



energie | wasser-praxis

Das Wasserstoff-Dossier I

**Beiträge aus der DVGW energie | wasser-praxis
der Jahre 2021–2023**



von: Prof. Dr. Gerald Linke
DVGW-Vorstandsvorsitzender



Wasserstoff gehört die Zukunft!

Liebe Leserinnen und Leser,

Deutschland steht vor der großen Herausforderung, bis 2045 klimaneutral zu werden. Für die Unternehmen der Gaswirtschaft bedeutet dies, bisherige Geschäftsmodelle mittelfristig hinter sich zu lassen. Vor allem aber bedeutet es, uns mit Blick auf ein klimaneutrales Energiesystem der Zukunft zu transformieren: die Erzeugung, den Import, den Transport, die Verteilung und den Vertrieb neuer Gase. Unter neuen Gasen verstehen wir erneuerbare und dekarbonisierte Gase wie Biogas, Wasserstoff und seine Derivate.

Damit die Transformation bis 2045 gelingt, muss sie beschleunigt werden. Dafür ist es unabdingbar, den Transformationspfad so abzusichern, dass eine möglichst resiliente und sozialverträgliche Energiewende erfolgen kann. Wir müssen demnach gemeinsam dafür Sorge tragen, dass wir mit Energiepreiskrisen, Herausforderungen für die Versorgungssicherheit und Rückschritten bei der Absenkung von Treibhausgasemissionen umgehen können. Gasförmige Energieträger sind daher entscheidend für das Erreichen der Klimaneutralität und für eine nachhaltig gesicherte Energieversorgung. Folglich ist es notwendig, nicht nur den Ausbau der Erzeugungskapazitäten klimaneutraler Gase dynamisch voranzutreiben, sondern auch deren Import. Insbesondere mit Wasserstoff steht ein Energieträger bereit, der den Weg hin zu einer klimaneutralen Gesellschaft in allen Bereichen ebnen kann.

Um seine Nutzung und den Markthochlauf einer Wasserstoffwirtschaft zügig voranzutreiben, sind innovative Lösungen notwendig. Der DVGW hat dies sehr

frühzeitig erkannt und seine Wasserstoff-Expertise immer weiter ausgebaut. Generell verfügt die Gaswirtschaft über wesentliche Erfahrungen aus der Umstellung der L-Gas-Gebiete auf H-Gas und von Stadtgas auf Erdgas. Die DVGW-Innovationsforschung mit ihrer Vielzahl von Transformationsstudien und darüberhinausgehende zahlreiche Demonstrations- und Pilotvorhaben sind Enabler von Technologien und Standards, die als Basis für eine zukunftsfähige und sozialverträgliche Ausgestaltung eines nachhaltigen und resilienten Energiesystems fungieren können. Mehr noch: Der DVGW baut sein Wissen kontinuierlich aus, er erprobt Lösungen für die Transformation und führt bereits jetzt erste Geschäftsmodelle in die Praxis ein. Beispielsweise wurde im April 2022 das Know-how der Institute des DVGW-Forschungsnetzwerkes im neu gegründeten H₂-Kompetenzverbund der deutschen Energiewirtschaft gebündelt und Anfang 2023 das Software-Produkt VerifHy in den Markt gebracht, das ein Gasverteilnetz untersuchen und wasserstofftaugliche Netzeinbauteile und Komponenten vorschlagen kann, um das Gesamtsystem komplett H₂-ready zu machen.

Eine Vielzahl dieser Schritte, Entwicklungen und Perspektiven im Hinblick auf die Transformation unseres Energiesystems haben wir in den vergangenen zweieinhalb Jahren im Rahmen von Fachbeiträgen, Studienergebnissen und Projektskizzen in der DVGW energie | wasser-praxis (ewp) dokumentiert und veröffentlicht. Auch das ein oder andere erhellende Interview war dabei. Die Fülle der Beiträge haben wir nun zum Anlass genommen, nahezu alle ewp-Veröffentlichungen der Jahre 2021 bis 2023 zum enorm vielfältigen Themenkom-

plex „Wasserstoff“ zu bündeln, zu clustern und sie in Form eines zweibändigen Kompendiums im Rahmen der Reihe „ewp Dossier“ erneut zu veröffentlichen. Ziel ist, die Vielfalt der Forschungsaktivitäten, die Bandbreite der Projekte und Demonstrationsvorhaben und die Dynamik der Entwicklung hin zu einem molekülbasierten nachhaltigen Energiesystem anhand einer Systematik sichtbar zu machen. Der vorliegende erste Band enthält daher Beiträge der Cluster „Forschung, Entwicklung & Organisation“ und „Normung & Regulierung“. Der im September 2023 erscheinende zweite Band beinhaltet Beiträge der Cluster „Praxis“ und „Roadmap Gas 2050“. Zudem finden sich ergänzende Interviews in beiden Bänden. Alle Beiträge des Kompendiums geben den Wissensstand des ursprünglichen Veröffentlichungszeitpunktes wieder. Sie sind Ausdruck und Beleg des Engagements zahlreicher Menschen für eine ökologische, ökonomische und sozialverträgliche Transformation unserer Energiewelt.

Grünen Gasen wie Wasserstoff gehört die Zukunft. Sie werden fossiles Erdgas in absehbarer Zeit komplett ablösen – und alle Marktteilnehmer haben die Möglichkeit, an den Chancen und Vorteilen einer Wasserstoffwirtschaft zu partizipieren. Sicher ist: Die Klimaziele und die gesetzlichen Vorgaben zur CO₂-Reduktion können wir nur mit der Gasinfrastruktur als Schlüsselement erreichen. Die Speicherung erneuerbarer Energieträger als grüne Gase und die sektorenübergreifende Bereitstellung sind die wirksamsten Beiträge, die Deutschland zur weltweiten Treibhausgasneutralität leisten kann.

Ihr Gerald Linke

Inhaltsverzeichnis

EDITORIAL

- 3 | Wasserstoff gehört die Zukunft!

FORSCHUNG, ENTWICKLUNG & ORGANISATION

- 8 | Neues Messsystem für Erdgas und Wasserstoff – schnell und genau (02/2021)
Dr. Carsten Bolwien
- 14 | Leitfaden für Power-to-Gas-Anlagen: Erfolgreicher Abschluss des Projektes „PORTAL GREEN“ (03/2021)
Felix Künkel, Dr. Manuela Jopen, Clemens Heitsch, Pascal Ziegeroski, Marlon Koralewicz, Jens Hüttenrauch, Anja Wehling, Josephine Glandien, Chi Yan Tang
- 20 | Einfluss von Wasserstoff auf Kunststoffrohre und Formteile untersucht – Wasserstoffintegrität belegt (06+07/2021)
Andreas Redmann
- 24 | Klimaneutralität im Wohngebäudebereich – Bottom-up-Analyse zeigt Wege zur Zielerreichung (10/2021)
Annegret-Claudine Agricola, Kathrin Graf, Eric Niemann
- 28 | Lebensdaueranalyse: Wenn Pipelines Wasserstoff statt Erdgas transportieren (10/2021)
Dr. Johanna Steinbock, Jan Sachse, Dr. Albert Großmann
- 32 | Technologische und ökologische Bewertung von Optionen zur Dekarbonisierung der Gasversorgung (11/2021)
Charlotte Große, Jenny Sammler, Michael Kühn, Michael Griesbach
- 36 | Wasserstoff im Wärmemarkt – Champagner oder Grundnahrungsmittel? (11/2021)
Dr. Christoph Gatzert, Lino Sonnen
- 42 | Transformation der Gasverteilnetze der MITNETZ GAS für Wasserstoff (12/2021)
Jens Hüttenrauch, Christopher Knorr, Jonas Sperlich, Maik Hoffmann, Thomas Wilke, Jürg Ziegenbalg
- 48 | Grundlagenforschung für die Dreiphasen-Methanisierung als Teil der Power-to-Gas-Prozesskette (04/2022)
Janina Leiblein, Friedemann Mörs, Dr. Frank Graf, Prof. Dr. Thomas Kolb
- 54 | Verfahrenstechnische Auswirkungen einer Einspeisung von Wasserstoff auf eine Verdichterstation (04/2022)
Johanna Gölner
- 58 | Die unterirdische Speicherung von Wasserstoff: Einfluss der Mikrobiologie (06+07/2022)
Thomas Wencker
- 62 | HySteel-Metastudie des DWV: Grüner Wasserstoff ist essenziell für emissionsarme Stahlerzeugung (06+07/2022)
Clemens Orlishausen

Impressum

Herausgeber:

DVGW Deutscher Verein des
Gas- und Wasserfaches e. V.
Technisch-wissenschaftlicher Verein
Josef-Wirmer-Straße 1–3
53123 Bonn
Tel.: 0228 9188-5
Fax: 0228 9188-990
E-Mail: info@dvwg.de
Internet: www.dvgw.de

Verlag und Vertrieb:

wvgw Wirtschafts- und
Verlagsgesellschaft
Gas und Wasser mbH
Geschäftsführer:
Stephan Maul, M. A.
Josef-Wirmer-Straße 3
53123 Bonn
Tel.: 0228 9191-40
Fax: 0228 9191-498
E-Mail: anzeigen@wvgw.de
Internet: www.wvgw.de

Schriftleiter:

Prof. Dr. Gerald Linke

Redaktion:

Marcel Pannes (verantwortlich)
Martin Schramm
Wiebke Hillen

Gezeichnete Artikel stellen die Ansicht des Verfassers dar, nicht unbedingt die der Schriftleitung und der Redaktion. Industrieberichte unterliegen nicht der Verantwortung der Redaktion. Für unverlangt eingesandte Manuskripte wird keine Gewähr übernommen.

Alle Rechte, auch die des Nachdrucks, des auszugsweisen Nachdrucks, der fototechnischen Wiedergabe und der Übersetzung, liegen beim Verlag.

Bankverbindung:

Sparkasse KölnBonn,
IBAN: DE95 3705 0198 0033 3333 37
Commerzbank Bonn,
IBAN: DE29 3804 0007 2112 2600 00

Erfüllungsort und Gerichtsstand:

Bonn

Quelle Titelbild:

[anusorn.nakdee/iStock.com](https://www.anusorn.nakdee/iStock.com)



- 70 | Ergebnisse der Studie „Wasserstoff speichern – so viel ist sicher“: Gas- und Wasserstoffspeicher sind elementarer Bestandteil der zukünftigen Energieversorgung (08/2022)
Sebastian Bleschke
- 76 | Vergleich von Systemvarianten zur Wasserstoffbereitstellung aus Offshore-Windkraft: Vorteil Pipeline (08/2022)
Helge Barlen, Torsten Lach
- 82 | Unfälle an Wasserstofftankstellen: eine retrospektive Analyse zurückliegender Schadensereignisse (12/2022)
Prof. Dr.-Ing. Uwe Arens, Mattis Zegers
- 88 | Kurzstudie zu Prozesswärme im industriellen Mittelstand: ohne Wasserstoff keine Klimaneutralität (02/2023)
Lars Baumgürtel, Wolfgang Jung, Stephan Rath, Timo Schenckhorst

NORMUNG & REGULATORIK

- 94 | Power-to-Gas-Anlagen: Gelbdruck des DVGW-Arbeitsblattes G 220 veröffentlicht (01/2021)
Dr. Klaus Steiner, Finn Grohmann
- 100 | Qualifizierung von Gashochdruckleitungen für den Transport von Wasserstoff (02/2021)
Dr. Michael Steiner, Dr. Ulrich Marewski, Christian Engel
- 108 | Anwendung des DVGW-Regelwerkes auf die leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Wasserstoff – Entwicklung des Merkblatts G 221 (08/2021)
Dr. Klaus Steiner, Andreas Schrader
- 116 | Wasserstoff-Ökosysteme: Herausforderungen, Lösungen und Chancen für Unternehmen durch den Einstieg in den Gasmarkt der Zukunft (09/2021)
Dr. Arne Dammer, Dr. Marcel Fiebrandt, Dr. Alexander Heim, Florian Kuckhoff, Benedikt Stratmann, Lucas Weidlich
- 122 | Nationale Strategien, länderübergreifende Zusammenarbeit und zwischenstaatliche Partnerschaften: Internationales Commitment für Wasserstoff wächst weiter (09/2021)
Dr. Carsten Rolle, Maira Kusch
- 128 | Die Bedeutung des DVGW-Sachverständigenwesens für die technische Selbstverwaltung der Betreiber von Energienetzen der Gas- und Wasserstoffversorgung (12/2021)
Martin Winkeler, Andreas Schrader, Martin Stucht, Bernhard Wening
- 136 | Umstellung von Netzabschnitten auf Wasserstoff nach dem DVGW-Merkblatt G 221: ein Vorschlag für ein Programmablaufdiagramm – Teil 1 (01/2022)
Dr. Klaus Steiner, Dieter Drews, Andreas Schrader
- 144 | Umstellung von Netzabschnitten auf Wasserstoff nach dem DVGW-Merkblatt G 221: ein Vorschlag für ein Programmablaufdiagramm – Teil 2 (02/2022)
Dr. Klaus Steiner, Dieter Drews, Andreas Schrader

150 | **Grüner Wasserstoff: Auf verpflichtende Zertifizierung der Nachhaltigkeit vorbereitet?**
(03/2022)

Michael Landspersky

154 | **Rahmenbedingungen für ein technologieoffenes Marktdesign für erneuerbare Gase**
(03/2022)

Toni Reinholz

160 | **Technische Sicherheit und Regelwerk in Wasserstoffnetzen (08/2022)**

Dr. Klaus Steiner

166 | **Wasserstoff entfesseln: Welchen Rahmen braucht der Markthochlauf? (09/2022)**

Annegret-Claudine Agricola, Simon Byrtus, Tim Langenhorst, Lioba Thomalla

172 | **Gefahrstoff Wasserstoff: Gefährdungsbeurteilung in Gasanlagen (10/2022)**

Dr. Klaus Steiner

180 | **Stichprobenhafte Überprüfung von Stahlwerkstoffen für Gasleitungen und Anlagen zur Bewertung auf Wasserstofftauglichkeit (04/2023)**

Dr. Ulrich Marewski, Dr. Michael Steiner

INTERVIEWS

188 | **„Wir werden einen Zusammenbruch des Energiesystems erleben, wenn wir zu rasch aus dem Energieträger Erdgas aussteigen!“ (06+07/2021)**

Sommerinterview mit Prof. Dr. Gerald Linke und Werner Diwald

198 | **„Es ist volkswirtschaftlich sinnvoll, Wasserstoff im Wärmemarkt einzusetzen!“ (09/2021)**

Interview mit Florian Feller

202 | **„Mit der Klimaschutz-Modellregion Sauerland entsteht das Energiesystem der Zukunft!“ (05/2022)**

Interview mit Dr. Andreas Breuer

206 | **„H₂-Start-ups benötigen keine standardisierten Accelerator-Programme, sondern individuelles Venture Building und eine robuste Finanzierung mit langem Atem!“ (05/2022)**

Interview mit Dr. Klemens Gaida



Neues Messsystem für Erdgas und Wasserstoff

Ausgabe 02/2021

– schnell und genau

Die schwankende Erdgas-Qualität und die **zunehmende Einspeisung regenerativ erzeugter Gase** fordern die konventionelle Messtechnik heraus. Gleichzeitig bietet die beschriebene Entwicklung auch Platz für neue Lösungen in der Erdgas-Messtechnik. Im Rahmen des öffentlich geförderten Projekts „Gas-Effizienz“ wurde in diesem Zusammenhang **ein spektroskopischer Gasanalysator** zur Bestimmung der Erdgas-Zusammensetzung so erweitert, dass auch regenerativ erzeugte Gase bestimmt werden können. Das neue Messsystem hat sich bereits im Dauerbetrieb über acht Monate **an einer Power-to-Gas-Einspeisestelle** bewährt.

von: Dr. Carsten Bolwien (Fraunhofer-Institut für Physikalische Messtechnik IPM)

Abb. 1: Exemplarische Infrarot-Spektren von Methan, Ethan und Kohlendioxid. Die Absorbanzen in Abhängigkeit der Wellenlänge (hier kodiert in einer im Infraroten typischerweise genutzten Frequenz-Skala „Wellenzahlen“) spiegeln die Schwingungsmoden der einzelnen Moleküle wider und stellen einen Fingerabdruck des Gases dar. Die Messung eines Gasgemischs liefert in erster Näherung eine Linearkombination dieser Reinspektren mit den Stoffmengenanteilen als Koeffizienten.

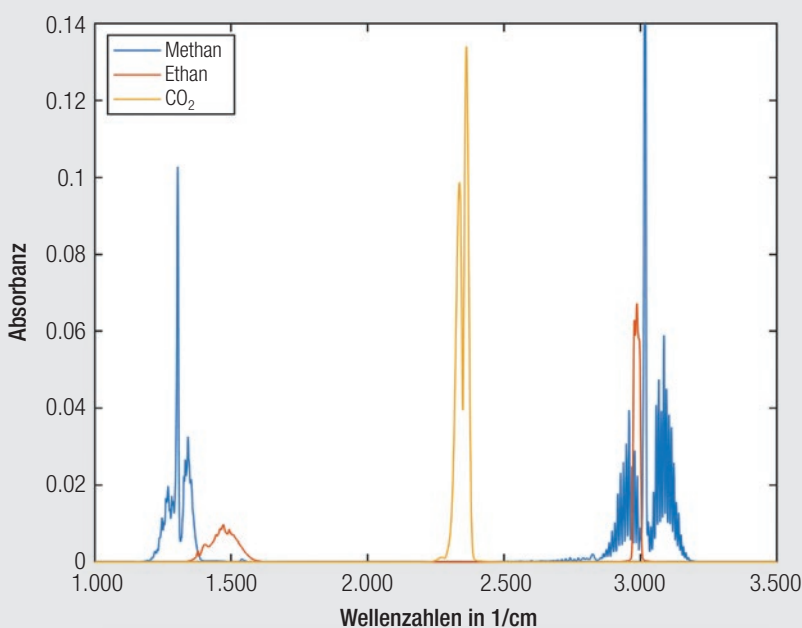
Das Projekt „Gas-Effizienz – Schnelle Messtechnik zur effizienten Nutzung regenerativ erzeugter Gase“ wurde im Rahmen des Programms „Innovation und Energiewende“ des Landes Baden-Württemberg durchgeführt und mit Mitteln aus dem Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) und des Landes Baden-Württemberg gefördert (vgl. Infokasten). Ziel des Vorhabens war die Erforschung, Entwicklung und Erprobung von Messtechnik zur schnellen Bestimmung der Gaszusammensetzung regenerativ erzeugter Gase von Biogas- oder Power-to-Gas-Anlagen für die Einspeisung ins Gasnetz oder zur Verwendung in Blockheiz-

kraftwerken (BHKW) und Thermoprozess-Anlagen. Damit können Schwankungen der Brenngasqualität verringert, eine effizientere Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das Gasnetz ermöglicht und eine verbesserte Nutzung von BHKW erreicht werden. Auch die Emissionen klimaschädlicher und toxischer Gase (wie z. B. Methan und Formaldehyd) durch BHKW werden damit vermindert.

Spektroskopie statt Chromatografie

Das Projekt setzt auf einem neuartigen spektroskopischen Messsystem für Erdgase auf, das von der Firma RMA Mess- und Regeltechnik GmbH & Co. KG zusammen mit dem Fraunhofer IPM entwickelt wurde. Kern des Messsystems ist ein Infrarot-Spektrometer, das zum einen innerhalb weniger Sekunden ein Spektrum des Messgases aufnehmen kann und zum anderen mittels chemometrischer Algorithmen die einzelnen Gaskomponenten quantifiziert. Bei ausreichender Genauigkeit ist ein solches System eine attraktive Alternative zu den heute typischerweise genutzten Gaschromatografen – mit viel längeren Standzeiten, sehr schnellen Messzyklen, einfacherer Bedienung und ohne den Einsatz von Kalibrier- oder Spülgasen.

Das beschriebene Messsystem wurde im Hinblick auf Anwendungen mit regenerativ erzeugten Gasen erweitert und optimiert. In anschließenden Langzeittests wurde dann die Eignung des Systems als Gaschromatograf-Alternative



Quelle: Fraunhofer IPM

untersucht. Im Folgenden wird das Messprinzip erläutert und die Ergebnisse dargestellt.

Infrarot-Spektroskopie zur Erdgas-Analyse

Kern des Messsystems ist ein Fourier-Transform-Infrarot-Spektrometer (FTIR). Das Messlicht dieses Spektrometers wird im Wechsel durch eine optische Zelle mit Messgas bzw. durch eine Referenzzelle geführt und dann spektral analysiert. **Abbildung 1** zeigt exemplarisch die Infrarot-Spektren von Methan, Ethan und Kohlendioxid, wobei sich die Infrarot-Spektren aus der Wechselwirkung von Licht in dem Wellenlängenbereich mit den Schwingungsmoden der Moleküle ergeben. Letztere sind charakteristisch für jedes Molekül und sind somit eine Art Fingerabdruck zur Identifizierung. Darüber hinaus ist die Höhe der Absorbanz proportional zur Konzentration des Gases in der Mischung, sodass aus einem Spektrum des Gasgemisches prinzipiell auch die Konzentrationen der Reingase chemometrisch bestimmt werden können.

Die Schwierigkeit steckt allerdings im Detail – insbesondere, wenn eichamtliche Genauigkeiten erreicht werden sollen. Die extreme Bandbreite an Konzentrationen im Erdgas – von Methan im 90-Prozent-Bereich bis Pentan und Hexan im Sub-Promille-Bereich – macht eine vergleichsweise aufwendige Kalibrierung nötig und stellt hohe Anforderungen an die Stabilität des Messsystems.

Zum jetzigen Zeitpunkt erfasst das spektroskopische System die neun Kohlenwasserstoffe bis C6 (Isomere unterscheiden sich spektral und werden deshalb einzeln erfasst) sowie Kohlendioxid. Stickstoff ist nicht Infrarot-aktiv und wird deshalb indirekt erfasst.

Zusatzsensorik für regenerativ erzeugte Gase

Die Wasserstoffmessung ist die wichtigste Komponente für die Erweiterung des bestehenden Messsystems. Die Her-

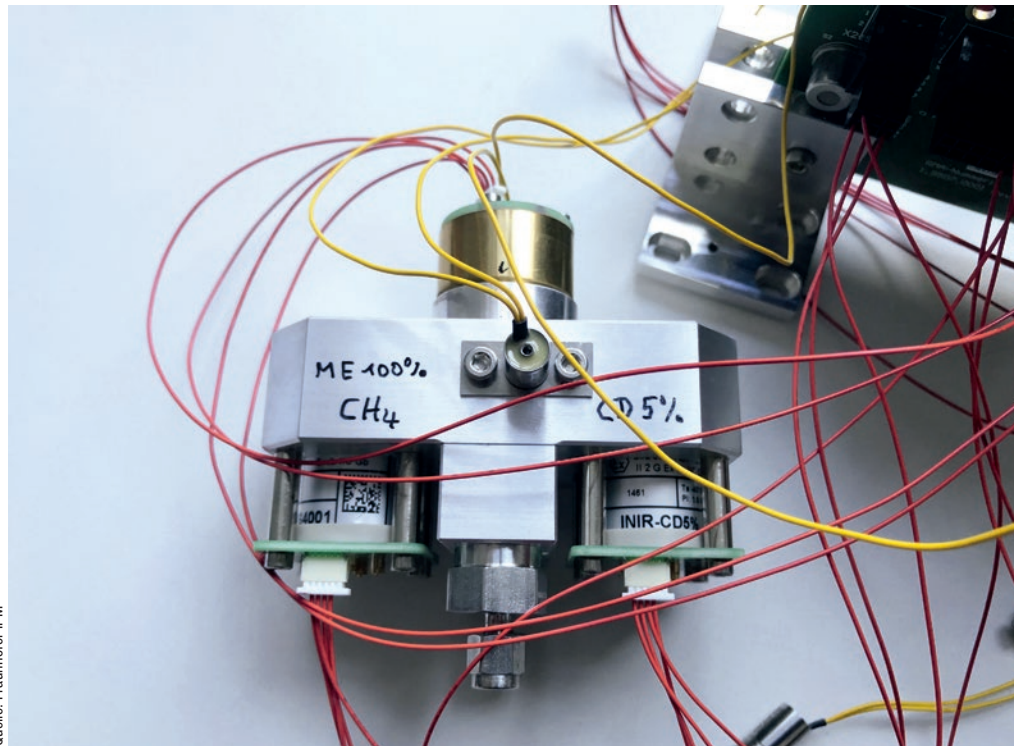


Abb. 2: Zusatzmesszelle für zwei Sensoren (hier mit CH_4 - und CO_2 -Sensoren bestückt) sowie einen Drucksensor. Die Zelle wurde zusätzlich ins Gehäuse des Gasanalysators integriert und über die vorhandene Elektronik ausgelesen. Sie kann entweder zur Erweiterung des spektroskopischen Systems genutzt werden oder als preiswerter Ersatz mit einer Auswahl an passenden Sensoren für spezielle Anwendungen.

ausforderung dabei: Wasserstoffgas besitzt wie Stickstoff kein Dipolmoment, weshalb das Gas prinzipbedingt nicht spektroskopisch gemessen werden kann. Deshalb wurde zusätzlich ein Wärmeleitfähigkeitssensor (WLD) in die Probenzelle integriert. Die Wärmeleitfähigkeit von Wasserstoff ist um den Faktor sieben größer als die aller anderen Brenngase, sodass der Sensor sehr fein auf Zumischungen reagiert. Im Projektverlauf wurde diese kombinierte Sensorik getestet, kalibriert und schließlich in Langzeittests evaluiert.

Um ein flexibles System für weitere, meist anwendungsbezogen interessante Gase zu schaffen, wurde eine Zusatzmesszelle entwickelt, die auch autark und ohne die spektroskopische Messtechnik betrieben werden kann (**Abb. 2**). Diese Zelle bietet einen Drucksensor (analog zur spektroskopischen Zelle) und zwei schnelle Ventile für Ein- und Auslass, die für eine exakte Druckeinstellung im Innern der Zelle genutzt werden können. Darüber hinaus sind zwei Bohrungen für einfache Standard-Gassensoren vor-

gesehen, die zur Bestimmung unterschiedlicher Gase genutzt werden können. So lassen sich z. B. einerseits elektrochemische Sensoren zur Bestimmung von Schwefelwasserstoff oder Sauerstoff installieren, andererseits können aber auch optische Sensoren zur Bestimmung von Methan und Kohlendioxid eingesetzt werden. Alle Sensortypen lassen sich über die zentrale Platine des Messsystems auslesen und digital verarbeiten.

Erweiterung auf den Niederdruckbereich

Die Messzelle des Basis-Messsystems war auf einen Erdgasdruck von 5 bar absolut ausgelegt. Messungen bei niedrigerem Druck von 3 bar oder sogar nur 1 bar sind deshalb nur mit deutlichen Abstrichen bei der Genauigkeit der Gasbestimmungen möglich, da die Absorptionen der Gase proportional zur Gasdichte und damit zum Gasdruck sind. Insbesondere die Absorptionen der höheren Kohlenwasserstoffe wie Pentan und Hexan sind bei geringen Drücken so klein, dass sie kaum aus



Quelle: Fraunhofer IPM

Abb. 3: Messgerät des Fraunhofer IPM (Gehäuse mit Kühlrippen im unteren Bildteil), installiert am Erdgas-Bypass des Fraunhofer ISE. Das Messgerät ist in einem explosionsgeschützten Koffergehäuse platziert, alle elektrischen Leitungen werden aus dem Bypass-Container herausgeführt.

dem Rauschen des Infrarot-Spektrometers herauskommen. Durch eine Verlängerung des optischen Wegs des infraroten Lichts durch das Gas kann die verringerte Absorption wieder ausgeglichen werden. Im Rahmen des Projektes wurde solch eine Zelle mit einem verdreifachten optischen Weg konstruiert, gefertigt und anschließend für insgesamt drei unterschiedliche Drücke (5 bar, 3 bar und 1,5 bar) in aufwendigen Messreihen kalibriert. Die Form von Gasabsorptionen ändert sich mit dem Druck und macht eine druckabhängige Kalibrierung nötig. Um hier eine umfassende Datenbasis zu schaffen, wurden über mehrere Monate erste Langzeitversuche im Gaslabor des Fraunhofer IPM an mehr als zwanzig unterschiedlichen Prüfgasen mit genau bekannter Zusammensetzung durchgeführt und in der Folge eine chemometrische Kalibrierung für diese Drücke entwickelt.

Entwicklung eines vereinfachten und preiswerten Messsystems

Für viele Anwendungen – insbesondere bei Erdgas-Verbrauchern wie BHKW-Betreibern oder Nutzern von Power-to-Gas-Anlagen – reicht unter Umständen ein einfaches und

preiswertes Messsystem aus, das die Schwankungen der Gasqualität misst und eine Regelung von Motoren oder Brennern ermöglicht. Für diesen Fall wurden die im Rahmen des Projektes entwickelten Teile des Messsystems so modular geplant, dass alle Teile flexibel eingesetzt werden können. Beispielsweise kann die entwickelte Zusatzmesszelle (Abb. 2) in verschiedenen Varianten von elektrochemischen und optischen Sensoren bestückt werden, der Wärmeleitfähigkeitssensor wiederum lässt sich in beiden Messzellen betreiben und alle Sensoren können über verschiedene Schnittstellen mit der Systemplatine ausgelesen werden. So könnte ein System nur mit Zusatzmesszelle, bestückt mit optischen Methan- und Kohlendioxidsensoren sowie dem Wärmeleitfähigkeitssensor, eine sehr schnelle, kleine und preiswerte Lösung zur Messung der Methanzahl zur Steuerung von Erdgasmotoren darstellen. Die mit den einzelnen Komponenten durchgeführten Langzeittests ermöglichen darüber hinaus eine gute Beurteilung der Stabilität und der erreichbaren Messgenauigkeiten, um die Einsatzfähigkeit einer Sensorkombination für spezielle Anwendungen im Vorfeld beurteilen zu können.

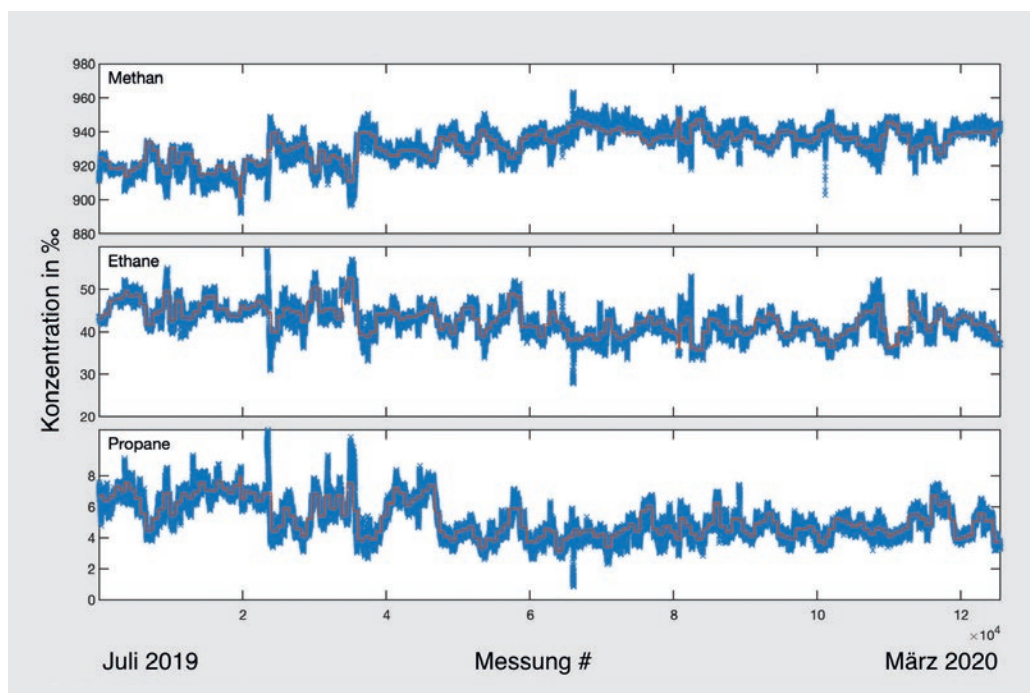


Abb. 4: Mit dem Gasanalyator bestimmte, exemplarische Konzentrationen von Methan, Ethan und Propan über den gesamten Zeitraum von acht Monaten, aufgetragen in Stoffmengenanteilen in Promille. Die blaue Kurve zeigt die Messwerte des RMA-Gasanalyators, die jeweilige rote Kurve die Tagesmittelwerte des Gasversorgers.

Quelle: Fraunhofer IPM

Dauertests und Vergleich mit dem Stand der Technik

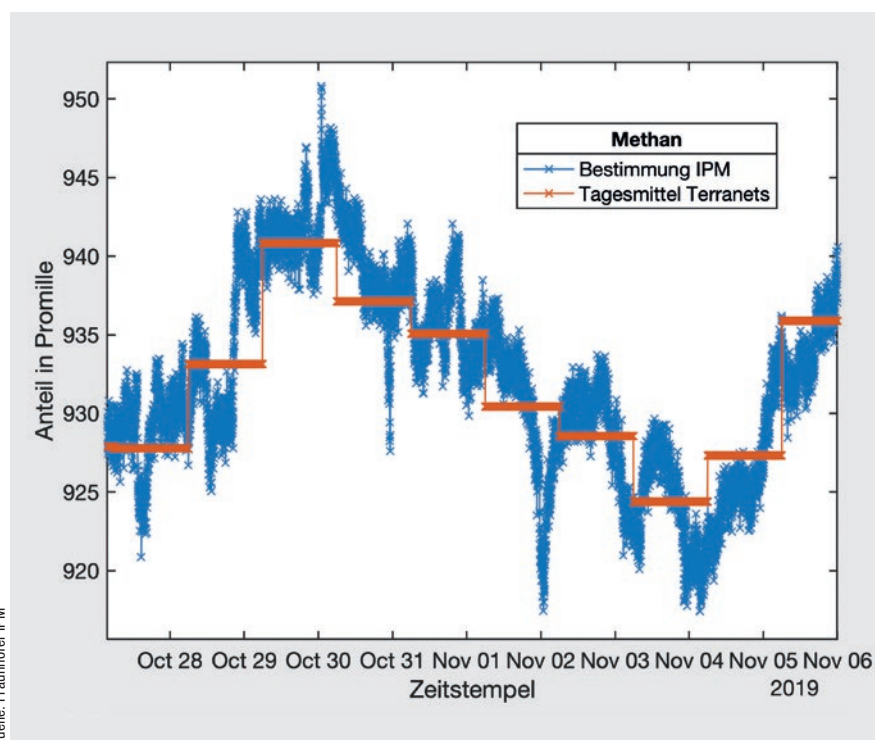
Die neu entwickelten Messsysteme wurden zunächst in Langzeittests im Gaslabor des Fraunhofer IPM charakterisiert. Diese Dauermessungen lieferten frühzeitig Rückmeldungen zu den ersten Prototypen und konnten zum Aufbau eines optimierten Gesamtsystems genutzt werden. Dieses wurde dann am Erdgas-Bypass des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE installiert (**Abb. 3**), die an der Stelle im Probebetrieb Wasserstoff aus einem Elektrolyseur in das Erdgasnetz der badenova einspeisen können. Die räumlichen und sicherheitstechnischen Einschränkungen ließen keine Möglichkeit zur Installation eines Referenz- oder Prüfgas-Systems zu, sodass das System über acht Monate ohne jegliche Neukalibrierung betrieben wurde. Das Infrarot-Spektrometer und der Wärmeleitfähigkeitssensor führten in diesem Zeitraum insgesamt rund 125.000 Messungen durch, die Zusatzsensoren mit höherer Messfrequenz sogar 705.000 Messungen.

Die Ergebnisse der spektroskopischen Analyse stimmen auch über den langen Zeitraum sehr gut mit den Daten des Erdgaslieferanten überein. **Abbildung 4** zeigt exemplarisch die Ergebnisse für Methan, Ethan und Propan über den gesamten Zeitraum von acht Monaten im Vergleich zu den Tagesmittelwerten der Messung mit dem Gaschromatografen. Das Projektteam geht zum jetzigen Zeitpunkt davon aus, dass

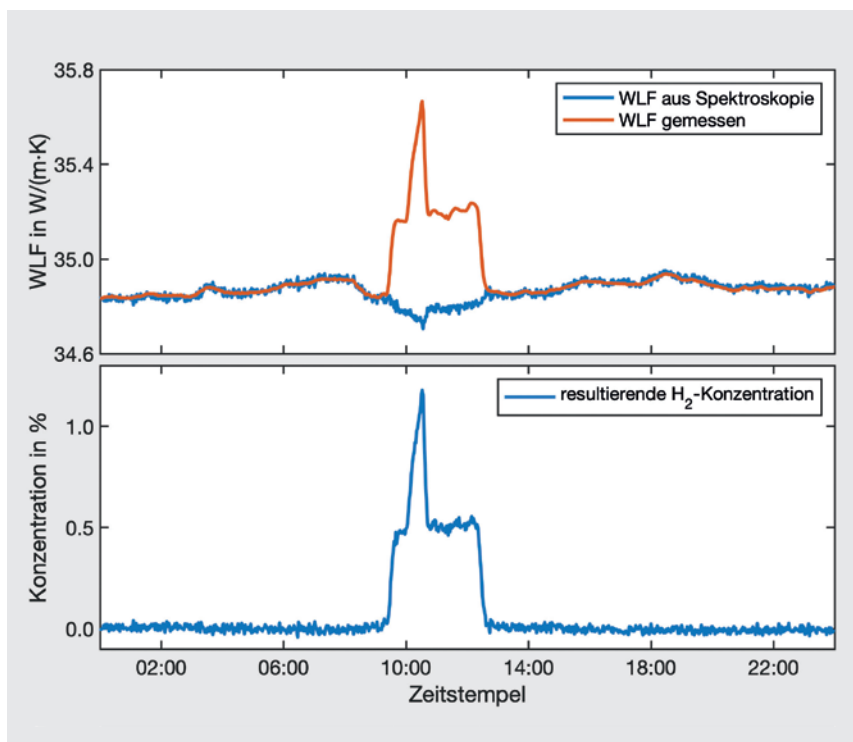
das spektroskopische System in der vorliegenden Ausführung auch bei Drücken von unter 3 bar Genauigkeiten erreicht, die eine eichamtliche Zulassung ermöglichen und damit vergleichbar zu Gaschromatografen sind.

Die relativ starken Schwankungen der Gasqualität demonstriert die **Abbildung 5** mit einem Zoom-in in die Methanbestimmung. Im Vergleich zu den Tagesmittelwerten treten Schwankungen in der Zusammensetzung des

Abb. 5: Zoom-in in die Methanbestimmung aus **Abbildung 4**. Man erkennt gegenüber den Tagesmittelwerten relativ starke Schwankungen im Prozentbereich in der Erdgasqualität, die insbesondere bei kritischen Prozessen eines Erdgasverbrauchers Potenzial für eine angepasste Regelung bieten.



Quelle: Fraunhofer IPM



Quelle: Fraunhofer IPM

Abb. 6: Daten des Wärmeleitfähigkeitssensors während einer Wasserstoff-Einspeisung im Februar 2020, im Vergleich zur berechneten Wärmeleitfähigkeit aus den spektroskopischen Daten (oben). Das Infrarot-Spektrometer erfasst keinen Wasserstoff, weshalb die Differenz von gemessener Wärmeleitfähigkeit und berechneter Wärmeleitfähigkeit für eine Bestimmung des Wasserstoffs genutzt werden kann. Damit ergibt sich eine Zumischung von 1,2 % H_2 im Maximum.

INFORMATIONEN

Projektbeschreibung

Das Projekt „Gas-Effizienz – Schnelle Messtechnik zur effizienten Nutzung regenerativ erzeugter Gase“ ist ein im Rahmen des Programms „Innovation und Energiewende“ des Landes Baden-Württemberg durchgeführtes und mit Mitteln aus dem Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) und des Landes Baden-Württemberg gefördertes Forschungsprojekt, das zusammen mit den folgenden Partnern aus der Industrie durchgeführt wurde:

- RMA Mess- und Regeltechnik GmbH & Co. KG
- badenova, vertreten durch die Tochtergesellschaften bnNETZE GmbH und badenova WÄRMEPLUS GmbH & Co. KG
- HTCO GmbH
- Klotter Elektrotechnik GmbH
- LogiDataTech systems GmbH & Co. KG

Ziel des Vorhabens war die Erforschung, Entwicklung und Erprobung von Messtechnik zur schnellen Bestimmung der Gaszusammensetzung regenerativ erzeugter Gase von Biogas oder Power-to-Gas-Anlagen für die Einspeisung ins Gasnetz oder zur Verwendung in Blockheizkraftwerken (BHKW) und Thermoprozess-Anlagen. Damit können Schwankungen der Brenngasqualität verringert, eine effizientere Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das Gasnetz ermöglicht und eine verbesserte Nutzung von BHKW erreicht werden. Auch die Emissionen klimaschädlicher und toxischer Gase werden damit vermindert. Mehr zum Projekt finden Sie unter www.ipm.fraunhofer.de/de/gf/gastechnologie-spektroskopie/anw/umwelt/brennwertbestimmung/gas-effizienz.html

Erdgases auf, welche Änderungen von mehreren Prozent innerhalb von Minuten mit sich bringen können. Ein schnelles Messsystem kann für kritische Verbraucherprozesse (wie z. B. Thermoprozessanlagen) die Möglichkeit bieten, eine Prozessregelung auf dieser Basis durchzuführen und damit die Produktqualität sicherzustellen und den Ressourcenverbrauch zu optimieren.

Darüber hinaus waren Testmessungen zur Einspeisung von Wasserstoff sehr erfolgreich: Der Wärmeleitfähigkeitssensor lieferte sowohl im Labor als auch im Feld über Monate sehr genaue und rauscharme Signale, die nur von einer vergleichsweise geringen Drift überlagert sind. **Abbildung 6** zeigt exemplarisch das Signal des Sensors bei einer kurzzeitigen Wasserstoffeinspeisung, aus dem die H_2 -Konzentration sehr genau bestimmt werden kann. Insbesondere bei Anwendungen, die eine zwischenzeitliche Neukalibrierung des Sensors mithilfe der spektroskopischen Daten erlauben – wie beispielsweise Power-to-Gas-Anlagen –, erreicht der Sensor Genauigkeiten deutlich unterhalb von 0,1 Prozent Wasserstoff und kommt damit auch für eichamtliche Anwendungen infrage.

Zusammenfassung und Ausblick

Das hier beschriebene Messsystem aus Infrarot-Spektrometer und kombinierter Zusatz-Sensorik lieferte über acht Monate verlässliche und zum eingesetzten Referenz-Gaschromatografen vergleichbare Ergebnisse, selbst wenn keine Neukalibrierung des Systems mit Prüfgasen möglich war. Die integrierte Referenzierung auf eine Zelle mit Stickstoff gleicht dabei die Drifts des spektroskopischen Systems aus und ermöglicht den Langzeit-Betrieb ohne Spül- und Referenzgase. Potenzielle Drifts des Wärmeleitfähigkeitssensors zur Bestimmung des Wasserstoffgehalts lassen sich dagegen bei Power-to-Gas-Anwendungen sehr gut über zeitliche Referenzierungen auf Perioden ohne H_2 -Einspeisung abfangen, sodass hier

ebenfalls Genauigkeiten im Promillebereich möglich sind.

Die potenziell hohe Messfrequenz des Systems bietet die Möglichkeit, kritische Prozesse eines Erdgasverbrauchers (z. B. Thermoprozessanlagen) auf Basis der Gaszusammensetzung zu regeln und so die Prozesseffizienz zu steigern, Ressourcen einzusparen und die Produktqualität zu optimieren. Je nach Anforderung an Schnelligkeit, Genauigkeit, Kalibrierungsintervalle und Preis kann die Ausstattung des Systems angepasst und auf die Messaufgabe optimiert werden. Darüber hinaus lässt sich die Anzahl der bestimmbar Gasen für beliebige Anwendungen erweitern, sodass beispielsweise auch Aufgaben in der Prozessmesstechnik der chemischen Industrie abgedeckt werden können.

Danksagung

Das Projektteam dankt den Fördergebern, dem Land Baden-Württemberg und dem EFRE-Programm der Europäischen Union, für die Förderung des Vorhabens sowie den Verbundpart-

nern für die ausgezeichnete Zusammenarbeit. Dank gilt darüber hinaus dem Fraunhofer ISE für die Bereitstellung der Messmöglichkeit an der Power-to-Gas-Einspeisestelle und für die Unterstützung der Messungen. ■

Der Autor

Dr. Carsten Bolwien ist Projektleiter in der Abteilung Gas- und Prozesstechnologie am Fraunhofer-Institut für Physikalische Messtechnik IPM in Freiburg.

Kontakt:

Dr. Carsten Bolwien
Fraunhofer-Institut für Physikalische
Messtechnik IPM
Georges-Köhler-Allee 301
79110 Freiburg
Tel.: 0761 8857-191
E-Mail: carsten.bolwien@ipm.fraunhofer.de
Internet: www.ipm.fraunhofer.de

ROHRNETZKONTROLLE!

Oberirdische Überprüfung von Gasrohrnetzen



Nutzen Sie die Vorteile des digitalen Planwerks und vertrauen Sie auf die Kompetenz eines erfahrenen Dienstleisters, der zu den Pionieren der digitalen Rohrnetzüberprüfung gehört.



Q-02846-17-1-1
DIN EN ISO 9001:2015



Power-to-Gas-Pilotanlage im brandenburgischen Falkenhagen: Die Planungs- und Genehmigungsverfahren sind für Anlagenbetreiber wie auch für Behörden häufig noch unbekanntes Terrain.



Quelle: Uniper

Leitfaden für Power-to-Gas-Anlagen: Erfolgreicher Abschluss des Projektes „PORTAL GREEN“

Ausgabe 03/2021

Die Planung, Genehmigung und Inbetriebnahme von Power-to-Gas-Anlagen stellt Anlagenbetreiber aktuell vor große Herausforderungen. Zwar ist das Verwaltungs- und Genehmigungsrecht von technischen Anlagen langjährig etabliert; dessen Anwendung auf Power-to-Gas-Anlagen ist sowohl für die Planer und Betreiber als auch für die zuständigen Behörden bislang noch ein unübersichtliches Terrain. Nur schwer zu kalkulierende Zeit- und Kostenkomponenten sind die Folge. Es fehlt in diesem Zusammenhang an klaren Leitlinien und umfassendem Wissen zum aktuellen Stand der Technik und den anzuwendenden Regeln. Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderte Forschungsprojekt „PORTAL GREEN“ (Förderkennzeichen: 03ET6135) schafft nun Abhilfe: Im Rahmen des Projekts haben die beteiligten Akteure einen zweiteiligen Leitfaden erarbeitet, der sowohl für die Genehmigungsprozesse als auch für technische Aspekte bei Errichtung, Inbetriebnahme und Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen ausführliche Hilfestellungen bietet.

von: Felix Künkel (DVGW e.V.), Dr. Manuela Jopen, Clemens Heitsch, Pascal Ziegeiroski (alle: GRS gGmbH), Marlon Koralewicz (BUW), Jens Hüttenrauch, Anja Wehling, Josephine Glandien (alle: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH) & Chi Yan Tang (Uniper)

Die Power-to-Gas(PtG)-Technologien sind ein wichtiger Baustein, um die Klimaschutzziele in Deutschland und in Europa zeitnah zu erreichen. Klimafreundliche Gase wie grüner Wasserstoff oder Methan können mit diesen Technologien erzeugt werden und stehen dann über die bestehende Gasinfrastruktur dem Wärmemarkt, der Rückverstromung, der Mobilität oder der Industrie zur Verfügung. Bislang wird eine erfolgreiche Etablierung am Markt allerdings durch aufwendige Planungs- und Genehmigungsverfahren erschwert. Diese Verfahren

sind ein aktuell wenig standardisiertes und für die Mehrzahl der Beteiligten neues Feld, aus dem sich große Unsicherheiten für die Zeit- und Kostenplanung der Anlagen ergeben.

Vor diesem Hintergrund hat das Projektteam, bestehend aus der Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit gGmbH (GRS; Konsortialführer), dem DVGW, der Gas- und Umwelttechnik GmbH (DBI), der Bergischen Universität Wuppertal (BUW) und Uniper, seit Januar 2018 einen praxisnahen Leitfaden entwickelt, der sich mit genehmigungsrechtlichen wie auch technischen Aspekten bei der Errichtung, Inbetriebnahme und dem Betrieb von PtG-Anlagen befasst. Das vom Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) geförderte Projekt (Gesamtbudget: 1,3 Mio. Euro) wurde nun nach dreijähriger Laufzeit Ende 2020 erfolgreich abgeschlossen.

Das Ergebnis ist ein umfangreiches zweiteiliges Werk, welches als Anleitung, Hilfestellung, Orientierung und Handreichung zu den dargestellten Themen dient. Die Schwerpunkte liegen dabei zum einen auf den Genehmigungsprozessen (genehmigungsrechtlicher Leitfaden) und zum anderen auf den zu beachtenden technischen Aspekten bei Errichtung, Bau und Betrieb (technischer Leitfaden) von PtG-Anlagen. Beide Leitfadenteile berücksichtigen Besonderheiten durch den Anschluss an verschiedene Nutzungszweige. Hierzu gehören die Einspeisung ins Erdgasnetz, der Anschluss an Wasserstofftankstellen und Industrieanlagen sowie die Rückverstromung.

Genehmigungsrechtlicher Leitfaden

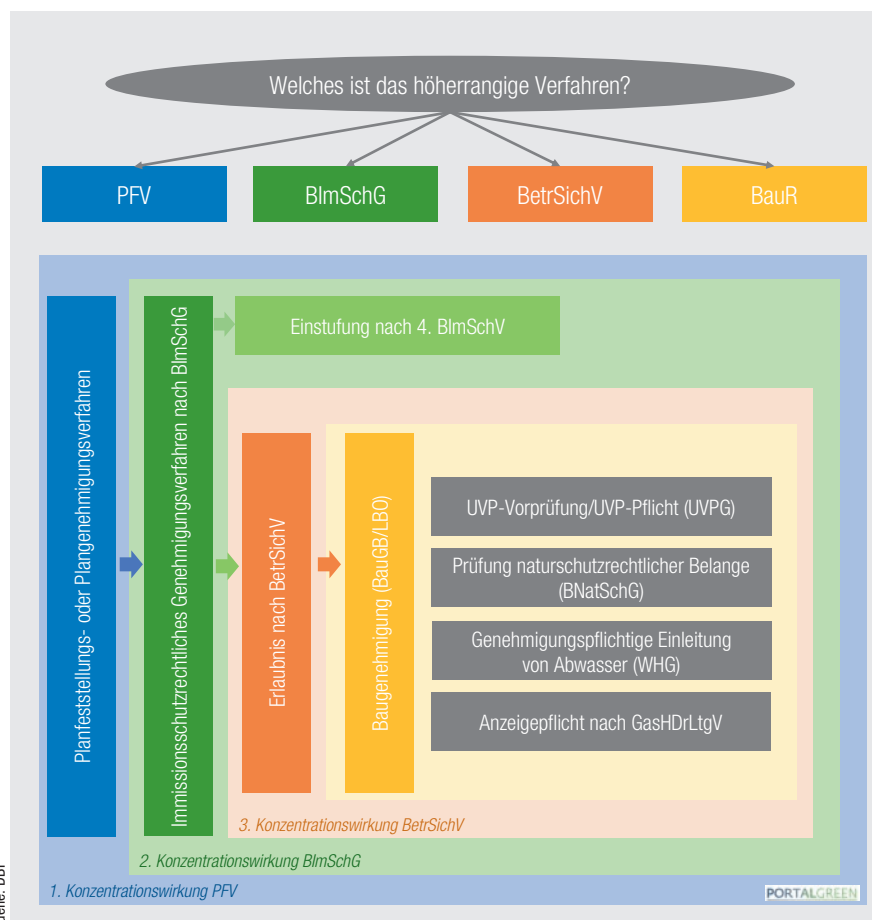
Der genehmigungsrechtliche Leitfaden beschreibt die aktuelle Situation des Genehmigungsverfahrens und bietet dem Leser eine Entscheidungshilfe bei der Wahl des einschlägigen Genehmigungsverfahrens. Weiter wird darauf eingegangen, wie der Genehmigungsprozess typischerweise abläuft, welche Unterlagen zu erstellen und einzureichen sind und welche Prüfungen mitunter schon vor der Einreichung des Antrags durchgeführt werden müssen.

Um Interessierten den Einstieg in das und den Umgang mit dem komplexen Thema zu erleichtern, wird zu Beginn des Leitfadens ein grober Überblick über die verschiedenen möglichen Verwaltungsverfahren gegeben. Dazu zählen:

- Genehmigungsverfahren nach Bundesimmissionsschutzgesetz [1]
- Baugenehmigungsverfahren [2]
- Planfeststellungs-/Plangenehmigungsverfahren [2]
- weitere Verfahren (UVP, GasHdRLtgV)

Im ersten Schritt gilt es, die anzuwendenden Verfahren zu bestimmen und darunter das höherrangige zu identifizieren. Durch die sogenannte Konzentrationswirkung sind in diesem höherrangigen Verfahren weitere Genehmigungen aus anderen Rechtsbereichen bereits mit eingefasst. Die für das höherrangige Verfahren zuständige Behörde erteilt nur eine einzige Genehmigung, in der alle weiteren Verfahren enthalten sind, und ist für diese konzentrierten Verfahren der Hauptansprechpartner für den Antragsteller. Dadurch wird der gesamte Prozess für den Anlagenplaner vereinfacht. In **Abbildung 1** ist das Prinzip der Konzentrationswirkung detaillierter dargestellt. Benötigt die Anlage „nur“ eine Baugenehmigung, so entfaltet diese keine Konzentrationswirkung. Dieser Fall kommt allerdings nur für kleinere Anlagen in Betracht, die H_2 bzw. CH_4 nicht im industriellen Umfang erzeugen.

Abb. 1: Bestimmung des höherrangigen Verfahrens: Das Planfeststellungsverfahren (PFV, blauer Kasten) umfasst alle anderen Verfahren und Prüfungen. Das gleiche Prinzip trifft auf den grünen und orangenen Kasten zu, die jeweils im Zuge des höherrangigen Verfahrens von der zuständigen Behörde koordiniert werden.



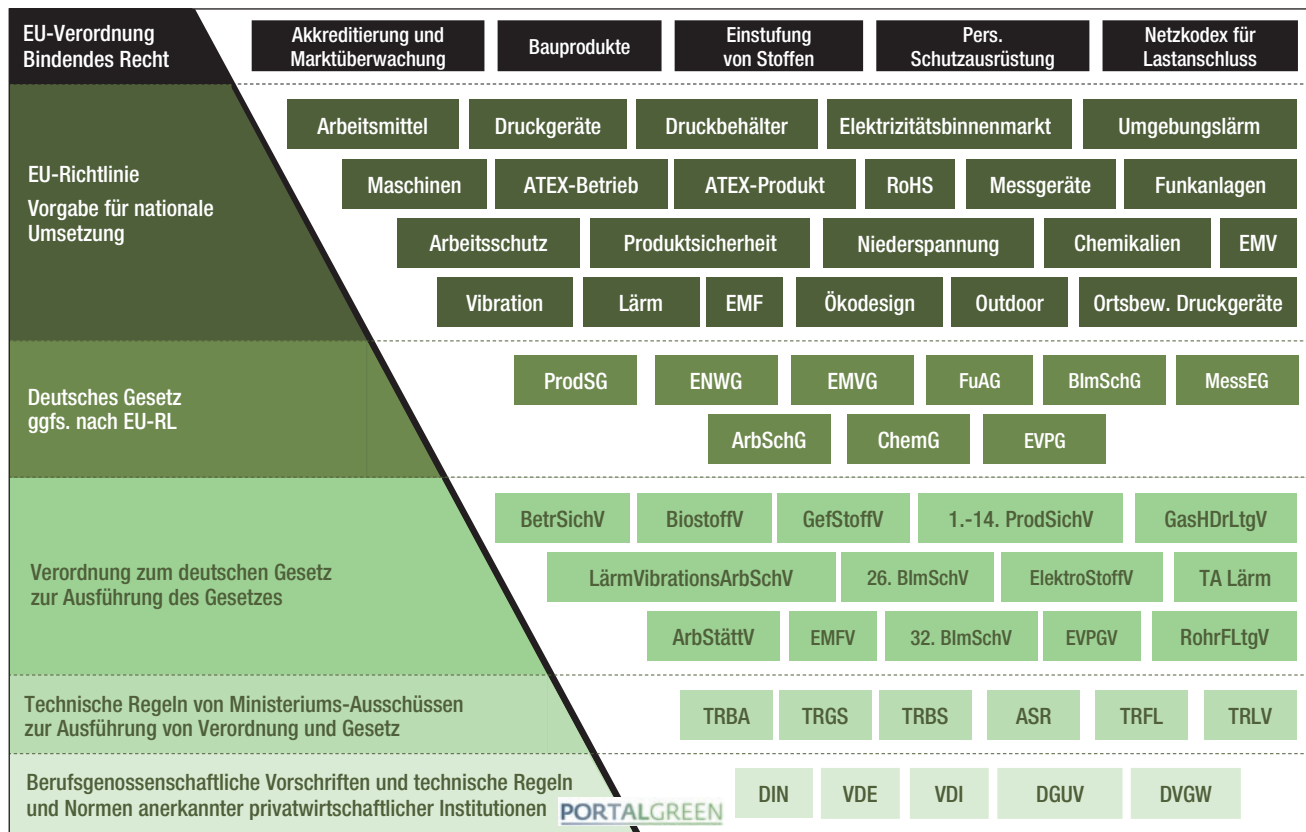


Abb. 2: Hierarchischer Überblick über relevante Gesetze, Verordnungen und Regelwerke

Nicht jedes der genannten Verfahren ist dabei unbedingt relevant. Die Entscheidung, ob ein bestimmtes Verfahren angewendet wird oder nicht, hängt größtenteils von technischen Parametern ab und obliegt letztlich der zuständigen Genehmigungsbehörde. Es ist deshalb unbedingt zu empfehlen, das anzuwendende Genehmigungsverfahren für das geplante Projekt frühzeitig mit der zuständigen Genehmigungsbehörde abzustimmen. Nach den im Projektverlauf gesammelten Erfahrungen kommt das Genehmigungsverfahren nach Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) am häufigsten zur Anwendung. Für die Entscheidung, wann eine PtG-Anlage nach BImSchG genehmigungspflichtig ist, und für die weitere Differenzierung der Verfahrensart in diesem Rahmen sind zum einen die vorhandenen Lagermengen der erzeugten Gase (H_2 bzw. CH_4) ausschlaggebend und zum anderen die Frage, ob eine Erzeugung im industriellen Maßstab vorliegt (Anlage 1 Nr. 4.1.12 der 4. BImSchV). Nach diesen Parametern kann dann unterschieden werden, ob ein vereinfachtes oder ein förmliches Verfahren nach dem BImSchG erforderlich ist und ob sich die Anlage aufgrund der Lagermengen im Bereich des Störfallbetriebs befindet. An dieser Stelle sei allerdings auch darauf hingewiesen, dass insbesondere die Frage nach dem „industriellen Maßstab“ und in diesem Zusammen-

hang die Einordnung der Elektrolyse unter der Nr. 4.1.12 Anlage 1 der 4. BImSchV durchaus umstritten ist. Die Hintergründe und kritischen Argumentationen dazu, auf die beispielsweise in [3] hingewiesen werden, sind ebenfalls Teil des genehmigungsrechtlichen Leitfadens.

Sind die anzuwendenden Verfahren ausgewählt und das höherrangige Verfahren bestimmt, so gilt es im weiteren Verlauf die einzelnen Genehmigungsarten gezielter unter die Lupe zu nehmen. Die dafür benötigten Informationen sind im genehmigungsrechtlichen Leitfaden ausführlich dargestellt. Im Einzelnen wird neben dem konkreten Ablauf der Verfahren auch auf die jeweils einzureichenden Unterlagen eingegangen. Außerdem gibt der Leitfaden allgemeine Hinweise zur Erstellung des Antrags auf vorzeitigen Baubeginn, geht auf die frühe Öffentlichkeitsbeteiligung ein und stellt die aktuellen Diskussionen zum industriellen Umfang dar. Behandelt werden auch diejenigen Genehmigungsverfahren, die mitunter nicht von der Konzentrationswirkung erfasst werden, sowie diejenigen Rechtsbereiche, die materiell-rechtlich (inhaltlich) geprüft werden, jedoch aufgrund der Konzentrationswirkung keiner separaten Genehmigung unterliegen. Wie eingangs erwähnt, wird

auch der Einfluss des Anschlusses von PtG-Anlagen an bestimmte Nutzungsarten auf das Genehmigungsverfahren im Leitfaden ausführlich betrachtet.

Technischer Leitfaden

Der technische Leitfaden hat das Ziel, eine mögliche Anwendung derzeit bestehender technischer Regelwerke und rechtlicher Anforderungen, die nicht explizit an PtG-Anlagen angepasst sind und daher entsprechend interpretiert werden müssen, aufzuzeigen. Er richtet sich dabei zwar in erster Linie an Anlagenbetreiber und -hersteller. Einige der dargestellten Aspekte, wie beispielsweise die Einordnung der jeweiligen Anlagentypen, können aber auch für Behördenvertreter hilfreich sein. Genauso wie für die genehmigungsrechtlichen Belange gibt es auch für die technischen Aspekte bei der Errichtung, Inbetriebnahme und dem Betrieb von PtG-Anlagen eine Vielzahl von europäischen Richtlinien und Verordnungen, nationalen Gesetzen und Verordnungen sowie technischen Regelwerken, die es zu beachten gilt. Der technische Leitfaden gibt deshalb hierzu gleich zu Beginn eine Übersicht über die wesentlichen Vorschriften (Abb. 2).

EU-Richtlinien gelten im Gegensatz zu EU-Verordnungen nicht unmittelbar, sondern müssen in jeweils nationales Recht umgesetzt werden. Viele der in Abbildung 2 gezeigten EU-Richtlinien werden durch das Produktsicherheitsgesetz (ProdSG) und das Arbeitsschutzgesetz (ArbSchG) sowie die jeweils unterlagerten Verordnungen umgesetzt. Diesen Gesetzen und Verordnungen wiederum können technische Regelwerke zugeordnet werden, die für die jeweiligen Themen zu beachten sind. Äquivalent zum genehmigungsrechtlichen Leitfaden gilt auch hier: Nicht jedes der dargestellten Themen ist zwingend für eine geplante PtG-Anlage relevant.

Um zu bestimmen, welche der Gesetze, Verordnungen und technischen Regelwerke zur Anwendung kommen, muss die Frage geklärt werden, ob es sich bei der Anlage um eine Energieanlage im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) [4] und/oder eine überwachungsbedürftige bzw. erlaubnispflichtige Anlage nach Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) [5] handelt. Die Klärung dieser Frage hat nicht nur Einfluss auf die anzuwendenden Regelwerke und die an die Anlage gestellten Anforderungen, sondern es ent-

scheiden sich damit auch die Zuständigkeitsbereiche zwischen der Energieaufsicht und der für überwachungsbedürftige Anlagen zuständigen Gewerbeaufsicht. Weiterhin sind bestimmte Energieanlagen von der Überwachungsbedürftigkeit bzw. Erlaubnispflicht ausgenommen. Der Leitfaden geht an dieser Stelle detailliert auf die einzelnen Anlagentypen ein und gibt Entscheidungshilfen für die Einordnung der jeweiligen Anlage.

Über die Entscheidung des Anlagentypen hinaus ist die Frage darüber, ob der Anlagenbetreiber gleichzeitig der Hersteller der PtG-Anlage ist, entscheidend. Für beide Fälle sind die jeweils relevanten Aufgaben und Pflichten ausführlich im Leitfaden dargestellt. Als Anlagenbetreiber zählen aus Sicht des Arbeitsschutzes hierzu beispielsweise die Einstufung von Stoffen und Gemischen in Gefahrenklassen, die Gefährdungsbeurteilung sowie Brand- und Explosionsschutz. Ist der Anlagenbetreiber gleichzeitig der Hersteller der Anlage, so ergeben sich aus Sicht der Produktsicherheit zusätzliche An-

BAUEN
SEIT 1855



PFAFFINGER
UNTERNEHMENSGRUPPE

PASSAU
LEIPZIG
BERLIN
STUTTGART

ANLAGENBAU





Mit der Planung und Errichtung von **POWER TO GAS-ANLAGEN** haben wir uns auf dem Markt der „grünen“ Wasserstofftechnologie erfolgreich etabliert. Die Energiewende und die Verantwortung gegenüber unserer Umwelt sind auch für unsere Unternehmensgruppe ein wichtiges Zukunftsthema.

www.pfaffinger.com/anlagenbau

INFORMATIONEN

Leitfaden zum freien Download verfügbar

Die erarbeiteten Leitfadenteile stehen auf der Projektseite des DVGW sowie den jeweiligen Webseiten der Projektpartner zum kostenfreien Download zur Verfügung. Darüber hinaus wurde der genehmigungsrechtliche Leitfaden als DVGW-Information GAS Nr. 26 und der technische Leitfaden als DVGW-Information GAS Nr. 27 in das Regelwerk des DVGW integriert. So wird nicht nur sichergestellt, dass das erarbeitete Wissen zukünftig fester Bestandteil des täglichen Handwerkszeugs der Prozessbeteiligten wird, sondern auch, dass beide Teile regelmäßig aktualisiert werden, um dem aktuellen Stand der Technik zu entsprechen.



forderungen und Pflichten (wie z. B. ein entsprechendes Konformitätsbewertungsverfahren und die Risikobeurteilung). Darüber hinaus betrachtet der Leitfaden spezifische Anforderungen an Komponenten, Bauteile und Systeme von PtG-Anlagen, welche sowohl für die Herstellung als auch den Betrieb der Anlage relevant sein können; hierzu zählen z. B. Elektrolyseure, Methanisierungsanlagen oder der Anschluss an das Stromnetz. Welche Komponenten und Systeme darüber hinaus im Rahmen des Leitfadens betrachtet werden, ist außerdem in einer entsprechenden Referenzanlage dargestellt, die sowohl die Systemgrenzen festlegt als auch die angeschlossenen Nutzungszweige beinhaltet. Auf die spezifischen Anforderungen für die behandelten Nutzungszweige wird dabei separat eingegangen. Abschließend sind im Leitfaden neben einer Gesamtübersicht der Aufgaben und Pflichten ein zeitlicher Ablauf sowie eine Übersicht über die jeweils durchzuführenden Prüfungen gegeben.

Praxisnähe als Arbeitsgrundsatz

Da es das Ziel des Projektes war, dem Anwender eine nützliche und praxistaugliche Hilfestellung an die Hand zu geben, hatte während des gesamten Projektverlaufs die Einbindung von erfahrenen Experten einen hohen Stellenwert. Um einen kontinuierlichen

Austausch zu gewährleisten, wurden im Projektzeitraum insgesamt sechs Partizipationsworkshops veranstaltet, auf denen bis zu 70 Expertinnen und Experten aus Wirtschaft, Wissenschaft, Verbänden und Behörden miteinander diskutierten. Dabei wurden neben Fragestellungen rund um genehmigungsrechtliche und technische Aspekte von PtG-Anlagen auch immer wieder der Arbeitsstand und Fokus des entstehenden Dokuments unter die Lupe genommen. Außerdem führten die Projektverantwortlichen über die Workshops hinaus im Projektverlauf mehrere Umfragen unter Betreibern von PtG-Anlagen durch, um eine Übersicht zum Status quo der Anlagenlandschaft in Deutschland, den jeweiligen Anlagenkonstellationen und den durchgeführten Genehmigungsverfahren zu erhalten. Zugleich und begleitend fanden Einzelinterviews mit verschiedenen Experten zu spezifischen Fragestellungen und Themenbereichen statt.

Die beiden Leitfadenteile selbst wurden als praxisnahe Hilfestellung für den Leser um einige Referenzfälle ergänzt, die die Einordnung der eigenen Anlage erleichtern sollen. Trotz der Bemühungen des PORTAL-GREEN-Konsortiums, verschiedene Konstellationen aufzunehmen und darzustellen, verbleiben immer Unsicherheiten. Beide Leitfadenteile enthalten deshalb

eine Vielzahl an Gesetzes- und Literaturverweisen und geben dem Leser damit die Möglichkeit, die Rechtslage nachzuvollziehen, sich ggf. eine eigene Meinung zu bilden bzw. tiefergehend zu einzelnen Fragestellungen zu recherchieren. ■

Literatur

- [1] Bundes-Immissionsschutzgesetz – BImSchG, Stand: 8. April 2019.
- [2] Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG), Stand: 21. Juni 2019.
- [3] Bringewat: Rechtsfragen bei der Zulassung von Elektrolyseurprojekten, Offenes juristisches Informationsprojekt jurOP, 2017.
- [4] Energiewirtschaftsgesetz – EnWG, Stand: 5. Dezember 2019.
- [5] Betriebssicherheitsverordnung – BetrSichV; Verordnung über Sicherheit und Gesundheitsschutz bei der Verwendung von Arbeitsmitteln, Stand: 30. April 2019.

Die Autoren

Felix Künkel, Dr. Manuela Jopen, Clemens Heitsch, Pascal Ziegeroski, Marlon Koralewicz, Jens Hüttenrauch, Anja Wehling, Josephine Glandien und Chi Yan Tang gehören zum Projektkonsortium von PORTAL GREEN.

Kontakt:

Felix Künkel
DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
Technisch-wissenschaftlicher Verein
Josef-Wirmer-Str. 1–3
53123 Bonn
Tel.: 0157 80687359
E-Mail: felix.kuenkel@dvgw.de
Internet: www.dvgw.de

Das DVGW-Regelwerk: Bereit für **Wasserstoff**.

➔ www.h2-dvgw.de



Wasserstoff im wvgw-Shop

- DVGW-Regelwerke
- DIN-Normen
- Forschungsberichte

Alle Produkte können Sie jederzeit direkt als PDF-Download kaufen und sofort nutzen.

shop.wvgw.de/DVGW-Regelwerk/



Verlegung von Kunststoffrohren für die Gasversorgung mittels Kabelpflug: Die Gasinfrastruktur hat erhebliches Potenzial, in Zukunft relevante Mengen an grünem Wasserstoff zu speichern und zu transportieren.

Einfluss von Wasserstoff auf Kunststoffrohre und Formteile untersucht – Wasserstoffintegrität belegt

Ausgabe 06+07/2021

Als Energieträger der Zukunft soll grüner Wasserstoff zur Dekarbonisierung des Wärme-, Mobilitäts- und Industriesektors beitragen. Um dieses **Potenzial gerade im Gebäudebereich optimal zu nutzen**, gilt es aktuell die in Gasverteilnetzen eingesetzten Werkstoff-, Rohr- und Bauteillösungen auf deren Wasserstoffintegrität hin zu bewerten, damit diese Netze auch zukünftig weiter genutzt und perspektivisch ausgebaut werden können. Vor diesem Hintergrund hat die Kunststoffrohr-Industrie eine Vielzahl internationaler Testfeld- und Pilotinstallationen initiiert, **um den Einfluss von Wasserstoff auf Kunststoffrohrleitungen zu untersuchen**. Auf Grundlage der derzeit vorliegenden Studien und Veröffentlichungen ist davon auszugehen, dass Rohre und Formteile **aus den Werkstoffen PE 80, PE 100, PE 100-RC und PA-U12** unter den untersuchten Randbedingungen für den Transport von Wasserstoff geeignet sind.

von: Andreas Redmann (Kunststoffrohrverband e. V.)

Wasserstoff ist in leitungsgebundenen Infrastrukturen kein unbekannter Player. So wurden öffentliche Gasnetze in Europa bereits ab Mitte des 19. Jahrhunderts mit sogenanntem Stadtgas betrieben – einem Brenngas, das zumeist in städtischer Regie durch Kohlevergasung hergestellt

wurde. Die Hauptbestandteile dieses Stadtgases waren Wasserstoff (H₂) mit rund 50 Volumenprozent (Vol.-%), Methan (CH₄) mit rund 20 Vol.-%, Stickstoff (N₂) mit rund 15 Vol.-% und Kohlenstoffmonoxid (CO) mit rund 10 Vol.-%. Erst ab der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts erfolg-

te dann eine Umstellung auf Erdgas mit einem Methananteil von ca. 85 bis 98 Prozent. Vor dem Hintergrund der Vision einer kompletten Dekarbonisierung der Gasversorgung bis zum Jahr 2050 – so vorangedacht in der „EU-Wasserstoffstrategie“ – beschäftigt sich die Gaswirtschaft derzeit mit der Zielsetzung, regenerativ erzeugten Wasserstoff als Zusatzgas in das Gasnetz einzuspeisen. Um an dieser Stelle auch allen regulatorischen Implikationen gerecht zu werden, befinden sich die technischen Regeln des DVGW hinsichtlich eines Transports von Wasserstoff in der Gasinfrastruktur in einer umfassenden Weiterentwicklung. Während der Wasserstoffanteil nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 262 „Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung“ aktuell auf maximal 10 Vol.-% begrenzt ist, sollen in Zukunft in weiteren Schritten auch höhere Anteile möglich sein. Dieser langfristig geplante Umstieg auf grünen Wasserstoff bis zum Jahr 2050 ist für die Planungshorizonte der Kunststoffrohr-Industrie gerade auch deshalb von hoher Relevanz, da für die langlebigen Rohr-, Form- und Bauteillösungen von einer Nutzungsdauer von bis zu 100 Jahren ausgegangen werden kann. Somit gilt es, für alle laufenden und geplanten Bauvorhaben die bereits abzusehenden energiepolitischen Zielsetzungen der kommenden Jahre zu antizipieren.

Internationale Feldforschung liefert positiven Ausblick

Die Gaswirtschaft erwartet, dass die zur Verfügung stehenden Wasserstoffmengen zunehmen werden. Das ist insbesondere dann der Fall, wenn überschüssige erneuerbare Energie (z. B. aus Fotovoltaik und Windkraft) gespeichert werden muss und somit für die Erzeugung von Wasserstoffgas verwendet werden kann. Das bestehende Gasnetz bietet neue und interessante Möglichkeiten, diese überschüssige erneuerbare Energie in Form von Wasserstoff zu speichern und an den Kunden zu verteilen. Übersteigt die Nachfrage an Wasserstoff die nationale Erzeugung, ist darüber hinaus auch ein Wasser-

stoff-Import (z. B. aus Nordafrika, Süd- und Osteuropa) denkbar. Diese Perspektive einer zunehmenden Nutzung von Wasserstoff als Energieträger führt auch aktuell auf dem Markt dazu, dass Hersteller von Gasrohren bei Ausschreibungen zu einer Aussage hinsichtlich der Wasserstoffbeständigkeit ihrer Erzeugnisse aufgefordert werden. Grundsätzlich existiert hierzu die Normenreihe EN 1555, welche allgemein für die Verteilung von Brenngasen (und damit auch für Wasserstoff) gilt. Die Errichtung dieser PE-Gasrohrsysteme wiederum wird in EN 12007-2 beschrieben. Auf internationaler Ebene wurden in der Vergangenheit bereits eine Vielzahl von Studien durchgeführt, um den Einfluss von Wasserstoff auf Kunststoffrohrleitungen zu untersuchen.

Einige Studien im Überblick

Testfeldinstallation in skandinavischen Gasverteilungsnetzen – PE 80 und PE 100

Bei einer internationalen Konferenz der forschenden Gasversorger wurde im Jahre 2017 über eine Testfeldinstallation berichtet, mit der über zehn Jahre Erfahrungen mit der Nutzung des Erdgasnetzes für die Verteilung von 100 Prozent Wasserstoff gesammelt wurden [1].

Dabei wurde über Untersuchungen an Rohren aus den Werkstoffen PE 80 und PE 100 in dänischen und schwedischen Gasverteilungsnetzen berichtet. Im Rahmen dieser Untersuchungen wurde insbesondere die Oxidationsbeständigkeit der Rohre betrachtet. Die Rheologie, also das Fließen und Verformen des Kunststoffs unter Einwirkung äußerer Kräfte sowie Schmelzflussrate, wurde zur Feststellung und Beurteilung struktureller Veränderungen des Materials durch Wasserstoffeinwirkung herangezogen. Bezüglich der mechanischen Eigenschaften prüfte man darüber hinaus die Zugfestigkeit sowie der Widerstand gegen das langsame Risswachstum.

Im Rahmen der Untersuchung wurde in einem Testfeld ein Gasnetz mit Roh-

ren aus PE 80 und PE 100 eingebaut und über mehrere Jahre mit Wasserstoff betrieben. In Abständen von jeweils einem Jahr wurden Rohrproben entnommen und untersucht. Einige der Rohre, die für die Untersuchung verwendet und in dem Testfeld eingebaut wurden, stammten ursprünglich aus dem dänischen Erdgasnetz und waren zuvor bereits bis zu 20 Jahre in Betrieb, bevor sie in der Untersuchung des Testfeldes mit Wasserstoff beaufschlagt wurden.

Das jährliche Analyseprogramm bestand aus:

- der Untersuchung struktureller Veränderungen im Polymer (technisch-physikalische Materialeigenschaften),
- der Ermittlung des Verbrauchs von Antioxidantien (Abschätzung der Lebensdauer),
- der Ermittlung einer Änderung der Zugeigenschaften und der Eigenschaften des Materials hinsichtlich des Widerstands gegen langsames Risswachstum und
- der Untersuchung der Oberflächenoxidation.

Im Ergebnis zeigt sich hier nach insgesamt vier Jahren (PE 80) bzw. zehn Jahren (PE 100) kontinuierlicher Wasserstoffexposition kein Einfluss auf die Haltbarkeit der Werkstoffe. Es wird daher nach [1] davon ausgegangen, dass die Rohre mit Wasserstoff verträglich sind und unter dem Gesichtspunkt der Polymerstruktur und der Rohreigenschaften sicher für den Wasserstofftransport verwendet werden können.

PA-U11 und PA-U12

Polyamid-Gasrohrsysteme aus den Werkstoffen PA-U11 und PA-U12 werden in den Systemnormen der DIN EN ISO 16486-Serie sowie im Code of Practice nach CEN/TS 12007-6 beschrieben. In Untersuchungen und wissenschaftlichen Veröffentlichungen wird die Eignung dieser Werkstoffe zum Transport von Wasserstoff bestätigt, so z. B. in [2].



Quelle: Alaxis Deutschland GmbH

Abb. 1: Auch eingesetzte Verbindungselemente (wie z. B. Elektroschweißmuffen) müssen für den Einsatz von Wasserstoff geeignet sein.

Langfristige Wasserstoffexposition auf die mechanischen Eigenschaften von Rohrwerkstoffen

Im International Journal of Pressure Vessels and Piping aus dem Jahr 2012 findet sich ein Beitrag zum Einfluss der langfristigen Wasserstoffexposition auf die mechanischen Eigenschaften von Rohrwerkstoffen [3]. Hier werden drei wesentliche Aspekte hinterfragt, wenn Polymere über einen langen Zeitraum mit einem Gas oder einer Flüssigkeit beaufschlagt werden. Erstens: Wie verändert die Diffusion von Gas- oder Flüssigkeitsmolekülen im Polymer seine mechanischen Eigenschaften? Zu berücksichtigen sind hier auch die Faktoren Temperatur, Druck oder Zeit. Zweitens: Welchen Einfluss hat die physikalische Alterung des Polymers auf die Permeationsrate? Und drittens: Können Abbauprodukte von Stabilisatoren durch Einwirkung von chemisch aktiven Gasen oder Flüssigkeiten entstehen?

Bisher fehlende Daten zur Bewertung der Kopplung zwischen mechanischem Verhalten und Wasserstoffdiffusion in Thermoplasten sowie den Einflüssen durch die Langzeitexposition

sollten mit der in [3] beschriebenen Studie für die Werkstoffe PE 100 und PA 11 ermittelt werden. Im Ergebnis zeigt sich eine vernachlässigbare Kopplung zwischen mechanischen Eigenschaften und der Wasserstoffdiffusion. In Übereinstimmung mit den Zugeigenschaften wurde durch DSC-Analysen (dynamische Differenzkalorimetrie) belegt, dass durch Alterung in Wasserstoff keine signifikante Veränderung in der kristallinen Mikrostruktur hervorgerufen wird.

Permeationsverhalten von PE 100 und PA-U12

Weitere Informationen zum Permeationsverhalten der Werkstoffe PE 100 und PA-U12 finden sich in [4] bzw. [5]. Der bei 10 bar niedrigere Permeationskoeffizient lässt für PA-U12 erwarten, dass die Wasserstoff-Permeation für PA-U12 bei MOP 16 bar in etwa auf dem Niveau von der für PE 100 bei MOP 10 bar liegt. Für PA-U12 ist eine Erweiterung der Datenbasis angedacht.

Eignung von PE-100-RC-Rohren für den Transport von Wasserstoff

Anlässlich der „19th Plastic Pipes Conference“ im September 2018 wurde auch über Untersuchungen zur Eignung von Rohrleitungen aus dem Werkstoff PE 100-RC für die Verteilung von Wasserstoff berichtet [6]. Betrachtet wurde dabei die chemische Beständigkeit des Werkstoffs gegenüber Wasserstoff, die Permeationsrate von Wasserstoff durch den Werkstoff sowie Einflüsse auf Schweißverbindungen. Um Wasserstoff von der Produktionsanlage zu einer Tankstelle zu transportieren, wurde ein Rohrleitungssystem neu installiert. Der Bau- und Wartungsprozess sollte dabei kostengünstig durchgeführt werden können und die Leitung mit einer langfristigen Sicherheit betrieben werden. Dazu wählte man Polyethylen mit erhöhter Rissbeständigkeit (PE 100-RC) als potenzielles Rohrleitungsmaterial aus. Da bezüglich des Transports von Wasserstoffgas in PE-Rohrleitungen wenige Erfahrungen vorlagen, wurde vor Baubeginn eine Studie durchgeführt. Für das ausgewählte Material wurde hierbei eine Reihe wichtiger Materialparameter, z. B. die Permeationsrate und die Schmelzbarkeit nach längerer Einwirkung des Wasserstoffgases, untersucht. Diese Studie berücksichtigte Sicherheits- und Materialaspekte sowie verschiedene mögliche Wartungsarbeiten während der Betriebsphase. Im Ergebnis zeigt sich hier, dass die getesteten Rohre aus PE 100-RC für die Verteilung von Wasserstoff bei Drücken von bis zu 2 bar geeignet sind.

Systeme sind für den Transport geeignet

Inzwischen liegt eine Reihe von Berichten zu unterschiedlichen Aspekten des Betriebs der Gasversorgung mit Wasserstoff vor. Diese verzeichnen alle keine Einschränkungen für eine Beimischung zum Erdgas und sehen für moderne PE-Kunststoffrohrsysteme eine Eignung mit 100 Prozent Wasserstoff bis MOP 10 bar vor. Auch auf europäischer Normungsebene werden z. B. durch CEN/TC 234/WG 02 „Gas supply systems up to and including 16 bar and pressure testing“ mögliche Auswirkungen auf die Systeme untersucht und für Kunststoffrohrsysteme aus PE 100 oder dem seit 2018 zertifizierten Polyamid-Werkstoff PA-U12 keine Einschränkungen gesehen.

In Summe kann auf Grundlage der vorliegenden Veröffentlichungen deshalb davon ausgegangen werden, dass Rohre und Formteile aus den Werkstoffen PE 80, PE 100, PE 100-RC und PA-U12 unter den beschriebenen Randbedingungen für die Verteilung von Wasserstoff geeignet sind. Auch in der Systembetrachtung werden keine Einschränkungen erwartet. Für die Eignung von Elastomeren und Schmierstoffen, wie sie insbesondere in Armaturen eingesetzt werden, sind ebenfalls keine negativen Rückmeldungen in Verbindung mit Wasserstoffkontakt bekannt; ein wissenschaftlicher Nachweis steht

jedoch noch aus. Eine Bestätigung für das jeweilige Produktangebot kann im Einzelfall beim Hersteller abgefragt werden.

Um das thematische Umfeld eines sicheren Transports von Wasserstoff kontinuierlich weiterzuentwickeln, adressiert der Kunststoffrohrverband e. V. als wissenschaftlich-technische Institution intensiv das Thema „Zertifizierung von Kunststoffrohren für Wasserstoff-Anwendungen“. Dabei wird derzeit mit allen Beteiligten eine einheitliche Lösung erarbeitet. Ziel ist es, dem Markt für eine gelingende Energie- und Wärmewende eine Vielzahl leistungsfähiger und nachhaltiger Werkstoff-, Rohr- und Bauteillösungen zur Verfügung zu stellen und die Leistungsfähigkeit dieser Systeme an den Anforderungen einer nachhaltigen Infrastrukturplanung kontinuierlich weiterzuentwickeln. ■

Literatur

- [1] Henrik Iskov, Stephan Kneck: Using the natural gas network for transporting hydrogen – 10 years of experience, International Gas Union Research Conference 2017.
- [2] Gottfried Ehrenstein, Sonja Pongratz, Resistance and stability of polymers, Hanser Publications 2013.
- [3] Sylvie Castagnet, Jean-Claude Grandidier, Mathieu Comyn, Guillaume Benoit: Effect of long-term hydrogen exposure on the mechanical properties of polymers used for pipes and tested in pressurized hydrogen, International Journal of Pressure Vessels and Piping 89 (2012) 203-209.
- [4] Frans Scholten, Kiwa Technology, PO Box 137, 7300 AC, Apeldoorn, the Netherlands, Methane and Hydrogen Permeation through Polyamide and Composite Pipes – Comparison of Candidate High-Pressure Gas Pipes, Report GT/060157/Sch, 2009.

[5] Frans Scholten and Mannes Wolters, Kiwa Technology, PO Box 137, 7300 AC, Apeldoorn, the Netherlands, Methane permeation through advanced high-pressure plastics and composite pipes, Proceedings of the Plastics Pipes XIV Conference, Budapest, 22 – 24 September 2008.

[6] R.J.M. Hermkens, H. Colmer, H.A. Ophoff: Modern PE pipe enables the transport of hydrogen, 19th Plastic Pipes Conference, 24-26 September 2018, Las Vegas, Nevada.

Der Autor

Andreas Redmann ist Projektmanager Technik/Hochschulen beim Kunststoffrohrverband e. V. in Bonn.

Kontakt:

Andreas Redmann
Kunststoffrohrverband e. V.
Kennedyallee 1–5
53175 Bonn
Tel.: 0228 91477-0
E-Mail: info@krv.de
Internet: www.krv.de

ROKA³ Die neue Generation der Netzberechnung

- Intuitive Bedienung wie MS-Office
- Einheitliche Oberfläche für Gas, Wasser und Fernwärme
- Stationäre und Dynamische Netzberechnung
- Temperaturabhängige Lastfälle für SLP und RLM
- Freie Web-Hintergrundkarten
- Shape Im- und Export
- Lizenzkauf und günstiges Abo-Modell für beliebige Netzgrößen
- Fachlicher Support von unseren Planungsingenieuren

**Kostenlose
Testversion**



www.roka3.de

RZVN
Wehr GmbH



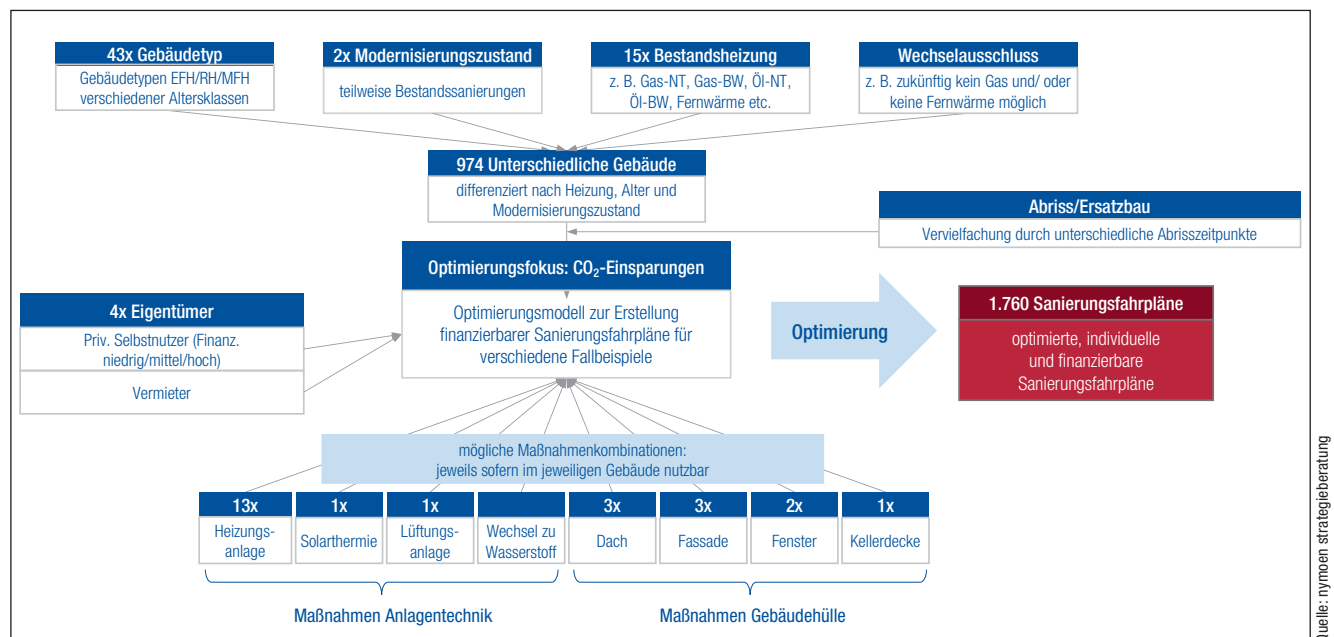
Klimaneutralität im Wohngebäudebereich

– Bottom-up-Analyse zeigt Wege zur Zielerreichung

Ausgabe 10/2021

Die von der deutschen Bundesregierung angestrebte Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 lässt sich nur erreichen, wenn es in allen Sektoren **umfassende Anstrengungen und Maßnahmen zur Minderung der CO₂-Emissionen** gibt. Mit rund 18 Mio. Gebäuden in der gesamten Bundesrepublik gilt der Wärmesektor in diesem Kontext als eine Art „schlafender Riese“: **Klimaneutralität bis zur Mitte dieses Jahrhunderts** kann nur gelingen, wenn ein passender Instrumentenkoffer für die Dekarbonisierung des äußerst heterogenen Wohngebäudebestandes gefunden wird. Im Rahmen einer Studie **hat die Brancheninitiative Zukunft Gas nun untersuchen lassen**, wie ein realistischer und finanzierbarer Weg zur Klimaneutralität des Wärmemarktes aussehen könnte.

von: Annegret-Claudine Agricola (Zukunft Gas e. V.), Kathrin Graf & Eric Niemann (beide: nymoen strategieberatung)



Quelle: nymoen strategieberatung

Abb. 1: Überblick über die Studienmethodik

Wie können wir eine Wärmewende, die im Ergebnis zur Klimaneutralität führt, in Deutschland realisieren? Die Herausforderung liegt in der Umsetzung der erforderlichen Maßnahmen, um das Klimaneutralitätsziel in der verbleibenden Frist zu erreichen. Mit der Studie „Klimaneutral Wohnen“, die im Auftrag der Brancheninitiative Zukunft Gas durch die nymoen strategieberatung in diesem Jahr erstellt

wurde, werden Bottom-up-Entscheidungspfade aus Sicht der Gebäudeeigentümer simuliert, die einen finanzierbaren Weg zur Klimaneutralität bis zum Jahr 2050¹ analysieren.

Der Wohngebäudebestand in Deutschland ist heterogen

Der Wohngebäudebestand in Deutschland umfasst rund 18 Mio. Gebäude.

Die bestehenden Wohngebäude unterscheiden sich dabei im Hinblick auf Gebäudealter, Bauweise, Energieeffizienz, die Energieversorgung bis hin zu den Infrastrukturanbindungen. Hinzu kommt die höchst unterschiedliche Eigentümerstruktur, die sich z. B. im Mehrfamilienhausbereich grundsätzlich in private und gewerbliche Eigentümer unterteilen lässt. Der Wohngebäudebestand ist also durch eine große

¹ Die Studie wurde im Frühjahr 2021 vor der Änderung des Klimaschutzgesetzes und dem Vorziehen des Klimaneutralitätsziels auf das Jahr 2045 erstellt.

Heterogenität geprägt, und die Herausforderungen, einen passenden Instrumentenkoffer für den Zielpfad zur Klimaneutralität zu finden, sind groß.

In einer Vielzahl der heute vorliegenden Studien zur Realisierung der Klimaschutzziele werden die Zielpfade im Gebäudebereich über die Annahme hoher Sanierungsraten bestimmt. Bisher gehen diese Annahmen allerdings stark an der Wirklichkeit im Wohngebäudebereich vorbei: So liegt die Sanierungsrate seit Jahren bei ca. einem Prozent. Auch wenn die Förderkulisse für Klimaschutz im Gebäudesektor seit dem Jahr 2019 erheblich verbessert wurde und aktuell eine Steigerung der Fördermittelnachfrage zu beobachten ist, bleibt die Marktentwicklung hinter den Erwartungen zurück. So wichtig, wie die Steigerung der Energieeffizienz im Gebäudesektor ist, müssen daher Alternativen mitgedacht werden, die auch bei geringeren Sanierungsraten entsprechende CO₂-Einsparungen ermöglichen. Diese Alternativen stellen dekarbonisierte Energieträger (Strom, gasförmige und flüssige Energieträger, Pellets) dar, die einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung des Klimaneutralitätsziels leisten können.

Bottom-up-Modell des Wärmemarktes als Grundlage

Die Berechnungen der Studie „Klimaneutral Wohnen“ beruhen auf dem Einsatz eines mathematischen Optimierungsmodells, in welchem der gesamte Wohngebäudebestand Deutschlands für das Ausgangsjahr 2019 anhand typischer Gebäudeklassifizierungen, Beheizungstechnologien und Eigentümerverhältnisse „bottom-up“ in eine Vielzahl von Fallbeispielen unterteilt wird. In Abhängigkeit der finanziellen Möglichkeiten der Eigentümer wird jeweils ein individueller Sanierungsfahrplan mit dem Ziel der Klimaneutralität bis 2050 gebildet. Es wird also nicht „top-down“ vorgegeben, welche Investitionen durch die jeweiligen Eigentümer zu tätigen sind. Vielmehr simuliert das Modell die Entscheidungen der Gebäudeeigentümer, durch welche finanzierbaren Maßnahmen eine möglichst hohe CO₂-Ein-

spaarung erreicht wird. Die Maßnahmenumsetzung wird aus der jeweiligen Finanzierbarkeit der Maßnahmen abgeleitet, da diese Herangehensweise die Lebenswirklichkeit der Gebäudeeigentümer geeignet abbildet.

Das verwendete Gebäudemodell basiert auf den Wohngebäuden des Instituts für Wohnen und Umwelt unter Berücksichtigung des Zensus 2011 sowie einer Aktualisierung der Gebäudezahlen über Baufertigstellungen bis Ende 2019, die von der nymoen strategieberatung vorgenommen wurde. Für die weitere Entwicklung des Wohnungsbestandes bis zum Jahr 2050 wurde (basierend auf Daten des Statistischen Bundesamtes) die Annahme getroffen, dass der Wohnungsbestand bis 2050 in etwa konstant bleibt (zurückgehende Bevölkerung bei gleichzeitig leicht steigender Anzahl der Haushalte). Zudem wird bis 2050 eine jährliche Neubautätigkeit analog zur Entwicklung der vergangenen Jahre berücksichtigt.

Weitere statistische Schlüssel ermöglichen die Verteilung der Gebäudehäufigkeiten auf verschiedene Eigentümergruppen, Modernisierungszustände, Heizungsarten im Bestand sowie unter Berücksichtigung der jeweiligen Gegebenheiten, das Gebäude zukünftig an das Gas- oder Fernwärmenetz anzuschließen. Die Eigentümergruppen werden dabei in selbstnutzende Eigentümer im Ein- und Zweifamilienhausbereich sowie in vermietende Eigentümer im Mehrfamilienhausbereich unterschieden.

Auf Basis möglicher und sinnvoller Kombinationen der genannten Attribute ergeben sich insgesamt 1.760 verschiedene Fallbeispiele bzw. Sanierungsfahrpläne, die im Rahmen der Studie untersucht werden (Abb. 1). Für jedes dieser Fallbeispiele ist eine Auswahl an energetischen Gebäudesanierungsmaßnahmen aus den Bereichen Anlagentechnik und Gebäudehülle zur Zielerreichung zulässig. Die jeweils zulässigen Maßnahmen werden über einen Optimierungsalgorithmus zu indi-

viduellen, finanzierbaren Sanierungsfahrplänen zusammengestellt.

Besondere Bedeutung haben in diesem Zusammenhang die Energieträger und die Entwicklung der energieträgerspezifischen Treibhausgasintensität bis zum Jahr 2050. Als gasförmiger Energieträger kommt ein Gasmix zum Einsatz, der im Ausgangsjahr 2019 aus Erdgas mit einem Anteil von 10 Terawattstunden pro Jahr (TWh/a) Biomethan besteht. Die Zusammensetzung des Gasmixes verändert sich dabei sukzessiv im Zeitverlauf: Im Jahr 2050 besteht dieser nur noch aus Biomethan mit 20 Volumenprozent (Vol.-%) Wasserstoffbeimischung. Des Weiteren ist nach 2030 dekarbonisierter Wasserstoff als zweiter gasförmiger Energieträger im Wärmemarkt verfügbar. Ferner erfolgt im Zeitverlauf sukzessiv die Umwidmung von Erdgasleitungen zu reinen Wasserstoffleitungen, welche die Versorgung mit dekarbonisiertem Wasserstoff ermöglichen.

Finanzierbarkeit des Sanierungsfahrplans beschränkt die möglichen CO₂-Einsparungen

Bei Ein- und Zweifamilienhäusern bestimmt sich der finanzielle Handlungsrahmen des Gebäudeeigentümers aus einer Kapitalflussrechnung, in der alle relevanten Kosten und Einsparungen der energetischen Sanierung berücksichtigt werden (Vollkostenansatz für Selbstnutzer). Den Eigentümerinnen und Eigentümern wird unterstellt, dass für die nötigen Sanierungsmaßnahmen kontinuierlich Rücklagen gebildet werden. Zusätzlich werden 50 Prozent der durch die Sanierungsmaßnahmen erzielten Kosteneinsparungen aufgrund verringerter Aufwendungen für Energieträger für weitere Maßnahmen zurückgelegt.

Im Bereich der Mehrfamilienhäuser bestimmt sich die finanzielle Leistungsfähigkeit vor allem über die Instandhaltungs- und die Modernisierungsumlage. Um eine Überbelastung der Mieterinnen und Mieter zu verhin-

dern, wird weiterhin das Gebot der Warmmietenneutralität berücksichtigt, d. h., die Warmmiete im sanierten Gebäude darf im Jahr nach Umsetzung der Sanierungsmaßnahme nicht höher sein als die Warmmiete des unsanierten Gebäudes unter Berücksichtigung der angenommenen Energiepreis- und CO₂-Preissteigerungen.

Der Sanierungsfahrplan, der die höchstmögliche CO₂-Einsparung unter Berücksichtigung der finanziellen Restriktionen der jeweiligen Gebäudeeigentümergruppe ermöglicht, wird durch einen iterativen Algorithmus ermittelt.

Klimaneutralität ist möglich und finanzierbar

Die Studienergebnisse zeigen, dass – unter der Voraussetzung der Finanzierbarkeit der Maßnahmen – eine CO₂-Einsparung in Höhe von 98 Prozent im Jahr 2050 gegenüber 1990 realisiert und damit Klimaneutralität im Wohngebäudebestand erreicht werden kann (Abb. 2). Im Jahr 2050 werden demzufolge nur noch 4,2 Mio. t CO₂ emittiert, die vor allem auf Vorkettenemissionen zurückzuführen sind. Die ermittelten CO₂-Einsparungen beruhen dabei auf drei wesentlichen Säulen: dem Einsatz dekarbonisierter Energieträger, dem energieeffizienten Neubau und dem Rückgang des Endenergieverbrauchs aufgrund durchgeführter Energieeffizienzmaßnahmen an Heizung und Gebäudehülle.

Der größte Beitrag an der erzielten CO₂-Minderung wird durch den Einsatz dekarbonisierter Energieträger erbracht: Rund 56 Prozent der CO₂-Einsparungen sind demnach auf dekarbonisierte Energieträger zurückzuführen. Ursachen hierfür sind, neben dem Kohleausstieg bei Strom- und Fernwärmeerzeugung, der zunehmende Anteil erneuerbarer Energien, die Dekarbonisierung des Energieträgers Gasmix sowie der zunehmende Einsatz von dekarbonisiertem Wasserstoff. Der energieeffiziente Neubau ermöglicht als Ersatz für weniger effiziente, ältere

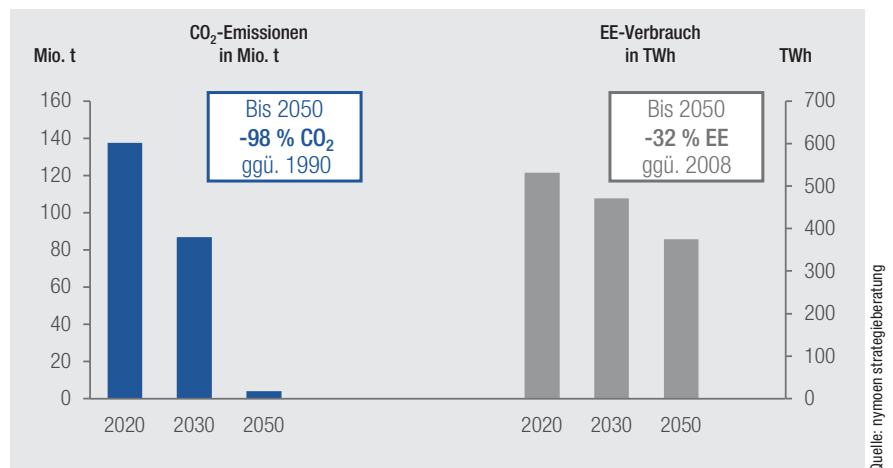


Abb. 2: Erzielte CO₂-Minderung und Endenergieeinsparung 2050

Gebäude CO₂-Einsparungen in Höhe von ca. 24 Prozent; auf weitere Einzelmaßnahmen entfallen ca. 20 Prozent der erzielten CO₂-Minderung.

Den erzielten CO₂-Einsparungen liegen Endenergieeinsparungen in Höhe von 32 Prozent bis 2050 zugrunde. Diese Rückgänge resultieren zu rund zwei Dritteln aus Energieeffizienzsteigerungen durch den Ersatzbau. Die strombasierte Wärmeversorgung wächst vorrangig im Neubau auf. Der Endenergieverbrauch der gasförmigen Energieträger (Gasmix und Wasserstoff) geht nur geringfügig zurück, während der Anteil gasversorgter Wohneinheiten bis 2050 sogar leicht steigt.

Gründe hierfür sind effizientere Anwendungstechnologien sowie der sogenannte „content switch“: So wird der Gasmix bis 2050 durch den im Zeitverlauf sukzessiv wachsenden Biomethananteil grün; zudem besteht die Möglichkeit, auf die Nutzung von reinem, dekarbonisiertem Wasserstoff umzusteigen. Der Einsatz gasförmiger, dekarbonisierter Energieträger ermöglicht die Erreichung der Klimaneutralität in Wohngebäuden mit geringen zusätzlichen Investitionskosten und finanzierbaren Betriebskostensteigerungen. Die Auswertung der Ergebnisse zeigt, dass der Wechsel zu Wasserstoff ein für die Eigentümer finanzierbares Instrument zur Realisierung einer klimaneutralen Energieversorgung ist. Die Zusammensetzung der gasförmigen Energieträger Gasmix und Was-

serstoffmix über den Betrachtungszeitraum wird aus Abbildung 3 deutlich.

So steigt bis zum Jahr 2030 vor allem der Biomethananteil im Energieträger „Gasmix“. Ab 2030 findet dann ein Wechsel auf reinen Wasserstoff statt, sodass 2050 ein Wasserstoffbedarf im Wohngebäudebereich in Höhe von 238 TWh/a nachgefragt wird. Die Entwicklung der Gasmengen wurde im Rahmen einer Sensitivitätsrechnung plausibilisiert, wobei der Wasserstoffpreis um 50 Prozent erhöht wurde. Die Ergebnisse zeigten sich auch unter dieser Annahme robust. So blieben CO₂-Einsparungen und auch Endenergieeinsparungen auf gleichem Niveau. Ein Unterschied zeigte sich im Aufwuchspfad von Wasserstoff: Bei höheren Preisen kommen erst 2045 relevante Mengen in den Markt. Insgesamt ist der Wasserstoffbedarf im Jahr 2050 dadurch auch etwas niedriger.

Beispielhaft sehen die per Optimierungsmodell ermittelten Investitionsentscheidungen eines Gebäudeeigentümers wie folgt aus: Der Sanierungsfahrplan für ein kleines Mehrfamilienhaus mit Baujahr ca. 1900 und ausgestattet mit einer Gasetagenheizung umfasst für 2022 eine Investition in Fenster mit aktuellem Wärmeschutzstandard und für 2036 eine weitere Investition in eine Kellerdeckendämmung. Die Heizungsanlage wird 2025 erneuert und ab 2035 bezieht der Gebäudeeigentümer dekarbonisierten Wasserstoff als Energieträger. Dieser Sanierungsfahr-

plan führt zu knapp 99 Prozent CO₂-Einsparung bis 2050.

Ausblick

Das Ziel der Klimaneutralität und die Dringlichkeit, diese in weniger als 30 Jahren zu erreichen, erfordert eine neue Reflexion der Handlungsmöglichkeiten. Die Reduktion des Energieverbrauchs und die Steigerung der Energieeffizienz bleiben wichtige Zielsetzungen, weil sie Abhängigkeiten (z. B. von Energieträgerimporten und künftigen Energiepreisentwicklungen) mindern. Sie fordern aber auch einen erhöhten Kapitaleinsatz von den Gebäudeeigentümerinnen und -eigentümern und ziehen eine starke Nachfrage nach Fachkräften im Handwerk nach sich, die aus heutiger Sicht nur schwer bedient werden kann. Klimaneutrale Energieträger – dekarbonisierte Gase, Wasserstoff und Biomethan sowie erneuerbarer Strom – ermöglichen in hohem Maße die Erreichung des Klimaneutralitätsziels. Die Finanzierbarkeit der erforderlichen Maßnahmen stellt eine wesentliche Orientierungshilfe für die Ausgestaltung der weiteren Klimaschutzstrategie dar und wird auch die gesellschaftliche Akzeptanz der Wärmewende grundlegend beeinflussen. Die Finanzierbarkeit aus Sicht der Gebäudeeigentümer und die Machbarkeit der Umsetzung unter Berücksichtigung der verfügbaren Fachkräfte werden maßgeblich dafür sein, ob das Ziel erreicht wird. Die eingangs beschriebene Heterogenität des Wohngebäudebestands erfordert Technologieoffenheit auf dem Weg zur Klimaneutralität. Eine solche Offenheit ermöglicht

maßgeblich die Finanzierbarkeit der Wärmewende durch die Gebäudeeigentümer und ist damit ein wichtiger Schlüssel für das Gelingen, wie die 1.760 ermittelten Sanierungsfahrpläne anschaulich demonstrieren. Denn es gibt nicht die eine Wärmeversorgungslösung, die zum klimaneutralen Wohngebäudebestand führt. Wesentlich für die Zielerreichung wird sein, die heutige Förderkulisse über die nächsten Jahrzehnte konstant zu halten und den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft zu forcieren, deren erfolgreicher Hochlauf nicht zuletzt durch den Einsatz von dekarbonisiertem Wasserstoff im Wärmemarkt bestimmt werden wird. ■

Die Autoren

Annegret-Claudine Agricola ist Leiterin Public Affairs bei Zukunft Gas e. V.

Kathrin Graf und **Eric Niemann** sind Senior-Berater bei der nymoen strategieberatung.

Kontakt:

Annegret-Claudine Agricola

Zukunft Gas e. V.

Neustädtische Kirchstr. 8

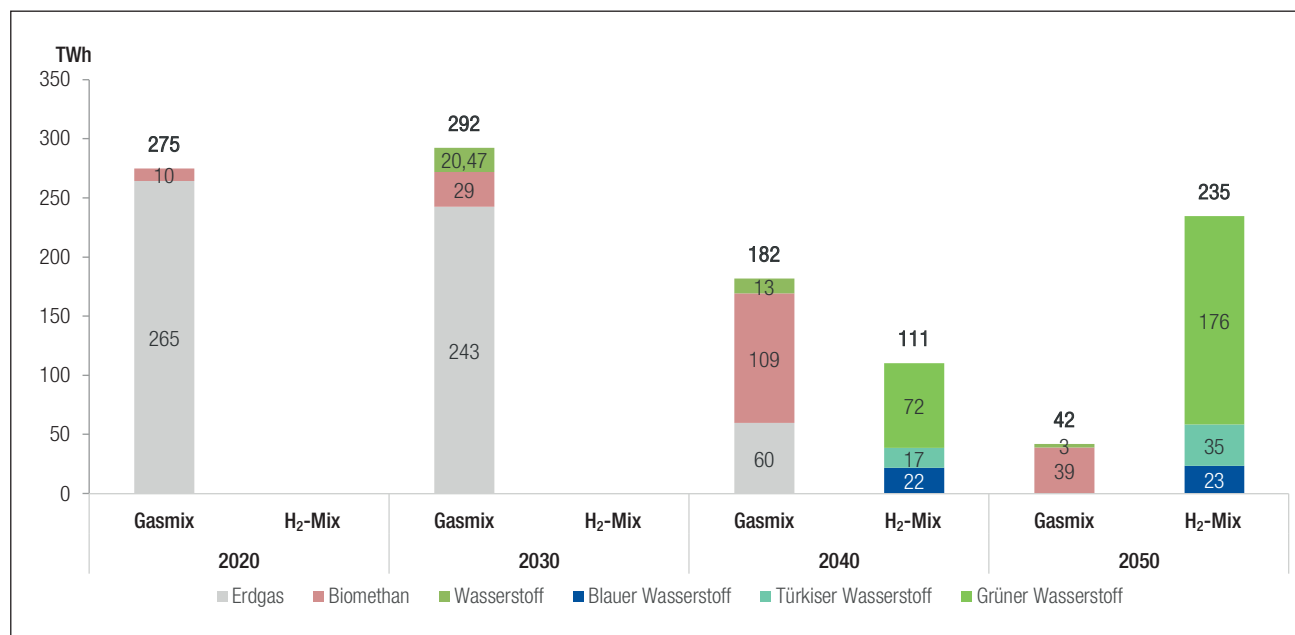
10117 Berlin

Tel.: 030 4606015-70

E-Mail: annegret-claudine.agricola@gas.info

Internet: www.gas.info

Abb. 3: Zusammensetzung gasförmiger Energieträger im Zeitverlauf



Quelle: nymoen strategieberatung

*Rohrlagerplatz von H₂-ready-Stahlrohren:
Im Rahmen der Energiewende bietet es sich an,
die bereits bestehende Gasinfrastruktur
für den Transport und die Speicherung
von Wasserstoff zu nutzen.*

Lebensdaueranalyse:

Wenn Pipelines Wasserstoff statt Erdgas transportieren

Ausgabe 10/2021

Quelle: TÜV SÜD

Wasserstoff nimmt im Rahmen der Energiewende eine zentrale Rolle ein. Für seinen Transport und seine Lagerung bietet es sich an, **bereits vorhandene Erdgas-Infrastrukturen zu nutzen**. Anhand bruchmechanischer Berechnungen bewertet TÜV SÜD in diesem Kontext die Integrität und die Lebensdauer von Pipelines, die für **den Transport und die Lagerung von Wasserstoff vorgesehen** sind. Damit berücksichtigen die Expertinnen und Experten die Versprödung des Werkstoffs Stahl und weitere Punkte wie Rissbildung und Risswachstum in einer Wasserstoff-Atmosphäre.

von: Dr. Johanna Steinbock, Jan Sachse & Dr. Albert Großmann (alle: TÜV SÜD Industrie Service)

Wasserstoff, der mit Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt wird, könnte allein hierzulande jährlich mehrere Millionen Tonnen CO₂-Emissionen einsparen. Neben der Nutzung in der Stahl- oder Chemieindustrie eignet sich der Energieträger auch als Stromspeicher sowie für Brennstoffzellenantriebe im Verkehrssektor. Vor diesem Hintergrund fördern das Bundeswirtschafts- und das Bundesverkehrsministerium seit Mitte des Jahres 2021 rund 60 Wasserstoff-Großprojekte mit einer Fördersumme von insgesamt über 8 Mrd. Euro – von der Erzeugung über den Transport bis zur industriellen Anwendung [1].

Vorhandene Infrastrukturen nutzen

Mit einer Lebensdauer von bis zu 100 Jahren sind Pipelines und Kavernenspeicher besonders ökologische und wirtschaftliche Lösungen für den Transport und die Speicherung von Gas. Zusätzlich zu den vorhandenen rund 500.000 km Gasleitungen in Deutschland dienen 40.000 km dem überregionalen und grenzüberschreitenden Transport. Die Rohre mit bis zu 1,4 m Durchmesser und bis zu 100 bar Betriebsdruck eignen sich grundsätzlich auch für den Transport von Wasserstoff; hierfür spricht u. a. die Historie. Die bestehende Infrastruktur zu nut-

zen, würde den Umstieg auf den Energieträger Wasserstoff noch nachhaltiger gestalten. Allerdings gilt es in diesem Zusammenhang, die Verträglichkeit von Wasserstoff und verschiedenen Stählen besonders zu prüfen, den aktuellen Stand der Technik diesbezüglich zu berücksichtigen und angepasste Sicherheits- und Instandhaltungskonzepte zu entwickeln.

Versprödung des Werkstoffs

Bei hochfesten Stählen besteht die Gefahr der wasserstoffinduzierten Rissbildung. Kleinste Fehler im Gefüge, Einschlüsse, Verunreinigungen oder

wechselnde mechanische Spannungen brechen dabei die schützenden Oxidschichten des Metalls auf, sodass Wasserstoffatome in den Werkstoff diffundieren und sich in Fehlstellen der Gitterstruktur des Stahls anreichern können. Dass der Betriebsinnendruck einer Pipeline variiert, hat unterschiedliche Gründe, wie z. B. Einspeise- und Entnahmevorgänge.

Durch die Wasserstoffeinlagerung kommt es in der Folge zur Behinderung der Verformungsfähigkeit des Werkstoffs und damit zu einer Abnahme der Duktilität, der Werkstoff versprödet und es entstehen mikrosko-

pisch feine Risse. Durch die weitere Konzentration von Wasserstoff an der Rissspitze und Laständerungen weiten sich diese Risse weiter. Der Umfang der Versprödung durch Wasserstoff ist abhängig von der Stahlgüte, seiner Gefügezusammensetzung sowie der Herstellungsart. Höhere Festigkeitswerte und rauere Oberflächen steigern das Risiko der Wasserstoffeinlagerung. Grundsätzlich senkt Wasserstoff die Bruchzähigkeit und beschleunigt das Wachstum von Rissen – auch bei relativ niedrigen Partialdrücken. Er senkt zudem die Brucheinschnürung, beeinträchtigt jedoch nicht die Zugfestigkeit.

Risiken bruchmechanisch bewerten

Mit Anwendung der Bruchmechanik werden die Rohrleitungen und ihre Werkstoffe auf ihre Eignung untersucht, Wasserstoff zu transportieren. Darüber hinaus lässt sich die zu erwartende Lebensdauer berechnen. Bei bekannten Beschädigungen beurteilen die Expertinnen und Experten die Bauteilintegrität. Auch für neue Pipelines kommt die Bruchmechanik zum Einsatz. Mit ihrer Hilfe können die Nachweisgrenzen der zerstörungsfreien Prüfung des Werkstoffs und der Schweißnähte festgelegt sowie die In-



DON'T JUST CUT. CONQUER.

VERRINGERN SIE DAS RÜCKSCHLAGRISIKO MIT ICS KETTENSÄGEN

Die Forschung sagt es ...

Der Rückschlag geschieht schnell - 20 Millisekunden schnell wie ein Wimpernschlag - so dass der Bediener keine Zeit hat die Kontrolle über die Trennkreissäge zu übernehmen.

Wenn Sie zum Beispiel Rohre im Graben schneiden, ist eine abrasive Diamant Kettensäge die sicherere Wahl gegenüber einer Trennkreissäge.

Fast 50 % weniger Rückschlagenergie.

Das erreichen Sie mit einer ICS-Kettensäge. Ganz zu schweigen vom reduziertem Aushub, besserer Effizienz, verbesserter Bedienerführung und erhöhter Schnitttiefe.

**MEHR KETTEN.
MEHR SCHNITTE.
MEHR SICHERHEIT.**

icsdiamondtools.de



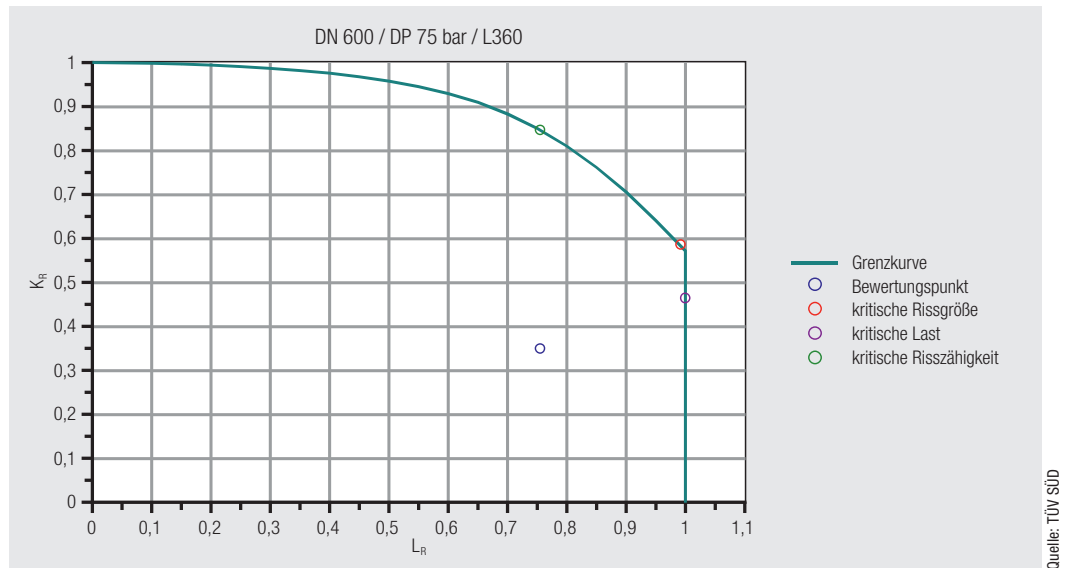
KEINE KOMPROMISSE BEI DER SICHERHEIT

PDF HERUNTERLADEN



SCAN ME

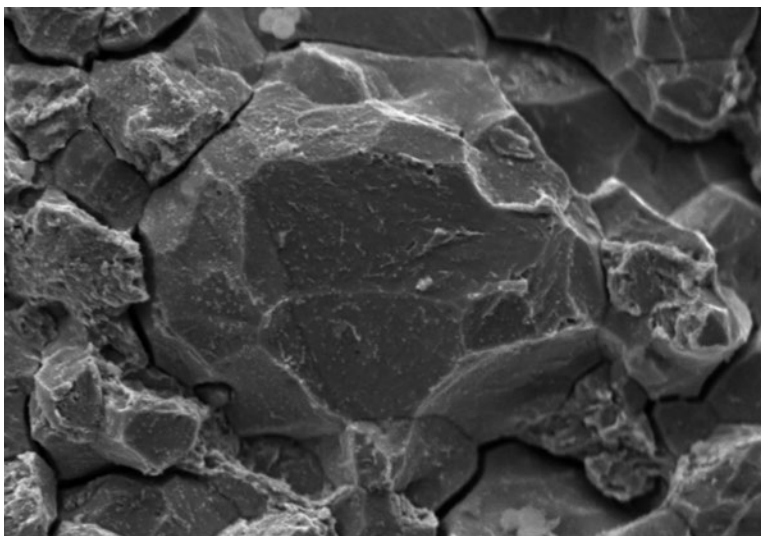
Abb. 1: Beispielberechnung einer statischen Traglast im FAD-Diagramm



spektionsintervalle für den künftigen Betrieb berechnet werden.

Insbesondere das Ausbreitungsverhalten vorhandener Risse lässt sich rechnerisch quantifizieren. Betrachtet werden neben den werkstoffspezifischen Kenngrößen auch Spannungen und Verzerrungen unter den jeweiligen Umgebungsmedien. Dabei gilt, dass die Spannung an der Rissspitze theoretisch unbeschränkt ist und dass die Wechselwirkungen zwischen Rissgeometrie und Beanspruchung sehr komplex sind. Die Bruchmechanik verwendet die Faktoren Spannungsintensität und Energiefreisetzungsrate, um den lokalen Spannungszustand an der Rissspitze sowie das Verhalten bei der Rissausbreitung zu beschreiben.

Abb. 2: Mittels Raster-Elektronenmikroskop sind Wasserstoffporen, Haarlinsen (sogenannte Krähenfüße) und offene Korngrenzen sichtbar.



Da das Eindiffundieren des Wasserstoffs ins Metallgitter eine zeitliche Komponente hat, ist auch die Frequenz, mit der das Werkstück belas-

tet wird, entscheidend – zumal Lastwechsel aufgrund schwankender Betriebsdrücke ein Risswachstum zusätzlich befördern können. Bei einem hohen Betriebsdruck mit kleinster Druckamplitude kann ein geringeres Risswachstum stattfinden als bei geringerem Betriebsdruck bei gleichzeitiger größerer Druckamplitude.

Visualisierung im Diagramm

Anhand eines sogenannten Failure-Assessment-Diagramms (FAD) werden Schäden, die zum Versagen von Bauteilen führen können, ganzheitlich betrachtet und bruchmechanisch bewertet. Die Faktoren Lastintensität (L_R) und Spannungsintensität (K_R) beschreiben die Bauteilbeanspruchung im Hinblick auf das plastische Versagen des Restquerschnitts und die Materialbeanspruchung an der Rissspitze im Hinblick auf ein sprödes Versagen. L_R gibt dabei das Verhältnis von vorhandener Spannung im Restquerschnitt zur maximal ertragbaren Beanspruchbarkeit (der Kollapslast) an. K_R entspricht dem Verhältnis der vorhandenen Beanspruchung an der Rissspitze (der Spannungsintensität) zu der für den Werkstoff zutreffenden Risszähigkeit.

Zusammen definieren L_R und K_R die Lage eines Bewertungspunkts im FAD (Abb. 1). Die grüne FAD-Grenzkurve trennt den zulässigen unten vom unzulässigen Parameterraum oben. Der blaue Punkt stellt einen konkreten Bewertungsfall dar. Auf Basis einer Analyse der zurückliegenden Lastwechsel lassen sich Überlegungen zu künftigen Lastwechseln ableiten. Es kann rechnerisch ermittelt werden, welches Risswachstum für einen Ausgangsfehler bis zum

Erreichen der zulässigen Fehlergröße zu erwarten ist – und damit welche Lebensdauer die Pipeline hat.

H₂-Einfluss auf Werkstoffe klären

In den USA sind nach dem ASME-Code gelistete Stähle weitgehend untersucht und deren Kennwerte (Werkstoffeigenschaften in Wasserstoff-Atmosphäre) bekannt. Für einzelne Stähle sind Bruchzähigkeit und Ermüdungswachstum unter Wasserstoffeinfluss jedoch mitunter noch nicht ermittelt, bzw. bestimmte Legierungsbestandteile oder Wärmebehandlungsprozesse können diese Kenngrößen ändern.

Der DVGW prüft in einem Forschungsvorhaben, ob zu diesen Kennwerten bei europäischen Werkstoffen Abweichungen existieren; TÜV SÜD beteiligt sich in den Gremien daran, die zugehörigen sicherheitstechnischen Konzepte zu diskutieren und auszuarbeiten.

Normative Grundlagen

Für Gaspipelines ist grundsätzlich das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) zu beachten – unabhängig davon, ob die Pipelines nun Erdgas, reinen Wasserstoff oder ein Gemisch transportieren. Die Umstellung bestehender Erdgasleitungen auf den Betrieb mit Wasserstoff

kann dabei nach der Verordnung über Gashochdruckleitungen (GasHDrLtgV) eine wesentliche Änderung bedeuten und muss dementsprechend angezeigt werden. Der Betreiber muss in diesem Fall nachweisen, dass die Umstellung gemäß dem aktuellen Stand der Technik und fachgerecht durchgeführt wurde. Die technischen Maßgaben hierfür werden im DVGW-Merkblatt G 409 beschrieben.

Externe Expertise nutzen

Für Fernleitungsbetreiber prüft TÜV SÜD aktuell die Umstellung bestehender Erdgas-Pipelines auf Wasserstoff. Die Expertinnen und Experten berücksichtigen dabei alle Einflüsse auf die Lebensdauer sowie die Dokumente zur Planung, Errichtung und dem Betrieb. Aufgezeigt wird auch, welche Maßnahmen geeignet sind, um den Zustand einer Anlage festzustellen, zu bewerten oder zu ertüchtigen. TÜV SÜD unterstützt dabei mit Sicherheitskonzepten und bruchmechanischen Analysen für eine sichere und CO₂-neutrale Energiewirtschaft. ■

Literatur

[1] www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilung/en/2021/05/20210528-bmwi-und-bmvi-bringen-wasserstoff-grossprojekte-auf-den-weg.html, abgerufen am 24. August 2021.



Stark verbunden – rff.de

Starke Verbindungen

Für die Energiewende und einem damit verbundenen wirksamen Klimaschutz sind Wasserstoff und die Power-to-Gas Technologie von entscheidender Bedeutung. Es sind Lösungen gefragt, die alle Komponenten perfekt miteinander verbinden, damit sie intelligent zusammenarbeiten können.

