWh) wurden für die Bereitstellung von Prozesswärme mit heterogenen Temperaturniveaus verbraucht. Dominante Energieträger für die Erzeugung von Prozesswärme sind heute Gase (44 Prozent) und Kohlen (24 Prozent) [135]. Zukünftig soll Prozesswärme vor allem über klimafreundliche Gase und durch Elektrifizierung verfügbar gemacht werden. Bei der Beurteilung der Herausforderung der Transformation ist auf die immense Heterogenität des Anlagenbestands, die Standortspezifika und die benötigten Temperaturniveaus zu achten. Dabei ist besonders zu berücksichtigen, dass bei industriellen Feuerungsprozessen neben den Fragestellungen zur Betriebsoptimierung und -sicherheit, die auch bei Haushaltsgeräten relevant sind, auch der Einfluss von Wasserstoff auf Produktqualität und in besonderem Maße auf Anlagenkomponenten (wie etwa Feuerfestmaterialien) von entscheidender Bedeutung ist.

Wie bei Haushaltsgeräten müssen auch bei industriellen Brennern zur Erzeugung von Prozesswärme basierend auf Wasserstoff die physikalisch-chemischen und verbrennungstechnischen Unterschiede zwischen den Brenngasen Wasserstoff und Erdgas berücksichtigt werden (siehe Kapitel 4.2 Verbrennungstechnische Unterschiede). Diese Unterschiede sind bekannt und werden bei der Entwicklung neuer Thermoprozessanlagen berücksichtigt. Für die Bereitstellung von Warmwasser und Dampf stehen bereits heute kommerzielle Systeme auf Wasserstoffbasis zur Verfügung. In der Chemieindustrie werden wasserstoffbefeuerte Kessel in einigen Prozessen mit internen Wasserstoffflüssen bereits eingesetzt [136]. Ein Entwicklungsvorteil der Dampferzeugung ist, dass hier der Einsatz von Wasserstoff unabhängig von dem späteren Einsatzgebiet des Dampfes optimiert werden kann. Demgegenüber stehen zahlreiche sensible Hochtemperaturprozesse mit ihren individuellen Ansprüchen an beispielsweise Ofentyp, Temperaturverteilung, Wärmeeintrag und Flammentemperatur. Dies betrifft zahlreiche Prozesse in den Sektoren Metalle (u. a. Stahl, Gießereien, Aluminium und Kupfer) und Mineralien (u. a. Glas, Ziegel und Keramik, Zement und Kalk) [137]. Einige Teilprozesse in den verschiedenen Sektoren wurden in zahlreichen Pilot- und Demonstrationsprojekten bereits mit 100 Vol.-% Wasserstoff betrieben (beispielhaft in **Tabelle 6** aufgeführt). Das Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung hat gemeinsam mit dem Institut für Industrieofenbau und Wärmetechnik der RWTH Aachen Möglichkeiten zur CO_2-neutralen Prozesswärme analysiert mit einem Fokus auf Elektrifizierung und Einsatz von Wasserstoff [137]. Die Autoren kommen zu dem Schluss, dass die Technology Readiness Levels für den Einsatz von Wasserstoff in Industrieöfen aktuell zwar noch niedrig sind, aber bei konventionell gasbeheizten Öfen keine größeren technischen Hürden für die Umstellung auf eine Wasserstoffbeheizung gesehen werden. Konsequenterweise werden ein schneller Anstieg der Technologiereife und ein Betrieb auf industriellem Niveau erwartet.

Bei der Umstellung von Bestandsanlagen von Erdgas auf Wasserstoff ist zu unterscheiden zwischen nicht-vorgemischten und vorgemischten Brennersystemen. Im überwiegenden Teil der industriellen Thermoprozessanlagen, die nicht-vorgemischte Brennersysteme nutzen, sind zwar Umbauten an zentralen Anlagenteilen (z. B. Brenner inklusive Flammenüberwachung und Abgassystem) sowie Anpassungen der Steuerung notwendig, ein grundsätzlicher Neubau ist dagegen meist nicht erforderlich [101, 137]. Bei den industriell nur vereinzelt eingesetzten vorgemischten Brennersystemen ist eine Umstellung aufgrund des Risikos eines Flammenrückschlags deutlich komplizierter. In diesen Fällen sind bei einem Wechsel des Brennstoffs von Erdgas auf Wasserstoff größere Anpassungen oder komplett neue Verbrennungskonzepte notwendig [106]. Die Individualität der jeweiligen Anwendung und der damit verbundene Anpassungsbedarf ist daher nicht nur bei der Entwicklung neuer Thermoprozessanlagen, sondern auch im Fall der Umstellung zu berücksichtigen.

Aufgrund möglicher lokaler Überhitzungen und erhöhter Wasserdampfgehalte

Tabelle 4: Feldtests mit 100 Vol.-% Wasserstoff im häuslichen und gewerblichen Umfeld

Pilot-/Demonstration	Ort	Anzahl Geräte	Start
H2Direkt [125]	Hohenwart	10	2023
H2HoWi [126]	Holzwickede	4	2022
H2-Linnich [127]	Linnich	2	2022
Pilot Lochem [128]	Lochem (Niederlande)	12	2022

Quelle: DVGW

ist aber auf die Langzeitstabilität von Feuerfestmaterialen zu achten [106]. In **Tabelle 6** werden auch Beispiele einer Umstellung bestehender Thermoprozessanlagen im industriellen Umfeld dargestellt.

Ein wesentlicher Aspekt für Betreiber von Thermoprozessanlagen ist die Einhaltung der erforderlichen Produktqualität. Hierzu wurden und werden zahlreiche Forschungsprojekte durchgeführt. Beispiele sind für die Glasindustrie: HyGlass [138], H2-Glas [139], COSIMa [140] und MiGWa [141]; für die Aluminiumindustrie: H2AL [142], H2-Alu [143] und HyAlu [144]; für die Ziegelindustrie H2TO [145] und H2-Ziegel [146] sowie allgemein für die Thermoprozessindustrie TTGoesH2 [147]. Die Untersuchungsergebnisse zeigen, dass es in einigen Fällen zu einer Beeinflussung der Produktqualität kommen kann, abhängig von der jeweiligen spezifischen Zusammensetzung. Diese Beeinflussung findet meist nicht direkt über den Wasserstoff, sondern über den erhöhten Wasserdampfanteil im Abgas statt und muss bei einer Umstellung berücksichtigt werden.

Ein großer Teil der deutschen Industrie wird aktuell über die Verteilnetze mit Erdgas versorgt. Das Wasserstoffkernnetz dient in seiner ersten Stufe dem initialen Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland. Mit seinen 9.040 km Länge wird es nicht in der Lage sein, die insgesamt 5.600 Standorte der Industrie und die über eine Million Standorte aus dem sonstigen verarbeitenden Gewerbe mit Prozesswärmebedarf mit Wasserstoff zu versorgen. Entsprechend wird auch zukünftig dem Gasverteilnetz die Aufgabe zukommen, erhebliche Mengen Energie für die Prozesswärme bereitzustellen und den Wirtschaftsstandort Deutschland zu sichern. In diesem Zusammenhang ist – analog zu den Haushalten – eine Bewertung von möglichen Beimischungen für die verschiedenen Bestandsanlagen in der Industrie vor allem für die Hochlaufphase wichtig. Eine Analyse der Auswirkungen der unterschiedlichen Eigenschaften auf industrielle Verbrennungsprozesse ist u. a. in dem DVGW-Projekt „TransNetz – Entwicklung von robusten Transformationspfaden zur Umsetzung der Klimaziele auf Verteilnetzebene“ vorgenommen worden [106]. In diesem Projektbericht wird auch darauf eingegangen, wie im Fall einer Beimischung mit schwankenden Wasserstoffkonzentrationen umgegangen werden kann. Der Mess-, Steuer- und Regelungstechnik kommt in diesem Fall eine besondere Rolle zu, da Auswirkungen auf den betrachteten Prozess reduziert werden können, wenn als Folge erkannter Veränderungen der Brenngaszusammensetzung rechtzeitig regelungstechnische Maßnahmen initiiert werden. Vorstellbare Messverfahren umfassen korrelative, kalorimetrische, optische und chromatografische Methoden.

Für die Übergangsphase wurden bereits Dual-Fuel-Brenner entwickelt und industriell getestet, die flexibel mit Erdgas, Wasserstoff oder einem Gemisch aus Erdgas und Wasserstoff betrieben werden können. [148–150]

ZUSAMMENGEFASST

Die Umstellung auf Wasserstoff ist in der Industrie aufgrund der Heterogenität der Prozesse und der möglichen Einflüsse des Brennstoffwechsels auf die Prozessstabilität, die Produktqualität und das Emissionsverhalten sehr individuell. In zahlreichen Pilot- und Demonstrationsprojekten wurde die Eignung des Wasserstoffeinsatzes für verschiedene Produktionsprozesse nachgewiesen und es wurden wichtige Grundlagen für die Überführung in den großtechnischen Regelbetrieb gelegt.

4.5 KWK-Anlagen

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sind charakterisiert durch die gleichzeitige Erzeugung von elektrischer und thermischer Energie. Je nach Leistungsklasse werden sie in der Einzelobjektversorgung, in Blockheizkraftwerken (BHKW), in der Industrie bis hin zur öffentlichen Versorgung in Gas- und Dampfkraftwerken eingesetzt, wobei je nach Anwendungsfeld unterschiedliche Techniken vorherrschend sind.

In der Objektversorgung sowie in der gewerblichen Versorgung dominieren Verbrennungsmotoren (im Anwendungsfall mit Erdgas: Gasmotoren) mit einer elektrischen Leistung von typischerweise 1 bis 50 kW für Wohnhäuser und bis 1.000 kW für größere Abnehmer (beispielsweise Krankenhäuser, Freizeitbäder oder Hotels). Stirlingmotoren und Brennstoffzellen hingegen besitzen aktuell eine geringere Bedeutung. [165]

Industriell werden neben Gasmotoren bevorzugt Dampfturbinen und Gasturbinen größerer Leistungsklassen zwischen 500 kW_{el} und 20 MW_{el} eingesetzt, mit Erdgas als wichtigstem Brennstoff. Industrielle KWK-Anlagen in Leistungsklassen oberhalb der 20 MW_{el} können auch Gas- und Dampf-Turbinen-Kraftwerke beinhalten und werden vor allem in der Chemie- und Papierindustrie registriert. [165]

In der öffentlichen Versorgung sind Gas- und Dampfturbinenkraftwerke mit einer elektrischen Leistung zwischen 10 und 800 MW_{el} typisch. [165]

Die verschiedenen Techniken unterscheiden sich charakteristisch, sodass die Umstellung von Erdgas-betriebenen Anlagen auf Wasserstoff nicht pauschal beschrieben werden kann.

