



energie | wasser-praxis

Das Wasserstoff-Dossier II

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 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.

Für Akzeptanz und Erfolg 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 unzumutbaren Energiepreisen und Verunsicherungen in Bezug auf Versorgungssicherheit vorbeugen, aber dennoch kontinuierlich unsere Nachhaltigkeitsziele im Auge behalten. Sprich: Der Umsetzungspfad muss robust sein. Deshalb sind gasförmige Energieträger entscheidend für das Erreichen der Klimaneutralität und für eine nachhaltig gesicherte Energieversorgung. Es ist notwendig, nicht nur den Ausbau der Erzeugungskapazitäten klimaneutraler Gase dynamisch voranzutreiben, sondern auch deren Import zu forcieren. 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 gefragt. 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, Wissen, das bei der Umstellung auf eine Wasserstoffversorgung wieder Anwendung findet. 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 Ausgestaltung des 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. Dieser zweite Band enthält Beiträge der Cluster „Praxis“ und „Roadmap Gas 2050“, während der bereits im August 2023 erschienene erste Band Beiträge der Cluster „Forschung, Entwicklung & Organisation“ und „Normung & Regulatorik“ beinhaltet. Darüber hinaus finden sich ergänzende Interviews in beiden Bänden. Alle Beiträge des gesamten 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!

PRAXIS

8 | Wasserstoff in der Gebäudeenergieversorgung: Schlüssel zur Dekarbonisierung des Energiesystems (01/2021)

Dr.-Ing. Manfred Dzubiella, Wolfgang Rogatty

14 | Entwicklung einer Wasserstoffinfrastruktur: über Projekte in die Netzentwicklung (03/2021)

Christoph Höft, Dr.-Ing. Alexander Heim

20 | Wasserstoff als Baustein der Wärme- und Verkehrswende – das Beispiel der Klimakommune Saerbeck (03/2021)

Guido Wallraven

24 | Wasserstoff als Baustein im Strukturwandel – das Beispiel der Stadt Herten (03/2021)

Dr. Babette Nieder

30 | Das DVGW-/Avacon-Pilotvorhaben H2-20: Vorbereitung einer Wasserstoff-einspeisung in der Modellregion Fläming (04/2021)

Dr. Holger Dörr, Angela Brandes, Dr. Matthias Brune, Martin Kronenberger, Nils Janßen, Frederik Brandes

38 | Zukunftsmarkt Wasserstoff: Position und Maßnahmen des DVGW (04/2021)

Prof. Dr. Gerald Linke, Frank Gröschl, Frederik Brandes

44 | Grobplanung einer bidirektionalen Wasserstoff-Übergabestation im Rahmen eines GET-H2-Teilprojektes (10/2021)

Dr.-Ing. Christian Thiel, Florian Adämmer, Michael Otten

50 | Reif für die „Wasserstoff-Insel“: Pilotprojekt der Netze BW in Öhringen (11/2021)

Dr. Heike Grüner

54 | Die Zukunft der Wärmeversorgung: Erneuerbare Energien und speicherbare Gase im gemeinschaftlichen Einsatz (11/2021)

Thomas Wencker

60 | Wie die Wasserstoff-Leitprojekte Deutschlands Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft vorbereiten (12/2021)

Maike Wanders

66 | Produktion von grünem Wasserstoff an Müllheizkraftwerken – ein nachhaltiger Baustein für die Kreislaufwirtschaft (03/2022)

Felix Knicker, Dr. Dipl.-Ing. Arne Schäfer, Achim Schreider

72 | Vorbereitende Maßnahmen zur Umstellung einer Gashochdruckleitung auf den Betrieb mit Wasserstoff (03/2022)

Dennis Hoeveler, Florian Adämmer, Fabian Howe

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@dvgw.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



- 78 | **Vor- und Nachteile von Methanol für die Energiewende (04/2022)**
Volker Harbusch
- 82 | **H₂ im Gasnetz und die Interaktion mit Gasmotoren (06+07/2022)**
Maximilian Heneka, Wolfgang Köppel, Ruth Schlautmann, Dr. Frank Graf, Jonas Sperlich, Carla Rau, Jens Hüttenrauch, Udo Lubenau, Maik Hoffmann, Henning Sökeland, Dr. David Bothe, Lukas Heinz, Georg Blesinger, Abhiram Chavali
- 96 | **Wasserstoff-Leitprojekt TransHyDE: Wie wird grüner Wasserstoff gespeichert und transportiert? (09/2022)**
TransHyDE-Geschäftsstelle, Kommunikation und Koordination
- 102 | **Energieeffiziente Gasdruckregelanlagen mit paralleler Produktion von LNG oder Wasserstoff (11/2022)**
Dr.-Ing. Steffen Päßler, Brahim Hamid Oudjana
- 110 | **Erster Untertage-Wasserstoffspeicher bei Rüdersdorf im Bau (12/2022)**
Paul Schneider
- 114 | **Klimafreundlicher Wasserstoff – Ist Deutschland interessant für das zukünftige Exportland Norwegen? (12/2022)**
Kilian Martin, Karsten Frese, Prof. Dr. Mark Oelmann
- 120 | **Ermittlung potenzieller Wasserstoffbedarfe für Versorgungsgebiete und Regionen – Werkzeug für die Entscheidungsfindung (01/2023)**
Dr.-Ing. Heiko Dunkelberg
- 126 | **Wasserstoffwirtschaft: Optimal genutzte Daten unterstützen Versorgungsunternehmen bei der Nachhaltigkeit (02/2023)**
Douglas Nunez

ROADMAP GAS 2050

- 130 | **Erste Ergebnisse des DVGW-Leitprojektes „Roadmap Gas 2050“ – Teil 1: Vergleich von H₂-Bereitstellungsoptionen (04/2021)**
Katharina Bär, Janina Leiblein, Dr. Frank Graf, Michael Kühn, Miriam Bäuerle, Sarah Müller, Jörn Benthin
- 136 | **Ergebnisse des DVGW-Leitprojektes „Roadmap Gas 2050“ – Teil 2: Untersuchungsergebnisse zur H₂-Verträglichkeit von Gasanwendungen (11/2022)**
Dr. Frank Burmeister, Eren Tali, Sabine Feldpausch-Jägers, Philipp Pietsch, Frank Erler, Dr. Holger Dörr
- 148 | **DVGW-Leitprojekt „Roadmap Gas 2050“ – Teil 3: Potenziale und Bereitstellungsoptionen für erneuerbare Gase (02/2022)**
Friedemann Mörs, Katharina Bär, Janina Leiblein, Dr. Frank Graf, Florian Lehnert, Miriam Bäuerle
- 154 | **Kompensationsstrategien für den Einsatz von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen in Endverbrauchstechnologien: Ergebnisse des DVGW-Forschungsprojekts „Roadmap Gas 2050“ (06+07/2022)**
Dr.-Ing. Jörg Leicher, Dr.-Ing. Frank Burmeister, Dr.-Ing. Anne Giese, Dr.-Ing. Rolf Albus, Philip Pietsch, Dr. Holger Dörr

- 164 | Transformationspfade für die deutsche Gasinfrastruktur: Ergebnisse des DVGW-Forschungsprojekts „Roadmap Gas 2050“ (09/2022)
Jonas Sperlich, Jens Hüttenrauch
- 170 | Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem – eine systemische Analyse (01/2023)
Wolfgang Köppel, Prof. Dr. Martin Wietschel, Dr. Till Gnann, Dr. Tobias Fleiter, Benjamin Lux, Pia Manz, Dr. Matthias Rehfeldt, Daniel Speth, Dr. Jan Steinbach, Dr. Benjamin Pfluger
- 178 | Von Erdgas zu Wasserstoff – Umstellung eines fiktiven Verteilnetzes auf Wasserstoff: Ergebnisse des DVGW-Forschungsprojekts „Roadmap Gas 2050“ (04/2023)
Michael Wupperfeld, Jonas Sperlich

INTERVIEWS

- 186 | „Dezentrale Elektrolyseure machen unser Energiesystem resilienter, sparen Netzausbaukosten und produzieren grünen Wasserstoff!“ (05/2022)
Interview mit Carolin Dähling
- 192 | „Unsere Studie benennt erstmals ein länderübergreifendes Wasserstoff-Infrastrukturkonzept für die Region Mitteldeutschland!“ (06+07/2022)
Interview mit Jörn-Heinrich Tobaben
- 196 | „Wir sehen LNG als Brücke zu erneuerbaren Energien wie Wasserstoff!“ (09/2022)
Interview mit Björn Munko
- 204 | „Mit VerifHy ist ein für die Gasnetzbetreiber passgenaues Produkt entstanden!“ (01/2023)
Interview mit Prof. Dr. Gerald Linke, Gert Müller-Syring, Frank Birnmeyer

H₂

Wasserstoff in der Gebäudeenergieversorgung: Schlüssel zur Dekarbonisierung des Energiesystems

Ausgabe 01/2021

Ohne elementare Veränderungen im Gebäudesektor werden sich die ehrgeizigen klimapolitischen Ziele der Bundesregierung bis zum Jahr 2050 nicht umsetzen lassen. Gleichzeitig ist bereits heute klar, dass eine reine Elektrifizierung des Wärmesektors sowohl an ökonomische wie auch an praktische Grenzen stoßen wird. Der Schlüssel zur Lösung dieses Problems ist der Energieträger Wasserstoff, der sich perspektivisch vollkommen klimaneutral herstellen lässt und im Gebäudesektor sehr gut eingesetzt werden kann. Der Beitrag beleuchtet in diesem Zusammenhang die Eignung aktueller Gas-Brennwertgeräte für Erdgas-Wasserstoff-Gemische und stellt ein Reallabor vor, in welchem aktuell Entwicklungsarbeiten für Wasserstoff-Brennwertgeräte durchgeführt werden.

von: Dr.-Ing. Manfred Dzubiella (Viessmann Werke Allendorf GmbH) & Wolfgang Rogatty (Viessmann Climate Solutions SE)

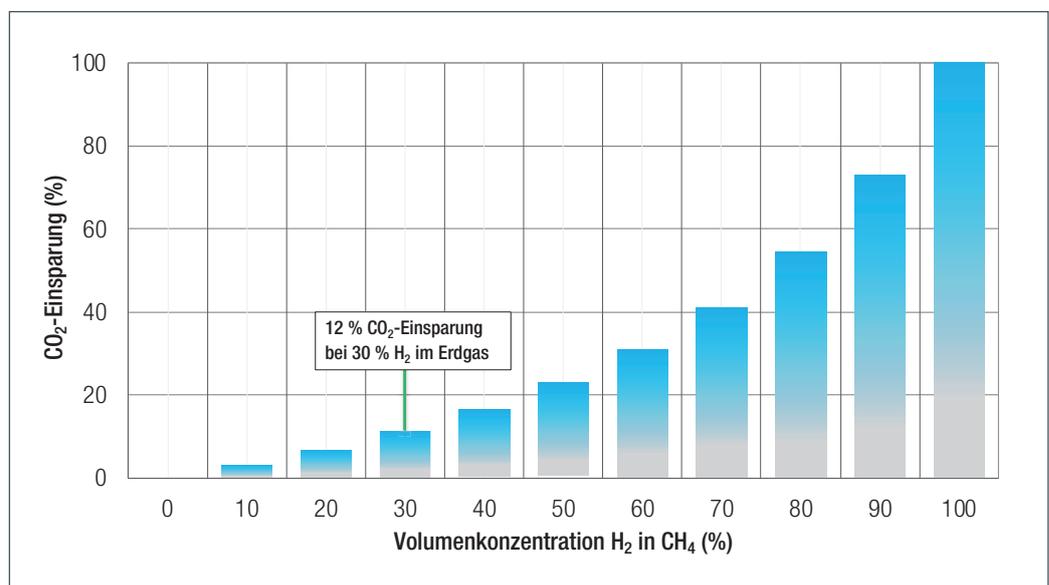
Die Politik in Deutschland und der EU hat sich das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2050 vollständig klimaneutral zu werden und die CO₂-Emissionen auf null zu reduzieren. Dieses ambitionierte Vorhaben kann nur gelingen, wenn auf die Verbrennung der fossilen Energieträger Öl und Erdgas weitestgehend verzichtet wird. Im Gebäudesektor ausschließlich auf die Elektrifizierung der Wärmeversorgung zu setzen, stößt gleichwohl an wirtschaftliche wie auch praktische Grenzen: So ist beispielsweise nicht jedes Haus für die Beheizung mit einer Wärmepum-

pe oder einer Elektro-Heizung geeignet. Ein Ausweg kann in diesem Kontext die Nutzung von CO₂-neutral erzeugtem Wasserstoff als Energieträger für den Wärmesektor sein.

Signifikante CO₂-Reduktion durch Wasserstoff-Beimischung zum Erdgas

Die Politik hat die Bedeutung von Wasserstoff als Treibhausgas-neutraler Energieträger für die Sektoren Verkehr, Stromversorgung sowie den Gebäudebereich erkannt und entsprechende

Abb. 1: CO₂-Einsparung als Funktion des H₂-Anteils im Erdgas



Quelle: Viessmann

Tabelle 1: Vergleich der Verbrennungseigenschaften von Wasserstoff und Erdgas

	Brennwert (H_s)	Wobbe-Wert (W_s)	spez. Luftbedarf	Zünd- grenzen	Flammen- temperatur	Flammen- geschwindigkeit	Zünd- verzugszeit
Einheit	[kWh/m ³]	[kWh/m ³]	[m ³ /kWh]	[%]	[°C]	[cm/s]	[s]
Erdgas (CH ₄)	11,09	14,98	0,96	5–14	1.970	43	0,3
Wasserstoff (H ₂)	3,54	13,42	0,80	4–77	2.130	346	0,0001

Quelle: Viessmann

Maßnahmen in die Wege geleitet. Die Anfang Juli 2020 von der EU-Kommission vorgelegte Wasserstoffstrategie, die den intensiven Ausbau der Erzeugungskapazitäten vorsieht, ist ein Zeugnis dieser Bemühungen: Bis 2024 soll demnach die europäische Wasserstoffproduktion mit erneuerbaren Energien auf bis zu 1 Mio. t steigen, bis zum Jahr 2030 dann auf 10 Mio. t. Korrelierend dazu, hat auch die deutsche Bundesregierung bereits kurz zuvor ihre Nationale Wasserstoffstrategie veröffentlicht. Darin werden Finanzmittel in Höhe von insgesamt 9 Mrd. Euro für die gezielte Weiterentwicklung einer Wasserstoffinfrastruktur angekündigt.

Grund für dieses starke Engagement seitens der Politik ist die Einsicht, dass sich die formulierten Klimaschutzziele ohne den Einsatz von Wasserstoff nicht im vorgegebenen Zeitraum erreichen lassen. Außerdem können mit dem Energieträger sehr kurzfristig signifikante Erfolge bei der Verringerung der CO₂-Emissionen erzielt werden, ohne Verbraucherinnen und Verbraucher sowie die Wirtschaft zu überfordern. So würde beispielsweise die Zumischung von 30 Prozent Wasserstoff zum Erdgas die Treibhausgas-Emissionen um rund 12 Prozent pro Jahr verringern (Abb. 1) – ein schnell wirksamer und zugleich erheblicher Beitrag zum Klimaschutz.

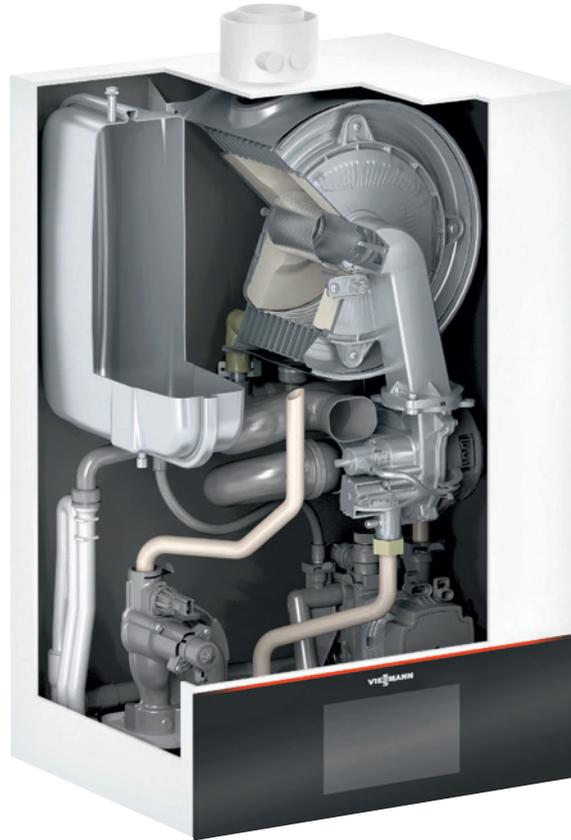


Abb. 2: Mit Erdgas-Wasserstoff-Gemischen auf dem Prüfstand getestetes Gas-Brennwertgerät Vitodens 300-W mit 35 kW Nennleistung

Quelle: Viessmann

Im Wärmesektor heute schon nutzbar

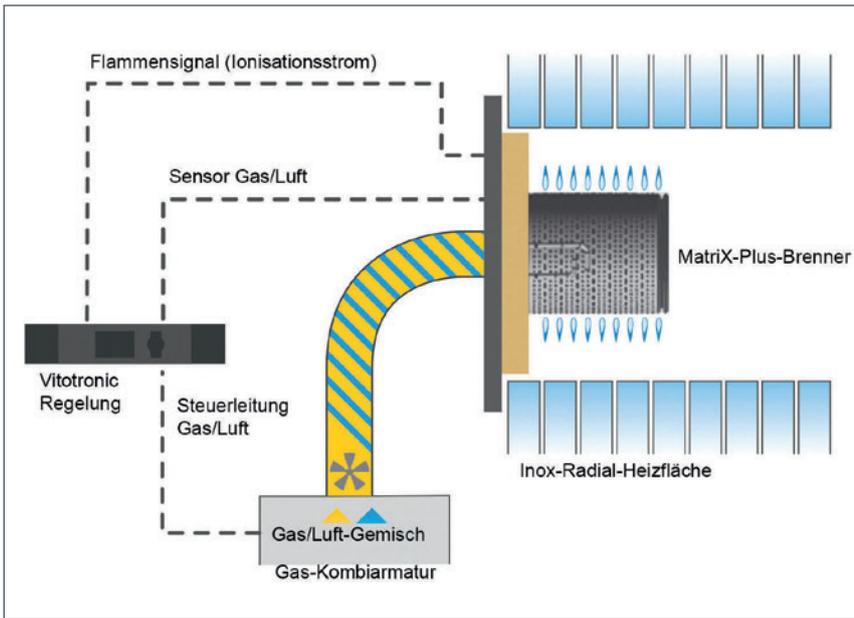
Heute schon könnte dem bestehenden Erdgasnetz bestimmte Mengen an Wasserstoff beige-mischt werden. Einige Hersteller bieten mit



Die **SHT, Sanitär- und Heizungstechnik Ausgabe 12**, 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:

- **Gesamtverband Messing Sanitär**
Neue Härte-Umwerte-Tabelle für Messing
- **Wärmepumpe**
Zentrale Trinkwassererwärmung bleibt Schwachpunkt
- **Druckprüfung**
Doppelt geprüft hält besser

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



Quelle: Viessmann

Abb. 3: Schematische Darstellung der gasadaptiven Verbrennungsregelung

modernen Gas-Brennwertgeräten bereits Lösungen an, die entsprechende Gasmische problemlos und effizient in Wärme umwandeln können. Damit ist der Wärmesektor den Sektoren Verkehr und Strom um einen großen Schritt voraus, da in den beiden letztgenannten viele Anwendungen erst noch für die Nutzung von Wasserstoff entwickelt oder angepasst werden müssen.

Auch noch aus einem weiteren Grund ist der Wärmemarkt prädestiniert für Wasserstoff: Er erzeugt bis zu 50 Pro-

zent der CO₂-Emissionen in Deutschland und ist damit der relevanteste Sektor der Energiewende. Wird – neben Verkehr und Strom – auch im Wärmesektor Wasserstoff eingesetzt, lassen sich zudem die Kosten der Energiewende spürbar senken – und damit auch die finanziellen Mittel, die in Form von Abgaben, Umlagen und Steuern von Verbrauchern oder Unternehmen dafür aufgebracht werden müssen. Eine Leitstudie [1] der Deutschen Energie-Agentur (dena) zeigt in diesem Zusammenhang auf: Ein Mix aus Strom und Wasserstoff im Gebäudesektor kann

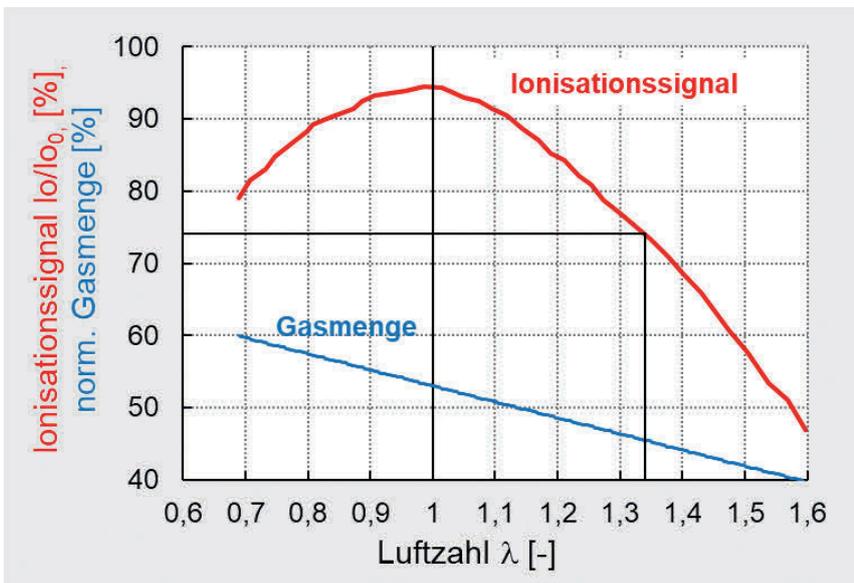
die Energiesystemkosten bis 2050 um 360 Mrd. Euro senken, denn der Ausbau von Stromnetzen und Reservekraftwerken – der bei der vollständigen Elektrifizierung des Wärmesektors erforderlich wäre – würde durch die Nutzung der bereits heute bestehenden Gasinfrastruktur für Wasserstoff deutlich geringer ausfallen. Deshalb ist Wasserstoff als Energieträger für die Wärmeversorgung der Partner der Elektrifizierung: Er hilft Verbrauchern und Unternehmen, die Investitionen in eine CO₂-freie Gebäude-Wärmeversorgung stemmen zu können.

Unterschiedliche Verbrennungseigenschaften im Vergleich zu Erdgas

Der Einsatz von Wasserstoff in Gasheizgeräten macht in der Regel allerdings eine technische Anpassung erforderlich, da die Verbrennungseigenschaften des Energieträgers im Vergleich zu Erdgas (CH₄) unterschiedlich sind. Die wesentlichen, für die Verbrennung relevanten Unterschiede sind in **Tabelle 1** aufgeführt. Diese Eigenschaften des Wasserstoffs haben praktische Auswirkungen auf zahlreiche verbrennungstechnische Parameter eines Gasheizgerätes wie z. B. die Leistung, die Luftzahl, die Emissionen und die Effizienz.

Eignung aktueller Gas-Brennwertgeräte für Erdgas-Wasserstoff-Gemische

Im Technikum, dem Forschungs- und Entwicklungszentrum des Heizungsherstellers Viessmann, wurde in den vergangenen Jahren die Eignung herkömmlicher Gas-Brennwertgeräte für Erdgas-Wasserstoff-Gemische mit einem Anteil von bis zu 30 Volumenprozent (Vol.-%) Wasserstoff untersucht. Auf dem Prüfstand getestet wurde u. a. ein Gas-Brennwert-Wandgerät vom Typ Vitodens 300-W, Typ B3HF mit 35 Kilowatt (kW) Nennleistung (**Abb. 2**). Der Wärmeerzeuger verfügt über einen vollvormischenden Oberflächen-Gasbrenner mit einem Modulationsbereich von 1:17 sowie über eine gasadaptive Verbrennungsregelung.



Quelle: Viessmann

Abb. 4: Gemessener Verlauf des Ionisationssignals als Funktion der Luftzahl

Das Testprogramm beinhaltete Untersuchungen zu:

- Gerätesicherheit (abgeleitet aus EN 15502): Sicherheits-Abschaltwege, Flammenrückschlag und Late Ignition
- Robustheit und Kernfunktionen der Geräte: Zündverhalten, Ionisations-Strom (Io-Strom)/Flammenüberwachung und Grenzgassimulation
- Geräteeigenschaften: Luftzahl und Leistung, Emissionen (CO/NO_x) und Effizienz/Wirkungsgrad

Die Ergebnisse waren sehr zufriedenstellend. So wurden bei einer Wasserstoff-Beimischung von 30 Vol.-% alle Testkriterien vollständig erfüllt. Die Gerätesicherheit bleibt auch bei dieser hohen Wasserstoff-Konzentration im vollen Umfang gewährleistet. Ebenso werden die Kernfunktionen vollständig erfüllt und die Robustheit wird nicht beeinträchtigt. Das Zündverhalten hat sich verbessert. Bei den Geräteeigenschaften war festzustellen, dass – wie zu erwarten war – die Luftzahl steigt und die Leistung sinkt. Die Emissionen hatten sich mit dem Gas-Gemisch erheblich verbessert, insbesondere die NO_x- und die CO-Werte sanken deutlich. Nahezu unverändert blieb die Effizienz bzw. der Wirkungsgrad.

Gasadaptive Verbrennungsregelung

Einen entscheidenden Beitrag zu den guten Testergebnissen leistete die gasadaptive Verbrennungsregelung, welche auf der stetigen Messung und Auswertung des Ionisationsstroms in der Flamme bei angelegter elektrischer Wechselspannung an den Elektroden der Flammenüberwachung basiert (Abb. 3).

Das Ionisationssignal aus der Flamme ist seit Langem bekannt, wurde aber geraume Zeit lediglich als Bestandteil der Sicherheitskette zur Flammenerkennung eingesetzt. Erst in den 1990er-Jahren wurden wichtige schaltungstechnische Fortschritte im Hinblick auf Signalaufbereitung und Auswerteverfahren erzielt. Diese ermöglichen es, das Ionisationssignal (Io-Signal) auch zur Luftzahlermittlung und Regelung zu nutzen. Das entsprechende Verfahren baut auf diesen Basisentwicklungen auf und wurde sukzessive für moderne, leistungsdichte und hochmodulierende Brennvorgänge weiterentwickelt.

Das Ionisationssignal entsteht aus einer Wechselwirkung von Ladungsträgern in der Flamme und dem angelegten elektrischen Wechselfeld zwischen Ionisations-Elektrode und dem geerdeten Flammkörper. Beiträge zum Signal liefern einerseits Elektronen, die durch hohe Temperaturen von Brennerbauteilen und der Ionisationselektrode freigesetzt werden, und andererseits durch chemische Elementarreaktionen entstehende Ionen und Elektronen. Beide Prozesse werden direkt oder indirekt durch die Flammentemperatur beeinflusst und ergeben den in **Abbildung 4** dargestellten Verlauf des Ionisationssignals über der Luftzahl. ▶

➔ [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?

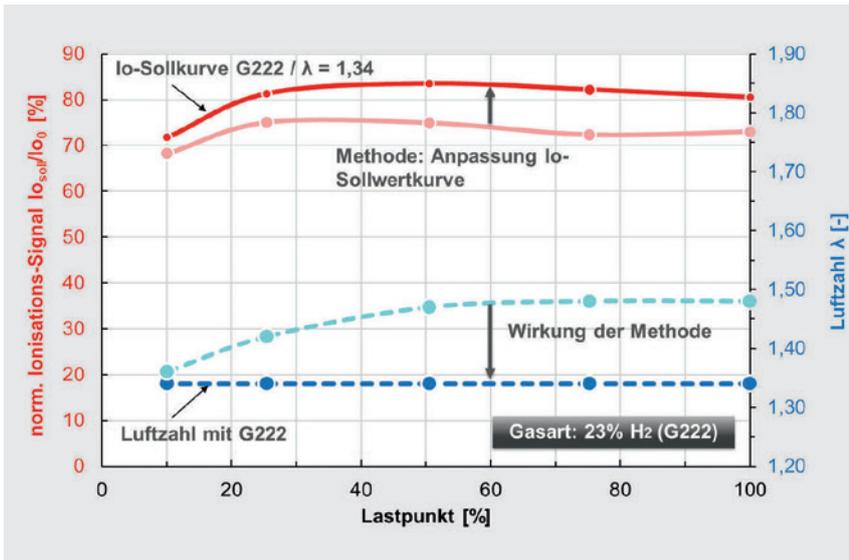


Abb. 5: Betrieb mit 23 Vol.-% Wasserstoff (G222)

Verhalten der gasadaptiven Verbrennungsregelung gegenüber Wasserstoff

Aufgrund der unterschiedlichen Verbrennungseigenschaften im Vergleich zu Erdgas (CH₄), insbesondere den höheren Verbrennungsgeschwindigkeiten und -temperaturen, bewirkt Wasserstoff, dass sich Reaktions- und auch Leitfähigkeitszonen für die Erfassung des Ionisationssignals (Io-Signal) für die gasadaptive Verbrennungsregelung verschieben.

Messungen mit dem wasserstoffhaltigen Testgas G222 (23 Vol.-% H₂, Rest: Methan) zeigen, dass es zu einer systematischen, lastabhängigen Verschiebung der Luftzahl kommt (Abb. 5). Bei parametrierter Io-Sollwertkurve für Methan (G20) kommt es mit dem wasserstoffhaltigen Testgas G222 zu einer „magereren“ Verbrennung, da eine „leitfähigere“ Flamme wahrgenommen und in der Folge die Gasmenge reduziert wird. Dies ist einfach durch ein Erhöhen der Io-Sollwertkurve zu kompensieren. Der Luftzahlverlauf kann wieder auf den gewünschten Sollwert (hier Lambda = 1,34) angepasst werden.

Die dargestellte Abhängigkeit des Io-Signals von der Luftzahl ermöglicht es, ein Regelungsverfahren aufzubauen, in welchem der gewünschten Luftzahl ein Io-Sollwert zugeordnet wurde. Um das ganze Modulationsband eines Brenners abzudecken, wird eine leistungsabhängige Io-Sollwertkurve für

den optimalen Luftzahlverlauf im Regelungssystem hinterlegt. Der komplette elektronische Gas/Luft-Verbund gleicht Unterschiede der Gasbeschaffenheiten automatisch aus und macht es möglich, das gesamte Erdgasband (E/LL) ohne manuelle Einstellungen am Gerät zu nutzen.

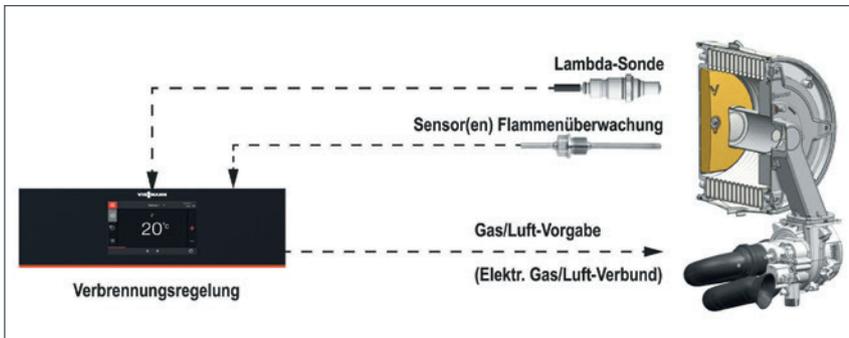


Abb. 6: Sensorgeführte elektronische Verbrennungsregelung mit Lambda-Sonde

Tabelle 2: Konzeptmerkmale

Konzeptmerkmale	Vorteile
neu entwickelter vollvormischender Oberflächen-Gasbrenner	<ul style="list-style-type: none"> • wasserstofftauglich • weites Betriebsfeld • NO_x-Minderung (Verbund Lambda-Sonde)
sensorbasiertes elektronisches Verbrennungsregelungssystem mit Lambda-Sonde	<ul style="list-style-type: none"> • optimale Betriebsführung und Effizienz • optimale Zündkontrolle • großer Modulationsbereich
neuartige Flammenüberwachung (Thermofühler/UV-Sonde)	<ul style="list-style-type: none"> • geeignet für Wasserstoff und Erdgas • Voraussetzung für Erdgas/H₂-Umstellung
modularer Brenneraufbau	<ul style="list-style-type: none"> • durch Brennertausch Heizgerät umstellbar von Erdgas auf Wasserstoff

Aktuelle Entwicklungen befassen sich mit der Auswertung verschiedener Prozesswerte aus dem elektronischen Regelungssystem, um Signaturen der Gasbeschaffenheit zu ermitteln, welche auf die Zusammensetzung von Gasgemischen schließen lassen. Damit kann zukünftig auch die Luftzahl automatisch bei Wasserstoff-Erdgas-Gemischen korrigiert werden.

Gasheizgeräte für den Betrieb mit reinem Wasserstoff

Der Betrieb mit reinem Wasserstoff steht derzeit im Fokus der Entwicklungsarbeiten bei Viessmann. Aktuelle Herausforderung ist das fehlende Ionisationssignal, das die gasadaptive Verbrennungsregelung benötigt. Aus diesem Grund wird für den reinen Wasserstoffbetrieb ein neues Konzept für die Flammenüberwachung erforderlich.

Basis für die Entwicklungsarbeiten ist ein gasadaptives Brennwertgerät für Erdgas mit einem vollmischenden Oberflächen-Gasbrenner, welches auf die Spezifika der reinen Wasserstoffverbrennung angepasst wird. Die gegenüber Erdgas deutlich abweichenden Verbrennungseigenschaften von Wasserstoff erfordern insbesondere eine Neuentwicklung des Verbrennungs-, Flammenüberwachungs- und Regelsystems sowie eine Anpassung der Komponenten. Um die Zielerfordernisse bestmöglich zu erfüllen, basiert das technische Konzept auf der nachstehend skizzierten, sensorgesteuerten elektronischen Verbrennungsregelung (Abb. 6, Tab. 2). Insbesondere bietet dieses Konzept gute Voraussetzungen für die einfache Umstellbarkeit von Erdgas auf Wasserstoff, sodass die Zukunftsfähigkeit der Geräte in der Transitionsphase gewährleistet bleibt.

Die Entwicklungsarbeiten für das Wasserstoff-Brennwertgerät werden im Rahmen des vom Bundeswirtschaftsministerium (BWi) geförderten Projekts „SmartQuart“ durchgeführt. Im Quartier Kaisersesch in der gleichnamigen rheinland-pfälzischen Verbandsgemeinde entsteht im Rahmen dieses Projekts eine komplette Infrastruktur von der Wasserstoffherzeugung über Transport und Speicherung bis zur Endanwendung in den Sektoren Wärme, Mobilität und Industrie. Der Entwicklungsstand dieser Geräte befindet sich derzeit im Stadium der Prototypen-Erprobung; es folgen die Phasen der Qualifizierung, Dauererprobung und schließlich der Einsatz der Geräte ab Anfang 2023 im Reallabor Kaisersesch.

Fazit

Die Prüfstandläufe im Viessmann-Technikum haben gezeigt, dass die effiziente Verwendung des Energieträgers Wasserstoff bereits jetzt zum Hei-

zen möglich ist. Zwar können alle Gas-Heizgeräte schon heute 10 Vol.-% Wasserstoff im Erdgas problemlos nutzen – die getesteten Gas-Brennwertgeräte erlauben aber auch ohne Weiteres die Zumischung von bis zu 30 Vol.-% Wasserstoff. Diese Geräte haben allerdings dafür noch keine Zulassung, gleichzeitig fehlt bislang in Deutschland wie auch Europa ein gültiges Regelwerk für den Einsatz solcher Wärmeerzeuger.

Für den Betrieb mit 100 Prozent Wasserstoff sind Gas-Heizgeräte in der Entwicklung, erste Prototypen werden derzeit ausführlich erprobt. Die Felderprobung erfolgt dann ab 2023 im Rahmen des SmartQuart-Projekts in Kaisersesch, dem ersten „Reallabor der Energiewende“. ■

Literatur

[1] Deutsche Energie-Agentur GmbH: dena-Leitstudie Integrierte Energiewende, Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050, Berlin 2018.

Die Autoren

Dr.-Ing. Manfred Dzubiella ist Head of R&D Thermodynamics and Engineering Services bei der Viessmann Werke Allendorf GmbH.

Wolfgang Rogatty ist im Bereich Corporate Communications bei der Viessmann Climate Solutions SE tätig.

Kontakt:

Dr.-Ing. Manfred Dzubiella
Viessmann Werke Allendorf GmbH
Viessmannstr. 1
35107 Allendorf
Tel.: 0151 15168102
E-Mail: drd@viessmann.com
Internet: www.viessmann.com

Wasserstoff ist Ihr Metier? Unseres auch!

Platzieren Sie Ihre Anzeige in der DVGW energie | wasser-praxis und profitieren Sie von wiederkehrenden redaktionellen Schwerpunkten zum Trendthema Wasserstoff.



energie | wasser-praxis

Kontakt

Britta Schick
0228 9191-461, schick@wvgw.de
Dina Schmidt
0228 9191-453, schmidt@wvgw.de

Entwicklung einer Wasserstoffinfrastruktur: über Projekte in die Netzentwicklung

Ausgabe 03/2021

Der Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft macht es erforderlich, parallel eine Wasserstoffinfrastruktur aufzubauen. Denn nur mit einer solchen können Aufkommensquellen mit Abnehmern kosteneffizient verbunden werden. Erste Vorschläge für eine entsprechende deutsche Infrastruktur wurden von den Fernleitungsnetzbetreibern mit dem „visionären Wasserstoffnetz“ und dem „Wasserstoffstartnetz 2030“ vorgestellt. Bei der Entwicklung dieser Vorschläge hat sich insbesondere gezeigt, dass die Kenntnis von Projekten wie beispielsweise „GET H₂ Nukleus“ eine wesentliche Komponente in der Planung eines Wasserstoffnetzes ist. Somit wird auch bei der Weiterentwicklung des Wasserstoffstartnetzes 2030 im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2022–2032 erneut auf eine Marktabfrage zu Wasserstoffprojekten gesetzt. Mit dem European Hydrogen Backbone liegt zudem bereits ein Konzept für ein europaweites Wasserstoffnetz vor.

von: Christoph Höft (Open Grid Europe GmbH) & Dr.-Ing. Alexander Heim (Thyssengas GmbH)

Die politischen Entwicklungen insbesondere der jüngsten Vergangenheit haben gezeigt, dass Wasserstoff ein zentrales Element auf dem Weg zur Umsetzung der Energiewende ist. So haben sowohl die EU als auch die Bundesrepublik Deutschland im zurückliegenden Jahr 2020 jeweils Wasserstoffstrategien veröffentlicht, deren Ziel es ist, einen Markt für (vorrangig grünen) Wasserstoff zu schaffen. Die EU plant in diesem Rahmen mit einer installierten Elektrolyseleistung von 40 Gigawatt (GW) im Jahr 2030 [1]; in Deutsch-

land werden im gleichen Jahr in der Nationalen Wasserstoffstrategie insgesamt 5 GW installierte Leistung vorgesehen [2].

Die Herstellung und Verwendung von Wasserstoff werden jedoch in Zukunft aufgrund unterschiedlicher Gegebenheiten und Restriktionen sowohl zeitlich als auch überwiegend örtlich getrennt sein. Zum einen sind die wesentlichen zukünftigen Wasserstoffverbraucher bereits heute lokal festgelegt: Industrien sind in der Regel an bestehende Standorte gebunden und weisen häufig eine definierte Bedarfsstruktur auf. Der Mobilitäts- sowie der Wärmesektor hingegen werden über die Verteilung in der Fläche erreicht, wobei z. B. insbesondere der Wärmesektor eine hohe Saisonalität aufweist. Zum an-

H₂-Startnetz 2030

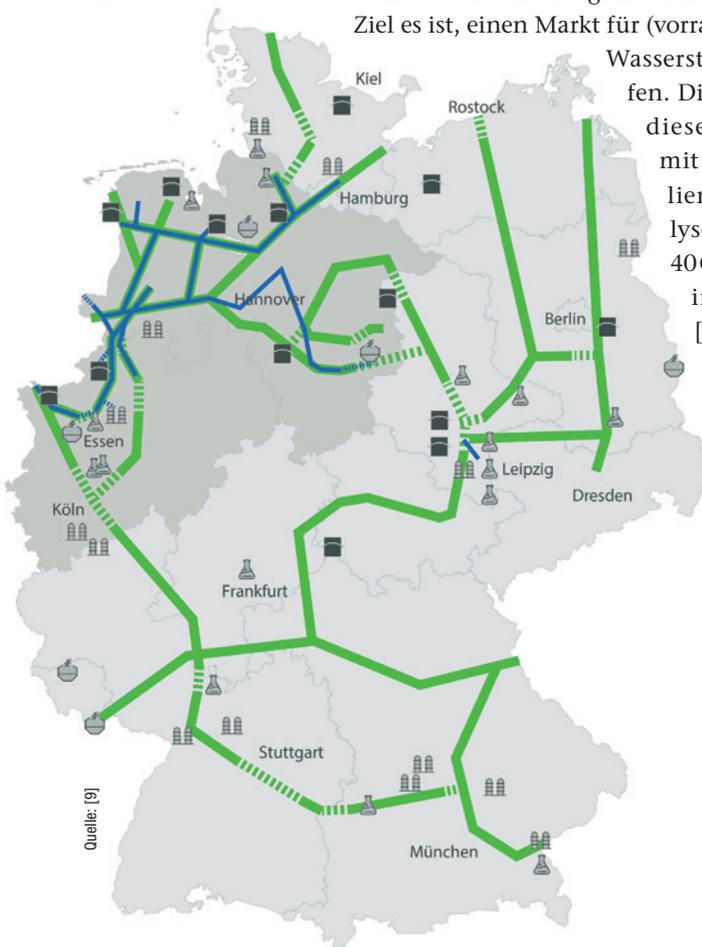
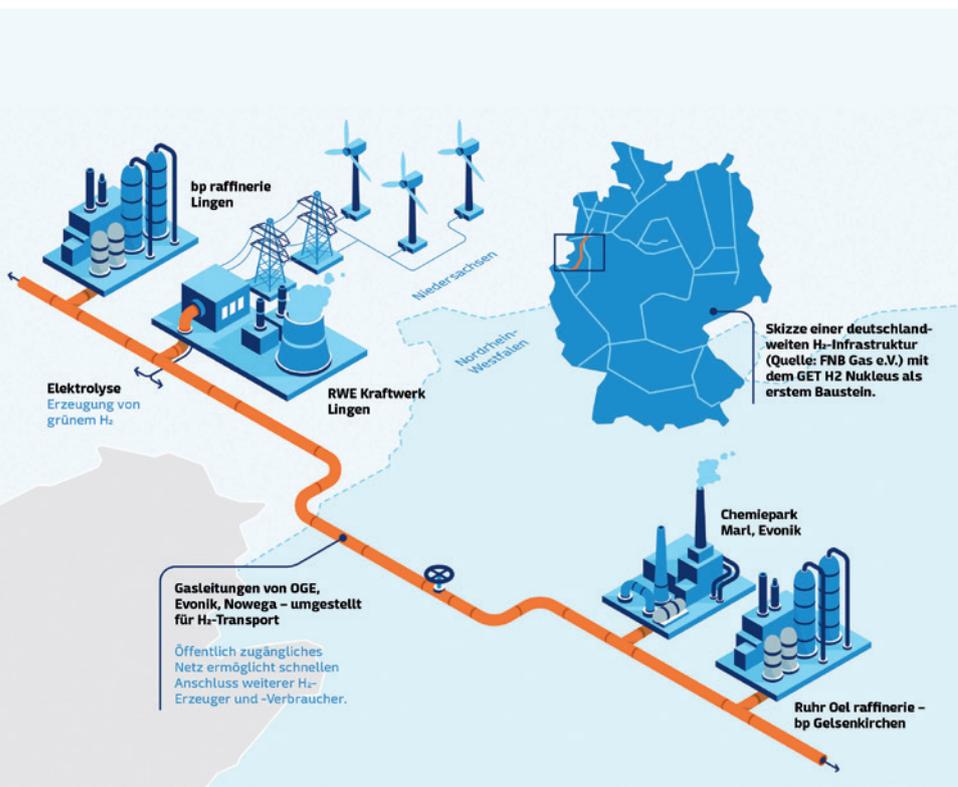


Abb. 1: Schematische Darstellung des Wasserstoffstartnetzes 2030 aus der Grüngasvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 (blau) sowie des visionären Wasserstoffnetzes (grün)

Disclaimer: Bei der Karte handelt es sich um eine schematische Darstellung, die hinsichtlich der eingezeichneten Speicher und Abnehmer keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt.

- | | |
|--|--|
|  Potenzielle Kavernenspeicher | H₂-Startnetz 2030 |
|  Raffinerie |  Schrittweise bis 2030 auf H ₂ umzustellende Erdgasleitungen |
|  Stahlindustrie |  Bis 2030 zu errichtende H ₂ -Neubauleitungen |
|  Chemie | Visionäres H₂-Netz |
| |  H ₂ -Leitungen nach potenzieller Umstellung bestehender Erdgasleitungen |
| |  Mögliche Neubaubereiche für H ₂ -Leitungen |



Quelle: [14]

Abb. 2: Überblick über die einzelnen Bestandteile des Projektes GET H₂ Nukleus

deren ist die Erzeugung von vorrangig grünem Wasserstoff aus erneuerbaren Energien volatil. In Deutschland kommt hierfür prioritär die Windkraft (sowohl on- als auch offshore) infrage. Folglich werden hierzulande in den nördlichen Bundesländern die größten Potenziale für Elektrolysestandorte gesehen [3, 4]. Parallel werden aber auch die Erzeugung und der Import von weiterem klimaneutralen (z. B. „blauen“ oder „türkisen“) Wasserstoff in Zukunft eine Rolle spielen [2].

Dem folgend ist der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur eine wesentliche Voraussetzung, um den Wasserstoff-Markthochlauf umsetzen zu können. Hierbei ist es auf jeden Fall geboten, die bereits bestehende Gasinfrastruktur zu berücksichtigen, denn die heutige Infrastruktur verbindet bereits potenzielle Quellenstandorte und Importrouten mit den heutigen wie auch zukünftigen großen Lastzentren sowie dem Verbrauch in der Fläche. Eine zeitliche Entkopplung von (volatiler) Erzeugung und dem Verbrauch ist darüber hinaus auch im Zeitbereich sogenannter Dunkelflauten über die angeschlossenen

Gasspeicher möglich. Die bereits vorhandene Gasinfrastruktur bietet so eine kostengünstige Option des zukünftigen Energietransports und ermöglicht damit eine effiziente Erreichung der energiepolitischen Dekarbonisierungsziele.

Netzausbauvorschlag der FNB ermöglicht den Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft bis 2030

Studien zeigen, dass eine kosteneffiziente und robuste Energiewende insbesondere durch Verwendung und Auslastung der vorhandenen Infrastruktur gelingt [5, 6]. Die bereits zu Beginn des vergangenen Jahres von den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) veröffentlichte Vision des potenziellen Wasserstoffnetzes in Deutschland war vor diesem Hintergrund ein erster wichtiger Schritt. Das in dieser Vision von den FNB entwickelte Leitungssystem umfasst 5.900 km und verbindet Verbrauchs- und Aufkommensschwerpunkte von Wasserstoff sowie Untertagespeicher. Über 90 Prozent dieses Systems können durch Umstellungen im bestehenden Erdgasnetz abgedeckt werden [7].

Neben dieser Vision haben die beteiligten Akteure im Rahmen des Prozesses zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 ein Wasserstoffstartnetz für das Jahr 2030 modelliert. Die wesentliche Basis dieser sogenannten Grüngasvariante sind die Ergebnisse einer Marktabfrage. Innerhalb dieser Abfrage wurden insgesamt 31 Grüngasprojekte, darunter überwiegend Wasserstoffprojekte, in ganz Deutschland identifiziert, die sowohl Quellen als auch Senken darstellen. Mit 21 Projekten hat sich Nordwestdeutschland als regionaler Schwerpunkt herauskristallisiert; folglich wird ein Wasserstoffstartnetz in dieser Region für das Jahr 2030 abgeleitet.

In diesem Prozess hat sich zudem erwiesen, dass konkrete Wasserstoffprojekte und damit auch die Kenntnis von zukünftigen Wasserstoffbedarfen und -aufkommensquellen wesentliche Säulen für die Netzentwicklung und damit für den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft sind. So hat sich auch gezeigt, dass hinsichtlich der genannten und berücksichtigten Projekte die Bilanz der Quellen und Senken nicht ausgeglichen ist, da die Senken kapazitiv überwiegen. Zur Deckung dieser Wasserstoffbedarfe ist somit auch der Import des Energieträgers notwendig.

Folglich verbindet das vorgeschlagene Wasserstoffstartnetz 2030 vorwiegend die Bedarfsschwerpunkte in Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen mit Aufkommensquellen aus Nordwestdeutschland sowie mit wesentlichen Importrouten für Wasserstoff. Es umfasst ein Leitungssystem von über 1.200 km Länge, von denen nur ca. 100 km neu gebaut werden müssten. Durch die Nutzung und Umstellung vorhandener Leitungen können auch die Kosten für dieses System gering gehalten werden [8, 9].

Die Lage des visionären Wasserstoffnetzes (grün) sowie des Wasserstoffstartnetzes 2030 (blau) ist in **Abbildung 1** schematisch dargestellt. Die Abbildung gibt zudem eine erste Übersicht über die Standorte von Gasspeichern sowie von potenziellen ersten Abnehmern von

Wasserstoff aus den Bereichen Stahl, Chemie und Raffinerie.

GET H₂ – vom Nukleus zum Startnetz

Eines der Projekte, die Eingang in die Grüngasvariante des NEP 2020–2030 gefunden haben, ist GET H₂ Nukleus. Dieses Projekt verdeutlicht, wie wichtig der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur als Voraussetzung für den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft ist. Das Projekt ist zudem ein Beispiel, das zeigt, wie die bedarfsgerechte Netzplanung auf Grundlage konkreter Projekte erfolgt.

GET H₂ Nukleus ist ein Projekt der Initiative GET H₂, welche sich zum Ziel gesetzt hat, wesentlich zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland beizutragen [10]. Dazu ist vorgesehen, bis zum Jahr 2023 einen Elektrolyseur mit einer elektrischen Leistung von 100 Megawatt (MW) in Lingen im Emsland zu errichten. Zudem soll parallel ein erstes Wasserstoffnetz zwischen Lingen und dem nordrhein-westfälischen Gelsenkirchen aufgebaut werden, welches damit im Zentrum des Wasserstoffstartnetzes 2030 der FNB liegt (Abb. 2). Für ein Teilstück ist dabei von Evonik auch ein Neubau vorgesehen. Als Abnehmer soll das Netz sowohl Raffinerien der bp AG als auch den Chemiepark Marl der Evonik Industries AG erreichen. Ein Ausbau der Elektrolyseleistung kann dabei zudem nach Bedarf erfolgen. Ebenfalls wird der Anschluss eines Gasspeichers angestrebt [11]. Die geografische Lage des Projekts sowie dessen potenzielle Einbindung in das Wasserstoffstartnetz 2030 der FNB ermöglichen darüber hinaus einen Anschluss an ein niederländisches Wasserstoffnetz und somit den Zugang zu weiteren Wasserstoffquellen.

Auch in diesem Projekt kann ein Großteil der aufzubauenden Wasserstoffinfrastruktur durch die Umstellung vorhandener Gasleitungen auf den Transport von 100 Prozent Wasserstoff umgesetzt werden. Die beiden FNB Nowega und OGE (Open Grid Europe) ar-

beiten hierzu in diesem Projekt mit dem TÜV zusammen, um die Verträglichkeit der eingesetzten Werkstoffe aller Komponenten für den Betrieb mit Wasserstoff nachzuweisen. Analoge Prüfungen werden ebenso u. a. an den Anknüpfungspunkten zum GET H₂ Nukleus im Netz der Thyssengas durchgeführt. Ebenfalls muss die ausreichende Dimensionierung der Netze für Betriebsdruck und Betriebslastwechsel geprüft werden. Die beiden Unternehmen gehen nach derzeitigem Stand davon aus, dass die betrachteten Gasleitungen für eine Umstellung grundsätzlich geeignet sind, denn bisher sind keine Ausschlusskriterien festgestellt worden. Eine abschließende Beurteilung erfolgt nach Beendigung der zurzeit noch andauernden Prüfungen und Untersuchungen [12, 13].

Marktabfrage schafft Basis für eine transparente Plattform

Im Rahmen des bereits genannten Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 hat sich die Marktabfrage als sehr gutes Instrument erwiesen, um einen Gesamtüberblick über Wasserstoffinitiativen und weitere Grüngasprojekte zu erhalten. Deshalb haben die FNB im Vorfeld des kommenden Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 eine erneute Abfrage von Projekten für die Erzeugung und den Bedarf von Wasserstoff sowie weiteren grünen Gasen gestartet. Die Ergebnisse der Abfrage, in der bis zum 16. April 2021 Vorhaben gemeldet werden können, sind Grundlage für die Weiterführung der Modellierung des Wasserstoffstartnetzes. Die Marktabfrage richtet sich dabei sowohl an Unternehmen, Projektverantwortliche und Verteilnetzbetreiber als auch an Projekte in Nachbarländern mit Auswirkungen auf Deutschland. Damit schafft die Abfrage eine transparente und effiziente Plattform für Netznutzer und -betreiber und dient dem ziel- und bedarfsorientierten Aufbau einer deutschen Wasserstoffinfrastruktur [15].

Die Teilnehmer der Abfrage sind aufgerufen, Informationen z. B. über den Projektstandort, die geplante Ein- oder Aus-

SCHUCK IST H₂ READY

Als erster Hersteller von Gebäude-einführungssystemen und Armaturen erhalten SCHUCK Produkte die Freigabe für den Betrieb mit Wasserstoff.

SCHUCK
ist
H₂ready



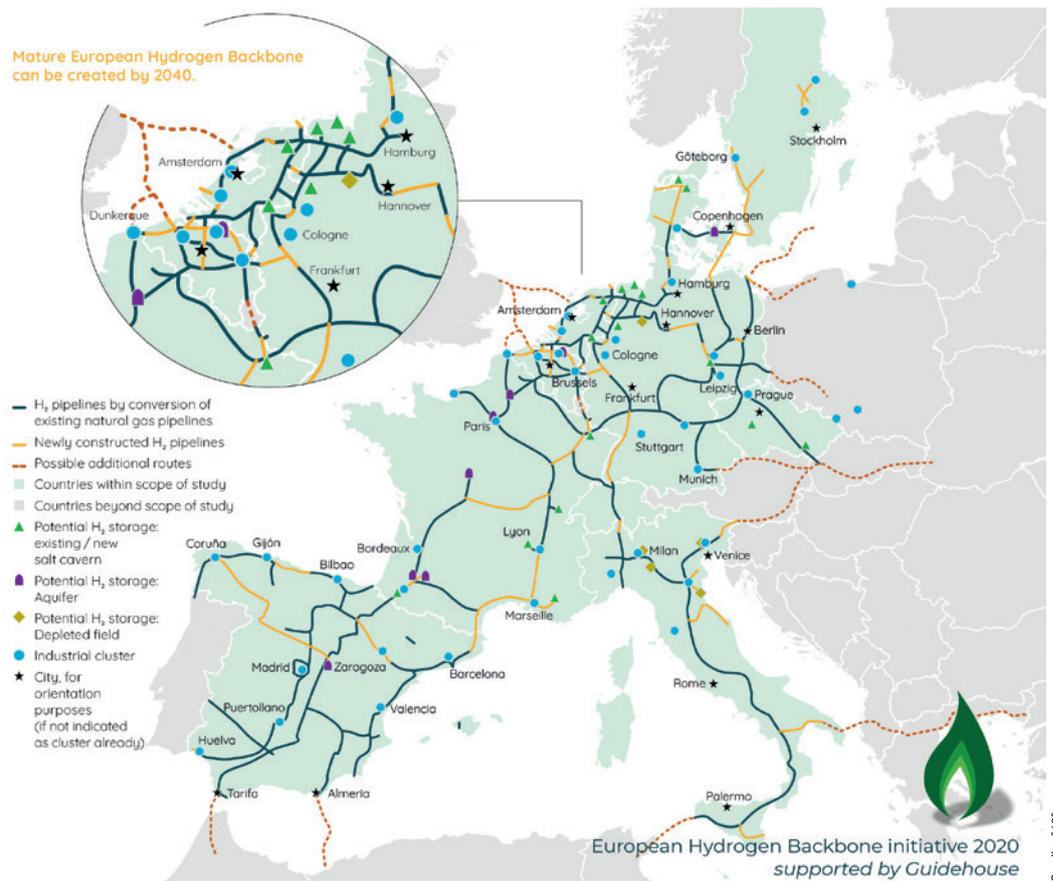
Für das Netz von morgen:

Schon heute sind viele unserer Produkte für bis zu 100% Wasserstoff geeignet und sorgen so für Ihr zukunftsicheres Gasnetz.