Mit hochwertigen Rohren, Flanschen und Fittings nach DIN, EN und ASME sorgen wir für starken Verbindungen. Damit tragen wir einen wichtigen Teil dazu bei, um eine klimaschonende Energieversorgung heute und vor allem in Zukunft sicherzustellen.

rff Rohr Flansch Fitting Handels GmbH
Carl-Zeiss-Str. 21 · 28816 Stuhr/Bremen
T +49 421 8771 0 · rff@rff.de · www.rff.de

Bremen · Leipzig · Düsseldorf · Mannheim · Nürnberg



rff Rohr Flansch Fitting
Handels GmbH

Die Autoren

Dr. Johanna Steinbock ist Expertin für bruchmechanische Nachweise bei der TÜV SÜD Industrie Service GmbH.

Jan Sachse ist Gruppenleiter Fernleitungen bei der TÜV SÜD Industrie Service GmbH.

Dr. Albert Großmann ist Experte für Gashochdruckleitungen bei der TÜV SÜD Industrie Service GmbH.

Kontakt:

Jan Sachse
TÜV SÜD Industrie Service GmbH
Westendstr. 199
80686 München
Tel.: 089 5791-2176
E-Mail: jan.sachse@tuvsud.com
Internet: www.tuvsud.com/de-pipelines

Technologische und ökologische Bewertung von Optionen zur Dekarbonisierung der Gasversorgung

Ausgabe 11/2021

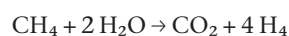
Wasserstoff lässt sich mithilfe von erneuerbaren Energien nahezu klimaneutral erzeugen, kann in allen Sektoren verwendet werden und ist perspektivisch **im bereits bestehenden Gasnetz speicherbar**. Mit diesen Eigenschaften ist der Energieträger optimal geeignet, um heute und in Zukunft die volatile erneuerbare Energieerzeugung mithilfe von Fotovoltaik, Windkraft und Co. auszugleichen. Kurzfristig **stehen jedoch noch nicht genug erneuerbare Energien zur Verfügung**, um Wasserstoff durch Elektrolyse erzeugen zu können. Um die dahinterstehenden H₂-Anwendungstechnologien trotzdem bereits heute zu etablieren und erste Schritte in Richtung einer Emissionsminderung zu machen, bietet es sich an, **Wasserstoff aus fossilen Energieträgern zu nutzen**. Eine Studie unter der Beteiligung der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH hat in diesem Kontext eine technologische und ökologische Bewertung verschiedener Wasserstoff-Erzeugungspfade vorgenommen, bei der der Fokus auf der sogenannten Pyrolyse lag.

von: Charlotte Große, Jenny Sammüller, Michael Kühn (alle: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH) & Michael Griesbach (DBI-Gruppe)

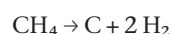
Der Reduzierung von Treibhausgas-Emissionen kommt angesichts des voranschreitenden Klimawandels eine wachsende Bedeutung zu. Mit der im Klimaschutzgesetz 2021 verankerten Zielsetzung, bis zum Jahr 2045 klimaneutral zu wirtschaften, stehen die Bundesrepublik Deutschland und Europa vor großen Herausforderungen hinsichtlich der Umstrukturierung der Energieversorgung. Erneuerbare Energien werden dabei perspektivisch unerlässlich sein. Die erforderliche Ausbaugeschwindigkeit ist allerdings anspruchsvoll – insbesondere, da neben dem Stromsektor auch der Wärmemarkt, der Mobilitätssektor sowie nahezu alle industriellen Anwendungen umgestellt werden müssen.

Der Energieträger Wasserstoff mit seinen breiten Anwendungsmöglichkeiten in der stofflichen und energetischen Nutzung wird in diesem Kontext zunehmend wichtiger, um die fluktuierende Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien auszugleichen. Bis ausreichend erneuerbare Energien zur Verfügung stehen, um den benötigten Wasserstoff durch Elektrolyse herzustellen, kann Wasserstoff aus fossilen

Energieträgern einen signifikanten Beitrag zur Etablierung der Anwendungstechnologien und zur Beschleunigung der Emissionsminderung leisten, vorausgesetzt, der in den Ausgangsstoffen gebundene Kohlenstoff wird abgeschieden. Letzteres kann beispielsweise bei der klassischen Dampfreformierung von Erdgas durch Abscheidung und Speicherung der entstehenden CO₂-Emissionen (CCS) erfolgen, wobei sogenannter blauer Wasserstoff entsteht:



Eine andere Option ist die Pyrolyse von Methan bzw. Erdgas. Dabei wird das Methan unter hohen Temperaturen in Wasserstoff und Kohlenstoff gespalten:



Im Gegensatz zur Dampfreformierung entsteht dabei als Nebenprodukt nicht CO₂, sondern fester Kohlenstoff, der entweder in bestehenden Anwendungen, für die bisher gezielt Kohlenstoff erzeugt wird, sowie potenziellen zukünftigen Anwendungen (z. B. als Füllmaterial in Baustoffen wie Beton oder

Asphalt, zur Bodenverbesserung oder zur Herstellung von Werkstoffen (CFK)) stofflich genutzt oder auch eingelagert werden kann. Letzteres ist im Vergleich zur Einlagerung von CO₂ einfacher und nicht an bestimmte geologische Untergrundformationen gebunden, sodass die Pyrolyse eine vielversprechende Technologie zur Bereitstellung von emissionsarmem Wasserstoff im Industriemaßstab darstellt.

Es wurden und werden verschiedene technische Lösungsansätze entwickelt, die bisher jedoch nicht im großtechnischen Maßstab zur Wasserstoffproduktion eingesetzt werden. Neben nicht-katalytischen thermischen Prozessen, beispielsweise basierend auf Metallschmelzen, homogenen Gasphasenreaktionen oder speziellen Wanderbettreaktoren, werden auch katalytische Prozesse und Plasmaverfahren entwickelt.

Herangehensweise

Um die Potenziale dieser Pyrolyseverfahren zur emissionsarmen Wasserstoffversorgung zu bewerten, haben Forscherinnen und Forscher im Rah-

men einer Studie mit verschiedenen internationalen Industriepartnern ausgewählte Verfahren hinsichtlich der Stoff- und Energiebilanzen, der Kosten und der Treibhausgas-Emissionen mit der Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse und Dampfreformierung mit CCS verglichen.

Für diesen Vergleich wurden aus den möglichen Pyrolysetechnologien unter Beachtung von Prozessparametern, Effizienz, Produkteigenschaften, technischer Reife und weiteren Faktoren insgesamt zwei Verfahren für eine detaillierte Analyse ausgewählt: ein Verfahren, das auf einem thermischen Plasma beruht, und ein Verfahren, bei dem die Pyrolyse in einem Kohlenstoff-Wanderbettreaktor abläuft. Beide Verfahrensansätze befinden sich noch in der Entwicklung, Test- bzw. Pilotanlagen sind allerdings bekannt, die im Fall der Plasmaverfahren durch erste im Bau befindliche Anlagen im technischen Maßstab ergänzt werden.

Um einen Vergleich der verschiedenen Lösungs- und Verfahrensansätze zu ermöglichen, wurden die ausgewählten Pyrolyseverfahren sowie die Vergleichstechnologien Elektrolyse und Dampfreformierung mit CO₂-Abscheidung (CCS) unter Einbeziehung von Optionen zur Abwärmenutzung stofflich und energetisch bilanziert.

Die Treibhausgas-Emissionen wurden mittels einer Carbon-Footprint-Betrachtung unter Berücksichtigung aller relevanten Treibhausgase mit den Werten des Global Warming Potential (GWP100) aus dem IPCC Assessment Report (AR5) über 100 Jahre bewertet. Die Modellierung erfolgte mit der Ökobilanz-Software GaBi von Sphera. Es wurden lediglich die Emissionen aus

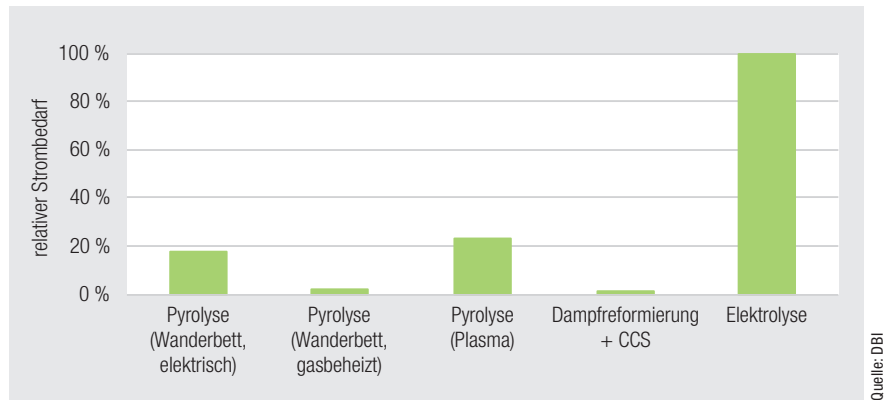


Abb. 1: Berechneter spezifischer Strombedarf relativ zum Energiebedarf der Elektrolyse

dem Betrieb der Anlagen, nicht aber die Emissionen, die bei Bau, Installation, Wartung und Lebensende der Anlagen anfallen, betrachtet, da Letztere als vernachlässigbar im Vergleich zu den Emissionen des eigentlichen Betriebs angesehen werden. Der Bilanzrahmen erstreckte sich von der Erdgasförderung in Russland (RU) bis zur Verteilung und vollständigen Verbrennung in Zentraleuropa (ZE). Dabei wurden die drei folgenden Varianten verglichen:

- Wasserstoffherstellung am Erdgasfeld in Russland mit dem Weitertransport eines Gasgemisches, bestehend aus 10 Volumenprozent (Vol.-%) Wasserstoff und 90 Vol.-% Erdgas (als illustratives Gemischverhältnis)
- Wasserstoffherstellung an der Grenze zu Zentraleuropa mit dem Weitertransport eines Gasgemisches, bestehend aus 10 Vol.-% Wasserstoff und 90 Vol.-% Erdgas
- Wasserstoffherstellung nahe dem Endkunden in Zentraleuropa mit Lieferung von 100 Vol.-% Wasserstoff zum Endkunden

Ergebnisse

Bedingt durch die unterschiedlichen Reaktionssysteme bestehen zwischen

Pyrolyse, Dampfreformierung und Elektrolyse signifikante Unterschiede hinsichtlich des Bedarfs an Ausgangsstoffen und Hilfsenergie.

Solange nicht ausreichend Strom aus erneuerbaren Energien zur Verfügung steht, ist der Bedarf an elektrischer Energie von besonderem Interesse. Dabei ergibt sich angesichts der – im Vergleich zur Wasserspaltung – geringeren Reaktionsenthalpie der Methanpyrolyse ein signifikant geringerer Bedarf, auch wenn die benötigte Reaktionswärme beim Plasmaverfahren durch Lichtbogen bzw. bei der Pyrolyse im Wanderbettreaktor durch elektrische Beheizung bereitgestellt wird (Abb. 1). Eine weitere Reduzierung des Strombedarfs kann erreicht werden, wenn bei der Pyrolyse im Wanderbett die Möglichkeit genutzt wird, die Reaktionswärme in einem gasbeheizten Reaktor durch Verbrennung bereitzustellen. Ähnlich der Dampfreformierung wird elektrische Energie dann nur in geringem Umfang für Hilfsaggregate (Verdichter, Pumpen etc.) benötigt. Mit einer gegebenen Menge an Strom aus erneuerbaren Energien kann dementsprechend sowohl durch Pyrolyse als auch durch Dampfreformierung mehr Wasserstoff bereitgestellt werden. ▶



Hydraulik und Asset-Engineering + Software
 Auslegen / Berechnen / Analysieren / Optimieren / Zusammenhänge
 Fahrweisen / Regelungen / Dynamik / Druckstoß / Energieeffizienz
 Asset-Simulationen / Risiko / Zuverlässigkeit / Zielnetzplanung
 Netze / Pipelines / Kavernen - Für Gas, Wasser und andere Medien
3S Consult GmbH — Seit 35 Jahren für Sie da — www.3sconsult.de



Im Gegensatz zur Elektrolyse erfordern die Pyrolyseverfahren und die Dampfreformierung den Einsatz von Methan bzw. Erdgas. Die Verfahren zeigen dabei einen vergleichbaren Bedarf, der – bezogen auf den erzeugten Wasserstoff – bei elektrisch beheizter Pyrolyse ca. 13 Prozent über dem der Dampfreformierung liegt. Erfolgt die Beheizung der Pyrolyse mit Gas (Wanderbett), steigt der Erdgasbedarf konzeptbedingt an (+ 34 Prozent im Vergleich zur Dampfreformierung).

Die Analyse des Carbon Footprint (CF) kommt zu dem Ergebnis, dass die niedrigsten CFs bei einem Wasserstoffanteil von 100 Vol.-% und der Wasserstoffherstellung in der Nähe des Endkunden

mit Strom aus erneuerbaren Energien erreicht werden können (Abb. 2).

Szenarien mit 10 Vol.-% Wasserstoff und 90 Vol.-% Erdgas führen nur zu geringfügigen (< 10 Prozent relativ) Abweichungen des CFs im Vergleich zu reinem Erdgas. Innerhalb der Szenarien mit 100 Vol.-% Wasserstoff erfolgt die höchste Reduktion des CFs bei der Elektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energien (EE), was zu einer Verringerung des CFs um mehr als 90 Prozent (heizwertbezogen) führt. Die zweithöchste Reduktion mit über 75 Prozent wird mit der Pyrolyse (Wanderbett, elektrisch, Strom aus erneuerbaren Energien) mit 100 Vol.-% Wasserstoff erreicht. Da erneuerbare Energien je-

doch nicht immer verfügbar sind, wurden andere Optionen ebenfalls in Betracht gezogen. Vorteilhaft ist eine Beheizung der Pyrolyse mit Erdgas oder Wasserstoff, was im Vergleich zur Nutzung von reinem Erdgas zu einer Reduktion des CF um ca. 40 bzw. 55 Prozent führt.

Das Plasmaverfahren der Pyrolyse hat einen höheren Strombedarf, welcher nicht durch Erdgas oder Wasserstoff substituiert werden kann und mit dem Strommix von 2018 (mit einem GWP100 von 0,141 kg CO₂e/MJ_{el}) zu einem um 5 Prozent höheren CF als beim Erdgas führt. Mit Strom aus erneuerbaren Energien liegt der CF des Plasmaverfahrens unter dem des Wanderbettverfahrens. Ohne Anwendung von erneuerbaren Energien zeigt die Dampfreformierung mit CCS in den 10-Vol.-%-Wasserstoff-Szenarien einen vergleichbaren CF wie die Pyrolyse und einen 10 Prozent niedrigeren CF als Elektrolyse. Jedoch wurden hier nur die Emissionen bis zur CO₂-Abscheidung, nicht aber der Transport und die Speicherung von CO₂ berücksichtigt.

Der aktuell im Kontext der EU-Taxonomie-Regulierung diskutierte Grenzwert für gasbefeuerte Kraftwerke in Höhe von 25 kg CO₂e/GJ wird von der Pyrolyse und der Elektrolyse, jeweils mit 100 Vol.-% Wasserstoff und mit Strom aus EE, sowie der wasserstoff und erdgasbeheizten Pyrolyse (Wanderbett) unterschritten. Die Pyrolyse erscheint als vielversprechende Option und unter der Annahme, dass sich die Daten dieser Analyse mit der Entwicklung und Skalierung der Pyrolysetechnologie sowie mit neuen Versorgungsvarianten mit einem geringeren CF positiv entwickeln werden, werden sich die Bedingungen, unter denen solche Kriterien erfüllt sind, erweitern. Darüber hinaus eröffnet die Berücksichtigung des DNSH (does no significantly harm)-Grenzwerts der EU-Taxonomie noch größere Chancen, sodass die Pyrolyse zu einer weiteren zuverlässigen Option für eine kohlenstoffarme Wasserstoffversorgung werden kann.

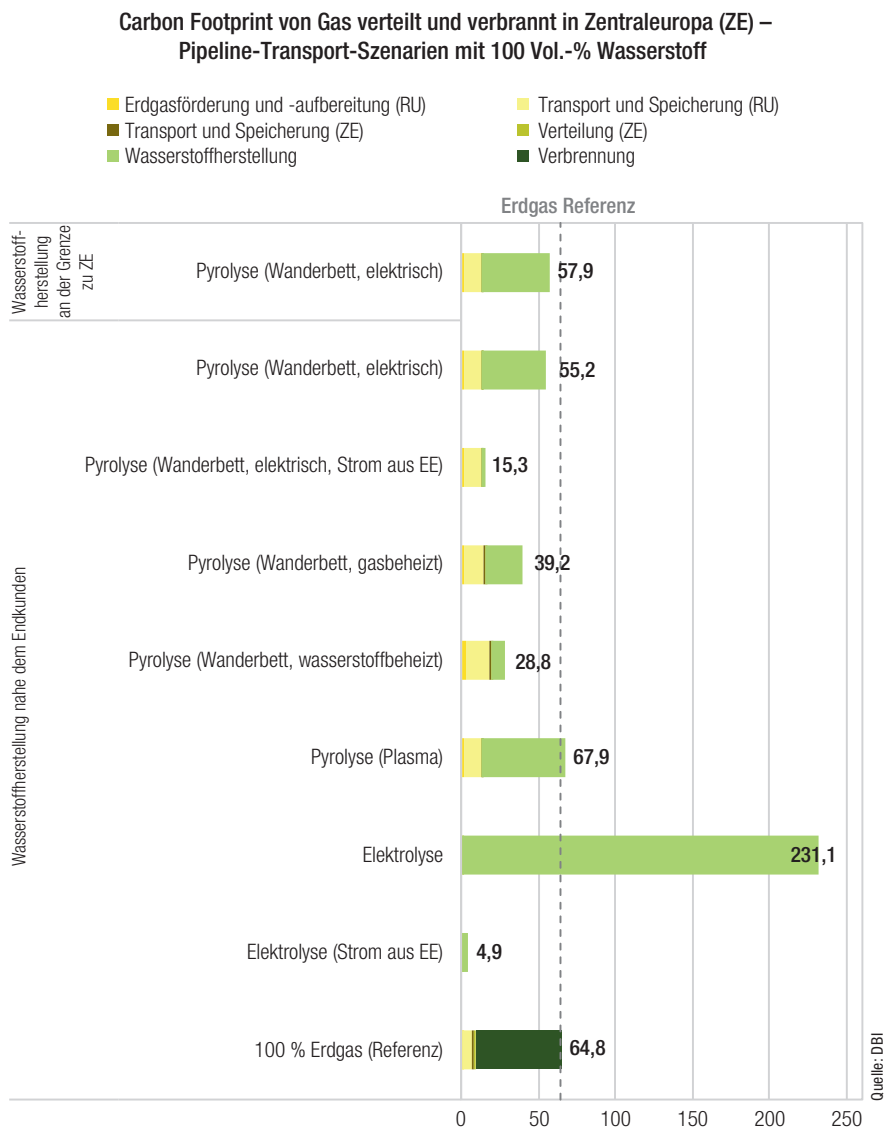


Abb. 2: Carbon Footprint der Szenarien mit 100 Vol.-% Wasserstoff, unterteilt nach Lebenszyklusabschnitten in kg CO₂e/GJ (NCV)

In der Kostenschätzung, die am Beispiel von Anlagen mit einer Produktionskapazität von 10.000 Kubikmeter Wasserstoff pro Stunde (m^3/h) durchgeführt wurde, zeigt sich, dass die spezifischen Betriebskosten (OPEX) bedingt durch den notwendigen Bezug von Erdgas und Strom bei allen betrachteten Verfahren gegenüber den spezifischen Investitionskosten (Annahme: 20 Jahre Abschreibungsdauer) dominieren. Pyrolyse und Dampfreformierung ermöglichen im Vergleich zur Elektrolyse potenziell geringere Wasserstoff-Gestehungskosten. Hinsichtlich der etablierten Dampfreformierung liegen die entsprechenden Gestehungskosten der beiden Pyrolyseverfahren jedoch geringfügig höher. Dabei ist zu beachten, dass insbesondere die Investitionskosten der Pyrolyse, bedingt durch das frühe Entwicklungsstadium, mit Unsicherheiten behaftet sind. Zukünftige technologische Entwicklungen können ebenso wie die Entwicklung der Energiepreise oder mögliche Skaleneffekte in der Herstellung zu Verschiebungen der Kostenverhältnisse führen.

Zusammenfassung

Die Forscherinnen und Forscher haben im Rahmen der Studie nachgewiesen, dass die Pyrolyse und die Dampfreformierung mit CCS mögliche Technologien darstellen, die den Einstieg in die Wasserstofftechnologien durch die Bereitstellung von CO_2 -armem und günstigerem Wasserstoff ggf. beschleunigen. Die Pyrolyse bietet dabei den Vorteil, dass als Nebenprodukt fester Kohlenstoff entsteht, der im Vergleich zu CO_2 mit geringeren Anforderungen gespeichert oder stofflich genutzt werden kann. Sie könnte somit das gegenwärtige Spektrum der CO_2 -armen Wasserstoff-Erzeugungslösungen an vielen Standorten Europas bereichern. Die Pyrolysetechnologie ist allerdings noch nicht großtechnisch etabliert, sodass für eine breite Anwendung eine beschleunigte technische Entwicklung nötig ist.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Pyrolyse ein großes Potenzial hat, die Gas-

versorgungskette zu dekarbonisieren. Unabhängig von der lokalen Verfügbarkeit erneuerbarer Stromquellen in der Nähe der Gasnetze könnten durch die Erdgaspyrolyse große Mengen an kohlenstoffarmem Wasserstoff für Industrie, Mobilität und Energieversorgung bereitgestellt werden.

Danksagung

Die Studienergebnisse wurden gemeinsam mit verschiedenen (internationalen) Industriepartnern erarbeitet. DBI bedankt sich für die sehr gute und konstruktive Zusammenarbeit bei Gasunie (Niederlande), Zukunft Gas (Deutschland) und allen weiteren Unterstützern! ■

Die Autoren

Charlotte Große ist Teamleiterin „Emissionen und Ökobilanzen“ bei der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH in Leipzig.

Jenny Sammüller ist Projektingenieurin im Fachgebiet Gasnetze/Gasanlagen bei der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH in Leipzig.

Michael Kühn ist stellvertretender Fachgebietsleiter im Fachgebiet Gasverfahrenstechnik bei der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH in Freiburg.

Michael Griesbach ist Projektingenieur im Fachgebiet Gasverfahrenstechnik bei der DBI-Gruppe in Freiburg.

Kontakt:
Charlotte Große
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Karl-Heine-Str. 109/111
04229 Leipzig
Tel.: 0341 2457-149
E-Mail: charlotte.grosse@dbi-gruppe.de
Internet: www.dbi-gruppe.de

wewewepunktwevaugewepunktdee

Besuchen Sie doch mal unsere Homepage: www.wvgw.de

Wasserstoff im Wärmemarkt

Ausgabe 11/2021

– Champagner oder Grundnahrungsmittel?

Mit knapp 40 Mio. Wohneinheiten im ganzen Bundesgebiet zählt der Wärmemarkt in Deutschland zu den größten CO₂-Emittenten. Eine **schnelle Reduzierung der hier entstehenden Kohlenstoffdioxid-Emissionen** ist vor allem auch deshalb besonders dringlich, weil der Wärmemarkt die Jahresemissionsmengen des Bundesklimaschutzgesetzes 2020 als einziger Sektor nicht einhalten konnte. Wasserstoff kann hier neben anderen erneuerbaren Gasen **zu einer schnellen, wirtschaftlichen wie auch sozialverträglichen Dekarbonisierung** führen – und ist dabei alles andere als „Champagner“ für die Energie- und Wärmewende.

von: Dr. Christoph Gatzert & Lino Sonnen (beide: Frontier Economics)

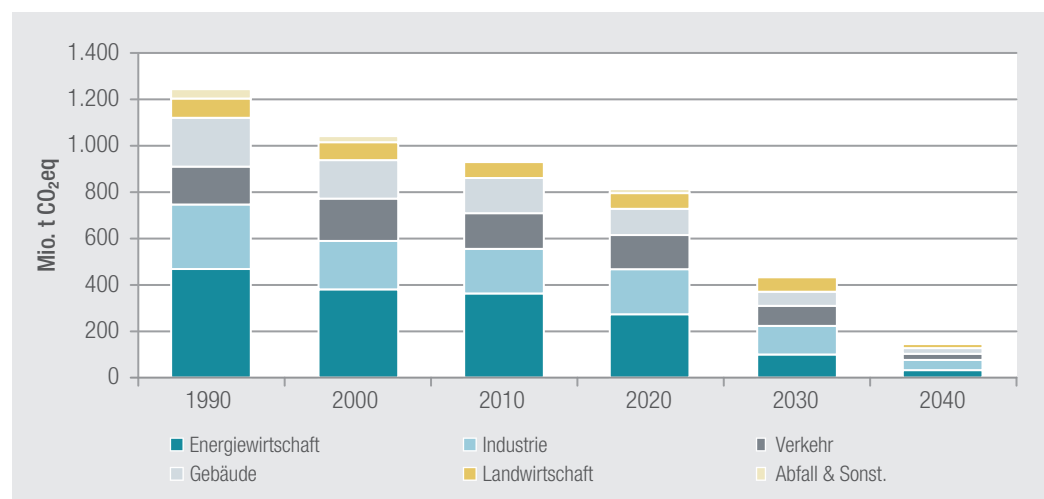
Deutschland hat sich ambitionierte Klimaziele gesetzt: Bis zum Jahr 2030 sollen insgesamt 65 Prozent der CO₂-Emissionen gegenüber dem Referenzjahr 1990 reduziert werden (Abb. 1), bis 2045 soll dann die Klimaneutralität erreicht sein. Bei der Erfüllung dieser Ziele kommt dem Wärmemarkt angesichts seiner Größe und den damit einhergehenden Treibhausgas-Emissionen eine zentrale Rolle zu: Neben den Bereichen der Energiewirtschaft (221 Mio. t CO₂ im Jahr 2020), der Industrie (178 Mio. t CO₂) und dem Verkehr (146 Mio. t CO₂) ist der Gebäudesektor (120 Mio. t CO₂) der größte CO₂-Emittent in Deutschland und dazu noch der einzige Bereich, der die Jahresemissionsmengen des Bundesklimaschutzgesetzes 2020 nicht einhalten konnte [1]. Die Bundesregierung hat es sich vor diesem Hintergrund zum Ziel gesetzt, die CO₂-Emissionen im Gebäudesektor bis 2030 auf 67 Mio. t CO₂ zu senken, also um ca. 43 Prozent. Dies entspricht für die

kommenden neun Jahre einer Reduktion der Emissionen im Gebäudesektor, die zuvor über einen Zeitraum von 30 Jahren erreicht wurde.

Unterschiedliche Wärmeversorgungs-lösungen erforderlich

In Deutschland gibt es ca. 18 Mio. Wohngebäude mit knapp 40 Mio. Wohneinheiten, deren Wärmeversorgung zu über 90 Prozent durch fossile Energieträger gedeckt wird (Abb. 2). Dabei sind die Versorgungsaufgaben in den Gebäuden so unterschiedlich wie ihre Bewohnerinnen und Bewohner: Es gibt große und kleine, alte und neue, gut und schlecht gedämmte Häuser für ein, zwei oder mehrere Familien in Städten und auf dem Land, mit und ohne Gasnetzanschluss, im Eigentum oder vermietet, und sie werden bewohnt von Menschen mit hohem oder niedrigem Einkommen. Folglich gibt es auch keine einheitliche Lösung zur Wärmeversorgung aller

Abb. 1: Entwicklung der historischen Treibhausgas-Emissionen in Deutschland und Jahresemissionsmengen des Klimaschutzgesetzes für 2030 und 2040



Quelle: Frontier Economics

Gebäude, sodass diese Vielfalt der Versorgungsaufgaben, vor allem vor dem Hintergrund der ambitionierten Klimaschutzziele, mit unterschiedlichen Wärmelösungen adressiert werden müsste. Der „Wärmemarkt“ ist insgesamt sogar noch viel größer, wenn man beispielsweise den Prozesswärme- oder Kältebedarf in Industrie oder Gewerbe mit einrechnet – hier kann der Wärmemarkt je nach Definition einen Endenergiebedarf von mehr als 1.200 Terawattstunden pro Jahr (TWh/a) ausmachen.

Zur Defossilisierung des Wärmesektors können erneuerbare oder emissionsarme Gase (wie z. B. Wasserstoff, synthetisches Methan oder Biomethan) einen wichtigen Beitrag leisten. Durch den Einsatz dieser Gase lässt sich ein größerer Teil des Gebäudebestands auf erneuerbare oder emissionsarme Energieträger für die Wärmeversorgung umstellen, da z. B. bei einer solchen Energieträgerumstellung häufig keine aufwendigen energetischen Sanierungsarbeiten notwendig sind, wie sie dagegen bei der Umstellung von Bestands- bzw. Altbauten auf Wärmepumpen häufig vorgenommen werden müssen. Darüber hinaus kann durch die Erschließung weiterer „grüner Energieträger“ (neben Grünstrom) die Defossilisierung des Wärmesektors beschleunigt werden, um die vorgezogenen und verschärften Klimaschutzziele zu erreichen.

Elektrifizierung der Wärmeversorgung ist wichtig, aber herausfordernd

Der Einsatz von grünen Gasen – insbesondere von Wasserstoff – im Wärmesektor wird in der politischen Debatte aktuell jedoch mit Verweis auf Energieeffizienzsteigerungen („Gebäudesanierungen“) und eine Elektrifizierung mittels Wärmepumpen nicht hinreichend berücksichtigt. Aufgrund einer vermeintlich unzureichenden Verfügbarkeit von Wasserstoff für alle Sektoren (Verkehr, Industrie, Wärme; „Champagner-Argument“) und der „Alternativlosigkeit“ von Wasserstoff in einigen Industrie- bzw. Verkehrsanwendungen wird die Nutzung von Wasserstoff im Wärmemarkt von einigen Stakeholdern sogar explizit abgelehnt [2, 3].

Fast 50 Prozent der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung in Deutschland werden derzeit direkt aus Erdgas bedient. Das bestehende Gasnetz deckt einen Wärmebedarf von fast 400 Terawattstunden (TWh) jährlich und weitere Wohngebäude mit etwa 2,5 Mio. Wohnungen werden indirekt über die mit Gas erzeugte

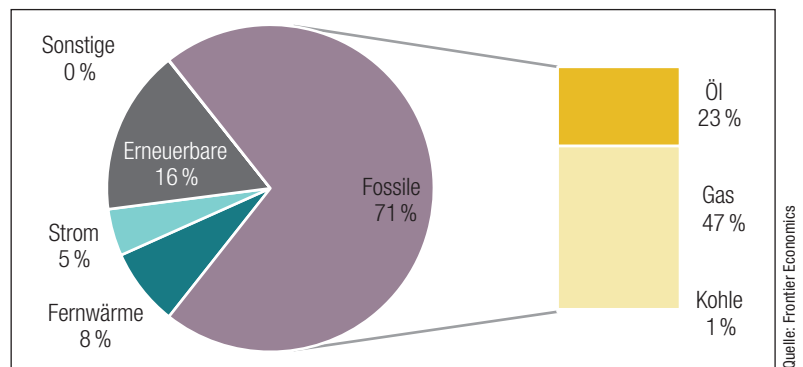


Abb. 2: Anteile der Endenergeträger zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser (2019)

Fernwärme erreicht. Energieeffizienzsteigerungen mittels Gebäudesanierung und die Elektrifizierung des Wärmemarktes durch elektrische Wärmepumpen sind zwar ohne Zweifel sehr wichtige Bausteine für die Wärmewende. Eine zeitnahe Umsetzung im erforderlichen Umfang dürfte angesichts der großen Zahl unsanierter Gebäude jedoch viele praktische Probleme bereiten. Stand heute ist ca. 87 Prozent des Gebäudebestandes unsaniert oder nur teilweise saniert (Abb. 3). Die Sanierungsrate liegt flächengemittelt, auf alle Wohngebäude bezogen, zuletzt bei ca. 1 Prozent pro Jahr [4], sodass eine großflächige Sanierung des Gebäudebestandes für den Einsatz von Wärmepumpen wohl mehrere Jahrzehnte dauern würde.

Darüber hinaus ist zu bedenken, dass die Energieeffizienz, also das Verhältnis von aufgewendeter (erneuerbarer) Energie zu Nutzenergie (hier: Wärme), allein keine Grundlage für energiepolitische Entscheidungen sein sollte. Denn erneuerbare Energiequellen wie Wind und Sonne sind nicht begrenzt – vielmehr stellt die

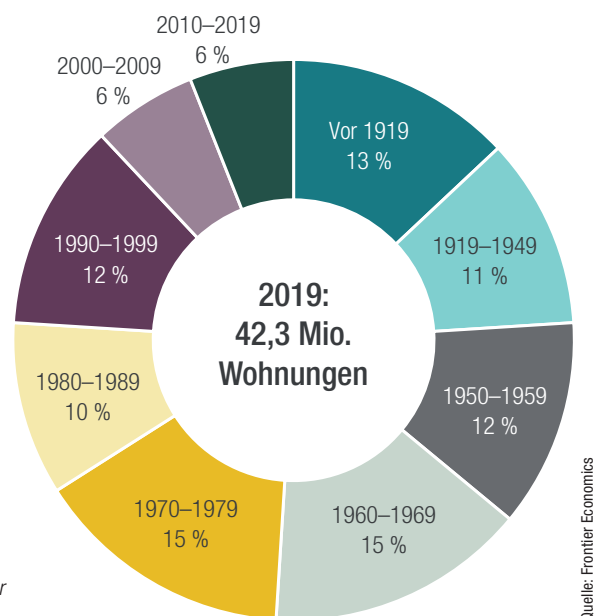


Abb. 3: Anteil der Wohnungen nach Baujahr (2019)

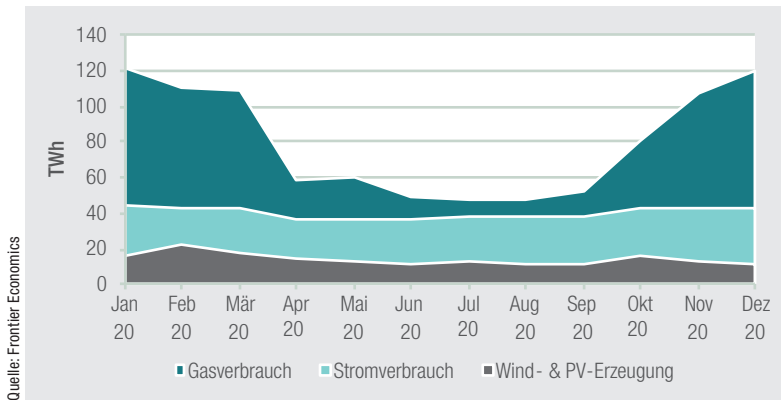


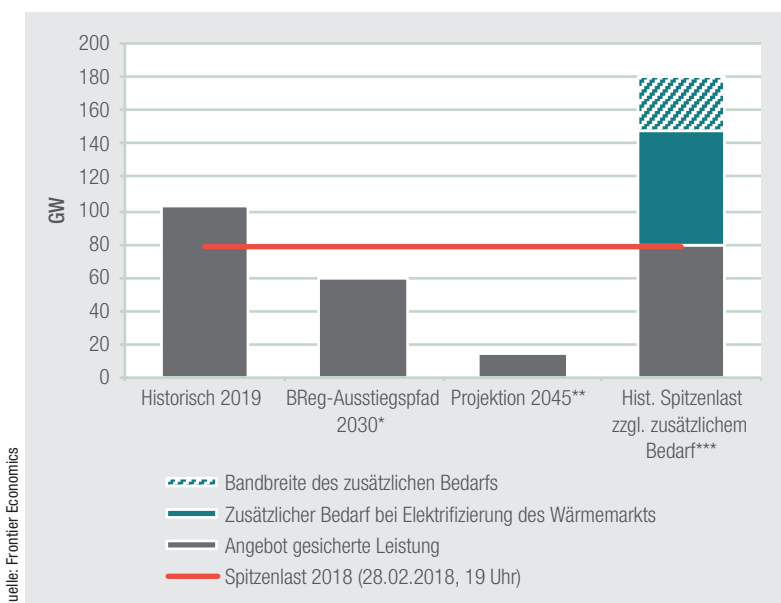
Abb. 4: Monatliche Gasverbrauch, Stromverbrauch und Stromerzeugung aus Wind und Fotovoltaik (2020)

Infrastruktur zu deren Erschließung den Engpass dar. Zudem ist für eine sichere Wärmeversorgung entscheidend, dass die Infrastruktur auch für Phasen sehr hoher Nachfrage (Leistungsspitzen) während der Heizperiode ausgelegt ist.

Saisonalität des Wärmesektors beachten

Entscheidender als die Energieeffizienz und die bereitgestellte Energiemenge über das Jahr ist die Deckung des Energiebedarfs in Verbrauchsspitzen. Der Wärmebedarf ist von erheblicher Saisonalität geprägt, mit einem deutlich höheren Energiebedarf in Wintermonaten im Vergleich zu den Sommermonaten und dem daraus resultierenden hohen Bedarf zur saisonalen Speicherung. Das Gassystem ist seit jeher auf diese Saisonalität des Wärmemarktes ausgelegt: So beträgt beispielsweise der gesamte Gasverbrauch im kältesten Monat (Januar oder Februar) schon in durchschnittlichen Jahren etwa das Dreifache des Verbrauchs im wärmsten Monat (Juli oder August) (Abb. 4).

Abb. 5: Langfristige Entwicklung gesicherter Kraftwerksleistung gegenüber zusätzlichem Bedarf durch einen elektrifizierten Wärmemarkt



Bei einer umfassenden Elektrifizierung würde ein erheblicher Bedarf an Back-up-Kapazität im Strommarkt entstehen, damit an kalten Wintertagen viele Millionen Wärmepumpen auch in Zeiten von Windflauten sicher betrieben werden könnten. Die historische Strom-Spitzenlast von ca. 80 Gigawatt (GW) würde sich allein durch die zusätzliche Bedienung des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs mehr als verdoppeln. Zudem würde der schon heute bestehende Stromnetzausbaubedarf zusätzlich deutlich ansteigen (Abb. 5). Dies gilt trotz der hohen Wirkungsgrade von elektrischen Wärmepumpen durch die Nutzung von Umgebungswärme, welche allerdings an besonders kalten Tagen (an denen die Spitzenlast anfällt) deutlich geringer ausfallen als im Jahresmittel und auch trotz Beschleunigungen von energetischen Sanierungen, durch welche der Heizbedarf gegenüber dem Status quo erheblich gesenkt wird.

Importierter grüner Wasserstoff nicht knapper als grüner Strom

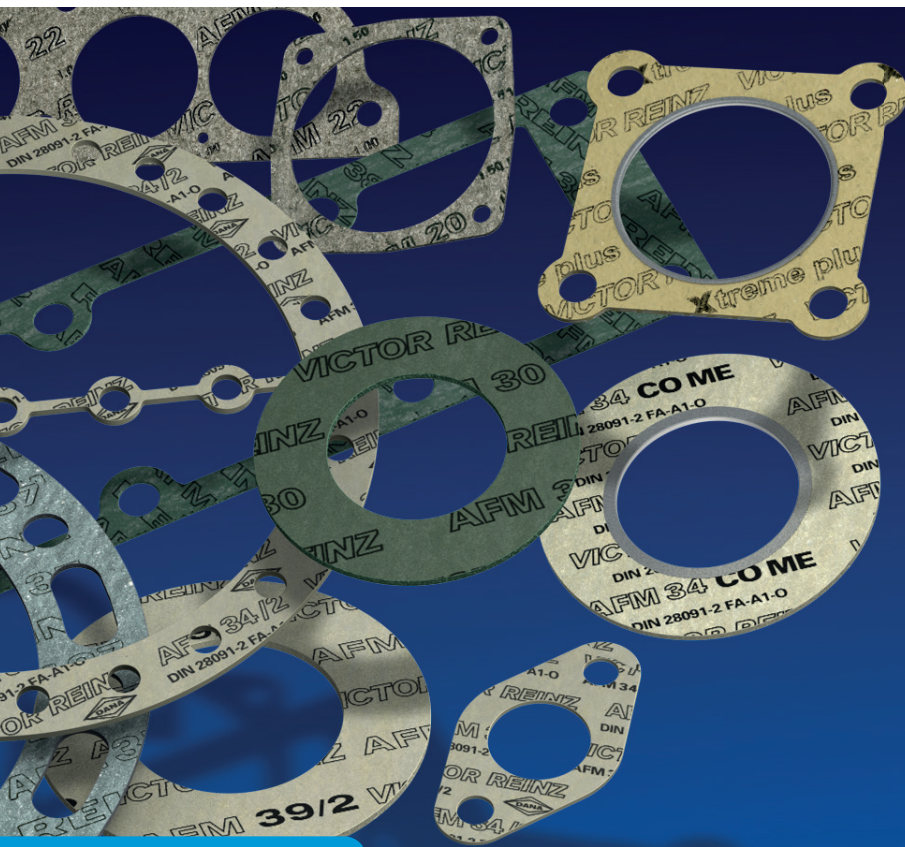
Angesichts der Größe der nachgefragten Energiemengen im Wärmesektor werden voraussichtlich auch zukünftig Importe von Energie im Allgemeinen und von Wasserstoff im Speziellen erforderlich sein. Heute importiert Deutschland, trotz des erfolgreichen Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung auf ca. 250 TWh/a Grünstromerzeugung, immer noch rund 70 Prozent seines Primärenergiebedarfes in Höhe von ca. 3.500 TWh/a. Eine Deckung des gesamten zukünftigen Energiebedarfs Deutschlands durch erneuerbare Energien erfordert in diesem Zusammenhang eine erhebliche Erhöhung der Produktionsmengen, insbesondere von Strom aus Wind und Fotovoltaik, von heute unter 200 TWh um den Faktor 3 bis 10 (je nach Elektrifizierungsgrad). Dies ist durch inländische Standorte kaum (gesellschaftlich akzeptabel) zu leisten.

In anderen Weltregionen – sowohl innerhalb Europas als insbesondere auch außerhalb Europas – bestehen jedoch erhebliche Potenziale zur Erzeugung erneuerbarer Energien, welche den zukünftigen Energiebedarf um ein Vielfaches übersteigen (Abb. 6). An sonnen- oder windreichen Standorten kann im Vergleich zu Deutschland mit derselben Fotovoltaik- bzw. Windkraftanlage eine deutlich größere Menge an erneuerbarem Strom hergestellt werden. Beispielsweise betragen die Volllaststunden einer Fotovoltaik-Anlage in Nordafrika bis zu 2.500 Stunden pro



Abb. 6: Weltweit existieren viele Länder mit sehr guten Produktions- und Exportpotenzialen von Wasserstoff (exemplarische Auswahl)

Jahr, während in Deutschland im geographischen Mittel 1.060 Stunden und somit deutlich weniger als die Hälfte erreicht werden können. Diese großen Potenziale erneuerbarer Erzeugung können u. a. für die Produktion von Wasserstoff, der günstiger speicher- und transportierbar als Strom ist, genutzt werden. ▶



VICTOR REINZ – geprüfte Dichtungsmaterialien für eine Vielzahl von Anwendungen.

VICTOR REINZ Dichtungsmaterialien haben in vielen Tests ihre Qualität bewiesen und durch Freigaben belegt: AFM (Weichstoff auf Aramidfaserbasis), Chemotherm (Graphit), Reinzoflon E (PFTE) und Xtreme plus (Glimmer).

DVGW · FDA · Elastomerleitlinie (vormals KTW) · DVGW-Arbeitsblatt W270 · WRAS · DIN 30653 (HTB) · Fire Safe Test (BS) · Fire Safe Test (API) · BAM · TA-Luft · Grade X/Y · Germanischer Lloyd (DNV GL)

Hotline: 0731 7046-777
REINZ-Dichtungs-GmbH, Neu-Ulm

Reinz-Industrial.com
reinz.industrie@dana.com

© 2021 Dana Limited. All rights reserved.



VICTOR REINZ®

Sealing Products

Aufgrund der großen Produktions- und Exportpotenziale für Wasserstoff ist auch dem teilweise gegen den Einsatz von Wasserstoff zur Wärmeerzeugung hervorgebrachten Argument zu widersprechen, Wasserstoff sei ein knappes Gut. Dies mag in einer kurzfristigen und auf Deutschland eingeschränkten Sichtweise gelten. Perspektivisch jedoch können die erheblichen weltweiten Potenziale erneuerbarer Energien durch den Transport von Wasserstoff oder Wasserstoff-Derivaten für Deutschland und andere Länder nutzbar gemacht werden.

Heterogene Vermeidungskosten, niedrigere Systemkosten und bessere Sozialverträglichkeit

Die Defossilisierung der Volkswirtschaft wird kurzfristig in allen Sektoren zunächst mit Kosten verbunden sein, die sich dann langfristig durch die Begrenzung des Klimawandels und dessen Wirkungen auf die Menschheit rentieren. In allen Sektoren gibt es zudem Anwendungen, bei denen Wasserstoff eine wichtige Rolle spielen kann (z. B. Schwerlastverkehr oder Gebäude mit hoher und „peakiger“ Wärmenachfrage), aber auch Anwendungen, wo z. B. die direkte Elektrifizierung vermutlich einfacher wäre (beispielsweise Kleinwagen mit geringen Reichweitenanforderungen oder Neubauten mit geringen Wärmeleistungs- und Wärmebedarfsanforderungen). Auch sind die CO₂-Vermeidungskosten in den einzelnen Sektoren bei der Anwendung von grünem Wasserstoff als Defossilisierungsoption sehr abhängig von unterschiedlichen Vermeidungskostentreibern und dem Anwendungsfall in den jeweiligen Sektoren. Je nach Annahme und Lebenszyklusbetrachtung für grünen Wasserstoff liegen die CO₂-Vermeidungskosten aus der Wasserstoffnutzung zwischen knapp 100 Euro pro t CO₂ (günstigster Fall Industrie) bis hin zu knapp 1.500 Euro pro t CO₂ („hoher“ Fall, Logistikzentrum).

Angesichts der Unsicherheit über die Höhe der zukünftigen CO₂-Vermeidungskosten in den Sektoren sowie angesichts der Heterogenität der Anwendungsfälle innerhalb der Sektoren ist eine grundsätzliche Ausklammerung des Wärmesektors beim kurz- bis mittelfristigen vorgesehenen Wasserstoffeinsatz – wie in der Nationalen Wasserstoffstrategie der deutschen Bundesregierung vorgesehen – nicht sinnvoll zu begründen. Im Gegenteil: Für den Klimaschutz kommt es auf schnelles Handeln an, damit das

verbleibende Treibhausgas-Budget nicht bereits in den kommenden Jahren „aufgebraucht“ wird. Hier kann z. B. der Wärmesektor durch geringe Systemintegrationskosten in Netzen mit geringer Zahl an H₂-sensiblen Verbrauchern einen Vorteil bieten.

Selbst wenn ein rechtzeitiger Ausbau der erforderlichen Stromerzeugungs-, Stromtransport- und Stromverteilungskapazitäten gelänge, ließen sich durch den breiteren Einsatz von klimaneutralen Gasen wie Wasserstoff die Systemkosten der klimaneutralen Energieversorgung senken, wie eine Reihe von deutschen und europäischen Studien der letzten Jahre zeigt [5–7]. Ein wichtiger Grund ist, dass durch die direkte Nutzung klimaneutraler Gase wie Wasserstoff in allen Verbrauchssektoren weniger Kraftwerke, Stromspeicher und Stromnetze benötigt werden als in Versorgungsszenarien, die primär auf elektrischen Anwendungen basieren. Zudem fallen geringere Anschaffungskosten für neue Heizungssysteme bzw. geringere Sanierungskosten, insbesondere in den unsanierten Bestandsgebäuden, an.

Darüber hinaus müssen auch die Auswirkungen auf die Sozialverträglichkeit der Transformation zur klimaneutralen Energieversorgung betrachtet werden. Der Einsatz klimaneutraler Gase und damit verbundene Kostenersparnisse durch geringere Heizungsanschaffungskosten und niedrigere Sanierungskosten könnte insbesondere den einkommensschwachen Haushalten zugutekommen und damit die Sozialverträglichkeit steigern. Dies ist darauf zurückzuführen, dass einkommensschwache Haushalte überproportional in unvollständig sanierten Bestandsgebäuden wohnen und zudem Energiekosten bei diesen Haushalten einen größeren Anteil am Haushaltsbudget ausmachen.

Die Sozialverträglichkeit wie auch industriepolitische Aspekte (wie z. B. Investitionsfähigkeit oder internationale Wettbewerbsfähigkeit) sind in einer politischen Strategie zu beachten. Ebenso sind Resilienz und Robustheit von Defossilisierungsansätzen wichtig: Setzt man alles auf eine Karte – z. B. eine schnelle Verdrängung von Öl und Gas durch Wärmepumpen –, kann es zu einer Überlastung des Stromsystems kommen, insbesondere wenn parallel der Kernenergieausstieg, der Kohleausstieg, die Verkehrswende, die Wärmewende, der großflächige Ausbau und die Anbindung der Off-

shore-Windenergie sowie die Reduktion der Energieimportabhängigkeit angegangen werden sollen. Auch im Wärmemarkt sind daher neben den wichtigen „grünen Elektronen“ auch die „grünen Moleküle“ zwingend erforderlich, um überhaupt eine realistische Chance zu haben, die anstehenden Klimaschutzziele erreichen zu können. ■

Literatur

- [1] Umweltbundesamt (2021): Pressemitteilung „Treibhausgasemissionen sinken 2020 um 8,7 Prozent“ vom 16.03.2021, online unter www.bmu.de/pressemitteilung/treibhausgasemissionen-sinken-2020-um-87-prozent/, abgerufen am 18. Oktober 2021.
- [2] DNR et al. (2021): Offener Brief „Kein Einsatz von Wasserstoff im Wärmesektor“ an den Bundeswirtschaftsminister vom 11. Februar 2021
- [3] Avere et al. (2021): Open letter “Decarbonising the EU building stock with available solutions and no direct use of hydrogen” an die Europäische Kommission vom 20. Januar 2021.
- [4] Umweltbundesamt (2020): 13 Thesen für einen treibhausgasneutralen Gebäudebestand – Drängende Herausforderungen der Wärmewende, online unter www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/pp_13thesen_treibhausgasneutraler_gebaeudestand_bf.pdf, abgerufen am 18. Oktober 2021.
- [5] Frontier Economics et al. (2017): Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland. Eine modellbasierte Analyse, Frontier Economics, IAEW, FourManagement, EMCEL, September 2017.
- [6] Deutsche Energie-Agentur (dena) (2018): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende, Juli 2018, online unter www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf, abgerufen am 18. Oktober 2021.

- [7] Frontier Economics & IAEW (2019): The value of gas infrastructure in a climate-neutral Europe – A study based on eight European countries, April 2019, online unter www.frontier-economics.com/media/3120/value-of-gas-infrastructure-report.pdf, abgerufen am 18. Oktober 2021.

Die Autoren

Dr. Christoph Gatzen ist Associate Director bei Frontier Economics.

Lino Sonnen ist Consultant bei Frontier Economics.

Kontakt:

Lino Sonnen

Frontier Economics

Im Zollhafen 24

50678 Köln

Tel.: 0221 33713-140

E-Mail: lino.sonnen@frontier-economics.com

Internet: www.frontier-economics.com



Transformation der Gasverteilnetze der MITNETZ GAS für Wasserstoff

Ausgabe 12/2021

*Markierungsposten an einer Edgasleitung der MITNETZ GAS:
Der Versorger mit Sitz in Kabelsketal ist für Planung, Betrieb und Vermarktung der gepachteten Netze verantwortlich. Die Gasnetze haben eine Gesamtlänge von rund 7.000 km und erstrecken sich über Teile der Bundesländer Sachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen und Brandenburg.*



Quelle: Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH

Mit Blick auf die bis zum Jahr 2045 angestrebte Dekarbonisierung stehen die Gasverteilnetze in Deutschland vor einer ganzen Reihe von Herausforderungen. Diese umfassen u. a. die **Veränderung der Gasnachfrage in Höhe und Struktur** sowie auch die Art der zukünftig verteilten Gase – von der Wasserstoff-Beimischung bis hin zur vollständigen Umstellung der Netze auf Wasserstoff. Die MITNETZ GAS hat vor diesem Hintergrund in einem Forschungsvorhaben evaluiert, welche Strategie in Zukunft **bei der Sanierung, Erneuerung und Optimierung der unternehmenseigenen Netze und Anlagen** zielführend ist. Hierzu wurde sowohl eine technische und wirtschaftliche Analyse vorgenommen als auch eine Optimierung der Gasverteilnetze durchgeführt. Der Beitrag stellt die dabei gewonnenen Ergebnisse vor.

von: Jens Hüttenrauch, Christopher Knorr, Jonas Sperlich, Maik Hoffmann (alle: DBI-Gruppe), Thomas Wilke & Jürg Ziegenbalg (beide: MITNETZ GAS)

Der Ausbau der erneuerbaren Energien im Rahmen der Energiewende und die weiteren Maßnahmen zur zukünftigen Reduzierung der Treibhausgas-Emissionen, wie z. B. die Effizienzsteigerungen und vermehrte Wärmedämmung vor allem im Neubau, beeinflussen auch wesentlich die zukünftige Versorgungsaufgabe der Gasverteilnetzbetreiber. Es ist zu erwarten, dass sich insbesondere die Entwicklung der Gasnachfrage und die Art der zukünftig verteilten Gase, insbesondere mit Blick auf den Energieträger Wasserstoff, verändern werden.

Die Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH (MITNETZ GAS) hat vor diesem Hintergrund die DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (DBI) damit beauftragt, das Unternehmen bei der Erstellung einer langfristig angelegten Strategie zur Sanierung, Erneuerung und Optimierung der Netze und Anlagen zu unterstützen. Dies erfolgte durch eine technische und wirtschaftliche Analyse und Optimierung der Gasverteilnetze sowie durch eine Ermittlung der erforderlichen technischen Maßnahmen, einschließlich ihrer resultierenden Kosten auf der Zeitachse bis zum Jahr 2050 für die Netze und Anlagen der MITNETZ GAS. Im Rahmen des Projekts wurden dabei insgesamt vier inhaltliche Schwerpunkte bearbeitet:

- Abstimmung eines Szenariorahmens zur Darstellung der möglichen zukünftigen Entwicklung der Versorgungsaufgabe mit den Schwerpunkten Gasnachfrage, Leistungsbedarf und Art der verteilten Gase
- Analyse des H₂-Ist-Zustands zur Ermittlung der aktuellen Wasserstofftoleranz von Netz und Anlagen
- Transformationspfade zur Ermittlung eines kostenoptimalen Transformationspfads zur Anpassung der Wasserstofftoleranz der Gasinfrastruktur
- Zielnetzplanung unter Berücksichtigung strömungstechnischer und kapazitiver Aspekte, zur Ermittlung eines zukunftsrobusten Netzes für die Erfüllung der Versorgungsaufgabe bis zum Jahr 2050 sowie den Weg dorthin

Szenariorahmen zur Entwicklung der Versorgungsaufgabe

Im ersten Schritt wurde in dem Projekt die Entwicklung der zukünftigen Versorgungsaufgabe in zwei grundsätzlichen Szenarien abgebildet. Die Grundlage bildet jeweils das Szenario „TM95“ (Technologiemix, 95 Prozent Treibhausgas-Minderung gegenüber dem Jahr 1990) der dena-Leitstudie von 2018, bzw. das darauf basierende Szenario I aus dem Netzentwicklungsplan Gas (2020), angepasst an die aktuelle Kundenstruktur der MITNETZ GAS. Die Unterschiede in den Szenarien liegen in der Nachfrageentwicklung im Bereich Gasmobilität und der Art der verteilten Gase (Abb. 1). Eine Grenze des so aufgespannten Szenariorahmens bildete ein „Mischgas-Szenario“, die andere Grenze ein „Wasserstoff-Szenario“.

Für das Mischgas-Szenario wurde angenommen, dass auch weiterhin (erneuerbares) Methan verteilt wird, mit maximal 30 Volumenprozent (Vol.-%) H₂-Beimischung im Jahr 2050. Gasmobilität spielt in diesem Szenario keine Rolle, was insge-

EX-TEC® PM 580

Spüren, Messen und Warnen –
alles, was Sie brauchen



- Intelligente Unterstützung während geführter Funktionsprüfung
- Detektion von bis zu fünf verschiedenen Gasen
- Praktische und sichere Einhandbedienung
- Filterverschmutzung schnell erkennbar, einfach zu wechselnder Staubfilter
- Pumpenalarm bei Wasserkontakt des hydrophoben Filters



Hermann Sewerin GmbH

Robert-Bosch-Straße 3 | D-33334 Gütersloh

Telefon +49 5241 934-0 | Telefax +49 5241 934-444

www.sewerin.com | info@sewerin.com

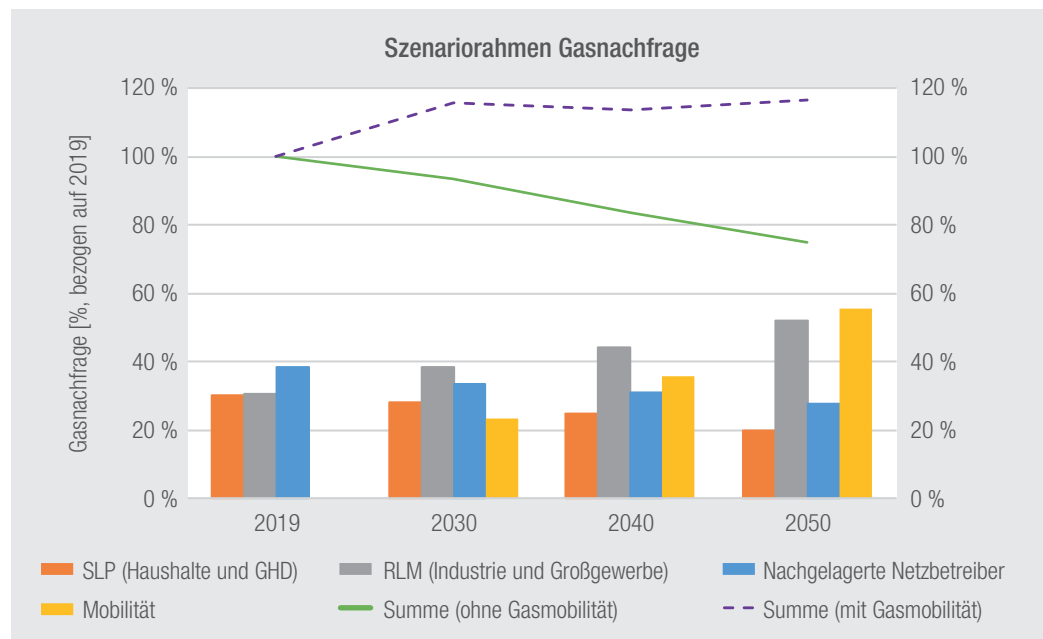


Abb. 1: Überblick über die Entwicklung der Gasnachfrage seit dem Jahr 2019 (normiert, Angabe in Prozent)

samt zu einem Rückgang der Gasnachfrage um 25 Prozent und einer Reduzierung des Leistungsbedarfs um 10 Prozent gegenüber dem Jahr 2019 führt.

Für das Wasserstoff-Szenario wiederum wird angenommen, dass die Gasversorgung bis 2050 vollständig auf Wasserstoff umgestellt wird. Hier wird auch Gasmobilität (Wasserstoff) berücksichtigt, sodass die Gasnachfrage bis 2050 um 11 Prozent und der Leistungsbedarf um 20 Prozent gegenüber dem Jahr 2019 ansteigen.

Analyse der Wasserstoffverträglichkeit

Zur Bewertung der aktuellen Wasserstoffverträglichkeit der Netze und Anlagen wurden Daten der MITNETZ GAS zu eingesetzten Rohrleitungsmaterialien und Komponenten (wie z. B. Gaszählern) aufbereitet und hinsichtlich ihrer Wasserstoffverträglichkeit nach Material und Funktion bewertet. Die Einstufung der Wasserstoffverträglichkeit basiert auf dem VNB-Kompendium, welches den mit Quellen belegbaren Wissensstand der Wasserstoffverträglichkeit (inkl. Herstellerangaben) umfasst. Die aufgrund der Methodik des Kompendiums eher konservative Bewertung der Wasserstoffverträglichkeit wurde mit Blick auf die Erfahrungen von MITNETZ GAS und DBI, u. a. aus der Stadtgas-Versorgung, teilweise angepasst.

Die Auswertung hat gezeigt, dass grundsätzlich alle Rohrleitungen ≤ 16 bar für bis zu 100 Vol.-% Wasserstoff ohne gesonderte Prüfung geeignet

sind. Auch die Leitungen des HD-Netzes > 16 bar bestehen zwar aus für Wasserstoff geeigneten Stählen, insbesondere für den Werkstoff L485 MB (> 25 bar) ist zum jeweiligen Zeitpunkt jedoch ein Integrationsnachweis notwendig.

Wie die Rohrleitungen, so sind auch die Nicht-Rohrleitungs-Assets, bis auf Messtechnik und Gasströmungswächter, für 100 Prozent Wasserstoff geeignet. Neben den nicht für Wasserstoff geeigneten Prozessgaschromatografen (PGC) besteht bei der Messtechnik (Gaszähler, Mengenumwerter) ab einer Beimischung von > 20 Vol.-% Wasserstoff Anpassungsbedarf. Gasströmungswächter, die bis 30 Vol.-% Wasserstoff geeignet sind, sind bei ca. 20 Prozent der Gashausesanschlüsse vorhanden. Sie werden in Hinblick auf die Verteilung von Wasserstoff zukünftig separat, im Rahmen der Erstellung eines ganzheitlichen wasserstofftauglichen Sicherheitskonzepts, betrachtet. Die Erkenntnisse der Analyse der Wasserstoffverträglichkeit bildeten einen wesentlichen Schwerpunkt bei der anschließenden Modellierung der Transformationspfade.

Transformation der Gasinfrastrukturen

Auf Basis des abgestimmten Wasserstoffhochlaufs aus dem Szenariorahmen und den Ergebnissen der Analyse des Netzes hinsichtlich Wasserstoffverträglichkeit erfolgte im Projekt anschließend die Ermittlung kostenoptimaler Transformationspfade zur bedarfsgerechten Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit des betrachteten Gasverteilnetzes. Dabei wurden drei

unterschiedliche Szenarien betrachtet und miteinander verglichen:

- Im Benchmark-Szenario findet ausschließlich eine Fortführung der regulären Netzenerneuerung statt, basierend auf technischen Nutzungsdauern und ohne eine gezielte Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit des Gasnetzes.
- Im Mischgasszenario erfolgt die gezielte Transformation auf 20 Vol.-% Wasserstoffverträglichkeit bis zum Jahr 2030 und anschließend auf 30 Vol.-% Wasserstoffverträglichkeit bis zum Jahr 2050.
- Im Wasserstoffszenario erfolgt ebenfalls die Transformation auf 20 Vol.-% Wasserstoffverträglichkeit bis zum Jahr 2030 und dann, abweichend vom Mischgasszenario, auf 100 Prozent Wasserstoffverträglichkeit bis zum Jahr 2050.

Sowohl für das Mischgas- als auch das Wasserstoffszenario gilt, dass jeweils das gesamte Netz auf die angestrebte Wasserstoffverträglichkeit zu den entsprechenden Zeitpunkten hin angepasst wird, ohne Berücksichtigung eventueller Veränderungen von Netzstrukturen oder unterschiedlicher zeitlicher Entwicklungen.

Die Ergebnisse haben gezeigt, dass ein Teil der Anpassungen des Netzes hinsichtlich Wasserstoffverträglichkeit bereits im Rahmen der regulären Erneuerung erfolgt – unter der Prämisse, dass bei jeder Maßnahme möglichst bereits für Wasserstoff geeignete Komponenten eingesetzt werden. Die Beibehaltung der aktuellen Erneuerungsstrategie ist somit eine wichtige Voraussetzung für die Erreichung der Wasserstoffverträglichkeit. Maßnahmen, die darüber hinaus für die Erreichung der Zielwerte der Wasserstoffverträglichkeit erforderlich sind, werden als außerplanmäßige Ersatzinvestitionen dargestellt.

Im Mischgasszenario fallen außerplanmäßige Ersatzinvestitionen vor allem bis 2030 für den Sprung der Wasserstoffverträglichkeit auf 20 Vol.-% an und beschränken sich auf den Bereich der Messtechnik. Bis 2050 liegen die Aufwendungen für die Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit auf 30 Vol.-% etwa 1 Prozent über den Aufwendungen für die reguläre Erneuerung des Netzes (Abb. 2).

Das Wasserstoffszenario beinhaltet ebenfalls die außerplanmäßigen Ersatzinvestitionen für den Sprung auf 20 Vol.-% Wasserstoffverträglichkeit,

ROHRNETZKONTROLLE!

Oberirdische Überprüfung von Gasrohrnetzen



Nutzen Sie die Vorteile des digitalen Planwerks und vertrauen Sie auf die Kompetenz eines erfahrenen Dienstleisters, der zu den Pionieren der digitalen Rohrnetzüberprüfung gehört.



Q-02846-17-1-1
DIN EN ISO 9001:2015



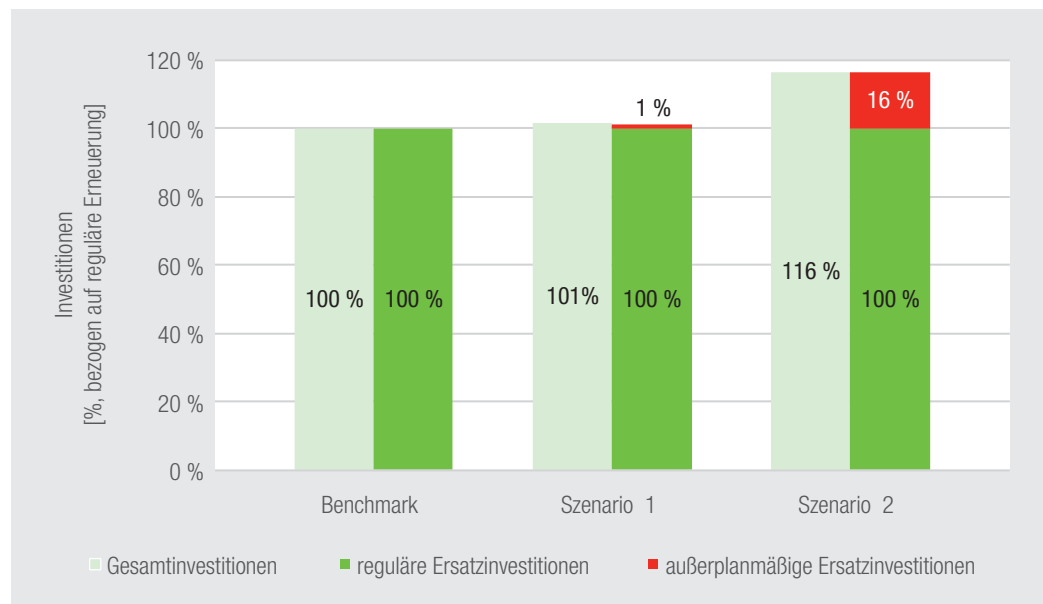


Abb. 2: Kostenvergleich der Szenarien aus den Transformationspfaden (normiert, Angabe in Prozent)

der Fokus liegt allerdings deutlich auf der Erreichung der vollständigen Wasserstoffverträglichkeit bis zum Jahr 2050. Die dafür insgesamt erforderlichen außerplanmäßigen Ersatzinvestitionen belaufen sich auf zusätzlich ca. 16 Prozent im Vergleich zu den Aufwendungen für die reguläre Erneuerung des Netzes (Abb. 2).

Zielnetzplanung

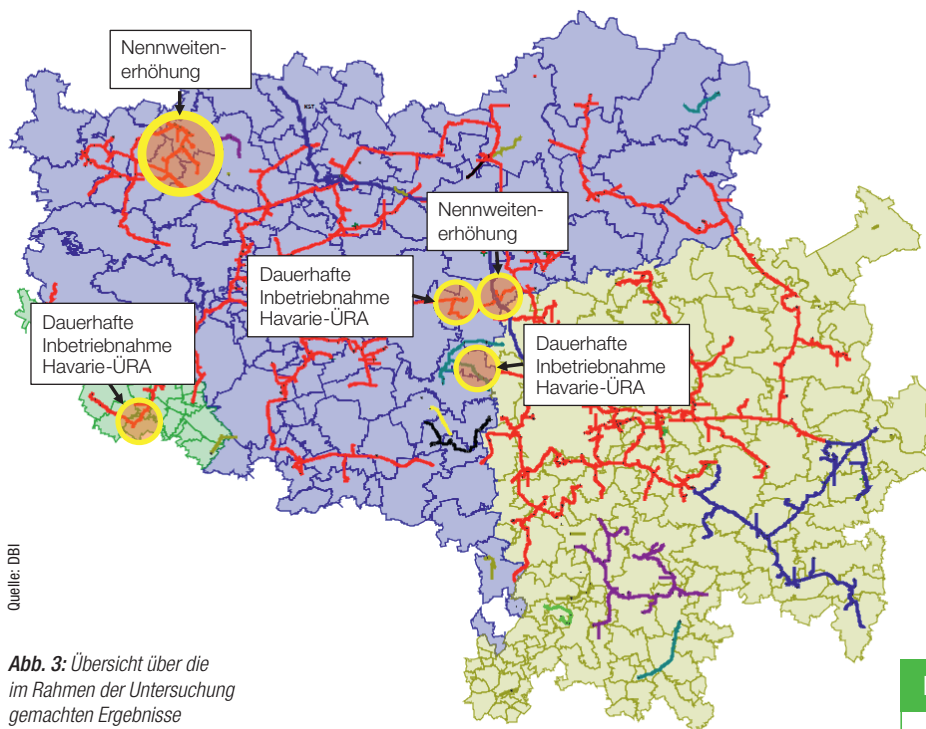
Neben den Betrachtungen zur materialeitigen und funktionellen Wasserstoffeignung lag ein weiterer Schwerpunkt auf den strömungstechnischen und kapazitiven Aspekten des zukünftigen Gasverteilnetzes. Im Rahmen einer Zielnetzplanung wurden daher, neben der Prüfung und Bewertung der aktuellen Zielnetz Kriterien, die Netze für die zukünftige Versorgungsaufgabe, insbesondere hinsichtlich ihrer Eignung für die Verteilung von Wasserstoff, optimiert. Hierfür wurden das komplette regionale HD-Netz DP 16 sowie zwei repräsentative Ortsnetze (ND, MD, bis DP 4) betrachtet.

Voraussetzung für die Umstellung des Netzes auf Wasserstoff ist die Prüfung und ggf. Anpassung der Zielnetz Kriterien mit Fokus auf den zulässigen Strömungsgeschwindigkeiten sowohl für Leitungen als auch für Gas-Druckregelanlagen (GDRA). Eine Erhöhung der zulässigen Strömungsgeschwindigkeiten für Wasserstoff wurde in den Betrachtungen vorausgesetzt. Im Hinblick auf die Tatsache, dass Wasserstoff nur etwa ein Drittel des volumetrischen Energiegehalts von Erdgas hat, verdreifacht sich die Strömungsgeschwindigkeit bei der Umstellung auf Wasserstoff aufgrund des größeren erforderlichen

derlichen Volumenstroms – die Einhaltung der Mindestdrücke kann, aufgrund der strömungstechnischen Eigenschaften von Wasserstoff, in der Regel trotzdem eingehalten werden.

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass das HD-Netz sowohl für den Betrieb mit Erdgas als auch mit Wasserstoff gut dimensioniert ist. Für eine Umstellung auf Wasserstoff sind (unter den genannten Prämissen hinsichtlich der Strömungsgeschwindigkeiten) aus strömungstechnischen Gesichtspunkten nur wenige Maßnahmen erforderlich (Abb. 3). Diese betreffen u. a. eine teilweise Nennweitenerhöhung im Rahmen der regulären Erneuerung des Altleitungsbestands sowie die dauerhafte Inbetriebnahme von ein bis drei bisher als Havarieanlagen betriebenen GDRA.

In beiden Ortsnetzen lag ein wesentlicher Schwerpunkt der Untersuchungen auf der Optimierung der Netze. In beiden Fällen kann, durch Vereinheitlichung der Druckstufen auf Mitteldruck, die Komplexität der Netze reduziert und die Versorgungssicherheit durch Verbindung von Teilnetzen erhöht werden. Dabei lassen sich, je nach Netz und Zielnetzvariante, ca. 30 bis 75 Prozent der GDRA einsparen. Darüber hinaus konnte gezeigt werden, dass die betrachteten Ortsnetze im Wesentlichen ohne zusätzliche Anpassungen (aus strömungstechnischen Gesichtspunkten) für den Betrieb mit Wasserstoff geeignet sind. Lediglich die Bereiche in den Netzen, bei denen im Rahmen der aktuellen Versorgung mit Erdgas Drücke und Strömungsgeschwindigkeiten bereits in Grenzbereichen lagen, waren auch bei den



Quelle: DBI

Abb. 3: Übersicht über die im Rahmen der Untersuchung gemachten Ergebnisse der Zielnetzplanung

Betrachtungen mit Wasserstoff auffällig, sodass wenige Anpassungsmaßnahmen vorgesehen wurden.

Fazit und Handlungsempfehlungen

Insgesamt konnte im Rahmen des Projekts gezeigt werden, dass die Rohrnetze im Hochdruck- und Verteilnetz bereits heute ohne gesonderte Prüfung für bis zu 100 Vol.-% Wasserstoff und die zukünftige Versorgungsaufgabe geeignet sind – sowohl aus materialseitiger als auch strömungstechnischer Sicht. Es besteht jedoch Anpassungsbedarf im Bereich der Messtechnik, deren Austausch möglichst im Rahmen der planmäßigen Erneuerung erfolgen sollte.

Aus Sicht der strategischen Netzplanung sollte perspektivisch immer von einem Anstieg der Wasserstoffkonzentration im Gasgemisch bis hin zur vollständigen Umstellung auf Wasserstoff ausgegangen werden. Dazu empfiehlt es sich, stets Assets mit der höchsten am Markt verfügbaren H₂-Toleranz einzusetzen und die Zunahme der erforderlichen volumetrischen Transportkapazitäten im Rahmen der Planungen zu berücksichtigen. Ergänzend sollten auch die an das Gasverteilnetz angeschlossenen Anwendungen im Rahmen der Planungen

berücksichtigt werden. Diese sind bisher zwar nicht bekannt, sie bilden aber einen wesentlichen Schwerpunkt für die Umstellung auf höhere Wasserstoffkonzentrationen oder reinen Wasserstoff.

Gleichwohl besteht noch weiterer Forschungs- und Untersuchungsbedarf bei einer Reihe von Themen, die weitgehend von allgemeinem Interesse sind und daher z. B. im Rahmen der DVGW-Forschung untersucht werden sollten. Dies betrifft vor allem die Fragestellungen hinsichtlich der zulässigen Strömungsgeschwindigkeiten im Rohrnetz und in den GDRA. Des Weiteren wird ein wasserstofftaugliches Sicherheitskonzept benötigt, inklusive verlässlicher Informationen zur Eignung der bestehenden Gasströmungswächter. Offen bleibt zunächst auch die Frage nach einem Konzept zur Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff unter Einbeziehung von vor- und nachgelagerten Netzen und den an die Gasnetze angeschlossenen Anwendungen. ■

Die Autoren

Jens Hüttenrauch ist Teamleiter für Netzprojekte bei der DBI-Gruppe.

Christopher Knorr ist Projektleiter des H₂-Kompodiums VNB bei der DBI-Gruppe.

Jonas Sperlich ist Projektingenieur für Netzprojekte und Transformationspfade bei der DBI-Gruppe.

Maik Hoffmann ist Projektingenieur für Netzsimulation und Zielnetzplanung bei der DBI-Gruppe.

Thomas Wilke ist Gruppenleiter Zukunftstechnologien bei MITNETZ GAS.

Jürg Ziegenbalg ist Abteilungsleiter Realisierungssteuerung/Disposition bei MITNETZ GAS.

Kontakt:

Jens Hüttenrauch
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Karl-Heine-Str. 109/111
04229 Leipzig
Tel.: 0341 2457-128
E-Mail: jens.huettentrauch@dbi-gruppe.de
Internet: www.dbi-gruppe.de

Thomas Wilke
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH
Industriestr. 10
06184 Kabelsketal
Tel.: 0345 21646-40
E-Mail: thomas.wilke@mitnetz-gas.de
Internet: www.mitnetz-gas.de

Grundlagenforschung für die Dreiphasen-Methanisierung

Ausgabe 04/2022

als Teil der Power-to-Gas-Prozesskette

Das am Engler-Bunte-Institut entwickelte **Reaktorkonzept des dreiphasigen Blasensäulenreaktors zur Methanisierung** wird stetig optimiert. Dazu werden neben dem Betrieb einer 100-kW-Demonstrationsanlage auch unterschiedliche Grundlagenuntersuchungen durchgeführt [1]. Aktuelle Forschungsarbeiten haben das Ziel, das Verständnis der Hydrodynamik auf lokaler Ebene zu vertiefen und **somit die Vorgänge im Methanisierungsreaktor vollumfänglich beschreiben** und den Reaktor präzise auslegen zu können. Im Rahmen einer am EBI durchgeführten Masterarbeit wurde für die Untersuchung der Hydrodynamik **eine optische Nadelsonde als Messtechnik eingesetzt und validiert** [2]. Die Ergebnisse der Arbeit sollen in diesem Fachbeitrag vorgestellt werden.

Von: Janina Leiblein, Friedemann Mörs, Dr. Frank Graf & Prof. Dr. Thomas Kolb (alle: Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie)

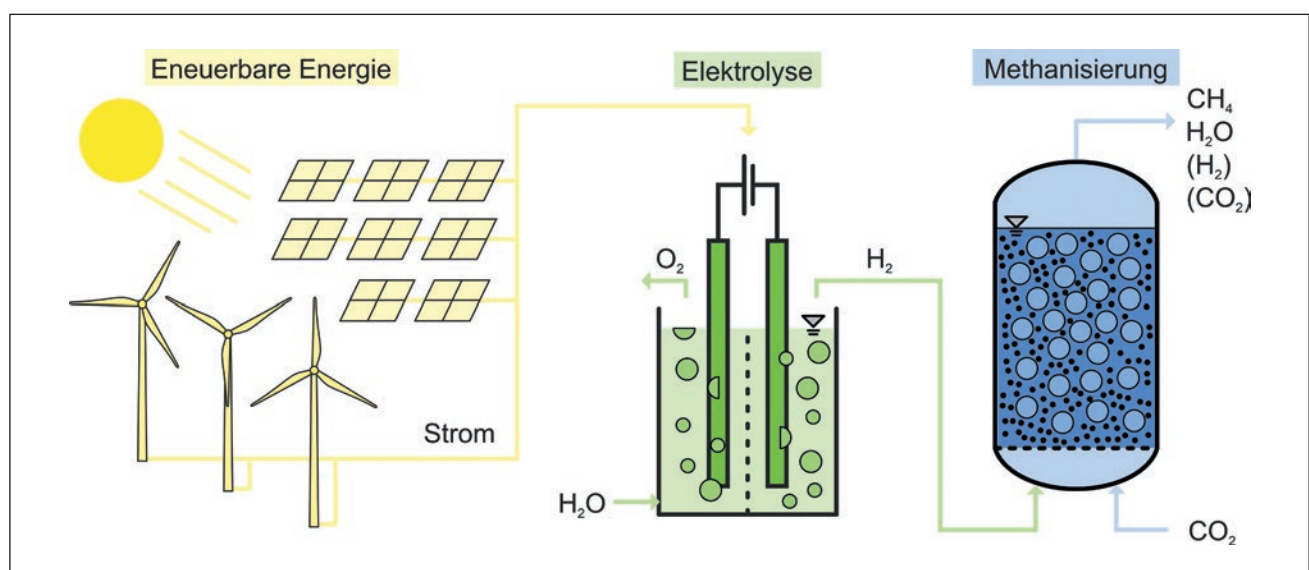
Das Engler-Bunte-Institut (EBI) am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) erforscht am Teilinstitut Chemische Energieträger Brennstofftechnologie (ceb) die Erzeugung, Umwandlung und Aufbereitung von Brennstoffen. Dabei stehen regenerative Energieträger und synthetische Brennstoffe wie Biomasse oder grüner Wasserstoff im Fokus. Grüner Wasserstoff wird u. a. durch die Spaltung von Wasser mithilfe von erneuerbarer Wind- oder Solarenergie gewonnen. Die erneuerbare Energie wird so in Form von Gas gespeichert (Power-to-Gas-Prozess) und steht tageszeit- und wetterunabhängig zur Verfügung [3]. Eine Herausforderung besteht dabei in der Handhabung von Wasserstoff. Ein

am EBI entwickeltes Verfahren vereinfacht ebendiese Handhabung: Es umfasst die Umwandlung von grünem Wasserstoff zu Methan in einem dreiphasigen Blasensäulenreaktor (Abb. 1) [4–6]. Das gasförmige Methan kann nach der Umwandlung ohne Restriktionen in das bestehende Gasnetz eingespeist und in großen Mengen gespeichert werden.

Suspension-Blasensäulenreaktor

Der Blasensäulenreaktor zur Methanisierung besteht aus einem stehenden Reaktionsrohr, das mit einer Wärmeträgerflüssigkeit (Flüssigphase, L) gefüllt ist. In dieser Flüssigkeit steigen die gas-

Abb. 1: Power-to-Gas-Verfahren mit Stromgewinnung über Wind- und Solarenergie, Wasserelektrolyse und Methanisierung in einem dreiphasigen Blasensäulenreaktor



Quelle: EBI

förmigen Edukte H_2 und CO_2 (Gasphase, G) in Form von Blasen auf [7]. Die gasförmigen Edukte reagieren an der Oberfläche des fein verteilten Katalysators (feste Phase, S) zu Methan. Das Produkt Methan wiederum verlässt den Reaktor am Kopf zusammen mit dem in der Reaktion gebildeten Wasser und nicht umgesetzten Edukt (siehe folgende Gleichung 1).



Die Besonderheit des Reaktorkonzepts gegenüber herkömmlichen zweiphasigen Reaktoren ist die zusätzliche Wärmeträgerflüssigkeit. Diese bewirkt eine feine Verteilung des Katalysators, was eine bessere Zugänglichkeit und somit eine erhöhte Katalysatorausnutzung zur Folge hat. Zudem kann die Reaktionswärme der stark exothermen Methanisierungsreaktion sehr gut über die Wärmeträgerflüssigkeit abgeführt werden, was zu einer optimalen Kontrollierbarkeit der Reaktionstemperatur führt. Die gute Temperaturkontrolle ermöglicht zudem einen dynamischen Betrieb des Blasensäulenreaktors, was bei Power-to-Gas-Verfahren mit Blick auf die schwankende Menge an Wind- und Solarenergie besonders von Vorteil ist.

Aktuelle Forschungsarbeiten am EBI zielen darauf ab, das Reaktordesign des dreiphasigen Blasensäulenreaktors zu optimieren und so die größtmögliche Methanbildungsrate zu erreichen. Einen großen Einfluss auf die Methanbildungsrate hat die Hydrodynamik im Reaktor, die die Bewegung aller drei Phasen umfasst. Für eine präzise Reaktorauslegung muss die Hydrodynamik im Reaktor vorhersagbar sein. Kenngrößen, welche die Hydrodynamik beschreiben, sind der Gasgehalt ε_G ($\varepsilon_G = V_G/V_{G+L}$), die Blasenauftiegs geschwindigkeit u_B und die Sehnenlänge l_B . Bisherige Ansätze, die Hydrodynamik zu charakterisieren, erfolgen ausschließlich über den integralen Gasgehalt. Der integrale Gasgehalt ist der volumengemittelte Gasgehalt der gesamten Blasenströmung und wird über Füllstandmessungen ermittelt [8]. Genauere Beschreibungen der Hydrodynamik werden jedoch durch lokale Messungen aller drei Kenngrößen erzielt. Dafür eignet sich eine optische Nadelsonde, welche 2018 erstmals am EBI eingesetzt wurde. Um die Verlässlichkeit der optischen Nadelsonde sicherzustellen, wurden im Rahmen einer Masterarbeit die Kenngrößen in einer Blasenströmung gemessen und die Ergebnisse mit verschiedenen Methoden validiert.



Quelle: Reis

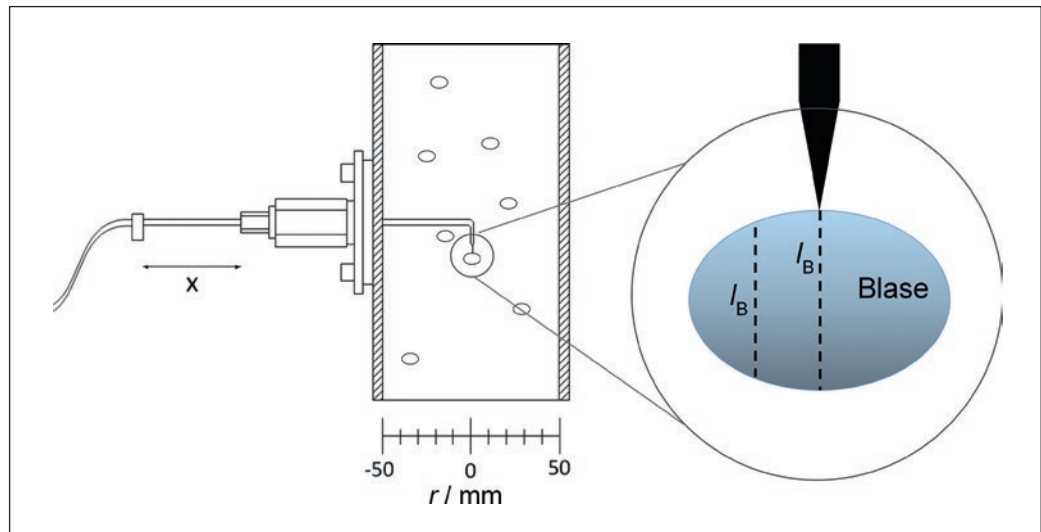
Versuchsaufbau und Durchführung

Der Versuchsstand (Abb. 2) ist eine abgewandelte Form des dreiphasigen Blasensäulenreaktors [8]. Anstelle von drei Phasen (G, L, S) wurde im Rahmen der Masterarbeit mit dem zweiphasigen (G, L) Stoffsystem Wasser/Luft gearbeitet. Der abgewandelte Aufbau reduziert die Vielzahl der Einflussfaktoren auf die Hydrodynamik und ermöglicht es, auftretende Effekte gezielt auf deren Ursachen zurückzuführen.

In Abbildung 3 ist der Aufbau der Nadelsonden-Messtechnik zu sehen. Die Nadelsondenspitze zeigt nach unten und wird wiederholt von aufsteigenden Blasen getroffen. Von einer repräsentativen Anzahl an getroffenen Blasen kön-

Abb. 2: Versuchsstand zur Untersuchung der Hydrodynamik in Blasenströmungen mit einer optischen Nadelsonde. In der Bildlegende sind die technischen Daten der Blasensäule angegeben.

Abb. 3:
Links: Blasensäule mit
eingebauter optischer Nadel-
sonde; rechts: Nadelsonden-
spitze beim Durchstechen
einer Blase mit eingezeich-
neter Sehnenlänge



Quelle: EBI

nen die gemittelten Kenngrößen Gasgehalt ε_G , Blasenaufstiegsgeschwindigkeit u_B und Sehnenlänge l_B bestimmt werden. Durch radiales Verschieben der Nadelsonde werden die gemittelten Kenngrößen an verschiedenen Positionen zwischen $45 \text{ mm} \leq r \leq 45 \text{ mm}$ im Abstand von $\Delta r = 5 \text{ mm}$ gemessen. Die Funktionsweise der optischen Nadelsonde beruht auf einer Laser- messtechnik: Laserlicht gelangt dabei durch den Lichtleiter bis zur Nadelsondenspitze, an welcher das Licht aufgrund verschiedener Brechungsindizes von Luft und Wasser reflektiert oder gebrochen wird. Der sich ausbildende Intensitätsverlauf der Reflexion liefert die Informationen zur Ermittlung der Kenngrößen.

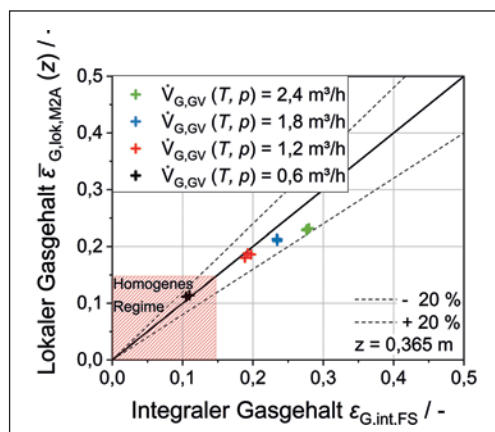
Ergebnis Teil I: Gasgehalt

Der Gasgehalt ε_G wurde an verschiedenen radialen Positionen r gemessen. Anschließend wurde aus den radialen Messergebnissen der flächengewichtete Mittelwert (im Folgenden: lokaler Gasgehalt $\varepsilon_{G,lok,M2A}$; M2A: Bezeichnung der Nadelsonde) berechnet. Dieses Vorgehen wurde für vier verschiedene Volumenströme ($\dot{V}_{G,GV}(T, p) =$

0,6; 1,2; 1,8; 2,4 m^3/h ; GV: Gasverteiler) wiederholt. Je nachdem wie viel Gas die Blasensäule durchströmt, bilden sich ein homogenes oder ein heterogenes Strömungsregime aus. Das homogene Strömungsregime ist durch gleichmäßig aufsteigende Blasen gekennzeichnet, während es im heterogenen Strömungsregime unterschiedlich große Blasen gibt, die teilweise zirkulieren und in Wandnähe wieder abwärts strömen. Bei $\dot{V}_{G,GV}(T, p) = 0,6 \text{ m}^3/\text{h}$ bildet sich ein homogenes Strömungsregime aus, bei den drei höheren Volumenströmen liegt das heterogene Strömungsregime vor.

Zur Validierung wird der lokale Gasgehalt $\varepsilon_{G,lok,M2A}$ mit dem integralen Gasgehalt $\varepsilon_{G,int,FS}$ verglichen. **Abbildung 4** zeigt den Vergleich des lokalen und integralen Gasgehalts. Datenpunkte auf der durchgezogenen Linie würden eine exakte Übereinstimmung bedeuten. Die schwarzen Messpunkte im homogenen Regime liegen nahezu auf der schwarzen Linie, d. h., die Nadelsonde misst im homogenen Regime den lokalen Gasgehalt korrekt. Bei den höheren drei Volumenströmen ist der lokale Gasgehalt niedriger als der integrale Gasgehalt. Diese Abweichung nimmt mit steigendem Volumenstrom zu.

Abb. 4: Auftragung des
lokalen Gasgehalts über den
integralen Gasgehalt bei
vier Volumenströmen von
 $\dot{V}_{G,GV}(T, p) = 0,6\text{--}2,4 \text{ m}^3/\text{h}$



Quelle: EBI

Ein Erklärungsansatz für die Ergebnisse ist, dass im homogenen Regime nur aufwärtsströmende Blasen vorliegen und daher der mit der Nadelsonde gemessene Gasgehalt korrekt ist. Dagegen strömen im heterogenen Regime einige der Blasen wieder abwärts. Die abwärtsströmenden Blasen werden teilweise von der Metallhülse, die den Lichtleiter umschließt, abgelenkt und nicht von der Nadelsondenspitze erfasst. Mit steigendem Volumenstrom erhöht sich die Anzahl an ab-

wärtsströmenden Blasen, wodurch deren Nicht-erfassung und der Fehler des lokal gemessenen Gasgehalts steigen. Diese Vermutung konnte mit Videoaufzeichnungen bestätigt werden.

Ergebnis Teil II: Blasenauftiegs-geschwindigkeit

Die Blasenauftiegs-geschwindigkeit u_B wurde (wie der lokale Gasgehalt auch) an verschiedenen radialen Positionen r gemessen. Anschließend wurde aus diesen Geschwindigkeiten der flächengewichtete Mittelwert berechnet (im Folgenden: Blasenauftiegs-geschwindigkeit $\bar{u}_{B,lok,M2A}$). Dieses Vorgehen wurde für drei verschiedene Volumenströme ($\dot{V}_{G,GV}(T,p) = 0,6; 1,2; 2,4 \text{ m}^3/\text{h}$) durchgeführt.

Zur Validierung wird $\bar{u}_{B,lok,M2A}$ mit einer berechneten Blasenauftiegs-geschwindigkeit $u_{B,lok}$ verglichen. Die Berechnung erfolgt über den Quotienten der zwei bekannten Größen Volumenstrom und integraler Gasgehalt. In **Abbildung 5** werden $\bar{u}_{B,lok,M2A}$ und $u_{B,lok}$ miteinander verglichen, wobei zu erkennen ist, dass die mit der Nadelsonde gemessene Blasenauftiegs-geschwindigkeit $\bar{u}_{B,lok,M2A}$ im homogenen Strömungsregime annähernd mit der berechneten Größe $u_{B,lok}$ übereinstimmt. Im heterogenen Strömungsregime wiederum sind die Messergebnisse von $\bar{u}_{B,lok,M2A}$ mit der Nadelsonde zu hoch.

Die Abweichung der Geschwindigkeiten im heterogenen Regime ist auf einen systematischen Messfehler zurückzuführen, denn die Nadelsondenspitze zeigt nach unten und kann somit ausschließlich Geschwindigkeiten aufwärtsströmender Blasen messen. Im homogenen Regime liegen nur aufwärtsströmende Blasen vor, weshalb in diesem Regime die gemessene Aufstiegs-geschwindigkeit korrekt bestimmt wird. Im heterogenen Regime hingegen strömen im Randbereich der Blasensäule Blasen abwärts. Durch Addition der Geschwindigkeiten der auf- und abwärtsströmenden Blasen ergibt sich eine mittlere Blasenauftiegs-geschwindigkeit. Da die nach unten zeigende Nadelsonde nur die Geschwindigkeiten der aufwärtsströmenden Blasen misst, ist die gemessene Blasenauftiegs-geschwindigkeit höher als die vorliegende mittlere Aufstiegs-geschwindigkeit.

Ergebnis Teil III: Sehnenlänge

Die Sehnenlängenmessung erfolgte an der radialen Positionen $r = 0$ und ebenfalls bei drei Volu-

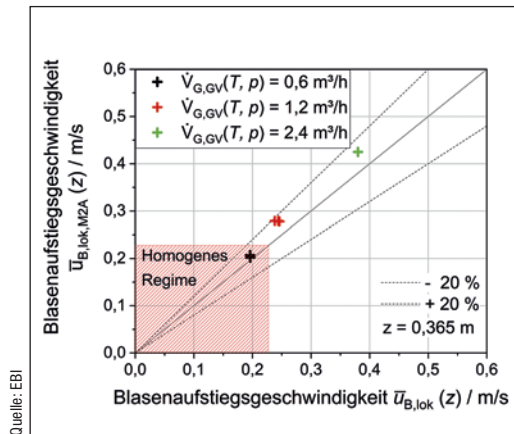


Abb. 5: Auftragung der lokal gemessenen Aufstiegs-geschwindigkeit über der berechneten Aufstiegs-geschwindigkeit bei drei Volumenströmen von $\dot{V}_{G,GV}(T, p) = 0,6-2,4 \text{ m}^3/\text{h}$

menströmen ($\dot{V}_{G,GV}(T,p) = 0,6; 1,2; 2,4 \text{ m}^3/\text{h}$). Zur Validierung dienen Messungen aus einer Vorgängerarbeit, in welcher die Sehnenlängen nicht in einer Blasenströmung, sondern in einer Einzelblasenkette gemessen wurden. Dies ermöglichte die Validierung der Ergebnisse durch eine Hochgeschwindigkeitskamera. **Abbildung 6** vergleicht die Sehnenlängen der Einzelblasenkette (schwarz) mit den Sehnenlängen der Blasenströmung (blau), wobei zu erkennen ist, dass die Blasen in der Blasenströmung eine größere Sehnenlänge vorweisen. Der Unterschied ist darauf zurückzuführen, dass Blasen in einer Blasenströmung eine niedrigere Aufstiegs-geschwindigkeit haben als Blasen in der Einzelblasenkette, da in der Einzelblasenkette der Effekt des Windschattens auftritt. Durch die niedrigere Geschwindigkeit in der Blasenströmung erfahren die Blasen einen geringeren Widerstand und werden demnach weniger verformt (Abflachung der Blasen). Daher haben die Blasen in der Blasenströmung größere Sehnenlängen als die Blasen in der Einzelblasenkette.

Zusammenfassung und Ausblick

Mit den Ergebnissen dieser Arbeit konnten weitreichende Erkenntnisse zur Eignung der Nadel-

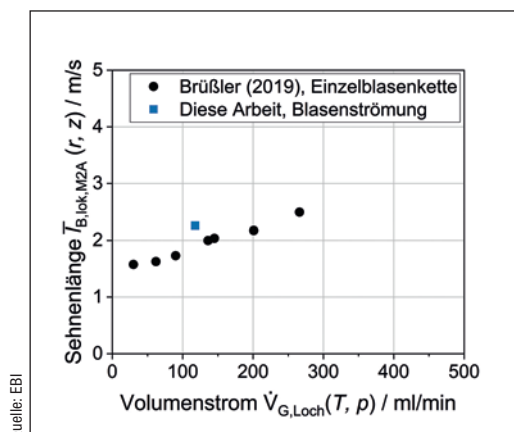


Abb. 6: Vergleich der Sehnenlängen in der Blasenströmung mit Sehnenlängen von Blasen in einer Einzelblasenkette [9]

sonde zur Messung der Hydrodynamik erzielt werden. Mit dem Vergleich der Sehnenlängen in Blasenströmungen mit Sehnenlängen in einer Blaskette wurde gezeigt, dass die Nadelsonde nachvollziehbare Messungen liefert. Um die Messung der Sehnenlänge zu validieren, wurden aufbauend auf den Ergebnissen dieser Masterarbeit die Ergebnisse mit bildgebenden Messverfahren verglichen.

Die Validierung der lokalen Gasgehalts- und Geschwindigkeitsmessung zeigt, dass die optische Nadelsonde im homogenen Strömungsregime korrekte Messergebnisse liefert. Die Nadelsonde kann somit bereits jetzt in Pilotanlagen als verlässliche Messtechnik eingesetzt werden, um die hydrodynamischen Kenngrößen im homogenen Strömungsregime zu bestimmen.

Das heterogene Strömungsregime wiederum birgt sowohl für die Bestimmung des Gasgehalts als auch der Blasengeschwindigkeit Herausforderungen: Der lokale Gasgehalt wird zu niedrig gemessen, da ein Teil der abwärtsströmenden Blasen von der Metallhülse abgelenkt und nicht erfasst wird. Die Blasenauftiegs geschwindigkeit wird wiederum zu hoch gemessen, da die Geschwindigkeit der nach unten strömenden Blasen nicht erfasst wird. Um auch die abwärtsströmenden Blasen zu messen, wurde ein erfolgversprechender Ansatz verfolgt: Die Versuchsmatrix wurde durch Versuche mit nach oben zeigender Nadelsonde erweitert. In nachfolgenden Arbeiten wurde das heterogene Strömungsregime weiter detailliert erforscht. Zusätzlich zur umgekehrten Ausrichtung der Nadelsonde wurde ein neues Messverfahren mit der Nadelsonde entwickelt, um die in diesem Fachbeitrag gezeigten systematischen Messfehler der Messtechnik zu verringern. Mit der neuen Auswertemethode ist es erstmals möglich, Geschwindigkeiten in Echtzeit zu ermitteln – sowohl von aufwärts- als auch von abwärtsströmenden Blasen. Das neue Messverfahren hat damit das Potenzial, auch im heterogenen Strömungsregime die lokalen hydrodynamischen Kenngrößen verlässlich zu ermitteln.

Der Einsatz einer optischen Nadelsonde ermöglicht neue Erkenntnisse über die lokalen Vorgänge in der komplexen Blasenströmung in einem Blasensäulenreaktor. Aus diesen neuen Erkenntnissen sind Rückschlüsse für eine optimale Auslegung und den effizienten Betrieb eines Blasensäulenreaktors möglich. Eine optimale Auslegung bewirkt eine hohe Methanbildungsrate,

wodurch die Effizienz der Methansynthese und somit die Effizienz des gesamten Power-to-Gas-Verfahrens gesteigert wird. Somit gewinnt die Technologie hinsichtlich einer nachhaltigen Energiebereitstellung und -speicherung an Bedeutung und kann einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten. ■

Literatur

- [1] Held, M., Schollenberger, D., Sauerscheil, S., Bajohr, S., Kolb, T.: Power-to-Gas. CO₂ Methanation Concepts for SNG Production at the Engler-Bunte-Institut, in: Chemie Ingenieur Technik, 2020, 92(5), S. 595–602.
- [2] Leiblein, J.: Räumlich aufgelöste Messung des relativen Gasgehalts, der Blasengeschwindigkeit und der Blasengröße in Blasenströmungen. Masterarbeit, Karlsruhe 2019.
- [3] Götz, M., Lefebvre, J., Mörs, F., McDaniel Koch, A., Graf, F., Bajohr, S., Reimert, R., Kolb, T.: Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. Renewable Energy, 2015.
- [4] Götz, M., Bajohr, S., Graf, F., Reimert, R., Kolb, T.: Einsatz eines Blasensäulenreaktors zur Methansynthese, in: Chemie Ingenieur Technik, 2013, 85(7), S. 1.146–1.151.
- [5] Götz, M., Graf, F., Lefebvre, J., Bajohr, S., Reimert, R.: Speicherung elektrischer Energie aus regenerativen Quellen im Erdgasnetz – Arbeitspaket 2a: Drei-Phasen-Methanisierung, in: DVGW energie | wasser-praxis, 2014 (65), S. 41–43.
- [6] Bajohr, S., Götz, M., Graf, F., Kolb, T.: Dreiphasen-Methanisierung als innovatives Element der PtG-Prozesskette, in: gwf Gas+Energie, 2012, (153).
- [7] Mörs, F., Graf, F., Kolb, T.: Reaktoren für Dreiphasen-Reaktionen: Suspensionsreaktoren, in: Reschetilowski, W. (Hrsg.): Handbuch Chemische Reaktoren, Berlin/Heidelberg 2019.
- [8] Mörs, F., Ortloff, F., Graf, F., Kolb, T.: Hydrodynamik in Blasensäulen – Messung von relativem Gasgehalt und Blasengröße, in: Chemie Ingenieur Technik, 2019, 85(2), S. 1.371.
- [9] Brübler, D.: Validierung der Blasengrößenmessung mittels Nadelsonde durch Vergleich mit optischen Messungen im Durchlichtverfahren. Bachelorarbeit, Karlsruhe 2019.

Die Autoren

Janina Leiblein war als Projektingenieurin am Engler-Bunte-Institut (EBI) des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) tätig und ist Preisträgerin des DVGW-Studienpreises Gas 2020/2021.

Friedemann Mörs ist Gruppenleiter Verfahrenstechnik am EBI des KIT.

Dr. Frank Graf leitet den Bereich „Gastechnologie“ am EBI des KIT.

Prof. Dr. Thomas Kolb ist Professor für Verfahrenstechnik chemischer Energieträger am EBI des KIT.

Kontakt:

Friedemann Mörs

Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie

Engler-Bunte-Ring 1–9

76131 Karlsruhe

Tel.: 0721 608-41274

E-Mail: moers@dvgw-ebi.de

Internet: www.dvgw-ebi.de

Nachhaltig unterwegs!



Jetzt unsere neuen, nachhaltigen Werbeartikel bestellen!

Telefon: +49 228 9191-40 oder unter shop.wvgw.de

Kompetenz:
Energie & Wasser.



Verfahrenstechnische Auswirkungen einer Einspeisung von Wasserstoff auf eine Verdichterstation

Ausgabe 04/2022

Der Anteil von **Wasserstoff im deutschen Gasverteilnetz** wird mit Blick auf die angestrebte Energiewende in Zukunft weiter ansteigen – mit Folgen nicht nur auf die Endgeräte, sondern auch auf die Anlagenkomponenten der Verteilnetzinfrastruktur. Vor diesem Hintergrund hat **eine mit dem DVGW-Studienpreis Gas ausgezeichnete Abschlussarbeit** untersucht, welche verfahrenstechnischen Auswirkungen eine solche H_2 -Einspeisung mit sich bringt. Der vorliegende Beitrag fasst die zentralen Erkenntnisse der Untersuchung zusammen.

von: Johanna Göllner (Open Grid Europe GmbH)

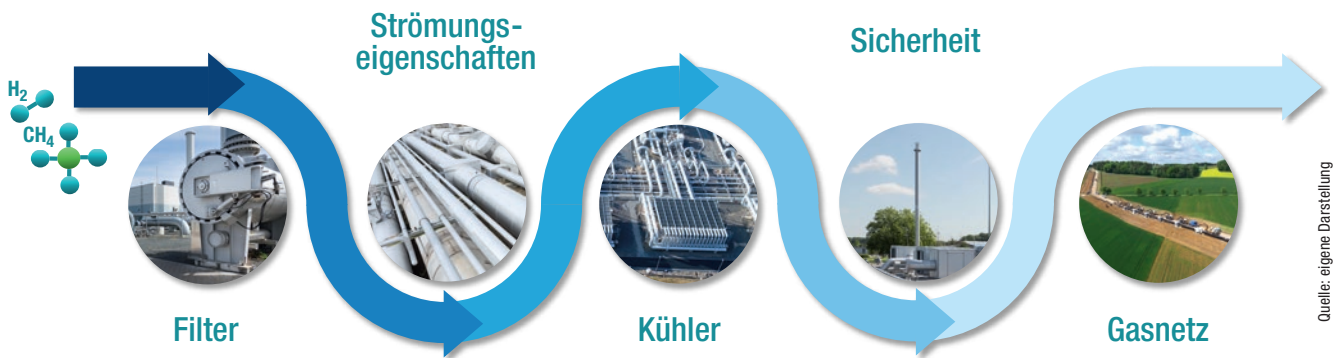


Abb. 1: Gesamtüberblick der untersuchten Anlagenkomponenten im Hinblick der Wasserstoffverträglichkeit

Das bestehende und insgesamt 12.000 km lange Gasnetz der Open Grid Europe GmbH (OGE) könnte perspektivisch für den Transport von Wasserstoff genutzt werden und so die Versorgung der verschiedenen Sektoren (Energiewirtschaft, Gebäudebereich, Verkehrssektor und Industrie) mit grünem Gas gewährleisten [1]. Für die Umsetzung einer entsprechenden Einspeisung von Wasserstoff müssen vorab jedoch die daraus folgenden Auswirkungen auf die technischen Komponenten im Gassystem untersucht werden, damit ein sicherer Betrieb des Gasnetzes sowie die Funktionalität der Anlagenkomponenten auch weiterhin gewährleistet sind. Hierfür gilt es, den technisch begrenzenden Faktor zu ermitteln, um daran die maximale Zumischung auszurichten [2].

Zu diesem Zweck wurden bisher zahlreiche Untersuchungen zu den verwendeten Werkstoffen im Erdgasnetz durchgeführt. Prozesstechnische Auswirkungen wurden nach heutigem Stand noch nicht systematisch analysiert. Da verän-

derte Stoffeigenschaften eines Gases nicht nur Auswirkungen auf die Werkstoffe, sondern auch auf das Fließverhalten haben können, muss untersucht werden, inwieweit eine Einspeisung die Auslegung der technischen Komponenten im Erdgassystem verfahrenstechnisch beeinflusst.

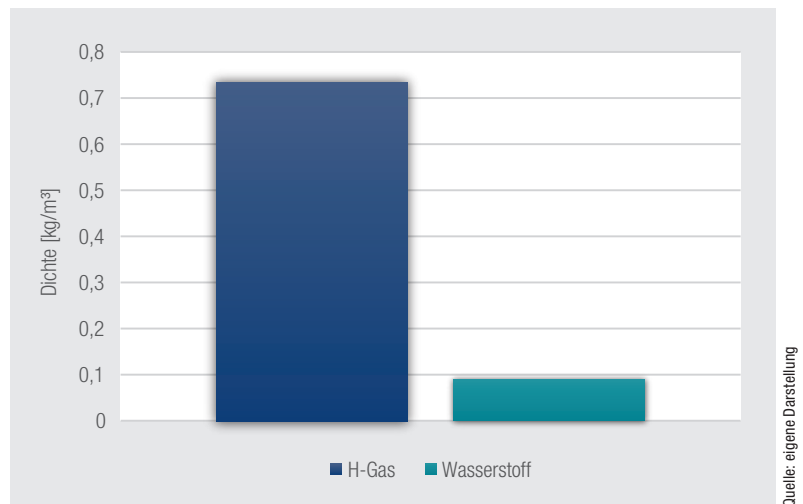
In der Abschlussarbeit wurden die strömungstechnischen, thermodynamischen und sicherheitsrelevanten Stoffdaten von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen analysiert und mit den Stoffdaten der reinen Erdgase verglichen. Die relevanten Auslegungsgrößen der Anlagenkomponenten einer Verdichterstation stehen für die Betrachtung im Fokus. Anschließend wird mit den ermittelten Stoffdaten der Erdgas-Wasserstoff-Gemische die Auslegung der vier Anlagenkomponenten Rohrleitungen, Abscheider, Kühler und Ausbläser überprüft. Die Auslegung des Erdgaskühlers wurde mit einer Simulation in der Prozesssimulationssoftware Aspen HYSYS durchgeführt. Dort wurden die Austrittstemperaturen ermittelt und gleichzeitig überprüft, ob die ma-

ximalen Austrittstemperaturen bei den Erdgas-Wasserstoff-Gemischen überschritten werden. Darüber hinaus wurden die Auslegungsgrößen der Rohrleitungen und des Abscheiders berechnet und der Ausbläser wurde auf eine sichere Betriebsweise hin qualitativ bewertet. Im Fokus der Untersuchung stand die Einspeisung von 10 Volumenprozent (Vol.-%) Wasserstoff unter den gleichen Ein- und Ausgangsdrücken, sowie bei den gleichen Normvolumenstrom der Erdgase. Zusätzlich wurde der Transport bei gleichem Energiegehalt und bei höheren Wasserstoffkonzentrationen betrachtet.

Stoffdaten Erdgas-Wasserstoff-Gemische

Da das Element Wasserstoff an der ersten Stelle des Periodensystems steht und somit das kleinste und leichteste vorhandene Atom auf der Erde ist, ist die Dichte von Wasserstoff sehr gering. Bei einer Zumischung von Wasserstoff in ein Erdgasgemisch hat die Dichte von Wasserstoff die wesentlichsten stoffdatentechnischen Auswirkungen für die Auslegung einer Verdichterstation [3]. **Abbildung 2** zeigt die Dichte von Erdgas im Vergleich zu der Dichte von Wasserstoff, wobei die Dichte die Masse eines Stoffes pro Volumen bezeichnet. Wird der gleiche Volumenstrom transportiert, so beträgt die Masse des Wasserstoffs ca. 10 Prozent der Masse des Erdgases. Der geringere Massenstrom bei einem Transport von Wasserstoff ist eine Begründung für die berechneten Auswirkungen auf die Auslegung der Anlagenkomponenten.

Auch der Energiegehalt eines Gases ist für einen gleichbleibenden Energietransport im Gasnetz bedeutend. Die nutzbare Energiemenge, die eine Gastherme des Endkunden verwerten kann, wird als Heizwert bezeichnet [4]. Die Heizwerte des Erdgases und des Wasserstoffs werden



in **Abbildung 3** in Abhängigkeit von der Masse und des Volumens miteinander verglichen.

Abb. 2: Gegenüberstellung der Dichten von H-Gas und Wasserstoff

Pro Masseinheit besitzt Wasserstoff eine dreimal höhere Energiemenge als Erdgas. Da die transportierte Masse durch die Dichte bei Wasserstoff ca. zehnmal kleiner ist als bei Erdgas, enthält Wasserstoff bei der gleichen Volummenge etwa ein Viertel der Energiemenge von Erdgas. Soll die gleiche Energiemenge bei einer Wasserstoffzumischung transportiert werden, muss entsprechend der Volumenstrom oder der Druck erhöht werden.

Auslegungsgrenzen der Anlagenkomponenten

Wird der gleiche Normvolumenstrom transportiert, so verringert sich bei steigendem Wasserstoffgehalt der Massenstrom deutlich. Dies hat zur Folge, dass die analysierten Anlagenkomponenten für jede Wasserstoffkonzentration bei einem gleichbleibenden Normvolumenstrom ausreichend dimensioniert sind. Bei einem gleichbleibenden Energietransport ist die Di-

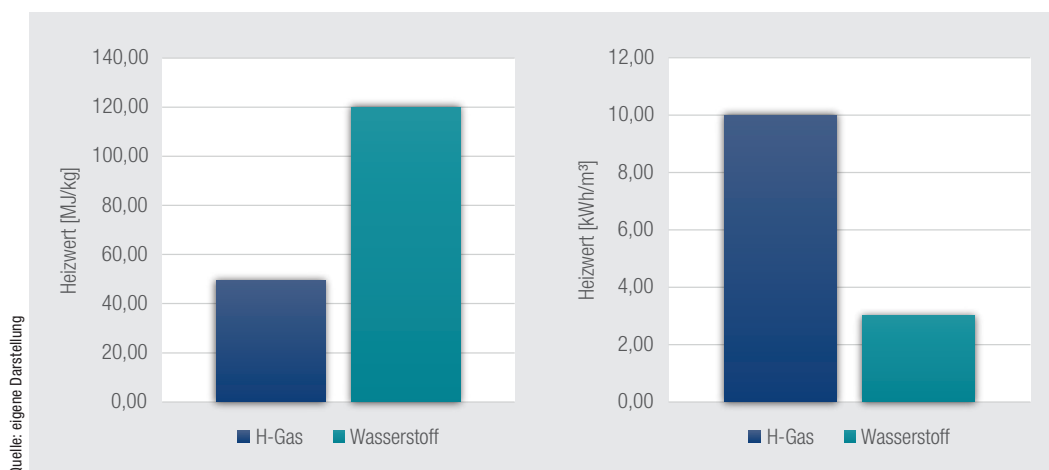


Abb. 3: Gegenüberstellung der Heizwerte von H-Gas und Wasserstoff, links: in Abhängigkeit der Masse, rechts: in Abhängigkeit des Volumens

Auslegungsparameter der Anlagenkomponenten	maximale Zumischung von Wasserstoff
Rohrleitungen (Strömungsgeschwindigkeit)	15 Vol.-%
Rohrleitungen (Druckverlust)	20 Vol.-%
Abscheider (Leerrohrgeschwindigkeit)	15 Vol.-%
Erdgaskühler (Austrittstemperatur)	50 Vol.-%
Entspannsystem (Sicherheitskennwerte)	ab 40 Vol.-% sind große Abweichungen vorhanden

Abb. 4: Auslegungsgrenzen der Anlagenkomponenten einer Verdichterstation bei Erdgas-Wasserstoff-Gemischen

mensionierung bei einer Wasserstoffeinspeisung begrenzt. In **Abbildung 4** ist die maximale Zumischung von Wasserstoff für die einzelnen Anlagenkomponenten bei einem gleichbleibenden Energietransport dargestellt. Hierbei stellt sich heraus, dass die Dimensionierung der Abscheider und der Rohrleitungen die Einspeisung von Wasserstoff begrenzt: Die Auslegungsgrenzen werden demnach bei einer Wasserstoffkonzentration von 15 Vol.-% überschritten, wodurch bei einem Transport des gleichen Energiegehalts ab einer Wasserstoffeinspeisung von 15 Vol.-% eine neue Dimensionierung der Anlagenkomponenten in dem betrachteten Szenario erforderlich ist.

Auswirkungen auf die Anlagenkomponenten

Die Untersuchungen haben ergeben, dass das Erdgas-Wasserstoff-Gemisch sich insbesondere hinsichtlich der Dichte und des Energiegehalts von den reinen Erdgasen unterscheidet, weswegen ein Transport des gleichen Normvolumenstroms einen um ca. 7 Prozent geringeren Energietransport mit sich bringt. Die Änderungen der sicherheitsrelevanten Kennwerte ergaben bei einem Zusatz von 10 Vol.-% Wasserstoff nur geringfügige Abweichungen. Aus diesem Grund ist von einem sicheren Betrieb der Anlage hinsichtlich der ursprünglichen sicherheitstechnischen Auslegung auszugehen. Auch die ATEX-Klassifizierung bleibt gleich und ändert sich erst ab einer Wasserstoffkonzentration in Höhe von 30 Vol.-%.

Hinsichtlich der Dimensionierung der Rohrleitungen und der Abscheider ist die Strömungsgeschwindigkeit der begrenzendende Faktor für eine H₂-Zumischung. Aufgrund des höheren Volumenstroms, verursacht durch einen gleichbleibenden Energietransport, ist die berechnete Strömungsgeschwindigkeit bei einer Wasserstoffzumischung größer. Beim gleich-

bleibenden Normvolumenstrom wird die Strömungsgeschwindigkeit bei einer Zumischung von Wasserstoff geringfügig durch den Kompressibilitätsfaktor größer. Die Auslegungsgrenzen der Rohrleitungen und des Abscheiders wurden dabei nicht überschritten. Im Falle eines gleichbleibenden Energiegehaltes werden die existenten Auslegungsgrenzen erst ab einer Wasserstoffkonzentration von 15 Vol.-% erreicht. In **Abbildung 5** ist die Strömungsgeschwindigkeit für einen berechneten Leitungsabschnitt mit unterschiedlichen Wasserstoffkonzentrationen bei gleichbleibendem Normvolumen- und Energiestrom aufgeführt.

Eine weitere Auslegungsgröße, welche die Dimensionierung der Rohrleitungen beeinflusst, ist der Druckverlust, der ebenfalls abhängig von der Strömungsgeschwindigkeit ist. Trotz der erhöhten Geschwindigkeit ist der Druckverlust unter den berechneten Bedingungen, aufgrund der geringeren Dichte, kleiner als bei den Erdgasen. Der Druckverlust ist bei einem gleichbleibenden Energietransport durch einen größeren Betriebsvolumenstrom um ca. 7 Prozent größer als bei den Erdgasen. Diese Abweichung ist bei der Überprüfung der Maschinenkennfelder miteinzubeziehen.

Die Auslegung des Erdgaskühlers bei einer Zumischung von Wasserstoff erfolgte mithilfe der Simulationssoftware Aspen HYSYS unter Berücksichtigung des vorgeschalteten Verdichtungsprozesses. Aufgrund des geringeren Massenstroms und einer hohen Wärmeleitfähigkeit bei einem Erdgas-Wasserstoff-Gemisch ist die Dimensionierung des Erdgaskühlers ausreichend. Auch bei einem gleichbleibenden Energietransport wird bei einer Zumischung von 10 Vol.-% H₂ die maximale Austrittstemperatur nicht überschritten. Erst bei einem gleichbleibenden Energietransport mit einem Wasserstoffzusatz von ca. 50 Vol.-% sind größere Abweichungen vorhanden. In **Abbildung 6** sind die Austrittstemperaturen bei einem gleichbleibenden Volumenstrom und einem bei gleichbleibendem Energiegehalt eingezeichnet.

Die Auslegung des Ausbläses erfolgte qualitativ. Die Auswirkungen von 10 Vol.-% H₂ sind für den Ausbläser geringfügig. Daher ist von einem weiterhin sicheren Betrieb des Ausbläses auszugehen. Im Fall einer tatsächlichen Einspeisung, insbesondere bei höheren Wasserstoffkonzentrationen, sollte der Ausbläser jedoch zusätzlich quantitativ bewertet werden.

Zusammenfassung

Die vorgestellten Untersuchungen haben gezeigt, dass eine Wasserstoffeinspeisung in Höhe von 10 Vol.-% bei der untersuchten Verdichterstation hinsichtlich der strömungstechnischen und thermodynamischen Aspekte der Anlagenteile bei einem gleichbleibenden Normvolumenstrom möglich ist. Da der Transport eines gleichbleibenden Energiegehaltes von Bedeutung ist, ist die Betrachtung für die Auslegung einer Verdichterstation ebenfalls relevant. Die Untersuchung ergibt, dass auch bei einem gleichbleibenden Energietransport keine

Auslegungsgrenze bei 10 Vol.-% Wasserstoff erreicht wird und somit die Verdichterstation ausreichend dimensioniert ist. Bei einem gleichbleibenden Energietransport sind größere Abweichungen hinsichtlich der Auslegungsparameter der Anlagenkomponenten vorhanden als bei einem konstanten Normvolumenstrom. Der begrenzende Faktor für eine Wasserstoffeinspeisung des analysierten Bereichs auf der Verdichterstation liegt bei dem Transport des gleichen Energiegehalts in diesem Betrachtungsfall bei 15 Vol.-% H₂, denn an diesem Punkt wird die maximale Strömungsgeschwindigkeit von 20 m/s überschritten. Durch Gegenmaßnahmen wie z. B. eine Vergrößerung der Dimensionierung der Rohrleitungen oder das Überprüfen und Zulassen von höheren Strömungsgeschwindigkeiten kann gleichwohl auch diese Auslegungsgrenze überwunden werden. Weiterhin besteht die Möglichkeit des gleichen Energietransportes durch eine Erhöhung des Betriebsdruckes.

Die spezifische Auslegung ist immer abhängig von der ausgewählten Gaszusammensetzung. Je nach Zusammensetzung variiert dabei der Heizwert und die zu kompensierende Energiemenge, die beim Transport berücksichtigt werden muss. Für eine vollständige Betrachtung der gesamten verfahrenstechnischen Auswirkungen sind auch die Nebensysteme (wie die Fackelanlage und das Brenngassystem) zu berücksichtigen. Im Falle einer Entspannung des Gases ist für die Dimensionierung der Vorwärmanlage auch der negative Joule-Thomson-Koeffizient zu beachten. Darüber hinaus muss die Gasbeschaffenheitsmessung den Erdgas-Wasserstoff-Gemischen angepasst werden. Sollte eine Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz erfolgen, so sollte in weiteren Untersuchungen die Auslegung von mehreren Verdichterstationen mit unterschiedlichen Gaszusammensetzungen durchgeführt werden. ■

Literatur

[1] Open Grid Europe GmbH: Heute Erdgas, morgen grünes Gas: Wir transportieren Zukunft für Sie, online unter www.open-grid-europe.com/cps/rde/oge-internet/hs.xsl/Unser-Kerngeschäft-534.htm?rdeLocaleAttr=de, abgerufen am 4. März 2022.

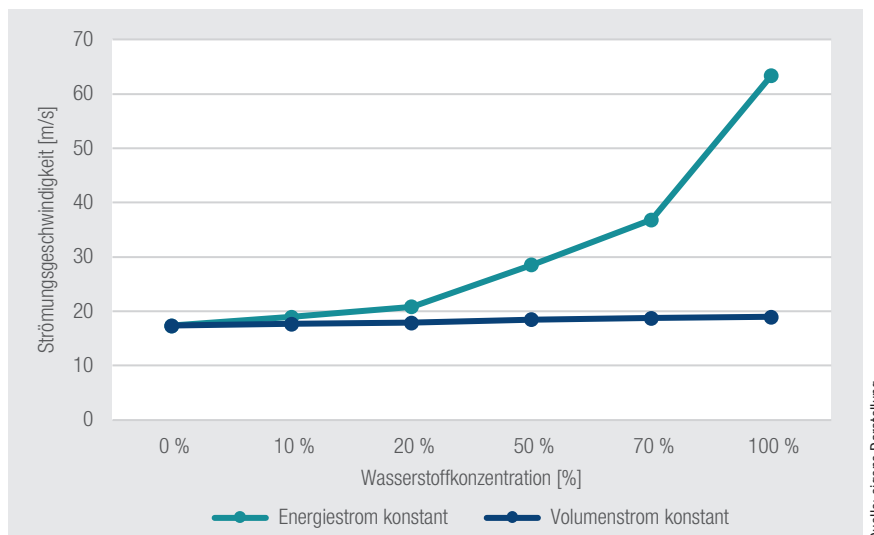


Abb. 5: Strömungsgeschwindigkeiten von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen auf der Verdichterstation bei verschiedenen Wasserstoffkonzentrationen

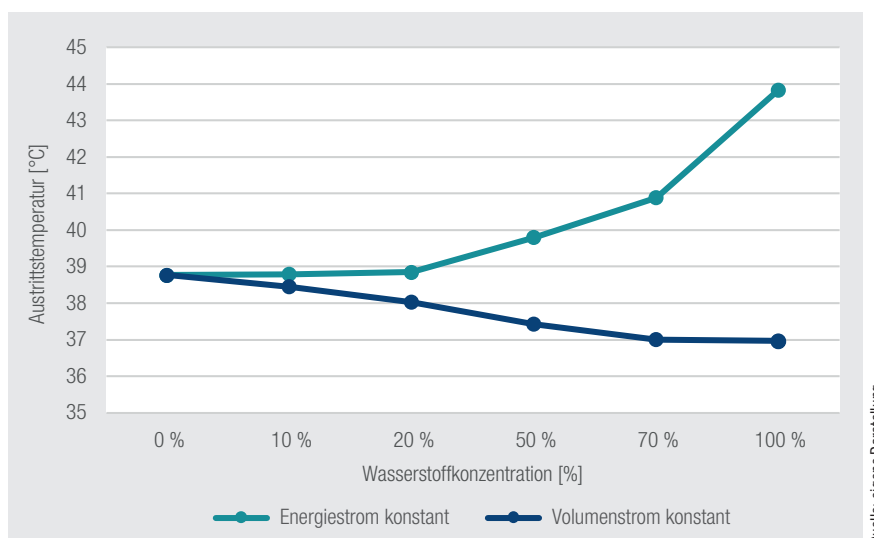


Abb. 6: Erdgaskühler: Austrittstemperaturen von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen bei verschiedenen Wasserstoffkonzentrationen

- [2] Henel, M., Müller-Syring, G., Köppel, W., Mlaker, H., Sterner, M., Höcher, T.: Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz, Bonn 2013.
- [3] Töpler, J., Lehmann, J.: Wasserstoff und Brennstoffzelle, Berlin 2017.
- [4] Cerbe, G., Dehli, M., Kätelhöhn, J. E., Kleiber, T., Kuck, J., Lendt, B., Mischner, J., Mundus, B., Pietsch, H., Spohn, D., Thielen, W.: Grundlagen der Gastechnik, München/Wien 2008.