Gasmotoren

Ähnlich wie bei den Gasbrennwertkesseln im Haushaltsbereich ist auch bei den Gasmotoren zwischen verschiedenen Gerätetypen zu unterscheiden. Einerseits gibt es die Geräte, die auf Wasserstoff bzw. Wasserstoff und Erdgas ausgelegt sind und die von zahlreichen Herstellern seit Jahren am Markt erhältlich sind. Andererseits gibt es Geräte im Bestand, die ursprünglich auf den Betrieb mit Erdgas ausgelegt wurden. Viele Hersteller von Gasmotoren bieten mittlerweile Motoren an, die mit Wasserstoffbeimischungen betrieben werden können, zudem H_2-ready-Motoren, die auf 100 Vol.-% Wasserstoff umgerüstet werden können und ganze Baureihen, die bereits heute mit bis zu 100 Vol.-% Wasserstoff arbeiten können. Demgegenüber stehen Bestandsanlagen, die teilweise in Abhängigkeit von ▷

Hersteller, Modell und Alter der Anlage ohne konstruktive Veränderungen mit Wasserstoffkonzentrationen zwischen 10 und 20 Vol.-% betrieben werden können [166]. Für eine höhere Beimischung bis hin zu 100 Vol.-% Wasserstoff sind in der Regel Anpassungen an der Steuerung und konstruktive Änderungen notwendig, um den spezifischen Eigenschaften von Wasserstoff Rechnung zu tragen. Typischerweise müssen die höhere Verbrennungsgeschwindigkeit und die größere Zündwilligkeit beachtet werden und es werden an den Brennstoff angepasste Einspritzsysteme eingesetzt, die durch späte Zusammenführung von Wasserstoff und Ladeluft das Risiko einer unkontrollierten Verbrennung reduzieren. Darüber hinaus werden Turbolader verwendet, die dem größeren Luftbedarf der Wasserstoffverbrennung Rechnung tragen. Ein geringeres Verdichtungsverhältnis beim Betrieb eines Wasserstoffmotors kann durch Anpassung der Kolben ermöglicht werden [167, 168]. Die jeweiligen Lösungen sind im Detail abhängig von Hersteller und Modell, eine detailliertere Übersicht möglicher Lösungswege wird in [169] diskutiert. In **Tabelle 5** sind einige Referenzen von Gasmotoren gezeigt, die im realen Umfeld mit Wasserstoff betrieben werden. Hierbei handelt es sich um eine beispielhafte und nicht vollständige Auflistung.

Tabelle 5: Auswahl von Praxisbeispielen von KWK-Anlagen, die im realen Umfeld mit Wasserstoff oder Wasserstoffbeimischungen betrieben werden

Projekt/Firma	Ort	Start	KWK-Anlage	Wasserstoff
Wasserstoff BHKW [178]	Hamburg-Othmarschen	2020	1 MW Jenbacher J416 Gasmotor	Umstellung auf bis zu 100 Vol.-% H_2
mySMARTLife [179]	Hamburg-Bergedorf	2020	2 x 50 kW_{el} Kraftwerk-Gasmotoren	bis 30 Vol.-% H_2
CH2P [167]	Amberg	2023	170 kW_{el} 2G agenitor 406 Gasmotor	Umstellung auf bis zu 100 Vol.-% H_2
Stadtwerke Haßfurt [180]	Haßfurt	2019	150 kW_{el} 2G agenitor 406 Gasmotor	bis 100 Vol.-% H_2
APEX Energy [181]	Rostock	2020	115 kW_{el} 2G agenitor 404c Gasmotor	bis 100 Vol.-% H_2
Neue Weststadt [182]	Esslingen	2021	150 kW_{el} 2G agenitor 406	bis 100 Vol.-% H_2
Metadynea	Krems	1996	4 x Jenbacher J320	Prozessgas mit 19 Vol.-% H_2
Metadynea	Krems	2024	4 x Jenbacher J420 (insgesamt 3,3 MW_{el})	Prozessgas mit 19 Vol.-% H_2
Hydrogen CGS [183]	Kobe (Japan)	2018	1 MW_{el} Kawasaki Gasturbine mit Diffusionsbrennkammer	bis 100 Vol.-% H_2
CPChem [184]	Tessenderlo (Belgien)	2023	1,8 MW_{el} Kawasaki GPB17D Gasturbine (DLE)	Umstellung von Erdgas auf bis zu 30 Vol.-% H_2
Hydrogen Park Consortium [185]	Fusina (Italien)	2009	11,44 MW_{el} GE PGT10/1 Gasturbine mit Dampfinjektion	Betrieb mit 97 Vol.-% H_2
HYFLEXPOWER [176]	Saillat-sur-Vienne (Frankreich)	2023	10 MW_{el} Siemens Energy SGT-400 Gasturbine (DLE)	bis 100 Vol.-% H_2
Wien Energie [186]	Wien (Österreich)	2023	395 MW_{el} Siemens Energy SGT5-4000F GuD-Anlage	Umstellung von Erdgas auf bis zu 15 Vol.-% H_2

Quelle: DVGW

Tabelle 6: Demonstrationsprojekte zum Einsatz von Wasserstoff in industriellen Hochtemperaturprozessen

Industrie	Firma/Projekt	Informationen	
Glas	Schott [151, 152]	dreitägige großtechnische Herstellung von Spezialglas mit 100 Vol.-% H_2 in einer Schmelzwanne bei Temperaturen bis 1.700 °C	U
	Saint Gobain [153]	fünftägige industrielle Tests zum Einsatz von 60 Vol.-% H_2 in der Flachglasherstellung	B
Keramik	H2-Factory [154]	Herstellung einer Keramikplatte mit bis zu 7 Vol.-% H_2 in Erdgas an einem Standort der Iris Ceramica Group	B
Stahl	HYBRIT [155]	Pilotprojekt zur Direktreduktion von Eisenerz mit H_2 mit anschließender Verarbeitung des entstehenden Eisenschwamms im Elektrolichtbogenofen	N
	EMSTEEL [156]	Pilotprojekt zur Direktreduktion von Eisenerz mit H_2	N
	MIDREX [157]	Das Standard MIDREX-Verfahren umfasst eine Direktreduktion im Schachtofen mit einem H_2-reichen Gas (bis 80 Vol.-% H_2). Betrieb mit 100 Vol.-% H_2 ist im Pilotmaßstab erfolgt, Prozess in der Kommerzialisierung	N
	GEiSt [158]	Direktreduktionsanlage nach dem Hylron-Verfahren im Drehrohrofen im Pilotmaßstab	N
Kupfer	Aurubis [159]	Einsatz eines Gasgemisches aus H_2 und N_2 anstelle von Erdgas im industriellen Maßstab im Anodenofen beim Polen der Kupferschmelze	U
Aluminium	Hydro [160]	Recycling von Aluminium durch Verwendung von H_2 anstelle von Erdgas in einer Gießerei im Strangpresswerk in Navarra	U
Zement	HeidelbergCement [161]	H_2 als Teil eines Netto-Null-Brennstoffmixes (39 % H_2) im industriellen Maßstab im Hauptbrenner eines Zementofens	B
Ziegel	HyBrick [162]	Einsatz von 100 Vol.-% H_2 über drei Brennzyklen in einem kleinen angepassten Brennofen bei > 1.000 °C	U
	H2-Ziegel [163]	Einsatz von 100 Vol.-% H_2 in einem dreiwöchigen Testbetrieb unter realen Bedingungen mit einem Dual-Fuel-Brenner im Tunnelofen eines Klinkerwerks	U
Papier	Essity [164]	großindustrieller Einsatz von 100 Vol.-% H_2 in der Haubentrocknung bei bis zu 600 °C in einer Bestandsanlage nach Einbau neuer Brenner	U

N = neu konzeptionierter Ofen, U = auf Wasserstoff umgestellter Ofen, B = Beimischung

Quelle: DVGW

Turbinen/Gas-und-Dampf(GuD)-Kraftwerke

Bei Gasturbinen und GuD-Kraftwerken handelt es sich meist um vorgemischte bzw. teilvorgemischte Verbrennungsprozesse mit hohem Luftüberschuss, die aus Gründen der NO_x-Minderung an den Grenzen der verbrennungstechnischen Stabilität betrieben werden. Weltweit werden zahlreiche Gasturbinen in realem Umfeld mit Prozessgasen aus beispielsweise Stahlwerken, Raffinerien und petrochemischen Anlagen betrieben, die unterschiedliche Wasserstoffanteile aufweisen (siehe beispielhaft [170] und **Tab. 5**). Aufgrund der Heterogenität der aktuell kommerziell verfügbaren Gasturbinen sind die Beimischgrenzen von Wasserstoff stark modellabhängig und liegen bei aktuellen Modellen typischerweise bei 30 bis 100 Vol.-%. Die Verbrennung von sehr hohen Wasserstoffkonzentrationen erfolgte bislang vor allem in Anlagen bis hin zur mittleren Leistungsklasse und durch Einsatz von Diffusionsbrennern oder Wet-Low-Emission(WLE)-Systemen, die durch Eindüsung von Wasser bzw. Wasserdampf hohe NO_x-Emissionen vermeiden [171, 172]. Da hiermit Nachteile hinsichtlich der Effizienz und hohe Wasserverbräuche einhergehen, arbeiten die Gasturbinenhersteller an effizienten und emissionsarmen DLE-Systemen (dry low emission) zur Verbrennung von Wasserstoff. Die größten Herausforderungen umfassen die Themen Flammenrückschlag, NO_x-Emissionen, thermische Belastung von Turbinenbauteilen und verbrennungsinduzierte thermoakustische Instabilitäten [17, 172]. Es können Strömungskonditionierer eingesetzt werden, die das Brennstoff-Luft-Gemisch an den Brennkammerwänden abmagern und das Risiko eines Flammenrückschlags auch bei erhöhten Wasserstoffkonzentrationen reduzieren [173]. Darüber hinaus wurden von verschiedenen Herstellern Systeme entwickelt, die zahlreiche kleine Wasserstoffflammen nutzen, die Flammenrückschlag und hohe NO_x-Emissionen vermeiden (Kawasaki: Micromix mit Zusatzbrenner; Mitsubishi: multi cluster; GE: multi tube) [170, 174, 175]. Im Projekt „HYFLEXPOWER“ wurde im Oktober 2023 erstmals eine DLE-Gasturbine im Testbetrieb mit 100 Vol.-% er- ▷

neuerbarem Wasserstoff betrieben [176]. Hierbei handelt es sich mit einer 10-MW-Anlage um eine Gasturbine im niedrigen bis mittleren Leistungsbereich. Die Erkenntnisse aus diesen und ähnlichen Projekten sollen in den nächsten Jahren genutzt werden, um Lösungen für die Verbrennung von 100 Vol.-% Wasserstoff auch in größeren Leistungsklassen und mit Einhaltung von NOx-Grenzwerten zu kommerzialisieren, die derzeit in der Regel maximale Beimischungen von 50 bis 60 Vol.-% tolerieren [171, 172]. Die Mitglieder des Verbands der europäischen Hersteller von Gas- und Dampfturbinen EUTurbines haben in ihren „#PowerTheEU"-Commitments zugesagt, bis zum Jahr 2030 wasserstofffähige Gasturbinen am Markt anzubieten [177].