SCAN MICH

Abb. 3: Der geplante European Hydrogen Backbone soll in Zukunft große Teile Europas über eine Wasserstoff-Transportinfrastruktur miteinander verbinden.



speiseleistung und den Zeitpunkt der Inbetriebnahme zu melden. Diese Informationen werden nach einer Plausibilisierung durch die FNB im Konsultationsdokument des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 berücksichtigt. An die Konsultation und Bestätigung dieses Szenariorahmens durch die Bundesnetzagentur schließt sich dann die eigentliche Modellierung zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 an. Um dabei auf belastbare Informationen aufsetzen zu können, sind die Teilnehmer der Marktabfrage gebeten, ihre Projekte u. a. im Hinblick auf Realisierungszeitpunkt und Transportkapazität so weit wie möglich zu konkretisieren und die Umsetzungsabsicht zu bestätigen. Zu diesem Zweck soll, voraussichtlich bis zum 1. Oktober 2021, eine Absichtserklärung zwischen Projektträger und zuständigem FNB im Sinne eines „Memorandum of Understanding“ (MoU) abgeschlossen werden. Im Anschluss an die Genehmigung der jeweiligen Projektvorhaben durch die Bundesnetzagentur ist die Vereinbarung eines Realisie-

rungsfahrplans vorgesehen, welcher die nächsten Schritte für einen Anschluss an die Wasserstoffinfrastruktur präzisiert. Dies wird voraussichtlich im vierten Quartal 2022 erfolgen [16]. Voraussetzung hierfür als auch für die konkrete Umsetzung der Planungen für ein Wasserstoffnetz ist, dass eine Anpassung des Rechtsrahmens noch in dieser Legislaturperiode von der Bundesregierung auf den Weg gebracht wird. Zu diesen Voraussetzungen zählt u. a., dass die FNB überhaupt erst berechtigt werden, regulierte Wasserstoffnetze zu errichten und zu betreiben.

European Hydrogen Backbone: Ausblick auf den zukünftigen Wasserstofftransport in Europa

Der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft ist jedoch nicht nur in Deutschland ein Thema. Weltweit gibt es bereits eine Vielzahl an nationalen Strategien, die die Bedeutung von Wasserstoff als zukünftigen klimafreundlichen Energieträger und Grundstoff hervorheben [17]. Auch

die EU-Kommission plant in ihrer Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa die phasenweise Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft und unterstreicht die Notwendigkeit der Schaffung eines Wasserstoffnetzes in der EU [1]. Vor diesem Hintergrund ist das Konzept einer reinen Wasserstoff-Transportinfrastruktur in Europa, welches eine Gruppe von elf FNB aus neun EU-Staaten im Sommer letzten Jahres vorgestellt hat, ein wichtiger Meilenstein. Das Konzept eines sogenannten European Hydrogen Backbone (EHB) sieht dabei eine schrittweise Entwicklung vor: Geplant ist ein Netz, das ab Mitte der 2020er-Jahre bis 2030 zu einem zunächst 6.800 km langen Leitungssystem ausgebaut wird und sogenannte „Hydrogen Valleys“ miteinander verbindet. Diese „Hydrogen Valleys“ sind die in den Niederlanden und in Deutschland auf nationaler Ebene vorgeschlagenen Wasserstoffstartnetze mit zusätzlichen Zweigen nach Belgien und Frankreich. Darüber hinaus werden

regionale Netzwerke in Italien, Spanien, Dänemark, Schweden, Frankreich und Deutschland entstehen [18].

Die Verknüpfung dieser zunächst getrennten Netzwerke erfolgt zunehmend über Ländergrenzen hinweg und soll in einem EU-weiten Wasserstoffnetz mit einer Länge von bis zu 23.000 km im Jahr 2040 resultieren (Abb. 3). Dabei basiert der überwiegende Teil dieses Netzes (ca. 75 Prozent) auf umgestellten Erdgasleitungen, die durch neu zu bauende Leitungen (ca. 25 Prozent) ergänzt werden. Somit entsteht parallel zum (Bio-)Methannetz ein reines Wasserstoffnetz, welches für den effizienten Transport großer Mengen von Wasserstoff über weite Strecken genutzt werden kann. Die Abschätzung der Kosten für den Aufbau dieses Netzes sind natürlich mit Unsicherheiten verbunden – nach Einschätzung der FNB sind hierfür ca. 27 bis 64 Mrd. Euro zu veranschlagen. Jedoch ergeben sich bezogen auf den Transport von einem kg Wasserstoff pro 1.000 km spezifische Kosten in Höhe von nur 0,09 bis 0,17 Euro [18]. Diese im Gesamtkontext der Energiewende überschaubaren Kosten ermöglichen einen wirtschaftlichen Transport von Energie über große Entfernungen und eröffnen damit neue Versorgungsmöglichkeiten. Wasserstoff kann somit seinen Weg aus Regionen in Europa mit günstigen Bedingungen für Solar- und Windenergie, beispielsweise in Spanien und an der Nordseeküste, in die Bedarfszentren finden. Zusätzlich ermöglicht der EHB den Anschluss an zukünftige globale Wasserstoffströme, einschließlich Nordafrika und möglicherweise der Ukraine und Russland. Davon profitiert auch Deutschland, welches auf den Import von klimafreundlichem Wasserstoff angewiesen ist [2]. Der von den elf FNB vorgestellte EHB ist ein wichtiger Schritt zum Aufbau eines europaweiten Wasserstoffnetzes. An der Weiterentwicklung des Konzeptes wird bereits gearbeitet, denn der Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft nimmt an Fahrt auf und macht den

Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur umso notwendiger. ■

Literatur

- [1] 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.
- [2] Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie: Die Nationale Wasserstoffstrategie, 2020.
- [3] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH: Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen – Eine Expertise für das Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, online unter www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/asset/document/bericht_wasserstoffstudie_nrw-2019-04-09_komp.pdf, abgerufen am 5. Januar 2021.
- [4] 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.
- [5] 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.
- [6] Frontier Economics Ltd: Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland – Eine modellbasierte Analyse, online unter www.frontier-economics.com/media/2260/der-wert-der-gasinfrastruktur.pdf, abgerufen am 12. Januar 2021.
- [7] FNB Gas e. V.: Erläuterungen zur Karte des „visionären“ Wasserstoffnetzes (H₂-Netz), online unter www.fnb-gas.de/media/erlaeuterungen_zur_visionaeren_h2-karte.pdf, abgerufen am 4. Januar 2021.
- [8] FNB Gas e. V.: Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 – Entwurf, online unter www.fnb-gas.de/media/fnb_gas_2020_nep_entwurf_de.pdf, abgerufen am 4. Januar 2021.
- [9] FNB Gas e. V.: H₂-Startnetz 2030, online unter www.fnb-gas.de/media/fnb_gas_h2_startnetz_2030.jpg, abgerufen am 5. Januar 2021.
- [10] GET H₂: GET H₂ – Mit Wasserstoff bringen wir gemeinsam die Energiewende voran, online unter www.get-h2.de, abgerufen am 5. Januar 2021.
- [11] GET H₂ Nukleus: Der Startschuss für die Wasserstoffwirtschaft in Deutschland, online unter www.get-h2.de/wp-content/uploads/geth2-nukleus_presentation_201127.pdf, abgerufen am 20. Januar 2021.
- [12] Adam, P., Heunemann, F., von dem Bussche, C., Engelshove S., Thiemann, T.: Wasserstoffinfrastruktur – tragende Säule der Energiewende – Umstellung von Ferngasnetzen auf Wasserstoffbetrieb in der Praxis, online unter www.nowega.de/wp-content/uploads/200915-whitepaper-h2-infrastruktur-DE.pdf, abgerufen am 20. Januar 2021.
- [13] Marewski, U., Engel C., Steiner, M.: Umstellung von bestehenden Erdgasleitungen zum Transport von Wasserstoff, in: DVGW energie | wasser-praxis, Ausgabe 9/2020, S. 12–17.
- [14] GET H₂: GET H₂ Grafik, online unter www.get-h2.de/wp-content/uploads/GET-H2-Grafik_013.jpg, abgerufen am 20. Januar 2021.
- [15] FNB Gas e. V.: Netzentwicklungsplan Gas wird deutsche Transparenzplattform für den Wasserstoff-Markthochlauf, online unter www.fnb-gas.de/fnb-gas/veroeffentlichungen/pressemittellungen/netzentwicklungsplan-gas-wird-deutsche-transparenzplattform-fuer-den-wasserstoff-markthochlauf/, abgerufen am 14. Januar 2021.
- [16] FNB Gas e. V.: Kriterien für Projekte für die Erzeugung und den Bedarf von Wasserstoff und Grünen Gasen zur Berücksichtigung im Konsultationsdokument des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032, online unter www.fnb-gas.de/media/2021_01_11_sr_2022_-_kriterien_h2_und_gruene_gase_de_1.pdf, abgerufen am 15. Januar 2021.
- [17] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH: International hydrogen strategies – A study commissioned by and in cooperation with the World Energy Council Germany, online unter www.weltenergiat.de/wp-content/uploads/2020/09/WEC_H2_Strategies_finalreport_200922.pdf, abgerufen am 21. Januar 2021.
- [18] Gas for Climate: European Hydrogen Backbone – how a dedicated hydrogen infrastructure can be created, online unter https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/european-hydrogen-backbone/, abgerufen am 21. Januar 2021.
- [19] Gas for Climate: European Hydrogen Backbone 2040, online unter https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/12/EHB_2040.png, abgerufen am 21. Januar 2021.

Die Autoren

Christoph Höft ist Senior Projektleiter im Bereich Unternehmensentwicklung & Strategie der Open Grid Europe GmbH.

Dr.-Ing. Alexander Heim ist Projektleiter Element Eins im Kompetenzzentrum Innovation und Strategie der Thyssengas GmbH.

Kontakt:

Dr.-Ing. Alexander Heim
Thyssengas GmbH
Emil-Moog-Platz 13
44137 Dortmund
Tel.: 0231 91291-5644
E-Mail: alexander.heim@thyssengas.com
Internet: www.thyssengas.com

ms
con-cept
global sales solutions

Ihr Lieferant für

Rohre und Rohrkomponenten im Bereich

- Gas / Wasserstoff
- Trink- und Abwasser
- Fernwärme

Materialqualität.
Zuverlässigkeit.
Technisches Know-how.

www.mscon-cept.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/



2009



2013

Quelle: Gemeinde Saerbeck

Wasserstoff als Baustein der Wärme- und Verkehrswende

Ausgabe 03/2021

– das Beispiel der Klimakommune Saerbeck

Die im nördlichen Münsterland gelegene Gemeinde Saerbeck hat es sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2030 komplett klimaneutral zu sein. Nachdem dieses Ziel im Strombereich **durch den in Eigenregie realisierten Bioenergiepark** bereits erreicht wurde, möchte die Gemeinde nun unter dem Projektnamen „Klimakommune 2.0“ auch die Sektoren Verkehr und Wärme klimaneutral aufstellen und sich gleichzeitig **als Kompetenz- und Transferzentrum etablieren**. Welche Rolle der Energieträger Wasserstoff bei diesem Vorhaben spielen soll, wird in diesem Fachbeitrag dargestellt.

von: Guido Wallraven (Gemeinde Saerbeck)

Seit dem Gewinn des Landeswettbewerbs „Klimakommune der Zukunft“ im Jahr 2009 ist die nordrhein-westfälische Gemeinde Saerbeck auf dem Weg in eine klimafreundliche Zukunft. Getragen von der ambitionierten Zielsetzung, die gesamte Energieversorgung der Gemeinde (Strom, Wärme und Verkehr) bis 2030 mit erneuerbaren Energien sicherzustellen, haben die Verantwortlichen seitdem mehr als 100 verschiedene Projekte zum loka-

Abb. 1: Luftbildaufnahme des Bioenergieparks auf dem Gelände eines ehemaligen Munitionsdepots vor (links) und nach (rechts) der Realisierung

len Klimaschutz im kleinen wie im großen Maßstab umgesetzt.

Saerbeck ist eine ländliche Gemeinde im nördlichen Münsterland und hat etwa 7.200 Einwohner. Eine gesunde Wirtschaftsstruktur mit mehr als 2.400 lokalen Arbeitsplätzen, eine gute lokale Infrastruktur sowie ein hohes ehrenamtliche Engagement der Bevölkerung bilden die Grundlage für die Umsetzung der Vision, Klimakommune der Zukunft zu sein. Von Beginn an haben die Projektverantwortlichen großen Wert darauf gelegt, möglichst viele Menschen in Saerbeck auf diesem Weg mitzunehmen. Im Ergebnis der hohen Bürgermitwirkung in Verbindung mit einer proaktiven Rolle der Gemeinde werden aktuell etwa 400 Prozent erneuerbare Energien im Gemeindegebiet produziert. Sicherergestellt wird dies durch gemeindeeigene Projekte, privates Engagement sowie die Mitarbeit von Landwirten und Gewerbetreibenden.

Das wichtigste Projekt der Klimakommune ist der Bioenergiepark Saerbeck. Hier entstand auf dem Gelände eines ehemaligen Munitionsdepots der Bundeswehr ein Nutzungsmix aus verschiedenen erneuerbaren Energien (Sonne, Wind, Bioenergie) an einem Standort. Das Depot wurde hierzu durch die Gemeinde erworben und in Eigenregie zum Bioenergiepark umgebaut (**Abb. 1**). Lokale Wertschöpfung und finanzielle Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger waren dabei die wesentlichen Zielsetzungen zur Entwicklung des Bioenergieparks. So fungiert z. B. die Genossenschaft „Energie für Saerbeck“ als Investorin für den Photovoltaik-Park mit einer Leistung von 6 Megawatt (MW), der auf den Seitenflächen der ehemaligen Munitionsbunker errichtet wurde. Und auch die Windkraftanlagen vor Ort sind durch

lokale Investoren (Gewerbetreibende, Private, Energiegenossenschaft) finanziert. Die Biogasanlage wiederum wird durch Saerbecker Landwirte betrieben und der Kreis Steinfurt (in Form der Entsorgungsgesellschaft Steinfurt mbH (EGST)) betreibt am Standort eine Kompostierungsanlage mit energetischer Nutzung des Bioabfalls. Insgesamt werden damit etwa 250 Prozent erneuerbarer Strom im Bioenergiepark produziert.

Von den Gesamtinvestitionskosten in Höhe von ca. 70 Mio. wurden mehr als 50 Mio. ausschließlich aus Saerbecker Quellen investiert. Die Projektentwicklung der Umnutzung des Munitionsdepots bis hin zur immissionsschutzrechtlichen Genehmigung der Windenergieanlagen erfolgte durch die Gemeinde, über die Investitionen entschied der Rat. Der hohe Grad finanzieller Beteiligung der Bevölkerung, transparente Planungsverfahren von Beginn an, die aktive Rolle der Gemeinde sowie eine dauerhafte Information und Kommunikation sind Bausteine einer hohen Identifikation und Akzeptanz der Bevölkerung für dieses Projekt sowie Ausdruck einer positiven

Einstellung zum Klimaschutz insgesamt: Wir sind Klimakommune!

Mithilfe der genannten Projekte hat es die Gemeinde geschafft, die CO₂-Emissionen der Bevölkerung pro Kopf von 9,6 Tonnen/Jahr in 2010 auf nunmehr 4,5 Tonnen/Jahr in 2018 zu senken. Die bürgernahe Umsetzung der ersten Projekte der Klimakommune in der Anfangsphase machte sehr schnell deutlich, wie wichtig die Themen Information, Motivation und insbesondere Bildung für den Klimaschutz sind. Vor diesem Hintergrund hat die Klimakommune von Beginn an einen besonderen Stellenwert auf das Thema Bildung für den Klimaschutz gelegt, geht es doch darum, die Energiewende „in die Köpfe der Menschen zu bekommen und aus Mittenken Handeln zu machen“. Getreu diesem Vorhaben wurde im Jahr 2015 der außerschulische Lernstandort „Saerbecker Energiewelten“ ins Leben gerufen – ein Lernort für erneuerbare Energien und Klimaschutz im Bioenergiepark. Im letzten Vor-Corona-Schuljahr konnten dabei insgesamt 120 verschiedene Kurse zu erneuerbaren Energien für mehr als 2.500 Schülerinnen und Schülern aus der Region durchgeführt werden.

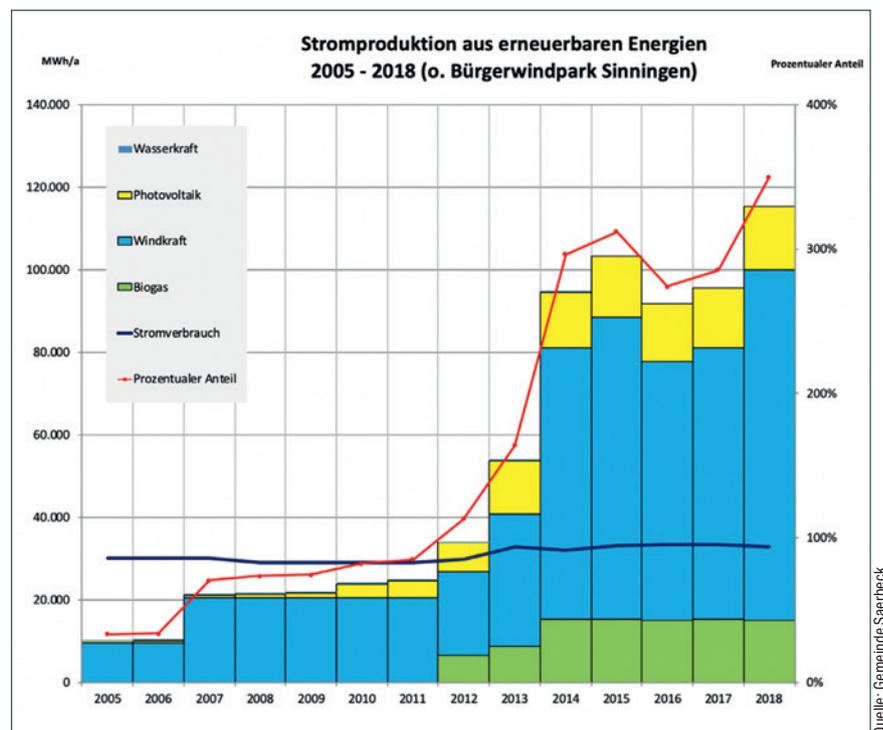


Abb. 2: Übersicht über die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in der Gemeinde Saerbeck zwischen 2005 und 2018

Wasserstoff als Baustein der Sektorenkopplung

Mit Blick auf die aktuellen Entwicklungen wird Wasserstoff in der Klimakommune Saerbeck in Zukunft eine wichtige Rolle spielen. Eine erste Annäherung an den Energieträger als Baustein der Energiewende erfolgte im Rahmen eines Forschungs-und-Entwicklungs-Projektes der FH Münster am Standort Bioenergiepark in den Jahren 2016 bis 2020: Unter Federführung des Fachbereiches Energie.Gebäude.Umwelt (Projektpartner: Gas- und Wärme-Institut Esse e. V. (GWI), Saerbecker Ver- und Entsorgungsgesellschaft mbH (Saerve), Gelsenwasser AG) wurde eine Technikum-Anlage mit vier verschiedenen Speichertechnologien aufgebaut. Untersuchungsgegenstand war die Simulation der Erzeugung erneuerbarer Energien aus dem Bioenergiepark aus drei verschiedenen Quellen (Wind, Sonne und Bioenergie) mit volatilen Inputbedingungen und der minuten-genauen Deckung des Stromverbrauchs der Gemeinde (Lastgänge). Ziel des Projektes war es, geeignete Speichertechnologien zu identifizieren, Simulationsprogramme und wirtschaftliche Betreibermodelle zu entwickeln sowie eine ökobilanzielle Untersuchung entlang der Wertschöpfungskette durchzuführen (Abb. 3). Im Rahmen einer Simulation wurden dabei die Input-Bedingungen des Bioenergieparks aus drei verschiedenen,

zum überwiegenden Teil volatilen Input-Bedingungen zu den Lastgängen der Gemeinde im Maßstab 1:200 gegenübergestellt mit der Identifikation geeigneter Speichertechnologien. Untersucht wurden die folgenden vier Technologien: Lithium-Ionen, Blei-Kristall, Redox-Flow und Wasserstoff. Grundlage der Wasserstoffproduktion bildete ein PEM-Elektrolyseur mit einer Leistung von 10 Kilowatt (kW). Mit dem Projekt wurden erste Erfahrungen mit der Produktion und Einbettung von Wasserstoff als Baustein der Sektorenkopplung gesammelt. Ergebnis ist, dass Wasserstoff als ein Baustein in einem hybriden System (hier gemeinsam mit Li-Ionen-Speichern) sehr gut dazu geeignet ist, gerade unter Überproduktionsbedingungen erneuerbaren Stroms entsprechende Speichereffekte zu erzielen. Die Frage einer wirtschaftlichen Nutzung ist durch die derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen jedoch noch begrenzt.

Zur Konkretisierung vertiefender Fragestellungen aus dem Projekt „Energiespeicher in der Praxis“ (EnerPrax) erarbeitet die FH Münster derzeit gemeinsam mit weiteren Projektpartnern (GWI, B&R-Energie GmbH) ein Folgeprojekt mit dem Titel „EnerRegion“. Ziele sind die detaillierte Auswertung des Energiesystems in einem Musterquartier, eine umfangreiche Betrachtung diverser Varianten für ein Energiekonzept bei Fokussierung auf Pow-

er-to-X-Technologien im ländlichen Raum und die kleintechnische Simulation eines modellhaften Energiesystems. Dazu wird die bestehende Technikum-Anlage im Saerbecker Bioenergiepark durch weitere technologische Bausteine (Speicher für Wasserstoff und Methan, Brennstoffzelle, biologische Verfahren zur Wasserstofferzeugung und zur Herstellung von Methan) ergänzt; aussagekräftige Ergebnisse werden im Oktober 2022 erwartet.

Wasserstoff als Baustein der Verkehrs- und Wärmewende

Unter dem Titel „Treibstoff der Zukunft – Wasserstoff mobilisiert das Energieland 2050“ hat der Kreis Steinfurt im Jahr 2020 einen Masterplan zur Nutzung von Wasserstoff für die Mobilität des Kreises erarbeitet. Ziel ist es, eine Wasserstoff-Kompetenzregion auf Grundlage grünen Stroms aufzubauen. Hier spielt u. a. die Frage einer wirtschaftlichen Folgenutzung der aus der EEG-Förderung fallenden Windenergieanlagen im Projektgebiet eine zentrale Rolle.

Saerbeck ist in diesem Konzept ein wichtiger Bestandteil: In einer ersten Umsetzungsphase wird am Standort Bioenergiepark eine Wasserstoff-Betriebstankstelle für interessierte Nutzer des Parks aufgebaut, parallel dazu werden erste Wasserstoff-Fahrzeuge angeschafft (Nutzfahrzeuge, Fahr-

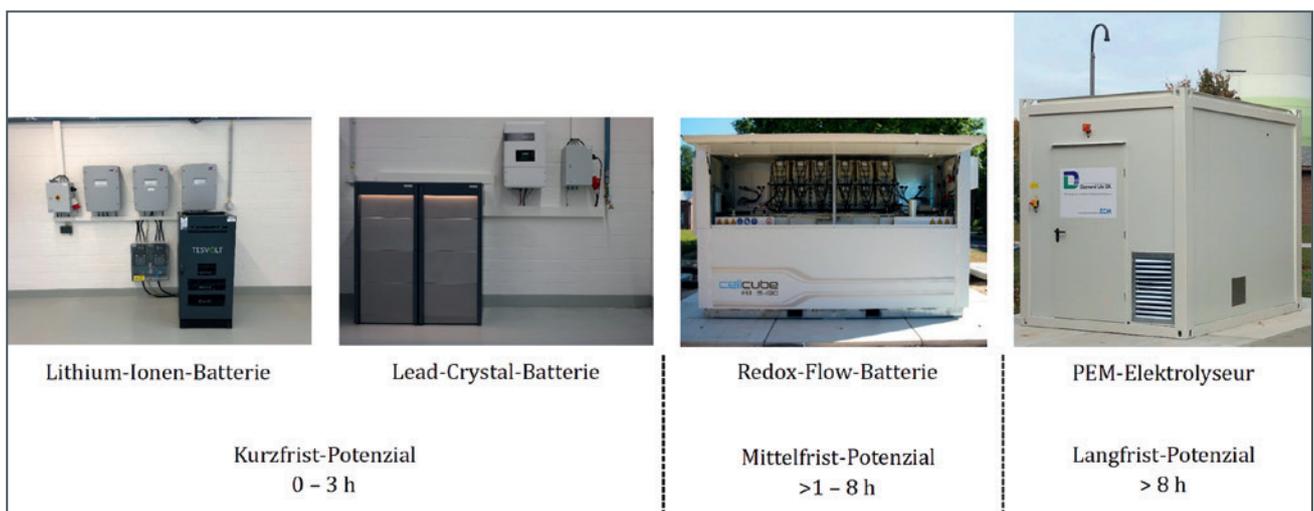


Abb. 3: Untersuchte Speichertechnologien im EnerPrax-Projekt

Quelle: FH Münster

zeugflotten). Dabei wird die vorhandene Infrastruktur der FH Münster am Standort genutzt, integriert und ausgebaut. Darüber hinaus wird die Gemeinde vom Ausbau der Buslinie des Regionalverkehrs Münsterland profitieren: Die klimafreundliche Umstellung der Schnellbuslinie von Ibbenbüren nach Münster auf regional produzierten grünen Wasserstoff zählt zu den Leuchtturmprojekten der ersten Umsetzungsphase des Feinkonzeptes. In Saerbeck ist in der Ausbaustufe des Feinkonzeptes eine öffentliche Wasserstofftankstelle mit Eigenproduktion geplant.

Mit dem Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur sind begleitende Maßnahmen zum regionalen Kompetenzaufbau verbunden, z. B. in Form des Wasserstoff-Kompetenzzentrums HYMAT-Energie (Abb. 4). Die Dynamik der Projektumsetzung hängt weniger von den Produktionsmöglichkeiten grünen Wasserstoffs als vielmehr von der Verfügbarkeit entsprechender Hardware (in diesem Fall: Wasserstoff-Fahrzeuge) ab. Deshalb steht in der ersten Phase der Sektor der Nutzfahrzeuge im Vordergrund der Projektumsetzung (Bus, Schiene, Gewerbe). Mit einem Markthochlauf der Wasserstoff-Mobilität in der Region ab 2025 sind dann entsprechende Multiplikatorenwirkungen auch auf die private KFZ-Nutzung zu erwarten.

Seit Oktober 2020 profitiert Saerbeck von einer weiteren positiven Entwicklung im Bereich der Wasserstoffwirtschaft, denn die Klimakommune wird Standort eines Elektrolyseur-Herstellers werden. Die Firma Enapter ist ein Unternehmen, das hocheffiziente, modulare Wasserstoffgeneratoren auf Basis der AEM-Technologie (AEM) herstellt. Das modular aufgebaute System deckt ein breites Nutzungsspektrum von saisonaler Speicherung bis hin zu großindustriellen Anwendungen in Branchen wie Energie, Mobilität, Telekommunikation, Wärmegewinnung und Industrie ab. Ausgehend von einem Basismodul mit 2,4 kW Leistung in der Größe eines Verstärkers sind bis



Abb. 4: Übersichtskarte der Wasserstoff-Erzeugerstandorte im Kreis Steinfurt

zu 70 Elektrolyseure in einem 20-Fuß-Container aggregierbar. Geplant ist, dass ab dem Jahr 2022 mit ca. 300 neuen Arbeitsplätzen am Standort Saerbeck insgesamt 100.000 Elektrolyseure pro Jahr produziert werden.

Wichtige Ansiedlungsfaktoren für Enapter waren neben dem Bezug von Grünstrom aus dem Bioenergiepark und dem „Fühlungsvorteil“ des FH-Standortes im Bioenergiepark nicht zuletzt auch die Authentizität und der gelebte Pragmatismus der Klimakommune im Kontext einer klimafreundlichen Energieversorgung.

In den letzten zehn Jahren hat die Klimakommune Saerbeck es geschafft, eine Stromwende zu realisieren. Der Anteil von mehr als 400 Prozent grünen Stroms eröffnet vor diesem Hintergrund zahlreiche Möglichkeiten für die zielführende Umsetzung der Energiewende in den Sektoren Wärme und Verkehr bis zum Jahr 2030 (Klimakommune 2.0). Vor diesem Hintergrund werden die Synergien und Potenziale aus der Nutzung des lokal produzierten grünen Stroms im Zentrum der künftigen Aktivitäten der Klimakommune

stehen. Die lokale Produktion wie auch die lokale Nutzung grünen Wasserstoffs sind dabei wichtige Bausteine und die folgerichtige Entwicklungsstrategie der Klimakommune auf dem Weg in eine klimafreundliche Zukunft. ■

Der Autor

Guido Wallraven hat in der Gemeinde Saerbeck die Leitung des Projektes Klimakommune inne.

Kontakt:
 Guido Wallraven
 Gemeinde Saerbeck
 Ferrières-Str. 11
 48369 Saerbeck
 Tel.: 0171 9345568
 E-Mail: guido.wallraven@saerbeck.de
 Internet: www.saerbeck.de



Wasserstoff als Baustein im Strukturwandel – das Beispiel der Stadt Herten

Ausgabe 03/2021

Die Stadt Herten, im nördlichen Ruhrgebiet zwischen Emscher und Lippe gelegen, hat in den letzten Jahrzehnten eine erstaunliche Wandlung vollzogen: **Noch in den 1970er-Jahren war die große kreisangehörige Stadt die größte Bergbaustadt Europas, bezogen auf die Menge an geförderter Steinkohle. Nur wenige Jahrzehnte später ist Herten seit dem Jahr 2009 die einzige Stadt Europas mit einem kommunalen Technologiezentrum mit dem Schwerpunkt Wasserstoff. Wie es zu dieser Schwerpunktsetzung kam und welchen Beitrag der Energieträger zum Strukturwandel geleistet hat und in Zukunft noch leisten kann, erläutert dieser Fachbeitrag.**

von: Dr. Babette Nieder (WiN Emscher-Lippe GmbH)

Die Stadt Herten mit ihren heute rund 62.000 Einwohnern bildete sich in wenigen Jahrzehnten aus dem Zusammenschluss verschiedener westfälischer Dörfer, ausgelöst durch die Errichtung großer Zechenanlagen zur Förderung von Steinkohle. Der erste Schacht auf der Zeche Ewald – heute Zukunftsstandort Ewald mit dem Wasserstoffzentrum – stammt aus dem Jahr 1871. Es folgten vier weitere Zechen im Stadtgebiet, von denen die letzte im Jahr 2008 den Betrieb einstellte und damit die Bergbaugeschichte der Stadt beendete. Parallel zu den Zechenschließungen sank die Zahl der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten in der Stadt von rund 20.000 in den 1980er-Jahren auf 13.000 im Jahr 2004 (Stand 2019: 18.000).

Nach der Schließung der Zechen blieb die Infrastruktur in Herten (u. a. mit einer sehr guten Anbindung an Autobahn-, Kanal- und

Schienennetz sowie Strom- und Gasnetze und Produktleitungen) erhalten – ein klarer Standortvorteil für die Ansiedlung von Wasserstoffprojekten. Auch die Qualifikation und das Selbstverständnis der örtlichen Bevölkerung sowie die Stärke der öffentlichen und privaten Energiewirtschaft legten nahe, auch nach dem Ende der Kohleförderung das Thema Energie in Herten im Fokus zu behalten. Wasserstoff als Energieträger bot sich in diesem Zusammenhang vor allem aus zwei Gründen an: Ursprünglich ausgehend von der Kohlechemie, ist die Emscher-Lippe-Region heute ein bedeutender Raffinerie- und Chemiestandort und sowohl der größte Produzent als auch einer der größten Nutzer von Wasserstoff in Europa. Die zwischen dem Immobilieneigentümer RAG Montanimmobilien und der Stadt Herten entwickelte Fläche der im Jahr 2000 geschlossenen Zeche Ewald sah entsprechend im Bebau-



Quelle: Stadt Herten

Blick auf den Standort Ewald in Herten: im Vordergrund das Anwenderzentrum h2herten, im Hintergrund die Fördergerüste 2 und 7 der stillgelegten und namensgebenden Zeche Ewald.

ungsplan ein Energiecluster mit einem neuen wasserstoffbasierten Technologiezentrum vor. Ein Teil des dafür reservierten Grundstücks konnte gleichwohl genutzt werden, um eine Wasserstofftankstelle der H2 MOBILITY Deutschland GmbH unterzubringen. Im Zentrum des Energieclusters befindet sich das Anwenderzentrum h2herten.

Erste Erfahrungen mit der Wasserstoffmobilität folgten in Herten zwischen den Jahren 2006 und 2011 im Rahmen des EU-Forschungsprojekts „Hychain“, bei dem in der Emscher-Lippe Region, in Grenoble sowie in Italien und Spa-

nien verschiedene Brennstoffzellenfahrzeuge (vom Fahrrad über Kleintransporter bis zu Midi-Bussen) getestet wurden. Die eingesetzten Brennstoffzellen funktionierten zwar einwandfrei, aber die Abstimmung der Komponenten im Fahrzeug und die Betankung hatte seinerzeit noch nicht den Reifegrad wie die heutige Technologie. In Herten entstand aus der regionalen Zusammenarbeit mit den nahegelegenen Städten Marl und Bottrop und der Wirtschaftsförderungsgesellschaft WiN Emscher-Lippe GmbH eine dauerhafte Vernetzung mit dem h2-netzwerk-ruhr e. V.

Das Technologiezentrum wurde mit Mitteln der städtischen Wirtschaftsförderungsgesellschaft HTVG GmbH von einem Bauträger 2009 erstellt. Es gelang, mit Unterstützung des NRW-Wirtschaftsministeriums eine EFRE-Förderung für das 3 Mio. Euro teure wasserstoffbasierte Energiekomplementärsystem zu erhalten. In Zusammenarbeit mit dem Energieinstitut der Westfälischen Hochschule entwickelt, wurde es 2013 erfolgreich in Betrieb genommen. Der Standort in Herten erwies sich dabei als vorteilhaft, da die für das Projekt erforderlichen Kompetenzen im Ruhrgebiet und in Nordrhein-Westfalen in hohem Maße zur Verfügung stehen. Beim Bau der Anlage wurde darauf geachtet, so weit wie möglich auf dem Markt verfügbare Komponenten einzusetzen. Das Steuerungssystem und

die Leistungselektronik wurden dagegen für diese Anwendung eigens entwickelt.

Eingebettet waren die Aktivitäten rund um das Anwenderzentrum h2herten in das Klimakonzept von Stadt und Stadtwerken. 2012 wurde Herten vom Bundesumweltministerium (BMU) mit seinem Pfad zur Klimaneutralität bis 2050 als eine von insgesamt 18 Pilotstädten/Landkreisen in Deutschland ausgewählt.

Heutiger Stand der Dinge

Das Anwenderzentrum h2herten demonstriert erfolgreich, wie eine klimaneutrale Stromversorgung durch den Einsatz von Wasserstoff und die intelligente Steuerung der Technologie Versorgungssicherheit ermöglicht. Der Schlüssel dazu ist ein Energiekomplementärsystem, das die Nutzung erneuerbarer Energien durch den Einsatz von Wasserstoff als Energiespeicher und -wandler ergänzt und so die Energieversorgung des Anwenderzentrums jederzeit gewährleisten kann.

Die mit der Konzeption und Umsetzung der Anlage gemachten Erfahrungen spiegeln in kleinem Maßstab die mit der Energiewende einhergehenden Herausforderungen bei der Umgestaltung der bestehenden Energieversorgung. Ausgelegt ist die Anlage für den Bedarf des Technologiezentrums; sie kann jährlich ca. 250 Megawattstunden (MWh) ▶



ENERGIEWENDE MIT H₂-TECHNOLOGIE

KLINGER®-Dichtungen sind dabei

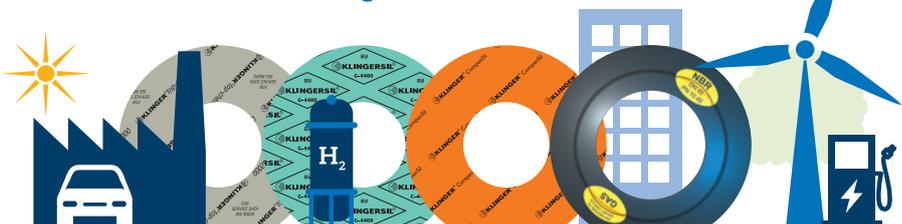


KLINGER
Germany



KLINGER GmbH
 Rich.-Klinger-Straße 37
 D-65510 Idstein
 T +49 61 26 4016-0
 F +49 61 26 4016-11
 mail@klinger.de

www.klinger.de





Quelle: André Chrost

Abb. 1: Die Wasserstoff-Tankstelle am Standort Ewald kann aufgrund ihrer günstigen Lage nahe der Bundesautobahn 2 nicht nur die örtlichen Fahrzeugflotten, sondern auch den Durchgangsverkehr versorgen.

Strom und 6.500 kg Wasserstoff erzeugen. Elektrolyseur und Kompressor wiederum können 30 Normkubikmeter (Nm³) Wasserstoff pro Stunde bei einem Eingangsdruck von 5 bis 10 bar und einem Ausgangsdruck von 50 bar verarbeiten.

Kernkomponenten des „Hydrogen based Energy Complementary System“ (HECS) sind der alkalische Elektrolyseur zur Erzeugung des Wasserstoffs, das PEM-Brennstoffzellen-System zu dessen Verstromung, der ionische Kompressor zur Verdichtung sowie die beiden Energiespeicher in Form einer Lithium-Ionen-Batteriebank und eines Wasserstofftanks. Die Batteriebank hat eine Spitzenleistung von 50 Kilowatt (kW) und dient in erster Linie als Puffer und zur Netzbildung im Inselbetrieb.

Für die Anlage haben sich große, mittelständische und kleinere Unternehmen – unterstützt von der öffentlichen Hand und wissenschaftlich begleitet vom Energieinstitut der Westfälischen Hochschule – zusammengeschlossen. Die Anlage steht als öffentliche Forschungs- und Entwicklungsplattform allen an der Technologie interessierten Unternehmen und Institutionen zur Verfügung.

Die Innovation in Herten liegt insbesondere in dem bedarfsgesteuerten Zusammenwirken der Komponenten Windkraftanlage, Fotovoltaik-Module, Elektrolyseur, Speicher, Brennstoffzelle und Batterie, angepasst an die schwankenden Lastkurven von Erzeugung und Verbrauch. Alle Komponenten sind auch nach sieben Jahren als voll betriebsfähig und die Dynamik des alkalischen Elektrolyseurs erweist sich für die Kopplung mit erneuerbaren fluktuierenden Energieanlagen als ausreichend. Der Wirkungsgrad der Anlage beträgt 60 Prozent. Käme die Wärme hinzu – die vor Ort nicht genutzt werden kann (es liegt eine klimafreundliche Fernwärmeversorgung aus einem Abfallheizkraftwerk vor) –, würde der Nutzungsgrad bei 80 bis 85 Prozent liegen. Die Anlage kann sowohl angebunden an das Stromnetz als auch im Inselbetrieb gefahren werden. Die Leistungselektronik ermöglicht dabei verschiedene Simulationen, verbunden mit Tests an den realen Komponenten.

Für den Betrieb der Anlage ist die beschlossene Abschaffung der EEG-Umlage für Elektrolyseure eine deutliche Entlastung. Das Anwenderzentrum h2herten ist zehn Jahre nach der Gründung mit vielen Testkampagnen

als Demonstrations- und Versuchsplattform im wasserstoffbasierten Energiekomplementärsystem (EKS) ausgelastet.

Beispielhaft für die Nutzung seien hier ein öffentlich gefördertes und ein privatwirtschaftlich finanziertes Projekt genannt: Im Rahmen des von der TU Dortmund, Fraunhofer Umsicht, Bosch und weiteren Partnern mit den Hertener Stadtwerken durchgeführten Projekts „Stadt als Speicher“ wurde die Batteriebank eingesetzt. Unterschiedliche Erzeuger und Verbraucher im Bestand wurden über eine Energiezentrale zusammengeschlossen und nach den Erfordernissen des Strommarkts gefahren. Aktuell zertifiziert das japanische Chemieunternehmen Asahi Kasei seine Elektrolyseure für den europäischen Markt und nutzt dafür die Plattform im Anwenderzentrum.

Dauerhaft entstanden sind 80 Arbeitsplätze in einem Dutzend Unternehmen im Technologiezentrum h2herten. Dabei ist das Spektrum der abgedeckten Geschäftsfelder im Bereich der Wasserstofftechnologien groß: An dem Standort haben sich Ingenieurdienstleister in den Bereichen Software, Planung und Anlagenbau, Hersteller von Messtechnik und Komponenten im Bereich der Gastechologie und der Spezialmetallverarbeitung sowie Unternehmen, die ausschließlich im Bereich Wasserstoff und Brennstoffzellen tätig sind, angesiedelt.

Beispielhaft für die Vielfalt der Ansiedlung seien die folgenden Unternehmen genannt: Die Firma Hycon ist eine Ausgründung aus der westfälischen Hochschule, die aus den Erfahrungen bei der Auslegung des Anwenderzentrums die Software weiterentwickelt. Sie arbeitet heute an einer ökologisch, technisch und wirtschaftlich optimierten Auslegung für verschiedene Anwendungen des „Hydrogen based Energy Complementary Systems“ (HECS). Die Firma Hyref wiederum baut vor Ort Brennstoffzellen für eine unterbrechungsfreie netzunabhängige Stromversorgung. Eingesetzt werden sie insbesondere im Bereich des Mobilfunks. Sie

verwenden nicht Wasserstoff, sondern Bioethanol als Energieträger. Eine SOFC-Brennstoffzelle in einer Skalierung zwischen 5 und 100 kW soll ab 2023 vermarktet werden und als RSOEC-System (Reversible Solid-Oxide Electrolyser Cell, deutsch: reversible Feststoffoxid-Brennstoffzelle) sowohl Wasserstoff als auch Strom in kompakter Bauweise erzeugen. Auch für die Firma Hydrogenics, die den Elektrolyseur und die Brennstoffzelle für den Standort geliefert hat, ist das Anwenderzentrum h2herten eine wichtige Referenz.

Ein weiterer Pluspunkt für die Ansiedlung von Unternehmen im Bereich Wasserstoff und Brennstoffzelle ist die h2mobility Tankstelle, die im Jahr 2019 in Betrieb gegangen und mit 700 bar und 350 bar ausgestattet ist. Errichtet unter Beteiligung der Hertener Stadtwerke und der Abfallgesellschaft Ruhr, ermöglicht sie seitdem die Betankung der Brennstoffzellen-Pkw, die Unternehmen und Städte der Region angeschafft haben, sowie des neu im Einsatz befindlichen Brennstoffzellen-Abfallsammelfahrzeugs. Mit ihrer Lage zwischen den beiden Bundesautobahnen 2 und 42 bietet die Anlage zudem auch eine gute Tankmöglichkeit für den Durchgangsverkehr. Wie alle restlichen Tankstellen des Unternehmens auch, ist die Anlage 24 Stunden am Tag in Betrieb und wird mittels Fernwartung instandgehalten. Ergänzend dazu ist auch der Techniker des Anwenderzentrums h2herten von der h2mobility zur Tankstelle geschult worden und steht bei Bedarf zur Verfügung.

Eine wichtige Netzwerk- und Kommunikationsfunktion erfüllt darüber hinaus der im Anwenderzentrum angesiedelte Verein h2-netzwerk-ruhr e. V.: Mit seinen inzwischen 50 Mitgliedern aus Kommunen, Wirtschaft und Wissenschaft organisiert der Verein Veranstaltungen und regt Projekte an, wie z. B. das „Wasserstofflabor Ruhr“ als größeres Testfeld für Elektrolyseure und Wasserstoffanwendungen im industriellen und großmaßstäblichen Umfeld an einem ehemaligen Kohlekraftwerksstandort. Dieses Projekt hat auch Eingang in die Wasserstoff-Roadmap des Landes NRW gefunden. Der Verein hat darüber hinaus wichtige Impulse gesetzt und u. a. die Anregung gegeben, eine Wasserstoffkoordination bei der regionalen Wirtschaftsförderung WiN anzusiedeln.

Ausblick auf die Zukunft

Aufbauend auf dem erreichten Entwicklungsstand möchten die Projektpartner bis zum Jahr 2025 die Aktivitäten am Zukunftsstandort Ewald erweitern und neue Arbeitsplätze schaffen. Gleichzeitig entstehen auch an anderen Standorten in Herten und der Emscher-Lippe-Region neue Aktivitäten im Bereich Wasserstoff.

Auf Ewald wird die Eröffnung des neuen Produktionsstandorts des Motoren- bzw. Brennstoffzellenherstellers Hydrogenics/Cummins ein wichtiger Meilenstein sein. Für den weltweit größten unabhängigen Motorenhersteller Cum-

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

mins, der zusammen mit Air Liquide im letzten Jahr den Wasserstoff-Spezialisten Hydrogenics übernommen hat, war der „State of the art hydrogen park“ ausschlaggebend, um die Produktion von Brennstoffzellen für die Mobilität in Herten neben dem Anwenderzentrum zu errichten. Größter Kunde ist derzeit der Schienenfahrzeughersteller Alstom, der als erstes Unternehmen Brennstoffzellenzüge im europäischen Markt im Einsatz hat. Der Grundstein für die Neuansiedlung wurde Ende letzten Jahres gelegt, der Produktionsstart ist noch in diesem Jahr vorgesehen.

Für das Technologiezentrum h2Herten selbst liegt ein Beschluss des Stadtrats vor, die Kapazität für Büroräume und Hallen zu verdoppeln. Dabei soll auch das HECS noch einmal mit der neuesten Technologie erweitert und nun zusätzlich auch die Wärme genutzt werden.

Nur wenige hundert Meter vom eigentlichen Standort entfernt wird die AGR Abfallentsorgungs-Gesellschaft Ruhrgebiet mbH einen Elektrolyseur der 3-MW-Klasse bauen, der es den Abfallsammelfahrzeugen des Unternehmens in Zukunft ermöglicht, sich nach der Anlieferung des Abfalls der örtlichen Müllverbrennungsanlage mit Treibstoff für die Brennstoffzelle zu versorgen. Die ersten zehn Fahrzeuge sind bereits von den kommunalen Versorgern bestellt und mit der zusätzlichen Tankstelle am Standort Ewald ist auch die Resilienz vorhanden, falls die Anlage z. B. aufgrund von Wartungsarbeiten nicht zur Verfügung steht. Die Tankstelle der AGR kann auch den zahlreichen Logistikunternehmen der Region zur Verfügung stehen, wenn diese bei ihren Fahrzeugen auf die Brennstoffzellentechnologie umsteigen.

Die Region wird sich darüber hinaus an der Initiative des Landes zum Einsatz von mehr als 400 Brennstoffzellen-Lkw und 500 Brennstoffzellenbussen im ÖPNV beteiligen. Dazu wird bis August 2021 ein Konzept im Rahmen

des vom Bundesverkehrsministerium ausgeschriebenen Wettbewerbs „HyLand“ erarbeitet, in welchem sich die Emscher-Lippe-Region als sogenannter „HyExpert“ qualifiziert hat und eine Bewerbung als „Hyperformer“ anstrebt.

Die im Juni 2020 verabschiedete „Wasserstoffstrategie Emscher Lippe“ sieht insgesamt elf Leitprojekte in fünf Handlungsfeldern sowie eine zentrale Steuerung und Standardsetzung vor. Für die Stadt Herten bedeutet dies neben dem Ausbau des Zukunftsstandorts Ewald auch, den letzten noch zu entwickelnden ehemaligen Zechenstandort auf der Stadtgrenze von Herten und Gelsenkirchen, der schon 2010 gemeinsam für den InnovationCity-Wettbewerb qualifiziert und später vom Bundesumweltministerium zusammen mit der umliegenden Gartenstadt als „Energilabor Ruhr“ entwickelt wurde, jetzt als innovatives Klimaquartier mit einem Energiekomplementärsystem auszustatten, in dem Wasserstoff für die Sektorenkopplung eingesetzt wird.

Parallel dazu geht der Aufbau von Wasserstoffflotten bei der Kommune, den kommunalen Betrieben und möglichst auch Privatunternehmen weiter. Außerdem sollen nicht nur am Standort Ewald die Hertener Unternehmen der Metall- und Elektroindustrie mit Unterstützung der Stadt und der Stadtwerke neue Geschäftsfelder im Bereich Wasserstoff erschließen. Die bei der regionalen Wirtschaftsförderung WiN Emscher-Lippe angesiedelte Wasserstoffkoordination mit Sitz in Herten hat in diesem Zusammenhang auch die Aufgabe, die besagten Unternehmen bei der Entwicklung neuer Geschäftsfelder zu unterstützen und die vorhandene Wasserstoffpipeline optimal zu nutzen.

Der zukunftssträchtige Energieträger Wasserstoff bietet die Möglichkeit, in sehr vielen Bereichen die Energiewende und Arbeitsplätze mit hoher Wertschöpfung zu verbinden und den lokalen Strukturwandel mit der globa-

len Transformation in Einklang zu bringen. Die Entwicklung der „Wasserstoff-Stadt“ Herten ist hierfür ein gelungenes Beispiel und kann als Vorbild für andere Städte bzw. Gebiete mit ähnlichen Ausgangsbedingungen dienen. ■

Die Autorin

Dr. Babette Nieder ist Wasserstoffkoordinatorin bei der WiN Emscher-Lippe GmbH in Herten.

Kontakt:

Dr. Babette Nieder

WiN Emscher-Lippe GmbH

Herner Str. 10

45699 Herten

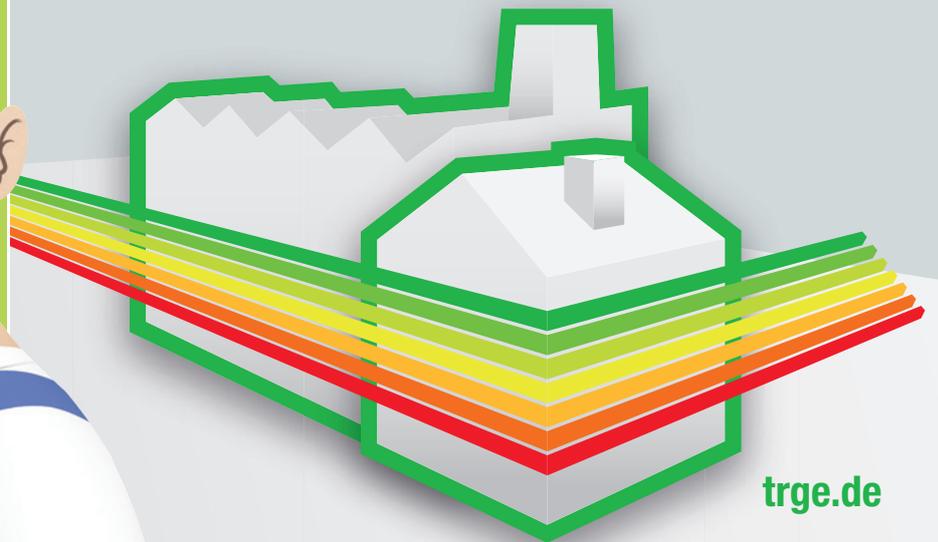
Tel.: 02366 1098-38

E-Mail: babette.nieder@emscher-lippe.de

Internet: www.emscher-lippe.de

TRGI macht
sicher.

TRGE macht
effizient.



trgi.de

TRGE

Technische Regel Gas
Effizienz

DVGW G 800-1 (M)

TRGE Teil 1 Wärmeversorgung Gebäude

DVGW G 800-2 (M)

TRGE Teil 2 Thermische Industrie

Jetzt kaufen: shop.wvgw.de

Jetzt direkt teilnehmen!
Online-Schulungen zur **TRGE**

TRGE Teil 1: dvgw-veranstaltungen.de/71115

TRGE Teil 2: dvgw-veranstaltungen.de/81108

Kompetenz:
Energie & Wasser.

wvgw



DVGW
REGELWERK

Das DVGW/Avacon-Pilotvorhaben H2-20:

Vorbereitung einer Wasserstoff-einspeisung in der Modellregion Fläming

Ausgabe 04/2021

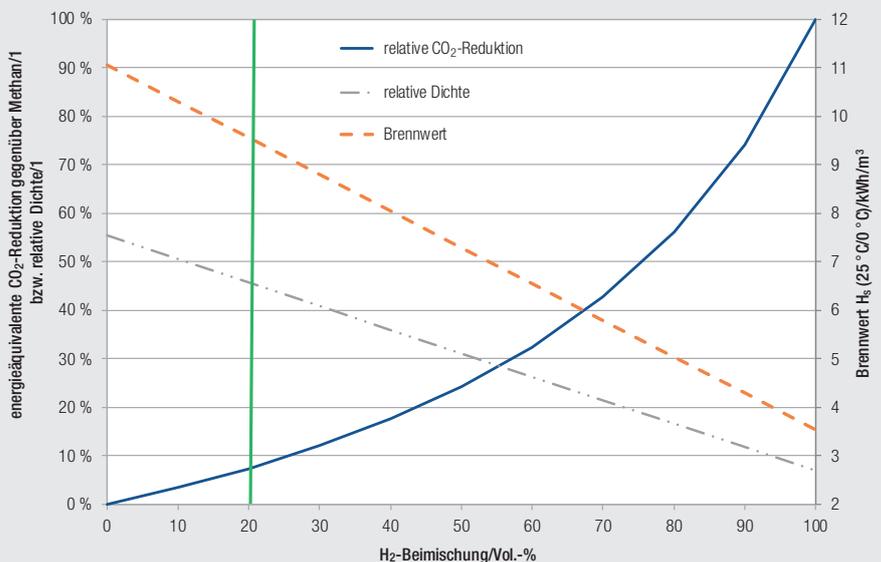
Im DVGW/Avacon-Pilotvorhaben H2-20 soll demonstriert werden, dass sich die bereits vorliegenden vielversprechenden Forschungsergebnisse zur **Wasserstoffbeimischung zu Erdgas in einem Bestandsgebiet** in die Praxis übertragen lassen. Hierzu haben die Projektbeteiligten in der Modellregion Fläming ein geeignetes Netz mit ca. 340 Gaskunden ausgewählt und darüber hinaus **ein umfangreiches Sicherheitskonzept entwickelt**, mit dem die stufenweise Beimischung von Wasserstoff mit bis zu 20 Volumenprozent bei einem weitgehend unveränderten Gerätebestand möglich ist. Mit einer transparenten Öffentlichkeitsarbeit wurden darüber hinaus **das lokale Handwerk und die Gaskunden informiert**, um seit Oktober 2020 mit den Ersterhebungen das umfassende Sicherheitskonzept umzusetzen. Der Beitrag stellt vor diesem Hintergrund die ersten Ergebnisse der laufenden Untersuchungen zur Vorbereitung der Wasserstoffeinspeisung vor.

von: Dr. Holger Dörr (DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut), Angela Brandes, Dr. Matthias Brune (beide: Avacon Netz GmbH), Martin Kronenberger, Nils Janßen (beide: Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.) & Frederik Brandes (DVGW e. V.)