Weiterführende Literatur

- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit: Klimaschutz in Zahlen. Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik, Ausgabe 2018, online unter www.bmuv.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Broschueren/klimaschutz_in_zahlen_2018_bf.pdf, abgerufen am 4. März 2022.
- Busack, V.: Power-to-Gas: Neues Gas in alten Leitungen – Werkstofffragen, in: DVGW energie | wasser-praxis, Ausgabe 9/2014, S. 25–29.
- Bergmann, J.: Wasserstoff: Nur heiße Luft oder der Schlüssel für das Energiesystem der Zukunft?, in: Der Politikbrief, Ausgabe Juli 2019.

Die Autorin

Johanna Göllner ist Projektingenieurin für Prozess- und Rohrleitungstechnik im Anlagenbau bei der Open Grid Europe GmbH und ist für ihre Abschlussarbeit mit dem DVGW-Studienpreis Gas 2020/2021 ausgezeichnet worden.

Kontakt:

Johanna Göllner
Open Grid Europe GmbH
Bamlerstr. 1b
45141 Essen
Tel.: 0201 3642-18891
E-Mail: johanna-maria.goellner2@oge.net
Internet: www.oge.net

Die unterirdische Speicherung von Wasserstoff: Einfluss der Mikrobiologie

Die Energiewirtschaft befindet sich derzeit in einem Wandel: Wurden noch vor wenigen Monaten vor allem das Coronavirus und der weitere Kampf gegen den Klimawandel diskutiert, hat der russische Einmarsch in die Ukraine Ende Februar dieses Jahres zu einem radikalen Kurswechsel für die Zukunft der Strom- und Gasversorgung geführt. Wie nicht anders zu erwarten war, sind einige Lösungsdetails der Energie-, Wärme- und Gaswende bisher unklar. Der Beitrag von Wasserstoff wird in diesem Zusammenhang – je nach Branche – zwar unterschiedlich bewertet. Weil Wasserstoff aber grundsätzlich langfristig gespeichert werden kann, ist ihm eine wichtige Rolle bereits heute sicher.

von: Thomas Wencker (ASUE im DVGW e. V.)

Ausgabe 06+07/2022

Wasserstoff hat viele Talente und seine möglichen Einsatzfelder reichen von der Energieerzeugung mit Gasturbinen, Gasbrennern oder KWK-Anlagen über die Veredelung von Biotreibstoffen oder fossilen Kohlenwasserstoffen bis hin zum stofflichen Einsatz bei der künstlichen Herstellung von Düngemitteln. Derzeit wird der am Markt eingesetzte Wasserstoff zu großen Teilen aus Erdgas (75 bis 99 Prozent Methan) hergestellt. Neue Verfahren in Form von Elektrolyse, Pyrolyse oder Plasmalyse, welche Wasser, Methan oder andere Kohlenwasserstoffe spalten, sind in der Entwicklung und haben ihre ersten Gehversuche am Markt erfolgreich bestanden. Vor dem Hintergrund steigender Energiepreise und wachsender CO₂-Kosten versuchen vor allem energieintensive Unternehmen, zukünftig an eine Versorgung mit möglichst klimaneutral erzeugtem Wasserstoff angeschlossen zu werden.

Die deutsche Gaswirtschaft bereitet sich schon heute auf den zukünftigen paneuropäischen Transport von Wasserstoff vor. So hat die von DVGW und dem Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) gegründete Initiative H2VorOrt im Frühjahr 2022 erste Ansätze für den Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP) vorgestellt. Analog zur mittlerweile weit fortgeschrittenen Marktraumumstellung von L- auf H-Gas sollen mit dem

GTP Grundlagen geschaffen werden, mit denen Verteilnetzbetreiber und Stadtwerke ihren Aufwand zur Anpassung ihrer Netze an die möglicherweise bis auf 100 Prozent steigenden Gehalte von Wasserstoff abschätzen und konkrete Vorbereitungen auf die Umstellung treffen können. Erste Untersuchungen haben in diesem Zusammenhang beispielsweise gezeigt, dass bis zu 96 Prozent der in Europa verlegten Gasleitungen mit überaus geringem Aufwand für bis zu 100 Prozent Wasserstoff umgerüstet werden können.

Auf Basis dieser Vorgesandten rückt eine zentrale Eigenschaft nicht nur von Wasserstoff, sondern von allen gasförmigen Energieträgern in den Vordergrund: die Speicherung von Energie. Denn Gase und auch Flüssigkeiten müssen nicht im selben Moment verbraucht werden, in dem sie erzeugt werden, wie es beim Strom der Fall ist.

Herausforderung Energiespeicher

Das Stromnetz und die Kraftwerke werden mit komplexen Steuer- und Regelungsinriffen so betrieben, dass sie den extrem fluktuierenden Verbräuchen stets die korrekte Menge an Energie mit der ebenso korrekten Netzfrequenz (50 ± 0,2 Hz) zur Verfügung stellen. Beispielsweise müssen das bundesweit gleichzeitige Mittagessen, das simultane

Lichteinschalten nach Sonnenuntergang oder das Anfahren von Fernzügen der Deutschen Bahn ohne Auswirkungen auf Dritte abgefahren werden. Für diese Regelung des Stromnetzes werden Regelleistungen bereitgehalten. Erzeugungsanlagen können kurzfristig hochgefahren werden, aber auch Verbraucher werden in kurzer Zeit zugeschaltet, falls zu viel Strom im Netz ist.

Eine Lösungsmöglichkeit zur verbrauchs-basierten Glättung dieser Leistungsspitzen sind Stromspeicher. Dafür stehen grundsätzlich verschiedene Methoden zur Verfügung. Im heutigen Stromnetz betrifft dies hauptsächlich Pumpspeicherkraftwerke, in denen Wasser bei einem Überangebot an Strom in eine größere Höhe gepumpt und bei Bedarf wieder herabgelassen wird. Durch die Schwerkraft wird das Wasser beschleunigt und treibt dann zur Stromerzeugung eine Turbine an, wobei der Gesamtwirkungsgrad mit maximal 85 Prozent angegeben wird. Die in Deutschland im Betrieb stehenden Pumpspeicherkraftwerke haben eine Leistung von ca. 6,7 Gigawatt (GW_{el}) bei einer Kapazität von ca. 40 Gigawattstunden (GWh_{el}). Diese Energiemenge reicht im Mittel für maximal 10 Minuten zur Versorgung des deutschen Stromnetzes aus. Ein Ausbau dieser Technologie ist wegen der dichten Besiedlung und der nur selten dafür geeigneten Geografie unseres Landes kaum

möglich [1]; einzelne entsprechende Kooperationen bestehen mit dem europäischen Ausland.

Wegen dieser unzureichenden Perspektiven richtet sich der öffentliche Blick zunehmend auf Akkumulatoren, mit denen die elektrische Energie chemisch bis zum Abruf gespeichert werden kann. Bis heute sind dabei vor allem Lithium-Ionen- und Lithium-Phosphat-Akkus im Einsatz. Diese können im Vergleich zu den von früher bekannten Blei-Säure-Batterien deutlich schneller be- und entladen werden. Allerdings benötigen sie in der Herstellung große Mengen an Lithium, welches aufgrund der Gewinnung einen großen und kritikwürdigen Wasserbedarf aufweist. Dazu kommen andere Rohstoffe, die aus verschiedenen Gründen in ihrer Abbaukapazität nicht beliebig skaliert werden können (z. B. Kobalt, Mangan). Hieraus entsteht ein ökonomischer Druck, welcher die spezifischen Kosten pro Kilowattstunde (kWh) Speicherkapazität von Akkumulatoren in die Höhe treibt (Li-Ionen-Akku 2022 bei industrieller Anwendung: 92 Euro/kWh [2], Pumpspeicherkraftwerk: 30 Euro/kWh [3]). Derzeit gibt es – neben zahlreichen dezentralen Kleinspeichern um ca. 10 kWh Kapazität bei spezifischen Kosten von ca. 1.000 Euro/kWh in Einfamilienhäusern mit Solaranlagen – nur wenige sogenannte Großspeicher im einstelligen Megawattbereich.

Während Pumpspeicherkraftwerke bei- nahe beliebig oft be- und entladen wer-

den können, ist die sogenannte Zyklenanzahl bei Akkumulatoren limitiert. So werden im besonders anspruchsvollen mehrjährigen KFZ-Einsatz mindestens 1.000 Zyklen bei mindestens 80 Prozent der Auslegungskapazität gefordert – heutige, vollelektrische Neuwagen garantieren diesen Wert und stellen sogar bis zu 3.000 Zyklen in Aussicht [4, 5]. Bei Akkus tritt zusätzlich der über die Zeit auftretende Ladeverlust als Hemmnis auf. So verlieren Li-Ionen-Akkus monatlich etwa 2 Prozent der gespeicherten Energie [6]. Dies summiert sich auf Werte von ca. 10 Prozent, wenn die Energiespeicherung vom Sommer in den Winter betrachtet wird. Neben der unsicheren Rohstoffherkunft verringert der Ladeverlust also den großskaligen Einsatz heutiger Akkus zur übersaisonalen Energiespeicherung.

Es besteht daher bis heute die Herausforderung, im Übermaß vorhandene, erneuerbare und in ihrem Auftreten schwankende Energie zu speichern. Dies betrifft die sommerliche Fotovoltaik-Erzeugung ebenso wie die vom Tiefdruckgeschehen abhängigen Windenergieanlagen. Eine systemrelevante, Akku-basierte Stromspeicherung erscheint nach heutigem Stand der Technik als äußerst unwahrscheinlich.

Übersaisonale Energiespeicherung: Grüne Gase sind die machbare Lösung

Die Speicherfähigkeit von Wasserstoff und anderen erneuerbaren Gasen ist

dagegen praktisch unbegrenzt. In einem dauerhaft technisch dicht ausgeführten Gefäß lassen sich diese beliebig für eine spätere Nutzung vorhalten. Daraus folgt, dass eine Kombination aus direktelektrischen Anwendungen zusammen mit klimaneutralen, gasbetriebenen Geräten die langfristig besten Chancen für eine versorgungssichere und finanzierbare Energie-, Wärme- und Gaswende bietet.

Die Unternehmen der Gaswirtschaft können mit dem Gastransport- und -verteilnetz sowie den angeschlossenen Speichern über eine Erdgas- bzw. Methan-Speicherkapazität von 220 Terawattstunden (TWh) verfügen. Allein damit ließe sich der heutige bundesdeutsche Gasverbrauch über ca. drei Monate sicherstellen. Vor dem Hintergrund der in Deutschland bis 2045 angestrebten Klimaneutralität und den großen Herausforderungen durch den russischen Einmarsch in die Ukraine wird nun verstärkt über einer Abkehr von Erdgas diskutiert. Dabei könnten die gaswirtschaftlich tätigen Unternehmen das Momentum nutzen, um langfristig auf die möglichst vollständige Defossilisierung des Gasnetzes hinzuarbeiten.

Wie eingangs erwähnt, haben sich zu diesem Zweck bisher ca. 40 Verteilnetzbetreiber, Gasversorger und Stadtwerke zusammengeschlossen, um die Transformation ihrer Gasleitungen, Verdichterstationen und Speicher voranzubringen. Während die Pipelines in großen Teilen bereits heute wasserstoff-

Zertifikat abgelaufen?
Jetzt umstellen auf:
KLINGERSIL® C-4240

KLINGER
Germany

Die Trinkwasserversorgung
ohne Kompromisse –
Prüfbestätigung
nach Elastomerleitlinie
bis März 2026

KLINGER GmbH, 65510 Idstein, Tel. +49 6126 40160, mail@klinger.de, www.klinger.de

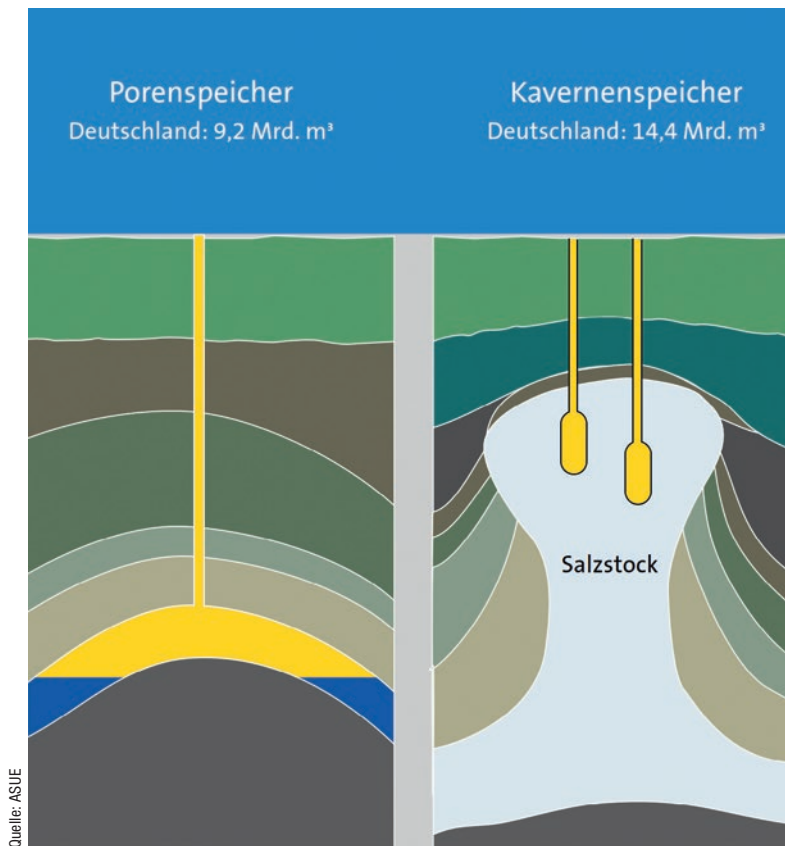


Abb. 1: Übersicht über die verschiedenen Typen von Gasspeichern im Untergrund

fähig sind, müssen z. B. Messeinrichtungen und Teile von Verdichterstationen umgerüstet werden. Dies kann größtenteils kosteneffizient im Rahmen von natürlicherweise anstehenden Revisionsarbeiten stattfinden.

Wie sieht es aber mit den Gasspeichern aus? Grundsätzlich gibt es im deutschen Gasnetz zwei Speichertypen: In sogenannten Kavernenspeichern sind große Hohlräume in salzföhrnde Schichten eingespült worden, in denen Gas unter hohem Druck eingelagert werden kann. Porenspeicher nutzen dagegen natürlicherweise im Gestein vorhandene Hohlräume, in denen früher z. B. Erdgas gelagert war. Dies können kleine Hohlräume in einer schwammartigen Struktur oder auch Risse und Spalten im Gestein sein (Abb. 1).



Abb. 2: Einzellige Mikroorganismen unter dem Mikroskop

Die Nutzung der Anlagen zur Speicherung von Wasserstoff ist Gegenstand vielfältiger Forschungs- und Entwicklungsarbeiten, denn die Speicherung muss sicher, verlässlich und dicht sein. So errichtet beispielsweise die EWE AG im östlich von Berlin gelegenen Rüdersdorf zu Testzwecken einen neuen Kavernenspeicher mit 500 m³ Ladevolumen. Dort soll noch in diesem Jahr damit begonnen werden, Wasserstoff einzulagern, wobei das Verhalten bzw. die Interaktionen zwischen dem eingespeicherten Wasserstoff und der Wand der Kaverne erfasst und ausgewertet werden. Frühere Untersuchungen am Forschungsporenspeicher Ketzin im Westen Berlins hatten in diesem Zusammenhang ergeben, dass zu Beginn einer Speicherinbetriebnahme etwas mehr Wasserstoff als erwartet benötigt wurde, da die H₂-Löslichkeit in Stein und in Wasser wesentlich größer als bisher angenommen wurde. Daraus ließ sich ableiten, dass das umgebende Gestein beim Befüllen des Speichers zunächst Wasserstoff aufnimmt und das volle Speichervolumen erst nach dem Erreichen einer Sättigungskonzentration genutzt werden kann [7].

Mikrobiologie: Einzeller im Untergrund

Insbesondere Porenspeicher halten darüber hinaus eine weitere Herausforderung bereit. Denn die Natur zeigt auch an extremen Orten immer wieder, dass das Leben nicht besonders viel braucht, um erfolgreich zu existieren: Widerstandkräftige, einzellige Organismen wurden beispielsweise im kochenden Wasser nordamerikanischer Geysire, an heißen und giftigen Quellen der Tiefsee oder in extrem salzigen oder sauren Seen gefunden. Diesen extremen Orten ist aber gemein, dass Wasser vorkommt. Einfach zusammengefasst folgt daraus, dass Leben möglich ist, sobald Wasser und eine Nahrung vorhanden sind.

Die einzelligen Organismen (Abb. 2), die sich an diese speziellen Bedingungen angepasst haben, interpretieren den Begriff „Nahrung“ abweichend von der menschlichen Definition: Je nach Spezies werden beispielsweise Schwefel, Nitrit, Ammonium, Eisen und Kohlenstoffmonoxid, aber auch Wasserstoff zur Ernährung genutzt. Wegen dieser Rohstoffe werden die entsprechenden Spezies in der Gruppe der sogenannten chemolithotrophen Bakterien zusammengefasst (chemo = stofflich, litho = stein, troph = ernährend).

Diese speziellen Eigenschaften bieten mitunter Möglichkeiten zur technischen Nutzung durch

den Menschen. So werden nitrifizierende Bakterien in großem Maßstab in der Abwasserbehandlung eingesetzt, um im Abwasser enthaltenes Ammonium/Ammoniak in Nitrat umzuwandeln. Der in diesem Beitrag im Interesse stehende Wasserstoff wird natürlicherweise von einer größeren Gruppe innerhalb der chemolithotrophen Einzeller als Nahrung akzeptiert. Schon seit Urzeiten haben sich viele Mikroorganismen auf diesen Energieträger als Nahrung spezialisiert, weil Wasserstoff bei vielen Gärungen als Endprodukt gebildet wird und deswegen im Boden und in Gewässern vorliegt. In der Mikrobiologie sind z. B. die Arten *Acidovorax facilis*, *Hydrogenophaga pseudoflava*, *Hydrogenobacter thermophilus* oder *Methanotrophus thermolithotrophicus* bekannt [8].



Abb. 3: Feldtest-Anlage der RAG Austria zur Geo-Methanisierung in einem ausgeförderten Porenspeicher

Die Wasserstoffvorkommen sind aber heute sehr selten bzw. nur in sehr dünnen Konzentrationen nachweisbar. Einzelne Individuen überleben in dieser Umgebung auf sehr niedrigem Aktivitätsniveau. Wird Wasserstoff nebst einer geeigneten Kohlenstoffquelle verfügbar, gehen vorhandene Mikroorganismen aber wieder in verstärktes Wachstum über, wobei neben der bakteriellen Biomasse auch relevante Mengen an Wasser entstehen. Hieraus resultieren für den Betrieb von Porenspeichern zur Einlagerung von Wasserstoff die Herausforderungen,

- die mögliche Wasserbildung zu detektieren,
- mit dem Verstopfen von Poren durch bakterielle Biomasse zu rechnen und
- schon beim Bau oder der Erschließung den Eintrag von Mikroorganismen in den Untergrund weitestgehend zu vermeiden.

Bei Nichtbeachtung dieser Prozesse können relevante Mengen eingespeicherter Gase der weiteren Nutzung entzogen und damit der Wirkungsgrad der Speicherkette reduziert werden.

Wie diese Herausforderungen allerdings in Chancen umgewandelt werden können, zeigt beispielsweise die

RAG Austria mit einem unter dem Namen „Underground Sun Conversion“ durchgeführten Projekt (Abb. 3). Bereits seit dem Jahr 2016 haben erste Untersuchungen stattgefunden, seit 2019 speist das Unternehmen nun Wasserstoff zusammen mit CO₂ in unterirdische Lagerstätten mit porösem Aufbau ein. Dort findet durch sogenannte Geo-Methanisierung die Umsetzung des Wasserstoffs zu Methan mikrobiell statt. Mit diesem Feldtest wurde erfolgreich nachgewiesen, dass die Methanisierung und großskalige, gasförmige Speicherung von Energie durch Nutzung der natürlich vorhandenen Mikrobiologie in einem einzigen Verfahren möglich ist [9].

Fazit

Die Nutzung von Wasserstoff zur Defossilisierung des Gasnetzes ist mit überschaubarem Aufwand möglich. Zusätzlich erlaubt eine CO₂-neutrale Herstellung von Wasserstoff das übersaisonale Speichern erneuerbarer Energien für winterliche Spitzenlasten. Beim Speichern in Porenspeichern muss zwar die im Boden vorhandene Mikrobiologie beachtet werden – gleichwohl bietet diese, wie erste Testvorhaben unter Beweis stellen, auch nutzbare Potenziale und Chancen. ■

Literatur

- [1] Deutsche Energie-Agentur (dena): Pumpspeicher integrieren die Erneuerbaren ins Netz, online unter www.dena.de/themen-projekte/energiesysteme/flexibilitaet-und-speicher/pumpspeicher, abgerufen am 20. April 2022.
- [2] Statista: Weltweite Preisentwicklung für Lithium-Ionen-Akkus in ausgewählten Jahren von 2010 bis 2019 und eine Prognose bis 2025, 2022.
- [3] Kloess, M.: Wirtschaftliche Bewertung von Stromspeichertechnologien. Graz, 15.–17. Februar 2012.
- [4] Zech, C.: Batterien beim Altern beobachten, in: Wissenschaft + Forschung, Ausgabe 01/2022, S. 71.
- [5] Volkswagen AG: Akku-Lebensdauer: So lange funktioniert der Stromspeicher im E-Auto, online unter www.volkswagen.de/de/elektrofahrzeuge/elektromobilitaet-erleben/e-mobilitaet/akku-lebensdauer-so-lange-funktioniert-der-stromspeicher-im-e-auto.html, abgerufen am 20. April 2022.
- [6] Chemie.de: Artikel „Selbstentladung“, online unter www.chemie.de/lexikon/Selbstentladung.html, abgerufen am 20. April 2022.
- [7] ASUE-Broschüre: Energieträger Wasserstoff, 2020.
- [8] Fritzsche, W.: Mikrobiologie, Heidelberg 2001.
- [9] RAG Austria: Underground Sun Conversion Final Report, 2021.

Der Autor

Thomas Wencker ist Referent für effiziente Energiesysteme und erneuerbare Gase bei der ASUE im DVGW e. V.

Kontakt:

Thomas Wencker
ASUE im DVGW e. V.
Robert-Koch-Platz 4
10115 Berlin
Tel.: 030 22191349-0
E-Mail: thomas.wencker@asue.de
Internet: www.asue.de

HySteel-Metastudie des DWV:

Ausgabe 06+07/2022

Grüner Wasserstoff ist essenziell für emissionsarme Stahlerzeugung

Als Plattform für den Wissens- und Erfahrungsaustausch zum Thema emissionsarme Stahlproduktion führt die **Fachkommission HySteel des Deutschen Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verbands e. V. (DWV)** verschiedene Unternehmen und Organisationen zusammen. Übergeordnetes Ziel ist es dabei, eine Strategie für eine emissionsarme und wasserstoffbasierte Stahlproduktion zu erarbeiten. In diesem Zusammenhang hat die Fachkommission eine Metastudie **zu den technischen, technologischen und wirtschaftlichen Parametern** für die Umstellung der deutschen Stahlindustrie auf eine **emissionsarme Stahlproduktion auf Basis von grünem Wasserstoff** beauftragt. Die wichtigsten Ergebnisse daraus werden im vorliegenden Fachbeitrag vorgestellt.

von: Clemens Orlishausen (Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband e. V.)

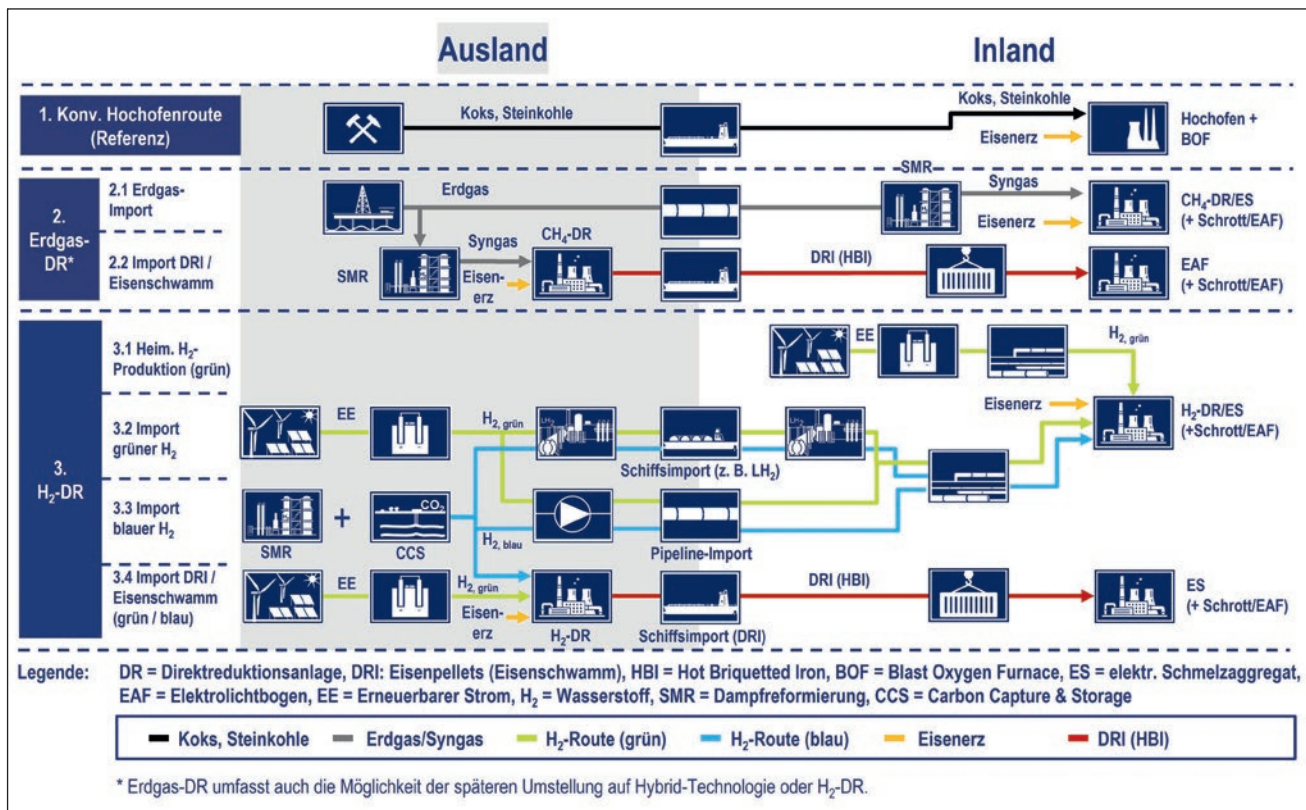
Blick auf die Hochöfen 8 und 9 der Thyssenkrupp AG in Duisburg-Bruckhausen: Die Stahlerzeugung kann in Zukunft mithilfe von Wasserstoff wesentlich emissionsärmer ablaufen.

Die Fachkommission HySteel des DWV ist ein branchenübergreifender Zusammenschluss von Unternehmen und Organisationen aus Wirtschaft und Wissenschaft und besteht derzeit aus 24 Mitgliedern und vier Beiräten. Das strategische Ziel des HySteel-Clusters ist die Schaffung einer offenen übersektoralen Technologie- und Innovationsplattform für emissionsarme Stahlproduktion auf Basis von erneuerbarem Wasserstoff. Diese Plattform soll dabei den Wissens- und Erfahrungsaustausch zwischen Stahlunternehmen, Anlagenherstellern (für Elektrolyse und Anlagen für die Stahlindustrie), Produzenten für erneuerbare Energien, Netzbetreibern, Universitäten, Forschungseinrichtungen und Gewerkschaften fördern. Gemeinsam und mit einem ganzheitlichen Ansatz arbeitet HySteel an der Schaffung einer zukunftsweisenden Strategie für eine emissionsarme, wasserstoffbasierte Stahlproduktion im Jahr 2045 und wird dieses Ziel in diesem Jahr u. a. durch die Veröffentlichung des zweiten HySteel-Eckpunktapiers vorantreiben.

Die Stahlbranche leistet mit einem Jahresumsatz von über 30 Mrd. Euro und mehr als 90.000 Arbeitsplätzen einen wichtigen Beitrag zur Wertschöpfung und Beschäftigung in Deutschland. Dabei ist die deutsche Stahlindustrie welt-

weit nicht nur technologisch führend, sondern hat durch die enge Verzahnung mit der Automobilindustrie und dem Maschinenbau auch eine große strategische Bedeutung für andere Industriesektoren. Gleichzeitig steht sie aber vor zahlreichen Herausforderungen, die sich u. a. aus den strikten Treibhausgas (THG)-Minderungszielen auf dem Weg zur Klimaneutralität bis 2045 ergeben.

In diesem Kontext hat die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH im Auftrag der Fachkommission HySteel die „Metastudie zu den technischen, technologischen und wirtschaftlichen Parametern für die Umstellung der deutschen Stahlindustrie auf eine emissionsarme Stahlproduktion auf Basis von grünem Wasserstoff“ erstellt. Das vorrangige Ziel war die Erstellung einer Metaanalyse, welche die Herausforderungen, Chancen und Lösungsansätze für Deutschland rund um das Thema grüner Stahl auch im Kontext der internationalen Stahlmärkte aus vorhandener Literatur zusammenträgt und gegenüberstellt. Dabei wurden zunächst die wesentlichen Erkenntnisse aus der bereits vorhandenen Literatur zu techno-ökonomischen Aspekten der grünen Stahlerzeugung und H₂-Versorgung zusammengetragen. Anschließend wurden die potenziellen Hemmnisse iden-



Quelle: LBST

Abb. 1: Untersuchte Technologiepfade der Stahlerzeugung

tifiziert und konkrete Handlungsempfehlungen formuliert. Der Betrachtungsgegenstand reicht dabei bis zur Übergabe des Rohstahls an den Kunden, d. h., er versteht sich ohne weitere Veredelungsschritte (Abb. 1).

Wesentliche Erkenntnisse der Studie

Einordnung des Kriegs gegen die Ukraine

Die vorliegende Studie wurde im Zeitraum zwischen Oktober 2021 und Februar 2022 erstellt und am 30. März 2022 veröffentlicht. Der militärische Angriff Russlands auf die Ukraine am 24. Februar 2022 markiert einen grundlegenden Paradigmenwechsel in der deutschen und europäischen Sicherheits-, Energie- und Industriepolitik. In diesem Zusammenhang müssen auch einige der in der Studie vorgestellten Ergebnisse neu eingeordnet werden, insbesondere hinsichtlich der erdgasbasierten Transformationspfade der Stahlerzeugung, d. h. der erdgasbasierten Direktreduktion (CH₄-DR) und der Nutzung von blauem Wasserstoff als „Brückentechnologien“.

Zum einen führen die beobachteten deutlichen Preissteigerungen und -schwankungen bei Erdgas infolge des Kriegsbeginns bereits heute zu großen finanziellen Mehrbelastungen der Energieversorgung der Industrie sowie zu einer deutlichen Verbesserung der Wettbewerbssituation von grünem gegenüber blauem Wasserstoff.

Zudem kann grüner Wasserstoff aus Windstrom in Deutschland zum Teil sogar zu Kosten hergestellt werden, die unter den Anfang 2022 vorherrschenden hohen Preisen für die direkte Nutzung von Erdgas liegen. Zum anderen müssen auch potenzielle Versorgungsrisiken im Falle eines Embargos bzw. einer wesentlichen Reduktion russischer Energielieferungen deutlich stärker gewichtet und Möglichkeiten der raschen Diversifizierung der Energieversorgung diskutiert werden.

Es ist davon auszugehen, dass der potenzielle Beitrag des CH₄-DR-Verfahrens und blauen Wasserstoffs als „Brückentechnologie“ dabei im Lichte zunehmend kürzerer Abschreibungszeiten hinterfragt wird. Vor diesem Hintergrund gewinnt eine beschleunigte Umstellung der heimischen Stahlproduktion auf inländische Direktreduktion auf Basis grünen Wasserstoffs zusätzlich an Bedeutung. Diese stellt langfristig eine wichtige nachhaltige Option für eine emissionsfreie und sichere Stahlproduktion mit entsprechender nationaler Wertschöpfung und der gemeinsam von der deutschen Industrie und Politik angestrebten Umsetzungsgeschwindigkeit dar. Der politische Konflikt in der Ukraine sollte den Startschuss für einen immensen Ausbau der inländischen Erzeugungskapazitäten und Importe grünen Wasserstoffs darstellen, um ein unabhängigeres, versorgungssichereres und nachhaltigeres Energiesys-

tem für die Stahlindustrie und andere Sektoren zu etablieren und die deutschen und europäischen Klimaziele zu erreichen.

Direktreduktion auf Basis grünen Wasserstoffs ist die wesentliche langfristige Option zur Dekarbonisierung des Stahlsektors

Die Ergebnisse der Metaanalyse zeigen, dass die Direktreduktion auf Basis grünen Wasserstoffs (H_2 -DR) eine nachhaltige Option ist, die eine nahezu vollständige Dekarbonisierung der Stahlerzeugung bei gleichzeitig hoher Effizienz und Ressourcennutzung sowie den Erhalt der Innovationsführerschaft, Wertschöpfung und Arbeitsplätze in Deutschland ermöglicht. Dabei können nicht nur die THG-Emissionen um mehr als 95 Prozent reduziert, sondern auch ein relativ großes CO_2 -Einsparpotenzial – bezogen auf den eingesetzten Wasserstoff – von mehr als 25 kg_{CO_2}/kg_{H_2} erreicht werden.

Allerdings ist die H_2 -DR-Technologie in der ersten Phase technisch noch nicht ganz ausgereift und muss sich auch im Hinblick auf die Nutzung von Hybridtechnologien noch beweisen. Ein H_2 -Preis von 4 Euro/kg resultiert bei einem H_2 -Bedarf von 70 kg_{H_2}/t_{Stahl} in Mehrkosten von mehr als 300 Euro/ t_{Stahl} . Damit hat der Wasserstoff einen Anteil von über einem Drittel an den Gesamtkosten von ca. 700 Euro/ t_{Stahl} (Abb. 2).

Diese Mehrkosten haben aber nur einen geringen Einfluss auf die relevanten Endprodukte: Bei einem Mittelklasse-Pkw entspricht der genannte Betrag beispielsweise Zusatzkosten von lediglich 180 Euro pro Fahrzeug und bei einem Windrad von ca. 30 Euro pro installiertem Kilowatt, was

in einem niedrigen einstelligen Bereich an den Produktkosten liegt. Der Investitionsbedarf für eine vollständige Umstellung der Primärstahlroute auf CO_2 -arme Verfahren wird in den Studien auf ca. 10 Mrd. Euro bis 2030 und weitere 30 Mrd. Euro bis 2050 beziffert. Da aber bis 2030 ohnehin rund die Hälfte der heutigen Erzeugungskapazitäten ihre Lebensdauer erreichen wird, ergibt sich so mit der neuen H_2 -DR eine Chance für klimafreundliche Reinvestitionen.

Direktreduktion auf Erdgasbasis kann dank rascher Klimaeffekte und technischer Verfügbarkeit eine Brücke zur Klimaneutralität sein

In der kurz- bis mittelfristigen Perspektive bis 2030 steht auch die erdgasbasierte Direktreduktion (CH_4 -DR) aufgrund der technischen Reife, potenziell guten Wirtschaftlichkeit und größerer Standortflexibilität als Alternative zur Verfügung. Auch wenn dadurch THG-Einsparpotenziale von mehr als 60 Prozent erreicht werden können, so muss dieses Verfahren jedoch trotzdem mit den immer strikteren Klimaschutzzielen im Einklang stehen. Dadurch besteht ein Investitionsrisiko durch sogenannte „Stranded Assets“ bei kurzer Lebenserwartung, falls sich die Anlagen nicht zum H_2 -Betrieb konvertieren lassen, wenn die CO_2 -Ziele schneller verschärft werden.

Große Hebelwirkung der Stahlindustrie mit H_2 -Direktreduktion als „No regret“-Option sollte für den Aufbau der H_2 -Märkte und -Infrastrukturen genutzt werden

Auf Basis der untersuchten Studien kann die weitere Entwicklung des deutschen Stahlmarktes grundsätzlich in drei Phasen unterteilt werden. In der ersten Phase bis 2030 erfolgt die erste Weichenstellung im Hinblick auf eine

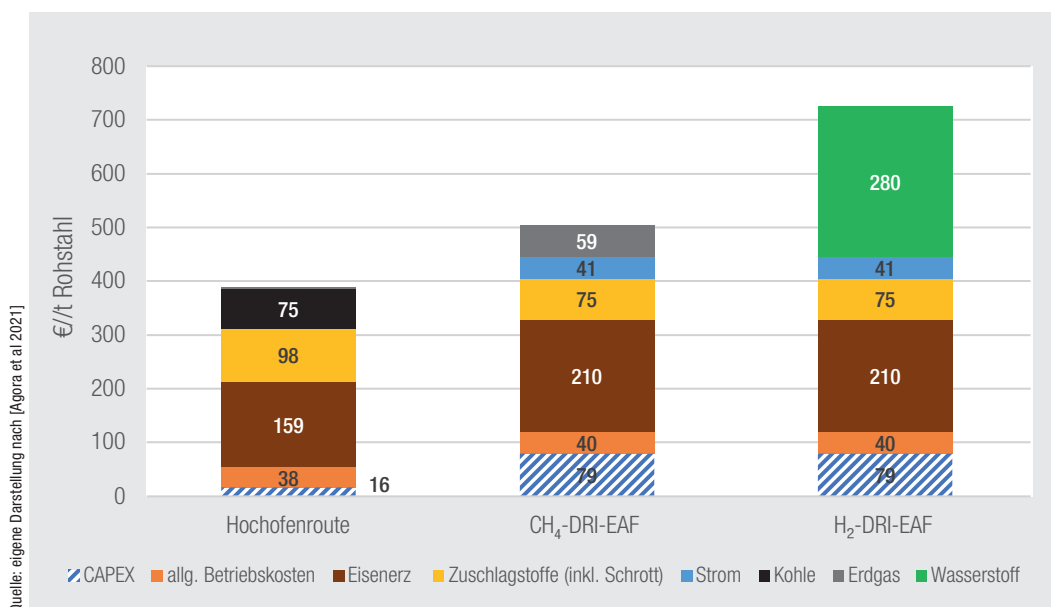


Abb. 2: Vergleich heutiger Stahlgesamtkosten Hochofenroute (links), CH_4 -DRI-ES (Mitte) und H_2 -DRI-ES (rechts) in Deutschland

technologische Weiterentwicklung der Direktreduktion samt der mit ihr verbundenen Schmelzertechnologien, gefolgt von einer Konsolidierung in der zweiten Phase bis 2040 mit signifikantem Zubau neuer DR-Anlagen. In der dritten Phase der Etablierung bis 2050 stehen dann alle relevanten CO₂-freien Technologien im Wettbewerb, sodass sich ein neues Gleichgewicht einstellen sollte. Im Sinne des Bemühens um eine verstärkte Kreislaufwirtschaft auch im Stahlsektor dürfte sich bereits mittelfristig auch der Sekundärstahlanteil erhöhen, was es bei der Entwicklung der Schmelzertechnologien für den gekoppelten Einsatz von DRI (direct reduced iron) und Schrott zu berücksichtigen gilt. Zusammengefasst kann sich dadurch eine H₂-Nachfrage im Stahlsektor von bis zu 34 Terawattstunden pro Jahr (TWh/a) bis 2030 und ca. 70 bis 100 TWh/a bis 2050 ergeben. Im

Vergleich zur deutschen Gesamtnachfrage von bis zu 110 TWh/a (2030) bzw. 260 bis 690 TWh/a (2050) kann die Stahlindustrie dabei einen Anteil von 20 bis 40 Prozent (2030) bzw. 10 bis 20 Prozent (2050) ausmachen (Abb. 3).

Langfristig zeigt die Metaanalyse, dass Wasserstoff als wichtiger Baustein des zukünftigen Energiesystems für die sektorenübergreifende Reduktion der THG-Emissionen unverzichtbar ist. Als eine „No regret“-Option kann der Einsatz von Wasserstoff in der Stahlbranche daher eine große Hebelwirkung entfalten und signifikant zum Aufbau neuer H₂-Märkte und -Infrastrukturen beitragen.

Wettbewerbsvorteile entstehen durch grünen Wasserstoff als „Gamechanger“ zu günstigen Preisen in ausreichender Menge
Um die Wettbewerbsfähigkeit zu erreichen, muss der grüne Wasserstoff je-

doch in ausreichenden Mengen zu günstigen Preisen rechtzeitig zur Verfügung stehen. Die untersuchte Studienlandschaft spiegelt in diesem Zusammenhang eine große Bandbreite der möglichen H₂-Kosten wider: Während kurzfristig die H₂-Kosten bei 5 bis 12 Euro/kg liegen, können sie bereits mittelfristig auf 3 bis 10 Euro/kg zurückgehen. Bis 2045/2050 rechnen alle Studien dann mit weiteren Kostensenkungen und gehen von vergleichbaren Bandbreiten für heimische Produktion und Importe aus, sodass H₂-Kosten von unter 2 Euro/kg erreicht werden können (Abb. 4). Entsprechend könnte grüner Wasserstoff bereits im Jahr 2030, spätestens jedoch im Jahr 2045/2050, mit fossilem Wasserstoff konkurrieren.

Die durchschnittliche Importquote aus der Metanalyse liegt bei 60 bis 65 Prozent. Die Transportkosten machen je-

INTERVIEW

» Wir müssen mit mehr Power und Mut in die grüne Wasserstoffwelt einsteigen! «

Die Redaktion im Gespräch mit Werner Diwald, Vorstandsvorsitzender des Deutschen Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verbandes (DWV) e. V., über Optionen der Stahlindustrie auf dem Weg zur Dekarbonisierung, grünen Wasserstoff als „No regret-Option“ in einem zukünftigen Energiesystem und fehlendes Selbstbewusstsein der Politik.



Quelle: DWV

Redaktion: Herr Diwald, die Stahlindustrie in Deutschland muss ihre CO₂-Emissionen drastisch reduzieren, um ihren Beitrag zum Erreichen der Klimaziele leisten zu können. Wie stehen aus Ihrer Sicht die Chancen, dass sie dies auch schafft?

Werner Diwald: Wir brauchen eine erfolgreiche und vor allem konkurrenzfähige Stahlindustrie, weil eine heimische Wertschöpfung für den Wirtschaftsstandort Deutschland eine große Rolle spielt. Die Stahlindustrie ist dabei zu beweisen, dass sie die Transformation umsetzen kann und ich bin davon überzeugt, dass sie dies

auch schaffen wird. Mit der Umstellung auf das Direktreduktionsverfahren mithilfe von grünem Wasserstoff kann sie die perspektivischen Klimaschutzziele technologisch relativ einfach erreichen. Betriebswirtschaftlich ist dies jedoch eine gewaltige Herausforderung. Hier gilt es, im Rahmen dieses Transformationsprozesses in den nächsten Jahren Investitionssicherheit zu schaffen. Der Prozess sah ursprünglich vor, mit dem Direktreduktionsverfahren auf Basis von Erdgas zu beginnen und sukzessive grünen Wasserstoff prozentual beizumischen. Vor dem Hintergrund der angespannten Situation auf dem Gasmarkt und der notwendigen Abkehr von

doch einen bedeutenden Teil der Importkosten aus und können letztlich dazu führen, dass Vorteile der günstigeren Produktion im Ausland nahezu nivelliert werden.

Strategische Einordnung der Ergebnisse

Grüner Wasserstoff ist essenziell für eine emissionsfreie Stahlerzeugung und bedarf daher stabiler Rahmensetzung durch Politik sowie einer raschen Umsetzung durch Industrie. Die nächsten Schritte auf dem Weg zur emissionsfreien Stahlerzeugung betreffen im Wesentlichen zwei Bereiche: Zum einen bedarf es eines raschen Aufbaus des Marktes für grünen Stahl, der ausreichende Investitionsanreize und Planungssicherheit bietet. Dazu gehören neben einer Anschubfinanzierung, einer zielgerichteten Förderung und

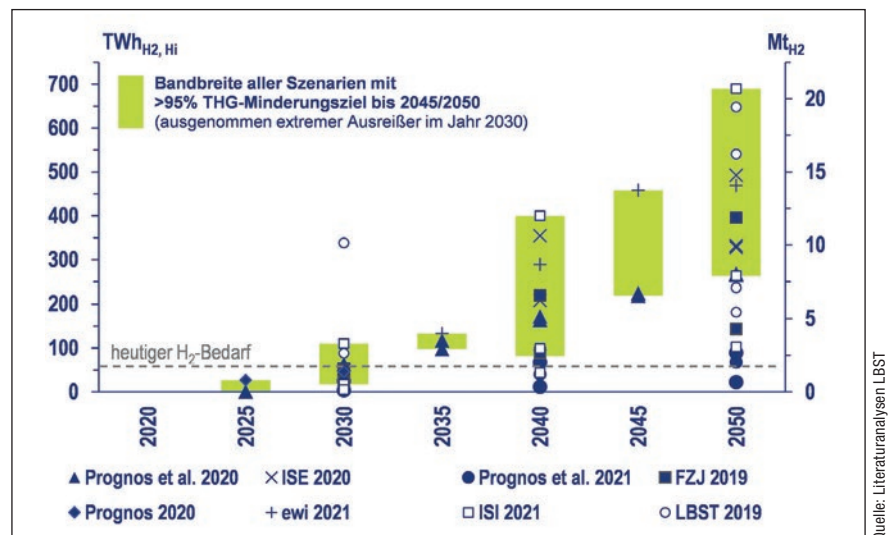


Abb. 3: Entwicklung des grünen Wasserstoffbedarfs in Deutschland in den untersuchten Studien [1–8]

Investitionssicherheit durch stabile Rahmensetzung auch faire Marktbedingungen gegenüber dem internationalen Wettbewerb, um „Carbon Leakage“ durch eine Verlagerung ins

Ausland zu vermeiden. Darüber hinaus sollte die deutsche Politik durch regulatorische Instrumente und Vorgaben auch die Nachfrage nach grünem Stahl direkt fördern, z. B. durch Abnahme-

russischem Erdgas muss diese Phase des Übergangs neu bewertet werden. Wahrscheinlich bedeutet das, dass die Stahlindustrie schneller vollständig auf grünen Wasserstoff umsteigen wird. Wir dürfen also keine Zeit mehr verlieren und müssen jetzt den Weg freimachen für den Hochlauf einer grünen Wasserstoff-Marktwirtschaft. Dafür setzt sich der DWV mit Nachdruck ein.

Redaktion: Um auf dem weltweiten Stahlmarkt konkurrenzfähig sein zu können, muss der Preis für grünen Wasserstoff wettbewerbsfähig sein – was er momentan noch längst nicht ist. Welche Faktoren sind maßgeblich dafür, dass der Preis sinkt?

Diwald: Wir sollten uns vergegenwärtigen, was effektiver Klimaschutz heute kostet und welche Folgekosten wir bereits tragen. Denn eines ist doch klar: Wir müssen dem Klimawandel begegnen und dazu müssen wir eine Menge Geld investieren. In diesem Kontext halte ich es für sinnvoll, sich zu fragen, welche Lösungswege bzw. welche Optionen vorhanden sind, um die Klimaziele zu erreichen – und was diese im Vergleich kosten. Seriöse Berechnungen weisen da-

bei eindeutig auf die Kostenvorteile von grünem Wasserstoff hin. Fakt ist, dass die Erzeugung von Wasserstoff mit erneuerbaren Energien eine sehr günstige Alternative ist. Einerseits können damit die Klimaziele erreicht und die Versorgungssicherheit garantiert werden. Andererseits können wir so die benötigten Energiemengen transportieren und speichern. Grüner Wasserstoff aus sonnigen- und windreichen Regionen lässt sich über Pipelinesysteme problemlos und kostengünstig transportieren. Dazu bedarf es zwar noch einiger technischer Anpassungen, aber das ist keine große ingenieurtechnische Challenge mehr.

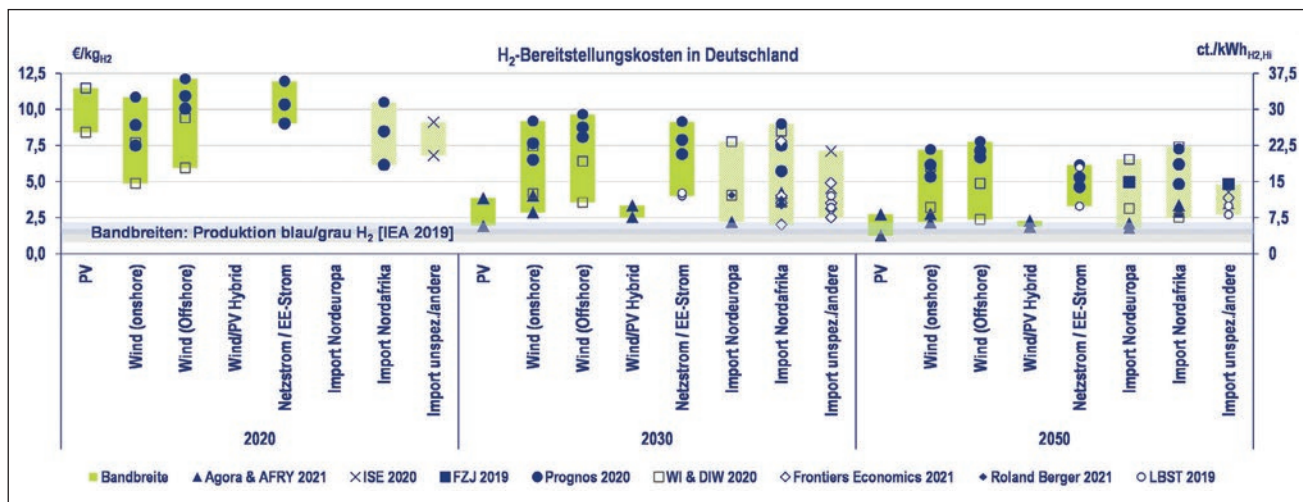
Wir sollten daher schauen, ob unsere volkswirtschaftlichen Systeme in den einzelnen Anwendungsfällen robust genug für den vor uns liegenden Transformationsprozess in eine defossilisierte Energiewirtschaft sind. Bezogen auf den Stahlsektor bedeutet dies: Ja, Stahl wird prozentual gesehen teurer. Aus volkswirtschaftlicher Perspektive betrachtet aber kaum. Ein Auto wird dann beispielsweise vielleicht ca. 300 Euro mehr kosten und eine Windkraftanlage möglicherweise rund 10.000 Euro mehr. Eine solche Anlage kostet jedoch je nach

Größe insgesamt zwischen 6 und 7 Mio. Euro. Relativ gesehen sind die Preissteigerungen also sehr gering und aus meiner Sicht vertretbar. Im Vergleich dazu fallen die aktuellen Preissteigerungen im Lebensmittelbereich exorbitant aus.

Meine Forderung lautet daher: Wir müssen mit deutlich mehr Power und mit viel mehr Mut in die grüne Wasserstoffwelt einsteigen, sie pushen und voranbringen. Die Zeit des Diskutierens ist vorbei: Jetzt ist die Zeit des Handelns.

Redaktion: Warum bezeichnen Sie Wasserstoff als Baustein des zukünftigen Energiesystems als „No regret“-Option?

Diwald: Eines der höchsten Güter einer Industrienation ist die Versorgungssicherheit. Wir benötigen zu jedem Zeitpunkt ausreichend Energie, die bedarfsorientiert zur Verfügung gestellt werden muss. Anders gesagt: Der Kunde ist weiterhin König, auch in einer neuen Energiewelt. Dementsprechend brauchen wir den Wasserstoff, weil wir ihn in großen Mengen transportieren können. Ich verstehe, dass die Herausforderung riesig wirkt und dass eine kurzfris-



Quelle: Literaturanalysen LBST

Abb. 4: Übersicht der H₂-Bereitstellungskosten in einigen Szenarien ausgewählter Studien

regeln in anderen Branchen oder Vor-
rang bei öffentlichen Aufträgen. Zum
anderen erfordert die sichere Versor-
gung mit grünem Wasserstoff den ras-
chen Ausbau der erneuerbaren Ener-
gien sowie der H₂-Infrastrukturen. Um

die Wettbewerbsfähigkeit grünen Was-
serstoffs zu erreichen, sollten regula-
torische Hürden vermieden und zu-
sätzliche Förderinstrumente zum Kos-
tenausgleich genutzt werden. Durch
internationale Kooperationen und

Zertifizierungssysteme können globa-
le H₂-Märkte geschaffen werden, um
die Deckung der prognostizierten Be-
darfssteigerungen sicherstellen zu
können. Kurzfristig sollte die sektor-
übergreifende Nachfrage etwa durch

tige Betrachtung aus heutiger Sicht bei dem
ein oder anderen die Meinung aufkommen
lässt: Wasserstoff ist nicht die Lösung. Be-
trachtet man jedoch die Gesamtsystematik
eines erneuerbaren Energiesystems, dann
stellt man fest, dass es ohne grünen Was-
serstoff nicht gehen wird. Jeder Euro, den
wir in diesem Bereich investieren, ist ein gut
investierter Euro. Eine rein auf Elektrifizie-
rung setzende Energiewende hingegen hat
keine Zukunft, es wird nicht funktionieren.
Wir benötigen für ein zuverlässiges und
wirtschaftliches Energiesystem weiterhin
Moleküle. Grüner Wasserstoff ist im Ver-
gleich zu allen anderen Energieträgern, die
die Anforderungen an Versorgungssicher-
heit, Klimaschutz und Wirtschaftlichkeit
erfüllen, die beste Option.

Nebenbei bemerkt ist das auch keine gro-
ße Überraschung: Wir haben in den letzten
100 Jahren auf Kohlenwasserstoffe gesetzt.
Basierend darauf müssen wir es jetzt nur
etwas besser machen. Die Herangehens-
weise, etwas Neues zu entwickeln, nur weil
das Alte weg muss, halte ich nicht für ver-
nünftig. Wir sollten vielmehr die Erfahrungen
des Bewährten weiterentwickeln. Basierend
darauf kommen wir an grünem Wasserstoff

nicht vorbei, daher ist der Energieträger eine
„No regret“-Option und nicht nur irgendeine
Option. Diese Transformation ist eine not-
wendige, unabdingbare Maßnahme, die jetzt
umgesetzt werden muss – insbesondere vor
dem Hintergrund des aktuellen Koalitionsver-
trags und der Nationalen Wasserstoffstrategie.

Das europäische REpowerEU-Programm,
also das EU-Programm zum gemeinsamen
europäischen Vorgehen für erschwingliche-
re, sichere und nachhaltige Energie, sieht –
auch zur Substitution der russischen Ener-
gieimporte – 20 Mio. t Wasserstoff für das
Jahr 2030 vor. Dafür benötigen wir etwa
zwischen 200 und 250 Gigawatt Elektroly-
seleistung, dies entspricht einem Gesamt-
investitionspotenzial von über 500 Mrd. Euro.
Hier sollten wir gemeinschaftlich zusehen,
dass diese Investitionen möglichst aus dem
europäischen Wirtschaftsraum kommen,
weil wir dann am Ende nicht nur sehr viel
für unser Klima getan, sondern auch unsere
Arbeitsplätze erhalten haben. Ich bin davon
überzeugt, dass wir für solche einschnei-
denden Maßnahmen wie die Energiewende
nur über Arbeitsplätze und den Erhalt des
Wohlstandes eine langfristige Akzeptanz der
Bevölkerung erreichen können.

Hier muss die Politik mehr Mut zum frühzei-
tigen Gestalten aufbringen. Wir wissen, dass
wir in den nächsten siebeneinhalb Jahren
massive Einschnitte und Veränderungen im
Energiesystem sehen werden. Mehr noch:
Aktuelle Klimadaten prognostizieren, dass
wir wahrscheinlich in den nächsten fünf
Jahren die 1,5-Grad-Schwelle schon er-
reicht haben werden. Der Handlungsdruck
wird also noch größer.

**Redaktion: Welche Rolle spielen Ihrer
Meinung nach grüne Stahlquoten bzw.
Carbon Contracts for Difference?**

Diwald: Wir befinden uns weiterhin in
einem globalen Wettbewerb und globaler
Wettbewerb ist eine gute Sache. Embargo-
beschränkungen sind vor allem in funkti-
onierenden Wirtschaftsdemokratien keine
Lösung. Wichtig für den Wettbewerb ist
es jedoch auch, diejenigen, die sich ihrer
Verantwortung stellen und in klimaneutra-
le Produktionstechniken investieren, nicht
wirtschaftlich abzustrafen. Das heißt: Wir
müssen für ein faires System sorgen – vor
allem für die Stahlindustrie, weil hier große
Hürden in Form von Anfangsinvestitionen
zu überwinden sind. Dazu ein Beispiel: Wir

Quotenregelungen weiter gestärkt werden.

Ob grünes Roheisen in Form von DRI- oder HBI-Pellets (hot briquetted iron) künftig vermehrt importiert werden sollte, hängt von technischen und wirtschaftlichen, aber insbesondere auch von industriepolitischen Überlegungen ab, die nur im Konsens zwischen Politik und Industrie entschieden werden können. Sollten z. B. einerseits die regionalen Herstellbedingungen grünen DRIs durch Verfügbarkeit kostengünstigen grünen Wasserstoffs oder vereinfachte Transportwege einen DRI-Import nahelegen, so könnten gesamtwirtschaftliche Überlegungen einer hohen Importunabhängigkeit, der direkten Kopplung von DRI-Produktionsanlagen an die erneuerbaren Energiequellen, die höhere Effizienz integrierter Herstellprozesse oder arbeitsmarktspezifische

Überlegungen eine heimische DRI-Produktion dennoch vorteilhaft machen. Deutschland verfügt über eine insgesamt hohe Kompetenz zur raschen Einführung der erforderlichen Technologieoffensive, sowohl auf Anlagenhersteller- als auch auf Rohstahlproduktionsseite. Während der Anlagenbau auch von der Einführung der neuen Technologie im Ausland profitieren könnte, sind die Stahlhersteller mit einer härteren Entscheidung der Verlagerung oder auch des Verlustes eines Teils ihrer Wertschöpfung in Deutschland konfrontiert. Jedoch bestünde bei vermehrten DRI-Importen auch die Gefahr des „Carbon Leakage“ auf Kosten anderer Weltregionen. Außerdem besteht das Risiko, dass die Aufbaugeschwindigkeit entsprechender DRI-Kapazitäten außerhalb Deutschlands aufgrund fehlender regulatorischer Anreize deutlich geringer voranschreiten wird, als dies

haben einen funktionierenden weltweiten Handel von Bio-Fuels mit einer Treibhausgas-Minderungsquote für die in den Verkehr gebrachten Produkte. Das ist der Weg: Man sollte diejenigen belohnen, die diese Ziele erfüllen können. Damit gibt es einen Absatzmarkt und ein prognostiziertes Marktdesign bzw. Marktvolumen.

Meine Botschaft an die Politik ist: Lasst uns auf diejenigen Systeme schauen, die funktionieren und die jetzt notifiziert sind. Das H2Global-Programm beispielsweise ist ein solches notifiziertes Programm. Aus meiner Sicht ist es nicht notwendig und wir haben auch nicht die Zeit, nun ein neues Contracts for Difference Programm zu erfinden.

Redaktion: Welche Handlungsempfehlungen sind aus Ihrer Sicht die dringlichsten, um die deutsche Stahlindustrie bei der Dekarbonisierung der Stahlproduktion zu unterstützen?

Diwald: Meine Empfehlung ist, sofort ein OPEX-Sprinterprogramm nach dem Vorbild des vom DWV entwickelten H2Global-Konzeptes ins Leben zu rufen, damit die

ersten Hochöfen bereits in den nächsten zwei bis drei Jahren umgerüstet werden können. Die Stahlindustrie hat keine Zeit mehr, auf eine geeignete Regulierung für eine wettbewerbsfähige Bewertung des grünen Stahls zu warten. Es müssen jetzt Entscheidungen getroffen werden, damit zeitnah die Verhandlungen mit der EU aufgenommen werden können. Das Ziel sollte sein, ein Regelwerk mit einer Treibhausgas-Minderungsverpflichtung oder eine EE-Quote für den europäischen Stahlmarkt zu bekommen, das für Produkte gilt, die auf den europäischen Markt gebracht werden. Und dies so schnell wie möglich, am besten noch in dieser Legislaturperiode.

Abschließend ist meine Botschaft klar und deutlich: Die Technologie für eine Wasserstoffwirtschaft ist verfügbar. Es fehlt nur an einem fairen wettbewerbsfähigen Marktdesign. Die Bundesregierung ist jetzt gefordert, investitionssichere Rahmenbedingungen zu schaffen. Nur so werden wir die im Koalitionsvertrag vereinbarten Ziele erreichen.

Redaktion: Vielen Dank für das Gespräch, Herr Diwald.

in Deutschland bzw. Europa der Fall wäre. Dadurch würden die in Abstimmung mit der Politik bereits kurzfristig bis 2030 vereinbarten ambitionierten CO₂-Reduktionsziele der deutschen Stahlindustrie ausgebremst. ■

Literatur

- [1] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Klimaneutralität 2045 – Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems – Gutachterbericht, online unter www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/dena-ls2/, abgerufen am 21. Dezember 2021.
- [2] Forschungszentrum Jülich (FZJ): Wege für die Energiewende – Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050, online unter https://user.fzjuelich.de/record/877960/files/Energie_Umwelt_499.pdf, abgerufen am 23. Dezember 2021.
- [3] FhG ISE: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Update unter einer Zielvorgabe von 65 Prozent CO₂-Reduktion in 2030 und 100 Prozent in 2050, 2020.
- [4] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland – Treibhausgasneutrale Hauptszenarien, Modul Industrie, 2021.
- [5] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST): Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen. Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung, und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, online unter <https://lbst.de/publikationen/wasserstoffstudie-nrw/>, abgerufen am 4. Februar 2022.
- [6] Prognos: Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. Endbericht zum Projekt „Transformationspfade und regulatorischer Rahmen für synthetische Brennstoffe“. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2020.
- [7] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut: Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität, 2021.
- [8] Prognos, Fhg-ISI, GWS, IINAS: Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050. Gesamtdokumentation der Szenarien. Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2021.

Der Autor

Clemens Orlishausen ist Projektmanager HySteel beim Deutschen Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband e. V.

Kontakt:

Clemens Orlishausen
Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband e. V.
Robert-Koch-Platz 4
10115 Berlin
Tel.: 030 629594-82
E-Mail: orlishausen@dwv-info.de
Internet: www.dwv-info.de

Ergebnisse der Studie „Wasserstoff speichern – so viel ist sicher“

Gas- und Wasserstoffspeicher sind elementarer Bestandteil der zukünftigen Energieversorgung

Im Rahmen einer Kooperation haben der Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (BVEG), der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW) und die Initiative Energien Speichern e. V. (INES) eine **techno-ökonomische Studie zu den Potenzialen der Wasserstoffspeicherung in Gasspeichern in Deutschland** durchgeführt. Als Ergebnis ist für die Umsetzung der Energiewende neben einer **vollständigen Ausschöpfung der Potenziale bestehender Gasspeicher** entsprechend der Langfristszenarien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) auch ein **Zubau von Wasserstoffspeichern** erforderlich. Die damit verbundenen volkswirtschaftlichen Kosten könnten bis zu 12,8 Mrd. Euro betragen.

von: Sebastian Bleschke (Initiative Energien Speichern e. V. (INES))

Ausgabe 08/2022

Wasserstoff bietet die Möglichkeit, Strom aus volatilen erneuerbaren Energien zu speichern und bedarfsgerecht wieder zur Verfügung zu stellen. Neben dem Einsatz von Wasserstoff als Dekarbonisierungsoption ist es insbesondere diese Speicherfähigkeit, die Wasserstoff für die Energiewende so unverzichtbar macht. Im Auftrag der INES, des BVEG und des DVGW hat ein Beraterkonsortium unter der Leitung des Gas-technologischen Instituts gGmbH (DBI-GTI) die Studie „Wasserstoff speichern – so viel ist sicher“ erarbeitet. Darin wurden die technischen Möglichkeiten untersucht, heutige Gasspeicher an die Nutzung von Wasserstoff anzupassen. Auf Basis der technischen Studienergebnisse wurde in einem zweiten Schritt modelliert, wie Gas- und Wasserstoffspeicher in Deutschland entwickelt werden müssen, damit die Energiewende gelingt. Im letzten Schritt berechneten die Forschenden, wie viel die Gasspeicher-Transformationspfade kosten würden. Die Studie wurde von den drei Verbänden am 13. Juni 2022 im Haus der Bundespressekonferenz vorgestellt. Das mediale Echo war entsprechend groß.

Für die Energiewende erforderliche Kapazitäten an Wasserstoffspeichern

Für INES bestand die Motivation zur Beauftragung und Durchführung des Studienprojekts vor allem darin, den zukünftigen Bedarf an Wasser-

stoffspeichern aus Sicht der Speicherwirtschaft nachzuvollziehen. Es ging also im Kern um die Frage, ob und wie zukünftige Bedarfe nach Wasserstoffspeichern gedeckt werden können.

Spätestens seit 2017 ist bekannt, dass ein treibhausgasneutrales Energiesystem zur Speicherung erneuerbarer Energien auf die heutigen Gasspeicher zurückgreifen wird. Mit den Langfristszenarien (www.langfristszenarien.de) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) wurde dieser Bedarf im August 2021 von politischer Seite sehr konkret dargelegt. Die Langfristszenarien hat ein interdisziplinäres Konsortium renommierter Institute und Berater im Auftrag des BMWK erarbeitet. Darin werden Pfade zur Erreichung der Treibhausgasneutralität (TN) bis 2050 modelliert. Es sollen weitere Szenarien folgen, die die angepasste Zielerreichung bis 2045 berücksichtigen.

Die Szenarien sind vor allem deshalb spannend, weil sie nicht den Anspruch auf die Richtigkeit eines einzelnen Zielpfades erheben. Vielmehr soll ein Szenario-Trichter aufgespannt werden, der einen plausiblen Lösungsraum beschreibt. Genau darin liegt aber am Ende dann doch die harte Aussage. Alle Lösungen, die außerhalb des Trichters liegen, erscheinen für das Konsortium eher unrealistisch. Zur Beschreibung des Szenario-Trichters haben die Berater drei sogenannte

Hauptszenarien entworfen. Während das Szenario „TN-Strom“ stark auf elektrische Anwendungen setzt, kommt im Szenario „TN-H₂-G“ Wasserstoff umfangreich zum Einsatz. In einem dritten Szenario „TN PtG/PtL“ rücken hingegen synthetische Kohlenwasserstoffe in den Fokus.

Die Hauptszenarien wurden in ihrer techno-ökonomischen Wirkung untersucht, d. h., die Experten berechneten auch die Kosten, die mit diesen Szenarien einhergehen. Dabei kommt das Konsortium zu dem Schluss, dass es kostenseitig zwei unterschiedliche Wege in die Treibhausgasneutralität gibt: Entweder fließt viel Geld in die (Strom-)Infrastruktur oder in die Energieträger. Die Elektrifizierung im TN-Strom-Szenario führt zu hohen Infrastrukturinvestitionen, weil signifikante Investitionen – insbesondere in die Stromnetze – erfolgen müssen. Die beiden Szenarien TN H₂-G und TN PtG/PtL weisen hingegen höhere Energiekosten auf, die auf die Produktion von Wasserstoff und seinen Folgeprodukten zurückzuführen sind. Nach Aussage der Berater sind die volkswirtschaftlichen Kosten des TN-Strom-Szenarios, also eine verstärkte Elektrifizierung des Energiesystems, trotz des damit verbundenen Stromnetzausbaus gegenüber dem TN-H₂-G-Szenario rund 250 Mrd. Euro und gegenüber dem TN-PtG/PtL-Szenario rund 360 Mrd. Euro günstiger.

Das Beraterkonsortium weist für die drei Hauptszenarien einen Bedarf an Wasserstoffspeichern zwischen 47 und 73 TWh aus [siehe hierzu den Szenario-Explorer unter www.langfristszenarien.de]. Interessant ist dabei für die Gas-/Wasserstoffspeicher, dass gerade das TN-Strom-Szenario den größten Wasserstoffspeicher-Bedarf (73 TWh) mit sich bringt. Das Szenario TN-H₂-G hingegen weist mit 47 TWh den niedrigsten Bedarf auf.

Technische Anpassungsmöglichkeiten der bestehenden Gasspeicher an Wasserstoff

Deutschland verfügt über die größten Gasspeicherkapazitäten innerhalb der Europäischen Union (EU). Auch im weltweiten Vergleich gehört Deutschland zu den Ländern mit den größten Speicherkapazitäten. Bei den in Deutschland liegenden Gasspeichern ist grundsätzlich zwischen Kavernen- und Porenspeichern zu unterscheiden. Deutschland verfügt in Summe über 47 Gasspeicher mit einer Gasspeicherkapazität von 256 TWh. Davon entfallen 163 TWh auf 31 Kavernenspeicher. Die übrigen 93 TWh kön-

DVGW
Kongress GmbH

DVGW
KONGRESS

➔ [www.dvgw-kongress.de/
crashkurs-wasserstoff](http://www.dvgw-kongress.de/crashkurs-wasserstoff)

Crashkurs: Wasserstoff- Expertise in 3 Tagen

26. – 28. September 2023, online

Jetzt für unsere
Onlineveranstaltung
anmelden!

Themen

- ➔ Wertschöpfungskette von der Produktion zur Anwendung
- ➔ Politischer und rechtlicher Rahmen
- ➔ Entwicklung einer zukünftigen H₂-Netzplanung
- ➔ Wie können Stadtwerke von der Energiewende profitieren?

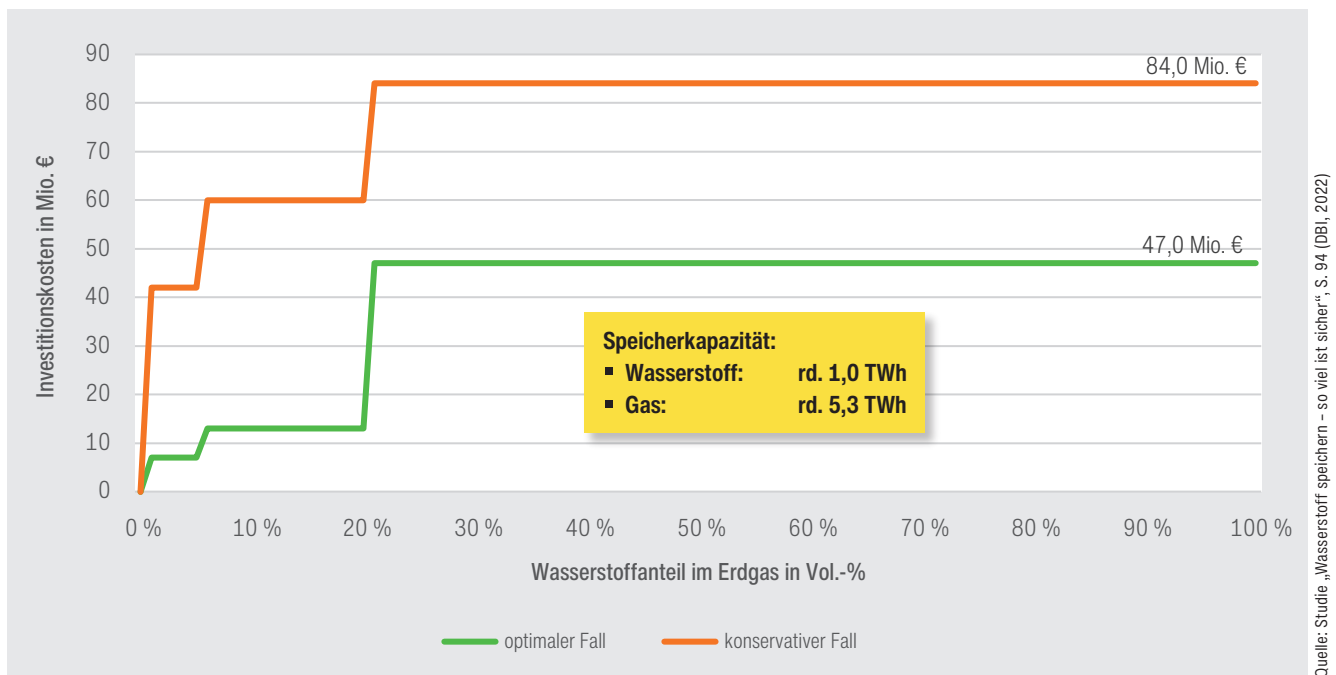


Abb. 1: Anpassungskosten eines Beispiel-Kavernenspeichers in Abhängigkeit des Wasserstoffanteils im Speichergas

nen in sechzehn Porenspeichern gelagert werden.

Für die technische Fähigkeit zur Wasserstoffspeicherung sind drei Bereiche zu unterscheiden: die geologische Formation untertage und die Unter- und Obertageanlagen. Integraler Bestandteil der Studie war es, die Auswirkungen von Wasserstoff auf Gasspeicher zu untersuchen. Dabei wurden alle wesentlichen Anlagenteile der bestehenden unter- und obertägigen Speichereinrichtungen, die Leistungsdaten und das thermodynamische Verhalten für Gas und Wasserstoff und deren ökonomischen Auswirkungen auf die Anlageninfrastruktur und den Betrieb künftiger Wasserstoffspeicher untersucht. Als Grundlage dafür dienten aktuelle Literatur und Forschungsprojekte.

Während bei Kavernenspeichern bereits eine Anpassung der Anlagenkomponenten die Speicherung von reinem Wasserstoff im Grundsatz ermöglicht, muss bei Porenspeichern eine Einzelfallprüfung die Tauglichkeit zunächst belegen. Kavernenspeicher werden in der Modellierung deshalb vollständig für die Umwidmung auf Wasserstoff eingesetzt. Für den Bereich der Porenspeicher wird angenommen, dass aufgrund der geologischen Gegebenheiten nur vier von

sechzehn Porenspeichern für die Speicherung von reinem Wasserstoff genutzt werden können. Für die geologischen Formationen hat sich ergeben, dass in Summe aus den angenommen 35 tauglichen Poren- und Kavernenspeichern eine Wasserstoffspeicherkapazität von insgesamt 32 TWh bereitgestellt werden könnte.

Auf Basis der Studienergebnisse lässt sich somit bereits feststellen, dass die Umstellung der bestehenden Gasspeicher in Deutschland den Bedarf der zukünftig benötigten Wasserstoffspeicherkapazität gemäß BMWK-Langfristszenarien nicht vollständig decken kann.

Kosten für die technische Anpassung von Gasspeichern an Wasserstoff

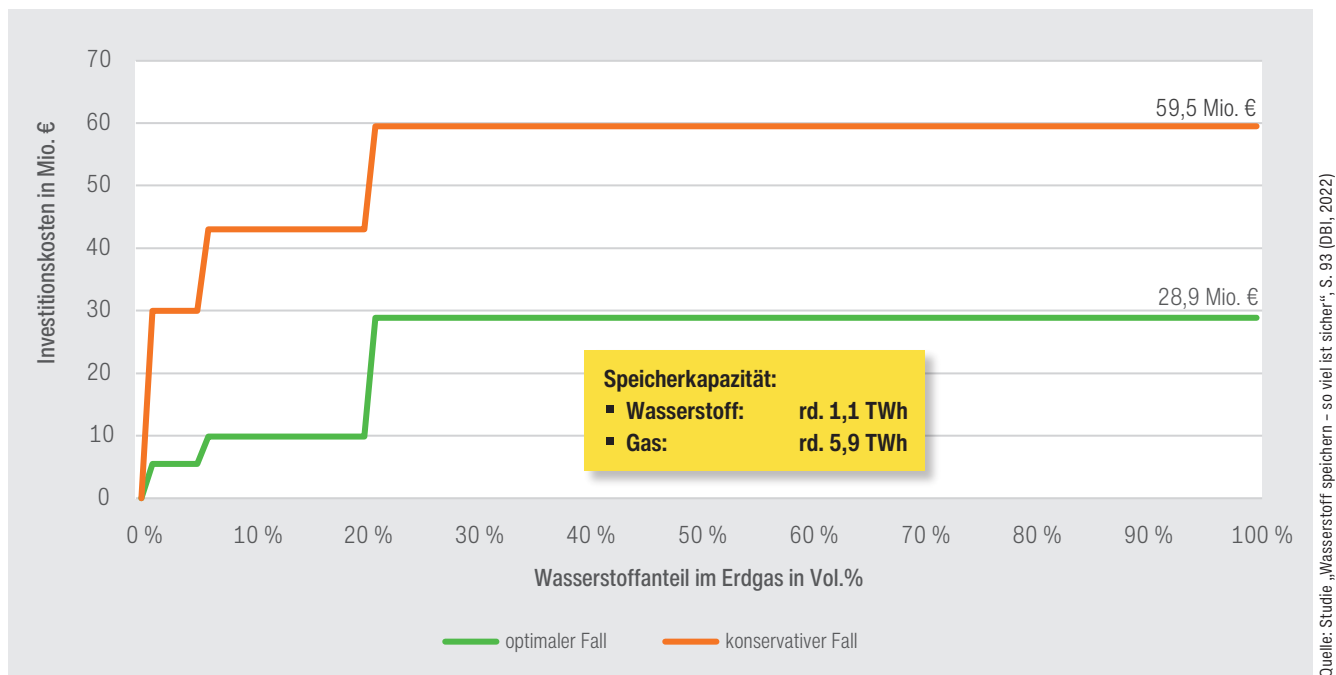
Die ökonomischen Auswirkungen unterschiedlicher Anteile von Wasserstoff im Speichergas wurde im Rahmen der Studie an jeweils einem beispielhaften Poren- und Kavernenspeicher dargestellt. Grundsätzlich ist die Speicherslandschaft in Deutschland sehr heterogen. Vor allem bei den Porenspeichern liegen höchst unterschiedliche geologische Bedingungen vor, aber auch bei den Kavernenspeichern bestehen Unterschiede in den Teufenlagen und Größen der einzelnen Kavernen sowie in der

Anzahl der Kavernen je Gasspeicher. Aus diesem Grund wurde zur Ermittlung der wesentlichen Speicherparameter der arithmetische Mittelwert der jeweiligen Verteilung berechnet.

Ziel der Untersuchungen war es, den Anpassungsbedarf für Wasserstoffbeimischungen zum Gas in Schritten von 1, 5, 20, bis hin zu 100 Volumenprozent darzustellen und zu bewerten. Entsprechend den Grundlagenuntersuchungen der Studie ergeben sich sowohl Bereiche, in denen einzelne Komponenten ohne Einschränkungen genutzt werden können, als auch solche, für die eine Ertüchtigung der jeweiligen Komponente erforderlich ist. Bei den Ertüchtigungen ist zu unterscheiden zwischen geringfügigen Anpassungen oder dem Austausch kleinerer Untergruppen und einer umfassenden Überarbeitung bzw. einem vollständigen Austausch einer Hauptkomponente. In diesem Zusammenhang hat die Studie zwei Varianten betrachtet:

1. Optimistischer Fall hinsichtlich der Eignung der verbauten Komponenten
2. Konservativer Fall mit erhöhtem Anpassungsbedarf und teilweise früherer Fälligkeit der Anpassungsmaßnahmen

Der aus diesen Ansätzen zur Kostenbestimmung resultierende Verlauf der



Quelle: Studie „Wasserstoff speichern – so viel ist sicher“, S. 93 (DBI, 2022)

Abb. 2: Anpassungskosten eines Beispiel-Porenspeichers in Abhängigkeit des Wasserstoffanteils im Speichergas

Gesamt-Anpassungskosten der beiden Beispielspeicher in der jeweils optimistischen und der konservativen Variante ist in **Abbildung 1** für den Beispiel-Kavernenspeicher und in **Abbildung 2** für den Beispiel-Porenspeicher jeweils über den Anteil des Wasserstoffs im Gas dargestellt.

Die Studie hat ergeben, dass die Investitionskosten zur Anpassung eines für Deutschland repräsentativen Kavernenspeichers (Beispiel-Kavernenspeicher) an reinen Wasserstoff zwischen 47 und 84 Mio. Euro liegen könnten.

Für die Anpassung eines für Deutschland repräsentativen Porenspeichers (Beispiel-Porenspeicher) an reinen Wasserstoff liegen die ausgewiesenen Investitionskosten zwischen 29 und 60 Mio. Euro.

Transformationspfade zur Deckung des Bedarfs an Wasserstoffspeicherkapazitäten

Im Rahmen der Modellierung der Transformationspfade wurden vier Szenarien untersucht, die sich an die BMWK-Langfristszenarien anlehnen und verschiedene Optionen zur Deckung der darin ausgewiesenen Bedarfe nach Wasserstoffspeicherkapazitäten technologisch bewerten. Dazu zählen

neben der Speicherumstellung auch der Neubau von Wasserstoffspeichern und die Weiternutzung bestehender Porenspeicher, die keinen reinen Wasserstoff speichern können.

Die Umstellung der bestehenden Gasspeicher auf Wasserstoff ist wesentlicher Bestandteil der im Rahmen der Studie durchgeführten Modellierung kostenoptimaler Transformationspfade. Für die Ermittlung der Anpassungskosten wurden auf Basis einer Befragung der Speicherbetreiber für alle deutschen Gasspeicher sogenannte Mengen-Kosten-Gerüste erstellt, die neben einer mengenmäßigen Erfassung sämtlicher relevanter Speicherkomponenten die aktuellen Wasserstoffverträglichkeiten und die mit Anpassungsmaßnahmen der Komponenten zur Erhöhung deren Wasserstoffverträglichkeit verbundenen Kosten abbilden.

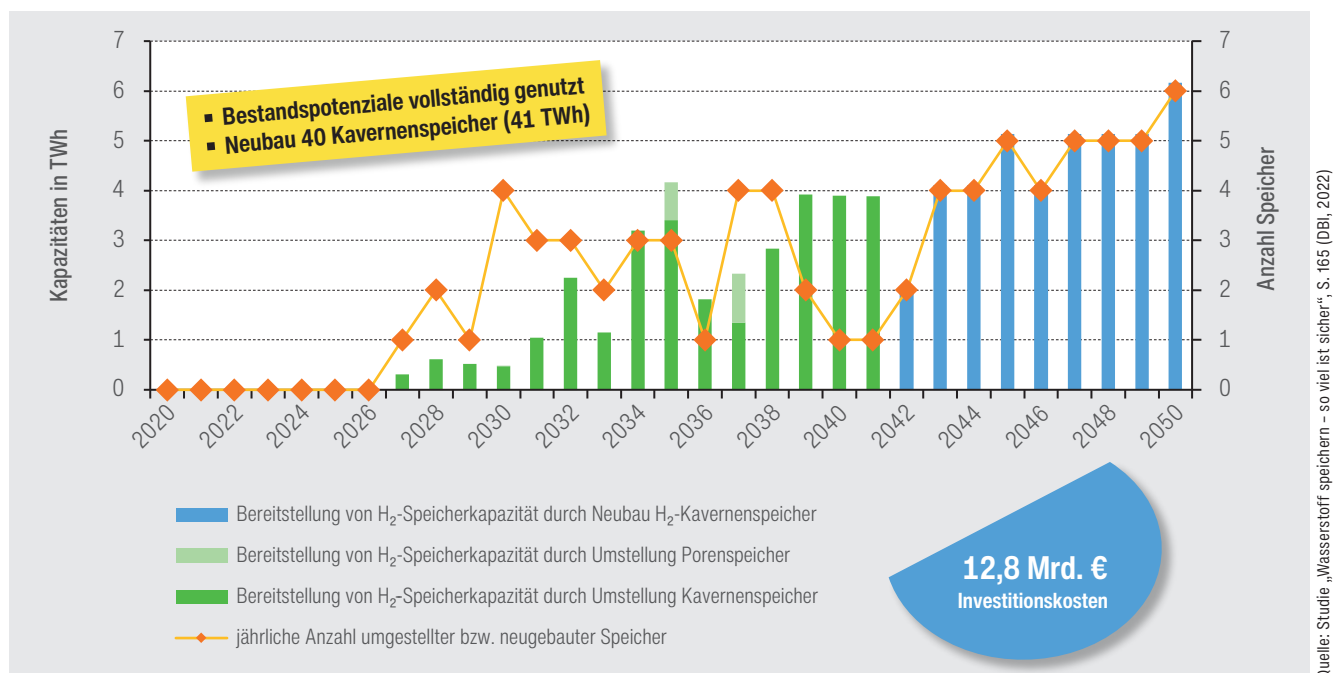
Die Studienergebnisse zeigen, dass sowohl im Fall des TN-Strom- als auch des TN-H₂-G-Szenarios zunächst die bestehenden Gasspeicher an Wasserstoff angepasst werden. Im TN-Strom-Szenario wird die Anpassungsphase bis zum Jahr 2041 abgeschlossen (**Abb. 3**).

Aufgrund des geringeren Bedarfs an Wasserstoffspeicherkapazitäten erfolgt

im TN-H₂-G-Szenario eine Umstellung noch bis ins Jahr 2045 (**Abb. 4**).

In den jeweiligen Folgejahren werden im TN-Strom-Szenario 40 Beispiel-Kavernenspeicher mit einer Wasserstoffspeicherkapazität von 41 TWh zugebaut. Im Szenario TN-H₂-G fällt der Zubau mit 23 Beispiel-Kavernenspeichern und einer Speicherkapazität von 24 TWh geringer aus. Die über den Bestand hinausgehend benötigten Wasserstoffspeicherkapazitäten werden in der Modellierung durch den Zubau von Wasserstoffkavernenspeichern bereitgestellt, wofür sich Neubaukosten in Höhe von knapp 277 Mio. Euro pro Beispiel-Kavernenspeicher für die Wasserstoff-relevanten Hauptkomponenten ergeben. Bezogen auf diese Neubaukosten haben die vollständigen Anpassungs- und Umstellungskosten pro Beispiel-Kavernenspeicher einen Anteil von rd. 16 Prozent. Das in Deutschland bestehende geologische Potenzial ist ausreichend, um den für die Umsetzung der Energiewende entsprechend der beiden BMWK-Langfristszenarien erforderlichen Zubau an Wasserstoffspeichern zu ermöglichen.

Im Ergebnis weist die Studie aus, dass bis 2050 kumulierte Investitionen in Wasserstoffspeicherkapazitäten zwischen 5,9 Mrd. Euro (TN-H₂-G) und



Quelle: Studie „Wasserstoff speichern – so viel ist sicher“, S. 165 (DBI, 2022)

Abb. 3: Transformationspfad für Gasspeicher im TN-Strom-Szenario

12,8 Mrd. Euro (TN-Strom) zu tätigen sind, um die Energiewende entsprechend der beiden BMWK-Langfristszenarien umzusetzen. Der erforderliche Zubau und damit die Investitionskosten können durch die Weiternutzung bestehender Porenspeicher, die keinen reinen Wasserstoff speichern können, reduziert werden.

Politische Unterstützung zur Umsetzung der Speicherwende

Die Energiewende-Speicher zu entwickeln, wird für die Speicherwirtschaft herausfordernd sein. Die Politik kann der Branche diesen Weg ebnen. An welchen Stellen politischer Handlungsbedarf besteht, hat INES bereits zu Beginn der laufenden Legislaturperiode beschrieben. Es braucht ein dreistufiges Vorgehen, das mit konkreten Maßnahmen unterlegt ist:

Gas- bzw. Wasserstoffspeicher strategisch mitdenken

Obwohl die Regierung Wasserstoff als eine wichtige Option für die Speicherung erneuerbarer Energien betrachtet, übersieht sie die dafür notwendigen Gasspeicher bisher in der Nationalen Wasserstoffstrategie. Während immer wieder die Netze bei der Betrachtung

der Infrastrukturen im Vordergrund stehen, finden Gasspeicher kaum Erwähnung in den politischen Überlegungen. INES empfiehlt deshalb, die Gas- bzw. Wasserstoffspeicher bei der Überarbeitung der Nationalen Wasserstoffstrategie eingehend zu betrachten, um die Herausforderungen zu beschreiben und erforderliche Maßnahmen konkret abzuleiten.

Auch auf europäischer Ebene sollte die Bundesregierung die Gasspeicher als eine strategische Chance betrachten. Deutschland könnte durch den Einsatz treibhausgasneutraler Gase zum Energiespeicher Europas werden. Das umfangreiche Fassungsvermögen der Gasspeicher in Deutschland und die Neubaupotenziale legen hierfür die Grundlage, da kein Land in der EU über größere Gasspeicherkapazitäten verfügt. Auch weltweit gibt es nur wenige Länder, die über größere Kapazitäten für die Speicherung von Gas verfügen.

Entwicklung von Wasserstoffspeichern fördern

Die Umstellung bestehender Gas-Infrastrukturen – insbesondere der Gasspeicher – auf Wasserstoff sollte politisch unterstützt und durch Fördermittel flankiert werden. Ohne Förderung füh-

ren die Umstellungsinvestitionen zu untragbar hohen Kosten für die ersten Nutzer der Infrastrukturen und erschweren potenziellen Speicherbetreibern den Markteintritt. INES setzt sich derzeit intensiv mit den Förderinstrumenten auseinander und wird sich bald mit Empfehlungen zur Weiterentwicklung zu Wort melden.

Auch die Entwicklung von Wasserstoff-Produktionskapazitäten sollte mit Fördermitteln unterstützt werden. Zur effektiven Vermeidung von Carbon-Leakage, vor allem bei der Dekarbonisierung der Industrie, ist eine Kostensenkung bei der Wasserstoffherstellung notwendig. Eine Reduktion der Kosten stärkt Wasserstoff aber nicht nur als Klimaschutzoption, sondern auch in seiner zentralen Funktion im zukünftigen Energiesystem – als Flexibilitätsoption.

Tragfähigen Marktrahmen entwickeln

Marktakteure müssen die Einsatzmöglichkeiten von Energieträgern mit Blick auf das Ziel der Treibhausgasneutralität eigenständig einschätzen können, damit der Staat nicht kleinteilig regulatorisch eingreifen muss. Dies gilt insbesondere für Energieträger, die für den Übergang gebraucht werden. Daher sollte eine Zertifizierung aller Energien

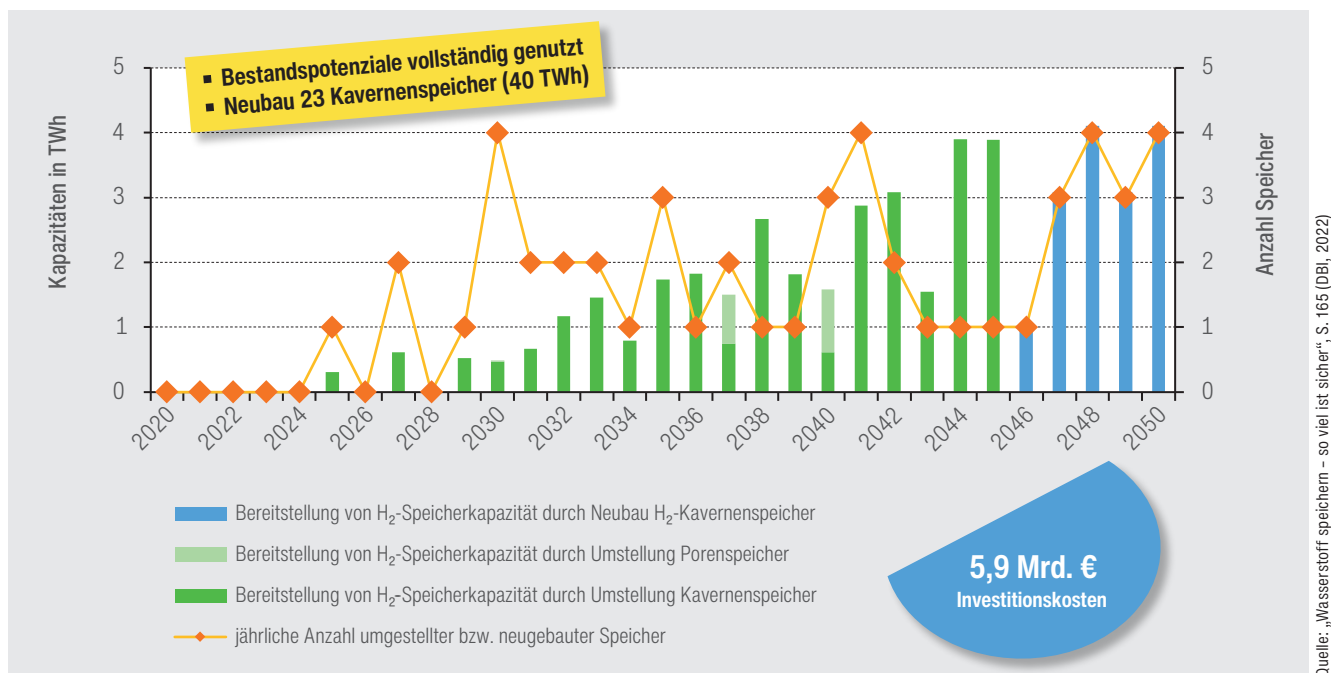


Abb. 4: Transformationspfad für Gasspeicher im TN-H₂-G-Szenario

über den gesamten Lebenszyklus eingeführt werden, die verschiedene Umweltauswirkungen bzw. Ressourcenverbräuche erfasst.

Um den Hochlauf des Wasserstoffmarktes positiv zu begleiten und die Entwicklung innovativer Geschäftsmodelle zu fördern, sollte der regulatorische Rahmen für Wasserstoffspeicher und Wasserstoffnetze schrittweise – also als adaptive Regulierung – entwickelt werden. Dabei sollte eine Überregulierung des noch jungen Marktes vermieden werden. Erst wenn ein Marktversagen absehbar ist, z. B. in zunehmend monopolistisch geprägten Strukturen der Wasserstoffnetze, muss der Verlust der Marktkräfte durch regulatorisch effektiv simulierten Wettbewerb verhindert werden.

Für die Sektoren Strom, Gas und Wasserstoff sollte zukünftig ein einheitlicher Szenariorahmen entwickelt und den Netzplanungen zugrunde gelegt werden. Darauf aufbauend sollten weiterhin getrennte Netzentwicklungspläne für alle drei Bereiche erarbeitet werden. Mit Speichern verbundene Effizienzpotenziale sollten dabei eingehend geprüft und ausgenutzt werden. Ein übergeordneter „Matchmaking-Prozess“ im Rahmen eines Systementwicklungs-

plans (SEP) sollte sektorübergreifende Redundanzen vermeiden.

Damit die Akteure die Logistikkosten im Energiemarkt bei ihrem Handeln beachten und optimieren, sollten die Netzentgeltsystematiken für Gas, Strom und Wasserstoff verursachungsgerechter ausgestaltet werden. Das heißt: Die Marktakteure sollten möglichst mit den tatsächlich von ihnen verursachten Netzkosten in Form eines Netzentgelts belastet werden. Die aktuell dominierende Sozialisierung der Netzkosten über „allgemeingültige“ Netzentgelte verhindert wichtige Signale. Zum Beispiel erfolgt die Allokation von Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen dadurch weitestgehend ungesteuert. Auch die Wahl der genutzten Netzteile reflektiert die damit verbundenen Kosten bisher nicht.

Neben den Netzentgelten sollten gesetzlich geregelte Umlagen und Abgaben neu geordnet werden. Preisbestandteile, die von Marktakteuren nicht beeinflusst werden können, dürfen den sektorübergreifenden Wettbewerb – zum Beispiel unter Energiespeichern – nicht verzerren. Eine Neuordnung der Abgaben und Umlagen stellt bei zunehmenden Anteilen erneuerbarer Energien im System ein Level-Playing-Field sicher und erhält die Wettbewerbskräfte aufrecht.

Ausblick

Die von den Verbänden vorgelegte Studie „Wasserstoff speichern – so viel ist sicher“ zeigt im Zusammenhang mit den BMWK-Langfristszenarien, dass die Gas- bzw. Wasserstoffspeicher sich an die Herausforderungen der Energiewende anpassen. Der Weg der Energiewende wird die Herausforderungen für die Speicher prägen, jedoch zeitgleich auch von ihnen abhängen. Mit politischer Unterstützung kann diese Speicherwende gelingen und damit eine zentrale Voraussetzung zur Umsetzung der Energiewende geschaffen werden. ■

Der Autor

Sebastian Bleschke ist Geschäftsführer der INES Initiative Energien Speichern e. V.

Kontakt:

Sebastian Bleschke
INES Initiative Energien Speichern e. V.
Glockenturmstraße 18
14053 Berlin
Tel.: 030 315 11-707
E-Mail: s.bleschke@energien-speichern.de
Internet: www.energien-speichern.de



Vergleich von Systemvarianten zur Wasserstoffbereitstellung aus Offshore-Windkraft: Vorteil Pipeline

Ausgabe 08/2022

Zur Defossilisierung der heutigen Energie- und Industriesysteme gehören die zeit- und bedarfsgerechte Bereitstellung sehr großer Mengen erneuerbarer Energien (EE) und der Ersatz fossiler Industrirohstoffe durch CO₂-neutrale Alternativen. Um die tageszeit- und wetterabhängige, zeitlich intermittente Stromproduktion aus Windkraft- und Fotovoltaikanlagen mit dem Bedarf in Deckung zu bringen und elektrolytisch erzeugten Wasserstoff als Industrirohstoff effizient zu produzieren, müssen u. a. sehr große Mengen „grünen“ Stroms möglichst schwankungsarm in Elektrolyseuren in Wasserstoff gewandelt und über eine geeignete H₂-Transportinfrastruktur bereitgestellt werden. Offshore-Windkraftanlagen sind hierfür aufgrund ihrer regelmäßig über 4.000 Volllaststunden pro Jahr im Vergleich mit den beiden anderen hoch skalierbaren EE-Technologien Onshore-Windkraft und Fotovoltaik besonders gut geeignet. Eine Wasserstoffproduktion auf See mit Transport an Land per Pipeline erweist sich dabei in einer Kurzstudie als zeitlich, wirtschaftlich und umweltseitig vorteilhafteste Variante für den Energietransport von See an Land.

von: Helge Barlen & Torsten Lach (beide: AFRY Management Consulting GmbH)



Quelle: AquaVentus

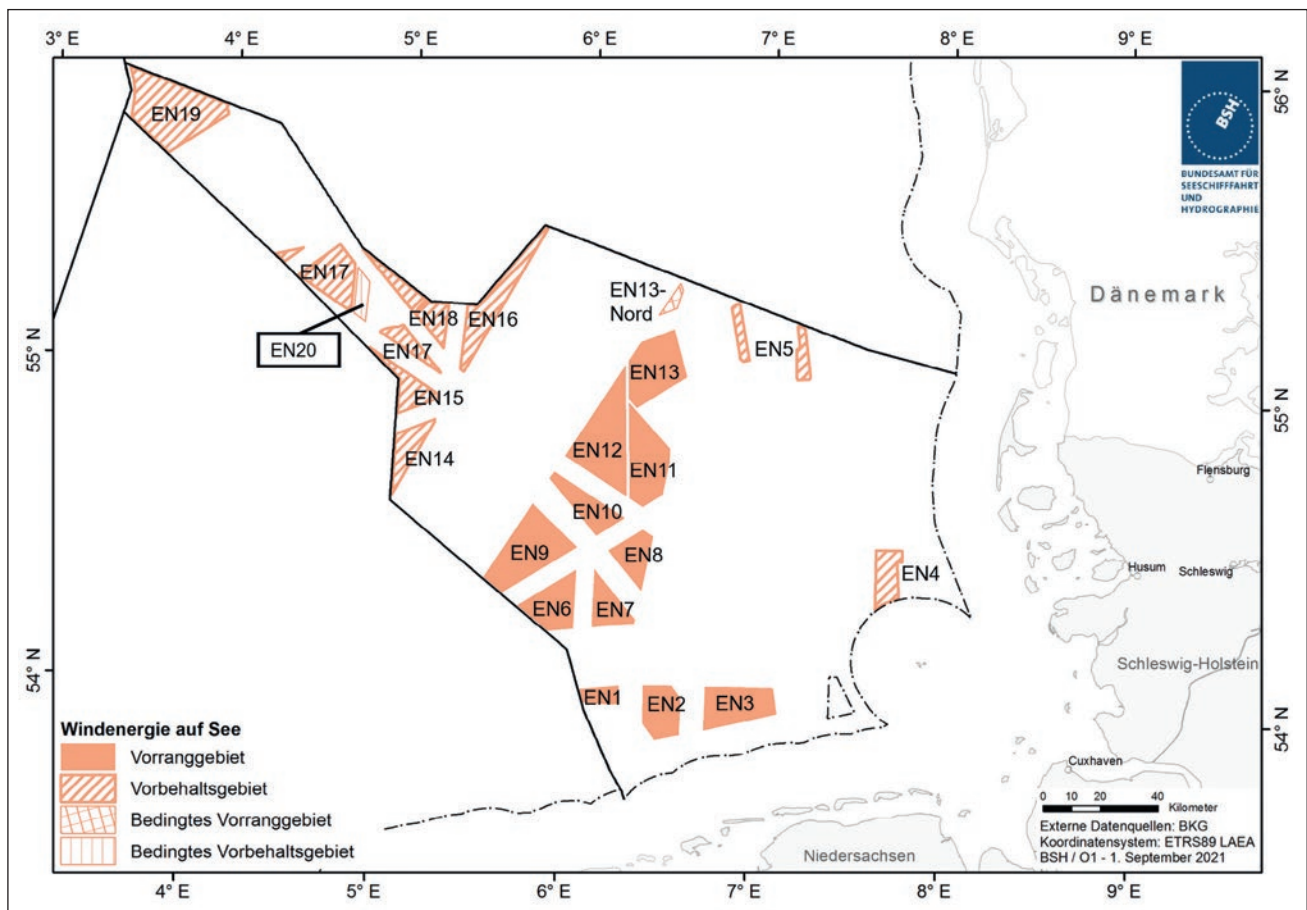
Der Transport des offshore erzeugten Wasserstoffs mittels Pipeline bietet gegenüber anderen Varianten eindeutige Vorteile.

Abb. 1: Windpark und Offshore-Plattform:
In der Nordsee besteht ein weltweit einzigartiges
Potenzial für die bedarfsgerechte Bereitstellung
von grünen Energie-Großmengen.

Die Initiative AquaVentus, die den Ausbau der Offshore-Windkraft in der Nordsee vorantreibt, möchte bis zum Jahr 2035 in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) in der Deutschen Bucht eine Elektrolyseleistung von 10 Gigawatt (GW) zur Erzeugung grünen Wasserstoffs mit Offshore-Windkraft errichten. Die dafür benötigten Anlagen sollen in den Gebieten EN-17 und EN-19 im äußersten Nordwesten der AWZ erstellt werden (Abb. 2). Diese Gebiete liegen auf bzw. im Umfeld der sogenannten Doggerbank, einer im Grenzgebiet der britischen, niederländischen, deutschen, dänischen und norwegischen AWZ liegenden großen Untiefe mit vergleichsweise geringen Wassertiefen, die die Errichtung von Offshore-Windkraftanlagen erleichtern. Von Einspeisepunkten in das deutsche H₂-Startnetz (z. B. in Krummhörn oder Brunsbüttel) sind sie rund 250 bis 350 km entfernt.

Eine Schlüsselfrage für die Vision ist, ob die Wasserstoffproduktion offshore mit einem Transport des Wasserstoffs an Land per Pipeline für das erwartete Mengen- und Zeitprofil von Grünstrom-

erzeugung und Energietransport praktikabel und effizient ist. Die AquaVentus-Fördervereinsmitglieder RWE, Gasunie, Gascade, Equinor und Shell haben dazu von AFRY Management Consulting die Kurzstudie „Vergleich von Systemvarianten zur Wasserstoffbereitstellung aus Offshore-Windkraft“ erstellen lassen, deren Ergebnisse und mögliche Weiterungen an dieser Stelle vorgestellt werden sollen. Die Studie evaluiert grundlegende technische Systemvarianten für die Bereitstellung des erzeugten Wasserstoffs an einem definierten Einspeisepunkt in das zukünftige deutsche Wasserstoffnetz. Erkenntnisgegenstand war vor allem die praktische Umsetzbarkeit und Erweiterbarkeit der Varianten für die in bisher einzigartiger Weise direkt auf See vorgesehene, im Vergleich mit der globalen Projektlandschaft bereits sehr großvolumige und durch die Windkraftpotenziale im Gebiet der Doggerbank noch erheblich erweiterbare Wasserstoffproduktion. Dabei wurde auch eine grundsätzliche Tauglichkeitsabwägung zwischen Kabeln, Pipelines und Schiffen für den Transport von Energie-Großmengen vorgenommen.



Quelle: Offshore-Wind Raumordnungsplan 2021

Abb. 2: Vorranggebiete für Windenergie auf See in der deutschen AWZ

Als Mittelweg zwischen der Vielzahl möglicher Systemgestaltungen und der Notwendigkeit praktisch funktionsfähiger, einfach zu vergleichender Gestaltungen wurden im Rahmen der Untersuchungen drei grundlegende Alternativen betrachtet, die bezüglich der erwartbaren Strom- und Wasserstoffmengen, des Wasserbedarfs, des verfügbaren Zeitrahmens und der erwartbaren Umweltwirkungen grundsätzlich geeignet erschienen und sich gleichzeitig untereinander fundamental unterscheiden:

- Stromtransport an Land über Seekabel, Wasserstoffproduktion an Land, Kompression und Netzeinspeisung in das an anderer Stelle vorgeschlagene „H₂-Startnetz 2030“ bzw. den örtlich deckungsgleichen Teil des vorgeschlagenen „European Hydrogen Backbone“ („Seekabel & Onshore-Wasserstoffproduktion“);
- Wasserstoffproduktion und -kompression auf See, Transport an Land über eine ausschließlich Wasserstoff

transportierende Pipeline und direkter Überspeisung in das H₂-Startnetz („Offshore-Wasserstoffproduktion & Pipelinetransport“),

- Wasserstoffproduktion und -verflüssigung auf See, Transport an Land über Flüssiggas-Tankschiffe, Re-Gasifizierung, Kompression und anschließender Einspeisung in das H₂-Startnetz („Offshore-Wasserstoffproduktion & Schifffahrt“).

Strukturell stellen sich diese drei Varianten wie in **Abbildung 3** gezeigt dar.

Um eine Vergleichbarkeit zu gewährleisten, wurde für alle Varianten angenommen, dass jeweils das gesamte System kapazitätsgerecht neu errichtet wird und die übergreifend vorkommenden Einzelkomponenten wie Transformatoren, Gas- und Stromsammelr, Entsalzer oder Elektrolyseure für alle Varianten die gleichen Parameter haben. Etwaige bauliche Einschränkungen durch vorhandene Anlagen im betrachteten Seegebiet sowie Vorgaben oder Einschränkungen

durch den politischen Diskurs wurden ebenfalls nicht betrachtet.

Die drei Varianten wurden anhand dreier kritischer Erfolgsfaktoren verglichen: dem Zeitbedarf für Planung und Umsetzung, den Investitionsausgaben und Betriebskosten sowie den Umweltwirkungen und der Genehmigungsfähigkeit.

Zeitbedarf für Planung und Umsetzung

Die Zeitbedarfsanalyse zeigt für die Variante „Offshore-Wasserstoffproduktion & Pipelinetransport“ einen signifikanten Zeitvorteil gegenüber der Variante „Seekabel & Onshore-Wasserstoffproduktion“: Unter der Annahme einer sequenziellen Komponentenbeschaffung bzw. -produktion, Installation und Inbetriebnahme ergibt sich hier eine Bereitstellbarkeit der vollen Übertragungskapazität der Pipeline im neunten Jahr nach Projektstart. Die Variante mit Seekabeln kann dagegen erst fünfeneinhalb Jahre später, also etwas über

13 Jahre nach Projektbeginn, die vollen 10 GW elektrischer Leistung übertragen und würde somit das Ausbauziel bis 2035 verfehlen.

Ein ähnliches Ergebnis zeigt sich für die Variante „Offshore-Wasserstoffproduktion & Schifftransport“, bei der unsicher ist, ob sie bei der bis 2035 bereitstellbaren Tankschiff-Kapazität die erforderliche Transportkapazität erwartbar decken kann. Hintergrund ist, dass der weltweit erste bisher betriebene Flüssigwasserstofftanker als Versuchsschiff nur etwa ein Hundertstel des Flüssiggasvolumens eines üblichen LNG-Tankers transportieren kann. Der Bau von nach derzeitigem Technikstand über 100 kleinen Flüssigwasserstoff-Tankern ab 2023 würde einen wesentlichen Teil der derzeit bestehenden internationalen Werftkapazitäten binden, während ein Warten auf größere Tankschiffe mit starker Unsicherheit über den Verfügbarkeitszeitpunkt behaftet wäre. Zudem kann der in der Folge auf wenige Jahre vor 2035 konzentrierte Baubedarf werftseitig ebenfalls nicht sicher gedeckt werden. In beiden Fällen wäre somit das Ausbauziel im gegebenen Zeitrahmen gefährdet.

Der Zeitvorteil der Pipeline-Variante ergibt sich maßgeblich aus der signifikant geringeren Verlegestrecke von insgesamt 610 km gegenüber 3.720 km

Hochspannungs-Gleichstromleitungen. Bei der Pipeline-Variante liegt der Aufbau der Offshore-Elektrolyse auf dem kritischen Pfad, während bei der Variante „Seekabel & Onshore-Wasserstoffproduktion“ der Bau des Kabelsystems den Zeitbedarf bestimmt.

Die parallele Errichtung von bis zu zehn Offshore-Elektrolyse-Plattformen pro Gebiet in den beiden Varianten mit Offshore-Elektrolyse birgt ein signifikantes Umsetzungsrisiko, das durch frühzeitige Einbindung von Lieferanten und die Sicherung von Fertigungs- und Installationskapazitäten minimiert werden muss.

Investitionsausgaben und Betriebskosten

Die in der Studie errechneten Gesamtsystemkosten und die daraus resultierenden Kosten sind für die Variante „Offshore-Wasserstoffproduktion & Pipelinetransport“ am geringsten. Die Gesamtsystemkosten sind um rund sechs Mrd. Euro (17 Prozent) geringer als die der Variante „Seekabel & Onshore-Wasserstoffproduktion“. Die spezifischen Systemkosten sind mit 2,7 Euro pro Kilogramm Wasserstoff (EUR/kg H₂) um 0,50 EUR/kg H₂ (15 Prozent) niedriger als bei der Variante „Seekabel & Onshore-Wasserstoffproduktion“.

Für die Kostenanalyse wurden aktuelle Preise für Elektrolyseure zugrunde gelegt. Wenn für diese Technologie stärkere Kostenreduktionen über den Betrachtungszeitraum angenommen werden, sinken sowohl die Gesamtsystemkosten als auch die spezifischen Systemkosten je kg Wasserstoff. Der Kostenabstand zwischen den Varianten bleibt jedoch unverändert, weil die Technologie in allen drei Varianten in gleichem Maße verwendet wird.

Umweltwirkungen und Genehmigungsfähigkeit

Aus Umwelt- und Genehmigungsperspektive ist die Variante „Offshore-Wasserstoffproduktion & Pipelinetransport“ den beiden anderen Varianten ebenfalls vorzuziehen. Für die Variante „Seekabel & Onshore-Wasserstoffproduktion“ besteht für das Genehmigungsverfahren das Risiko von Interessenkonflikten mit der lokalen Bevölkerung und Verbänden. Diese Konflikte können das Vorhaben nicht nur verzögern, sondern den Umsetzungserfolg auch grundsätzlich gefährden. Längere Projektverzögerungen und kostenträchtige Klageverfahren werden hierbei als wahrscheinlich angesehen. Außerdem ist die Einleitung von Sole in das Wattenmeer voraussichtlich nicht genehmigungsfähig und die technischen Möglichkeiten zur Wei-

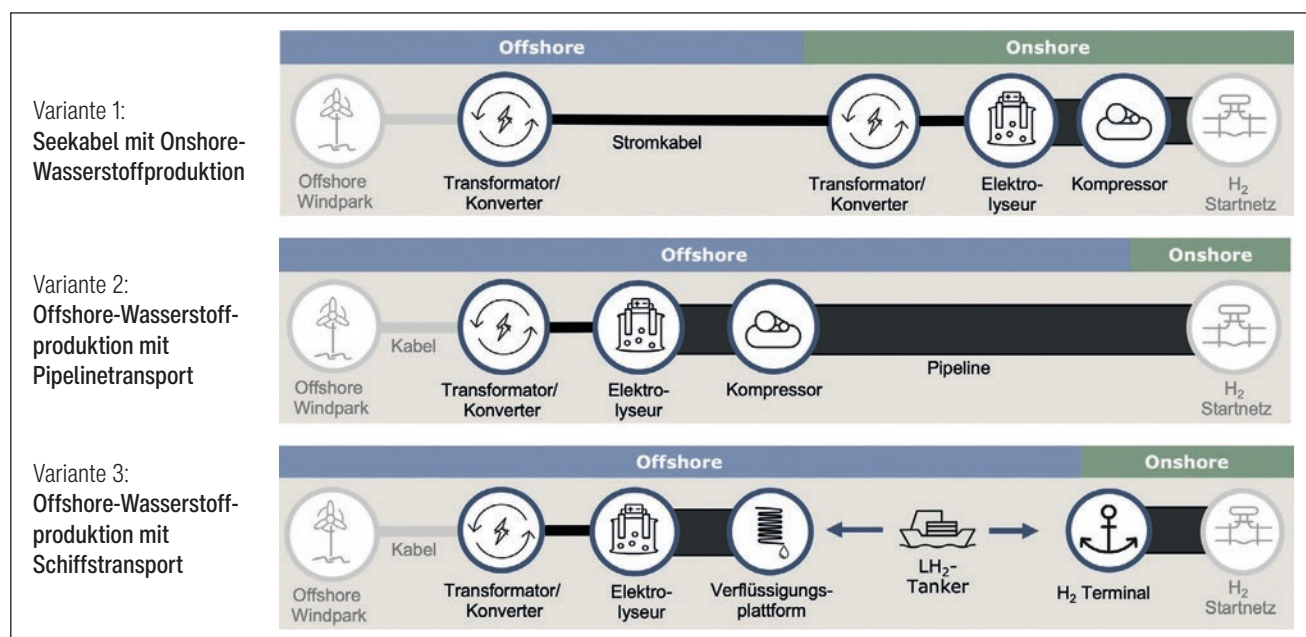


Abb. 3: Strukturdarstellung der drei betrachteten Varianten

terverarbeitung der Sole an Land sind nach aktuellem Stand von Technik und Abnahmemarkt mengenmäßig eingeschränkt und nicht wirtschaftlich.

Die „Variante Offshore-Wasserstoffproduktion & Schifftransport“ wiederum vermeidet zwar die Interessenkonflikte um große Elektrolysestandorte an Land sowie die küstennahe Einleitung der Sole. Allerdings können durch Erweiterung oder den zusätzlichen Bau der notwendigen Hafen- und Entladeanlagen ebenfalls lokale Interessenkonflikte entstehen. Darüber hinaus belastet der Pendelverkehr mit großen Tankschiffen das bereits stark ausgelastete Verkehrsgebiet Deutsche Bucht und birgt das in den anderen Varianten nicht vorhandene Risiko von Störungen der Wasserstoffeinspeisung durch Unfälle auf See und Schiffshavarien. Der Bau einer Vielzahl von Tankschiffen ist noch komplexer als die Beschaffung der Ressourcen für die Kabel und erhöht damit die Beschaffungssowie die Umwelt-, Sozial- und Governance-Risiken (ESG-Risiken) entlang der Lieferkette. Schlussendlich emittieren Tankschiffe je nach Antriebsart Schall, CO₂ und/oder andere Partikel, während Pipelines und Seekabel CO₂-frei mit Strom aus den Windkraftanlagen sowie – im Fall der Pipeline – auch ergänzend mit Wasserstoff betrieben werden können, im Betrieb emissionsfrei sind und bei Störungen im Gegensatz zu einer Schiffshavarie typischerweise keine direkten Schäden für Dritte verursachen.

Die Variante „Offshore-Wasserstoffproduktion & Pipelinetransport“ ist frei von diesen Risiken. Die Offshore-Einleitung der Sole hat aus Umweltsicht den Vorteil, dass die große, dynamische Wassermasse der Hohen See eine schnelle und wirksame Verdünnung gewährleistet und nicht zu lokal erhöhten Salzkonzentrationen im Wasser oder zu Bodenversalzung von Flachwasserzonen führt. Zwar entstehen durch die Rammarbeiten für die Fundamente der Offshore-Installationen in der Bauphase erhöhte Schallemissionen, sie können aber mit bereits bestehenden und in der Praxis bewährten Systemen eingedämmt werden.

Insgesamt zeigt sich die Variante „Offshore-Elektrolyse & Pipelinetransport“ für die Realisierung der angestrebten 10 GW Wasserstoffproduktionsleistung samt Netzanbindung bis 2035 als zeit- effiziente, kostengünstigste und umwelt- wie auch genehmigungsfreundlichste der drei betrachteten Systemvarianten. Aus strategischer Sicht bietet diese Variante außerdem einen grundsätzlichen Vorteil bezüglich der für ein europäisches Net-Zero-System erforderlichen Größenordnungen an Energie und Wasserstoff.

Strom und Wasserstoff zeigen sich nicht als Wettbewerber, sondern als jeweils notwendige und nur gemeinsam hinreichende Komplemente einer CO₂-neutralen Gesamtlösung.

Die allein für die deutsche Energiewende benötigte Elektrolyseleistung geht weit über das für diese Studie gesetzte 10-GW-Ziel hinaus. Sie kann zu erheblichen Teilen ebenfalls im Einzugsbereich der Pipeline installiert werden, da allein das Gebiet um die Doggerbank Raum für deutlich über 100 GW Windkraftkapazität bietet, also allein bereits einen wesentlichen Teil der seitens der EU derzeit verfolgten 300 GW Gesamtkapazität für Offshore-Windkraft in der Nordsee aufnehmen kann. Wenn gleichzeitig z. B. aus politischen oder geostrategischen Gründen die Nutzung von Erdgas als Brückenbrennstoff und Quelle für CO₂-armen blauen bzw. türkisen Wasserstoff gegenüber heutigen Net-Zero-Szenarien eingeschränkt würde, würde der Bedarf an grünen Energie-Großmengen nochmals steigen. Gleichzeitig könnte sich der Preisabstand zwi-

schen Grünstrom und grünem Wasserstoff einerseits sowie Graustrom, Erdgas und aus Erdgas hergestelltem Wasserstoff andererseits durch die dann erforderliche noch weitere Skalierung verringern.

Die in der Studie zugrunde gelegte Pipeline kann bereits in der betrachteten Ausbaustufe zusätzliche Wasserstoffmengen transportieren, ohne die Leitung zu verändern. In den beiden anderen Varianten bedarf es bereits für geringe zusätzliche Energiemengen weiterer Seekabel bzw. Tankschiffe. Für signifikant erhöhte Erzeugungsmengen bedeuten Pipelines erheblich weniger Erweiterungsaufwand für das Transportsystem, bergen im Gegensatz zu hohen Zahlen paralleler Seekabel kaum Risiken von Flächennutzungskonflikten am Meeresgrund und würden an Land auf Gasnetze treffen, die die anfallenden Energiemengen ebenfalls mit nur wenigen Leitungen und geringstmöglichem Ausbaubedarf für die Netze an Land weiter transportieren können.

Ein skalierteter Ausbau der Offshore-Windkraft in der Nordsee über die ausschließlichen Wirtschaftszonen der Nordsee-Anrainerstaaten Großbritannien, Niederlande, Deutschland, Dänemark und Norwegen hinweg und eine integrierte Nutzung dieser Kapazitäten durch die Anrainerstaaten bergen ein weltweit einzigartiges Potenzial für die bedarfsgerechte Bereitstellung von grünen Energie-Großmengen. Dem Ideal direkter Grünstromnutzung stehen der in der Studie analysierte strukturelle Vorteil von Pipelines für Energie-Großmengen, die strukturell begrenzte Energieübertragungsfähigkeit von Kabeln und der unabhängig davon bestehende, nur durch Moleküle realistisch zu deckende zwischentägliche bis saisonale Speicherbedarf für Energie-Großmengen gegenüber. Strom und Wasserstoff zeigen sich damit nicht als Wettbewerber, sondern als jeweils notwendige und nur gemeinsam hinreichende Komplemente einer CO₂-neutralen Gesamtlösung. Nach dem Prinzip „so viel direkte Grünstromnutzung wie möglich, so viel Wasserstoff wie nötig“ können im



Die Studie ist unter dem folgenden Link verfügbar: https://aquaventus.org/wp-content/uploads/2022/05/AquaDuctusShortStudy_OffshoreHydrogenProduction_v130_DE.pdf

Gebiet der Nordsee Direktanschlüsse der Windkraftanlagen an die nationalen Stromnetze über Seekabel mit Offshore-Elektrolyse und Pipeline-Anschlüssen an zukünftige Wasserstoffnetze so kombiniert werden, dass die verfügbaren Energiepotenziale so schnell, so breit und so effizient wie möglich verfügbar gemacht werden.

Angesichts der sehr knappen Zeit bis zu einem Net-Zero-Zieljahr Mitte dieses Jahrhunderts und des knappen Angebots räumlich konzentrierter Großmengen grüner Energie erscheint für die Umsetzung höchste Eile geboten. Die Größenordnung des Gesamtenergiebedarfs und die durch Offshore-Windkraft in der Nordsee zugängliche besonders große und räumlich konzentrierte Menge grüner Energie treffen aus Umsetzungssicht auf die auch im Idealfall viele Jahre betragenden Vorlauf- und Bauzeiten schon für die 10-GW-Zielleistung des AquaVentus-Projekts. Der erfolgreiche Aufbau eines CO₂-neutralen Energie- und Industriesystems in Europa ist damit in besonderer Weise an die schnellstmögliche Umsetzung und höchstmögliche Skalierung von Projekten wie AquaVentus gebunden. ■

Die Autoren

Helge Barlen ist Experte für Net-Zero-Systemtransition und Energiesicherheit und leitet die deutsche Sektion des Hydrogen Expertise Cluster von AFRY Management Consulting.

Torsten Lach ist Experte für Strategie und Operational & Digital Transformation und betreut AFRYs Kunden europaweit in den Themen neue Geschäftsmodelle und Wasserstoff.

Kontakt:

Helge Barlen
AFRY Management Consulting GmbH
Lutzstr. 2
80687 München
Tel.: 0211 175 23 80
E-Mail: helge.barlen@afry.com
Internet: www.afry.com



Das All-in-One Messgerät
für die Gasnetzkontrolle

LMG05



Ob Belastungs-, Dichtheits- oder Gebrauchsfähigkeitsprüfung nach TRGI G600 – mit dem Universalmessgerät **LMG05** von Schütz können Netzbetreiber sämtliche Aufgaben in der Gasnetzkontrolle sicher und schnell erledigen.

Highlights des LMG05:

- Druckmessungen bis 10 bar
- bis zu 1.000 Kunden verwaltbar
- bis 1.000 Messungen speicherbar
- PIN-Sicherung für hohe Datensicherheit
- wahlweise Batterie-, Akku- oder Netzbetrieb

Schütz GmbH Messtechnik
www.schuetz-messtechnik.de

Unfälle an Wasserstofftankstellen:

eine retrospektive Analyse zurückliegender Schadensereignisse

Ausgabe 12/2022

Wasserstoff kann einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung im Mobilitätssektor leisten. Voraussetzung dafür ist eine bedarfsgerechte Wasserstofftankstellen-Infrastruktur. Neue Technologien führen im Allgemeinen auch zu neuen Risiken. Eine systematische Erfassung und Auswertung von Unfällen trägt in diesem Zusammenhang dazu bei, diese Risiken zu erkennen und ihnen wirksam zu begegnen; das gilt auch für die Wasserstofftechnologie. Bislang werden in Deutschland zwar keine Unfälle an Wasserstofftankstellen erfasst, wohl aber in Japan und den USA. Im Rahmen des Forschungsprojektes „H2Cool prelude“ wurde eine Analyse dieses Datenbestandes vorgenommen. Der vorliegende Beitrag fasst die Ergebnisse dieser Analyse zusammen und leitet Empfehlungen für den Aufbau einer deutschen bzw. europäischen Datenbank ab.