ZUSAMMENGEFASST

Der Entwicklungsstand der Umstellung auf Wasserstoff in der heterogenen Gruppe der KWK-Anlagen muss differenziert bewertet werden: Während Gasmotoren bereits heute mit bis zu 100 Vol.-% kommerziell verfügbar sind und zahlreiche industrielle Beispiele für Gasturbinen existieren, die mit hohen Beimischungen arbeiten, ist insbesondere für Gasturbinen und GuD-Kraftwerke in großen Leistungsklassen noch Entwicklungsarbeit notwendig.

5 Fazit

Deutschland befindet sich in einem tiefgreifenden Transformationsprozess hin zu einer klimaneutralen Energieversorgung. Um das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen, sind erhebliche Investitionen in Effizienzsteigerung, Elektrifizierung und die Nutzung regenerativer Moleküle erforderlich. Besonders in der Übergangsphase sollte der Fokus auf einer pragmatischen, zügigen und sicheren Umsetzung unter Berücksichtigung vorhandener Infrastrukturen sowie einer ressourcenschonenden CO_2-Reduktion liegen. Die volatilen Erzeugungsmuster erneuerbarer Energien erfordern zudem kurzfristige sowie saisonale Speicherlösungen und den Netzausbau, was mit erheblichen finanziellen und zeitlichen Aufwänden verbunden ist. Eine vielversprechende CO_2-freie Option stellt Wasserstoff dar, da die bestehende Erdgasinfrastruktur mit verhältnismäßig geringem Aufwand für dessen Nutzung angepasst werden kann. Darüber hinaus ist Wasserstoff importfähig, was den Ausstieg aus den fossilen Energieträgern kompensieren kann.

Die praktische Umsetzung politischer Beschlüsse erfordert jedoch eine umfassende Bewertung der technischen Machbarkeit, des sicheren Betriebs sowie wirtschaftlicher und versorgungssicherheitsrelevanter Aspekte. Wasserstoff bietet sowohl technologische Vorteile als auch Herausforderungen: Einerseits ist er für die Gasinfrastruktur chemisch inert, wodurch keine Korrosion verursacht wird. Andererseits besitzt Wasserstoff aufgrund seiner geringen Molekülgröße eine hohe Diffusionsfähigkeit, was insbesondere in hochfesten Stählen zu Wasserstoffversprödung führen kann. Diese tritt auf, wenn Wasserstoffatome in bestehende Materialfehler eindringen, dort lokale Spannungen erzeugen und so die Struktur schwächen. Forschungsergebnisse zeigen jedoch, dass in den typischen Betriebsbereichen von Gasinfrastrukturen lediglich Druckschwankungen als potenzielle Ursache für Wasserstoffversprödung relevant sind. Experimentelle Untersuchungen belegen, dass betriebsbedingte Druckschwankungen keine unmittelbaren Materialschäden hervorrufen. Zudem bestätigen wissenschaftliche Studien, dass Gasleitungen aus Stahl für Wasserstoff grundlegend geeignet sind. Bruchmechanische Bewertungen sind bei Betriebsdrücken über 16 bar erforderlich, zwischen 12 und 16 bar sind bruchmechanische Einzelfallbetrachtungen lediglich bei Leitungsdurchmessern > DN 200 notwendig. In Verteilnetzen mit einem Druck von weniger als 12 bar sind keine relevanten Einflüsse durch Wasserstoff zu erwarten und bruchmechanische Betrachtungen können entfallen.

Kunststoffrohre und Nichteisenmetalle, die in der Gasinfrastruktur Anwendung finden, weisen eine hohe Wasserstoffbeständigkeit auf und zeigen auch bei Langzeitexposition keine negativen Auswirkungen. Untersuchungen an Duktilgussleitungen belegen ebenfalls eine sichere Nutzung, sodass bestehende Netze mit moderaten Anpassungen weiterverwendet werden können. Diese Erkenntnisse sind in die Entwicklung des DVGW-Regelwerks eingeflossen, um das etablierte Sicherheitsniveau von Erdgas auf Wasserstoff zu übertragen.

Die Vorgaben für die Errichtung und den Betrieb von Wasserstoffinfrastrukturen sind in den DVGW-Arbeitsblättern G 462, G 463, G 472 und G 265-3 sowie dem DVGW-Merkblatt G 221 verankert. Prüfungen von Schweißnähten und potenziellen Defekten erfolgen gemäß dem DVGW-Arbeitsblatt GW 350, während regelmäßige Inspektionen die Sicherheit gewährleisten. Explosionsschutzanforderungen richten sich nach der GefStoffV sowie der BetrSichV und Bauunternehmen müssen ihre Qualifikation gemäß dem DVGW-Arbeitsblatt GW 301 nachweisen. Für Umstellungen sind zusätzlich die DVGW-Merkblätter G 407, G 408 und G 409 heranzuziehen. Neben diesen technischen Aspekten sind qualifiziertes Personal, optimierte Betriebsprozesse,

Gefährdungsbeurteilungen sowie ein Technisches Sicherheitsmanagement (TSM) erforderlich, wie in den DVGW-Arbeitsblättern G 466-1, der G-465er-Reihe und G 221 spezifiziert.

Auch auf Verbraucherseite sind Anpassungen erforderlich. Für den Haushaltssektor wurde in verschiedenen Projekten nachgewiesen, dass Bestandsgeräte für eine Beimischung von mindestens 20 Vol.-% Wasserstoff ohne sicherheitstechnische Einschränkungen geeignet sind. Höhere Beimischungen bis hin zur Nutzung von 100 Vol.-% Wasserstoff können jedoch in der Regel nur durch spezielle Neugeräte oder – bei modernen Bestandsgeräten – auch durch Nachrüstsätze erreicht werden. Erste Wasserstoffbrennwertkessel wurden bereits erfolgreich in Pilotprojekten getestet und befinden sich in der Markteinführung. Auch häusliche Gasinstallationen sind bis auf wenige Komponenten (wie Gassteckdosen) für den Betrieb mit 100 Vol.-% Wasserstoff geeignet, wie u. a. das Projekt „TrafoHyVe“ und die Roadmap Gas 2050 bestätigen.

In Industrieanwendungen sind bei einer Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff in besonderem Maße die Heterogenität der Prozesse und der Einfluss der abweichenden Eigenschaften der beiden Gase auf die Prozessstabilität, die Produktqualität und das Emissionsverhalten zu berücksichtigen. In zahlreichen Pilot- und Demonstrationsprojekten wurde die Eignung von Wasserstoff für verschiedene Produktionsprozesse nachgewiesen und es wurden wichtige Grundlagen für die Überführung in den großtechnischen Regelbetrieb geschaffen. Der Fortschritt bei der Umstellung auf Wasserstoff in der vielfältigen Gruppe der KWK-Anlagen wiederum muss differenziert betrachtet werden: Während Gasmotoren bereits heute mit bis zu 100 Vol.-% kommerziell erhältlich sind und es zahlreiche industrielle Beispiele für Gasturbinen gibt, die mit hohen Wasserstoffbeimischungen betrieben werden, ist insbesondere bei Gasturbinen und GuD-Kraftwerken in großen Leistungsklassen noch weitere Entwicklungsarbeit erforderlich.

Sicherheitsaspekte spielen eine zentrale Rolle in der Wasserstoffinfrastruktur. Seit Jahrzehnten wird Wasserstoff sicher in der Chemie-, Fertigungs- und Versorgungsindustrie eingesetzt. Mit seiner zunehmenden Nutzung im öffentlichen Raum entstehen jedoch neue Herausforderungen. Wasserstoff unterscheidet sich physikalisch von Methan durch einen erweiterten Zündbereich (4 bis 77 Vol.-% in Luft) und eine höhere Verbrennungsgeschwindigkeit. Dennoch kann er bei Einhaltung entsprechender Sicherheitsmaßnahmen ebenso sicher wie Erdgas genutzt werden. Das bestehende DVGW-Regelwerk hat maßgeblich zur sicheren Nutzung von Erdgas und Stadtgas mit Wasserstoffanteilen von bis zu 50 Vol.-% beigetragen und wurde für bis zu 100 Vol.-% Wasserstoff angepasst. Zudem belegen Statistiken, dass Wasserstoffleitungen vergleichbare oder sogar geringere Unfallraten als Erdgasleitungen aufweisen.

Neben der Sicherheit sind auch wirtschaftliche Faktoren entscheidend für die Umstellung der Gasinfrastruktur auf Wasserstoff. Die Beimischung von bis zu 20 Vol.-% Wasserstoff erfordert nur geringe Anpassungen im Gasverteilnetz und ist mit vergleichsweise moderaten Kosten von etwa 13 Mrd. Euro verbunden. Eine vollständige Umstellung auf 100 Vol.-% Wasserstoff ist hingegen komplexer und kostenintensiver: Neben Anpassungen einzelner Bauteile und Komponenten sind Kapazitätsfragen zu berücksichtigen, wobei signifikante Netzverstärkungen nicht erforderlich sind. Die geschätzten Kosten für eine vollständige Umstellung variieren je nach Studie zwischen 17 und 50 Mrd. Euro. Eine schrittweise Erneuerung im Rahmen der notwendigen Instandhaltungsmaßnahmen von Bauteilen kann die Kosten dabei erheblich reduzieren. Neuere Erkenntnisse zeigen zudem, dass die Gasnetze besser für Wasserstoff geeignet sind als ursprünglich angenommen, wodurch frühere Kostenschätzungen als konservativ einzustufen sind.