Mit der Beimischung von 20 Volumenprozent (Vol.-%) Wasserstoff (H₂) zu Erdgas im möglichst unveränderten Bestand soll der praktische Einsatz von Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen im Gasnetz aufgezeigt werden. Diese Maßnahme kann zur Reduzierung von Kohlendioxidemissionen beitragen. Das Demonstrationsprojekt in der Region Fläming (Brandenburg) erfolgt vor dem Hintergrund vorangegangener Labor- und Prüfstanduntersuchungen.

Im Praxistest werden insbesondere Faktoren wie Gerätevielfalt, Altersstruktur, Wartungszustand, die Einstellung des Gas-Luft-Verbundes, die Einbausituation im Bestand und das Nutzerverhalten berücksichtigt. Zusätzlich findet auch eine Netzbetrachtung von der Einspeisestelle bis zum Hausanschluss statt. Das hohe Sicherheitsniveau in der Gasverwendung zu erhalten, hat dabei oberste Priorität. Ein wichtiges Projektergebnis für höhere Einspeisungen als 10 Vol.-% analog zum Vorgängerprojekt „Untersuchungen zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasnetz“ [1] ist die Ableitung von Handlungsempfehlungen für das Regelwerk und die Praxis. Für die Bauteile und das Sicherheitskonzept der Technischen Regel der Gasinstallation (TRGI) sollen die in dem DVGW-Forschungsvorhaben G 201615 [2] gewonnenen Ergebnisse in der Praxis bestätigt werden. Durchgeführt wird das DVGW/Avacon-Pilotvorhaben von der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut als Projektkoordinator, der Avacon Netz GmbH als Netzbetreiber und dem Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. (GWI) als Erhebungsunternehmen. Experten aus dem Netzbetrieb, der Hersteller und aus den technischen Komitees des DVGW für die Bereiche Gasverteilung, Gasgeräte, Gasinstallation und Bauteile begleiten das Projekt.

Abb. 1: Energieäquivalente CO₂-Reduktion, Verläufe der relativen Dichte und des Brennwertes bei Beimischung von Wasserstoff zu Methan. Die 20 Vol.-% sind durch die grüne Markierung hervorgehoben.



Quelle: DVGW-EBI



Abb. 2: Gasdruckregel-
anlage in Schoppsdorf
mit einer von
zahlreichen
Windkraftanlagen im
Hintergrund

Quelle: DVGW-EBI

Motivation und Grundlagen

Die Beimischung von Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen zu Erdgas kann ein Baustein zur Dekarbonisierung des Energieträgers Erdgas bzw. von Gasen der zweiten Gasfamilie nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 [3] sein. Die Wasserstoffstrategie des DVGW strebt perspektivisch 100 Prozent erneuerbare Gase u. a. in reinen Wasserstoffnetzen an. Bei der Beimischung von 20 Vol.-% Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen zu Methan können über die H₂-Beimischung energieäquivalent 7,4 Prozent CO₂-Emissionen eingespart werden (Abb. 1). Bei der energieäquivalenten Berechnung wurde der geringere Brennwert durch die Wasserstoffbeimischung berücksichtigt.

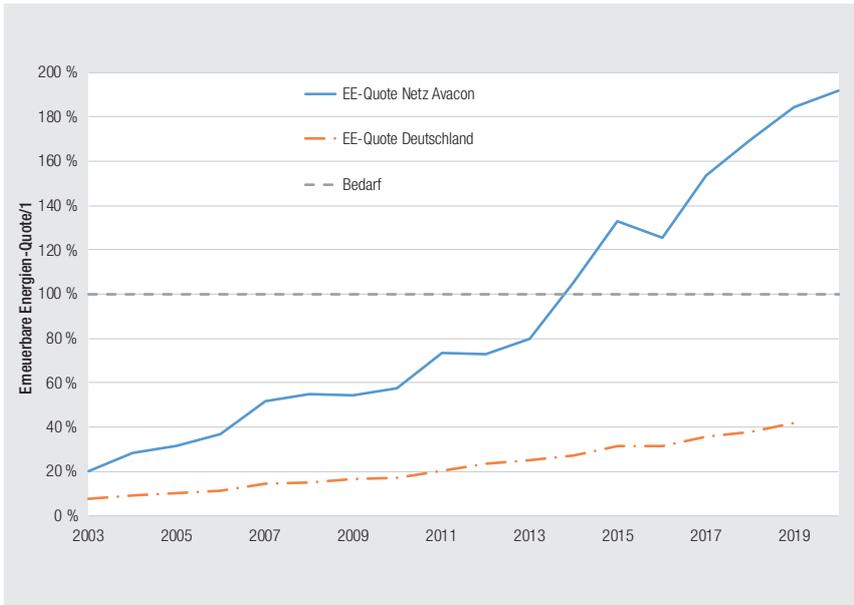
Aktuell wird in dem novellierten DVGW-Arbeitsblatt eine Zumischgrenze von 10 Vol.-% Wasserstoff für große Teile des Bestands als verträglich eingestuft, im DVGW-Arbeitsblatt G 262 war sie bislang informativ aufgeführt [4]. Einspeisungen über 10 Vol.-% H₂ (z. B. bis 20 Vol.-%) sind nach dem bestehenden [3] und novellierten DVGW-Arbeitsblatt G 260 möglich, wenn hierzu eine separate Einzelfallprüfung erfolgt. In zahlreichen Untersuchungen, speziell auch den Forschungsprojekten „Untersuchungen zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasnetz“ (Förderkennzeichen: DVGW G 5/01/12) [1] oder „Sicherheitskonzept TRGI“ (Förderkennzeichen: DVGW G 201615) [2], konnten für viele Teile der Gasinstallation sowie für Gasgeräte keine sicherheitsrelevanten Einschränkungen für Wasserstoffbeimischungen bis 30 Vol.-% festgestellt werden. Diese theoretischen und experimentellen Untersuchun-

gen waren als Absicherungen für Wasserstoffeinspeisungen auch Auslöser für das Pilotvorhaben mit der Zielkonzentration von 20 Vol.-% H₂. Weitere Untersuchungen laufen aktuell als EU- und DVGW-Projekte unter Beteiligung der DVGW-Forschungseinrichtungen in den Laboren – auch mit höheren Beimischungen als 30 Vol.-% H₂. Der Netzbetreiber Netze BW hat ebenfalls einen Feldtest zur Wasserstoff-Beimischung zu Erdgas gestartet, die Zielkonzentration liegt sogar bei 30 Vol.-% Wasserstoffbeimischung in der mit ca. 30 Gasgeräten aber deutlich kleineren „Wasserstoff-Insel Öhringen“ als bei dem hier vorgestellten Demonstrationsvorhaben [5].

Neben der eher informativen Angabe einer häufig zulässigen Beimischung in Höhe von 10 Vol.-% tangiert vor allem die Dichtegrenze aus dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 die Beimischungsmöglichkeiten von Wasserstoff. Abhängig vom Grundgas, z. B. Methan (Abb. 1), russischem H-Gas, H-Gas aus der Nordsee oder Biomethan, wird die zulässige relative Dichte von mindestens 0,55 bereits bei wenigen Prozent Beimischung unterschritten. Das Leuchtturmprojekt „Roadmap Gas 2050“ des DVGW hat in diesem Zusammenhang in beispielhaften Untersuchungen mit diversen Testgasen mit unterschiedlicher Dichte gezeigt, dass die relative Dichte bis 0,45 ohne negative Effekte für Sicherheit und Emissionen abgesenkt werden könnte [6].

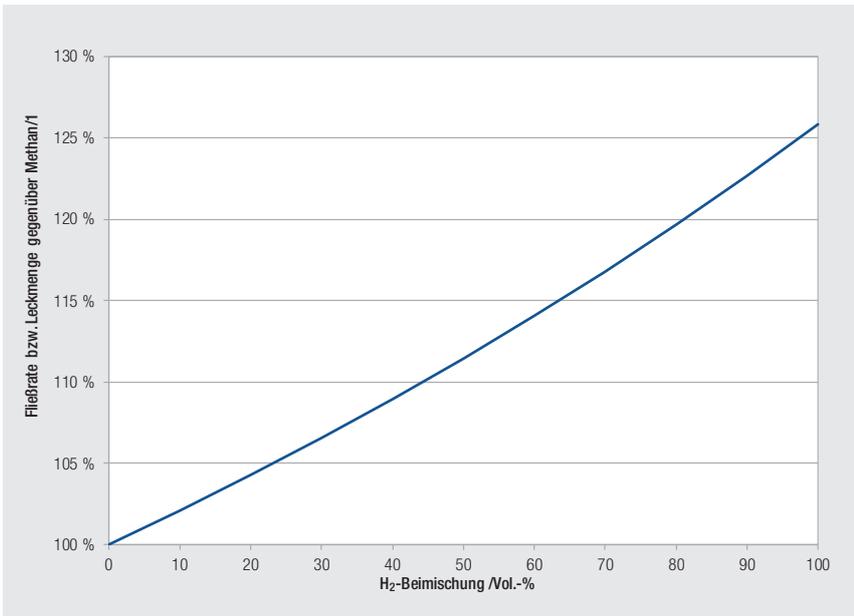
Die Modellregion Fläming – Jerichower Land

Der Netzbetreiber Avacon Netz GmbH hat die Modellregion Fläming mit den Gemeinden Schoppsdorf (Abb. 2), Ringelsdorf, Magdeburger-



Quelle: Avacon Netz GmbH/DVGW-EBI

Abb. 3: Entwicklung der Erneuerbaren-Energien-(EE-)Quote für Deutschland und das Netzgebiet der Avacon



Quelle: DVGW-EBI

Abb. 4: Relativer Effekt der H₂-Beimischung auf Fließraten bei Leckagen

forth, Reesdorf, Drewitz, Dörnitz und Lübars im Jerichower Land nach folgenden Kriterien ausgewählt: Das Gasnetz sollte eine Einseiten-Einspeisung sicherstellen, um die Wasserstoffbeimischung auf die Modellregion definiert begrenzen zu können. Zudem ist es mit seiner im Jahr 1994 erbauten Netzstruktur mit insgesamt 35 km PE-Gasleitungen und den verbauten Netzbauteilen repräsentativ für das Gasnetz der Avacon. Im Gasnetz sollten darüber hinaus keine industriellen Thermoprozessanlagen oder Erdgas-(CNG-)Tankstellen liegen, die einer Beimischung in Höhe

von 20 Vol.-% entgegenstehen würden. Mit ca. 340 Gasanschlussnehmern liegt zudem eine optimale Größe bezüglich eines repräsentativen Anlagenbestands und des Untersuchungsaufwands inklusive des Wasserstoffverbrauchs vor; somit lassen sich die Ergebnisse auf andere Netzgebiete übertragen.

Aufgrund der hohen Erzeugungsquote an erneuerbarem Strom (EE-Strom), u. a. durch zahlreiche lokale Windkraftanlagen (Abb. 2 & 3), ist die Region Fläming ein EE-Strom-Überschussgebiet. Damit gewinnt die Wasserstoff-

beimischung als Möglichkeit, den lokal erzeugten EE-Strom über das Power-to-Gas-Konzept auch verstärkt lokal zu nutzen, an Attraktivität.

Trotz dieser Ausgangsbedingungen wird der Wasserstoff in dem Projekt nicht vor Ort produziert, sondern über Lkw-Trailer geliefert, damit man sich auf die Begleitung der Wasserstoffbeimischung bei den Gasanschlussnehmern fokussieren kann. Dies geschieht auch, weil der Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen bereits in zahlreichen anderen Forschungs- und Demonstrationsvorhaben untersucht wird (z. B. am Standort Falkenhagen). Aktuell zu diesem Regelungsbereich erschienen ist der Entwurf des DVGW-Arbeitsblattes G 220:2021-01 „Power-to-Gas Energieanlagen: Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme und Betrieb“, welches auch Anforderungen an Wasserstoffbeimischanlagen beschreibt.

Öffentlichkeitsarbeit

Für das Projekt ist die Unterstützung durch die lokalen Verantwortungsträger und das ansässige Handwerk enorm wichtig, weshalb sie frühzeitig eingebunden wurden. Speziell die SHK-Handwerker aus der Region und die Schornsteinfeger wurden gezielt angesprochen und bei einer eigenen Informationsveranstaltung Anfang 2020 über das Projekt informiert. Coronabedingt erfolgten die Bürgerversammlungen in Drewitz und Schopisdorf erst im September 2020. Ziel war es, den Bürgerinnen und Bürgern einen Einblick in das Projekt zu gewähren und ihnen Rede und Antwort, u. a. zu dem Sicherheits- und Haftungskonzept, zu stehen. Um die Informationen zum Projekt noch weiter in die einzelnen Ortschaften zu streuen, stand an drei weiteren Orten ein Infomobil, an dem die örtliche Bevölkerung Fragen rund um das Projekt an das Fachpersonal stellen konnten. Hintergrund dieser aufwendigen Öffentlichkeitsarbeit ist, dass eine möglichst hohe Teilnahmereitschaft Voraussetzung für das Gelingen des gesamten Projektes ist.

Die Wasserstoffbeimischanlage

Avacon ist in dem Projekt für den Bau wie auch für den Betrieb der Wasserstoffbeimischanlage zuständig. Die projektierte Anlage wird als Containervariante errichtet, da das Projekt befristet ist und die Anlage dann an einer anderen Stelle zum Einsatz kommen kann. Die Wasserstoffbereitstellung erfolgt über Lkw-Trailer; aus der bisherigen Verteilstation wird eine Mitteldruckleitung bis zur Wasserstoffbeimischanlage gebaut, in der der Wasserstoff zugeführt wird.

Die Anlage ist einschienig aufgebaut. Nach einem Filter und einer geeichten Messung im Erdgasstrang wird dem Erdgas über eine Regelstrecke der Wasserstoff beigemischt. In der einschienigen Wasserstoffleitung befindet sich eine Druckreduzierung sowie eine geeichte Messung. Nach der Beimischung sorgt ein statischer Mischer für eine optimale Durchmischung der Gase.

Ermittelt wird die Gasbeschaffenheit über ein eichamtlich abgenommenes Rekonstruktionsverfahren, sodass eine Messung in der Ausgangsleitung nicht benötigt wird. Für die Überwachung der H₂-Konzentration in der Ausgangsleitung ist ein wasserstoffselektiver Sensor vorgesehen, dessen Signal in die Sicherheitskette mit eingebunden wird. Von der Verteilstation Schoppsdorf (Abb. 2) werden die Ortschaften in der Modellregion Fläming mit dem Erdgas-Wasserstoff-Gemisch versorgt. Die Gasnetze in den Ortschaften werden innerhalb der Druckstufe DP1 betrieben, d. h., der Druck im Netz liegt bei rund 800 mbar (Tab. 1).

Das Sicherheits- und Erhebungskonzept

Gemäß § 3 Nr. 19 a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) ist eine Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz zulässig. In Verbindung mit § 49 EnWG sind dabei das DVGW-Regelwerk und hier insbesondere die bereits genannten DVGW-Arbeitsblätter G 260 [3] sowie G 600 (TRGI) zu beachten. Das übergeordnete Ziel des Projektes ist es, das hohe Sicherheitsniveau der Gasverteilung wie auch der Gasverwendung beizubehalten. Auch deshalb wurden mit einer Risikoanalyse alle möglichen Effekte der Wasserstoffbeimischung auf das Gasnetz, die Gasinstallation und die Gasgeräte untersucht, um ein entsprechendes Erhebungskonzept zusammen mit den Fachgremien und den Herstellern zu erstellen. Hierbei flossen die umfangreichen

Tabelle 1: Kenndaten für die Auslegung der Erdgas- und Mischgasschiene

V _{min, Erdgas}	48 m ³ /h (STP)
V _{max, Erdgas}	520 m ³ /h (STP)
DP _{u/d}	16 bar (ü)
MOP _{u/d}	1 bar (ü)
OP _{u/d}	700–800 mbar (ü)
H ₂ Anteil, untere Grenze	0 Vol.-%
H ₂ Anteil, Beimischgrenze	10–20 Vol.-% (5-Vol.-%-Stufen)

Quelle: Avacon

Erfahrungen aus den vorhergehenden Forschungsprojekten zu Effekten der Wasserstoffbeimischung auf das Sicherheitskonzept im Gasfach und die Verbrennung ein, die auch die Motivation zur Erhöhung der Wasserstoffbeimischung gaben. Aufgrund der Unterschreitung der relativen Dichtegrenze durch die Wasserstoffbeimischung ist eine Einzelfallprüfung nach Abschnitt 4.2.2. des DVGW-Arbeitsblattes G 260 erforderlich, wenngleich diese Grenze nach den erwähnten Untersuchungen voraussichtlich auch auf 0,45 abgesenkt werden könnte [6].

Mit einer Sichtprüfung der Leitungsanlage von der Hausabsperreinrichtung bis zur Abgasleitung wird die Anlage auf einen ordnungsgemäßen Zustand geprüft. Die Hauptkomponenten Gasdruckregler, Gaszähler, Leitungsmaterialien, Verbindungstechniken und die Gasgeräte werden auch über Bilder erfasst und in der Erhebungsliste für die Gasinstallation und Gasgerät dokumentiert.

Der Wasserstoff als Zusatzgas hat wie jede Gas Komponente einen Effekt auf die Gasbeschaffenheit. Für gasführende Bauteile ändern sich abhängig vom Wasserstoffgehalt sehr geringfügig die Fließraten bei Leckagen. Im Rahmen einer typischen laminar-viskosen Strömung an Leckagestellen skalieren die Fließraten zu Methan zwischen 100 und 126 Prozent (Abb. 4). Im Rahmen der Ergebnisse des DVGW-Projektes „Sicherheitskonzept TRGI“ [2] mit Dichtheitsmessungen bis zu 100 Prozent Wasserstoff konnte dies für alle Verbindungstechnologien in der Gasinstallation aufgezeigt werden. Im Ergebnis hat sich gezeigt, dass bis zu Beimischwerten von 30 Vol.-% H₂ keine Änderungen bei den Dichtheitsmessungen notwendig sind; bei 100 Prozent H₂ wiederum empfiehlt sich eine Grenzwertanpassung bei dem Prüfmedium Luft oder die Messung mit Wasserstoff als Prüfgas [2]. Für die Einzelfallprüfung wurde

Abb. 5: Prüfgasadapter mit Gasdruckregler und Schlauchzuleitung am Gaszähleranschluss



Quelle: GWI

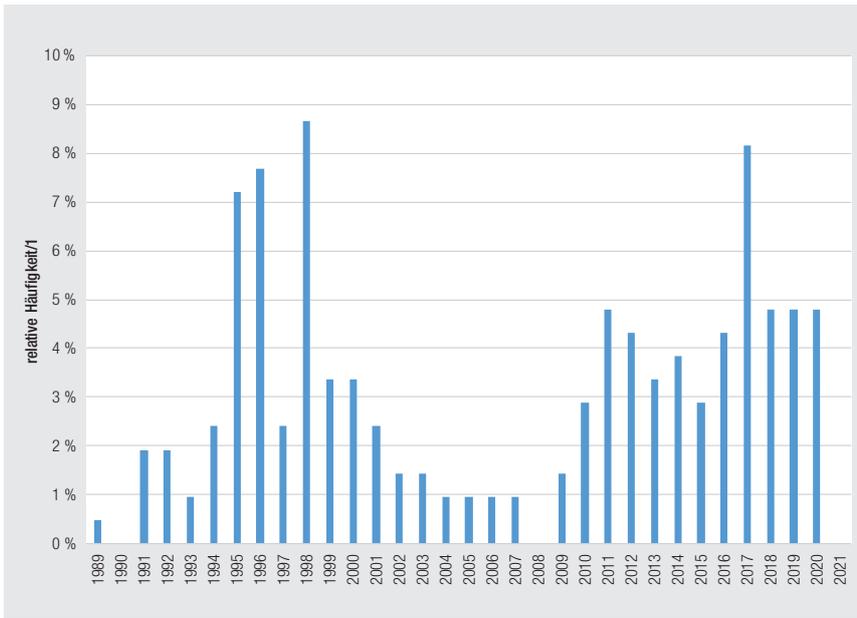


Abb. 6: Altersverteilung der erhobenen Gasgeräte, Stand: 31. Dezember 2020

Quelle: DVGW-EBI

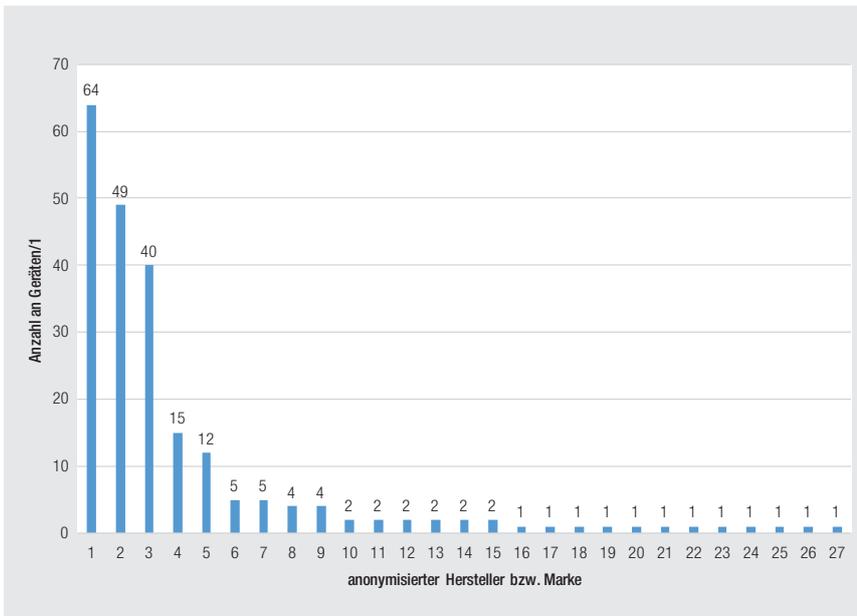


Abb. 7: Verteilung der Gasgeräte über Hersteller bzw. Marken

Quelle: DVGW-EBI

eine Leckmengenmessung zur Einstufung der Gebrauchsfähigkeit am Ende der Erhebung aufgenommen, um die unbeschränkte Gebrauchsfähigkeit jeder Anlage sicherzustellen und als Messwert zu dokumentieren.

Die Prüfung des Gasgerätes wird bei Volllast und – soweit einstellbar – bei Minimallast mit dem Leitungsgas (Erdgas) durchgeführt. Die Belastung wird über den Gaszähler bei den Leitungsgasmessungen kontrolliert, danach erfolgt über einen Prüfgasadapter am

Zähleranschluss (Abb. 5) die Beaufschlagung mit dem wasserstoffhaltigen Prüfgas G 222 mit 23 Vol.-% Wasserstoff in Methan. Zündungstests mit dem Prüfgas werden ebenfalls durchgeführt. Am Ende der Geräteprüfung schließt sich nach Wiedereinbau des Gaszählers eine Prüfung auf Dichtheit der Gasinstallation und der Funktion des Gasgerätes mit dem Leitungsgas an. Bei allen Prüfungen werden neben der Funktion vor allem die Emissionen überprüft. Die Messungen erfolgen jeweils bis zur Beharrung, dabei dienen

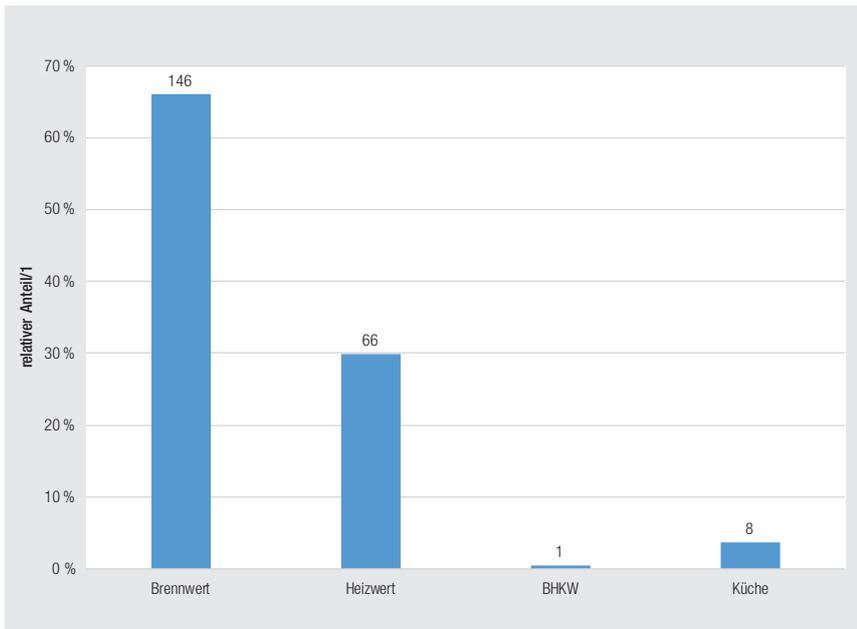
die Emissionsparameter O₂, CO₂, CO und NO_x als Güteparameter, um den Beharrungszustand (stationärer Betrieb) festzustellen. Die Messung mit Leitungsgas am Ende dient dazu, den Betrieb des Gasgerätes wie am Beginn der Erhebung belegen zu können. Mit Leitungsgas wird eine Leckmengenmessung vorgenommen, um die aktuelle Gebrauchsfähigkeit der bestehenden Leitungsanlage zu bestimmen. Dabei werden die gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 5952 zertifizierten Leckmengenmessgeräte so eingestellt, dass auch bei unbeschränkter Gebrauchsfähigkeit der Messwert als Zahl aufgelöst wird. Diese Messwerte sollen in das DVGW-Forschungsprojekt MeGan einfließen, in welchem die Methanemissionen in allen Bereichen der Gasanwendung erfasst werden.

Im Rahmen des Forschungsvorhabens werden keine Änderungen (wie z. B. Reinigung, Wartung, Instandsetzung oder Einstellung) am Gasgerät vorgenommen, sondern es wird genauso vermessen, wie es vorgefunden wurde. Gleichwohl wird bei festgestellten Mängeln eine Mängelkarte (wie bei den Überprüfungen nach der TRGI durch SHK-Installateure bzw. nach der Kehr- und Überwachungsordnung (KÜO) durch die Schornsteinfeger) ausgestellt. Die Gasanschlussnehmer erhalten als Protokoll ein Qualitätscheck-Dokument für ihre Anlage. Die Erhebungsliste für jede Gasinstallation umfasst in Summe über 100 einzelne Eingabeparameter.

Auswertungen aus der Ersterhebung

Direkt im Anschluss an die Bürgerversammlungen starteten Anfang Oktober 2020 die Ersterhebungen mit den Terminvereinbarungen zu den ca. zweistündigen Erhebungen einer Gasinstallation. Zum Jahreswechsel lagen 224 Datensätze vor, deren Ergebnisse als Trend hier vorgestellt werden.

Die Abbildung 6 zeigt die Altersstruktur des Gerätebestands mit einer grob bimodalen Verteilung von vergleichs-



Quelle: DVGW-EBI

Abb. 8: Verteilung der Gasgerätearten

weise alten und relativ neuen Gasgeräten, wobei das mittlere Alter fast 15 Jahre beträgt. Der erste Modus hängt mit der Errichtung des Gasnetzes 1994 zusammen, wobei einige bereits vor-

handene Gasgeräte von Flüssiggas- auf Erdgasbetrieb umgerüstet wurden. Im zweiten Modus ab 2010 lässt sich eine einsetzende Modernisierung der Anlagen erkennen.

Bislang wurden Gasgeräte von insgesamt 27 Herstellern bzw. Marken vorgefunden, die sich, wie in **Abbildung 7** dargestellt, sehr unterschiedlich verteilen. **Abbildung 8** illustriert, dass anteilig ca. zwei Drittel Brenn- und ca. 30 Prozent Heizwertkessel neben acht Küchengeräten und einem BHKW vorliegen.

Das vorgestellte und aufwendige Erhebungskonzept ließ sich auch unter Corona-Bedingungen bislang sehr gut umsetzen. Der deutlich überwiegende Anteil der Erhebungen bestätigt das hohe Niveau der Gerätetechnik und Überwachungskonzepte durch die Schornsteinfeger und die SHK-Installateure und nur in wenigen Fällen mussten Mängelkarten ausgestellt werden. Das spiegelt sich vor allem in den Emissionsmessungen mit Erdgas bzw. dem Prüfgas G 222 in **Abbildung 9** für Kohlenmonoxid und in **Abbildung 10** für die Stickoxide wider: Der technisch und altersmäßig heterogene Bestand wies meistens sehr gute Abgaswerte auf. Die hier nicht dar-

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**

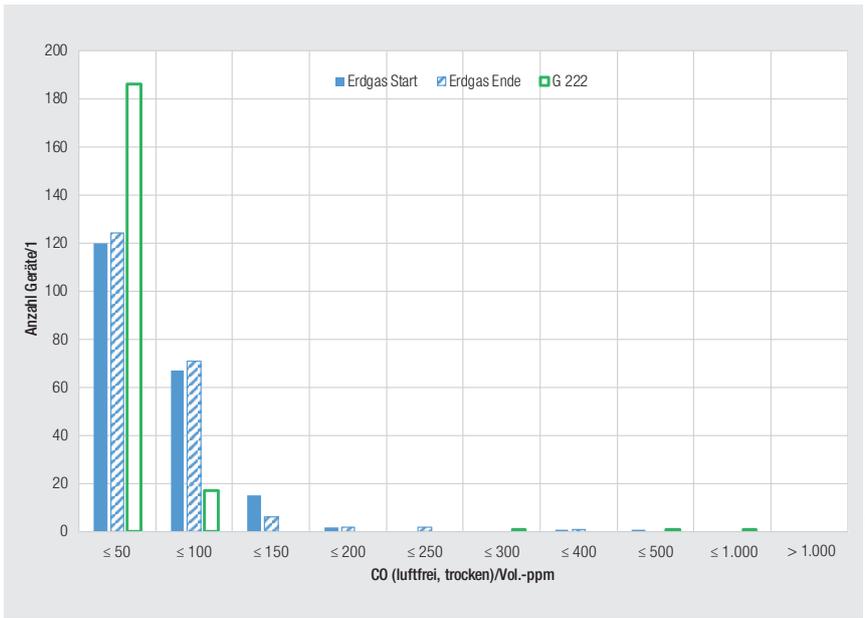


Abb. 9: Anzahl der Geräte über CO-Emissionen (luftfrei, trocken) bei Volllast für den technisch und altersmäßig heterogenen Bestand. Die CO-Emissionen fielen im Mittel bei G 222 um ca. 35 Prozent niedriger als bei den Messungen mit Erdgas aus.

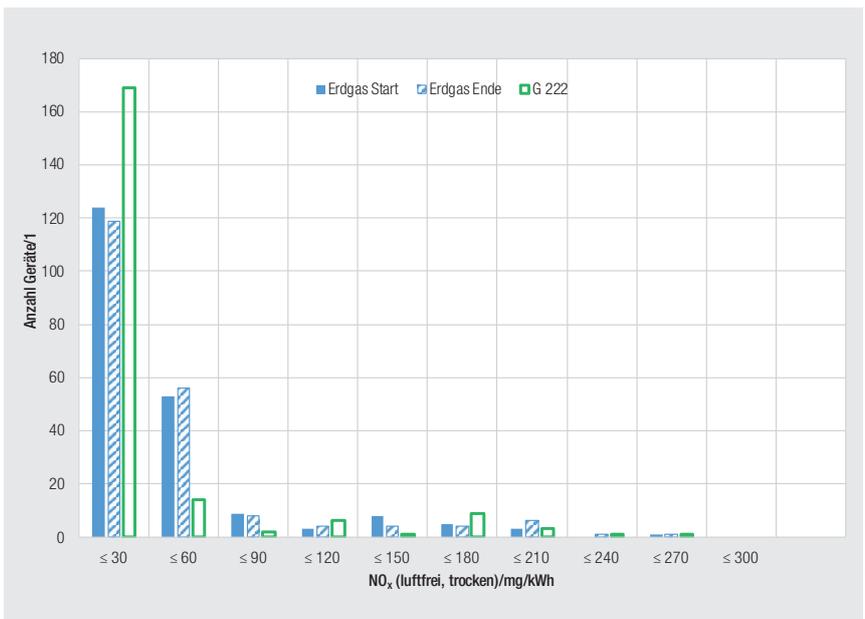


Abb. 10: Anzahl der Geräte über NO_x-Emissionen (luftfrei, trocken) bei Volllast für den technisch und altersmäßig heterogenen Bestand. Die NO_x-Emissionen fielen im Mittel bei G 222 um ca. 23 Prozent niedriger als bei den Messungen mit Erdgas aus.

gestellten Teillastmessungen von CO und NO_x fielen nochmals niedriger aus; beide Diagramme verdeutlichen den bereits bekannten Trend bei häuslichen Wärmeerzeugern [1], dass die CO- und NO_x-Emissionen tendenziell durch die Wasserstoffbeimischung abgesenkt werden. Bei einer Beaufschlagung der Geräte mit G 222 reduzierten sich bei Volllast im Mittel die CO-Emissionen um ca. 35 Prozent und die NO_x-Emissi-

onen um ca. 23 Prozent gegenüber den Messungen mit Erdgas. Bei Kleinlast lagen die Reduktionen bei 9 Prozent für CO und ca. 31 Prozent für NO_x. Für die Einzelfallprüfungen werden für jedes Gerät die CO- und Stickoxid-Emissionen bei Erdgas- und Prüfgasbetrieb analysiert. Dabei fließen selbst Auffälligkeiten unterhalb der KÜO-Grenzwerte für CO-Emissionen von 500 Vol.-ppm bzw. 1.000 Vol.-ppm in die Bewertung ein.

Bislang konnte nur eine beschränkt gebrauchsfähige Anlage unter insgesamt 224 Stück erhoben und bemängelt werden, deren Gebrauchsfähigkeit bereits wiederhergestellt wurde. Bis zum Frühjahr 2021 werden die restlichen Gasinstallationen vor Ort erhoben, die Datensätze fortlaufend analysiert und jede Einzelfallprüfung wird im Freigabeprozess berücksichtigt.

Zusammenfassung und Ausblick

Mit einem aufwendigen Informations-, Sicherheits- und Erhebungskonzept ist das DVGW/Avacon-Pilotvorhaben in der Modellregion Fläming im Jahr 2020 in die praktische Umsetzung gestartet. Die Wasserstoffbeimischanlage wurde seitens des Netzbetreibers projektiert und soll als containerbasierte Anlage realisiert werden. Zum Ende des Jahres 2020 konnten in der Modellregion Fläming über 220 Datensätze erhoben werden. Bei der aufwendigen Anlagen-erhebung wurden durchweg nur ordnungsgemäße Gasinstallationen vorgefunden und es gab bislang nur wenige Auffälligkeiten. Die Teilnahmebereitschaft der Gaskunden erwies sich bisher dank der Informationsstrategie gegenüber den Bürgerinnen und Bürgern als sehr hoch. Für die bisher noch nicht erfassten Gasinstallationen sind die Arbeiten angelaufen. Insgesamt zeigten sich vor allem die Überprüfungen der Gasgeräte mit Erdgas und mit dem wasserstoffhaltigem Prüfgas G 222 sehr vielversprechend. Die Wasserstoffbeimischung senkte tendenziell die Emissionen an CO und NO_x.

Im 1. Halbjahr 2021 werden die verbliebenen Gasinstallationen durch das Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. erhoben. Die Datensätze werden fortlaufend durch das Projektteam und die Hersteller gesichtet und analysiert, um den möglichen Ertüchtigungsaufwand zu identifizieren. Die Wasserstoffbeimischung würde stufenweise, beginnend bei 10 Vol.-%, erfolgen und in Schritten von jeweils 5 Vol.-% gesteigert werden. Die Freigabe der Wasserstoffbeimischung hängt zum Zeitpunkt der Berichterstellung vor allem

von der Teilnahmebereitschaft der Gaskunden ab. Für Auffälligkeiten gibt es eine rund um die Uhr besetzte Meldestelle beim Netzbetreiber Avacon. Der Anlagenbestand wird während der Wasserstoffbeimischung kontrolliert und die Ergebnisse für die Freigabe der nächsten Stufe analysiert.

Das Projektteam dankt vor allem den Gaskundinnen und -kunden vor Ort für die Teilnahmebereitschaft, den Expertinnen und Experten aus den technischen Komitees bzw. den Herstellern für ihre Mitarbeit und die anregenden Diskussionen. Weiterer Dank richtet sich an den DVGW und an Avacon für die Förderung des Vorhabens. ■

Literatur

- [1] Dörr, H., Kröger, K., Nitschke-Kowsky, P., Senner, J., Tali, E., Feldpausch-Jägers, S.: Untersuchungen zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasnetz – Auswirkungen auf den Betrieb von Gasanwendungstechnologien im Bestand, auf Gas-Plus-Technologien und auf Verbrennungsregelungsstrategien. Bonn 2016.
- [2] Scholten, F., Dörr H., Werschy, M.: Mögliche Beeinflussung von Bauteilen der Gasinstallation durch Wasserstoffanteile im Erdgas unter Berücksichtigung der TRGI. Bonn 2018.
- [3] DVGW-Arbeitsblatt G 260: Gasbeschaffenheit.
- [4] DVGW-Arbeitsblatt G 262: Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung.
- [5] Grüner, H.: Die Wasserstoff-Insel, in: stadt + Werk, Ausgabe 5/2020, S. 22–23.
- [6] Tali, E., Burmeister, F., Feldpausch-Jägers, S., Dörr, H., Erler, F.: Roadmap Gas 2050: Bewertung der H₂-Verträglichkeit von Gasanwendungen und Gasinstallationen bis zu einer Grenze von 50 Vol.-%. Bonn 2021.

Die Autoren

Dr. Holger Dörr ist Projektkoordinator von H2-20 und Experte für Wasserstoff, Materialien, Gasbeschaffenheit und Gasanwendungen an der DVGW-Forschungsstelle am EBI.

Angela Brandes ist Projektleiterin im Projekt H2-20 bei der Avacon Netz GmbH.

Dr. Matthias Brune ist stellvertretender Projektleiter im Projekt H2-20 bei der Avacon Netz GmbH.

Martin Kronenberger ist am GWI für Forschungsprojekte zu Anwendungstechnologien und Produktprüfungen verantwortlich.

Nils Janßen ist am GWI für Forschungsprojekte zu Anwendungstechnologien und Produktprüfungen verantwortlich.

Frederik Brandes leitet die Energieforschung in der Einheit Technologie und Innovationsmanagement in der DVGW-Hauptgeschäftsstelle in Bonn.

Kontakt:

Dr. Holger Dörr
DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des KIT
Engler-Bunte-Ring 5
76131 Karlsruhe
Tel.: 0721 608-41262
E-Mail: doerr@dvgw-ebi.de
Internet: www.dvgw-ebi.de

Zukunftsmarkt Wasserstoff: Position und Maßnahmen des DVGW

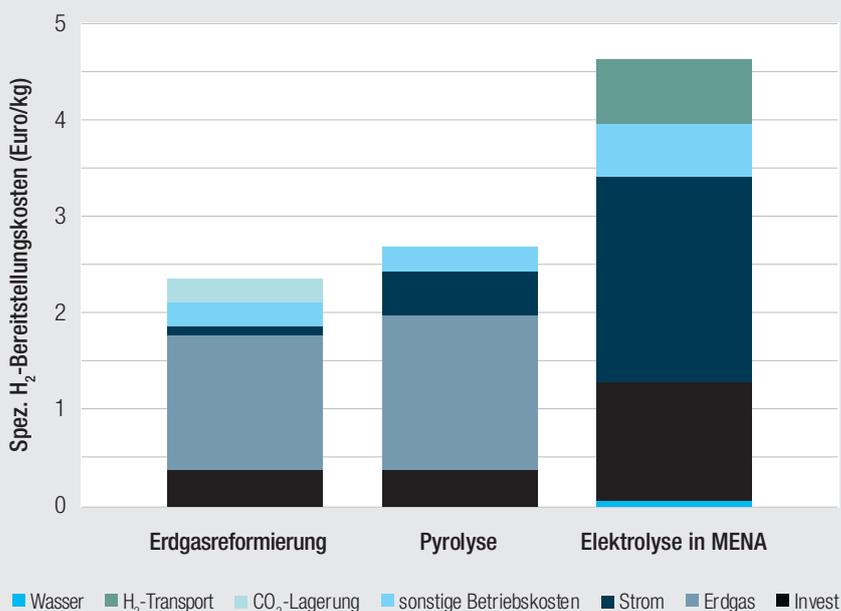
Ausgabe 04/2021

Um die für das Jahr 2050 angestrebte Klimaneutralität zu erreichen, setzt die Bundesrepublik Deutschland neben dem verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien auch auf den Energieträger Wasserstoff. Um dessen Markteinführung zu unterstützen, hat die Bundesregierung im Juni 2020 die Nationale Wasserstoffstrategie veröffentlicht, welche Wasserstoff zum Schlüsselement der Energiewende auszeichnet. Dabei zielt die Nationale Wasserstoffstrategie auf den Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff ab. Vor diesem Hintergrund beschreibt der folgende Beitrag die Eckpfeiler einer wirtschaftlichen, umweltverträglichen und auf hoher Versorgungssicherheit beruhenden zukünftigen Wasserstoffwirtschaft Deutschlands. Der Wasserstoff kann entweder in Reinform oder als Beimischung in Erdgas verwendet werden.

von: Prof. Dr. Gerald Linke, Frank Gröschl & Frederik Brandes (alle: DVGW e. V.)

Mit der nationalen Wasserstoffstrategie liegt für Deutschland erstmals ein abgestimmter Fahrplan zum Aufbau einer nationalen Wasserstoffwirtschaft vor. Aktuelle Studien gehen von einer Wasserstoffnachfrage für das Bezugsjahr 2050 in einem ambitionierten hohen dreistelligen Terawattstunden-Bereich aus. Zum Vergleich: Der Erdgasabsatz Deutschlands belief sich im Jahr 2020 nach Analysen des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) auf 962 Terawattstunden (TWh), wobei über 90 Prozent des Erdgases aus dem Ausland importiert wurden.

Abb. 1: Aktuelle Gestehungskosten von Wasserstoff mittels Elektrolyse, Erdgasreformierung und Methanpyrolyse



Aufgrund der beschriebenen hohen Nachfrage nach Wasserstoff sowie einem beschränkten heimischen Erzeugungspotenzial von Mengen- und Preisrestriktionen ergibt sich für die Zukunft das nachfolgend skizzierte Wasserstoff-Erzeugungsportfolio.

Woher kommt der Wasserstoff?

Heimische Produktion von klimaneutralem Wasserstoff

Die in der Nationalen Wasserstoffstrategie gesetzten heimischen Elektrolyse-Ausbaupfade sehen für 2030 eine Elektrolysekapazität von 5 Gigawatt (GW) vor. Mit dieser Kapazität können bei Unterstellung realistischer Volllaststunden für Wind- und Fotovoltaik-Kraftwerke in Deutschland etwa 14 TWh grüner Wasserstoff produziert werden. Die aktuelle Kapazität der bereits installierten 36 Power-to-Gas Anlagen in der Bundesrepublik belief sich im Jahr 2020 auf 112 Megawatt (MW). Diese Anlagen wurden jedoch vorrangig für Forschungs- und Demonstrationszwecke errichtet, da ein wirtschaftlicher Betrieb der Elektrolyse bislang nicht darstellbar war. Die Bundesregierung hat diesem Umstand Rechnung getragen und das Steuern-, Abgaben- und Umlagesystem für Power-to-Gas-Anlagen auf den Prüfstand gestellt, teilweise pro Power-to-Gas abgeändert, um auf diese Weise die angestrebten Ausbauziele bis 2030 zu erreichen.

Import von klimaneutralem Wasserstoff

Da davon auszugehen ist, dass die innerdeutsche Produktion klimaneutralen Wasserstoffs den zukünftigen Bedarf bei Weitem nicht ab-

Quelle: DVGW

decken kann, werden zudem erhebliche Mengen an klimaneutralen Gasen aus dem Ausland nach Deutschland importiert werden müssen. Hier bieten sich verschiedene Technologieoptionen und Handelsrouten an. Zum einen können nennenswerte Mengen elektrolytisch erzeugten Wasserstoffs in nordafrikanischen Ländern wie Libyen, Marokko oder Algerien erzeugt und über vorhandene Erdgaspipelines nach Europa transportiert werden. Zudem dürften aufgrund des vorteilhafteren Dargebots erneuerbarer Energien die dortigen H₂-Gestehungskosten deutlich geringer als in Deutschland sein. Laufende DVGW-Forschungsarbeiten gehen von H₂-Bereitstellungskosten in der MENA-Region in Höhe von 4,6 Euro/kg aus (Abb. 1).

Zudem könnten aus Ländern wie Norwegen oder Russland erhebliche Mengen an kohlenstoffarmem und kostengünstigem Wasserstoff mittels der klassischen Erdgasreformierung erzeugt werden. Das dabei anfallende und abzuschneidende Kohlenstoffdioxid lässt sich dauerhaft in bereits vorhandenen Untergrundspeichern, wie sie beispielsweise in großer Anzahl in der Nordsee vorhanden sind, lagern. Der norwegische Energieversorger Equinor plant im Rahmen des Projekts „Northern Lights“ die großtechnische Umsetzung dieser Technologieoption.

In Ergänzung zu den beschriebenen Verfahren der Wasserstofferzeugung befindet sich derzeit die Technologie der Methanpyrolyse in der Entwicklung. Bei der Methanpyrolyse wird Erdgas in einem Reaktor in gasförmigen Wasserstoff und festen Kohlenstoff aufgespalten. Sofern dieser Technologie zur Marktreife verholfen werden kann, stünde eine weitere vielversprechende Möglichkeit zur Verfügung, um die Wasserstofferzeugung zu diversifizieren. Mithilfe der Methanpyrolyse könnte entweder an der Erdgasförderquelle direkt oder am Ort des Wasserstoffverbrauches zielgerichtet Wasserstoff erzeugt werden. Der anfallende Kohlenstoff ließe sich dann für eine neu zu etablierende Kohlenstoff-Kreis-

laufwirtschaft, beispielsweise für die Reifen- oder Batteriezellenproduktion, einsetzen.

Abschließend ist festzuhalten, dass der rohstoffarme Industriestandort Deutschland in der Vergangenheit hinsichtlich der Energieversorgung von einem Technologie- und Energieträgermix profitiert hat. Deutschland war in der Vergangenheit auf verlässliche und bezahlbare Energieimporte angewiesen und wird dies auch in Zukunft sein. Eine diversifizierte Wasserstoffversorgung kann dazu einen erheblichen Beitrag leisten.

Wie wird Wasserstoff wirtschaftlich?

Da Wasserstoff nicht als Naturprodukt vorkommt, muss er immer technisch hergestellt werden. Insofern fallen bei der Wasserstofferzeugung zwangsläufig Umwandlungsschritte an, die sich entsprechend in den Herstellungskosten spiegeln. Daher ist erforderlich, alle Maßnahmen für einen wirtschaftlichen Einsatz bereits in frühen Prozessstadien und in allen Wertschöpfungsstufen zu bewerten. Darüber hinaus ist ein sogenanntes „Level-Playing-Field“ mit anderen Energieformen herzustellen.

Wasserstoffproduktion

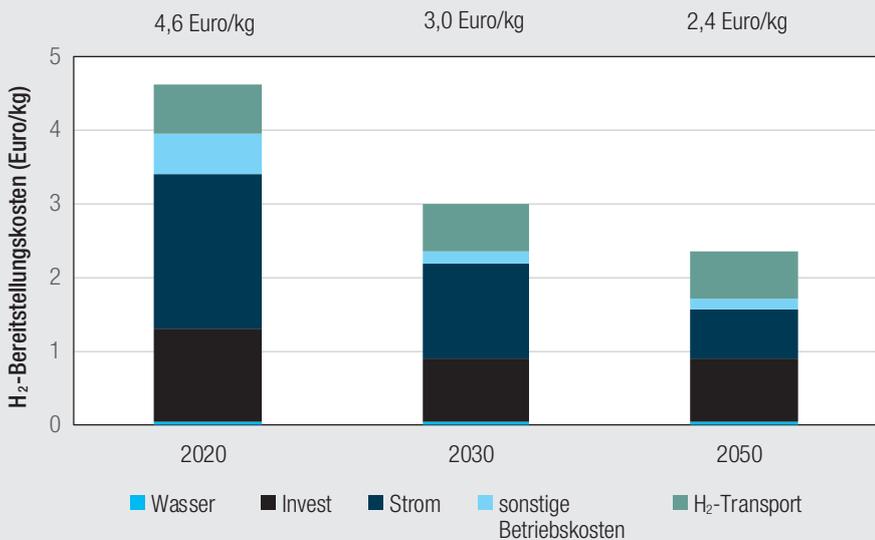
Die Elektrolyse als Schlüsselement der Power-to-Gas-Technologie unterliegt derzeit auf der Herstellerseite einem Upscaling-Prozess. Dies, gepaart mit modularen Konzepten, einem standardisierten Anlagendesign und verbesserten Produktionstechnologien, wird zu weiter sinkenden Herstellkosten führen. Aktuell werden rund 500 Euro/kW angestrebt, teilweise werden geringere Kostenziele von bis zu 300 Euro/kW genannt. Bei den Systemkomponenten – Balance-of-Plant – wird es zukünftig auf einen möglichst hohen Standardisierungsgrad ankommen, dies gilt auch bei den Fertigungsverfahren. Hier wird noch überwiegend nach dem Manufakturprinzip gearbeitet. Ein Wechsel zu einer industriellen Fertigung wird weitere Skalen-

effekte ermöglichen. Derzeit ist im Anlagendesign die 100-MW-Klasse die gängige Größe, weiteres Upscaling wird stattfinden. In Bezug auf die Betriebskosten (OPEX) wird der Entfall der EEG-Umlage mit rund 7 ct/kWh die Wirtschaftlichkeit stark verbessern.

Die Erdgasreformierung (SMR) und Carbon Capture and Storage (CCS) sind State-of-the-Art-Technologien, die weltweit großtechnisch im Einsatz sind. Sie sind lediglich in dieser Kombination noch nicht für die Wasserstofferzeugung eingesetzt worden. Beim Steamreforming sind Skaleneffekte im Engineering der Anlagen bereits erreicht, da internationaler Wettbewerb besteht. Die CO₂-Speicherung wird ebenfalls international angewendet, jedoch in der Regel in anderem Kontext, wie etwa zur Rückführung von abgetrenntem CO₂ aus der Erdgasproduktion. Europäische Projekte sind in der 1.000-MW-Größenordnung angekündigt, mit anschließender Einlagerung des abgetrennten CO₂ in ausgeförderten norwegischen Öl- und Gasreservoirs in der Nordsee im Rahmen des bereits genannten Projektes „Northern Lights“. Hier wird man die realen CCS-Kostenstrukturen im Projekt sehen, mit Kostensenkungspotenzialen aufgrund von Übertragbarkeit auf andere Lokationen in der Nordsee.

Die Pyrolyse, d. h. die Aufspaltung von Erdgas in Wasserstoff und reinen Kohlenstoff (Carbon), wird derzeit weltweit mit einem technologischen Reifegrad (engl.: Technology Readiness Level, TRL) von 3 bis 6 (von max. TRL 10) eingesetzt. Fortschritte finden derzeit in der Forschung statt, zudem sind Technikums- oder Demonstrationsanlagen in Deutschland im Einsatz. Auch hier werden kostengünstige Verfahren durch Skaleneffekte erreicht.

Allen drei hier genannten Technologien mit ihren spezifischen Kostensenkungspotenzialen ist überlagert, dass Wasserstoff – wie andere Energiegase auch – einem internationalen Markt unterliegt und nicht wie beim Strom regionalen oder nationalen Limitationen.



Quelle: DVGW

Abb. 2: Kostendegression der Elektrolyse am Beispiel der MENA-Region

Wasserstofftransport und -verteilung

Der DVGW setzt sich bereits seit mehreren Jahren dafür ein, dass die bestehende Erdgasinfrastruktur für den Transport und die Verteilung von Wasserstoff und Erdgas-Wasserstoff-Gemischen genutzt wird – und dies mit moderaten Anpassungen, sodass keine Neubauten in großem Stil erforderlich werden. Der im Jahr 2020 vorgelegte Plan der Fernleitungsbetreiber umfasst die Errichtung eines insgesamt 1.200 km langen Startnetzes für ein Wasserstoff-Backbone bis zum Jahr 2030, wovon sich rund 90 Prozent durch eine Anpassung der bereits bestehenden Erdgasinfrastruktur realisieren lassen. Auch PE-Leitungen, die etwa 60 Prozent des 511.000 km langen Verteilnetzes ausmachen, können mit 100 Prozent Wasserstoff betrieben werden – im HYPOS-Projekt H2NETZ in Bitterfeld wird dies derzeit demonstriert. Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen des Deutschen Brennstoff-Instituts DBI haben gezeigt, dass – je nach Szenario – Umrüstkosten für die Anpassung der Netze in der Größenordnung von ca. 45 Mrd. Euro kumuliert zu veranschlagen sind. Als Vergleich: Allein die EEG-Förderung Strom beläuft sich auf rund 25 Mrd. Euro, und das pro Jahr. Für den wirt-

schaftlichen Einsatz von Wasserstoff ist die Nutzung und moderate Anpassung der bestehenden Erdgasinfrastruktur ein wesentliches Kriterium.

Nutzung von Wasserstoff

Wasserstoff kann als Energiegas in allen vier Sektoren (Industrie, Wärme, Strom und Mobilität) eingesetzt werden. Trotzdem verengt sich die aktuelle politische Debatte auf einige Sektoren, insbesondere auf die Industrie, und dort auch nur auch einige wenige Branchen wie Stahl oder Zement. Als weiterer Sektor wird die Mobilität gesehen; begründet wird dies mit der Zahlungsbereitschaft der Kunden und den in der Nationalen Wasserstoffstrategie avisierten Wasserstoffmengen in Höhe von 14 TWh bis 2030 über den Erzeugungspfad der Elektrolyse.

Dieser Kostenansatz umfasst jedoch nur die Kosten für die Commodity beim Endanwender, nicht aber die Infrastruktur- und andere Systemkosten. Diese zu integrieren ist jedoch erforderlich, um zu einer Bewertung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten im Sinne eines Level-Playing-Fields zu gelangen. Denn zur Nutzung der in der Nationalen Wasserstoffstrategie genannten 14 TWh Wasserstoff

in den Sektoren Industrie und Mobilität ist die Umrüstung der bestehenden Stahlwerke vor der derzeitigen Koks-kohletechnologie auf die Technologie der Wasserstoff-Direktreduktion erforderlich. Weiterhin werden neue H₂-Fahrzeuge und der Umbau der rund 14.000 Tankstellen in Deutschland benötigt.

Beim Einsatz im Wärmesektor hingegen, der rund 370 TWh in den Bereichen Wohngebäude und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD) umfasst, würden die besagten 14 TWh Wasserstoff einer volumetrischen Beimischung von ca. 12 Prozent entsprechen. Allein dieser Sektor könnte bei einer Beimischquote von 20 Volumenprozent (Vol.-%) rund 25 TWh Wasserstoff – mit allen klimarelevanten Vorteilen, da Erdgas verdrängt würde – aufnehmen, ohne zusätzliche Systemintegrationskosten zu verursachen. Der Kostenanstieg beim Wärmekunden durch den zu 20 Prozent im Brenngas enthaltenen teureren Wasserstoff wird durch den Wegfall des seit 2021 bestehenden und bis 2025 auf 55 Euro pro Tonne ansteigenden CO₂-Preises teilweise kompensiert. Ein typischer Endkundenpreis von rund 6 ct/kWh Erdgas würde sich demnach moderat verteuern. Der DVGW ermittelt derzeit diese Mengen- und Preisstrukturen sowie die volkswirtschaftlichen Kosten der Integration von Wasserstoff in der Wärmesektor in einem Forschungsvorhaben.

Wie kann Wasserstoff zur Versorgungssicherheit beitragen?