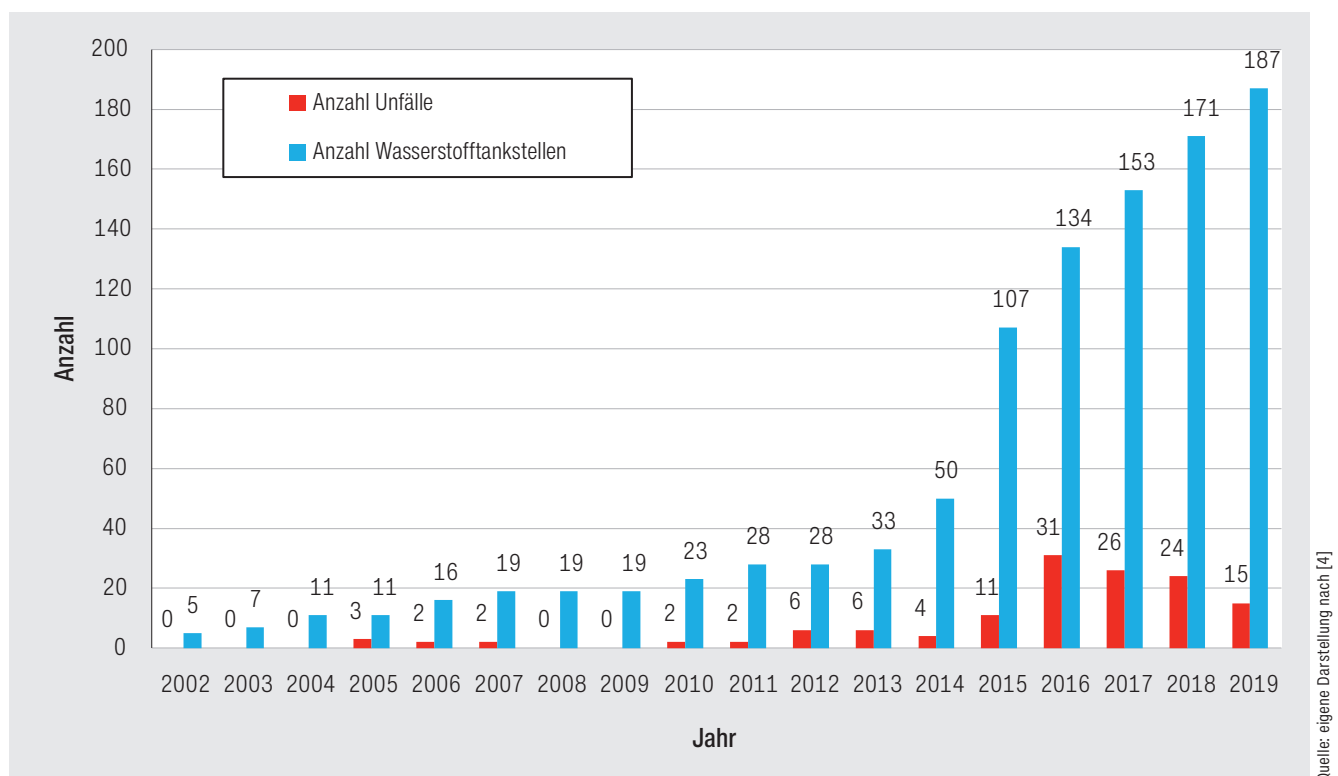
von: Prof. Dr.-Ing. Uwe Arens (Hochschule Bremerhaven) & Mattis Zegers (Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik)

Die Bemühungen um einen besseren Klimaschutz treffen vor allem den Verkehrssektor und die Nachfrage nach alternativen Antriebstechnologien steigt stetig. Das gilt auch für die Verwendung von Wasserstoff. Gegenwärtig sind die Zulassungszahlen wasserstoffgetriebener Fahrzeuge einschließlich der Brennstoffzellenfahrzeuge zwar noch sehr gering. Angesichts der fortschreitenden Entwicklung und der Suche nach praktikablen Alternativen ist jedoch davon auszugehen, dass deren Anteil am Gesamtverkehr zukünftig wächst.

Voraussetzung für den Einsatz wasserstoffbetriebener Fahrzeuge ist ein bedarfsgerechtes Wasserstofftankstellennetz. Gegenwärtig werden in Europa etwa 200 Wasserstofftankstellen betrieben, davon allein etwa 100 in Deutschland. In Asien gibt es etwa 275 Tankstellen und in Nordamerika sind etwa 75 Wasserstofftankstellen in Betrieb, davon 44 Stück in Kalifornien [1, 2].

Durch neue Technologien entstehen aber immer auch neue Risiken. Systematische Unfallanalysen können dazu beitragen, Unfallschwerpunkte zu

Abb. 1: Anzahl der Unfälle und kumulierte Anzahl der Wasserstofftankstellen in Japan



erkennen und betroffene Komponenten zu identifizieren. Im Rahmen des Forschungsprojektes H2Cool prelude, das unter Federführung des Instituts für Seeverkehrswirtschaft und Logistik (ISL) in Bremen im Frühjahr 2022 abgeschlossen wurde, hat sich eine Forschergruppe der Hochschule Bremerhaven mit den technischen und operativen Risiken beim Betrieb von Wasserstofftankstellen befasst. Da deutschlandweit bislang keine nennenswerten Unfalldaten zur Verfügung stehen, wurde auf Statistiken der USA bzw. Kaliforniens und Japans zurückgegriffen. Beide Länder verfügen seit vielen Jahren über ausreichende Erfahrungen im Betrieb von Wasserstofftankstellen.

Hintergrund

Japan verfügt bereits seit dem Jahr 2002 über Erfahrungen beim Bau und Betrieb von Wasserstofftankstellen. Am Anfang dieser Entwicklung stand das Wasserstoff-Brennstoffzellen-Demonstrationsprojekt JHFC (engl.: Japan Hydrogen & Fuel Cell Demonstration Project). Seit diesem Zeitpunkt werden Unfälle an Wasserstofftankstellen systematisch erfasst und ausgewertet. Verantwortlich hierfür zeichnet das High Pressure Gas Safety Institute of Japan (KHK), das 1963 gegründet wurde, um die Sicherheit an Hochdruckgasanlagen zu gewährleisten und mögliche katastrophale Auswirkungen auf die Bevölkerung zu verhindern. In der Datenbank werden alle Unfälle an mobilen, stationären, privaten und öffentlichen Wasserstofftankstellen sowie Forschungseinrichtungen zusammengefasst. Unfallberichte ergänzen den Datenbestand und sind frei zugänglich [3, 4].

Tabelle 1: Freisetzungskategorien gemäß KHK Japan

Leckage 1	Leckage aus dem Gehäuse von Geräten, Rohrleitungen etc. (einschließlich geschweißter Teile)
Leckage 2	Leckage aus dem Verbindungsteil, Öffnungs-/Schließteil, Befestigungsteil oder dem beweglichen Dichtungsteil
Leckage 3	Alle Leckagen, die nicht unter Leckage 1 oder 2 eingeordnet werden können
Sonstiges	Kategorie, die von 2005 bis 2011 Leckage 1, 2 und 3 zusammenfasste

Quelle: eigene Darstellung

In den USA verfügt das National Renewable Energy Laboratory (NREL) über aussagekräftige Unfalldaten an Wasserstofftankstellen. Dazu greift das NREL auf die Meldungen teilnehmender Partnerunternehmen aus der US-amerikanischen Wasserstofftankstellenindustrie zurück. Der Erfahrungshorizont des NREL beschränkt sich auf einen Zeitraum von etwa fünf Jahren und umfasst alle kommerziell und privat betriebenen Wasserstoff-Betankungsanlagen. Die Auswertung im Rahmen des Forschungsvorhabens beschränkt sich dabei auf die kommerziellen Wasserstofftankstellen (Stand: Dezember 2021) [5].

Unfalldatenbank aus Japan

Die Anzahl der Wasserstofftankstellen in Japan hat in den vergangenen zwei Jahrzehnten kontinuierlich zugenommen (Abb. 1) und stieg ab dem Jahr 2015 sprunghaft an. Seit diesem Zeitpunkt bewegen sich die jährlichen Zuwachsraten im zweistelligen Prozentbereich. Für 2019 weist die Statistik insgesamt 187 Wasserstofftankstellen aus.

Tabelle 2: Anzahl der Unfälle nach technischen Komponenten

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Σ
jährliche Unfallzahlen ¹	3	2	2	0	0	2	2	6	6	4	11	31	26	24	15	134
Verdichter ²	0	1	0	0	0	1	0	2	1	2	4	8	4	11	3	37
Füllschlauch ³	2	0	1	0	0	1	0	1	1	1	2	5	8	6	3	31
Zapfsäule ⁴	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	4	14	8	1	1	29
Druckspeicher ⁵	0	1	1	0	0	0	1	1	3	0	1	4	6	4	3	25
Sonstiges ⁶	1	0	0	0	0	0	0	2	1	1	0	1	0	2	5	13

Bei einem Unfall kann es an mehreren Stellen zu Leckagen kommen und die Summe jeder Kategorie entspricht möglicherweise nicht der jährlichen Unfallzahl.

¹ Anzahl der Unfälle, die in einem Jahr an der Wasserstofftankstelle verursacht wurden

² umfasst Verdichtergehäuse, Rückschlagventil, Absperrventil, Rohrleitungen und Kühler

³ beinhaltet Füllschlauch, Nottrennkupplung und Fülldüse

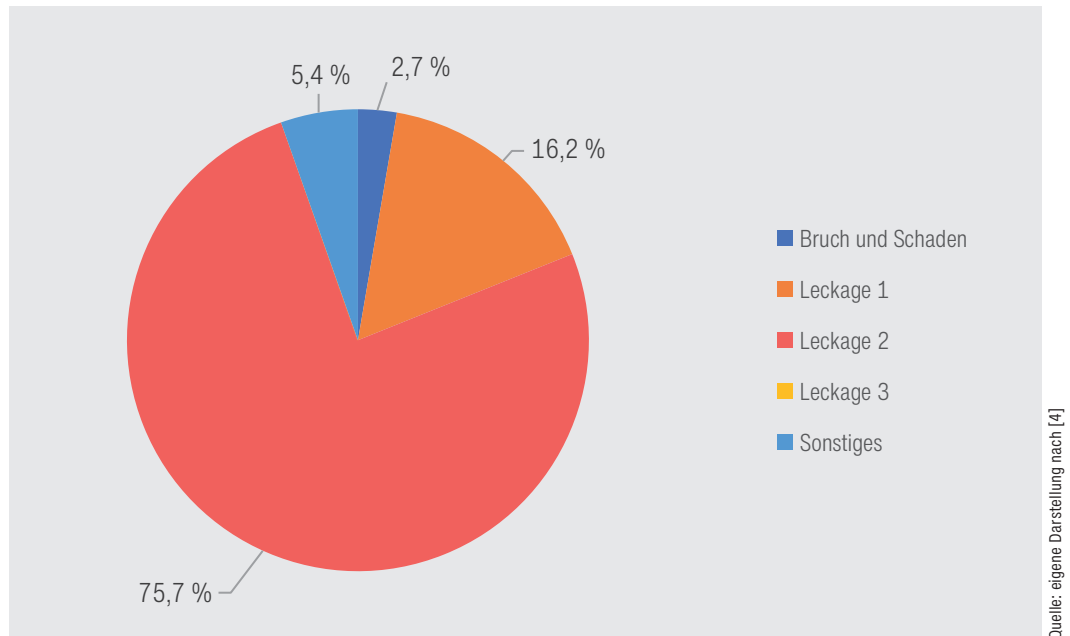
⁴ ausgenommen Füllschlauch, Nottrennkupplung und Fülldüse; umfasst Rohrleitungen

⁵ umfasst Druckspeicher, umgebende Rohrleitungen, Ventile und ähnliches

⁶ wird nicht näher erläutert

Quelle: [4] übersetzt

Abb. 2: Anzahl und Art der Verdichterunfälle in Japan



Mit der Zunahme an Betankungsanlagen steigt gleichzeitig auch die Zahl der Unfälle, wobei als Unfall jede Freisetzung von Wasserstoff angesehen wird. Diese werden nach festgelegten Kriterien in Kategorien unterteilt (Tab. 1).

Anhand der Abbildung 1 ist zu erkennen, dass die Zahlen der Freisetzung nach 2016 deutlich zurückgehen. Es kann vermutet werden, dass eine verbesserte Sicherheitstechnik zu diesem Rückgang geführt hat. Aber auch eine leichte Korrektur der Unfalldefinition 2016 zeichnet dafür verantwortlich. **Tabelle 2** liefert einen Überblick über die technischen Komponenten, bei denen Freisetzung beobachtet wurden. Es ist zu erkennen, dass vor allem der Verdichter von Freisetzung betroffen ist. Im Zeitraum von 2017 bis 2019 liegt der Anteil an den Leckagen bei mehr als 28 Prozent, gefolgt vom Füllschlauch (ca. 26 Prozent) und dem Druckspeicher (20 Prozent).

Eine detaillierte Aufschlüsselung der Verdichterunfälle liefert **Abbildung 2**. Es zeigt sich, dass insbesondere die Verbindungen (z. B. Dichtungen, Stopfbuchsen etc.) einen hohen Anteil an den Leckagen ausmachen. Bemerkenswert ist jedoch die Tatsache, dass keine der aufgeführten Leckagen zu einem Brand oder einer Explosion führte.

Unfalldatenbank aus Kalifornien (USA)

In Kalifornien hat der Aufbau der kommerziellen H₂-Tankstelleninfrastruktur im Wesentlichen vor etwa fünf Jahren begonnen. Die Anzahl der

in Betrieb genommenen Wasserstofftankstellen hat sich in diesem Zeitraum von 24 auf nunmehr 44 nahezu verdoppelt (**Abb. 3**). Im Gegensatz zu Japan gibt es in den USA eine Wasserstofftankstelle, die mithilfe einer Pipeline mit Wasserstoff versorgt wird.

Mit einer Anzahl von 35 Stück werden derzeit die meisten Wasserstofftankstellen in den USA mit gasförmigem, komprimiertem Wasserstoff beliefert, drei weitere sind in Planung. Insgesamt elf Wasserstofftankstellen werden mit Flüssigwasserstoff versorgt. Zukünftig sollen weitere dazukommen. Darunter sind auch Wasserstofftankstellen, die „on-site“ durch Elektrolyse Wasserstoff herstellen.

Die Abbildung 3 zeigt die Entwicklung der Wasserstofftankstellen von 2015 bis 2020 in Kalifornien. Ebenso wie in Japan hat die Zahl der Wasserstofftankstellen hier zugenommen. Die jährlichen Zuwachsraten zwischen 2015 und 2018 sind zweistellig, seit 2019 lässt der Zubau nach. Die absolute Zahl der registrierten Unfälle nimmt mit der Anzahl der Wasserstofftankstellen zu. Bemerkenswert ist die hohe Zahl an Unfällen 2019. Von 2018 bis 2019 hat sich die Zahl der Fälle verdoppelt.

Im Unterschied zur japanischen Unfallstatistik unterscheidet die kalifornische Datenbank zwischen den folgenden drei Kategorien:

„Incident“ (Vorfall, Unfall)

Ein Vorfall ist ein Ereignis mit folgenden Auswirkungen:

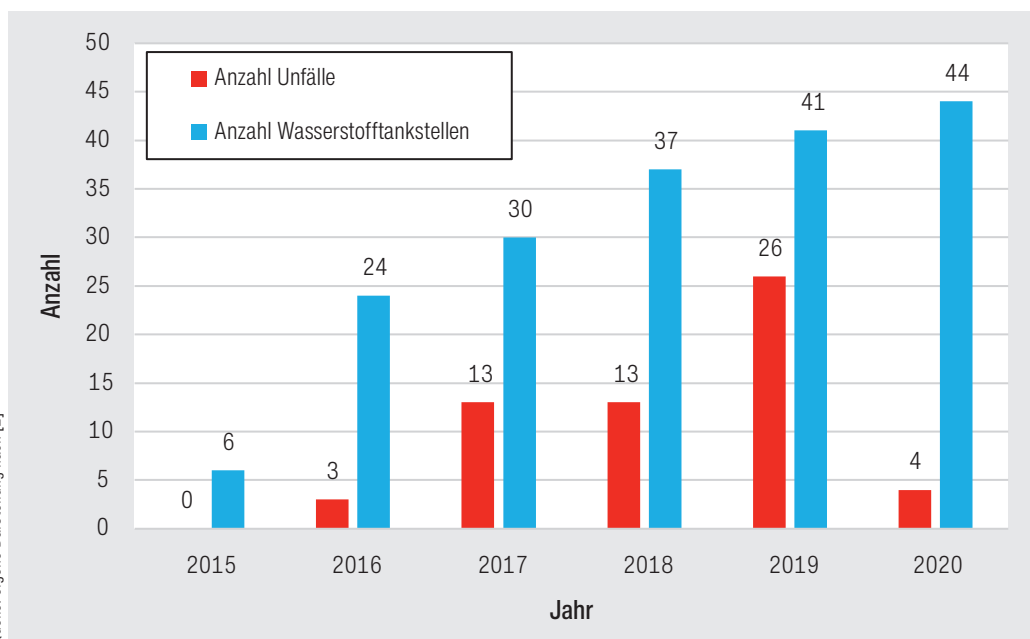


Abb. 3: Anzahl der Unfälle und kumulierte Anzahl der Wasserstofftankstellen in Kalifornien

- einen Unfall mit Ausfallzeit und/oder Personenschaden;
- Schäden/ungeplante Ausfallzeiten für Projekt-ausrüstung, -einrichtungen oder -eigentum;
- Auswirkungen auf die Öffentlichkeit oder die Umwelt;
- jegliche Wasserstofffreisetzung, die sich unbeabsichtigt entzündet.

„Near Miss“ (Beinahe-Unfall)

Ein Beinaheunfall ist:

- ein Ereignis, das unter etwas anderen Umständen zu einem Zwischenfall hätte werden können;

- jede Wasserstofffreisetzung, die ausreicht, um eine Flamme aufrechtzuerhalten, wenn sie entzündet wird.

„Minor H₂ Leak“ (Kleine Wasserstoffleckage)

Eine kleine Wasserstoffleckage ist jede ungeplante Freisetzung von Wasserstoff, die nicht ausreicht, um eine Flamme aufrechtzuerhalten, und sich nicht in ausreichender Menge ansammelt, um entzündet werden zu können.

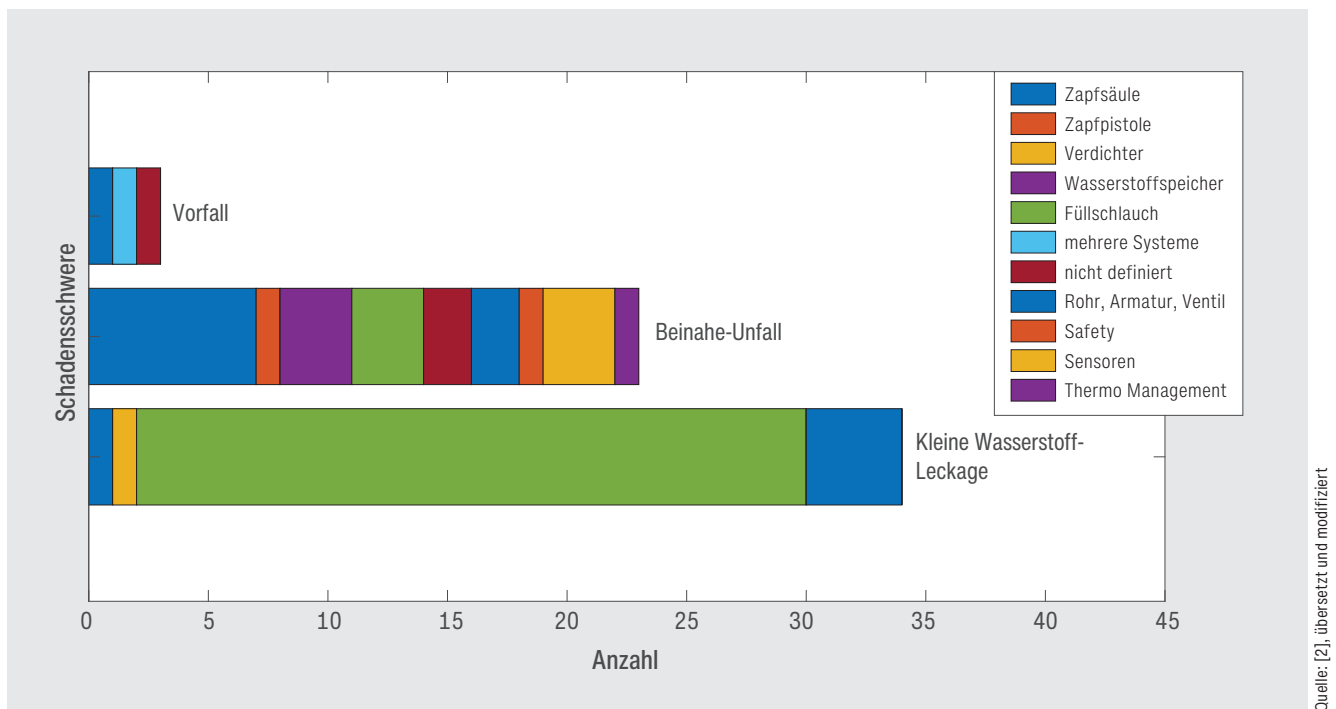
Im Zeitraum von 2016 bis 2020 kam es in Kalifornien zu insgesamt drei Vorfällen (Abb. 4). In demselben Zeitraum wurden 23 Fälle registriert, die als Beinahe-Unfall eingestuft wurden. Kleine ▶



Die **SHT, Sanitär- und Heizungstechnik Ausgabe 11**, enthält Beiträge zu den Themen Sanitär-, Heizungs- sowie Lüftungstechnik und stellt Referenzobjekte sowie neue Produkte und Normen aus diesen Bereichen vor. Lesen Sie darüber hinaus u. a. mehr zu den Themen:

- **Trinkwasserhygiene**
Armaturen für Gesundheitseinrichtungen
- **Wärmepumpe**
Online-Tool zur optimalen Auslegung Sanitärraum
- **Klima und Lüftung**
Bessere Luft durch UV-C-Entkeimung

Weitere Nachrichten, Termine und Informationen unter www.sht-online.de.
Kostenloses Probeheft unter vertrieb@krammerag.de.



Quelle: [2], übersetzt und modifiziert

Abb. 4: Unfälle nach betroffenen Komponenten

Wasserstoffleckagen hatten den größten Anteil am Unfallgeschehen.

Hinsichtlich der Komponenten war die Zapfsäule in der Kategorie der Beinahe-Unfälle am häufigsten betroffen (ca. 30 Prozent), gefolgt von Sensoren und den Druckspeichern (jeweils etwa 13 Prozent). In der Kategorie „kleine Wasserstoffleckage“ war zu 82,4 Prozent der Füllschlauch betroffen, gefolgt von Rohrleitungen, Armaturen und Ventilen (jeweils ca. 11,8 Prozent).

Vergleichende Bewertung

Ein direkter Vergleich der beiden Länderstatistiken wird durch die folgenden Umstände erschwert:

- Die Datenbanken greifen auf unterschiedliche Definitionen zurück: Die japanische Statistik konzentriert sich auf Freisetzungen, unabhängig von den möglichen Folgen, während die kalifornische Datenbank sich auf die Folgen konzentriert.
- Die Statistiken lassen keine Zuordnung des Unfallgeschehens nach Art der Wasserstoff-tankstelle zu. In Kalifornien dominieren Wasserstofftankstellen, bei denen die Anlieferung von komprimiertem Wasserstoffgas per Tube-Trailer und von Flüssigwasserstoff per Tankwagen erfolgt. In der japanischen Statistik hingegen wird auf eine Erläuterung der Versorgungsart verzichtet.

Trotz dieser Schwierigkeiten können mit Blick auf die Komponenten folgende allgemeine Schlussfolgerungen gezogen werden: Das Unfallgeschehen der betrachteten Länder ist geprägt durch technische und werkstoffspezifische Risiken, zum Teil ist auch die Ausrüstung betroffen. Verdichter und Füllschlauch gehören zu den sensiblen Anlagenteilen: Beide sind dem Hochdruckteil zuzurechnen und enthalten bewegliche Elemente. Bei alleiniger Betrachtung der japanischen Unfallstatistik deutet die Art der Freisetzung auf kleine Undichtigkeiten hin. Es kann festgehalten werden, dass in erster Linie der Verdichter betroffen ist. Die kalifornische Datenbank weist ebenfalls nur kleine Leckagen aus, hier ist allerdings überwiegend der Füllschlauch betroffen. Diese Angaben liefern erste Hinweise und Ansatzpunkte zu Unfallschwerpunkten.

Fazit

Die Erfassung und Auswertung von Unfällen an Wasserstofftankstellen können dazu beitragen, die Risiken zu verringern. Wie die untersuchten Unfalldaten verdeutlichen, werden Unfallschwerpunkte sowie betroffene Komponenten erkennbar, sodass sich Ansatzpunkte für Sicherheitsoptimierungen bieten. Als Unfallschwerpunkt stellt sich sowohl in der japanischen als auch in der kalifornischen Statistik der Hochdruckteil heraus. Es dominieren Leckagen. Unterschiede lassen sich bei den betroffenen Komponenten erkennen. Als kritische Komponenten lassen sich Verdichter und Füllschlauch identifizieren.

Angesichts der zunehmenden Bedeutung der Wasserstofftechnologie sollte der Aufbau einer Unfalldatenbank für Deutschland oder Europa dringend überlegt werden. Wie die Beispiele Japan und Kalifornien zeigen, ist eine eindeutige und allgemeingültige Definition der Unfälle unbedingte Voraussetzung für eine nutzbringende Verwertung. Sind entsprechende Definitionen, z. B. von Leckageereignissen, unverständlich, erschwert das die genaue Erfassung eines Unfalls schon bei einer Berichterstellung. Weiterhin ist eine öffentliche Kommunikation in Bezug auf Unfälle besonders relevant, da ein offener Austausch zu genauen Unfallhergängen Ansatzpunkte für Verbesserungen bietet und damit letztlich die gesellschaftliche Akzeptanz der Wasserstofftechnologien positiv beeinflusst. ■

Literatur

- [1] H2 MOBILITY Deutschland GmbH & Co. KG: Wasserstoffbetankung von Schwerlastfahrzeugen – die Optionen im Überblick. Online unter https://h2-mobility.de/wp-content/uploads/sites/2/2021/10/H2M_Ueberblick_BetankungsoptionenLNFSNF_TankRast_2021-10-21.pdf, abgerufen am 20. Oktober 2022.
- [2] Saur, G., Gilleon, S., Sprik, S.: Next Generation Hydrogen Station Composite Data Products: Retail Stations: Winter 2020: Data through Quarter 4 of 2020. Online unter www.nrel.gov/docs/fy22osti/81661.pdf, abgerufen am 20. Oktober 2022.
- [3] The High Pressure Gas Safety Institute of Japan. Online unter www.khk.or.jp/english/, abgerufen am 20. Oktober 2022.
- [4] The High Pressure Gas Safety Institute of Japan: Precautions for accidents at hydrogen filling stations. Online unter www.khk.or.jp/Portals/0/khk/hpg/accident/2019/2019_03-02_suiso.pdf, abgerufen am 20. Oktober 2022.
- [5] NREL National Fuel Cell Technology Evaluation Center: Hydrogen Fueling Infrastructure Analysis. Online unter www.nrel.gov/hydrogen/hydrogen-infrastructure-analysis.html, abgerufen am 20. Oktober 2022.

Die Autoren

Prof. Dr.-Ing. Uwe Arens ist Professor für Sicherheit in der Logistik an der Hochschule Bremerhaven.

Mattis Zegers ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik in Bremerhaven.

Kontakt:

Prof. Dr.-Ing. Uwe Arens
Hochschule Bremerhaven
An der Karlstadt 8
27568 Bremerhaven

Tel.: 0471 4823-464

E-Mail: uarens@hs-bremerhaven.de

Internet: www.hs-bremerhaven.de

DVGW
Kongress GmbH

DVGW
KONGRESS

➔ www.dvgw-kongress.de/explosionsschutz
➔ www.dvgw-kongress.de/h2-sicherheit

Explosionsschutz & H₂ Sicherheit

14. November 2023, online &
15. November 2023, online

**Jetzt für unsere
Online-Veranstaltungen
anmelden!**



Themen

- ➔ Explosionsschutz und -sicherheit
- ➔ Rechtliche Anforderungen
- ➔ Explosionsschutzdokument
- ➔ Elektrischer und nichtelektrischer Explosionsschutz
- ➔ Wasserstoffsicherheit: In Deutschland und Europa
- ➔ Werkstoffverhalten:
Rohrleitungen, Bauteilprüfung, Bauteilsicherheit
- ➔ Prüf- und Messverfahren: Mit verschiedenen
Sensortechnologien und Ultraschallwellen
- ➔ Projektbeispiele: Betrieb von Wasserstoffanlagen,
rechtlicher Rahmen, Genehmigungen

Kurzstudie zu Prozesswärme im industriellen Mittelstand:

Ausgabe 02/2023

ohne Wasserstoff keine Klimaneutralität

Auf welche klimafreundlichen Technologien sollten Unternehmen mit hohen Prozesswärmebedarfen am Standort Deutschland zukünftig setzen? [Mit Blick auf Klimakrise und Gasmangellage](#) ist diese Frage für energieintensive Mittelstandsunternehmen existenziell. Antworten dazu liefert eine von der Initiative „Klimahafen Gelsenkirchen“ präsentierte und [von der Deutschen Bundesstiftung Umwelt \(DBU\) geförderte Kurzstudie](#). Die wesentlichen Ergebnisse und Empfehlungen aus dieser Studie werden im vorliegenden Fachbeitrag vorgestellt und erläutert.

von: Lars Baumgürtel (ZINQ-Gruppe), Wolfgang Jung, Stephan Rath (beide: Wissenschaftspark Gelsenkirchen GmbH) & Timo Schenkhorst (IHK Nord Westfalen)



Die Initiative „Klimahafen Gelsenkirchen“ vereint insgesamt 17 im Umfeld des Stadthafens Gelsenkirchen ansässige Unternehmen verschiedener Branchen, die sich – unterstützt durch die IHK Nord Westfalen sowie die Stadt und den Wissenschaftspark Gelsenkirchen – mit dem Ziel zusammengeschlossen haben, den Hafen zu einem klimaneutralen Industrie- und Logistikstandort zu machen.

Pilotvorhaben der Initiative ist die Dekarbonisierung der Prozesswärmeversorgung. Mit den Unternehmen Arsol Aromatics (Produktion von Aromaten), Avangard Malz (Mälzerei), Ball Beverage (Produktion von Getränkedosen), Thyssen Krupp Electrical Steel (Produktion von Elektroband), TRIMET (Aluminium-Recycling) und ZINQ (Verzinkerei) verfügt der Klimahafen dabei über einen prototypischen Cluster mittelständisch geprägter, energieintensiver Industriebetriebe mit einem Wärmebedarf von insgesamt rund 500.000 Megawattstunden pro Jahr (MWh/a).

Die Prozesswärme wird bis dato überwiegend aus Erdgas gewonnen. Die Unternehmen sehen sich aufgrund der aktuellen Versorgungskrise auf dem Erdgasmarkt und der schrittweise steigenden CO₂-Bepreisung wachsenden Preisrisiken ausgesetzt. Gleichzeitig fordert eine wachsende Zahl ihrer Kunden eine Verringerung der CO₂-Intensität der Produkte ein. Für die im internationalen Wettbewerb stehenden Unternehmen ist vor diesem Hintergrund ein enormer Handlungsdruck entstanden, die eigene Produktion zu dekarbonisieren und dafür den wirtschaftlichsten und nachhaltigsten Technologiepfad zu wählen.

Dabei sind zwei Basis-Optionen zu unterscheiden: die Umstellung der vorhandenen Anlagentechnik auf ein klimaneutrales Brenngas (z. B. grüner Wasserstoff) oder die Umstellung auf direktelektrische Verfahren auf Basis grünen Stroms (wie z. B. Hochtemperatur-Wärmepumpe oder Induktionsbeheizung). In der aktuellen Diskussion über Dekarbonisierungs-

Quelle: Julian Schäpertons



Abb. 1: Luftaufnahme des Stadthafens Gelsenkirchen: Auf dem Areal ist eine Vielzahl von mittelständischen energieintensiven Industriebetrieben ansässig.

pfade für die deutsche Industrie besteht ein weitreichender Konsens darüber, dass Wasserstoff bei der Transformation wichtiger Grundstoffbranchen (Primärstahl, Chemie, Raffinerieprozesse) vor allem in der stofflichen Nutzung eine zentrale Rolle spielen wird. Ebenso zeichnet sich ab, dass die Umstellung im Bereich der Niedertemperatur-Wärme überwiegend durch Elektrifizierung, Abwärmenutzung oder direkte Nutzung erneuerbarer Wärme erreicht werden kann.

Bisher unklar ist jedoch, welcher Pfad für die industrielle Hochtemperaturwärme (u. a. Industrieöfen, Brenner, Feuerungsanlagen) aus betriebswirtschaftlicher, volkswirtschaftlicher sowie auf die Leitungsinfrastruktur bezogener Sicht zu bevorzugen ist. In der Summe betrifft diese Unsicherheit in Deutschland mehrere tausend kleine und mittelständische Unternehmen mit hundertausenden hochwertigen Industriearbeitsplätzen. Aufgrund der großen Vielfalt der Branchen und Produktionsprozesse ist diese Unternehmensgruppe trotz ihrer enormen Bedeutung sowohl in der Energiestatistik als auch in den Dekarbonisierungsstrategien von Bund und Ländern für die Industrie noch nicht ausreichend ins Blickfeld geraten.

Um die technisch-ökonomischen Fragestellungen im Pilotprojekt der Initiative beantworten zu können, wurde mithilfe einer Förderung der Deutschen Bundesstiftung Umwelt (DBU) eine Kurzstudie erstellt, die von institutionellen und Unternehmenspartnern in der Initiative unterstützt und vom Wissenschaftspark Gelsenkirchen koordiniert wurde.

Aufbau und Kernergebnisse der Studie

Die Studie erhebt die Ist-Situation der Prozesswärme-Erzeugung in den einzelnen Unternehmen und entwickelt daraus Transformationspfade, die jeweils eine maximale Umstellung auf strombasierte Technologien, wasserstoffbasierte Technologien und einen individuellen Mix aus beiden vorsehen. Dabei werden die technische und ökonomische Eignung der Alternativen und der entsprechenden Umrüstungen berücksichtigt und mit Blick auf zukünftige Energiepreisentwicklungen und Versorgungsoptionen bewertet.

Zur Ermittlung der Ist-Situation hat zunächst eine Erhebung der aktuellen Energieversorgungssysteme der beteiligten Unternehmen stattgefunden (Abb. 2). Der Fokus lag dabei auf den für die Prozesswärmeversorgung zum Einsatz kommenden Systemen und umfasste weiter die Charakterisierung der eingesetzten Anlagentechnik, der adressierten Temperatur- und Lastprofile sowie der aktuellen Energieverbräuche und -kosten. Die Analyse ermittelte einen Endenergiebedarf der beteiligten Unternehmen von 559 Gigawattstunden (GWh) Prozesswärme, 120 GWh_{el} Strom sowie 52 GWh_{th} Wasserstoff (grau, bisher rein stofflich genutzt) – dies entspricht einem CO₂-Ausstoß von insgesamt 169.194 t CO₂ pro Jahr.

Die Ermittlung von Transformationspfaden erfolgte nach dem Vier-Stufen-Modell der klimaneutralen Prozesswärmeversorgung. Dabei wird zuerst die

Steigerung der Effizienz, danach die Erschließung erneuerbarer Wärmequellen, die elektrische Wärmeerzeugung und schließlich der Einsatz alternativer Energieträger berücksichtigt. Über Effizienzmaßnahmen (durch bereits geplante Maßnahmen, effizientere Wärmeverfahren sowie Abwärmeverbünde etc.) ließe sich der Endenergiebedarf des Clusters demnach von 684 auf 579 GWh/a senken. Diese Bandbreite des Endenergiebedarfes wurde bei den weiteren Berechnungen berücksichtigt.

Die technische Umstellung der gasbasierten Wärmetechnologien wurde in Form von drei Szenarien berechnet: je einem Extremszenario mit maximaler Wasserstoffnutzung bzw. Elektrifizierung sowie einem individuellen Transformationspfad. Grundsätzlich lassen sich alle gasbasierten Verfahren auf Wasserstoff umstellen – ebenso, wie auch ein Großteil der wärmebasierten Verfahren technisch elektrifiziert werden kann. Bei hohen Temperaturen und Produktionskapazitäten ist ggf. nur eine Teilelektrifizierung möglich. Für den individuellen Transformationspfad wurden bereits festgelegte unternehmerische Entscheidungen und technische Einschränkungen der jeweiligen Energieträger berücksichtigt.

Hier ergeben sich drei Transformationsbereiche (Abb. 3): erstens eine Umstellung auf Wasserstoff mit hoher Wahrscheinlichkeit (blau), zweitens eine Elektrifizierung mit hoher Wahrscheinlichkeit (gelb) und drittens ein Bereich, in dem eine individuelle Abwägung erforderlich ist (violett). Damit drittelt sich der zukünftige Energieträgerbedarf ungefähr in Strom, Wasserstoff und einen Übergangsbereich, in dem Strom und Wasserstoff gleichwertig valide Optionen sind.

Dieser individuelle und damit wahrscheinlichste Transformationspfad grenzt den Lösungsraum für eine klimaneutrale Prozesswärmeversorgung ein. Der zukünftige Energieträgerbedarf des Clusters bewegt sich in dieser Variante im Bereich Strom zwischen 219 und 459 GWh_{el} und im Bereich Wasserstoff

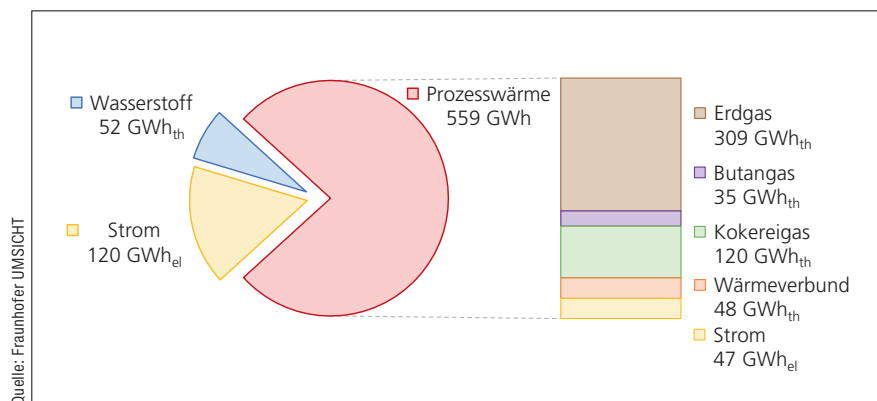


Abb. 2: Übersicht über den Ist-Zustand im Klimahafen Gelsenkirchen: Endenergiebedarf nach Energieträger in GWh/a

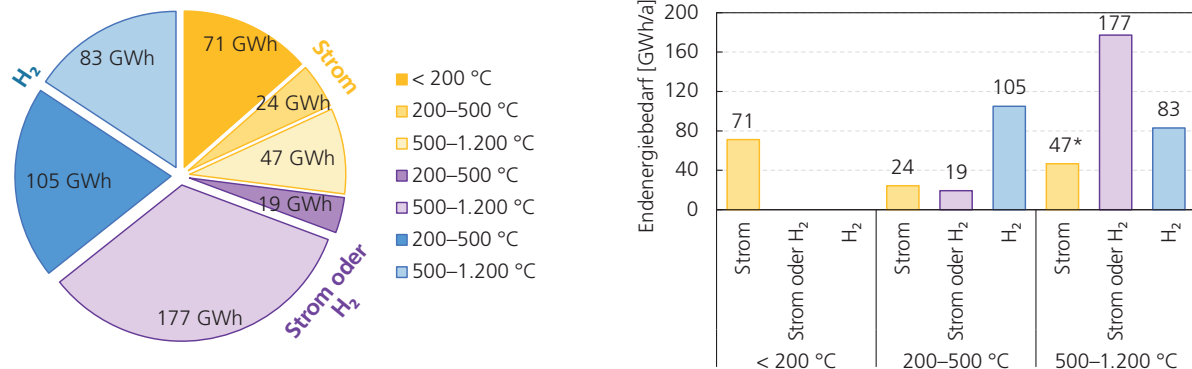


Abb. 3: Wahrscheinliche Transformationspfade der Prozesswärme je nach Temperaturniveau in GWh/a

zwischen 164 und 384 GWh_{th}. Diese Werte ergeben sich jeweils aus der Umstellung auf Strom bzw. Wasserstoff (gelb bzw. blau) und dem Übergangsbereich (violett). Die jeweiligen Szenarien und deren Beitrag zur CO₂-Einsparung sind in den Abbildungen 4 und 5 gegenübergestellt.

Den Extremszenarien wurden in einem weiteren Schritt die spezifischen Bereitstellungskosten für Strom bzw. Wasserstoff in den Jahren 2030 und 2050 gegenübergestellt, die u. a. auch ver-

schiedene Wasserstoff-Importoptionen, Gesteigungs- und Transportkosten berücksichtigen (Abb. 6).

Im Elektrifizierungsszenario zeigen sich unter den in der Studie getroffenen Annahmen 2050 geringere Betriebskosten als im Wasserstoffszenario. Die größte Unsicherheit besteht beim Wasserstoff-Import per Pipeline. Die Verteilkosten sind ein Unsicherheitsfaktor, werden jedoch das Bild nicht bestimmen. Auch Strom wird zusätzliche Verteilkosten generieren, diese werden aber deutlich ge-

ringer sein als beim Wasserstoff (Boden- und Tiefbau sind hier bestimmende Faktoren). Mit Blick auf Skalierungseffekte, Innovationen und steigende Wirkungsgrade der Elektrolyse erwarten die Unternehmen der Initiative langfristig jedoch auch Kostenvorteile durch günstig hergestellten Wasserstoff, vor allem in Form von Importen.

Sowohl für Strom- als auch Wasserstoffanschlüsse gilt, dass die spezifische Lage des anzuschließenden Unternehmens eine hohe Relevanz hat. Die Kurzstu- ►

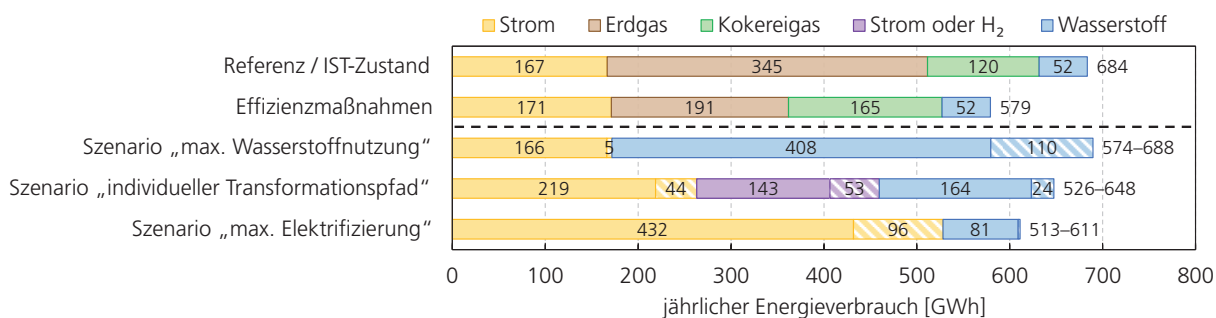


Abb. 4: Gegenüberstellung der Szenarien: aggregierte Datensätze der Energieträgerbedarfe (Effizienzpotenziale rein theoretisch berechnet)

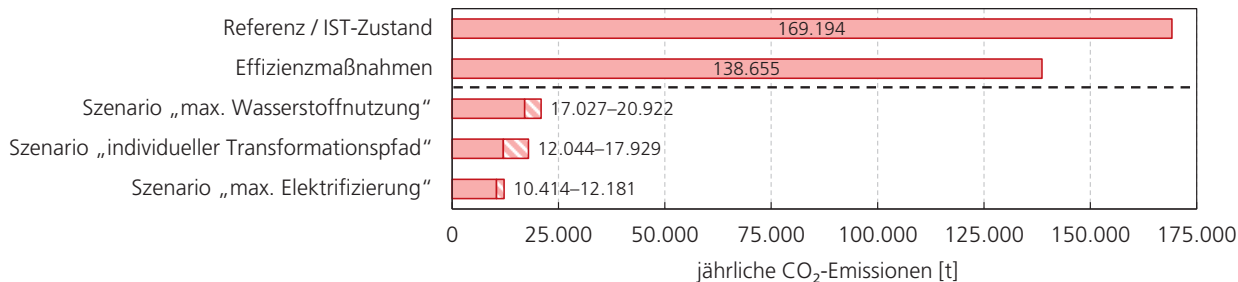


Abb. 5: Gegenüberstellung der Szenarien: aggregierte Datensätze der CO₂-Emissionen (Effizienzpotenziale rein theoretisch berechnet)

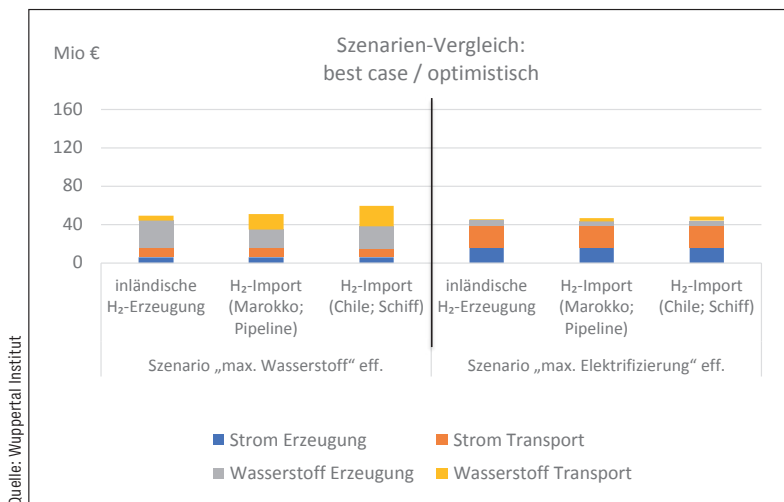


Abb. 6: Gesamtkosten der Energiebereitstellung für das Klimahafen-Cluster 2050 – Szenarien-Vergleich „max. Wasserstoff“ vs. „max. Elektrifizierung“

die wirft daher auch einen Blick auf die Implikationen der errechneten Szenarien für den Infrastrukturausbau. Die jeweils beste Lösung hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab, u. a. von den Reinvestitionszyklen von Unternehmen, der technischen Sinnhaftigkeit, der volkswirtschaftlichen und ökologischen Perspektive und den Anschlusskosten. Ergebnis der Untersuchung ist die Empfehlung, einen dualen Energieinfrastrukturausbau (Strom und Wasserstoff) als Grundlage der unternehmerischen Entscheidungsfreiheit zu fördern. Die Parallelität führt außerdem zu einer insgesamt schnelleren Umsetzung der klimaneutralen Transformation.

Die Studie im Klimahafen Gelsenkirchen zeigt: Der optimale Pfad zur Klimaneutralität kann nicht „top-down“ durch eine Zuordnung zu Branchen oder Temperaturniveaus festgelegt werden. Vielmehr muss der Komplexität und Vielfalt der Prozesse zur Wärmeerzeugung Rechnung getragen werden. Neben der Elektrifizierung mit grünem Strom erweist sich dabei die Umstellung auf grünen Wasserstoff in vielen Fällen als valide Option. Bislang galt die Elektrifizierung der Prozesswärme als bevorzugter Weg – die Studie bricht diese Ausrichtung nun klar auf und zeigt, dass Wasserstoff eine ebenso berechtigte Alternative ist. Für die Energiewende in Deutschland macht daher für viele Betriebe die parallele Entwicklung redundanter, hybrider Systeme Sinn. Aus Sicht der Initiative ist deshalb neben dem Ausbau der Stromnetze mit gleicher Priorität der Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur erforderlich, die nicht nur die Großindustrie versorgt, sondern gleichzeitig eine frühe Anbindung mittelständisch geprägter Prozesswärmecluster ermöglicht. Dabei darf der Fokus nicht allein auf die überregionalen Netze (und das H₂-Backbone) gelegt werden. Um die mittelständische Wirt-

schaft auf dem Weg zu einem schnellen Umstieg auf grünen Wasserstoff zu unterstützen, muss der Ausbau regionaler Transport- und Verteilinfrastrukturen direkt parallel zum Ausbau der überregionalen Netze erfolgen.

Bottom-up-Studien sind sinnvoll

Die Studie der Initiative Klimahafen grenzt sich durch den Bottom-up-Ansatz über die Ableitung von Transformationspfaden durch technologiefeine Analyse und Feinabstimmung mit teilnehmenden Unternehmen von anderen Studien ab. Ihre Erkenntnisse ordnen sich dabei auch passgenau in bestehende Meta-Studien¹ ein: Die Dekarbonisierung der Prozesswärme ist zu einem wesentlichen Teil im Übergangsbereich zwischen Elektrifizierung und Umstellung auf Wasserstoff zu verorten.

Auch die im November 2022 veröffentlichte „Bottom-up-Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors“ des Nationalen Wasserstoffrates (Fraunhofer ISE/Fraunhofer IEE) kommt zu ähnlichen Ergebnissen und stellt fest, dass eine „One-Size-Fits-All-Lösung“ für den Wärmemarkt nicht existiert und Transformationspfade alle möglichen Technologien – inklusive des Einsatzes von Wasserstoff – berücksichtigen müssen. Es komme auf die richtige Vor-Ort-Mischung von Wärmepumpen, Wärmenetzen, erneuerbarer Wärme und Wasserstoff an – und damit auch auf individuelle Vor-Ort-Analysen. Für den adäquaten Wasserstoffhochlauf im Mittelstand weist auch die Studie des Nationalen Wasserstoffrates auf den Aufbau einer leistungsfähigen Wasserstoffinfrastruktur hin.

Nötige Unterstützung der Politik

Der Klimahafen Gelsenkirchen mit seinen mittelständisch geprägten, energieintensiven Betrieben steht dabei prototypisch für Prozesswärme-Cluster in ganz Deutschland mit hunderten von Unternehmen und Tausenden von Beschäftigten. Die Vielfalt der technischen Prozesse zur Wärmeerzeugung über alle Branchen hinweg ist immens. Für viele Betriebe wird der Weg zur Klimaneutralität zwar über eine Elektrifizierung der Prozesse führen – für ebenfalls sehr viele Betriebe wird der Systemwechsel von Molekülen zu Elektronen jedoch technisch kaum möglich und die Umstellung von Erdgas auf grünen Wasserstoff deshalb die bevorzugte und, bezogen auf die Kapitalkosten, günstigere Alternative sein.

¹ Ariadne 2021: Durchstarten trotz Unsicherheiten: Eckpunkte einer anpassungsfähigen Wasserstoffstrategie



Die Endfassung der Kurzstudie steht online unter www.klimahafen-gelsenkirchen.de für alle Interessierten zum kostenlosen Download bereit.

Die erforderliche Umrüstung (CAPEX) sollte aus dem Programm „Dekarbonisierung der Industrie“ gefördert werden, das hierzu die Prozesswärme und den industriellen Mittelstand viel stärker als bisher in den Fokus nehmen müsste. In der Hochlaufphase, in der der Wasserstoffbezug noch nicht langfristig erwartbare Kostenvorteile ausspielen kann, wird außerdem eine Förderung der Wasserstoffnutzung (OPEX) nötig sein – z. B. über die angekündigten Differenzverträge (Contracts for Difference, kurz: CfD), auch für den energieintensiven Mittelstand. Der Ende November 2022 bekannt gewordene Referentenentwurf zur Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie ist mit Blick auf diese Anforderungen völlig unzureichend. Die industrielle Prozesswärme wird darin (weiterhin) mit der Gebäudewärme in einen Topf geworfen und die Dekarbonisierung mit grünem Wasserstoff als Ausnahme oder Option für spätere Phasen der Wasserstoffwirtschaft betrachtet. Hier ist aus Sicht der Autoren dringend eine Nachbesserung erforderlich. ■

Die Autoren

Lars Baumgürtel ist CEO der ZINQ-Gruppe.

Wolfgang Jung ist Geschäftsführer der Wissenschaftspark Gelsenkirchen GmbH.

Stephan Rath ist Projektmanager bei der Wissenschaftspark Gelsenkirchen GmbH.

Timo Schenchorst ist Referent für Industrie und Digitalisierung bei der Industrie- und Handelskammer Nord Westfalen.

Kontakt:

Wolfgang Jung
Wissenschaftspark Gelsenkirchen GmbH
Munscheidstr. 14
45886 Gelsenkirchen
Tel.: 0209 167-1005
E-Mail: jung@wipage.de
Internet: www.wipage.de

Quelle: Martin Pechotta/stock.adobe.com

Power-to-Gas-Anlagen:

Ausgabe 01/2021

Gelbdruck des DVGW-Arbeitsblattes G 220 veröffentlicht

Mit der Veröffentlichung des Gelbdruckes des DVGW-Arbeitsblattes G 220 hat der DVGW auf die Projekte und den Wunsch von Betreibern von Power-to-Gas-Energieanlagen nach einer technischen Regel reagiert, welche grundlegende (und insbesondere sicherheitstechnische) Anforderungen für die Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme und den Betrieb festlegt. Der Beitrag stellt den neuen Entwurf vor und erläutert ausgewählte Aspekte des Regelwerks.

von: Dr. Klaus Steiner (Erdgas & Verwandtes) & Finn Grohmann (DVGW e. V.)

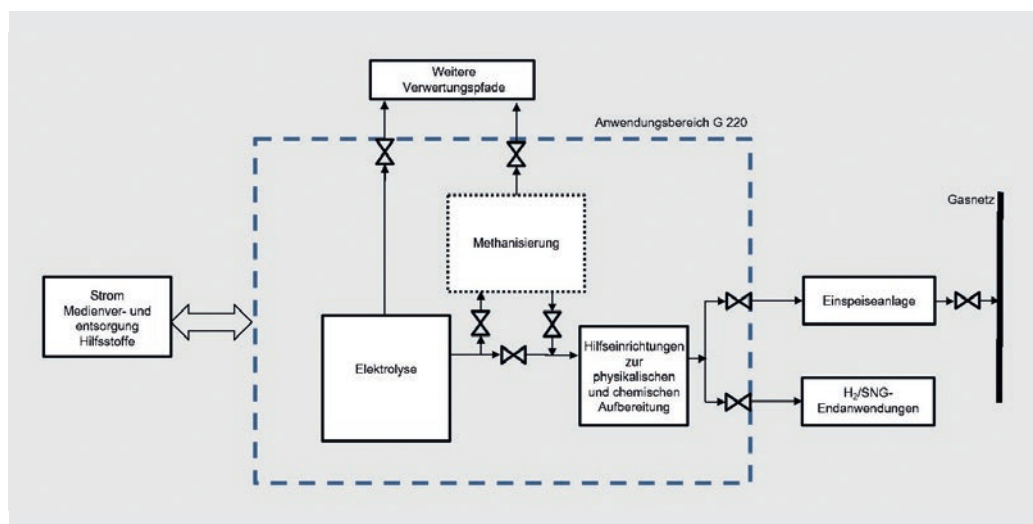
„Unser Land kann mit der Entwicklung eines Marktes für Wasserstoff und dem Ziel, Wasserstoff als Dekarbonisierungsoption zu etablieren, einen wesentlichen Beitrag zum weltweiten Klimaschutz leisten.“ Dieser Satz aus der im Juni 2020 vorgestellten Nationalen Wasserstoffstrategie des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi) unterstreicht die Bedeutung von klimaneutralen Gasen bei der zukünftigen Versorgung der Allgemeinheit mit Brenngasen. Die Bundesregierung sieht bis 2030 einen Wasserstoffbedarf von ca. 90 bis 110 Terawattstunden (TWh). Um einen Teil des Bedarfs an klimaneutralen Gasen zu decken, sollen laut Nationaler Wasserstoffstrategie bis 2030 Wasserstoffherstellungsanlagen von bis zu 5 Gigawatt (GW) Gesamtleistung entstehen. Zum Transport und Verteilung der klimaneutralen Gase wird einerseits die bereits bestehende Erdgasinfrastruktur ertüchtigt [1], Wasserstoff wird an-

dererseits aber auch über Wasserstoffnetze verteilt werden.

Eine vielversprechende Innovation zur Herstellung klimaneutraler Gase stellt die Power-to-Gas-Technologie dar. Mit ihr lässt sich elektrische Energie in Wasserstoff und – in einem nachfolgenden Schritt – in synthetisch erzeugtes Methan (SNG) wandeln. Die Bedeutung der Power-to-Gas-Technologie wird durch eine Vielzahl von bereits realisierten Pilotprojekten im einstelligen Megawatt-Maßstab und mehrere angekündigte Großprojekte mit Anlagen mit bis zu 100 Megawatt Leistungsaufnahme unterstrichen. Deutschland nimmt hier aufgrund zahlreicher Power-to-Gas-Energieanlagen (PtG-Energieanlagen) weltweit eine führende Rolle ein [2–6].

Das DVGW-Arbeitsblatt G 220 definiert eine Power-to-Gas-Energieanlage als eine betrieb-

Abb. 1: Power-to-Gas-Energieanlagen: Anwendungsbereich des neuen DVGW-Arbeitsblattes G 220



lich, funktional, sicherheits- und steuerungstechnisch verbundene technische Einrichtung zur Wandlung von elektrischer Energie in ein brennbares Gas unter Verwendung von weiteren Hilfsstoffen, wie z. B. Wasser. Die Gase dienen primär der Versorgung der Allgemeinheit mit Gas unter Nutzung der vorhandenen Gasinfrastruktur und zukünftiger Netze zur Verteilung von reinem Wasserstoff. Dies bedeutet, dass die PtG-Energieanlagen Verbindungsleitungen zur Gasinfrastruktur besitzen und in die Gasinfrastruktur einspeisen. Das Arbeitsblatt G 220 ist aber auch auf PtG-Energieanlagen ohne eine solche gastechnische Verbindung anwendbar. Konsequenterweise legt das Arbeitsblatt Anforderungen an weitere Verwertungspfade für die Gase, zusätzliche Produkte (wie z. B. Sauerstoff und Wärme), beteiligte Prozessgase, Versorgungsmedien und sicherheitstechnische Einrichtungen fest.

Anwendungsbereich

Das DVGW-Arbeitsblatt G 220 gilt für die Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme und den Betrieb von PtG-Energieanlagen zur Erzeugung von Gasen nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), die über Einspeiseanlagen nach dem DVGW-Merkblatt G 265-3 oder dem DVGW-Arbeitsblatt G 265-1 in Netze der öffentlichen Gasversorgung eingespeist werden. Es legt sicherheitstechnische Mindestanforderungen an PtG-Energieanlagen, deren Baugruppen und Rohrleitungen fest. Die Anforderungen können auch auf Anlagen angewandt werden, die Wasserstoff in Wasserstoffnetze einspeisen. Das Arbeitsblatt gilt sinngemäß auch für PtG-Energieanlagen, die Industrie und Gewerbe versorgen bzw. in deren werkseigene Netze einspeisen oder anderweitige H_2 -/SNG-Endanwendungen verfolgen.

Die Grenze des Anwendungsbereichs des DVGW-Arbeitsblattes G 220 kann den Übergang zu einer Einspeiseanlage, zu H_2 -/SNG-Endanwendungen, zur Medienversorgung oder weiteren Verwertungspfaden (z. B. Sauerstoff-

oder Wärmeauskopplung) kennzeichnen. Diese Grenze kann gleichbedeutend mit der Anwendung weiterer technischer Regelwerke, Betreiber- und Eigentumsgrenzen sein. Es wird daher empfohlen, den Übergang bzw. die Grenzen des Anwendungsbereichs bei Gasen und Flüssigkeiten durch Absperrventile zu kennzeichnen, wobei die jeweilige Grenze in Flussrichtung nach der Absperrrichtung liegen soll.

Der Anwendungsbereich des Arbeitsblattes ist in **Abbildung 1** mit einem gestrichelten Rahmen gekennzeichnet; optionale Einrichtungen sind mit einem gepunkteten Rahmen versehen. Wasserstoff wird mittels Wasserelektrolyse erzeugt. Der Wasserstoff kann anschließend zur Erzeugung von SNG weiterverwendet werden. Wasserstoff oder SNG-Mengen können physikalisch und/oder chemisch aufbereitet, ggf. zwischengespeichert und/oder gemessen werden, bevor sie der Einspeiseanlage für die Einspeisung von Wasserstoff oder SNG ins Gasnetz oder anderen Endanwendungen zugeführt werden. Anfallende Prozessgase wie z. B. Sauerstoff oder die entstandene Abwärme können darüber hinaus ebenfalls für weitere Verwertungspfade zur Verfügung gestellt werden. Erforderliche Hilfseinrichtungen wie z. B. Sicherheitstechnik, Instrumentierung, Messtechnik, Prozessleittechnik, Automation, Kommunikation, Fernsteuerung, Rohrleitungen und weitere verfahrensbedingte Baugruppen (wie z. B. Verdichtung/Regelung, Zwischenspeicherung, Funktions- und Sammelleitungen, Fackeln oder Abblase- und Entspannungsleitungen) sind in **Abbildung 1** nicht eingezeichnet.

Gasspezifika

In Power-to-Gas-Energieanlagen treten unterschiedliche Gase auf, die sich in ihren physikalischen und chemischen Eigenschaften unterscheiden. Dies sind nicht nur die Brenngase Wasserstoff und SNG, sondern auch Kohlenstoffoxide, Schlechtgase, die nicht in die Anforderungen des DVGW-Arbeits-

blattes G 260 passen, sowie Sauerstoff, der prozessbedingt in der Elektrolyse entsteht. Die Gaseigenschaften – Gasspezifika genannt – werden durch die Anwendung bewährter nationaler wie internationaler technischer Regeln und Normen berücksichtigt. Die Anforderungen sind Grundlage für die Anlagenauslegungen wie z. B. Verfahren zur Erzeugung, Instrumentierung, eichpflichtige Messungen, Materialauswahl, Verrohrung, Verdichtung, Regelung und Verwertungspfade.

Absicherung gegen unzulässige Betriebszustände

Die Auslegung der Anlage kombiniert unterschiedliche Produkte, die nicht nur nach dem DVGW-Regelwerk ausgelegt werden. Des Weiteren können Hochtemperaturprozesse bei der katalytischen Methanisierung Teil der Anlage sein, die für das Gasfach neu sind und bisher im DVGW-Regelwerk nicht abgedeckt werden. Dies kann zu einer Kombination unterschiedlicher Sicherheitskonzepte führen. Im Betrieb führt die Kombination unterschiedlicher Sicherheitskonzepte zu unnötiger Komplexität, die im Ereignisfall und bei der Behebung von Störungen für den Instandhalter verwirrend sein kann. Für solche Fälle gibt das DVGW-Arbeitsblatt G 220 konkrete Hinweise, die bei der Planung und Betrieb berücksichtigt werden müssen.

Tritt der Betreiber als Inverkehrbringer oder Hersteller von Anlagenteilen und/oder der gesamten PtG-Energieanlage auf bzw. übernimmt hierfür die Verantwortung, muss er prüfen, inwiefern er zur Risikominderung eine Risikobeurteilung der Anlage bzw. Teilanlage vor der Inbetriebnahme durchzuführen hat. Diese Obliegenheit entbindet den Betreiber nicht davon, eine Gefährdungsbeurteilung durchzuführen.

Herstellernachweise

Die Power-to-Gas-Energieanlage, Teilanlagen und ihre Komponenten müssen für den jeweiligen Einsatz spezifiziert werden. Hierzu gehört die Festle-



Abb. 2: Power-to-Gas-Energieanlage im brandenburgischen Falkenhagen

gung der Anlagenzustände und die auftretenden Gasbeschaffenheiten. Des Weiteren müssen u. a. die Betriebsdaten, unzulässige Anlagenzustände, Auslegungs-/Betriebsdrücke, Temperaturbereiche, Hilfsstoffe und Schutzmaßnahmen definiert werden. Für unzulässige Anlagenzustände müssen darüber hinaus die Konzepte festgelegt werden, wie die Anlage wieder in einen zulässigen Zustand überführt wird.

Der Einsatz von Bauteilen, Komponenten und Baugruppen setzt eine Konformitätsbewertung unter Berücksichtigung europäischer Richtlinien und des Produktsicherheitsgesetzes voraus. Ihr Einsatz muss vom Hersteller für die Gase und die jeweiligen Betriebsbedingungen bescheinigt werden. Diese Bescheinigung erfolgt auf Basis der Anlagenspezifikation und wird zur Inbetriebnahme von der zur Prüfung beauftragten Person auf Kompatibilität geprüft.

Anforderungen an Teil- und Grundprozesse

Wesentliche Bestandteile einer Power-to-Gas-Energieanlage sind die Elektrolyse, bei der SNG-Erzeugung die che-

misch-katalytische oder biologische Methanisierung, Verrohrung, Armaturen, Instrumentierung, Überwachung der Anlage und ihrer Zustände, elektrische Einrichtungen und Automatisierung. Das DVGW-Arbeitsblatt G 220 widmet allen Bestandteilen eine Beschreibung der Funktion, ordnet Schutzziele zu und legt technische (insbesondere sicherheitstechnische) Anforderungen fest. Ein besonderes Augenmerk wird dabei auf die Hochtemperaturprozesse der katalytisch-chemischen Methanisierung gelegt, die für das DVGW-Regelwerk neu sind. Anforderungen an die Auslegung von Behältern bei Überhitzungsgefährdung wie Verfahrensvorschläge und zu berücksichtigende Parameter bei den Festigkeitsprüfungen werden gegeben. Für den Fall der biologischen Methanisierung spezifiziert das Arbeitsblatt Kriterien für die Gewährleistung der biologischen Sicherheit.

Verwertungspfade für Wasserstoff, Sauerstoff und SNG können eine Reihe von Anlagenteilen wie z. B. die Verdichtung, eichpflichtige Messung, Gasaufbereitung, Odorierung, Verdichtung und Regelung der Gase erfordern. Sofern dies prozessbedingt

nicht in den Einspeiseanlagen unter der Obhut des betroffenen Netzbetreibers und/oder Abnehmers erfolgt und in den Anwendungsbereich des zukünftigen DVGW-Arbeitsblattes G 265-3 fällt, legt das DVGW-Arbeitsblatt G 220 Anforderungen an Auslegung und Funktion sowie insbesondere sicherheitstechnische Anforderungen fest. Des Weiteren spezifiziert das Arbeitsblatt die Anforderungen an Auslegung, Funktion, technische Sicherheit, Inbetriebnahme und Betrieb an die Medienversorgung und-entsorgung sowie den Verwertungspfad für Abwärme.

Das Erfordernis des Einsatzes einer Gaswarn- und/oder Brandmeldeanlage ist im Rahmen einer Gefährdungsbeurteilung vom Betreiber festzulegen und zu dokumentieren. Das Arbeitsblatt gibt Hinweise zu den technischen Regeln, die in diesem Zusammenhang zu beachten sind.

Entwurfsprüfungen

Power-to-Gas-Energieanlagen enthalten eine Reihe von Komponenten wie Druckbehälter und Reaktoren für Hochtemperaturprozesse. Die damit dargestellten Prozesse sind derzeit nicht typisch für die Gasbranche und im DVGW-Regelwerk folglich bisher nur unzureichend abgebildet. Aus diesem Grund empfiehlt das DVGW-Arbeitsblatt G 220 Entwurfsprüfungen nach der Druckgeräterichtlinie und den zugrundeliegenden Normen sowie Festigkeitsnachweise von Reaktoren und Druckbehältern, die nicht standardmäßig in Verkehr gebracht werden. Diese Entwurfsprüfungen sollten Teil der Qualitätskontrollmaßnahmen des Betreibers sein. Die erfolgreiche Entwurfsprüfung sollte vom Betreiber oder von einer vom Hersteller unabhängigen Prüforganisation bescheinigt werden.

Werkstoffauswahl und H₂-Versprödung

Die Materialauswahl legt grundlegende Anforderungen an Stähle, Kunststoffe und hochverpresstes Gra-

phit fest. Dies schließt die gasspezifisch richtige Auslegung der Komponenten, Wanddickenberechnungen drucktragender Bauteile, Verbindung und Verarbeitung von Formstücken und erforderliche Prüfungen und Prüfzeugnisse ein. Das Rad wird hierbei nicht neu erfunden: Wie bereits oben erwähnt, zieht das DVGW-Arbeitsblatt G 220 in diesem Zusammenhang international bewährte und anerkannte Normen als Grundlage der Anforderungen des Arbeitsblattes heran. Des Weiteren weist das Arbeitsblatt dem Hersteller und dem Betreiber die Verantwortlichkeiten bei der Werkstoffauswahl, der Auslegung und der Prüfung eindeutig zu.

Wasserstoff kann insbesondere bei Stählen, aber auch bei Aluminium oder Titan zu einer Versprödung führen. Unter Versprödung wird insbesondere ein Verlust an Verformbarkeit des Materials verstanden, der zu einem Materialversagen führen kann. Das Arbeitsblatt beschreibt deshalb Voraussetzungen für die und Mechanismen der Wasserstoffversprödung und legt Anforderungen an die Materialauswahl und Produktauslegung fest, wie diese in PtG-Anlagen zu begrenzen sind. Zusätzlich wird auf die einschlägigen Normen und Standards verwiesen, die das Thema spezifizieren.

Sachverständige

Die Einhaltung der sicherheits-, funktions- und bautechnischen Anforderungen an Power-to-Gas-Energieanlagen, Bauteile und Baugruppen sowie an die Ausrüstung und den Aufbau ist durch Prüfungen durch dafür befähigte Personen und/oder Sachverständige festzustellen und zu bescheinigen. Dies gilt für Druckprüfungen, Werksbescheinigungen, gutachterliche Äußerungen für behördliche Verfahren, Prüfung der elektrischen Einrichtungen, Explosionsschutz, Arbeitssicherheit, Abnahmen zur Inbetriebnahme und/oder Klärung bei Unsicherheiten. Das DVGW-Arbeitsblatt G 220 spezifiziert deren Aufgaben im Detail. Hierbei wird unter-

schieden zwischen den Tätigkeiten für Komponenten, Anlagenteilen und verbundene Infrastruktur und Prüfungen am Aufstellungsort, die in der Regel an der komplett montierten Anlage durchgeführt werden.

Im Arbeitsblatt werden zum einen die Anforderungen an die zur Prüfung beauftragten Personen festgelegt. Zum anderen werden Prüfabläufe, Nachweise und Dokumentation der Prüfungen sowie zusätzlich einzuhaltenden Normen und Standards definiert. Das Arbeitsblatt berücksichtigt dabei jeweils die Gasspezifika, die Anlagenzustände und die Bereiche der Betriebsparameter. Als Beispiel sei hier die Anforderungen für den Nachweis der Gasdichtheit bei Anwesenheit von Wasserstoff in Anlagenabschnitten mit exothermen Reaktionen genannt.

Wesentliche Änderungen

Das Arbeitsblatt lehnt sich bei der Klassifizierung von Veränderungen in der Power-to-Gas-Energieanlage als wesentliche Änderungen an das neue DVGW-Arbeitsblatt G 491 für Gasdruckregelanlagen und an weiteren DVGW-Arbeitsblättern für Anlagen an. Führt eine Veränderung an der Power-to-Gas-Energieanlage zu einer neuen Gefährdung oder zu einer Erhöhung vorhandener Risiken und sind die vorhandenen Schutzmaßnahmen bzw. -funktionen hierfür nicht ausreichend oder geeignet, so liegt eine „wesentliche Änderung“ vor. Im Falle von Unsicherheiten, inwiefern die Anlagenänderung eine solche wesentliche Änderung darstellt, muss der Betreiber ggf. über einen Sachverständigen für Klärung sorgen. Grundsätzlich muss bei einer „wesentlichen Änderung“ vom Betreiber eine neue Gefährdungsbeurteilung durchgeführt werden.

Explosionsschutz

Im Rahmen der Gefährdungsbeurteilung nach der Gefahrstoffverordnung (GefStoffV) sind Explosionsgefährdungen zu bewerten und die Schutz-

maßnahmen festzulegen. Das Explosionsschutzkonzept für die Anlage ist in einem Explosionsschutzdokument zu dokumentieren, das u. a. den Schutz der Mitarbeiter und den Drittschutz umfasst. Die Festlegung der explosionsgefährdeten Bereiche muss mit anerkannten Verfahren unter Berücksichtigung der TRGS 720 erfolgen. Soweit anwendbar, empfiehlt das Arbeitsblatt als Erkenntnisquelle die Beispiele der EX-RL-Beispielsammlung „Explosionsschutzregeln“ (EX-RL) der DGUV.

Bei der Dokumentation der Gefährdungsbeurteilung der PtG-Energieanlage muss der Betreiber (Arbeitgeber) die Gefährdungen durch gefährliche explosionsfähige Gemische im Explosionsschutzdokument besonders ausweisen. Hierzu zählen auch Explosionsgefährdungen, Schutzkonzepte, Explosionszonen und Prüfungen zum Explosionsschutz in Bezug zur Wasserelektrolyse und zur Methanisierung. Die für die Auslegung und den Betrieb zugrundeliegenden Normen sind zu beachten.

Prüfungen

Die erforderlichen Prüfungen der Anlage, Teilanlage und weitere Komponenten der Power-to-Gas-Anlage orientiert sich an der Struktur des DVGW-Arbeitsblattes G 491 für Gasdruckregelanlagen. Der Prüfumfang berücksichtigt aber im Unterschied zur G 491 das Verfahren, die Anlagenzustände, die Gasbeschaffenheiten, die Betriebsparameter und die Gasspezifika, insbesondere Wasserstoff.

Inbetriebnahme und Betrieb

Die Baugruppen einer Power-to-Gas-Energieanlage dürfen erst dann in Betrieb genommen werden, wenn ein beauftragter Prüfer nach der Durchführung aller erforderlichen Prüfungen des Arbeitsblattes bescheinigt hat, dass keine sicherheitstechnischen Bedenken bestehen. Des Weiteren muss die Bestätigung der Betriebsbereitschaft der vor- oder nachgelagerten Systeme oder der Baugruppen in



Quelle: Dr. Klaus Steiner

Abb. 3: Elektrolysestack der Firma Hydrogenics zur Wasserstoffherzeugung

schriftlicher oder elektronischer Form vorliegen. Die Inbetriebnahme hat unter sachkundiger Aufsicht und unter Beachtung der sicherheitstechnischen Regeln und Vorschriften sowie der Herstelleranforderungen und -empfehlungen zu erfolgen.

Das DVGW-Arbeitsblatt G 220 legt einen Fokus auf die Inbetriebnahme und den Betrieb von Druckbehältern und Anlagenteilen für exotherme Reaktionen und/oder Druckkessel für Anwendungen mit erhöhten Prozesstemperaturen. Hier übernimmt das Arbeitsblatt Erfahrungen aus dem Regelwerk des Fachverbandes Anlagenbau (FDBR), indem es auf die Vereinbarungen Dampfkessel verweist.

Für den Betrieb und die Instandhaltung der PtG-Energieanlage verweist das DVGW-Arbeitsblatt G 220 auf die Anforderungen des DVGW-Arbeitsblattes G 495 und der DVGW-Merkblätter G 265-2 und G 265-3 sowie die DGUV-Information 203-092. Als Besonderheit greift das Arbeitsblatt die Auslegung des Methanisierungsreak-

tors auf. Hier können bei der Auslegung zeitabhängige Festigkeitskennwerte verwendet worden sein. Des Weiteren kann der Reaktor im Kriechbereich betrieben werden. Dies erfordert die lebensdauerbegleitende Überwachung zur rechtzeitigen Erkennen einer kritischen Kriech- und Zeitstandserschöpfung. Ist zusätzlich eine Erschöpfung aus mechanisch-thermischer Wechselbelastung im Betrieb gegeben, liegt eine Schädigungsakkumulation vor. Zur Bewertung resultierender Gesamterschöpfung, Schutzvorkehrungen und Anforderungen an die Überwachung werden Hinweise zu relevanten Normen und Merkblätter gegeben.

Umweltfreundlicher Anlagenbetrieb und Genehmigungsfragen

Power-to-Gas-Energieanlagen werden im Zuge des Ausbaus erneuerbarer Energien als flexible Lasten diskutiert, die durch ihre Betriebsweise die Integration erneuerbarer Energieträger unterstützen können und das Potenzial bieten, die Fluktuation der erneuerbaren Strombereitstellung auszugleichen. Beispielsweise kann die Betriebsweise der PtG-Energieanlagen auf die Abschaltung von Windkraftanlagen (Einspeisemanagement), auf Prognoseabweichungen in Strombilanzkreisen oder auf günstige Preissignale an der Strombörse aufgrund eines hohen Dargebots an erneuerbarer Energie abgestimmt werden. Darüber hinaus können PtG-Energieanlagen im Verbund mit Wind- oder Fotovoltaikanlagen Regelernergie anbieten. Voraussetzung für all diese Fälle ist eine kurze Reaktionszeit der PtG-Energieanlage, ihre möglichst große Flexibilität zur Steuerung des Lastpunktes und nachrangiger Anlagenbestandteile wie der Einspeiseanlage zur Einspeisung von regenerativ erzeugten Gasmengen in das Gasnetz.

PtG-Energieanlagen werden aber auch für bestimmte Einzelanwendungen, die einen quasi-kontinuierlich ablaufenden Anlagenbetrieb (wie z. B. stoffliche Versorgung von chemischer und

Stahlindustrie, Tankstellenversorgung, Speicherbetrieb zur Einspeisung in Untertagespeichern oder Gasnetzen) bedingen, betrieben und optimiert. Die Optimierung der Anlagenauslegung und der Betrieb für den Einsatz als flexible netzdienliche Lasten spielen dann eine nachrangige Rolle.

Bei der Planung, Errichtung und dem Betrieb von PtG-Energieanlagen lassen sich Gesichtspunkte berücksichtigen, die den Einsatz umweltfreundlich optimieren. Solche Gesichtspunkte werden im Anhang A des Arbeitsblattes diskutiert.

Die Errichtung, Inbetriebnahme und der Betrieb einer PtG-Energieanlage erfordern die Klärung einer Reihe von Sachthemen, die – sofern sie bzw. deren Abläufe nicht schon in einem Projektmanagementhandbuch zur Steuerung und Handhabung von Projekten festgelegt sind – vom Betreiber im Vorfeld und/oder im Laufe des Projektes geklärt werden müssen. Die Beispielsammlung im Anhang B des Arbeitsblattes betrifft Sachverhalte wie die technische Projektgrundlage, Merkmale der vertraglichen Gestaltung mit Projektbeteiligten und den Ablauf der Anlagenbegasung und der Inbetriebnahme. Die Liste von Themen soll dem Projektmanagement des Betreibers als Hilfestellung dienen.

Im Anhang C verweist das Arbeitsblatt auf die beiden DVGW-Informationen GAS Nr. 26 „Genehmigungsrechtlicher Leitfaden für Power-to-Gas-Anlagen – Errichtung und Betrieb“ und Nr. 27 „Technischer Leitfaden für Power-to-Gas-Anlagen – Errichtung, Inbetriebnahme und Betrieb“, die im Rahmen des DVGW-Regelwerks herausgegeben werden. Die Leitfäden sind im Rahmen des Forschungsprojektes PORTAL GREEN entwickelt worden und dienen als Anleitung, Hilfestellung, Orientierung und Handreichung, um die bestehenden europäischen Rechtsvorschriften sowie nationale Gesetze, Verordnungen und technischen Regelwerke auf die Spezifika der jewei-

ligen PtG-Anlage anzuwenden. Dabei beschreiben sie Abläufe und Themen, die in dieser technischen Regel höchstens am Rande genannt werden, und verweisen umgekehrt auf sie bei hier detailliert behandelten technischen Themen. Auf diese Weise bieten die Leitfäden einen ergänzenden Rahmen zum Arbeitsblatt.

Fazit

Der Entwurf des DVGW-Arbeitsblattes G 220 liegt als Gelbdruck vor und wird der Branche im Januar 2021 zur Prüfung vorgelegt. Anmerkungen und Kritikpunkte werden im Rahmen von Einspruchsverhandlungen diskutiert; diese führen unter Umständen zu Anpassungen des Entwurfs. Mit dem Weißdruck ist vor diesem Hintergrund im zweiten Halbjahr 2021 zu rechnen. Der Projektkreis arbeitet zurzeit an einer Übersetzung ins Englische, um der Bedeutung der Power-to-

Gas-Technologie auf europäischer Ebene Rechnung zu tragen. Darüber hinaus beabsichtigt der Projektkreis, technische Akzente bei einer eventuell anstehenden europäischen Normung der Power-to-Gas Technologie setzen zu können. ■

Literatur

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Die Nationale Wasserstoffstrategie, Berlin, Juni 2020
- [2] DVGW: Übersicht der Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland, Stand: März 2020. Online unter www.dvgw.de/themen/energie/wende/power-to-gas/, abgerufen am 27. Oktober 2020
- [3] Amprion: Amprion und OGE treiben ihr Power-to-gas-Projekt „HYBRIDGE“ voran. Presseerklärung vom 12. September 2019. Online unter www.amprion.net/Presse/Presse-Detailseite_18113.html, abgerufen am 27. Oktober 2020.
- [4] Gasunie: Gasinfrastruktur & Energiewende. Online unter www.gasunie.de/unternehmen/nachhaltigkeit/gasinfrastruktur-energie/wende, abgerufen am 27. Oktober 2020.
- [5] Institute for Sustainable Process Technology: Kick-off for Designing a Gigawatt Electrolysis Plant. Online unter <https://ispt.eu/news/kick-off-for-designing-a-gigawatt-electrolysis-plant/>, abgerufen am 8. November 2020.
- [6] Götz, M.: Bakterien für die Energiewende, in: 50., 2. Magazin für intelligente Stromnetze, Ausgabe 7/2020, S. 32.

Die Autoren

Dr. Klaus Steiner ist Gründer des Ingenieurbüros Erdgas & Verwandtes, freiberuflich als Berater in der Gasbranche tätig und Obmann des Projektkreises zur Ausarbeitung des DVGW-Arbeitsblattes G 220 „Power-to-Gas-Energieanlagen“.

Finn Grohmann ist Referent in der Einheit Gastechnologien und Energiesysteme in der DVGW-Hauptgeschäftsstelle in Bonn.

Kontakt:

Finn Grohmann
Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
Technisch-wissenschaftlicher Verein
Josef-Wirmer-Str. 1–3
53123 Bonn
Tel.: 0228 9188-919
E-Mail: grohmann@dvgw.de
Internet: www.dvgw.de

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut
des Karlsruher Instituts für Technologie



64. Erfahrungsaustausch der Chemiker und Ingenieure des Gasfaches

Der Erfahrungsaustausch dient den Experten des Gasfaches als Informationsveranstaltung zu aktuellen Themen der Gasversorgung und Gasanwendung. Auch in diesem Jahr widmen wir uns der Rolle von Gas bei der Energiewende und werden aktuelle Forschungs- und Entwicklungsprojekte vorstellen.

Die Veranstaltung findet **vom 20. bis 22. September 2023 im Parkhotel am Taunus in Oberursel** statt.

Weitere Informationen und die Anmeldung finden Sie unter: **www.dvgw-ebi.de**

Qualifizierung von Gashochdruckleitungen

Ausgabe 02/2021

für den Transport von Wasserstoff

Für den **Wasserstofftransport im deutschen Gasnetz** ist es im Vorfeld erforderlich, die betroffenen Stahlbauteile auf ihre Wasserstofftauglichkeit hin zu bewerten sowie eine solche Bewertung im DVGW-Regelwerk zu implementieren. In diesem Zusammenhang stellt der Fachbeitrag **erste Ergebnisse von bruchmechanischen Prüfungen an typischen Leitungsstählen von Gashochdruckleitungen unter dem Medium Wasserstoff vor.**

von: Dr. Michael Steiner, Dr. Ulrich Marewski (beide: Open Grid Europe GmbH) & Christian Engel (TÜV SÜD Industrie Service GmbH)

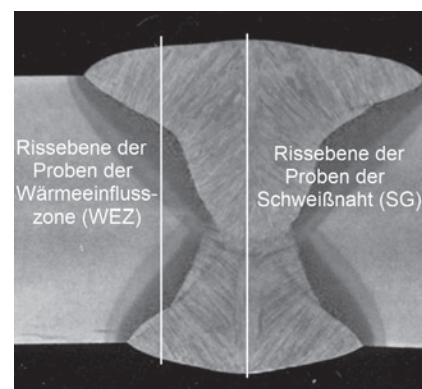
Durch die Umwandlung von (überschüssigem) Strom aus erneuerbaren Quellen in Wasserstoff mittels Elektrolyse lässt sich der Anteil der nutzbaren erneuerbaren Energien erheblich steigern, da eine Entkopplung der erzeugten von der aktuell genutzten Energiemenge erfolgt und überschüssige Energie z. B. in gasförmigem Zustand in Kavernen oder im Gasleitungsnetz gespeichert werden kann. Eine kostengünstige Möglichkeit, in kurzer Zeit eine effektive und funktionierende Infrastruktur für den Wasserstofftransport aufzubauen, ist dann gegeben, wenn bestehende Pipelines, die zurzeit für den Erdgastransport genutzt werden, auf den Transport von Wasserstoff umgestellt werden.

Für einen Wasserstofftransport im deutschen Gasnetz ist zuvor jedoch die Bewertung der Rohrleitungen auf Wasserstofftauglichkeit sowie die Anpassung des DVGW-Regelwerks notwendig. Bislang ist die Bewertung von Stahlbauteilen auf Tauglichkeit für den Einsatz von bis zu 100 Prozent Wasserstoff nur im US-amerikanischen Regelwerk ASME B31.12 [1] beschrieben. Es bietet sich daher an, die Bewertung entsprechend ASME B31.12 zu übernehmen und diese in den relevanten DVGW-Regelwerken zu verankern.

Zur Überprüfung der bis heute in Deutschland eingesetzten Stähle ist es vor diesem Hintergrund erforderlich, stichprobenhaft bruchmechanische Untersuchungen unter Druckwasserstoffatmosphäre durchzuführen. Die dabei ermittelten bruchmechanischen Kennwerte sollten mit den in der ASME B31.12 zugrunde liegenden Ergebnissen abgeglichen werden, um die Anwendbarkeit auf die in Deutschland verwendeten Stähle zu validieren und ggf. zu optimieren.

In diesem Zusammenhang hat die Open Grid Europe GmbH (OGE) bruchmechanische Untersuchungen bei der Materialprüfanstalt Stuttgart (MPA Stuttgart)

initiiert, die im Rahmen des DVGW-Forschungsvorhabens SyWeSt H₂ fortgesetzt und ausgeweitet werden [2]. Der



Quelle: [4]

Abb. 1: Querschnitt einer unterpulvergeschweißten Spiralschweißnaht (Wärmeinflusszone WEZ und Schweißnaht SG)

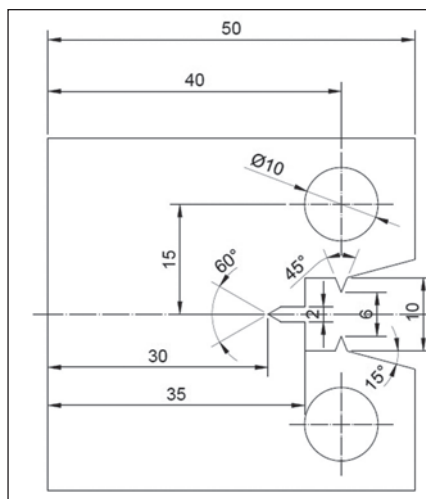


Abb. 2 a (links): Probengeometrie für Bruchmechanikprüfungen-Versuche

Abb. 2 b: Probenentnahme aus einem Rohr mit einer Spiralschweißnaht

Quelle: [4]

vorliegende Fachbeitrag berichtet über die Ergebnisse bruchmechanischer Prüfungen von typischen, bei der OGE eingesetzten Stählen unter dem Medium Wasserstoff.

Durchführung bruchmechanischer Prüfungen

Für die bruchmechanischen Prüfungen sind typische Stahlsorten an unterschiedlichen Rohrbereichen (Grundwerkstoff, Schweißgut, Wärmeeinflusszone) betrachtet worden (Abb. 1). Zur Vergleichbarkeit der Untersuchungen wurde dabei eine Probenform ausgewählt, die der Kontur einer C(T)20-Probe entspricht, wobei die Probendicke aufgrund der geringen Wanddicken und der Rohrkrümmung reduziert wurde (Abb. 2 a/b). Für die Prüfungen von Schweißnähten ätzte man die Stirnflächen zusätzlich an, damit die Schweißnaht sichtbar wird. Für einen natürlichen und scharfen Ermüdungsanriss von etwa 2 mm wurden die Proben nach ASTM E 1820-20 [3] zyklisch angeschwungen. Die Prüfung wurde im servohydraulischen Prüfsystem der MPA Stuttgart mit integriertem Wasserstoffautoklav durchgeführt (Abb. 3). Die statischen Versuche erfolgten nach ASTM E 1820, die zyklischen Versuche dagegen entsprechend ASME E647-13a [4]. Detailliert ist das prüftechnische Vorgehen in [5] und [6] vorgestellt.

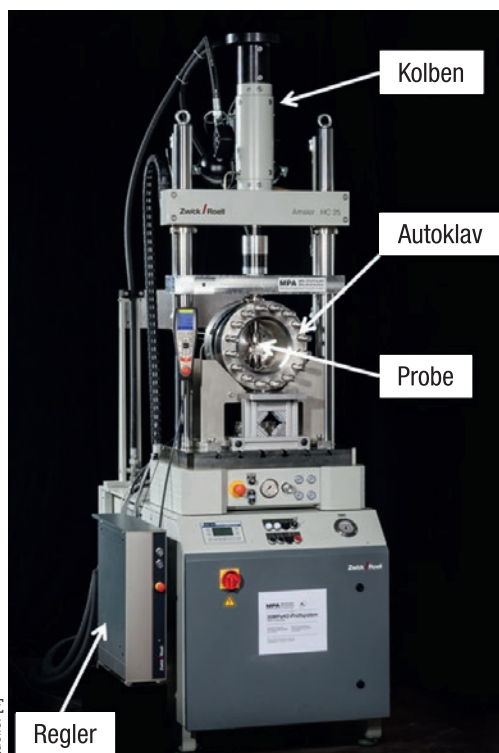


Abb. 3: Servohydraulisches Prüfsystem der MPA Stuttgart mit integriertem Wasserstoffautoklav

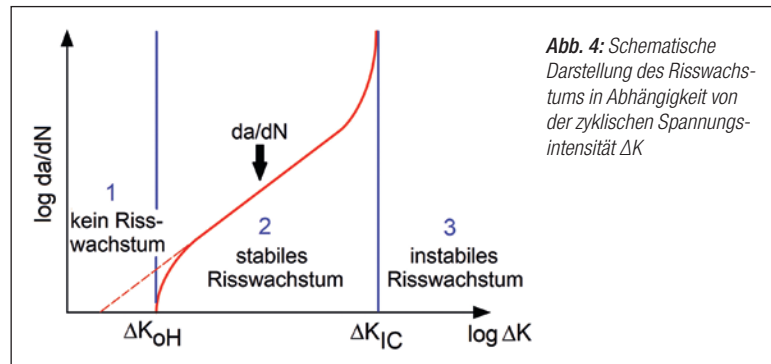


Abb. 4: Schematische Darstellung des Risswachstums in Abhängigkeit von der zyklischen Spannungsintensität ΔK

Quelle: [5]

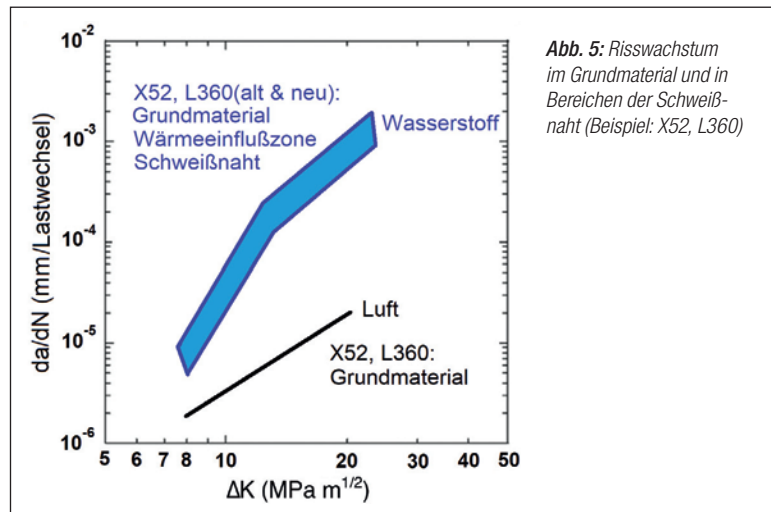


Abb. 5: Risswachstum im Grundmaterial und in Bereichen der Schweißnaht (Beispiel: X52, L360)

Quelle: [7]

Als Ergebnis der bruchmechanischen Prüfungen sollte die Bruchzähigkeit (K_{IC}) sowie das Rissfortschrittsverhalten (da/dN) unter Wasserstoffatmosphäre ermittelt werden, sodass ein Risswachstum bis zu einem theoretischen Versagen modellhaft beschrieben werden kann (Abb. 4). Damit ist auch der Vergleich mit bereits vorliegenden amerikanischen Prüfergebnissen (Abb. 5) sowie der Grenzkurve nach der ASME B31.12 (Abb. 6) möglich.

$$\frac{da}{dN} = a_1 \Delta K^{b_1} + \left[(a_2 \Delta K^{b_2})^{-1} + (a_3 \Delta K^{b_3})^{-1} \right]^{-1}$$

$a_1 = 4,0812 \cdot 10^{-9} \text{ MPa}\sqrt{\text{m}} \frac{\text{mm}}{\text{Cycle}}$	$b_1 = 3,2106$
$a_2 = 4,0862 \cdot 10^{-11} \text{ MPa}\sqrt{\text{m}} \frac{\text{mm}}{\text{Cycle}}$	$b_2 = 6,4822$
$a_3 = 4,8810 \cdot 10^{-8} \text{ MPa}\sqrt{\text{m}} \frac{\text{mm}}{\text{Cycle}}$	$b_3 = 3,6147$

Abb. 6: Rissfortschrittsbeziehung

Quelle: ASME B31.12, Ausgabe 2019

Das Versuchsprogramm wurde unter einem konstanten Wasserstoffdruck (p_{H_2}) von maximal 100 bar durchgeführt. Hierfür hatte die MPA Stuttgart mehrere Leitungsstähle zur Untersuchung zur Verfügung gestellt bekommen. Der Tabelle 1 können die wesentlichen Daten der untersuchten Rohrleitungsstähle entnommen werden [8]. Die Bandbreite der geprüften Werk-

Tabelle 1: Mechanisch-technologische Kennwerte des Versuchsmaterials

Stahlsorte	$R_{t0,5}$ [MPa]	R_m [MPa]	A_5 [%]	CVN [J]	Herstelljahr	Rohrtyp	Norm
St35	294	458	14	10	1930	nahtlos	DIN 1629
X42	315	485	32	38	1961	ERW	DIN 2470
X70	510	650	19,5	50	1974	SAWH	DIN 17172
L485	530	680	26	258	2009	SAWH	DIN EN 10208-2

Quelle: OGE

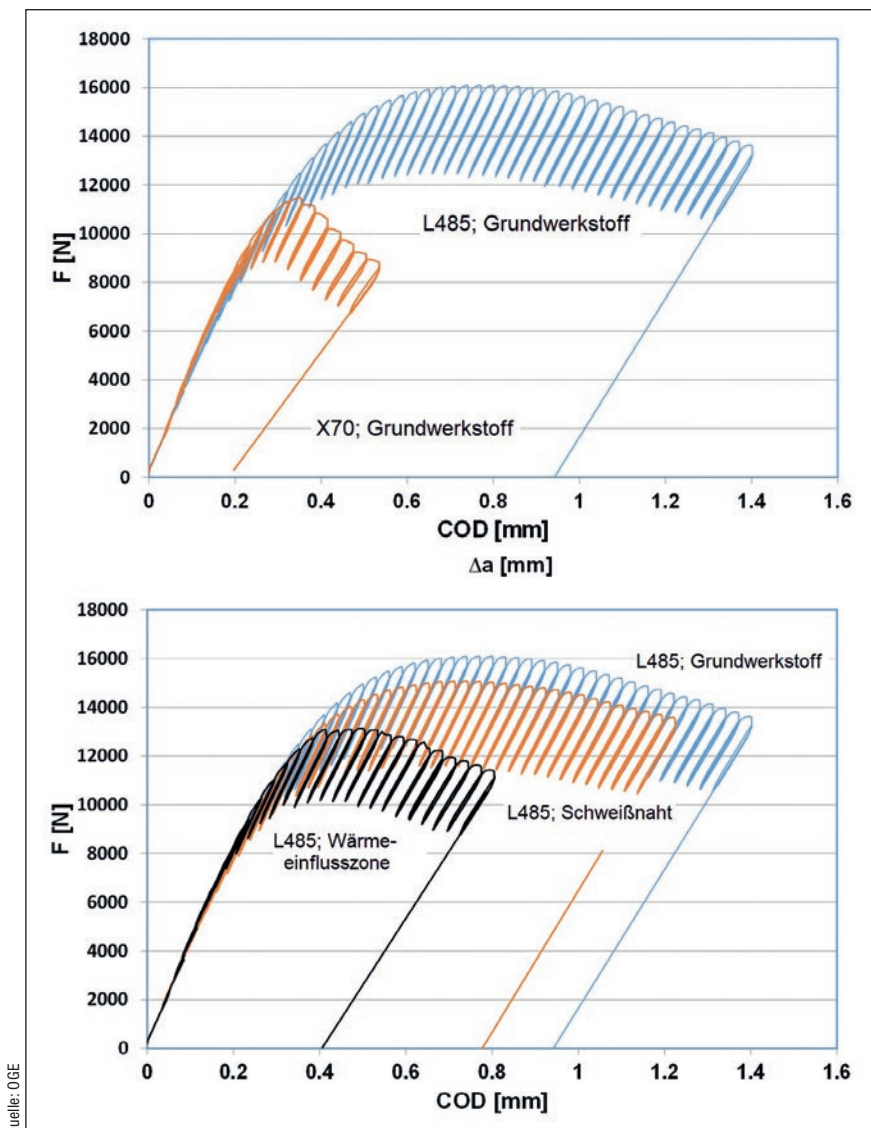
stoffe reicht vom St35 mit einer relativ geringen Festigkeit aus dem Herstellungsjahr 1930 bis zum höherfesten, heute gebräuchlicheren Werkstoff L485. Nur bedingt vergleichbar sind insbesondere die Werkstoffe X70 und L485: Während die Streckgrenze und die Zugfestigkeit der beiden genannten Werkstoffe

nahezu identisch sind, unterscheiden sich die Duktilitätseigenschaften und insbesondere die ermittelte Kerbschlagarbeit erheblich voneinander. Die deutlich höheren Zähigkeitswerte der aktuellen Leitungsstähle sind das Resultat einer optimierten Stahlerzeugungs- und Aufbereitungstechnik in Kombination

mit optimierten thermomechanischen Walzverfahren unter Ausnutzung von Mikrolegierungselementen.

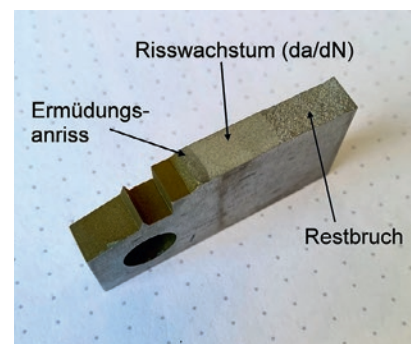
Ergebnisse

Die Auswertung der Prüfergebnisse erfolgte für alle Stahlsorten gleich; beispielhaft werden an dieser Stelle die Prüfergebnisse für die Werkstoffe X70 und L485 detaillierter betrachtet. Diese beiden Werkstoffe gehören zur gleichen Festigkeitsklasse, unterscheiden sich aber deutlich in ihrer Zähigkeit. Dies zeigt sich sowohl im Last-Verformungsdiagramm (Abb. 7) als auch in den Risswiderstandskurven (Abb. 8). In den Versuchen trat kein spontaner Bruch und kein Pop-in (lokale Instabilität) auf. Ebenfalls wird in den Untersuchungen der Einfluss der Schweißverbindung sichtbar. Die niedrigsten Verläufe der Risswiderstandskurven ergeben sich für die Risslagen in der Wärmeeinflusszone der Schweißnähte. Die unterschiedlichen Phasen des Rissfortschritts sind in Abbildung 9 gut zu erkennen. So folgt auf den künstlich angeschwungenen Ermüdungsanriss zunächst der Bereich des Risswachstums (da/dN) und dann der Restbruchanteil.



Quelle: OGE

Abb. 7: Vergleich der F-COD-Kurven Werkstoff L485 und X70 (oben) und Vergleich Grundwerkstoff, Schweißnaht und Wärmeeinflusszone für den Werkstoff L485 (unten)



Quelle: OGE

Abb. 9: Bruchmechanische Probe mit Ermüdungsanriss, Bereich des Risswachstums und Restbruch

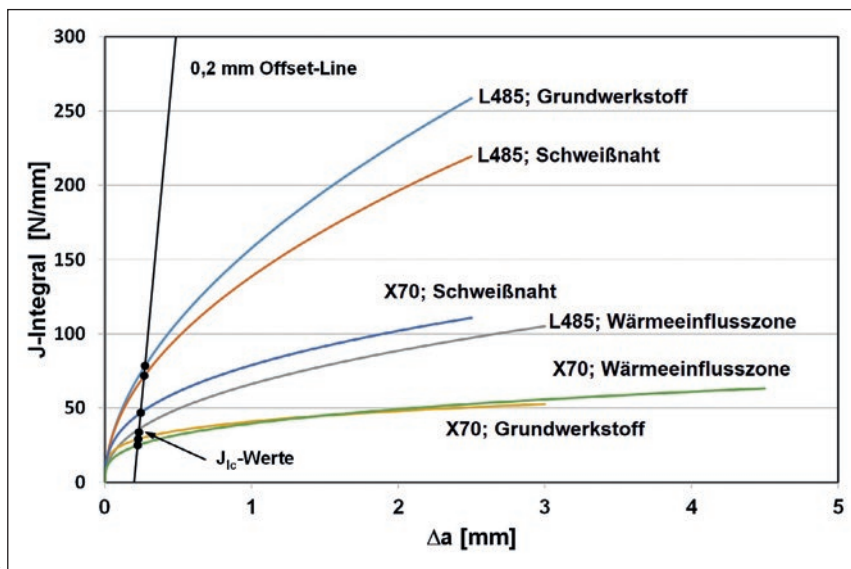


Abb. 8: Vergleich der Risswiderstandskurven Werkstoff L485 und X70 (Grundwerkstoff, Schweißnaht und Wärmeeinflusszone)

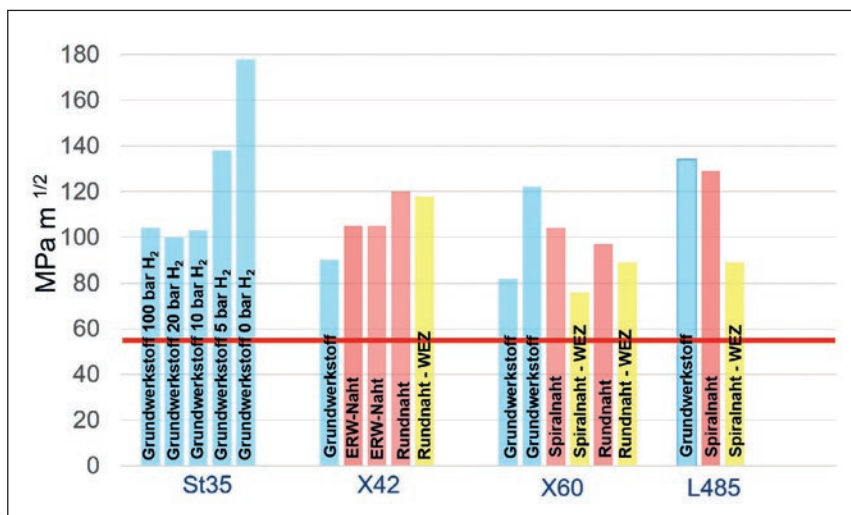


Abb. 10: Ermittelte Bruchzähigkeitswerte K_{JIC} der untersuchten Werkstoffe

Die Abbildung 10 zeigt eine Zusammenfassung der ermittelten Bruchzähigkeitswerte der untersuchten Werkstoffe bei den statischen Prüfungen. Alle untersuchten Proben erfüllten demnach die Mindestforderung für die Bruchzähigkeit $K_{IC} > 55 \text{ MPa} \cdot m^{1/2}$ entsprechend der ASME B31.12. Für den Werkstoff St35 wurde am Grundwerkstoff ebenfalls der Einfluss des Wasserstoffpartialdruckes auf die resultierende Bruchzähigkeit überprüft. Hier wurde unter dem Medium Luft (0 bar H_2) die größte Bruchzähigkeit in Höhe von $K_{JIC} = 178 \text{ MPa} \cdot m^{1/2}$ ermittelt. Diese verringerte sich bei einem Wasserstoffpartialdruck von $p = 5 \text{ bar}$ auf $K_{JIC} = 138 \text{ MPa} \cdot m^{1/2}$ und ergab bei Wasserstoffpartialdrücken

von $p > 10 \text{ bar}$ Bruchzähigkeitswerte von etwa $100 \text{ MPa} \cdot m^{1/2}$.

An den weiteren Werkstoffen wurden zusätzlich die vorhandenen unterpolvergeschweißten Spiral- bzw. elektrisch-widerstandsgeschweißten (ERW) Schweißnähte der Rohre sowie teilweise die Rundschweißnähte und Wärmeeinflusszonen (WEZ) der Schweißnähte jeweils bei einem Wasserstoffdruck von $p_{H_2} = 100 \text{ bar}$ geprüft. Die teilweise deutlichen Unterschiede der an den Werkstoffen ermittelten Kerbschlagzähigkeitswerte bildeten sich quantitativ nicht in gleicher Weise bei der Ermittlung der Bruchzähigkeitswerte ab, wenngleich qualitativ beim Vorliegen einer höheren Kerb-

schlagzähigkeit auch eine höhere Bruchzähigkeit erreicht wurde. Die Bruchzähigkeitswerte der Schweißnähte und der dazugehörigen Wärmeeinflusszonen lagen jeweils im Bereich der Grundwerkstoffe und übertrafen ebenfalls den nach ASME B31.12 geforderten Mindestwert deutlich.

Die zyklischen Bruchmechanikprüfungen wurden ebenso wie die meisten statischen Versuche unter einem konstanten Wasserstoffdruck von $p_{H_2} = 100 \text{ bar}$ durchgeführt. In Übereinstimmung mit den zugrunde liegenden Versuchsparametern entsprechend [1] und [8] wurden außerdem die Prüffrequenz $f = 1 \text{ Hz}$ und das Mittelspannungsverhältnis $R = 0,5$ eingestellt.

In der Abbildung 11 finden sich beispielhaft die Ergebnisse der zyklischen Rissfortschrittsversuche für das Grundmaterial, die Schweißnaht und die Wärmeeinflusszone der Schweißnaht des Werkstoffes L485. Im Rahmen der Versuchsdurchführung wurden jeweils die Rissfortschrittsraten im Bereich der Spannungsintensitäten ΔK von ca. $10 \text{ MPa} \cdot m^{1/2}$ bis $50 \text{ MPa} \cdot m^{1/2}$ ermittelt. Die Ermittlung des unteren Schwellwertes ΔK_{th} war hier nicht das Ziel der durchgeführten Untersuchungen. Die Kenntnis dieses Wertes ist im Zusammenhang mit Lebensdauerprognosen für Gasleitungen von untergeordneter Bedeutung, da kleine Spannungsintensitäten praktisch keinen Einfluss auf das Ergebnis dieser Prognosen nehmen. Unabhängig hiervon deuten die ermittelten Risswachstumskurven darauf hin, dass der Schwellwert ΔK_{th} knapp unterhalb der hier eingestellten, kleinsten zyklischen Spannungsintensität $\Delta K < 10 \text{ MPa} \cdot m^{1/2}$ zu finden ist, da in diesem Bereich das gemessene Risswachstum deutlich abfällt.

In Abbildung 12 sind die Ergebnisse der durchgeführten Rissfortschrittsmessungen in zusammengefasster Form dargestellt. In Übereinstimmung mit den im amerikanischen Raum durchgeführten Untersuchungen [9, 10] weichen die Risswachstumskurven für das Grundmaterial, die Schweißnaht und

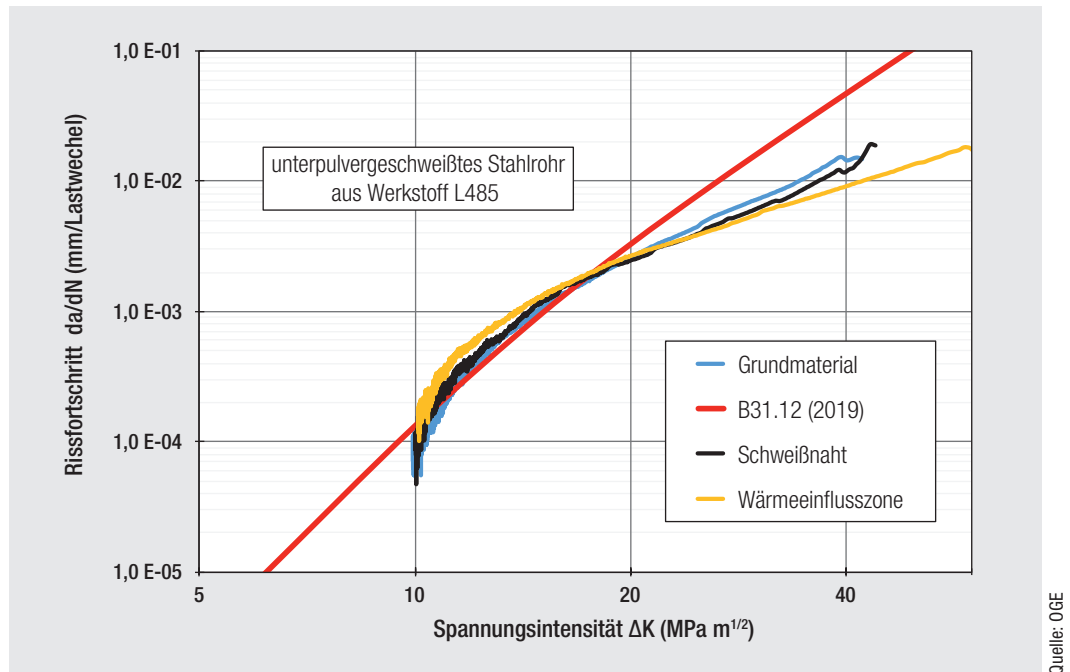


Abb. 11: Ermitteltes Risswachstum unter Wasserstoff für den Werkstoff L485

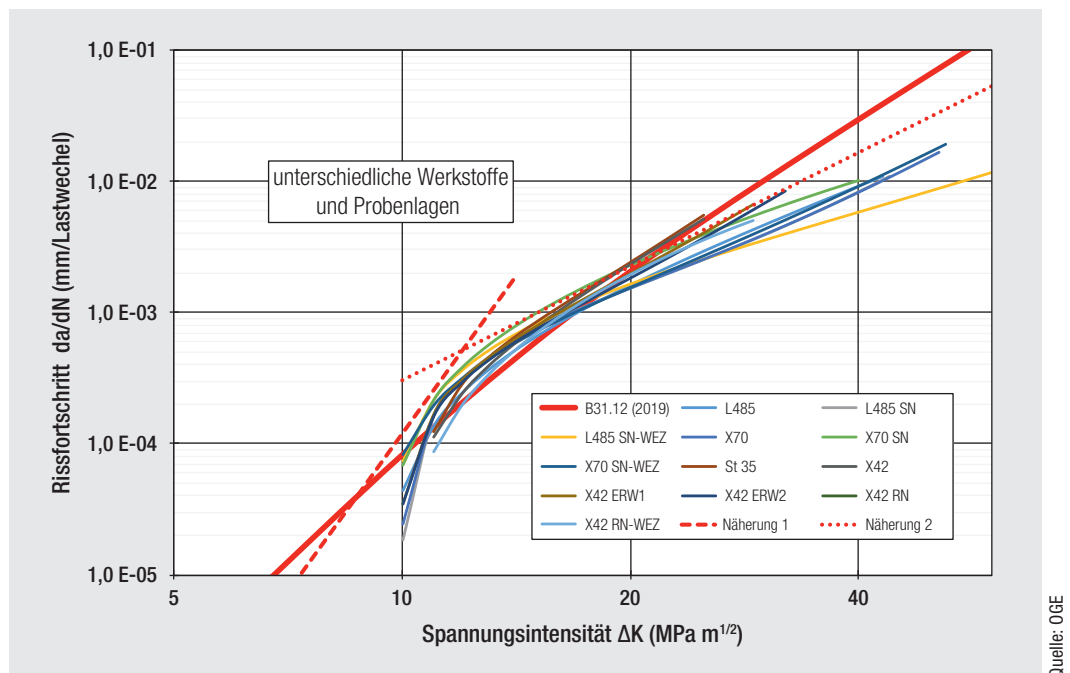


Abb. 12: Ergebnisse der Risswachstumsuntersuchungen (SN = Spiralschweißnaht; ERW = ERW-Schweißnaht; RN = Rundschweißnaht; WEZ = Wärmeeinflusszone)

die Wärmeeinflusszone der Schweißnaht trotz unterschiedlicher Gefügestände und verschiedener Duktilitäten nur geringfügig voneinander ab. Im Vergleich zur Risswachstumsbeziehung entsprechend der ASME B31.12 (2019) sind die ermittelten Risswachstumsraten im Bereich hoher Spannungsintensitäten etwa um den Faktor 3 bis 5 geringer. Im Bereich kleiner zyklischer Spannungsintensitäten wurde hingegen eine Überschreitung der Risswachstumsbeziehung gemäß ASME B31.12 um bis zu dem Faktor ca. 2 festgestellt. Diese Ergebnisse bestätigen ebenfalls die Resultate der amerikanischen Prüfungen. So liegt auch bei einer Betrachtung

der entsprechenden Originaldaten ebenso wie bei den hier vorgestellten Ergebnissen im Bereich kleinerer zyklischer Spannungsintensitäten ΔK ca. $10 \text{ MPa m}^{1/2}$ bis $20 \text{ MPa m}^{1/2}$ eine „moderate“ Überschreitung der Risswachstumsbeziehung gemäß ASME B31.12 vor. Für Spannungsintensitäten von $\Delta K > 20 \text{ MPa m}^{1/2}$ erscheint dagegen die Risswachstumsbeziehung nach ASME B31.12 zunehmend konservativ.

Neben den Grundwerkstoffen der Rohrmaterialien wurden im Rahmen des Forschungsprojekts auch die in den Rohren enthaltenen Spiralschweißnähte inklusive der Wärmeeinfluss-

zonen, die ERW-Schweißnähte und exemplarisch eine Rundsweißnaht sowie die entsprechende Wärmeinflusszone untersucht. Obwohl die mechanisch-technologischen Eigenschaften und die Gefügestrukturen der geprüften Proben sehr unterschiedlich waren, liegen in Übereinstimmung mit den Literaturangaben alle Ergebnisse in einem engen Streuband. Im Vergleich zu der in der ASME B31.12 angegebenen Risswachstumsbeziehung ist allerdings festzustellen, dass für kleinere zyklische Spannungsintensitäten von ΔK ca. 10 MPa $m^{1/2}$ bis 20 MPa $m^{1/2}$ diese nicht immer als eine konservative Grenzkurve anzusehen ist. Für Spannungsintensitäten von $\Delta K > 20$ MPa $m^{1/2}$ ist die Risswachstumsbeziehung entsprechend ASME konservativ, wobei die Abweichung zu den hier ermittelten Messwerten für größere ΔK markanter wird. Als Grund hierfür kann angenommen werden, dass die im amerikanischen Raum durchgeführten Untersuchungen in der Regel lediglich bis zu ΔK -Werten von ca. 30 MPa $m^{1/2}$ durchgeführt worden sind.

Verwendung der Ergebnisse

Im Rahmen des laufenden DVGW-Projektes „SyWeSt H₂“ werden derzeit etwa 100 weitere bruchmechanische Untersuchungen an weiteren Stahlqualitäten durchgeführt. Da hier eine Bestätigung der vorgestellten Ergebnisse erwartet wird, ergibt sich eine breite Basis und Grundlage für eine Modifikation der in der ASME B31.12 gegebenen Rissfortschrittbeziehung, um den realen Verlauf besser nachzubilden. Eine mögliche modifizierte bilineare Beziehung ist bereits in Abbildung 12 angedeutet.

Mit den aktuellen Ergebnissen der bruchmechanischen Prüfungen sowie den Bewertungsvorgaben der beiden DVGW-Arbeitsblätter G 463 [11] und G 466-1 [12] für die Errichtung, den Betrieb und die Instandhaltung ergibt sich eine gute Basis für die Bewertung der Wasserstofftauglichkeit von Gashochdruckleitungen für den Transport mit bis zu 100 Prozent Wasserstoff. So

ist zu erwarten, dass die Wasserstofftauglichkeit von Gashochdruckleitungen bei typischerweise vorwiegend ruhender Beanspruchung auch für höherfeste Werkstoffe gut nachzuweisen ist. Bereits heute besteht das Einverständnis, dass vorwiegend ruhend beanspruchte Gasleitungen aus Stahlrohren mit einer spezifizierten Mindestdehngrenze von maximal 360 MPa und mit einem Nutzungsgrad von maximal 0,5 keine bruchmechanische Bewertung benötigen, da ein Einfluss durch eine Wasserstoffversprödung bis zu 100 Prozent Wasserstoff nicht relevant ist [11].

Mit dem DVGW-Merkblatt G 409 [13] zur Umstellung von Gashochdruckleitungen für den Transport von Wasserstoff sowie weiteren, das DVGW-Regelwerk konkretisierenden Projektkreisen (wie etwa zur bruchmechanischen Bewertung von Stählen oder zum Wasserstoffleitaden für die Gasinfrastruktur) wird das DVGW-Regelwerk für Gashochdruckleitungen kurzfristig vollumfänglich für Wasserstoff nutzbar sein. Die einzelnen Regelwerksdokumente werden bis zum Jahr 2024 für Wasserstoff überarbeitet und stetig mit den erlangten Erkenntnissen verbessert, um den Stand der Technik und die technische Sicherheit abzubilden.

Beispiel für die Anwendung eines bruchmechanischen Sicherheitskonzeptes

Mit Blick auf eine mögliche Veränderung der Werkstoffeigenschaften unter der Anwesenheit von Wasserstoff ist es

sinnvoll, eine konservative und auf der „sicheren Seite“ liegende Lebensdauerberechnung für eine mit Wasserstoff zu betreibende Gasleitung durchzuführen. Hierbei muss beachtet werden, dass es sich bei der ermittelten Lebensdauer nicht um eine tatsächliche Lebensdauer der Leitung handelt, sondern dass sich diese lediglich rechnerisch aus der hypothetischen Annahme des Vorhandenseins eines ungünstigsten Fehlers – nämlich eines Risses – ergibt. Hierbei wird ausgehend von der definierten Anfangsfehlertiefe a_0 , welche konservativ als Riss mit einer Länge von 50 mm angenommen wird, diejenige rechnerische Lebensdauer ermittelt, bei der die kritische Risstiefe a_c bei der Bruchzähigkeit K_{IC} erreicht wird.

Zu einer Bestimmung der Betriebszeit einer Gasleitung entsprechend den Vorgaben aus dem DVGW-Arbeitsblatt G 463 (Anhang C) ist neben dem Risswachstumsgesetz da/dN und der Bruchzähigkeit K_{IC} jeweils unter Wasserstoffatmosphäre auch eine Prognose von zukünftig wirkenden Drucklastspielen erforderlich. Darüber hinaus ist ein definiertes Sicherheitskonzept, beispielsweise in Anlehnung an das VdTÜV-Merkblatt Dampfkessel 468 [14], anzuwenden, welches eine Validierung der für die Zukunft prognostizierten Drucklastwechsel erlaubt (Abb. 13). Der DVGW hat in diesem Kontext einen Projektkreis initiiert, der die Aufgabenstellung übernommen hat, ein detailliertes Sicherheitskonzept zu erarbeiten. Die Ergebnisse dieses Projektkreises liegen noch nicht in finaler Form vor, sodass im Folgenden eine mögliche Variante diskutiert wird.

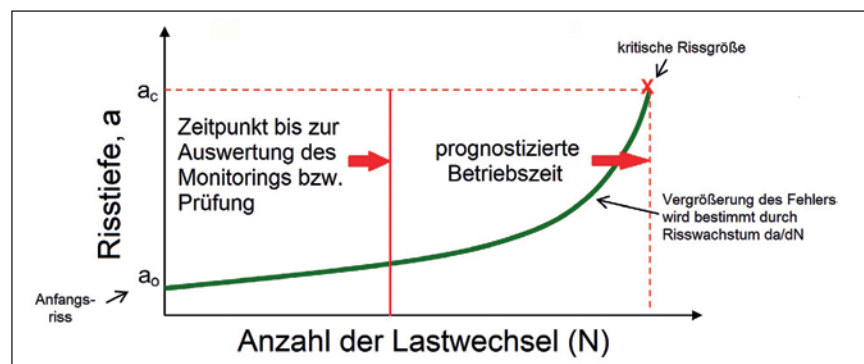


Abb. 13: Schematische Darstellung eines Sicherheitskonzeptes

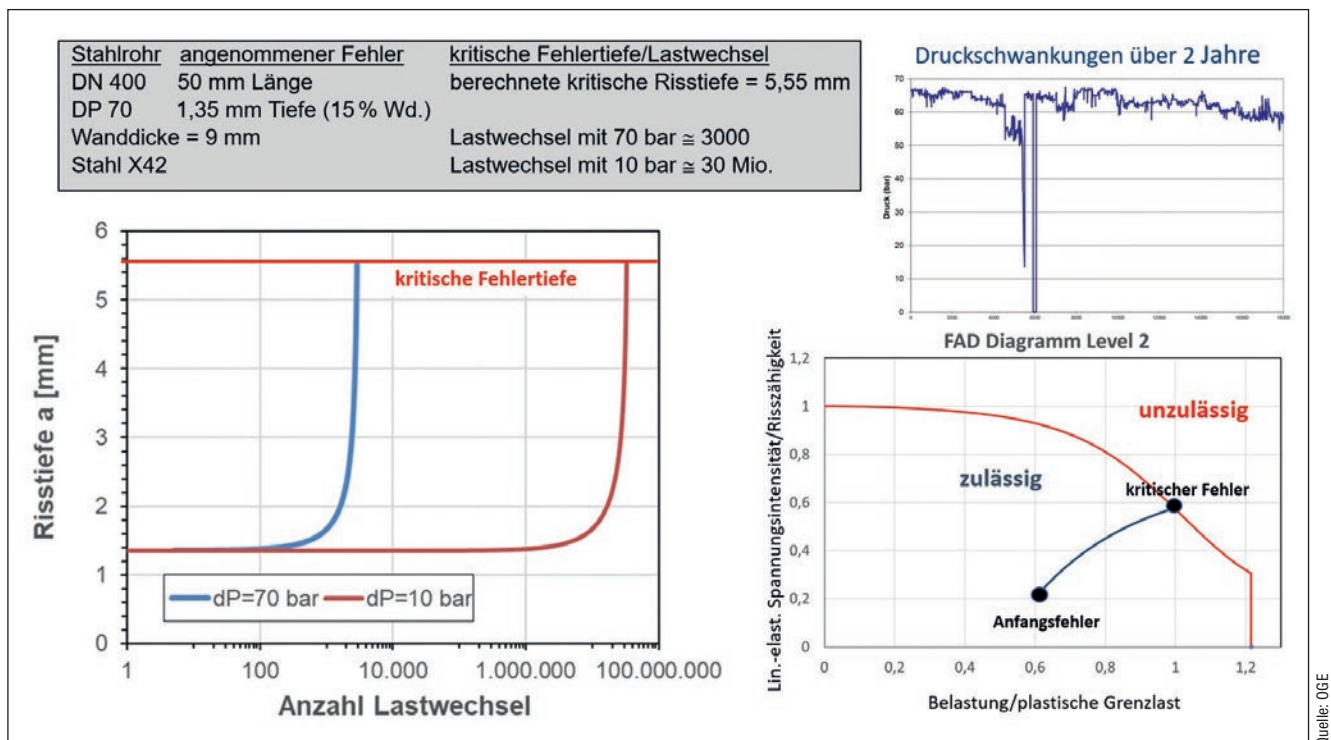


Abb. 14: Bruchmechanische Berechnung für eine Prognose für die Betriebszeit einer Leitung

Die **Abbildung 14** zeigt eine bruchmechanische Berechnung für ein Rohr mit dem Nennmaß DN 400 und der Wanddicke von 9 mm. Hierbei wurde der maximale Betriebsdruck MOP = 70 bar und eine anfängliche Fehlertiefe a_0 von 15 Prozent der Wanddicke angenommen.

Üblicherweise sind die Schwankungen des Betriebsdruckes einer Gastransportleitung aufgrund des großen Volumens und der Kompressibilität des Mediums gering. Diese liegen in der Regel in Bereichen von $\Delta p < 10$ bar, lediglich z. B. in Zusammenhang mit nur in Ausnahmefällen auftretenden Reparaturen sind größere Drucklastspiele von 0 bar bis zum maximalen Betriebsdruck zu erwarten. Die bruchmechanische Berechnung ergibt in diesem Fall ca. 30 Mio. zulässige Lastwechsel mit Amplituden von $\Delta p = 10$ bar sowie ca. 3.000 zulässige Lastwechsel mit Amplituden über den gesamten Bereich des Betriebsdruckes von 0 bis 70 bar. Somit liegt die berechnete Anzahl von zulässigen Lastwechseln mehrere Größenordnungen oberhalb der innerhalb der Betriebszeit zu erwartenden Lastwechsel. Dies kann allerdings nicht auf alle Rohrdurchmesser übertragen werden: So sinkt z. B. die maximale Anzahl der Lastwechsel mit steigendem Rohrdurchmesser.

Zusammenfassung und Ausblick

Die OGE hat an typischen Leitungsstählen von Gashochdruckleitungen erste bruchmechani-

sche Versuche unter dem Medium Wasserstoff durchführen lassen. Die entsprechenden Messungen zeigen, dass der Einfluss des Materialgefüges und die damit verbundenen, unterschiedlichen Duktilitätseigenschaften im Rahmen der üblichen Streuungen lediglich einen sehr geringen Einfluss auf den Rissfortschritt nehmen. Dieses Ergebnis steht in Übereinstimmung mit Erkenntnissen, die insbesondere im amerikanischen Raum bereits veröffentlicht worden sind und im amerikanischen Standard ASME B31.12 (2019) zur Einführung einer materialunabhängigen Risswachstumsbeziehung geführt haben. Die ebenfalls vorgenommenen statischen bruchmechanischen Untersuchungen haben ergeben, dass die entsprechend der ASME B31.12 (2019) geforderte Mindestbruchzähigkeit sowohl von aktuellen als auch von den Rohrleitungswerkstoffen älterer Herstellung deutlich eingehalten wird. Erste bruchmechanische Berechnungen nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 463 zeigen für typische und vorwiegend ruhende Beanspruchungen ausreichend konservative Ergebnisse.