Ein Vergleich mit alternativen Infrastrukturen verdeutlicht, dass der Ausbau von Wärmenetzen teurer und der Ausbau des Stromnetzes sogar um ein Vielfaches kostenintensiver wäre. Zusätzlich entstehen durch Stilllegung und Rückbau des Gasnetzes hohe Kosten, die je nach Szenario zwischen 5 und 50 Mrd. Euro betragen können. Auch der Rückbau von Hausanschlüssen schlägt mit 1.000 bis 3.000 Euro pro Haushalt zu Buche.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur für Wasserstoff technisch eine nachhaltige Option darstellt. Sie ermöglicht eine ressourcenschonende Transformation des Energiesystems unter Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten und Nutzeranforderungen. Die Umstellung auf Wasserstoff ist technisch machbar und sicher. Umfangreiche Forschungsergebnisse haben in das DVGW-Regelwerk Eingang gefunden und gewährleisten einen sicheren Betrieb. Auch wirtschaftlich muss Wasserstoff als eine realistische Lösung mitgedacht werden, um fossile Energieträger zu ersetzen und die Energiewende in allen Sektoren voranzutreiben. ■

Literatur

[1] FWU Institut für Film und Bild in Wissenschaft und Unterricht gemeinnützige GmbH, „LEIFIphysik," [Online]. Available: https://www.leifiphysik.de/atomphysik/atomarer-energieaustausch/grundwissen/energiezustaende-von-wasserstoff-und-verwandten-atomen. [Zugriff am 18 02 2025].

[2] AGEB AG Energiebilanzen e.V., „Primärenergieverbrauch," [Online]. Available: https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/primaerenergieverbrauch/. [Zugriff am 20 02 2025].

[3] Darstellung des DVGW auf Basis Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Auswertungstabellen, „Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren 2023," 10 2024. [Online]. Available: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/11/awt_2023_d.pdf. [Zugriff am 21 02 2025].

[4] Umweltbundesamt, „Primärenergiegewinnung und -importe," [Online]. Available: https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/primaerenergiegewinnung-importe. [Zugriff am 18 02 2025].

[5] Bundeministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, „Energieversorgungssicherheit gewährleisten - Resilienz stärken," 30 01 2025. [Online]. Available: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2025/02/05-energieversorgungssicherheit.html. [Zugriff am 18 02 2025].

[6] Die Bundesregierung, „Von der Kohle zur Zukunft," 24 02 2023. [Online]. Available: https://www.bundesregierung.de/breg-de/bundesregierung/gesetzesvorhaben/kohleausstieg-1664496. [Zugriff am 18 02 2025].

[7] Bundeszentrale für politische Bildung, „kurz & knapp," 14 04 2023. [Online]. Available: https://www.bpb.de/kurz-knapp/hintergrund-aktuell/520059/atomausstieg-deutschland-verabschiedet-sich-endgueltig-von-der-kernkraft/. [Zugriff am 18 02 2025].

[8] Die Bundesregierung, „Bundesregierung: Anteil der Erneuerbaren Energien steigt," 13 09 2024. [Online]. Available: https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/faq-energiewende-2067498. [Zugriff am 19 11 2024].

[9] E3G, „Die Zukunft von Gas in der Enegiewende," [Online]. Available: https://www.e3g.org/publications/die-zukunft-von-gas-in-der-energiewende/. [Zugriff am 18 02 2025].

[10] Die Bundesregierung, „Energieversorgung in Deutschland - Klimafreundlich und krisensicher," 11 09 2023. [Online]. Available: https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/energieversorgung-sicherheit-2040098. [Zugriff am 18 02 2025].

[11] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit udn Verbraucherschutz, „Nationale Wasserstoffstrategie," [Online]. Available: https://www.bmuv.de/themen/verkehr/wasserstoff-und-power-to-x/nationale-wasserstoffstrategie. [Zugriff am 20 02 2025].

[12] DIN Deutsches Institut für Normung, „Effiziente Speicherung von Wasserstoff: Normen und Technologien im Überblick," 13 01 2025. [Online]. Available: https://www.din.de/de/din-und-seine-partner/presse/mitteilungen/speicherung-von-wasserstoff-normen-technologien-im-ueberblick-1196940. [Zugriff am 18 02 2025].

[13] Umweltbundesamt, „Wasserstoff - Schlüssel im künftigen Energiesystem," 03 04 2024. [Online]. Available: https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/wasserstoff-schluessel-im-kuenftigen-energiesystem#Rolle. [Zugriff am 18 02 2025].

[14] DVGW, „Lokale Versorgung mit Wasserstoff - Zum Beitrag von Wasserstoff in einer klimaneutralen Energiezukunft," 02 2025. [Online]. Available: https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/lokale-versorgung-wasserstoff-dvgw-2025.pdf. [Zugriff am 19 02 2025].

[15] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, „Erdgasversorgung in Deutschland," [Online]. Available: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html. [Zugriff am 27 02 2025].

[16] ENTSOG, GIE, Hydrogen Europe, „Transport & Speicherung von Wasserstoff - Zahlen & Fakten," [Online]. Available: https://www.gasconnect.at/fileadmin/Broschueren-Folder/entsog_gie/entsog_gie_he_QA_hydrogen_transport_and_storage_DE_210630.pdf. [Zugriff am 18 02 2025].

[17] A. Klees und A. Groos, „Gewährleistung der technischen Sicherheit von Gasinfrastrukturen in Deutschland," 06/07 2017. [Online]. Available: https://www.dvgw.de/medien/dvgw/sicherheit/gewaehrleistung-techn-sicherheit-gasinfrastrukturen-1706klees.pdf. [Zugriff am 20 02 2025].

[18] R. Lange, C. Kranz, A. Schwigon, K.-U. Schuhmann und M. Dr. Steiner, „Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas - Ergebnisse aus den Jahren 2011 bis 2022," 01 2024. [Online]. Available: https://www.dvgw.de/medien/dvgw/sicherheit/ergebnisse-bestands-ereignisdatenerfassung2011-2022.pdf. [Zugriff am 19 02 2025].

[19] "EGIG," [Online]. Available: https://www.egig.eu/. [Accessed 19 02 2025].

[20] M. Calabrese, M. Portarapillo, A. Di Nardo und e. al., „Hydrogen Safety Challenges: A Comprehensive Review on Production, Storage, Transport, Utilization, and CFD-Based Consequence and Risk Assessment," Energies, MPDI, Nr. . https://doi.org/10.3390/en17061350, 2024.

[21] OECD, „Risk-based Regulatory Design for the Safe Use of Hydrogen," OECD, Nr. https://doi.org/10.1787/46d2da5e-en, 2023.

[22] J. Wachsmuth, V. Duscha, M. Wietschel et al., „Transformation der Gasinfrastruktur zum Klimaschutz," Umweltbundesamt, 2023.

[23] „Fernleitungsnetz," https://fnb-gas.de/deutschland-sicher-mit-erdgas-versorgen/fernleitungsnetz/.

[24] M. J. Sperlich, J. Hüttenrauch und R. Pischko, „H_2-ready und klimaneutral bis 2045-Kosten und Aufwand für die H_2-Umrüstung der deutschen Gasnetze," Update 2024.

[25] H. Shaikh, T. Anita, S. Poonguzhali, R. Dayal und B. Raj, „Stress corrosion cracking (SCC) of austenitic stainless and ferritic steel weldments," Nr. https://doi.org/10.1533/9780857093769.3.42, 2011.

[26] X. Wu, H. Zhang und M. e. a. Yang, „From the perspective of new technology of blending hydrogen into natural gas pipelines transmission: Mechanism, experimental study, and suggestions for further work of hydrogen embrittlement in high-strength pipeline steels," Elsevier, 2022.

[27] M. Dadfarnia, P. Sofronis, J. Brouwer und S. Sosa, „Assessment of resistance to fatigue crack growth of natural gas line pipe steels carrying gas mixed with hydrogen," Hydrogen Energy Publications, Nr. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.02.216.

[28] H. Mughrabi, „Specific features and mechanisms of fatigue in the ultrahigh-cycle regime," International Journal of Fatigue, Nr. https://doi.org/10.1016/j.ijfatigue.2005.05.018, 2006.

[29] Y. Murakami, „Material defects as the basis of fatigue design," International Journal of Fatigue, Nr. https://doi.org/10.1016/j.ijfatigue.2011.12.001, 2012.

[30] E. Timerick , A. Green, A. Stevenson, M. Bobat und D. Everard, „PIPELINE SYSTEMS FOR THE HYDROGEN ERA," Pipeline Technology Conference 2021 Berlin, 2021.

[31] H. Iskov, „Field test of hydrogen in the natural gas grid," Danish Gas Technology Centre , Nr. 978-87-7795-334-7 , 2010.

[32] M. Steiner, U. Marewski und H. Silcher, „DVGW-Projekt SyWeSt H2:"Stichprobenhafte Überprüfung von Stahlwerkstoffen für Gasleitungen und Anlagen zur Bewertung auf Wasserstofftauglichkeit"," DVGW-Förderkennzeichen G 202006, Januar 2023.

[33] M. Steiner, U. Marewski und H. Silcher, „Kernbotschaften des DVGW-Forschungsprojekts „H2-Tauglichkeit von Stählen (SyWeSt H2)"," 2023. [Online]. Available: https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g202006-h2staehle-zusammenfassung.pdf. [Zugriff am März 2025].

[34] M. Steiner und A. Schwigon, „Errichtung, Umstellung und Betrieb von Gasleitungen aus Stahl für Wasserstoff: von der Werkstoffprüfung bis zur Genehmigung," 12 2023. [Online]. Available: https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/stahlgasleitungen-fuer-h2-schwigon-2312.pdf. [Zugriff am 20 02 2025].

[35] U. Marewksi und T. Wiegol, „DVGW-Projekt BAG464: "Begrenzung des Anwendungsbereiches für bruchmechanische Bewertungen von Gasleitungen nach DVGW G 464"," DVGW-Förderkennzeichen G 202333, September 2024.

[36] S. Monse, „KuFeH2 Untersuchung des Langzeitverhaltens der Oberflächenbeschichtung der Kugelbeschichtung und Federpakete von Absperrarmaturen unter H2-Atmosphäre (G202109)," 2021. [Online]. Available: DVGW e.V.: G 202109 KuFeH2. [Zugriff am 12 03 2025].

[37] S. Schulz und T. Nürnberg, „Leckratenerfassung der Wasserstoffdichtheit von Armaturen und Abdichtsystemen von Bestandsarmaturen (LeA H2+UWaSpin H2), G 202139," 2021. [Online]. Available: DVGW e.V.: G 202139 H2-Dichtheit Armaturen. [Zugriff am 12 03 2025].