Der kalte Februar 2021 hat erst kürzlich verdeutlicht, dass der Wärmesektor ein sehr dynamischer Sektor mit hoher Spreizung in der Leistung ist. Daraus leiten sich entsprechend die Anforderungen an den Energieträger ab, um diese extreme Lastanforderungen bedienen zu können. Gas als chemischer Energieträger mit seiner hohen Energiedichte passt per se in dieses Anforderungsprofil, zudem bietet die Gasinfrastruktur mit ihrem strukturierten Transport-, Verteil-

und Speichersystem die hardwaremäßigen Voraussetzungen. Dies ergänzt andere Energieträger (wie beispielsweise Strom) ideal und schafft in dieser Kombination ein resilientes und robustes Energieversorgungssystem.

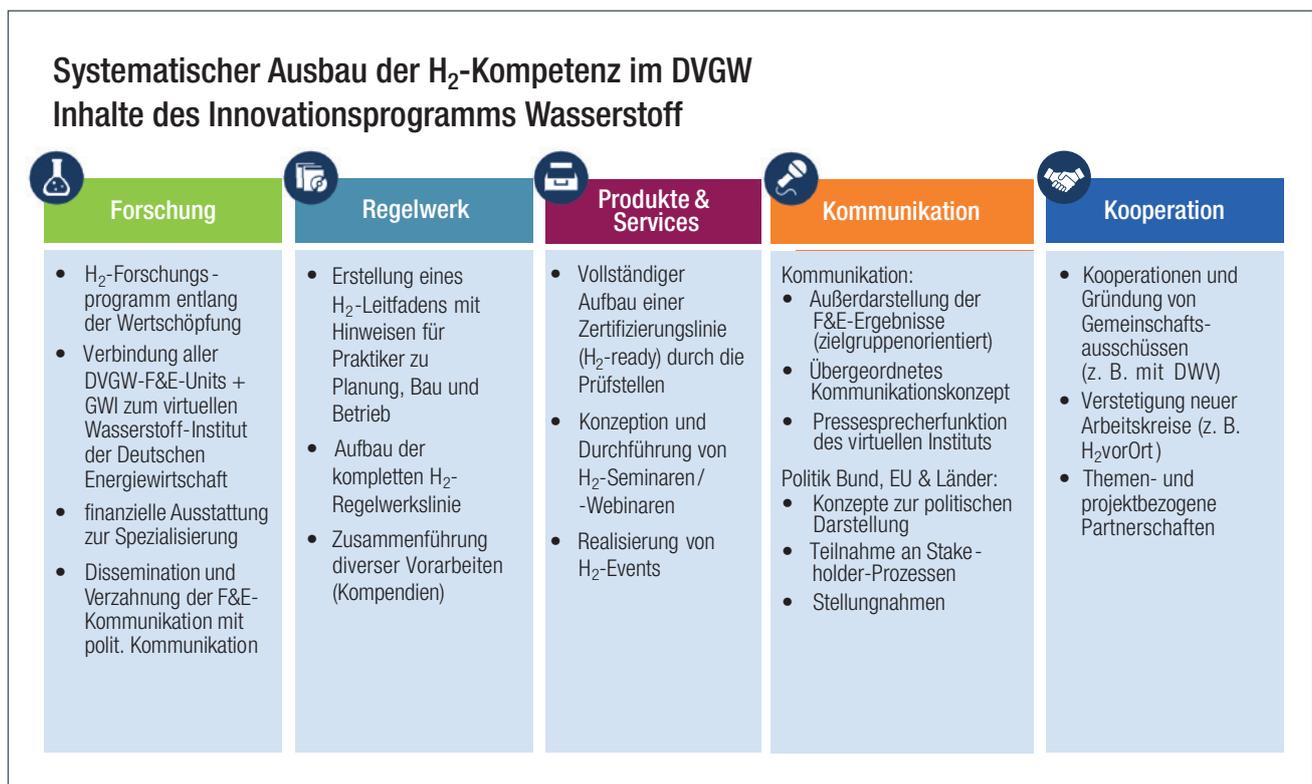
Resilienz eines Energiesystems bedeutet aber auch Flexibilität auf der Bereitstellungs- sowie der Anwendungsseite der Energieträger. Wasserstoff wird international bereitgestellt und unterliegt damit nicht regionalen Limitationen oder lokalen Provenienzen wie etwa die Stromproduktion. Derzeit werden in verschiedenen Ländern Wasserstoff-Erzeugungskonzepte entwickelt, sei es in windreichen Gebieten wie Marokko bzw. Chile oder sonnenreichen Regionen wie der arabischen Halbinsel. Bestehende Pipelinesysteme aus Nordafrika nach Spanien oder Italien könnten dafür genutzt werden. Alternativ bietet sich der Schiffstransport an, wobei derzeit Technologie und Kosten von verschiedenen Optionen wie beispielweise tiefkalt/flüssig oder absorbiert in Trägersubstanzen bewertet werden.

Auf der Anwendungsseite ist Wasserstoff vielfältig einsetzbar und verhindert damit die Abhängigkeit der Sektoren von nur einem einzigen Energieträger. Mit der Beimischung von Wasserstoff in das Erdgassystem können kurzfristig weitere CO₂-Senkungen im Wärmesek-

tor realisiert werden, und dies bei vollständiger Beibehaltung der Versorgungssicherheit. Aktuelle Studien (wie etwa von EON) belegen, dass in urbanen Bereichen ein Zusammenspiel verschiedener Energieträger (Strom, EE-Gase, Fernwärme) ein Optimum aus Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit bringt und auf diese Weise ein resilientes Energiesystem erzeugt wird. Das alleinige Abstützen etwa auf Strom und somit den massiven Einsatz von Wärmepumpen für die Gebäudeheizung wird dieses Optimum aus dem Gleichgewicht bringen.

Wie also kann ein resilientes Versorgungssystem mit Wasserstoff in einem urbanen Raum zukünftig aussehen? Interessante Ansätze zeigt hierbei die Gasforschung: Dezentrale KWK-Anlagen wie Brennstoffzellen bilden in Bezug auf durch Elektrowärmepumpen verursachte lokale Stromlasten mit diesen ein Prinzip der kommunizierenden Röhren: Sie bieten dem Stromsystem eine neue Versorgungsaufgabe, nämlich Netzstabilität auf unteren Spannungs-/Druckebenen, an. Die parallel anfallende Wärme, ebenfalls gasbasiert, wird direkt oder über Wärmespeicher in die Wärmeversorgung von Gebäuden integriert. Dies zeigt ein Beispiel aus der Vielfalt von Ideen, wie Wasserstoff für ein resilientes Energieversorgungssystem sorgt.

Abb. 3: Überblick über die Inhalte des Innovationsprogramms Wasserstoff



Das DVGW-Netzwerk der Gasforschung im Überblick



Quelle: DVGW

Abb. 4: Das DVGW-Netzwerk der Gasforschung im virtuellen Wasserstoff-Institut der Deutschen Energiewirtschaft (H2WIDE)

Durch welche Maßnahmen unterstützt der DVGW die Markteinführung von Wasserstoff?

Der DVGW unterstützt die Markteinführung von Wasserstoff durch vielfältige Tätigkeiten und Maßnahmen. Der Verein hat in diesem Zusammenhang Ende 2020 ein Innovationsprogramm Wasserstoff mit einer Laufzeit von fünf Jahren und einem Budget in Höhe von 15 Mio. Euro eingerichtet. **Abbildung 3** gibt einen Gesamtüberblick über das Innovationsprogramm.

Das Innovationsprogramm unterteilt sich in mehrere Aufgaben- und Kompetenzbereiche des DVGW, welche nachfolgend in Kurzform beschrieben werden.

Forschung und Entwicklung

In diesem Bereich steht die gesamte Wertschöpfungskette des Wasserstoffs im Fokus: So sind beispielsweise neue Technologien und Verfahren zur CO₂-neutralen Wasserstoffproduktion, zur Wasserstoffspeicherung sowie zur Wasserstoffanwendung zu bewerten, zu entwickeln und in der Praxis zu erproben. Dies umfasst neben der Technik auch die Analyse der erforderlichen Rahmenbedingungen einer kostenoptimierten Wasserstoffwirtschaft (global, europäisch und national) sowie Systemanalysen eines integrierten Energiesystems.

Regelwerks- und Facharbeit

Zielsetzung ist die vollständige Überarbeitung aller betroffenen DVGW-Regelwerke (für die Gasinfrastruktur insgesamt 40 Regelwerke mit der Priorität 1 sowie 63 Regelwerke mit der Priorität 2) zur Einarbeitung konkreter wasserstoffspezifischer Anforderungen und Schutzmaßnahmen. Diese Regelwerkserstellung muss und wird abgeschlossen sein, bis die rechtlichen und wirtschaftlichen Voraussetzungen für eine großflächige Umstellung der Gasinfrastruktur gegeben sind.

Produkte und Services (Zertifizierung und Bildungsprogramm)

Im Bereich der Zertifizierung sind zunächst die Entwicklung von Zertifizierungsprogrammen (ZP) für Erdgas-Wasserstoff-Gemische sowie für reinen Wasserstoff im Bereich des Gastransports, der Gasverteilung und der Gasanwendung von großer Bedeutung, um temporär bestehende Regelwerkslücken so lange zu schließen, bis geeignete normative Prüfgrundlagen als Bestandteil eines um Wasserstoff erweiterten Regelwerks zur Verfügung stehen. Die Ansätze zu den Zertifizierungsprogrammen folgen dabei den Erkenntnissen aus den Forschungs- und Entwicklungsprojekten und werden daher auch von den Prüfstellen an den DVGW-Forschungseinrichtungen erstellt. Darüber hinaus ist die begonnene Weiterentwicklung des DVGW-Bildungsprogramms auf mehr und mehr wasserstofftechnische Themenfelder, die aus der Praxis angefragt werden, zu intensivieren.

Kommunikation und Ordnungspolitik

Die technischen und wissenschaftlichen Arbeiten des Innovationsprogrammes werden von

einem Kommunikationsfahrplan begleitet. Dieser beinhaltet entsprechende Formate und Kanäle für die Kommunikation innerhalb des DVGW als auch darüber hinaus. Geplant ist diesbezüglich u. a. die Durchführung einer Kommunikations-Kampagne zu Wasserstoff, analog zu der erfolgreich durchgeführten „Energie-Impuls“-Kampagne. Ebenso spielt eine breitere Vernetzung mit relevanten Entscheidungsträgern sowohl auf europäischer als auch nationaler Ebene eine gewichtige Rolle. Ergänzt werden diese Kommunikationsaktivitäten um Dialogveranstaltungen im politischen Raum.

Kooperationen

Da die um den Einsatz von Wasserstoff rankenden technischen Herausforderungen, die notwendigen Anpassungen der ordnungspolitischen Rahmenbedingungen und die kommunikativen Aufgaben zur lokalen Begleitung von Wasserstoffvorhaben in Summe nicht vom DVGW allein bewältigt werden können, ist die Vertiefung bestehender Kooperationen notwendig. Im Rahmen des Innovationsprogramms soll insbesondere die Zusammenarbeit mit dem Deutschen Wasserstoff- und Brennstoffzellenverband (DWV) intensiviert werden, da dieser für einen Großteil der industriellen Wasserstoffkunden – also für die Kunden der DVGW-Mitgliedsunternehmen – steht.

Mit der Durchführung des Innovationsprogramms Wasserstoff geht die Gründung eines neuen, virtuellen „Wasserstoff-Instituts der Deutschen Energiewirtschaft“ (H2WIDE), einher. Die drei Forschungskompetenzträger des DVGW, das Engler-Bunte-Institut (EBI), das Deutsche Brennstoff-Institut (DBI) und das Gas- und Wärme-Institut (GWI), werden dabei ihre jeweiligen Wasserstoff-Aktivitäten in dem virtuellen Institut bündeln und dadurch noch enger verzahnen. Die vielfältigen Forschungsprojekte werden dabei den vier Forschungsbereichen Erzeugung, Infrastruktur, Anwendung und Systeme zugeordnet. Der Aufbau des virtuellen Wasserstoff-Instituts ist in **Abbildung 4** dargestellt.

Fazit

Der Energieträger Wasserstoff wird in einem zukünftigen klimaneutralen Energiesystem von zentraler Bedeutung sein. Sowohl die Europäische Union als auch die deutsche Bundesregierung haben eigene Wasserstoffstrategien auf den Weg gebracht, um Wasserstoff zu einer der tragenden Säulen der Energiewende zu verhelfen.

INFORMATIONEN

Weiterführende Informationen zum DVGW-Innovationsprogramm Wasserstoff finden Sie ab sofort unter www.dvgw.de/stoffwech2el. Hier können u. a. die konkreten Inhalte des Programms eingesehen werden.

Einen Fachbeitrag zu den ersten Ergebnissen des DVGW-Leitprojektes „Roadmap Gas 2050“, welches sich u. a. mit H₂-Erzeugungsverfahren und -Bereitstellungsoptionen befasst, finden Sie auf den Seiten 64 bis 69 dieser Ausgabe und in den nächsten Heften dieser Fachzeitschrift.



Zeit für einen Stoffwech2el
Zukunft gestalten
mit Wasserstoff

Wasserstoff kann auf vielfältige Weise erzeugt und angewendet werden. Neben einer heimischen Produktion wird auch auf den Import von Wasserstoff zurückgegriffen werden müssen. Die Gestehungskosten des Energieträgers werden sich im Vergleich zu den heutigen Erzeugungskosten durch Skaleneffekte und zunehmende Standardisierung deutlich reduzieren. Zudem wird Wasserstoff aufgrund seiner flexiblen Eigenschaften einen erheblichen Beitrag zur Versorgungssicherheit und somit zur Systemresilienz beitragen. Der DVGW hat das Potenzial von Wasserstoff bereits früh erkannt und mit dem Innovationsprogramm Wasserstoff vielfältige Maßnahmen in die Wege geleitet, um die Markteinführung von Wasserstoff weiter zu unterstützen. ■

Die Autoren

Prof. Dr. Gerald Linke ist Vorstandsvorsitzender des DVGW.

Frank Gröschl leitet die Einheit Technologie und Innovationsmanagement in der DVGW-Hauptgeschäftsstelle in Bonn.

Frederik Brandes leitet die Energieforschung in der Einheit Technologie und Innovationsmanagement in der DVGW-Hauptgeschäftsstelle in Bonn.

Kontakt:

Frederik Brandes

Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
Technisch-wissenschaftlicher Verein

Josef-Wirmer-Str. 1–3

53123 Bonn

Tel.: 0228 9188-844

E-Mail: frederik.brandes@dvgw.de

Internet: www.dvgw.de

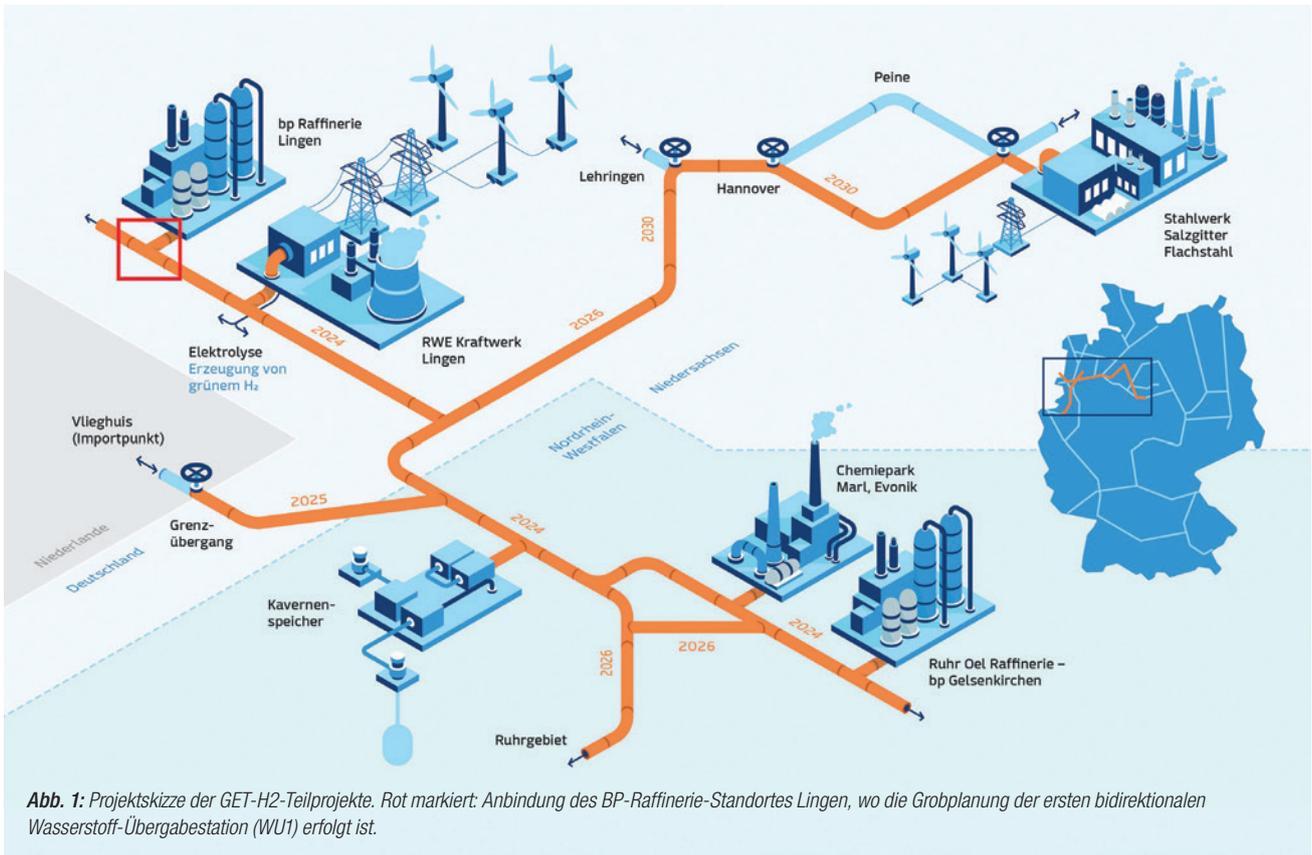


Abb. 1: Projektskizze der GET-H2-Teilprojekte. Rot markiert: Anbindung des BP-Raffinerie-Standortes Lingen, wo die Grobplanung der ersten bidirektionalen Wasserstoff-Übergabestation (WU1) erfolgt ist.

Quelle: GET H2

Grobplanung einer bidirektionalen Wasserstoff-Übergabestation

im Rahmen eines GET-H2-Teilprojektes Ausgabe 10/2021

Im Rahmen der Initiative GET H2 haben sich mehrere Unternehmen und Institutionen zusammengeschlossen, um gemeinsam den **Grundstein für eine Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland** zu legen. Für einen Raffinerie-Standort im niedersächsischen Lingen wurde in einem GET-H2-Teilprojekt eine Wasserstoff-Übergabestation geplant, welche bidirektional betrieben werden kann. Der Beitrag schildert die rechtlichen Rahmenbedingungen bei der Planung einer solchen Station, geht **auf die technischen bzw. baulichen Eigenschaften ein** und thematisiert die Spezifika bei der erforderlichen Gasbeschaffenheitsmessung.

von: Dr.-Ing. Christian Thiel (BP Europa SE), Florian Adämmer (Nowega GmbH) & Michael Otten (Projekthaus GmbH)

Die Initiative GET H2 hat es sich zum Ziel gesetzt, den Kern für eine bundesweite Wasserstoffinfrastruktur zu etablieren, um eine effiziente Umsetzung der Energiewende möglich zu machen. Für die Umsetzung haben sich die GET-H2-Nukleus-Partner BP, Evonik, Nowega, Open Grid Europe und RWE

zusammengeschlossen, um gemeinsam die erste öffentlich zugängliche Wasserstoffinfrastruktur aufzubauen. Das Projekt GET H2 Nukleus verbindet dabei die Erzeugung von grünem Wasserstoff mit industriellen Abnehmern in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen (Abb. 1). Das

rund 130 km lange Netz von Lingen bis Gelsenkirchen soll das erste H₂-Netz im regulierten Bereich mit diskriminierungsfreiem Zugang und transparenten Preisen werden [1, 2].

Im Rahmen des GET H2 Nukleus hat die Nowega GmbH in Zusammenarbeit

mit der Projekthaus GmbH aus Bremen die Grobplanung für die erste Wasserstoff-Übergabestation (WU1) in Lingen, welche zudem bidirektional betrieben werden kann, durchgeführt. Anschlussnehmer ist der Raffinerie-Standort der BP Europa SE in Lingen, der sich dadurch auszeichnet, dass dort bereits zahlreiche großtechnische Wasserstoff-Erzeugungs- und -Verbrauchsanlagen installiert sind. Die für das Jahr 2024 geplante Anbindung an das im Rahmen von GET H2 geschaffene Wasserstoffnetz soll die zusätzliche Flexibilität eröffnen, über die neue Wasserstoff-Übergabestation wahlweise mit Wasserstoff versorgt zu werden bzw. alternativ Wasserstoff in das Netz einspeisen zu können.

Die H₂-Versorgung der WU1 wird über bereits bestehende Gastransportleitungen sichergestellt. Der nachgelagerte H₂-Transport von der Übernahmestation WU1 zu den technischen Anlagen der BP geschieht über eine neu zu errichtende Wasserstoffleitung der Dimension DN 200/8 Zoll. Die Anlage soll bereits beim Bau im Jahr 2024 für die Kapazitätserweiterung im Jahr 2030 konzipiert und ausgelegt werden. Die in diesem Fachbeitrag behandelte Grobplanung beschränkt sich auf die dargestellte, neu zu errichtende Wasserstoff-Übernahmestation WU1 mit den dazugehörigen Rohrleitungen, Baugruppen, Einbauteilen und Armaturen.

Rechtliche Rahmenbedingungen

Die Nowega GmbH ist als vorgelagerter Netzbetreiber und im Rahmen einer Dienstleistungserbringung von der BP Lingen mit der Planung der kompletten Anlage beauftragt worden. Unterstützt wird die Nowega bei diesem Vorhaben durch das nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 493-1 „Qualifikationskriterien für Planer und Hersteller von Gas-Druckregel- und Messanlagen sowie Biogas-Einspeiseanlagen“ zertifizierte Bremer Ingenieurbüro Projekthaus. Zu berücksichtigen waren im Rahmen der Planungen u. a. das DVGW-Arbeitsblatt G 491 „Gas-Druckregelanlagen für Eingangsdrücke bis einschließlich 100 bar“

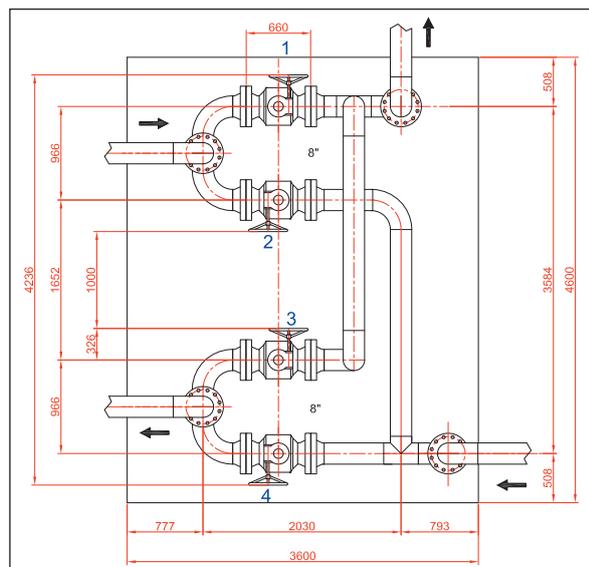


Abb. 2: Komponenten zur bidirektionalen Fahrweise

mit dem darin enthaltenen Anhang O „Wasserstoffanlagen“ und die Hinweise des DVGW-Merkblattes G 265-3 „Anlagen für die Einspeisung von Wasserstoff in Gasversorgungsnetze; Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme und Betrieb“ [4, 5]. Neben dem DVGW-Regelwerk sind darüber hinaus auch die Vorgaben der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (PTB), bei diesem Projekt insbesondere die technische Richtlinie G 19 „Messgeräte

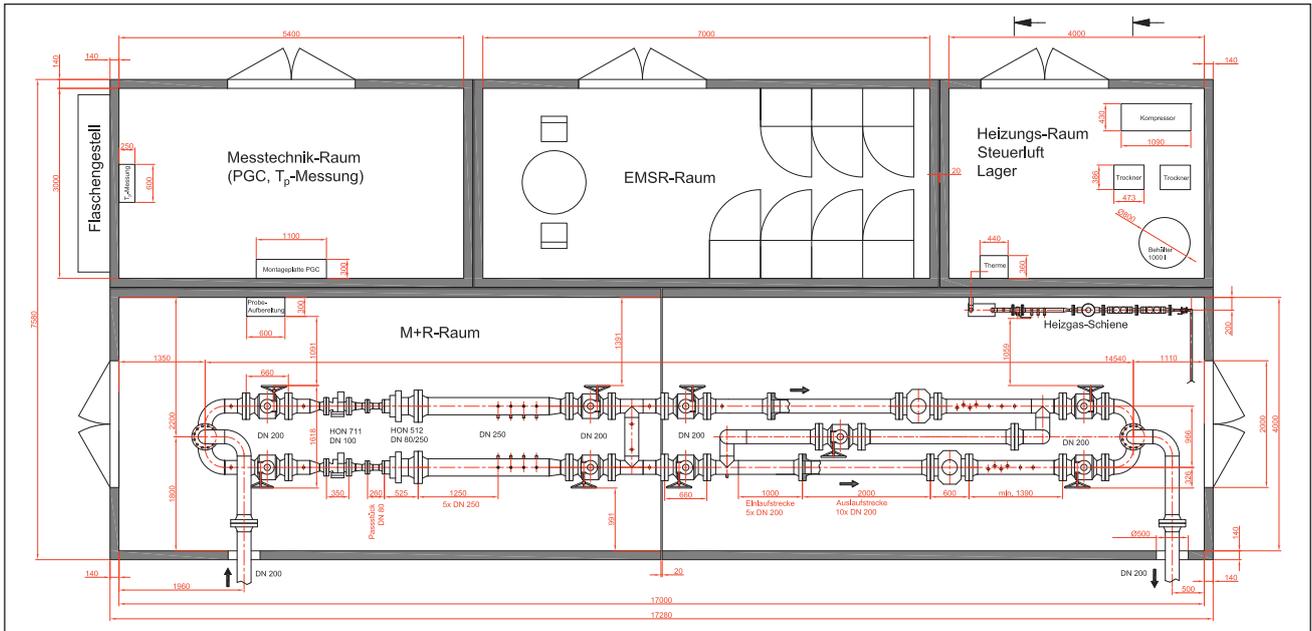
für Gas (Ausgabe 12/2014)“, zu berücksichtigen und einzuhalten [6].

Die WU1 wird als selbsttätig arbeitende Station nach dem geltenden DVGW-Regelwerk geplant, gefertigt, errichtet und in Betrieb genommen. Die Anlage besteht aus zwei autark arbeitenden und ähnlich ausgerüsteten Schienen, bei denen – je nach Bedarf – die Betriebschiene von der Reserveschiene abgelöst werden kann. Die Überwachung

Tabelle 1: Technische Parameter für die Wasserstoff-Übergabestation WU1

Gasart/Medium	Wasserstoff 4.0 5. Gasfamilie, Gruppe D gemäß aktuellem Entwurf der G 260 [3]
Volumenstrom 1. Ausbaustufe 2024, $V_{n,max}$	50.000 Nm ³ /h
Volumenstrom 2. Ausbaustufe 2030, $V_{n,max}$	80.000 Nm ³ /h
max. Strömungsgeschwindigkeit	20 m/s
Nennweite	DN 200/8 Zoll
Auslegungsdruckstufe Eingang:	DP 100
max. Betriebsdruck Eingang MOP_u	70,0 bar
Betriebsdruck $OP_{u,max}$	70,0 bar
minimaler Eingangsdruck $OP_{u,min}$	47,0 bar
Auslegungsdruckstufe Ausgang:	DP 70
max. Betriebsdruck Ausgang MOP_d	57,5 bar
Ausgangsdruck OP_d	55,0 bar
minimaler Ausgangsdruck $OP_{d,min}$	47,0 bar

Quelle: GET H2



Quelle: Projekthaus GmbH

Abb. 3: Aufstellungsplan des Gebäudes der WU1

erfolgt von einer zentralen und ständig besetzten Leitwarte, zu der kontinuierlich definierte Messwerte, Signale und Daten übertragen werden.

Komponenten zur bidirektionalen Fahrweise

Die Übernahmestation realisiert eine bidirektionale Fahrweise zur Wasserstoffeinspeisung auf unterschiedliche Netze, Druckstufen und Verbraucher. Neben der Fließrichtung vom Import-Betrieb (Nowega in Richtung BP Lingen) soll auch der Export-Betrieb (BP Lingen in Richtung Nowega) im Rahmen der Planung berücksichtigt werden (Abb. 2).

Über das Bedienpanel oder vom Dispatching können zwei Fließrichtungen vorgegeben werden, wobei die Fließrichtungsumschaltung über vier elektromechanische Antriebe erfolgt. Beim Import-Betrieb sind die Armaturen 1 und 4 geöffnet, beim Export-Betrieb wiederum sind die Armaturen 2 und 3 geöffnet sowie die anderen jeweils geschlossen. Nach der bestätigten Vorewahl durch den Bediener überprüft die Stationsautomatisierung das Druckgefälle. Die Stationsautomatisierung gibt die Flussrichtung nur frei, wenn der Eingangsdruck größer als der Ausgangsdruck ist.

Staub-Flüssigkeitsabscheider

Die Aushaltung von festen und flüssigen Verunreinigungen im Wasserstoff erfolgt mit einem liegenden Staub-Flüssigkeitsabscheider, welcher für 100 Prozent der Leistung der Station ausgelegt ist. Die Reserveschiene wiederum ist mit einem Kegelsieb ausgerüstet. Die Aufstellung des Abscheiders erfolgt aufgrund des großen Platzbedarfs sowie zur leichteren Wartung und Instandhaltung außerhalb des Gebäudes.

Gebäude

Bei dem eingesetzten Gebäude handelt es sich um ein nicht unterkellertes eingeschossiges Massivbauwerk in konventioneller Stahlbeton-Fertigteile- bzw. Raumzellenbauweise. Die Räume sind untereinander gasdicht getrennt und Zwischenwände/Durchführungen werden brandsicher ausgeführt, sodass die geltenden DIN-, DVGW- und Unfallverhütungsvorschriften eingehalten werden. Im Gebäude sind die Komponenten zur Druckregelung, Gasmessung, Gasbeschaffenheitsmessung, Gebäudeheizung sowie EMSR-Technik untergebracht (Abb. 3).

Druckregelung

Sowohl in der Betriebs- als auch der Reserveschiene ist ein Gasdruckregelgerät eingebaut, welches den Eingangsdruck des vorgeschalteten Transportnetzes auf

den Ausgangsdruck des nachgeschalteten Versorgungsnetzes (Ausgangsdruck) regelt. Den beiden Regelgeräten ist jeweils ein Sicherheitsabsperrentil (SAV) vorgeschaltet, das den Druck nach der Regelung kontinuierlich misst. Wird ein vorgegebener Max-Wert überschritten, sperrt das SAV die arbeitende Schiene ab und verhindert somit einen unzulässigen Druckanstieg.

Beim Import-Betrieb (Nowega in Richtung BP Lingen) wird die Anlage „druckgeregelt“ gefahren, wobei über die Stationsautomatisierung der Sollwert für den Ausgangsdruck vorgegeben werden kann. Der Motorantrieb steuert das Regelgerät an, bis der gewünschte Ausgangsdruck erreicht wird. Beim Export-Betrieb (BP Lingen in Richtung Nowega) wiederum wird eine kombinierte Druck- und Durchflussregelung realisiert. Über das Netzleitcenter oder das Bedienpanel kann neben dem Ausgangsdruck auch die Durchflussmenge vorgegeben werden. Hierdurch wird auch beim Export-Betrieb die Funktionstüchtigkeit des Werksnetzes sichergestellt.

Gasmessung

Wegen der hohen Volumenströme können bereits kleine Messfehler große wirtschaftliche Nachteile verursachen. Dies betrifft sowohl die volumetrische Messung als auch die Bestimmung der

dazugehörigen Gasbeschaffenheit und des dazugehörigen Brennwertes.

Die Messung erfolgt sowohl in der Betriebs- als auch in der Reserveschiene über eine Ultraschallmessung. Die beiden Schienen können mittels Z-Schaltung zwecks Prüfung in Reihe geschaltet werden. Im Normalbetrieb läuft nur eine der beiden Schienen. Ultraschallzähler sowie ebenfalls Turbinenradzähler können beim Medium Wasserstoff derzeit noch nicht im eichpflichtigen Verkehr eingesetzt werden, da hierfür derzeit noch keine HD-Prüfstände existieren.

Vor diesem Hintergrund sowie in Abstimmung mit der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (PTB) wird nachgeschaltet eine Blenden- bzw. Wirkdruckmessung vorgesehen (Abb. 4). Die Blendenmessung kann gasartenunabhängig im eichpflichtigen Verkehr eingesetzt werden. In der Planung wurde eine 3-Zoll-Schiene (DN 80) sowie eine 6-Zoll-Schiene (DN 150) vorgesehen, um einen möglichst großen Messbereich abzudecken. Weiterhin sollen über die Blendenmessungen die vorgeschalteten Gaszähler (USZ) geprüft und im Betrieb validiert werden, sodass perspektivisch auf die Blendenmessung verzichtet werden kann.

Gasbeschaffenheitsmessung

Im Eingang der Anlage, nachgeschaltet an den Staubflüssigkeitsabscheider,

wird als Eingangsqualitätskontrolle ein Prozess-Gaschromatograf (PGC) sowie eine Taupunktmessung vorgesehen. Über diese beiden Komponenten soll die Qualität des Wasserstoffs kontinuierlich überprüft werden. Im Fall einer Verletzung von vorher definierten Grenzwerten kann über die Stationsautomatisierung bzw. die Leitstelle der BP Lingen eine betriebliche Abschaltung erfolgen.

Gemäß der Technischen Richtlinie G 19 der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (TR G 19) ist die Reinheit des einzuspeisenden Wasserstoffs regelmäßig zu prüfen. Dies kann beispielsweise über eine Probeentnahme und anschließender Analyse in einem dafür zugelassenen und akkreditierten Labor erfolgen [6]. Bei einigen bisherigen Anlagen, die in den Anwendungsbereich des DVGW-Merkblattes G 265-3 fallen, erfolgte zum Nachweis der Wasserstoffreinheit weiterhin eine Messung bzw. Analyse der Gasbegleitstoffe. Bei elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff sind die wesentlichen Gasbegleitstoffe Sauerstoff, Wasser und inerte Gase. Über den Anteil der Gasbegleitstoffe können Rückschlüsse auf die Wasserstoffreinheit getroffen werden.

Bei der WU1 soll zusätzlich zur regelmäßigen Probeentnahme gemäß der TR G 19 eine kontinuierliche Bestimmung der Gasbeschaffenheit mittels

Prozess-Gaschromatograph erfolgen. Sowohl der Wasserstoff als auch die möglichen Gasbegleitstoffe werden hierbei durch den PGC direkt gemessen. Aufgrund der bisherigen Erfahrungen des Industriebetreibers BP mit dem Medium können hierbei bereits in der Praxis erprobte Geräte für die betriebliche Überprüfung der Gasqualität eingesetzt werden.

Gebäudeheizung

Zur Heizung des Gebäudes kann ein Gasbrennwertgerät, welches für den Betrieb mit Wasserstoff geeignet ist, eingesetzt werden. Hierüber erfolgt auch die Beheizung des Mess- und Regelraumes sowie der weiteren Nebenräume (EMSR-, Messtechnik-, und Lager-/Heizungsraum). Da Brennwertgeräte, welche mit Wasserstoff betrieben werden, derzeit noch Innovationscharakter besitzen, müsste der Beginn des Betriebes in engen Überprüfungsintervallen durch den Hersteller der Gebäudeheizung mit begleitet werden. Alternativ können ebenfalls elektrische Geräte oder konventionelle Erdgas-Thermen für die Beheizung des Gebäudes eingesetzt werden.

EMSR-Technik

Die elektrotechnische Ausrüstung der Anlage umfasst alle für einen sicheren und funktionsfähigen Betrieb notwendigen Komponenten wie Niederspannungstechnik (NSHV, NSUV, Leistungssteuerung), Automatisierungs-

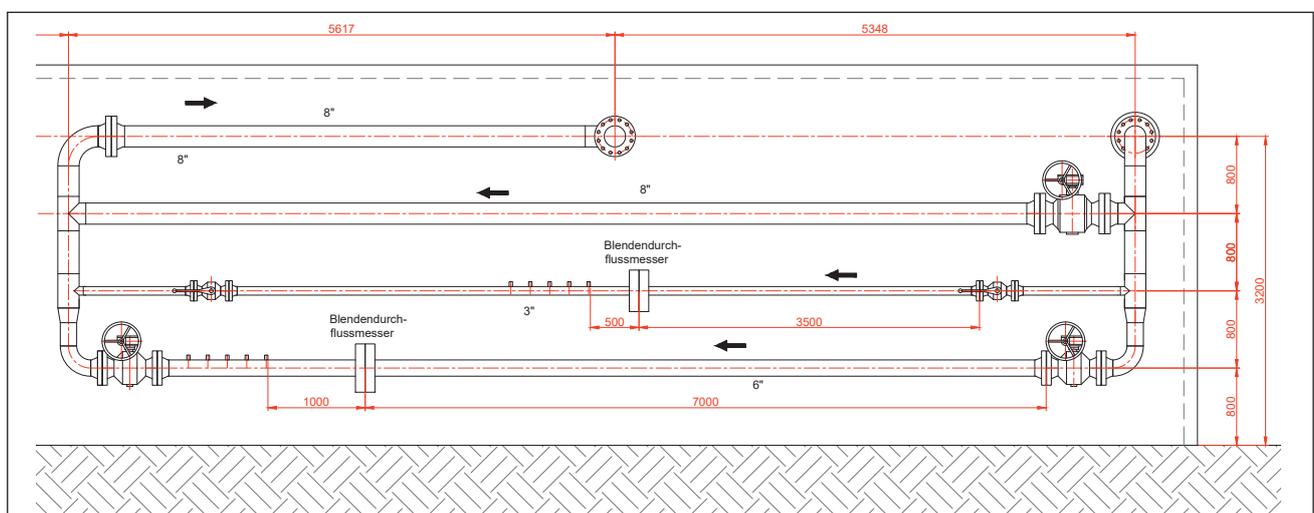
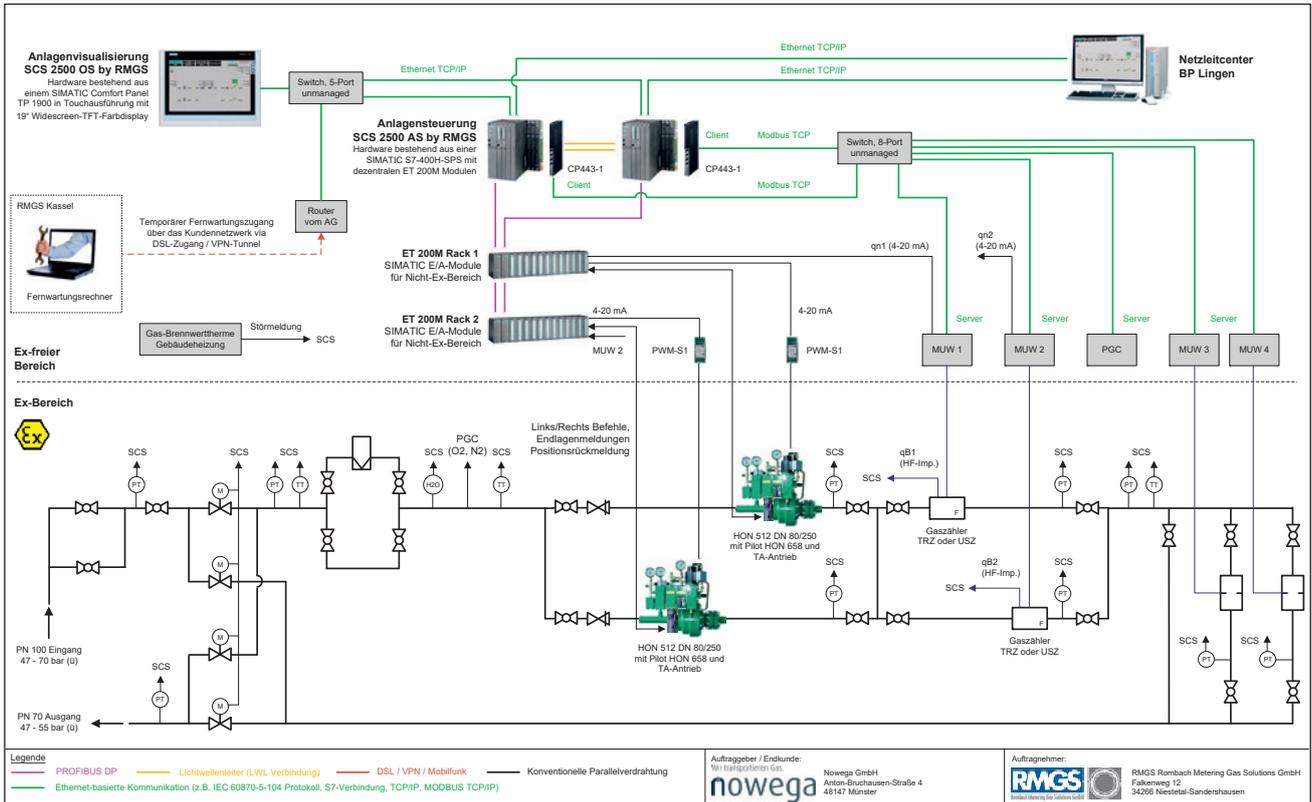


Abb. 4: Aufbau der Blendenmessstrecke inkl. Umfahrung



Quelle: Projekthaus GmbH

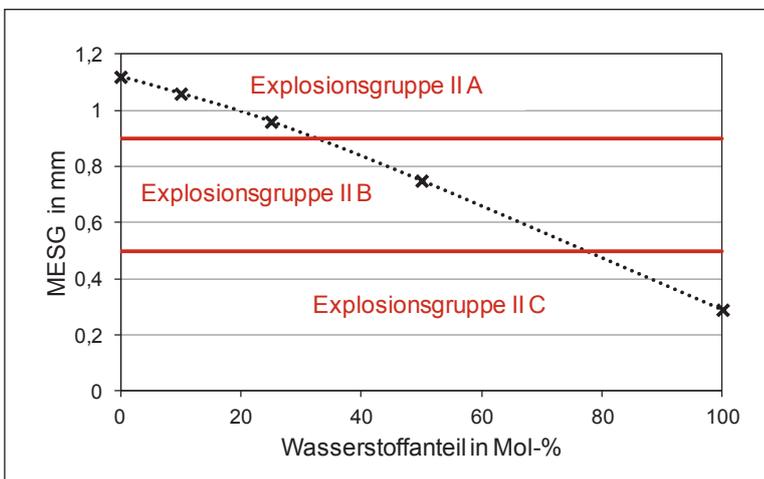
Abb. 5: Verfahrensfließbild der WU1

technik, Messtechnik, Instrumente, elektrische Antriebe, Anlagenbeleuchtung, notwendigen Maßnahmen für den Blitzschutz, Erdung und Potenzialausgleich sowie die Einrichtungen für den Strombezug.

Stationsautomatisierung

Die Stationsautomatisierung realisiert die vollautomatische Steuerung der Anlage, die Netzeinspeisung, die Kopplung zur Prozessvisualisierung sowie die Anbindung an das Fernwerkssystem. In Abbildung 5 ist ein Verfahrensfließbild der Anlage inklusive dem dazugehörigen Stationsautomatisierungskonzept dargestellt.

Abb. 6: Gemessene Normspaltweiten von Gemischen aus Modellerdgas 2 und Wasserstoff (Messwerte mit Trendlinie verbunden)



Quelle: [7]

Explosionsschutz

Bei Erdgas bzw. Methan ist die Einhaltung der Explosionsgruppe II A zwar ausreichend, jedoch unterscheiden sich die Normspaltweiten von Erdgas und Wasserstoff deutlich. Beim Einsatz von reinem Wasserstoff ist aus Sicht des Explosionsschutzes die Explosionsgruppe II C vorzusehen (Abb. 6). Hierüber werden u. a. höhere Anforderungen an die Betriebsmittel in Bezug auf Zündspaltmaße definiert [7].

Im Rahmen der Grobplanung hat die Projekthaus GmbH mittels einer dafür geeigneten Software die vorläufigen Ex-Zonen der Entspannungssysteme für das Medium Wasserstoff berechnet (Abb. 7). Die Ausbreitungsberechnungen wurden bei der Positionierung der Anlagenkomponenten berücksichtigt.

Fazit

Die technische Machbarkeit kann für den dargestellten Neubau der Wasserstoffübernahmestation WU1 bestätigt werden. Die berücksichtigten Werkstoffe sind für den Einsatz des Mediums Wasserstoff geeignet und auch die eingesetzten Komponenten, Bauteile und Module sind vom Hersteller für Wasserstoff spezifiziert und zugelassen. Weiterhin wurden die Regelstrecken, Sicherheitseinrichtungen und Funktionsleitungen für den Energieträger ausgelegt.

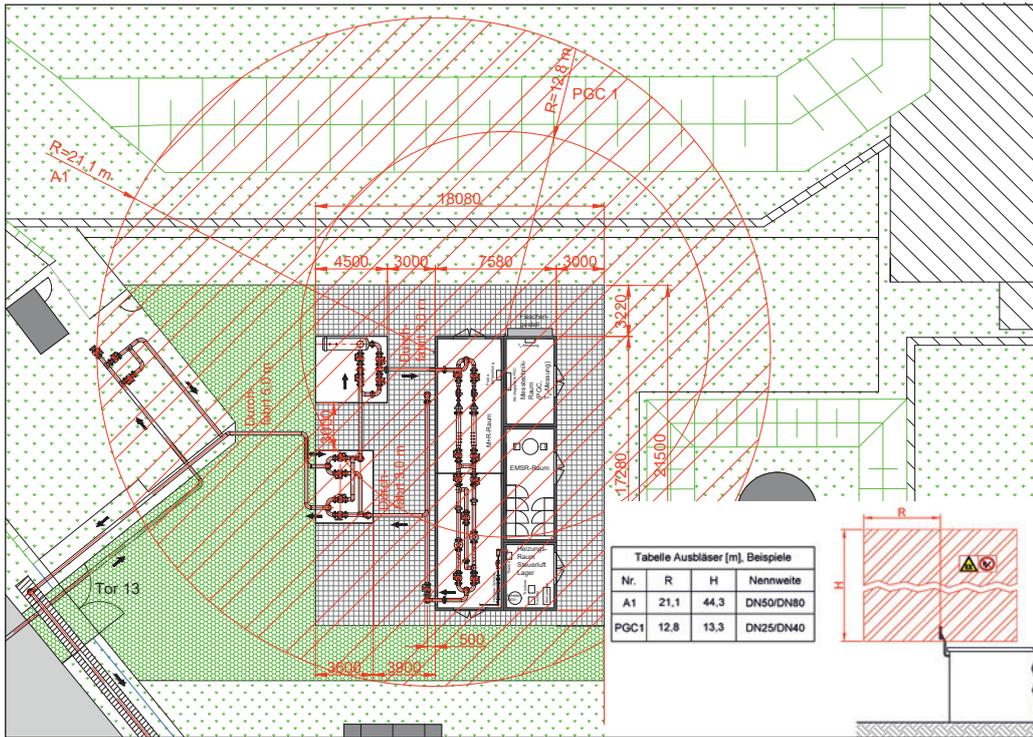


Abb. 7: Vorläufiger Ex-Zonenplan der WU1

Quelle: Projekthaus GmbH

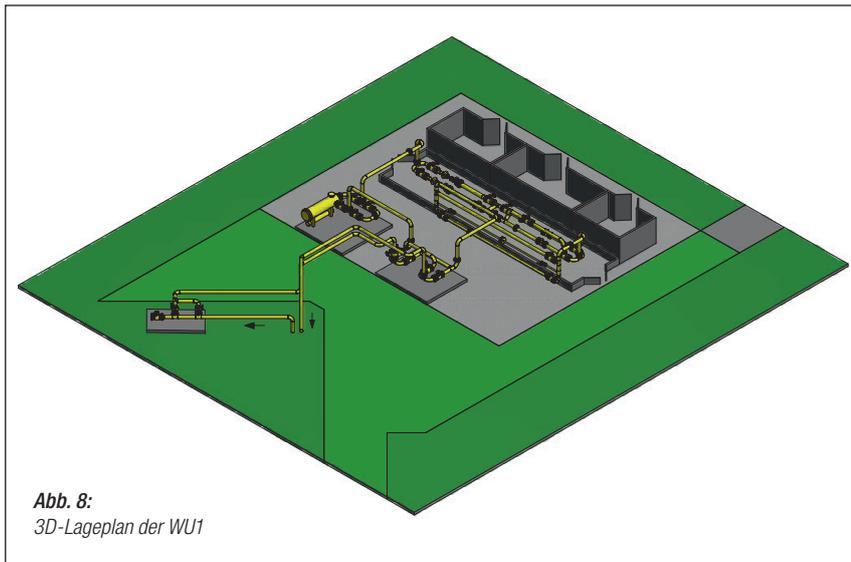


Abb. 8:
3D-Lageplan der WU1

Quelle: Projekthaus GmbH

[7] Schröder, V., Askar, E., Tashqin, T., Karim Habib, A.: Sicherheitstechnische Eigenschaften von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen. Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben 2539, Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (BAM), Berlin 2016.

Die Autoren

Dr.-Ing. Christian Thiel ist Senior Process Engineering Advisor für den Raffinerie-Standort Lingen der BP Europa SE.

Florian Adämmer ist Projektleiter bei der Nowega GmbH.

Michael Otten ist Projekt- und Planungsingenieur bei der Projekthaus GmbH.

Kontakt:

Florian Adämmer
Nowega GmbH
Anton-Bruchhausen-Str. 4
48147 Münster
Tel.: 0251 60998-214
E-Mail: f.adaemmer@nowega.de
Internet: www.nowega.de

Michael Otten
Projekthaus GmbH
Tiefer 4
28195 Bremen
Tel.: 0421 330278-18
E-Mail: michael.otten@projekthaus.com
Internet: www.projekthaus-bremen.de

Das Messkonzept wurde aus eichrechtlicher Sicht aufgrund der derzeit noch fehlenden H₂-Prüfstände frühzeitig mit der zuständigen Physikalisch-Technischen Bundesanstalt abgestimmt. Die Festlegung der explosionsgefährdeten Bereiche an den Ausblaseöffnungen erfolgte für den Planungsstand mit einem anerkannten und zugelassenen Verfahren.

Das Projektteam dankt vor allem den Expertinnen und Experten der angefragten Hersteller sowie der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt in

Braunschweig für ihre Mitarbeit und die anregenden Diskussionen. ■

Literatur

- [1] Website der Initiative GET H2 Nukleus, online unter www.get-h2.de, abgerufen am 23. August 2021.
- [2] Roadmap Wasserstoffinfrastruktur bis 2030, online unter www.youtube.com/watch?v=4s-oLHJY9c0, abgerufen am 23. August 2021.
- [3] DVGW-Arbeitsblatt G 260: Gasbeschaffenheit, Entwurf 2020.
- [4] DVGW-Arbeitsblatt G 491: Gas-Druckregelanlagen für Eingangsdrücke bis einschließlich 100 bar, Ausgabe 2020.
- [5] DVGW-Merkblatt G 265-3: Anlagen für die Einspeisung von Wasserstoff in Gasversorgungsnetze; Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme und Betrieb, Ausgabe 2014.
- [6] Physikalisch-Technische Bundesanstalt: Technische Richtlinie G 19 – Messgeräte für Gas, Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz, Ausgabe 12/2014.

Reif für die „Wasserstoff-Insel“:

Pilotprojekt der Netze BW in Öhringen

Ausgabe 11/2021

Wie viel Wasserstoff verträgt das Erdgasnetz, ohne dass es zu Beeinträchtigungen im Betrieb kommt? Bis zu 30 Prozent H₂ will die Netze BW im Rahmen eines Pilotprojektes im hohenlohischen Öhringen beimischen, um diese Frage zu klären. Der deutschlandweit bislang einmalige Test der EnBW-Tochter soll die Sektorenkopplung voranbringen und zudem den CO₂-Ausstoß der Gasversorgung senken helfen. Der Beitrag stellt das innovative Projekt vor und schildert erste Erfahrungen.

von: Dr. Heike Grüner (Netze BW)

Spätestens die Hochwasserkatastrophen im Juli dieses Jahres haben den Klimaschutz auf der politischen Agenda wieder ganz nach oben gerückt. Auf der Suche nach Lösungen für die inzwischen deutlich ambitionierteren Ziele Deutschlands und der EU kommt dem Energieträger Wasserstoff eine immer höhere Aufmerksamkeit zu, und das aus gutem Grund: H₂ lässt sich auch in größeren Mengen speichern, bedarfsgerecht bereitstellen und aus dem in vielen Regionen relativ gut verfügbaren Rohstoff Wasser mithilfe erneuerbarer Energien herstellen.

Hinsichtlich des Einsatzes von Wasserstoff spielt schon seit Jahren der Mobilitätssektor eine Schlüsselrolle: Pkw, Lkw und Schiffe können über direkte Verbrennung angetrieben werden. Alternativ kommen Brennstoffzellen zum Einsatz, die mit Elektromotoren gekoppelt sind.

Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerke wiederum lassen sich auch für die Gebäudeheizung einsetzen, woran beispielsweise die EnBW bereits in den 2000er-Jahren forschte. Seitdem erste Industriebetriebe ihre Prozesse auf mit regenerativem Strom erzeugten Wasserstoff umstellen, ist in der Öffentlichkeit sogar vom „Champagner der Energiewende“ die Rede.

Stilles Wasser und Champagner

Bei der Netze BW, dem größten Betreiber von Elektrizitäts- und Gas-Verteilnetzen in Baden-Württemberg, ist der Blickwinkel auf die Energiewende dagegen naturgemäß ein etwas anderer: So verlangt die Volatilität der zunehmend dezentralen Stromerzeugung nicht nur einen massiven Netzausbau. Auf mittlere Sicht werden Möglichkeiten, Last und Erzeugung zu steuern, eine immer größere Rolle spielen. Der Trend zur Elektromobilität erhöht den Handlungsdruck. Um vor diesem Hintergrund auch weiterhin eine stabile Stromversorgung sicherzustellen, sehen sich Netzbetreiber schon jetzt immer häufiger dazu gezwungen, Windenergie- oder auch Fotovoltaikanlagen zu drosseln oder gar abzuschalten. Das Energiesystem kann es sich gleichwohl in Anbetracht des demnächst abgeschlossenen Atom- und des beschleunigten Kohleausstiegs nicht leisten, „sauberen“ und erneuerbaren Strom auf diese Weise zu „vernichten“.

Batteriespeicher in der benötigten Größenordnung gibt es aber noch nicht und werden in absehbarer Zeit auch nicht zur Verfügung stehen. Die zigtausend Heimspeicher und vielleicht in Bälde Millionen von Elektromobilen reichen bei Weitem nicht aus, selbst wenn die

Abb. 1: Übersichtsaufnahme der Anlage in Öhringen, bestehend aus (v. l.): Druckspeicher, noch freiem Platz für den Elektrolyseur (mit Fundament) und Mischanlage (im Container)



Quelle: Netze BW

Steuerung der Akkus als Puffer technisch einwandfrei gelöst wäre. Deshalb setzen immer mehr Institutionen und Unternehmen auf „Power-to-Gas“ in Verbindung mit dem Erdgasnetz mit seiner schier unendlichen Kapazität. Wasserstoff in enormen Mengen – sozusagen als das „stille Wasser“ der Energiewende.