Für den Wasserstofftransport im deutschen Gasnetz ist eine klar definierte Bewertung der Stahlbauteile auf Wasserstofftauglichkeit sowie die entsprechende Implementierung im DVGW-Regelwerk erforderlich. Daher werden die bruchmechanischen Untersuchungen unter dem Medium Wasserstoff im Rahmen des umfangreichen DVGW-Projektes SyWeSt H₂

Quelle: OGE

fortgesetzt. Die Zielsetzung des Programms besteht darin, die dabei ermittelten bruchmechanischen Kennwerte mit den der ASME B31.12 zugrunde liegenden Ergebnissen zu vergleichen, um die Anwendung auf die in Deutschland verwendeten Stähle zu validieren und ggf. eine verbesserte Korrelation für den Rissfortschritt zu erarbeiten.

Mit den aktuellen Ergebnissen der bruchmechanischen Prüfungen, den erwarteten Ergebnissen des DVGW-Forschungsvorhabens SyWeSt H₂ und des Projektkreises zur Erarbeitung eines detaillierten Sicherheitskonzepts sowie den Regelwerksvorgaben der beiden DVGW-Arbeitsblätter G 463 und G 466-1 kann die Wasserstofftauglichkeit von Gashochdruckleitungen bei typischer vorwiegend ruhender Beanspruchung auch für höherfeste Werkstoffe gut nachgewiesen werden. ■

Literatur

- [1] ASME B31.12-2019: Hydrogen Piping and Pipelines.
- [2] DVGW-Projekt „SyWeSt H₂“: Stichprobenhafte Überprüfung von Stahlwerkstoffen für Gasleitungen und Anlagen zur Bewertung auf Wasserstofftauglichkeit nach ASME B31.12 ASTM E1820-20 – Standard Test Method for Measurement of Fracture Toughness.
- [3] ASTM E1820-20: Standard Test Method for Measurement of Fracture Toughness.
- [4] ASTM E647-13a: Standard Test Method for Measurement of Fatigue Crack Growth Rates.
- [5] Engel, C., Marewski, U., Schnotz, G., Silcher, H., Steiner, M., Zickler, S.: Bruchmechanische Prüfungen von Werkstoffen für Gasleitungen zur Bewertung der Wasserstofftauglichkeit: Erste Ergebnisse, in: 3R, Ausgabe 10–11/2020.
- [6] Marewski, U., Engel, C., Steiner, M.: Umstellung von bestehenden Erdgasleitungen zum Transport von Wasserstoff, in: 3R, Ausgabe 01–02/2020.
- [7] Marewski, U., Engel, C., Steiner, M.: Nutzung von bestehenden Pipelines für den Transport mit Wasserstoff, 34. Oldenburger Rohrleitungsforum 2020.
- [8] Marewski, U., Silcher, H.: Bruchmechanische Untersuchungen zur Qualifizierung von Werkstoffen für Wasserstoffhochdruckleitungen, Veröffentlichung folgt.
- [9] Amaro, R., White, R., Looney, C., Drexler, E., Slifka, A.: Development of a Model for Hydrogen-Assisted Fatigue Crack Growth of Pipeline Steel, in: Journal of Pressure Vessel Technology, April 2018, Vol. 140.

- [10] Baek, U. B., Nahm, S. H., Kim, W. S., Ronevich, J. A., San Marchi, C. W.: Compatibility and Suitability of Existing Steel Pipelines for Transport of Hydrogen-Natural Gas Blends, International Conference on Hydrogen Safety, 13. September 2017, Hamburg.
- [11] DVGW-Arbeitsblatt G 463: Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren für einen Auslegungsdruck von mehr als 16 bar; Planung und Errichtung.
- [12] DVGW-Arbeitsblatt G 466-1: Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren für einen Auslegungsdruck von mehr als 16 bar; Betrieb und Instandhaltung.
- [13] DVGW-Merkblatt G 409: Umstellung von Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren für einen Auslegungsdruck von mehr als 16 bar für den Transport von Wasserstoff.
- [14] VdTÜV-Merkblatt Dampfkessel 468: Richtlinie für die Anwendung der bruchmechanisch basierten Schadenstoleranzanalyse bei druckführenden Komponenten zur Integritätsbewertung und Festlegung von Prüfintervallen.

Die Autoren

Dr. Ulrich Marewski ist DVGW-Sachverständiger und zuständig für die Integrität des Leitungssystems bei der Open Grid Europe GmbH in Essen.

Dr. Michael Steiner ist Leiter der Abteilung Integrität bei der Open Grid Europe GmbH in Essen.

Christian Engel ist Sachverständiger für Gashochdruckleitungen und Senior Expert für Pipelines und Wasserstoff bei der TÜV SÜD Industrie Service GmbH in Essen.

Kontakt:

Dr. Michael Steiner
Open Grid Europe GmbH
Kallenbergstr. 5
45141 Essen
Tel.: 0201 3642-18290
E-Mail: michael.steiner@oge.net
Internet: www.oge.net



Die **SHT, Sanitär- und Heizungstechnik Ausgabe 12**, enthält Beiträge zu den Themen Sanitär-, Heizungs- sowie Lüftungstechnik und stellt Referenzobjekte sowie neue Produkte und Normen aus diesen Bereichen vor. Lesen Sie darüber hinaus u. a. mehr zu den Themen:

- **Geschosswohnbau**
Nach Sanierung: KfW-70-Standard
- **Trinkwasserhygiene**
Schwachstellen bei Gefährdungsanalysen
- **Umweltschutz**
Auch Wärmepumpen im Visier

Weitere Nachrichten, Termine und Informationen unter www.sht-online.de.
Kostenloses Probeheft unter vertrieb@krammerag.de.

Anwendung des DVGW-Regelwerkes

auf die leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Wasserstoff – Entwicklung des Merkblatts G 221

Ausgabe 08/2021

Mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes, die am 24. Juni 2021 vom Bundestag beschlossen wurde, wird die leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Wasserstoff in das Energierecht aufgenommen. Gleichzeitig ist der DVGW als Regelsetzer für die technische Sicherheit von Energieanlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von Wasserstoff benannt worden. Das **DVGW-Merkblatt G 221** stellt ein übergreifendes Regelwerksdokument mit dem Ziel dar, das bestehende DVGW-Regelwerk für die Gasinfrastruktur **für die Fortleitung von Wasserstoff und wasserstoffhaltigen methanreichen Gasen** mit den darin beschriebenen etablierten Techniken und Schutzmaßnahmen weiterhin anzuwenden. Das Merkblatt stellt sicher, dass Anpassungen nur dort erfolgen, wo dies aufgrund der abweichenden Eigenschaften von Wasserstoff gegenüber methanreichen Brenngasen und erforderlichen zusätzlichen Sicherheitsfunktionen geboten ist. Bereits vorhandene Arbeits- und Merkblätter des DVGW für die Gasinfrastruktur, die Wasserstoff und wasserstoffhaltige methanreiche Gase abdecken, werden durch dieses Merkblatt nicht ersetzt.

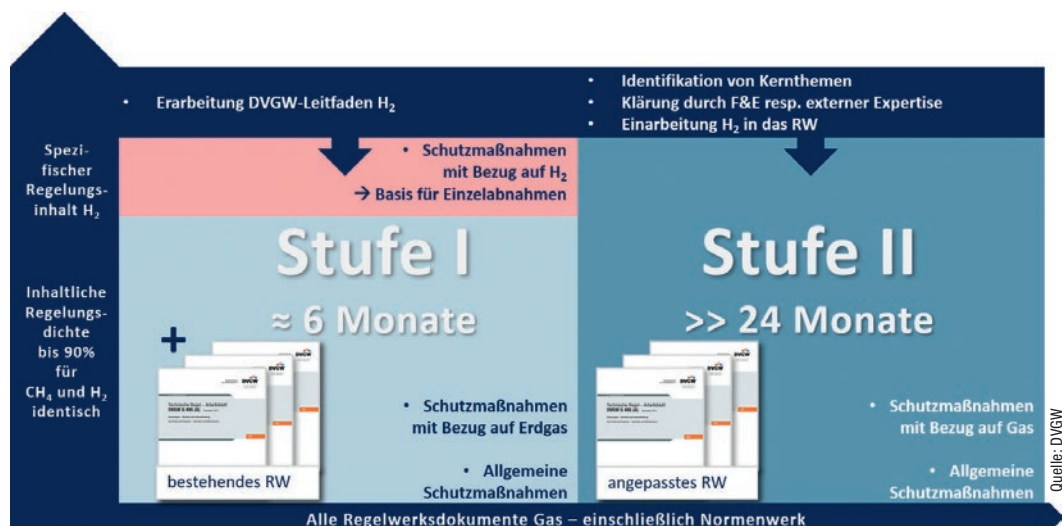
von: Dr. Klaus Steiner (Erdgas & Verwantes) & Andreas Schrader (DVGW e. V.)

Das Klimaschutzgesetz 2021 sieht die CO₂-freie Energieversorgung Deutschlands bereits bis 2045 vor und verschärft damit die Vorgaben des ersten Klimaschutzgesetzes von 2019. Die Gasinfrastruktur wird hierbei weiterhin eine bedeutende Rolle spielen, muss jedoch bis dahin in der Lage sein, neben Biogas auch Wasserstoff als Energieträger zu transportieren.

Mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes, die am 24. Juni 2021 vom Bundestag beschlossen wurde, wird die leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Wasserstoff in das Energierecht aufgenommen. Gleichzeitig wird der

DVGW als Regelsetzer für die technische Sicherheit von Energieanlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von Wasserstoff benannt. Der DVGW hat die Anwendbarkeit des DVGW-Regelwerks für eine Wasserstoffinfrastruktur überprüft und ein Programm zur Überarbeitung erstellt. Das DVGW-Regelwerk Gas wurde zunächst auf Grundlage der Erfahrungen mit dem Medium Stadtgas etabliert und für Erdgas – später ergänzt durch Biomethan – detailliert weiterentwickelt. Mittlerweile existieren über 500 DVGW-Arbeitsblätter, Merkblätter und Normen, die die funktionalen Anforderungen an die Gasinfrastruktur und die Gasanwendungen, aber auch

Abb. 1: Zweistufenmodell zur Anwendbarkeit des DVGW-Regelwerkes Gas für Projekte zur Umstellung von Abschnitten der Gasinfrastruktur von Erdgasen auf und Neubauvorhaben für wasserstoffhaltige methanreiche Gase oder Wasserstoff



die Anforderungen an Bauteile, Materialien und Geräte beschreiben. Während Stadtgas einen hohen Wasserstoffanteil aufwies, ist Erdgas und auch eingespeistes Biomethan praktisch frei von Wasserstoff. Mit reinem Wasserstoff liegen in der Gasversorgung bisher nur bei Power-to-Gas-Projekten Betriebserfahrungen vor, sodass hier Erfahrungen und Erkenntnisse aus anderen Branchen adaptiert übernommen werden müssen.

Es besteht Konsens, dass der überwiegende Teil der Anforderungen des DVGW-Regelwerks auch für Wasserstoffnetze zur Versorgung der Allgemeinheit anwendbar ist. Jedoch müssen diejenigen Regelwerksinhalte, die sich auf die konkreten stofflichen Eigenschaften des Betriebsmediums beziehen, ggf. auf Wasserstoff und wasserstoffhaltige methanreiche Gase angepasst werden. Erste Regelwerksdokumente liegen bereits in überarbeiteter Ausgabe vor. Die vollständige Überarbeitung des DVGW-Regelwerks wird jedoch, unterstützt durch laufende Forschungsvorhaben, noch einige Zeit in Anspruch nehmen.

In seinem Innovationsprogramm Wasserstoff hat der DVGW zusätzliche Mittel zur beschleunigten Überarbeitung des DVGW-Regelwerks Gas in Bezug auf die H₂-Readiness bereitgestellt. Gleichzeitig hat er die Erstellung von zwei H₂-Leitfäden beschlossen, die die Anwendbarkeit des DVGW-Regelwerks Gas für die Umstellung von Abschnitten der Gasinfrastruktur von Erdgasen auf wasserstoffhaltige Gase oder Wasserstoff und Neubauprojekte für wasserstoffhaltige Gase oder Wasserstoff sicherstellen. Die Leitfäden tragen die Nummern G 221 für die Gasinfrastruktur und G 655 für die Gasanwendungen. Dieses zweistufige Vorgehen ist in **Abbildung 1** dargestellt.

Neue Gasfamilien im DVGW-Arbeitsblatt G 260

In seiner neuen Ausgabe beschreibt das DVGW-Arbeitsblatt G 260 „Gasbeschaffenheit“ Wasserstoff als neue 5.

Gasfamilie. Die 2. Gasfamilie beschreibt methanreiche Gase wie z. B. Erdgas und erneuerbare methanreiche Gase wie Biomethan und synthetisches Methan (SNG). Des Weiteren legt es die Anforderungen an stoffliche und brenntechnische Eigenschaften an wasserstoffhaltige Brenngase der 2. Gasfamilie fest, um Wasserstoffzusammensetzungen auch oberhalb von 10 Prozent Wasserstoffanteilen grundsätzlich zu ermöglichen.

Anwendungsbereich des DVGW-Merkblattes G 221

Das Merkblatt G 221 gibt Hinweise und Empfehlungen für die Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme und den Betrieb von Gasinfrastrukturen nach dem Energiewirtschaftsgesetz zur leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas (EnWG), die mit wasserstoffhaltigen methanreichen Gasen oder Wasserstoff nach dem DVGW Arbeitsblatt G 260 betrieben werden. Das Merkblatt gilt auch für die Umstellung der Gasinfrastruktur oder Teilen davon von methanreichen Gasen auf wasserstoffhaltige methanreiche Gase bzw. Wasserstoff. Gemeinsam mit dem bestehenden Regelwerk stellt es ferner eine Grundlage für die erforderlichen Prüfungen zur Inbetriebnahme und Umstellung sowie deren Nachweise dar. Die Technische Regel G 221 ergänzt das Merkblatt G 655, das den Fokus auf Gasanwendungen legt, die mit wasserstoffhaltigen methanreichen Gasen und Wasserstoff betrieben werden. Sinngemäß kann das Merkblatt auf Gasinfrastrukturen angewandt werden, die mit Brenngasen betrieben werden, deren Gaszusammensetzungen und -beschaffenheiten von den nach DVGW Arbeitsblatt G 260 zulässigen Grenzen abweichen.

Als Gasinfrastruktur wird das Rohrleitungssystem einschließlich der Gasanlagen und Einrichtungen für den Transport und die Verteilung von Brenngasen und Wasserstoff verstanden. Wesentliche Elemente der Gasversorgung sind Rohrleitungen, Verdich-

ter und Regel- und Messanlagen inkl. ihrer Hilfseinrichtungen zur Gewährleistung der Funktion und des technisch sicheren Betriebs.

Anwendung der Technischen Regeln

Der Königsweg der Gasbranche zur Gewährleistung der bestimmungsgemäßen Funktion und technischen Betriebssicherheit der Gasnetze über die Nutzungsdauer ist die Einhaltung des DVGW-Regelwerkes. Bis zu einem maximal zulässigen Betriebsdruck von einschließlich 16 bar (MOP) sichert die Anwendung des DVGW-Regelwerkes die Einhaltung der „allgemein anerkannten Regeln der Technik“; über 16 bar wird die Einhaltung des „Standes der Technik“ gesichert. Die gemeinsame Erfüllung der Anforderungen des DVGW-Regelwerkes mit den wasserstoffspezifischen Regeln der G 221 sichert auch die Anwendbarkeit des DVGW-Regelwerkes auf Gasinfrastrukturen mit Wasserstoffanteilen oberhalb von 10 Volumenprozent. Das Merkblatt G 221 nutzt Anforderungen, Verfahren und Methoden aus technischen Regelwerken oder weiteren Quellen wie z. B. DVGW-Forschungsvorhaben oder aktuelle Fachliteratur. Solche technischen Regelwerke sind z. B. die DVGW-Regeln, die bereits auf Wasserstoff anwendbar sind, nationale und internationale Normen der European Industrial Gas Association (EIGA), der American Society of Mechanical Engineers (ASME) und DIN-, EN- bzw. ISO-Normen.

Alternativen dazu bestehen im Einsatz betriebsbewährter Geräte, Software oder (Teil-)Anlagen. Darüber hinaus kann der Betreiber die Betriebsbewährung eingesetzter Produkte und Verfahren für Wasserstoffanwendungen durch Erprobung feststellen. Diese Vorgehensweise wird aus dem NAMUR-Regelwerk übernommen. Weiterhin können aber auch die klassischen Methoden der Gasbranche angewandt werden. Typische Beispiele sind die Nutzung von gutachterlichen Äußerungen von Sachverständigen, Hersteller- bzw. Betreibererklärungen und die Gefährdungsbeurteilung(en).

Hersteller, Lieferant

Prüfbescheinigung: Nachweis der

- Herkunft und Rückverfolgbarkeit
- chemischen Beschaffenheit, Zusammensetzung oder physikalischen Eigenschaften

Werkszeugnis: Nachweis

- zur Übereinstimmung mit der Bestellung
- spezifischer Prüfungen (z.B. eines Sachverständigen nach einer Norm)

Abnahmezeugnis:

- Nachweis der Prüfung, die an der Lieferung ausgeführt worden ist, mit Prüfergebnis

Herstellererklärung z. B. durch Datenblatt,

Produkthandbuch, Konformitätserklärung, Prüfbericht

- Eignung für vom Hersteller festgelegten Anwendungsbereich
- Bescheinigung einer bestimmten Funktionalität

EU-Konformitätserklärung: Bestätigung des Herstellers bzw. Inverkehrbringers, dass sein Produkt den grundlegenden Gesundheits- und Sicherheitsanforderungen aller relevanten EU-Richtlinien entspricht

Betreiberprüfung
auf Basis der
Spezifikation:
1. Eignung für die
konkrete
Anwendung
2. Konformität
zu den
Anforderungen

Betreiber

Anlagenspezifikation:

- exakte Verfahrensbeschreibung, Anlagenzustände, Gasbeschaffenheiten, Auslegung, Fahrweisen, Funktionalität etc.
- genaue Bestimmung der Sicherheitsanforderungen, Produkteigenschaften oder Dienstleistungen

Herstellererklärungen und Bescheinigungen entbinden den Betreiber nicht von seiner Verantwortung zur richtigen und technisch sicheren Auslegung und Betrieb der Anlage.

Sie ersetzen nicht die erforderlichen Prüfungen und Abnahmen zur Inbetriebnahme und Betrieb.

Quelle: Dr. Klaus Steiner

Abb. 2: Herstellerbescheinigungen vs. Betreiberprüfungen: Zulassungsbescheinigungen sind amtliche Urkunden und keine Herstellerbescheinigungen. EU-Konformitätserklärungen schließen auch die Zuhilfenahme von staatlich benannten und überwachten Organisationen (Notified Bodies) bei der Konformitätsbewertung mit ein.

Herstellerbescheinigungen

Das Merkblatt G 221 verlangt, dass Bauteile, Komponenten und Baugruppen für den Einsatz mit Gasen nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 geeignet sind. Der Hersteller bestätigt die Tauglichkeit seines Produktes für eine konkrete Anwendung mit einer Herstellerbescheinigung/-erklärung, einem Datenblatt, einem Produkthandbuch, einer Konformitätserklärung, einer Stellungnahme oder einem Prüfbericht etc. Solche Bescheinigungen sind auch erforderlich, um z. B. Funktionalitäten, Beschaffenheiten, Eignung oder Abnahmen nachzuweisen. Dieser Nachweis geschieht meist auf Basis einer Anfragespezifikation des Betreibers. Dieser Abgleich setzt das regelkonforme Inverkehrbringen voraus. Alternativ zu einer Herstellerbescheinigung für die Eignung des Produktes in einer konkreten Anwendung kann aber auch eine Zertifizierung durch eine benannte Stelle angefordert werden.

Der Betreiber prüft auf Basis seiner Spezifikation und den Herstellerbescheinigungen, ob das Produkt, die Baugruppe oder das Gerät etc. tatsächlich für seine konkrete Anwendung geeignet ist und die Anforderungen (z. B. Sicherheit, Funktionalität, Beschaffenheit) erfüllt. Eine Übersicht über typische Herstellerbescheinigungen und damit verbundene Aufgaben zeigt die **Abbildung 2**. Die Bescheinigungen entbinden den Betreiber auch nicht von seiner Verant-

wortung zur richtigen und technisch sicheren Auslegung und dem entsprechenden Betrieb der Anlage. Des Weiteren ersetzen sie nicht die erforderlichen Prüfungen und Abnahmen zur Inbetriebnahme. Für die konkrete Anwendung werden bevorzugt betriebsbewährte Baugruppen, Konzepte und Lösungen empfohlen.

Bei nicht verfügbaren Herstellerbescheinigungen bzw. -erklärungen, nicht aussagekräftiger Dokumentation oder nicht ausreichender Kompetenz des Herstellers bzgl. Wasserstoff kann der Betreiber für seinen Bestand

- Ersatzdokumentationen nach den DVGW-Arbeitsblättern G 453 und oder G 454 erstellen und diese bzgl. wasserstoffhaltiger Gase oder Wasserstoff bewerten,
- im Rahmen einer Gefährdungsbeurteilung die Eignung von Bauteilen, Baugruppen und Rohrleitungen für wasserstoffhaltige Gase oder Wasserstoff feststellen,
- über technische Regeln und/oder Normenbezug nachweisen, dass sein Bestand für wasserstoffhaltige Gase oder Wasserstoff geeignet oder neben Erdgas bereits auch für wasserstoffhaltige Gase oder Wasserstoff ausgelegt worden ist,
- durch betriebliche Erprobung die Betriebsbewährung feststellen oder
- Umrüstungs- bzw. Umstellungsmaßnahmen nach DVGW-Regelwerk (z. B. nach G 409) oder gleichwertigen Normen durchführen,

um den Betrieb der Gasinfrastruktur mit wasserstoffhaltigen Gasen oder Wasserstoff zu gewährleisten.

Ein Muster für eine Herstellerbescheinigung, primär entwickelt für Messgeräte, befindet sich im Anhang A der G 221.

Gefährdungsbeurteilung

Um die Gesundheit der Mitarbeiter und Dritter nicht zu gefährden, sind gemäß Arbeitsschutzgesetz (ArbSchG) die Arbeitsbedingungen zu beurteilen und Schutzmaßnahmen festzulegen. Hierbei sind die zusätzlichen Anforderungen der weiteren Verordnungen zum ArbSchG, z. B. Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) und Gefahrstoffverordnung (GefStoffV), zu berücksichtigen. Hier wird auch der Drittschutz betrachtet.

Nach der TRBS 1111 ist eine Gefährdungsbeurteilung eine systematische Ermittlung und Bewertung auftretender Gefahren, denen Beschäftigte und andere Personen im Gefahrenbereich ausgesetzt sind. Dies schließt die Ableitung der notwendigen und geeigneten für Sicherheit und Gesundheitsschutz erforderlichen Maßnahmen bei der Arbeit mit ein. Da Energieanlagen der Gasversorgung im Sinne des Arbeitsschutzes nicht von den Anforderungen an Arbeitsmittel gemäß Abschnitt 2 der BetrSichV ausgenommen sind, sind die Gefährdungen, die bei Arbeiten an Energieanlagen der Gasversorgung von diesen ausgehen, im Rahmen der Gefährdungsbeurteilung zu bewerten, erforderliche Schutzmaßnahmen festzulegen und schriftlich zu dokumentieren. Bei der Umstellung der Gasinfrastruktur von Erdgasen auf wasserstoffhaltige methanreiche Gase oder Wasserstoff können neue Gefährdungen auftreten oder Risiken erhöht werden. Die Gefährdungsbeurteilungen der betroffenen Gasinfrastruktur sind daher zu überarbeiten und wasserstoffspezifisch anzupassen. Das Merkblatt G 221 gibt eine Übersicht zu Sachthemen und resultierenden Schutzmaßnahmen, berücksichtigen-

den Normen bzw. Regelwerken sowie Literaturhinweisen und Handbüchern, die eine Rolle spielen bzw. hilfreich bei der Ausarbeitung der Gefährdungsbeurteilung sein können.

Qualifikation der Beteiligten

Bei der Planung, Errichtung, Inbetriebnahme und beim Betrieb von Wasserstoff führenden Gasnetzen oder bei der Umstellung von methanreichen auf wasserstoffhaltige methanreiche Gase bzw. Wasserstoff sind eine Reihe von Fachleuten und Unternehmen beteiligt. In dem Merkblatt werden Anforderungen an die wasserstoffspezifische Kompetenz der Beteiligten festgelegt. Dazu gehört auch ein Katalog, wie die Kompetenz festgestellt und wie sie über Schulungen erlangt werden kann. Es werden Inhalte eines Schulungskonzeptes dargelegt und detailliert erläutert. Zusätzlich werden Anforderungen an Prüfungsinhalte und Wiederholungsschulungen beschrieben.

Werkstoffe

Bei der Diskussion der Anforderungen über den Transport und die Verteilung von wasserstoffreichen Gasen oder Wasserstoff steht in der Branche die Wasserstoffversprödung von Stahlleitungen meist im Vordergrund. Hierzu sind mittlerweile eine Reihe von DVGW-Regeln und fundamental wichtigen Fachaufsätzen erschienen, die zeigen, welche Materialeigenschaften Stahl haben muss und welche Druckwechselbeanspruchungen tolerabel sind, um die Gefährdung durch Wasserstoffversprödung zu begrenzen. Das Merkblatt greift diese Themen auf und gibt Hinweise zu Wasserstoffanwendungen.

In der Gaswirtschaft werden aber auch eine Reihe von anderen Materialien als Stahl eingesetzt. Beispielsweise kommen für Anwendungen in der Verteilstufe Rohrleitungen aus Kupfer und Aluminium für Gaszählergehäuse oder Regler und Sicherheitsabsperreinrichtungen, die speziell für wasserstoffhal-

tige Gase angeboten werden, zum Einsatz. In den Verteilnetzen werden auch etliche Rohrleitungen, Formstücke und Komponenten aus Kunststoffen eingesetzt. Im Merkblatt G 221 sind nicht nur Hinweise zur Wasserstofftauglichkeit von Rohren und Formteilen aus Polyethylen und Polyamid enthalten, sondern auch solche bzgl. der Eignung weiterer Kunststoffe bei Wasserstoffanwendungen. Zitiert werden Fachaufsätze, Forschungsberichte und Normen, die die üblichen technischen Polymere und ihre Wasserstofftauglichkeit abdecken.

Es sei hier aber besonders angemerkt, dass Wasserstoff führende Geräte, Bauteile und Komponenten in der Regel aus einem Materialmix bestehen. Darüber hinaus können zum Beispiel auch Schmierstoffe mit wasserstoffhaltigen methanreichen Gasen und Wasserstoff in Berührung kommen. Bei der Feststellung der Gebrauchsfähigkeit von Komponenten, die aus einem Materialmix bestehen, sind die breite Materialpalette und eingesetzte Hilfsstoffe zu berücksichtigen. Generell gilt: Alle Wasserstoff führenden Teile und Materialien müssen wasserstofftauglich sein.

Bei der Diskussion der Werkstoffe von Wasserstoff führenden Gasnetzen spielt die Rolle der Gasdurchlässigkeit (Permeation) von Wasserstoff eine Rolle. Das Merkblatt G 221 verweist darauf, dass Stahlleitungen, Stahltanks, Druckgasflaschen und Behälter aus Stahl keine Permeation zeigen. Bei Kunststoffen ist die Gasdurchlässigkeit aus Betreibersicht bei PE-Rohren nicht betriebsrelevant und in der Praxis nicht nachweisbar.

Gasdichtheit

Gasnetze für wasserstoffreiche Gase oder Wasserstoff müssen gasdicht sein. In verschiedenen Geräten und Produktnormen wird lediglich eine Luftprüfung zum Nachweis der Gasdichtheit vorgeschrieben. Aufgrund der Molekülgröße des Wasserstoffs im Vergleich zum Methan ist aber davon

auszugehen, dass mit Luft geprüfte Komponenten zwar methandicht, jedoch nicht wasserstoffdicht sein können. Der Nachweis der Gastdichtheit für wasserstoffhaltige Gase oder Wasserstoff erfordert daher eine Dichtheitsprüfung für den zulässigen Bereich der Wasserstoffanteile. In dem Merkblatt G221 werden daher Verfahren vorgeschlagen, um die äußere und innere Gastdichtheit für den gesamten Bereich der zulässigen Wasserstoffpartialdrücke nachzuweisen. Darüber hinaus werden Anforderungen an die Prüfungen definiert. Bei den Prüfungen muss austretender Wasserstoff sicher erkannt werden. Die eingesetzten Mess- und Detektionsverfahren sind daher entsprechend auszuwählen und zu kalibrieren.

Kann die technische Dichtheit für Wasserstoff lokal und/oder abschnittsweise nicht festgestellt werden (emissionsarm), besteht die Möglichkeit, die Gebrauchsfähigkeit des betroffenen Abschnitts über eine Bestimmung der Leckagerate mit anschließender Unbedenklichkeitsfeststellung im Rahmen einer Gefährdungsbeurteilung sicherzustellen.

Explosionssicherheit

Im Rahmen einer Gefährdungsbeurteilung hat der Betreiber (als Arbeitgeber) Explosionsgefährdungen für Gasanlagen zu ermitteln. Liegen Explosionsgefährdungen vor, sind im Rahmen eines Explosionsschutzkonzeptes für die Anlage technische und organisatorische Maßnahmen festzulegen (weiterführende Informationen dazu finden sich z. B. in den Technischen Regeln für Gefahrstoffe TRGS 720, TRGS 721 und TRGS 722). Sowohl die Beurteilung der Explosionsgefährdung als auch die Festlegung von geeigneten Schutzmaßnahmen muss von einer fachkundigen Person vorgenommen werden. Die Gefährdungsbeurteilung und die Schutzmaßnahmen zum Explosionsschutz sind in einem Explosionsschutzdokument zu dokumentieren. Die grundlegenden Anforderungen an den Inhalt des Explosions-

schutzdokumentes werden in § 6 Abs. 9 GefStoffV beschrieben. Dabei ist das DVGW-Arbeitsblatt G 440 zu beachten.

Wichtige Inhalte betreffen

- die Ermittlung und Bewertung der Explosionsgefährdungen,
- getroffene Vorkehrungen, um die Ziele des Explosionsschutzes zu erreichen (Darlegung eines Explosionsschutzkonzeptes),
- die Frage, ob und welche Bereiche in Zonen eingeteilt und für welche Bereiche Explosionsschutzmaßnahmen getroffen wurden,
- wie die Vorgaben zur Zusammenarbeit verschiedener Firmen umgesetzt werden und
- welche Überprüfungen zum Explosionsschutz nach Anhang 2 Abschnitt 3 der BetrSichV durchzuführen sind (siehe auch DGUV-Information 203-092).

Das Merkblatt G 221 spezifiziert Anforderungen, die bei der Umstellung von Erdgas auf methanreiche Gase der 2. Gasfamilie mit Wasserstoffanteilen und/oder Wasserstoff der 5. Gasfamilie zusätzlich einzuhalten sind. Während die Gase der 2. Gasfamilie bis zu einem Wasserstoffgehalt von 25 Volumenprozent der Explosionsgruppe IIA zugeordnet werden und sich damit im Wesentlichen wie Erdgas verhalten, ist das Explosionsschutzkonzept für die Umstellung auf die 5. Gasfamilie umfassend neu zu bewerten. Wasserstoffspezifische Zusatzanforderungen sind im Explosionsschutzdokument zu beschreiben und damit zu dokumentieren. Wechselwirkungen mit benachbarten Anlagen, der Arbeitsumgebung und Gasinfrastruktur sind zu berücksichtigen. Die Festlegung der explosionsgefährdeten Bereiche an Leitungen zur Atmosphäre muss mit anerkannten Verfahren für wasserstoffhaltige Gase bzw. Wasserstoff unter Berücksichtigung der Anforderungen der TRGS 720 erfolgen. An den Abblasleitungen für Wasserstoff können explosionsgefährdete und/oder brandgefährdete Bereiche vorliegen. Zu beachten ist, dass das

DVGW-Merkblatt G 442 nur bis zu einem maximalen Wasserstoffanteil von 10 Volumenprozent im Gas anwendbar ist.

Als Erkenntnisquelle für die Festlegung von EX-Zonen in Räumen und im Außenbereich von Anlagen können die Beispiele der Explosionsregel-Beispielsammlung herangezogen werden (DGUV Regel 113-001 – BGR 104). Zu beachten ist insbesondere der Abschnitt 1.2.7 „Anlagen zur Herstellung und Verwendung von Wasserstoff“ der Beispielsammlung der Explosionsschutzregeln und der Abschnitt 4.2.5 „Anlagen für die Einspeisung von Wasserstoff in Gasversorgungsnetze“.

Umstellung des Gasnetzes auf wasserstoffhaltige Gase und Wasserstoff

Die Gasbranche zeichnet sich durch eine jahrzehntelange Erfahrung bei den Umstellungen von wasserstoffreichen Brenngasen der 1. Gasfamilie auf methanreiche Gase der 2. Gasfamilie und jüngst von nieder- auf hochkalorische Brenngase aus. Das Merkblatt baut auf diesen Erfahrungen auf und entwickelt einen detaillierten Katalog mit Anforderungen und Prüfgrundlagen für die Umstellung von methanreichen auf wasserstoffhaltige Gase und Wasserstoff. Es wird zur Feststellung der Wasserstofftauglichkeit empfohlen, die Gasinfrastruktur zum einen in Standardbauteile, -baugruppen, -anlagen und -rohrleitungen und zum anderen in nicht standardmäßige gasführende Elemente zu differenzieren. Standardelemente können dann über eine Typprüfung bewertet und beurteilt werden. Nicht-Standardelemente und/oder Sachthemen, die nicht über eine Typprüfung beurteilt werden können, bedürfen dann einer Einzelfallprüfung.

Der Abschnitt des Merkblattes zur Umstellung benennt in tabellarischer Form Themen, die für eine Umstellung erforderlich sein können. Diese sind nach übergeordneten Aspekten wie „Organisation“, „betriebliche Prüfungen

gen“, „Prüfung auf technische Sicherheit des Soll-Zustandes“ und „Nachweis der Prüfungen“ sortiert. Eine Spalte hinter diesen Stichworten verweist auf die Abschnitte im Merkblatt, die die Sachthemen textlich erläutern.

Der Betreiber hat vor der Umstellung bzw. Umrüstung eines Abschnittes seines Gasnetzes auf Wasserstoffnetze zu prüfen, inwiefern dies ein anzeigepflichtiges Verfahren nach dem Energiewirtschaftsgesetz darstellt. Bestehen Unsicherheiten bei der Notwendigkeit eines Anzeigeverfahrens, hat er dies mit den zuständigen Behörden, meist der Energieaufsicht der Bundesländer, zu klären.

Der Anzeige ist außerdem die gutachterliche Äußerung eines Sachverständigen beizufügen, aus der hervorgeht, dass die Beschaffenheit des umgestellten bzw. umgerüsteten Netzabschnittes den Anforderungen des § 49 Absatz 1 des EnWG entspricht. Die Anforderungen an den Sachverständigen, die Prüfung der Kompetenz durch den Betreiber und eine Liste mit Sachthemen, die der Sachverständige prüfen soll, werden in dem Merkblatt G 221 definiert.

Betrieb und Instandhaltung

Unter Betrieb der Gasinfrastruktur wird der bestimmungsgemäße und technisch sichere Gebrauch der Gasinfrastruktur über die gesamte Nutzungsphase verstanden. Damit verbundene Tätigkeiten können u. a. die Bedienung, Überwachung, Steuerung, Regelung, Änderung oder Dokumentation des Gasnetzes und seiner Objekte sein. Zusammen mit der Instandhaltung stellt der Betrieb den Kern der operativen Ebene des Infrastrukturbetreibers dar. Als Instandhaltung gelten alle Maßnahmen zur Feststellung und Beurteilung des Ist-Zustandes, zur Bewahrung und Wiederherstellung des Sollzustandes des gesamten Gasnetzes und seiner Elemente. Maßnahmen hierfür sind die Sichtkontrolle/Inspektion, Überwachung, Wartung, Funktionsprüfung, Instandsetzung und Außerbetriebnahme. Anforderungen an den Betrieb und die Instandhaltung werden objektspezifisch in den Dokumenten des DVGW-Regelwerkes festgelegt. Die Maßnahmen sind betriebsbewährt und bilden den Stand der Technik ab. Das Merkblatt G 221 adressiert zusätzliche wasserstoffspezifische Anforderungen und Empfehlungen für den Betrieb und die Instandhaltung bei dem bestimmungsgemäßen Gebrauch der Gasinfrastruktur mit wasserstoffhaltigen Gasen und Wasserstoff.

Die Gasbranche erwartet in ein paar Jahren den Betrieb von Wasserstoffnetzen bzw. Gasnetzen mit wasserstoffhaltigen Brenngasen, die sich durch hohe Wasserstoffpartialdrücke auszeichnen. In der Zwischenzeit werden aber Gasnetze mit unterschiedlichen und schwankenden Gaszusammensetzungen aus Erdgasen, Biogas, Wasserstoff und synthetischen Erdgasen (SNG) betrieben werden. Hieraus ergeben sich eine Reihe von Aufgaben für die Instandhaltung. Dazu einige Beispiele aus dem Merkblatt G 221: ►

Quelle: peterschreibmedien/stock.adobe.com

- Durchflusskoeffizienten der Ventile sind von der Gasbeschaffenheit abhängig. Regler, Sicherheitseinrichtungen, Ventile und Druckstafel-diagramme müssen überprüft und entsprechend der komplexen chemischen Zusammensetzung und den schwankenden Gasbeschaffenheiten eingestellt werden.
- Fristen und Zyklen der Instandhaltung und die Art der Instandhaltung (vorbeugend, zustandsorientiert) sind zu bewerten und, falls erforderlich, neu festzulegen.
- Odoriermittel müssen in den Gasen mit schwankenden Wasserstoffanteilen chemisch stabil und wirksam sein.
- Betriebsanweisungen und Sicherheitsdatenblätter bedürfen einer Überarbeitung bzgl. der Wasserstoffanteile und der schwankenden Gasbeschaffenheiten.
- Der positive Joule-Thomson-Effekt des Wasserstoffs führt mit zunehmenden Wasserstoffanteil in den Brenngasen zu einer Anpassung der Vorwärmleistung.
- Methoden und Verfahren der Instandhaltung (z. B. zur Feststellung der Gasfreiheit) bedürfen Geräte, die Wasserstoff messen können und bzgl. der Wasserstoffanteile kalibriert werden. Des Weiteren ist zu prüfen, welche Techniken geeignet und erforderlich sind, um Biogase, Erdgase und Wasserstoff differenzieren zu können. Dies kann zur Unterscheidung von tatsächlichen Leckagen und Querempfindlichkeiten, z. B. zu landwirtschaftlichen Emissionen, wichtig werden.
- Die Netzüberwachung, Bestands- und Ereignisdatenerfassung sind zu bewerten und, falls erforderlich, wasserstoffspezifisch zu ergänzen.
- Bei der Instandsetzung ist zu berücksichtigen, dass die Wasserstoffanteile in den Brenngasen zunehmen werden. Neue Geräte, Rohrleitungen und (Teil-)Anlagen sollten für größere Wasserstoffanteile geeignet sein.

Planung und Neubau

Objekte der Gasinfrastruktur werden nach den Anforderungen des DVGW-

Regelwerkes geplant, errichtet und betrieben. Zusätzliche wasserstoffspezifische Anforderungen, sofern sie nicht schon in dem relevanten DVGW-Regeln spezifiziert sind, werden im Merkblatt G 221 festgelegt. Sie sind sowohl bei der Umstellung von methanreichen auf wasserstoffhaltige Gase bzw. Wasserstoff wie auch beim Neubau, insbesondere bei den Prüfungen zur Inbetriebnahme, zu berücksichtigen. Eine Übersicht über den Zusammenhang objektspezifischer Regelwerke mit den wasserstoffspezifischen Anforderungen des Merkblattes G 221 zur Sicherung der Wasserstofftauglichkeit wesentlicher Gasinfrastrukturelemente bei der Planung und Auslegung wird in der G 221 gegeben.

Der neu errichtete wasserstofftaugliche Abschnitt darf erst in Betrieb genommen werden, wenn

- zuständige Prüfer nach erfolgreichen Prüfungen diese bescheinigt haben,
- die drucktechnisch verbundenen Netzabschnitte nachweislich wasserstofftauglich sind,
- keine sicherheitstechnischen Bedenken bestehen,
- das Betriebspersonal wasserstoffspezifisch geschult worden ist,
- der Betreiber die Betriebsbereitschaft für seinen und die drucktechnisch verbundenen Netzabschnitte festgestellt hat und
- die Prüfungen zur Inbetriebnahme dokumentiert sind.

Die Inbetriebnahme hat unter wasserstoffkundiger Aufsicht zu erfolgen. Die Begasung des Abschnittes mit wasserstoffhaltigen methanreichen Gasen oder Wasserstoff hat in Abstimmung mit den Verantwortlichen der drucktechnisch verbundenen Netzsysteme zu erfolgen.

Fazit

Mit dem Merkblatt G 221 steht dem Netzbetreiber ein Werkzeug zur Verfügung, mit dem er seine Gasinfrastruktur von methanreichen Gasen auf wasserstoffhaltige methanreiche Gase

oder Wasserstoff regelwerkskonform umstellen oder Wasserstoffnetze neu errichten kann. Darüber hinaus erhält er eine Prüfgrundlage, mit der er die Umsetzung und Erfüllung der wasserstoffspezifischen Anforderungen validieren kann. Der DVGW ergänzt mit dem Merkblatt G 221 wasserstoffspezifisch sein Regelwerk und gewährleistet damit seine Rolle als Regelsetzer für Energieanlagen nach dem Energiewirtschaftsgesetz, die mit wasserstoffhaltigen methanreichen Gasen oder Wasserstoff betrieben werden.

Die Veröffentlichung des Weißdruckes des DVGW-Merkblattes G 221 ist für den Herbst 2021 geplant. ■

Die Autoren

Dr. Klaus Steiner ist Gründer des Ingenieurbüros Erdgas & Verwandtes und freiberuflich in der Erdgasbranche tätig.

Andreas Schrader ist Leiter Gasinfrastruktur in der Einheit Gastechnologien und Energiesysteme der DVGW-Hauptgeschäftsstelle in Bonn.

Kontakt:

Dr. Klaus Steiner
Erdgas & Verwandtes
Neulingsiepen 40
44795 Bochum

Tel.: 0234 32 40 727

E-Mail: Klaus-Christoph.Steiner@t-online.de

verifHy

HydrogenREADY Database

Wir freuen uns auf Ihren
Besuch auf der gat|wat

Mehr Informa-
tionen unter:
www.verifhy.de



Verify it!

Die DVGW *verifHy HydrogenREADY-Database* ist die zentrale Plattform zur schnellen und komfortablen Überprüfung der Wasserstoffeignung Ihrer Gasnetze und damit der verwendeten Produkte, Komponenten und Materialien.



Datenbank &
Projekt-Lead

DVGW Service & Consult GmbH

Frank Birnmeyer · Geschäftsführer
www.dvgw-sc.de · frank.birnmeyer@dvgw-sc.de



Know-How /
Quality Gate

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

Gert Müller-Syring · Geschäftsführer
www.dbi-gruppe.de · gert.mueller-syring@dbi-gruppe.de

Wasserstoff-Ökosysteme:

Herausforderungen, Lösungen und Chancen für Unternehmen durch den Einstieg in den Gasmarkt der Zukunft

Ausgabe 09/2021

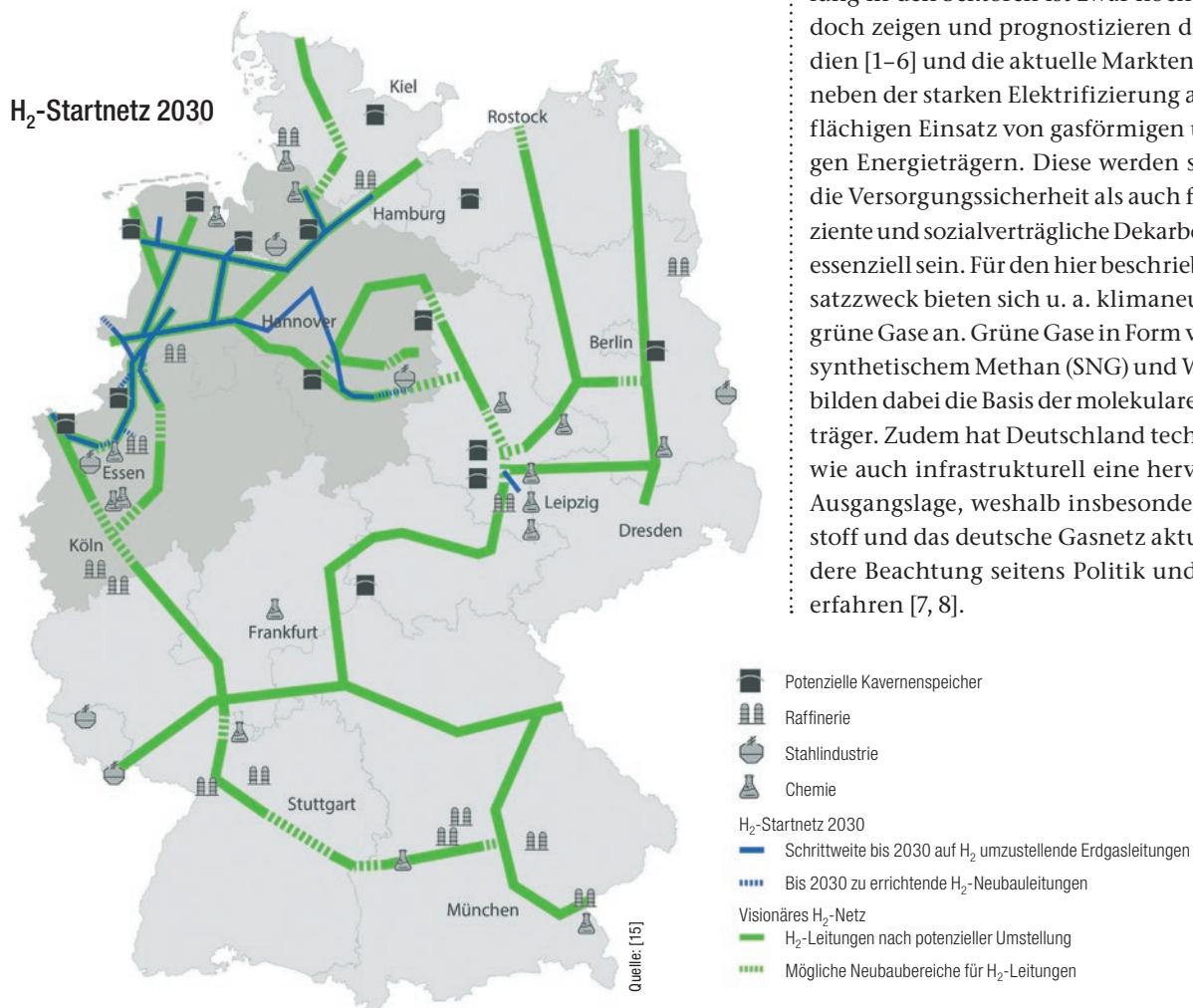
Dieser Fachbeitrag skizziert eine **Vision für eine dezentrale Entwicklung des Wasserstoffmarkts** und teilt erste Erfahrungen bezüglich der Herausforderungen von Unternehmen und weiteren Akteuren beim **lokalen wie auch regionalen Aufbau der Wasserstoffwirtschaft**. Weiterhin werden mögliche Lösungswege für Unternehmen diskutiert, die einen Einstieg in den Wasserstoffmarkt bereits heute ermöglichen.

von: Dr. Arne Dammer, Dr. Marcel Fiebrandt, Dr. Alexander Heim, Florian Kuckhoff, Benedikt Stratmann & Lucas Weidlich (alle: Thyssengas GmbH)

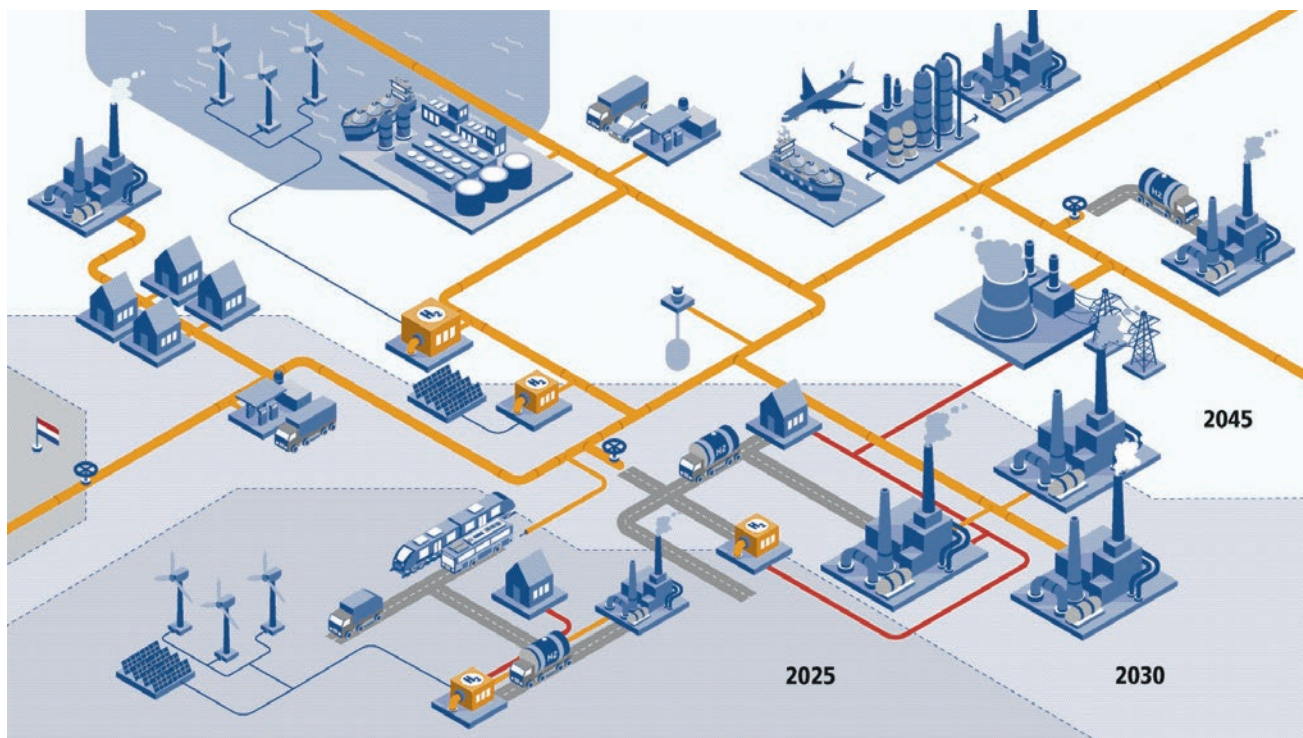
Abb. 1: Vorschläge des FNB Gas für das H₂-Startnetz 2030 und das langfristige visionäre Wasserstoffnetz

Das **deutsche Energiesystem** steht in den nächsten drei Jahrzehnten vor einem drastischen Wandel: Insbesondere bei der elektrischen Energieerzeugung wird eine Transformation weg von einem fossilen, steuerbaren Kraftwerkspark und hin zu einer CO₂-neutralen und

volatilen Erzeugung erfolgen. Zusätzlich muss zukünftig der Energiebedarf der Verbrauchssektoren Industrie, Mobilität und Wärme durch unterschiedliche CO₂-neutrale Energieträger gedeckt werden. Die genaue Ausprägung der verschiedenen Energieträger und deren Verteilung in den Sektoren ist zwar noch ungewiss, doch zeigen und prognostizieren diverse Studien [1–6] und die aktuelle Marktentwicklung neben der starken Elektrifizierung auch einen flächigen Einsatz von gasförmigen und flüssigen Energieträgern. Diese werden sowohl für die Versorgungssicherheit als auch für die effiziente und sozialverträgliche Dekarbonisierung essenziell sein. Für den hier beschriebenen Einsatzzweck bieten sich u. a. klimaneutrale bzw. grüne Gase an. Grüne Gase in Form von Biogas, synthetischem Methan (SNG) und Wasserstoff bilden dabei die Basis der molekularen Energieträger. Zudem hat Deutschland technologisch wie auch infrastrukturell eine hervorragende Ausgangslage, weshalb insbesondere Wasserstoff und das deutsche Gasnetz aktuell besondere Beachtung seitens Politik und Industrie erfahren [7, 8].



Disclaimer: Bei der Karte handelt es sich um eine schematische Darstellung, die hinsichtlich der eingezeichneten Speicher und Abnehmer keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt.



Quelle: Thyssengas GmbH

Abb. 2: Zeitliche Entwicklung des Wasserstoffmarktes von kleinen Ökosystemen und ersten großen Ferngasleitungen hin zu einem flächigen System mit vielen Anwendungsfällen in allen Sektoren. (Orange: Wasserstoffnetz, Rot: Wärmenetz)

Wie kann der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft gelingen?

Das Rückgrat des heutigen deutschen Erdgassystems bilden die ca. 40.000 km Leitung der Ferngasnetzbetreiber (FNB) [9] und die ca. 500.000 km Leitung der Verteilnetzbetreiber (VNB) [10]. Bis zum Jahr 2025 planen die FNB dabei die ersten Wasserstoffverbindungen auf Basis bestehender Erdgasleitungen zwischen zentralen Erzeugungsanlagen und Industriestandorten. Ziel ist es, die Dekarbonisierung des Industriesektors mittels Wasserstoff zu forcieren. Wie sich ein deutschlandweites Wasserstoffnetz auf dieser Basis entwickeln kann, zeigen beispielsweise die Vorschläge des FNB Gas für das H₂-Startnetz 2030 sowie das weiter in der Zukunft liegende visionäre Wasserstoffnetz (Abb. 1) [1]. Aus infrastruktureller Sicht sollten die Standorte dieser zentralen Erzeugungsanlagen unter systemdienlichen Aspekten bewertet und ausgewählt werden [12–14], um das Gesamtenergiesystem nicht zu belasten.

Neben diesem Top-down-Ansatz zur Dekarbonisierung der großen CO₂-

Emitenten beginnen derzeit auch kleinere lokale Systeme, klimafreundliche Energieträger zu nutzen, um die Dekarbonisierung in den drei Sektoren zu realisieren. Insbesondere für Wasserstoff kann dies bereits heute lokal und dezentral sowie zunächst unabhängig von einer Anbindung an die sich entwickelnden überregionalen FNB-Wasserstoffnetze in sogenannten Ökosystemen geschehen. In diesen Ökosystemen finden sich Erzeuger und Verbraucher örtlich begrenzt zusammen und beginnen die Dekarbonisierung der verschiedenen Anwendungen unter Nutzung ihrer jeweiligen Gegebenheiten und Potenziale mit kleineren Elektrolyseuren und Verbrauchseinheiten. Sofern die regionalen erneuerbaren Strom- oder Biogaserzeugungskapazitäten es zulassen, schließen sich kurz- bis mittelfristig erste regionale Ökosysteme über Gasleitungen zusammen, um Synergien zu heben und zu wachsen, bis sie dann mittel- bis langfristig über die FNB-Gasnetze an den nationalen und globalen Markt angeschlossen werden. **Abbildung 2** verdeutlicht die skizzierte zeitliche Entwicklung des Wasserstoffmarktes von kleinen Öko-

systemen und ersten großen Ferngasleitungen hin zu einem flächigen System mit vielen Anwendungsfällen in allen Sektoren.

Diese sukzessive Entwicklung aus zentralen und lokalen Wasserstoffzentren, die Schritt für Schritt über die Gasnetze zusammenwachsen, trägt dazu bei, dass sich ein liquider Wasserstoffmarkt entwickeln kann, in dem die verschiedenen Ökosysteme, Industriestandorte und zentralen Produktionsanlagen eine schnelle Skalierung und Industrialisierung der unterschiedlichen Technologien ermöglichen. Dieses Vorgehen erlaubt eine schnelle Reduktion der Gestehungskosten von Wasserstoff und die breite Verfügbarkeit des Energieträgers, um die grüne Transformation bis zum Jahr 2045 Realität werden zu lassen.

Warum zögern viele Unternehmen noch mit dem Einstieg?

Insbesondere lokal oder regional verankerte Unternehmen stehen vor vielfältigen Herausforderungen, wenn sie hinsichtlich der Verwendung oder Erzeugung von Wasserstoff aktiv wer-



Abb. 3: Grundlegende Fragestellungen während des Ökosystemaufbaus

den wollen. Ein Grund dafür ist, dass sich der derzeitige Rahmen – von der aktuellen Gesetzeslage über die Förderlandschaft bis hin zur Bewertung der technologischen Alternativen – als sehr komplex darstellt. Auch die Vielzahl an verfügbaren Studien und Analysen zum Wasserstoffmarkt bietet in diesem Zusammenhang oft nur geringe praktische Hilfestellungen: Eine Übertragung auf die eigenen Projektideen gestaltet sich als schwierig, da selten passende lokale Aspekte berücksichtigt und zumeist langfristige Prognosen zum Wasserstoffmarkt der Zukunft erstellt werden. Hinzu kommt, dass eine betriebswirtschaftliche Analyse, ohne Kenntnis aller Rahmenparameter aus dem relevanten Umfeld, keine fundierte Bewertung zulässt und so Investitionsentscheidungen erschwert werden. All diese Aspekte wirken sich insbesondere auf Unternehmen mit begrenzten eigenen Ressourcen hemmend aus.

Unternehmen, für die eine Erzeugung von Wasserstoff in Ökosystemen infrage kommt, verfügen häufig über lokal nutzbare Ressourcen wie Fotovoltaik-Parks, Windkraftanlagen oder biogene und weitere verwertbare Stoffe (z. B. Müll, Abwasser etc.) und damit über eine hervorragende Ausgangsbasis. Doch diese kann nicht genutzt werden, wenn unklar bleibt, welche anderen Unternehmen in der Region den Wasserstoff in welcher Menge und zu welchem Preis abnehmen würden. Analog verhält es sich für viele potenzielle Verbraucher: Sie möchten zwar mit der nachhaltigen Dekarbonisierung von Produktionsprozessen, Mobilitätsanwendungen oder ihrer Wärmeversorgung beginnen, scheitern jedoch häufig an der Bewertung der möglichen technischen Optionen für die individuellen Gegebenheiten. Weiterhin sind die benötigten Wasserstoffmengen, Preise und die langfristige Versorgungssicherheit ungewiss. Die Folge ist,

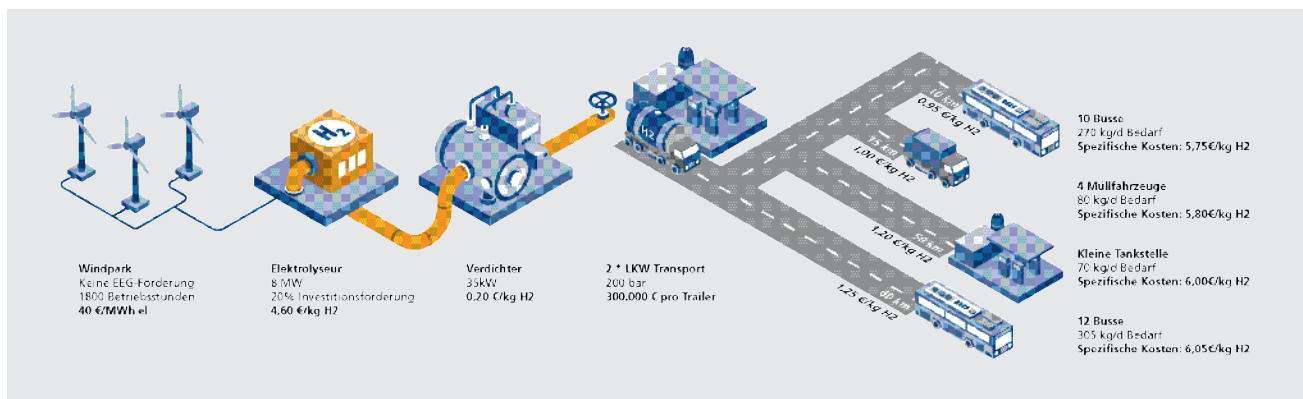
dass sich für das Unternehmen keine Investitionssicherheit und keine Skalierungsoption bietet, um langfristig die vollständige Dekarbonisierung mit dem eingeschlagenen Pfad zu erreichen.

Für den Fall, dass sich Erzeuger und Verbraucher gefunden haben, sind diese häufig örtlich getrennt, sodass der Wasserstoff per Lkw oder Leitungssystem transportiert werden muss. Beides geht mit weiteren Investitionen einher und ist für viele Unternehmen aus eigener Kraft nicht abbildbar bzw. keine sinnvolle strategische Erweiterung ihres Produktportfolios.

Insgesamt führen die verschiedenen Herausforderungen dazu, dass Unternehmen einen hohen Aufwand für die Entscheidungsfindung zum Umstieg auf Wasserstoff betreiben müssen. Weiterhin ist die Planung, Berechnung und finale Abbildung eines Ökosystems mit allen Wertschöpfungsketten eine komplexe Aufgabe und dementsprechend schwierig umzusetzen. Folglich entscheiden sich viele Unternehmen zum jetzigen Zeitpunkt noch gegen den Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft – und damit auch gegen eine frühzeitige Dekarbonisierung.

Welche Möglichkeiten haben Unternehmen, sich den Herausforderungen zu stellen?

Die genannten Herausforderungen, die der Aufbau einer gesamten Wertschöpfungskette in einem sich entwickelnden Markt mit sich bringt, lassen sich insbesondere durch Kooperationen von verschiedenen Unternehmen unter Berücksichtigung der jeweiligen Expertise lösen. Dabei nutzt jedes Unternehmen seine eigenen Stärken und verfügbaren Ressourcen, um zunächst das eigene Ziel im Was-



serstoffmarkt zu definieren; dies kann z. B. die Dekarbonisierung des eigenen Unternehmens oder der Einstieg in ein neues Marktsegment sein. Maßnahmen zur Erreichung dieser Ziele können beispielsweise die Umstellung von Fahrzeugflotten oder von Produktionsprozessen sowie der Aufbau von Wasserstoff-Erzeugungsanlagen sein. Sind die individuellen Ziele und Maßnahmen festgelegt sowie eigene Fähigkeiten und Ressourcen evaluiert, wird ersichtlich, welche Kompetenzen für das weitere Vorgehen noch erlangt werden müssen. Dies kann zum einen durch bekannte oder neue Partner geschehen und in der Bildung eines Konsortiums münden oder zum anderen durch das Hinzuziehen von externen Fachexperten realisiert werden. In beiden Fällen sind aber die grundlegenden Fragestellungen für den Aufbau eines Ökosystems gemäß **Abbildung 3** zu klären.

Durch die strukturierte Analyse und iterative Ausarbeitung des Gesamtkonzepts lässt sich so das Gesamtvorhaben effizient bearbeiten, um eine belastbare Bewertungsgrundlage für jedes einzelne Unternehmen zu erzielen.

Wie kann bereits heute ein Wasserstoff-Ökosystem aussehen und welche Kosten ergeben sich?

Die Frage nach den Kosten des klimaneutralen Wasserstoffs in einem Ökosystem stellt für alle Partner eine Herausforderung dar, denn ein Ökosystem kann sowohl aus mehreren Erzeugungseinheiten als auch aus mehreren Verwendern bestehen. Diese können bereits in einem einfachen Ökosystem mit z. B. nur einem Erzeuger und wenigen Nutzern Synergieeffekte bei den Kosten der Produktion und des Transports erzielen. Für alle Wertschöpfungsstufen muss das Ökosystem eine betriebswirtschaftliche Perspektive aufzeigen. Die Wirkungszusammenhänge eines Ökosystems werden im Folgenden anhand eines fiktiven Beispiels unter Berücksichtigung aktueller Marktdaten diskutiert.

Beispielrechnung

Mittels des in **Abbildung 4** dargestellten Ökosystems werden einerseits die Anforderungen bei der Entwicklung des Ökosystems beschrieben

Abb. 4: Kostenschätzung der Wertschöpfungsstufen im beispielhaften Ökosystem



Die **SHT, Sanitär- und Heizungstechnik Ausgabe 8**, enthält Beiträge zu den Themen Sanitär-, Heizungs- sowie Klima- und Lüftungstechnik und stellt Referenzobjekte sowie neue Produkte und Normen aus diesen Bereichen vor. Lesen Sie darüber hinaus mehr zu den Themen:

- **Europäische Union**
Brüssel macht ernst: „Fit for 55“
- **Trinkwasserhygiene**
Hallenbad-Sanierung nach Legionellenbefall
- **Fernwärme**
Heizungswasser en masse

Weitere Nachrichten, Termine und Informationen unter www.sht-online.de.
Kostenloses Probeheft unter vertrieb@krammerag.de.

ben und andererseits die Kosten je Wertschöpfungsstufe abgeschätzt. Das angenommene Ökosystem besteht zunächst aus einem Erzeuger und vier Abnehmern. Der Erzeuger ist dabei direkt an einen abbeschriebenen und aus der EEG-Förderung gefallen 10-Megawatt-Onshore-Windpark angeschlossen. Für die Stromgestehungskosten können in diesem Fall etwa 40 Euro pro Megawattstunde (MWh) sowie 1.800 Vollbenutzungsstunden angenommen werden [16]. Die Abnehmerstruktur stellt sich wie folgt dar:

- Abnehmer A: Busunternehmen
- Abnehmer B: Recycling- und Entsorgungsunternehmen
- Abnehmer C: Wasserstofftankstelle
- Abnehmer D: Busunternehmen

Im ersten Schritt werden die Technologie und die Dimensionierung des Elektrolyseurs analysiert. Wesentlich dafür sind erstens die Bedarfe der Abnehmer sowie zweitens perspektivische Erweiterungen. Die Bedarfe unterscheiden sich zudem ggf. im Startzeitpunkt der Nutzung, den benötigten Mengen, den Anforderungen an die Reinheit sowie unregelmäßigen Verbrauchsprofilen. Auch die Leistung und Volatilität der potenziellen Stromquelle müssen in diese Analyse einbezogen werden. In dem hier beschriebenen Beispiel lassen sich die Anforderung sehr gut von einem 8-Megawatt-PEM-Elektrolyseur erfüllen. Dessen spezifischen Investitionskosten werden hier mit 800 Euro pro Kilowatt (kW) im mittleren Preissegment angenommen [17] und eine Förderung von 20 Prozent der Investitionskosten genutzt. Unter diesen Bedingungen ergeben sich für den Produzenten Wasserstoffgestehungskosten in Höhe von etwa 4,60 Euro/kg. Neben der Vermarktung des Wasserstoffs besteht zudem noch die Möglichkeit, den bei der Produktion anfallenden Sauerstoff und die Wärme zu nutzen oder zu vermarkten, um die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoff-Produktion weiter zu verbessern.

Der Transport des Wasserstoffs erfolgt in diesem beispielhaften Ökosystem

bis zum Anschluss an eine leitungsgebundene Infrastruktur zunächst per Lkw. Diesbezüglich sind zuerst die Fragen nach eigener Leistungserbringung oder Speditionsbeauftragung sowie nach dem Druckniveau (200 bar oder 300 bar) zu klären. In dem hier beschriebenen Ökosystem ist es ökonomisch sinnvoll, dass ein Partner den Transport übernimmt und sich für einen 200-bar-Trailer entscheidet. Angenommen wird zudem, dass eine Zwischenspeicherung beim Elektrolyseur zunächst aufgrund einer Redundanz an verfügbaren Lkw nicht erforderlich ist. Es wird also angenommen, dass von den zwei eingesetzten Lkw immer einer zur Betankung vor Ort ist, wobei eine alternative Zwischenspeicherung ebenfalls denkbar ist. Dabei ist der Wasserstoff zunächst auf 200 bar zu verdichten. Auf diese Wertschöpfungsstufe entfallen etwa 0,20 Euro/kg.

Die spezifischen Transportkosten unterscheiden sich weiterhin je nach Abnehmer und in diesem Fall insbesondere in Abhängigkeit von der zurückzulegenden Transportdistanz. Im dargestellten Ökosystem hat jeder Kunde einen Zwischenspeicher zur Verfügung, was eine optimierte Belieferung mit jeweils voll zu entleerenden Lkw ermöglicht. Die spezifischen Transportkosten liegen somit in einer Spanne von etwa 0,95 bis 1,25 Euro/kg. Für die einzelnen Abnehmer ergeben sich damit spezifische Wasserstoffnettokosten in Höhe von 5,75 bis 6,05 Euro/kg. Diese gelten zuzüglich der Kosten für die Wasserstoffspeicherung und -bereitstellung auf dem Gelände des Kunden. Zum Vergleich: An öffentlichen Tankstellen beträgt der aktuelle Wasserstoffpreis deutschlandweit 9,50 Euro/kg [15].

Die finalen Gestehungskosten in einem Ökosystem sind dabei natürlich stark von den lokalen Gegebenheiten wie beispielsweise der EE-Verfügbarkeit sowie den sich ergebenden Vollbenutzungsstunden abhängig. Dies kann zu höheren oder niedrigeren Wasserstoffgestehungskosten führen. Zusammenfassend zeigt die Berechnung aber, dass

bereits heute ein positiver Business-Case für die gesamte Wertschöpfungskette von grünem Wasserstoff möglich ist.

Warum ist jetzt die Chance für Unternehmen, sich im Wasserstoff-Markt zu positionieren?

Wasserstoff-Ökosysteme sind eine Möglichkeit, den Herausforderungen der aufkommenden Wasserstoffwirtschaft zu begegnen und diese positiv für sich zu nutzen. Darüber hinaus bestehen aber auch weitere grundsätzliche Chancen für Unternehmen, die sich bereits früh um den Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft bemühen: So können diese Unternehmen frühzeitig steigenden CO₂-Preisen und Umweltauflagen begegnen und sich ökologisch und zukunftsicher aufstellen. Sie können darüber hinaus Erfahrungen in einem schnell wachsenden Markt sammeln und diese bei der Generierung grüner Produkte und Geschäftsmodelle nutzen. Hierzu lassen sich gerade jetzt Förderoptionen nutzen, die es vorrausichtlich nach der Etablierung der Technologie und des Marktes nicht mehr geben wird. Da zudem der ökologische Aspekt in der Kundenbeziehung immer wichtiger wird, können durch die Verwendung klimaneutralen Wasserstoffs nachvollziehbare grüne Angebote unterbreitet werden. In einem Ökosystem werden zudem lokale Potenziale genutzt, um lokale Wertschöpfung zu schaffen. So gelten diese Unternehmen als regionale Pioniere und werden für ihre Kundinnen und Kunden sowie neue Arbeitskräfte umso interessanter.

Der Wasserstoffmarkt entwickelt sich in allen Sektoren und in allen Größen

Neben den zentralen Wasserstoff-Erzeugungsanlagen und Import-Routen sind die Autoren dieses Fachbeitrags überzeugt, dass für eine schnelle, umfassende und kosteneffiziente Transformation unseres Energiesystems der Einsatz von grünen Gasen und insbesondere Wasserstoff bereits heute auch in der Fläche beginnen muss. Dies lässt

sich durch die skizzierten Ökosysteme erreichen. Bereits ohne Anschluss an die zukünftigen Versorgungsleitungen können diese mittelfristig einen nennenswerten Beitrag zur Dekarbonisierung leisten und ein stark steigendes Wasserstoffangebot und eine Wasserstoffnachfrage in allen Sektoren generieren. Dies treibt die Industrialisierung wie auch die Akzeptanz der verschiedenen grünen Technologien voran. Nur so kann gewährleistet werden, dass der Markt den zukünftigen Netzum- und -ausbau auch abseits der großen Industriekunden durch seine Bedürfnisse definiert. Dies unterstützt eine zielgerichtete und kosteneffiziente Netzentwicklung für grüne Gase, aufbauend auf der bereits heute vorhandenen Infrastruktur, um die CO₂-Neutralität in Deutschland und Europa rechtzeitig, versorgungssicher und sozialverträglich zu erreichen. ■

Literatur

- [1] Wietschel, M., Zheng, L., Arens, M., Hebling, C., Ranzmeyer, O., Schaadt, A., Hank, C., Sternberg, A., Herkel, S., Kost, C., Ragwitz, M., Herrmann U., Pflüger, B.: Metastudie Wasserstoff – Auswertung (Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats), Fraunhofer ISI, Fraunhofer ISE, Fraunhofer IEG, 2021.
- [2] Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende – Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050 – Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen, online unter www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9262_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_Ergebnisbericht.pdf, abgerufen am 12. Januar 2021.
- [3] Fraunhofer ISE: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem, online unter www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem-Update-Zielverschärfung.pdf, abgerufen am 16. Juni 2021.
- [4] Robinius, M. et al.: Wege für die Energiewende – Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050, online unter https://juser.fz-juelich.de/record/877960/files/Energie_Umwelt_499.pdf, abgerufen am 18. Juni 2021.
- [5] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH: Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen – Eine Expertise für das Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, 2019, online unter www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/asset/document/bericht_wasserstoffstudie_nrw-2019-04-09_komp.pdf, abgerufen am 5. Januar 2021.
- [6] nymoen strategieberatung gmbh: Klimaschutz im Wärmemarkt: Wie können wir Klimaneutralität im Bereich der Wohngebäude erreichen?, 2021.
- [7] Bundeswirtschaftsministerium: Die Nationale Wasserstoffstrategie, 2020.
- [8] EU-Kommission: Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen: Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa, 2020.
- [9] FNB Gas, online unter www.fnb-gas.de/gasinfrastruktur/marktteilnehmer/gasnetzbetreiber/, abgerufen am 29. Juni 2021.
- [10] DVGW, online unter www.dvgw.de/blog/gas/wie-gelangt-das-gas-eigentlich-zu-uns-nach-hause, abgerufen am 29. Juni 2021.
- [11] FNB Gas: H₂-Startnetz 2030, online unter www.fnb-gas.de/media/fnb_gas_h2_startnetz_2030.jpg, abgerufen am 5. Januar 2021.
- [12] Brümmer, T., Heim, A., Moser, H., Wimmer, L.: Quo Vadis Elektrolyse?, Bayreuth/Dortmund/Hannover, 2021.
- [13] FFE: Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020 – 2030, online unter www.fnb-gas.de/media/fnb_gas_ptg-studie_ffe_klein.pdf, abgerufen am 5. Januar 2021.
- [14] Faber, D.: Entwicklung eines Verfahrens zur Bewertung und Identifikation von geeigneten Standorten für Power-to-Gas-Anlagen im elektrischen Energieversorgungssystem, Dortmund 2020.
- [15] H₂ MOBILITY Deutschland GmbH & Co.KG, online unter <https://h2.live>, abgerufen am 5. Juli 2021.
- [16] Deutsche WindGuard GmbH: Perspektiven für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020, online unter www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2018/Perspektiven%20f%C3%BCr%20den%20Weiterbetrieb%20von%20WEA%20nach%202020.pdf, abgerufen am 4. August 2021.
- [17] International Renewable Energy Agency (IRENA): Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal. Online unter www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction, abgerufen am 4. August 2021.

Die Autoren

Dr. Arne Dammer ist Leiter des Kompetenz-Zentrums Innovation und Strategie bei der Thyssengas GmbH.

Dr. Marcel Fiebrandt ist zuständig für die Koordination und Unterstützung von technischen Wasserstoff- und Forschungsprojekten.

Dr. Alexander Heim ist bei der Thyssengas GmbH zuständig für die Projektleitung Element Eins sowie für die Analyse und Bewertung allgemeiner Wasserstoff-Marktentwicklungen.

Florian Kuckhoff hat im Rahmen seiner Masterthesis ein Rechenmodell für den Wasserstofftransport für die Thyssengas GmbH entwickelt.

Benedikt Stratmann ist bei der Thyssengas GmbH zuständig für die Betreuung von Wasserstoff-Ökosystemen und die Weiterentwicklung des Dienstleistungsangebotes.

Lucas Weidlich ist bei der Thyssengas GmbH zuständig für die Entwicklung von netznahen Dienstleistungen und Services.

Kontakt:

Benedikt Stratmann
Thyssengas GmbH
Emil-Moog-Platz 13
44137 Dortmund
Tel.: 0231 91291-6786
E-Mail: benedikt.stratmann@thyssengas.com
Internet: www.thyssengas.com

Nationale Strategien, länderübergreifende Zusammenarbeit und zwischenstaatliche Partnerschaften:

Internationales Commitment für Wasserstoff wächst weiter

Ausgabe 09/2021

2020 war das Jahr des Wasserstoffs: **Staaten rund um den Globus** haben Wasserstoffstrategien vorgelegt und nationale Wasserstoffaktivitäten beschlossen. Einige Beobachter sprachen in diesem Zusammenhang zwar bereits von einem Hype, der bald wieder abebben könnte. Ein Blick in die Welt im Sommer 2021 zeigt jedoch, dass das Thema **bislang in keiner Weise von seiner Dynamik eingebüßt** hat. Stattdessen sind weitere Strategiepapiere in Planung und auch die Zahl der bi- und multilateralen Wasserstoffpartnerschaften wächst. Der Weltenergierat – Deutschland hat im Rahmen einer breit angelegten Studie **ausgewählte nationale Wasserstoffstrategien untersucht** und die verschiedenen Produktionsverfahren, Nutzungsbereiche und zukünftigen Bedarfe gegenübergestellt.

von: Dr. Carsten Rolle & Maira Kusch (beide: Weltenergierat – Deutschland e. V.)

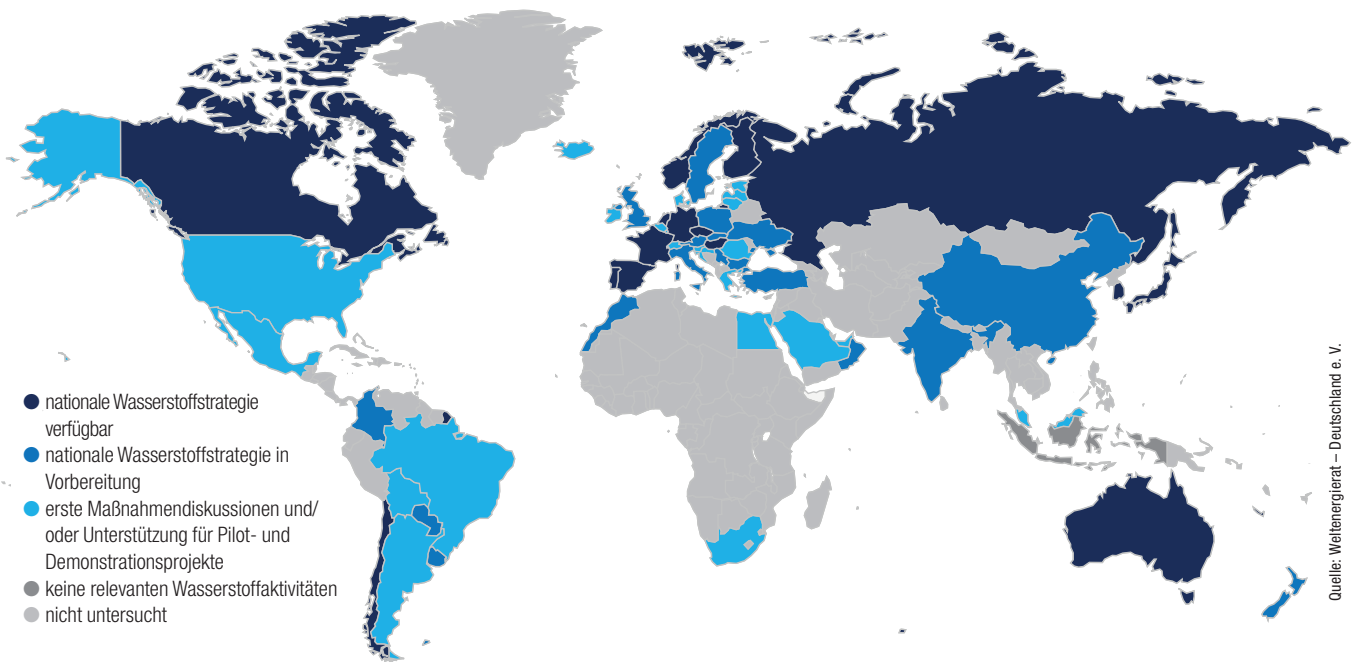


Abb. 1: Überblick über die H₂-Aktivitäten weltweit (Stand: Juli 2021)

Das Thema Wasserstoff hat sich im vergangenen Jahr weltweit zu einer neuen politischen Priorität entwickelt. Bereits im September 2020 ist die Studie „International Hydrogen Strategies“ [1] des Weltenergierat – Deutschland zu dem Ergebnis gekommen, dass über 20 Staaten weltweit eigene Wasserstoffstrategien erlassen haben bzw. planen, dies zeitnah zu tun. Zudem unterstützten mehr als 30 weitere Länder entweder nationale Wasserstoffprojekte oder diskutierten erste Schritte zur Nutzung des Energieträgers. Seitdem ist sowohl die Zahl der

nationalen H₂-Strategien als auch der Länder mit H₂-Aktivitäten kontinuierlich angestiegen (Abb. 1).

Wasserstoffstrategien als Indiz für entstehenden Weltmarkt

Internationaler Vorreiter im H₂-Bereich war Japan, dessen Regierung bereits im Dezember 2017 ein Strategiepapier zur Wasserstoffnutzung vorgelegt hatte. Frankreich folgte ein halbes Jahr später mit einem ersten Entwick-

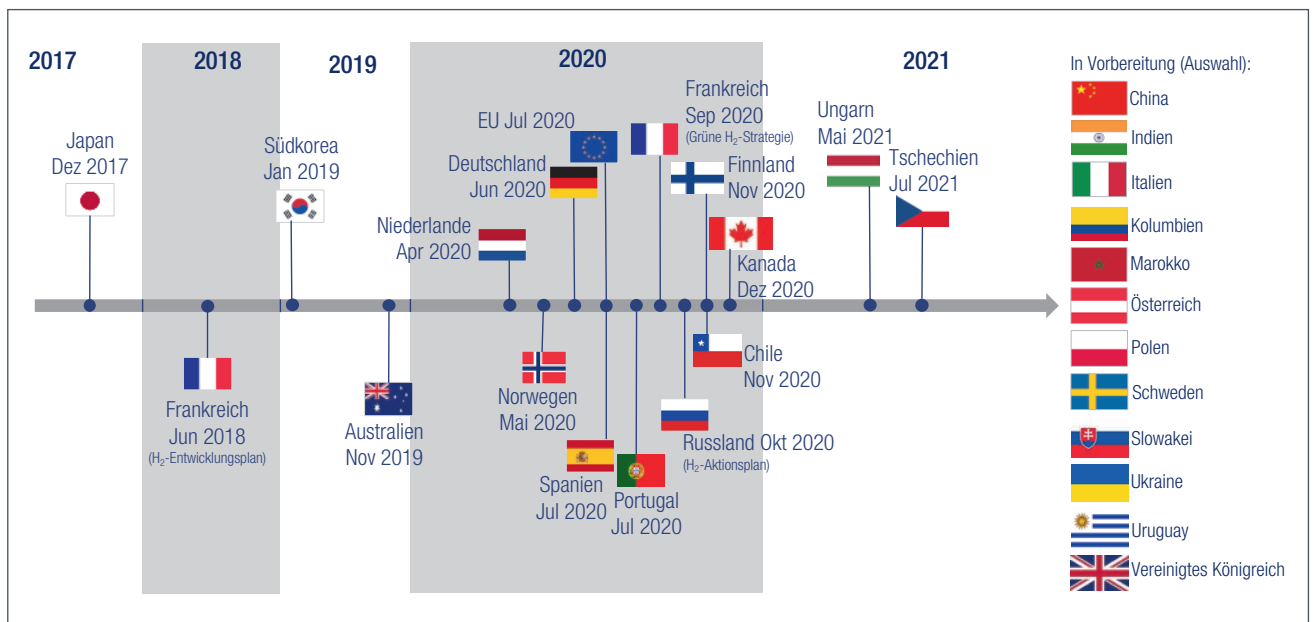


Abb. 2: Veröffentlichte und geplante nationale H₂-Strategien weltweit (Stand: Juli 2021)

lungsplan für Wasserstoff, der im September 2020 durch eine grüne H₂-Strategie ergänzt wurde. Auch Südkorea und Australien, die ihre jeweiligen Strategiepapiere beide 2019 veröffentlichten, gehörten zu den ersten Staaten mit umfassenden H₂-Plänen. Im Jahr 2020 kam es dann zu einem regelrechten internationalen Boom an Regierungsstrategien zu Wasserstoff (Abb. 2). Darunter befanden sich viele europäische Länder wie z. B. Finnland, die Niederlande, Norwegen, Portugal und Spanien, aber auch Chile und Kanada. Die Europäische Union veröffentlichte im Sommer 2020 darüber hinaus eine eigene H₂-Strategie für ein klimaneutrales Europa.

Auch in Deutschland steht das Thema seit einiger Zeit hoch auf der Energieagenda und die Bundesregierung hat im Juni 2020 eine Nationale Wasserstoffstrategie vorgelegt, mit der die Produktion und die Nutzung des alternativen Energieträgers vorangetrieben werden soll.

Die Zahl der Staaten, die angekündigt haben, ebenfalls eigene Strategiedokumente zu veröffentlichen, steigt währenddessen global weiter rasch. Neben EU-Mitgliedstaaten wie Italien, Österreich, Polen, Schweden und der Slowakei gehören auch asiatische Schwergewichte wie China und Indien sowie südamerikanische Länder wie Kolumbien und Uruguay dazu. Bei

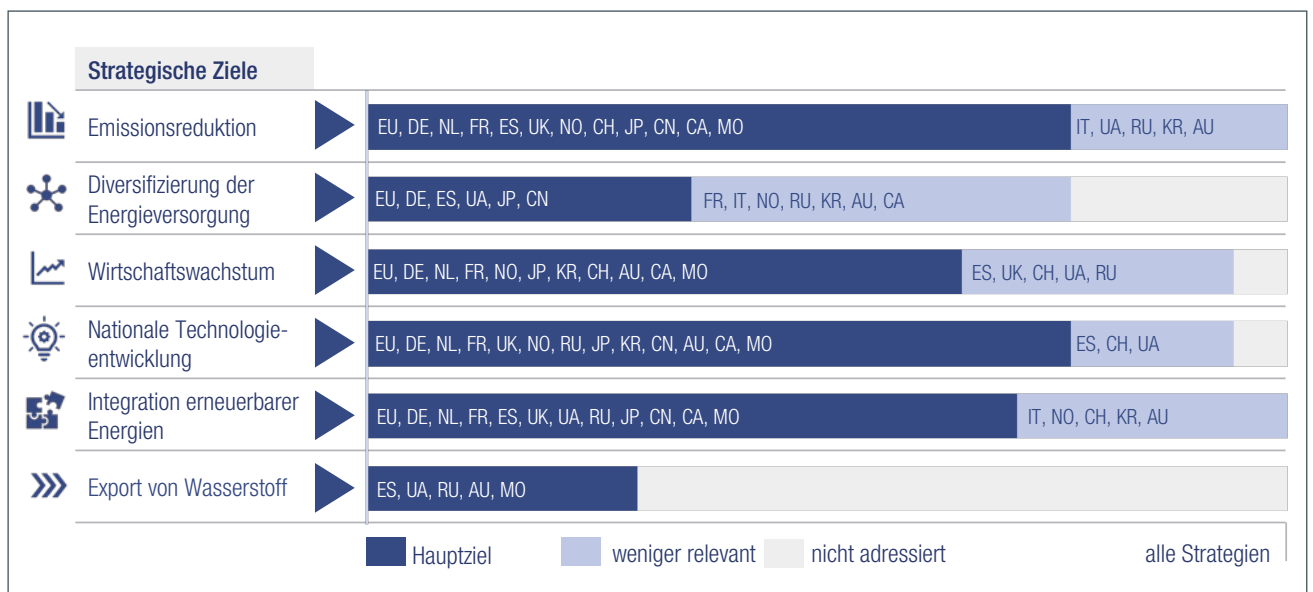


Abb. 3: Strategische Ziele hinter den H₂-Aktivitäten ausgewählter Länder

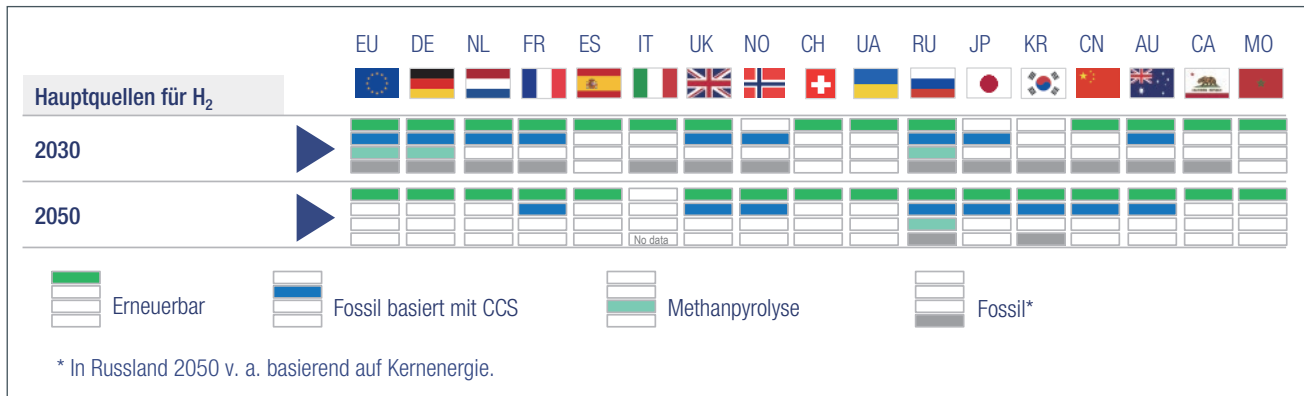


Abb. 4: Die anvisierten Quellen für Wasserstoff nach ausgewählten Ländern und Zeithorizonten

den H₂-Aktivitäten handelt es sich damit keineswegs nur um einen deutschen oder europäischen Trend, sondern um ein globales Phänomen.

Gründe für den globalen H₂-Boom

Die bereits genannte Weltenergieat-Studie von 2020, die in Kooperation mit der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH erstellt wurde, kommt zu dem Schluss, dass sich die nationalen Strategiedokumente häufig stark voneinander unterscheiden, sowohl hinsichtlich ihrer Schwerpunkte und ihres Konkretisierungsgrades als auch mit Blick auf die vorgesehenen Maßnahmen. Einige Staaten (wie Japan, Südkorea und Deutschland) veröffentlichten umfassende Strategien, welche den Einsatz des alternativen Energieträgers in unterschiedlichen Bereichen vorsehen. Andere Länder (wie die Schweiz) konzentrieren sich bei ihren nationalen Aktivitäten hingegen nur auf bestimmte Aspekte der H₂-Nutzung, etwa auf den Einsatz im Verkehrssektor. Ein Großteil der Strategien fixiert zunächst allgemeine Rahmenbedingungen, die in der Folgezeit noch konkretisiert werden sollen.

Insgesamt lässt sich jedoch festhalten, dass die Motive hinter den H₂-Aktivitäten häufig ähnlich sind (Abb. 3). Dazu gehören, insbesondere in europäischen und asiatischen Ländern, die Erreichung von Klimaschutzzielen (wie die Reduktion der nationalen Treibhausgas-Emissionen) und eine verstärkte Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem. Auch wirtschaftliche

Überlegungen stehen bei Ländern wie Südkorea, Deutschland, den Niederlanden und Australien im Fokus ihrer H₂-Ambitionen. Immer wieder betont werden in diesem Kontext die Chancen, die für das eigene Wirtschaftswachstum gesehen werden, etwa durch den Aufbau einer eigenen H₂-Wirtschaft, die Schaffung neuer Arbeitsplätze, technologische Fortschritte oder H₂- bzw. Technologieexporte.

Die Arten des Wasserstoffs

Hinsichtlich der Frage, wie der Wasserstoff künftig produziert werden soll, zeigen die Regierungsstrategien teilweise unterschiedliche Wege auf (Abb. 4). Kurz- bis mittelfristig (bis ca. zum Jahr 2030) betrachten viele Länder verschiedene Arten – oder Farben – von Wasserstoff als eine Möglichkeit, um die benötigten H₂-Mengen bereitzustellen und den Hochlauf des alternativen Energieträgers zu unterstützen. Staaten wie z. B. Deutschland, Japan und Australien nutzen bereits heute grauen Wasserstoff auf Basis fossiler Energieträger. Blauer Wasserstoff aus fossilen Brennstoffen, bei dem die CO₂-Emissionen abgeschieden und gespeichert werden (Carbon Capture and Storage, kurz: CCS), wird ebenfalls von etwa der Hälfte der untersuchten Strategien als Teil der Lösung angesehen. Einige Staaten, besonders in Asien, setzen auch nach 2030 auf den CO₂-armen blauen Wasserstoff. Türkischer Wasserstoff, der sich durch die Pyrolyse von Methan gewinnen lässt, wird vor allem in der deutschen und russischen Strategie als Option diskutiert.

Auf lange Sicht, also etwa bis zur Mitte des 21. Jahrhunderts, heben die meisten analysierten H₂-Pläne allerdings die Bedeutung von grünem Wasserstoff hervor, der mithilfe von Strom aus erneuerbaren Quellen produziert wird. Dieser erneuerbare Wasserstoff wird als wichtiges Instrument betrachtet, um den (nationalen) CO₂-Ausstoß zu verringern und damit das Ziel der Klimaneutralität zu erreichen, welches sich viele Staaten gesetzt haben. Der Fokus auf den langfristigen Einsatz von grünem Wasserstoff ist besonders in der EU und ihren Mitgliedstaaten ausgeprägt. Hingegen wird nur in einigen wenigen Ländern, wie Russland und Südkorea, auch grauer Wasserstoff noch auf unbestimmte Zeit eine Rolle spielen.

Einsatzbereiche für Wasserstoff

Als Zielsektoren für den Einsatz des alternativen Energieträgers werden in den analysierten Strategien insbesondere der Verkehr und die Industrie identifiziert. Wasserstoff spielt in Raffinerien sowie in der chemischen Industrie bereits heute eine wichtige Rolle, etwa als Ausgangsstoff für eine Vielzahl von Produkten (wie z. B. Ammoniak, Methanol und anderen Chemikalien). Bislang wird der dabei eingesetzte Wasserstoff hauptsächlich fossil gewonnen, etwa aus Erdgas. Der Ersatz fossiler Energien durch grünen oder zumindest CO₂-armen Wasserstoff im Industriebereich wird in vielen nationalen H₂-Plänen skizziert.

Auch der Mobilitätssektor stellt in allen Plänen einen relevanten Zielsektor dar,

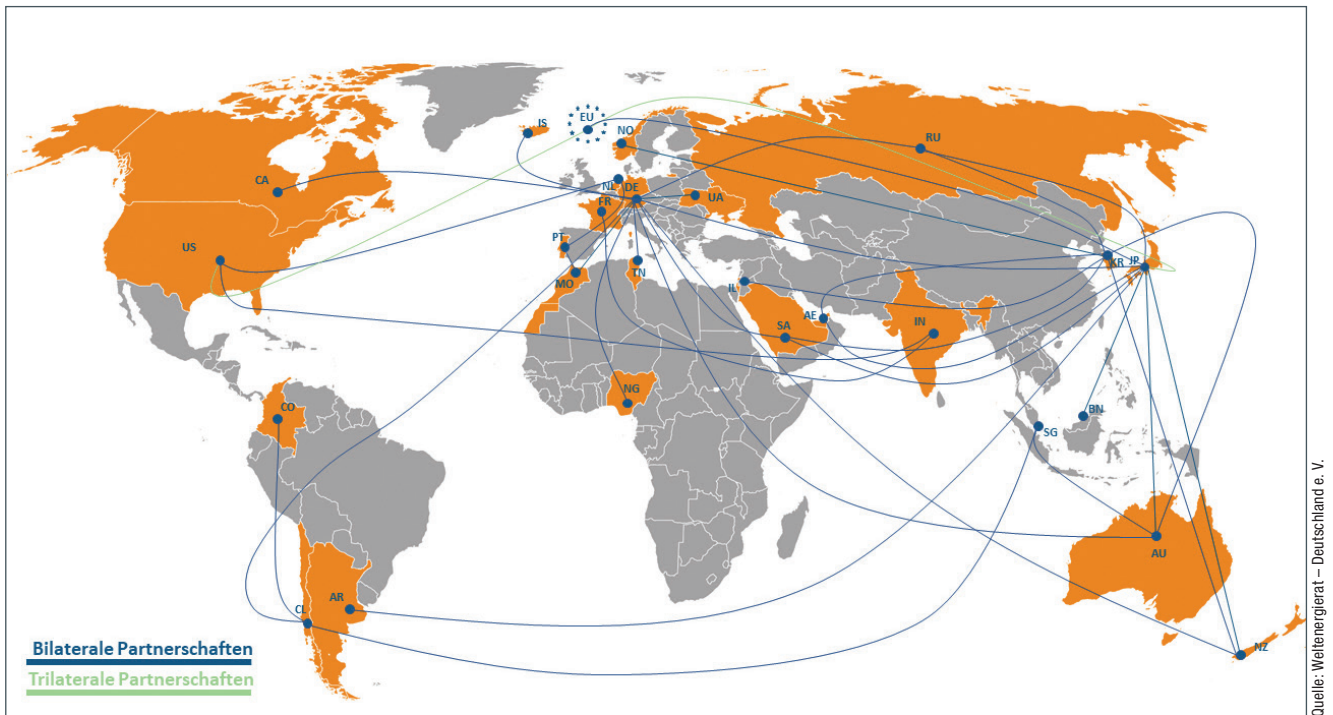


Abb. 5: Multinationale H₂-Partnerschaften weltweit (Stand: Juli 2021)

Quelle: Weltenergierat – Deutschland e. V.

jedoch regional mit unterschiedlichem Fokus. Asiatische Staaten wie Japan, Südkorea und China schreiben Brennstoffzellenfahrzeugen beispielsweise in allen Sektoren des Straßenverkehrs eine wichtige Rolle zu, auch im Pkw-Bereich. Die europäischen Strategien hingegen setzen vor allem auf den H₂-Einsatz in schweren Nutzfahrzeugen und Bussen. Auch die Nutzung grüner synthetischer Kraftstoffe auf H₂-Basis (sogenannte e-fuels) wird in einigen Strategien als Option erwogen. Diese lassen sich ohne größere Modifikationen in der bestehenden Infrastruktur nutzen und bieten damit in Bereichen,

in denen die direkte Nutzung von Strom schwierig oder nicht wettbewerbsfähig ist, eine Perspektive für eine rasche Dekarbonisierung.

Einzelne asiatische Staaten (wie Japan und Südkorea) sehen auch den Wärmemarkt als bedeutenden Anwendungsbereich für Wasserstoff. Brennstoffzellen kommt hier bereits heute eine große Bedeutung zu. Länder wie Australien und die Ukraine setzen zudem auf Wasserstoff für den Export. Der Aufbau eines Binnenmarktes wird hier u. a. als Ausgangspunkt für die Schaffung der notwendigen Wert-

schöpfungsketten für die künftigen H₂-Exporte betrachtet.

Der erwartete H₂-Bedarf und seine Implikationen

Die Frage nach den künftig benötigten Mengen an Wasserstoff tritt zunehmend in das Zentrum der H₂-Debatte. Der erwartete H₂-Bedarf wird dabei zwar nicht in allen untersuchten Strategien quantifiziert. In den Ländern, die dies tun, liegt der vermutete Verbrauch jedoch, bezogen auf die Wirtschaftsleistung, in einer ähnlichen Größenordnung. Die Weltenergierat-Studie ►

MEDENUS

Gas Pressure Regulation



FEDERBELASTETE
GASDRUCKREGLER



SICHERHEITS-
ABBLASEVENTILE



SICHERHEITS-
ABSPERRVENTILE



ZELLENGASFILTER



PILOTGESTEUERTE
GASDRUCKREGLER



MEDENUS
Gas-Druckregeltechnik GmbH
Im langen Feld 3 · D-57462 Olpe

info@medenus.de
www.medenus.de

GAS-DRUCKREGELTECHNIK
bis 16 bar



schätzt den globalen H₂-Bedarf für das Jahr 2050 auf ungefähr 9.000 Terawattstunden (TWh) bzw. 270 Mio. t jährlich. Das entspricht in etwa der Menge an Primärenergie, die weltweit im Jahr durch erneuerbare Energien bereitgestellt wird bzw. ca. der Hälfte an Primärenergie, die die 28 EU-Mitgliedstaaten im Jahr 2019 insgesamt verbraucht haben.

Viele Staaten werden ihren Verbrauch an insbesondere grünem Wasserstoff voraussichtlich nicht durch die eigenen Erzeugungskapazitäten decken können, etwa aufgrund begrenzter EE-Potenziale. Insbesondere dicht besiedelte Länder mit einem großen Energiebedarf und hoher Bevölkerungsdichte (wie z. B. Deutschland, Japan und Südkorea) stellen sich deshalb bereits darauf ein, einen erheblichen Teil ihres künftigen H₂-Bedarfs mittel- und langfristig zu importieren. Andere Staaten verfügen hingegen über ein hohes Potenzial an erneuerbaren Energien und damit für die Produktion von grünem Wasserstoff. Für sie bieten sich dementsprechend große Wachstums- und Entwicklungschancen durch den Aufbau einer eigenen H₂-Wirtschaft und den Export von Wasserstoff. Auch für traditionelle Lieferländer konventioneller, fossiler Energieträger können sich durch eine Umstellung der Produktion auf Wasserstoff interessante Geschäftsmodelle ergeben.

Der Aufbau von Produktionskapazitäten in den Exportstaaten und der logistischen Infrastruktur für Im- und Exporte wird erhebliche Investitionen erfordern. Die Etablierung von H₂-Beziehungen zwischen potenziellen Import- und Exportländern bietet in diesem Zusammenhang die Möglichkeit, Synergien zu nutzen, die Risiken für das eingesetzte Kapital zu reduzieren und neue Wertschöpfungsketten zu entwickeln. Die deutsche H₂-Strategie beispielsweise sieht allein 2 Mrd. Euro für den Aufbau internationaler H₂-Partnerschaften vor. Deutschland hat mit dem Förderprogramm H2Global ein Instrument ins Leben gerufen, das den Import sowie den Markthochlauf

von grünem Wasserstoff befördern soll. Eine eigens eingerichtete Stiftung soll das H₂-Angebot im Ausland mit der Nachfrage im Inland mithilfe eines Doppelauktions-Mechanismus zusammenbringen. Differenzen zwischen dem Angebots- und dem Nachfragepreis sollen dabei über Differenzverträge (Contracts for Difference) ausgeglichen werden.

Entstehung internationaler H₂-Partnerschaften

In den vergangenen Monaten hat sich weltweit bereits eine große Zahl bi- und trilateraler H₂-Beziehungen gebildet (Abb. 5). Die Partnerschaften reichen dabei von ersten Gesprächen über eine mögliche Kooperation, wie etwa zwischen der EU und Japan, über Absichtsvereinbarungen (sogenannte Memorandums of Understanding) zwischen Ländern wie Deutschland und Tunesien oder den Niederlanden und Portugal bis hin zu konkreten Forschungsk Kooperationen sowie gemeinsamen Pilot- und Demonstrationsprojekten. Eines der ersten Projekte dieser Art war das Hydrogen Energy Supply Chain (HESC)-Pilotprojekt zwischen Australien und Japan. Dabei soll Wasserstoff aus Braunkohle im australischen Bundesstaat Victoria produziert und per Schiff nach Japan transportiert werden. Es ist geplant, die dabei anfallenden CO₂-Emissionen abzuscheiden und unter dem Meeresboden zu lagern.

Die Bundesregierung wiederum ist an der Umsetzung des Projekts Haru Oni in Chile beteiligt, welches die Generierung von grünem Wasserstoff mit Weiterverarbeitung in synthetische Kraftstoffe in dem südamerikanischen Land testen wird. Ein weiteres zwischenstaatliches Projekt ist HySupply – Ziel der deutsch-australischen Zusammenarbeit ist die Identifizierung und Analyse möglicher Geschäftsmodelle für die Lieferung von grünem Wasserstoff zwischen beiden Industriestaaten. Anhand einer Machbarkeitsstudie sollen dabei alle Wertschöpfungsstufen der H₂-Wirtschaft dargestellt und zudem das Fundament für eine länger-

fristige bilaterale H₂-Partnerschaft gelegt werden.

Auch auf regionaler Ebene bilden sich vermehrt H₂-Partnerschaften, etwa in Südamerika zwischen Kolumbien und Chile. Und in Europa ist im Dezember 2020 das Important Project of Common European Interest (IPCEI) Hydrogen angestoßen worden. Bei den IPCEIs handelt es sich um integrierte Vorhaben von europäischem Interesse, an denen mindestens zwei Mitgliedstaaten beteiligt sind und die mithilfe öffentlicher Fördermittel einen Beitrag zu Wettbewerbsfähigkeit, Wachstum und Beschäftigung leisten sollen. Das H₂-IPCEI zielt darauf ab, den Markthochlauf für Wasserstofftechnologien innerhalb der EU entlang der gesamten Wertschöpfungskette zu unterstützen. Insgesamt 22 EU-Mitgliedstaaten sowie Norwegen haben eine entsprechende Absichtserklärung für die zwischenstaatliche Kooperation im H₂-Bereich rund um die Themen Erzeugung, Transport und Nutzung unterzeichnet. Nach Angaben des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie wurden auf EU-Ebene im Rahmen des IPCEI-Prozesses bereits über 400 Projekte aus 18 Staaten registriert (Stand: Juli 2021).

Auf dem Weg zu einem globalen Markt für Wasserstoff?

Wasserstoff hat sich zu einem globalen Phänomen entwickelt. Das zeigt nicht zuletzt die große Anzahl an nationalen H₂-Strategien, die in den letzten Monaten veröffentlicht bzw. in Planung gegeben worden ist. Die Weltenergiestatistik geht davon aus, dass die Länder mit eigener H₂-Strategie bis 2025 über 80 Prozent des globalen Bruttoinlandsproduktes repräsentieren werden. Das H₂-Thema hat dabei auch Implikationen für die Ausgestaltung der internationalen Wertschöpfungsketten: Länder mit begrenzten EE-Potenzialen, aber einem hohen künftigen H₂-Bedarf werden voraussichtlich einen Großteil des benötigten Wasserstoffs importieren. Für Staaten mit günstigen Bedingungen für die Produktion von Wasserstoff mit erneuerbaren Energien erge-

ben sich daraus ökonomische Chancen, z. B. durch H₂-Exporte. Die ersten zwischenstaatlichen Energiepartnerschaften zu Wasserstoff haben sich in den letzten Monaten bereits gebildet. Es ist zu erwarten, dass ihre Zahl künftig weiter steigen wird.

Bislang lässt sich jedoch allenfalls die Entwicklung nationaler und regionaler H₂-Märkte beobachten. Die Herausbildung eines Weltmarkts für Wasserstoff hingegen wird aktuell noch durch eine Reihe von Faktoren behindert. So legen die bislang skizzierten Maßnahmen den Fokus oft auf die Formulierung von Zielen und weniger auf Instrumente für die Zielerreichung. Der Markthochlauf für H₂-Technologien hängt zudem allgemein von der Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff gegenüber anderen Energieträgern ab. Befördern ließe sich diese etwa durch die Schaffung sektoraler Quoten für Wasserstoff und e-fuels sowie eine stärkere

Differenzierung der Bepreisung von Energieträgern nach ihrem CO₂-Gehalt. Zudem werden in der Hochlaufphase eine Förderung der höheren Betriebskosten beim Einsatz von CO₂-armem Wasserstoff im Vergleich zu fossilen Alternativen sowie eine Kapitalkostenförderung bei hohen Umstellungsinvestitionen nötig sein. Mit Blick auf den H₂-Handel und die Entwicklung eines globalen H₂-Markts sind außerdem ein allgemein anerkanntes System für die Zertifizierung von grünem und CO₂-armem Wasserstoff sowie Mindeststandards für die H₂-Erzeugung, -Nutzung und den -Transport nötig. Die Phase bis 2030 wird entscheidend für die Etablierung einer H₂-Wirtschaft sein, sowohl in Deutschland als auch global. Die Umsetzung der nationalen H₂-Strategie wird damit auch nach der Bundestagswahl im Herbst 2021 eine der energiepolitischen Herausforderungen der neuen Bundesregierung sein. ■

Literatur:

[1] Weltenergierat – Deutschland e. V., Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH: International Hydrogen Strategies, Berlin 2020.

Die Autoren

Dr. Carsten Rolle ist Geschäftsführer des Weltenergierat – Deutschland e. V.

Maira Kusch ist Senior Managerin beim Weltenergierat – Deutschland e. V.

Kontakt:

Maira Kusch

Weltenergierat – Deutschland e. V.

Gertraudenstr. 20

10178 Berlin

Tel.: 030 2028-1626

E-Mail: kusch@weltenergierat.de

Internet: www.weltenergierat.de

VOIGT VAF ARMATUREN



Verantwortung gegenüber unserer Umwelt ist für **VAF** ein wichtiges Zukunftsthema. Viele **VAF** Armaturen sind deshalb bereits für den Betrieb mit bis zu 100% Wasserstoff geprüft und **H2ready**.

H2ready
GEPRÜFT / TESTED



bei Voigt - Armaturen sind Sie auf der sicheren Seite



Schoppenkamp 9 • 45883 Gelsenkirchen • Fon +49 (209) 944104 -0 • Fax +49(209) 944104-20 • Internet www.vaf-voigt.de



Quelle: SWM

Gasdruckregelanlage der Stadtwerke München: Perspektivisch muss die gesamte deutsche Leitungsinfrastruktur für den Einsatz klimaneutraler Energieträger vorbereitet werden.

Die Bedeutung des DVGW-Sachverständigenwesens

für die technische Selbstverwaltung der Betreiber von Energienetzen der Gas- und Wasserstoffversorgung

Ausgabe 12/2021

Die deutschen Gasnetzbetreiber stehen in den nächsten Jahren und Jahrzehnten vor erheblichen Herausforderungen: Mit Blick auf die **bis zum Jahr 2045 angestrebte vollständige Dekarbonisierung** der Energieversorgung obliegt es ihnen, die Leitungsinfrastruktur für den Einsatz von CO₂-neutralen Energieträgern, insbesondere Wasserstoff, bereit zu machen. Eine **große Rolle werden in diesem Prozess die Sachverständigen in den Unternehmen** spielen: Sie prüfen und begutachten die entsprechenden Rohrleitungen und Anlagen, stellen die Funktionsfähigkeit und technische Sicherheit fest **und bringen ihre Erfahrung in die Regelsetzung des DVGW ein**. Vor diesem Hintergrund beleuchtet der Fachbeitrag die Bedeutung des DVGW-Sachverständigenwesens und schildert die zentralen Aufgaben im Rahmen der anstehenden Transformation der Gasversorgungsnetze.

von: Martin Winkeler (GASCADE Gastransport GmbH), Andreas Schrader (DVGW e. V.), Martin Stucht (Stadtwerke München GmbH) & Bernhard Wening (Münster)

Die Transformation der Gasversorgungsnetze im Zuge der Energiewende stellt die Gasnetzbetreiber vor große Herausforderungen. Über mehr als 550.000 km Rohrleitungen werden Industrie, Gewerbe und private Haushalte in Deutschland mit gasförmiger Energie versorgt, heute überwiegend mit Erdgas. Die importierte Energiemenge betrug im Jahr 2019 mehr als 1.700 Terawattstunden (TWh), davon wurden ca. 950 TWh im Inland verbraucht und ca. 700 TWh wieder exportiert (zum Vergleich: Die Stromentnahme der Letztverbraucher lag im gleichen Zeitraum bei ca. 460 TWh). Die über die Gasnetze verteilte Menge an Biogas lag im betrachteten Zeitraum mit 9,8 TWh bei ca. einem Prozent der verbrauchten Energiemenge [1].

Das Klimaschutzgesetz vom 18. August 2021 fordert bis zum Jahr 2045 die vollständige Dekarbonisierung der deutschen Energieversorgung. Ohne die weitgehende Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur ist diese Transformation nicht machbar – allerdings muss dabei der fossile Energieträger Erdgas durch CO₂-freie Energieträger ersetzt werden. Neben einer Steigerung der Nutzung von Biogas wird insbesondere Wasserstoff als Energieträger hierbei eine zentrale Rolle spielen.

Die Netzbetreiber bereiten sich auf diese Transformation vor. Der DVGW hat im Rahmen von Forschungsvorhaben die grundlegende technische und wirtschaftliche Machbarkeit einer Umstellung der Gasnetze auf einen Betrieb mit Wasserstoff nachgewiesen und die erforderlichen Maßnahmen dargestellt [2]. Im Rahmen seines Innovationsprogramms Wasserstoff [3] werden noch offene technische Fragestellungen untersucht und das DVGW-Regelwerk für die Anwendung für Wasserstoffanlagen weiterentwickelt.

Den Sachverständigen in den Unternehmen kommt im Zuge der Umstellung der Gasnetze für den Transport von Wasserstoff eine zentrale Rolle zu: Erstens bei der Begutachtung und Prüfung von Rohrleitungen und Anlagen in ihrer Rolle als Sachverständige. Zweitens als Experten in den Unternehmen bei der Bewertung der Funktionsfähigkeit und technischen Sicherheit sowie der damit verbundenen Aufgaben bei der Umrüstung und Umstellung der Gasversorgungsnetze. Und drittens in der technischen Regelsetzung als Experten in den regelsetzenden Gremien und als Vermittler der Erkenntnisse und Erfahrungen aus der Prüftätigkeit im Rahmen des Erfahrungsaustausches mit den Gremienmitgliedern.

Rechtliche Rahmenbedingungen der technischen Selbstverwaltung in den Unternehmen

Die Anforderungen an die leitungsgebundene Energieversorgung mit Elektrizität und Gas sind in Deutschland in einem eigenen Rechtsrahmen festgelegt. Die Grundlage bildet das Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz, kurz: EnWG) [4] und die darauf

beruhenden Rechtsverordnungen. Für den Bereich der technischen Sicherheit bedeutet dies, dass sich die Branche in den Energiewirtschaftsbereichen Strom und Gas ihre Sicherheitsregeln selbst geben kann [5]. Das Energiewirtschaftsgesetz verlangt die Gewährleistung der technischen Sicherheit und die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik. Für die Energieanlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von Gas und Wasserstoff wird die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik vermutet, wenn das DVGW-Regelwerk eingehalten wird. Die Betreiber von Energieanlagen unterliegen dabei einer eigenen, im Energiewirtschaftsgesetz festgelegten Aufsicht durch die nach Landesrecht zuständigen Behörden, der Energieaufsicht, und damit nicht – wie die Betreiber überwachungsbedürftiger Anlagen – der Gewerbeaufsicht.

Das auf dem DVGW-Regelwerk beruhende ganzheitliche Sicherheits- und Überwachungskonzept [6] hat in der Praxis eine sehr zurückhaltende staatliche Aufsicht zur Folge, die den Ländern einen weiten Ermessensspielraum zur Ausgestaltung überlässt. Für den Notfall enthält das EnWG eine Verordnungsermächtigung zur Einsetzung eines staatlichen Ausschusses, von der jedoch bislang kein Gebrauch gemacht wurde. Für die Versorgungswirtschaft erwächst aus dieser rechtlichen Regelung die Verpflichtung, das technische Regelwerk auf dem Stand der Technik zu halten und für die Eigenüberwachung Sorge zu tragen [5].

Das deutsche Energierecht wurde vor der Gründung der Europäischen Union erlassen und musste mit der Ausgestaltung des europäischen Rechtsrahmens immer wieder an die europäischen Vorgaben, insbesondere die in den 1990er-Jahren erlassenen und später weiterentwickelten europäischen Richtlinien zum freien Warenverkehr und zu sozialen Mindeststandards, angepasst werden.

Die Aufgaben und die behördliche Anerkennung von Sachverständigen wurden im Jahr 1974 in das Energierecht aufgenommen. Im Zuge der breiten Einführung von Erdgas begann damals der hierfür erforderliche Ausbau des Fernleitungsnetzes. In der damals neu erlassenen Gashochdruckleitungsverordnung [7] wurden die der öffentlichen Versorgung dienenden Gashochdruckleitungen mit einem Betriebsdruck von mehr als 16 bar der Überwachung durch die Energieaufsichten unterstellt. Neu zu errichtende Gashochdruckleitungen und Anlagen sind seither vor der Errichtung der zuständigen Behörde anzuzeigen. Der entsprechenden Anzeige ist eine gutachterliche Äußerung eines Sachverständigen beizufügen. Vor der ersten Inbetriebnahme ist die technische Sicherheit, insbesondere in Hinblick auf Festigkeit, Dichtheit und die Druckabsicherung, durch einen Sachverständigen zu prüfen und die Einhaltung der Anforderungen zu bescheinigen. Darüber hinaus sind Aufgaben von Sachverständigen bei der Prüfung von wesentlichen Änderungen sowie bei Betriebseinstellungen festgelegt. Wiederkehrende Prüfungen sind nur auf Anord-

nung der Behörde bei Vorliegen eines besonderen Anlasses vorgesehen. Auch die Gashochdruckleitungsverordnung überlässt die Verantwortung für den sicheren Betrieb weitgehend dem Betreiber, behält aber für die Energieaufsichten rechtliche Möglichkeiten für einen Eingriff vor, falls hierfür Anlass besteht.

Die Verordnung regelt darüber hinaus auch die Anerkennung von Personen als Sachverständige. Unterschieden wurde in der ersten Ausgabe der Verordnung einerseits zwischen den Sachverständigen der technischen Überwachungsorganisationen und der Materialprüfanstalten und andererseits den DVGW-Sachverständigen. Letztere dürfen alle Begutachtungen und Prüfungen vornehmen – mit Ausnahme der Prüfung der eigentlichen Gashochdruckleitung vor der Inbetriebnahme. Insbesondere die dem Leitungsbetrieb dienenden Anlagen, wie Gas-Druckregelanlagen und Verdichterstationen, können auch von DVGW-Sachverständigen geprüft und bescheinigt werden.

Bezüglich der Anforderungen an die Beschaffenheit, den Betrieb und die Prüfungen von Gashochdruckleitungen beschreibt die Gashochdruckleitungsverordnung die grundlegenden Schutzziele und verweist bezüglich der einzelnen Anforderungen – wie das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) – auf das entsprechende DVGW-Regelwerk.

Da Fernleitungen – mit Ausnahme der hierin eingebauten Standarddruckgeräte – unabhängig von der Druckstufe nicht der europäischen Druckgeräterichtlinie unterliegen, konnten die in der Gashochdruckleitungsverordnung und dem DVGW-Regelwerk enthaltenen Regelungen zu den Prüfungen vor der erstmaligen Inbetriebnahme auch mit der Einführung der europäischen Richtlinien weitgehend unverändert beibehalten werden. Die Anerkennung von Sachverständigen musste allerdings zur Umsetzung der europäischen Richtlinien zur Berufsanerkennung und zur Dienstleistungsfreiheit neu geregelt werden [8]. In der im Jahr 2011 neu erlassenen Fassung der Gashochdruckleitungsverordnung [9] wird das grundlegende Prinzip der Anerkennung von Personen als Sachverständige nach dieser Verordnung beibehalten. Die Voraussetzungen für die Anerkennung von Sachverständigen wurden neu gefasst. Die Erfüllung der Voraussetzungen für die Anerkennung wird vermutet, wenn die antragstellende Person entweder einer entsprechend akkreditierten Inspektions-

stelle angehört oder über ein entsprechendes Zertifikat einer akkreditierten Zertifizierungsstelle verfügt. Sowohl die Inspektions- als auch die Zertifizierungsstellen sind über die Akkreditierung an die relevanten fachspezifischen Bestimmungen der Gashochdruckleitungsverordnung gebunden. Die Prüfung der eigentlichen Gashochdruckleitung vor der erstmaligen Inbetriebnahme bleibt den Sachverständigen der Inspektionsstellen vorbehalten. Auch hier wird die Regelung der ersten Gashochdruckleitungsverordnung fortgeführt.

Das Energierecht regelt die Anforderungen an die technische Sicherheit von Energieanlagen jedoch nicht abschließend. Dort, wo fachliche Regelungen aus anderen Rechtsbereichen auch auf Energieanlagen anwendbar sind, sind diese zusätzlich anzuwenden. Dies gilt insbesondere für die Anforderungen an die Explosionssicherheit von Energieanlagen [10]. Während die Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) [11] die Energieanlagen, soweit sie Druckanlagen im Sinne der Verordnung sind, von den zusätzlichen Vorschriften für überwachungsbedürftige Anlagen ausnimmt, gilt diese Ausnahme nicht für die Prüfungen von Arbeitsmitteln und Maßnahmen in explosionsgefährdeten Bereichen; diesbezüglich gelten die Anforderungen und Schutzmaßnahmen der Gefahrstoffverordnung und die Prüfanforderungen der Betriebssicherheitsverordnung einschließlich der hierzu geltenden staatlichen technischen Regeln auch für Energieanlagen. Die im DVGW-Regelwerk festgelegten technischen und organisatorischen Schutzmaßnahmen zur Gewährleistung der Explosionssicherheit ergänzen fachlich die grundlegenden Festlegungen der Verordnungen und des staatlichen Regelwerks.

Die Prüfung der Explosionssicherheit gehört seit jeher zur Prüfung der technischen Sicherheit der anlagentechnischen Fachgebiete. Mit Erlass der BetrSichV im Jahr 2002 und konkreter gefasst in der BetrSichV 2015 sind jedoch die formalen Anforderungen an eine eigenständige Durchführung und Aufzeichnung der Prüfungen einzuhalten. Mit der BetrSichV 2015 wurden zusätzlich wiederkehrende Prüfungen der Explosionssicherheit eingeführt, die auch für Gasanlagen durchgeführt werden müssen.

Als Prüfer sind – mit Ausnahme der erlaubnispflichtigen Anlagen, deren Prüfung den zugelassenen Überwachungsstellen vorbehalten bleibt – zur Prüfung befähigte Personen zugelas-

sen. Die DVGW-Sachverständigen für Energieanlagen erfüllen die in der BetrSichV und der TRBS 1201, Teil 1 [12] festgelegten Anforderungen an die zur Prüfung befähigten Personen in ihrem jeweiligen Fachgebiet.

Organisation des Sachverständigenwesens im DVGW

Die Aufgaben von Sachverständigen bei Prüfungen und Begutachtungen sind im DVGW-Regelwerk für die einzelnen Gewerke der Energieanlagen detailliert festgelegt. In Bezug auf Druckgefährdungen ist der Einsatz von Sachverständigen in der Regel ab einem zulässigen Betriebsdruck über 5 bar gefordert.

Die hieraus abgeleiteten Anforderungen an die Qualifikation von Sachverständigen sind im DVGW-Arbeitsblatt G 100 [13] für acht Fachgebiete festgelegt. Neben den fachlichen Anforderungen sind auch die Anforderungen an Ausbildung, Berufserfahrung und die persönliche Eignung sowie die für die erstmalige Anerkennung und die Aufrechterhaltung der Anerkennung erforderlichen Referenzen und Fortbildungen aufgeführt (Tab. 1).

Das DVGW-Arbeitsblatt G 100 bildet damit die fachliche Grundlage für die Prüfung und Zertifizierung der nach Energierecht zuständigen Sachverständigen der Gasinfrastruktur und damit gleichzeitig für die Akkreditierung der Inspektions- und Zertifizierungsstellen durch die Deutsche Akkreditierungsstelle (DAkKS). In der aktuellen Ausgabe Juni 2021 wurden neben fachlichen Anpassungen insbesondere die Änderungen im Rechtsrahmen berücksichtigt.

Hierzu gehört die Aufnahme der Wasserstoffnetze nach EnWG in den Geltungsbereich und die Klarstellung, dass die aufgeführten Qualifikationsanforderungen auch die Anforderungen zur Prüfung der Explosionssicherheit nach BetrSichV im jeweiligen Fachgebiet beinhalten. Darüber hinaus sind für den Bereich der häuslichen und gewerblichen Gasinstallationen im Geltungsbereich der Technischen Regel für Gasinstallationen (TRGI) [14] eigene Qualifikationsanforderungen im DVGW-Arbeitsblatt G 648 [15] festgelegt.

Zur Zertifizierung von Sachverständigen hat die DVGW CERT GmbH ein Programm zur DVGW-Personenzertifizierung etabliert, das für die Sachverständigen nach DVGW-Arbeitsblatt G 100 durch die Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH auf Basis der DIN EN ISO IEC 17024 akkreditiert worden ist. Zusätzlich wird ein Zertifizierungsprogramm für DVGW-TRGI-Sachverständige nach DVGW-Arbeitsblatt G 648 für Gasinstallationen angeboten, das nicht der Akkreditierung unterliegt.