[38] V. Skrzypczak, C. Fischer, I. Varfolomeev, F. Schweizer, K. Wackermann und T. Freitas, „Untersuchung der Wasserstoffverträglichkeit von Bestandsarmaturen, Untersuchung von Schweißnähten an Bestandsarmaturen unter Wasserstoffatmosphäre, G 202108, G 202311, UKoBaRi + UKoBaRiS H2," 2023. [Online]. Available: DVGW e.V.: G 202311 UKoBaRiS-H2. [Zugriff am 12 03 2025].

[39] DVGW, „verifHy," DVGW Service&Consult, DBI Gruppe, [Online]. Available: https://www.verifhy.de/. [Zugriff am 20 02 2025].

[40] M. König, T. Lotze, T. Pattima und W. Weßing, „Umstellung von Gasverteilnetzen auf Wasserstoff – Teil 2 Praxiserfahrungen von Netzbetreibern," 11 2024. [Online]. Available: https://www.dvgw.de/

medien/dvgw/verein/energiewende/h2-umstellung-gasleitung-h2-Teil2-wessling-2411.pdf. [Zugriff am 25 02 2025].

[41] Kunststoffrohrverband KRV, „KRV Stellungnahme zur Wasserstoffintegrität von Kunststoffrohren," 25 07 2022. [Online]. Available: https://www.krv.de/system/files/downloads/krv_stellungnahme_0.pdf. [Zugriff am 25 02 2025].

[42] TEPPFA, „TEPPFA," 03 09 2021. [Online]. Available: https://www.teppfa.eu/wp-content/uploads/PP-EX-202109-05-Hydrogen-a-potential-future-fuel-gas.pdf. [Zugriff am 20 03 2025].

[43] DVGW , „H2-Toleranz von Duktilguss (DUWA)," 10 2024. [Online]. Available: https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-h2-toleranz-von-duktilguss. [Zugriff am 25 02 2025].

[44] R. Lange, A. Schwigon & M. Steiner, „Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas," 12 2021. [Online]. Available: https://www.dvgw.de/medien/dvgw/sicherheit/energie-wasser-praxis-dvgw-bestands-ereignisdatenerfassung-gas.pdf. [Zugriff am 25 02 2025].

[45] Bundeministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, „Fortschreinung der Nationalen Wasserstoffstrategie," Berlin, 2023.

[46] J. Peterse, L. Kühnen und H. Lönnberg, „The role of underground hydrogen storage in Europe," Guidehouse, Paris, 2024.

[47] Uniper, „Uniper entwickelt Wasserstoffspeicher-Kapazitäten bis 2030," 07 02 2024. [Online]. Available: https://www.uniper.energy/news/de/uniper-entwickelt-wasserstoffspeicher-kapazitaeten-bis-2030. [Zugriff am 27 03 2025].

[48] Niedersächsisches Wasserstoff-Netzwerk, „SaltHy: Wasserstoffspeicher in Harsefeld," [Online]. Available: https://www.wasserstoff-niedersachsen.de/salthy-wasserstoffspeicher-in-harsefeld/. [Zugriff am 28 03 2025].

[49] Energate Messenger, „Astora plant Wasserstoffspeicher im großen Stil," 18 09 2023. [Online]. Available: https://www.energate-messenger.de/news/236539/astora-plant-wasserstoffspeicher-im-grossen-stil. [Zugriff am 27 03 2025].

[50] TH2ECO, „TH2ECO Projektimpulse - Konkretes aus dem Projekt," [Online]. Available: https://www.th2eco.de/fileadmin/user_upload/Infoveranstaltung/221102_02_TH2ECO_Projektimpulse_Projektpartner.pdf. [Zugriff am 28 03 2025].

[51] EWE, „Wasserstoff-Speicher Huntorf: ein unterirdischer Schlüssel zur Energiewende," [Online]. Available: https://www.clean-hydrogen-coastline.de/de/projekte/speicher-huntorf. [Zugriff am 27 03 2025].

[52] Clean Hydrogen Coastline, „HyCAVmobil: Vorreiterprojekt für großskalige H2-Speicher," [Online]. Available: https://www.clean-hydrogen-coastline.de/de/projekte/hycavmobil. [Zugriff am 27 03 2025].

[53] Storag Etzel, „Wasserstoff-Pilotprojekt H2CAST ETZEL: Start der Wasserstoffbefüllung von Kavernen gestartet," 25 01 2025. [Online]. Available: https://h2cast.com/de/news-presse/detail/wasserstoff-pilotprojekt-h2cast-etzel-start-der-wasserstoffbefuellung-von-kavernen-gestartet. [Zugriff am 27 03 2025].

[54] X. Tian und J. Pei, „Study progress on the pipeline transportation safety of hydrogen-blended natural gas," Heliyon 9 , Nr. https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e21454, 2023.

[55] A. Hormaza Mejia, J. Brouwer und M. Mac Kinnon, „Hydrogen leaks at the same rate as natural gas in typical low-pressure gas infrastructure," Hydrogen Energy Publications LLC. Published by Elsevier Ltd, Nr. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.159, 2020.

[56] Z. Fan, H. Sheerazi, A. Bhardwaj, A.-S. Corbeau, K. Longobardi, A. Castañeda, A.-K. Merz, D. C. M. Woodall,, M. Agrawal, S. Orozco-Sanchez und D. J. Friedmann, „Hydrogen Leakage: A potential risk for the hydrogen economy," July 2022.

[57] M. W. Melaina, O. Antonia und M. Penev, „Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues," National reneable Energy Laboratory (NREL), March 2013.

[58] A. Raj, S. I. Larsson , A.-L. Ljung, T. Forslund , R. Andersson , J. Sundström und T. S. Lundström, „Evaluating hydrogen gas transport in pipelines: Current state of numerical and experimental methodologies," International Journal of Hydrogen Energy, Nr. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.04.140, 2024.

[59] I. A. Gondal und M. H. Sahir, „Prospects of natural gas pipeline infrastructure in hydrogen transportation," INTERNATIONAL JOURNAL OF ENERGY RESEARCH, Nr. DOI: 10.1002/er.1915, July 2011.

[60] M. Bäckman, B. AB, H. Iskov und D. Gastekniskt, „TRANSPORT OF HYDROGEN WITH POLYETHYLENE NATURAL GAS PIPES," Plastic Pipes Conference Association, 2010.

[61] DVGW, „Abschlussbericht G 202138 2023-03: ECLHYPSE Experimentelle Charakterisierung der Leckraten von Prüflecks mit H2 und/oder CH4-H2-Gasgemischen gegenüber Luft," 03 2023. [Online]. Available: https://www.dvgw-regelwerk.de/plus#technische-regel/dvgw-g-202138/3e5669. [Zugriff am 25 02 2025].

[62] M. Wupperfeld, J. Sperlich, M. Hoffmann, D. Schulz und J. Hüttenrauch, „Anpassungsbedarf für die Gasnetze hinsichtlich Struktur und Betrieb," DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Dezember 2022.

[63] M. Poltrum, „Kompendium Wasserstoff in Gasfernleitungsnetzen H2-Kompendium-FNB," DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Nr. https://www.dvgw-regelwerk.de/plus#technische-regel/dvgw-g-201901/b8daea, 2021.

[64] S. Zheng, Z. Dai und F. e. a. Wang, „Improving the Dust Removal Efficiency of a Natural Gas Filter: An Experimental and Numerical Simulation Study," ACS OMEGA, 2023.

[65] DVGW, „Abschlussbericht G 201824-D 3.5: Roadmap Gas 2050: Bewertung der H2-Verträglichkeit von Gasinstallationen," 05 2023. [Online]. Available: https://www.dvgw-regelwerk.de/plus#technische-regel/dvgw-g-201824-d-3.5/be79d9. [Zugriff am 25 02 2025].

[66] DVGW, „Abschlussbericht G 201615 2018-02: Mögliche Beeinflussung von Bauteilen der Gasinstallation durch Wasserstoffanteile im Erdgas unter Berücksichtigung der TRGI," 01 02 2018. [Online]. Available: https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsbericht-g-201615/. [Zugriff am 27 02 2025].

[67] Zajc, Achim; Suhr, Jan, „Wasserstoff in der Erdgasinfrastruktur – Eine Herausforderung für die Bestimmung der Gasbeschaffenheit," 2021.

[68] J. Jaworski, P. Kułaga und T. Blacharski, „Study of the Effect of Addition of Hydrogen to Natural Gas on Diaphragm Gas Meters," MDPI energies, Nr. DOI:10.3390/en13113006, 2020.

[69] K. F. Scholten, H. Dörr und M. Werschy, „Sicherheitskonzept TRGI: Mögliche Beeinflussung von Bauteilen der Gasinstallation durch Wasserstoffanteile im Erdgas unter Berücksichtigung der TRGI," Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches, Nr. https://www.dvgw-regelwerk.de/plus/?desktop=1#technische-regel/dvgw-abschlussbericht-g-201615/640d56, 2018.

[70] DVGW, „Lokale Versorgung mit Wasserstoff- Zum Beitrag von Wasserstoff in einer klimaneutralen Energiezukunft," DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Nr. https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/lokale-versorgung-wasserstoff-dvgw-2025.pdf?, März 2025.

[71] Hy4Heat, „Domestic hydrogen gas appliance development," Hy4Heat , [Online]. Available: https://www.hy4heat.info/wp4.

[72] S. Lipiäinen, K. Lipiäinen, A. Ahola und E. Vakkilainen, „Use of existing gas infrastructure in European hydrogen economy," ScienceDirect, 2023.

[73] Nationaler Wasserstoffrat, „Wasserstofftransport," 02 07 2021. [Online]. Available: https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2021-07-02_NWR-Grundlagenpapier_Wasserstofftransport.pdf. [Zugriff am 18 03 2025].

[74] A. Wang, K. van der Leun, D. Peters et al., „European Hydrogen Backbone- How a dedicated hydrogen infrastructure can be created," European Hydrogen Backbone, July 2020.

[75] FNB Gas, „Wasserstoff-Kernnetz," [Online]. Available: https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/. [Zugriff am 20 11 2024].

[76] P. Adam, F. Heunemann, C. von dem Bussche, S. Engelshove und T. Thiemann, „Hydrogen infrastructure –the pillar of energy transition (The practical conversion of long-distance gas networks to hydrogen operation)," Siemens Energy, 2020.

[77] J. Sperlich und J. Hüttenrauch, „Roadmap Gas 2050 – Transformationspfade der deutschen Gasinfrastruktur inkl. Gasanwender, Deliverable D 2.3," DVGW e.V., 2022.

[78] F. Arnold und a. et, „Abschätzung zukünftiger Wasserstoffnetznutzungsentgelte," Ef.Ruhr, 2024.