Riesenpotenzial im Rahmen der Energiewende

Branchenweit gibt es bereits eine Reihe von Projekten zur Forschung und Entwicklung, wie sich das deutschlandweit über 500.000 km lange Gasnetz auch für Wasserstoff nutzen lässt. Die Netze BW verfolgt hierbei einen bislang einmaligen Ansatz: Das Unternehmen möchte zeigen, dass und wie eine Beimischung von bis zu 30 Prozent H₂ im Erdgasnetz für die Anwenderseite und natürlich die Netzinfrastruktur machbar ist. Mit einem Feldtest soll darüber hinaus der praktische Beleg erbracht werden, dass eine zuverlässige Gasversorgung mit deutlich weniger CO₂-Emissionen möglich ist.

Auf der Suche nach einem geeigneten Netzgebiet wurden die Projektbeteiligten in der hohenlohischen Stadt Öhringen fündig. Dort befindet sich ein überregional bedeutender und ans Gasnetz angeschlossener eigener Standort, der genügend Platz für die versuchsnotwendigen Anlagen bietet. Im direkten Umfeld lässt sich zudem ein Abschnitt mit rund zwanzig Hausanschlüssen unkompliziert als Inselnetz abtrennen (Abb. 1).

Zusammenarbeit mit vielen Akteuren

Schon während der ersten Überlegungen und Vorarbeiten im Jahr 2018 wurde schnell klar, dass sehr viele Akteure in so ein Vorhaben einzubeziehen sind, wenn es denn wegweisende Erkenntnisse bringen soll. Entscheidend würde sein, dass die Verwaltungsspitze, der örtliche Gemeinderat und vor allem die anzusprechenden Verbraucherinnen und Verbraucher die Bedeutung des Projektes nachvollziehen können und entsprechend mitmachen. Öhringens Oberbürgermeister Thilo Michler zeigte sich offen für das Vorhaben, angesichts der möglichen Bedeutung des Projekts für das Gelingen der Energiewende. Und auch im Gemeinderat fand sich eine überzeugende Mehrheit dafür, es zu unterstützen. Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter aus dem Projektteam erläuterten bereits ab 2019 in mehreren Informationsveranstaltungen die angewandte Technik und das geplante Vorgehen, wobei sich die im Frühjahr 2020 einsetzende Corona-Pandemie naturgemäß als nicht gerade hilfreich erwies. Über ▶

Die Turbine wird digital

Natürlich dreht sich auch hier ein Turbinenrad - aber alles andere ist elektronisch und das Zählwerk kann bis 10 m vom Messwerk entfernt sein.



TME 400-VC:
Der Kompakte für Betriebsmessungen



TME 400-VCF:
Der Präzise, mit MID-Zulassung für Abrechnungsmessungen

Mit Durchflussanzeige, integrierter Umwertefunktion und Bediensoftware. ... und natürlich H₂-ready!

RMG ONE STEP AHEAD

RMG Messtechnik GmbH
www.rmg.com

den gesamten Testzeitraum wird das Projektteam einen engen Austausch mit den Teilnehmenden aus maximal 26 Haushalten in insgesamt 22 Gebäuden pflegen. Abstimmungsbedarf bestand und besteht vor Ort mit den Installateuren und Schornsteinfegern, der Feuerwehr und auch mit technischen Gutachtern.

Inzwischen sind die an dem Projekt beteiligten Akteure sehr zuversichtlich, noch in der anstehenden Heizperiode mit der Einspeisung und den dazu gehörenden Untersuchungen beginnen zu können. Vorsorglich wird zu Beginn des vierten Quartals an zwei eigenen Liegenschaften mit dem Projekt begonnen. Die technischen Voraussetzungen sind inzwischen geschaffen: Dazu gehört zunächst ein Druckspeicher, in dem H_2 vorgehalten wird. Zukünftig kommt der Wasserstoff aus einem Elektrolyseur, der im Verlauf des vierten Quartals geliefert und installiert werden soll. Wegen der Regeln zum Unbundling darf er als Erzeugungseinrichtung nicht durch die Netze BW betrieben werden und kommt deshalb in die Obhut des Contracting-Bereichs der EnBW. Bis zur vollständigen Installation des Elektrolyseurs und bei dessen Instandhaltungen erfolgt die Lieferung per Tankfahrzeug. Im Anschluss mischt eine eigens dafür gebaute Anlage den gewünschten Anteil Wasserstoff dem Erdgas aus der Hochdruckleitung bei. Aus verfahrenstechnischen Gründen sind vor der Einspeisung zwei weitere, kleinere Pufferspeicher geschaltet. Der eine ist für reinen Wasserstoff vorgesehen, um einen unregelmäßigen Betrieb des Elektrolyseurs zu vermeiden. Der andere hält Mischgas vor und stellt so vor allem in den Sommermonaten mit geringer Gasabnahme im Netz ein definiertes Mischungsverhältnis sicher.

Die beschriebene Mischanlage spielt eine zentrale Rolle in dem Projekt: Beginnend mit einem noch einstelligen Prozentwert wird der H_2 -Anteil nach und nach auf bis zu 30 Prozent erhöht. In Laborversuchen konnte bereits mehrfach demonstriert werden, dass diese Beimischung die Gasgeräte nicht beeinträchtigt. Den Projektbeteiligten geht es jetzt darum zu zeigen, wie das Ganze auch unter realen Bedingungen „im Feld“ funktioniert. Bei jedem Schritt in Richtung der 30-Prozent-Marke werden die Auswirkungen auf die relevanten Komponenten und Prozesse untersucht. Im Mittelpunkt stehen hierbei beispielsweise die Rohrleitungen sowie die Sicherheits- und Messtechnik.

Wenn das Zusammenspiel aus Wasserstofferzeugung und -einspeisung perfekt funktioniert und die Versorgung der unternehmenseigenen Gebäude stabil läuft, kann Phase zwei in den angrenzenden Straßenzügen beginnen. Dazu wird der ausgewählte Bereich vom umliegenden Netz abgekoppelt – daraus leitet sich auch der Projektname „Wasserstoff-Insel Öhringen“ ab (Abb. 2).

- 1 Strom aus erneuerbaren Energiequellen wird im Elektrolyseur emissionsfrei in Wasserstoff umgewandelt.
- 2 Dieser wird im Wasserstoff-Pufferspeicher zwischengelagert.
- 3 Anschließend wird der Wasserstoff mit dem Erdgas vermischt.
- 4 Das Gemisch wird im Mischgas-Pufferspeicher zwischengespeichert.
- 5 In PHASE 1 wird die Netze-BW-Betriebsstelle mit dem Mischgas versorgt.
- 6 In PHASE 2 wird die Mischgasversorgung auf die umliegenden Straßen mit Unterstützung der Anwohner*innen ausgeweitet.

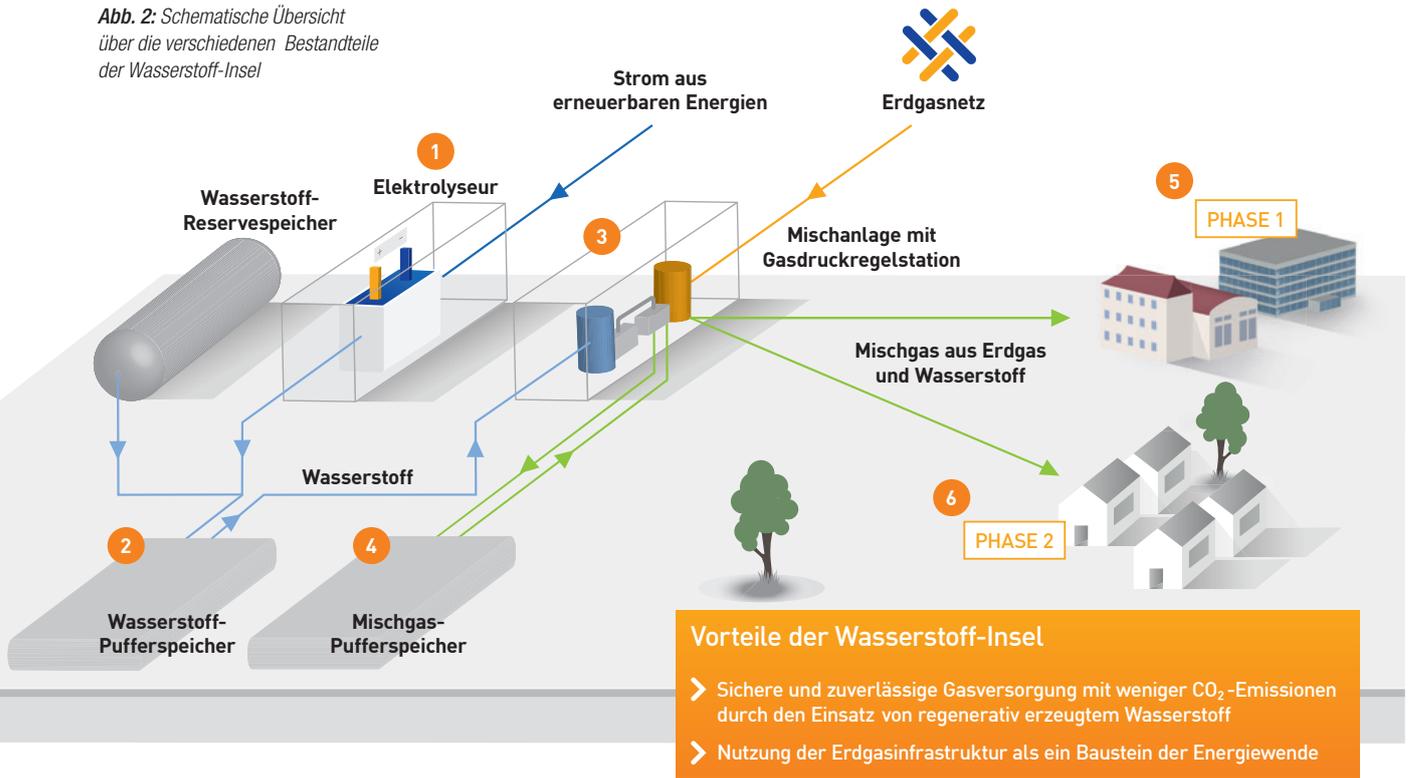
Wie reagieren die Geräte?

Aus Sicht der Netzkunden, aber auch der Hersteller ist eine andere Frage von höchster Bedeutung: Funktionieren die Geräte genauso zuverlässig? Bringt das Gemisch möglicherweise einen höheren Verschleiß oder intensivere Wartungstätigkeiten mit sich? Und falls ja, mit welchen Maßnahmen ließe sich dem entgegenwirken? Klar ist, dass der Brennwert des Gases mit steigendem Wasserstoff-Anteil sinkt, was aber allenfalls mithilfe einer Stoppuhr beim Kochen von Wasser nachzuweisen sein dürfte. Wegen der deutlich geringeren Dichte von H_2 ist für eine gegebene Energiemenge ein größerer Volumenstrom nötig. Schon für die Geräte in den eigenen Liegenschaften wurde im Rahmen des Vorhabens deshalb das Engler-Bunte-Institut (EBI) beauftragt, einen Test mit einem Prüfgas durchzuführen, welches sogar 35 Prozent H_2 enthält. Selbstverständlich wird diese Prüfung auch bei allen anderen teilnehmenden Haushalten durchgeführt.

In der ersten Stufe der Beimischung bis zu 10 Prozent bewegt sich das Projekt noch im Rahmen des DVGW-Regelwerks, danach wird Neuland betreten. Das gilt auch für einen fundamentalen Aspekt im Netzbetrieb, der angesichts der technischen Komplexität nicht übersehen werden darf: So lässt sich der Verbrauch solcher Mischgase zwar im Prinzip korrekt messen, aber für eine eichrechtlich konforme Abrechnung fehlen bislang die Regularien.

Die Bereitschaft, Neuland zu betreten, gilt bei dem Feldtest in Öhringen auch für die Hersteller von Gasgeräten und der Messtechnik. Der Austausch zu den Ergebnissen läuft über die DVGW-Forschungsstelle am EBI, welchem damit eine weitere

Abb. 2: Schematische Übersicht über die verschiedenen Bestandteile der Wasserstoff-Insel



Vorteile der Wasserstoff-Insel

- Sichere und zuverlässige Gasversorgung mit weniger CO₂-Emissionen durch den Einsatz von regenerativ erzeugtem Wasserstoff
- Nutzung der Erdgasinfrastruktur als ein Baustein der Energiewende

www.netze-bw.de/wasserstoff-insel



Quelle: Netze BW

wichtige Rolle zukommt. Für die Industrie hingegen geht es insgesamt um ein viel größeres Rad, an dem längst gedreht wird: Wie kann eine Umstellung auf eine zunehmend regenerative und in absehbarer Zeit vielleicht komplett auf „grünem“ Wasserstoff basierende Gasversorgung bewerkstelligt werden?

Vor der gleichen Herausforderung sehen sich die Hersteller auch bei industriellen Prozessen auf Gasbasis, insbesondere bei der Produktion von Wärme mit Brennern. Längst gibt es Entwicklungen in Richtung von Hybriden, die – modular zusammengesetzt – umgerüstet werden können. Zusammen mit einem Unternehmen in der Nachbarschaft denken die Projektbeteiligten deshalb auch schon über eine „H₂-Insel 2.0“ nach. Darüber hinaus erfolgt auch ein regelmäßiger Austausch mit den Kolleginnen und Kollegen der E.On-Avacon, die in Sachsen-Anhalt ein ähnliches Projekt umsetzen: Dort geht es um ein deutlich größeres Netzgebiet mit über 300 Anschlüssen. Bis zu 20 Prozent H₂ sollen beigemischt werden, allerdings ohne den Einsatz eines eigenen Elektrolyseurs.

Ausblick: Zwei Fliegen mit einer Klappe

Schon bei den ersten Überlegungen ging es den Projektbeteiligten nicht um die Frage, ob, sondern wie so eine Beimischung funktionieren kann. Insofern stehen die Beteiligten im Verlauf des Feldtests, der bis zum Ende der Heizperiode 2022/23 laufen soll, zwar sicherlich noch vor manchen Überraschungen. Diese Überraschungen werden gleichwohl als Teil der Lösung betrachtet. Bevor so eine „Wasserstoff-Insel“ dann aber in der Fläche ausgerollt werden kann, müssen viele technische und vor allem regulatorische Rahmenbedingungen angepasst werden.

Es lohnt sich aber, dieses „dicke Brett“ zu bohren. Denn lässt sich im Praxistest beweisen, dass schon heute eine Beimischung von bis zu 30 Prozent Wasserstoff im realen Netzbetrieb möglich ist, schlägt die Netze BW gleich zwei Fliegen mit einer Klappe: Zum einen kann das Unternehmen

dann einen Lösungsansatz für eine signifikante CO₂-Reduzierung bei der Gasversorgung bieten. Und gleichzeitig wird ein weiterer interessanter Weg aufgezeigt, wie sich das Speicherproblem bei der regenerativen Energieerzeugung schneller in den Griff bekommen lässt.

Die Autorin

Dr. Heike Grüner ist Projektleiterin der „Wasserstoff-Insel Öhringen“ bei der Netze BW.

Kontakt:

Dr. Heike Grüner
 Netze BW GmbH
 Schelmenwasenstr. 15
 70567 Stuttgart
 Tel.: 0711 289-0
 E-Mail: wasserstoff-insel@netze-bw.de
 Internet: www.netze-bw.de

Die Zukunft der Wärmeversorgung:

Erneuerbare Energien und speicherbare Gase
im gemeinschaftlichen Einsatz

Ausgabe 11/2021

Quartiersversorgung – was verbirgt sich heute hinter diesem Begriff? Seit einigen Jahren überlegen Kommunen und Versorger, aber auch Immobilienbesitzerinnen und -besitzer, wie sie **den Anforderungen an die Wärmewende** gerecht werden können. Doch die Zeit dafür ist knapp. Der Beitrag schildert vor diesem Hintergrund, wie trotz niedriger Sanierungsraten **die Klimaschutzziele im Wärmemarkt erreicht werden** können.

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



Abb. 1: Das Heizkraftwerk Flensburg versorgt über das Fernwärmenetz nahezu die gesamte Stadt mit Wärme.



Der Klimawandel stellt die gesamte Gesellschaft vor große Herausforderungen und die Umstellung auf eine komplett erneuerbare Energieversorgung ist eine Herkulesaufgabe. Zwar gibt es in Deutschland in diesem Bereich erste Erfolge zu verzeichnen: So stammt z. B. über das gesamte Jahr gesehen knapp die Hälfte des in Deutschland verbrauchten Stroms aus erneuerbaren Quellen wie Wind-, Solar- und Bioenergie. Im Wärmemarkt allerdings beträgt der Anteil der erneuerbaren Energien erst ganze 15 Prozent.

Die Ursachen hierfür sind vielschichtig. Zunächst gilt beim Wärmemarkt, dass dieser an 24 Stunden pro Tag und an sieben Tagen in der Woche über das gesamte Jahr verlässlich versorgt werden muss. Dies bedeutet, dass die aus Solar- und Windanlagen gewonnene Energie auf-

grund ihres volatilen Charakters nicht allein für die Wärmeversorgung herangezogen werden kann. Dies gilt insbesondere, da bislang keine über das ganze Jahr funktionierenden Speicherlösungen für elektrische Energie zur Verfügung stehen; gleichzeitig sind solche Technologien auch für die nähere Zukunft noch nicht in Sicht.

Ebenso gilt für die heutige Zeit, dass mit Bioenergie (Biogas, Holz und biogenen Abfällen) zwar ein grundsätzlich speicherbarer Energieträger bereitsteht, der aber in den Mengen bei Weitem nicht für den kompletten Wärmemarkt ausreicht (Nutzung 2020: 9,7 Prozent des Primärenergieverbrauchs laut Fachagentur Nachwachsender Rohstoffe (FNR), ca. 1.150 Petajoule (PJ); Potenzial in Deutschland laut Agentur für Erneuerbare Energie (AEE): ca. 1.270 PJ). Die restlichen, heute verwendeten speicher-

Abb. 2: Überblick über die zur Verfügung stehenden Technologien im Maschinenraum der Quartiersversorgung



Quelle: ASUE im DVGW

baren Energieträger (Erdgas, Erdöl, Kohle) hingegen sind fossilen Ursprungs und müssen auf lange Sicht – mit Blick auf die angestrebte Treibhausgas-Neutralität – vollständig substituiert werden.

Schon heute gilt es also, ihren Einsatz deutlich zurückzufahren, um die Auswirkungen des Klimawandels abzumildern. Dem steht aber der schlichte Bedarf gegenüber, der nicht von einem Tag auf den anderen ersetzt werden kann. Auf dem Weg zu einem klimaneutralen Betrieb müssen daher die vorhandenen Energierohstoffe zunächst so effizient wie möglich eingesetzt werden.

Zentralisierte Dezentralisierung

In der gemeinschaftlichen Versorgung mit Wärme, Strom und ggf. Kälte gibt es dafür ein kaum zu bemessendes Potenzial. Unabhängig von den eingesetzten Technologien muss weniger thermische Leistung vorgehalten werden, wenn die eingesetzte Leistung auf mehrere Verbraucher verteilt wird. Der Grund dafür sind Gleichzeitigkeitsbetrachtungen, da jeder Bewohner, jeder Betrieb oder jeder andere Verbraucher seine Bedarfe zu unterschiedlichen Zeiten abrufen. Die Glättung der Verbrauchsspitzen ermöglicht dann die Verkleinerung der installierten Heiztechnik.

Wer jetzt eine dem historischen Kraftwerkspark ähnliche, monopolgleiche Struktur der zukünftigen Energieversorgung befürchtet, kann beruhigt werden. Denn aus Effizienzgründen werden die Kernelemente des neuen, dezentral organisierten Energiesystems möglichst nahe beim größten Verbraucher eines Netzes liegen. Dadurch können freigesetzte Energien annähernd komplett verwendet und insbesondere die ungenutzte Abgabe von niederkalorischer Abwärme an die Umwelt vermieden werden. Die fern von jeder Abwärmenutzung betriebenen Großkraftwerke gehören demnach

langfristig nicht mehr zum anzustrebenden Energiesystem.

Der Effekt einer gemeinschaftlichen Versorgung macht sich schon auf einer sehr niedrigen Skala bemerkbar. Schon drei Einfamilienhäuser verbrauchen auf ihre bewohnbare Fläche bezogen in einer Zentralheizung weniger Einsatzenergie, als wenn jedes dieser drei Häuser mit einer einzelnen Heizung ausgestattet wäre. Dass sich dieser Effekt beinahe beliebig groß skalieren lässt, steht außer Frage.

Das Quartier als Keimzelle der kommunalen Wärmewende

Nach der aktuellen Normung wird ein Quartier als räumlich konstruierte Teileinheit einer Kommune definiert. Damit können jedwede zusammenhängenden Gebäude und Liegenschaften unabhängig von geografischen, nutzerspezifischen oder netztechnischen Eigenschaften als ein gemeinsam betrachtetes Quartier zusammengefasst werden. Mit dieser weit gefassten Definition werden frühere Diskussionspunkte, wie z. B. die Versorgung nicht direkt zusammenhängender Liegenschaften oder die mögliche Begrenzung auf eine maximale Nutzeranzahl, umgangen. Beinahe beliebige Konstellationen können so für die genannten Förderprogramme, die sich

auf die Quartiersversorgung beziehen, gewählt werden;

- KfW-Kredit 201: „Energetische Stadt-sanierung – Quartiersversorgung“ (bis zu 40 Prozent Tilgungszuschuss)
- KfW-Kredit 2021: „IKU – Energetische Stadt-sanierung – Quartiersversorgung“ (Finanzierung von Quartiersvorhaben bis zu 100 Prozent)
- KfW-Zuschuss 432: „Energetische Stadt-sanierung – Zuschuss“ (bis zu 75 Prozent der förderfähigen Kosten)
- BAFA-Förderung „Bundesförderung für effiziente Wärmenetze“ (bis zu 60 Prozent der förderfähigen Ausgaben einer Machbarkeitsstudie und bis zur 50 Prozent der förderfähigen Investitionsausgaben)
- In den Bundesländern viele weitere, lokale Förderprogramme.

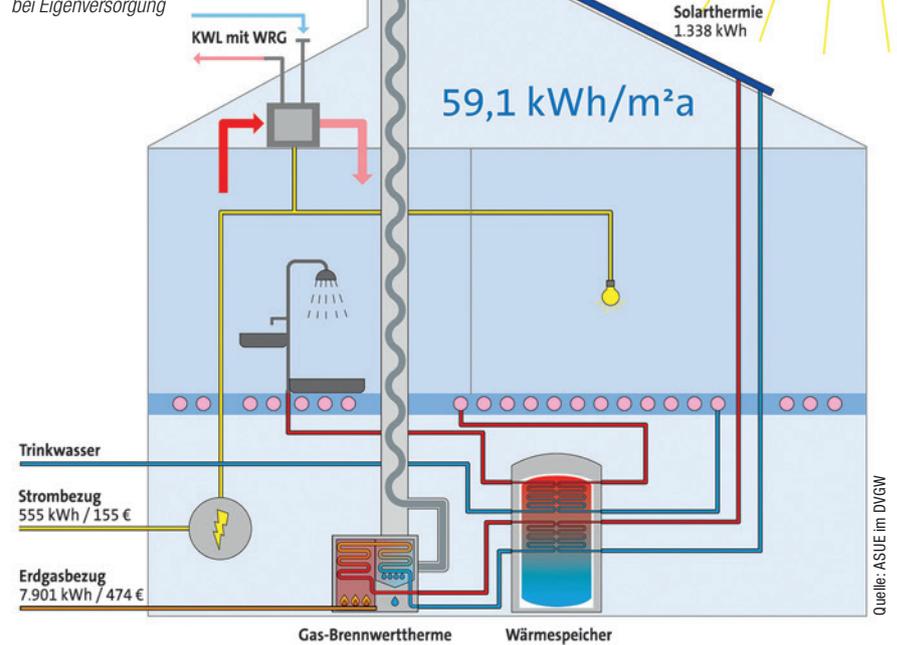
Bei der Entwicklung eines Quartiersprojektes geht es also zunächst darum, vorhandene Bedarfe an Wärme, Kälte und Strom zusammen mit bereits existierenden Erzeugungsanlagen und zuletzt gemessenen Verbräuchen zu erfassen. Auf Basis eines sogenannten Technologiekatasters lassen sich dann Einheiten für eine mögliche gemeinschaftliche Versorgung zusammenfassen. Dabei kann grundsätzlich weder eine kleinste noch eine größte Einheit vordefiniert werden, denn möglicherweise ist schon eine kleine, alleinstehende Anzahl von

Einfamilienhäusern für eine gemeinschaftliche energetische Betrachtung geeignet. Gleichzeitig können grundsätzlich auch ganze Städte als ein zusammenhängendes Quartier betrachtet werden, wenn eine gemeinschaftliche Versorgung möglich ist.

Ein Beispiel für den letztgenannten Punkt ist die Stadt Flensburg an der dänischen Grenze. Schon in den 1970er-Jahren wurde dort begonnen, ein Fernwärmenetz zu errichten, das aus zentralen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gespeist wird. Über die Jahre wurden mit dem Fernwärmenetz beinahe die gesamte Stadt und auch mehrere Nachbargemeinden angeschlossen. Die Stadtwerke Flensburg GmbH verfügt heute auf dem Stadtgebiet über einen Anschlussgrad von nahezu 100 Prozent. Die Umstellung der früher kohlebefeuerten Anlagen auf zunächst Erdgas und später erneuerbaren Wasserstoff aus der Region ist in vollem Gange (Abb. 1).

Schon an diesem Beispiel wird deutlich, dass die Vernetzung der größte Hebel bei der gemeinschaftlichen Versorgung ist. Während die Stadt Flensburg schon früh über einen Anschlusszwang viele Kundinnen und Kunden gebunden hat, müssen Verbraucher heutzutage wegen oftmals vorhandener Wahlfreiheit meistens erst zum Anschluss überzeugt werden. Diese Überzeugungsarbeit lohnt sich, denn jedes Netz wird mit der Anzahl seiner Nutzer wirtschaftlicher.

Abb. 3: Spezifischer Energieverbrauch eines nach Minimalvorgaben des GEG gebauten Einfamilienhauses bei Eigenversorgung



Aus diesen Betrachtungen resultieren nun mehrere Prämissen. Das Quartier muss erstens definiert und bekannt sein. Verbraucher bzw. mögliche Anschluss Teilnehmer müssen zweitens ihre Bereitschaft erklärt haben. Und das Quartier muss drittens eine spürbare Reduzierung der persönlichen CO₂-Emissionen ermöglichen.

Im Maschinenraum der Quartiersversorgung

Nach der Definition eines bestimmten Quartiers steht dem Personal im Planungsprozess grundsätzlich nicht we-

niger als die gesamte Palette der Heizungstechnologie zur Verfügung. Ob Gaskessel oder Holzfeuerungsanlagen für die Spitzenlast sowie Blockheizkraftwerke oder Großwärmepumpen für mittlere Lasten – der Technologieauswahl sind keine Grenzen gesetzt (Abb. 2). Dabei gilt zu jeder Zeit der Grundsatz, einen maximalen Anteil an erneuerbarer Energie einzubinden.

Das Potenzial zur Einbindung erneuerbarer Energie trägt maßgeblich zur Entscheidung der weiteren, zum Einsatz kommenden Technologien bei. In Quartieren mit einem städtisch gepräg-



Die SHT, Sanitär- und Heizungstechnik Ausgabe 10, 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:

- **Trinkwasserhygiene**
Intelligentes Wasser-Management-System
- **Rohrsysteme**
Installationssystem ohne Kalibrieren
- **VRF-System**
Deckenlüftungssystem im S-Bahn-Werk Hamburg

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

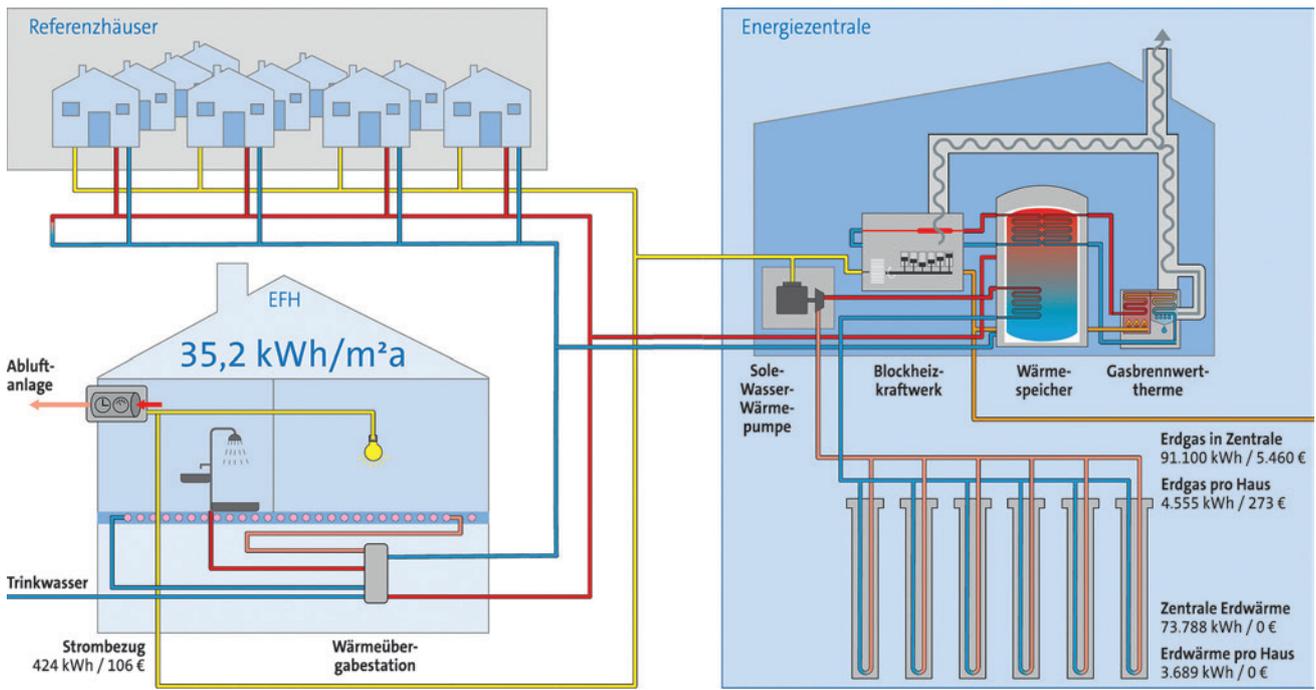


Abb. 4: Spezifischer Energieverbrauch eines nach Minimalvorgaben des GEG gebauten Einfamilienhauses bei Versorgung aus einem Wärmenetz

ten, dichten und möglicherweise veralteten Gebäudebestand sind lokal verfügbare erneuerbare Energien eher Mangelware. Dachflächen können hier zwar mit Fotovoltaik- und Solarthermie-Anlagen ausgestattet werden, der Energieertrag reicht aber meist nicht für eine Komplettversorgung aus. Innovative Ansätze wären in diesem Fall z. B. das thermische Anzapfen von in der Nähe verlaufenden Versorgungsleitungen für Abwasser, deren Energiegehalt mit einer Wärmepumpe für die Heizungsverwendung gehoben werden kann. Auch größere Luftwärmepumpen können in diesem Fall eingesetzt werden, allerdings müssen die Schallimmissionen der größeren Lüfter beachtet werden.

Kann keine der hier genannten erneuerbaren Energien die Komplettversorgung übernehmen, muss Energie von außen hinzugefügt werden. Neben elektrischer Energie kann das auch in Gasform gespeicherte, chemische Energie sein. Über die Vernetzung der lokal erzeugbaren, erneuerbaren Energie und der von extern zugeführten, gespeicherten Energie lassen sich dann standortspezifisch optimale und hocheffiziente Konstrukte bilden.

Besser sieht es in diesem Zusammenhang bei eher ländlich geprägten Quartieren mit einem lockerer gestalteten Gebäudebestand aus. Neben den hier meist in größerem Maß verfügbaren Flächen auf Gebäuden und auch in nicht landwirtschaftlich genutzten Bereichen, die zum Ausnutzen der Sonnenenergie geeignet

sind, können hier oftmals auch oberflächennahe Geothermiesonden für kostengünstige Umweltwärme sorgen. Allein mit diesen Technologien lässt sich im ländlichen Umfeld beinahe eine Vollversorgung realisieren. Für Spitzenlasten steht in zusätzlichen Regionen, die mit größeren Waldflächen aufwarten können, ein auf biogenen Brennstoffen basierender Spitzenlastkessel bereit. Sind hingegen ausreichende Waldflächen nicht vorhanden oder fällt z. B. eine Biogaserzeugung aus, so muss auch hier wiederum ein Brennstoff aus anderen Regionen zugeführt werden.

Die von extern zugeführte Energie muss also saisonal speicherbar, sicher und auch leicht in der Anwendung sein. Kamen hier früher hauptsächlich Kohle und Heizöl zum Zuge, so empfehlen sich heutzutage gasförmige Energieträger. Vor dem Hintergrund der Wasserstoff-Debatte kann konstatiert werden, dass das derzeit in Spitzenlastkesseln und Blockheizkraftwerken meistgenutzte Erdgas (fossiles Methan) mittelfristig durch erneuerbare Gase in Form von Biogas bzw. Biomethan und/oder Wasserstoff aus unterschiedlichen, möglichst klimaneutralen Quellen zunächst substituiert und später zu einem größtmöglichen Anteil ersetzt wird.

Dabei haben die meisten gasbasierten Heizungsanlagen den Vorteil, dass sie mit relativ geringem Aufwand auf andere Brenngase (wie z. B. Wasserstoff) umgerüstet werden können, sofern sie bei der Inbetriebnahme noch reine

Erdgasanlagen gewesen sind. Schon heute rüsten die führenden Hersteller ihre Gasbrennwertanlagen, Blockheizkraftwerke, Gaswärmepumpen etc. in der Form aus, dass eine Umrüstung auf zukünftig steigende Wasserstoffgehalte problemlos möglich ist. Einzelne Anlagen sind sogar in der Lage, selbstständig die Gaszusammensetzung von null bis 100 Prozent Wasserstoff zu erkennen und ihre Brennersteuerung vollautomatisch anzupassen. Damit stehen diesen Technologien auch nicht längere Planungszeiträume, wie sie beim Betrieb von Energieanlagen üblich sind, entgegen.

Vielmehr sind diese Anlagen in der Lage, gemeinsam mit den erneuerbaren Energieträgern aus Sonne, Wind, Erdreich und Umgebungsluft eine sichere Versorgung zu ermöglichen. Jede einzelne der in einem Netz zusammengeschlossenen Energieanlagen wird in der Reihenfolge ihrer spezifischen Effizienz hinzugeschaltet. Dadurch wird

ein Maximum an CO₂-Einsparung erreicht, während für die Kundinnen und Kunden am Netzanschluss eine sichere Versorgung garantiert werden kann. Dabei gibt es keine generellen Aussagen, wie groß ein Anteil erneuerbarer Energie oder der gespeicherten, gasförmigen Energie in einem Quartiersnetz sein müsse. Denn dieser Wert hängt im höchsten Maße von den natürlichen Gegebenheiten an jedem einzelnen Quartiersstandort ab.

Als Fazit kann in dieser Stelle festgehalten werden, dass die Wärmewende im Gebäudebestand entschieden wird. Für den Neubau gelten mit dem Gebäudeergiegesetz (GEG) Anforderungen, die auch langfristig deutlich bessere Effizienzen garantieren, als der Großteil des Gebäudebestands heute vorweisen kann. Kommunen, Stadträte und andere öffentlich Vertreter sind deswegen dringend dazu aufgerufen, die effiziente Energieversorgung in ihren Verantwortungsbereichen anzugehen.

Denn die heute messbaren Sanierungsraten von ca. einem Prozent pro Jahr sind viel zu niedrig, um die notwendigen Klimaziele zu erreichen. ■

Der Autor

Thomas Wencker ist Referent für effiziente Energiesysteme und erneuerbare Gase bei der Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch im DVGW e. V.

Kontakt:

Thomas Wencker
Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch im DVGW e. V.
Robert-Koch-Platz 4
10115 Berlin
Tel.: 030 22191349-0
E-Mail: wencker@asue.de
Internet: www.asue.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**



Quelle: Projektträger Jülich im Auftrag des BMBF

Die Wasserstoff-Leitprojekte H₂Giga, H₂Mare und TransHyDE unterstützen Deutschlands Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft.

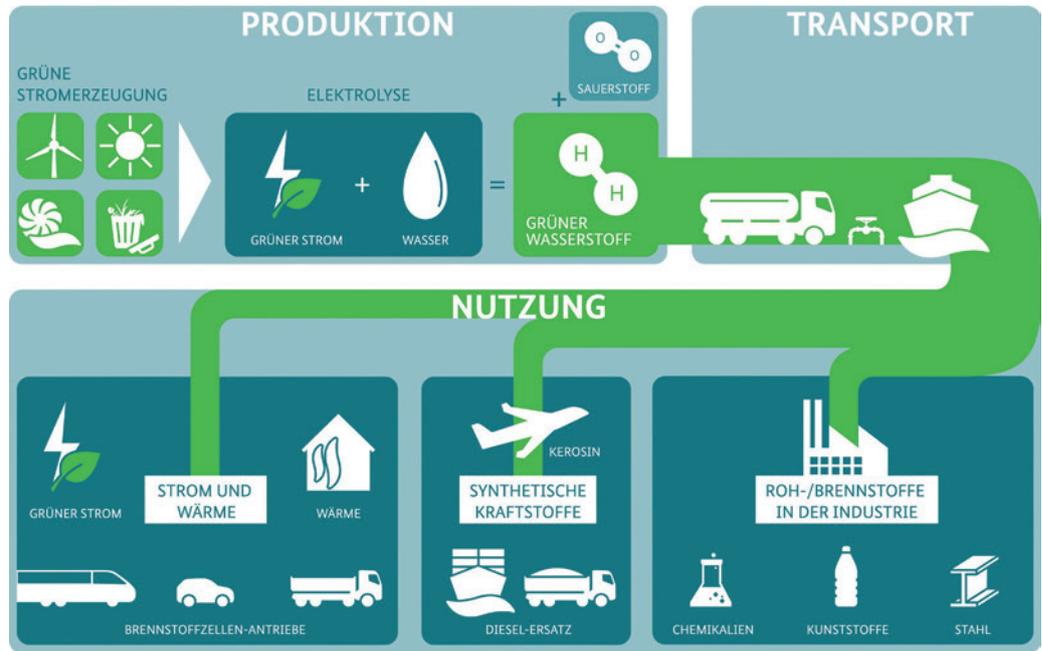
Wie die Wasserstoff-Leitprojekte Deutschlands Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft vorbereiten

Ausgabe 12/2021



Im Energiesystem der Zukunft spielt grüner Wasserstoff zwar eine zentrale Rolle, doch noch ist der Energieträger rar. Die **Wasserstoff-Leitprojekte H₂Giga, H₂Mare und TransHyDE wollen das ändern**: Wissenschaft und Industrie entwickeln gemeinsam die Technologien, um grünen Wasserstoff bald günstig und in großen Mengen bereitstellen zu können. Die Projekte des Bundesforschungsministeriums **bilden damit eine der größten Innovationsoffensiven** zu dem klimaneutralen Energieträger. Der Fachbeitrag beschreibt die einzelnen Leitprojekte und arbeitet die dahinterstehenden Zielsetzungen heraus.

von: Maike Wanders (Projekträger Jülich)



Quelle: Projektträger Jülich, Forschungszentrum Jülich GmbH, im Auftrag des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF)

Abb. 1: Wasserstoff lässt sich vielfältig erzeugen, transportieren und einsetzen.

Bis zum Jahr 2045 soll Deutschland klimaneutral sein. Das Ziel ist klar, der Weg dahin umstritten. Fest steht jedoch: Egal welchen Weg die Bundesrepublik in Richtung Klimaneutralität einschlägt – ohne grünen Wasserstoff geht es nicht. In diesem Punkt stimmen die neuesten Zukunftsszenarien der Initiative „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS), des Bundesverbands der Deutschen Industrie (BDI), der Deutsche Energie-Agentur (dena) und des Kopernikus-Projekts Ariadne überein.

Das farblose Gas gilt als Shootingstar der alternativen Energieträger: Es ist klimaneutral, speicher-

bar, flexibel einsetzbar und theoretisch nahezu unendlich verfügbar. Zudem lässt es sich im Energie-, Verkehrs- und Wärmesektor sowie in der Industrie einsetzen. Bereiche, die das Klima heute am meisten belasten und in denen eine Elektrifizierung nur schwer oder gar nicht umsetzbar ist, können erst mit seiner Hilfe klimafreundlich gestaltet werden (Abb. 1).

Damit grüner Wasserstoff aber wirklich zum Superstar wird, muss er in großen Mengen verfügbar, günstig und effizient transportierbar werden. Denn der Bedarf ist gewaltig: Aktuell geht die Bundesregierung allein bis zum Jahr 2030 von einem jährlichen Wasserstoffbedarf von etwa 100 Terawattstunden (TWh) aus – das entspricht ca. 3 Mio. t Wasserstoff und etwa der doppelten Menge des heute industriell eingesetzten grauen Wasserstoffs, der bis 2030 vollständig durch grünen Wasserstoff ersetzt werden soll.

Der Wechsel von Grau zu Grün ist komplex, denn noch befinden sich zentrale Wasserstoff-Technologien im Stadium zwischen Labor und Anwendung. Um das zu ändern, hat das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) insgesamt drei industriegeführte Leitprojekte – H₂Giga, H₂Mare und TransHyDE – ins Leben gerufen. Konkret beschäftigt sich

- H₂Giga mit der serienmäßigen Herstellung von Wasser-Elektrolyseuren,
- H₂Mare mit der Möglichkeit, Wasserstoff mithilfe von Windkraftanlagen direkt auf See zu produzieren, und

INFORMATIONEN

Verfahren der Wasserelektrolyse

Die Wasserelektrolyse ist eine elektrochemische Reaktion, bei der Wasser mithilfe von Strom in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt wird. Je nach Einsatzzweck gibt es verschiedene Verfahren mit unterschiedlichen Eigenschaften:

- Alkalische Elektrolyse (AEL): Sie ist das älteste und ein großtechnisch bereits etabliertes Verfahren.
- Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL): Sie wird unter sehr hohen Temperaturen (bis 900 Grad Celsius) durchgeführt. Dadurch wird der Wirkungsgrad gesteigert und somit der Strombedarf reduziert.
- PEM-Elektrolyse: Sie wird im Gegensatz zur alkalischen Elektrolyse im sauren Medium durchgeführt.
- AEM-Elektrolyse (Anion exchange membrane): Diese Technologie ist relativ neu und soll die Vorteile der alkalischen und der PEM-Elektrolyse verbinden, allerdings befindet sie sich noch in der Entwicklung.

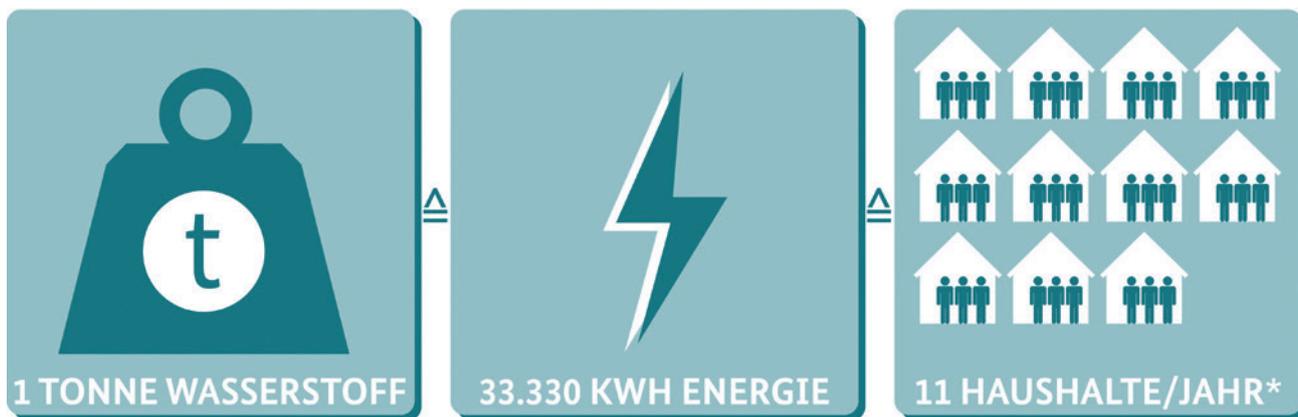


Abb. 2: Chemisch enthält eine Tonne Wasserstoff eine Energiemenge von 33.330 Kilowattstunden. Das entspricht dem durchschnittlichen Strom-Energieverbrauch von elf Drei-Personen-Haushalten in einem Mehrfamilienhaus.

Quelle: Projektträger Jülich, Forschungszentrum Jülich GmbH, im Auftrag des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBWF)

- TransHyDE mit Technologien zum Wasserstoff-Transport.

Über 240 Partner aus Forschung und Industrie arbeiten dabei im Rahmen der drei Leitprojekte Hand in Hand.

Von der Einzelfertigung zum Serienprodukt

Fünf Gigawatt Erzeugungskapazität will Deutschland laut Nationaler Wasserstoffstrategie bis 2030 installieren, der restliche benötigte Wasserstoff soll in wind- und sonnenreicheren Regionen der Erde produziert und anschließend in die Bundesrepublik importiert werden. Die Elektrolyseure, die es dafür braucht, sind heute noch nicht verfügbar. Zwar gibt es bereits große Elektrolyseure, ihre Fertigung ist jedoch meist noch Handarbeit – entsprechend teuer sind diese Anlagen. Außerdem ist ihre Anfertigung zeitintensiv und fehleranfällig, und auch die Technologien selbst bieten noch Optimierungspotenzial. Das Leitprojekt H₂Giga hat es sich deshalb zum Ziel gesetzt, Elektrolyseure in die Serienfertigung zu bringen. Ähnlich wie in der Automobilindustrie, sollen Bauteile in Zukunft vom Fließband rollen und automatisiert zusammenge-

baut werden. Kosten und Fehler werden dadurch minimiert.

Drei bekannte Technologien wollen Hersteller und Forschende dabei hochskalieren und fließbandtauglich machen: die PEM-Elektrolyse, die alkalische Elektrolyse und die Hochtemperatur-Elektrolyse. Jede dieser Technologien ist für bestimmte Einsatzzwecke optimiert und verfügt über entsprechende spezifische Eigenschaften. Die Hochskalierung der verschiedenen Verfahren wird daher eng mit den Branchen abgestimmt, in denen sie später eingesetzt werden sollen. Für sie alle gilt es jedoch noch, die Herausforderungen der automatisierten Fertigungstechnologien zu meistern.

Ergänzend dazu wollen die Partner im Leitprojekt H₂Giga innovativen Elektrolyse-Technologien aus den Kinderschuhen helfen. Diese Verfahren der nächsten Generation, wie die AEM-Elektrolyse, sind im Kleinen hocheffizient und/oder können auf Edelmetalle verzichten. Doch ob und wie sie im großen Maßstab funktionieren, muss erst noch getestet werden. Die Partner des Leitprojekts wollen die neuen Elektrolyse-Verfahren für eine industrielle Anwen-

dung optimieren und sich ebenfalls bereits mit der automatisierten Fertigung beschäftigen. Über die Frage des richtigen Designs und der geeigneten Materialien wollen sie ihrem Ziel einen großen Schritt näherkommen.

Grünen Wasserstoff auf See produzieren

Grundsätzlich ist das Verfahren der Wasserelektrolyse zur Erzeugung grünen Wasserstoffs recht simpel, sodass der Gedanke nahe liegt, den Prozess direkt an die Quelle von Wasser und Strom zu legen. Dieser Überlegung geht das Leitprojekt H₂Mare nach: Es erforscht, wie mithilfe von Offshore-Windenergieanlagen und ohne Netzanschluss grüner Wasserstoff und seine Folgeprodukte direkt auf See erzeugt werden können. Sollte dies gelingen, so müssten Wasser und Strom nicht mehr transportiert werden, was Kosten sparen und das Stromnetz entlasten würde. Außerdem stehen offshore mehr Flächen für Windenergieanlagen zur Verfügung als an Land. Das Leitprojekt H₂Mare möchte zudem noch einen Schritt weitergehen und detailliert erforschen, wie auch Meerwasser direkt für die Elektrolyse eingesetzt werden könnte. ▶

Suchen ständig gebrauchte Blockheizkraftwerke, Dampfturbinen, Gasturbinen und Notstromaggregate.

Bei Bedarf mit oder ohne Demontage.



KANDLIN
Stromerzeuger-Ankauf GmbH
DIE ZWEITE CHANCE FÜR IHR KRAFTWERK

Melden Sie uns Ihre Anlage unter:
Tel. 02202-2492258 · Fax 02202-2492257
info@stromerzeuger-ankauf.de
oder Mobil: 0163-5263546

Geplant ist die Integration eines Elektrolyseurs und eines Wasserstoffspeichers in die Windkraftanlage. Damit das Gelingen kann, müssen ein neues Fundament und eine neue Windturbinenbauart entwickelt werden. Auch der verwendete Elektrolyseur soll optimiert werden, denn aufgrund der besonderen Bedingungen muss er kompakter und widerstandsfähiger werden. In der Vorstellung der Projektpartner soll der Elektrolyseur später quasi-autark in der Windenergieanlage arbeiten. Der erzeugte grüne Wasserstoff soll außerdem gespeichert und nach Bedarf zum Festland transportiert werden können.

Mit den auf See vorhandenen Ressourcen will H₂Mare noch weitere Power-to-X-Produkte, also mittels erneuerbarer Energien hergestellte stoffliche Energiespeicher, erzeugen. Dazu wollen die Projektpartner CO₂ und Stickstoff aus der Luft oder dem Meer gewinnen. Zusammen mit Wasser und Strom können dann Methanol

und Ammoniak als wichtige Power-to-X-Produkte entstehen.

Flüssig, gasförmig oder unter Druck

Damit grüner Wasserstoff als Energieträger eine echte Chance hat, muss er nicht nur in großen Mengen und günstig erzeugt werden, sondern sich auch günstig und praktikabel transportieren lassen. Denn häufig kann der Energieträger nicht direkt dort wirtschaftlich produziert werden, wo er auch verwendet werden soll – das gilt innerhalb Deutschlands, aber auch für den Import von grünem Wasserstoff aus deutlich sonnen- oder windreicheren Regionen der Erde.

Wasserstoff ist unter normalen Bedingungen ein sehr leichtes und flüchtiges Gas, das schnell entweicht und daher in besonders dichten Behältern gelagert werden muss. Darüber hinaus reagiert es hochexplosiv mit Sauerstoff, wodurch die verwendeten Behälter zusätzlich besonders sicher sein sollten. Das weitaus kompliziertere Problem ist jedoch, dass in einem Liter Wasserstoff verhältnismäßig wenig Energie steckt (**Abb. 2**) – nämlich gerade einmal 3 Wattstunden (bei 20 °C und 1 bar Druck). Zum Vergleich: Ein Liter Diesel enthält eine Energiemenge von gerundet 10.000 Wattstunden. Der Transport derselben Energiemenge in Form von gasförmigem Wasserstoff würde also sehr viel Platz benötigen, weshalb der Energieträger häufig unter Druck oder verflüssigt transportiert wird. Unter Druck (800 bar) „passen“ in einen Liter H₂ insgesamt 1.350 Wattstunden und tiefkalt verflüssigt sogar 2.400 Wattstunden. Für beide Möglichkeiten werden jedoch viel Energie und spezielle Behälter benötigt.

Eine Alternative dazu ist die Bindung des Wasserstoffs an andere Moleküle. Dabei gibt es vorrangig drei Möglichkeiten, die diskutiert werden: Zum einen die Verwendung von organischen Trägerflüssigkeiten (LOHC), wobei Wasserstoff durch eine chemische Reaktion an die flüssigen, organischen Verbindungen gebunden wird und sich in der Folge wie Öl oder flüssiger Kraftstoff transportieren lässt. Bindungen geht Wasserstoff auch bei der zweiten Variante ein, und zwar mit Stickstoff. So entsteht Ammoniak, eine der weltweit meistproduzierten Chemikalien. In diesem Fall dient sie – wie die LOHC – lediglich als Transportmittel für Wasserstoff. Der dritte diskutierte Wasserstoffträger ist Methanol. Diese chemische Verbindung entsteht durch die Reaktion von Wasserstoff und

INFORMATIONEN

Die Farben des Wasserstoffs

Wasserstoff ist ein farbloses Gas, das – je nach Erzeugung – unterschiedliche Namen trägt. Folgende „Farben“ des Wasserstoffs werden dabei unterschieden:

- Grüner Wasserstoff wird durch die Elektrolyse von Wasser hergestellt. Dafür kommt Strom aus erneuerbaren Energiequellen zum Einsatz. Grüner Wasserstoff ist deshalb CO₂-frei und klimaneutral.
- Grauer Wasserstoff wird mittels Dampfreformierung meist aus fossilem Erdgas hergestellt. Dabei entstehen rund 10 t CO₂ pro t Wasserstoff. Das CO₂ wird im Rahmen des Herstellungsprozesses in die Atmosphäre abgegeben.
- Blauer Wasserstoff ist grauer Wasserstoff, bei dessen Herstellung das anfallende CO₂ jedoch teilweise abgeschieden und im Erdboden gespeichert wird (Carbon Capture and Storage, kurz: CCS). Maximal 90 Prozent des CO₂ sind speicherbar.
- Türkiser Wasserstoff ist Wasserstoff, der über die thermische Spaltung von Methan (Methanpyrolyse) erzeugt wird. Anstelle von gasförmigem CO₂ entsteht dabei fester Kohlenstoff. Das Verfahren der Methanpyrolyse befindet sich derzeit noch in der Entwicklung.



Kohlenstoffmonoxid (CO) bzw. -dioxid (CO₂). Für den Import von grünem Wasserstoff und seine Verteilung innerhalb Deutschlands wird wahrscheinlich ein Mix aus verschiedenen Technologien und Transportmitteln benötigt. Das Leitprojekt TransHyDE beleuchtet daher eine große Bandbreite an Transportmöglichkeiten und bewertet sie für unterschiedliche Anwendungszwecke. Betrachtet werden dabei sowohl bestehende Infrastrukturen als auch Innovationen. So soll beispielsweise getestet werden, ob sich bereits vorhandene Erdgasleitungen für den Wasserstofftransport eignen und was es für ihre Umstellung auf Wasserstoff bräuchte. Zusätzlich wird eine Wasserstoffleitung neu gebaut, und auch ein innovativer Hochdruck-Kugelspeicher soll im Rahmen des Projektes entstehen. Dieser soll nach seiner Fertigstellung in der Offshore-Anlage von H₂Mare als Speicher getestet werden, sich aber auch im Einsatz als Transportbehälter beweisen. Für Tests zum Transport mittels LOHC ist im Hamburger Hafen eine Dehydrieranlage geplant, mit deren Hilfe der transportierte Wasserstoff wieder vom LOHC gelöst werden soll. Der Transport durch Ammoniak wiederum soll in Demonstratoren getestet werden. Vor allem für die Rückgewinnung des Wasserstoffs herrscht bei dieser Technologie noch Forschungsbedarf, dem die Partner in TransHyDE nachkommen wollen.

Offene Projekte, geschlossenes Handeln

In den Wasserstoff-Leitprojekten arbeiten Wirtschaft und Wissenschaft eng zusammen. Forschungsseitig werden Grundsatzfragen zu The-

men wie Sicherheit, Lebensdauer, Umweltauswirkungen, Materialien und die Digitalisierung bearbeitet. Die Forschungsinstitute und Universitäten nehmen außerdem Problemstellungen aus der Wirtschaft auf und wirken an ihren Lösungen mit.

Über den gesamten Projektförderzeitraum sind die Wasserstoff-Leitprojekte offen für neue Partner. Große Industriepartner, Start-ups und wissenschaftliche Institutionen wollen gemeinsam die Hürden einer grünen Wasserstoffwirtschaft aus dem Weg räumen und Lösungen erarbeiten, die in der Wirtschaft ankommen. So könnte der klimaneutrale Energieträger eine echte Chance bekommen und einen großen Beitrag zur Klimaneutralität leisten. ■

Die Autorin

Maike Wanders koordiniert beim Projektträger Jülich (Pt.J) die Fachkommunikation der Wasserstoff-Leitprojekte, im Auftrag des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF).