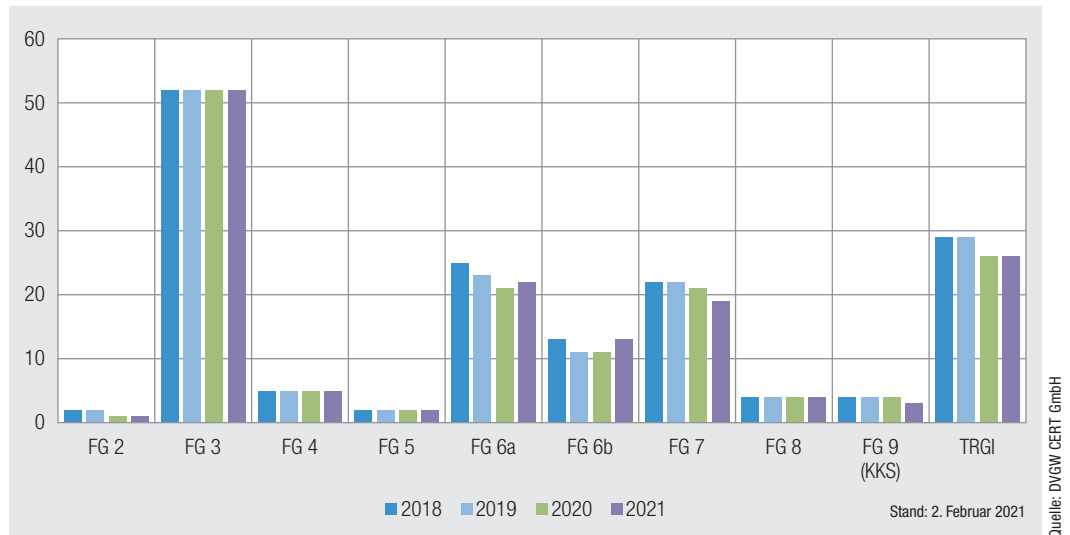
Die Zertifizierungsprogramme werden unter Einbeziehung von geeigneten Experten, Marktteilnehmern und anderen interessierten Kreisen entwickelt und anschließend in die Praxis umgesetzt. Nach erfolgreicher Einführung werden die Programme systematisch bewertet und validiert. Ein Programmausschuss unterstützt die DVGW CERT GmbH und prüft die Normenkonformität sowie die Eignung und Zuverlässigkeit der Zertifizierung [16]. Die Umsetzung des Zertifizierungsverfahrens ist in der Geschäfts- und der Prüfungsordnung der DVGW CERT GmbH geregelt.

Tabelle 1: Fachgebiete und Zuständigkeiten von Sachverständigen

Rechtsgrundlage	EnWG	GasHDrLtGv	
	bis 16 bar	> 16 bar	
Fachgebiet (FG) nach DVGW-Arbeitsblatt G 100	Prüfung	Anzeige	Prüfung
FG 2: Verdichter- und Expansionsanlagen	I, z	I, z	I, z
FG 3: Gas-Druckregel- und Messanlagen	I, z	I, z	I, z
FG 4: Druckbehälter	I, z	I, z	I, z
FG 5: Gasfüllanlage	I, z	I, z	I, z
FG 6: Gasrohrleitungen DP bis 16 bar	I, z		
FG 7: Gasrohrleitungen DP über 16 bar		I, z	I
FG 8: Biogas-Aufbereitungs- und Einspeiseanlagen	I, z	I, z	I, z
FG 9: aktiver und passiver Korrosionsschutz (KKS)	I, z	I, z	I, z
Prüfzuständigkeiten nach Energierecht: I: Sachverständiger einer Inspektionsstelle; z: zertifizierter Sachverständiger			

Quelle: die Autoren

Abb. 1: Anzahl der zertifizierten Sachverständigen nach Fachgebieten



Als DVGW-Sachverständige der Gasversorgung können Personen (z. B. Mitarbeitende der Gasnetzbetreiber oder von herstellenden Unternehmen oder Ingenieurbüros) zertifiziert werden, die die Anforderungen des DVGW-Arbeitsblattes G 100 erfüllen. Für den Geltungsbereich der TRGI können Mitarbeitende aus Installationsunternehmen oder von Gasnetzbetreibern nach den Vorgaben des DVGW-Arbeitsblattes G 648 zertifiziert werden. **Abbildung 1** gibt eine aktuelle Übersicht über die zertifizierten Sachverständigen.

Der DVGW organisiert im Rahmen seiner beruflichen Bildung Schulungen und Erfahrungsaustauschveranstaltungen für Sachverständige, um die Aus- und Weiterbildung entsprechend dem Stand der Technik zu unterstützen.

Im Rahmen der technischen Regelsetzung leisten DVGW-Sachverständige ebenfalls einen wichtigen Beitrag. Als Mitglieder der regelsetzenden Gremien tragen sie zur Erarbeitung des sich weiterentwickelnden Standes der Technik bei. Dies bedeutet für die beteiligten Personen zwar zeitlichen Aufwand, gleichzeitig stärkt die Beteiligung am fachlichen Diskurs in den regelsetzenden Gremien die fachliche und persönliche Qualifikation der Sachverständigen. Darüber hinaus sorgt der jährliche Erfahrungsaustausch der DVGW-Sachverständigen mit den Mitgliedern der Fachgremien dafür, dass die Erkenntnisse aus der Tätigkeit der Sachverständigen in die Weiterentwicklung des Regelwerks einfließen.

Wirtschaftliche Betrachtung

Die Ausbildung und Zertifizierung von Mitarbeitenden aus den eigenen Unternehmen bietet

für die Netzbetreiber zahlreiche Vorteile: So kann z. B. die Ausbildung und der Erwerb der Berufserfahrung entsprechend geeigneter Personen im Rahmen der Praxis erfolgen, sodass der zusätzliche persönliche Aufwand für die Vorbereitung auf eine Zertifizierung überschaubar ist. Die auf diesem Wege erworbene Qualifikation stellt gleichzeitig sicher, dass der Sachverständige neben den sicherheitstechnischen auch mit den betrieblichen Belangen vertraut ist und somit auch zu innovativen, praxisgerechten und ökonomischen Lösungen beitragen kann. Der Einsatz zertifizierter Sachverständiger im Unternehmen und über Unternehmensgrenzen hinweg ermöglicht

- eine höhere Flexibilität bei der Abwicklung von Projekten,
- Kosteneinsparungen beim Auftraggeber durch Brancheneinsatz,
- vereinfachte Terminabsprachen für die Operative,
- positive Bindungen zwischen Netzbetreibern durch den Auftrag und durch Fachaustausch,
- Know-how-Bildung und -Bindung bei den Netzbetreibern,
- Kosteneinsparungen durch den internen direkten Fachaustausch,
- persönliche Qualifizierung des Sachverständigen sowie
- Stützung des positiven Branchenbildes in Politik und Wirtschaft.

Die Beschäftigung von Sachverständigen im Unternehmen kann auch als ein Indiz für die im EnWG geforderte technische Leistungsfähigkeit des Netzbetreibers dienen, die Voraussetzung für die Genehmigung des Netzbetriebes ist. Voraussetzung für den Einsatz von

Sachverständigen im eigenen Unternehmen ist immer die in der Gashochdruckleitungsverordnung und im DVGW-Regelwerk festgelegte unabhängige Ausübung der Sachverständigentätigkeit.

Transformation der Gasversorgungsnetze im Rahmen der Energiewende

Eine besondere Bedeutung bekommen Sachverständige im Rahmen von Transformationsprozessen. Die Einführung von Erdgas in den 1970er- und der Ausbau der Netze in den 1980er-Jahren sowie die Erneuerung der Gasinfrastruktur in den neuen Bundesländern in den 1990er-Jahren sind Beispiele hierfür. Die Energiewende, die eine Umstellung der gesamten zukünftig noch zu nutzenden Gasinfrastruktur und der angeschlossenen Anwendungen auf CO₂-freie Gase innerhalb weniger Jahrzehnte erfordert, stellt in diesem Zusammenhang einen Transformationsprozess in bisher nicht bekannter Größenordnung dar.

Sachstand H₂-Readiness – Bauteile und Regelwerke

Zur Umsetzung der H₂-Readiness im DVGW-Regelwerk wurde ein zweistufiger Ansatz gewählt. Hierbei wird grundsätzlich davon ausgegangen, dass die sicherheitstechnischen Anforderungen an Energieanlagen der Gasversorgung auch für Wasserstoffanlagen gelten. Ggf. zusätzlich oder abweichend zu beachtende H₂-spezifische Anforderungen werden in einem ersten Schritt in zwei Merkblättern – jeweils für die Gasinfrastruktur und die Gasanwendung – zusammengefasst. Auf diese Weise wird die Anwendbarkeit des DVGW-Regelwerks für erste Anwendungen zeitnah sichergestellt [17, 18]. Parallel hierzu werden noch offene Fragen im Rahmen von gezielten Forschungsvorhaben geklärt und die daraus abgeleiteten Anforderungen in die einzelnen Regelwerksdokumente aufgenommen und konkretisiert, sodass bis spätestens zum Jahr 2025 die funktionalen technischen Regeln des DVGW-Regelwerks auch für Wasserstoff anwendbar sind.

Bedeutung von Sachverständigen für die Qualifikation der Unternehmen

Im Rahmen des Transformationsprozesses zur Umstellung von Netzen auf CO₂-freie Gase ist vom Unternehmen die Eignung der eigenen Assets, aber auch die Voraussetzungen der vor- und nachgelagerten Netze und Netznutzer zu bewerten. Die technische Fach- und Beurteilungskompetenz hierfür wird in den Unternehmen benötigt.

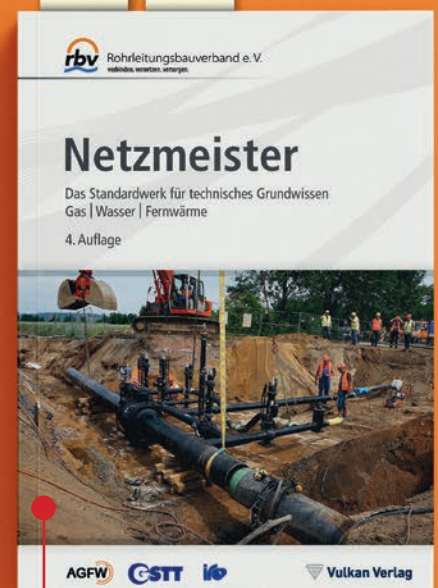
Aufgaben für Sachverständige

Die Gasinfrastruktur in Deutschland, einschließlich der Gasnetzanschlüsse, umfasst mittlerweile mehr als 550.000 km Rohrleitungen, ca. 60.000 Gas-Druckregel- und Messanlagen (GDRM-Anlagen) und 117 Verdichterstationen. Nur etwa 10 Prozent der Leitungen und der Gas-Druckregel- und Messanlagen fallen dabei in den Geltungsbereich der Gashochdruckleitungsverordnung, während ca. 80.000 km Rohrleitungen und 25.000 GDRM-Anlagen in die nach DVGW-Regelwerk festgelegte Prüfständigkeit von Sachverständigen fallen. ▶

Für die Meister der Netze

Alle wichtigen Informationen über die Instandhaltung der Gas-, Wasser- und Fernwärme-Rohrnetze

Umfassendes Wissen zum technischen Regelwerk und den hygienischen Anforderungen



Wichtige Fragen für die Tätigkeit des technischen Betriebspersonals werden von Experten praxisorientiert abgehandelt

Mit neuen Kapiteln:
»Verbindungstechniken«,
»Grabenlose Bauweisen
und Sanierungsverfahren«

Jetzt bestellen unter
shop.wvgw.de

Mit der Änderung des EnWG im Juli 2021 wurde zusätzlich festgelegt, dass jede Umstellung einer Leitung für den Transport von Erdgas auf den Transport von Wasserstoff, unabhängig vom jeweiligen Auslegungsdruck, der zuständigen Behörde anzuzeigen und zu beschreiben ist. Der Anzeige ist die gutachterliche Äußerung eines Sachverständigen beizufügen, aus der hervorgeht, dass die angegebene Beschaffenheit der genutzten Leitung den Anforderungen an die technische Sicherheit entspricht. Die entsprechende Regelung zur Anzeige von Leitungsbauvorhaben nach Gashochdruckleitungsverordnung wird somit auf die gesamte Gasinfrastruktur übertragen. Die nach Landesrecht zuständigen Behörden sehen hier einen unbedingt notwendigen Beitrag der Sachverständigen auf Grundlage der zu erteilenden Genehmigung.

Für aktuelle Projekte muss die Eignung von Leitungen und Anlagen bei einer Umstellung auf Wasserstoff auf Grundlage der H₂-Leitfäden noch im Rahmen von Einzelbewertungen erfolgen, in der die Fachkompetenz der Sachverständigen in besonderem Maße gefordert wird [19]. Mit Vervollständigung des Regelwerks können die dann vorliegenden Prüfgrundlagen direkt angewandt werden, sodass der individuelle Aufwand für die Bewertung optimiert wird. Allerdings benötigt die Steigerung der Anzahl und Menge der zu bewertenden Rohrleitungen und Anlagen eine deutliche Steigerung der verfügbaren Sachverständigenkapazität.

Fazit

Der Rechtsrahmen des Energierechts in Deutschland ermöglicht es den Unternehmen, die Errichtung und den Betrieb von Energieanlagen weitgehend eigenständig durchzuführen. Mit dem DVGW-Regelwerk und dem darauf beruhenden akkreditierten Zertifizierungsverfahren für DVGW-Sachverständige sind die Voraussetzungen für ein zukunftsfähiges Sachverständigenwesen in der sich verän-

dernden Energielandschaft geschaffen. Die zukünftigen Aufgaben für Sachverständige im Rahmen der Transformation der Gasversorgungsnetze können nur bewältigt werden, wenn die Unternehmen eine entsprechende Anzahl an Personen als Sachverständige ausbilden. Auf diese Weise sichern sie sich die erforderliche Fachkompetenz, die sie für die anstehenden Innovationen benötigen. ■

Literatur

- [1] Monitoringbericht 2020 gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, Stand: 1. März 2021.
- [2] Müller-Syring, G., Stötzl, M., Ortloff, F. et al.: Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21. Abschlussbericht zum DVGW-Forschungsvorhaben G 201624, November 2018.
- [3] Linke, G., Gröschl, F., Brandes, F.: Zukunftsmarkt Wasserstoff: Position und Maßnahmen des DVGW, in: DVGW energie | wasser-praxis, Ausgabe 4/2021, S. 24–29.
- [4] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist.
- [5] Bramkamp, B.: Zu einigen Aspekten europarechtlicher Einflüsse auf das deutsche Technische Recht, in: DVGW energie | wasser-praxis, Ausgabe 9/2005, S. 40–43.
- [6] Klees, A., Groos, A.: Gewährleistung der technischen Sicherheit von Gasinfrastrukturen in Deutschland, in: DVGW energie | wasser-praxis, Ausgabe 6+7/2017, S. 19–25.
- [7] Verordnung über Gashochdruckleitungen (GasHDrLtgV) vom 17. Dezember 1974 (BGBl. I S. 3591).
- [8] Schrader, A.: Neufassung der Verordnung über Gashochdruckleitungen, in: DVGW energie | wasser-praxis, Ausgabe 3/2012, S. 10–13.
- [9] Verordnung über Gashochdruckleitungen (Gashochdruckleitungsverordnung – GasHDrLtgV) vom 18. Mai 2011 (BGBl. I S. 928), die zuletzt durch Artikel 24 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist.
- [10] Faber, W., Seemann, A., Schrader, A.: Anforderungen zum Explosionsschutz nach GefStoffV und BetrSichV für Gasanlagen – neue Rechtslage ab 1. Juni 2015, in: GWF – Gas | Erdgas, Ausgabe 6/2015, S. 366–373.
- [11] Verordnung über Sicherheit und Gesundheitsschutz bei der Verwendung von Arbeitsmitteln (Betriebs-sicherheitsverordnung – BetrSichV) vom 3. Februar 2015 (BGBl. I S. 49), die zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 27. Juli 2021 (BGBl. I S. 3146) geändert worden ist.
- [12] TRBS 1201, Teil 1: Prüfung von Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen. Ausgabe: März 2019 GMBI 2019, S. 241 (Nr. 13–16).
- [13] DVGW-Arbeitsblatt G 100: Qualifikationsanforderungen an Sachverständige für Energieanlagen zur leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas und Wasserstoff, Ausgabe Juni 2021.
- [14] DVGW-Arbeitsblatt G 600: Technische Regel für Gasinstallationen (DVGW-TRGI), Ausgabe September 2018.
- [15] DVGW-Arbeitsblatt G 648: Qualifikationsanforderungen an DVGW-TRGI-Sachverständige, Entwurf Februar 2021.
- [16] DVGW CERT GmbH: DVGW-Personenzertifizierung, online unter www.dvgw-cert.com/de/personenzertifizierung/dvgw-personenzertifizierung.html, abgerufen am 18. Oktober 2021.

- [17] Steiner, K., Schrader, A.: Anwendung des DVGW-Regelwerkes auf die leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Wasserstoff – Entwicklung des Merkblatts G 221, in: DVGW energie | wasser-praxis, Ausgabe 8/2021, S. 56–62.
- [18] Schuhmann, K.-U.: Leitfaden H₂-Readiness Gasanwendung, in: DVGW energie | wasser-praxis, Ausgabe 4/2021, S. 72–75.
- [19] Steiner, K., Schrader, A., Bode, A.: Wasserstoffspezifische Abnahmen von Gas-Druckregelanlagen durch Sachverständige – die Umsetzung des DVGW-Arbeitsblattes G 491, Anhang O, in: DVGW energie | wasser-praxis, Ausgabe 4/2020, S. 22–29.

Die Autoren

Martin Winkeler ist Leiter Gasmessung und Vertragsenergieermittlung bei der GASCADE Gastransport GmbH in Kassel.

Andreas Schrader ist Leiter Gasinfrastruktur in der Einheit Gastechnologien und Energiesysteme in der DVGW-Hauptgeschäftsstelle in Bonn.

Martin Stucht ist Leiter der Planung der Rohrsparte bei der Stadtwerke München GmbH.

Bernhard Wening ist Vorsitzender des Programmausschusses „Personenzertifizierung“ bei der DVGW CERT GmbH in Bonn.

Kontakt:

Andreas Schrader
Deutscher Verein des Gas- und Wasser-fachs e. V.
Technisch-wissenschaftlicher Verein
Josef-Wirmer-Str. 1–3
53123 Bonn
Tel.: 0228 9188-982
E-Mail: andreas.schrader@dvgw.de
Internet: www.dvgw.de



Alle Informationen rund um das **DVGW-Regelwerk**

Noch Fragen? Wir helfen Ihnen gerne!

wvgw-Kundenservice

Tel.: +49 228 9191-40 oder E-Mail: info@wvgw.de

shop.wvgw.de

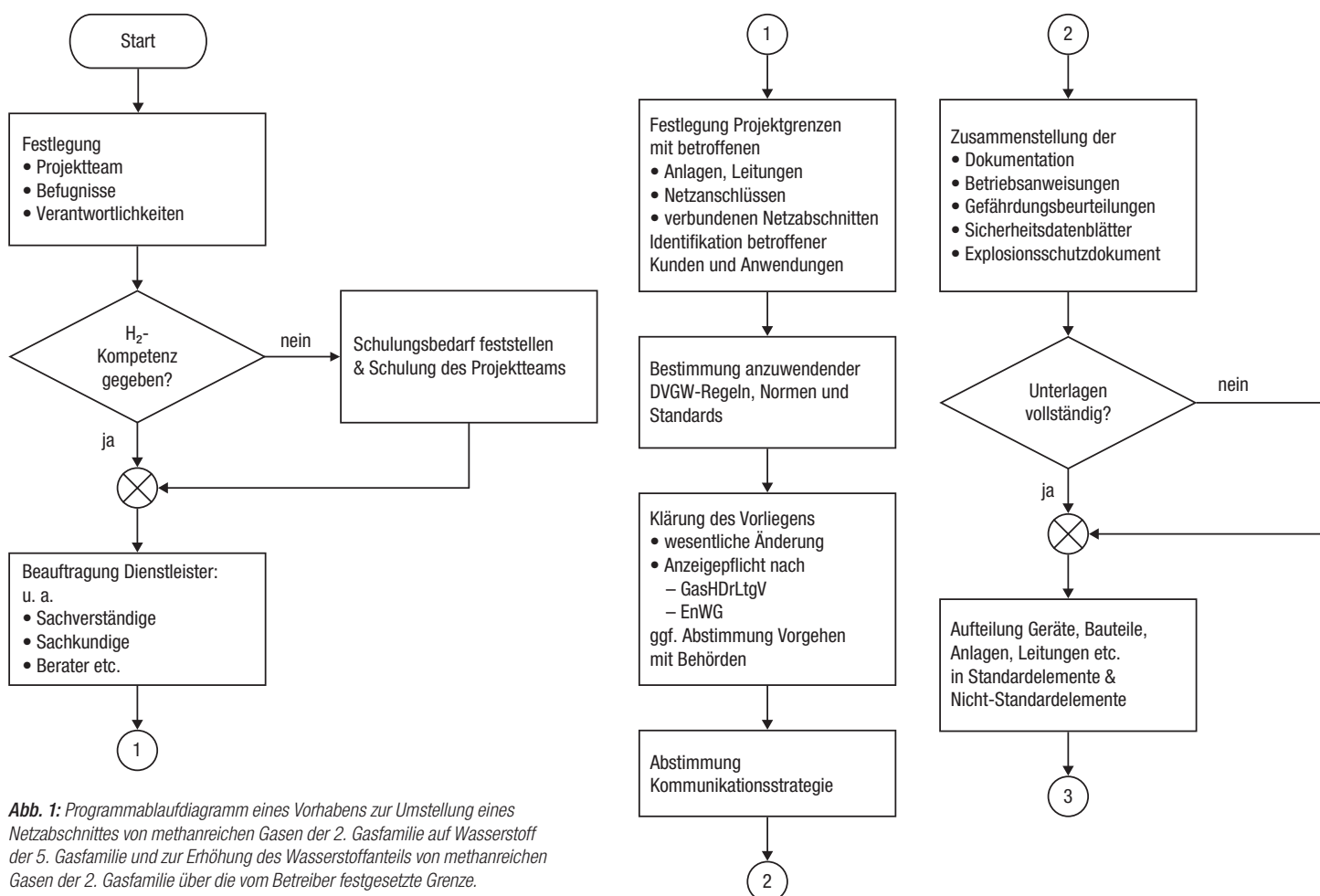
Umstellung von Netzabschnitten auf Wasserstoff nach dem DVGW-Merkblatt G 221:

ein Vorschlag für ein Programmablaufdiagramm – Teil 1

Ausgabe 01/2022

Das DVGW-Merkblatt G 221 [1, 2] legt Anforderungen und Prüfumfänge fest, die bei einer Umstellung von Abschnitten der Gasinfrastruktur **von methanreichen Gasen auf Wasserstoff** einzuhalten sind. Anhand dieser Vorgaben entwickelt der folgende Fachaufsatz einen Vorschlag für den Ablauf einer solchen Umstellung. Das diskutierte Programmablaufdiagramm kann beispielgebend wirken; es sollte aber bei der Anwendung in allen Punkten auf die Übertragbarkeit auf das konkrete Umstellungsprojekt geprüft und angepasst werden. Im folgenden Teil 1 des Artikels werden die Projektvorbereitungen **und die Prüfung der erforderlichen Dokumente** diskutiert. Im zweiten Teil werden dann die betrieblichen Prüfungen im Feld und die Feststellung der Eignung der Abschnitte für wasserstoffhaltige Gase beschrieben.

von: Dr. Klaus Steiner (Erdgas & Verwandtes), Dieter Drews (TÜV Rheinland Industrie Service GmbH) & Andreas Schrader (DVGW e.V.)



Das DVGW-Regelwerk bietet für die Umstellung von Gasnetzen auf einen Betrieb mit wasserstoffhaltigen Gasen und Wasserstoff einen technischen Rahmen zur Vorgehensweise mit sicherheitstechnischen Anforderungen und Prüfgrundlagen. Eine solche Umstellung liegt vor, wenn ein Gasversorgungsnetz vom Betrieb mit Erdgas auf den Betrieb mit Wasserstoff im Sinne der 5. Gasfamilie nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 umgestellt wird. Die hier beschriebenen Maßnahmen sind allerdings auch anzuwenden, wenn Wasserstoff als Zusatzgas im Sinne der 2. Gasfamilie nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 einer Menge eingespeist wird, sodass die vom Betreiber bei der Auslegung festgelegten Grenzen überschritten werden und daher die Eignung des Netzes bzw. der hierin eingebauten Komponenten und/oder der mit dem Netz verbundenen Gasanwendungen neu bewertet werden

müssen. Zu erwähnen ist hierbei insbesondere das DVGW-Merkblatt G 409 zur Validierung der Wasserstofftauglichkeit von Gashochdruckleitungen, das sinngemäß auch für Gasrohrleitungen in Verteilnetzen angewendet werden kann¹, sowie die DVGW-Merkblätter G 655 für die Prüfung der Eignung von Gasanwendungen und G 221 zur Anwendung des DVGW-Regelwerkes auf die Gasinfrastruktur auf die leistungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit wasserstoffhaltigen Gasen und Wasserstoff [1–4].

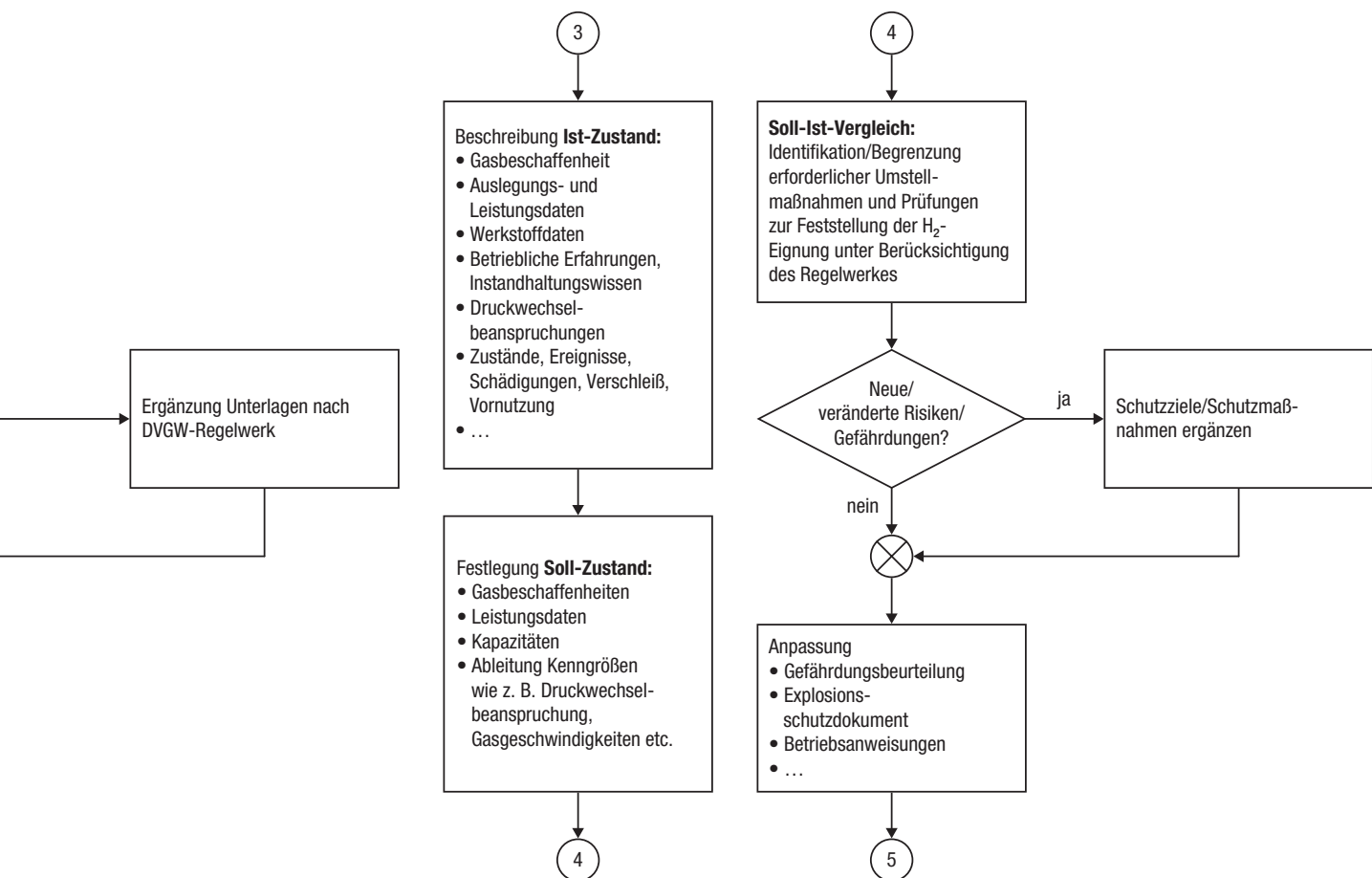
Bei der Feststellung der Eignung eines Netzabschnittes für Wasserstoffanwendungen und den Betrieb mit wasserstoffhaltigen Gasen ist grundsätzlich immer die gleiche Vorgehensweise anzuwenden: Der Abschnitt muss analysiert, bewertet und die Wasserstofftauglichkeit vom Betreiber festgestellt werden. Aber genau bei dieser Kurz-

beschreibung kommen Fragen auf, da dieser Dreiklang abstrakt klingt. Das DVGW-Merkblatt G 221 bietet zwar eine übergeordnete Anweisung mit Beispielen zur Vorgehensweise bei Tauglichkeitsprüfungen [1, 2]. Es beinhaltet aber kein Diagramm mit einem möglichen Ablauf einer solchen Umstellung. In diesem Fachaufsatz soll daher beispielhaft ein solches Ablaufdiagramm entwickelt und diskutiert werden (Abb. 1).

Die Umstellung von Netzabschnitten vom Betrieb mit Erdgas auf einen Betrieb mit wasserstoffhaltigen Gasen oder Wasserstoff lässt sich grob in die folgenden fünf Blöcke einteilen:

- Klärung der Verantwortlichkeiten und Organisation,
- Projektvorbereitung,
- Prüfungen auf technische Betriebssicherheit des Soll-Zustandes des be-

¹ Für die Umstellung von Rohrleitungen der Gasverteilung werden aktuell zwei DVGW-Merkblätter neu erstellt.



► Abb. weiter auf der nächsten Seite

troffenen Abschnittes (Dokumentenprüfung),

- betrieblichen Prüfungen inklusive des Nachweises der Prüfungen und
- Freigabe der Wasserstofftauglichkeit.

Nachfolgend wird auf jeden der fünf genannten Blöcke im Detail eingegangen.

Verantwortlichkeiten und Organisation

Ein Projektteam koordiniert verantwortlich die Umstellung. Hierzu gehört die Projektleitung inkl. ihrer Befugnisse wie z. B.

- die Feststellung der Wasserstofftauglichkeit des betrachteten Netzabschnittes,
- die Feststellung der Eignung einer Anlage und/oder Rohrleitung für den Betrieb mit wasserstoffhaltigen Gasen oberhalb der vom Betreiber festgelegten Grenzen,
- die Festlegung neuer zulässiger Wasserstoffanteile im Fördermedium

für den betrachteten Netzabschnitt sowie

- die Freigabe für den Betrieb und die Begasung des Netzabschnittes mit wasserstoffhaltigen Gasen bzw. Wasserstoff.

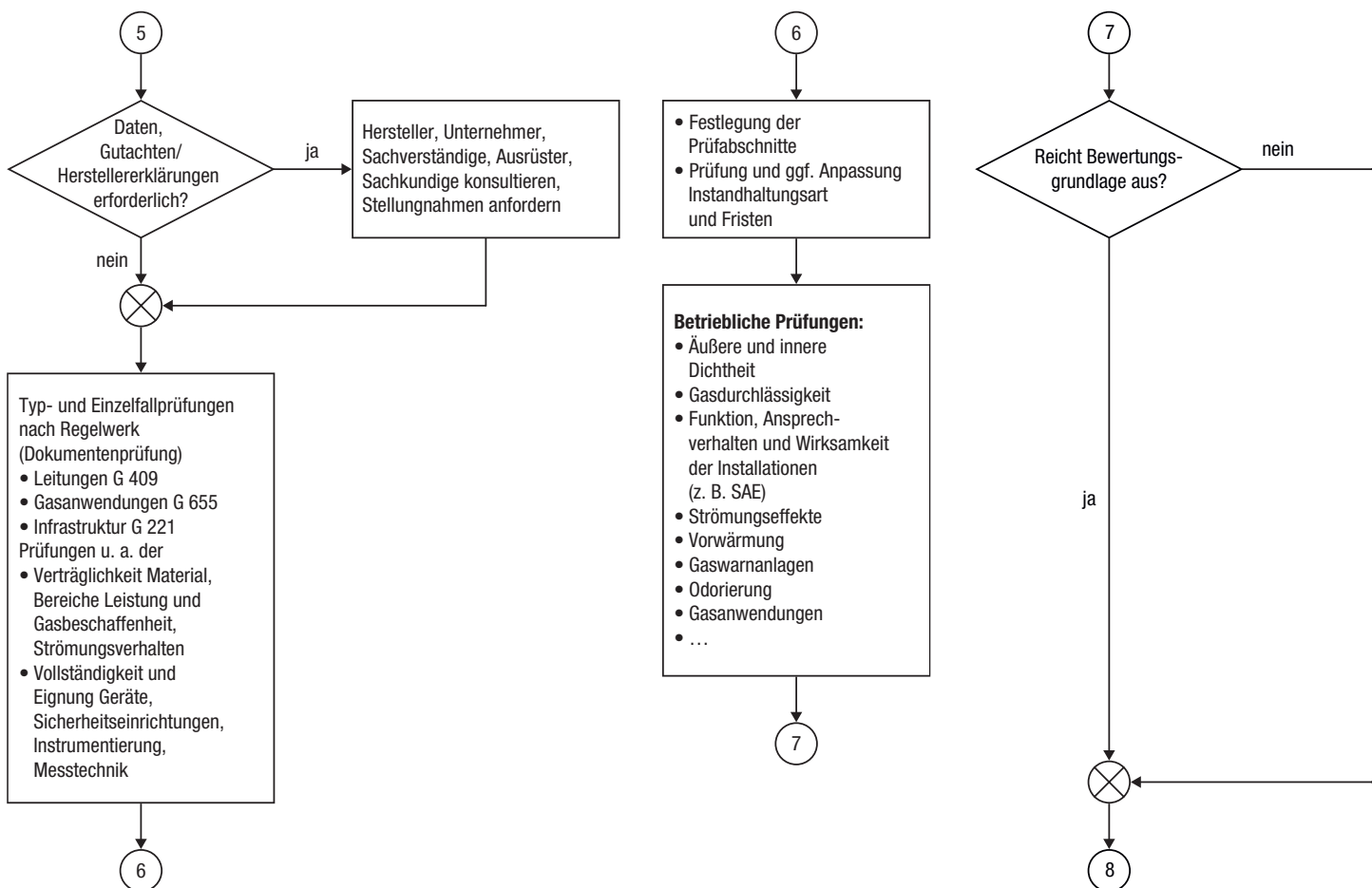
Bei der Festlegung der Verantwortlichkeiten und Berechtigungen ist vom Betreiber auch zu prüfen, inwiefern das Team die erforderliche wasserstoffspezifische Kompetenz besitzt und welche Dienstleistungen hinzuzuziehen bzw. zu integrieren sind. Dies schließt auch die Beauftragung von Dienstleistern wie externe Sachkundige und Sachverständige ein.

Sofern Qualifikationen fehlen, muss der Schulungsbedarf festgestellt und die Qualifikationen über eine wasserstoffspezifische Weiterbildung des Teams ergänzt werden. Sachthemen, die im Rahmen einer Weiterbildung empfehlenswert sind, sind im Anhang I des DVGW-Merkblattes G 221 gelistet. Die wasserstoffspezifische Weiterbildung des Projektteams sollte zeitnah

nach der Freigabe des Projektes zur Umstellung durchgeführt werden.

Der Königsweg zur Gewährleistung der sicheren Auslegung, Umstellung und Betriebes des Gasnetzes ist die Anwendung und Umsetzung des DVGW-Regelwerkes. Laut Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und der Gashochdruckleitungsverordnung (GasHDrLtgV) wird vermutet, dass durch die Anwendung des DVGW-Regelwerkes die „allgemein anerkannten Regeln der Technik“ bzw. der „Stand der Technik“ eingehalten werden. Dies gilt für alle Gase nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 260, also auch für wasserstoffhaltige Gase und Wasserstoff [5]. Durch die regelmäßige Überarbeitung der technischen Regeln des DVGW-Regelwerkes ist sichergestellt, dass die in der Praxis bewährten technischen Lösungen berücksichtigt werden.

Das Regelwerk des DVGW umfasst die wesentlichen Aspekte der sicheren Auslegung und der technischen Sicherheit beim Betrieb des Gasnetzes mit methanreichen Gasen der 2. Gasfamilie, in die



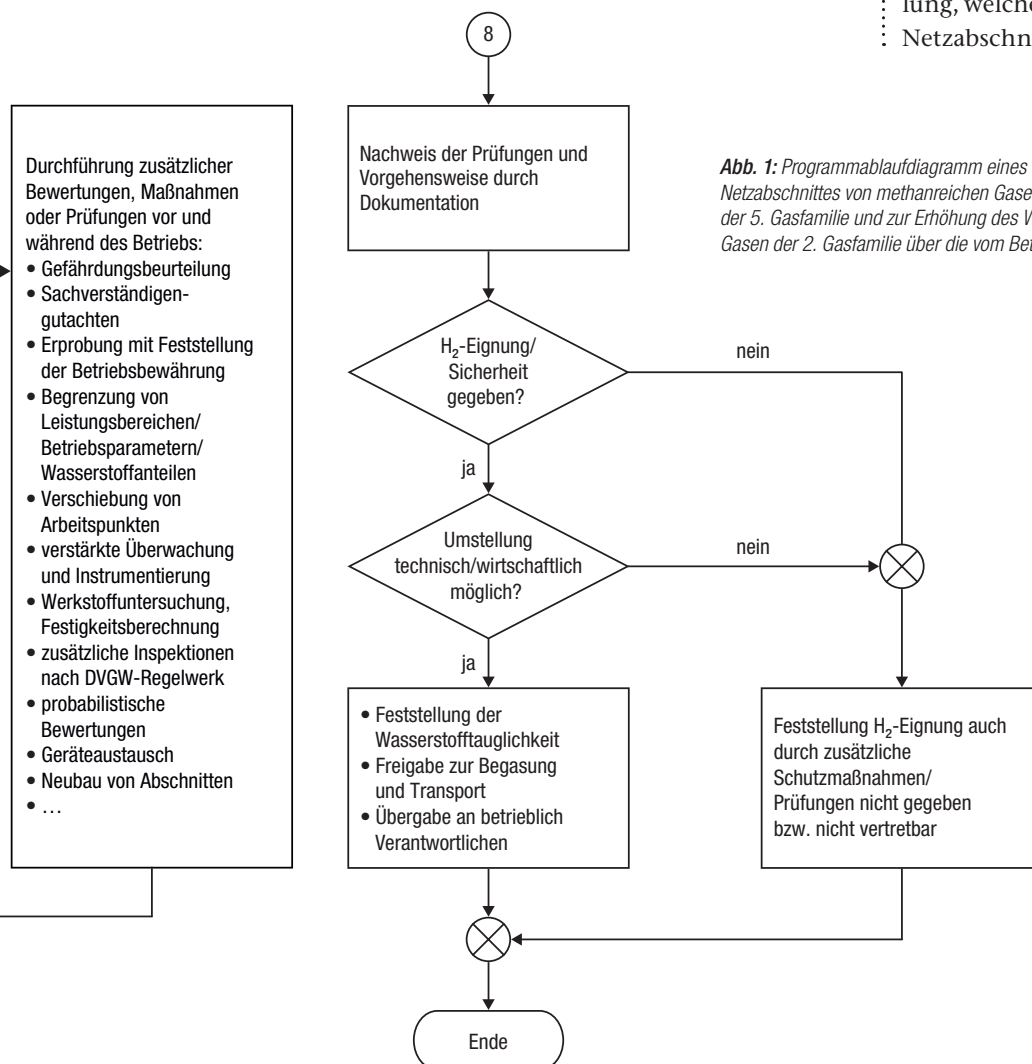
Wasserstoff als Zusatzgas eingespeist werden kann, und Wasserstoff der 5. Gasfamilie. Diese Feststellung darf aber nicht darüber hinwegtäuschen, dass international auch gleichwertige Regeln und Normen angewendet werden, die Aspekte berücksichtigen, die in Deutschland nur wenig Anwendungen finden. Die Gleichwertigkeit dieser internationalen Normen zum DVGW-Regelwerk manifestiert sich darin, dass ebenfalls ein betriebsbewährter Stand der Technik abgebildet wird. Bei der internationalen Vernetzung von Gasinfrastrukturen für wasserstoffhaltige Gase mit Wasserstofferzeugungsanlagen und Einspeisepunkten bzw. dem Aufbau von Wasserstoffnetzen ist daher damit zu rechnen, dass unterschiedlich bewährte Sicherheitskonzepte aus diversen Regelwerken in Netzabschnitten kombiniert werden. Typisches Beispiel hierfür sind Elektrolysen zur Wasserstofferzeugung, spezifiziert nach ISO-Norm, die mit Netzabschnitten nach

DVGW-Regelwerk druck- und sicherheitstechnisch verbunden werden. Das Schutzziel der Kompatibilität unterschiedlicher Sicherheitskonzepte kann im Falle der Umstellung zu weiteren Schutzmaßnahmen oder -funktionen führen. Solche Anforderungen sind nicht nur bei der Prüfung bezüglich der Wasserstofftauglichkeit zu berücksichtigen, sondern auch bei deren Vorbereitung. Daher muss festgelegt werden, nach welchen Normen bzw. Standards und/oder DVGW-Regelwerkdokumenten die Umstellung von der 2. auf die 5. Gasfamilie oder die Erhöhung des Wasserstoffanteils auf über vom Betreiber festgesetzte Grenzen die Eignung für Wasserstoff und oder Wasserstoffanteile im Gas bewertet und festgestellt wird. Falls Regelanlagen betroffen sind, liegt das DVGW-Arbeitsblatt G 491 nahe [6]; die Umstellung von Hochdruckleitungen wiederum erfolgt nach dem DVGW-Merkblatt G 409 bzw. nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 463 [3, 7]. Für den

Fall, dass die relevanten technischen Regeln des DVGW Wasserstoff bzw. Wasserstoffanteile noch nicht abdecken, sichert die Anwendung des DVGW-Merkblattes G 221 zusammen mit dem jeweils relevanten DVGW-Regelwerk die Gewährleistung der technischen Betriebssicherheit des betroffenen Netzabschnittes für den Betrieb mit wasserstoffhaltigen methanreichen Gasen der 2. Gasfamilie und/oder Wasserstoff der 5. Gasfamilie [1, 2].

Projektvorbereitung

Zu den wichtigsten Punkten der Projektvorbereitung gehört die Bestimmung und Identifikation der Projektgrenzen. Der Netzabschnitt, der umgestellt werden soll, muss dabei eindeutig für alle Beteiligten definiert sein. Darüber hinaus sind auch die betroffenen Elemente der Gasinfrastrukturen (z. B. Anlagen) zu benennen, um Klarheit über die Projektaufgabe zu schaffen. Dazu gehört aber auch die Feststellung, welche vor- und nachgelagerten Netzabschnitte betroffen sind.



Darüber hinaus empfiehlt sich auch eine Identifikation der an den betroffenen Netzabschnitten angeschlossenen Kunden, insbesondere Kunden mit in Bezug zu Wasserstoffanteilen kritischen Endanwendungen. Es ist auch empfehlenswert, die Unternehmenskommunikation zu integrieren, um Kunden und Öffentlichkeit frühzeitig zu informieren und einzubinden.

Zu der Projektgrundlage gehört neben der Festlegung des Netzabschnittes, der umgestellt werden soll, auch ein Zeitplan unter der Berücksichtigung von eventuell zu beschaffenden Produkten mit langen Lieferzeiten und der für die Umstellung verfügbaren Ressourcen. Des Weiteren sind die Vorgehensweise und die Maßnahmen für die Umstellabschnitte zu strukturieren.

Sollte das Projekt das erste Umstellvorhaben sein bzw. im Unternehmen nur wenige Vorerfahrungen vorliegen, ist es empfehlenswert, zunächst das Verfahren der Umstellung an einem überschaubaren Netzabschnitt zu erproben, um Abläufe zu testen und anhand der Erfahrungen zu optimieren. Darüber hinaus eignet sich ein solcher Testlauf, um die beteiligten Personen zu qualifizieren, das Zusammenspiel des Projektteams zu erproben und Betriebsanweisungen zur Umstellung festzulegen. Die Erfahrungen, die an diesem Testabschnitt bei der Umstellung gesammelt werden, bilden eine solide Grundlage für komplexere Umstellvorhaben.

Nach der präzisen Identifikation des betroffenen Netzabschnittes muss die zugehörige Dokumentation zusammengestellt werden. Sofern in der Dokumentation Lücken festgestellt werden, kann die Dokumentation regelwerkskonform nach dem DVGW-Merkblatt G 221 ergänzt werden. Es wird zur Feststellung der Wasserstofftauglichkeit empfohlen, die Gasinfrastruktur zum einen in Standardbauteile, -baugruppen, -anlagen und -rohrleitungen und zum anderen in nicht standardmäßige gasführende Elemente zu differenzieren. Standardelemente können dann über eine Typprüfung bewertet

und hinsichtlich ihrer Eignung für Wasserstoff beurteilt werden. Der Rest aus Nicht-Standardelementen und/oder Sachthemen, die nicht über eine Typprüfung beurteilt werden können, bedarf dann einer Einzelfallprüfung. Diese Vorgehensweise begrenzt den Aufwand zur Feststellung der Wasserstofftauglichkeit erheblich.

Zu der Dokumentation gehört auch die Feststellung des aktuellen Ist-Zustandes für den Transport und die Verteilung von methanreichen Gasen der 2. Gasfamilie. Es müssen abschnittsweise u. a. die aktuellen Auslegungs- bzw. Leistungsdaten sowie die betrieblichen Erfahrungen und Zustände zugeordnet werden. Dies beinhaltet Kapazitäten, Auslegungsdrücke, maximale Betriebsdrücke, Druckwechselbeanspruchungen, Druckabsicherungen, Druckfestigkeitsgrenzen, Bescheinigungen, Werkstoffdaten, Fahrwege oder Betriebsweisen, Anlagenzustände, Verfahrensbeschreibungen für die Anlagen, zulässige Gasbeschaffenheiten, umstellungsrelevante Ereignisse, Betriebsstörungen, Schäden, Vornutzung, Betriebserfahrung und Instandhaltungsinformationen wie z. B. Verschleiß, die die Umstellung betreffen können.

Bei der Zusammenstellung der Dokumentation zum betroffenen Netzabschnitt sollten auch gleichzeitig die geltenden Betriebsanweisungen, Sicherheitsdatenblätter und Gefährdungsbeurteilungen beigelegt werden. Es ist anhand des Soll-Zustandes zu prüfen, inwiefern diese Dokumente wasserstoffspezifisch zu überarbeiten oder anzupassen sind.

Beim Explosionsschutzdokument sollte darauf geachtet werden, dass die Explosionsbereiche an der Austrittsöffnung zur Atmosphäre mit Verfahren bestimmt werden, die für den jeweiligen maximalen Wasserstoffanteil auch zugelassen sind. Das Verfahren nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 442 kann nur bis maximal 10 Volumenprozent (Vol.-%) Wasserstoffanteile im Gas angewandt werden [8]. Zusätzlich sollte die Explosionsgruppe der verbauten

Geräte und Komponenten in Hinblick auf die richtige Wahl gesichtet werden. Es ist zu bewerten, inwiefern die Explosionsgruppe zu dem maximal zulässigen Wasserstoffanteil passt.

Als nächster Schritt wird der Soll-Zustand beschrieben. Hierzu gehört die Festlegung der Gasbeschaffenheiten und deren zulässige Grenzen. Dabei muss berücksichtigt werden, dass zukünftig Gasbeschaffenheiten der 2. Gasfamilie stärker schwanken können – dies gilt insbesondere dann, wenn die Gasbeschaffenheit aus einer Mischung von Erdgasen, Biogasen, SNG und Wasserstoff bestehen wird. Während die Gasbeschaffenheiten heute im Wesentlichen noch von Erdgas bestimmt werden, ist in Zukunft mit zunehmenden Wasserstoffanteilen zu rechnen. Im Unterschied zu den Verteilnetzen ist es wahrscheinlich, dass die Ferngasnetze zukünftig allerdings eher Wasserstoff der 5. Gasfamilie als Mischgase transportieren werden.

Wenn der Soll-Zustand mit seinen Kenngrößen eindeutig beschrieben ist, können anschließend Rechnungen für physikalisch-chemische Parameter oder technische Kenngrößen folgen und zusätzlich zur Festlegung der Wasserstofftauglichkeit herangezogen werden.

Ziel des Vergleichs des Soll- mit dem Ist-Zustand ist es, die Maßnahmen infolge der Umstellung eindeutig zu identifizieren und auf das Erforderliche zu begrenzen. Hierfür kann das folgende Beispiel herangezogen werden: Bei gleichbleibendem Energietransport ändern sich die Leistungsdaten des umzustellenden Netzabschnittes mit zunehmenden Wasserstoffanteil [9–12], dies betrifft in erster Linie die Strömungsgeschwindigkeiten. Liegen sie über den Auslegungsgrenzen, ist die Unbedenklichkeit festzustellen. Falls dies hingegen nicht möglich ist, müssen zur Vermeidung der Begrenzung des Energietransportes Engpässe u. a. durch Druckerhöhungen oder Umbauten behoben werden. Diese Anpassungen sind bezüglich der technischen Betriebssicherheit auf Unbedenklich-

keit zu prüfen. Die Anpassung von Leistungsdaten kann mit neuen Gefährdungspotenzialen einhergehen, hierzu gehören die Druckwechselbeanspruchungen. Ein Beispiel aus der Praxis, wo diese bewertet werden müssen, sind Wasserstoffeinspeiseanlagen nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 265-3 [13]. Es ist zu klären, inwiefern Druckwechselbeanspruchungen bei Wasserstoffanteilen im Fördermedium akzeptabel sind oder begrenzt werden müssen.

Die Umstellung der Gasfamilie oder die Erhöhung des Wasserstoffanteils über vom Betreiber festgesetzte Grenzen können eine wesentliche Änderung bedingen. Die Feststellung der wesentlichen Änderung bricht den Bestandsschutz. Bei der Prüfung, ob eine wesentliche Änderung vorliegt, sind die angestrebten Wasserstoffpartialdrücke und Leistungsdaten zu berücksichtigen. Im Falle von wesentlichen Änderungen sind Prüfungen durch Sachverständige und Sachkundige erforderlich. Diese Prüfungen sind abhängig von dem jeweils gültigen objektspezifischen DVGW-Regelwerk. Fällt der betroffene Leitungsabschnitt unter den Geltungsbereich der Gashochdruckleitungsverordnung (GasHDrLtGV), so sind bei wesentlichen Änderungen die gleichen Anforderungen wie bei Neubauprojekten zu erfüllen. Wesentlich ist die Kenntnis der Rissfreiheit der mit Druckwasserstoff beaufschlagten Komponenten [14]. Es kann daher erforderlich sein, bruchmechanische Analysen durchzuführen [7].

Der Betreiber hat vor der Umstellung eines Abschnittes seines Gasnetzes auf Wasserstoffnetze zu prüfen, inwiefern dies ein anzeigepflichtiges Verfahren nach dem Energiewirtschaftsgesetz darstellt. Bestehen Un-

sicherheiten bei der Notwendigkeit eines Anzeigeverfahrens, hat er dies mit den zuständigen Behörden, meist der Energieaufsicht des jeweiligen Bundeslandes, zu klären.

Der Anzeige ist die gutachterliche Äußerung eines Sachverständigen beizufügen, aus der hervorgeht, dass die Beschaffenheit des umgestellten bzw. umgerüsteten Netzabschnittes den Anforderungen des § 49, Absatz 1 des EnWG entspricht. Die Anforderungen an den Sachverständigen, die Prüfung seiner Kompetenz durch den Betreiber und eine Liste mit Sachthemen, die der Sachverständige prüfen soll, werden im DVGW-Merkblatt G 221 definiert. Eine gutachterliche Äußerung ist den Behörden bei Umstellungen sowohl im Verteilnetz als auch im Transportnetz vorzulegen.

Prüfungen auf technische Betriebssicherheit des Soll-Zustandes (Dokumentenprüfung)

Die Veränderung der Gasbeschaffenheit kann Risiken verändern, neue Gefährdungen und damit verbundene Risiken schaffen. Die bisher gültigen Schutzziele sind daher unter diesen neuen Voraussetzungen zu bewerten, zu überarbeiten und – falls erforderlich – anzupassen. Veränderte Schutzziele, Risiken, Gefährdungen und damit neue Gefährdungspotenziale führen zu Schutzmaßnahmen. Sicherheitseinrichtungen wie auch eine neue oder angepasste Instrumentierung zur Überwachung oder Steuerung des Netzabschnittes können resultieren. Diese Aufgaben liegen in der Verantwortung des Betreibers. Dies schließt aber nicht aus, dass Dienstleister wie Planer, externe Sachverständige, Sachkundige oder auch Prüforganisationen

hinzugezogen werden können. Mit Blick auf neue bzw. vorhandene Netzanschlüsse sind auch die technischen Mindestanforderungen nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) anzupassen.

Neben dem Einfluss der neuen Gasbeschaffenheiten können auch neue Schutzmaßnahmen aus Wechselwirkungen mit verbundenen Netzen, Anlagen und Leitungen inklusive möglicher Kundenanlagen führen. Ziel ist grundsätzlich, dass schädliche Beeinträchtigungen vermieden werden; dies schließt die Begrenzung neuer oder veränderter Risiken mit ein.

Auf der Basis der festgelegten Schutzziele, resultierender Schutzmaßnahmen und den Leistungsgrenzen des Soll-Zustandes folgt die Festlegung des Prüfumfanges zur Feststellung der Wasserstofftauglichkeit. Hierbei ist neben dem angestrebten Wasserstoffanteil auch der bereits zulässige Wasserstoffanteil zu berücksichtigen. Falls absehbar, sollten mögliche zukünftige geplante Zumischungen, z. B. bei geplanten Einspeisungen, mit berücksichtigt werden.

Das DVGW-Merkblatt G 221 legt spezifische Anforderungen als Mindestanforderung zur Feststellung der Wasserstofftauglichkeit fest. Hierzu zählen z. B. die Eignung der eingesetzten Werkstoffe und Betriebsmittel unter den vorgegebenen Betriebsbedingungen. Dabei sind nicht nur Stahlrohr oder Kunststoffleitungen zu berücksichtigen, sondern auch der eingesetzte Materialmix. Dies schließt z. B. auch Hilfsmedien wie Schmiermittel bei Armaturen mit ein.

Eine Gasdurchlässigkeit (Permeation) von Wasserstoff kann bei Stahlleitun-

Abdichtungsprodukte für Durchdringungen Abdichtung grabenloser Bauanwendungen Im Nasseinbau

Die Durchdringung des Hausanschlusses
Ist gas- und druckwasserdicht
DVGW zertifiziert VP 601



Expandierende Verpressharze System 308-2 Basis Polyurethan (PU) System 308 Basis Epoxidharz (EP)



Büttig GmbH
Carl-Mand-Straße 9
56070 Koblenz
Tel. (0261) 98429-0
info@buettig.de
www.buettig.de

gen und -behältern vernachlässigt werden. Bei Kunststoffen und Elastomeren ist eine Wasserstoffdurchlässigkeit zwar im Labor messbar, in der täglichen Praxis unter den üblichen Betriebs- und Einsatzbedingungen jedoch unbedeutend. Das DVGW-Merkblatt G 221 gibt in diesem Zusammenhang Beispiele für Kunststoffe und Elastomere, die wasserstofftauglich sind. Generell sollten aber Kunststoffe und Elastomere, die von Seiten der Dokumentation nicht klar als wasserstoffgeeignet einzustufen sind, auf Wasserstofftauglichkeit geprüft werden. Dies kann beispielsweise auf Basis einer Herstellererklärung sichergestellt werden. Anforderungen zu dieser Prüfung auf Basis von Herstellerklärungen werden im DVGW-Merkblatt G 221 detailliert beschrieben.

Die Feststellung der Eignung für den zulässigen Wasserstoffanteil im Gas von Anlagen, Leitungen, Komponenten, Baugruppen, Geräten, Installationen usw. erfolgt anhand der definierten bzw. spezifizierten physikalisch-chemischen und technischen Kenngrößen sowie der festgelegten Regelwerke und Normen zur Umstellung. Die Prüfung von Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren wird beispielsweise anhand der Vorgaben des DVGW-Merkblattes G 409 [3] vorgenommen. Die Gruppierung der Vielzahl von Geräten und Baugruppen im Verteilnetz legt eine Typprüfung nahe. Sollte diese Typprüfung nicht möglich sein, bleibt nur eine Einzelfallprüfung möglich. Bei Geräteprüfungen wiederum spielen die Herstellerklärung oder Bescheinigung eine wesentliche Rolle.

Doch was ist mit dem Begriff „Herstellerklärung“ gemeint? Grundsätzlich werden Geräte, Komponenten oder Baugruppen, die unter EU-Richtlinien wie z. B. die Druckgeräte-, ATEX- und/oder Maschinenrichtlinie fallen, mit sogenannten EU-Konformitätserklärung in den Verkehr gebracht. Der Hersteller bzw. der Inverkehrbringer bestätigt damit, dass sein Produkt den grundlegenden Gesundheits- und Sicherheitsanforderungen aller relevanten EU-Richtlinien entspricht. Hierbei

sind Normen, insbesondere die europaweit harmonisierten Normen, eine besondere zu berücksichtigende technische Grundlage. Bei der Erstellung der EU-Konformitätserklärung können auch staatlich benannte und überwachte Organisation, sogenannte benannte Stellen (Notified Bodies), mitgewirkt haben. Die EU-Konformitätserklärungen sind aber nicht mit den Herstellerklärung zu verwechseln.

Die einfachste Herstellerklärung ist z. B. ein Datenblatt, ein Produkthandbuch oder ein Prüfbericht. Der Hersteller bescheinigt damit die Eignung für einen festgelegten Anwendungsbereich, der vom ihm festgelegt wird. Für diesen Anwendungsbereich bescheinigt der Hersteller eine bestimmte Funktionalität. Weitere Herstellerklärungen können beispielsweise Prüfbescheinigungen sein, welche z. B. die Herkunft oder die Rückverfolgbarkeit eines Produktes oder Bestandteile des Produktes nachweisen. Es kann auch sein, dass die chemische Beschaffenheit, die Zusammensetzung oder physikalische Eigenschaften belegt werden. Ein Werkszeugnis ist dagegen ein Nachweis zur Übereinstimmung mit der Bestellung. Das kann spezifische Prüfungen umfassen wie z. B. die Prüfung eines Sachverständigen nach einer Norm. Ein Abnahmezeugnis ist der Nachweis einer Prüfung mit Prüfergebnis, die an der Lieferung ausgeführt worden ist.

Der Betreiber spezifiziert seine Anlagen und Leitungen. Diese Spezifikation legt physikalisch-chemische Kenngrößen, die Auslegung, eine Verfahrensbeschreibung, Anlagenzustände, Gasbeschaffenheiten, Fahrweisen, Funktionalitäten, Standorte, Trassenführung usw. fest. Darüber hinaus werden in der Regel Sicherheitsanforderungen, Produktbeschreibungen oder die Dienstleistungen zur Errichtung und Abnahme bestimmt. Die Aufgabe des Betreibers ist nun zu prüfen, ob die Herstellerklärungen und -bescheinigungen zu der Anlagen- und Leitungsspezifikation passen. Die Fragen zur Eignung für die konkrete Anwendung und die Konformität der zugrunde lie-

genden Anforderungen müssen bejaht werden. Das ist die ureigenste Aufgabe des Betreibers, bei der er auch Sachkundige, Sachverständige oder zur Prüfung befähigte Personen einschalten kann. Diese Prüfungen der Herstellererklärung und -bescheinigungen anhand seiner Spezifikation entbinden den Betreiber jedoch nicht von seiner Verantwortung zu richtiger und technisch sicherer Auslegung und Betrieb der Anlage. Darüber hinaus ersetzen sie auch nicht die erforderlichen Prüfungen und Abnahmen im Werk und vor Ort zur Inbetriebnahme und Betrieb. Verändern sich die Rahmenbedingungen zur Gasbeschaffenheit bei der Umstellung von der 2. Gasfamilie auf Wasserstoff der 5. Gasfamilie bzw. durch die Erhöhung des Wasserstoffanteils in Gasen der 2. Gasfamilie über die vom Betreiber festgelegte Grenzen, so ist die Betreiberprüfung der Herstellerbescheinigung erneut vorzunehmen, um die Wasserstofftauglichkeit festzustellen. Dieser Vorgang muss bei der Typprüfung stellvertretend für alle Produkte, die der Typ repräsentiert, vorgenommen werden wie auch im Falle der Einzelfallprüfung für jedes Produkt, was geprüft werden muss.

Das DVGW-Merkblatt G 221 bietet eine Reihe von weiteren Möglichkeiten, die Eignung für wasserstoffhaltige Gase oder Wasserstoff festzustellen. Hierzu gehören die klassischen Methoden wie Gefährdungsbeurteilungen oder Sachverständigengutachten. Die Wasserstofftauglichkeit kann aber auch über Erprobungspläne und Tests festgestellt werden. Dieses Mittel klingt aufwendig, ist aber Stand der Technik. Die Methode wird standardmäßig bei neuen Produkten eingesetzt.

In diesem Zusammenhang ist festzuhalten, dass nur der Betreiber die Betriebsbewährung für seine Anwendung feststellen kann. Hierzu können Herstellerunterlagen, Sachverständigengutachten oder Erfahrungsberichte von anderen Betreibern eine Bewertungsgrundlage darstellen. Es ist aber in jedem Fall vom Betreiber zu prüfen, ob die konkreten Anwendungen, auf deren

Basis diese Dokumente erstellt worden sind, zu seinen Anwendungen passen bzw. zumindest vergleichbar sind.

Vor den Prüfungen im Feld an den Leitungen und Anlagen stehen noch eine Reihe von Prüfungen anhand der vorgelegten Unterlagen und Dokumente an. Als neue Qualität sind bei den anstehenden Prüfungen die Betriebserfahrungen und der dokumentierte Zustand des Netzabschnittes zu beachten.

Zunächst steht die Überprüfung der Gefährdungsbeurteilung der Energieanlagen an. Unter der Gefährdungsbeurteilung wird die systematische Ermittlung und Bewertung auftretender Gefahren, denen Personen ausgesetzt sind, und die entsprechende Ableitung von Schutzmaßnahmen, die in ihrer Wirksamkeit geprüft werden müssen, verstanden. Hinweise zur Durchführung von Gefährdungsbeurteilungen können beispielsweise dem Handbuch der Gefährdungsbeurteilung der Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin und der DGUV-Information 203-092 entnommen werden [15, 16].

Tritt der Betreiber selbst als Hersteller von neuen Komponenten auf, hat er zusätzlich eine Risikobeurteilung (früher: Gefahrenanalyse) durchzuführen. Eine Risikobeurteilung ist eine Identifikation von Gefahren, Ursachenanalyse und Bewertung (Quantifizierung) der Schadenauswirkungen inklusive ihrer Eintrittswahrscheinlichkeiten (Risiko) zur Risikominderung bei der Gestaltung der Herstellung von Produkten. Hinweise zu Verfahren gibt die DIN EN 31010 [17], bezüglich Wasserstoff ist die ISO/TR 15916 hilfreich [18]. Sowohl bei der Risikobeurteilung wie auch bei der Gefährdungsbeurteilung geht es grundsätzlich immer um die gleichen Themen, nämlich die Identifikation von

- veränderten Risiken,
- neuen Risiken und
- neuen oder veränderten Gefahren und die damit verbundenen Gefährdungspotenziale.

Sowohl die Risikobeurteilung wie auch die Gefährdungsbeurteilung sind insbesondere unter Beachtung der sich verändernden Gasbeschaffenheiten nach der Umstellung, den bereits vor der Umstellung zulässigen Wasserstoffanteilen und Leistungsdaten des Soll-Zustandes durchzuführen. Darüber hinaus können Wechselwirkungen mit verbundenen Netzen, Wasserstofferzeugungsanlagen am Netz und Gasverbrauchseinrichtungen neue Risiken und/oder Gefährdungspotenziale bedeuten. Es versteht sich von selbst, dass hier geprüft werden muss, ob neue Schutzziele bzw. -maßnahmen erforderlich sind.

Das DVGW-Merkblatt G 221 adressiert zusätzlich eine Reihe von weiteren Sicherheitsthemen inkl. der Prüfungen zu ihrer Wirksamkeit wie z. B. die Explosionssicherheit, Instrumentierung zur Überwachung der technischen Mindestanforderungen und Schwellwerte, Alarmierungsketten nach Störungen, Notfallmaßnahmen und Wiederanfahren. Der Umfang der Prüfungen hängt dabei auch von dem festgestellten Veränderungsbedarf in der Gasinfrastruktur ab, die umgestellt werden soll.

Alle Prüfungen führen zu dem Paket erforderlicher betrieblicher Maßnahmen zur Umstellung. Auf Basis dieses Maßnahmenkataloges lässt sich dann der Zeitplan zur Umstellung detaillieren und anpassen.

Sollte das Wissen über den Zustand des Abschnittes für eine Umstellung nach den DVGW-Merkblättern G 221, G 409 oder G 655 nicht ausreichend sein, muss geprüft werden, ob zusätzlich probabilistische Methoden nach Abschnitt 4.6 des EIGA-Standards IGC Doc 121/14 oder anderen Regelwerken zielführend sind [17–20].

Ausblick

Der zweite Teil des Fachaufsatzes, der in der Februarausgabe dieser Zeitschrift erscheint, greift die betrieblichen Prüfungen im Feld und die Feststellung der

INFORMATIONEN

Das ausführliche Literaturverzeichnis zu dem Fachbeitrag befindet sich im Teil 2 des Aufsatzes, der in der Februarausgabe 2022 dieser Fachzeitschrift erscheinen wird.

Eignung des Abschnittes für wasserstoffhaltige Gase der 2. Gasfamilie mit Wasserstoffanteilen über der vom Betreiber festgelegten Grenze und Wasserstoff der 5. Gasfamilie auf. Die betrieblichen Prüfungen richten sich zunächst nach den Anforderungen der DVGW-Arbeitsblätter, die für die Objekte des Netzabschnittes gelten. Das DVGW-Merkblatt G 221 thematisiert zusätzliche Anforderungen, die die Gasbeschaffenheiten, insbesondere die Wasserstoffanteile, berücksichtigen. Die Kombination aller Prüfungen führt zu der Grundlage, auf der die Eignung des Netzabschnittes für wasserstoffhaltige Gase mit Wasserstoffanteilen über den zulässigen Grenzen oder Wasserstoff festgestellt wird. ■

Die Autoren

Dr. Klaus Steiner ist Gründer des Ingenieurbüros Erdgas & Verwandtes und freiberuflich als Berater in der Gasbranche tätig.

Dieter Drews ist im Fachgebiet Dampf & Drucktechnik/Werkstofftechnik bei der TÜV Rheinland Industrie Service GmbH tätig und koordiniert dort u. a. das TR-Wasserstoff-Kompetenzzentrum.

Andreas Schrader ist Leiter Gasinfrastruktur in der Einheit Gastechnologien und Energiesysteme in der DVGW-Hauptgeschäftsstelle in Bonn.

Kontakt:
Dr. Klaus Steiner
Erdgas & Verwandtes
Neulingsiepen 40
44795 Bochum
Tel.: 0151 40703190
E-Mail: klaus-christoph.steiner@t-online.de

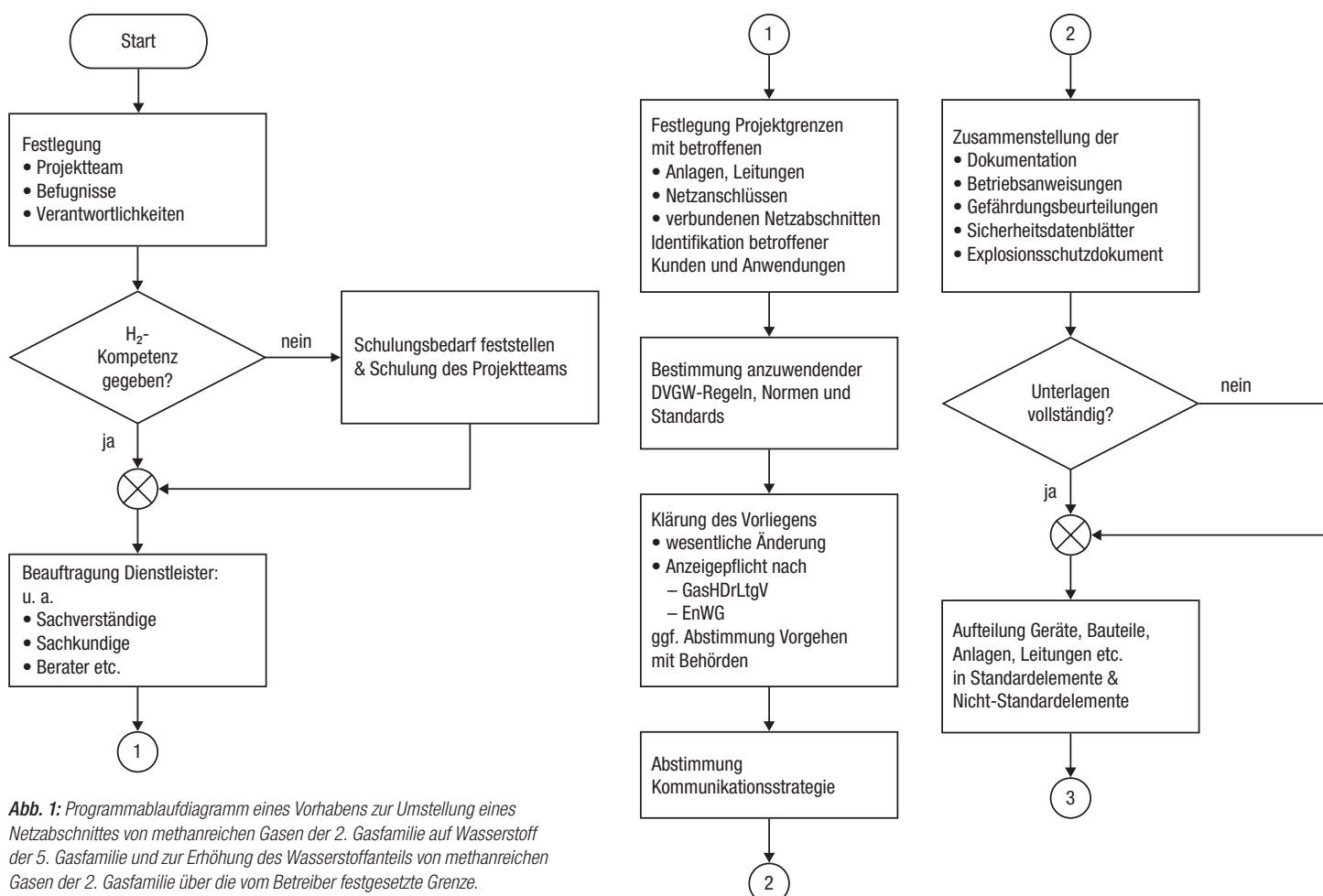
Umstellung von Netzabschnitten auf Wasserstoff nach dem DVGW-Merkblatt G 221:

ein Vorschlag für ein Programmablaufdiagramm – Teil 2

Ausgabe 02/2022

Das DVGW-Merkblatt G 221 [1, 2] legt Anforderungen und Prüfumfänge fest, die bei einer **Umstellung von Abschnitten der Gasinfrastruktur von methanreichen Gasen auf Wasserstoff** einzuhalten sind. Anhand dieser Vorgaben vervollständigt der folgende zweite Teil des Fachaufsatzes den Vorschlag aus Teil 1 für den Ablauf einer solchen Umstellung. Das diskutierte Programmablaufdiagramm kann zwar beispielgebend wirken, sollte aber bei der Anwendung in allen Punkten auf die Übertragbarkeit auf das konkrete Umstellungsprojekt geprüft und angepasst werden. Nachdem im ersten Teil des Artikels die Projektvorbereitungen und die Prüfungen der Dokumente diskutiert wurden, beschreibt der vorliegende zweite Teil die **betrieblichen Prüfungen im Feld** sowie die **Feststellung der Eignung des Abschnittes für wasserstoffhaltige Gase der 2. Gasfamilie mit Wasserstoffanteilen über der vom Betreiber festgelegte Grenze und Wasserstoff der 5. Gasfamilie**.

von: Dr. Klaus Steiner (Erdgas & Verwandtes), Dieter Drews (TÜV Rheinland Industrie Service GmbH) & Andreas Schrader (DVGW e.V.)



Unter dem Betrieb der Gasinfrastruktur wird der bestimmungsgemäße und technisch sichere Gebrauch der Gasinfrastruktur über die gesamte Nutzungsdauer verstanden. Damit verbundene Tätigkeiten können u. a. Bedienen, Überwachen, Steuern, Regeln, Ändern oder Dokumentieren des Gasnetzes und seiner Objekte sein. Zusammen mit der Instandhaltung stellt der Betrieb damit den Kern der operativen Ebene des Gasnetzbetreibers dar. Instandhaltungen sind alle Maßnahmen zur Feststellung und Beurteilung des Ist-Zustandes zur Bewahrung und Wiederherstellung des Sollzustandes des gesamten Gasnetzes und seiner Elemente. Maßnahmen hierfür sind die Überwachung, Inspektion, Funktionsprüfung, Wartung, Instandsetzung und Außerbetriebnahme. Anforderungen an den Betrieb und die Instandhaltung werden gemäß dem Anwendungsbereich des jeweiligen DVGW-Regelwerkes festgelegt. Die Maßnahmen sind für Erdgas

betriebsbewährt und bilden den Stand der Technik ab. Das DVGW-Merkblatt G 221 legt darüber hinaus zusätzliche wasserstoffspezifische Anforderungen und Prüfungen fest [1, 2].

Betriebliche Prüfungen

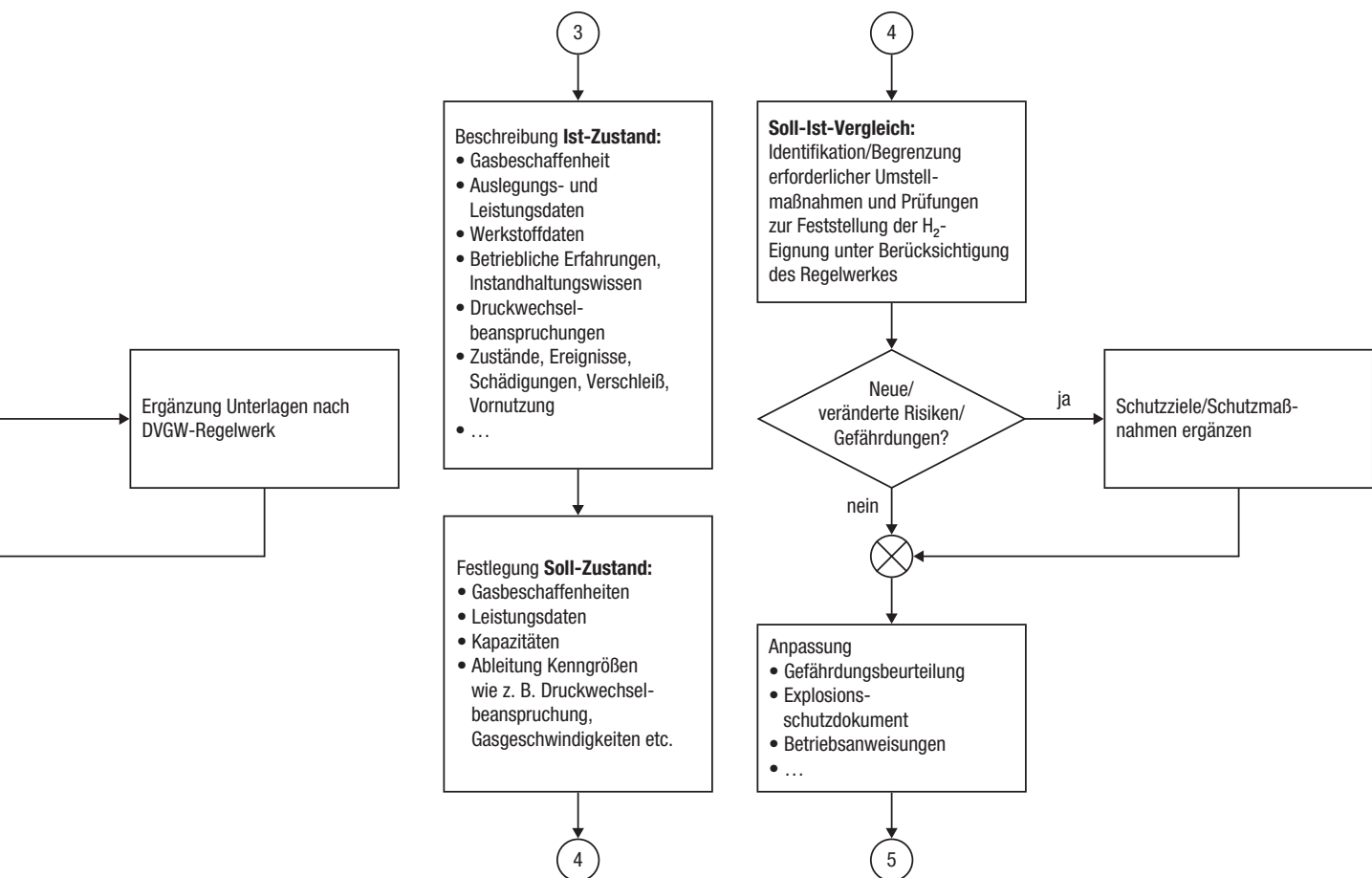
Die betrieblichen Prüfungen setzen die Festlegung von Prüfabschnitten voraus. Die Festlegung der erforderlichen Prüfungen findet unter Berücksichtigung der Prüfung auf technische Sicherheit des Soll-Zustandes mit Wasserstoffanteilen im Gas statt.

Im Rahmen der Instandhaltung sind zwei Themen zu adressieren: Zum einen muss geklärt werden, unter welchen Bedingungen eine vorbeugende oder zustandsorientierte Instandhaltung durchgeführt wird (Festlegung der Instandhaltungsart). Zum anderen sind die Fristen der Instandhaltung zu hinterfragen. Als Resultat dieser Prü-

fung kann ggf. festgelegt werden, dass temporär Fristen der Instandhaltung verkürzt werden, um gasartenabhängige Beeinträchtigung schneller und quantitativ erfassen zu können.

Bei den Dichtheitsprüfungen von mit wasserstoffhaltigen Gasen und Wasserstoff betriebenen Rohrleitungen und Anlagen sind drei wesentliche Merkmale zu berücksichtigen:

- Die Prüfungen erfolgen grundsätzlich nach den jeweils anwendbaren DVGW-Regelwerksdokumenten für alle Gase nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 [5].
- Des Weiteren muss das Prüfmedium Wasserstoffanteile enthalten. Hierbei sind die maximal zulässigen Wasserstoffpartialdrücke oder Wasserstoff zu berücksichtigen, da Wasserstoffleckagen vom Absolutdruck und vom Wasserstoffanteil im Gas abhängig sind.



► Abb. weiter auf der nächsten Seite

- Wird die Gasfreiheit und/oder aus tretender Wasserstoff mit sensorisch basierten Messgeräten gemessen, müssen diese Geräte Wasserstoff sicher nachweisen können. Kriterien wie Kalibrierung, Auflösungsvermögen und Genauigkeit sind in den jeweiligen anzuwendenden DVGW-Regeln spezifiziert.

Das DVGW-Merkblatt G 221 empfiehlt für Dichtheitsprüfungen zur Feststellung der äußeren Dichtheit einen mehrstufigen Plan. Prüfungen können demnach zunächst mit Inertgas (z. B. mit Stickstoff) unter Dichtheitsprüfdruck erfolgen, wobei dieser Dichtheitsprüfdruck durch das relevante DVGW-Arbeitsblatt festgelegt wird. Eventuell ist eine Produktnorm anzuwenden. Nach der Prüfung mit Inertgas kann eine Prüfung mit Formiergas unter Dichtheitsprüfdruck stattfinden. Bei Formiergas handelt es sich um ein Gemisch aus Stickstoff und Wasserstoff, das mit einem Wasserstoffanteil

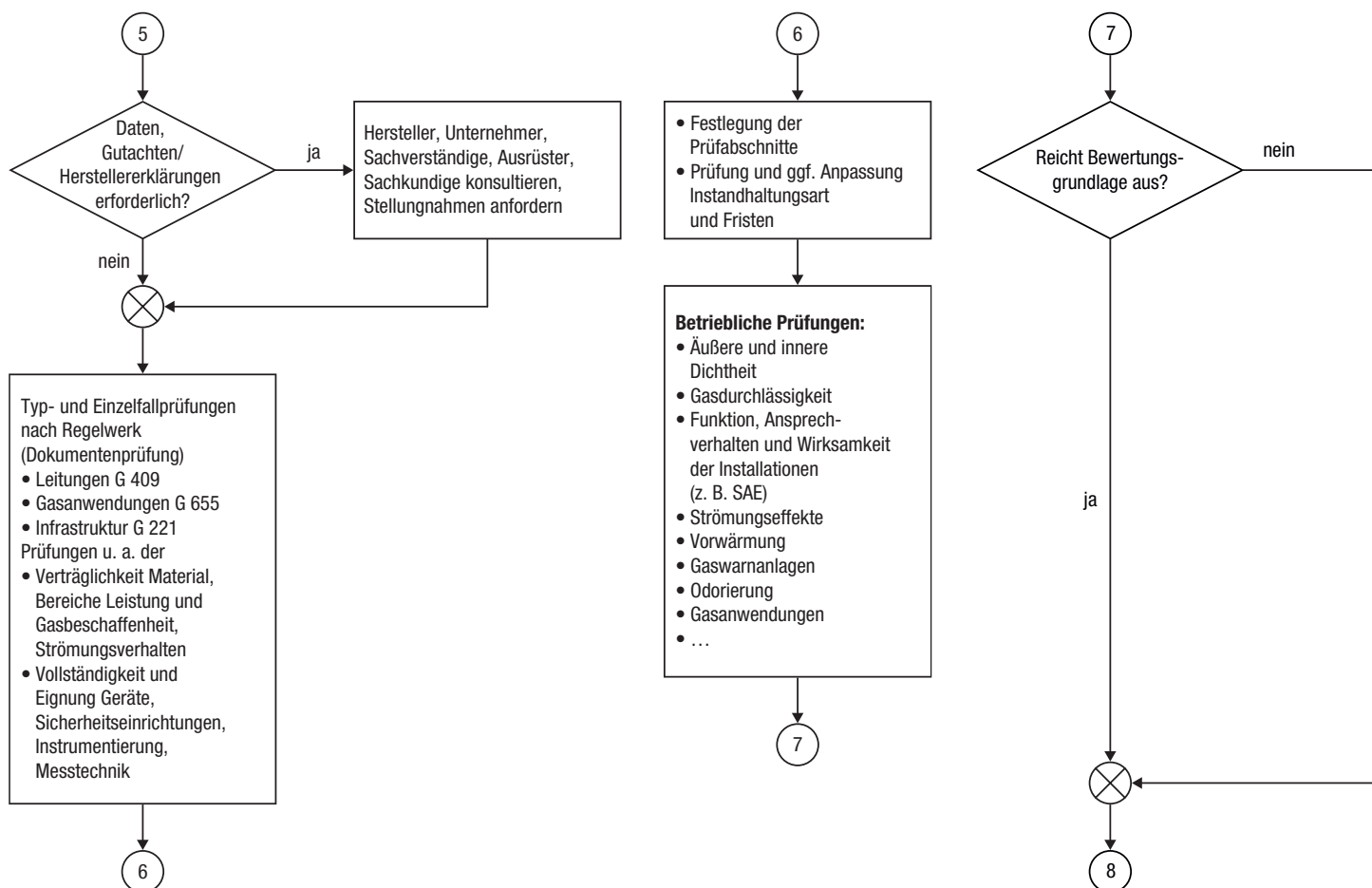
bis 5 Prozent H_2 nicht entzündlich ist. Dadurch ist sichergestellt, dass im Außenraum die untere Explosionsgrenze nicht erreicht werden kann. Letztendlich legt aber der Betreiber bzw. seine Beauftragten nach dem geltenden Regelwerk unter möglicher Rücksprache mit dem Sachverständigen bzw. Sachkundigen die Prüfgase, den Ablauf sowie den Prüfvorgang fest. Zu berücksichtigen ist aber der maximale Wasserstoffanteil im Gas des Soll-Zustandes und mögliche Schwankungen des Wasserstoffpartialdruckes während des Betriebes.

Die Druckprüfungen für erdverlegte Rohrleitungen richten sich nach den jeweils anzuwendenden DVGW-Arbeitsblättern (wie z. B. G 462, G 463, G 472 und G 469 [7, 22–24]; die Prüfungen an Durchleitungsdruckbehältern werden im DVGW-Arbeitsblatt G 498 beschrieben [25]. Die Berücksichtigung der Gasbeschaffenheit bei Druckprüfungen mit Betriebsmedium ist

durch Anpassung der Prüfgenaugkeit, der Prüfzeiten oder des Prüfmediums zu berücksichtigen.

Die Dichtheit des Abschlusses von Armaturen, Gas-Druckregelgeräten und Sicherheitseinrichtungen (innere Dichtheit, Sitzdichtheit in Geschlossenstellung) ist auch bei Wasserstoffanteilen im Gas nachzuweisen. Das Prüfmedium muss auch bei der Feststellung der inneren Dichtheit Wasserstoffanteile enthalten. Dabei ist der maximale Wasserstoffpartialdruck, der zugelassen wird, zu berücksichtigen. Ansonsten sind die Prüfverfahren und -anforderungen nach dem relevanten DVGW-Regelwerk bzw. der Produktnorm zu erfüllen.

Eine wesentliche Aufgabe der Instandhaltung ist die Prüfung der Funktion und Wirksamkeit der Installationen. Dies beinhaltet auch die Einstellung von Geräten sowie von Überwachungs- und Sicherheitseinrichtungen. Da Ven-



tile (wie z. B. Gas-Druckregelgeräte und Sicherheitsabsperreinrichtungen) eine gasbeschaffenheitsabhängige Durchflusskapazität aufweisen, ist zu prüfen, inwiefern die für Erdgas ausgelegten Betriebsparameter auch nach der Umstellung im vom Hersteller zugelassenen Bereich liegen. Die Bedienungsanleitungen sind in diesem Zusammenhang zu beachten.

Ventile in der Gasbranche wurden bislang üblicherweise für Erdgas-Anwendungen angeboten. Für Wasserstoffanteile im Gas oder Wasserstoff muss das Ansprechverhalten neu bestimmt werden. Typischerweise geben Hersteller hierfür Umrechnungsformeln an. Bei Unklarheiten sollte der Hersteller zu Rate gezogen werden. Ist das Ansprechverhalten der Sicherheitseinrichtungen betroffen, ist auch das Druckstafeldiagramm für Anlagen zu überprüfen und ggf. neu einzustellen.

Da sich bei gleichem Energietransport die Strömungsgeschwindigkeiten des Gases mit zunehmenden Wasserstoffanteilen deutlich erhöhen, muss geprüft werden, ob die erhöhte Strömungsgeschwindigkeit zu unerwünschten Druckabsenkungen am Anschlusspunkt der Messleitung von Gas-Druckregelgeräten und/oder an den Sicherheitsabsperreinrichtungen führt [9–12], die eine Fehlfunktion der Drucküberwachung zur Folge haben können. Zur Vermeidung von solchen unerwünschten strömungsabhängigen Effekten sind Herstellerempfehlungen zu beachten. Sollten diese nicht aussagekräftig genug sein, müssen schädliche Auswirkungen analysiert und mit einer Gefährdungsbeurteilung bewertet werden. Ist auch dies nicht möglich, kann auch eine Feldstudie oder Erprobung stattfinden, um die Unbedenklichkeit der Installation für Wasserstoff zu gewährleisten.

Bei der Entspannung kühlt Erdgas ab, Wasserstoff hingegen wird leicht erwärmt. Eine Vorwärmung ist daher beim Betrieb der Gasinfrastruktur mit Wasserstoff der 5. Gasfamilie nicht erforderlich. Beim Betrieb mit wasserstoffhaltigen Gasen der 2. Gasfamilie wiederum ist mit zunehmendem Wasserstoffanteil davon auszugehen, dass die Auslegungen der Vorwärmungen nicht mehr zum Bedarf passen. Mit steigendem Wasserstoffanteil ist damit zu rechnen, dass die Vorwärmungen in ihrer Leistung angepasst, ggf. umgebaut und bei hohen Wasserstoffanteil sogar zurückgebaut werden müssen.

Anforderungen zur Umstellung von Gasanwendungen in Haushalt, Gewerbe und Industrie werden im DVGW-Merkblatt G 655 adressiert [4]. Werden beim Umstellungsprojekt Gasanwendungen betroffen, sind die Anforderungen dieses Merkblattes und dessen Prüfvorschriften zu beachten.

Die Umstellung der Gasarten oder die Erhöhung des Wasserstoffanteils über

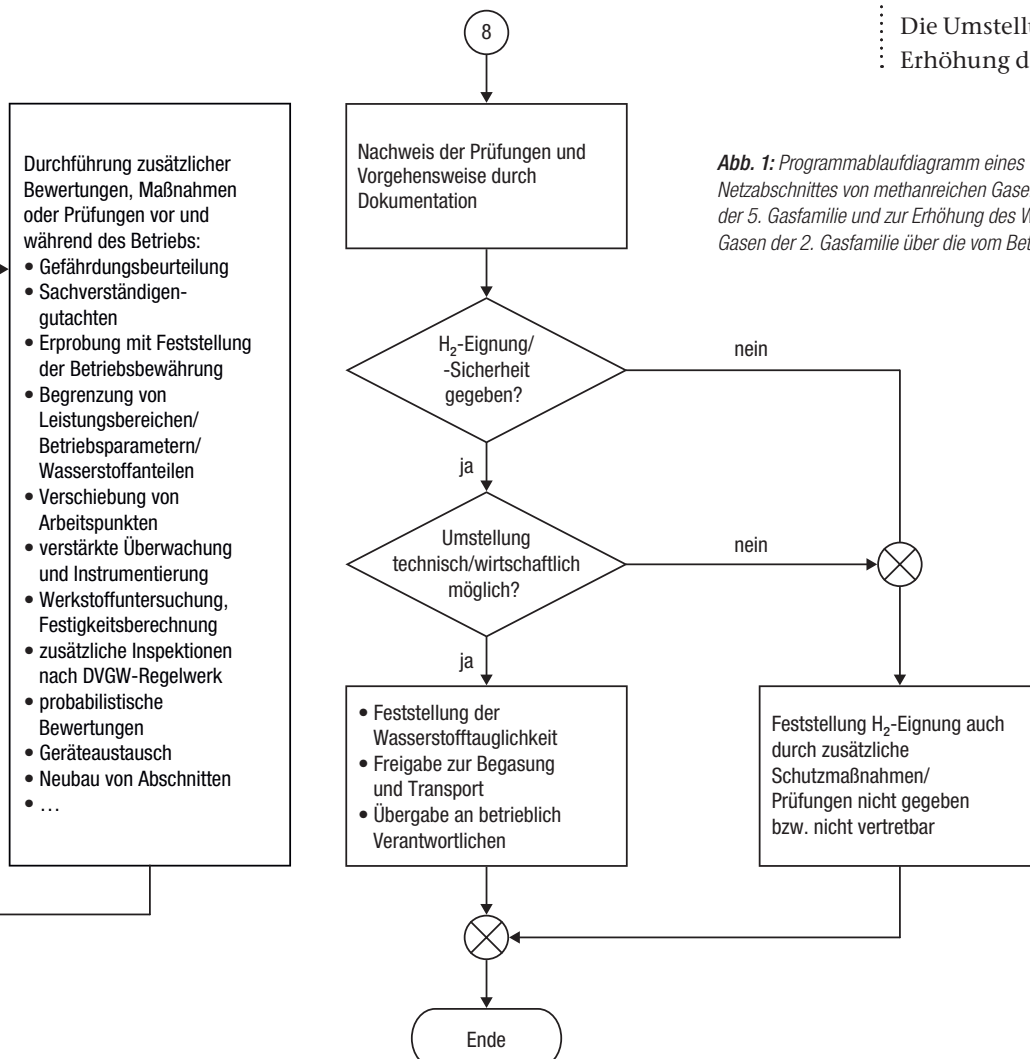


Abb. 1: Programmablaufdiagramm eines Vorhabens zur Umstellung eines Netzabschnittes von methanreichen Gasen der 2. Gasfamilie auf Wasserstoff der 5. Gasfamilie und zur Erhöhung des Wasserstoffanteils von methanreichen Gasen der 2. Gasfamilie über die vom Betreiber festgesetzte Grenze.

INFORMATIONEN

Teil 1 des Fachbeitrags ist in der Januarausgabe 2022 dieser Fachzeitschrift erschienen.

vom Betreiber festgesetzte Grenzen betrifft nicht nur die Sicherheitseinrichtungen, sondern erstreckt sich auch auf die gesamte Instrumentierung zur Überwachung der technischen Einrichtungen und Steuerung des Transports und der Verteilung des Gases. So sind beispielsweise auch Gaswarneinrichtungen betroffen, die für die Detektion von Wasserstoff geeignet und kalibriert sein müssen.

Die Erhöhung des Wasserstoffanteils von Gasen der 2. Gasfamilie über die vom Betreiber festgesetzte Grenze und die Fortleitung von Wasserstoff der 5. Gasfamilie können zu größeren temporären und lokalen Schwankungen der Gaszusammensetzung in den betroffenen Gasnetzen führen. Dabei können Grundgase mit mehr oder weniger größeren Anteilen von regenerativen Gasen wie Biogas und Wasserstoff auftreten. Die Rohrnetzüberprüfung mit dem Ziel, die Gasinfrastruktur jederzeit gefahrlos betreiben zu können, setzt abgestimmte Gerätetechniken und Vorgehensweisen voraus. Das DVGW-Merkblatt G 221 legt hierfür eine Reihe von Anforderungen zu Prüfzeiten, Methoden, Prüfgasen und Geräten fest.

Inwiefern bei Anlagen Gaswarneinrichtungen und/oder Brandmeldeanlagen erforderlich sind, legen die jeweils relevanten objektspezifischen DVGW-Arbeitsblätter fest. Darüber hinaus kann über die Gefährdungsbeurteilung eine solche Einrichtung begründet werden. Anforderungen weiterer betrieblicher Maßnahmen wie Odorierung, Explosionssicherheit, Absperrverfahren, Anbohren, betriebliche Inspektion und Überprüfung von Leitungen und Anlagen, Instandsetzung, Druckerhöhung, Schweißen, Molchung und Entspannung bei wasserstoffhaltigen Gasen der 2. Gasfamilie und Wasserstoff der 5. Gasfamilie werden in dem DVGW-Merkblatt G 221 festgelegt.

Alle genannten Maßnahmen müssen von geschulten und für wasserstoffhaltige Gase kompetenten Personen und Dienstleistern ausgeführt werden. Anforderungen zur Feststellung der Qualifikation können anhand des Bewertungskatalogs des DVGW-Merkblattes G 221 festgelegt werden.

Nachweis der Prüfungen

Alle Maßnahmen zur Umstellung müssen nachgewiesen und darüber hinaus dokumentiert werden.

Freigabe der Wasserstofftauglichkeit

Nach Feststellung der Eignung des Netzschnittes für wasserstoffhaltige Gase oder Wasserstoff und dem Nachweis der Wirksamkeit aller Schutzmaßnahmen kann der Projektverantwortliche des Betreibers die neuen zulässigen Wasserstoffanteile festlegen, die Begasung und den Transport bzw. die Verteilung für alle Gase im spezifizierten Leistungsrahmen des Soll-Zustandes freigeben.

Fazit

Der beschriebene Ablauf mag idealisiert erscheinen und passt wahrscheinlich nicht auf jedes Umstellungsvorhaben, da viele Themen anlagen- bzw. leitungstypisch sind und die Organisation und Logistik des Betreibers, die hier nicht abgebildet werden kann, zusätzlich eine Rolle spielen. Darüber hinaus sind anhand der Anforderungen des DVGW-Merkblattes G 221 und der relevanten objektspezifischen DVGW-Regeln noch Details festzulegen. Dennoch kann der beschriebene Ablauf ein Beispiel für ein Umstellungsvorhaben geben und dem Betreiber die Umstellung der Netze zum Transport und die Verteilung regenerativer Gase erleichtern. Damit leistet die Beschreibung des Ablaufs eines Umstellungsvorhabens einen kleinen Beitrag für das Zukunftsprojekt der Gasbranche, mit dem Transport und der Verteilung regenerativer Gase die Einhaltung der Klimaziele Deutschlands zu unterstützen. ■

Literatur

- [1] DVGW-Merkblatt G 221: Leitfaden zur Anwendung des DVGW-Regelwerks auf die leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit wasserstoffhaltigen Gasen und Wasserstoff, Dezember 2021.
- [2] Steiner, K., Schrader, A: Anwendung des DVGW-Regelwerks auf die leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Wasserstoff – Entwicklung des Merkblatts G 221, in: DVGW energie | wasser-praxis, Ausgabe 8/2021, S. 56–63.
- [3] DVGW-Merkblatt G 409: Umstellung von Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren für einen Auslegungsdruck von mehr als 16 bar für den Transport von Wasserstoff, September 2020.
- [4] DVGW-Merkblatt G 655: Leitfaden H₂-Readiness Gasanwendungen, April 2021.
- [5] DVGW-Arbeitsblatt G 260: Gasbeschaffenheit, August 2021.
- [6] DVGW-Arbeitsblatt G 491: Gas-Druckregelanlagen für Eingangsdrücke bis einschließlich 100 bar, April 2020.
- [7] DVGW-Arbeitsblatt G 463: Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren für einen Auslegungsdruck von mehr als 16 bar; Planung und Errichtung, Oktober 2021.
- [8] DVGW-Merkblatt G 442: Explosionsgefährdete Bereiche an Ausblaseöffnungen von Leitungen zur Atmosphäre an Gasanlagen, Juli 2015.

- [9] Steiner, K.: 20 m/s – über die Strömungsgeschwindigkeiten in der Gasinfrastruktur, in: DVGW energie | wasser-praxis, Ausgabe 3/2021, S. 14–21.
- [10] Mischner, J.: Zur hydraulischen Berechnung von Niederdruckleitungen für Erdgas-Wasserstoff-Gemische – Teil 1, in: GWF Gas + Energie, Jg. 162, 3 (2021), S. 58–70.
- [11] Mischner, J.: Zur hydraulischen Berechnung von Niederdruckleitungen für Erdgas-Wasserstoff-Gemische – Teil 2, in: GWF Gas + Energie Jg. 162, 4 (2021), S. 70–77.
- [12] Mischner, J.: Zur Frage der Strömungsgeschwindigkeiten in Gasleitungen, in: GWF Gas + Energie Jg. 162, 5 (2021), S. 44–63.
- [13] DVGW-Arbeitsblatt G 265-3: Anlagen für die Einspeisung von Wasserstoff in die Gasinfrastruktur; Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme und Betrieb, in Vorbereitung.
- [14] Steiner, K., Bode, A., Schrader A.: Wasserstoffspezifische Abnahmen von Gasdruckregelanlagen durch Sachverständige – die Umsetzung des DVGW-Arbeitsblattes G 491, Anhang O, in: DVGW energie | wasser-praxis, Ausgabe 4/2020, S. 22–29.
- [15] Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin: Handbuch Gefährdungsbeurteilung, Teil 1: Grundlagen und Prozessschritte; Teil 2: Gefährdungsfaktoren, Dortmund 2021.
- [16] DGUV-Information 203-092: Arbeitssicherheit beim Betrieb von Gasanlagen, September 2019.
- [17] DIN EN 31010: Risikomanagement – Verfahren zur Risikobeurteilung, November 2010.
- [18] ISO/TR 15916: Grundsätzliche Betrachtung zur Sicherheit von Wasserstoffsystemen, Dezember 2015.
- [19] DIN EN ISO 16708: Erdöl- und Erdgasindustrie – Rohrleitungstransportsysteme – Zuverlässigkeitsanalysen, August 2006.
- [20] EIGA IGC Doc 121/14: Hydrogen Pipeline Systems, 2014.
- [21] Göbelsmann, F., Tichelkamp, N., Zdrallek, M., Ferrari, R., Piskun, S.: Sektorübergreifende Zustandsbewertung von Strom- und Gasnetzen, in: gwf Gas + Energie, Ausgabe 10/2021, S. 86–90.
- [22] DVGW-Arbeitsblatt G 462: Gasleitungen aus Stahlrohren bis 16 bar Betriebsdruck; Errichtung, März 2020.
- [23] DVGW-Arbeitsblatt G 472: Gasleitungen aus Kunststoffrohren bis 16 bar Betriebsdruck; Errichtung, März 2020.
- [24] DVGW-Arbeitsblatt G 469: Druckprüfverfahren Gastransport/ Gasverteilung, Juli 2019.
- [25] DVGW-Arbeitsblatt G 498: Druckbehälter in Rohrleitungen und Anlagen zur leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas und Wasserstoff, Januar 2022.

Die Autoren

Dr. Klaus Steiner ist Gründer des Ingenieurbüros Erdgas & Verwandtes und freiberuflich als Berater in der Gasbranche tätig.

Dieter Drews ist im Fachgebiet Dampf & Drucktechnik/Werkstofftechnik bei der TÜV Rheinland Industrie Service GmbH tätig und koordiniert dort u. a. das TR-Wasserstoff-Kompetenzzentrum.

Andreas Schrader ist Leiter Gasinfrastruktur in der Einheit Gastechnologien und Energiesysteme in der DVGW-Hauptgeschäftsstelle in Bonn.

Kontakt:

Dr. Klaus Steiner
Erdgas & Verwandtes
Neulingsiepen 40
44795 Bochum
Tel.: 0151 40703190
E-Mail: klaus-christoph.steiner@t-online.de

Rufbereitschaft optimieren!



Beruhet u. a. auf den Erkenntnissen einer Umfrage mit 653 Teilnehmenden aus der Energie- und Wasserwirtschaft.

Verschafft einen Überblick zu den rechtlichen Anforderungen an Netzbetrieb und Arbeitszeit.

Betrachtet wirtschaftliche Aspekte bei der Rufbereitschaft.

Gibt Lösungsansätze zur Gestaltung eines Entstörungsmanagements.

Jetzt bestellen unter shop.wvgw.de

Kompetenz:
Energie & Wasser. | **wvgw**

Grüner Wasserstoff:

Ausgabe 03/2022

Auf verpflichtende Zertifizierung der Nachhaltigkeit vorbereitet?

Damit Wasserstoff sein **Potenzial als klimafreundlicher Energieträger weiter ausbauen** kann, braucht es einheitliche Kriterien zur Beurteilung seiner Nachhaltigkeit. Auch müssen alle Emissionen entlang der Lieferkette einbezogen werden. TÜV SÜD **empfiehlt Erzeugern und Händlern bereits heute freiwillige Zertifizierungen**, um auf eine künftige Pflicht vorbereitet zu sein.

von: Michael Landspersky (TÜV SÜD Industrie Service GmbH)

Etwa 600 Mrd. Kubikmeter Wasserstoff werden jährlich auf der Welt produziert. Und die Nachfrage steigt weiter – ob in der chemischen Produktion von Stickstoffdünger, im Transportsektor für Brennstoffzellenantriebe oder für Stadtwerke als Energiespeicher. Wenn Wasserstoff mithilfe regenerativer Energie erzeugt wurde, gilt er als nachhaltig bzw. „grün“. Dabei bleiben aber teilweise Schritte der Lieferkette unberücksichtigt: So werden häufig Emissionen ignoriert, die durch den Anlagenbetrieb oder den Transport entstehen. Auch ist nicht immer eindeutig festgelegt, wie groß die Emissionsreduzierung ausfallen muss. Gerade Transportemissionen können jedoch einen entscheidenden Einfluss auf die Umweltwirksamkeit des Wasserstoffs haben – vor allem, wenn die erzeugenden Regionen in großer Distanz zu den verbrauchenden Regionen liegen.

Systeme und Standards für den Nachweis der Nachhaltigkeit von unabhängiger Seite gibt es bisher ausschließlich auf freiwilliger Basis. Erst dieser Nachweis macht jedoch die Nachhaltigkeit für den Endverbraucher über die gesamte Wertschöpfungskette transparent.

Die EU als Vorreiter auf dem Markt

In einem sich neu entwickelnden Wasserstoffmarkt haben Herkunfts- und Nachhaltigkeitsnachweise mitunter entscheidenden Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit des Energieträgers. Produzenten und Händler, die schon mit den bestehenden Zertifizierungssystemen arbeiten, haben hier einen Vorsprung: Sie kennen und orientieren sich bereits an den Anforderungen des Absatzmarkts, die die Basis für viele Anfor-

derungen von Audits sind. Auch sind sie mit dem komplexen Thema der Emissionsbilanzierung vertraut.

Um Emissionen zu reduzieren und das Ziel der Klimaneutralität zu erreichen, hat die EU im Jahr 2020 ihre Wasserstoffstrategie [1] veröffentlicht, in welcher konkrete Schritte für den Aufbau einer sauberen Wasserstoffwirtschaft skizziert sind. Auf lange Sicht soll vor allem grüner Wasserstoff eingesetzt werden, der per Elektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen produziert wird. Denn dieser hat nach Ansicht der EU das größte Potenzial zur Dekarbonisierung. Toleriert wird für eine Übergangszeit allerdings auch blauer oder türkiser Wasserstoff, da diese ebenfalls zu einem geringeren Ausstoß an klimaschädlichen Treibhausgasen beitragen können.

Eine verbindliche gesetzliche Definition, was grüner nachhaltiger Wasserstoff ist, fehlt jedoch bislang. Die EU-Kommission ist dabei, einen gesetzlichen Rahmen für

den Einsatz und die Förderung grünen Wasserstoffs zu schaffen. Dessen Einsatz im Transportsektor regelt die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED-II) [2]. Absehbar ist, dass diese Richtlinie künftig auch auf die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung sowie auf die Stahl- und Chemiebranche ausgeweitet wird.

Die EU öffnet mit der RED II-Richtlinie im Verkehrssektor einen vielversprechenden Markt für grünen Wasserstoff: Sogenannte Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO), also Kraftstoffe, die aus erneuerbarem Strom nicht biogenen Ursprungs her-



gestellt werden, dürfen auf die Kraftstoffquote zur Erfüllung der Mindestziele an erneuerbaren Kraftstoffen angerechnet werden. Für den Verkehrssektor, der als einziger Sektor seinen Treibhausgasausstoß in den vergangenen Jahrzehnten nicht reduzieren konnte, ist das ein wichtiger erster Schritt in Richtung Klimaschutz.

Dass es sich hier um einen vielversprechenden Markt handelt, belegen auch unzählige Anfragen bei TÜV SÜD. Diese kommen vor allem aus Südamerika und dem Mittleren Osten und betreffen vor allem Definitionen und Zertifizierungsanforderungen von grünem Wasserstoff. Bei diesen Regionen handelt es sich um Gebiete mit einem hohen Potenzial für die Erzeugung und den Einsatz erneuerbarer Energien. Nicht nur Deutschland, sondern viele

Länder der Erde bringen sich also derzeit in Startposition, um grünen Wasserstoff zu erzeugen.

Bei der entsprechenden Nachweisführung wird zwischen zwei grundsätzlichen Systemen unterschieden – dem Book-&-Claim-Ansatz mit CertifHy und der Massenbilanzierung von GreenHydrogen.

Book-&-Claim-Ansatz mit CertifHy

Seit dem Jahr 2014 gibt es das CertifHy-Projekt [3], ein Konsortium aus Technologie-, Politik- und Rechtsexperten, dem auch TÜV SÜD angehört. Geführt wird es vom Unternehmen HINICIO. Mit den Herkunftsnachweisen sollen die Verbrauchertransparenz erhöht und Anreize für die Erzeugung von nachhaltigem Wasserstoff geschaffen werden. Die Herkunftsnachweise werden nach dem Book-&-Claim-Prinzip vertrieben (also unabhängig von der physischen Lieferung des Wasserstoffs) und berücksichtigen nur Emissionen aus der Erzeu-



gung. Mit dem Kauf und der Entwertung dieses Herkunftsnachweises belegt ein Endkunde, dass er die Erzeugung grünen Wasserstoffs gefördert hat.

CertifHy unterscheidet zwischen grünem und CO₂-armem Wasserstoff: CertifHy Green Hydrogen zertifiziert Wasserstoff, der mittels Biomasse, Wasser- und Windkraft oder Solarenergie hergestellt wurde. Bei CertifHy Low Carbon Hydrogen wiederum dürfen auch konventionelle, aber emissionsarme Energien sowie die CO₂-Abscheidung und -Endlagerung (CCS) zum Einsatz kommen. Der Emissionsgrenzwert für nachhaltig erzeugten Wasserstoff liegt bei 36,4 g CO₂-Äquivalent pro Megajoule (CO₂eq/MJ H₂). In der Weiterentwicklung von CertifHy ist vorgesehen, ein Zertifizierungssystem für RFNBO gemäß EU-Richtlinie einzuführen.

Massenbilanziert mit GreenHydrogen

Auch mit der GreenHydrogen-Zertifizierung nach dem TÜV SÜD-Standard CMS 70 [4] weisen Wasserstoffherzeuger und -händler die umweltschonende Herkunft ihres Produkts nach – allerdings nur, wenn das

INFORMATIONEN

Die verschiedenen Systeme der Nachweisführung

Book & Claim

- festgelegte Menge grünen Wasserstoffs pro Herkunftsnachweis
- Erzeugung unterliegt bestimmten Vorgaben
- Handel von Wasserstoff und Zertifikat getrennt möglich
- Endkundenversorger von konventionellem Wasserstoff kann grünen Herkunftsnachweis des Erzeugers erwerben

Massenbilanzielle Lieferung

- grüner und konventioneller Wasserstoff werden in der Verteilungskette gemischt
- buchhalterische Erfassung des grünen Wasserstoffs bei physischer Lieferung
- grüner Wasserstoff ist auf jeder Stufe der Lieferkette rückverfolgbar ohne parallele Infrastruktur

Minderungspotenzial der Treibhausgas-Emissionen mindestens 70 Prozent gegenüber dem von herkömmlich erzeugtem Wasserstoff beträgt. Neben dem Minderungspotenzial legt der Standard die Anforderungen an die Einsatzstoffe und die eingesetzte Energie fest. Zertifiziert wird Wasserstoff, der mit den folgenden Verfahren hergestellt wurde:

- Elektrolyse von Wasser mittels Strom aus erneuerbaren Energien,
- Dampfreformierung von Biomethan,
- Pyro-Reformierung von Abfällen und
- Elektrolyse von Salzlösung mittels Strom aus erneuerbaren Energien.

Der Emissionsgrenzwert liegt bei der GreenHydrogen-Zertifizierung bei 28,2 g CO₂eq/MJH₂. Entscheidender Unterschied zum CertifHy-Herkunftsnachweis ist, dass in die Berechnung auch Emissionen aus Transport und Distribution einfließen müssen. Über die gesamte Lieferkette bis zum Verbraucher wird der Wasserstoff massenbilanziell erfasst und kann deshalb mit herkömmlichem Wasserstoff den Transportweg teilen.

Über 80 Prozent Minderungspotenzial

Ein Minderungspotenzial von 80 Prozent konnte TÜV SÜD unter Einsatz der GreenHydrogen-Zertifizierung für eine Wasserstoffanlage nachweisen: Bei der Erzeugung des grünen Wasserstoffs setzt der Anlagenbetreiber die PEM-Elektrolyse (Protonen-Austausch-Membran) ein. Mit diesem Verfahren können Lastschwankungen ausgeglichen und hochreiner Wasserstoff erzeugt werden, welcher für Brennstoffzellen geeignet ist. Der Wasserstoff dieses Herstellers wird später als Ersatz für Erdgas ins Erdgasnetz eingespeist oder an Wasserstoff-Tankstellen geliefert.

Die Stacks der Anlage werden mit Strom aus Wasser- und Windkraft gespeist und erreichen eine Gesamtleistung von bis zu 6 Megawatt (MW). Nach der Elektrolyse wird der Wasserstoff auf unterschiedlichen Druckniveaus zwischengespeichert: In der ersten Stufe auf 8 Megapascal (MPa) für den Gasspeicher und die spätere Einspeisung ins Erdgasnetz, in der zweiten Stufe auf 22,5 MPa zur Befüllung der Lkw-Trailer.

Die Prüfung durch TÜV SÜD umfasste die Arbeitsdrücke, die Reinheit des Wasserstoffs und die Emissionen – von der Erzeugung über die Aufbereitung bis zum Transport zum Endkun-

den. Mit 15 g CO₂eq/MJH₂ lagen die Emissionen fast bei der Hälfte des geforderten Grenzwertes von 28,2 g CO₂eq/MJH₂. Am Ende konnte der Betreiber mit dem Zertifikat eine Minderung um über 80 Prozent gegenüber herkömmlichem Wasserstoff nachweisen.

Heute schon an morgen denken

Eine Transparenz der Nachhaltigkeit über die gesamte Lieferkette hinweg wird immer mehr zu einem wichtigen Differenzierungsmerkmal im Wettbewerb. Bis die EU einheitliche Regularien zur Definition von grünem Wasserstoff fertiggestellt hat, profitieren Hersteller und Händler von freiwilligen Zertifizierungssystemen. Mit der GreenHydrogen-Zertifizierung von TÜV SÜD stellen sich Unternehmen schon heute auf die Anforderungen von morgen ein. ■

Literatur

- [1] Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen: Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa, online unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301&from=DE>, abgerufen am 31. Januar 2022.
- [2] Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung), online unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32018L2001>, abgerufen am 16. Februar 2022.
- [3] CertifHy-Kurzpräsentation, online unter www.certifhy.eu/wp-content/uploads/2021/10/CertifHy_Presentation_short_final_lowres.pdf, abgerufen am 16. Februar 2022.
- [4] TÜV SÜD Standard CMS 70: Erzeugung von Grünem Wasserstoff, online unter www.tuvsud.com/de-de/-/media/de/industry-service/pdf/broschueren-und-flyer/is/energie/tv-sd-standard-cms-70grund-und-zusatzanforderungen202111final.pdf, abgerufen am 16. Februar 2022.

Der Autor

Michael Landpersky ist Umweltgutachter in der Abteilung Carbon Management Service bei der TÜV SÜD Industrie Service GmbH.

Kontakt:

Michael Landpersky
TÜV SÜD Industrie Service GmbH
Westendstr. 199
80686 München
Tel.: 089 5791-3399
E-Mail: michael.landpersky@tuvsud.com
Internet: www.tuvsud.com/de-is



Bei uns finden Sie Jobs zum **Anbeißen!**

In unserer branchenspezifischen Stellenbörse für die Energie- und Wasserwirtschaft finden Sie eine große Auswahl an Stellenanzeigen für Berufserfahrene, Berufseinsteiger, Quereinsteiger und Auszubildende. Probieren Sie doch einfach mal!

Rahmenbedingungen für ein technologieoffenes Marktdesign für erneuerbare Gase

Ausgabe 03/2022

Um die von der EU im Rahmen des Green Deals formulierten Klimaschutzziele zu erreichen, müssen die derzeitigen Rahmenbedingungen in den nächsten Jahren von Grund auf neu ausgerichtet werden. Dies betrifft u. a. auch den Gasmarkt: Nur wenn es gelingt, den Sektor beispielsweise im Hinblick auf den verstärkten Einsatz von erneuerbaren Gasen neu auszurichten, kann dieser einen Beitrag zur Zielerfüllung leisten. Der Fachbeitrag erläutert vor diesem Hintergrund, welche Änderungen hinsichtlich des regulatorischen Rahmens für den zukünftigen Energiemarkt zu erwarten sind und welche Maßnahmen den Markthochlauf von erneuerbaren Gasen unterstützen können.

von: Toni Reinholz (Deutsche Energie-Agentur GmbH)

*Treibhausgas-Ausstoß im Industriesektor:
Förderregime werden sich in Zukunft
stärker an der CO₂-Bepreisung ausrichten.*

Quelle: vesterzyunsplash.com

Die Europäische Union hat im Rahmen des Green Deals das Ziel formuliert, bis 2030 den Anteil von erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 40 Prozent anzuheben und die Treibhausgasemission um 55 Prozent im Vergleich zum Referenzwert 1990 zu senken. Um dieses Ziel zu erreichen, bedarf es einer umfassenden Neuausrichtung der bisherigen Rahmenbedingungen: Neben der Erhöhung sektoraler Ziele ist auch die Einführung neuer Instrumente notwendig, um das formulierte Gesamtziel erreichen zu können. Die systemische Optimierung muss dabei stärker im Vordergrund stehen als bisher, um bestehende Potenziale bestmöglich nutzen zu können. Damit der Gasmarkt zur Erfüllung dieser Ziele einen signifikanten Beitrag leisten kann, bedarf es einer Transformation des Sektors, welcher u. a. mit einem stärkeren Einsatz von erneuerbaren Gasen einhergehen muss – denn bisher spielen diese in Anbetracht des gesamten Marktvolumens nur eine untergeordnete Rolle.

Zu den erneuerbaren Gasen zählt man aus Biomasse hergestellte Biogase und aus diesen aufbereitetes Biomethan mit Erdgasqualität, sowie die mittels der Power-to-Gas-Technologie produzierten strombasierten Gase Wasserstoff oder synthetisches Methan. Bereits heute werden erneuerbare Gase teilweise innerhalb der Erdgas-Infrastruktur genutzt. So wurden im Jahr 2021 aus fast 230 Biomethananlagen in Deutschland etwa 10 Terawattstunden (TWh) Biomethan in das Gasnetz eingespeist. Darüber hinaus kommen etwa 8 Prozent des deutschen Ökostroms aus Biogasanlagen mit einer Vor-Ort-Verstromung und versorgen etwa acht Mio. Haushalte mit Strom und Wärme. Auch in Elektrolyseuren erzeugter Wasserstoff wird mittlerweile an verschiedenen Stellen in Deutschland in das Gasnetz eingespeist, dies bislang jedoch nur in einem geringen Umfang. Zudem ist deren Einspeisekapazität auch begrenzt, da in einem gewöhnlichen Gasnetz derzeit maximal 10 Prozent Wasserstoff beigemischt werden dürfen. Angesichts begrenzter

inländischer Potenziale für erneuerbare Gase müssen diese zukünftig importiert werden können. Hier hat sich in den letzten Jahren bereits ein kleiner Markt für den Import von Biomethan entwickelt. Die bisher gesammelten Erkenntnisse zeigen, dass es für einen liquiden Markt klarer regulatorischer Vorgaben bedarf, um einen stabilen und liquiden Markt für den Import von EE-Gasen zu erreichen. Darüber hinaus besteht beim Einsatz von EE-Gasen die Herausforderung, die drei Zielkriterien Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit in Einklang zu bringen. Die Praxis hat immer wieder gezeigt, dass diese Kriterien durchaus mit Zielkonflikten einhergehen, welche sich bisher nur bedingt auflösen lassen. Welche Lösungsansätze hierzu aktuell diskutiert werden, soll im Folgenden näher erörtert werden.

CO₂-Bepreisung als Kernelement eines technologieoffenen Marktes

Die getroffenen und derzeit vorgeschlagenen Änderungen hinsichtlich des regulatorischen Rahmens für den zukünftigen Energiemarkt haben die stärkere Ausrichtung auf eine CO₂-Bepreisung gemein. Dabei dient der CO₂-Preis meist allerdings nicht als alleiniges Instrument, sondern wird von anderen Regelungen und Instrumenten begleitet. Die Stoßrichtung der CO₂-Bepreisung ist dabei in den Sektoren durchaus

unterschiedlich ausgeprägt (Tab. 1): Während sich der CO₂-Preis im Rahmen der Treibhausgas-Minderungsquote im Verkehrssektor an der vermiedenen Tonne CO₂ ausrichtet, verfolgt der CO₂-Preis im EU-Emissionshandelssystem (EU-ETS) den Ansatz, maximal gedeckelte Emissionsrechte für den Ausstoß zu erhalten. Dieser Emissionsdeckel wird über künftige Handelsperioden immer weiter abgesenkt. Beiden Ansätzen ist gemein, dass diesen ein technologieoffener Ansatz innewohnt, in dem der Verpflichteter verschiedene Erfüllungsoptionen an Technologien und Energieträger zur Auswahl hat. Ein weiterer Ansatz für die Berücksichtigung von CO₂-Emissionen ist das Setzen von THG-Mindesteinsparungen für Energieträger. Solche Vorgaben dienen vielmehr zur Qualifizierung des Marktzutritts und ergänzen sich entsprechend mit der CO₂-Bepreisung beim Endverbrauch. Einen weiteren Ansatz für die CO₂-Bepreisung bietet der aktuell vorliegende Entwurf zur Energiesteuerrichtlinie: Neben der Festsetzung von Mindeststeuersätzen sieht diese eine Unterscheidung zwischen Umweltmerkmalen der jeweiligen Energieträger in der Besteuerung vor.

Durch die CO₂-Bepreisung soll die Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Gase im jeweiligen Markt erhöht werden, da diese im Normalfall höhere Kosten gegenüber fossilen Energieträgern aufweisen. In den einzelnen

Tabelle 1: Unterschiedliche regulatorische Ansätze für eine CO₂-Bepreisung

Gesetz/Verordnung	Art der CO ₂ -Bepreisung
BlmSchG (Treibhausgasminderungsquote Verkehr)	Preis für vermiedene t/CO ₂ eq
BEHG	CO ₂ -Preis für die Inverkehrbringung von fossilem Gas und Öl
EU ETS (nationale Umsetzung: TEHG)	CO ₂ -Preis als Verschmutzungsrecht
BioStrom/BioKraft-NachV	Nachweis einer THG-Mindesteinsparung ggü. Komperatoren
Energiesteuerrichtlinie	Besteuerung nach Umweltmerkmalen
EU-Gasmarktrichtlinie	THG-Mindesteinsparung von 70 Prozent ggü. Komperator

Quelle: dena

Sektoren stellt sich die Preisfindung und damit auch der CO₂-Preis sehr unterschiedlich dar (Tab. 2): Die mit Abstand höchsten CO₂-Preise sind derzeit im Verkehrssektor zu erzielen. Die Preisgestaltung setzt sich dabei aus den Kosten von erneuerbaren Kraftstoffen mit ihrer jeweiligen THG-Einsparung gegenüber einem fossilen Referenzwert zusammen. Die THG-Reduktion können die quotenverpflichteten Unternehmen dann auf die von ihnen geforderte THG-Mindesteinsparung anrechnen. Das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) setzt die vermeintlich geringsten Preisanreize, allerdings wird hierbei die gesamte Inverkehrbringung von fossilem Gas und Öl mit einer CO₂-Abgabe versehen, was in Anbetracht des Gesamtvolumens zu einer hohen zusätzlichen finanziellen Last der Wirtschaftsakteure führt, die eher auf den Wechsel zu anderen Technologien abzielt, welche nicht unter die Abgabepflicht fällt. Mit dem geplanten Start des freien Handels der CO₂-Zertifikate unter dem BEHG ab dem Jahr 2026 wird sich mit hoher Wahrscheinlichkeit ein anderer Preis einstellen als die bisher staatlich festgelegten Stufen. Im Rahmen der Energiesteuerrichtlinie ist die CO₂-Komponente in die Energiebepreisung mit eingerechnet. Der Preisvorteil gegenüber fossilen Energieträgern erhöht sich hier mit geringer CO₂-Intensität des Energieträgers. Fraglich ist allerdings, ob die Energiebesteuerung nach Umweltmerkmalen mit den anderen CO₂-Bepreisungen verknüpft werden könnte oder ob sich die EU-Mitgliedstaaten für eine der Optionen entscheiden müssen. Dagegen könnte das Vorgehen bei der Energiesteuerbefreiung von Biokraftstoffen sprechen, als es diese noch gab. Dabei mussten sich die Steuerverpflichteten entscheiden, ob diese eine Steuerbefreiung für die in Verkehr gebrachte Energie in Anspruch genommen wird oder ob diese auf die Quotenerfüllung angerechnet werden sollte.

Es stellt sich die Frage, ob die sich aus der CO₂-Bepreisung und der Energiebesteuerung erge-

benden Kostenvorteile für erneuerbare Gase gegenüber fossilen Energieträgern ausreichen, um einen stärkeren Markthochlauf zu erreichen. Hierzu bietet sich ein Vergleich der Treibhausgasvermeidungskosten an, welche sich aus den Kosten für die Bereitstellung der Energie und dessen THG-Einsparpotenzial ergeben (Abb. 1).

Im Fall von Biomethan ist das derzeitige Preisniveau im Kraftstoffmarkt auskömmlich und kann sogar zu einer Senkung der Preise an CNG-Tankstellen führen, und auch für grünen Wasserstoff und seinen Derivaten könnte es unter gewissen Umständen ausreichend sein. Zu berücksichtigen ist dabei, dass grüner Wasserstoff und seine Derivate aufgrund der hohen Kosten die letzte zu ziehende Option für die Erfüllung der THG-Mindesteinsparungen im Verkehr darstellen. Nur wenn diese zur Zielerreichung wirklich benötigt werden, würde diese nachgefragt werden. Der CO₂-Preis im EU ETS reicht noch nicht aus, um den Einsatz von EE-Gasen in der Industrie wirklich zu forcieren, da es durch die hohen THG-Vermeidungskosten lukrativer ist, die entsprechenden Zertifikate zu erwerben, anstatt eigenständig grüne Wasserstoffkapazitäten aufzubauen. Das derzeit hohe Preisniveau von Erdgas lässt zumindest Biomethan in Teilen als attraktive Option für die Industrie erscheinen, was sich auch schon in einer durchaus gestiegenen Nachfrage zeigt. Es ist aber abzuwarten, wie nachhaltig diese Entwicklung sein wird. Neben den Kosten spielen allerdings auch weitere Faktoren eine wichtige Rolle bei der Kaufentscheidung. Dies umfasst u. a. Verfügbarkeit, Flexibilität oder eine hohe Nachhaltigkeit von Energieträgern. Aufgrund des eher qualitativen Charakters können diese preislich nur schwer in die Bewertung einbezogen werden. Gleichwohl wird diesen Faktoren in der allgemeinen Wahrnehmung eine immer größer werdende Bedeutung bei den Marktakteuren beigemessen.