[79] J. Müller-Kirchenbauer und e. al., „Entwicklung der Gasnetzinfrastruktur in triebhausgasneutralen O45-Szenarien," Langfristszenarien 3, 2024.

[80] C. Gatzen und A. Moser, „Der volkswirtschaftliche Wert der Stromverteilnetze bei der Transformation der Energiewelt," E.ON Digital Energy Talk, 2020.

[81] A. M. Cadebach, S. Weismann, H. Gebhardt, A. Olivio, B. Schiebler und D. Schüwer, „Neubau und Transformation hocheffizienter Wärmenetze im Kontext der Dekarbonisierung und Flexibilisierung unserer Energiesysteme," FVEE, 2022.

[82] N. Thamling, N. Langreder, D. Rau et al., „Perspektive der Fernwärme," AGFW, 2020.

[83] N. Thamling, N. Langreder, F. Lettow et al., „Perspektive der Fernwärme," AGFW, 2024.

[84] C. J. Maurer, „Langfristszenarien 3, Modul Stromnetz," Langfristszenarien 3, 2024.

[85] C. Maurer, B. Pfluger, J. Steinbach et al., „Szenarienbasierte Analyse der Anforderungen an die Infrastrukturen im Rahmen der Energiewende und Auswirkungen auf deren Finanzierung und Planung (AIRE)," BMWi, 2020.

[86] Netze-Suedwest. [Online]. Available: https://www.netze-suedwest.de/stilllegung-und-ausserbetriebnahme. [Zugriff am 20 11 2024].

[87] EWE-Netze. [Online]. Available: https://www.ewe-netz.de/privatkunden/erdgas/ihr-hausanschluss/preise. [Zugriff am 20 11 2024].

[88] Bietigheim-Bissingen, Stadtwerk, [Online]. Available: https://www.sw-bb.de/_Resources/Persistent/8/4/0/a/840af-630c15c391211b927e62178482ecbe76b61/preisliste_stilllegung_netzanschluss.pdf. [Zugriff am 20 11 2024].

[89] Stadtwerke München, [Online]. Available: https://www.swm.de/dam/doc/kundenservice/netzanschluss/preise-netzanschluesse. [Zugriff am 20 11 2024].

[90] Stadtwerke Bad Hersfeld. [Online]. Available: https://www.stadtwerke-hef.de/de/Service/Hausanschluesse/ED-510-Preisblatt-Netzanschluesse.pdf. [Zugriff am 20 11 2024].

[91] Netze MVV. [Online]. Available: https://www.mvv-netze.de/fileadmin/user_upload_mvv-netze/Dokumente/preisblatt_standard-netzanschluesse_aktuell.pdf. [Zugriff am 20 11 2024].

[92] European Hydrogen Observatory, „The european hydrogen market landscape," November 2023. [Online]. Available: https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/sites/default/files/2023-11/Report%2001%20-%20November%202023%20-%20The%20European%20hydrogen%20market%20landscape.pdf. [Zugriff am 07 11 2024].

[93] DBI Gastechnologisches Institut und DMT Energy Engineers, „Prozesswärme - woher kommt die Energie? Die Bedeutung der Gasverteilnetze für Industrie- und Gewerbestandorte," DVGW e.V., Bonn, 2024.

[94] bdew, „„Wie heizt Deutschland?" - Studie zum Heizungsmarkt," 28 11 2023. [Online]. Available: https://www.bdew.de/media/documents/BDEW_Heizungsmarkt_2023_Langfassung_final_28.11.2023_korrigiert.pdf. [Zugriff am 07 11 2024].

[95] Nationaler Wasserstoffrat, „Grundlagenpapier: Update 2024: Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland," 03 05 2024. [Online]. Available: https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2024/2024-05-03_NWR-Grundlagenpapier_Update_2024_Wasserstoffbedarfe.pdf. [Zugriff am 11 11 2024].

[96] H. Krause, A. Giese, H. Dörr und H.-J. Brückner, „Hauptstudie zur Gasbeschaffenheit Phase I," DVGW e.V., Bonn, 2016.

[97] F. Erler, P. Röthig und M. Werschy, „Verhalten bei volatilen Wasserstoffanteilen - Untersuchung des Verhaltens von Bestandsanlagen (Heiz- und KWK-Geräte) unter hohen, volatilen Wasserstoffmengen (0 - 40 Vol.-%) im Erdgas," 2019. [Online]. Available: https://www.dbi-gruppe.de/wp-content/uploads/2023/09/2019_Bericht_GWB_81_Wasserstoff.pdf. [Zugriff am 13 11 2024].

[98] J. Leicher, J. Schaffert, H. Cigarida, E. Tali, F. Burmeister, A. Giese, R. Albus, K. Görner, S. Carpentier, P. Milin und J. Schweitzer, „The impact of Hydrogen Admixture into Natural Gas on Residential and Commercial Gas Appliances," Energies, Bd. 15, Nr. 777, 2022.

[99] J. Leicher, J. Schaffert, S. Carpentier, R. Albus und K. Görner, „THyGA - Impact of hydrogen admixture on combustion processes Part I: Theory," 2021.

[100] J. Leicher, E. Tali, F. Burmeister, A. Giese, P. Pietsch, M. Werschy und H. Dörr, „Roadmap Gas 2050: TP 3.0: Zusammenfassung der wissenschaftlich-theoretischen Grundlagen (Deliverable 3.1)," DVGW e.V., Bonn, 2020.

[101] T. Fleiter, M. Rehfeldt, S. Hirzel, L. Neusel, A. Aydemir, C. Schwotzer, F. Kaiser, C. Gondorf, J. Hauch, J. Hof, L. Sankowski und M. Langhorst, „CO2-neutrale Prozesswärmeerzeugung," Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 2023.

[102] J. Leicher, A. Giese und K. Görner, „Vergleichbarkeit von Stickoxidemissionen bei wasserstoffreichen Brenngasen," Prozesswärme, Bd. 1, pp. 52-56, 2023.

[103] J. Leicher, A. Giese und K. Görner, „Wasserstoff als Brennstoff: Stickoxidemissionen in technischen Verbrennungsprozessen," in 55. Kraftwerkstechnisches Kolloquium, Dresden, 2023.

[104] J. Leicher und A. Giese, „Comparability of Nitrogen Oxides Emissions from Hydrogen and Natural Gas Combustion," heat processing, Bd. 4, pp. 35-40, 2023.

[105] N. Schmitz, L. Sankowski, E. Busson, T. Echterhof und H. Pfeifer, „NOx Emission Limits in a Fuel-Flexible and Defossilized Industry—Quo Vadis?," Energies, Bd. 16, Nr. 15, 2023.

[106] F. Mörs, K. Bär, C. Staudt, M. Heneka, V. Isik, W. Köppel, T. Müller, M. Kerzel, M. Zdrallek, M. Wupperfeld, S. Zöllner, M. Hoffmann, J. Hüttenrauch, J. Leicher, A. Giese, B. Wortmann, A. Heyer und J. Benthin, „TransNetz - Entwicklung von robusten Transformationspfaden zur Umsetzung der Klimaziele auf Verteilnetzebene," DVGW, Bonn, 2023.

[107] L. Williams, T. McKenzie-Brook, R. Lee, E. Lewis und W. Proud, „Technical Feasibility of Hydrogen Boilers in Homes," 01 2023. [Online]. Available: https://ecostandard.org/wp-content/uploads/2023/04/Hydrogen-Boilers-Technical-Feasibility-Study-_-V4.0.pdf. [Zugriff am 20 11 2024].

[108] M. Schellhorn, „Neue Heizgeräte versprechen Durchbruch beim Wasserstoff," BundesBauBlatt, Bde. 1-2, 2022.

[109] Viessmann, „Zukunftstechnologie: Heizen mit Wasserstoff," 01 2021. [Online]. Available: https://www.viessmann.de/content/dam/public-brands/master/pdf/technology-brochures/de/zukunftstechnologie-heizen-mit-wasserstoff.pdf. [Zugriff am 20 11 2024].

[110] S. Carpentier, „Review on other projects related to mitigation and identification of usable sensors in existing appliances (D5.1, THyGA)," 2022.

[111] J. Schaffert, P. Fischer, J. Leicher, F. Burmeister, M. Flayyih, H. Cigarida, R. Albus, K. Görner, P. Milin, S. Carpentier, K. Krishnaramanujam, O. B. Bohms, J. Endisch, K. de Wit, E. Geerts und J. Schweitzer, „Impact of hydrogen admixture on combustion processes - Part II: Practise (D2.3, THyGa)," 2020.

[112] Frazer-Nash Consultancy, „Appraisal of Domestic Hydrogen Appliances," FNC, Glasgow, 2018.

[113] ASUE, „Energieträger Wasserstoff Grundlagen, Anwendung, Speicherung, Infrastruktur," wvgw, Bonn, 2020.

[114] P. Enzmann, P. Pietsch und M. Wiersig, „Betrachtung der Leitungsdimensionierung nach TRGI in Haushalt und Gewerbe für hohe Wasserstoffmengen im Erdgas," DBI Gastechnologisches Institut gGmbH, Freiberg, 2023.

[115] E. Askar und T. Grunewald, „Entzündung von wasserstoffhaltigen Atmosphären durch mechanisch erzeugte Funken („HySpark")," Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung, Berlin, 2023.

[116] F. Burmeister, E. Tali, S. Feldpausch-Jägers, F. Erler, P. Pietsch und H. Dörr, „Roadmap Gas 2050: Bewertung der H2-Verträglichkeit von Gasanwendungen bis zu einer Grenze von 40 Vol.-%," DVGW, Bonn, 2023.

[117] J. Schweitzer, H. Cuny, J. Schaffert, J. Leicher, P. Milin, S. Carpentier, K. Krishnaramanujam, E. Geerts, O. Thibaut und K. de Wit, „THyGA - WP3: Report on the impact of H2 concentration on safety, efficiency, emissions, and correct operation for different segments of appliances," 2023.

[118] H. Dörr, A. Brandes, M. Kronenberger, N. Janßen und S. Gehrmann, „Wasserstoff in der Gasinfrastruktur: DVGW/Avacon-Pilotvorhaben mit bis zu 20 Vol.-% Wasserstoffeinspeisung in Erdgas - H2-20," DVGW, Bonn, 2023.

[119] H. Grüner, „NETZlabor Wasserstoff-Insel Öhringen - Wasserstoff aus erneuerbaren Energien - ein unverzichtbarer Baustein der Energiewende," 14 02 2023. [Online]. Available: https://www.dvgw.de/medien/dvgw/regional/nord/pdf/veranstaltungen/AS_GAS/05_Dr._Gruener_Wasserstoff-Insel_OEhringen.pdf. [Zugriff am 07 11 2024].