Kontakt:

Maike Wanders

Projektträger Jülich (Pt.J)

Godesberger Allee 105–107

53175 Bonn

Tel.: 0228 60884-211

E-Mail: m.wanders@fz-juelich.de

Internet: www.ptj.de



Produktion von grünem Wasserstoff an Müllheizkraftwerken

Ausgabe 03/2022

– ein nachhaltiger Baustein für die Kreislaufwirtschaft

Brennstoffzellenfahrzeuge haben in den letzten Jahren insbesondere im Personennah- und Nutzfahrzeugverkehr immer größere Verbreitung gefunden, und mit zunehmender Anzahl steigt auch der Bedarf nach grünem Wasserstoff. Müllverbrennungsanlagen könnten in diesem Zusammenhang den Nukleus für ein regionales Wasserstoff-Ökosystem bilden: Sie sind in der Lage, größere Mengen an Grünstrom zu erzeugen und mithilfe einer nachgeschalteten Elektrolyse grünen Wasserstoff herzustellen. Der vorliegende Beitrag erläutert die Grundlagen der Wasserstoffnutzung in der Mobilität, beleuchtet das theoretische Produktionspotenzial und stellt anhand eines konkreten Beispiels mögliche Strategien für eine regionale Wasserstoffinfrastruktur vor.

von: Felix Knicker, Dr. Dipl.-Ing. Arne Schäfer (beide: Tractebel Engineering GmbH) & Achim Schreider (ENGIE Impact GmbH)

„Aus Müll wird Mobilität“ (MH₂Regio), „Müll macht mobil“ (H₂-W) oder „Waste-to-Wheels“ (TRACTEBEL) – das sind einige der Titel, mit denen Wasserstoff-Projekte in Kopplung mit Müllheizkraftwerken heute überschrieben sind. Deutschlandweit wurde in diesem Kontext bereits ein gutes Dutzend solcher Wasserstoff-Projekte angekündigt, welche sich derzeit in unterschiedlichen Planungsstadien befinden; so ist z. B. das H₂-W Projekt in Wuppertal bereits seit dem Jahr 2020 in Betrieb [1]. Auch im europäischen Kontext findet das Waste-to-Wheels-Konzept in vielen Ländern Anklang. Projekte finden sich u. a. in Belgien, den Niederlanden und dem Vereinigten Königreich. Die ENGIE-

Gruppe um das gleichnamige französische Energieversorgungsunternehmen, zu der auch TRACTEBEL gehört, hat eine Vielzahl dieser Projekte begleitet. Gemeinsam ist allen Projekten die Nutzung des produzierten Wasserstoffs im Mobilitätssektor, beispielsweise zum emissionsfreien Antrieb von Nutzfahrzeugen im öffentlichen Personennahverkehr und der Entsendungslogistik.

Grundlagen der Wasserstoffnutzung in der Mobilität und Rahmenbedingungen

Mit der Markteinführung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen im öffentlichen Personen-

Abb. 1: Schematische Darstellung der Wertschöpfungskette Waste-to-Wheels [4]



Quelle: Storengy Deutschland GmbH

nahverkehr (ÖPNV) und im Nutzfahrzeugsegment steigt der Bedarf nach grünem Wasserstoff derzeit zunehmend an. Im Vergleich zu Diesel-Fahrzeugen ermöglichen Brennstoffzellen (BZ)-Fahrzeuge einen lokal CO₂-emissionsfreien Betrieb, die Reduktion der Emissionen von Luftschadstoffen (wie Stickoxiden und Feinstaub) sowie Abwärme und Lärm und tragen somit zu einer Verbesserung der städtischen Umweltbilanz bei. Im Vergleich zu rein batterie-elektrischen Fahrzeugen ermöglichen BZ-Fahrzeuge darüber hinaus höhere Tankreichweiten, höhere Leistungsdichten sowie kürzere Betankungsdauern. Entsprechende BZ-Fahrzeuge eignen sich deshalb besonders für Einsatzbereiche mit hoher Fahrleistung und/oder großen Leistungsbedarfen, wie sie beispielsweise auf Buslinien mit anspruchsvollem Streckenprofil oder auf Abfallsammelrouten mit häufigen Start-Stopp-Zyklen und hohen Leistungsspitzen auftreten.

Wesentlich für den aus unternehmerischer Sicht wirtschaftlichen Betrieb der Fahrzeuge sind hierbei neben den Anschaffungskosten vor allem die Kraftstoffkosten. Während die Anschaffung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen mit Investitionskostenzuschüssen des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr (BMDV) und der Europäischen Union gefördert wird, befinden sich die Marktpreise für grünen Wasserstoff an öffentlichen Tankstellen derzeit noch nicht auf einem wettbewerbsfähigen Niveau. Um heute jedoch im Vergleich zu Fahrzeugen mit Diesel-Antrieb wettbewerbsfähig zu sein, sind beispielsweise im ÖPNV-Bereich Zielpreise von 5 bis 6 Euro je kg Wasserstoff notwendig, während der derzeitige Abnahmepreis an öffentlichen Pkw-Tankstellen 9,5 Euro je kg beträgt. Vor diesem Hintergrund kommen der kostengünstigen Produktion und Bereitstellung von grünem Wasserstoff eine wichtige Bedeutung zu. Die Kriterien dafür sind in Bezug auf die Produktion von Wasserstoff per Elektrolyse – neben der grundsätzlichen Verfügbarkeit von grünem Strom – hohe Vollastbetriebsstunden, niedrige Strombezugskosten sowie geringe spezifische Anlageninvestitionskosten durch Skaleneffekte. Eine kostengünstige Bereitstellung wird durch geringe Transportdistanzen zwischen Produktion und Abnehmer, eine hohe Abnehmerdichte im Umfeld sowie eine gleichmäßige zeitliche Verteilung der Nachfrage ermöglicht. Die Integration von Elektrolyseanlagen am Standort von Müllheizkraftwerken liefert dazu gute Voraussetzungen.

Müllverbrennungsanlagen als Nuklei für regionale Wasserstoff-Ökosysteme

In Deutschland werden derzeit insgesamt 68 Müllverbrennungsanlagen (MVA) betrieben, die für die thermische Behandlung von Siedlungsabfällen zugelassen sind. Nach Angaben des Umweltbundesamts (UBA) verfügen diese Anlagen über eine Kapazität zur Verbrennung von insgesamt 19,6 Mio. t Siedlungsabfällen pro Jahr [2]. Darüber hinaus existieren weitere Anlagen zur Behandlung von gefährlichen Abfällen (Sonderabfallverbrennungsanlagen)

sowie zur Mitverbrennung von Abfällen als Ersatzbrennstoffe (Industriefeuerungsanlagen, Kohlekraftwerke und Zementwerke).

Die bei der Verbrennung freigesetzte thermische Energie wird zur Bereitstellung von elektrischer Energie, Wärme und/oder Prozessdampf genutzt. Die MVA werden dabei überwiegend als Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) wärmegeführt betrieben und stellen thermische Energie zum Betrieb von Fernwärme- und Prozessdampfnetzen bereit. Das Abfallaufkommen ist unterjährig weitgehend konstant, während durch den wärmegeführten KWK-Betrieb die Stromerzeugung im Winter zugunsten einer höheren Wärmeauskopplung reduziert wird und somit saisonale Unterschiede in der Stromproduktion bestehen. Bezogen auf die Abfallverbrennung lässt sich vereinfachend von einem Grundlastbetrieb sprechen. Der produzierte Strom wird am Großhandelsmarkt gehandelt, üblicherweise mit einer zunächst langfristigen Vermarktung an den Terminmärkten [7].

Eine Besonderheit bei der Stromproduktion an MVA ist die Möglichkeit zur Kennzeichnung eines Teils der Stromerzeugung als Grünstrom. Möglich ist dies durch den biogenen Anteil im Siedlungsabfall, welcher auf Bundesebene im Mit-



ZUKUNFTSSICHER FÜR WASSERSTOFF ?!



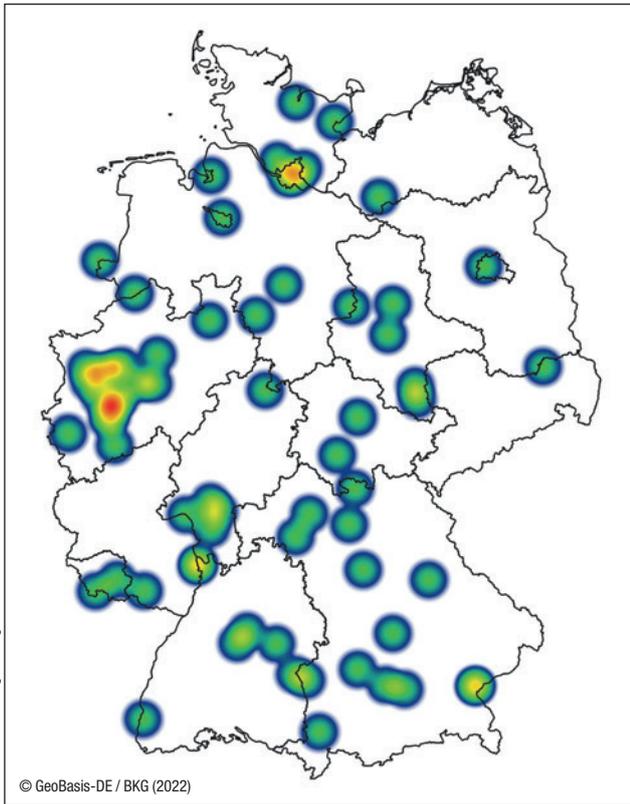
Kugelhähne, Bohrlochköpfe und Prüfungen für Wasserstoff-Anwendungen.

Die richtige Auswahl von Werkstoffen und zuverlässige Dichtheits-tests geben Sicherheit.

1. Materialeignungsprüfung
2. Test auf Wasserstoff-Dichtheit



Quelle: Tractebel Engineering



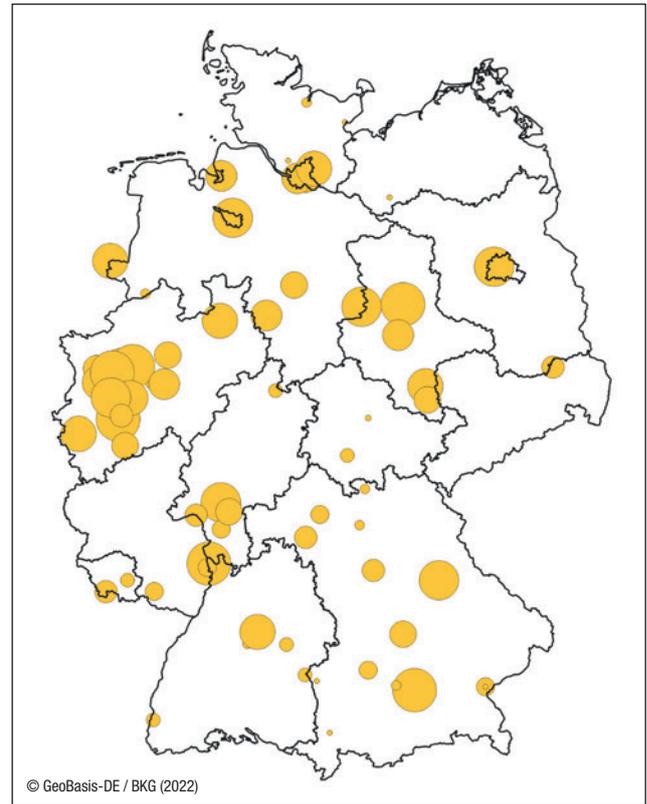
© GeoBasis-DE / BKG (2022)

Abb. 2: Übersichtskarte des Produktionspotenzials für grünen Wasserstoff an Müllverbrennungsanlagen (Heatmap)

tel ca. 50 Prozent (energetisch) beträgt [3]. Dadurch wird den MVA-Betreibern, nach der Eintragung in das Herkunftsnachweisregister des UBA und der Zertifizierung durch einen unabhängigen Gutachter, der Erwerb von Grünstrom-Herkunftsnachweisen ermöglicht – eine wesentliche Voraussetzung zur Erzeugung von grünem Wasserstoff.

Darüber hinaus verfügen Müllverbrennungsanlagen in Bezug auf potenzielle Wasserstoff-Abnehmer häufig über eine günstige geografische Lage – natürlicherweise im Einzugsgebiet urbaner Ballungszentren, mit unmittelbarer Nähe zu Betriebshöfen kommunaler und privater Bus-Verkehrsbetriebe sowie im Umkreis von Industriegebieten mit Standorten von Lkw-Flottenbetreibern (wie z. B. Speditionsunternehmen). Zudem besteht durch den täglichen Anlieferungsverkehr von Abfall durch Abfallsammelfahrzeuge und Wechselbehälter-Lkw ein unmittelbares Nachfragepotenzial vor Ort. Im günstigsten Fall befindet sich ein Fahrzeug-Depot am Standort oder in unmittelbarer Nähe. Die erforderlichen Entfernungen zum Transport von Wasserstoff an potenzielle Abnehmer sind somit gering, im Idealfall ist sogar eine Betankung vor Ort möglich.

Müllverbrennungsanlagen bieten somit durch die gleichmäßige Verfügbarkeit von Grünstrom und das Absatzpotenzial günstige Voraussetzungen zur Produktion von grünem Wasserstoff und zur Bildung eines regionalen Wasserstoff-Ökosystems. Durch die Integration einer Elektrolyseanlage am Standort einer MVA ergeben sich weitere



© GeoBasis-DE / BKG (2022)

Abb. 3: Übersichtskarte des Produktionspotenzials für grünen Wasserstoff an Müllverbrennungsanlagen

Quelle: Tractebel Engineering

Vorteile: So können bereits bestehende Standortflächen und Infrastrukturen genutzt und gleichzeitig auf anlagentechnisch geschultes Betriebspersonal zurückgegriffen werden, was Investitions- und Betriebskosten reduziert. Die prozesstechnische Integration zwischen Kraftwerks- und Elektrolyseanlage kann zusätzliche Synergien schaffen, indem bereits vorhandene Betriebsmittel wie vollentsalztes Wasser (Kesselspeisewasser), Druckluft und ggf. Stickstoff zum Betrieb der Elektrolyseanlage genutzt werden. Auch eine abwärmetechnische Integration ist möglich, ebenso wie eine Nutzung des bei der Elektrolyse ebenfalls erzeugten Sauerstoffs im Verbrennungsprozess der MVA. Welche Synergien tatsächlich genutzt werden können, hängt von Anlagenaufbau und -zustand ab und sollte im Einzelfall geprüft werden.

Demgegenüber müssen jedoch auch einige Herausforderungen beachtet werden. So ist beispielweise die Flächenverfügbarkeit auf dem Kraftwerksgelände bei der Planung zu be-

Tabelle 1: Referenzdaten einer Müllverbrennungsanlage

Heizwert Siedlungsabfall	8,5 MJ/kg _{TS}	[5]
Wirkungsgrad Stromerzeugung (Netto)	11,1 %	[6]
Anlagenauslastung	90 %	Annahme
Biomasse-Anteil	50 %	[3]

Quelle: Tractebel Engineering

rücksichtigen, welche bei Anlagen im Stadtgebiet häufig begrenzt ist. Dies gilt insbesondere für Elektrolyseanlagen mit hoher Produktionsleistung sowie bei gleichzeitigem Aufbau von Betankungs- und Abfüllinfrastruktur vor Ort und stellt höhere Anforderungen an die technische Planung.

Theoretisches Produktionspotenzial für grünen Wasserstoff an Müllverbrennungsanlagen

Welche Mengen an grünem Wasserstoff an Müllverbrennungsanlagen theoretisch produziert werden könnte, lässt sich anhand der Bestandsdaten der MVA berechnen. Insgesamt ergibt sich ein Produktionspotenzial von ca. 40 Mio. kg Wasserstoff pro Jahr bei einer Elektrolyseleistung von in Summe ca. 260 Megawatt (MW). Bezogen auf eine mittlere Anlagengröße mit einer Jahreskapazität von 290.000 Megatonnen pro Jahr (Mg/a) ergibt sich eine Produktionsmenge von 590 t Wasserstoff pro Jahr – ausreichend beispielsweise für den Betrieb einer Busflotte von mehr als 70 Fahrzeugen.

Die räumliche Verteilung des Produktionspotenzials ist in **Abbildung 2** als Heatmap dargestellt. Die höchste Potenzialdichte besteht in Ballungsgebieten mit hohem Abfallaufkommen wie z. B. dem Ruhrgebiet, dem Rheinland, dem Rhein-Main-Gebiet oder Großstädten wie Berlin, Bremen, Hamburg und München – ideale Voraussetzun-

gen also für den Aufbau regionaler Wasserstoff-Ökosysteme.

Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffproduktion

Durch den Betrieb von Elektrolyseanlagen ergibt sich für den MVA-Betreiber eine zusätzliche Erlösmöglichkeit durch die Vermarktung des grünen Wasserstoffs, neben der bestehenden Vermarktung von Strom und (Fern-) Wärme sowie den Erlösen aus den Abfallgebühren. Die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffvermarktung gegenüber der Stromvermarktung ist abhängig vom Strommarktpreis: Angenommen, ein Teil der Stromproduktion der MVA wird kurzfristig am Spot-Markt (Day-ahead-Markt) vermarktet, so kann der Erlös durch eine flexible Steuerung der Elektrolyseanlage optimiert werden. Ausschlaggebend sind hierfür aus unternehmerischer Sicht die kurzfristigen Opportunitätskosten. Es lässt sich ein äquivalenter Strom-Grenzpreis berechnen, bis zu dem sich der Verkauf von Wasserstoff gegenüber der Vermarktung von Strom lohnt.

Betrachtet man den Verlauf der Großhandelspreise am Day-ahead-Markt in Deutschland für die vergangenen drei Jahre, so zeigt sich, dass eine Wasserstoff-Vermarktung bei einem Verkaufspreis von beispielsweise 6 Euro/kg in mehr als 8.000 Stunden pro Jahr in den Jahren 2019 und 2020 höhere Erlöse erzielt hätte als der direkte Stromverkauf. Höhere Strompreise, wie sie im

Jahr 2021 aufgetreten sind, führen hingegen zu einer deutlichen Reduktion der Betriebsstunden der Elektrolyseanlage. Hiermit stellt sich für den MVA-Betreiber (sowie für Betreiber von EE-Anlagen im Allgemeinen) die Frage nach einer langfristigen Strategie der Stromvermarktung und -nutzung.

Voraussetzung für den Erlös-optimierten Betrieb ist, dass die Wasserstoffnachfrage zu jeder Zeit gedeckt werden kann, z. B. durch den Betrieb eines Speichers zum Lastausgleich.

Die Kosten zur Produktion von grünem Wasserstoff, die Wasserstoffgestehungskosten, werden wesentlich durch die operativen Kosten (d. h. durch den Strompreis und die erreichbaren Volllastbetriebsstunden der Elektrolyseanlage) beeinflusst. Die Investitionskosten haben dabei einen höheren Einfluss auf Projekte mit niedriger Anlagenleistung, während der Einfluss dieser Kosten mit zunehmender Auslastung der Elektrolyseanlage sinkt. In der Praxis ist daher eine möglichst hohe Auslastung anzustreben. **Abbildung 5** stellt die Entwicklung der Wasserstoffgestehungskosten beispielhaft für eine Referenzanlage mit einer Elektrolyseleistung von 4 MW dar.

Es wird deutlich, dass Anlagenauslastung und Strompreis einen hohen Einfluss auf die Wasserstoffgestehungskosten haben. So ist, bezogen auf den Zielpreiskorridor für die Mobilität, bei einem Strompreis von 40 Euro pro Megawatt-▶

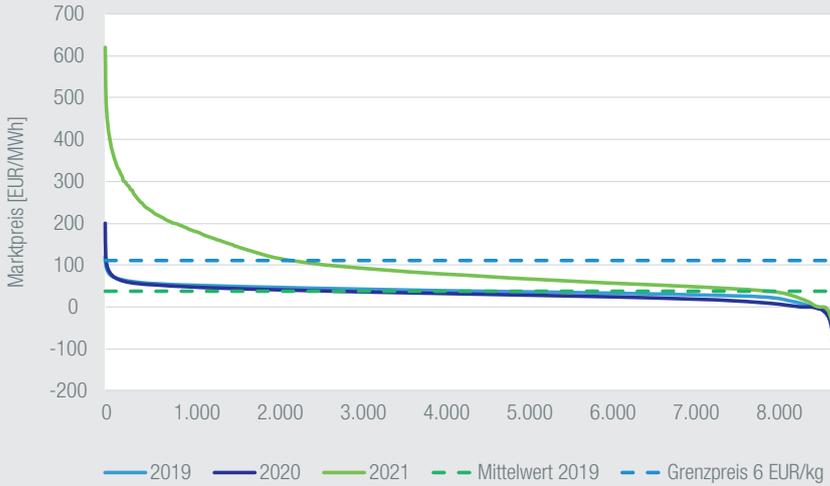


Abb. 4: Jahresdauerkennlinie Großhandelspreise Strom, Marktgebiet DE-LU (2019–2021), basierend auf [8]

stunde (MWh) eine Auslastung von mindestens 50 Prozent nötig, um unter dem Zielpreis von 6 Euro je kg Wasserstoff zu bleiben.

Bei höherer Anlagenauslastung kann auch bei höheren Strompreisen Wasserstoff zu Kosten unterhalb des Zielpreises produziert werden. Bei Vollaustattung würden Stromkosten von 58 Euro/MWh in der Beispielrechnung genau den Zielpreis von 6 Euro/kg treffen. Generell gilt: Je höher die Systemauslastung und je niedriger die Stromkosten, desto niedriger sind auch die Wasserstoff-Gestehungskosten.

Darüber hinaus gibt es weitere Möglichkeiten, die Gestehungskosten zu verringern; allen voran durch ein breites Spektrum an Förderprogrammen zum Aufbau der Wasserstoff-Infrastruktur. In diesem Zusammenhang bietet auf Bundesebene das BMDV verschiedene Förderprogramme im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (kurz: NIP) an, wodurch Investitionszuschüsse in Höhe von bis zu 65 Prozent der

Abb. 5: Wasserstoff-Gestehungskosten in Abhängigkeit der Anlagenauslastung und der Stromkosten



Quelle: Tractebel Engineering

Strategie für eine regionale Wasserstoffinfrastruktur am Beispiel des Projekts MH₂Regio

Im Rahmen des HyExperts-Projekts „MH₂Regio“ wurde im Jahr 2021 eine Strategie für eine regionale Wasserstoff-Infrastruktur für die Stadt Frankfurt am Main entwickelt. Hierzu hat die Stadt Fördermittel aus dem HyLand-Förderprogramm zur Erarbeitung einer Studie erhalten, die unter Einbezug von Projektpartnern aus der Mobilität erstellt wurde. Ausgangspunkt des Projekts ist das Müllheizkraftwerk Nordweststadt im Frankfurter Stadtgebiet, an dem die Installation einer Elektrolyseanlage mit bis zu 5 MW Leistung untersucht wurde [9]. Basierend auf einer Analyse des zukünftigen Wasserstoffbedarfs im Rhein-Main-Gebiet mit 500 bis 1.000 t für das Jahr 2025 [10] hat Tractebel eine Studie zur Bestimmung des technisch und wirtschaftlich optimalen Gesamtkonzepts erstellt.

Der am Müllheizkraftwerk erzeugte grüne Wasserstoff soll verschiedenen Anwendergruppen aus dem Personennahverkehr, der Logistik und der Binnenschifffahrt als Kraftstoff bereitgestellt werden. Ziel des Projekts war es, für diese Anwendergruppen standardisierte technische Anlagenkonzepte zu erstellen, die eine einfache Adaption auf Standorte und Anforderungen ermöglichen.

Die optimale Gestaltung der erforderlichen Wasserstoff-Infrastruktur – von der Elektrolyse über den Transport bis zur Tankstelle – wurde in verschiedenen Szenarien modellgestützt untersucht. Neben unterschiedlichen Optionen zum Transport des Wasserstoffs (Trailer oder Pipeline) wurden mehrere Standorte und Nachfrageprofile der Anwender im Modell optimiert. Auf Basis der Wasserstoff-Kosten als Leitindikator wurde ein Nachfrage-orientierter Ausbau der Infrastruktur als Optimum ermittelt. Als Kosten-optimales Transportmittel wurde dabei der Wasserstoff-Transport in Lkw-Trailern mit 500 bar Druck identifiziert.

Quelle: Tractebel Engineering

Im Ergebnis hat das Projekt den Nachweis erbracht, dass eine regionale Wasserstoffinfrastruktur auch aus Betreiber-sicht wirtschaftlich attraktiv betrieben werden kann. Die Nutzung von Fördermitteln trägt hierzu ebenso bei wie Akteur-spezifische Betreiberkonzepte. Ebenso können aus Sicht des MVA-Betreibers weitere Synergieeffekte durch eine Anlagenintegration erreicht werden – im Falle der Sauerstoffnutzung jedoch nur bei großen Elektrolyseanlagen.

Fazit

Müllverbrennungsanlagen besitzen durch ihre besonderen Voraussetzungen das Potenzial, zu Keimzellen für den Aufbau regionaler Wasserstoff-Infrastrukturen zu werden. Durch die hohe Verfügbarkeit von grünem Strom und die günstige geografische Lage kann grüner Wasserstoff an Müllverbrennungsanlagen kostengünstig hergestellt werden und in der Folge als er-

neuerbarer Kraftstoff zu einer raschen Dekarbonisierung der Mobilität in den Städten beitragen. Die Vielzahl der aktuell verfolgten Projekte in diesem Bereich bestätigt diesen Trend. ■

Literatur

- [1] WSW Wuppertaler Stadtwerke GmbH: Mit Wasserstoff durchs ganze Tal, online unter www.wsw-online.de/wsw-mobil/mehr-service/aktuelles/wasserstoffbusse/, abgerufen am 25. Januar 2022.
- [2] Umweltbundesamt: Thermische Behandlung, online unter www.umweltbundesamt.de/themen/abfall-ressourcen/entsorgung/thermische-behandlung#thermische-abfallbehandlung, abgerufen am 25. Januar 2022.
- [3] Hoffmann, G. et al.: Nutzung der Potenziale des biogenen Anteils im Abfall zur Energieerzeugung, Dessau-Roßlau 2010.
- [4] Storengy Deutschland GmbH: Storengy H2, Wasserstoff für den Schwerlastverkehr, online unter: www.storengy-h2.de/
- [5] Dehoust, G., Schüler, D., Vogt, R., Giegrich, J.: Klimaschutzpotenziale der Abfallwirtschaft – Am Beispiel von Siedlungsabfällen und Altholz, Dessau-Roßlau 2010.
- [6] Flamme, S., Hanewinkel, J., Quicker, P., Weber, K.: Energieerzeugung aus Abfällen – Stand und Potenziale in Deutschland bis 2030, Dessau-Roßlau 2018.
- [7] Huneke et al.: Beitrag Thermischer Abfallbehandlungsanlagen zur Energiewende, Berlin 2016.
- [8] Bundesnetzagentur: SMARD – Strommarktdaten für Deutschland, online unter smard.de, abgerufen am 25. Januar 2022.

[9] Stadt Frankfurt a. M.: Abschlussbericht MH_2 Regio, unveröffentlicht (Veröffentlichung Februar 2022).

[10] Junker, K., Erb, J., Flatau, R., Sickenberger, T.: Wasserstoffbedarfsprognose für die Region Frankfurt, in: Internationales Verkehrswesen, Ausgabe 3/2021.

Die Autoren

Felix Knicker und **Dr. Dipl.-Ing. Arne Schäfer** sind Prozessingenieure in der Abteilung Thermische Kraftwerke bei der Tractebel Engineering GmbH.

Achim Schreider ist Energieökonom in der Abteilung Energiewirtschaft und Planung bei der ENGIE Impact GmbH.

Kontakt:

Felix Knicker
Tractebel Engineering GmbH
Friedberger Str. 173
61118 Bad Vilbel
Tel.: 06101 55-1512
E-Mail: felix.knicker@tractebel.engie.com
Internet: www.tractebel.engie.com

Jetzt Qualitätsstandards sichern

Produkte Gas und Wasser



Typen- und Herstellerübersicht

Verschiedene Handelsmarken und Vertrieber eines Produktes

Bestimmungsländer bei EU-Zertifizierungen

Alle von der DVGW CERT GmbH zertifizierten und überwachten Produkte

Alle für das Gerät von der DVGW CERT GmbH erteilten Zertifizierungszeichen

Jetzt bestellen unter shop.wvgw.de

Kompetenz:
Energie & Wasser. | **wvgw**

Vorbereitende

Maßnahmen zur Umstellung einer Gashochdruckleitung

Ausgabe 03/2022

auf den Betrieb mit Wasserstoff

Mehrere Faktoren haben einen **wesentlichen Einfluss auf die erfolgreiche Umstellung und Nutzung** bestehender Gashochdruckleitungen aus Stahl für den Wasserstofftransport: der Aufwand für die Umstellung der Leitung, die **Gewährleistung eines dauerhaft sicheren Betriebs**, die Qualität des zu transportierenden Wasserstoffs sowie übergeordnet **die Erfüllung der Kundenanforderungen** als Basis für eine langfristig tragfähige Geschäftsbeziehung. Ein Modellprojekt der Nowega GmbH im Emsland zeigt exemplarisch, dass ein sicherer Transport bei hohen Reinheitsgraden **mit vergleichsweise überschaubarem Aufwand in der Praxis** möglich ist. Der vorliegende Fachbeitrag erläutert vor diesem Hintergrund u. a., welche praktischen Erkenntnisse zu Bruchmechanik, Lebensdauer und Gasqualität aus dem Projekt gezogen werden konnten.

von: Dennis Hoeveler, Florian Adämmer & Fabian Howe (alle: Nowega GmbH)

Luftaufnahme der Anlagen, mit denen die Reinigung, Rissprüfmolchung und Gasqualitätsanalyse durchgeführt wurden.



Eine zentrale Herausforderung bei der Umstellung und dem Betrieb bestehender Gasleitungen mit Wasserstoff bildet die Sicherstellung der technischen Integrität. Insbesondere häufige Drucklastwechsel können sich negativ auf die Bruchfestigkeit der entsprechenden Leitungen auswirken und zur sogenannten „Wasserstoffversprödung“ führen. Ebenso ist die Wasserstoffverträglichkeit der einzelnen Bauteile, Komponenten und Armaturen zu berücksichtigen. Eine sogenannte „Fitness for Service“-Analyse zur Bewertung der Lebensdauer der umzustellenden Leitung ist daher in jedem Fall erforderlich.

Darüber hinaus ist es für den wirtschaftlichen Betrieb einer Wasserstoffleitung notwendig, dass ein Markt vorhanden ist – was wiederum voraussetzt, dass der transportierte Wasserstoff hinsichtlich der Qualität dem Bedarf der Abnehmer entspricht. Mit einer hydromechanischen Reinigung lassen sich beim Transport in einer Gasleitung im konkreten Fall Reinheitsgrade erreichen, die die Anforderungen der meisten industriellen Anwendungen erfüllen.

TÜV-geprüftes Maßnahmenkonzept zur Umstellung der Leitung

Seit dem Jahr 1996 ist die Gashochdruckleitung Nr. 43 der Nowega GmbH in Betrieb. Bisher wurde die 11,5 km lange Stahlrohrleitung für den Transport von Erdgas genutzt, nun bereitet der Fernleitungsnetzbetreiber die Umstellung dieser Leitung im Rahmen des Projekts „Get H₂ Nukleus“ auf den zukünftigen Wasserstoffbetrieb vor. Dazu befindet sich das Unternehmen in einem intensiven Dialog mit dem TÜV Nord, um die erforderlichen Prüfungen, Untersuchungen und Maßnahmen zur Nutzungsänderung nach der Verordnung über Gashochdruckleitungen (GasHDrLtgV) abzustimmen und den Wechsel des Transportmediums sowie den sicheren Betrieb gewährleisten zu können. Parallel zur Projektentwicklung erfolgen auch die Vorplanungsarbeiten, die Aufnahme des Wasserstoffbetriebs ist für das Jahr 2024 geplant.

Im Jahr 2021 wurde die Leitung gemäß den Anforderungen der TÜV-Studie sowie dem DVGW-Merkblatt G 409 umfas-

send auf ihre H₂-Verträglichkeit und voraussichtliche Lebensdauer untersucht. Zudem ermittelte Nowega die Gasqualität, die perspektivisch im Transport erzielt werden kann. Die gewonnenen Erkenntnisse bilden eine verlässliche praktische Grundlage für den dauerhaft sicheren Wasserstoffbetrieb in bestehenden Hochdruckleitungen.

Leitungsintegrität besteht den H₂-Test

Für die Integrität einer Erdgas-Stahlrohrleitung ist Wasserstoff in seiner gebundenen Form – wie er grundsätzlich in der Leitung transportiert wird – unkritisch. Unter bestimmten Umständen kann es jedoch zur Auftrennung des gebundenen Wasserstoffes kommen. Der dabei auftre-

tende atomare Wasserstoff kann wiederum unter bestimmten Bedingungen das Material der Rohrleitung angreifen. Ausschlaggebend sind hierfür insbesondere vorhandene Anomalien in der Leitung: So können Kerben oder Risse im Rohrwerkstoff bei lokalen Spannungsüberhöhungen zum Eintritt von atomarem Wasserstoff in die Rohrwandung und zur Bildung weiterer Schäden führen. Die Integrität der Leitung sollte daher im Vorfeld z. B. durch eine intelligente Molchung überprüft werden, um mögliche Risse und Vorschäden festzustellen (Abb. 1).

Im konkreten Anwendungsfall der Gashochdruckleitung Nr. 43 konnten sowohl in der Praxis als auch in den Berechnungen keine erheblichen Auswirkungen auf die Bruchmechanik des verwendeten Stahls L360 NB festgestellt werden. Tatsächlich lassen sich Beeinträchtigungen der erheblichen Parameter wie Zugfestigkeit und Bruchdehnung für die meisten Rohrleitungswerkstoffe ausschließen, da diese erst bei Spannungsniveaus auftreten, die deutlich oberhalb der typischen Betriebscharakteristika konventionell betriebener Erdgasleitungen liegen. Die Bruchzähigkeiten verschiedener Rohrleitungswerkstoffe werden aktuell auch im Rahmen des DVGW-Projektes „SyWestH2“ geprüft. Weitere Bau- und Ausrüstungsteile der Rohrleitung sollten jedoch stets gesondert auf ihre Wasserstofftauglichkeit geprüft und ggf. ausgetauscht werden.

Ultraschall-Molchung zur Riss- und Wanddickenprüfung

Im Rahmen des Leitprojektes „TransHyDE“ des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF) wurde die Gashochdruckleitung Nr. 43 für den Wasserstoffbetrieb geprüft. Um wissenschaftlich fundierte Ergebnisse zu erhalten, wurde die Leitung abweichend von der für Gasleitungen gängigen Praxis in einem aufwendigen Verfahren mit Wasser als Koppelmedium gefüllt und mit Ultraschall-Molchen untersucht. Kritische Anomalien konnten bei der Riss- und Wanddickenprüfung nicht festgestellt werden. Insgesamt wurden bei der Ultraschall-Molchung 16 Materialverluste im Leitungsverlauf detektiert; diese bewegen sich zwischen 7 und 19 Prozent und wurden teilweise auf der Rohrinnenoberfläche und teilweise an der Außenwand der Leitung festgestellt. Zudem wurden eine Lamination und vier Beulen detektiert. Alle Anomalien liegen deutlich unterhalb des kritischen Bereichs. Zusätzlich wur-

Abb. 1: Ultraschallmolch zur Rissprüfung in bestehenden Erdgas-Pipelines



Quelle: Nowega GmbH

den sämtliche Anzeigen unterhalb dieser Spezifikation einer Prüfung unterzogen und ausgewertet. Risse oder Rissfelder konnten dabei in sämtlichen Fällen ausgeschlossen werden. Ebenso wurden Inhomogenitäten in Form von zusätzlichem Material an der Oberfläche oder an Schweißnähten festgestellt, die jedoch allesamt als unproblematisch einzustufen sind.

Bei der Messung ist insgesamt von einer hohen Vollständigkeit auszugehen. Um zu gewährleisten, dass sicherheitsrelevante Materialverluste sicher detektiert werden, wurden im Vorfeld der Inspektionsläufe gezielt Fehlstellen in einem Testrohr verursacht. Alle fünf Fehlstellen konnten dabei zutreffend mit den erwarteten Materialverlusten in der Wandstärke erfasst werden, die zwischen 52 und 70 Prozent lagen und damit deutlich über den detektierten „originären“ Schäden.

Nach der aufwendigen wissenschaftlichen Überprüfung der Leitung sollen künftige Untersuchungen im H₂-Betrieb mit deutlich kosteneffizienteren Molchungen auf Basis der EMAT (Electro-Magnetic Acoustic Transducer)-Technologie erfolgen. Bei dieser Technik werden Ultraschallwellen genutzt, um die Pipelineoberfläche elektromagnetisch-akustisch anzuregen. Auf diese Weise können Risse in Rohrleitungen ohne Kopplungsmedium detektiert werden, sodass der Gastransport für die Prüfung nicht unterbrochen werden muss. Die EMAT-Technologie soll bei der Wiederholungsmolchung der Leitung Nr. 43 im nächsten Schritt also direkt im Wasserstoff erfolgen.

Kaum Rückgang bei der Lebensdauer

Die zyklische Belastung der Transportleitung im Wasserstoffbetrieb hat allerdings Auswirkungen auf das Risswachstum, was zu einer Beeinträchtigung der Lebensdauer führen kann. Die Untersuchung der Rissausbreitung sowie der Bruchzähigkeit erlaubt dabei im Fall der Gashochdruckleitung Nr. 43 konkrete Rückschlüsse auf die Lebensdauer der Leitung.

Unter Anwendung der Fehlergeometrie nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 463 und der Annahme von einem Druckwechsel von 0 bis 70 bar pro Tag ergibt sich für die konkrete Leitung eine rechnerische Lebensdauer von mehr als 45 Jahren. Im tatsächlichen Betrieb kommen Druckwechsel dieser Intensität allerdings kaum vor, sodass in der Praxis auch kein sig-

nifikanter Rückgang der Lebensdauer der Leitung gegenüber dem Gasbetrieb zu verzeichnen sein dürfte.

Gasqualität von fast 100 Prozent

Hinsichtlich der Qualität des transportierten Wasserstoffs ist insbesondere relevant, ob es beim Transport von reinem Wasserstoff in einer ehemaligen Erdgasleitung zu einer Anreicherung mit in der Rohrleitung bzw. -wandung vorhandenen Fremdstoffen kommt. Im Zuge der Reinigungs- und Molchungsarbeiten wurden an der betroffenen Leitung zu diesem Zweck auch Gas- und Wasserproben analysiert. Diese Proben wurden an der Entnahmestelle Schepisdorf jeweils vor sowie nach dem Abschluss der hydromechanischen Reinigung entnommen, um die grundsätzliche Fremdstoffbelastung in der Rohrleitung sowie die Wirkung und den Einfluss der Reinigung auf die Gasqualität be-



Die März-Ausgabe der „bbr Leitungsbau | Brunnenbau | Geothermie“ (3/2022) enthält ein Spezial zum Thema Fernwärme und Fachbeiträge u. a. zu folgenden Themen:

- Plattform Grüne Fernwärme – Wärmewende aktiv mitgestalten und in die Umsetzung bringen
- Anspruchsvolle Brunnenbauarbeiten bei der Unterquerung des Main-Donau-Kanals in Nürnberg
- Tool zur ganzheitlichen und nachhaltigen Implementierung von oberflächennaher Geothermie bei Einfamilienhäusern

Kostenloses Probeheft unter info@wvgw.de

werten zu können. Als Testgas wurde Stickstoff der Qualität 5.0 verwendet (Tab. 1).

Die Testgas-Entnahme vor der Reinigungsmolchung wies einen Reinheitsgrad von 999.980 Mikromol pro Mol ($\mu\text{mol/mol}$) auf. Die Fremdstoffbelastung war dabei auf einen Eintrag von Erdgasrückständen aus der Rohrleitung zurückzuführen, mit 20 $\mu\text{mol/mol}$ Methan und $< 1 \mu\text{mol/mol}$ höheren Kohlenwasserstoffen ($\text{C}_{10}\text{-C}_{40}$). Kohlenstoffdioxid und Kohlenstoffmonoxid konnten nicht nachgewiesen werden. Die Qualitätsanforderungen nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 überschritt lediglich der Wert des Wassergehalts (H_2O).

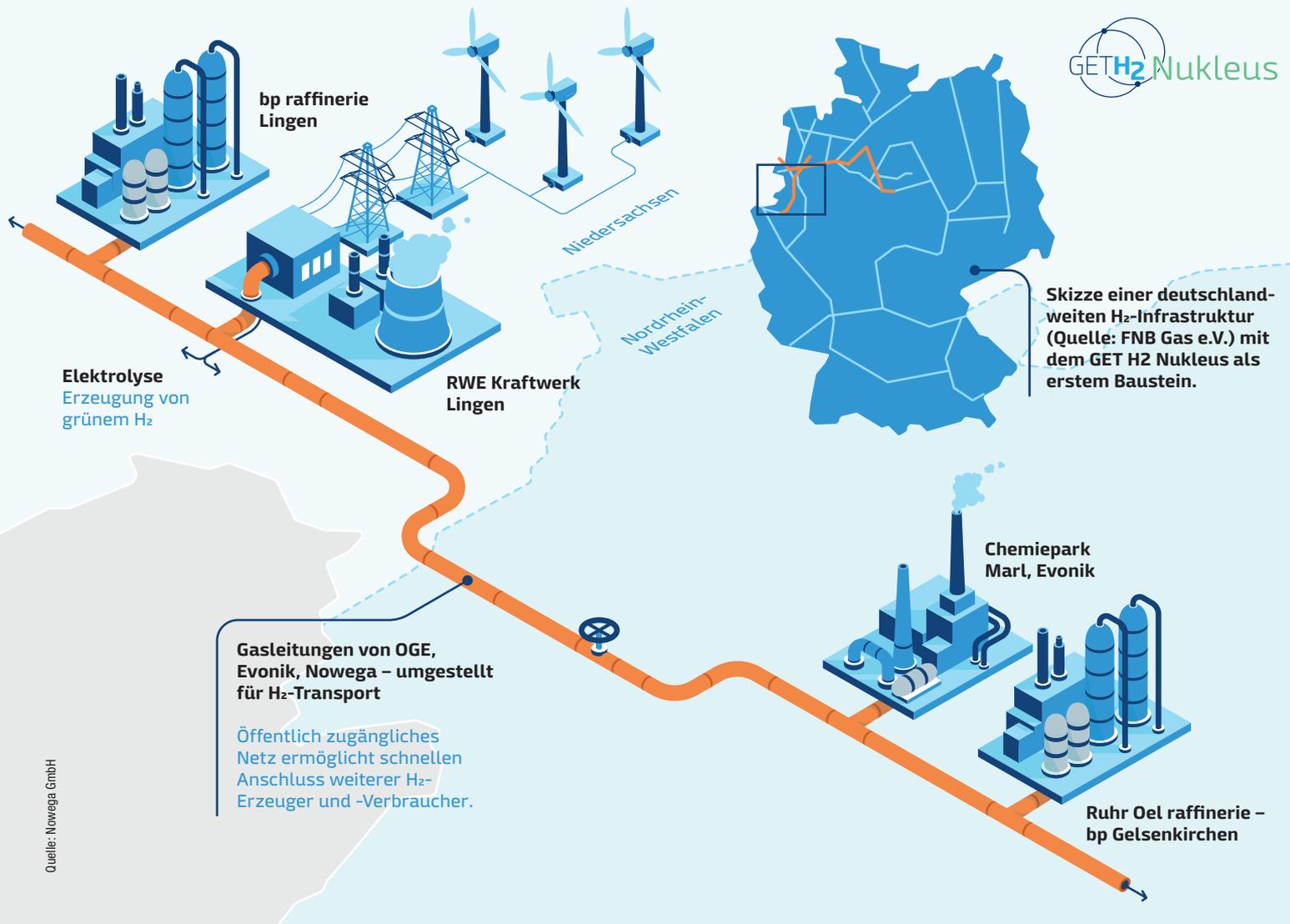
Nach Molchung und hydromechanischer Reinigung lag die Reinheit des entnommenen Testgases sogar bei einem Wert von 999.996 $\mu\text{mol/mol}$. Während hinsichtlich der (unkritischen) Fremd-

stoffkonzentrationen bei Sauerstoff, Kohlenstoffdioxid und -monoxid keine Veränderungen festgestellt werden konnten, sank der Anteil an Methan und weiteren Kohlenwasserstoffen auf 0 $\mu\text{mol/mol}$ bzw. unter die Detektionsgrenze des eingesetzten Analyseverfahrens. Schwefelanteile konnten in der Stickstoffprobe nicht nachgewiesen werden. Der Rest-Wassergehalt in Höhe von 16 $\mu\text{mol/mol}$ ist auf die hydromechanische Reinigung und die Qualität der durchgeführten Trocknung zurückzuführen.

Der Bedarf bestimmt den Markt

Die Untersuchungsergebnisse für die geplante Umstellung der Gashochdruckleitung Nr. 43 auf den Transport von reinem Wasserstoff zeigen, dass die Umstellung und der sichere Betrieb einer Wasserstoffleitung mit guten Ergebnissen bei überschaubarem Aufwand möglich sind. Bei Bedarf kann durch eine gezielte Reini-

Abb. 2: Im Projekt GET H2 Nukleus kommt der Wasserstoff über ehemalige Erdgasleitungen zu den industriellen Abnehmern.



Quelle: Nowega GmbH

Tabelle 1: Gegenüberstellung der Grenzwerte nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 und der Ergebnisse aus der Probenanalyse der Leitung Nr. 43 in Stickstoffatmosphäre

Angaben in ppm	N ₂ vor Molchung und Reinigung	N ₂ nach Reinigung, Molchung und Trocknung	DVGW G 260 H ₂ nach Gruppe D (ISO/FDIS 14687) (Werte in ppm)	DVGW G 260 H ₂ nach Gruppe A (ISO/FDIS 14687) zum Vergleich (Werte in ppm)
H ₂	n. g. **	n. g. **	≥ 99,97 Vol.-%	≥ 98 Vol.-%
CnHm	< 1	< 1	2	Kondensationspunkt -2 °C zwischen 1 und 70 bar
CH ₄	20	4	100	
CO	< 1	< 1	0,2	1.000
CO ₂	< 250	< 250	2	2
Schwefel	n. n.*	n. n.*	0,004	3,28
H ₂ O	n. g.	16	5	62,2
O ₂	< 100	< 100	5	1.000
N ₂	99,998 Vol.-%	99,9996 Vol.-%		
Ar	n. g. **	n. g. **	300	
He	< 30	< 30		
Schwebstoffe	technisch frei	technisch frei	1 mg/kg	technisch frei

* n. n. = nicht nachweisbar ** n. g. = nicht gemessen

Quelle: Nowega GmbH

gung der Leitungen während der Umstararbeiten den Eintrag von Fremdstoffen während des späteren Betriebs minimiert werden, sodass Reinheitsgrade deutlich oberhalb von 99 Prozent transportierbar werden – sofern dies für die Kundenanforderungen erforderlich ist. Die Erkenntnisse aus der Umstellung der Leitung Nr. 43 werden auch in die weitere DVGW-Verbandsarbeit einfließen, um den Transport von Wasserstoff für den schnellen Einsatz in den Zielmärkten zu ermöglichen.

Weiterhin zu klären sind – neben dem dringenden erforderlichen Ausbau von Kapazitäten zur Erzeugung von klimaneutralem Wasserstoff – die Bedarfe der jeweiligen Anwendungsbranchen: Während etwa die Stahlindustrie oder der Wärmesektor den Wasserstoff in der Qualität der G-260-Gruppe A direkt einsetzen können, benötigen Prozesse in der Petrochemie sowie stationäre und mobile Brennstoffzellenanwendungen höhere Qualitätsstandards, die entlang der Transportkette oder durch eine Aufreinigung an geeigneter Stelle sicherzustellen sind. Um bedarfsgerechte und wirtschaftlich effiziente Lösungen zu entwickeln, bedarf es weiterer Erfahrungen und Analysen aus dem laufenden

Betrieb. Es ist daher notwendig, die ersten Umsetzungsprojekte gezielt voranzutreiben und auf dieser Basis Prozesse und Verfahren weiterzuentwickeln. ■

Die Autoren

Dennis Hoeveler ist Bereichsleiter Technik bei der Nowega GmbH.

Florian Adämmer ist Projektleiter bei der Nowega GmbH.

Fabian Howe ist im Bereich Instandhaltung/Netzintegrität bei der Nowega GmbH tätig.

Kontakt:
 Florian Adämmer
 Nowega GmbH
 Anton-Bruchhausen-Str. 4
 48147 Münster
 Tel: 0251 60998-214
 E-Mail: info@nowega.de
 Internet: www.nowega.de



Klimaneutrales Methanol gewinnt auch als Kraftstoff an Bedeutung: Die Reederei Maersk hat ein Dutzend Containerschiffe bei Hyundai Heavy Industries bestellt.

Quelle: A.P. Møller – Maersk

Vor- und Nachteile von Methanol für die Energiewende

Ausgabe 04/2022

Auf dem Weg zur weitgehenden Klimaneutralität weltweit werden derzeit viele Projekte und Ankündigungen rund um Wasserstoff gemacht – dabei tritt ein Punkt regelmäßig zum Vorschein: Für eine flächendeckende Versorgung mit grünem Wasserstoff müssen Herausforderungen hinsichtlich Logistik und Infrastruktur überwunden werden. So ist die Kompression von Wasserstoff aufgrund des geringen Molekulargewichts mit einem vergleichsweise hohen Energieaufwand verbunden, während die geringe Molekülgröße hohe Anforderungen an Dichtungen und Tanks stellt. Als Transportalternative wird unter anderem flüssiges Methanol diskutiert. Doch welche Rolle kann dieser Wasserstoffträger bei der Energiewende und dem Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft spielen?

von: Volker Harbusch (SIQENS GmbH)

Methanol hat im Vergleich zu Wasserstoff diverse Vorteile, die der Alkohol mit der Energiedichte von 4,4 Kilowattstunden pro Liter in den kommenden Dekaden ausspielen kann. Im Gegensatz zu gasförmigem Wasserstoff ist Methanol als flüssiger Energieträger leicht transportabel, im Kanister langzeitstabil. Zwar kann auch Wasserstoff verflüssigt werden – dafür sind aber hohe Drücke von etwa 700 bar notwen-

dig, was die Wandlung nur zum Zweck des Transports in den meisten Anwendungen wirtschaftlich unattraktiv macht. Das bei Zimmertemperatur flüssige Methanol ist geruchlos und biologisch abbaubar – allerdings giftig, wenn man Methanol direkt trinken würde. In vielen Ländern ist der Umgang mit Methanol nicht ungewöhnlich und es ist dort beispielsweise als Reinigungsmittel oder Grillanzünder im Super-

markt zu finden. Um eine orale Aufnahme zu vermeiden, kann dem Methanol ein Bitterstoff in Spuren Mengen zugegeben werden.

Blickt man auf die Strukturformel von Methanol, dann ist diese denkbar einfach: Methanol besteht aus einem Sauerstoffatom, das in eine Methanogruppe eingefügt wird. Dadurch ergeben sich Eigenschaften, die Methanol

als allgemeinen Energieträger für diverse Anwendungen wie z. B. Brennstoffzellen oder Motoren ideal einsetzbar machen. Denn Wasserstoff zum Vergleich muss für Transport und Speicherung aufwendig und energieintensiv komprimiert werden – ein entscheidender Grund, warum es in Deutschland bislang nicht mehr als 100 Wasserstoff-Tankstellen gibt.

Die Ablehnung von reinem Wasserstoff als quasi alleinigem und alles dominierendem Energieträger nach dem fossilen Zeitalter hat mit George Andrew Olah ein Chemie-Nobelpreisträger auf den Punkt gebracht: Olah sprach in seinem Buch von der Wasserstoff-Wirtschaft als einer „Schnaps-idee“ – und plädierte stattdessen für eine Methanol-Wirtschaft. Ganz so radikal sollte man dann doch nicht sein, aber es wird zunehmend deutlich, dass Wasserstoff, Methanol und Ammoniak gleichermaßen eine bedeutende Rolle auf dem Weg zur Klimaneutralität spielen werden.

Methanol als Wasserstoffträger

Methanol ist der einfachste Wasserstoffträger, den es gibt. Bei Raumtemperatur sind pro Kubikmeter Methanol ungefähr 99,6 kg Wasserstoff chemisch gebunden. Den Wasserstoff freizusetzen, ist vergleichsweise einfach: Das funktioniert in technologisch etablierten Reformern, z. B. in einer Methanol-Wasserdampfreformierung bei Umgebungsdruck unter Zugabe von Energie bei einer Temperatur zwischen 160 bis 320 Grad Celsius. Für die Reformierung anderer Wasserstoffträger, wie Methan aus Erdgas bzw. Biogas, oder die Konversion von Ammoniak zu Wasserstoff sind das nötige Temperaturniveau und der Energieaufwand deutlich höher als für die Reformierung von Methanol.

Dazu kommt beim Methanol-Steam-Reforming-Verfahren ein weiterer Vorteil: Auch der Wasserstoffanteil im Wasser wird für die Gaserzeugung genutzt. In diesem Fall spricht man auch von reformiertem Wasserstoff. Dieser aus dem Wasser erzeugte Wasserstoff

kann dann zusätzlich zu dem aus dem Methanol erzeugten Wasserstoff verwendet werden. Das eingesetzte Wasser kann beispielsweise aus dem Produktwasser einer Brennstoffzellenreaktion stammen oder bereits vorgemischt zusammen mit Methanol – als sogenannter Pre-Mix – dem Reformier zugeführt werden.

Stammt erneuerbares Methanol nicht aus Biomasse bzw. Hausmüll, so ist auch für die Produktion von Methanol eine nennenswerte Menge an Energie notwendig, beispielsweise in der Form von erneuerbarem Strom. Von der Entstehung bis zur Nutzung (beispielsweise in einem Fahrzeug) ist der Wirkungsgrad in diesem Fall etwa identisch mit der Nutzung von grünem Wasserstoff, was laut einer Studie von Wissenschaftlern der Uni Aalborg (Araya et al.) unter anderem auf die energetischen Verluste bei der Komprimierung des Wasserstoffs und höhere energetische Verluste bei der Wasserstoffdistribution zurückzuführen ist.

Der Wirkungsgrad von der Erzeugung bis zur Nutzung ist für Methanol sowie für den aus Methanol erzeugten Wasserstoff zudem signifikant höher als bei der Verwendung von anderen synthetischen Kraftstoffen wie beispielsweise synthetischem Benzin oder synthetischem Diesel, welche üblicherweise aus Methanol synthetisiert werden.

Methanol als Wasserstoffspeicher

Aufgrund seiner Eigenschaften eignet sich Methanol besonders gut als Wasserstoffspeicher. Das zeigt sich auch bei den Kosten pro kg Wasserstoff von der Brennstoff-Erzeugung bis zur Wasserstoff-Abgabe inklusive der Transport- und Tankstellenkosten (Analyse von Webber Research & Advisory).

- grünes Methanol: 11 Dollar pro kg Wasserstoff
- fossiles Methanol: 7 Dollar pro kg Wasserstoff
- blaues Methanol (aus Erdgas mit CO₂-Abscheidung): 8 Dollar pro kg Wasserstoff

- grüner Ammoniak: 14,5 Dollar pro kg Wasserstoff
- fossiles Erdgas: 11–12 Dollar pro kg Wasserstoff
- kryogener Wasserstoff: 13 Dollar pro kg Wasserstoff
- komprimierter Wasserstoff: 16 Dollar pro kg Wasserstoff

Methanol kann hierbei hocheffizient on-board im Fahrzeug zu Wasserstoff reformiert oder dezentral vor Ort an der Tankstelle umgewandelt, aufbereitet und als komprimierter Wasserstoff Brennstoffzellen-Fahrzeugen direkt zugeführt werden. Die bei der Umwandlung zu erreichenden Reinheitsgrade werden dabei in der Norm J2600 der SAE International beschrieben.