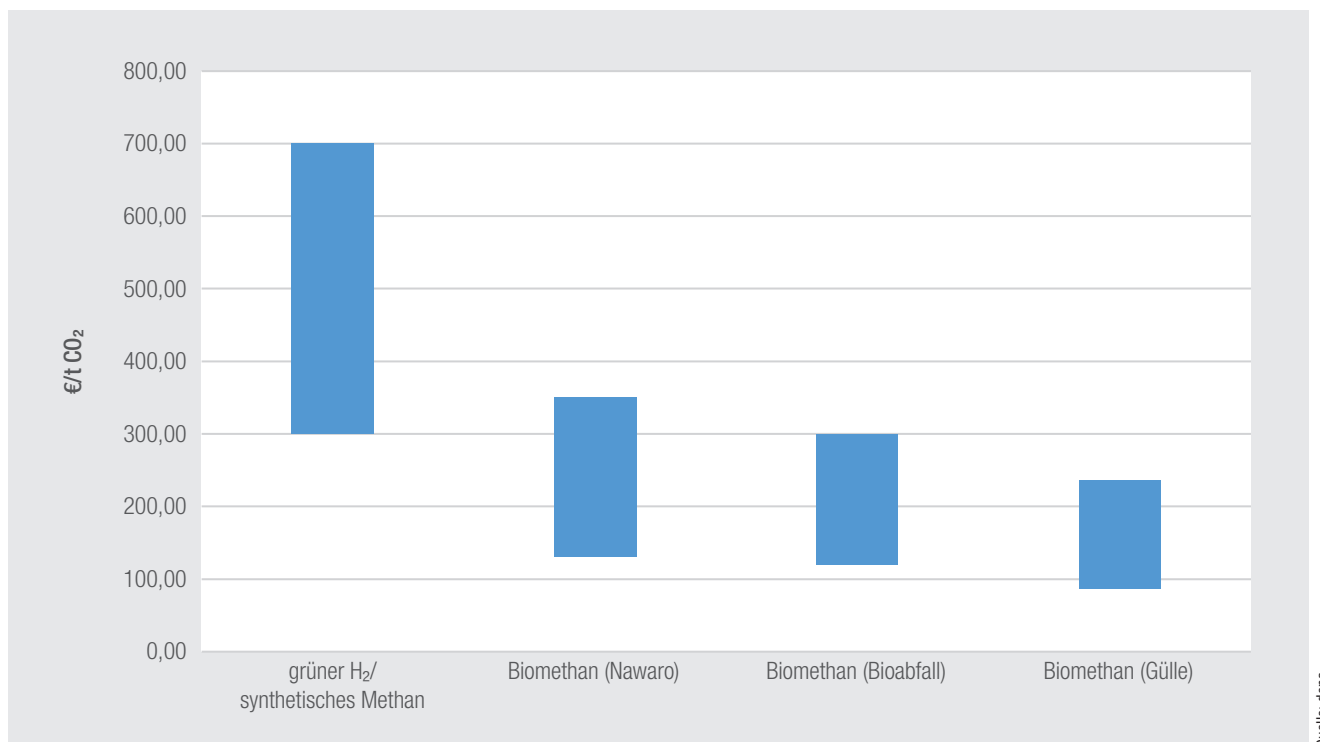
Tabelle 2: Preisvorteil durch CO₂-Bepreisung für EE-Gase

	Euro/t CO ₂	ct/kWh
THG-Quote Verkehr	250–650	6–15
Brennstoffemissionshandel	25–55	0,46–1
Energiesteuerrichtlinie	–	1–4
EU ETS-Berechtigungen	80–90	1,7–2,2

Quelle: dena

Weitere Rahmenbedingungen zur Unterstützung des Markthochlaufs von erneuerbaren Gasen

Wie der Kostenvergleich gezeigt hat, kann die CO₂-Bepreisung nicht allein den Markthochlauf von EE-Gasen intensivieren und es bedarf weiterer unterstützender Maßnahmen, die im Kern die THG-Einsparung verfolgen. Im Weiteren soll hierzu ein kurzer Überblick gegeben werden.



Ausbau und Weiterentwicklung der Infrastruktur

Im Dezember des letzten Jahres hat die EU-Kommission mit dem Entwurf einer Gasmarkt-richtlinie ihr Ziel formuliert, die Dekarbonisierung des Gassektors stärker voranzubringen. Mit der Richtlinie soll der Markteintritt und die Nutzung von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen erleichtert werden: So müssen dekarbonisierte Gase genauso wie EE-Gase eine THG-Mindesteinsparung von 70 Prozent gegenüber einem Referenzwert vorweisen können. Der Vorschlag umfasst dabei neue Vorschriften für die Versorgung, den Transport und die Speicherung. Dazu gehört die Verbesserung des Zugangs für erneuerbare und kohlenstoffarme Gase zur Erdgasinfrastruktur und zu den Erdgasmärkten durch Ermäßigung der Ein- und Ausspeisetarife für den Netzanschluss als auch beim grenzüberschreitenden Transfer. Zudem wird der Aufbau einer Wasserstoffnetzinfrastruktur in den Fokus gerückt. Somit werden auch hier die THG-Emissionen stärker forciert, woraus sich zukünftig finanzielle Vorteile für EE-Gase ergeben können. Des Weiteren müssen Gasversorger zukünftig den Anteil von Gas aus erneuerbaren und kohlenstoffarmen Quellen in ihren Rechnungen, ähnlich wie bereits im Strombereich, angeben. Die Konsultation zu den Vorschlägen läuft noch und es sind weitere Änderungen zu erwarten. Nichtsdestotrotz kann man schon jetzt sagen, dass sich auch die Gasmarkttrichtlinie an der CO₂-Intensität von Energieträgern ausrichten wird.

Verkehr

Der oben aufgeführte Kostenvergleich lässt den Kraftstoffmarkt für erneuerbare Gase zunächst am attraktivsten erscheinen. Allerdings ist das Absatzvolumen aufgrund der geringen Anzahl an Antrieben mit CNG/LNG oder H₂ sehr begrenzt und Erzeugungskapazitäten für EE-Gase müssen ohnehin erst noch ausgebaut werden. Vorgaben gemäß der Clean Vehicle Directive für die Anschaffung von emissionsarmen Fahrzeugen, dem Förderprogramm zur Anschaffung emissionsarmer Nutzfahrzeuge und die Mautbefreiung sollen hierbei die Nutzung gas- oder brennstoffzellenbetriebener Nutzfahrzeuge attraktiver machen und Anreize schaffen. Die Clean Vehicle Directive setzt prozentuale Mindestanteile an sauberen bzw. emissionsfreien Fahrzeugen bei der öffentlichen Beschaffung für unterschiedliche Fahrzeugklassen. Darunter befinden sich sowohl Pkw als auch schwere Nutzfahrzeuge wie Busse und Lkw. Anfang August 2021 wurde die Richtlinie rechtswirksam auf Bundesebene im Rahmen des „Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetzes“ überführt. Die Regelung von Flottengrenzwerten für Pkw und leichten Nutzfahrzeuge liegt seit ihrer Novellierung am 1. Januar 2020 bei 95 g CO₂/km und greift ab 2025 bzw. 2030. Der Flottengrenzwert wiederum wird durch die EU-Verordnung 2019/631 geregelt. Die Förderung von gasbetriebenen Nutzfahrzeugen wird durchaus immer wieder kritisch gesehen, da – gemessen am Emissionsausstoß am Auspuff – gegenüber Die-

Abb. 1: Bandbreite THG-Vermeidungskosten von EE-Gasen

selantrieben nur eine geringe THG-Einsparung erreicht wird. Hier kann man dagegenhalten, dass sich die Förderung über die THG-Quote mit der Förderung auf Seiten der Fahrzeuge gut ergänzen kann. So wird an CNG-Tankstellen schon heute nahezu ausschließlich Biomethan angeboten. Man kann unter aktuellen Rahmenbedingungen davon ausgehen, dass Gleiches im Fall von LNG geschehen wird, wenn entsprechende Verflüssigungskapazitäten für Biomethan aufgebaut wurden. Würde diese schon heute bestehen, so hätte Bio-LNG über die Vermarktung über die THG-Quote für Preisstabilität an LNG-Tankstellen sorgen können. Da hier eher kurzfristige Kontrakte die Regel sind, ist der LNG-Preis aufgrund der gestiegenen Erdgaspreise in den letzten Monaten um ca. das dreifache angestiegen und führt dazu, dass die Betankung von LNG gegenüber Diesel wirtschaftlich unattraktiv ist. Dies könnte den zuletzt wachsenden Markt an LNG-Lkw wieder zum Erliegen bringen. Dies wäre insofern schade, da mit Bio-LNG ein echter Beitrag zur THG-Minderung im Schwerlastbereich erreicht werden könnte, da hier ansonsten in Bezug auf Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit keine anderen Optionen kurzfristig zur Verfügung stehen. An den regulatorischen Rahmenbedingungen liegt es jedenfalls nicht.

Industrie

Gerade Wasserstoff soll zur Erreichung der Klimaneutralität im Industriebereich eine signifikante Rolle einnehmen. Wahrscheinlich auch aufgrund der nicht ausreichenden Preissignale aus dem EU ETS hat die EU-Kommission daher einen Vorschlag für eine Quotenregelung zur Nutzung von erneuerbaren gasförmigen und flüssigen Brennstoffen nicht biogenen Ursprungs vorgelegt. Darüber hinaus möchte die Kommission eine allgemeine Methode zur Bestimmung des Anteils von erneuerbaren Energien sowie der Verwendung von Ausgangsmaterialien erneuerbarer nicht-biogener Brennstoffe in Produkten erarbeiten, um ein einheitliches Label für Verbraucherinnen und Verbraucher zu schaffen und dadurch eine entsprechende Marktnachfrage zu initiieren.

Fazit

Die Ausrichtung der Förderinstrumente am CO₂-Ausstoß ist mit dem Vorschlag des „Fit-for-55“-Pakets und nachfolgenden Regelungen bereits in vollem Gang. Sicherlich sind viele der gemachten Vorschläge noch nicht finalisiert,

allerdings hat sich die Grundidee, Förderregime an der CO₂-Bepreisung auszurichten, in der breiten Diskussion bereits durchgesetzt. Für EE-Gase werden sich dadurch neue Vermarktungschancen ergeben. Bei Biomethan, wo derzeit eine erhöhte Nachfrage aus dem Industrie- und Verkehrsbereich zu verzeichnen ist, kann man das aktuell bereits beobachten. Bei Wasserstoff wiederum wird es darum gehen, schnellstmöglich die Kosten zu senken, um wettbewerbsfähiger zu werden. Die Umlagenbefreiung des eingesetzten Stroms zur Wasserstoffproduktion ist hierzu ein erster wichtiger Schritt. Ausgehend von aktuellen Kostenentwicklungspotenzialen wird man wahrscheinlich um Quotenregelungen für synthetische Brenn- und Kraftstoffe nicht herumkommen, was einem technologieoffenen Ansatz an sich entgegensteht. Grundsätzlich sollten Förderinstrumente immer auf Basis ihres Potenzials zur Markttransformation, ihrer Kosteneffizienz, ihrer entfaltenen Umweltauswirkungen (z. B. in Form von erzielten Treibhausgasmininderungen) und ihrer Beständigkeit bewertet werden. In Bezug auf diese Kriterien schneidet die CO₂-Bepreisung im Vergleich zu anderen Instrumenten auf dem bundesweiten erneuerbaren Gasmarkt (z. B. 20-jährige Förderung im EEG oder Gasnetzverordnung) am besten ab. Im BEHG kommt es basierend auf der regulatorischen Festschreibung des CO₂-Preises momentan noch zu Kostenineffizienzen, dies wird sich aber spätestens ab 2026 mit dem Ansatz des Auktionierens ändern. ■

Der Autor

Toni Reinholz ist Teamleiter Erneuerbare Energien bei der Deutschen Energie-Agentur GmbH in Berlin.

Kontakt:

Toni Reinholz

Deutsche Energie-Agentur GmbH

Chausseest. 128 a

10115 Berlin

Tel: 030 66777-735

E-Mail: toni.reinholz@dena.de

Internet: www.dena.de

Die Leitveranstaltung der Energie- und Wasserwirtschaft

6. – 7. September 2023
Koelnmesse

gat | wat

2023

Stark
in die Zukunft!

HAUPTPROGRAMM IST ONLINE

Technische Sicherheit und Regelwerk in Wasserstoffnetzen

Energieanlagen sind so zu betreiben, dass **ihre technische Sicherheit und ihre Zuverlässigkeit gewährleistet** sind. Technisch gesprochen ist dies die sicherheitsgerichtete Gestaltung, die Gewährleistung der bestimmungsgemäßen Funktion und der **technischen Betriebssicherheit über die gesamte Nutzungsdauer der Energieanlagen**. Im Gasfach gehören zu den Energieanlagen Einrichtungen zur Erzeugung, Speicherung, Transport und Verteilung oder Abgabe von Gas bis einschließlich der letzten Abspereinrichtungen vor den Gasverbrauchsanlagen. Dies gilt für alle Brenngase nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 260, also **für Erdgase, wasserstoffhaltige methanreiche Gase und auch für Wasserstoff** [1]. In diesem Fachaufsatz wird die Gewährleistung der technischen Sicherheit und Zuverlässigkeit von Wasserstoffnetzen durch die Anwendung von Regelwerken diskutiert.

von: Dr. Klaus Steiner (Erdgas & Verwandtes)

Ausgabe 08/2022

Die Gas-Transport und -Verteilnetze gelten dann als technisch sicher, wenn sie frei von unvermeidbaren Risiken für Personen, anderen Lebewesen, Umwelt, Objekten und die öffentliche Sicherheit betrieben werden. Dies schließt den bestimmungsgemäßen Gebrauch wie die Beherrschung von Störungen über die gesamte Nutzungsdauer ein. Risiko ist dabei die quantitative und qualitative Charakterisierung eines Schadens bezüglich der Möglichkeit seines Eintreffens und der Tragweite der Schadenswirkung [2].

Laut dem DVGW-Merkblatt G 221 wird unter dem Betrieb der Gasinfrastruktur der bestimmungsgemäße und technisch sichere Gebrauch der Gasinfrastruktur über die gesamte Nutzungsdauer verstanden [3]. Damit verbundene Tätigkeiten können u. a. Bedienen, Steuern, Regeln, Ändern oder Dokumentieren des Gasnetzes und seiner Objekte sein. Zusammen mit der Instandhaltung stellt der Betrieb den Kern der operativen Ebene des Gasnetzbetreibers dar. Instandhaltung sind alle Maßnahmen zur Feststellung und Beurteilung des Ist-Zustandes und zur Bewahrung und Wiederherstellung des Soll-Zustandes des gesamten Gasnetzes und seiner Elemente. Maßnahmen hierfür sind die Überwachung, Funktionsprüfung, Wartung, Instandsetzung und Außerbetriebnahme. Anforderungen an den Betrieb und die Instandhaltung werden gemäß dem Anwendungsbereich des jeweiligen DVGW-Regelwerkes, den Betriebsanweisungen des Betreibers und/oder Herstellerempfehlungen für Objekte des Gasnetzes und ihrer Bauteile festgelegt. Der bestimmungsgemäße Gebrauch der Gasnetze ist für Erdgas betriebsbewährt und

bildet den Stand der Technik ab. Für Wasserstoff wird der Betrieb zurzeit in diversen Feldversuchen erprobt und als Anforderung im DVGW-Regelwerk spezifiziert.

Die Vorgabe „Freiheit von unvermeidbaren Risiken“ für die Gasnetze ist dann erfüllt, wenn sicherheitsrelevante Qualitätsmerkmale der Gasnetze und deren Bestandteile diesen Vorgaben entsprechen [2, 4]. Neben den oben erwähnten Merkmalen

- sicherheitsgerichtete Gestaltung,
- Gewährleistung der bestimmungsgemäßen Funktion und
- Gewährleistung der technischen Betriebssicherheit

über die gesamte Nutzungsdauer gehören hierzu u. a. folgende Sachverhalte:

- regelwerkskonforme Auslegung
- Prüfungen zur Inbetriebnahme, wiederkehrende Prüfungen und laufende Überwachung
- Bauteilzuverlässigkeit
- Arbeits- und Umweltschutz
- Betriebskonzepte zum sicheren Betrieb (bestimmungsgemäßer Gebrauch, Stilllegung und Rückbau)
- Instandhaltung (Inspektion, Wartung, Funktionskontrolle, Instandsetzung)
- Schutzziele
- Schutzmaßnahmen (wie z. B. Sicherheitseinrichtungen zur Vermeidung unzulässiger Drucküberschreitungen, Explosionsschutz) und

- Betriebsanweisungen mit Gefahrenhinweisen, Meldekettensowie Alarm- und Gefahrenabwehrmaßnahmen.

Ordnungsrechtliche Grundlagen der technischen Sicherheit

Die technische Sicherheit für Gasnetze basiert weitgehend auf den Ingenieur- und Naturwissenschaften sowie auf der jahrzehntelangen Praxiserfahrung der Gasbranche. Sie wird durch das einschlägige Ordnungsrecht administriert. Zu diesem Ordnungsrecht gehören in erster Linie EU-Richtlinien und sonstige internationale Vereinbarungen sowie die Umsetzung dieser Rechtsnormen in unser nationales Recht. In den Rechtsvorschriften werden grundlegende Anforderungen an die technische Sicherheit und das Mindestsicherheitsniveau festgelegt [2, 4]. Hierbei gibt es zwei grundlegende Vorgehensweisen:

- Der Gesetzgeber erlässt Rechtsvorschriften mit technischen Anforderungen oder
- er überlässt es der Wirtschaft, mit branchenspezifischen Regelwerken das Sicherheitsniveau festzulegen.

Im Fall der leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas verlangt der Gesetzgeber über das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sogar explizit, dass das Sicherheitsniveau über branchenspezifische Anforderungen, nämlich das DVGW-Regelwerk, festgelegt wird. Das bedeutet aber nicht, dass nicht auch andere Rechtsvorschriften mit technischen Anforderungen

Quelle: Dr. Klaus Steiner

Abb. 1: Regelstrecke in Transportanlage



INFORMATIONEN

H₂-Veranstaltungen der DVGW Beruflichen Bildung

Mit der Erweiterung seines Regelwerkes um wasserstoffhaltige methanreiche Gase und Wasserstoff bietet der DVGW den Gasnetzbetreibern eine rechtssichere Grundlage für den Betrieb von Energieanlagen nach dem Energiewirtschaftsgesetz für die leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Wasserstoff. Diese Grundlage deckt den Neubau, die Erweiterung, die Umstellung und den Betrieb der Gasnetze ab.

Zur Stärkung der Fachkompetenz Wasserstoff nach dem DVGW-Regelwerk bietet die DVGW Berufliche Bildung neue Zertifikatslehrgänge, Sachkundeschulungen und Seminare zu Spezialthemen rund um den Transport und die Verteilung von Wasserstoff an. Das Angebot richtet sich an Akteure der Gasbranche mit technischem Hintergrund und grundlegenden Kenntnissen, die fachliche Kompetenz zu Wasserstoff erlangen oder wieder auffri-

schen möchten. Neu im H₂-Veranstaltungsportfolio sind folgende Lehrgänge (siehe dazu auch den separaten Beitrag auf Seite 85 dieser Heftausgabe):

- DVGW-Zertifikatslehrgänge zur Erlangung der Fachkompetenz Wasserstoff nach den DVGW-Merkblättern G 221 und G 655,
- Sachkundigenlehrgang im Geltungsbereich des DVGW-Arbeitsblattes G 220: Power-to-Gas-Energieanlagen und
- Sachkundigenlehrgang im Geltungsbereich des DVGW-Arbeitsblattes G 265-3: Anlagen für die Einspeisung von Wasserstoff in die Gasinfrastruktur.

Die Programme der Lehrgänge, weitere wasserstoffspezifische Kurse sowie die Anmeldeinformationen erhalten Sie unter www.dvgw-veranstaltungen.de/h2.



Quelle: Dr. Klaus Steiner

Abb. 2: Messanlage zur eichpflichtigen Messung von Wasserstoff in der Power-to-Gas-Anlage Falkenhagen

beim Betrieb von Gasnetzen eingehalten werden müssen. Ein typisches Beispiel stellt in diesem Kontext das Arbeitsschutzgesetz (ArbSchG) mit seiner Forderung dar, Arbeitsbedingungen in Gasanlagen mit einer Gefährdungsbeurteilung zu bewerten.

Bedeutung von technischen Regelwerken und Normen

Technische Regeln und Normen sind Dokumente, die Anforderungen an Produkte, Dienstleistungen oder Verfahren festlegen. Dies stellt eine Standardisierung von Spezifikationen dar. Solche Standards werden von nationalen und internationalen Organisationen und/oder Industriebranchen mit Konsens erstellt und herausgegeben. Sie basieren auf gesicherten Ergebnissen von Wissenschaft, Technik und Praxiserfahrung [5]. Der technische Vorteil solcher Standards für die Gasbranche ist vielfältig: Technische Regeln und Normen

- stärken die Eigenverantwortung der Gasbranche zur sicheren Gestaltung und zum sicheren Betrieb der Gasnetze,
- ergänzen die staatliche Gesetzgebung,
- unterstützen die Interoperabilität grenzüberschreitender Gaslieferungen,
- schaffen Klarheit über die Eigenschaften, die Gebrauchstauglichkeit und die Anforderungen an die eingesetzten Produkte, Bauteile, Rohre, Anlagen, Netze, Verfahren, Planung, Auslegung, Inbetriebnahme, Betrieb, Instandhaltung, Prüfungen, Dienstleistungen, Schutzziele, Schutzmaßnahmen, Sicherheitseinrichtungen und Gasanwendungen etc.,

- vereinfachen Spezifikationen und Ausschreibungen,
- steigern die Sicherheit, Effizienz und Qualität des Gastransports und der Gasverteilung,
- vereinfachen den Handel mit Energie und
- machen Verfahren, Anlagen und Netzabschnitte sicher und den Betrieb dieser umweltverträglich.

Technikklauseln

Gängige Technikklauseln sind „Stand von Wissenschaft und Technik“, „Stand der Technik“ oder „allgemein anerkannte Regeln der Technik“. Sie werden genutzt, um den Entwicklungsstand und die darauf basierenden technischen Lösungen zur Erreichung eines bestimmten praktischen Ziels zu charakterisieren. Technikklauseln sind Generalklauseln, die auf technische Regeln und Normen privater Regelsetzer Bezug nehmen. Ein solcher Regelsetzer ist z. B. der DVGW.

Technikklauseln unterscheiden sich durch die Bewährung in der Praxis (Betriebsbewährung, Erprobung, Forschungsergebnis) und das Gefährdungspotenzial, das durch die technische Lösung beherrscht werden soll. Das Gefährdungspotenzial beschreibt die Möglichkeit, dass ein Schutzgut räumlich und/oder zeitlich mit einer Gefahrenquelle zusammentreffen kann. Das EnWG stuft das Gefährdungspotenzial der Gasversorgung als gering ein, konsequenterweise fordert das Gesetz die Einhaltung der „allgemein anerkannten Regeln der Technik“.

Die Gashochdruckleitungsverordnung (GasH-DrLtgV) verschiebt diese Einstufung zum „Stand der Technik“ bei Energieanlagen im Sinne des EnWG, die für einen maximal zulässigen Betriebsdruck von mehr als 16 bar ausgelegt sind. Im europäischen Kontext wird bei der Forderung nach dem „Stand der Technik“ von „Best Available Technologies“ gesprochen [2, 4].

Der Königsweg der technischen Sicherheit und Zuverlässigkeit

Durch die Überarbeitung des EnWG vom Sommer 2021 ist der DVGW auch Regelsetzer für Wasserstoff geworden. Dies ist zum einen ein Vertrauensbeweis und -vorschuss in die Kompetenz der Gaswirtschaft – auf der anderen Seite aber auch Ansporn, das DVGW-Regelwerk auf Wasserstoff zu erweitern. Durch eine Reihe aktuell herausgegebener Arbeits- und Merkblätter ist das DVGW-Regelwerk mittlerweile für alle

Gase nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 260, also auch für wasserstoffhaltige methanreiche Gase und Wasserstoff, anwendbar. Das gilt nicht nur für den Neubau von Netzabschnitten im Transport- und Verteilnetz, sondern auch für die Umstellung der Gasnetze von methanreichen Gasen auf wasserstoffhaltige Brenngase und/oder Wasserstoff.

Das EnWG unterstellt analog zu Erdgasnetzen, dass durch die Einhaltung und Umsetzung der Anforderungen des DVGW-Regelwerkes die Sicherheit und Zuverlässigkeit der leitungsgebundenen Gasversorgung der Allgemeinheit mit Wasserstoff gewährleistet wird. Es wird vermutet, dass der Betreiber die „allgemein anerkannten Regeln der Technik“ bzw. im Geltungsbereich der GasHDrLtG oberhalb von 16 bar maximalen Betriebsdrucks den „Stand der Technik“ durch die Umsetzung der Anforderungen des DVGW-Regelwerkes einhält. Diese Vermutung zugunsten des DVGW-Regelwerkes bedeutet für den Betreiber der Gasnetze Rechtssicherheit durch die Anwendung des DVGW-Regelwerkes für Wasserstoff: Es ist sein Königsweg zur Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben. Dies gilt zumindest so lange, bis widerlegt wird, dass die Technik Klauseln durch das DVGW-Regelwerk nicht mehr abgebildet werden sollten. Der DVGW unterbindet aber diese Möglichkeit allein dadurch, dass sein Regelwerk regelmäßig gemäß seiner Geschäftsordnung von der Gasbranche aktualisiert wird.

Die Vermutungswirkung zugunsten des DVGW-Regelwerkes schließt die Anwendung weiterer Normen und Regelwerke nicht aus. Andere, insbesondere internationale Standards repräsentieren Sicherheitslösungen, die ihre Praxistauglichkeit hinreichend belegt haben. Der Anwender anderer Regeln und Normen muss im Streitfall die Einhaltung der jeweiligen Technik Klauseln belegen. Er kann sich dabei allerdings nicht auf die Vermutungswirkung im EnWG berufen, die sich nur auf das DVGW-Regelwerk bezieht.

Es empfiehlt sich dahier, dass zur Reduktion der Komplexität die Kombination unterschiedlicher Sicherheitsphilosophien in einem Netzabschnitt oder in einer Anlage möglichst vermieden werden soll. Bei Störungen bzw. bei deren Behebung kann eine solche Komplexität verwirrend sein. Ein Regelwerk mit einer klaren einheitlichen und durchgängigen Sicherheitsphilosophie bietet in jeder Hinsicht in der betrieblichen Praxis Vorteile.

Schutzziele

Allgemein formuliert besteht der Zweck der Schutzziele darin, Belastungen und Gefährdungen sowie unzulässige Beeinträchtigungen von Personen, anderen Lebewesen, Objekten und der Umwelt zu vermeiden bzw. zu reduzieren. Schutzziele definieren das Sicherheitsniveau, das mindestens erreicht werden muss. Grundlegend ist die Gewährleistung des sicheren Zustandes der Infrastruktur oder Teilen davon in allen Betriebszuständen über die gesamte Nutzungsdauer. Diese übergeordneten Sicherheitsanforderungen muss ein Gasnetzbetreiber erfüllen.

Schutzziele werden durch Rechtsvorschriften festgelegt (z. B. durch das Produktsicherheitsgesetz, das Energiewirtschaftsgesetz und das Arbeitsschutzgesetz). Schutzziele werden durch Sicherheitsvorkehrungen und Schutzmaßnahmen erreicht, die in Rechtsvorschriften und/oder technischen Regelwerken bzw. Normen festgelegt werden. Der Gesetzgeber geht bei Energieanlagen davon aus, dass bei der Umset-

Abb. 3: Anschluss für eine mobile Molchstation an der Wasserstoffpipeline in Falkenhagen



Quelle: Dr. Klaus Steiner

zung der Anforderungen der Rechtsvorschriften bzw. der relevanten technischen Regelwerke des DVGW und der verbundenen Normen die Schutzziele erreicht werden (Vermutungswirkung). Über eine Gefährdungsbeurteilung wiederum kann ein Arbeitgeber nachweisen, dass auch mit alternativen Schutzmaßnahmen das Schutzziel erreicht werden kann.

Gefährdungsbeurteilung und Risikobeurteilung

Um die Gesundheit der Mitarbeitenden und von Dritten nicht zu gefährden, muss der Arbeitgeber gemäß ArbSchG und seinen Verordnungen die Arbeitsbedingungen bewerten und Schutzmaßnahmen festlegen. Beim Betrieb von Gasnetzen ist der Betreiber in der Regel auch Arbeitgeber für sein Betriebsper-

staltung und Voraussetzung zur Inverkehrbringung des Produkts. Sie wird durch EU-Richtlinien wie z. B. durch die Maschinen- und Druckgeräterichtlinie (bzw. deren nationale Umsetzungen) gefordert und ist eine systematische Identifikation von Gefahren, Ursachenanalyse und Bewertung (Quantifizierung) der Schadensauswirkung inkl. ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit (Risiko) zur Risikominderung bei der Gestaltung und Herstellung von Produkten. Hinweise zu gängigen Verfahren gibt die DIN EN 31010 bzw. für Wasserstoff der Bericht ISO/TR 15916 [7, 8].

Tritt der Betreiber von Gasnetzen selbst als Inverkehrbringer von Produkten auf und setzt seine Produkte ein, obliegt ihm auch die Risikobeurteilung. Dies ersetzt aber nicht die Gefährdungsbeurteilung für seine Gasanlagen.

betroffenen Netzabschnittes tangiert ist, ist vom Betreiber zu prüfen, inwiefern eine wesentliche Änderung vorliegt. Wird dies bejaht, sind Prüfungen durch Sachverständige und/oder Sachkundige erforderlich. Fällt der betroffene Netzabschnitt in den Geltungsbereich der Gas-HDrLtgV, so führt die wesentliche Änderung zu einer erneuten Anzeigepflicht bei der zuständigen Energieaufsicht.

Bei der Umstellung eines Netzabschnittes auf Wasserstoff nach dem EnWG besteht eine Anzeigepflicht nach § 113c Abs. 3 des EnWG. Der Anzeige ist eine gutachterliche Äußerung eines Sachverständigen beizufügen, aus der hervorgeht, dass die Beschaffenheit des umgestellten Netzabschnittes den Anforderungen des EnWG zum sicheren Betrieb und zur Zuverlässigkeit des Gasnetzes genügt. Das Erfordernis zur Vorlage ei-

Die Anwendung des DVGW-Regelwerks bedeutet für den Betreiber der Gasnetze **Rechtssicherheit**.

sonal. Ihm obliegt es daher, die Bewertung mittels Gefährdungsbeurteilung für seine Gasanlagen durchzuführen und daraus Schutzmaßnahmen zu folgern. Nach der TRBS 1111 ist eine Gefährdungsbeurteilung von Gasanlagen eine systematische Ermittlung und Bewertung auftretender Gefahren, denen Personen ausgesetzt sind, und die Ableitung von Schutzmaßnahmen, die in ihrer Wirksamkeit geprüft werden müssen [6]. Hinweise zur Durchführung der Gefährdungsbeurteilung geben die Dokumente der Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin (BAuA) und der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung (DGUV), die im Internet zur Verfügung gestellt werden, sowie das relevante DVGW-Regelwerk. Wasserstoffspezifische Schutzmaßnahmen werden z. B. im DVGW-Merkblatt G 221 diskutiert [3].

Eine Risikobeurteilung (vormals Gefahrenanalyse) ist die Aufgabe eines Herstellers im Rahmen seiner Produktge-

Umstellung von Gasnetzen

Bei der Umstellung von Netzabschnitten von Erdgasen auf wasserstoffhaltige methanreiche Gase über zulässige Grenzen oder Wasserstoff ist vom Betreiber zu prüfen, inwiefern durch das veränderte Fördermedium neue oder veränderte Gefährdungen oder Risiken auftreten bzw. auftreten können. Er hat darüber hinaus zu bewerten, ob neue Schutzziele erforderlich werden und zusätzliche Schutzmaßnahmen umgesetzt werden müssen. Wird dies bejaht, muss auch die Gefährdungsbeurteilung angepasst werden. Das DVGW-Merkblatt G 221 beschreibt hierzu detailliert die Aufgaben und Maßnahmen, die bis zur Feststellung der Wasserstofftauglichkeit des umzustellenden Netzabschnittes ausgeführt werden müssen. Ein Ablaufdiagramm zur Umstellung wird in [9] vorgestellt.

Werden die physikalisch-chemischen Eigenschaften des Fördermediums dahingehend geändert, dass die Sicherheit des

ner gutachterlichen Äußerung bei der Umstellung auf Wasserstoff gilt druckunabhängig für alle Verteil- und Gastransportnetze. Das DVGW-Merkblatt G 221 beschreibt Anforderungen dieser gesetzlichen Auflagen.

Herstellereklärungen und Betreiberprüfungen zur Wasserstofftauglichkeit

Produkte in Gasnetzen und Netzabschnitte bis zur letzten Absperreinrichtung vor den Gasverbrauchseinrichtungen sind wasserstofftauglich (H₂-Ready), wenn die technischen (insbesondere sicherheitstechnischen) und rechtlichen Voraussetzungen vorliegen, die den sofortigen Betrieb mit Wasserstoff gestatten (H₂-Readiness) [10].

Das DVGW-Regelwerk schreibt grundsätzlich vor, dass Bauteile, Komponenten und Baugruppen für den Einsatz mit Gasen nach dem DVGW Arbeitsblatt G 260, also auch für wasserstoffhaltige

methanreiche Gase und/oder Wasserstoff geeignet sein müssen. Diese Eignung ist vom Betreiber vor der Inbetriebnahme festzustellen. Grundlage dieser Bewertung sind u. a. Herstellererklärungen mit zugesicherten Produkteigenschaften, die anhand der Anlagen- und Leitungsspezifikation des Betreibers auf Konformität zu den Anforderungen für die konkrete Anwendung geprüft werden. Liegen bereits Betriebserfahrungen mit den Produkten für Wasserstoff vor und/oder wurde die Betriebsbewährung z. B. durch eine Erprobung bereits festgestellt, reduziert sich der Umfang bzw. entfällt die Bewertung der Wasserstofftauglichkeit [11]. Typen von Herstellererklärungen und ihre Aussagen sowie die Aufgaben des Betreibers zur Prüfung der Eignung werden detailliert im DVGW-Merkblatt G 221 beschrieben.

Herstellererklärungen und Bescheinigungen entbinden den Betreiber aber nicht von seiner Verantwortung zur richtigen und technisch sicheren Auslegung und Betrieb der Gasnetze. Sie ersetzen auch nicht die erforderlichen Prüfungen und Abnahmen zur Inbetriebnahme und Betrieb.

Prüfungen

Die Inbetriebnahme und der Betrieb von Gasnetzabschnitten setzt eine Reihe von Prüfungen voraus, die im Werk, bei der Herstellung, vor Ort zur Inbetriebnahme und wiederkehrend im Gasnetzabschnitt durchzuführen sind. Prüfungen und die zur Prüfung befähigten Personen werden in den anlagen- und leitungsspezifischen DVGW-Regeln festgelegt. Sofern die relevante DVGW-Regel noch nicht um wasserstoffhaltige Gase und/oder Wasserstoff erweitert worden ist, lässt sie sich zusammen mit dem DVGW-Merkblatt G 221 auch auf diese Gase schon heute anwenden.

Primär wird geprüft, ob beim Betrieb der Anlage, der Leitung oder des Netzabschnittes die Schutzmaßnahmen zur Erreichung der Schutzziele des DVGW-Regelwerkes angemessen bzw. ausreichend sind und ob deren Wirksamkeit gewährleistet ist. Dies gilt für den Neubau, die Erweiterung der Gasinfrastruktur und die Umstellung von Erdgasen auf wasserstoffhaltige methanreiche Gase und Wasserstoff. Bei den Prüfungen kommen u. a. dem Sachverständigen besondere Aufgaben zu [12]; Erläuterungen zu seinen Tätigkeiten finden sich sowohl in den jeweils anzuwendenden DVGW-Regeln als auch in der Literatur [13].

Fazit

Mit der Erweiterung seines Regelwerkes um wasserstoffhaltige methanreiche Gase und Wasserstoff bietet der DVGW Gasnetzbetreibern eine rechtssichere Grundlage für den Betrieb von Energieanlagen nach dem EnWG für die leistungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Wasserstoff. Diese Grundlage deckt den Neubau, die Erweiterung und die Umstellung des Gasnetzes ab. Anforderungen des Regelwerkes gelten somit für alle Gase nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 – also für Erdgase, wasserstoffhaltige methanreiche Gase und Wasserstoff. Die Festlegungen für die Gewährleistung der technischen Betriebssicherheit und Zuverlässigkeit der Gasversorgung orientieren sich an den jahrzehntelangen Praxiserfahrungen und betriebsbewährten Lösungen und bieten der Gaswirtschaft eine solide Grundlage für die Versorgung mit erneuerbaren Gasen – ein wesentlicher Beitrag zur klimaneutralen Energieversorgung der Zukunft. ■

Literatur

- [1] DVGW-Arbeitsblatt G 260: Gasbeschaffenheit, 9/2021.
- [2] VDI-Ausschuss Technische Sicherheit: das Qualitätsmerkmal „Technische Sicherheit“, Berlin 2016.

- [3] DVGW-Merkblatt G 221: Leitfaden zur Anwendung des DVGW-Regelwerkes auf die leistungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit wasserstoffhaltigen Gasen und Wasserstoff, 12/2021.
- [4] Wetzel, U.: Praxis des technischen Rechts für Fach- und Führungskräfte, Bonn 2012.
- [5] DIN: DIN – kurz erklärt, online unter www.din.de/ueber-normen-und-standards/basiswissen, abgerufen am 16. Juni 2022.
- [6] Ausschuss für Betriebssicherheit: TRBS 1111, Technische Regeln für Betriebssicherheit; Gefährdungsbeurteilung, BAuA, 2018.
- [7] DIN EN 31010: 2010; Risikomanagement – Verfahren zur Risikobeurteilung.
- [8] ISO/TR 15916: 2015; Grundsätzliche Betrachtungen zur Sicherheit von Wasserstoffsystemen.
- [9] Steiner, K., Drews, D., Schrader, A.: Umstellung von Netzabschnitten auf Wasserstoff nach dem DVGW-Merkblatt G 221: ein Vorschlag für ein Programmablaufdiagramm – Teil 1: DVGW energie | wasser-praxis, Ausgabe 1/2022 S. 16–23; Teil 2: DVGW energie | wasser-praxis, Ausgabe 2/2022, S. 14–19.
- [10] Steiner, K.: Das DVGW-Arbeitsblatt G 221, in: gwf 3/2022, S. 36–42.
- [11] Steiner, K.: Betriebsbewährt, in der Praxis bewährt – eine technische Sicht der betrieblichen Erprobung und Funktionsnachweis im Gasfach, in: DVGW energie | wasser-praxis, Ausgabe 1/2020, S. 40–45.
- [12] Winkler, M., Schrader, A., Stucht, M., Wening, B.: Die Bedeutung des DVGW-Sachverständigenwesens für die technische Selbstverwaltung der Betreiber von Energienetzen der Gas- und Wasserstoffversorgung, in: DVGW energie | wasser-praxis, Ausgabe 12/2021, S. 102–107.
- [13] Steiner, K., Bode, A., Schrader, A.: Wasserstoffspezifische Abnahmen von Gasdruckregelanlagen durch Sachverständige – die Umsetzung des DVGW-Arbeitsblattes G 491, Anhang O, in: DVGW energie | wasser-praxis, Ausgabe 4/2020, S. 22–29.

Der Autor

Dr. Klaus Steiner ist Gründer des Ingenieurbüros Erdgas & Verwandtes und freiberuflich als Berater in der Gasbranche tätig.

Kontakt:

Dr. Klaus Steiner
Erdgas & Verwandtes
Neulingsiepen 40
44795 Bochum
Tel.: 0151 40703190
E-Mail: klaus-christoph.steiner@t-online.de

wewewepunktwevaugewepunktdee

Besuchen Sie doch mal unsere Homepage: www.wvgw.de

Wasserstoff entfesseln:

Welchen Rahmen braucht der Markthochlauf?

Ausgabe 09/2022

Um das ambitionierte Ziel der **Klimaneutralität in Deutschland und der EU** zu erreichen, muss der Energieträger Wasserstoff zu einem festen Bestandteil unseres Energiesystems werden. Der dafür erforderliche Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft **wird derzeit jedoch noch von vielfältigen Faktoren gebremst**. Eine kürzlich vorgestellte und von Zukunft Gas e. V. in Auftrag gegebene Studie hat in diesem Kontext untersucht, welche Rahmenbedingungen für einen erfolgreichen Markthochlauf geschaffen werden müssen.

von: Annegret-Claudine Agricola (Zukunft Gas e. V.), Simon Byrtus (con|energy consult), Tim Langenhorst & Lioba Thomalla (beide: IKEM – Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e. V.)

Wirksamer Klimaschutz steht – national wie europäisch – im Fokus des politischen und gesellschaftlichen Handelns. Die Gaswirtschaft verfolgt als Branche das Ziel, dass Deutschland bis zum Jahr 2045 die Klimaneutralität erreicht. Damit verbunden ist eine immense Herausforderung für Politik, Wirtschaft und Gesellschaft. Für die Gaswirtschaft heißt das konkret, schrittweise, aber zügig die Umstellung des heute erdgasbasierten Gasversorgungssystems auf erneuerbare und dekarbonisierte Gase, verbunden mit der erforderlichen Umstellung der zugehörigen Infrastrukturen sowie der Anwendungstechnologien, voranzutreiben. Kernelement dieses energiewirtschaftlichen Transformationsprozesses ist der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft. Konkret umfasst das den Hochlauf verfügbarer Wasserstoffmengen aus in- und ausländischer Produktion, den Aufbau der wasserstofffähigen Transport- und Verteilnetzstrukturen, die Umstellung weiterer Teile der Erdgasanwendungen auf Wasserstoff sowie die Erschließung neuer Anwendungsbereiche im Verkehrssektor. Die Technologien für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft sind zwar bereits vorhanden, allerdings erfordert dieser Aufbau große Investitionen auf allen Wertschöpfungsstufen. Die Investoren stehen in den Startlöchern und sind bereit, die Transformation der Gaswirtschaft zügig voranzutreiben – was allerdings noch fehlt, sind ein passender Rechtsrahmen und maßgeschnei-

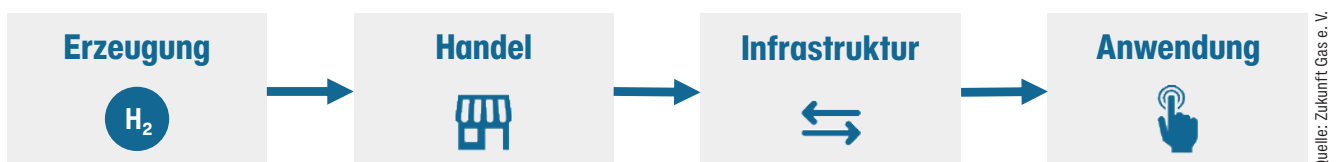
der Anreizmechanismen, um diese Investitionen im Markt auch auszulösen. Vor diesem Hintergrund hat der Branchenverband Zukunft Gas Ende des Jahres 2021 das Konsortium con|energy consult und IKEM damit beauftragt, die rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu analysieren, die für einen erfolgreichen Wasserstoffhochlauf erforderlich sind. Mit der im Juni 2022 veröffentlichten Studie „Wasserstoff entfesseln – welchen Rechtsrahmen braucht der Markthochlauf?“ liegen nun die Ergebnisse dieser Untersuchung vor.

Methodik

Im Rahmen einer dreiteiligen Workshopreihe wurden bestehende Investitionshemmnisse und rechtspolitische Maßnahmenbündel (**Abb. 1**) gemeinsam mit den Mitgliedsunternehmen des Branchenverbands Zukunft Gas identifiziert, diskutiert und bewertet. Entlang der Wertschöpfungskette von Wasserstoff konnten dabei zunächst 13 Hemmnisse identifiziert werden, die sich besonders negativ auf Investitionsentscheidungen auswirken.

Die folgenden Workshops konzentrierten sich darauf, Lösungen zur Beseitigung der zuvor identifizierten Hemmnisse zu finden und diese zu konkreten rechtspolitischen Maßnahmenbündeln weiterzuentwickeln. Um den Nutzen

Abb. 1: Die Hemmnisse und rechtspolitischen Maßnahmen wurden entlang der Wertschöpfungskette von Wasserstoff identifiziert, diskutiert und bewertet.



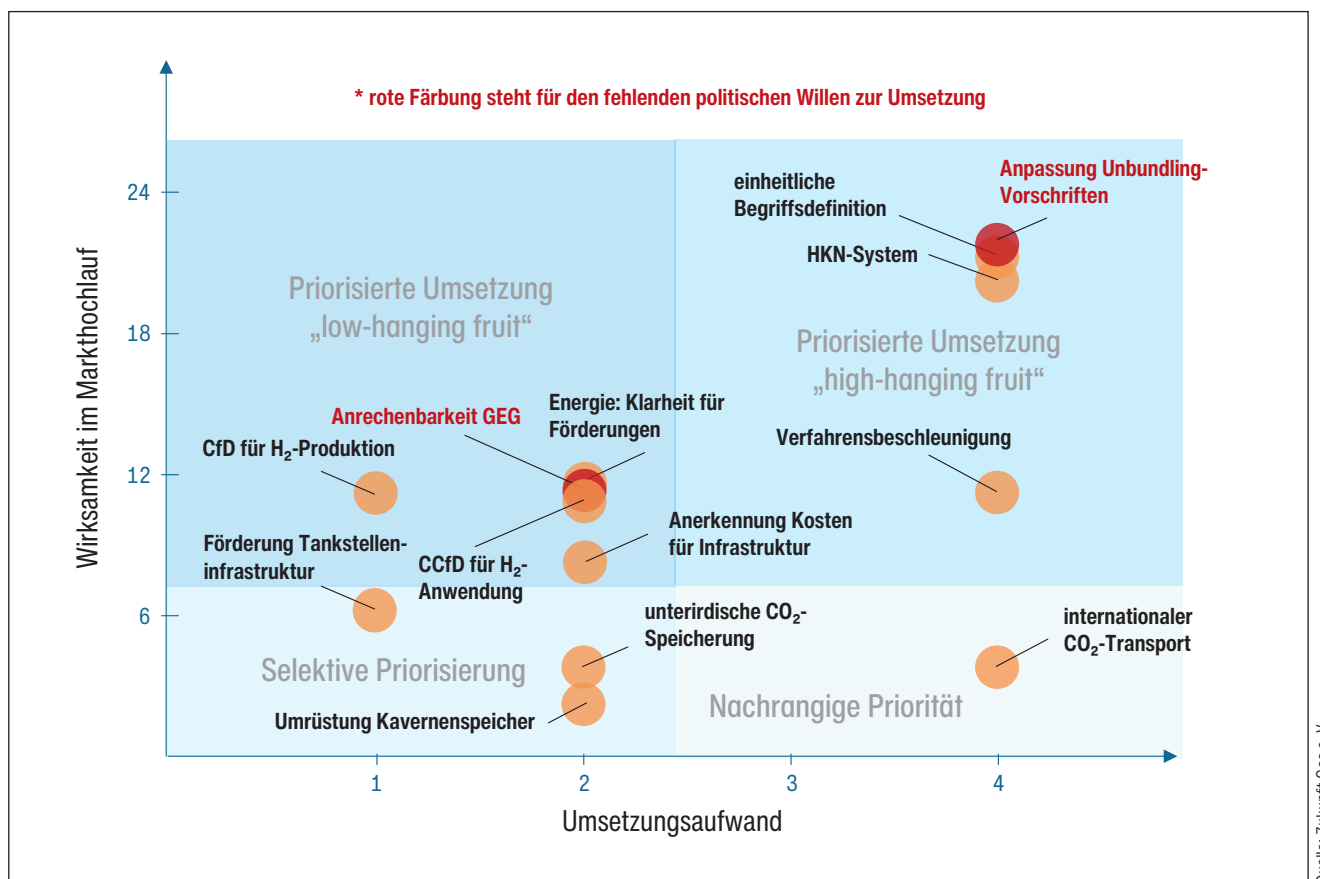


Abb. 2: Ergebnisübersicht und Vergleich der bewerteten rechtspolitischen Maßnahmenbündel

seitens der Marktakteure durch die Umsetzung der rechtspolitischen Maßnahmen an politische Entscheidungsträger zu kommunizieren, wurden diese hinsichtlich ihrer Wirksamkeit, den Markthochlauf für Wasserstoff voranzutreiben, auf einer Skala von 1 bis 24 bewertet. In die Bewertung flossen dabei sowohl die Größenordnung eines Hemmnisses als auch die Effektivität eines Maßnahmenbündels, dieses Hemmnis zu beseitigen, ein. Zusätzlich

wurde der regulatorische Umsetzungsaufwand der Maßnahmenbündel auf einer Skala von 1 bis 4 quantifiziert, um für politische Entscheidungsträger eine differenzierte Priorisierung zu ermöglichen. Maßgeblich für die Aufwandsbewertung war dabei, welche politischen Ebenen betroffen sind: Betrifft ein Maßnahmenbündel beispielsweise die Änderung einer EU-Richtlinie und nachfolgend die Umsetzung in einem nationalen Gesetz, so wird der Umset-

zungsaufwand mit einem Wert von 4 bewertet. Untergesetzliche Regelungen, wie z. B. Förderrichtlinien, werden mit einem Wert von 1 bewertet.

Ergebnisse und Handlungsempfehlungen

Die **Abbildung 2** stellt die Ergebnisse der Bewertung in einer Matrix dar; ein entsprechendes Glossar inklusive Bewertung findet sich in **Abbildung 3**. Es ►



Die September-Ausgabe der bbr (9/2022) enthält ein **SPEZIAL** zum Themenbereich „Wassergewinnung – Brunnenbau“ sowie **Fachbeiträge u. a. zu folgenden Themen:**

- Schutzrohrverlegung Stromkabel mittels Kabel- und Rohrschlitten
- Altbrunnen und unerwünschte Wasserinhaltsstoffe
- Roadmap Oberflächennahe Geothermie: Erdwärmepumpen für die Energiewende

Kostenloses Probeheft unter info@wvgw.de

Das Fehlen einheitlicher Begriffsdefinitionen ist eines der größten Hemmnisse des Wasserstoff-Markthochlaufs.

wird deutlich, dass vor allem der einheitlichen Begriffsdefinition von Wasserstoff, der Etablierung eines einheitlichen Zertifizierungssystems für Wasserstoff, dem Förderregime der Carbon Contracts for Difference (CCfD), der Anpassung der europäischen Entflechtungsvorschriften (Unbundling), der Anrechenbarkeit von Wasserstoff im Gebäudeenergiegesetz (GEG) und der Verfahrensbeschleunigung eine sehr hohe Wirksamkeit für den Markthochlauf beigemessen wird – sogenannte „deal breaker“ für den europäischen Wasserstoffmarkt werden dadurch effektiv beseitigt.

Im Rahmen dieses Beitrags werden exemplarisch die Vorschläge für eine einheitliche Begriffsdefinition von Wasserstoff, ein Herkunftsnachweissystem und Differenzverträge für H₂-Produktionsanlagen ausgeführt. Detailliertere Ausführungen zu den restlichen Maßnahmen können in der Langfassung der Studie nachgelesen werden. Es gilt zudem zu beachten, dass alle hier aufgeführten Maßnahmenbündel relevant für einen schnellen und effizienten Markthochlauf von Wasserstoff sind. Die Ergebnisübersicht spiegelt somit den aktuellen Handlungsbedarf auf politischer Ebene wider.

Einheitliche Begriffsdefinition von Wasserstoff

Insbesondere hemmt das Fehlen einheitlicher Begriffsdefinitionen den Markthochlauf auf allen Wertschöpfungsstufen. Es ist somit mit höchster Priorität ein einheitliches europäisches Begriffsverständnis zu erneuerbarem und CO₂-armem Wasserstoff rechtsverbindlich festzulegen, da nur so einheitliche sektorenübergreifende Regelungen zur Anrechenbarkeit geschaffen werden können. Zu begrüßen ist mit- hin, dass die EU in verschiedenen Rechtsakten sowohl für erneuerbaren

Abkürzung	Langtitel	Wirksamkeit im Markthochlauf	Umsetzungsaufwand
CfD für Produktion	Aufsetzen einer Förderrichtlinie für staatlich geförderte Differenzverträge (CfD) auf Basis eines Ausschreibungsverfahrens	10,8	1
Verfahrensbeschleunigung	Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren für Wasserstoffherzeugungsanlagen	9,6	4
Einheitliche Begriffsdefinition	Einheitliche Terminologie mit klaren Anforderungen	21	4
HKN-System	Einführung eines Herkunftsnachweissystems	19,6	4
Anpassung Unbundling-Vorschriften	Hinwirken auf Änderung der Unbundling-Vorschriften des EU-Gas-/Wasserstoffpaketes	22,2	4
Anerkennung Kosten für Infrastruktur	Investitionssicherheit durch kostenseitige Anerkennung schaffen	8,4	2
Unterirdische CO₂-Speicherung	Investitions- und Rechtssicherheit für die CO ₂ -Speicherung schaffen	4	2
Internationaler CO₂-Transport	Investitions- und Rechtssicherheit für den internationalen Transport von CO ₂ schaffen	4	4
Umrüstung Kavernenspeicher	Finanzielle Unterstützung und Anreizsetzung zur Umrüstung	3	2
CCfD für H₂-Anwendung	Wettbewerbsfähigkeit von erneuerbarem und CO ₂ -armem Wasserstoff zu fossilen Alternativen ermöglichen	10,5	2
Energie: Klarheit für Förderungen	Fördervoraussetzungen für KWK-Anlagen, Abgaben- und Umlagenprivilegierung	11,1	2
Anrechenbarkeit GEG	Anrechenbarkeit der Klimawirkung von Wasserstoff im Gebäudesektor ermöglichen	11,1	2
Förderung Tankstelleninfrastruktur	Ausbau der nötigen Tankstelleninfrastruktur	6,9	1

Quelle: Zukunft Gas e. V.

Abb. 3: Rechtspolitische Maßnahmen für den Wasserstoff-Markthochlauf

¹ Commission Delegated Regulation (EU) .../... supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin.

² Vgl. BDEW (2022), Stellungnahme zum Entwurf des delegierten Rechtsakts zu den Strombezugskriterien für erneuerbaren Wasserstoff, S. 5.

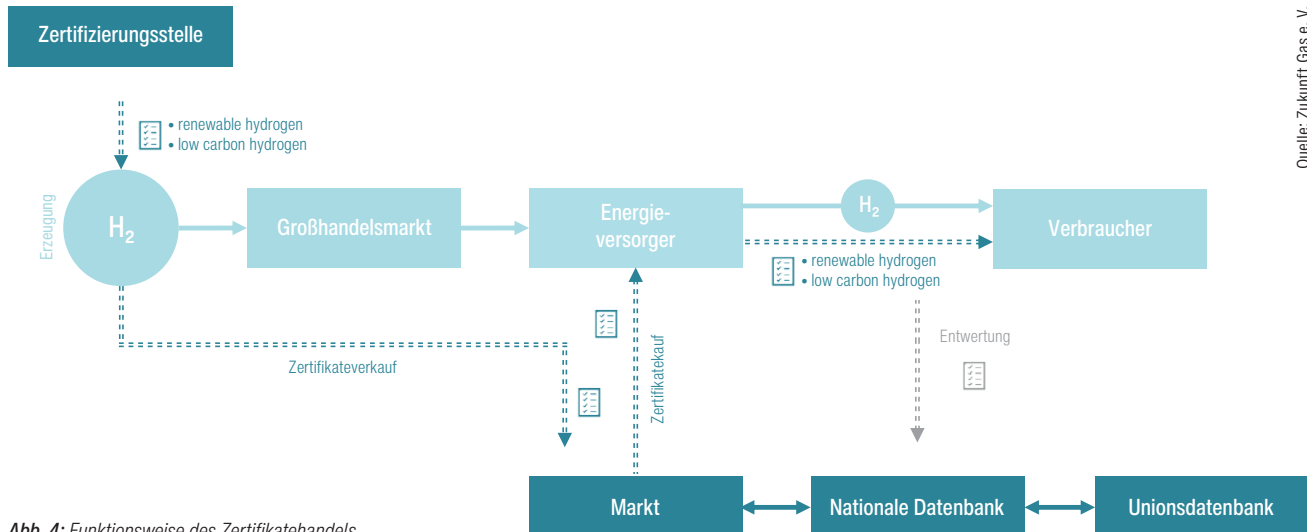


Abb. 4: Funktionsweise des Zertifikatehandels

als auch für CO₂-armen Wasserstoff Vorschläge zum Begriffsverständnis unterbreitet hat. Diese bedürfen jedoch einiger Anpassungen: Der Entwurf des delegierten Rechtsakts zu erneuerbarem Wasserstoff¹, der im Mai 2022 veröffentlicht wurde, legt insbesondere zu eng gefasste Kriterien für den Grünstrombezug fest. Dies wirkt sich negativ

auf den Markthochlauf aus, da die Kriterien, insbesondere in der Kombination, nur schwer zu erfüllen sind.² Die Kriterien für erneuerbaren Wasserstoff sind somit zu lockern, vor allem im Hinblick auf die Kriterien der Zusätzlichkeit und Zeitgleichheit. Gemäß dem Entwurf der EU-Kommission benennt die Zusätzlichkeit die Anforderung,

dass die Erneuerbare-Energie-Anlage nicht eher als 36 Monate vor Inbetriebnahme des Elektrolyseurs in Betrieb gegangen sein darf. Das Kriterium der Zeitgleichheit fordert gemäß EU-Kommission, dass erneuerbarer Wasserstoff entweder in derselben Stunde, in welcher der eingesetzte EE-Strom erzeugt wurde, produziert wird oder der EE- ▶



BARTEC

BARTEC - Ihr Partner für Messtechnologie, Heizkabel und Explosionsschutz!

Bewährt im Erdgas – Bereit für Wasserstoff

- Spurenfeuchtemessung in Erdgas, Erdgasgemische mit Wasserstoff und reinem Wasserstoff
- Zuverlässige Messung an Einspeisepunkten, Gasspeichern und Übergabestationen
- Besonders robuster Feuchtesensor mit geringstem Wartungsbedarf
- Feuchteberechnung nach DIN EN ISO 18453 (GERG water)
- Sensorvalidierung durch unabhängiges Labor für Gas und Umwelttechnik



Strom aus einem Speicher hinter demselben Netzzugangspunkt stammt, welcher zeitgleich mit EE-Stromerzeugung gespeist wurde, oder der EE-Strom zu einer Stunde produziert und für die Wasserstoff-Erzeugung genutzt wurde, in der bestimmte Preisniveaus im Energiehandel vorlagen.

Dieser delegierte Rechtsakt wird nur im Verkehrssektor Geltung entfalten und muss aber zeitnah auf alle Sektoren ausgeweitet werden. Nach dem Vorschlag der EU-Gas-/Wasserstoff-Richtlinie³ vom 15. Dezember 2021 handelt es sich bei CO₂-armem Wasserstoff um Wasserstoff, dessen Energiegehalt aus nicht-erneuerbaren Quellen stammt und der in Bezug auf die Verringerung von Treibhausgas-Emissionen einen Mindestschwellenwert von 70 Prozent erreicht. Die Festlegung eines prozentualen Mindestschwellenwertes ist jedoch im Hinblick auf die sektorenübergreifende Anrechenbarkeit problematisch: Werden in den Sektoren unterschiedliche Referenzwerte zur Berechnung der Treibhausgasminderung angelegt, so ist CO₂-armer Wasserstoff nicht in allen Sektoren gleichermaßen anrechenbar. Stattdessen sollte der Schwellenwert an einen noch zu bestimmenden Emissionsfaktor (g CO₂/kWh) geknüpft werden.

Herkunftsnachweissystem für Wasserstoff

Um nachzuweisen, dass Wasserstoff erneuerbar oder CO₂-arm ist, muss ein einheitliches europäisches Zertifizierungssystem (Abb. 4) etabliert werden. Die Zertifikate müssen insbesondere den Emissionsfaktor – der an die soeben vorgeschlagene Begriffsbestimmung gekoppelt ist – enthalten. Zudem muss sowohl eine Massenbilanzierung als auch eine „Book & Claim“-Bilanzierung möglich sein. So kann erneuerbarer und CO₂-armer Wasserstoff unabhängig von der physischen Belieferung gehandelt werden – d. h., der bilanzielle grenzüberschreitende Handel wird ermöglicht. Für die Durchführung der

Audits müssen in den Mitgliedsstaaten Zertifizierungsstellen eingerichtet werden, die die Produktionsanlagen und -chargen und ggf. den Einsatz von erneuerbarem Strom überprüfen. Schließlich müssen die Zertifikate sowohl in einer nationalen Datenbank als auch in einer Unionsdatenbank registriert sein, um Mehrfachzählungen zu vermeiden.

Differenzverträge für H₂-Produktionsanlagen

Im Allgemeinen liegen die Vorteile für ein Unternehmen, als erstes mit einem neuen Produkt am Markt zu erscheinen, darin, sich früh große Marktanteile und damit Absatzmengen zu sichern. Allerdings können sich für diese sogenannten „First Mover“ auch einige Nachteile ergeben. Im Falle der Produktion von Wasserstoff ist einer dieser Nachteile zum heutigen Zeitpunkt nicht nur aus marktlicher Sicht absehbar, sondern auch politisch gewollt: die Kostendegression der eingesetzten Technologien zur Produktion von Wasserstoff.

Investiert ein Unternehmen heute in kapitalintensive Produktionsanlagen wie beispielsweise einen Elektrolyseur, sind höhere Marktpreise für Wasserstoff nötig, um die getätigten Investitionen zu refinanzieren, als wenn diese Investition zu einem späteren Zeitpunkt zu geringeren Kapitalkosten für Elektrolyseure getätigt wird. Im Ergebnis stehen Investoren vor dem Dilemma, die Lernkurve der Elektrolyseurtechnologie finanzieren zu müssen, wovon spätere Marktteilnehmer profitieren werden. Im Ergebnis kommt es zu Attentismus oder nur zu kleinen Pilotanlagen. Angesichts der ambitionierten Ziele der EU und der Bundesregierung, bis zum Jahr 2030 Elektrolyseleistungen in Höhe von 123 Gigawatt (GW) bzw. 10 GW aufzubauen, sind Investitionen in Großanlagen allerdings bereits heute überfällig.

Neben den Zielen zur innereuropäischen Produktion von Wasserstoff soll

zudem im Jahr 2030 grüner Wasserstoff in Höhe von 10 Mio. Tonnen pro Jahr (t/a) aus Ländern mit vorteilhafteren Gegebenheiten zur Produktion von grünem Wasserstoff importiert werden. Mit Initiativen wie H2Global fördert Deutschland zumindest teilweise den Import von grünem Wasserstoff. Derartig geförderte Wasserstoffimporte erhöhen zusätzlich den Wettbewerbsdruck für First Mover.

Zwar existieren bereits erste Anschubfinanzierungsprogramme im Rahmen von Reallaboren oder der IPCEI-Projekte. Allerdings ist nicht zu erwarten, dass die benötigten Wasserstoffproduktionskapazitäten alle eine hinreichend hohe CAPEX-Förderung erhalten, um mit langfristig sinkenden Marktpreisen für Wasserstoff mitzuhalten – zumal sich diese Förderprogramme auf die Elektrolysetechnologie beschränken.

Bei einer Anlagenlebensdauer von ca. 20 Jahren wird sich zudem erst zu einem sehr viel späteren Zeitpunkt herausstellen, ob die bereitgestellte Fördersumme tatsächlich ausreichend war, um die angestrebte Wettbewerbsfähigkeit zu gewährleisten. Eine Unsicherheit besteht also selbst bei geförderten Investitionen nach wie vor.

Um diesen absehbaren Wettbewerbsnachteilen entgegenzuwirken, wurde mit den Branchen-Stakeholdern die Wirkung einer OPEX-Förderung durch sogenannte Contracts for Difference (CfD) für Wasserstoffproduktionsanlagen diskutiert. In Anlehnung an die bestehenden EEG-Regelungen und auf Basis eines Ausschreibungsverfahrens würde Anlagenbetreibern die Differenz eines zuvor festgelegten Wasserstoffpreises (anzulegender Wert) zu aktuellen Marktpreisen für Wasserstoff derselben Herstellungsmethode (inkl. Importe) vergütet werden.

Betreiber von Wasserstoff-Produktionsanlagen müssten sich mit ihrem Wasserstoffpreis um diese Förderung im Rah-

³ Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften über die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie Wasserstoff vom 15.12.2021.

men einer Ausschreibung bewerben: Angenommen, ein Betreiber hat eine Förderzusage mit einem anzulegenden Wert von beispielsweise 5 Euro pro kg für grünen Wasserstoff erhalten. Falls der Preis für grünen Wasserstoff auf dem Markt im Jahr 2035 in einem noch festzulegenden Zeitabschnitt und inflationsbereinigt bei 3 Euro/kg liegt, erhielte dieser Betreiber einen staatlich finanzierten Ausgleichsbetrag in Höhe von 2 Euro/kg.

Start, Laufzeit und Höhe dieser Förderung sowie Regelungen zur Vermeidung von Doppelförderung müssen im Detail diskutiert werden. Jedoch könnten über dieses Instrument die Kosten der Lernkurve an die so dringend benötigten First Mover zurückgegeben und die damit verbundenen Wettbewerbsnachteile gegenüber später in den Wettbewerb eintretenden Akteuren ausgeglichen werden.

Schlussfolgerungen

Die vorliegende Studie schafft einen Überblick, um die aktuell bestehenden Hürden für einen erfolgreichen Wasserstoffhochlauf aufzuheben. Nur ein ganzheitlicher Blick auf die Gesetzgebung ermöglicht es, im Gesetzesdschungel die richtigen Entscheidungen zu treffen. Die mit dieser Studie präsentierten Vorschläge integrieren sich passgenau in das aktuelle nationale und europäische Recht, bieten eine präzise Strategie und sind durch die Zusammenarbeit mit den gewirtschaftlichen Stakeholdern umfänglich an den Markterfordernissen reflektiert. Insbesondere eine klare, EU-einheitliche Definition von grünem und CO₂-armen Wasserstoff auf der

Basis realistischer Anforderungen sowie die Einführung eines Herkunftsnachweissystems, um einen europäischen Wasserstoffhandel zu ermöglichen, stellen die zentralen Maßnahmen zur Auflösung der aktuell gegebenen Markthemmnisse dar. Zudem ist es auf nationaler Ebene allerhöchste Zeit, dass die Klimawirkung von Wasserstoff auch Einzug in das Gebäudeenergiegesetz hält. ■

Die Autoren

Annegret-Claudine Agricola ist Leiterin Public Affairs bei Zukunft Gas e. V.

Simon Byrtus ist Senior-Berater bei con|energy consult.

Tim Langenhorst ist stellvertretender Bereichsleiter und wissenschaftlicher Referent im Bereich Energierecht bei IKEM – Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e. V.

Lioba Thomalla ist wissenschaftliche Mitarbeiterin im Bereich Energierecht bei IKEM – Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e. V.

Kontakt:

Annegret-Claudine Agricola
Zukunft Gas e. V.

Neustädtische Kirchstr. 8
10117 Berlin

Tel.: 030 4606015-70

E-Mail: annegret-claudine.agricola@gas.info

Internet: www.gas.info

Gefahrstoff Wasserstoff:

Gefährdungsbeurteilung in Gasanlagen

Ausgabe 10/2022

Die Gefährdungsbeurteilung ist Grundlage für den Arbeitsschutz in Gasanlagen und Teil aller Maßnahmen zur sicherheitsgerichteten Gestaltung und Betrieb dieser Anlagen. Mit ihr werden systematisch auftretende Gefährdungen ermittelt und bewertet, denen Personen ausgesetzt sind. Des Weiteren werden mit den Bewertungsergebnissen Schutzmaßnahmen begründet. Die zunehmende Einspeisung von Wasserstoff in die Gasnetze verändert das Fördermedium: Im Sinne des Arbeitsschutzes bildet Wasserstoff ein neues Gefährdungspotenzial, das in der Gefährdungsbeurteilung der Gasanlagen berücksichtigt werden muss. In diesem Beitrag wird diskutiert, wie der Gefahrstoff Wasserstoff in die Gefährdungsbeurteilung von Gasanlagen bei ihrer Umstellung von methanreichen Gasen auf wasserstoffhaltige methanreiche Gase und Wasserstoff sowie beim Neubau von Wasserstoffanlagen eingeht.

von: Dr. Klaus Steiner (Erdgas & Verwandtes)

Anlagen für die leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Gas müssen so gestaltet und betrieben werden, dass ihre technische Sicherheit über deren Nutzungsdauer vom Betreiber gewährleistet ist. Dies gilt für den bestimmungsgemäßen Gebrauch wie auch für die Beherrschung von Störungen.

Gasanlagen sind auch Arbeitsmittel und fallen deshalb unter die Regelungen des Arbeitsschutzes. An dieser Stelle treffen

sich zwei Rechtsnormen, das Energiewirtschafts- (EnWG) und das Arbeitsschutzgesetz (ArbSchG), die beide verbindliche und wesentliche Anforderungen an die technische Sicherheit von Gasanlagen festlegen. Dies schließt das Erfordernis zur Anwendung weiterer Rechtsvorschriften mit sicherheitstechnischen Anforderungen nicht aus. Idealerweise ergänzen sich alle anzuwendenden Vorschriften und legen den Rahmen der technischen Sicherheit für die Gasinfrastruktur in Deutschland fest, was seit Jahrzehnten erfolgreich praktiziert worden ist [1, 2].

Im Fall der leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas verlangt der Gesetzgeber über das EnWG explizit, dass das Sicherheitsniveau über das DVGW-Regelwerk festgelegt wird. Dies schließt andere Normen zwar nicht aus – deren Anwendung muss aber mindestens zum gleichen Sicherheitsniveau führen. Der Gesetzgeber schätzt das Gefährdungspotenzial der Gasversorgung als gering ein. Konsequenterweise fordert das EnWG die Einhaltung der „allgemein anerkannten Regeln der Technik“, die durch die Anforderungen des DVGW-Regelwerkes gegeben sind. Für Energieanlagen nach dem EnWG, die für einen maximalen Betriebsdruck von mehr als 16 bar ausgelegt sind, verschiebt die Gashochdruckleitungsverordnung (GasHDrLtgV) diese Anforderung zum „Stand der Technik“; dieser ist durch die Einhaltung der Anforderungen des DVGW-Regelwerkes gegeben [3].

Im Unterschied zum EnWG hat der Gesetzgeber beim Arbeitsschutz selbst Anforderungen zur Gewährleistung der Arbeitssicherheit festgelegt. Zentrales Hilfsmittel zur Gewährleistung der Arbeitssicherheit ist demnach die Gefährdungsbeurteilung. Nach der TRBS 1111 ist eine Gefährdungsbeurteilung von Gasanlagen eine systematische Ermittlung und Bewertung auftretender Gefahren, denen Personen ausgesetzt sind, sowie die Ableitung von Schutzmaßnahmen, die in ihrer Wirksamkeit geprüft werden müssen [4]. Die Ermittlung



Quelle: Dr. Klaus Steiner

Abb. 1: Sicherheitsabsperrentile in einer Wasserstoffherzeugungsanlage

von Gefahren ist arbeitsstätten-, tätigkeits- und personenbezogen durchzuführen. Hinweise zu Anforderungen und zur Durchführung der Gefährdungsbeurteilung geben eine Reihe von Regeln und Empfehlungen, wie z. B. die Dokumente der Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin (BAuA), der Berufsgenossenschaften und der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung (DGUV), die im Internet zur Verfügung gestellt werden [5–8].

Das DVGW-Regelwerk legt objektspezifisch Lösungen und Schutzmaßnahmen zur Gewährleistung der technischen Sicherheit für alle Gase nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 260, also für methanreiche Gase, wasserstoffhaltige methanreiche Gase und Wasserstoff, fest [9]. Gefährdungsbeurteilungen für Gasanlagen, die mit methanreichen Gasen betrieben werden, sind Standard und sichern die Lösungen zur Gewährleistung der technischen Sicherheit ab. Im Zuge des steigenden Anteils klimaneutraler Gasversorgung treten zunehmende Anteile des Zusatzgases Wasserstoff auf. Im Sinne des Arbeitsschutzes bildet der Wasserstoff ein neues Gefährdungspotenzial, das in der Gefährdungsbeurteilung der Gasanlagen berücksichtigt werden muss. Doch wie muss dann die Gefährdungsbeurteilung angepasst werden? Nachfolgend werden hierzu einige Ideen für die Umstellung des Betriebes der Gasinfrastruktur von methanreichen Gasen auf Wasserstoff und die Erhöhung des Wasserstoffanteils über die vom Betreiber festgelegte Grenze diskutiert.

Gefährdungsbeurteilung

Bereits heute gibt es eine Vielzahl von äußerst hilfreichen Zusammenstellungen von Gefährdungen, Schadensauswirkungen und Schutzmaßnahmen. In der Regel münden diese in Listen oder Tabellen, die generelle Erfahrungswerte zur Beurteilung von Arbeitsmitteln widerspiegeln [5–11]. Zur besseren Übersicht werden Gefährdungen zu Gruppen (sogenannte Gefährdungsfaktoren) zusammengefasst, die durch gleichartige Gefahrenquellen oder Wir-



Quelle: Dr. Klaus Steiner

Abb. 2: Automatisierter Kugelhahn zur Trennung einer Wasserstoffleitung von einer Erdgasleitung in einer Wasserstoffeinspeiseanlage; der Kugelhahn ist Teil einer PLT-Sicherheitseinrichtung (PLT: Prozessleittechnik).

kung charakterisiert sind. In Gasanlagen sind dies z. B. der Gefährdungsfaktor Gefahrstoffe. Hierzu gehören u. a. Erdgase, Biogase, Wasserstoff, Odorierstoffe, Gasbegleitstoffe oder feste bzw. flüssige Rückstände. Erst die Gefährdungsbeurteilung am konkreten Objekt wie einer Gasanlage systematisiert die Ermittlung der Gefährdungen, bewertet diese über Schadensausmaß und Eintrittswahrscheinlichkeit (Risiko) und folgert Maßnahmen zur Beseitigung bzw. Minimierung der Auswirkung dieser Gefährdungen. Typisch für die Vorgehensweise bei einer Gefährdungsbeurteilung sind dabei die nachfolgend aufgeführten Schritte.

Festlegung der Aufgabenstellung

Zur Aufgabenstellung gehören die Benennung der Anlage mit ihrer Funktion, Verfahren, Auslegungsdaten und Fahrweisen, verbundenen Anlagen und Netzen inkl. Kommunikationsanbindung und Medienversorgung, Betriebspersonal, Instandhaltung, Betrachtungsgrenzen sowie die betroffene Umgegend. Die Betrachtungsgrenzen schließen aber die Beurteilung möglicher Wechselwirkung mit verbundenen Pipelines, Gasnetzen, Medienver- und entsorgung, Kommunikation und Umgegend nicht aus. Wechselwirkungen sind grundsätzlich mit einzubeziehen (Drittenschutz).

Des Weiteren sind die verantwortlichen und mitwirkenden Personen oder Dienstleister zu bestimmen. Darüber hinaus ist der Anwendungsfall zu benennen: Es sind gesonderte Gefährdungsbeurteilungen für die Errichtung inkl. Inbetriebnahme sowie den Betrieb der Anlage anzufertigen. Hierbei ist festzuhalten, dass z. B. für den Betrieb nur eine einzige Gefährdungsbeurteilung für die Anlage zielführend ist. Für den Fall veränderter Fördermedien oder der Umstellung der Anlage auf Wasserstoff sollte dies in der Aufgabenstellung benannt werden – möglicherweise resultiert in diesem Fall lediglich eine Anpassung einer vorhandenen Gefährdungsbeurteilung.

Ermittlung der Gefährdungen

Grundsätzlich gibt es zwar keine Vorgaben, wie die Ermittlung der Gefährdungen durchgeführt werden soll. Sie soll aber möglichst alles erfassen, was zu Unfällen oder Gesundheitsbeeinträchtigungen führen kann. Die erforderliche Betrachtung wird arbeitsstättenbezogen (Überprüfung der Anlagenauslegung), arbeitsplatzbezogen (Überprüfung der Arbeitsabläufe und Tätigkeiten) und personenbezogen (Feststellung betroffener Personengruppen) durchgeführt. Empfehlenswert aus Sicht des Autors ist die Vor-

gehensweise, die bisher Grundlage für die Beurteilung der Gasanlagen des Netzbetreibers war. Dies können Auswertungen der Betriebserfahrungen, Betriebsbegehungen, Mitarbeiterbefragungen, sicherheitstechnische Überprüfungen, Ereignisübungen, Gutachten durch Sachverständige bzw. Sachkundige oder systematische Sicherheits- oder Risikoanalysen mit den Methoden aus der DIN EN 31010 sein [12].

Beurteilung der Gefährdungen anhand des Risikos

Die Bestimmung des Risikos (Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadensausmaß) kann qualitativ mit sinnvollen Schätzungen, deterministisch oder probabilistisch durchgeführt werden. Die qualitative Vorgehensweise stellt das Risiko und das Schadensausmaß in der Regel als Matrix dar [13]. Die Eintrittswahrscheinlichkeit oder die Wahrscheinlichkeit des Wirksamwerdens der Gefährdung wird unterteilt in sehr gering, gering, mittel und hoch und wird auf der Y-Achse der Matrix aufgetragen. Auf der X-Achse wiederum wird das Schadensausmaß (Schadensschwere) dargestellt. Unterteilt wird z. B. in leichte, mittelschwere und schwere Verletzung sowie Katastrophen mit Todesfällen. Ähnlich kann auch bei der Betrachtung von möglichen Umweltschäden vorgegangen werden. Die Felder der Matrix werden

in geringes, signifikantes und hohes Risiko eingeteilt. Diese Einteilung (Bewertung) wird Grundlage für die Bestimmung der Schutzmaßnahmen sein. Es liegt nahe, mit Zunahme des Risikos höhere Anforderungen an die Schutzmaßnahmen zu legen. An dieser Stelle sei erwähnt, dass die Matrix keine Wechselwirkungen zwischen den unterschiedlichen Gefährdungen bzw. Einzelrisiken abbildet. Die Gefährdungsbeurteilung sollte daher noch eine Diskussion dieser Wechselwirkungen enthalten.

Im Falle von Vorerfahrungen mit vergleichbaren Anlagen lässt sich der Aufwand der Beurteilung der Gefährdungen auch durch eine sinnvolle Schätzung weiter vereinfachen. Die Matrix wird durch die Einteilung hohes, mittleres oder geringes Risiko für jede Gefährdung ersetzt. Praktisch werden die betrachteten Gefährdungen mit Farbcodes nach dem Ampelschema (rot, gelb, grün) markiert und somit in eine Rangfolge gebracht.

Deterministische Methoden quantifizieren konkrete Ereignisse und legen anhand dieser Quantifizierung Schutzmaßnahmen fest. Ein typisches Beispiel aus dem Gasfach ist die Berechnung der Ausbreitung abgeblasener Gasmengen an Ausbläsern und die Festlegung der Explosionszonen an den Ausblaseöff-

nungen anhand der Ergebnisse – für Erdgas siehe z. B. das DVGW-Merkblatt G 442 [14].

Probabilistische Methoden betrachten Szenarien und bewerten das Risiko mithilfe von Wahrscheinlichkeitsrechnungen. Im deutschen Gasfach sind probabilistische Methoden im Rahmen von Gefährdungsbeurteilungen zwar weniger weit verbreitet, die Methoden werden aber in anderen Zusammenhängen genutzt. Beispiele sind die Berechnung von Messunsicherheiten oder die Zustandsbewertung von Anlagen [15–17].

Festlegung der Schutzmaßnahmen

Erforderliche und wirksame Schutzmaßnahmen zur Verhütung oder Minimierung von Schäden werden durch den Stand der Technik festgelegt, der wiederum durch den Betreiber gewährleistet werden muss. Die betriebsbewährten Lösungen des Standes der Technik charakterisieren das erforderliche Sicherheitsniveau, das im Gasfach laut EnWG durch das DVGW-Regelwerk vorgegeben wird. Dies schließt die Anwendung weiterer Normen und Regelwerke nicht aus. Es ist davon auszugehen, dass diese Standards, insbesondere internationale Normen, ihre Praxis-tauglichkeit und Betriebsbewährung ebenfalls hinreichend belegt haben. Der Anwender solcher Regeln muss aber im Streitfall belegen können, dass die dadurch bedingten Lösungen zum gleichen Sicherheitsniveau führen, das durch das DVGW-Regelwerk gewährleistet wird. Es ist daher empfehlenswert, die bewährten objektspezifischen Schutzmaßnahmen des DVGW-Regelwerkes bevorzugt anzuwenden, um den Arbeitsschutz in Gasanlagen zu gewährleisten. Aus Sicht des Autors sollten bei der Festlegung der Schutzmaßnahmen zur Begrenzung der Komplexität zunächst die relevanten Anforderungen des DVGW-Regelwerkes umgesetzt werden, bevor Lösungen aus weiteren technischen Normen und Standards angewendet werden. Sollte das DVGW-Regelwerk keine Schutzmaßnahme zu einer spezifischen Gefährdung anbieten, sind Lösungen aus sonstigen Standards und Normen oder die Ratgeber der



Quelle: Dr. Klaus Steiner

Abb. 3: Erdgas-Regelstrecke auf einem Werksgelände zur Versorgung einer Thermoprozessanlage

Das DVGW-Regelwerk legt objektspezifisch Lösungen und Schutzmaßnahmen zur Gewährleistung der technischen Sicherheit für alle Gase nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 260, also für methanreiche Gase, wasserstoffhaltige methanreiche Gase und Wasserstoff, fest.

DGUV, Berufsgenossenschaft und BAuA zielführend. Die Vorgehensweise bei der Festlegung der Schutzmaßnahmen richtet sich nach dem Bewertungsergebnis des Abschnittes 3. Begonnen wird bei der Gefährdung mit dem größten Risiko.

Realisierung festgelegter Schutzmaßnahmen und Prüfung der Wirksamkeit

Durch die Anwendung des DVGW-Regelwerkes ist die Implementierung festgelegter Schutzmaßnahmen und die Prüfung der Wirksamkeit durch Sachverständige, Sachkundige und zur Prüfung befähigte Personen vorgegeben. Das Vorhandensein der Schutzmaßnahmen und deren Wirksamkeit ist von den Prüfern zu bescheinigen.

Fortschreibung der Gefährdungsbeurteilung

Die Gefährdungsbeurteilung sollte keine einmalige Aktion vor der Arbeitsaufnahme bzw. des Betriebs der Anlage sein, sondern sollte vielmehr regelmäßig überprüft werden, sodass Änderungen des erforderlichen Sicherheits- und Schutzniveaus erfasst werden. Überprüfungen sind insbesondere dann zielführend, wenn sich das Fördermedium zugunsten von Wasserstoffanteilen ändert.

Dokumentation

Die Ergebnisse der Gefährdungsbeurteilung sind zu dokumentieren. Grundsätzlich reicht ein Protokoll aus, aus

dem u. a. die beteiligten und verantwortlichen Personen, die bewertete Anlage mit Betrachtungsgrenzen, Gefährdungen und Schutzmaßnahmen und der Zeitplan zur Umsetzung und Prüfung der Schutzmaßnahmen hervorgehen. Aufgrund der Vielzahl von Gefährdungen in Gasanlagen empfiehlt sich die Gruppierung nach Gefährdungsfaktoren mit einer tabellarischen Auflistung der Gefährdungen, ihrer Beurteilung und der relevanten Schutzmaßnahmen. Eine Möglichkeit zur Dokumentation mit dem Fokus auf das Ergebniss der Gefährdungsbeurteilung bietet der Anhang Q des DVGW-Arbeitsblatts G 491 [18]: In diesem ist ein Muster zur Dokumentation der Ergebnisse einer Gefährdungsbeurteilung in Sachen Druckgefährdung für eine GDRM-Anlage enthalten, das sinngemäß angepasst werden kann.

Was verändert sich mit Wasserstoff?

Für neugebaute Wasserstoffanlagen ist eine Gefährdungsbeurteilung zu erstellen. Ohne Vorerfahrungen mit Vergleichsanlagen wird die Vorgehensweise sich an der grundsätzlichen Vorgehensweise, die im vorausgegangenen Abschnitt diskutiert wird, orientieren. Liegen Erfahrungswerte von vergleichbaren Anlagen vor, so kann die zugehörige Gefährdungsbeurteilung in der

Regel als Muster genommen, auf Anwendbarkeit geprüft und sinngemäß an die Sicherheitsanforderungen der neuen Anlage angepasst werden.

Die Umstellung des Fördermediums in bestehenden Gasanlagen von methanreichen Gasen auf wasserstoffhaltige methanreiche Gase oder Wasserstoff verändert die Zusammensetzung des Gefahrstoffs. Es ist deshalb vom Betreiber zu prüfen, ob dadurch neue und/oder veränderte Risiken bzw. Gefährdungen entstehen. Wird dies bejaht, ist die Gefährdungsbeurteilung anzupassen und vom Betreiber zu prüfen, ob

- vorhandene Schutzmaßnahmen neue und/oder veränderte Risiken und Gefährdungen abdecken,
- neue Schutzmaßnahmen in die Anlage zu implementieren sind oder
- das erhöhte Risiko bzw. neue Gefährdungen tolerabel und keine zusätzlichen Schutzmaßnahmen erforderlich sind.

Es wird empfohlen, diese Prüfung anhand der Anforderungen des DVGW-Regelwerkes durchzuführen, da dadurch der Stand der Technik gewährleistet wird. Sollte der Anwendungsbereich des relevanten objektspezifischen Arbeitsblattes Wasserstoff noch nicht abdecken, kann dieses Arbeitsblatt zusammen mit dem DVGW-Merkblatt G 221 angewandt ►

Digitaler Zwilling & Asset-Simulationen
für Rohrnetze und Anlagen

www.3sconsult.de — Kompetente Beratung und exzellente Software seit mehr als 35 Jahren.

3S Consult

Abb. 4: Sicherheitsabsperrenteil
in einer Transportanlage



Quelle: Dr. Klaus Steiner

werden [19]. Weitere Erkenntnisquellen für diese Prüfung sind zahlreiche sehr ausführliche Darstellungen von möglichen Gefährdungen des Wasserstoffs und möglichen Schutzmaßnahmen in der Literatur [10, 11, 20–23].

Wasserstoffanteil < 10 Prozent im Gas

Bereits das mittlerweile zurückgezogene DVGW-Arbeitsblatt G 262 aus dem September 2011 hatte festgehalten, dass bei Einhaltung der brenntechnischen Kenndaten des DVGW-Arbeitsblattes G 260 ein Wasserstoffgehalt im einstelligen Prozentbereich in vielen Fällen unkritisch ist [24]. Sofern keine Restriktionen zum Wasserstoffgehalt bezüglich wasserstoffuntauglicher Geräte, Materialien oder Baugruppen in den Gasanlagen bzw. verbundenen Netzabschnitten bestehen, sind demnach keine neuen oder veränderten Risiken bzw. Gefährdungen erkennbar. Eine Anpassung der Gefährdungsbeurteilung wird sich daher auf den Vermerk, dass Wasserstoffanteile im Fördermedium bis 10 Prozent zu-

lässig sind, beschränken. Schutzmaßnahmen, die für methanreiche Gase wirksam sind, decken wasserstoffhaltige methanreiche Gase mit Wasserstoffanteilen bis zu 10 Prozent ab.

Wasserstoffanteil ≥ 10 und ≤ 20 Prozent im Gas; ≤ 16 bar Betriebsdruck

Der Stand der Technik hat sich seit dem Jahr 2011 deutlich weiterentwickelt. Für Gasverteil- und Transportnetze bis einschließlich 16 bar Betriebsdruck ist davon auszugehen, dass diese mit bis zu 20 Prozent Wasserstoffanteilen beaufschlagt werden können [19]. Limitierende Wasserstoffanteile einzelner Geräte und Baugruppen in den betrachteten Gasanlagen und verbundenen Netzabschnitten können den zulässigen Wasserstoffanteil aber begrenzen. Europäische Pilotprojekte zeigen in Netzen bis 16 bar, dass Wasserstoffanteile sogar bis zu 30 Prozent möglich sind. Es sei aber an dieser Stelle angemerkt, dass Wasserstoffanteile bis zu 30 Prozent noch nicht Stand der Technik sind [19, 25, 26].

In allen Fällen mit Wasserstoffanteilen von mehr als 10 Prozent ist die Wasserstoffeignung der betrachteten Anlage mit allen ihren Teilen zu prüfen und vom Betreiber festzustellen. Die Feststellung der Wasserstofftauglichkeit der betrachteten Gasanlage ist abhängig vom jeweiligen Anwendungsbereich u. a. auf Basis der DVGW-Arbeitsblätter G 220, G 265-3, G 463, G 466-1 und G 491 bzw. der Merkblätter G 221, G 407, G 408, G 409 und G 655 durchzuführen [18, 19, 25–32]. Die aufgezählten Regelwerke adressieren eine Reihe von Sachthemen, die eine wasserstoffspezifische Gefährdung und/oder Risiko darstellen. Beispielsweise kann durch den zulässigen Wasserstoffanteil das Ansprechverhalten von Sicherheitseinrichtungen beeinträchtigt werden. Liegt das Ausmaß der Veränderungen innerhalb tolerabler Bereiche, ist das verbundene Risiko sehr gering. Zusätzliche wasserstoffspezifische Schutzmaßnahmen sind nicht erforderlich. Führen die Veränderungen aber zu einem un-

zulässigen Ansprechverhalten, sind wasserstoffspezifische Schutzmaßnahmen wie Neueinstellung der Geräte und/oder zusätzliche Funktionskontrollen erforderlich. Diese Bewertung ist nicht nur Teil der Feststellung der Wasserstoffeignung der Anlage. Die Bewertung und ihr Ergebnis, ob eine Schutzmaßnahme erforderlich ist oder nicht, gehen auch in die wasserstoffspezifische Gefährdungsbeurteilung ein.

Anlagen in Gasnetzen; Wasserstoffanteil ≥ 10 Prozent; Betriebsdruck > 16 bar

In Anlagen in oder Verbindung mit Gasnetzen mit Betriebsdrücken von mehr als 16 bar und Wasserstoffanteilen von mehr als 10 Prozent ist die Wasserstoffeignung in allen Fällen vom Betreiber festzustellen. Dies schließt die Verbindungsleitungen zu hydraulisch verbundenen Netzen mit ein. Methoden bieten u. a. die DVGW-Arbeitsblätter G 220, G 265-3, G 491, G 463 und die DVGW-Merkblätter G 221 und G 409 [19, 27-

29, 31]. Diese Prüfung zur Wasserstoffeignung entfällt lediglich in den Fällen, wo die Anlagen schon für Wasserstoff und/oder wasserstoffhaltige methanreiche Gase geplant, errichtet, in Betrieb genommen und/oder betrieben worden ist. Das Ergebnis der Feststellung der Wasserstoffeignung geht in die Gefährdungsbeurteilung ein.

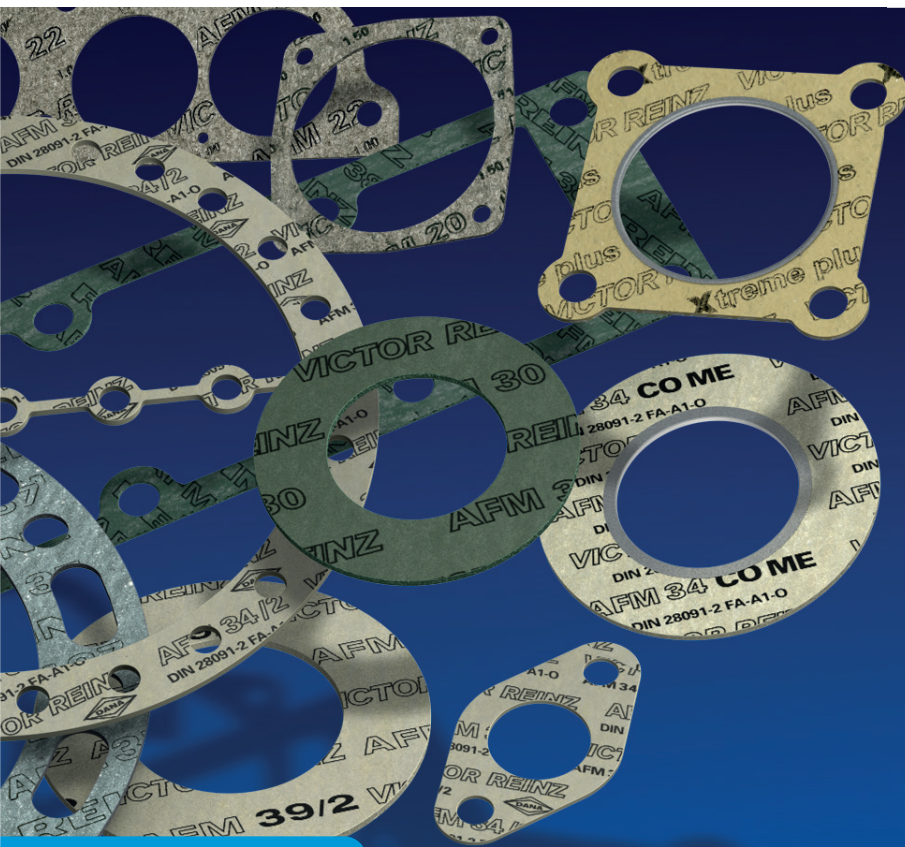
Ein besonders vertieftes Thema in den anlagenspezifischen Regeln ist die Ermittlung und Bewertung der Explosionsgefährdungen. Änderungen des Wasserstoffanteils im Gas erfordern eine Neubewertung des Risikos sowie eine Feststellung möglicher neuer und/oder veränderter Gefährdungspotenziale; zusätzliche Schutzmaßnahmen können folgen. Die Bewertung und daraus gefolgte Schutzmaßnahmen erfordern zum einen eine Anpassung des Explosionsschutzdokumentes und zum anderen eine Überarbeitung der Gefährdungsbeurteilung. Zur Verdeutlichung

seien die folgenden beiden Beispiele genannt:

- Die Ausdehnung von Ex-Bereichen kann bei Wasserstoffanteilen im Gas von denen des Erdgases abweichen.
- An den Einsatz der Geräte in den ausgewiesenen Explosionsschutzzonen (Ex-Zonen) sind mit zunehmenden Wasserstoffanteil höhere Anforderungen zu stellen. So ist ab 25 Prozent Wasserstoffanteil in der Regel die Explosionsgruppe IIB erforderlich – siehe hierzu auch den BAM-Bericht [33].

Wasserstoffanteil > 20 Prozent

Für höhere Wasserstoffanteile oder Wasserstoff von mehr als 20 Prozent ist von zusätzlichen wasserstoffspezifischen Gefährdungen und Risiken im Vergleich zum Erdgas auszugehen. Die Gefährdungsbeurteilung ist folglich anzupassen. Das Ergebnis bzw. die Dokumentation des Ergebnisses in allen oben diskutierten Fällen kann in Anlehnung ►



75

Jahre
REINZ-Dichtungs-GmbH
Standort Neu-Ulm

VICTOR REINZ – geprüfte Dichtungsmaterialien für eine Vielzahl von Anwendungen.

VICTOR REINZ Dichtungsmaterialien haben in vielen Tests ihre Qualität bewiesen und durch Freigaben belegt: AFM (Weichstoff auf Aramidfaserbasis), Chemotherm (Graphit), Reinzoflon E (PTFE) und Xtreme plus (Glimmer).

DVGW · FDA · Elastomerleitlinie (vormals KTW) · DVGW-Arbeitsblatt W270 · WRAS · DIN 30653 (HTB) · Fire Safe Test (BS) · Fire Safe Test (API) · BAM · TA-Luft · Grade X/Y · Germanischer Lloyd (DNV GL)

Hotline: 0731 7046-777
REINZ-Dichtungs-GmbH, Neu-Ulm

Reinz-Industrial.com
reinz.industrie@dana.com

© 2022 Dana Limited. All rights reserved.



VICTOR REINZ®

Sealing Products

des Musters in Anhang Q des DVGW-Arbeitsblattes G 491 wie folgt aussehen:

Dokumentation der Ergebnisse der Gefährdungsbeurteilung für den Gefahrstoff Wasserstoff

Das ArbSchG verlangt, dass der Arbeitgeber – bei Gasanlagen in der Regel der Betreiber für sein Betriebspersonal – über Unterlagen verfügt, aus denen das Ergebnis der Gefährdungsbeurteilung, die Schutzmaßnahmen und das Ergebnis der Wirksamkeitsprüfung hervorgehen. Das bedeutet, dass die Ergebnisse der Gefährdungsbeurteilung für den Gefahrstoff Wasserstoff als Teil der Gefährdungsbeurteilung der gesamten Anlage dokumentiert werden müssen. Das ArbSchG schreibt nicht vor, in welcher Form dies zu geschehen hat. Der Autor dieses Aufsatzes schlägt daher folgende Struktur und Merkmale vor. Idealerweise kann dies stichwortartig oder als Ankreuzliste erfolgen, um den Formblattcharakter als Muster für weitere Wasserstoffanlagen zu übertragen.

Teil 1: Anlagenbeschreibung

- Bezeichnung, Aufgabe/Verfahren, wesentliche Bestandteile, Standort, Anlagenverantwortlicher, Inbetriebnahme, verbundene Netze
- Auslegungs- und Betriebsdaten (z. B. zulässige Gasbeschaffenheiten, Leistung, Druckwechselbeanspruchung, Fahrweisen)
- Anwendungsfall (z. B. Betrieb oder Errichtung und Inbetriebnahme)
- Betriebspersonal (vor Ort?), Betriebsbereitschaft, Instandhaltung

- Dokumente und technische Unterlagen zur Gefährdungsbeurteilung
- beteiligte Personen

Teil 2: Feststellung der Wasserstofftauglichkeit

Bei einem Neubau:

- Nennung der H₂-spezifischen Normen (Auslegung nach DVGW-Regelwerk oder sonstigen Normen)

Bei einer Umstellung von Bestandsanlage auf wasserstoffhaltige methanreiche Gase oder Wasserstoff:

- Bezifferung des Bereichs zulässiger Wasserstoffanteile
- Nennung der zugrundeliegenden technischen Regeln (z. B. DVGW) und/oder Methodik für die Feststellung der Wasserstofftauglichkeit (z. B. Erprobung, betriebliche Erfahrungswerte, Gutachten, Herstellererklärung, Vergleichsanlage)
- Umstellung nach EnWG: Verweis auf Gutachten des Sachverständigen mit Unbedenklichkeitsvermerk
- Nennung der zusätzlichen Schutzmaßnahmen infolge der Umstellung und Verweis auf Prüfprotokoll(e)/Nachweis der Wirksamkeit der Schutzmaßnahmen
- Verweis auf Erklärung des Betreibers zur Feststellung der Wasserstofftauglichkeit

Teil 3: Gefährdungspotenziale und Schutzmaßnahmen

Der Teil 3 enthält eine Liste der festgestellten Gefährdungen und Schutzmaß-

nahmen aus Kapitel 2 des Aufsatzes, dem DVGW-Regelwerk bzw. wasserstoffspezifischen Normen und/oder weiteren Erkenntnisquellen [10, 11, 20–23]. Übersichtlichkeitshalber kann die Liste in Tabellenform dargestellt werden:

- Spalte 1: festgestellte Gefährdungspotenziale
- Spalte 2: zugehörige Schutzmaßnahmen
- Spalte 3: Hinweis zur technischen, betrieblichen oder organisatorischen Lösung der Schutzmaßnahme mit Bezug zum Stand der Technik (z. B.: entspricht Anforderungen des DVGW-Merkblatts G 221 oder Norm XY)
- Spalte 4: Vermerk, falls Schutzfunktion noch implementiert werden muss, mit Nennung des Verantwortlichen und Erledigungsziel

Teil 4: Gefährdungspotenziale mit akzeptablem Risiko ohne Schutzmaßnahme

Der Teil 4 ist informativ und enthält Gefährdungspotenziale, deren Risiko gering ist und für die keine Schutzmaßnahme aus der Bewertung gefolgert wird. Die Auflistung belegt den Umfang der Gefährdungsbeurteilung für den Gefahrstoff Wasserstoff.

Teil 5: Formalia

- Ggf. Gültigkeitsdauer nach Betriebsanweisung oder Frist bis zur nächsten Überarbeitung
- Datum und Unterschriften für die Inkraftsetzung der Gefährdungsbeurteilung nach interner Unterschriftenregelung des Betreibers

Ergebnisse der Gefährdungsbeurteilung für den Gefahrstoff Wasserstoff müssen als Teil der Gefährdungsbeurteilung der gesamten Anlage dokumentiert werden.

DVGW-Workshop „H₂-Gefährdungsbeurteilung“

Die Umstellung des Fördermediums in bestehenden Gasanlagen von methanreichen Gasen auf wasserstoffhaltige methanreiche Gase oder Wasserstoff verändert die Zusammensetzung des Fördermediums. Im Sinne des Arbeitsschutzes ist der Wasserstoff ein neuer Gefahrstoff, der in der Gefährdungsbeurteilung der Gasanlagen berücksichtigt werden muss. Der Betreiber hat zu prüfen, ob

- vorhandene Schutzmaßnahmen neue und/oder veränderte Risiken und Gefährdungen abdecken,
- neue Schutzmaßnahmen in der Anlage zu implementieren sind oder
- das erhöhte Risiko bzw. neue Gefährdungen tolerabel und keine zusätzlichen Schutzmaßnahmen erforderlich sind.

Zur Stärkung des Umgangs mit Wasserstoff in der Gefährdungsbeurteilung hat die

DVGW Berufliche Bildung ein neues Seminar entwickelt. Im Rahmen eines Workshops erarbeiten die Teilnehmer dabei anhand einer Regelanlage aus dem Verteilnetz H₂-spezifische Themen zur Anpassung der Gefährdungsbeurteilung. Beispielfähig wird ein Vorschlag für wesentliche Themen der H₂-spezifischen Ergänzungen der Gefährdungsbeurteilung ihrer Anlagen abgeleitet, der als Muster für weitere Anlagen genutzt werden kann.

Der Workshop baut auf dem aktuellen Stand des DVGW-Regelwerkes auf und berücksichtigt die derzeitige Diskussion zur Weiterentwicklung dieser Technischen Regeln. Er stärkt den sicheren Umgang mit den relevanten Schutzeinrichtungen für Ihre Wasserstoffprojekte. Das Programm des Workshops und die Anmeldeinformationen erhalten Sie demnächst unter www.dvgw-veranstaltungen.de/h2.

Fazit

Die Gefährdungsbeurteilung in Anlagen der leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas ist ein wesentliches Element zur sicherheitsgerichteten Gestaltung und Betrieb dieser Anlagen. Beim Betrieb von Anlagen mit wasserstoffhaltigen methanreichen Gasen und Wasserstoff muss die Gefährdungsbeurteilung um den Gefahrstoff Wasserstoff ergänzt werden, um den Arbeitsschutz zu gewährleisten. Erforderliche Schutzmaßnahmen sind dabei so zu gestalten, dass für Energieanlagen im Sinne des EnWG ein Sicherheitsniveau gewährleistet werden kann, das dem Stand der Technik entspricht. Dies wird erreicht, wenn die Anforderungen des DVGW-Regelwerkes erfüllt werden. ■

Literatur

- [1] Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), online unter www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/, abgerufen am 24. August 2022.
- [2] Arbeitsschutzgesetz (ArbSchG), online unter www.gesetze-im-internet.de/arbSchG/, abgerufen am 24. August 2022.
- [3] Gashochdruckleitungsverordnung (GasHDrLtgV), online unter www.gesetze-im-internet.de/gashdrLtgV_2011/, abgerufen am 24. August 2022.

- [4] Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin (BAuA): TRBS 1111, Gefährdungsbeurteilung, online unter www.baua.de/DE/Angebote/Rechtstexte-und-Technische-Regeln/Regelwerk/TRBS/TRBS-1111.html, abgerufen am 24. August 2022.
- [5] Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin (BAuA): Ratgeber zur Gefährdungsbeurteilung, Dortmund 2016.
- [6] DGVU-Information 203-092: Arbeitssicherheit beim Betrieb von Gasanlagen – Handlungshilfe zur Erstellung der Gefährdungsbeurteilung, Berlin 2019.
- [7] DGVU-Information 203-090: Arbeiten an in Betrieb befindlichen Gasleitungen, Berlin 2021.
- [8] DGVU-Regel 113-001: Explosionsschutz Regeln (EX-RL), Berlin 2022.
- [9] DVGW-Arbeitsblatt G 260: Gasbeschaffenheit, Bonn 2021.
- [10] Seemann, A.: Gefährdungen und Schutzmaßnahmen bei Wasserstoffanlagen und -leitungen, in: gwf Gas + Energie, Ausgabe 4/2022, S. 42–49.
- [11] Seemann, A.: Gasversorgung, Wasserstoff und Arbeitsschutz, in: DGVU Forum, Ausgabe 6/2022, S. 36–39.
- [12] DIN EN 31010: Risikomanagement – Verfahren zur Risikobeurteilung, 2010.
- [13] Wikipedia-Artikel „Risikomatrix“, online unter <https://de.wikipedia.org/wiki/Risikomatrix>, abgerufen am 22. Juli 2022.
- [14] DVGW-Merkblatt G 442: Explosionsgefährdete Bereiche an Ausblaseöffnungen von Leitungen zur Atmosphäre an Gasanlagen, Bonn 2015.
- [15] Steiner, K.: Messabweichungen und -unsicherheit beim Letztverbraucher infolge der Netzeinspeisung von Wasserstoff, in: gwf Gas + Energie, Ausgabe 6/2018, S. 40–46.
- [16] DVGW-Arbeitsblatt G 495: Gasanlagen – Betrieb und Instandhaltung, Bonn 2015.
- [17] Steiner, K., Behr, R., Benten, R., Michel, R., Schiller, U. N.: Integritätsmanagement Mess- und

Regelanlagen – IMMeR®, in: gwf-Gas/Erdgas, Ausgabe 12/2004, S. 683–687.

- [18] DVGW-Arbeitsblatt G 491: Gas-Druckregelanlagen für Eingangsdrücke bis einschließlich 100 bar, Bonn 2020.
- [19] DVGW-Merkblatt G 221: Leitfaden zur Anwendung des DVGW-Regelwerkes auf die leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit wasserstoffhaltigen Gasen und Wasserstoff, Bonn 2021.
- [20] International Association for Hydrogen Safety: <https://hysafe.info>, abgerufen am 31. Juli 2022.
- [21] Kotchourko, A., Jordan, T. (Hrsg.): Hydrogen safety for energy applications, Oxford 2022.
- [22] Rigas, F., Amyotte, P.: Hydrogen safety, Boca Raton 2017.
- [23] ISO/TR 15916: Grundsätzliche Betrachtungen zur Sicherheit von Wasserstoffsystemen, 2015.
- [24] DVGW-Arbeitsblatt G 262: Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung, Bonn 2011.
- [25] DVGW-Merkblatt G 407: Umstellung von Gasleitungen aus Stahlrohren bis 16 bar Betriebsdruck für die Verteilung von wasserstoffhaltigen methanreichen Gasen und Wasserstoff, noch nicht veröffentlichter Entwurf, Bonn 2022.
- [26] DVGW-Merkblatt G 408: Umstellung von Gasleitungen aus Kunststoffrohren für die Verteilung von wasserstoffhaltigen methanreichen Gasen und Wasserstoff bis 16 bar, noch nicht veröffentlichter Entwurf, Bonn 2022.
- [27] DVGW-Arbeitsblatt G 220: Power-to-Gas Energieanlagen: Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme und Betrieb, Bonn 2021.
- [28] DVGW-Arbeitsblatt G 265-3 (Entwurf): Anlagen für die Einspeisung von Wasserstoff in die Gasinfrastruktur; Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme und Betrieb, Bonn 2022.
- [29] DVGW-Arbeitsblatt G 463: Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren für einen Auslegungsdruck von mehr als 16 bar; Errichtung, Bonn 2016.
- [30] DVGW-Arbeitsblatt G 466-1: Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren für einen Auslegungsdruck von mehr als 16 bar; Betrieb und Instandhaltung, Bonn 2021.
- [31] DVGW-Merkblatt G 409: Umstellung von Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren für einen Auslegungsdruck von mehr als 16 bar für den Transport von Wasserstoff, Bonn 2020.
- [32] DVGW-Merkblatt G 655: Leitfaden H₂-Readiness Gasanwendungen, Bonn 2021.
- [33] Schröder, V., Askar, E., Tashqin, T., Karim Habib, A.: Sicherheitstechnische Eigenschaften von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen. Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben 2539, Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung, Berlin 2016.

Der Autor

Dr. Klaus Steiner ist Gründer des Ingenieurbüros Erdgas & Verwandtes und freiberuflich als Berater in der Gasbranche tätig.

Kontakt:

Dr. Klaus Steiner
Erdgas & Verwandtes
Neulingsiepen 40
44795 Bochum
Tel.: 0151 40703190
E-Mail: klaus-christoph.steiner@t-online.de

Stichprobenhafte Überprüfung von Stahlwerkstoffen für Gasleitungen und Anlagen zur Bewertung auf Wasserstofftauglichkeit

Ausgabe 04/2023

In dem **DVGW-Forschungsvorhaben SyWeSt H2 (Förder-Nr.: G 20206)** wurden an einem repräsentativen Querschnitt typischer in Deutschland (und teilweise auch in Europa) verwendeter Leitungs- und Rohrleitungsstähle bruchmechanische Prüfungen durchgeführt. Die Untersuchungen, die im Rahmen des DVGW-Innovationsprogramms Wasserstoff durchgeführt wurden, ergaben **für alle geprüften Pipeline- und Rohrleitungsstähle die Tauglichkeit für den Transport von Wasserstoff**, da sowohl die vorgegebene Mindestbruchzähigkeit eingehalten wurde als auch das Risswachstumsverhalten den Erwartungswerten entsprach. Der vorliegende Beitrag fasst die zentralen Erkenntnisse des F&E-Vorhabens zusammen.

von: Dr. Ulrich Marewski & Dr. Michael Steiner (beide: Open Grid Europe GmbH)

Für den Wasserstofftransport im deutschen Gasnetz ist eine klar definierte Bewertung der Stahl-

bauteile auf Wasserstofftauglichkeit sowie die entsprechende Implementierung im DVGW-Regelwerk erforderlich.

In diesem Zusammenhang wurden beispielsweise das DVGW-Merkblatt G 409 [1] (für die Umstellung von Leitungen auf Wasserstoff) und das DVGW-Arbeitsblatt G 463 [2] (für den Neubau von Leitungen) speziell auf das Medium Wasserstoff angepasst. Beide Regelwerke erfordern ggf. eine bruchmechanische Bewertung der Leitungen und Leitungsbauteile, wobei als Eingangsgrößen bruchmechanische Kennwerte erforderlich sind.

Bisher sind diese Kennwerte in einem internationalen Regelwerk nur in dem amerikanischen Regelwerk ASME B31.12 [3] ausgewiesen. Konkret handelt es sich dabei um die Mindestbruchzähigkeit K_{Ic} und die Beschreibung des Rissfortschrittes (da/dN) unter dem Medium Wasserstoff. Grundlage der in dem amerikanischen Regelwerk ausgewiesenen Kenngrößen waren allerdings Untersuchungen an amerikanischen Werkstoffen – diese sind den in Europa bzw. auch in Deutschland verwendeten Werkstoffen zwar sehr ähnlich, aber nicht identisch. Zudem ist die Umstellung bereits vorhandener, älterer Erdgasleitungen (mit älteren Werkstoffen) insbesondere für den Anwendungsbe-

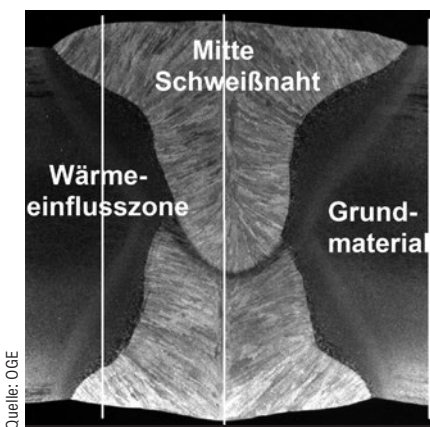


Abb. 1: Querschliff eines UP-geschweißten Stahlrohrs



Abb. 2a: Bruchmechanische Proben



Abb. 2b: Probenentnahme aus einem Rohr

reich des DVGW-Regelwerkes von sehr großem Interesse, wobei eine direkte Übertragbarkeit der Untersuchungen aus dem amerikanischen Raum als problematisch einzustufen war.

Vor diesem Hintergrund wurden im Rahmen des DVGW-Projektes SyWeSt H2 bruchmechanische Untersuchungen speziell für die im deutschen (und teilweise europäischen) Raum verwendeten Leitungsstähle unter dem Medium Wasserstoff durchgeführt. Die Zielsetzung des Programms bestand darin, die dabei ermittelten bruchmechanischen Kennwerte mit den der ASME B31.12 zugrunde liegenden Ergebnissen zu vergleichen, um die Anwendung auf die in Deutschland verwendeten Stähle zu validieren und ggf. eine modifizierte Korrelation für den Rissfortschritt zu erarbeiten.

Grundsätzliche Vorgehensweise bei der Durchführung bruchmechanischer Prüfungen

Für die bruchmechanischen Prüfungen wurden typische Stahlsorten an unterschiedlichen Rohrbereichen (Grundwerkstoff, Schweißgut, Wärmeeinflusszone) betrachtet (Abb. 1). Zur Vergleichbarkeit der Prüfungen wurde eine Probenform ausgewählt, die der Kontur einer C(T)20-Probe entspricht, wobei die Probendicke ggf. (aufgrund einer zu geringen Wanddicke) reduziert wurde (Abb. 2).

Für die Prüfungen von Schweißnähten wurden die Stirnflächen angeätzt, damit die Schweißnaht sichtbar wird. Zur Erzeugung eines natürlichen, scharfen Ermüdungsanrisses von etwa 2 mm wurden die Proben nach ASTM E 1820-20 [4] zyklisch angeschwungen. Die Prüfung wurde in einem servohydraulischen Prüfsystem der Materialprüfanstalt der Universität Stuttgart (MPA

Quelle: MPA Stuttgart

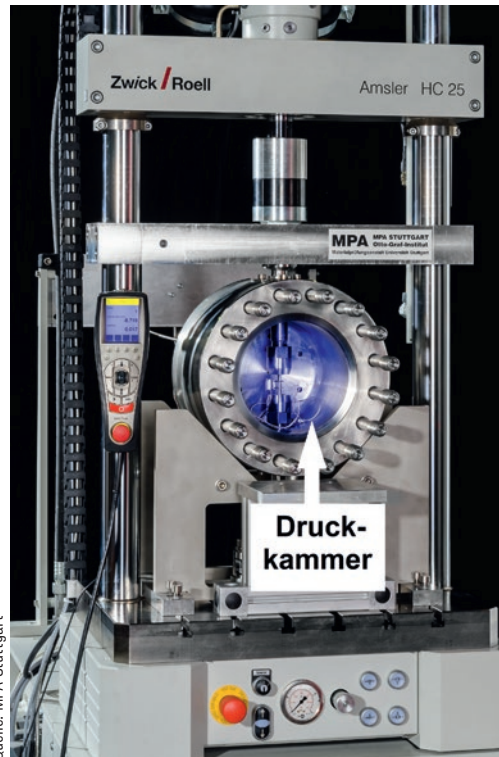


Abb. 3: Servohydraulisches Prüfsystem der MPA Stuttgart mit integriertem Wasserstoffautoklaven

Stuttgart) mit integriertem Wasserstoffautoklav unter einer trockenen, 100-prozentigen Wasserstoffatmosphäre bei Raumtemperatur durchgeführt (Abb. 3).

Quelle: OGE

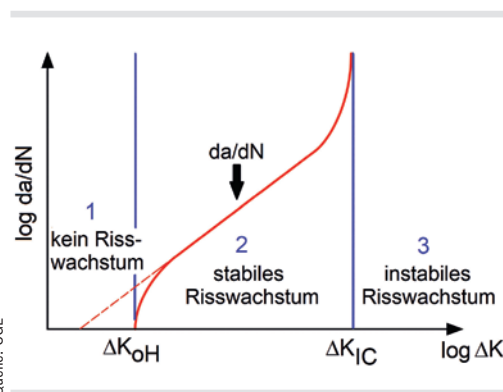
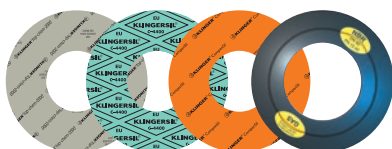


Abb. 4: Schematische Darstellung des Risswachstums in Abhängigkeit von der Spannungsintensität ΔK

FIT FÜR WASSERSTOFFTECHNOLOGIEN MIT KLINGER DICHTUNGSMATERIALIEN

Für alle Stufen des Power-to-X-Prozesses



KLINGER GmbH, 65510 Idstein
Tel. +49 6126 40160,
mail@klinger.de, www.klinger.de



Die statischen Versuche erfolgten nach ASTM E1820, die zyklischen Versuche dagegen entsprechend ASME E647-13a [5]. Als Ergebnis der bruchmechanischen Prüfungen sollte die Bruchzähigkeit (K_{Ic}) sowie das Rissfortschrittsverhalten (da/dN) unter Wasserstoffatmosphäre ermittelt werden, so-

dass ein Risswachstum bis zu einem theoretischen Versagen modellhaft beschrieben werden kann (Abb. 4).

Zielsetzung insbesondere der durchgeführten Rissfortschrittsversuche war es, die aus amerikanischen Prüfergebnissen ab-

Tabelle 1: Versuchsmaterialien und durchgeführte Versuche im Überblick

Werkstoff	Prüfung da/dN & K _{Ic}	H ₂ -Prüfdruck [bar]	R-Wert	
L290 NE	GW, SAWL	Legende da/dN Risswachstum K_{Ic} Bruchzähigkeit GW Grundwerkstoff WEZ Wärmeeinflusszone SAWL UP-Längsschweißnaht SAWH UP-Spiralschweißnaht ERW Electric Resistance Weld RN Rundschweißnaht	0,5	
Grade A	GW, SAWL			
St35	GW			
15 k (St.35)	GW, SAWL, RN			
X42	GW, ERW, RN, WEZ			
RR St 43.7	GW			
P355 NH	GW			
L360 NE	GW			
StE 360.7	SAWL, GW			
L360 NB	SAWL GW			
14 HGS	GW, LN, RN			
TStE 355 N	GW			
WSTE 420	GW			
St53.7	RN, GW			
X56.7	GW, SAWL, RN			
St60.7	GW, RN			
P 460 NH	SAWL, GW			
X70	GW, SAWH, WEZ			
X70	GW, RN, WEZ			
L485	GW, SAWH, WEZ			
GRS550/X80	GW, SAWL			
L485 (HV hoch/niedrig)	GW, RN, WEZ			
L415 (Bogen)	GW, SAWL			
P355 NL1 (Armatur)	GW			
GJS 400 (Armatur)	GW			
C22.3 (Armatur)	GW			
GS C25 N (Armatur)	GW			
P460 QL1 (Armatur)	GW			
St35	GW	0 / 0,2 / 1 / 2 / 5 / 10 / 20 / 100	0,5	
L485	GW			
L360 NB	GW, SG	10 / 100		
StE 320.7	GW, RN			
StE 480.7 TM	GW, SAWL, RN			
L485	GW	100		0,1 / 0,5 / 0,7
L360	GW			

Legende

da/dN	Risswachstum
K_{Ic}	Bruchzähigkeit
GW	Grundwerkstoff
WEZ	Wärmeeinflusszone
SAWL	UP-Längsschweißnaht
SAWH	UP-Spiralschweißnaht
ERW	Electric Resistance Weld
RN	Rundschweißnaht

Quelle: OGE

geleitete Grenzkurve entsprechend ASME B 31.12 mit den erhaltenen Ergebnissen zu vergleichen.

Durchgeführte Versuche unter dem Medium Wasserstoff

Die **Tabelle 1** zeigt in einer zusammenfassenden Übersicht die untersuchten Materialien, die durchgeführten Untersuchungen sowie die wesentlichen Versuchsparameter. Hierfür wurden der MPA Stuttgart mehrere Pipelinestähle und einige auf Anlagen verwendete Leitungsstähle zur Verfügung gestellt. Darüber hinaus wurden auch einige bei den Druckkörpern von Armaturen übliche Stähle untersucht. Das Versuchsprogramm wurde für die überwiegende Anzahl der Proben unter einem konstanten Wasserstoffdruck $p_{H_2} = 100$ bar durchgeführt.

Um den Einfluss des Wasserstoffdruckes auf die resultierenden bruchmechanischen Eigenschaften zu überprüfen, wurden an ausgesuchten Werkstoffen zusätzlich auch Prüfungen mit Wasserstoffdrücken $p_{H_2} < 100$ bar durchgeführt.

In der derzeit gültigen ASME B 31.12 ist der Gültigkeitsbereich der beschriebenen Rissfortschrittsgleichungen auf R -Werte $\leq 0,5$ beschränkt. Aus diesem Grunde wurden darüber hinaus auch für zwei ausgewählte Werkstoffe (L360 und L485) Rissfortschrittsversuche bei R -Werten von $R = 0,1$ und $R = 0,7$ durchgeführt.

Die Bandbreite der geprüften Werkstoffe reicht vom St35 – mit relativ geringer Festigkeit – aus

dem Herstellungsjahr 1930 bis zum Werkstoff GRS550 (X80). Im Rahmen der Verfügbarkeit des Versuchsmaterials wurde darauf geachtet, dass möglichst auch hinsichtlich der Festigkeitsstufe vergleichbare Werkstoffe neuer und älterer Fertigung untersucht wurden. So sind z. B. die Festigkeiten der Streck-/Dehngrenze und der Zugfestigkeit der beiden Werkstoffe X70 und L485 nahezu identisch, wohingegen die Duktilitätseigenschaften und insbesondere die Kerbschlagarbeiten sich erheblich unterscheiden.

Ergebnisse der zyklischen Bruchmechanikversuche

Die zyklischen bruchmechanischen Versuche wurden an der Mehrzahl der Proben bei einem konstanten Wasserstoffdruck von $p_{H_2} = 100$ bar durchgeführt. In Übereinstimmung mit den zugrundeliegenden Prüfparametern nach [3] und [6] wurde die Prüffrequenz auf $f = 1$ Hz und das Spannungsverhältnis $R = 0,5$ festgelegt.