[120] Vaillant, „Pressemitteilung: Vaillant Gas-Brennwertgeräte für Betrieb mit 100 % Wasserstoff umrüstbar," 19 03 2024. [Online]. Available: https://www.vaillant-group.com/news-storys/news-storys/pressemitteilungen/2024/shk-2024-h2-ready/2024_03_19_pm_vaillant_shk2024_gas_brennwertgeraete_fuer_betrieb_mit_wasserstoff_umruestbar_1.pdf. [Zugriff am 22 11 2024].

[121] Viessmann, „100%-H2-ready: Ab 2024 hergestellt Gas-Brennwertgeräte von Viessmann können für reinen Wasserstoffbetrieb umgerüstet werden," 11 12 2023. [Online]. Available: https://www.viessmann-climatesolutions.com/content/dam/public-family-climatesolutions/news/2023/11-12/PM_Herstellererklaerung_DE.docx. [Zugriff am 22 11 2024].

[122] Remeha, „Gaskessel schon heute H2-ready," [Online]. Available: https://www.remeha.de/heizungswissen/energiewende/technologie-gas-h2-ready. [Zugriff am 22 11 2024].

[123] J. Vorländer, „Wird das H2-ready-Privileg die Gasheizung abräumen?," TGA+E, Bd. 11, 2023.

[124] Buderus, „Herstellererklärung für Deutschland zur Umrüstbarkeit von Gas-Brennwertwärmeerzeugern auf den Betrieb mit 100 % Wasserstoff (H2) gemäß §71k Gebäudeenergiegesetz (GEG)," 11 2024. [Online]. Available: https://www.buderus.de/resource/

blob/77578/dbce30f23a2d7a9bebc49f008fc18030/Herstellererkl%C3%A4rungH2signiert_final.pdf. [Zugriff am 22 11 2024].

[125] TransHyDE, „H2Direkt erfolgreich: Seit sieben Monaten 100 Prozent Wasserstoff im Gasnetz," 24 05 2024. [Online]. Available: https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/aktuelles/news/transhyde/umstellung_gasnetz_bayern_test_erfolgreich. [Zugriff am 22 11 2024].

[126] Westenergie, „Holzwickede rüstet um - und zwar auf Wasserstoff," [Online]. Available: https://www.westenergie.de/de/landingpage/wasserstoff/h2howi.html. [Zugriff am 22 11 2024].

[127] M. Tix, „Pilotprojetk - Gelsenwasser testet 100 Prozent Wasserstoff," 12 12 2022. [Online]. Available: https://www.energate-messenger.de/news/228842/gelsenwasser-testet-100-prozent-wasserstoff. [Zugriff am 25 11 2024].

[128] E. Huijzer und B. Vogelzang, „A global first: Alliander heats homes using hydorgen through the existing gas grid," in Hydrogen to Lochem; heating of historic homes by using the natural gas grid for hydrogen, Banff, Kanada, 2024.

[129] Gelsenwasser Energienetze, „Ein Jahr Wasserstoffwärmeinsel in Linnich," [Online]. Available: https://www.gw-energienetze.de/1-jahr-wasserstoffwaermeinsel. [Zugriff am 25 11 2024].

[130] ESB Energie Südbayern, „H2Direkt erfolgreich: Seit sieben Monaten 100 Prozent Wasserstoff im Gasnetz," 16 05 2024. [Online]. Available: https://www.thuega.de/pressemitteilungen/h2direkt-erfolgreich-seit-sieben-monaten-100-prozent-wasserstoff-im-gasnetz/ [Zugriff am 25 11 2024].

[131] K.-U. Schuhmann, H. Stange, D. Klein, C. Wiedenhöft und A. Strauß, „Wasserstoff in der häuslichen Anwendung - Standortbestimmung für die zukünftige Gebäudeheizung (Teil 1)," energie | wasser-praxis, Bd. 04, pp. 34 - 39, 2024.

[132] Thüga, „H2Direkt: 100 Prozent Wasserstoff im Bestandsnetz wird konkret," 08 08 2023. [Online]. Available: https://www.thuega.de/pressemitteilungen/h2direkt-100-prozent-wasserstoff-im-bestandsnetz-wird-konkret/. [Zugriff am 16 12 2024].

[133] F. Konold, „Wasserstoffprojekte und -ansätze bei Gelsenwasser," 2022. [Online]. Available: https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/ewp-konkret-realprojekte-h2-hochlauf.pdf. [Zugriff am 16 12 2024].

[134] P. Pietsch, „TrafoHyVe Wasserstoffverträglichkeit in der Inneninstallation," 2024.

[135] AG Energiebilanzen, „Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland - Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken," 2023. [Online]. Available: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/01/AGEB_22p2_rev-1.pdf. [Zugriff am 12 11 2024].

[136] Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen GmbH, „Technologien zur Dekarbonisierung der Prozesswärme - Dampferzeugung," 09 2024. [Online]. Available: https://www.klimaschutz-niedersachsen.de/_downloads/FaktenpapiereLeitfaeden/Faktenblaetter-Unternehmen/2024_KEAN_Faktenblatt_Dampferzeugung.pdf. [Zugriff am 09 01 2025].

[137] T. Fleiter, M. Rehfeldt, L. Neusel, S. Hirzel, M. Neuwirth, C. Schwotzer, F. Kaiser und C. Gondorf, „CO2-neutrale Prozesswärme durch Elektrifizierung und Einsatz von Wasserstoff," 07 2024. [Online]. Available: https://publica.fraunhofer.de/entities/publication/94db9dd1-0b84-4708-ab22-09cab504ea75 [Zugriff am 12 11 2024].

[138] B. Islami, A. Giese, M. Biebl, B. Fleischmann, J. Overath und C. Nelles, „Wasserstoffnutzung in der Glasindustrie als Möglichkeit zur Reduzierung von CO2-Emissionen und des Einsatzes erneuerbarer Gase – Untersuchung der Auswirkungen auf den Glasherstellungsprozess und Analyse der Potenziale in NRW," 2022. [Online]. Available: https://www.gwi-essen.de/medien/publikationen/abschlussberichte/2022/hyglass_abschlussbericht.pdf. [Zugriff am 28 01 2025].

[139] Gas- und Wärmeinstitut e.V. und Hüttentechnische Vereinigung der deutschen Glasindustrie, „Wasserstoffzumischung ins Erdgas als Chance zur Minderung der brennstoffbedingten CO2-Emissionen und Auswirkung auf den Glasherstellungsprozess (H2-Glas)," 31 12 2023. [Online]. Available: https://www.gwi-essen.de/medien/publikationen/abschlussberichte/2023/h2_glas.pdf. [Zugriff am 28 01 2025].

[140] Gas- und Wärme-Institut e.V., „Projektsteckbrief COSIMa - CO2-neutraler Saint Gobain Industriestandort Herzogenrath - Machbarkeitsuntersuchungen," [Online]. Available: https://www.gwi-essen.de/medien/publikationen/aktuelle-steckbriefe/cosima.pdf. [Zugriff am 28 01 2025].

[141] Gas- und Wärme-Institut e.V., „Projektsteckbrief MiGWa - Mikrowelle-Glas-Wasserstoff - CO2-Einsparung bei der Glasherstellung durch neuartige klimaschonende Beheizung," [Online]. Available: https://www.gwi-essen.de/medien/publikationen/aktuelle-steckbriefe/migwa.pdf. [Zugriff am 28 01 2025].

[142] Gas- und Wärme-Institut e.V., [Online]. Available: https://www.gwi-essen.de/medien/publikationen/aktuelle-steckbriefe/h2al.pdf. [Zugriff am 28 01 2025].

[143] Gas- und Wärme-Institut e.V., „H2-Alu - Werkstoffliche Grundlagenuntersuchungen für den Einsatz von regenerativem Wasserstoff bei der Herstellung von Sekundäraluminium," [Online]. Available: https://www.gwi-essen.de/medien/publikationen/aktuelle-steckbriefe/h2_alu.pdf. [Zugriff am 28 01 2025].

[144] Gas- und Wärme-Insitut e.V., „Reduzierung der CO2-Emissionen durch den Einsatz von regenerativem Wasserstoff bei der Herstellung von Aluminium-Rundbolzen zur Profilherstellung – Untersuchung der Auswirkungen auf den Schmelzprozess," [Online]. Available: https://www.gwi-essen.de/medien/publikationen/aktuelle-steckbriefe/hy_alu.pdf. [Zugriff am 28 01 2025].

[145] Bundesministerium für Bildung und Forschung, „H2TO: Entwicklung einer neuen wasserstoffbasierten Ofentechnologie zur Herstellung tonkeramischer Elemente," Bundesministerium für Bildung und Forschung, [Online]. Available: https://www.fona.de/de/massnahmen/foerdermassnahmen/KlimPro/H2TO.php. [Zugriff am 28 01 2025].

[146] Institut für Ziegelforschung, [Online]. Available: https://www.izf.de/Kurzbericht%20Homepage%20H2-Ziegel%20IZF.pdf. [Zugriff am 28 01 2025].

[147] Forschungsgemeinschaft Industrieofenbau e.V., „GreCoCon - Green Combustion Control – Industrielle Verbrennungsregelung für hohe, volatile Wasserstoffanteile auf Basis von Flammensignalen," 2024. [Online]. Available: https://www.gwi-essen.de/medien/publikationen/abschlussberichte/2024/grecocon.pdf. [Zugriff am 28 01 2025].

[148] Mannesmann Precision Tubes, „Energieeffiziente Dual-Fuel-Brenner," [Online]. Available: https://www.mannesmann-precision-tubes.com/de/unternehmen/nachhaltigkeit/energieeffiziente-dual-fuel-brenner.html. [Zugriff am 09 01 2025].

[149] Karlsruher Institut für Technologie, „Brennen für die Wasserstoffzukunft," 06 12 2023. [Online]. Available: https://www.kit-technology.de/de/blog/brennen-fuer-die-wasserstoffzukunft. [Zugriff am 09 01 2025].

[150] BMW Group, „Nachhaltige Innovation im BMW Group Werk Leipzig," 25 10 2022. [Online]. Available: https://www.visit-bmwgroup.com/nachhaltige-innovationen-im-bmw-group-werk-leipzig/. [Zugriff am 09 01 2025].

[151] SCHOTT, „Premiere: SCHOTT produziert optisches Glas mit 100 Prozent Wasserstoff," 16 04 2024. [Online]. Available: https://www.schott.com/de-de/news-and-media/pressemitteilungen/2024/schott-produziert-optisches-glas-mit-100-prozent-wasserstoff. [Zugriff am 16 12 2024].