Während also die direkte Speicherung von Wasserstoff vergleichsweise teuer ist, ist der Umweg über Methanol nur mit geringen Kosten verbunden. Bedeutet also, dass z. B. grüner Wasserstoff in Nordafrika produziert und anschließend per Schiff als flüssiges Methanol nach Europa transportiert werden kann. Auch das Schiff selbst kann mit Methanol als Treibstoff angetrieben werden.

Um dem Klimawandel wirkungsvoll zu begegnen, muss insbesondere auch in Schwellenländern weltweit eine entsprechende Energiedistribution kostengünstig möglich sein. Dies ist mit Methanol als Kraftstoff bzw. als Wasserstoffträger Stand heute kostengünstiger erreichbar als etwa durch eine Wasserstoffinfrastruktur (in Bezug auf die Kosten pro Kilogramm H₂).

Methanolbedarf wächst rasant

Methanol ist eine der am meisten produzierten Grundchemikalien. Die internationale Organisation IRENA hat errechnet, dass sich der Methanolbedarf von heute 98 Mio. t bis 2050 verfünffachen wird. In dem Jahr, in dem Klimaneutralität global erreicht sein soll, rechnen die IRENA-Experten also mit einer Methanol-Nachfrage von 500 Mio. t. Ähnlich wie beim Wasserstoff wird der heutige Methanolbedarf

weitgehend auf Basis fossiler Ressourcen gedeckt – dies zu ändern und die Methanol-Herstellung klimaneutral zu machen, ist eine der zentralen Herausforderungen.

Allerdings ist die Herstellung von grünem oder erneuerbarem Methanol, das auch häufig als E-Methanol bezeichnet wird, auf vielfältige Weise möglich. Das Unternehmen Carbon Recycling International beispielsweise hat einen industriellen Prozess entwickelt, um Methanol aus Kohlendioxid zu gewinnen. Die Wacker Chemie AG strebt in Burghausen zusammen mit Linde eine Syntheseanlage an, die 15.000 t E-Methanol pro Jahr liefern soll. Das Projekt heißt Rhyme Bavaria. Mit der Synthese von H₂ und CO₂ sollen die CO₂-Emissionen in der Produktion um 80 Prozent gesenkt werden.

Einige Schritte weiter ist bereits der Leipziger Dienstleister bse Engineering: Die Ingenieure haben eine Anlage gebaut, die flexibel mit einer Reaktionszeit von weniger als 30 Sekunden betrieben werden kann. Bedeutet: Hier kann auf die schwankende Leistung aus erneuerbaren Energien bei der Wasserstoff-Elektrolyse reagiert werden.

International gibt es reichlich Bestrebungen, sauberes Methanol herzustellen: Vorreiter sind etwa chinesische Unternehmen, die Anlagen zur Methanol-Herstellung auf Basis von Solarenergie vorbereiten. In Skandinavien entsteht günstiges E-Methanol als Abfallprodukt aus der Papierherstellung. Auf Island dient die üppig verfügbare Geothermie als Basis für die Herstellung von grünem Methanol, etwa für den Verkehrssektor.

Von Bedeutung bei der regenerativen Synthese von Methanol ist, dass das für die Methanolproduktion verwendete CO₂ entweder sowieso in die Atmosphäre emittiert werden würde, beispielsweise in der Zementindustrie, und somit durch die Methanolsynthese eine erneute Nutzung des CO₂ in Form eines flüssigen Energieträgers erfolgt oder dass das für die Methanolsynthese verwendete CO₂ aus der Atmosphäre entnommen wurde, entweder technologisch über Direct Air Capture-Technologien oder über Biomasse.

Auch die Produktion von hochreinem Methanol aus Hausmüll ist wirtschaftlich möglich, wie dies bei dem kanadischen Unternehmen Enkem in industriellem Maßstab gemacht wird.

Ein Großteil des Biomethanols wird derzeit aus Biomasse produziert. BioMCN aus den Niederlanden hat eine Produktionskapazität von über 60.000 t pro Jahr an erneuerbarem Methanol, überwiegend aus Biomasse.

Namhafte Firmen wie Siemens Energy, Thyssenkrupp, Cemex, Holcim, BASF, Alfa Laval, Total Energies, Maersk, Proman, MAN Energy Solutions, Geely und Celanese sind aktuell in großvolumige Projekte zur Produktion oder Nutzung von erneuerbarem Methanol involviert.

Energieträger für kritische Infrastrukturen

Methanol, zumal grünes Methanol, wird nach Ansicht des Autors künftig deutlich an Bedeutung gewinnen: als Wasserstoffträger, aber auch zur Nutzung in Brennstoffzellen oder in der Mobilität. Mit Methanol betriebene Wasserstoff-Brennstoffzellen, wie sie von SIQENS hergestellt werden, ergänzen die Nutzung von Solarenergie und Batteriespeichern ideal. Gerade Dieselmotoren können so in kritischen Infrastrukturen ersetzt werden – mit hohem Impact für die CO₂-Emissionen.

Ein nahezu ideales Einsatzgebiet für entsprechende Brennstoffzellen bietet der gesamte Sektor der kritischen Infrastruktur sowie des Katastrophenschutzes. Die Hochwasser- und Flut-Katastrophe in Rheinland-Pfalz und Nordrhein-Westfalen im Sommer 2021 hat wieder einmal verdeutlicht, wie relevant mobile, dezentral verfügbare Energieversorgung ist, um beispielsweise eine Notstrom- oder Trinkwasserversorgung aufzubauen.

Bislang werden in diesem Bereich Dieselmotoren eingesetzt – allerdings muss auch hier auf die Reduktion von Emissionen aller Art geachtet werden. Diese Aggregate haben neben dem Problem hoher CO₂-Emissionen auch Lärmemissionen zur Folge und müssen aufwendig gewartet werden. Hinzu kommt eine Kraftstoffproblematik, die kaum bekannt ist.

Im Jahr 2015 stellte das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik in einer Analyse zu Netzersatzanlagen fest, dass bei 60 Prozent der Anlagen der gelagerte Brennstoff nicht mehr verwendbar war. Der Hintergrund ist: Heutiger Diesel der Norm DIN 590 wird laut Biokraftstoffgesetz mit sieben Prozent Fettsäuremethylester veredelt. Doch dieses Gemisch ist für einen Verbrauch innerhalb von 90 Tagen ausgelegt. Be-

deutet: Der Kraftstoff ist nicht langzeitstabil und kann somit die entsprechenden Aggregate in vielen Fällen nicht mehr antreiben.

Während diese Aggregate aufgrund ihrer Verfügbarkeit weiterhin eine große Rolle spielen, bieten Brennstoffzellen in Kombination mit erneuerbaren Energien und Batteriespeichern eine zunehmend attraktive Alternative. Sie sind leiser, je nach Art emissions- und wartungsarm und ideal für die netzferne Stromversorgung geeignet.

Brennstoffzellen, wie etwa der Ecoport von SIQENS, nutzen Methanol und wandeln diese chemische Energie direkt in Strom um. Ein solcher Energieerzeuger liefert je nach Konfiguration bis zu 1.500 Watt pro Modul. Mehrere Module können parallelgeschaltet werden, wodurch auch höhere Leistungen von mehreren Kilowatt erreicht werden. Die Brennstoffzelle nutzt den hohen Wasserstoffanteil im Methanol, um mit Wirkungsgraden von mehr als 40 Prozent Strom herzustellen.

Zusätzlich können Solarmodule für die Stromerzeugung am Tag zum Mini-Netz hinzugefügt werden. Aus der Batterie heraus können dann Anlagen im Katastrophengebiet wie etwa IT-Infrastruktur oder Basisstationen für die Mobilfunk-Versorgung kontinuierlich mit Energie versorgt werden.

Diesel-Aggregate laufen zumeist nicht am optimalen Betriebspunkt und brauchen daher recht viel Kraftstoff. Brennstoffzellen hingegen, die mit konstanter Dauerleistung die Pufferbatterie aufladen, benötigen deutlich weniger, obwohl die Energiedichte des Diesels – aufgrund des höheren Kohlenstoffgehalts – höher ist.

Kohlendioxid entsteht bei beiden Technologien, aber in sehr unterschiedlichen Größenordnungen: Pro verbrauchtem Liter Diesel entstehen zirka 2,6 Kilogramm CO₂. Bei Methanol hingegen sind es 60 Prozent weniger, sollte die Flüssigkeit fossil erzeugt worden sein. Grundsätzlich

emittieren Brennstoffzellen keine Schadstoffe wie Feinstaub oder Stickoxide.

Anwendung in Nutzfahrzeugen

Selbst in Nutzfahrzeugen funktioniert das Zusammenspiel mit dem effizienten Elektromotor: Eine verhältnismäßig kleine Batterie reicht aus, um die Reichweite mit einer Brennstoffzelle signifikant zu verlängern. Auch Schiffe können entsprechend auf Basis von Methanol angetrieben werden. Und natürlich wird Methanol auch weiterhin eine wichtige Chemikalie bleiben – künftig aber hergestellt auf Basis erneuerbarer Energien.

Letztlich wird sich die Vorteilhaftigkeit von Methanol als Wasserstoffträger aus meiner Sicht in dieser Dekade durchsetzen – und die Wasserstoff-Wirtschaft als Speichermedium sinnvoll ergänzen. Bei einigen der derzeit diskutierten Wasserstoff-Projekte erscheint der Einsatz von grünem Methanol für Speicherung und Transport sinnvoller zu sein als Kompression oder Verflüssigung von Wasserstoff. Im Endergebnis braucht es das Zusammenspiel beider Energieträger, weil die Anforderungen je nach Anwendung höchst unterschiedlich sind – und sich so mancher Vor- und Nachteil als mehr oder weniger relevant herausstellt. ■

Der Autor

Volker Harbusch ist Mitgründer und Geschäftsführer der SIQENS GmbH.

Kontakt:

Volker Harbusch

SIQENS GmbH

Landsberger Str. 318d

80687 München

Tel.: 089 4524463-0

E-Mail: kontakt@siqens.de

Internet: www.siqens.de

wewewepunktwevaugewepunktdee

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

H₂ im Gasnetz und die Interaktion mit Gasmotoren

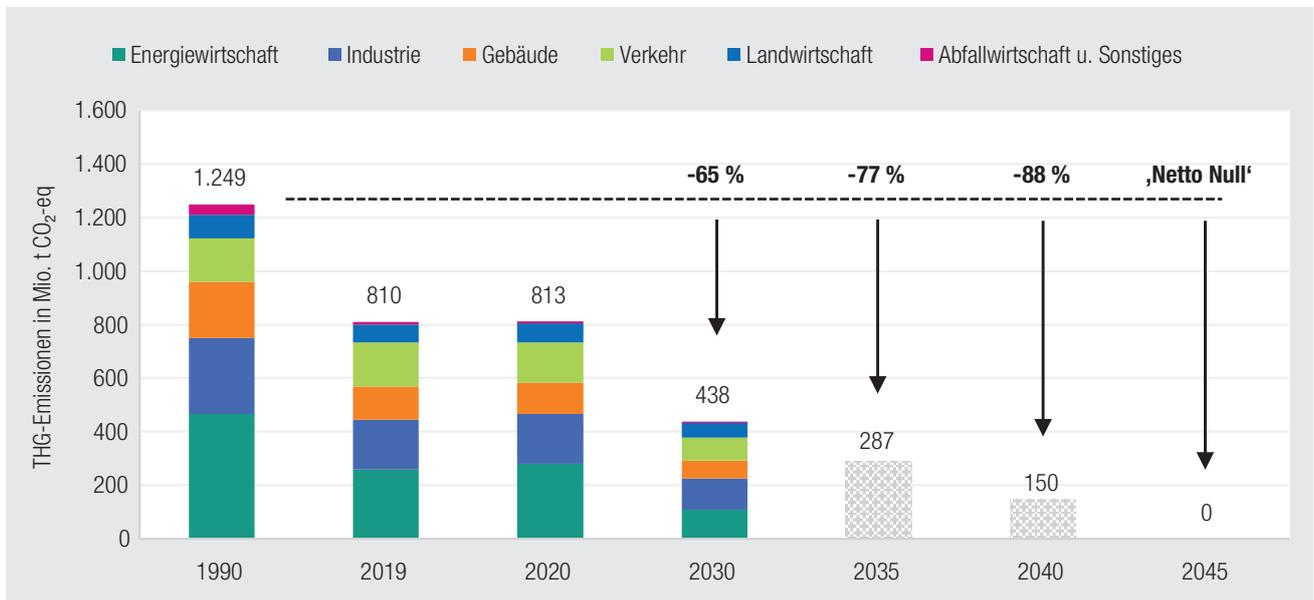
Ausgabe 06+07/2022

Erneuerbare Gase wie Biomethan, synthetisches Methan oder Wasserstoff können durch die Substitution fossiler Brennstoffe oder Grundstoffe **in allen Sektoren erhebliche Treibhausgas-Reduktionen bewirken**. Während Bio- und synthetisches Methan problemlos in die bestehende Gasinfrastruktur eingespeist werden können, ist die Beimischung von Wasserstoff begrenzt oder **erfordert eine Anpassung sowohl der Gasinfrastruktur als auch der Endverbraucher**. Vor diesem Hintergrund hat das von der Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e. V. (FVV) und dem DVGW geförderte Gemeinschaftsprojekt „H₂ in the gas network and interaction with gas engines“ (DVGW-Fördernummer: G 201914) insgesamt fünf verschiedene **Transformationsszenarien hin zu einer defossilisierten Gasversorgung** im Jahr 2050 analysiert, um den kosteneffizientesten Transformationspfad zu identifizieren. Dazu wurden die Gasbereitstellungskosten sowie die technischen Maßnahmen und Anpassungskosten für die Gasinfrastruktur und die Endverbraucher unter Berücksichtigung unterschiedlich **steigender Wasserstoffkonzentrationen im Erdgasnetz** untersucht und bewertet. Der Fokus der anwendungsspezifischen Betrachtungen richtete sich dabei insbesondere auf CNG-Fahrzeuge und stationäre Gasmotoren.

von: Maximilian Heneka, Wolfgang Köppel, Ruth Schlautmann, Dr. Frank Graf (alle: DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie), Jonas Sperlich, Carla Rau, Jens Hüttenrauch, Udo Lubenau, Maik Hoffmann (alle: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH), Henning Sökeland, Dr. David Bothe (beide: Frontier Economics Ltd.), Lukas Heinz, Georg Blesinger (beide: Karlsruher Institut für Technologie – Institut für Kolbenmaschinen) & Abhiram Chavali (Karlsruher Institut für Technologie – Institut für Thermische Energietechnik und Sicherheit)

Abb. 1: Zulässige Treibhausgas-Emissionen nach dem angepassten Bundes-Klimaschutzgesetz [2]

Rund ein Sechstel des Primärenergiebedarfs in Deutschland wird derzeit durch erneuerbare Energien gedeckt [1]. Um die nach dem Urteil des Bundesverfassungsgerichts im August 2021 revidierten deutschen Klimaziele (Treibhausgasneutralität bis 2045) zu erreichen (Abb. 1), ist es dringend erforderlich, den Anteil der erneuerbaren Energien in allen Sektoren schnell und deutlich zu erhöhen. Erneuerbares Methan und grüner Wasserstoff können bei der Transformation des Energiesystems eine wichtige Rolle spielen, da die Mehrzahl der Nutzer aus den Sektoren Industrie,

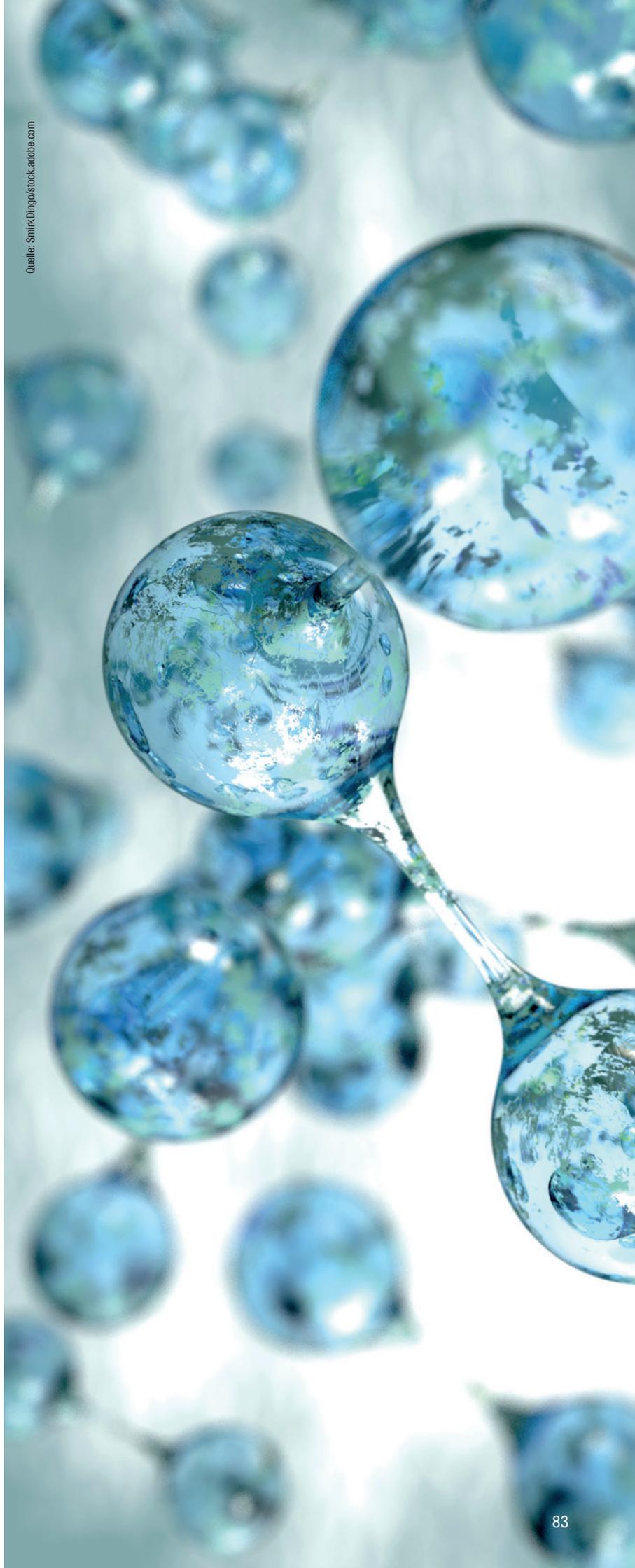


Quelle: die Autoren nach [2]

Haushalt, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD) und Energie über das deutsche Erdgasnetz bereits an eine gut ausgebaute Versorgungsinfrastruktur angebunden ist. Durch die Substitution von fossilen Brenn- und Grundstoffen durch Biomethan, synthetisches Methan oder Wasserstoff können demnach bereits kurzfristig hohe Treibhausgasreduzierungen sowie eine Diversifizierung der Gasversorgung erreicht werden. Während Biomethan und synthetisches Methan problemlos in die bestehende Gasinfrastruktur eingespeist werden können, ist die Beimischung von Wasserstoff bisher nur eingeschränkt möglich oder erfordert eine schrittweise Anpassung sowohl der Verteilinfrastruktur als auch der entsprechenden Endverbraucher. Laut DVGW-Arbeitsblatt G 260 [3] müssen insbesondere unterirdische Gasspeicher, CNG-Fahrzeuge (Compressed Natural Gas), Gasturbinen, stationäre Gasmotoren sowie industrielle oder häusliche Gasanwendungen hinsichtlich ihrer Wasserstoffverträglichkeit geprüft werden, wenn größere Mengen Wasserstoff in das Netz eingespeist werden. So ist z. B. nach UN ECE R 110 [4] und EN 16723-2 [5] die Wasserstofftoleranz der bestehenden CNG-Fahrzeugflotte durch das Tanksystem und die Kraftstoffspezifikationen auf einen Maximalwert von 2 Volumenprozent (Vol.-%) H_2 begrenzt. Dementsprechend müssen auch CNG-Tankstellen bei der Betankung einen Wasserstoffgehalt von unter 2 Vol.-% sicherstellen. Verschiedene Studien weisen jedoch darauf hin, dass die Beimischung von bis zu 10 Vol.-% H_2 für große Teile des Gasnetzes bereits heute möglich ist [6–9]. Der DVGW ist bestrebt, die Wasserstoff-Beimischungsgrenze auf 20 Vol.-% zu erhöhen. Vorbereitende technische Prüfungen finden derzeit z. B. im Rahmen des Gemeinschaftsprojekts H_2 -20 von Avacon und DVGW (DVGW-Förderkennzeichen G 201902) in einem Mitteldruck-Verteilnetzabschnitt der Avacon Netz GmbH mit rund 35 km Leitungslänge und etwa 350 Netzkunden statt [10].

Dennoch erfordern höhere und schwankende Konzentrationen von Wasserstoff im Gasnetz in vielen Fällen eine Anpassung der (wasserstoffsensiblen) Infrastruktur und Nutzer. Insbesondere für CNG-Fahrzeuge und stationäre Gasmotoren steht eine detaillierte techno-ökonomische Analyse zum Umgang mit steigenden Wasserstoffkonzentrationen im Gasnetz bisher noch aus. Vor diesem Hintergrund wurden in der Studie „ H_2 in the gas network and interaction with gas engines“ unterschiedliche Transformationspfade für das deutsche Gasnetz hin ▶

Quelle: SmirkDingo/stock.adobe.com



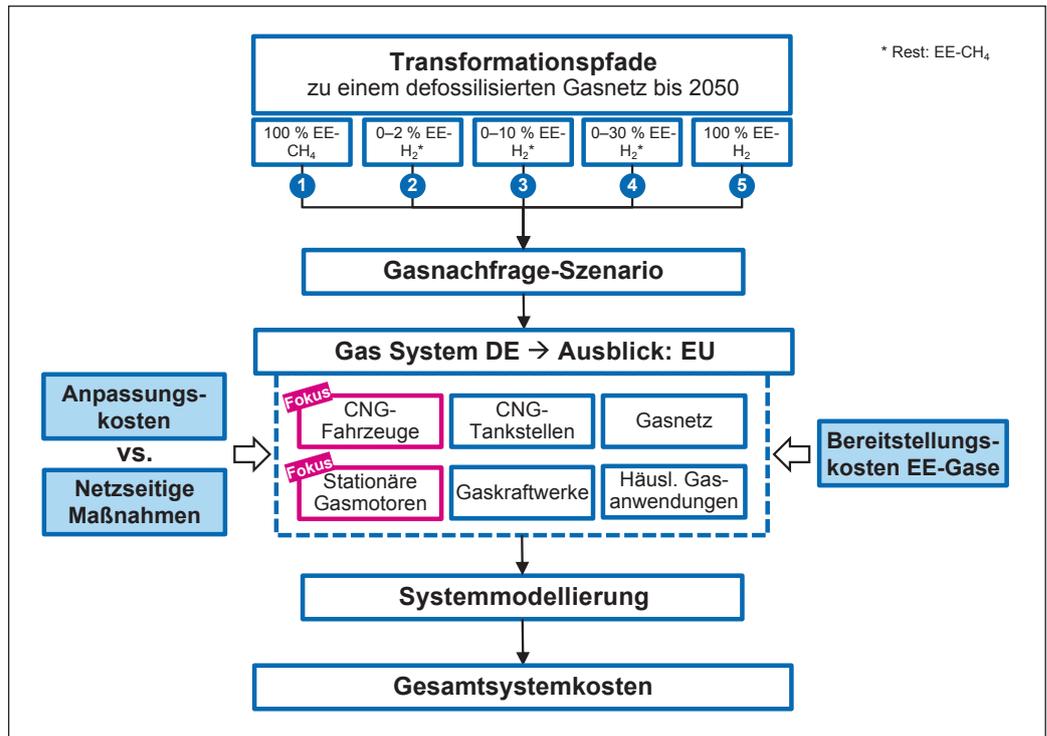


Abb. 2: Allgemeiner Ansatz zur Ermittlung kostenoptimaler Transformationspfade für die Gasinfrastruktur und die angebotenen Endnutzer (mit Schwerpunkt auf Gasmobilität und stationären Gasmotoren)

zu einer treibhausgasneutralen Gasversorgung betrachtet, die im Einklang mit den (ursprünglichen) deutschen Klimazielen¹ (Treibhausgasneutralität bis 2050) sind. Die gasinfrastrukturseitigen Betrachtungen wurden von DVGW-EBI und DBI durchgeführt, KIT-IFKM, Frontier Economics und KIT-ITES untersuchten den Anpassungsbedarf von CNG-Fahrzeugen und stationären Gasmotoren. Insgesamt wurden fünf Transformationspfade betrachtet:

- 100 Vol.-% erneuerbares Methan bis 2050
- 0-2 Vol.-% Wasserstoff, 98-100 Vol.-% erneuerbares Methan bis 2050
- 0-10 Vol.-% Wasserstoff, 90-100 Vol.-% erneuerbares Methan bis 2050
- 0-30 Vol.-% Wasserstoff, 70-100 Vol.-% erneuerbares Methan bis 2050
- 100 Vol.-% Wasserstoff bis 2050

Um den kosteneffizientesten Transformationspfad zu identifizieren, wurden die Bereitstellungskosten für erneuerbare Gase sowie die erforderlichen technischen Anpassungen und Anpassungskosten für die Gasinfrastruktur und die daran angebotenen Endverbraucher (mit dem Fokus auf CNG-Fahrzeugen und stationäre Gasmotoren) identifiziert und bewertet. Die Betrachtungen wurden vor dem Hintergrund

einer erhöhten und sich verändernden Wasserstoffkonzentration im Erdgasnetz sowie einer sehr ambitionierten Entwicklung der CNG-Fahrzeugflotte durchgeführt. Dazu wurde für jeden Pfad ein quantitatives Kostengerüst erstellt, um die entsprechenden makroökonomischen Kosten zu ermitteln und einen kostenoptimalen Transformationspfad für die deutsche Gasinfrastruktur und die zugehörigen Endverbraucher zu bestimmen (Abb. 2).

Gasnachfrage-Szenario

Die den Transformationspfaden zugrunde liegende Gasbedarfsentwicklung wurde aus dem „Szenario I“ des Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 (NEP-Gas I) [11] übernommen und unter Berücksichtigung von parallel laufenden Analysen im Rahmen des DVGW-Projekts „Roadmap Gas 2050“ [12] mit (Import-)Potentialen für erneuerbaren Wasserstoff (EE-H₂) und erneuerbares Methan aus Power-to-Gas-Anlagen (EE-CH₄) und Biomassevergasung (SNG) bzw. Biomethan (Bio-CH₄) verknüpft. Auf diese Weise wurde für jedes Transformations Szenario der H₂-Hochlauf im Gasnetz sowie die Substitution von fossilem Erdgas durch erneuerbares Methan aus inländischer bzw. ausländischer Produktion abgeleitet. In **Tabelle 1** ist der leitungsgebunde-

¹ Zum Zeitpunkt der Bearbeitung dieser Studie waren die Klimaziele des deutschen Klimaschutzgesetzes von 2019 gültig (Treibhausgasneutralität bis 2050). Die Betrachtungen in dieser Studie beziehen sich daher auf die inzwischen überholten Treibhausgasminderungsziele.

Tabelle 1: Leitungsgebundener Gasbedarf nach dem Szenario „NEP-Gas I“ [11]

Leitungsgebundener CH ₄ -Bedarf in TWh (H _s , Brennwert)	2017	2030	2050
Gebäude	394	296	154
Industrie	261	297	281
Verkehr (Straße) – nur CNG	2	12	57
nichtenergetische Nutzung	38	69	157
Stromsektor	274	333	280
Summe	969	1.007	929

Quelle: die Autoren nach [11]

ne Gasbedarf entsprechend dem Szenario „NEP-Gas I“ dargestellt. Wie aus der zugrunde liegenden Gasbedarfsentwicklung hervorgeht, ist das Szenario „NEP-Gas I“ speziell im Hinblick auf die Entwicklung der CNG-Fahrzeugflotte als sehr ambitioniert einzustufen.² Für den techno-ökonomischen Vergleich der verschiedenen Transformationspfade und der im Fokus stehenden Analyse des Anpassungsbedarfs von stationären Gasmotoren und CNG-Fahrzeugen ist eine entsprechende Relevanz der betrachteten Nutzergruppen im Jahr 2050 jedoch obligatorisch. Dementsprechend ist das Szenario „NEP-Gas I“ zwar gut geeignet, um im Rahmen dieser Studie die Mehrkosten unterschiedlicher Gasnetz-Transformationspfade zu bewerten – es sollte aber im Vergleich

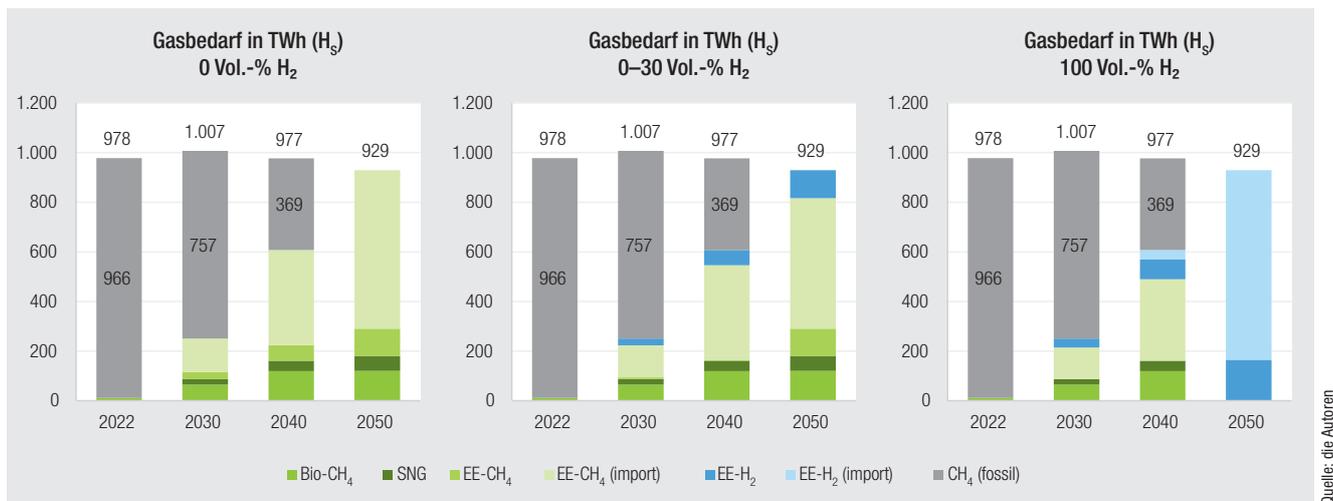
mit anderen Energieszenarien immer als ein Extremszenario mit geringer Eintrittswahrscheinlichkeit betrachtet werden.

Abbildung 3 zeigt die Ergebnisse des Hochlaufs von Wasserstoff und erneuerbarem Methan für die Stützjahre 2022, 2030, 2040 und 2050 am Beispiel der Transformationszenarien 0 Vol.-% H₂, 0–30 Vol.-% H₂ und 100 Vol.-% H₂.

Im Szenario 0 Vol.-% H₂ wird im gesamten Betrachtungszeitraum ausschließlich Erdgas bzw. erneuerbares Methan über das Gasnetz transportiert. Demgegenüber steigt der Anteil von Wasserstoff im Gasnetz in den Szenarien 0–2 Vol.-% H₂, 0–10 Vol.-% H₂ und 0–30 Vol.-% H₂ kontinuierlich an, bis

der entsprechende Zielwert im Jahr 2050 erreicht ist. Im „100 Vol.-% H₂“-Szenario wird die gesamte Methanmenge im Gasnetz im Jahr 2050 durch (erneuerbaren) Wasserstoff ersetzt. Angelehnt an die aktuellen Diskussionen um die Dekarbonisierung des deutschen Gasnetzes [13, 14] wurde dabei angenommen, dass bis zum Jahr 2040 zunächst ein Wasserstoffanteil von 30 Vol.-% im Gasnetz erreicht wird. Die Versorgung erfolgt über die lokale H₂-Produktion vor Ort sowie über ein vorgelagertes H₂-Backbone-Netz, welches bis 2030 insbesondere für die Industriestandorte im Nordwesten Deutschlands zur Verfügung steht und sich von dort aus in weitere Teile Deutschlands ausbreitet. Ab 2040 stehen über das H₂-Backbone-Netz dann an immer mehr Orten ausreichende Mengen an Wasserstoff zur Verfügung, sodass das bestehende Gasnetz bis 2050 sukzessive in ein reines Wasserstoffnetz umgewandelt wird.

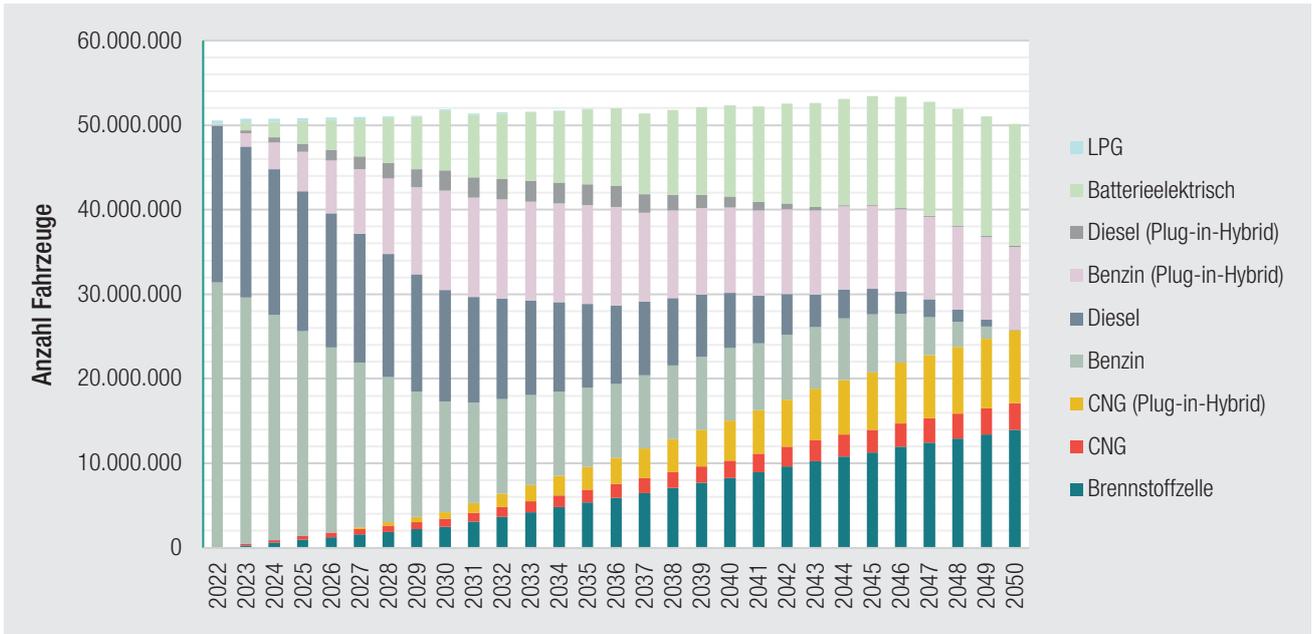
Aus dem zugrunde liegenden Gasnachfrageszenario wurden anschließend die entsprechenden Bestandsentwicklungen für CNG-Fahrzeuge und -Tankstellen abgeleitet (**Abb. 4 & 5**). Die Fahrzeugbestandsentwicklung wurde dabei in allen Szenarien als identisch angenommen. Da die Transformation der Gasinfrastruktur einen kontinuierli-



Quelle: die Autoren

Abb. 3: Hochlauf von erneuerbarem Wasserstoff und Methan in den betrachteten Transformationszenarien

² Die zugrunde liegende Gasbedarfsentwicklung entspricht einem Anstieg des CNG-Fahrzeugbestands von heute ca. 100.000 Fahrzeugen auf ca. 12 Mio. Fahrzeuge im Jahr 2050.



Quelle: die Autoren

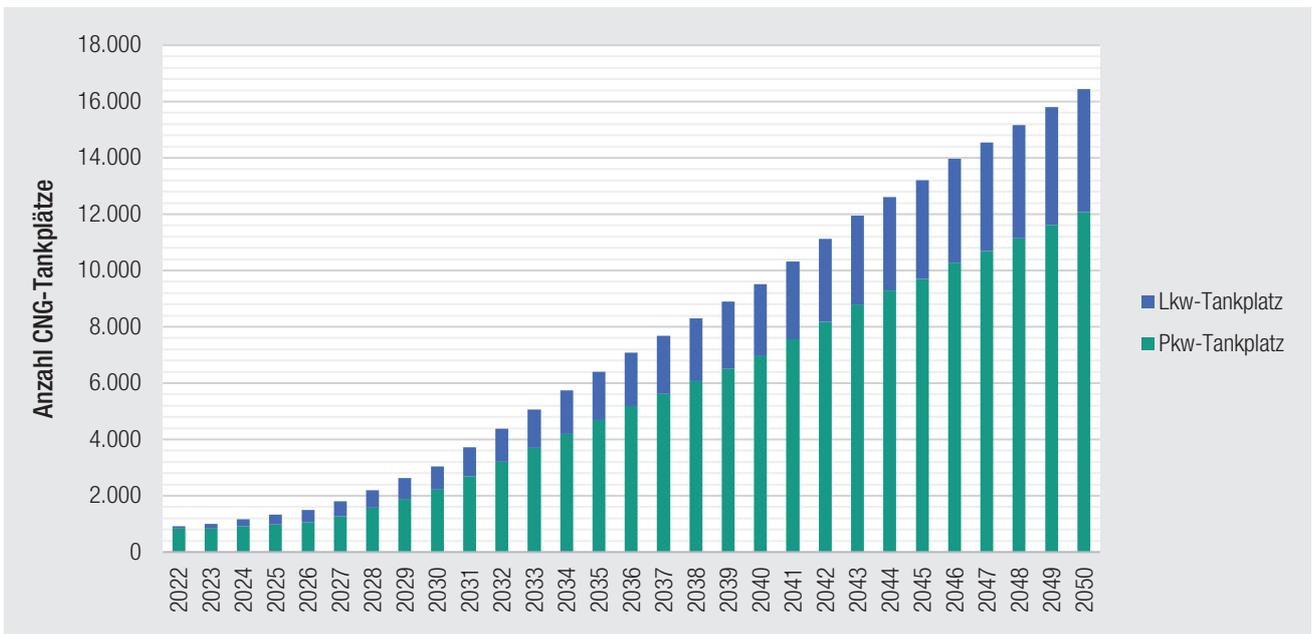
Abb. 4: Fahrzeugbestandsentwicklung bis 2050, abgeleitet aus dem Szenario „NEP-Gas I“. Im „100 Vol.-% H₂“-Szenario können CNG-Fahrzeuge mit 100 Vol.-% Wasserstoff betrieben werden.

chen Prozess darstellt, der regional unterschiedlich schnell abgeschlossen ist, müssen CNG-Fahrzeuge speziell im „100 Vol.-%“-Szenario mit einer vergleichsweise großen Wasserstoffschwankungsbreite von 0 Vol.-% Wasserstoff (Netzgebiet, in dem die Transformation noch nicht begonnen wurde) bis 100 Vol.-% Wasserstoff (Netzgebiet mit bereits abgeschlossener Transformation) kompatibel sein. Nur so wird gewährleistet, dass die CNG-Fahrzeugflotte zu jedem Zeitpunkt auf alle CNG-Tankstellen in Deutschland zurückgreifen kann. Aufgrund der hohen Reinheitsanforderungen von Brennstoffzellen wurde zudem angenommen, dass Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV) im „100 Vol.-% H₂“-Szenario nicht über das Gasnetz, sondern extern

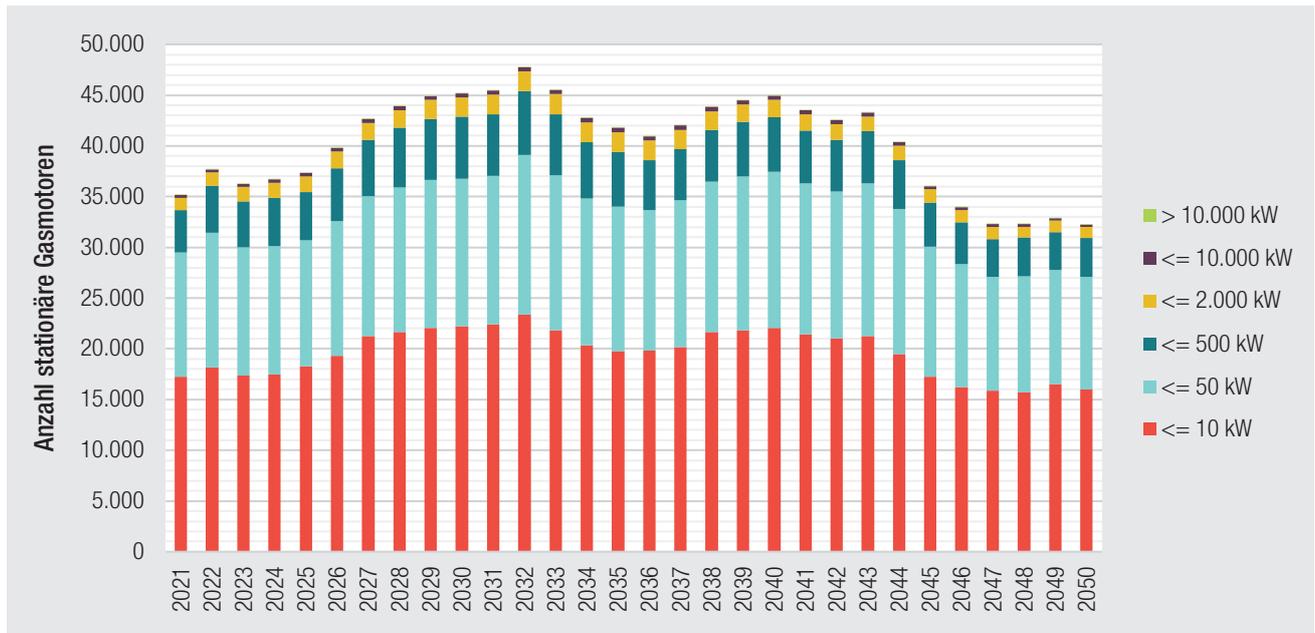
per H₂-Trailer mit Wasserstoff versorgt werden. Das bedeutet, dass Brennstoffzellenfahrzeuge bei der Bewertung der Mehrkosten der betrachteten Transformationspfade keinen Kostenunterschied verursachen.

Für stationäre Gasmotoren wurde u. a. auf Basis der „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ [15] – unter Berücksichtigung des aktuellen BHKW-Bestands und eines Fuel-Switch von Diesel zu Gas für die Hälfte der derzeit betriebenen Diesel-BHKW – eine Bestandsentwicklung für stationäre Gasmotoren in den Szenariorahmen integriert (Abb. 6). Im Gegensatz zu den CNG-Fahrzeugen wurde bei den stationären Gasmotoren auf-

Abb. 5: Bestand an CNG-Tankplätzen („0–2 Vol.-% H₂“-Szenario) bis 2050, abgeleitet aus CNG-Fahrzeugbestandsentwicklung



Quelle: die Autoren



Quelle: die Autoren

grund ihres definierten Standortes angenommen, dass diese im „100 Vol.-% H₂“-Szenario ausschließlich an bereits transformierte Wasserstoffleitungen angeschlossen werden.

Transformationspfade-Modell

Für die Ermittlung der Gesamtsystemkosten der betrachteten Gasnetz-Transformationspfade wurde das im Rahmen des DVGW-Projekts G 201624 [16] entwickelte Transformationspfade-Modell verwendet. Dieses Modell berechnet, unter Berücksichtigung einer projizierten Gasbedarfsentwicklung, kostenoptimale Transformationspfade für Gasnetze und -speicher hin zu einer treibhausgasneutralen Gasversorgung. Das Gasinfrastruktur-Modell wurde im Rahmen dieser Studie um weitere Aspekte des deutschen Gassystems erweitert. **Abbildung 7** zeigt eine Übersicht über die vom Modell erfassten Systemkomponenten.

Als Modellinput wurde für jeden Systemaspekt innerhalb des Modellierungszeitraums von 2022 bis 2050 ein Mengen-Kostengerüst erstellt, welches den Bestand (z. B. Netzlänge, Anzahl der Nutzer), Alter, technische Nutzungsdauer und Wasserstofftoleranz der verbauten Komponenten sowie den erforderlichen Anpassungsbedarf bei steigenden Wasserstoffkonzentrationen im Gasnetz beinhaltet. Besonders detailliert wurden dabei CNG-Fahrzeuge und stationäre Gasmotoren betrachtet. Die erforderlichen Anpassungen bei höheren Wasserstoffkonzentrationen sind in **Tabelle 2** zusammengefasst.

Grundsätzlich können alle betrachteten Systemaspekte an höhere Wasserstoffkonzentrationen angepasst werden. Mit steigendem Wasserstoffanteil im Gasnetz nimmt der Umfang der erforderlichen Maßnahmen jedoch zu und steigt bei Konzentrationen von 30 Vol.-% H₂ deutlich an. Im Bereich der Gasinfrastruktur ist zur flächen-

Abb. 6: Angenommene Bestandsentwicklung für stationäre Gasmotoren bis 2050

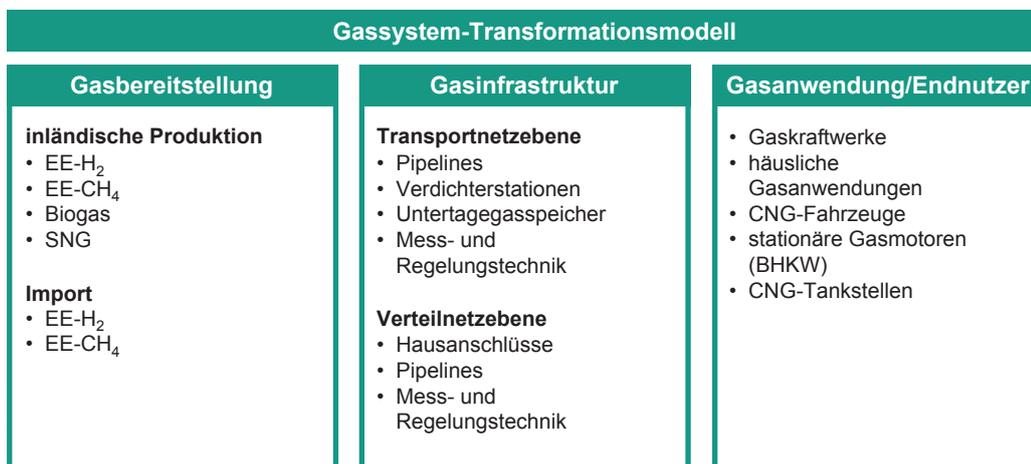


Abb. 7: Bestandteile des Gassystem-Transformationsmodells

Tabelle 2: Anpassungsbedarf Gasinfrastruktur und -Anwendungen bei steigendem H₂-Gehalt im Gasnetz

	Maßnahmen bei steigenden H ₂ -Konzentrationen im Gasnetz			
	bis 2 Vol.-% H ₂	bis 10 Vol.-% H ₂	bis 30 Vol.-% H ₂	100 Vol.-% H ₂
Gasinfrastruktur	<ul style="list-style-type: none"> • Austausch von Prozessgaschromatografen • Austausch von Gusseisen-Pipelines im Gasverteilnetz • Nachrüsten von Untertagegasspeichern 		<ul style="list-style-type: none"> • Nachrüsten von Kompressorstationen • Anpassung/Austausch von Gasdruckregel- und -Messanlagenkomponenten 	<ul style="list-style-type: none"> • Austausch von Gasesstechnik • Austausch von Kompressorstationen
Gaskraftwerke		<ul style="list-style-type: none"> • Austausch der Gasturbinen 		
CNG-Tankstellen		<ul style="list-style-type: none"> • Anpassung von Kompressoren • Anpassung/Erweiterung Speichertanks • Dichtheitsprüfung verbauter Dichtungen, Kraftstoffleitungen 		<ul style="list-style-type: none"> • Umstellen auf H₂-Technologie (700/350-bar-Betankung) • Austausch von Kompressoren • Austausch von Speichertanks • Austausch Zapfsäulen (H₂-Dispenser mit Vorkühlung)
häusliche Gasanwendungen			<ul style="list-style-type: none"> • Bei H₂-Konzentration > 20 Vol.-% müssen häusliche Gasanwendungen ersetzt werden. 	
CNG-Fahrzeuge		<ul style="list-style-type: none"> • Dichtheitsprüfung verbauter Dichtungen, Kraftstoffleitungen • Einbau von H₂-Gasensoren aufgrund höherer Anforderungen an Explosionsschutz 	<ul style="list-style-type: none"> • Einbau Kraftstoffqualitätssensor zur Bestimmung des Mischungsverhältnisses von H₂ und CH₄ für die Anpassung der Motorbetriebsbedingungen (z. B. Zündzeitpunkt, Einspritzdauer) • Dichtheitsprüfung bei Einspritzdüsen • Austausch von Kraftstoffleitungen durch H₂-kompatible Edelstahlleitungen mit ausreichender Wandstärke • Austausch von Speichertanks und Tankventilen 	<ul style="list-style-type: none"> • Flammensperre bei PFI-Fahrzeugen zur Vermeidung von Flammenrückschlag • Einsatz von H₂-Tanktechnologie (700-bar-Pkw, 350-bar-Lkw) • Austausch Einspritzdüse
stationäre Gasmotoren		<ul style="list-style-type: none"> • Dichtheitsprüfung verbauter Dichtungen, Kraftstoffleitungen • Austausch Turbolader zur Vermeidung von Leistungsverlusten 	<ul style="list-style-type: none"> • Einbau Kraftstoffqualitätssensor zur Bestimmung des Mischungsverhältnisses von H₂ und CH₄ für die Anpassung der Motorbetriebsbedingungen (z. B. Zündzeitpunkt, Einspritzdauer) 	<ul style="list-style-type: none"> • Austausch Einspritzdüse • Ersetzen von Venturi-Systemen durch PFI- oder DI-System • Installation von H₂-kompatiblen Verdichtern bei DI und PFI-Systemen, sofern kein Anschluss an eine Hochdruckpipeline besteht (DI: > 50 bar, PFI: > 10 bar)

PFI: Saugrohreinspritzung, DI: Direkteinspritzung

Quelle: die Autoren

deckenden Erhöhung der H₂-Verträglichkeit auf 10 Vol.-% der Austausch von Gussrohrleitungen und Prozessgaschromatografen erforderlich. Zudem müssen Komponenten von unterirdischen Gasspeichern angepasst werden. Um höhere und variierende Mengen an Wasserstoff (> 10 Vol.-%) zu ermöglichen, ist zusätzlich der Austausch von Verdichterstationen, Gasdruckregel- und -Messanlagen sowie der Gasmess-technik erforderlich.

Bei Gaskraftwerken wird die Wasserstofftoleranz durch die bestehenden Gasturbinen begrenzt. In der Regel liegt die maximale Wasserstoff-Beimischung zwischen 1 und 5 Vol.-% H₂. Die wesentliche technologische Herausforderung ist die höhere Flammgeschwindigkeit: Mit zunehmender Wasserstoffkonzentration wird die Flamme instabiler, was zu einem höheren Risiko des Flammenausfalls führt. Außerdem verkürzt eine steigende Wasserstoffkonzentration die Zündverzugszeit.

Bei den CNG-Tankstellen werden die Kosten im Wesentlichen durch den Gaskompressor und die Gasspeichertanks bestimmt. Mit zunehmendem H₂-Anteil im Gasnetz erhöht sich die erforderliche Kompressorkapazität und das Speichertankvolumen. Im „100 Vol.-% H₂“-Szenario ist zudem der Umstieg von CNG-Technologie (200 bar) auf H₂-Technologie (700 bar für Pkw, 350 bar für Lkw) erforderlich, was zu einem starken Anstieg sowohl der Investitionen als auch der Betriebskosten führt. Aufgrund der derzeit geringen Nachfrage nach CNG im Straßenverkehr ist davon auszugehen, dass ein Großteil der CNG-Bestandstankstellen für einen starken Nachfrageanstieg nicht ausgelegt ist und in allen Szenarien entsprechende Kapazitätserweiterungen durch den Einsatz von leistungsstärkeren Verdichtern und die Erweiterung der Speicherbänke obligatorisch sind.

Häusliche Gasanwendungen wie Gasheizungen, Gaskessel und Gasherde

tolerieren zwar H₂-Konzentrationen von 20 Vol.-% [17], bei höheren H₂-gehalten ist die Funktionsfähigkeit der Geräte jedoch nicht mehr vollständig gewährleistet. Da der Aufwand und die Kosten für die Umrüstung und Neuzertifizierung höher sind als für den Einbau von neuen H₂-ready-Geräten, werden Bestandsgeräte bei H₂-Beimischungen von mehr als 20 Vol.-% ausgetauscht.

Bei den CNG-Fahrzeugen müssen für den Motorenbetrieb bei steigenden und variablen Wasserstoffkonzentrationen zusätzliche Komponenten verbaut werden. Dazu gehören Flammensperren bei PFI-Motoren im „100 Vol.-% H₂“-Szenario, Kraftstoffqualitätssensoren zur Bestimmung des Mischungsverhältnisses von H₂ und CH₄ und Gaslecksensoren, die Leckagen aufspüren und bei Bedarf die Gaszufuhr unterbrechen. Ferner müssen alle kraftstoffführenden Komponenten den gesteigerten Anforderungen an Dichtigkeit und Korrosi-

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**

Tabelle 3: Gasbereitstellungskosten für erneuerbares Methan und erneuerbaren Wasserstoff

Bereitstellungskosten in ct/kWh (Brennwert)	2020	2030	2040	2050	Quelle
Bio-CH ₄ (DE)	8	7,5	7	6	[18]
SNG (DE)	8	8	8	8	[12]
EE-H ₂ (DE)	10	9,5	9	8	[DBI]
EE-H ₂ (Import)	12	8	7	6	[12, 19]
EE-CH ₄ (DE)	18	15	12	9	[DBI]
EE-CH ₄ (Import)	15	14	12	11	[12]

DE: Produktion in Deutschland, Import: Produktion in Nordafrika und Transport nach Deutschland

Quelle: die Autoren

onsbeständigkeit genügen. Im „0–30 Vol.-%“- und „100 Vol.-% H₂“-Szenario müssen insbesondere Bauteile aus martensitischem Stahl, Kunststoff und Gummi geprüft und ggf. getauscht werden; dies betrifft insbesondere Kraftstoffleitungen, Dichtungen und Injektoren. Bei neu entwickelten Fahrzeugen sind hier jedoch keine zusätzlichen Kosten zu erwarten. Deutlich kostenintensiver stellt sich dagegen die Anpassung des Tanksystems dar. Bei steigender H₂-Beimischung nimmt infolge der geringeren Dichte des Wasserstoffs sowohl die Motorleistung (insbesondere bei Motoren mit Saugrohreinspritzung) als auch die verfügbare Energie des Tanksystems ab. Die Leistungseinbußen und Reichweitenverluste können jedoch durch die Verwendung von Motoren mit Direkteinspritzung (DI) kompensiert werden. Eine Umrüstung von Bestandsfahrzeugen ist aus diesen Gründen nicht sinnvoll. Im „100 Vol.-% H₂“-Szenario muss das 200-bar-System zudem durch 700-bar- (Pkw) bzw. 350-bar-Systeme (Lkw) ersetzt werden. Aufgrund der hohen Kosten für das Tanksystem wird der Einsatz von hybridisierten Antrieben empfohlen, mit denen sich das erforderliche Tankvolumen weiter reduzieren lässt.