Die **Abbildung 5** zeigt beispielhaft die Ergebnisse der zyklischen Risswachstumsversuche am Werkstoff L485 für den Grundwerkstoff, die Schweißnaht und die Wärmeeinflusszone der Schweißnaht. Bei den Versuchen wurden die Risswachstumsraten im Bereich der zyklischen Spannungsintensitäten ΔK von ca. 10 bis 50 $\text{MPa m}^{1/2}$ ermittelt. Bei den durchgeführten Versuchen wurde jedoch nicht der untere Schwellenwert (ΔK_{th}) ermittelt. Die Kenntnis dieses Wertes ist im Zusammenhang mit Prognosen für die Lebensdauer einer Gaspipe- ▶

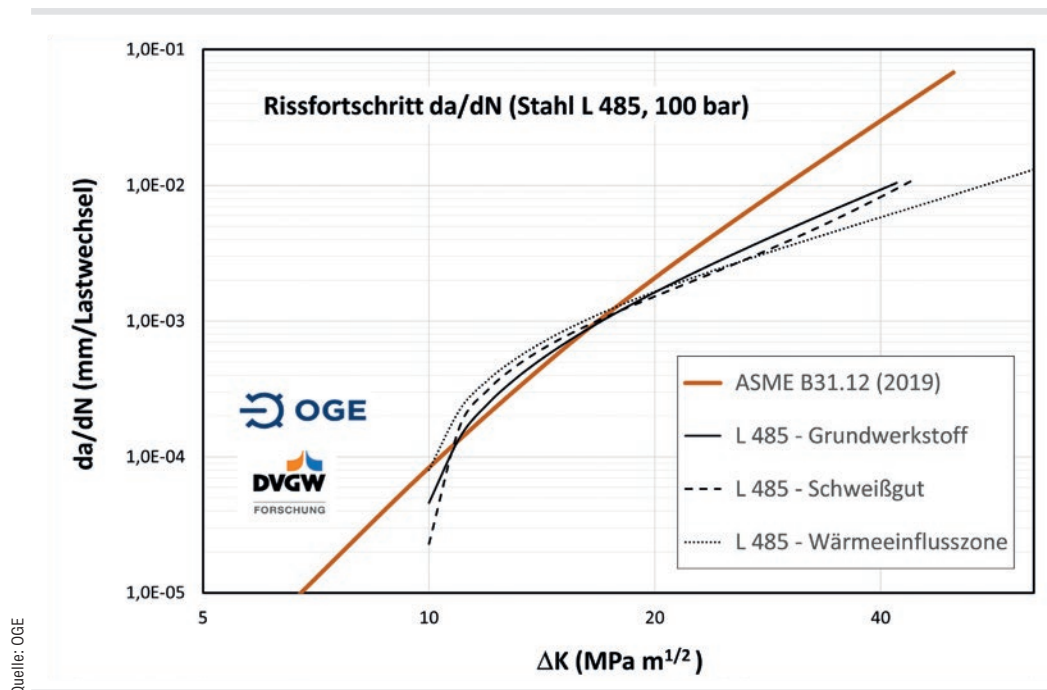
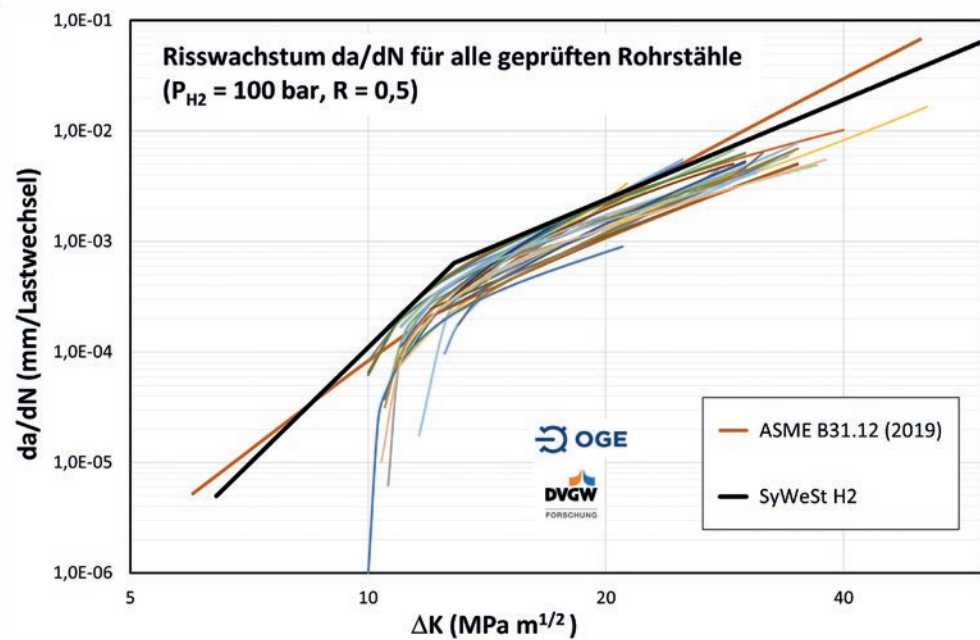


Abb. 5: Ermitteltes Risswachstum für das Material L485 ($p_{H_2} = 100$ bar)

Abb. 6: Konservative Beschreibung des ermittelten Risswachstums unter Wasserstoff für $p_{H_2} = 100$ bar und $R = 0,5$



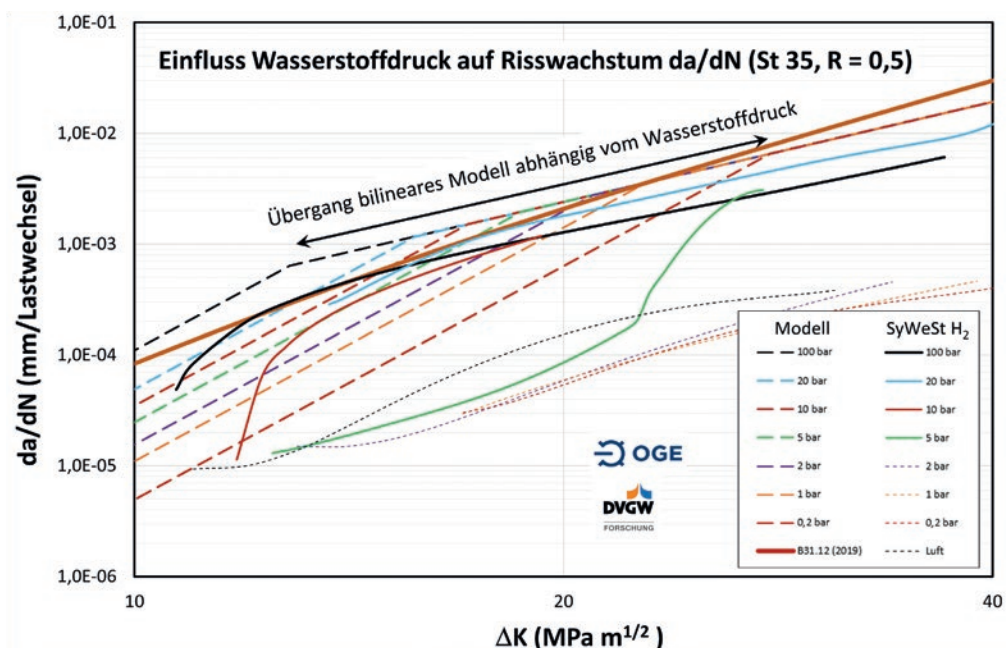
Quelle: OGE

line eher von untergeordneter Bedeutung, da geringe Spannungsintensitäten praktisch keinen Einfluss auf die Ergebnisse dieser Prognosen haben. Unabhängig davon deuten die ermittelten Risswachstumskurven darauf hin, dass der Schwellenwert (ΔK_{th}) etwas unterhalb der festgelegten minimalen zyklischen Spannungsintensität $\Delta K < 10$ MPa $m^{1/2}$ liegt, da das gemessene Risswachstum in diesem Bereich deutlich abnimmt.

In der Abbildung 6 finden sich die Ergebnisse der zyklischen Rissfortschrittsversuche für das

Grundmaterial, die Schweißnaht und die Wärmeinflusszone der Schweißnaht der untersuchten Werkstoffe. Zum Vergleich ist die Rissfortschrittsbeziehung entsprechend ASME B31.12 als rote Linie eingezeichnet. In Übereinstimmung mit den im amerikanischen Raum durchgeführten Untersuchungen bilden die gemessenen Risswachstumskurven im Wesentlichen ein relativ homogenes Streuband unterhalb der Risswachstumsbeziehung entsprechend ASME B31.12, obwohl sehr unterschiedliche Materialien hinsichtlich der Festigkeit, der Gefügeausbildung und der Duktilität geprüft worden sind.

Abb. 7: Konservative Beschreibung des ermittelten Risswachstums unter Wasserstoff für unterschiedliche Wasserstoffdrücke und der Vergleich mit den durchgeführten Messungen (Werkstoff St35 bei $R = 0,5$)



Quelle: OGE

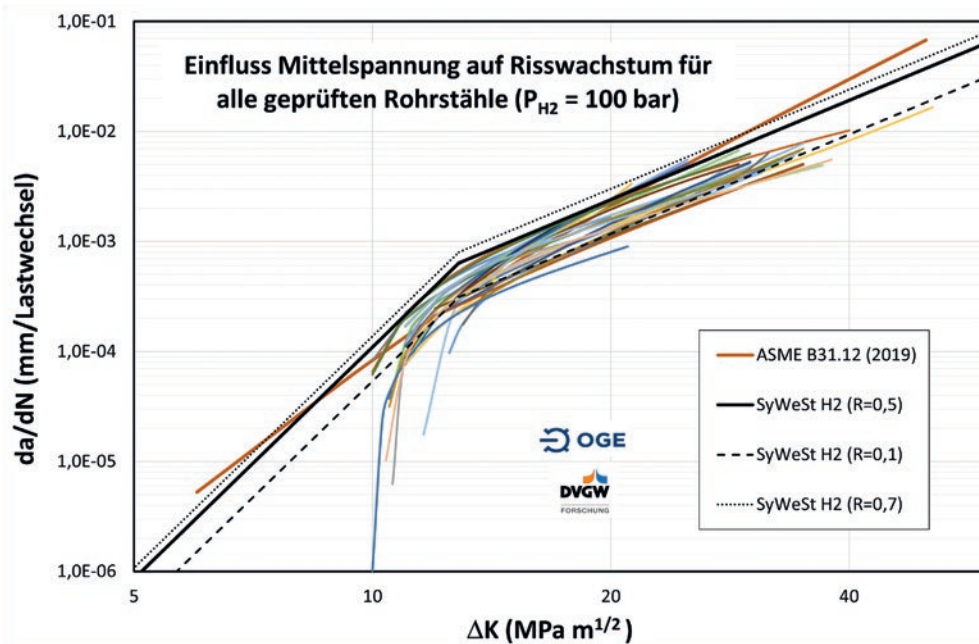


Abb. 8: Bilineares Risswachstumsgesetz für $R = 0,1$, $R = 0,5$ und $R = 0,7$ ($p_{H_2} = 100$ bar)

Bei einem genaueren Vergleich mit der Risswachstumsbeziehung nach ASME B31.12 zeigt sich in der Tendenz eine leichte Überschreitung des im Rahmen dieses Projektes gemessenen Risswachstums für mittlere Spannungsintensitäten und eine Unterschreitung der Risswachstumsbeziehung für kleinere bzw. größere Spannungsintensitäten.

Daher ergibt sich die Möglichkeit, eine genauere und konservative Annäherung an die Messdaten durchzuführen, indem das Risswachstumsgesetz in zwei bilineare Bereiche aufgeteilt wird. Diese übliche Vorgehensweise wurde z. B. bereits in [7] vorgeschlagen.

Die **Abbildung 7** zeigt exemplarisch die Ergebnisse der Risswachstumsmessungen für den Werkstoff St35, die bei Wasserstoffdrücken von $p_{H_2} = 0,2$ bar bis $p_{H_2} = 100$ bar durchgeführt worden sind. Es zeigte sich, dass sich das Risswachstum – insbesondere für kleinere Spannungsintensitäten und Wasserstoffdrücke – zunächst ähnlich dem Risswachstum unter dem Medium Luft verhält. Bei einer Steigerung der zyklischen Spannungsintensität nähert sich das Risswachstum dem typischen Risswachstum für höhere Drücke bzw. für $p_{H_2} \approx 100$ bar an. Bei der Verwendung des – wie in **Abbildung 6** gezeigten – bilinearen Risswachstumsgesetzes kann man dieses Verhalten näherungsweise beschreiben, indem in die Risswachstumsbeziehung für kleinere Spannungsintensitäten eine Druckabhängigkeit berücksichtigt wird. Für größere Spannungsintensitäten wird angenommen, dass die Risswachstumsbeziehung unabhängig vom Wasser-

stoffdruck ist und damit dem Verhalten bei $p_{H_2} = 100$ bar entspricht. Diese Vorgehensweise wurde ebenfalls bereits in [7] vorgeschlagen und hinsichtlich der Anwendbarkeit auf die hier vorliegenden Daten überprüft.

In dem amerikanischen Code [8] ist ein Vorschlag zur Umrechnung des Risswachstumsverhaltens auf beliebige R -Werte enthalten, soweit die entsprechenden Versuche bei einem konstanten R -Wert durchgeführt worden sind. Zur Illustration des Einflusses des R -Wertes auf das in **Abbildung 6** gezeigte bilineare, modifizierte Risswachstumsgesetz ist dieser in der **Abbildung 8** für die R -Werte $R = 0,1$ und $R = 0,7$ eingetragen.

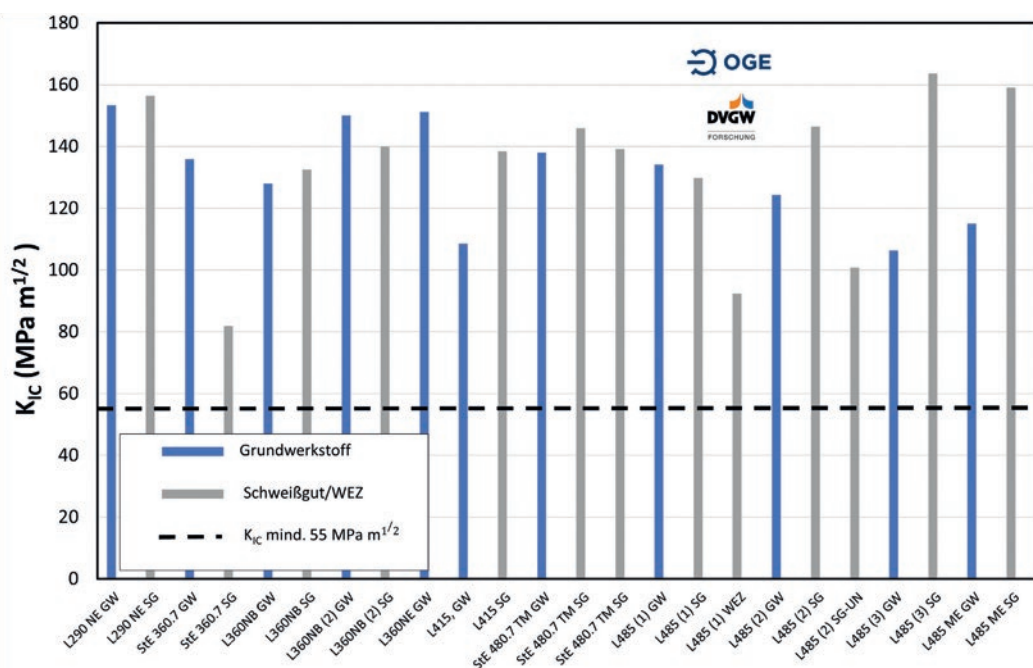
Aus den ermittelten Versuchsdaten wurde das nachfolgende Risswachstumsgesetz abgeleitet:

$$\begin{aligned} &\text{für } \Delta K \leq [3,6667 \cdot 10^{-6} \sqrt{p}]^{-0,25} \text{ MPa}\sqrt{m} \\ &\frac{da}{dN} = 4,4 \cdot 10^{-13} \cdot (1 + 3 \cdot R) \cdot \Delta K^7 \cdot \sqrt{p_{H_2}} \\ &\text{für } \Delta K \geq [3,6667 \cdot 10^{-6} \sqrt{p_{H_2}}]^{-0,25} \text{ MPa}\sqrt{m} \\ &\frac{da}{dN} = 1,2 \cdot 10^{-7} \cdot (1 + 3 \cdot R) \cdot \Delta K^3 \end{aligned}$$

mit p_{H_2} [bar]; ΔK [MPa $m^{0,5}$]; da/dN [mm/Lastwechsel]

Ausgewählte Ergebnisse für die Bruchzähigkeit

Die **Abbildung 9** zeigt eine Auswahl der Ergebnisse für die Bruchzähigkeit K_{Ic} bei einem Prüfdruck von $p_{H_2} = 100$ bar. Bei den in der Farbe Blau gekennzeichneten Daten handelt es sich um ►



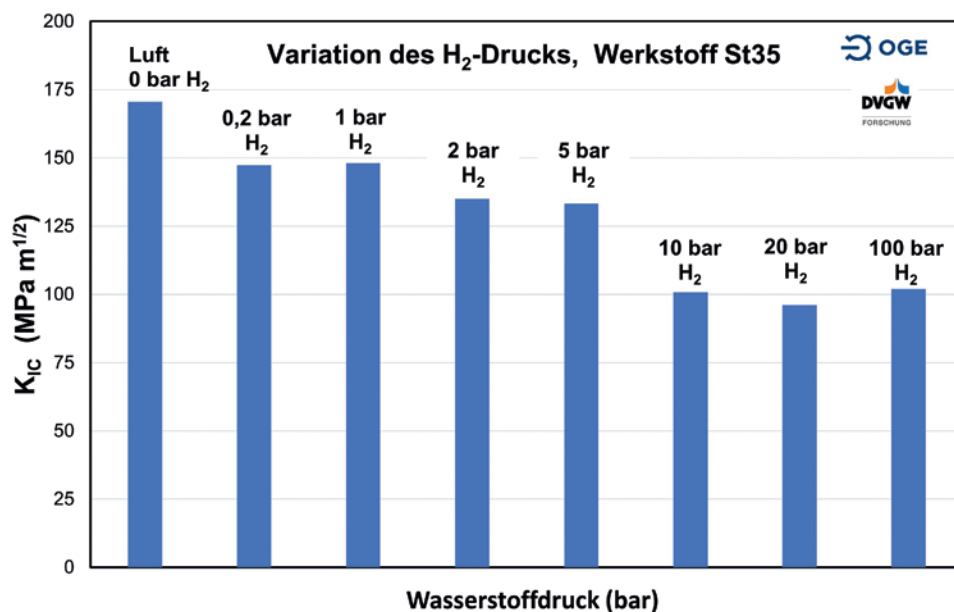
Quelle: OGE

Abb. 9: Auswahl ermittelter Bruchzähigkeiten (K_{IC}) für die geprüften Leitungswerkstoffe

Prüfungen, die an den Grundwerkstoffen durchgeführt wurden; die in Grau gekennzeichneten Daten stehen in Zusammenhang mit Prüfungen an Schweißnähten bzw. Wärmeeinflusszonen. In den Darstellungen ist zusätzlich der von den Regelwerken geforderte Mindestwert K_{IC} von $55 \text{ MPa m}^{1/2}$ gekennzeichnet. Alle untersuchten Proben erfüllten die Mindestforderung für die Bruchzähigkeit $K_{IC} \geq 55 \text{ MPa m}^{1/2}$ entsprechend ASME B31.12.

Für einige Werkstoffe wurde außerdem der Einfluss des Wasserstoffdruckes auf die resultieren-

de Bruchzähigkeit überprüft. Exemplarisch sind die Ergebnisse für den Werkstoff St35 in **Abbildung 10** dargestellt. Die Variation des Wasserstoffdruckes wurde dabei ausschließlich am Grundwerkstoff durchgeführt. Dabei wurden unter dem Medium Luft (0 bar H_2) die größten Bruchzähigkeitswerte $K_{IC} \approx 170 \text{ MPa m}^{1/2}$ ermittelt. Bereits bei dem geringen Wasserstoffdruck von $p_{\text{H}_2} = 0,2 \text{ bar}$ wurde eine reproduzierbare Verringerung der Bruchzähigkeit festgestellt. Diese verringerte sich bei Wasserstoffdrücken $p_{\text{H}_2} \geq 10$ auf Bruchzähigkeitswerte um $K_{IC} \approx 100 \text{ MPa m}^{1/2}$.



Quelle: OGE

Abb. 10: Bruchzähigkeit in Abhängigkeit vom Wasserstoffdruck (Werkstoff: St35)

Zusammenfassung

Im Zusammenhang mit dem Neubau oder der Umstellung von Gashochdruckleitungen ist entsprechend dem DVGW-Regelwerk – und abhängig von der Auslegung und den verwendeten Werkstoffen – der Nachweis der Tauglichkeit der verwendeten Werkstoffe im Rahmen von aufwendigen, bruchmechanischen Untersuchungen zu erbringen. Um diesen bisher erforderlichen Prozess zu vereinfachen, hat der DVGW das Forschungsprojekt SyWeSt H2 initiiert, dessen Ziel es war, das bruchmechanische Werkstoffverhalten der verwendeten Stähle zu untersuchen. Diese Untersuchungen ergaben für alle geprüften Leitungs- und Rohrleitungsstähle die Tauglichkeit für den Transport von Wasserstoff, da sowohl die vorgegebene Mindestbruchzähigkeit eingehalten wurde als auch das Risswachstumsverhalten den Erwartungswerten entsprach. Sämtliche Ergebnisse des DVGW-Forschungsprojekts sind in [9] zusammengefasst.

Hinsichtlich der Beschreibung des Risswachstums konnte – im Vergleich zum amerikanischen Standard ASME B31.12 – eine Erweiterung des Gültigkeitsbereiches abgeleitet werden. Dies betrifft insbesondere die zusätzliche Einführung des Einflusses der Mittelspannung und des Einflusses des Wasserstoffdruckes auf das Risswachstum.

Aufgrund der festgestellten (und verhältnismäßig geringen) Streubreite für das Risswachstum von Materialien verschiedener Festigkeit und unterschiedlichsten Alters lässt sich die Folgerung ableiten, dass auch vergleichbare Werkstoffe, die in diesem Programm nicht geprüft wurden, durch die Versuchsergebnisse abgedeckt werden. Somit konnte das angestrebte Ziel des Forschungsprojektes SyWeSt H2 für die Gruppe der Pipelinestähle und der auf Anlagen verwendeten Rohrleitungsstähle erreicht werden.

Mittels der Durchführung bruchmechanischer Berechnungen nach dem DVGW-Merkblatt G 464 [10] kann unter Zugrundelegung der Ergebnisse

der bruchmechanischen Versuche des DVGW-Forschungsprojektes SyWeSt H2 die Wasserstofftauglichkeit von Gas-hochdruckleitungen nachgewiesen werden. ■

Literatur

- [1] DVGW-Merkblatt G 409: Umstellung von Gas-hochdruckleitungen aus Stahlrohren für einen Auslegungsdruck von mehr als 16 bar für den Transport von Wasserstoff, Bonn 2020.
- [2] DVGW-Arbeitsblatt G 463: Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren für einen Auslegungsdruck von mehr als 16 bar; Planung und Errichtung, Bonn 2021.
- [3] ASME B31.12-2019: Hydrogen Piping and Pipelines
- [4] ASTM E1820-20: Standard Test Method for Measurement of Fracture Toughness
- [5] ASTM E647-13a: Standard Test Method for Measurement of Fatigue Crack Growth Rates
- [6] Amaro, R. L., White, R. M., Looney, C. P., Drexler, E. S., Slifka, A. J.: Development of a Model for Hydrogen-Assisted Fatigue Crack Growth of Pipeline Steel, in: Journal of Pressure Vessel Technology, April 2018, Vol. 140.
- [7] San Marchi, C., Ronevich, J. A.: Fatigue and Fracture of Pipeline Steels in High-Pressure Hydrogen Gas. Proceedings of the ASME 2022 Pressure Vessels & Piping Conference, July 17-22, 2022, Las Vegas, Nevada, USA.
- [8] ASME Boiler & Pressure Vessel Code 2010: VIII Division 3; Alternative Rules for Construction of High-Pressure Vessels; Rules for Construction of Pressure Vessels.
- [9] DVGW Forschungsprojekt G 202006: SyWeSt H2 – Stichprobenhafte Überprüfung von Stahlwerkstoffen für Gasleitungen und Anlagen zur Bewertung auf Wasserstofftauglichkeit, Januar 2023.
- [10] DVGW-Merkblatt G 464: Bruchmechanisches Bewertungskonzept für Gasleitungen aus Stahl mit einem Auslegungsdruck von mehr als 16 bar für den Transport von Wasserstoff, Bonn 2023.

Die Autoren

Dr. Ulrich Marewski ist DVGW-Sachverständiger und zuständig für die Integrität des Leitungssystems bei der Open Grid Europe GmbH in Essen.

Dr. Michael Steiner ist Leiter der Abteilung Integrität bei der Open Grid Europe GmbH in Essen.

Kontakt:

Dr. Michael Steiner
Open Grid Europe GmbH
Gladbecker Str. 404
45326 Essen
Tel.: 0201 3642-18290
E-Mail: michael.steiner@oge.net
Internet: www.oge.net

AGRULINE

PE 100-RC Rohrsystem für höchste Betriebssicherheit



- Höhere Rissbeständigkeit im Vergleich zu PE 100
- Sandbettfreie, wirtschaftliche Verlegung
- Sichere Schweißverbindungen
- Komplettes Rohrleitungssystem für Gas, Wasserstoff, Wasser, Abwasser und chemische Medien



Wir beraten Sie gerne
info@frank-gmbh.de
T. +49 6105 4085-0
www.frank-gmbh.de

www.agru.at
@agruworld
f y in @



» Wir werden einen Zusammenbruch des Energiesystems erleben, wenn wir zu rasch aus dem Energieträger Erdgas aussteigen! «

Ausgabe 06+07/2021

Seit Ende des vergangenen Jahres kooperiert der DVGW noch enger mit dem Deutschen Wasserstoff- und Brennstoffzellenverband (DWV). Die Redaktion hat im Rahmen des alljährlichen Sommerinterviews mit **Prof. Dr. Gerald Linke, DVGW-Vorstandsvorsitzender**, und **Werner Diwald, Vorstandsvorsitzender des DWV**, über die Zusammenarbeit der Verbände, Strategien zur Implementierung eines Wasserstoff-Markthochlaufs in allen Sektoren und den Umgang der Gaswirtschaft mit Defossilierungsverpflichtungen im Kontext der sich nochmals verschärfenden zukünftigen Klimaschutzziele gesprochen.

Redaktion: Das Bundesverfassungsgericht hat am 29. April 2021 entschieden, dass die Bundesregierung das Klimaschutzgesetz nachbessern muss, um die Freiheitsrechte jüngerer Generationen zu schützen. Ist diese Entscheidung nun auch eine Chance für die Gaswirtschaft?

Gerald Linke: Ja, dies ist in der Tat eine Chance für die Gaswirtschaft. Es macht Folgendes nochmal deutlich: Nur wenn wir die Bemühungen in allen Sektoren intensivieren, bewegen wir uns auf einem seriösen Weg, um die Klimaziele über das Jahr 2030 hinaus zu erreichen.

Dabei spielen die Moleküle eine entscheidende Rolle, weil sie rund 80 Prozent unserer Energieversorgung ausmachen. Wir dürfen also nicht den Fehler machen, uns nur auf die Dekarbonisierung des Stromsektors zu fokussieren. Wenn wir an die Wasserstoffwirtschaft denken, sollten wir auch nicht nur ausschließlich über grünen Wasserstoff sprechen, der wiederum aus dem knappen Gut erneuerbarer Strom erzeugt wird. Klar ist: Wir benötigen einen verlässlichen Pfad, wie wir den Wasserstoffanteil in der Energiewirtschaft steigern können. Und dazu zählen z. B. nicht nur Importe von grünem Wasserstoff aus unseren Nachbarländern, sondern auch Importe von blauem Wasserstoff aus Übersee, aus Norwegen oder aus Russland.

Werner Diwald: Das Urteil hat klargemacht, dass die Klimaschutzziele, die bis 2030 gesetzt wurden, nicht ambitioniert genug waren. Wir stehen vor viel größeren Herausforderungen. Uns muss klar sein, dass wir den größten Teil der Energiewende noch vor uns haben. Und ich stimme Herrn Linke zu: Wir benötigen neben erneuerbarem Strom andere Energieträger, da wird grüner Wasserstoff eine wesentliche Rolle spielen. Generell sollten wir den Effizienzgedanken zwar nicht aus den Augen verlieren, ihn aber primär als Absolutum in den Vordergrund zu stellen, ist in meinen Augen das falsche Signal. Sowohl im Verkehrssektor als auch im Wärmemarkt brauchen wir die Moleküle – anders gesagt: Es wird ohne einen zunehmend defossilisierten Energieträger Gas nicht gehen. Erneuerbare flüssige und gasförmige Energieträger müssen von der Politik ernst genommen werden und die Marktteilnehmer benötigen hier Investitionssicherheit. Eines sollte uns allen klar sein: Lassen wir erneuerbar flüssige und gasförmige Energieträger zu oder geben wir die Klimaziele 2030 auf? Nur diese beiden Varianten gibt es.

Linke: Nach der Wiedervereinigung hat die Gaswirtschaft bewiesen, dass sie sehr kurzfristig von Stadtgas, mit dem die damalige DDR zum Großteil noch



Lassen wir erneuerbar flüssige und gasförmige Energieträger zu oder geben wir die Klimaziele 2030 auf? Nur diese beiden Varianten gibt es.



Werner Diwald

versorgt wurde, auf Erdgas umstellen konnte. Der Austausch des Energieträgers verläuft immer schneller als der der kompletten Technologie. Also kann ich dem nur zustimmen: Wir müssen die Chance nutzen, indem wir die vorhandene Infrastruktur weiterverwenden, die Wärmeeinheiten weiterbetreiben und so über die sukzessive Verbesserung des Energieträgers Gas die Dekarbonisierung einleiten.

Redaktion: Bevor wir diese Aspekte weiter vertiefen, lassen Sie uns kurz über die Zusammenarbeit der Verbände sprechen: Anfang Dezember vergangenen Jahres hat der DWV seine Vereinsstruktur professionalisiert und seine Partnerschaft mit dem DVGW vertieft. Inwieweit erhält der Energieträger Wasserstoff durch diesen Schritt jetzt die eine starke Stimme in Politik, Wirtschaft und Öffentlichkeit, die ihm gebührt? Und wie genau sieht die Aufgabenverteilung zwischen DVGW und DWV aus?

Diwald: Der Schritt der Professionalisierung stand schlichtweg an. Wir haben uns immer schon als Wirtschaftsverband verstanden und uns für den zügigen Hochlauf einer grünen deutschen Wasserstoffwirtschaft und -industrie eingesetzt – und das mit Erfolg: Der Energieträger Wasserstoff ist mittlerweile in allen politischen Zweigen Thema. Dies geht einher mit einer gesteigerten Erwartungshaltung, wir werden als ernsthafter Gesprächspartner wahrgenommen. Dieser Erfolg hat uns verpflichtet, Veränderungen stringent und vor allem rechtzeitig einzu-

leiten. Das Bundeswirtschaftsministerium z. B. hat uns beauftragt, das H2Global-Förderkonzept zu entwickeln. Das Programm zielt auf die effiziente Förderung eines Markthochlaufs von grünem Wasserstoff und wasserstoffbasierenden PtX-Produkten ab. Ohne die parallele Professionalisierung unserer Strukturen wäre dies so schnell und in dieser Qualität vermutlich nicht möglich gewesen.

Linke: Wir als DVGW bringen in diese Kooperation eine Menge technologisches Know-how ein. Dafür steht zum einen die Infrastruktur unserer Mitglieder, die eine entscheidende Rolle spielt, um ein besseres H₂-Upscaling – also eine Verteilung des Wasserstoffs in alle Sektoren – zu ermöglichen. Zum anderen geht es um Know-how in Endanwendungsbereichen, also um selbstadaptierende Heizgeräte, die sich heute mit Erdgas betreiben lassen, in Zukunft aber auch mit reinem Wasserstoff laufen können. Außerdem spielt der Effizienzansatz eine große Rolle: Von uns durchgeführte Studien zeigen, dass nicht nur der Technologieaustausch, sondern auch die Beimischung von Wasserstoff entscheidend zur Dekarbonisierung beitragen kann.

Ferner plädieren wir dafür, auch nach anderen technischen Möglichkeiten der Wasserstoffherstellung Ausschau zu halten. Dazu zählt etwa das Pyrolyse-Verfahren, also das Zerlegen von Erdgas in die Bestandteile Wasserstoff und Kohlenstoff, ohne dabei CO₂ zu emittieren. Auch dieses Verfahren ha-

INFORMATIONEN

Zeit für einen Stoffwech²el

Zukunft gestalten mit Wasserstoff

Das Innovationsprogramm Wasserstoff des DVGW

Der DVGW fördert in seiner Rolle als Kompetenznetzwerk der Gaswirtschaft seit über zehn Jahren die Wasserstoff-Forschung und ist Partner in nationalen sowie europäischen Projekten. Im Rahmen des fünfjährigen Innovationsprogramms Wasserstoff schafft er als Regelsetzer, Forschungsinitiator und Bildungsträger nun die Grundlage für den zukunftsfähigen und sicheren Einsatz klimaneutraler Gase.

Ziel des DVGW ist es, mit dem H₂-Innovationsprogramm eine wirtschaftliche, umweltverträgliche und sichere Versorgung mit klimaneutraler Energie zu schaffen und so den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland als technisch-wissenschaftlicher Begleiter aktiv mitzugestalten.

ben wir in unserem Innovationsprogramm Wasserstoff berücksichtigt, weil wir glauben, dass diese Technologie für den Wasserstoffhochlauf in der Energiewirtschaft eine Schlüsselrolle spielen wird.

Gemeinsam mit dem DWV sind wir auf einem robusten Weg, um einerseits sofort mit reinen Wasserstofftechnologien starten zu können und um andererseits über den Weg der Beimischung den Markt dafür zu ebnen und so Impulse zu setzen und den Eintritt in einen dekarbonisierten Energiemarkt der Zukunft zu ermöglichen.

Diwald: Für mich ist diese Kooperation die perfekte Ergänzung. Wir haben mit dem DVGW einen leistungsfähigen und technisch versierten Verband und wir als DWV sind in der Lage, tragfähige Vorschläge für sozial gerechte, aber auch wirtschaftlich verlässliche Rahmenbedingungen zu entwickeln und den politischen Stakeholdern zu vermitteln. Diese Zusammenarbeit ist dringend nötig: Wir haben schlichtweg nicht die Zeit, konkurrierende Akteure aufzu-

bauen. Vielmehr müssen wir jetzt die jeweiligen Kompetenzen stärken und gemeinsam eine Schlagkraft entwickeln. Als Verband haben wir eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe, und das Urteil des Bundesverfassungsgerichts hat es uns nochmal verdeutlicht: Wir sind dem Klimaschutz unbedingt verpflichtet! Deswegen werden wir gemeinsam agieren und uns bestmöglich ergänzen – und ich bin sehr glücklich, dass wir eine solche optimale Kooperation jetzt auch umsetzen können.

Redaktion: Wo sehen Sie die Schwerpunkte für den Einsatz von Wasserstoff? Und welche Verwendungsmöglichkeiten für H₂ sind aus Sicht der Gaswirtschaft die schnellstmöglich wirksamen zur Vermeidung von CO₂?

Linke: Mit ist sehr daran gelegen, von dem leidigen Verteilungskampf und der Diskussion, dass wir hier einen Champagner zu verteilen haben, wegzukommen. Im Kern geht es nicht darum, ob ein Stahlwerk zunächst mit Wasserstoff versorgt wird oder vielleicht doch der Wärmemarkt oder der Mobilitätssektor – so kommen wir nicht voran. Stattdessen müssen wir von Anfang an sicherstellen, dass wir an einer großen Lösung arbeiten. Wenn wir uns in einem Verteilungskampf verstricken, dann bleiben die H₂-Mengen zu gering und wir werden im globalen Wettbewerb um Wasserstoff als deutscher Markt unattraktiv. Denn: Warum sollte ein norwegischer Lieferant seine gesamten Infrastrukturen auf Wasserstoff umstellen, aber dann nur geringe Mengen liefern, weil der Bedarf in Deutschland fehlt? Das wäre ein Kardinalfehler. Wir müssen in allen Sektoren starten!

Und das bedeutet natürlich auch, dass ich mich gegen eine Diskriminierung des Wärmesektors ausspreche. Die Argumentation, zunächst mit den Hard-to-decarbonize-Sektoren zu beginnen, also mit der Stahlindustrie und dem Verkehrssektor, greift zu kurz. Dort sind noch gewaltige Hürden zu nehmen und Lernkurven zu durchlaufen, die wir meiner Meinung nach schneller absolvieren könnten, wenn wir parallel an den Wärmemarkt, an die Verteilung und an die Flächenversorgung Deutschlands denken. Hier haben wir nicht nur die Möglichkeit, echte Leuchtturmprojekte mit reinem Wasserstoff zu realisieren, sondern auch über das Instrument der Beimischung einen robusten Sog zu erzeugen. Nur so lassen sich die gewaltigen Bedarfsmengen kreieren, die dann über die großen Infrastrukturen, über H2Global-Projekte per Schiff oder per Pipeline, zu uns

kommen. Und nur so können wir weltweiter Spitzenreiter für den Einsatz von Wasserstoff werden.

Diwald: In meinen Augen wird grüner Wasserstoff überall dort eine Rolle spielen, wo Moleküle in einem markterprobten System effizienter oder unabdingbar sind – und das sind immerhin rund 70 Prozent. Fakt ist: Wesentliche Teile unserer Energiewirtschaft werden weiterhin auf Moleküle angewiesen sein, um eine versorgungssichere, wirtschaftliche und emissionsarme Energieversorgung zu gewährleisten. Der Verkehrssektor steht sicherlich vor einer gigantischen Herausforderung und bisher ist es uns aufgrund unseres erfreulicherweise großen Wirtschaftswachstums nicht gelungen, die Emissionen im Vergleich zum Referenzjahr 1990 zu senken. Aber weil Deutschland ein Automobilland ist und dementsprechend viele Arbeitsplätze vom Verkehrssektor abhängen, wird es hier bald einen massiven Druck geben. Ich hoffe, dass die Politik dies rechtzeitig erkennt und die richtigen Rahmenbedingungen setzt, damit emissionsarme Kraftstoffe zum Einsatz kommen können – nicht nur als Brennstoffzelle und mit reinem Wasserstoff, sondern auch in Form von erneuerbaren E-Fuels.

Dies bedeutet aber nicht, dass wir in anderen Bereichen schlafen dürfen. Die Stahlindustrie z. B. steht in den nächsten zehn Jahren vor einer gewaltigen Transformation, vor einer Generationenentscheidung. Das bedeutet:



Im Kern geht es nicht darum, ob ein Stahlwerk zunächst mit Wasserstoff versorgt wird oder vielleicht doch der Wärmemarkt oder der Mobilitätssektor – so kommen wir nicht voran. Stattdessen müssen wir von Anfang an sicherstellen, dass wir an einer großen Lösung arbeiten.



Prof. Dr. Gerald Linke

Wir müssen jetzt anfangen, die erneuerbaren Energien ambitioniert auszubauen, und uns jetzt die Energiepartner von morgen suchen. Energiepartner, die ab dem Jahr 2030 in Energie im Volumen von Terawattstunden über Pipelines liefern können. Wir haben in der Vergangenheit Pipelines gebaut, weil dies ja offensichtlich eine wirtschaftlich intelligente Lösung war und ist. Warum sollte dies, nur weil das Molekül jetzt erneuerbar produziert wird, plötzlich anders sein? Das heißt: Wir sollten diese Pipelines unbedingt nutzen, und mit dem DVGW haben wir dafür den richtigen Partner.

Redaktion: Herr Linke, wie ist der Stand der Dinge in puncto „H₂-Readiness“ des deutschen Gasnetzes?

Linke: Wir stehen kurz vor dem Abschluss unserer Untersuchungen zu allen in Deutschland verbauten Materialien für Rohrleitungen und wissen

bereits jetzt, dass alle Kunststoffleitungen auf 100 Prozent Wasserstoff umgestellt werden können. Darüber hinaus haben wir 99 Prozent aller Stähle untersucht und für sie gilt das Gleiche. Diese Erkenntnisse basieren auf Realtests mit Stählen, die wir gemeinsam mit der Materialprüfanstalt im Stuttgart durchgeführt haben. Anders gesagt: Trotz eines unter Wasserstoffeinwirkung möglichen Risswachstums können wir bei den für Gasleistungen typischen Wechsellasten von Lebensdauern ausgehen, die weit über einer Nutzungsdauer von ca. 100 Jahren liegen. Richtig ist aber auch, dass wir bei den Verdichtern nachinvestieren müssen, weil viele noch nicht H₂-ready gebaut worden sind. Dies kann im Rahmen der normalen Austauschzyklen geschehen. Insofern bildet diese Infrastruktur ein leistungsfähiges Rückgrat, das als Basis dient, um eine kostengünstige Transformation durchzuführen. ▶



Die **SHT, Sanitär- und Heizungstechnik Ausgabe 5**, enthält Beiträge zu den Themen Sanitär-, Heizungs- sowie Klima- und Lüftungstechnik und stellt Referenzobjekte sowie neue Produkte und Normen aus diesen Bereichen vor. Lesen Sie darüber hinaus mehr zu den Themen:

- **Heizungswasser**
Innovation gegen Korrosion
- **Luxus-Bad**
Hotel Sugar Palace Prag
- **Heizungstechnik**
Wasserstoff im Fokus der Heizungsindustrie

Weitere Nachrichten, Termine und Informationen unter www.sht-online.de.
Kostenloses Probeheft unter vertrieb@krammerag.de.



**Wir haben in der Vergangenheit Pipelines
gebaut, weil dies ja offensichtlich eine
wirtschaftlich intelligente Lösung war und ist.
Warum sollte dies, nur weil das Molekül
jetzt erneuerbar produziert wird,
plötzlich anders sein?**



Werner Diwald

ren. Hier gilt es, regionale Pfade zu erarbeiten und zu überprüfen, in welchen Bereichen reiner Wasserstoff zum Einsatz kommen kann und wo eine Beimischung das Mittel der Wahl ist.

An dieser Stelle noch ein Wort zum Verkehrssektor: Ich bin sehr froh, dass wir mit dem DWV jemanden haben, der mit seiner Expertise den Mobilitätssektor im Auge hat. Das komplettiert das Bild der Wasserstoffanwendungen und der Wachstumssektoren. Aber auch an anderer Stelle drückt der Schuh: Der Wärmesektor umfasst 1.300 Terawattstunden. Die Lösung kann nur eine sein: Wir müssen über die von der Bundesregierung formulierten Ziele deutlich hinausgehen. Und dies hat zur Folge, diese große Aufgabe von Anfang an als globale zu verstehen, die die Fähigkeiten der Gaswirtschaft verlangt.

Redaktion: Ich würde gerne den Aspekt der Pipelinennutzung dazu nutzen, auf Nord Stream 2 zu sprechen zu kommen. Kritische Stimmen lassen verlauten, dass Projekte wie Nord Stream 2 und der aus den USA importierte Energieträger LNG die Bemühungen der deutschen Gaswirtschaft, auf klimaneutrales Gas bzw. grünen Wasserstoff zu setzen, konterkarieren. Wie bewerten Sie diese Sicht?

Linke: Wir haben auf dem langen Weg zur Dekarbonisierung noch eine ganze Menge Hausaufgaben zu erledigen, dazu zählt z. B. auch der Kohleausstieg

oder die bereits erwähnte Transformation des Verkehrssektors. Fakt ist: Im Vergleich zu Kohle und Öl ist Gas der reinste der fossilen Energieträger. Dazu eine Rechnung: Wenn wir davon ausgehen würden, unser gesamter Energiebedarf hätte das Emissionsprofil von Erdgas, dann hätten wir bereits sehr viel für den Klimaschutz getan. Und der Weg von Erdgas zu erneuerbaren Gasen wäre nur noch das letzte Stück zur Dekarbonisierung. Insofern betrachte ich es überhaupt nicht als Widerspruch, für die nächsten Dekaden zu schauen, wie wir kraftvoll die anderen fossilen Energieträger verdrängen können, während wir parallel der H₂-Anteil sukzessive erhöhen. Die Infrastrukturen können dazu universell eingesetzt werden. Mehr noch: Eine solche Investitionsentscheidung zwingt denjenigen, der die Verantwortung dafür übernimmt, dazu, ein solches langfristiges Konzept bereits vorgedacht zu haben.

Diwald: Ich bin der gleichen Meinung. Im Endeffekt hat die Infrastruktur, die zur Verfügung gestellt wird und die privatwirtschaftlich organisiert wird, nichts damit zu tun, welchen Energieträger wir verwenden. Die Botschaft an die Infrastrukturinvestoren sollte aus meiner Sicht eine andere sein: Bereitet euch darauf vor, dass Europa im Jahr 2050 defossilisiert sein soll. Wir werden bereits ab 2030 eine massive Zunahme dieser Defossilisierungsverpflichtungen sehen, die in Form von

Grenzwerten oder durch Strafzahlungen gestaltet werden. Es wäre schön, wenn die Politik auch hier verlässliche Rahmenbedingungen setzt, damit die Unternehmen in der Lage sind, langfristige Entscheidung zu treffen und Investitionsfreigaben zu bekommen.

Im Kontext von Nord Stream 2 hören wir oft das Argument der Anhängigkeit von Russland. Dies ist meiner Meinung nach jedoch ein Missverständnis. Momentan ist Russland unser wichtigster Gaslieferant, das ist richtig. Wenn wir jedoch zukünftig über erneuerbare Energien reden, dann sind alle Anrainer, die freie Flächen und ein gutes erneuerbares Energieangebot im Portfolio haben, prädestiniert zu liefern. Wir haben in Europa die Möglichkeit, gemeinsam ein wirtschaftlich stabiles Beziehungsgeflecht zu entwickeln und damit auch eine geopolitische Stabilisierung zu erreichen bzw. aufrechtzuerhalten. Das alles darf man bei diesem ganzen System nicht vergessen.

Wir sollen uns immer vor Augen führen, dass wir über die Revolutionierung unserer gesamten energiewirtschaftlichen Beziehungen sprechen – mit allem, was dazugehört: Außen- und Steuerpolitik, geopolitische Maßnahmen, Friedenspolitik, Entwicklungshilfe etc. Dies alles wird davon beeinflusst. Die Diskussion um Nord Stream 2 und die LNG-Terminals bildet diese Komplexität nicht ab. Es spricht rein gar nichts dagegen, durch Nord Stream 2 grünes Gas bzw. grüne Energien zu transportieren. Über ein LNG-Terminal können ohne Weiteres verflüssigte grüne Gase angeliefert werden, wenn es dafür einen Markt gibt. Also richtet sich der Appell erneut an die Politik: Bitte gebt uns die Leitplanken, in denen sich die Unternehmen im wirtschaftlichen Wettbewerb positionieren und sachgerechte Entscheidungen treffen können.

Linke: Energie- oder auch Pipelineprojekte sind in der Regel Partnerprojekte, sie sind damit auch Friedensprojekte und sie werden zunehmend auch Entwicklungsprojekte werden, beispiels-

weise, wenn wir an die Erschließung neuer Regionen zur Wasserstoffbereitstellung denken.

Redaktion: Aber laufen wir nicht Gefahr, dadurch von möglicherweise politisch instabilen Regionen abhängig zu werden, etwa in Nordafrika?

Linke: Das ist zunächst eine Frage der Diversifizierung, man sollte immer ein Portfolio haben. Außerdem muss man stets bedenken: Es gibt auf beiden Seiten Interessen an einem Handel, und das ist das stabilisierende Element.

Diwald: Sie haben Recht, in Nordafrika gibt es momentan teilweise politisch instabile Regionen. Im Kontext der Wasserstoffproduktion haben wir aber die Chance, dort eine politische Stabilisierung herbeizuführen, indem Sonne und Wind transportierbar und vor allem handelbar werden. In diesem Zusammenhang möchte ich nochmal Russland als Beispiel nennen: Unabhängig von den bestehenden politischen Spannungen war Russland als Energielieferant immer zuverlässig – weil es eben ein gemeinsames Interesse gibt. Warum sollte dies also nicht auch mit Ländern in Nord- und Westafrika oder der Ukraine umsetzbar sein? Dies ist auch insofern realistisch, als Süd- und Osteuropa von einem Import über Pipelines aus diesen Regionen ebenfalls profitieren werden.

Redaktion: Herr Diwald, Sie haben das H2Global-Konzept bereits erwähnt – inwiefern kann dieses Projekt zu einer Dynamik des Markthochlaufs beitragen?

Diwald: Bisher hat der Erfolg der bestehenden Programme, z. B. das Reallaborprogramm, mit dem die Wasserstoffwirtschaft in Gang gebracht werden sollte, auf sich warten lassen. Das zugrundeliegende Fördersystem ist generell gut, allerdings sind die CapEx-Fördermittel beihilferechtlich, wettbewerbsrechtlich und kartellrechtlich begrenzt. Daneben gibt es aber auch die „Carbon Contracts for difference“-Idee, die insofern vernünftig ist, als kein Wirtschaftsteilnehmer bessergestellt wird, sondern nur die Differenzkosten zwischen der sauberen emissionsfreien Energie und der fossilen Energie ausgeglichen werden.

Genau auf diesem Ansatz basiert das H2Global-Konzept. Die Systematik garantiert die Gleichberechtigung der Marktteilnehmer und damit ist das gesamte System beihilferechtlich zulässig. Mit H2Global haben wir zum ersten Mal ein System entwickelt, das grüne Gase und Flüssigkeiten nachhaltig in die Märkte bringen kann. Deutschland kann hier eine Vorreiterrolle spielen, wir können Technologieführer werden. Und dies werden wir sicherlich nicht, wenn wir bis zur allerletzten Regulierung warten. Mit H2Global verfügen wir über die Möglichkeit, marktorientiert einen Hochlauf zu erzeugen. Dies hat zur Folge, dass bereits jetzt die notwendigen Investitionsentscheidungen getroffen werden können.

Das Konzept hat derzeit ein von der Bundesregierung bestätigtes Budget von 900 Mio. Euro für den deutschen ►

Quelle: SmirkDingo/stock.adobe.com

Import von grünem Wasserstoff oder daraus produzierten Derivaten. Wir stehen aber mit der Europäischen Kommission im engen Austausch, mit dem Ziel, H2Global mit weiteren Beträgen aufzustocken, um so in der Lage zu sein, den Wasserstoff mit einem größeren Skalierungsmaßstab in die Gaspipelines zu bekommen – immer unter der Prämisse, dass unsere Mitglieder alle wirtschaftlich agieren können.

Momentan wird die Industrie häufiger auch mal gescholten. Aber man muss auch konstatieren, dass zahlreiche Unternehmen in den letzten 20 Jahren massiv Geld in die Wasserstoffentwicklung investiert haben. Und dies, wohl gemerkt, nach dem Prinzip Hoffnung oder nur aufgrund der eigenen Überzeugung: ob es Automobilhersteller oder ob es Gasversorger oder Gasnetzbetreiber sind, die P2G-Projekte sehr frühzeitig ins Leben gerufen und ihre Erfahrungen damit gesammelt haben. Schlussendlich sollten wir so fair sein und uns vor Augen führen, dass es auch immer um Arbeitsplätze geht. Wenn wir Technologieführer werden wollen, dann brauchen wir sichere Arbeitsplätze. Und nur wenn wir dies auch garantieren können, können wir die Akzeptanz für die erneuerbaren Energien steigern. Nur mit Kosten und Verpflichtungen wird das nicht gehen – wohl aber mit einer durchdacht entwickelten und gut kommunizierten Perspektive.

INFORMATIONEN

H2Global – Wasserstoff-Energiepartnerschaften für Klimaschutz und Industriewachstum

Die Ausgestaltung des Förderprogramms H2Global erfolgt im Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung. Dem Förderprogramm liegt das H2Global-Konzept zugrunde, das von der Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) mit einem interdisziplinären Expertenteam und in Kooperation mit Industrie, Verbänden gemeinsam mit dem DWV entwickelt wurde. Das Förderprogramm zielt auf die effiziente Förderung eines Markthochlaufs von grünem Wasserstoff und wasserstoffbasierenden PtX-Produkten ab. Dabei bietet das Förderprogramm die in der Markteinführungsphase erstmalig erforderliche Investitionssicherheit für die beteiligten Marktteilnehmer.

H2Global

Gleichzeitig sollen durch das H2Global-Förderprogramm Wasserstoff-Energiepartnerschaften mit Ländern etabliert werden, die ein entsprechend großes Potenzial an einer langfristigen kostengünstigen und versorgungssicheren grünen Wasserstoffversorgung von Deutschland und der EU aufweisen. Neben den industrie- und energiepolitischen Aspekten finden somit geopolitische Auswirkungen auf eine zukünftige globale Wasserstoffwirtschaft Berücksichtigung.

Das Konzept sieht vor, Angebot und Nachfrage mit einem Doppelauktionsmechanismus zusammenzubringen. Die Abwicklung der Auktionen erfolgt über einen sogenannten Intermediär: die HINT.CO. Über diesen Intermediär wird es möglich sein, angebotsseitig langfristige Abnahmeverträge und nachfrageseitig kurzfristige Wiederverkaufsverträge abzuschließen.

Der Intermediär gleicht die bestehende Differenz zwischen Angebots- und Nachfragepreis über einen an den „Contracts for Difference“-Ansatz (CfD) angelehnten Fördermechanismus aus. Ziel ist es, Anreize für Investition in Grüne-Wasserstoff-Erzeugungskapazitäten im Ausland (und optional in Deutschland) sowie eine globale Wertschöpfungskette für grünen Wasserstoff zu schaffen. So kann einerseits der steigende inländische Bedarf an grünem Wasserstoff durch Importe mitabgedeckt und andererseits die deutsche Wirtschaft durch den Export erneuerbarer Energien- und Wasserstoffherstellungsanlagen gestärkt werden.

Redaktion: Herr Linke, basierend auf den Ausführungen von Herrn Diwald: Welche Geschäftsmodelle kann die Gaswirtschaft für sich eventuell auch neu entwickeln?

Linke: Die primäre Aufgabe der Gaswirtschaft ist die der Energieverteilung. Die Geschäftsmodelle basieren auf der Notwendigkeit, auch in den Endanwendungen zu dekarbonisieren. Das Modell muss hier sein, eine effiziente Energieverteilung bereitzustellen und alle technischen Hürden, die dem im Weg stehen, aus dem Weg zu räumen. Sprich: die H₂-Readiness des Netzes zu gewährleisten. Darüber hinaus können wir auch Impulse bei der Weiterentwicklung der Anwendungen geben. Die Gaswirtschaft arbeitet gemeinsam mit den Geräteherstellern an wasserstofftauglichen Endgeräten. Voraussichtlich im Jahr 2025 werden die Geräte so intelligent sein, dass sie sich selbst auf das jeweilige Gas-Wasserstoff-Gemisch einstellen können. So werden wir keine weiteren Aufwände im Zuge der Umstellung von Erdgas auf ein Wasserstoff-Erdgas-Gemisch bzw. perspektivisch auf reinen Wasserstoff haben.

Redaktion: Ich möchte nochmal auf die „Farbenlehre“ des Wasserstoffs zurückkommen. Woher kommt der Wasserstoff, den wir benötigen, und welche Farben hat er?

Linke: Wir sind uns einig, dass wir nicht genug grünen Wasserstoff in Deutschland herstellen können, um bis zum Jahr 2045 eine komplette Dekarbonisierung zu erreichen. Es ist schon

ambitioniert genug, den Stromsektor komplett zu dekarbonisieren, vom Molekularsektor ist dann erst mal überhaupt gar keine Rede. Eine Option ist, grünen Wasserstoff zu importieren, bevorzugt aus dem europäischen Umfeld, etwa aus Ländern wie der Ukraine, die auch entsprechende Agrarflächen haben. Denn: Grüner Wasserstoff lässt sich nicht nur aus Strom herstellen, sondern auch aus Biomasse.

Wir gehen aber davon aus, dass wir aus Gründen der Technologieoffenheit und der Preisgestaltung auch andere Farben sehen werden. Blauer Wasserstoff z. B. wird über einen gewissen Zeitraum günstiger hergestellt werden können als grüner. Zudem ist blauer Wasserstoff zunächst einmal nicht klimaschädlich, wenn das bei der Herstellung anfallende CO₂ entfernt wird. Es zählt also voll auf Klimaziele ein, allerdings ist man weiterhin von einem fossilen Energieträger abhängig – der übrigens noch 400 und mehr Jahre zur Verfügung steht. Wir sollten uns also gut überlegen, in welcher Geschwindigkeit wir auf reinen grünen Wasserstoff umstellen wollen. Diese Transformation muss vernünftig gestaltet werden. Hier brauchen wir nicht nur die Spiegelung der Herstellungskosten am Markt, sondern auch einen realistischen Blick auf die Transformationszeiten.

Ich möchte betonen: Wer versucht, alles gleichzeitig zu machen, also ambitionierte Klimaziele für das Jahr 2045 oder 2050 auszurufen und auch noch aus dem letzten fossilen Energieträger auszusteigen, der hat eine Mission impossible definiert! In Deutschland haben wir 2011 den Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen, was klimatechnisch aus meiner Sicht ein Fehler war; andere Länder gehen da einen anderen Weg. Der Ausstieg aus der Kohle kommt erschwerend dazu: Er ist sicherlich klimatechnisch richtig, aber er sorgt in der Kombination mit dem Atomausstieg für eine Anspannung der gesamten Situation. Wir werden einen Zusammenbruch des Energiesystems erleben, und zwar auch schon auf der Stromseite, wenn wir jetzt auch noch



Wer versucht, alles gleichzeitig zu machen, also ambitionierte Klimaziele für das Jahr 2045 oder 2050 auszurufen und auch noch aus dem letzten fossilen Energieträger auszusteigen, der hat eine Mission impossible definiert!

Prof. Dr. Gerald Linke



zu rasch aus dem Energieträger Erdgas aussteigen. Dazu gibt es klimatechnisch auch keine Notwendigkeit. Deswegen gilt: Die Transformation muss wohlndosiert sein. Und in diesem Zusammenspiel sind eben auch alle Farben zu tolerieren, sofern sie zu einer Emissionsreduktion beitragen.

Diwald: Ich habe großes Vertrauen in die erneuerbaren Energien. Und ich glaube, dass deren Ausbau relativ schnell gehen wird. Dazu tragen auch neue technologische Entwicklungen bei: Ich denke da z. B. an die Möglichkeit einer vollintegrierten Elektrolyse in einer 15-MW-Windkraftanlage. Dies sind Optionen, die gewaltige Mengen an Wasserstoff produzieren können. Der Ausbau der Technologien für grünen Wasserstoff sorgt auch dafür, dass deutsche Unter-

nehmen Aufträge im Anlagenbau erhalten. Das ist vielleicht eine eher patriotische Betrachtungsweise, aber ich glaube fest an unser Wirtschaftssystem. Daher präferiere ich Lösungen, die die heimische Industrie und die deutsche Wirtschaft stärken.

Redaktion: Wie bewerten Sie die vom Nationalen Wasserstoffrat empfohlene Studie als Grundlage für eine Roadmap zum Dekarbonisierung des Wärmemarktes und die Forderung an die Politik, bis zum Frühjahr 2022 keine Grundsatzentscheidung für oder gegen einen Wärmemarkt mit grünen Gasen/Wasserstoff zu treffen? Verlieren wir damit nicht erneut wertvolle Zeit?

Linke: Nein, wir verlieren keine wertvolle Zeit, die Entscheidung ist aus meiner Sicht mehr als richtig. Wir be-



Wir haben in Europa die Möglichkeit, gemeinsam ein wirtschaftlich stabiles Beziehungsgeflecht zu entwickeln und damit auch eine geopolitische Stabilisierung zu erreichen bzw. aufrechtzuerhalten.

Werner Diwald



ZUR PERSON

Prof. Dr. Gerald Linke

Prof. Dr. Gerald Linke ist Vorstandsvorsitzender des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches. Der promovierte Physiker arbeitete zunächst ab 1995 bei Ruhrgas, später im E.ON-Konzern. Dort leitete er u. a. im Segment Fernleitungstransport die Betriebsregion Nord und übernahm danach die Steuerung des Kompetenz-Centers Gastechnik und Energiesysteme, das die Gasforschung beheimatete. Dem schlossen sich Aufgaben als technischer Geschäftsführer der Kokereigasnetz-Ruhr GmbH an sowie die Verantwortung länderübergreifender Konzernprojekte zur Restrukturierung der Engineering-Einheiten. Im Jahr seines Wechsels an die Spitze des DVGW wurde Gerald Linke zudem zum Honorarprofessor der Ruhr-Universität Bochum berufen. Prof. Linke ist Kurator der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (PTB) und bundesdeutscher Verbandsvertreter in der Internationalen Gas-Union.

finden uns im Wahljahr und erleben derzeit eine sehr emotionale, aufgeheizte und unsachliche Debatte. Der Wärmemarkt mit 19 Mio. Kundinnen und Kunden und auch der Markt der Verteilnetze mit 1,6 Mio. gewerblicher Kunden bilden gemeinsam einen wesentlichen strategischen Faktor, wenn wir einen Aufbau der Wasserstoffwirtschaft initiieren und damit attraktiv für Importländer sein wollen. Die Studien, die dem Nationalen Wasserstoffrat vorgestellt wurden, haben ein sehr heterogenes Bild abgeliefert. Die Prognosen verschiedener Vorstudien variierten zwischen einer hohen Bedeutung des Wasserstoffs im Wärmemarkt und einer Marginalisierung durch die Annahme einer erhöhten

Elektrifizierung, basierend auf sehr unrealistischen Erneuerungsraten.

Daher hat der Wasserstoffrat hier beschlossen, Licht ins Dunkel zu bringen und eine Bottom-up-Kalkulation zu machen. Den Ansatz, deutsche Modellregionen durchzurechnen, um anhand der Ergebnisse den deutschen Wärmebedarf upscalen zu können und ein realistisches Bild zu erhalten, halte ich für genau den richtigen Schritt. Dafür sollten wir dem Nationalen Wasserstoffrat die Zeit bis zum Frühjahr 2022 geben. Dieser Rat ist ins Leben gerufen worden, um im gesellschaftlichen Konsens interessenübergreifend und guten Gewissens eine klare Empfehlung abzugeben.

Diwald: Dem kann ich mir nur anschließen.

Redaktion: Benötigen wir für die Zukunft nicht auch ein klar formuliertes Grüngasziel? Bis wann möchte die Gaswirtschaft klimaneutral sein bzw. werden?

Linke: Die Gaswirtschaft kann sich hier nur den politischen Vorgaben beugen, und diese sehen für das Jahr 2045 bzw. 2050 die Klimaneutralität vor. In diesem Zusammenhang haben wir in verschiedenen Papieren und Stellungnahmen unser Commitment formuliert. Wir benötigen nun ordnungsrechtlich den entsprechenden Lösungsraum, ansonsten kann die Gaswirtschaft nicht liefern. Mit der Anpassung des Energiewirtschaftsgesetzes in Bezug auf Wasserstoff ist eine Tür bereits geöffnet worden. Wir wünschen uns aber, dass diese Tür noch weiter aufgestoßen wird. Fakt ist: Die Gaswirtschaft steht hinter den Klimazielen, sie hat aber darauf hingewiesen, welche Korrekturen vorgenommen werden müssten. Dies kann durchaus ein noch zu definierendes Etappenziel mit einer Grüngasquote sein – oder anders gesagt: mit einem CO₂-Äquivalent. Grundlage dafür wäre eine Roadmap, die den Carbon Footprint des in der Bundesrepublik konsumierten Gases ausgehend vom heutigen Profil durch H₂-Beimischung und dann durch stetig steigende Wasserstoffanteile bis zum Klimaneutralitätszeitpunkt immer weiter verbessert. Das wäre ein klares politisches Zeichen und sehr hilfreich.

Diwald: Ich befürworte auch keine energetische Quote, sondern eine Treibhausgas-Minderungsquote, also eine Verpflichtung, die sowohl im Einklang steht mit dem angestrebten Klimaneutralitätsziel als auch mit realistischen

ZUR PERSON

Werner Diwald

Werner Diwald hat über 30 Jahre Berufserfahrung im Bereich der Energiewirtschaft und vertritt seit Mai 2014 als Vorstandsvorsitzender den Deutschen Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband (DWV). Seit November 2016 vertritt er zudem als Vorstandsmitglied die europäischen Wasserstoffmitgliedsverbände in Hydrogen Europe, dem europäischen Wasserstoffspitzenverband. Diwald war vor seiner Tätigkeit beim DWV Mitglied im Vorstand der ENERTRAG AG und verantwortlich für die internationale Projektentwicklung von Windfarmen, Technologieentwicklung und Anlagenbau im Bereich Wasserstoff. Werner Diwald ist darüber hinaus unter anderem Mitglied im zivilgesellschaftlichen Beirat der Kopernikus-Projekte für die Energiewende, im Steering Committee des Fraunhofer Clusters of Excellence (CoE) „Integrierte Energiesysteme“ und in der Bundesfachkommission „Energiepolitik“.

Hochlaufphasen. Dann kann theoretisch jeder Marktteilnehmer nach den Gesetzen der sozialen Marktwirtschaft über Optionen und Maßnahmen entscheiden. Kleinere Etappenziele auf dem Weg dorthin sind sicher hilfreich. So erreichen wir Investitionssicherheit für alle, in meinen Augen wäre das ein marktwirtschaftlich vernünftiges System.

Wir sollten auch berücksichtigen, dass wir mit der deutschen Politik nur Pfade und Ziele erarbeiten, die auch im Einklang mit EU-Zielen stehen. Dazu sollten wir alle Menschen in Europa mitnehmen. Und dies erreichen wir aus meiner Sicht nur, wenn wir Deutschen auch wieder etwas mehr Mut haben und nicht primär immer nach Brüssel schauen. Wir sind eines der größten und wirtschaftlich erfolgreichsten Mitglieder und insofern in der Lage, auch einfach mal einen gewissen Fußabdruck im wörtlichen Sinne zu hinterlassen und zu sagen: Wir haben die Erfahrungen, wir haben viele Unternehmen, die in viele tolle Pilotprojekte investiert haben. Und wir haben die Erkenntnis, das Know-how und entsprechende Vorschläge. Wie wäre es, wenn



Den Ansatz des Nationalen Wasserstoffrats, deutsche Modellregionen durchzurechnen, um anhand der Ergebnisse den deutschen Wärmebedarf upscalen zu können und ein realistisches Bild zu erhalten, halte ich für genau den richtigen Schritt.

Prof. Dr. Gerald Linke



wir diese Erfahrungen als Basis für den gemeinsamen Aufbau einer europäischen Wasserstoff-Union nutzen? Wir sollten uns insgesamt deutlich stärker einbringen, um gemeinsam von den wirtschaftlichen Chancen einer globalen erneuerbaren Wasserstoffwirtschaft zu profitieren.

Redaktion: Herzlichen Dank für das Gespräch!




SEWERIN
Technologien für die Lecksuche.

EX-TEC® PM 580

**Zertifizierte Funktionssicherheit
im Einsatzfall Prüfung Bauwerk**

**Gaswarnen und Gasspüren
in einem zertifizierten
Einsatzfall!**

NEU

» Es ist volkswirtschaftlich sinnvoll, Wasserstoff im Wärmemarkt einzusetzen! «

Ausgabe 09/2021

Wasserstoff als Challenge: Die Initiative H2vorOrt hat es sich zur Aufgabe gemacht, ein Zielbild für eine zukünftige bundesweite regionale und sichere Versorgung mit klimaneutralen Gasen auszugestalten. Die Redaktion hat mit **Florian Feller, Leiter Klimastrategie und politische Arbeit der erdgas schwaben gmbh und Vorsitzender der Initiative H2vorOrt**, über Details des Zielbildes und daraus abgeleitete Herausforderungen und Handlungsoptionen gesprochen.

Redaktion: Herr Feller, welche Ziele verfolgt die Initiative H2vorOrt?

Florian Feller: Die Partnerunternehmen von H2vorOrt haben die Initiative Anfang 2020 aus drei Gründen ins Leben gerufen: dem Bekenntnis zu den Pariser Klimaschutzzielen, der Versorgungsaufgabe, die sie für die Bevölkerung, das Gewerbe und die Industrie wahrnehmen, sowie der Chance, die sie in Wasserstoff und anderen klimaneutralen Gasen sehen, um Klimaneutralität bei gesicherter Energieversorgung zu erreichen. Die Partner von H2vorOrt beabsichtigen daher, die einhundertprozentige technische H₂-Readiness ihrer Gasverteilnetze oder weitere lokalspezifische Lösungskonzepte – z. B. die Versorgung mit anderen klimaneutralen Gasen wie Biomethan – bis spätestens zum Jahr 2040 flächendeckend herzustellen. Dazu nehmen die Partnerunternehmen ihre gesellschaftliche und umweltpolitische Verantwortung voll wahr und geben ihr Bestes, die gemeinsame Aufgabe eines klimaneutralen Deutschlands und Europas zum Erfolg zu führen.

Redaktion: Vor welchen wesentlichen Herausforderungen stehen Sie auf dem Weg in Richtung Klimaneutralität?

Feller: Deutschland verbraucht gegenwärtig ca. 3.500 Terawattstunden (TWh) Primärenergie, um rund 2.500 TWh Endenergie zu decken. Von diesen 3.500 TWh sind bislang nur etwa 15 Prozent klimaneutral. Die übrigen 85 Prozent werden noch durch konventionelle Energieträger gedeckt. Diese gewaltige Energiemenge – das entspricht etwa der Menge an Energie, die Spanien, Portugal und die Niederlande zusammen im Jahr 2019 verbraucht haben – müssen wir bis

2045 durch klimaneutrale Energie ersetzen und, sofern möglich, auch im Verbrauch reduzieren. Der deutsche Strombedarf wird aktuell zwar bereits zu ca. 50 Prozent aus erneuerbaren Energien gedeckt, aber der Ausbau der Erneuerbaren verlangsamt sich momentan. Auf den Stromsektor entfällt überdies mit ca. 500 TWh nur ein Fünftel des Endenergiebedarfs. Daher ist es von großer Bedeutung, den Rest des Endenergiebedarfs – die molekülbasierte Energie – durch die Versorgung mit klimaneutralen Molekülen (wie z. B. klimaneutralem Wasserstoff) schnell und im großen Stil voranzubringen.

Hinzu kommt, dass im Gegensatz zur konventionellen Stromerzeugung die Erzeugung von erneuerbarem Strom stark volatil ist, da sie von Sonneneinstrahlung und Windstärke abhängt. Die notwendigen Ausgleichsmaßnahmen wie Speicher oder Gas- bzw. H₂-Back-up-Kraftwerke zu schaffen, um hier die gesicherte Versorgung weiter aufrechtzuerhalten, wird eine anspruchsvolle Aufgabe.

Weitere große Herausforderung ist auch die Wahl der geeigneten politischen Instrumente, um die Transformation des Energiesystems anzustoßen, die hierfür notwendige Akzeptanz in der Gesellschaft zu schaffen und das Ganze letztendlich zum Erfolg zu führen. So wichtig der CO₂-Preis auch ist – er erzielt erst spät eine relevante Lenkungswirkung. Deshalb brauchen wir ergänzende Instrumente, die die Transformation frühzeitig, geplant und kontinuierlich ermöglichen. Hierbei ist insbesondere auch auf die Sozialverträglichkeit und Wettbewerbsfähigkeit zu achten.

Redaktion: Wie sieht der Transformationspfad der Initiative in die Klimaneutralität konkret aus?

Feller: Die Energiewende findet in den Kommunen, den Haushalten und den Betrieben statt. Dementsprechend muss auch die Transformation des Gasnetzes auf die Bedürfnisse vor Ort abgestimmt sein. Bei H2vorOrt beginnt die Planung in den Verteilnetzen – im Dialog mit den Kommunen und den Verbraucherinnen und Verbrauchern, aber auch Erzeugern wie Biomethananlagen- oder lokalen Wasserstoffanlagenbetreibern. Es wird stets die beste Lösung für den jeweiligen Netzabschnitt gesucht. In Abstimmung mit der Entwicklung der überregionalen Versorgung mit klimaneutralen Gasen durch den entstehenden Wasserstoff-Backbone der Fernleitungsnetzbetreiber ergibt sich so eine robuste Transformationsplanung. Wir werden dies mit dem sogenannten Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP) sicherstellen, der sowohl den beschriebenen Bottom-up- als auch den Top-down-Ansatz beinhaltet.

Redaktion: Was genau ist der Gasnetzgebiets-transformationsplan? Wie ist der Stand bei der Umsetzung des Plans?

Feller: Der GTP ist ein deutschlandweit konsolidierter Plan von Einzelplanungen zur Herstellung der H₂-Readiness der Netze der jeweiligen Netzbetreiber. Er soll als Klammer um die Bottom-up-Planung der Transformation vor Ort die Gesamttransformation der deutschen Gasverteilnetze abbilden und koordinieren. Gegenwärtig arbeiten wir an einem Leitfaden für die

INFORMATIONEN

H2vorOrt – Wasserstoff über die Gasverteilnetze für alle nutzbar machen

In der Initiative H2vorOrt haben sich mittlerweile 37 Projektpartner aus dem Gasverteilnetzbereich mit dem DVGW und dem VKU zusammengeschlossen, um der Frage nachzugehen, wie sich eine regionale und sichere Versorgung mit klimaneutralen Gasen in Zukunft bundesweit konkret umsetzen lässt. Die Partner gehen davon aus, dass eine 100-prozentige Versorgung mit Wasserstoff über die Verteilnetze technisch möglich und sinnvoll ist. Ziel der Initiative ist es, die Transformation der Gasverteilnetze zu einer klimaneutralen Gasversorgung konkret und zeitnah anzugehen.

Wollen Sie über Neuigkeiten von H2vorOrt auf dem Laufenden bleiben? Schauen Sie auf www.H2vorOrt.de vorbei und folgen Sie H2vorOrt auf:

- Twitter (@H2vorOrt, www.twitter.com/h2vorort)
- LinkedIn (@H2vorOrt, www.linkedin.com/company/h2vorort)
- Xing (www.xing.com/pages/h2vorort)

standardisierte Erstellung der Unternehmens-einzelplanungen.

Redaktion: Wie läuft die Koordination der Projektpartner ab? Setzt jeder dieser Partner einzelne Maßnahmen eigenverantwortlich um oder gibt es Zusammenarbeit auf verschiedenen Ebenen?

Feller: Die Planungen müssen letztlich durch die einzelnen Unternehmen selbst erstellt werden, hier werden ja für das Unternehmen grundlegende und richtungsweisende Entscheidungen getroffen. Gleichzeitig wird in H2vorOrt ein gemeinschaftliches Verständnis geschaffen und es werden Wissen und Erfahrungen gebündelt und zur Verfügung gestellt. So wollen wir Hürden abbauen und Best Practices identifizieren. Die Unternehmen arbeiten für sich, aber auch gleichzeitig gemeinschaftlich und gut vernetzt am großen Ganzen.



Wir benötigen ein stabiles, resilientes System mit Netz und doppeltem Boden – mit mehr als nur einer Option der Dekarbonisierung.



Florian Feller



Quelle: privat



Der Einsatz grüner Gase in bestehenden Gasinfrastrukturen belastet insbesondere Gebiete mit geringem Einkommen finanziell weniger als eine reine Elektrifizie- rung mit Wärmepumpen.



Florian Feller

Redaktion: Einige Akteure setzen sich für eine vollständige Elektrifizierung des Wärmemarktes ein. Wie bewerten Sie diese Herangehensweise?

Feller: Natürlich wird es mehr direkte Stromnutzung im Wärmesektor geben, insbesondere im Neubau. Heutzutage liegt der Anteil von Stromheizungen jedoch gerade einmal bei ca. 5 Prozent der Wohnungen. Eine vollständige Elektrifizierung würde aus unserer Sicht das Erreichen der Klimaneutralität extrem erschweren und vor allem sehr teuer machen. Denn eines ist klar: Für die Dekarbonisierung des Wärmemarkts muss sowohl der bauphysikalische Zustand des Gebäudebestands als auch die realistisch erreichbare Sanierungsleistung berücksichtigt werden. Die meisten Bestandsgebäude sind heute ohne signifikante Sanierungsmaßnahmen nicht für den Einsatz einer Wärmepumpe geeignet. Gleichzeitig liegt die Sanierungsrate seit Jahren bei ca. einem Prozent. Der Einsatz klimaneutraler Gase entkoppelt die Dekarbonisierung von der Sanierungsleistung – im Idealfall wird die H₂-Readiness sogar durch den altersbedingten Regeltausch des Heizgeräts erreicht. Zudem wird es für das Stromsystem

außerordentlich schwer werden – sofern das überhaupt erreichbar ist –, in Zeiten kalter Temperaturen und eines niedrigen EE-Stromangebots die gewaltigen Energiemengen für den Wärmemarkt bereitzustellen. Für solche leistungsseitigen Schwankungen in den Energiemengen sind aktuell nur die Gas- und Fernwärmenetze ausgelegt. Über sie werden daher aktuell auch über 60 Prozent aller Wohnungen in Deutschland mit Wärme versorgt.¹

Gleichzeitig lesen wir immer wieder Studien, in denen in mathematischen Modellen unter spezifischen, kaum variablen Rahmenbedingungen derartige „all electric“-Szenarien untersucht werden. Solche Modellierungen sind meist wie ein Kartenhaus oder ein Jenga-Turm aus Annahmen: Sie können damit erstaunliche Höhen erreichen. Wenn jedoch gewisse Rahmenbedingungen nicht eintreten, bricht das Gebilde in sich zusammen. Wer nur auf einem Bein – also Strom – steht, der steht wackelig.

Daher ist es wichtig, zwischen derartigen Punktmodellierungen und robusten Strategien, die wir sowohl tech-

nisch als auch praktisch implementieren können, zu unterscheiden. Wir benötigen ein stabiles, resilientes System mit Netz und doppeltem Boden – und mit mehr als nur einer Option der Dekarbonisierung. Deshalb ist die Versorgung und die Transformation sowohl über klimaneutrale Elektronen als auch über klimaneutrale Moleküle wie Wasserstoff oder Biomethan so wichtig. Uns wird in den nächsten Jahren vieles gelingen, einiges jedoch auch nicht. Und das darf nicht dazu führen, dass die Versorgung der Menschen und Betriebe nicht mehr gesichert ist oder die Klimaneutralität nicht erreicht wird.

Redaktion: Um die weitgehende H₂-Readiness zu erreichen, sind unterschiedliche Ertüchtigungen des Gasnetzes notwendig. Welche konkreten Maßnahmen sind hier vorgesehen?

Feller: Glücklicherweise besteht der Rohrkörper im Verteilnetz fast vollständig aus Kunststoff oder niedrig legierten Stählen; er ist somit wasserstofftauglich. Es gibt jedoch auch Komponenten, an denen teilweise etwas getan werden muss, so z. B. im oberirdischen Bereich bei Gas-Druckregel- und -Messanlagen. Da die Gasnetze laufend ertüchtigt und Komponenten lebensdauerbedingt getauscht werden, ist es wichtig, so schnell wie möglich nur noch zu 100 Prozent H₂-taugliche Komponenten zu verbauen. Dies wird auch von immer mehr Versorgern umgesetzt.

Gleichzeitig wird auf Basis der gegenwärtig laufenden Material- und Komponentenuntersuchungen das Delta zur Herstellung einer hundertprozentigen H₂-Readiness zunehmend spezifiziert. Der DVGW schafft in seinem Regelwerk zudem aktuell die technischen Voraussetzungen für die Infrastrukturtransformation. Noch in diesem Jahr wird er wesentliche Schlüsselfragen zur Genehmigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme und zum Betrieb von Gasverteilnetzen und Geräten im Kontext Wasserstoff beant-

¹ Weitere ca. 25 Prozent werden mit Heizöl beheizt, gute 6 Prozent mit Holz oder Kohle.

worten. Mehrere Kernregelwerke sind bereits erschienen oder in der sogenannten Gelbdruckphase. Dies ermöglicht den Start der Planungen und erste Pilotprojekte vor Ort.

Zeitgleich wird die umfassende Überarbeitung des gesamten gasfachlichen Regelwerkes in Angriff genommen und mit zusätzlichen Ressourcen beschleunigt. Parallel laufen die Arbeiten im DVGW, um eine Art H₂-ready-Siegel zu erstellen, was auch auf den Leitungsbestand angewendet werden kann.

Redaktion: Inwiefern tragen die Maßnahmen der Initiative dazu bei, dass die Wärmewende mittel- und langfristig bezahlbar bleibt?

Feller: Neben Vorteilen bei den systemischen Kosten, die letztlich auch wieder bei den Bürgerinnen und Bürgern ankommen und durch die Nutzung bestehender Infrastruktur deutlich gemindert werden, gibt es auch Effekte direkt bei den Verbraucherinnen und Verbrauchern. So hat der Digital Energy Twin der Stadt Essen – eine Studie, die im Versorgungsgebiet des H2vorOrt-Partnerunternehmens Stadtwerke Essen GmbH gemeinsam mit der E.ON AG durchgeführt wurde – gezeigt, dass der Einsatz grüner Gase in bestehenden Gasinfrastrukturen insbesondere Gebiete mit geringem Einkommen finanziell weniger belastet als eine reine Elektrifizierung mit Wärmepumpen.

Redaktion: Warum sollte der Energieträger Wasserstoff für alle nutzbar gemacht werden?

Feller: Staatlich verordnete Vorgaben oder die Zuweisung von bestimmten Gütern oder Dienstleistungen an ausgewählte Sektoren haben noch nie gut funktioniert. Hier sollten wir anwendungsorientiert verfahren, es allen Sektoren grundsätzlich gleichermaßen ermöglichen und es am Ende dem Markt und dem Wettbewerb überlassen, wo der Wasserstoff zum Einsatz kommt. Im Bereich der Wärme haben wir den Vorteil, dass es auch volkswirtschaft-

lich sinnvoll ist, Wasserstoff einzusetzen, da hier die sogenannten CO₂-Vermeidungskosten im Vergleich zu anderen Sektoren – wie etwa dem Verkehrssektor – gering ausfallen.²

Redaktion: Inwieweit gewährleistet der Fahrplan der Initiative H2vorOrt sowohl die Dekarbonisierung der Industrie als auch die sukzessive Dekarbonisierung anderer Gewerbe und der Wärmeversorgung der Haushalte? Ist ein paralleler Markthochlauf in Industrie und Wärmemarkt aus Ihrer Sicht überhaupt realistisch?

Feller: In Deutschland sind ca. 700 Industrieunternehmen direkt an die Gasfernleitungen angeschlossen. Der überwiegende Teil der deutschen Industrie, des Mittelstands und des Gewerbes – das sind ca. 1,6 Mio. Kunden – wird über die Gasverteilnetze versorgt und befindet sich somit im gleichen Netzabschnitt wie die Wohnhäuser, die das Gas für die Wärmeversorgung nutzen. Eine getrennte Versorgung zwischen Industrie und Haushalten ist daher also nicht realistisch. Eine vollständig separate Parallelversorgung aufzubauen, ist zudem weder wirtschaftlich noch in der gegebenen Zeit sinnvoll machbar. Vor diesem Hintergrund stellt sich bei uns auch nicht die Frage, ob der eine Sektor oder der andere in den Genuss von Wasserstoff kommen soll. Wir werden zwangsläufig einen gemeinsamen Hochlauf in der Versorgung von Wasserstoff bekommen.

Redaktion: Ende des Monats wird der neue Deutsche Bundestag gewählt. Welche Handlungsempfehlungen möchten Sie der neuen Bundesregierung mit auf den Weg geben?

Feller: Wir haben im Rahmen unserer Veröffentlichung vom Herbst 2020 konkrete Handlungsempfehlungen an die Politik gegeben, die wir auch der kommenden Bundesregierung ans Herz legen wollen. Es muss ein Ziel für klimaneutrale Gase politisch definiert und gesetzlich verankert werden, an

dem sich die Weiterentwicklung und Transformation der Gasnetze ausrichten kann. So entsteht auch die notwendige Nachfragesicherheit für den gewünschten Markthochlauf.

Auch das Thema Regulierung ist für uns von großer Bedeutung. Bei der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes wurde in der laufenden Legislaturperiode eine Chance verpasst und wertvolle Zeit vertan, um bereits heute die Transformation im Rahmen der regulären Netzertüchtigung anzugehen. Wir begrüßen jedoch den Vorstoß aus der Mitte des Bundestages, dass das Bundeswirtschaftsministerium nunmehr gesetzlich dazu verpflichtet wurde, bis Ende 2022 ein Konzept vorzulegen, das sich am übergeordneten Ziel einer gemeinsamen Regulierung und Finanzierung der Gas- und Wasserstoffnetze orientiert.

Neben Netzertüchtigung und Regulierung dürfen auch die Bürgerinnen und Bürger nicht vergessen werden: Um zeitnah Klimawirkung zu entfachen, müssen insbesondere auch die Verbraucher unterstützt werden und die frühzeitige Nutzung klimaneutraler Gase und die hierfür ggf. notwendigen Heizungsertüchtigungen der Verbraucher – Stichwort H₂-Readiness – finanziell gefördert werden. Dies sollte u. a. aus der auf Gas erhobenen CO₂-Bepreisung erfolgen.

Und nicht zuletzt sollten wir die Aufgaben, die wir uns mit der Nationalen Wasserstoffstrategie gesetzt haben, konsequent weiterverfolgen und zum Ziel bringen. Mit einem ambitionierten Hochlauf des Einsatzes von Wasserstoff und anderen klimaneutralen Gasen in allen Sektoren haben wir eine große Chance, relevante Mengen fossiler Energie mit geringem strukturellem Aufwand zu ersetzen. Dafür sollten wir klare politische Weichen stellen.

Redaktion: Herr Feller, herzlichen Dank für das Gespräch!

² vgl. frontier economics (2021): „Wasserstoff zur Dekarbonisierung des Wärmesektors“ im Auftrag des DVGW

» Mit der Klimaschutz-Modellregion Sauerland entsteht das Energiesystem der Zukunft! «

Ausgabe 05/2022

Die Redaktion im Gespräch mit Dr. Andreas Breuer, Leiter Wasserstoff der Westnetz GmbH, über die Umsetzung des Projektes „HydroNet – Klimaschutz-Modellregion Sauerland“, die unterschiedlichen Technologiepfade zur Wasserstoffproduktion und die Voraussetzungen, um bereits in wenigen Jahren mit einer Wasserstoffversorgung beginnen zu können.

Redaktion: Herr Dr. Breuer, wo stehen wir in Deutschland im Hinblick auf den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft Ihrer Einschätzung nach? Was muss geschehen, um hier zielgerichtet und mit deutlich höherem Tempo weiter voranzukommen?

Dr. Andreas Breuer: Um den Markthochlauf zu beschleunigen, sehe ich insgesamt vier Punkte, die intensiv bearbeitet werden müssen: Zunächst geht es um die Laufzeit der Genehmigungsverfahren. Ein Beispiel: Mit dem Quartiersprojekt „SmartQuart“ haben wir

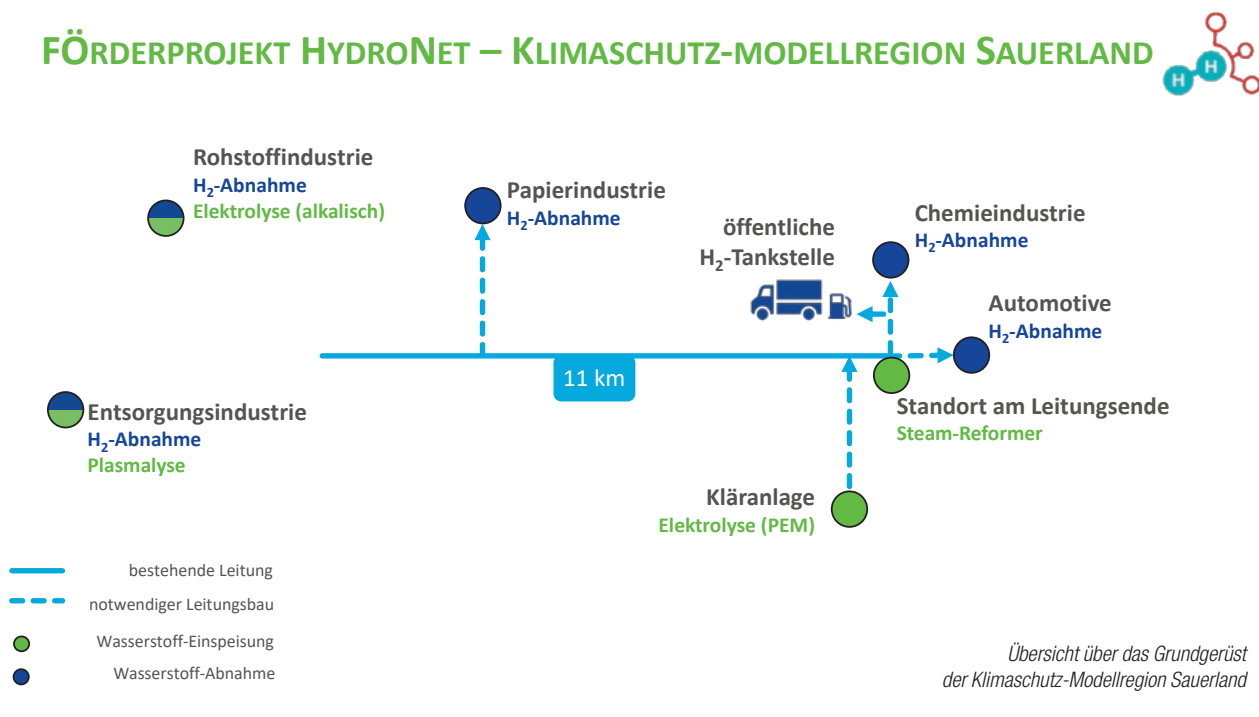
im Jahr 2019 das erste deutsche Real-labor gestartet – jetzt befinden wir uns im Jahr 2022 und uns liegen noch immer nicht alle Genehmigungen vor. Wir benötigen unbedingt schlankere, effizientere und insgesamt deutlich kürzere Prozesse.

Weiterhin brauchen wir deutlich größere Mengen an erneuerbaren Energien und einen ambitionierteren Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft. Und wir sollten dabei nicht nur grünen Wasserstoff nutzen, weil das die Einsatzmöglichkeiten wegen der geringen Verfügbar-

keit in den kommenden Jahren deutlich reduzieren würde, sondern als Brücke auch „bunten“ einsetzen. Dieser dürfte in der Produktion auch günstiger sein. Denn: Die Strompreise steigen weiter und diese Entwicklung erschwert es, Projekte, die zu einem Markthochlauf beitragen, wirtschaftlich zu betreiben. Wir müssen also die Bezahlbarkeit von Projekten zur Unterstützung der Energiewende aufrechterhalten, um wettbewerbsfähig zu bleiben.

Beim Thema Bezahlbarkeit spielen, drittens, auch sogenannte Carbon Contracts

FÖRDERPROJEKT HYDRONET – KLIMASCHUTZ-MODELLREGION SAUERLAND





Aus meiner Sicht können wir nicht direkt alle Sektoren und Segmente mit grünem Wasserstoff versorgen, dazu fehlt schlichtweg die Menge.



als Energiespeicher dienen soll. Wir haben das Projekt ganz bewusst Klimaschutz-Modellregion genannt und nicht etwa „Wasserstoffprojekt Sauerland“ – u. a. deshalb, weil wir zeigen wollen, wie sich eine Region nachhaltig in Bezug auf die Klimaschutzziele entwickeln kann.

Redaktion: Wie ist die Resonanz der beteiligten Unternehmen und Partner?

for Difference eine wichtige Rolle. Auf die warte ich händeringend. Dabei verpflichtet sich der Staat, einen bestimmten CO₂-Preis zu garantieren, um so das unternehmerische Risiko von Investitionen in treibhausgasarme beziehungsweise treibhausgasneutrale Produktionen zu reduzieren.

Viertens benötigen wir Brückentechnologien. Aus meiner Sicht können wir nicht direkt alle Sektoren und Segmente mit grünem Wasserstoff versorgen, dazu fehlt schlichtweg die Menge. Daher ziehen wir neben der Erzeugung von grünem Wasserstoff auch andere Möglichkeiten der Wasserstoffherstellung in Betracht und zeigen das im Projekt HydroNet in Arnsberg.

Redaktion: HydroNet ist genau das passende Stichwort: Welche Ziele verfolgen Sie mit der Klimaschutz-Modellregion Sauerland?

Dr. Breuer: Mit der Klimaschutz-Modellregion Sauerland entsteht aus unserer Sicht das Energiesystem der Zukunft. Gemeinsam mit unseren Partnern ist unser Ziel, die Region um Arnsberg über den Einsatz moderner Wasserstofftechnologien klimaneutral zu machen. Das heißt: In den kommenden Jahren sollen dafür Industrie, mittelständische Unternehmen und auch der Mobilitätsbereich in die Nutzung von Wasserstoff einsteigen. Kern des Projektes ist eine elf Kilometer lange Erdgasleitung, die auf den Betrieb von Wasserstoff umgestellt werden und so

INFORMATIONEN

Carbon Contracts für Difference (CCfD)

Contracts for Difference (Differenzverträge) sind ursprünglich ein Produkt aus der Finanzwelt. Sie dienen dazu, schwankende Preise abzusichern, beispielsweise für Aktien oder Rohstoffe. Dafür wird zwischen Verkäufer und Käufer ein Preis (strike price) für ein bestimmtes Produkt zu einem bestimmten Zeitpunkt vereinbart. Liegt zu diesem Zeitpunkt der vereinbarte Preis unter dem momentanen Marktpreis, muss der Käufer die Differenz zwischen vereinbartem Preis und Marktpreis an den Verkäufer bezahlen. Liegt der Marktpreis über dem strike price, verhält es sich genau andersherum: Der Verkäufer muss die Differenz an den Käufer bezahlen. Mit diesem Instrument lassen sich Investitionsrisiken recht gut abfedern.

Aber nicht nur unsichere Preisentwicklungen lassen sich mit diesem Mechanismus absichern; auch neue Technologien können so wettbewerbsfähig gemacht werden. Sogenannte Carbon Contracts for Difference (CCfD) können genutzt werden, um treibhausgasneutrale Produktionsprozesse zu unterstützen. Diese sind meist teurer als der Einsatz herkömmlicher Technologien, aber mit Blick auf die Dekarbonisierung der Industrie dringend notwendig. Die von der Bundesregierung beschlossene Wasserstoffstrategie sieht u.a. auch vor, dass CCfDs im Rahmen eines Pilotprogramms mit Unternehmen der energieintensiven Industrie genutzt werden. Mit CCfDs erhalten die Unternehmen Investitionssicherheit und gleichzeitig Anreize, die versprochenen CO₂-Minderungsziele auch wirklich zu erreichen. Die Carbon Contracts for Difference sind deshalb ein wichtiges Instrument, um klimafreundlichen Verfahren in der industriellen Produktion zur Marktreife und zum Marktdurchbruch zu verhelfen.

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

Dr. Breuer: In den vergangenen Monaten habe ich in vielen Gesprächen gelernt, dass Unternehmen sich schon sehr intensiv mit dem Thema Wasserstoff auseinandersetzen – und dies sowohl aus eigener Initiative als auch getrieben von den Wünschen der Kunden. Diese fragen inzwischen nach Produkten, die perspektivisch CO₂-neutral hergestellt werden, beispielsweise im Automobilzulieferbereich. Nun stehen die Unternehmen aber vor der Herausforderung,

die theoretischen Pläne ins reale Leben transferieren zu müssen. Und genau da sehe ich unserer Aufgabe als Westnetz. Wir unterstützen die gesamte Region und sagen: Wir starten mit dem Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur und können euch als Unternehmen an diese Infrastruktur anbinden. Mehr noch: Die Entwicklung der Region um Arnberg in Bezug auf Klimaneutralität dient auch als Blaupause für andere Regionen. Ein Beispiel ist der Nachbarkreis Soest: Dort ist man bereits auf uns aufmerksam geworden und denkt darüber nach, Teile des Projekts zu übernehmen.

INFORMATIONEN

Die Klimaschutz-Modellregion Sauerland

Ziel des Projekts ist, die Region Arnberg über den Einsatz moderner Wasserstofftechnologien klimaneutral zu machen. In den kommenden Jahren sollen dafür Industrie, mittelständische Unternehmen und der Mobilitätsbereich in die Nutzung von Wasserstoff einsteigen. Kern der Klimaschutz-Modellregion Sauerland ist eine elf Kilometer lange Erdgasleitung, die auf den Betrieb von Wasserstoff umgestellt und damit auch als Energiespeicher dienen soll. Das Konzept beinhaltet sämtliche Elemente moderner Wasserstofftechnologien, die in Verbindung mit bereits vorhandenen Erdgasleitungen direkt einsetzbar sind: die örtliche Verteilnetzinfrastruktur, Energiespeicher, Wasserstoffherzeugung, Wasserstoffmobilität, Prozessgase für die ansässige mittelständische Industrie, Wärme für Privatkunden und die Anbindung an eine größere Wasserstoff-Fernleitung, die in das benachbarte Ruhrgebiet führt.

Die Umsetzung des Modellprojekts verteilt sich über mehrere Stufen. Zunächst soll die elf Kilometer lange Gas-Hochdruckleitung zwischen Arnberg und Eisborn auf den Betrieb von Wasserstoff umgestellt werden. Die Leitung verfügt über ein Speichervermögen von rund 150 Megawattstunden und ist Teil eines früheren überregionalen Transportnetzes. Das Speichervolumen ist ausreichend, um beispielsweise 1.000 moderne Einfamilienhäuser an einem kalten Wintertag mit nachhaltiger Energie zu versorgen. Ein Gutachten des TÜV Nord hat bereits die Möglichkeit einer Umstellung auf den Betrieb mit reinem Wasserstoff grundsätzlich bestätigt.

Die Nutzung von Wasserstoff spielt eine entscheidende Rolle bei der Dekarbonisierung industrieller Prozesse in der Klimaschutz-Modellregion Sauerland. Potenzielle Abnehmer sind klein- und mittelständische Unternehmen aus Arnberg, Fahrzeuge zur Müllentsorgung und für den öffentlichen Personennahverkehr sowie Privathaushalte aus einem nahe der Wasserstoffleitung gelegenen Wohngebiet. Hier käme Wasserstoff im Wärmebereich zum Einsatz.

Bereits heute gibt es im Sauerland eine starke Nachfrage von Energieerzeugern, neue Windkraftanlagen an das Stromverteilnetz anzuschließen. Zugleich sind in zahlreichen Städten und Gemeinden die Strom- und Gasleitungen sehr gut vernetzt. Der absehbar hohe Zuwachs im Bereich der Windenergie bildet damit die Grundlage für weitere Kopplungspunkte von Strom und Gas im Sauerland. Darüber hinaus gibt es Überlegungen, zusätzlich eine Biomasseanlage zu errichten.

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

Redaktion: Apropos Projekt: Ich habe mich ein wenig auf Ihrer Webseite umgeschaut: Ihr Unternehmen beschreibt seinen Auftrag mit dem Satz „Wir bei Westnetz gestalten die Energiewende aktiv mit – durch den zukunftsorientierten Aus- und Umbau der Infrastruktur“. Was bedeutet Letzteres konkret hinsichtlich des Aufbaus einer allgemeinen H₂-Infrastruktur?

Dr. Breuer: Hier sind zwei Aspekte maßgeblich, die wir parallel verfolgen: Wir gehen zunächst intensiv der Frage nach, inwieweit unsere Infrastruktur wasserstofftauglich – oder neudeutsch: H₂-ready – ist. Dazu haben wir intensive Untersuchungen vorgenommen. Im Ergebnis wissen wir recht genau, welche Materialien tauglich sind bzw. welche Komponenten noch ertüchtigt werden müssen. Darüber hinaus führen wir die Marktraumumstellung durch, also die Umstellung von L- auf H-Gas. Und hier bietet sich eine große Chance: Aufgrund dieser Umstellung haben wir Leitungen bzw. Leitungsabschnitte im Portfolio, die zukünftig keine Versorgungsaufgabe für fossiles Erdgas mehr übernehmen. Stattdessen nutzen wir die Leitungen, um ihre Umstellung auf Wasserstoff zu erproben. Dies war auch Ausgangspunkt für HydroNet. Mit unserer elf Kilometer langen Leitung bilden wir einen Nukleus, um die in der Nähe liegenden Unternehmen an diese Infrastruktur anzubinden und die Nutzung von Wasserstoff tatsächlich umzusetzen.

Redaktion: Warum kommt im Rahmen des Projektes HydroNet auch türkiser Wasserstoff zum Einsatz? Welche Vorteile sind damit verbunden?

Dr. Breuer: Neben der Elektrolyse setzen wir bewusst auch auf die Pyrolysetechnik, weil wir den Unternehmen demonstrieren wollen, was bereits heute umsetzbar ist. Wir betrachten die Pyrolyse als eine zügig einsetzbare Brückentechnologie.



Wir unterstützen die gesamte Region und sagen: Wir starten mit dem Aufbau einer Wasserstoff- infrastruktur und können euch als Unternehmen an diese Infrastruktur anbinden.



nologie, weil wir den Energiebedarf nicht unmittelbar und ausschließlich mit grünem Wasserstoff decken können. Die Gegebenheiten sind günstig: Einer unserer Partner, ein Entsorgungsbetrieb aus Arnshausen, verfügt am Standort seiner Müllverbrennungsanlage über Rohstoffe in Form von Abfallresten, die sich sehr gut für die Pyrolyse nutzen lassen. So wird also ein Rohstoff, in diesem Fall Methan, nicht nur einer weiteren Verwertung zugeführt, sondern er bildet darüber hinaus die Grundlage für eine klimaneutrale Energieerzeugung. Der dann anfallende feste Kohlenstoff wiederum ist keinesfalls ein Abfallprodukt, sondern vielmehr ein wertvoller Rohstoff, den wir im Rahmen einer Verbundpartnerschaft für die Verwendung im Straßenbau zur Verfügung stellen. Je nach Menge können wir aber auch einen Reifenhersteller im nahen Dortmund mit dem Kohlenstoff beliefern. Der Nachweis über den nachhaltigen Einsatz aller Komponenten ist übrigens verbindlich vorgeschrieben für die Förderfähigkeit des Projekts.

Redaktion: Wie ist derzeit der Status quo des Projektes, wann beginnt die Produktion?

Dr. Breuer: Wir haben im Februar 2022 die Projektskizze an das Regierungspräsidium in Arnshausen übergeben. Jetzt hoffen wir, dass es uns bis zum Herbst möglich ist, auch den Förderantrag einzureichen. Sollte dieser bewilligt werden, könnten wir Anfang 2023 offiziell starten. Für die Vorbereitung inklusive Genehmigungsverfahren und der erneuten Prüfung der Infrastruktur rechnen wir mit zwei bis drei Jahren. Wir werden umfangreiche Brenntests und 3D-Feuerraumsimulationen durchführen, ehe die Unternehmen in eine Umstellung auf Wasserstoff gehen. Insofern planen wir, im Jahr 2026 mit der Wasserstoffversorgung zu beginnen.

Mir ist dabei wichtig zu betonen, dass wir mit diesem Projekt de facto die gesamte Region abgeholt haben. Wir beginnen zwar mit einer In-sellösung. Aber die Möglichkeit, perspektivisch an den derzeit in Planung befindlichen H₂-Backbone der Fernleitungsnetzbetreiber angeschlossen zu werden, besteht. Wir können dieses Projekt auf nahezu jede Region in Deutschland übertragen. Denn eines ist uns klargeworden: Unternehmen haben landesweit mehr oder weniger denselben Druckpunkt: Sie wollen CO₂ reduzieren, sie wollen Wasserstoff einsetzen, aber sie wissen noch nicht, wie sie an den Rohstoff kommen. Hier können wir zwar nicht den Schalter umlegen und alle Unternehmen sofort auf 100 Prozent Wasserstoff umstellen, aber wir fangen an und gehen die ersten Schritte. Und zwar mit der Perspektive, dies auch in viele weitere Regionen zu übertragen.

Redaktion: Herr Dr. Breuer, herzlichen Dank für das Gespräch!

ZUR PERSON

Dr. Andreas Breuer leitet die Wasserstoffaktivitäten bei der Westnetz GmbH, dem Verteilnetzbetreiber der Westenergie AG. In seinen Verantwortungsbereich fallen insbesondere die Forschungs- und Entwicklungsprojekte für die Wasserstoffinfrastrukturen. Dabei werden Technologietrends identifiziert und bewertet, deren Entwicklung verantwortet und anschließend die Umsetzung sichergestellt. Dr. Andreas Breuer hat an der TH Darmstadt Energietechnik studiert.

» H₂-Start-ups benötigen keine standardisierten Accelerator-Programme, sondern individuelles Venture Building und eine robuste Finanzierung mit langem Atem! «

Ausgabe 05/2022

Die Redaktion der DVGW energie | wasser-praxis im Gespräch mit Dr. Klemens Gaida, dem Geschäftsführer der 1stMOVER Management GmbH, über die Wasserstoff-Start-up-Szene in Deutschland und Europa, den bevorstehenden H₂-Markthochlauf und damit verbundene Treiber und Risikofaktoren

Redaktion: Herr Dr. Gaida, die Zahl der weltweiten Wasserstoffprojekte nimmt kontinuierlich zu, parallel dazu öffnet sich langsam, aber stetig ein globaler Markt für grünen Wasserstoff: Klappt es also bald mit einem robusten H₂-Markthochlauf in Deutschland und Europa? Wie schätzen Sie die Entwicklung ein, insbesondere im Bereich der Gründerszene?

Dr. Klemens Gaida: Grundsätzlich gibt es einen guten Nährboden für Gründer und Start-ups mit Bezug zu Wasserstoff. Die Gründerszene liegt uns bei 1stMover schon immer am Herzen, daher betrachten wir das Start-up-Ökosystem insgesamt schon seit rund zwölf Jahren. Wir haben uns dabei auf

Analysen zur Start-up-Entwicklung und zu Open Innovation fokussiert und spezialisiert und ich als Ingenieur habe eine besondere Affinität zum Thema Hightech und auch zum Thema Wasserstoff. Ich würde Ihre Frage aber sogar noch etwas zuspitzen wollen: Gibt es überhaupt ein bereits funktionierendes Start-up-Ökosystem zum Thema Wasserstoff in Europa? Für die Antwort werfen wir einen Blick auf den Wasserstoffmarkt, über den bereits seit rund 30 Jahren mehr oder weniger intensiv diskutiert wird. Wir können rückblickend verschiedene Hype-Zyklen beobachten, beginnend mit dem Jahr 2000, als u. a. das Institut für Brennstoffzellentechnik in Duisburg gegründet wurde. Dann gab es in den

Jahren 2008 und 2009 einen zweiten Hype, gefolgt von einer erneuten Ernüchterung, ehe man ab 2019 eine dritte Hypephase erkennen konnte. Auch diese hatte sich zwischenzeitlich ein wenig abgekühlt, sie kommt aber gerade mit einer durchaus spürbaren Dynamik wieder in Fahrt. Das heißt also: Für einen nachhaltigen Wasserstoff-Markthochlauf sieht es aus meiner Sicht dieses Mal gut aus.

Redaktion: Wie äußert sich diese Entwicklung in Zahlen?

Dr. Gaida: Wenn wir uns die weltweiten Wasserstoffprojekte anschauen – dazu gehören neben Infrastrukturprojekten auch Transport- und Industrieprojek-

ZUR PERSON

Dr. Klemens Gaida ist IKT-Ingenieur und hat im Bereich mobile Kommunikationssysteme und -dienste promoviert. Nach Stationen als Partner bei der IKT-Managementberatung Eutelis Consult von 1993 bis 2001 und als leitender Innovationsmanager beim Mobilfunkkonzern Vodafone von 2001 bis 2009 gründete er den Start-up-Inkubator und Unternehmensberater 1stMOVER in Düsseldorf. Aus dem Inkubator heraus wurden von 2009 bis 2019 mehrere Start-ups entwickelt, zuletzt der B2B SaaS Trusted References. Als Innovationsberatung für Unternehmen und Wirtschaftsförderungen hat sich 1stMOVER auf Open Innovation Hubs und auf die Entwicklung von Start-ups und Spin-offs in den Bereichen Digital, neue Energien und Hightech spezialisiert.



Quelle: 1stMOVER Management GmbH

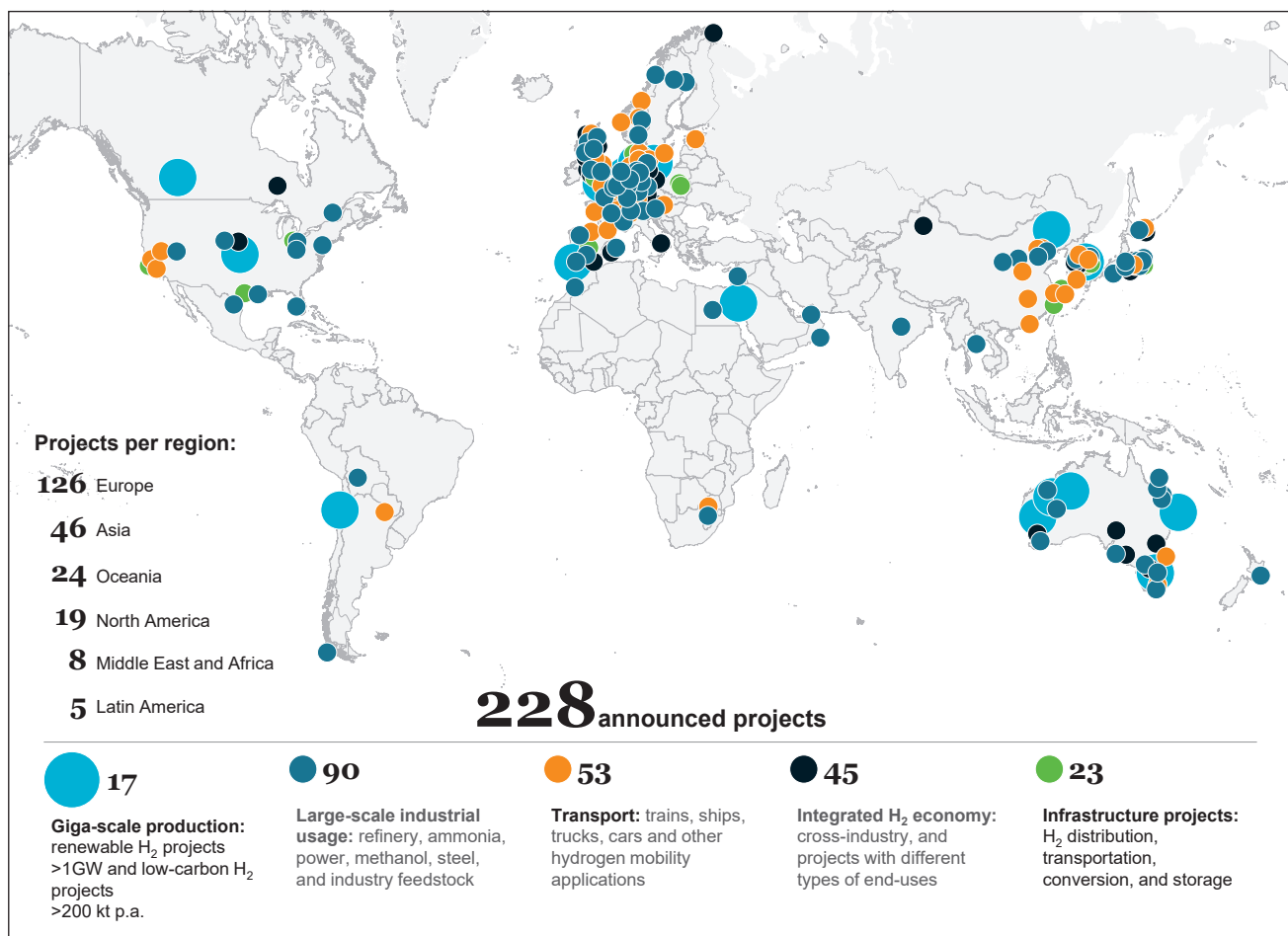


Abb. 1: Guter Nährboden für Start-ups: Übersicht über die derzeit laufenden Wasserstoff-Projekte

te –, dann stellen wir fest, dass sich einiges tut: Rund um den Globus gibt es insgesamt über 200 Großprojekte mit einem Investitionsvolumen von rund 300 Mrd. Dollar. Wichtig zu wissen ist, dass es sich dabei nicht nur um Pilotprojekte handelt, wie in den vergangenen 20 Jahren, sondern in erheblichem Maße um Regelbetriebsprojekte, in die bereits 80 Mrd. Dollar investiert werden. Beispiele in Deutschland sind Europas größter Elektrolyseur REFHYNE für grünen Wasserstoff von Shell in Wesseling bei Köln und der Windgas-Elektrolyseur von Energie des Nordens in Haurup in Schleswig-Holstein.

Außerdem sieht man, dass eine Reihe von Projekten nicht nur im Produktionsbereich, sondern auch konkret im Anwendungsbereich angesiedelt ist, und zwar nicht nur in der Industrie, sondern auch im Transport- und Verkehrswesen. Hier sind im Jahr 2020 rund 1,6 Mrd. Euro investiert worden. Es tut sich also einiges. Hinzu kommt:

Es gibt inzwischen weltweit mehr als 30 nationale Wasserstoffstrategien unterschiedlicher Länder. Jeder dieser Staaten baut also seine eigene Roadmap auf und finanziert den im Aufbau befindlichen Markt auch stark aus öffentlicher Hand.

Weiterhin kommt mit der steigenden Nachfrage nach klimaneutralem, also grünem Wasserstoff ein weiterer besonderer Kicker hinzu: Um fossile Energien signifikant zu substituieren, benötigen wir global etwa 500 Megatonnen grünen Wasserstoff in näherer Zukunft. Dafür muss eine entsprechende Infrastruktur aufgebaut werden. Das ergibt ein Marktpotenzial von ca. 300 Mio. Euro allein für die entsprechende Ausrüstung und die Komponenten. Dies fungiert also als weiterer Treiber, weil es inzwischen nahezu weltweiter Konsens ist, grünen Wasserstoff als einen zentralen Baustein in der globalen Energiewende zu betrachten.

Redaktion: Start-ups fehlt es in der Regel selten an Ideen, aber umso häufiger an Kapital. Wie bewerten Sie die derzeitigen und zukünftigen Venture-Capital(VC)-Aktivitäten von Unternehmen und Risikokapitalgebern im H₂-Bereich und inwieweit befindet sich dieser Markt auf dem Weg hinaus aus der Nische?

Dr. Gaida: Zwischen den schon erwähnten Hype-Zyklen konnten wir in den Jahren 2014 und 2015 einen sogenannten „H₂-Winter“ beobachten – also eine Phase, in der so gut wie gar keine Venture-Capital-Investitionen in diesem Bereich getätigt wurden. Dies hat sich bis zum jetzigen Zeitpunkt wieder deutlich verbessert. Es gab zwar eine kleine Delle, u. a. durch die COVID-19-Pandemie verursacht, aber nun sieht es so aus, als ob die Mehrzahl der Investoren an einen Wasserstoff-Markthochlauf glaubt. 2021 beispielsweise sind die VC-Investitionen im Wasserstoffbereich auf 1,2 Mrd. Dollar weltweit gestiegen.



Derzeit sieht es ganz danach aus, dass die Mehrzahl der Investoren an einen Wasserstoff-Markthochlauf glaubt.



Dies ist eine sehr positive Entwicklung. Gleichwohl ist die Zahl noch recht klein, wenn man den gesamten VC-Markt betrachtet, der sich 2021 auf ca. 650 Mrd. Dollar Investment weltweit 2021 beläuft. Zum Vergleich: Allein Investments in Bezug auf Künstliche Intelligenz haben einen Anteil von 75 Mrd. Dollar. Aber: Der Wasserstoffmarkt wächst und kommt aus der Nische heraus – vor allem, weil sich eben viele Pilotprojekte in den Regelbetrieb bewegen. Das sind gute Nachrichten und diese Signale fangen natürlich auch junge Entrepreneure, Gründungsinteressierte und Forscher an den Instituten und Hochschulen auf und die geben jetzt mächtig Gas.

Nebenbei bemerkt: Es gibt eine Übersicht über die größten Top-Ten-VC-Deals der letzten 24 Monate. Insgesamt sind fünf europäische Start-ups dort positioniert und mit Sunfire und Hydrogenious Technologies sogar zwei aus Deutschland dabei. Beide haben schon mehrere Finanzierungsrunden durchlaufen und in beide Firmen sind bisher dreistellige Millionenbeiträge eingeflossen.

Redaktion: Wie sieht die H₂-Start-up-Szene in Deutschland und Europa derzeit aus? Würden Sie das Gesamtbild aus Ihrer Sicht kurz skizzieren?

Dr. Gaida: Insgesamt sprechen wir von rund 15.000 Start-ups in Deutschland und etwa 65.000 in Europa. Die spannende Frage ist jedoch, wie viele Tech-Start-ups sich darunter identifizieren lassen. Obwohl es dazu verschiedene Quellen gibt, lässt sich feststellen, dass der Anteil von Tech-Start-ups in den letzten zehn Jahren von 60 auf 70 Prozent gestiegen ist. Und auch hier kann man wieder tiefer ins Detail gehen: Der Anteil sogenannter Deep-Tech-Start-ups, also Unternehmen, hinter denen eine technisch-wissenschaftliche Innovation steht, beispielsweise mit Bezug zu Blockchain-Technologien oder Künstlicher Intelligenz, hat sich während der letzten zehn Jahre europaweit von fünf auf zehn Prozent vergrößert – in Deutschland erfreulicherweise sogar auf rund 15 Prozent. Dazu gehören in Deutschland auch insgesamt ca. 60 Wasserstoff-Start-ups, europaweit sind es ca. 200. Wenn wir uns dazu die Verteilung in

Abb. 2: Die derzeit in Europa ansässigen Wasserstoff-Start-ups sind durch eine Reihe von Charakteristika gekennzeichnet.

Herkunft

- Wasserstoff- und Brennstoff-Zellen-Start-ups **bislang häufig Spin-offs** aus Instituts- oder Industrieprojekten, ausgerichtet auf Erprobung neuer Technologien für Infrastruktur und auf Pilotierung von Anwendungen. **Eigenständig gegründete Start-ups** sind im Kommen.

Management

- Managementteams in den vergangenen Jahren häufig mit **Industrie-Veteranen** quasi als Selbstständige; klassische, **junge Start-up-Teams** mit Hi-Potentials in der Geschäftsführung frisch von der Hochschule sind im Kommen.

Entwicklungsstatus

- Viele ältere Start-ups im „**Dauer-Seed-Modus**“, also eigentlich Kleinstunternehmen, die oft Mischung aus Technologie/Lösungen und Engineering/Consulting/Projektentwicklung anbieten und mit Fördergeldern „über Wasser halten“. **Junge Start-ups** sind im Kommen.

Geschäftsmodell

- Bei älteren „Start-ups“ häufig **Mix verschiedener (Teil-)Technologien & Lösungen** für unterschiedliche Anwendungsbereiche „auf der Suche nach einem robusten, nachhaltigen Geschäftsmodell“.

Fazit

- Viele der identifizierten Start-ups sind nach strenger Definition keine echten Start-ups mit skalierbarem Geschäftsmodell und stark sinkenden Grenzkosten, sondern eher **Innovationslabs und Projekt-/Ingenieurbüros**. Jetzt auch klassische Start-ups im Kommen.

den europäischen Ländern anschauen, dann ist Deutschland nicht nur weltweiter Vorreiter bei der Energiewende, sondern als Teil davon auch im Bereich Wasserstoffinnovation und bei der Anzahl von H₂-Start-ups. In Deutschland wiederum finden sich die meisten Start-ups mit Wasserstoffbezug in Nordrhein-Westfalen und Bayern.

Interessant ist, dass Berlin im Wasserstoffbereich nicht so weit vorne liegt wie im Ranking der deutschen Start-up-Regionen insgesamt. Das mag daran liegen, dass Berlin weniger eine High-tech-Start Up-Region ist, sondern vielmehr eine, in der zahlreiche Endkunden-Angebote entwickelt werden. Zweiter interessanter Umstand: In Norddeutschland würde man aufgrund der Potenziale zur Produktion von Grünstrom über Windenergie eigentlich auch ein großes Wasserstoffpotenzial vermuten; dies hat aber keinen signifikanten Effekt auf die lokale Start-up-Szene in diesen Bundesländern.

Redaktion: Sie definieren unterschiedliche Charakteristika in Bezug auf die europäischen H₂-Start-ups. Was bedeuten diese Kriterien genau und wie unterscheiden sich die Unternehmen?

Dr. Gaida: In der Tat hat sich die Art der Start-ups in den letzten zehn Jahren spürbar verändert. Damals waren die

Unternehmen noch sehr stark geprägt durch Industrie und Forschungsaktivitäten. Hier haben wir vor allem bei den älteren Start-ups viele Industrieveteranen gefunden, die sich oft von einem Förderprojekt zum nächsten gehandelt haben. Inzwischen entstehen aber zahlreiche neue und junge Start-up-Teams mit promovierten Forscherinnen und Forschern von Hochschulen, Universitäten und Instituten als Spin-offs. Und wir sehen, dass sich damit eine gute Mischung aus älteren und jungen agilen Start-ups im Markt ergibt. Die älteren Start-ups haben vermutlich bereits mehrere Phasen der Ernüchterung durchleben und überstehen müssen. Und zwar mithilfe eines Produkt- und Service-Portfolios, das auf verschiedenen Technologien und Lösungen beruht – seit Jahren auf der Suche nach robusten und nachhaltigen Geschäftsmodellen. Die jüngeren Start-ups haben den Vorteil, dass sie jetzt im Rahmen des beginnenden Markthochlaufs agieren und sich entsprechend fokussieren können.

Redaktion: Wie schätzen Sie deren Entwicklungspotenzial ein?

Dr. Gaida: Es lassen sich sowohl einige sehr positive Treiber als auch weiterhin bestehende Risiken für die Start-ups ausmachen. So besteht beispielsweise immer noch das Risiko, dass sich der H₂-Markthochlauf nicht so schnell

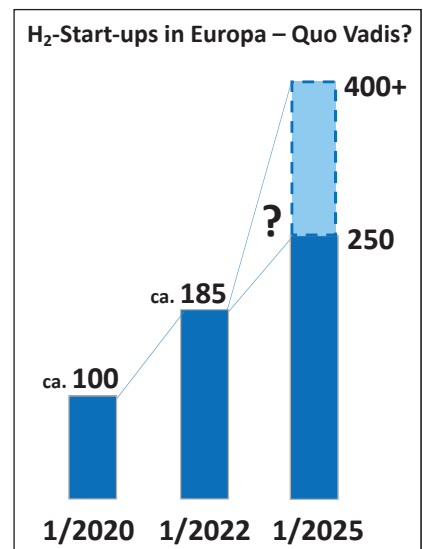


Abb. 3: Die zukünftige Anzahl an H₂-Start-ups ist derzeit nur schwer abschätzbar, im Idealfall könnten aber mehr als 400 entstehen.

entwickelt wie erhofft, sondern mehr Zeit benötigt. Im Gegensatz dazu gibt es aber nicht nur den anhaltenden Hype, sondern auch zahlreiche Forschungsinstitute, die mehr und mehr aus ihrem Dornröschenschlaf erwachen und neue Spin-offs hervorbringen. Festzustellen ist zudem ein weiterhin offenes Technologieren: Vor allem bei den Elektrolyseuren und Brennstoffzellen konkurrieren unterschiedliche Technologien miteinander und in diesem Wettbewerb versuchen sich auch verschiedene Unternehmen zu behaupten und durchzusetzen. Es gibt außerdem einen sogenannten



Die **SHT, Sanitär- und Heizungstechnik Ausgabe 4**, enthält Beiträge zu den Themen Sanitär-, Heizungs- sowie Lüftungstechnik und stellt Referenzobjekte sowie neue Produkte und Normen aus diesen Bereichen vor. Lesen Sie darüber hinaus u. a. mehr zu den Themen:

- **Digitalisierung**
„Agenten“ managen das Pfaff-Quartier
- **Ökodesign-Verordnung**
Energie- und CO₂-Einsparungen durch Ventilatoren
- **Sanitärraum**
THE TOKYO TOILET Project

Weitere Nachrichten, Termine und Informationen unter www.sht-online.de.
Kostenloses Probeheft unter vertrieb@krammerag.de.



Mit den aktuell knapp 200 Wasserstoff-Start-ups ist in Europa eine ausreichende kritische Masse für ein Start-up-Ökosystem vorhanden – diese müssen sich in Zukunft allerdings stärker vernetzen.



Clean-Tech- und Impact-Gründertrend, also Menschen, die keine Wasserstoffexperten sind, sich aber besonders für diesen Markt interessieren. Das sind erfolgreiche Gründerinnen und Gründer, die vor allem etwas Sinnstiftendes umsetzen wollen. Und das Thema Digitalisierung ist entscheidend: Digital-Start-ups sind besonders wichtig für den Wasserstoffmarkt.

Auf der anderen Seite gibt es immer noch viele Pilotprojekte, bei denen nicht klar ist, ob sie alle in einen Regelbetrieb überführt werden können. Wie bereits erwähnt gibt es europaweit rund 200 Start-ups, deren Ziel es sein sollte, möglichst schnell ein dauerhaftes Geschäftsmodell zu etablieren. Das heißt: Für ein reales, zusammenhängendes H₂-Start-up-Ökosystem braucht es noch etwas Zeit; das ist alles noch sehr inselartig, noch nicht sektorübergreifend, noch nicht überregional. Zu beantworten bleibt auch die Frage, woher die gewaltigen Mengen an grünem Wasserstoff letztlich herkommen sollen und wie die Kostenstruktur aussieht, damit das ganze Ökosystem auch bezahlbar wird.

In Summe kann man festhalten: Wenn es nicht so gut läuft, wenn sich also der H₂-Markthochlauf doch noch weiter verschiebt, wird es europaweit ausgehend von den genannten ca. 200 des Jahres 2022 perspektivisch auch nur insgesamt ca. 250 Start-ups geben. Im optimistischen Fall, bei einem schnellen und robusten Markthochlauf, können wahrscheinlich aber auch ca. 400 und viel mehr Start-ups entstehen.

Redaktion: Sie haben Digital-Start-ups als besonders wichtig für den Wasserstoffmarkt bezeichnet. Warum?

Dr. Gaida: Digital-Start-ups bzw. industrielle Tech-Start-ups, die nicht im Wasserstoffmarkt aktiv sind, können in der Wasserstoff-Wertschöpfungskette an verschiedenen Punkten ihre Innovationen einbringen. Beispiele dafür sind etwa Smart-Grid-Lösungen, die man vor allem auch im Wasserstoffmarkt benötigt, um die Grünstromüberschüsse der Windkraftanlagen direkt zu den Elektrolyseuren zu transportieren. Die Elektrolyseure selbst müssen ebenfalls optimiert werden. Hier kommen schon heute KI-Technologien zum Einsatz, um die Ausbeute zu verbessern. Die gesamte Wasserstoff-Infrastruktur benötigt darüber hinaus intelligente Sensoren, damit beispielsweise auch Leckagen frühzeitig erkannt werden. Zusätzlich hat man die Möglichkeit, via Blockchain Zertifikathandel zu betreiben. Und mit sogenannten digitalen Zwillingen lässt sich die gesamte Infrastruktur in der digitalen Welt abbilden und so viel besser steuern und managen. Zu guter Letzt bauen Digital-Start-ups Marktplätze und Managementplattformen für ganze H₂-Ökosysteme. Diese Entwicklungen sind absolut zentral und entscheidend. Digital- und Tech-Start-ups müssen für den Wasserstoffmarkt begeistert werden. Wenn der H₂-Markthochlauf vermehrt auch Digital- und Tech-Start-ups anzieht, dann kann sich das Start-up-Ökosystem schlagartig vergrößern.

Redaktion: Ihr Fazit fällt also positiv aus?

Dr. Gaida: Ja, in der Tat. Voraussetzung ist, dass die Start-ups gute Partner für eine robuste Entwicklung und Finanzierung haben. Diese Partner benötigen einen längeren Atem als beispielsweise in der Digitalwelt. H₂-Start-ups sind definitiv keine Massenbewegung wie etwa im digitalen Bereich, sondern sind deutlich forschungs- und kapitalintensiver. Sie benötigen auch keine standardisierten Accelerator-Programme von der Stange, sondern ein individuelles Venture Building, in Kombination mit entsprechenden Partnern aus der Forschung, um ihre Ideen bzw. Prototypen weiterzuentwickeln. Mit den aktuell knapp 200 Wasserstoff-Start-ups in Europa ist zwar eine ausreichende kritische Masse für ein Start-up-Ökosystem vorhanden, aber die Start-ups sind noch nicht vernetzt und in einem lebendigen Austausch untereinander und mit dem Ökosystem insgesamt. Ein solches lebendiges Netzwerk muss sich noch entwickeln, ebenso eine gemeinsame, starke Stimme der Start-ups im Markt gegenüber Industrie, Forschung und Politik. Wenn wir es dann noch zusätzlich schaffen, die vielen bestehenden Digital-, Industrie- und Mobilitäts-Start-ups in den Wasserstoffmarkt zu ziehen, dann kann das Start-up-Ökosystem schlagartig vergrößert werden und einen ganz neuen An Schub erhalten.

Redaktion: Herzlichen Dank für das Gespräch, Herr Dr. Gaida!

www.dvgw.de

www.energie-wasser-praxis.de