[152] M. Kaffenberger, „Wasserstoff in der Spezialglasschmelze: Vom Labor zum großtechnischen Einsatz," 28 08 2024. [Online]. Available: https://www.mitteldeutschland.com/wp-content/uploads/2024/09/4-mitteldeutscher-wasserstoffkongress_kaffenberger_schott.pdf. [Zugriff am 17 12 2024].

[153] Saint Gobain, „Erste Flachglas-Produktionsversuche mit Wasserstoff," [Online]. Available: https://www.saint-gobain-glass.de/de/presse-produkte-und-innovationen-unternehmens-news/erste-flachglas-produktionsversuche-mit-wasserstoff. [Zugriff am 10 01 2025].

[154] Iris Ceramica, „Iris Ceramica Group and Edison Next produce the world's first ceramic slab with green hydrogen," 11 07 2024. [Online]. Available: https://www.irisceramicagroup.com/wp-content/uploads/2024/07/PR-Iris-Ceramica-Group-first-ceramic-slab-produced-with-green-H2.pdf. [Zugriff am 10 01 2025].

[155] SSAB, „HYBRIT. Eine neue revolutionäre Technologie der Stahlerzeugung," [Online]. Available: https://www.ssab.com/de-de/fossilfrei/einblicke/hybrit-eine-neue-revolutionare-technologie-der-stahlerzeugung. [Zugriff am 17 12 2024].

[156] EMSTEEL, „EMSTEEL and Masdar Announce success of pilot project using green hydrogen to produce green steel," 28 10 2024. [Online]. Available: https://www.emsteel.com/emsteel-and-masdar-announce-success-of-pilot-project-using-green-hydrogen-to-produce-green-steel/. [Zugriff am 10 01 2025].

[157] V. Chevrier, „MIDREX FlexTM: Minimizing technology risks in the transition to carbon-free steelmaking," 06 12 2023. [Online]. Available: https://worldsteel.org/wp-content/uploads/Presentation_Vincent-CHEVRIER-Midrex.pdf. [Zugriff am 17 12 2024].

[158] Stadt Lingen, „Pilotvorhaben in Lingen zur Produktion von grünem Eisen erfolgreich abgeschlossen," 07 11 2024. [Online]. Available: https://www.lingen.de/politik-rathaus-service/aktuelles/

lingen-aktuell/pilotvorhaben-lingen-zur-produktion-von-gruenem-eisen-erfolg.html. [Zugriff am 17 12 2024].

[159] Aurubis, „Umweltschutz im Aurubis-Konzern," 2024. [Online]. Available: https://www.aurubis.com/dam/jcr:13846db9-30b0-4eeb-b6a8-0555fd00eb23/2024%20Umweltbericht_DE.pdf. [Zugriff am 17 12 2024].

[160] Euroguss, „Erfolgreicher Test: Wasserstoff in der Aluminiumproduktion," 11 07 2023. [Online]. Available: https://www.euroguss.de/de-de/euroguss-365/2023/news/erfolgreicher-test-wasserstoff-in-der-aluminiumproduktion. [Zugriff am 17 12 2024].

[161] Heidelberg Materials, „HeidelbergCement produziert Zement mit klimaneutralem Brennstoffgemisch unter Einsatz von Wasserstofftechnologie," 01 10 2021. [Online]. Available: https://www.heidelbergmaterials.com/de/pi-01-10-2021. [Zugriff am 10 01 2025].

[162] iMichelmersh, „HyBrickTM - realising the future of sustainable construction materials," 05 11 2024. [Online]. Available: https://www.mbhplc.co.uk/blog/2024/11/05/hybrick-realising-the-future-of-sustainable-construction-materials/. [Zugriff am 18 12 2024].

[163] Hagemeister, „H2 trifft den Ton," 18 12 2023. [Online]. Available: https://www.hagemeister.de/unternehmen/news/detail/h2-trifft-den-ton. [Zugriff am 18 12 2024].

[164] Essity, „Papier CO2-frei produziert - Durchbruch auf dem Weg zur Klimaneutralität," 2023. [Online]. Available: https://www.essity.de/presse/pressemitteilungen/2023/co2-free-with-green-hydrogen/. [Zugriff am 20 12 2024].

[165] S. Briem, R. Beckers, R. Bunkus, C. Fabris, F. Hoffmann, C. Herbstritt, K. Hofmeier, J. Krack, A. Nowack, S. Rother, J. Schuberth, J. Steinbrenner, R. Sternkopf, H. Unnerstall und C. Vollmer, „Status quo der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland," Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 2020.

[166] H. Roider, „Wasserstofftaugliche Gasmotoren - ein Überblick," 10 02 2022. [Online]. Available: https://www.bhkw-infozentrum.de/bhkw-news/53846_Wasserstofftaugliche-Gasmotoren-ein-Ueberblick.html. [Zugriff am 29 11 2024].

[167] S. Liesner und M. Becker, „BHKW-Umbau erfolgreich gemeistert - Früher Erdgas - heute Wasserstoff," np, Bd. 62, pp. 60 - 63, 2023.

[168] L. Maluck, „Wasserstoff macht Verbrennungsmotoren grün," mtu, 16 01 2023. [Online]. Available: https://www.mtu-solutions.com/eu/de/stories/energie/hydrogen-making-combustion-engines-green.html. [Zugriff am 06 02 2025].

[169] S. J. M. Algayyim, K. Saleh, A. P. Wandel, I. Rizwanul Fattah, T. Yusaf und H. Alrazen, „Influence of natural gas and hydrogen properties on internal combustion engine performance, combustion, and emissions: A review," Fuel, Bd. January, Nr. 362, 2024.

[170] GE, „Hydrogen for power generation - Experience, requierments, and implications for use in gas turbines," 2022. [Online]. Available: https://www.gevernova.com/content/dam/gepower-new/global/en_US/downloads/gas-new-site/future-of-energy/hydrogen-for-power-gen-gea34805.pdf. [Zugriff am 06 02 2025].

[171] US Environmental Protection Agency, „Hydrogen in Combustion Turbine Electric Generating Units," 2023.

[172] D. Cecere, E. Giacomazzi, A. Di Nardo und G. Calchetti, „Gas Turbine Combustion Technologies for Hydrogen Blends," energies, Bd. 16, Nr. 6829, 2023.

[173] D. Waßmer und B. Cosic, „Ertüchtigung eines Gasturbinenbrenners für höhere Anteile von Wasserstoff im Brenngas," vgbe energy journal, Bd. 6, pp. 43-48, 2024.

[174] N. Tekin, M. Ashikaga, A. Horikawa und H. Funke, „Enhancement of fuel flexibility of industrial gas turbines by development of innovative hydrogen combustion systems," 2018. [Online]. Available: https://www.kawasaki-gasturbine.de/files/Hydrogen_as_fuel_for_GT.pdf. [Zugriff am 13 01 2025].

[175] Gas Turbine World, „Mitsubishi Power Hydrogen Gas Turbine Technology," 15 01 2022. [Online]. Available: https://gasturbineworld.com/mitsubishi-power-hydrogen-gas-turbine-technology/. [Zugriff am 07 02 2025].

[176] Siemens Energy, „HYFLEXPOWER-Konsortium gelingt der weltweit erste erfolgreiche Betrieb einer Gasturbine mit 100 Prozent erneuerbarem Wasserstoff," 13 10 2023. [Online]. Available: https://www.siemens-energy.com/de/de/home/pressemitteilungen/hyflexpower-konsortium-betreibt-weltweit-erstmalig-erfolgreich-e.html. [Zugriff am 13 01 2025].

[177] EUTurbines, „PowerThe EU - Commitments," 2019. [Online]. Available: https://www.euturbines.eu/power-the-eu/gas-turbines-renewable-gas-ready/commitments/#:~:text=At%20the%20beginning%20of%202019,renewable%20and%20low%2Dcarbon%20gases.. [Zugriff am 13 01 2025].

[178] HanseWerk Natur, „Wasserstoff BHKW," [Online]. Available: https://www.hansewerk-natur.com/de/technologien/projekte/wasserstoff-bhkw.html. [Zugriff am 29 11 2024].

[179] mySMARTLife, „Renewable Hydrogen in CHP," [Online]. Available: https://www.mysmartlife.eu/fileadmin/user_upload/Info_packs/info-packs_pdf/mySMARTLife_info-sheet_Schilfpark_HAW_fin.pdf. [Zugriff am 12 02 2025].

[180] 2G Energy AG, „Grüner Wasserstoff wird rückverstromt," [Online]. Available: https://2-g.com/downloads/de/Case%20Studies/Kundenstory-Stadtwerke-Ha%C3%9Ffurt-DE.pdf. [Zugriff am 12 02 2025].

[181] 2G Energy AG, „Wasserstoff-BHKW für H2-Pionier," [Online]. Available: https://2-g.com/de/referenzen/wasserstoff-bhkw-fur-h2-pionier~cs498. [Zugriff am 12 02 2025].

[182] 2G Energy AG, „Quartiersversorgung der Zukunft," [Online]. Available: https://2-g.com/de/referenzen/quartiersversorgung-der-zukunft~cs385. [Zugriff am 12 02 2025].

[183] Kawasaki Gas Turbine Europe GmbH, „Entwicklung innovativer Wasserstoff-Verbrennungssysteme für Industriegasturbinen," [Online]. Available: https://www.kawasaki-gasturbine.de/produkte/gasturbinen/wasserstoff-technologie. [Zugriff am 12 02 2025].

[184] Kawasaki Gas Turbine Europe GmbH, „Die weltweit erste industrielle DLE-Wasserstoff-Gasturbine im kommerziellen Betrieb - geliefert von Kawasaki.," [Online]. Available: https://www.pressebox.de/pressemitteilung/kawasaki-gas-turbine-europe-gmbh/Die-weltweit-erste-industrielle-DLE-Wasserstoff-Gasturbine-im-kommerziellen-Betrieb-geliefert-von-Kawasaki/boxid/1189621. [Zugriff am 12 02 2025].

[185] Baker Hughes, „Our turbine for the Fusina power plant was at least 13 years ahead of the H2 curve," 2022. [Online]. Available: https://www.bakerhughes.com/sites/bakerhughes/files/2022-09/bakerhughes_case_fusinah2gasturbine_a4-092022.pdf. [Zugriff am 12 02 2025].

[186] RheinEnergie, „Premiere: Wasserstoff-Betriebsversuch in Wiener Gasturbine startet," 23 07 2023. [Online]. Available: https://www.rheinenergie.com/de/unternehmen/newsroom/nachrichten/news_70407.html. [Zugriff am 12 02 2025].