Bei den stationären Gasmotoren betreffen die notwendigen Anpassungen hauptsächlich den Turbolader und die Kraftstoffversorgung. Im „100 Vol.-% H₂“-Szenario müssen Niederdrucksysteme (Venturi-Düsen) aufgrund der hohen Entflammbarkeit von Wasserstoff-Luft-Gemischen und dem damit verbundenen Risiko für Flammenrückschlag durch Systeme mit Saugrohr- oder Direkteinspritzung getauscht werden. Anlagen, die nicht an eine Hochdruckpipeline angeschlossen sind, müssen zusätzlich mit einem H₂-kompatiblen Kompressor (oder zumindest einem Gasbooster) ausgestattet werden, um das höhere Kraftstoffdruckniveau aufrechtzuerhalten, das für die Direkt- oder Saugrohreinspritzung erforderlich ist. Der Kompressor stellt dabei gleichzeitig auch die kostenintensivste Anpassungsmaßnahme dar.

Neben den Anpassungskosten für die Gasinfrastruktur und die Nutzer wurden zudem auch die Bereitstellungskosten für erneuerbare Gase berücksichtigt (Tab. 3). Für die Kostenberechnung wurden diese mit den in Abbildung 3 gezeigten EE-Gas-Hochläufen der Transformationspfade verknüpft.

Ergebnisse der Systemmodellierung

Für die makroökonomische Analyse der betrachteten Transformationspfade wurden die kumulierten Gesamtsystemkosten des deutschen Gassystems im Zeitraum 2022 bis 2050 modelliert. Diese beinhalten neben den Kosten für die Gasbereitstellung auch den Investitionsbedarf, der im Zuge der regulären Wartungs- und Austauschintervalle sowie für die ggf. erforderliche Anpassung der Systemkomponenten an höhere Wasserstoffkonzentrationen anfällt. Im Falle der Verdichterstationen wurden zudem auch die zugehörigen Betriebskosten berücksichtigt.³

Wie aus den in Abbildung 8 gezeigten Gesamtsystemkosten der verschiedenen Transformationspfade hervorgeht, weist das „100 Vol.-%“-Methanszenario mit etwa 2,9 Bio. Euro im Zeitraum 2022 bis 2050 insgesamt die geringsten Gesamtsystemkosten auf. Die Mehrkosten der übrigen Szenarien sind jedoch mit maximal 70 Mrd. Euro (= 2,4 %) im Falle des „100 Vol.-% H₂“-Szenarios verhältnismäßig gering. Demnach sind alle Transformationspfade technisch machbar und zeigen trotz des unterschiedlichen systemischen Anpassungsbedarfs eine ähnliche wirtschaftliche Umsetzbarkeit auf. Dies ist hauptsächlich auf die geringeren Gasbereitstellungskosten von Wasserstoff im Vergleich zu erneuerbarem Methan zurückzuführen (Tab. 3), wodurch die bei steigenden H₂-Netzkonzentrationen zunehmenden Anpassungskosten für Endanwendungen und Gasinfrastruktur teilweise kompensiert werden.

Im reinen Methan-Referenzszenario ist keine Anpassung der Gasinfrastruktur oder der angeschlossenen Nutzer erforder-

³ Mit steigenden Wasserstoffkonzentrationen im Gasnetz nimmt die erforderliche Verdichterleistung zu und führt zwischen den betrachteten Szenarien zu Unterschieden in den Betriebskosten.

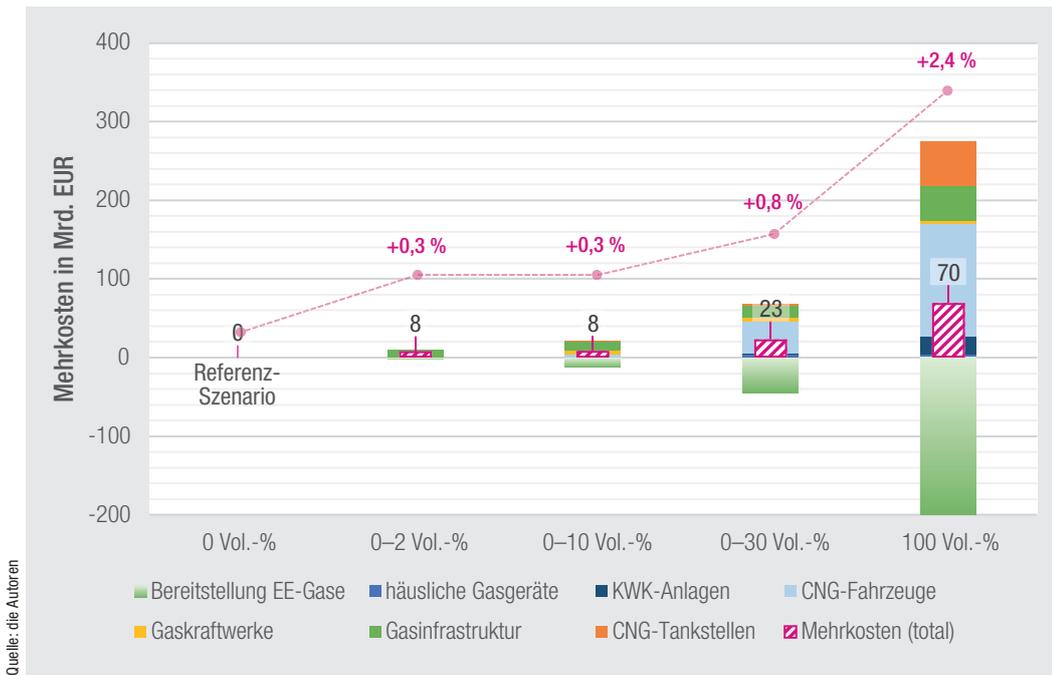


Abb. 8: Szenariovergleich der Mehrkosten gegenüber dem reinen Methanszenario (2022–2050)

lich. Mit höheren Wasserstoffanteilen sinken die Bereitstellungskosten für erneuerbare Gase deutlich, während die Anpassungskosten für die Gasinfrastruktur und insbesondere für CNG-Fahrzeuge und KWK-Anlagen steigen. In den Szenarien 0–30 Vol.-% H₂ und 100 Vol.-% H₂ entfällt der größte Teil der Mehrkosten demnach auf die Hersteller bzw. Nutzer von Gasfahrzeugen (+41 Mrd. Euro bzw. +142 Mrd. Euro) und stationären Gasmotoren (+1,0 Mrd. Euro bzw. +23 Mrd. Euro), während aufseiten der Gaswirtschaft die Mehrkosten für die Anpassung der Gasinfrastruktur und der zugehörigen Gasanwendungen (+26 Mrd. Euro im „0–30 Vol.-% H₂“-Szenario bzw. +110 Mrd. Euro im „100 Vol.-% H₂“-Szenario) vollständig durch die geringeren Gasbereitstellungskosten (-45 Mrd. Euro bzw. -206 Mrd. Euro) kompensiert werden.

Gasnetzseitige Maßnahmen zum Schutz sensibler Nutzer

Neben der Anpassung der H₂-Toleranz der Geräte beim Endverbraucher bietet die Abtrennung von Wasserstoff über Membranen und die Umwandlung von Wasserstoff in Methan durch eine Methanisierung eine weitere Möglichkeit für was-

serstoffsensible Nutzer. Um den Einfluss dieser gasnetzseitigen Maßnahmen auf die Gesamtsystemkosten bewerten zu können, wurde im Rahmen dieser Studie als zusätzliche Sensitivität der Einsatz von Membran- und Methanisierungssystemen vor Tankstellen betrachtet. Dazu wurden alle CNG-Tankstellen mit einer vorgeschalteten Methanisierungs- bzw. Membrananlage ausgerüstet, um eine maximale Wasserstoffkonzentration von 2 Vol.-% im Gaseingangsstrom der CNG-Tankstelle zu gewährleisten. **Abbildung 9** gibt einen schematischen Überblick über die technische Ausgestaltung der beiden Maßnahmen. Im Fall der Methanisierung konnten Kostenvorteile für das „0–30 Vol.-% H₂“-Szenario und das „100 Vol.-% H₂“-Szenario ermittelt werden. Im „0–10 Vol.-%“-Szenario übersteigen die Methanisierungskosten die Kosten für die Anpassung der Fahrzeuge und Tankstellen deutlich (**Abb. 10**). Im „0–30 Vol.-% H₂“-Szenario liegen die Kosten bei der Verwendung von Methanisierungsmodulen zur Umwandlung des Wasserstoffs in Methan im Vergleich zur Erhöhung der Wasserstofftoleranz von CNG-Tankstellen und -Fahrzeugen um etwa 12 Mrd. Euro geringer. Die Mehrkosten gegenüber dem reinen Methan-Referenzszenario (**Abb. 10**) sinken dadurch von 0,8 Prozent ▶

wewewepunktwevaugewepunktdee

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

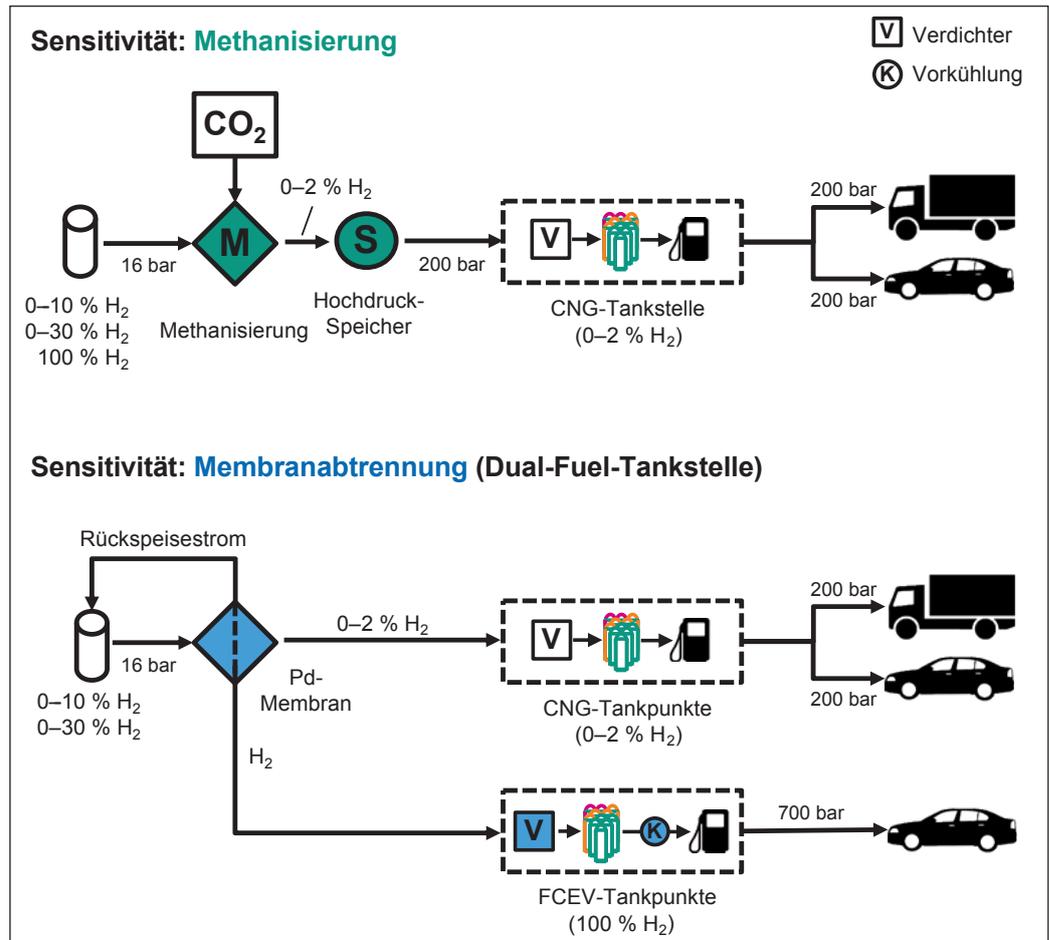


Abb. 9: Sensitivitätsanalyse: Methanisierung und Membranabscheidung vor CNG-Tankstellen

Quelle: die Autoren

(+23 Mrd. Euro) auf 0,4 Prozent (+11 Mrd. Euro). Im „100 Vol.-% H₂“-Szenario sinken die Gesamtsystemkosten durch die Methanisierung um 156 Mrd. Euro, wodurch gegenüber dem reinen Methan-Referenzszenario eine Kosteneinsparung von etwa 85 Mrd. Euro (-2,9 Prozent) erzielt wird.

Im Fall der Membrantrennung wurde die Abtrennung von Wasserstoff mittels Palladium-Membranen und die anschließende Verwendung des hochreinen Wasserstoffs (Reinheit > 99,97 Prozent) als Kraftstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge (Dual-Fuel-Tankstellenkonzept) untersucht (Abb. 9).

Im Szenario „0–10 Vol.-% H₂“ führt das Dual-Fuel-Tankstellenkonzept im Vergleich zur Anpassung von Fahrzeugen und Tankstellen zu deutlichen Mehrkosten (+114 Mrd. Euro) gegenüber dem Methan-Referenzszenario (Abb. 11). Dies ist in erster Linie auf den geringen Wasserstoffvolumenstrom zurückzuführen, welcher im „0–10 Vol.-%“-Szenario über die Membranabtrennung bereitgestellt werden kann. Zur Versorgung eines Tankpunkts für Brennstoffzellen-Pkw müsste demnach die „Wasserstoffausbeute“ der Membrananlage durch eine deutliche Erhö-

hung des Gaseingangsstroms (mit entsprechender Rückspeisung des überschüssigen Methanstroms) erhöht werden. Da die Kapazität und die Kosten (Investitions- und Betriebskosten) der Membrananlage jedoch direkt mit der H₂-Konzentration und dem zugrunde liegenden Gaseingangsstrom korrelieren, führt dies zu hohen Mehrkosten und ist im „0–10 Vol.-% H₂“-Szenario nicht wirtschaftlich darstellbar.

Im Szenario „0–30 Vol.-% H₂“ fallen die Kosten für die Membrananlage aufgrund der höheren H₂-Gasnetzkonzentration deutlich geringer aus. Die Kosteneinsparungen (im Vergleich zur Tankstellen- und Fahrzeuganpassung) sind in diesem Szenario mit etwa 10 Mrd. Euro ähnlich hoch wie bei der Methanisierung, wodurch die Gesamtsystemkosten im Vergleich zum Methan-Referenzszenario von 23 Mrd. Euro auf etwa 14 Mrd. Euro sinken.

Zusammenfassung und Fazit

Im Rahmen der vorgestellten Studie „H₂ in the gas network and interaction with gas engines“ wurden fünf verschiedene Übergangsszenarien für das deutsche Gasnetz hin zu einer dekarbo-

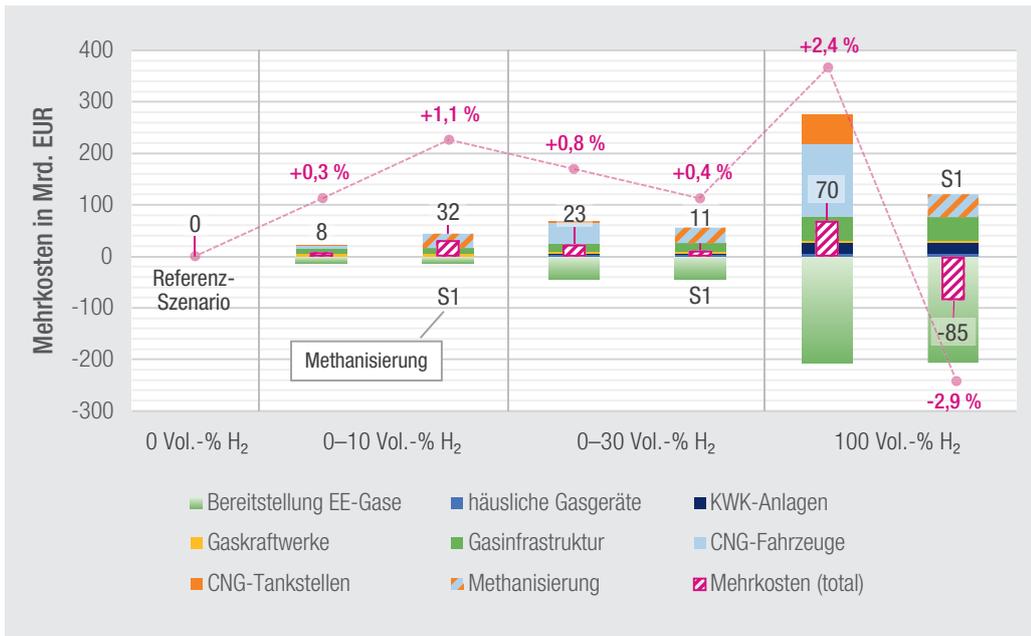


Abb. 10: Gesamtsystemkosten unter Berücksichtigung der Methanisierung vor CNG-Tankstellen im Vergleich zum Referenzszenario (2022–2050)

nierten Gasversorgung bis 2050 betrachtet. Diese Szenarien basieren auf identischen Gasbedarfsentwicklungen, berücksichtigen jedoch unterschiedliche Wasserstoff-Methan-Mischungen im Gasnetz. Der Fokus der Untersuchungen lag dabei auf dem Anpassungsbedarf von CNG-Fahrzeugen und stationären Gasmotoren bei steigenden und schwankenden Wasserstoffkonzentrationen im Gasnetz. Hierzu wurde ein entsprechend ambitioniertes Gasnachfrage-Szenario zugrunde gelegt, in dem gasmotorische Anwendungen insbesondere im Verkehrssektor auch 2050 noch eine entsprechende Relevanz aufweisen. Die Eintrittswahrscheinlichkeit dieses Szenarios ist jedoch insgesamt als unwahrscheinlich einzustufen und sollte

daher ausschließlich in Zusammenhang mit der hier betrachteten techno-ökonomischen Fragestellung gesehen werden.

Die makroökonomische Analyse der betrachteten Transformationspfade zeigt, dass zwischen den Szenarien zwar große Unterschiede in Bezug auf den Anpassungsbedarf für Infrastruktur und Endnutzer bestehen, die Gesamtsystemkosten jedoch – mit Mehrkosten von maximal 2,4 Prozent (ca. 70 Mrd. Euro) im „100 Vol.-% H₂“-Szenario – in einer ähnlichen Größenordnung liegen. Der Grund für die verhältnismäßig geringen Kostenunterschiede zwischen den einzelnen Transformationspfaden ist, dass die Kosten für die Erhöhung der Wasserstofftoleranz

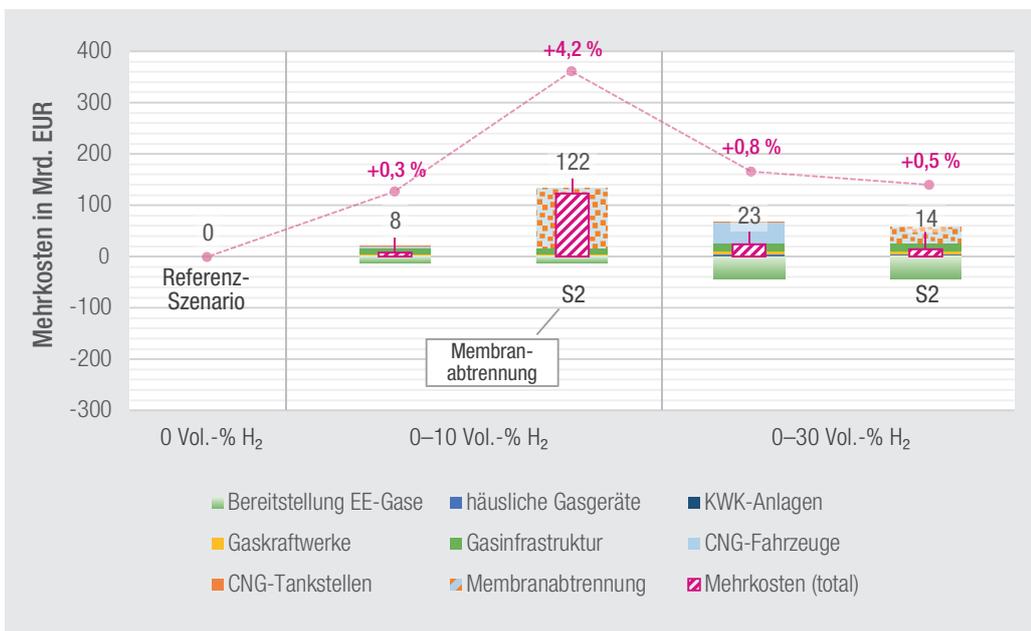


Abb. 11: Gesamtsystemkosten unter Berücksichtigung der Membranabtrennung vor CNG-Tankstellen (Dual-Fuel-Tankstellenkonzept) im Vergleich zum Referenzszenario (2022–2050)

der Anwender und Infrastruktur durch die geringeren Bereitstellungskosten von grünem Wasserstoff gegenüber synthetischem Methan kompensiert werden. Die Fahrzeuganpassung dominiert dabei insbesondere in den Szenarien „0–30 Vol.-% H₂“ und „100 Vol.-% H₂“ die Gesamtsystemkosten. Gasnetzzeitige Maßnahmen wie die Methanisierung und Membrantrennung können hier eine wirtschaftliche Alternative darstellen, da bei Wasserstoffkonzentrationen ab 30 Vol.-% H₂ im Gasnetz deutliche Kosteneinsparungen gegenüber der Anpassung der CNG-Fahrzeuge und -Tankstellen erzielt werden. Dieser Sachverhalt wird im Rahmen des DVGW-Projekts „Roadmap Gas 2050“ weiter vertieft werden. Gleichwohl ist zu berücksichtigen, dass bei einer weniger ambitionierten Entwicklung des CNG-Fahrzeugbestands die Fahrzeugkosten (und damit die Gesamtkosten für das Gassystem) entsprechend reduziert werden.

Bei den Betrachtungen zur Transformation der Gasinfrastruktur ist zu beachten, dass eine rein makroökonomische Analyse keine Informationen über den erforderlichen Zeitbedarf zur Umsetzung der jeweiligen Transformationspfade sowie zu deren Realisierbarkeit liefert. In Anbetracht des stark begrenzten verbleibenden globalen CO₂-Budgets sollten vor allem schnell umsetzbare Treibhausgas-Vermeidungsoptionen im Fokus stehen. ■

Literatur

- [1] AG Energiebilanzen e. V.: Primärenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland: 2020/2021, online unter www.ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/primaeernergieverbrauch, abgerufen am 21. Januar 2022.
- [2] Umweltbundesamt: Treibhausgasminderungsziele Deutschlands, online unter www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgasminderungsziele-deutschlands#internationale-vereinbarungen-weisen-den-weg, abgerufen am 11. Februar 2022.
- [3] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.: DVGW-Arbeitsblatt G 260: Gasbeschaffenheit, September 2021.
- [4] Regelung Nr. 110 der Wirtschaftskommission der Vereinten Nationen für Europa (UN/ECE) — Einheitliche Bedingungen für die Genehmigung von I. speziellen Bauteilen von Kraftfahrzeugen, in deren Antriebssystem komprimiertes Erdgas (CNG) verwendet wird — II. von Fahrzeugen hinsichtlich des Einbaus spezieller Bauteile eines genehmigten Typs für die Verwendung von komprimiertem Erdgas (CNG) in ihrem Antriebssystem: UN ECE R 110, 2011.
- [5] Erdgas und Biomethan zur Verwendung im Transportwesen und Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz – Teil 2: Festlegung für Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge, DIN EN 16723-2, 2017.
- [6] Scholten, F., Dörr, H., Werschy, M.: Mögliche Beeinflussung von Bauteilen der Gasinstallation durch Wasserstoffanteile im Erdgas unter Berücksichtigung der TRGI: Abschlussbericht G201615, Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.; DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT); DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Essen 2018.
- [7] Altfeld, K., Pinchbeck, D.: Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems, in: gas for energy, 3/2013.
- [8] Dörr, H. et al.: Untersuchungen zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasnetz, in: DVGW energie | wasser-praxis, Ausgabe 11/2016, S. 50–59.
- [9] DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) (Hrsg.): Untersuchungen zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasverteilnetz – Auswirkungen auf den Betrieb von Gasanwendungstechnologien im Bestand, auf Gas-Plus-Technologien und auf Verbrennungsregelungsstrategien, 2015.
- [10] DVGW energie | wasser-praxis: Projekt „20 Prozent Wasserstoff im Gasnetz“ geht in aktive Phase, online unter www.energie-wasser-praxis.de/praxis/artikel/projekt-20-prozent-wasserstoff-im-gasnetz-geht-in-aktive-phase/, abgerufen am 8. April 2022.
- [11] Posch, I.: Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030: Szenariorahmen, 2019.
- [12] Lehnert, F., Leiblein, J., Schlautmann, R., Bär, K., Bäuerle, M.: Bewertung der für Deutschland relevanten nationalen & internationalen Produktionsströme und Logistikkonzepte für erneuerbare Gase: Deliverable 1.2 Roadmap Gas 2050, 2021.
- [13] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (Hrsg.): H2vorOrt: Wasserstoff über die Gas-verteilnetze für alle nutzbar machen, online unter www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/h2vorort-wasserstoff-gasverteilnetz-dvgw-broschuere.pdf, abgerufen am 30. November 2020.
- [14] FNB Gas: Wasserstoffnetze 2030 & 2050: für ein klimaneutrales Deutschland, online unter www.fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/12/2021-12-08_FNB-Gas-Webinar_H2-Netze_2030_2050.pdf, abgerufen am 11. April 2022.
- [15] Fraunhofer ISI, consentec, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH, TU Berlin: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3: Kurzbericht 3: Hauptszenarien, 2021.
- [16] Müller-Syring, G. et al.: Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21: Abschlussbericht DVGW-Förderkennzeichen G201624, 2018.
- [17] Burmeister, F.: H2-Readiness von Gasgeräten: Erste Ergebnisse aus dem Projekt Roadmap Gas 2050 | Teilprojekt „Roadmap Gasanwendungen“, 2021.
- [18] Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e. V.: Faustzahlen Biogas, online unter www.biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen/, abgerufen am 12. März 2020.
- [19] Leiblein, J. et al.: Roadmap Gas 2050 Deliverable D1.1: Bewertung von alternativen Verfahren zur Bereitstellung von grünem und blauem H₂, 2020.

Die Autoren

Maximilian Heneka ist Projektingenieur in der Gruppe „Systeme und Netze“ an der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (EBI) des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT).

Wolfgang Köppel ist Leiter der Gruppe „Systeme und Netze“ an der DVGW-Forschungsstelle am EBI des KIT.

Ruth Schlautmann ist Projektingenieurin in der Gruppe „Verfahrenstechnik“ an der DVGW-Forschungsstelle am EBI des KIT.

Dr. Frank Graf leitet den Bereich „Gastechnologie“ an der DVGW-Forschungsstelle am EBI des KIT.

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

Carla Rau ist Projektingenieurin für Netzprojekte bei der DBI-Gruppe.

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

Udo Lubenau ist Leiter des Fachgebiets Gaschemie/Gasaufbereitung bei der DBI-Gruppe.

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

Dr. David Bothe ist Director in der Energy Practice bei Frontier Economics.

Henning Sökeland ist Consultant bei Frontier Economics.

Lukas Heinz ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Kolbenmaschinen des KIT.

Georg Blesinger leitet die Forschungsgruppe Numerische Methoden am Institut für Kolbenmaschinen des KIT.

Abhram Chavali ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Thermische Energietechnik und Sicherheit des KIT.

Kontakt:

Maximilian Heneka

DVGW-Forschungsstelle am EBI des KIT

Engler-Bunte-Ring 1–9

76131 Karlsruhe

Tel.: 0721 608-41225

E-Mail: heneka@dvgw-ebi.de

Internet: www.dvgw-ebi.de

verifyHy

HydrogenREADY Database

@abbestock/tippapatt

Mehr Informa-
tionen unter:
www.verifyhy.de



Verify it!

Die DVGW *verifyHy 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 Birmeyer · Geschäftsführer
www.dvgw-sc.de · frank.birmeyer@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-Leitprojekt TransHyDE:

Wie wird grüner Wasserstoff gespeichert und transportiert? **Ausgabe 09/2022**

Der Energieträger Wasserstoff wird **im Energiesystem der Zukunft eine zentrale Rolle einnehmen** und wesentlich zum Erreichen der Klimaziele der deutschen Bundesregierung beitragen. Das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) hat vor diesem Hintergrund **insgesamt drei Wasserstoff-Leitprojekte ins Leben gerufen**, die – ausgestattet mit einem Fördervolumen von insgesamt bis zu 700 Mio. Euro – den Markthochlauf des Energieträgers unterstützen und beschleunigen sollen. Der vorliegende Beitrag stellt das Leitprojekt TransHyDE vor, das sich mit seinen neun Projekten **mit dem Transport und der Speicherung von grünem Wasserstoff befasst**.

von: TransHyDE-Geschäftsstelle, Kommunikation und Koordination

Mit der Verabschiedung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) im Juni 2020 stärkt die Bundesregierung die Etablierung einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland, um die Pariser Klimaziele zu erreichen und ein Energiesystem, das auf erneuerbaren Energien beruht, aufzubauen. Aufgrund des begrenzten Potenzials der nationalen Produktion von grünem Wasserstoff ist zusätzlich der internationale Import erforderlich. Um die notwendigen Bedarfe bundesweit decken zu können, werden darüber hinaus überregionale Speicher- und Transportinfrastrukturen für den Energieträger benötigt. An dieser Stelle setzt TransHyDE als eines von drei geförderten Wasserstoff-Leitprojekten des BMBF an. Koordiniert wird das Projekt von Prof. Robert Schlögl (Fritz-Haber-Institut der Max-Planck-Gesellschaft), Prof. Mario Ragwitz (Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG) und Jimmie M. Langham (cruh21 GmbH).

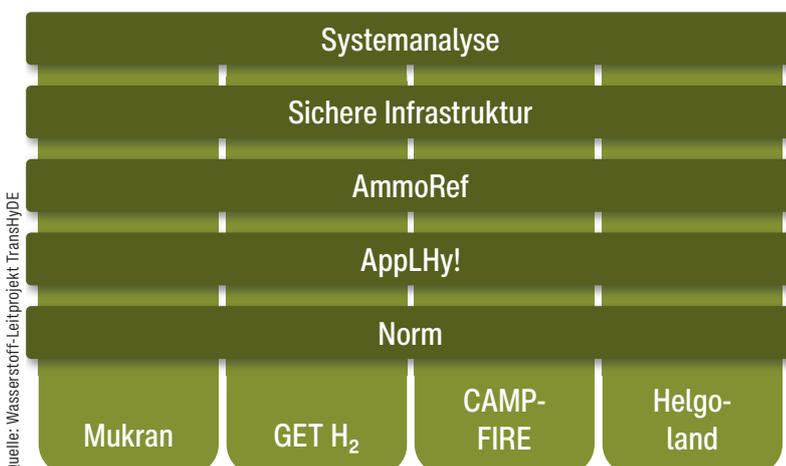
Die drei Wasserstoff-Leitprojekte H₂Giga, H₂Mare und TransHyDE sind mit bis zu 700 Mio. Euro in Summe eine der größten Förderinitiativen des BMBF zum Thema Energiewende. Sie wurden im Zuge des Ideenwettbewerbs „Wasserstoffrepublik Deutschland“ aus einer Vielzahl an Konzepten der Wissenschaft und Wirtschaft gebildet. Neun ausgewählte Projekte rund um Speicher- und Transportinfrastrukturen von grünem Wasserstoff wurden als die Technologieplattform TransHyDE geclustert. Fünf der Projekte sind forschungsbasiert und vier stellen Umsetzungsprojekte dar, die gemeinsam eine Matrixstruktur bilden und Hand in Hand arbeiten.

Die TransHyDE-Projekte fokussieren sich auf neuartige Technologieentwicklungen und deren Demonstration sowie auf die Lösung technoökonomischer Hemmnisse, die bei der Speicherung und dem Transport von grünem Wasserstoff auftreten. Insgesamt beteiligen sich hieran über 100 Partner und assoziierte Partner aus Industrie und Wissenschaft. TransHyDE umfasst ein Projektvolumen von ca. 181 Mio. Euro und wird mit einer Fördersumme von ca. 135 Mio. Euro vom BMBF unterstützt.

Fokus liegt auf Transport- und Speicheroptionen

In TransHyDE werden verschiedene molekulare Transportoptionen für grünen Wasserstoff betrachtet: gasförmiger Wasserstoff (gH₂), flüssiger Wasserstoff (LH₂), Ammoniak (NH₃) sowie organische Trägerflüssigkeiten (Liquid Organic Hydrogen Carrier, kurz: LOHC).

Abb. 1: Übersicht über die TransHyDE-Projektmatrix



Roadmap für den Ausbau einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland

Das TransHyDE-Projekt Systemanalyse analysiert und bewertet die Ergebnisse der anderen TransHyDE-Projekte. Hieraus resultiert die Entwicklung einer Roadmap. Dr. Florian Ausfelder, Projektkoordinator Systemanalyse und Fachbereichsleiter Energie und Klima bei der DECHEMA e. V., erläutert dies so: „Die Systemanalyse beschreibt in Szenarien Optionen für die zeitliche und räumliche Entwicklung und Umsetzung von Wasserstofftransporttechnologien in Abhängigkeit von sich entwickelnden Bedarfen und Erzeugungspotenzialen und leitet Voraussetzungen für die Implementierung einer nationalen Wasserstoffwirtschaft bis 2045 ab.“ Bei den Ausbauszenarien wird zwischen einer Akteurs- und Systemperspektive differenziert: Vorwiegend bezieht sich die Akteursperspektive auf die Bedarfe der energieintensiven Industrien und die Systemperspektive auf die Optimierung der volkswirtschaftlichen Kosten.

Schließen von Lücken technischer Regelwerke

Das TransHyDE-Projekt Norm verfolgt wie die Systemanalyse eine umfassende und ganzheitliche Sicht, deren Basis in der Bestandsaufnahme von technischen Regelwerken, Normen und Zertifizierungsanforderungen hinsichtlich Wasserstoff-Transportoptionen liegt. „Mithilfe der Resultate aus der Bestandsaufnahme und der anschließenden Bedarfsanalyse innerhalb der TransHyDE-Projekte soll eine Roadmap mit eindeutigen Handlungsempfehlungen erstellt werden, welche die White Spots der Normierung, Zertifizierung und Standardisierung in der bestehenden Regelsetzung zukünftig schließen kann“, so Thomas Systemans, Koordinator des TransHyDE-Projekts Norm und Referent in der Einheit Gastechnologien und Energiesysteme beim DVGW.

Regulatorische Rahmenbedingungen

Übergreifend betrachtet TransHyDE gemeinsam mit den anderen Wasserstoff-Leitprojekten H₂Giga und H₂Mare die regulatorischen Rahmenbedingungen, um den Markthochlauf einer Wasserstoffwirtschaft rund um die Erzeugung, Speicherung und den Transport voranzubringen. Hierbei liegt der Fokus neben den nationalen rechtlichen Rahmenbedingungen auch auf den europäischen bzw. internationalen Regularien.

Sicherer Wasserstoff-Transport per Pipeline und Kugelspeicher

Eine Transport- und Speicheroption für grünen Wasserstoff, die TransHyDE näher betrachtet, ist in Form von gasförmigem Wasserstoff über Pipelines und Hochdruck-Kugelspeichern. Eine besondere Rolle nehmen hierbei ▶



Quelle: Martin Piechotha/stock.adobe.com

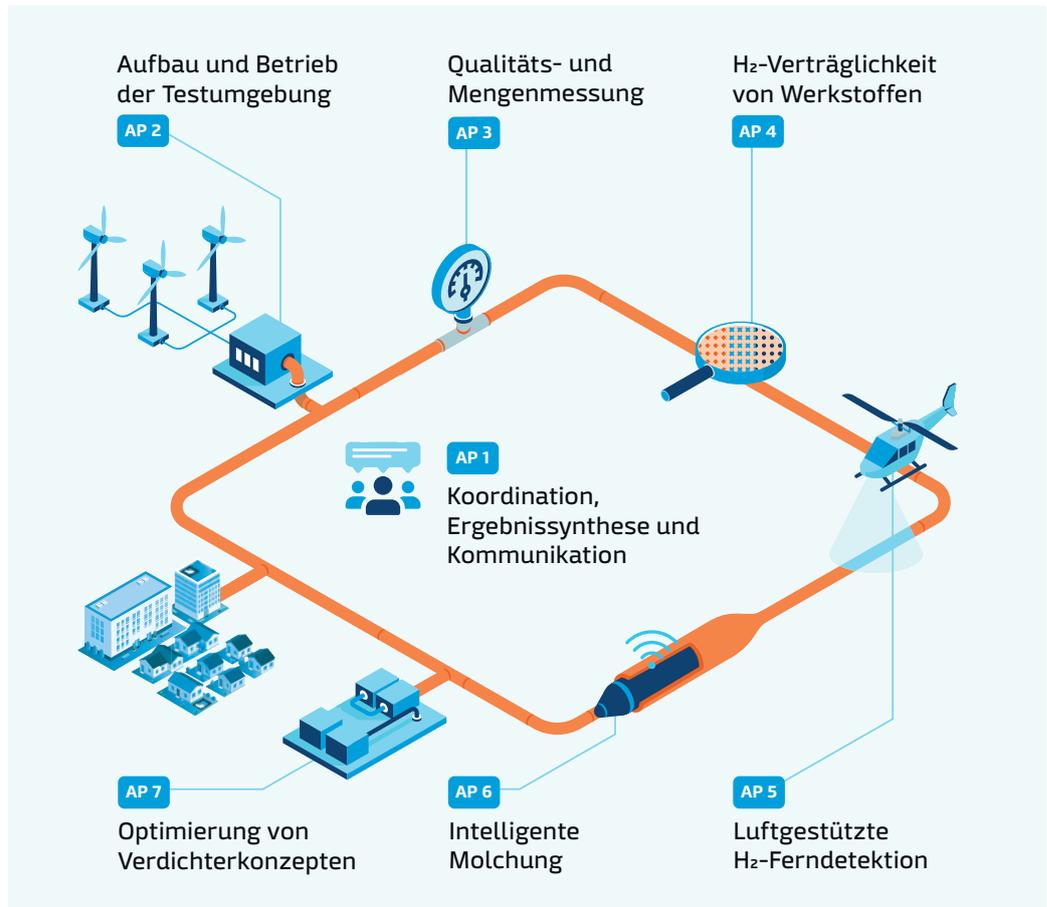


Abb. 2: Das TransHyDE-Projekt GET H₂ TransHyDE schafft praxisrelevante Grundlagen für den sicheren und effizienten Betrieb von Wasserstofftransportnetzen.

die speziellen Eigenschaften des gasförmigen Wasserstoffs ein: Aufgrund der Diffusivität, Viskosität und Versprödung von Hüllwerkstoffen müssen die Transport- und Speichermaterialien speziellen Anforderungen standhalten, damit u. a. Materialermüdungen verhindert werden.

Um die Entwicklung und den Aufbau einer sicheren und verlässlichen Transport-Infrastruktur für Wasserstoff im öffentlichen Bereich zu gewährleisten, erproben und erforschen die TransHyDE-Projekte GET H₂ TransHyDE (Abb. 2), Mukran und Sichere Infrastruktur den Transport und die Speicherung von gasförmigem Wasserstoff. Der Fokus im Projekt GET H₂ TransHyDE liegt auf dem Aufbau und Betrieb einer Versuchspipeline am RWE-Standort im niedersächsischen Lingen, um messtechnische, werkstoffseitige und betriebliche Aspekte für den leitungsgebundenen Wasserstofftransport unter realitätsnahen Randbedingungen zu untersuchen. Hierzu gehören die Messung des Volumenstroms und der Gasbeschaffenheit sowie die Gasnachreinigung für sensible Kunden. Mit der Leistungsüberwachung durch H₂-Ferndetektion zur frühzeitigen Leckageortung per Helikopter und der intelligenten Molchung werden auch sicherheitstechnische Fragestellungen be-

arbeitet. Als weiterer wichtiger Baustein für Wasserstoff-Transportnetze werden Verdichterkonzepte für die Einspeisung, den Transport und die Speicherung von Wasserstoff entwickelt und evaluiert. Dr. Frank Graf, Bereichsleiter Gas-technologie an der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie und Projektkoordinator von GET H₂ TransHyDE, betont die Wichtigkeit der Ergebnisverwertung: „Mit den Untersuchungen schaffen wir wichtige Grundlagen für den Aufbau und Betrieb von Wasserstoff-Transportleitungen, die in das DVGW-Regelwerk und die betriebliche Praxis einfließen werden.“

Das TransHyDE-Projekt Sichere Infrastruktur schafft die Voraussetzungen für zukünftige sichere H₂-Transportinfrastrukturen. Die Projektpartner entwickeln und erproben dabei Methoden zur materialspezifischen Auslegung H₂-geeigneter Bauteile sowie zur gasspezifischen Sensorik H₂-geeigneter Anlagen. Eine Herausforderung für die großskalige Nutzung von Wasserstoff als Energieträger ist die Langzeitstabilität der eingesetzten Werkstoffe in Bauteilen im Kontakt mit Wasserstoff. „Für einen sicheren Betrieb müssen Leitungen, Speicher und Anschlussstellen – sowohl bei der Befüllung als

auch der Entnahme – mit geeigneter stationärer oder mobiler Sensorik überwacht werden. Letztendlich kommt es darauf an, Wasserstoff vom Erzeuger bis zum Verbraucher mit entsprechenden Technologien beherrschbar zu machen, um die Akzeptanz der Stakeholder zu erhalten“, erläutert Thomas Plocher, Leiter des kaufmännischen Bereiches bei der RMA Rheinau GmbH & Co. KG und zuständiger Projektkoordinator, die wesentlichen Inhalte des Projektes.

Auch Druckgasspeicher dienen zur Speicherung und zum Transport von gasförmigem Wasserstoff. Das TransHyDE-Projekt Mukran erprobt in diesem Zusammenhang eine neu entwickelte Druckgasspeicherform, die eines Hochdruck-Kugelspeichers. Aufgrund seiner Materialzusammensetzung und einem innovativen Fertigungsverfahren bietet der Speicher ökonomische und ökologische Vorteile gegenüber aktuell am Markt verfügbaren Optionen. Die Integration der H₂-Speicher in ein standardisiertes Containerformat ermöglicht eine dezentrale Versorgung von Verbrauchern fernab des Pipelinesetzes. Janina Senner, Koordinatorin des TransHyDE-Projekts Mukran vom Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. (gwi), führt dies näher aus: „Um die zukünftige Versorgungslage zu sichern ist es wichtig, weitere Transportwege von gasförmigem Wasserstoff außerhalb des Pipelinesetzes zu testen. Das gelingt am besten dezentral über ein trimoda-

les Transportkonzept, also per Schiff, Zug und Lkw.“ Darüber hinaus ist der Bau einer Wasserstofftankstelle im Hafen Mukran auf Rügen angedacht, die die Abnehmer direkt vor Ort versorgen könnte. Ziel ist es, die gesamte Wertschöpfungskette von der Wasserstoffbereitstellung über den Transport, die Speicherung bis zum Endanwender in der Praxis zu erproben.

Flüssiger Wasserstoff in Kryotanks

Beim H₂-Import per Schiff bietet sich die Verwendung von flüssigem Wasserstoff an, Grund hierfür ist seine höhere volumetrische Energiedichte verglichen mit komprimiertem, gasförmigem Wasserstoff. So kann bei begrenztem Volumen mehr H₂ transportiert werden. Zudem profitieren schwer zu elektrifizierende Mobilitätsanwendungen mit relevanten Nutzlasten, insbesondere Flugzeuge, von der hohen volumetrischen und gravimetrischen Energiedichte des flüssigen Wasserstoffs, der Reinheit und der Ungiftigkeit dieses Energievektors.

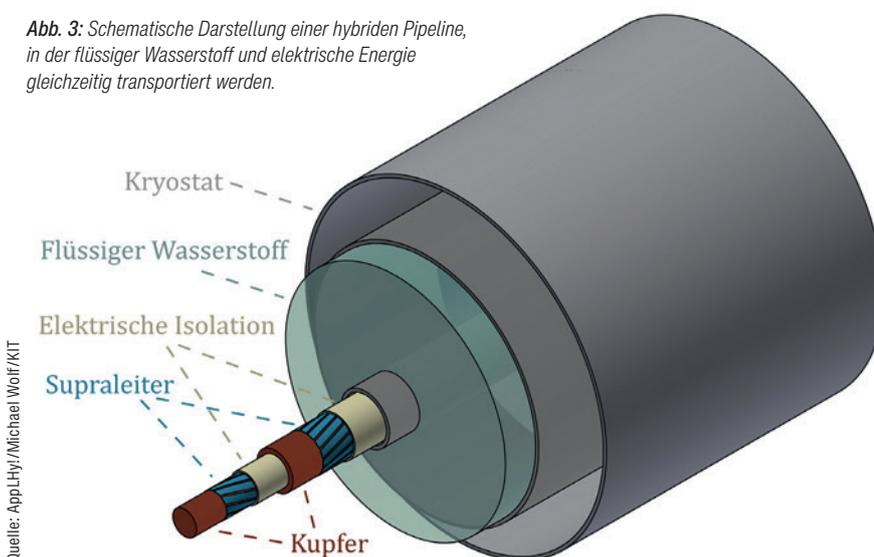
Zur Verflüssigung bedarf es eines initialen Energieaufwandes, um den Wasserstoff auf seinen Siedepunkt von -253 °C abzukühlen und zu verflüssigen. Wird grüner Wasserstoff bereits in flüssiger Form importiert, fällt dieser Energiebedarf am Standort der Wasserstoff-Erzeugung (Elektrolyse) an. Als Produktionsstandorte bieten sich Regionen

mit einem großen Potenzial an erneuerbaren Energiequellen an.

Das TransHyDE-Projekt AppLHy! entwickelt in diesem Kontext Technologien zur Verflüssigung von Wasserstoff sowie zu dessen Transport und Speicherung (Abb. 3). Die Herausforderungen bestehen dabei auch in Sicherheits- und Materialfragen. Der tiefkalte flüssige Wasserstoff muss in speziell isolierten (meist vakuumisolierten) Leitungen und Kryotanks transportiert sowie gespeichert werden. „Wenn tiefkalter Flüssigwasserstoff durch ein Leck in der Transferleitung bzw. dem Tank oder durch mangelnde Isolierung freigesetzt werden sollte, gelangt dieser zunächst in den schützenden Isolierraum. Umgebungssauerstoff kann ggf. kondensieren, was eine Verbrennungsgefahr birgt. Allerdings ist tiefkalter Wasserstoff etwas weniger reaktiv als gasförmiger. Die Isolation ist abhängig vom Transport- und Speicherkonzept (hoher Durchsatz versus Langfristspeicherung) eine beherrschbare Herausforderung. Unser Projekt entwickelt u. a. Sicherheitsstrategien für Handhabung und Materialien der LH₂-Infrastruktur“, erklärt die Leiterin des TransHyDE-Projekts Tabea Arndt, Professorin am Karlsruher Institut für Technische Physik (KIT-ITEP).

Außerdem forscht das TransHyDE-Projekt an energetischen Effizienzsteigerungen entlang der LH₂-Prozesskette. So sollen die Wirkungsgrade der Kühlanlagen verbessert und die Kälteenergie nutzbar gemacht werden, die bei der Regasifizierung durch Verdampfung wieder frei wird. „Am KIT vereinen wir die Energie und die Kälte des flüssigen Wasserstoffs mit elektrotechnischen Anwendungen, wie etwa dem Energietransport mit Hochtemperatur-Supraleitern oder in den Antriebssträngen von Fahrzeugen zur Kühlung“, erklärt Arndt. Der Bereich ist zugleich ein sehr junges Anwendungsfeld von Flüssigwasserstoff. Der Einsatz von Hochtemperatur-Supraleitern in Kombination mit flüssigem Wasserstoff ermöglicht es, energieeffizient elektrische Energie und parallel chemische Energie zu transportieren.

Abb. 3: Schematische Darstellung einer hybriden Pipeline, in der flüssiger Wasserstoff und elektrische Energie gleichzeitig transportiert werden.



Quelle: AppLHy/Michael Wolf/KIT

Erzeugung, Reformierung und Infrastruktur von grünem Ammoniak

Ammoniak ist eine der meistproduzierten Chemikalien der Welt und u. a. Ausgangsmaterial für die Düngemittelerzeugung. Das TransHyDE-Projekt CAMPFIRE widmet sich der zunehmenden Bedeutung von Ammoniak als Komponente der Energiewende (Abb. 4). „Ammoniak stellt eine gute Möglichkeit zur Speicherung und zum Transport grüner Energie dar. Zum einen ist er leicht verflüssigbar (8 bar bei Raumtemperatur oder -33 °C bei Atmosphärendruck) und trägt dabei eine hohe volumetrische Energiedichte. Zum anderen hat die Chemie- und Agrarindustrie bereits langjährige Erfahrung im Umgang mit Ammoniak“, führt Dr. Angela Kruth vom Leibniz-Institut für Plasmaforschung und -technologie in Greifswald aus. Sie ist die zuständige Koordinatorin des TransHyDE-Projekts CAMPFIRE und auch die Sprecherin des seit 2019 bestehenden Partner-Bündnisses, welches im Rahmen des BMBF-Programms „WIR! Wandel durch Innovation in der Region“ entstanden ist.

Insgesamt verfolgt das Projekt dabei mehrere Ziele: die Technologieentwicklung für eine dezentrale Produktion von Ammoniak aus erneuerbaren Energien, den Einsatz von grünem Ammoniak als emissionsfreiem Antrieb von Binnenschiffen, die Entwicklung eines sogenannten „Zero-Emission“-Antriebs und der dazugehörigen Betankungsinfrastruktur.

Um die auf fossilen Energien beruhende industrielle Produktion von Ammoniak auf erneuerbare Energien umzustellen, entwickelt CAMPFIRE lastflexible Haber-Bosch-Verfahren. Das

TransHyDE-Projekt erforscht ebenfalls die Nutzung von Ammoniak in Gasturbinen und die Verstromung in Feststoffoxidd Brennstoffzellen (Solid Oxide Fuel Cell, kurz: SOFC) für den Schiffsantrieb sowie passende Betankungsanlagen: „Für Wasserstoff-Kunden werden Ammoniak-betriebene multimodale Tankstellen mit angepassten Ammoniak-Reformierern und Wasserstoff-Feinstreinigungsmodulen entwickelt. Unser Projekt unterstreicht damit seinen ganzheitlichen Ansatz entlang der Ammoniak-Wertschöpfungskette“, erklärt Dr. Kruth.

Außerdem setzt sich das TransHyDE-Projekt mit der stationären Anwendung von grünem Ammoniak in motorischen Blockheizkraftwerken (BHKWs) auseinander. Hier möchte CAMPFIRE den Verbrennungsprozess der BHKW-Gasmotoren auf einen Hybridantrieb mit Ammoniak-Reformierung anpassen.

Die wissenschaftliche Basis zur Reformierung des Ammoniaks zu Wasserstoff wird in dem TransHyDE-Projekt AmmoRef erarbeitet. Denn für den Prozess gibt es bisher keine effiziente großindustriell einsetzbare Technologie. Wo dabei die Herausforderungen liegen, beschreibt Dr. Saskia Heumann vom Max-Planck-Institut für Chemische Energiekonversion in Mülheim an der Ruhr und Projektkoordinatorin: „Eine effiziente Reformierung funktioniert nur mit hochaktiven Katalysatoren, die stabil und kostengünstig ohne Edelmetalle arbeiten. Diese entwickeln und untersuchen wir in AmmoRef. Eine zentrale Funktion übernimmt dabei die Nitridforschung, in der die N-H-Bindungsverhältnisse untersucht werden. Zusätzlich werden robuste Reaktoren mit hoher spezifischer Um-



Abb. 4: CAMPFIRE-Technologieentwicklung für das zukünftige globale Green Ammonia Ecosystem

Quelle: CAMPFIRE Open Innovation Lab - Leibniz Institut für Plasmaforschung und Technologie



Abb. 5: Visualisierung des möglichen LOHC-Umschlags am Helgolandkai mit einem Tankschiff

satzleistung und einer hochgradigen stofflichen Trennung konzipiert, um so Wasserstoffreinheiten von mindestens 99,9 Prozent zu erreichen.“ Im TransHyDE-Projekt werden für verschiedene Anwendungsbereiche parallel Katalysatoren und Reaktoren sowohl für eine Niederdruck- als auch eine Hochdruckreformierung (> 30 bar) entwickelt und optimiert. Die Reaktoren werden bis in den Technikums-Maßstab skaliert und sollen in bestehende Industriestandorte integriert werden.

LOHC als chemische Pfandflasche

Als weitere Option zum Transport und zur Speicherung von Wasserstoff dienen LOHCs. Dabei handelt es sich um ölartige Träger auf Kohlenwasserstoffbasis, die Wasserstoff chemisch binden können – und dies ohne z. B. Boil-off-Verluste. Die Trägeröle verhalten sich wie herkömmliche Kraftstoffe, sodass die bestehende Infrastruktur genutzt werden kann.

„Im TransHyDE-Projekt Helgoland kommt das Thermalöl Benzyltoluol zum Einsatz, das auch in mit Wasserstoff beladener Form mit einem Flammpunkt von 130 °C schwer entzündlich und nicht explosiv ist. Die Handhabung, Speicherung und der Transport sind unter Umgebungsbedingungen einfach,

sicher und flexibel. Zudem kann es mehrere hundert Male wiederverwendet werden. LOHC ist wie eine chemische Pfandflasche“, fasst Christoph Tewis, Geschäftsführer von Tewis Projektmanagement und Koordinator des TransHyDE-Projekts Helgoland, die Vorteile zusammen (Abb. 5).

Ziel des Projektes ist es, eine Gesamtwertschöpfungskette auf Basis von LOHC zwischen Helgoland und dem Festland zu erforschen und zu entwickeln. Dazu gehört eine Hydrieranlage auf Helgoland, die offshore erzeugten grünen Wasserstoff an LOHC bindet. Die bei der Hydrierung entstehende Abwärme soll dabei im Helgoländer Fernwärmenetz genutzt werden und trägt so zur Dekarbonisierung der Inselwärmeversorgung bei. Das mit Wasserstoff beladene LOHC wird dann per Schiff ans Festland transportiert. Hier findet die Dehydrierung des LOHC statt, um den Verbrauchern vor Ort Wasserstoff zur Verfügung zu stellen. „Um die Effizienz weiter zu optimieren, wird vor allem an dem bei der Dehydrierung erforderlichen Wärmebedarf gearbeitet“, sagt Tewis.

Gemeinsamer Beitrag zur Energiewende

Durch die Vernetzung und enge Zusammenarbeit aller neun TransHyDE-Pro-

jekte wird eine technologieoffene Forschung und praktische Umsetzung der vier Wasserstoff-Transport- und Infrastrukturen ermöglicht. Gemeinsam mit den anderen zwei Wasserstoff-Leitprojekten des BMBF, H₂Giga und H₂Mare, die die Serienfertigung großskaliger Elektrolyseure sowie die Offshore-Erzeugung von grünem Wasserstoff erforschen und demonstrieren, bildet TransHyDE die gesamte Wasserstoff-Wertschöpfungskette ab. Damit adressieren die drei Leitprojekte technologische Hemmnisse einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland und leisten wichtige Beiträge zum Gelingen der Energiewende. ■

Die Autoren

Der Artikel ist ein Gemeinschaftswerk der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der TransHyDE-Geschäftsstelle.

Kontakt:
Geschäftsstelle Wasserstoff-Leitprojekt
TransHyDE
Kommunikation und Koordination
E-Mail: koordination@transhyde.de
Internet: www.wasserstoff-leitprojekte.de

Energieeffiziente Gasdruckregelanlagen mit paralleler Produktion von LNG oder Wasserstoff

Ausgabe 11/2022

Stark steigende Preise und knappe Rohstoffe machen es heute in der Energiewirtschaft notwendiger denn je, die Energieeffizienz von Anlagen und Infrastrukturen unter die Lupe zu nehmen und ggf. Einspar- und Synergieeffekte zu nutzen. Vor diesem Hintergrund stellt der vorliegende Beitrag ein Konzept vor, wie in bestehenden Gasdruckregelanlagen parallel (Bio-)LNG bzw. Wasserstoff hergestellt werden kann.

von: Dr.-Ing. Steffen Päßler (ONTRAS Gastransport GmbH) & Brahim Hamid Oudjana (Bremen)

In Zeiten stark steigender Energiepreise und ambitionierter Dekarbonisierungsziele der Politik ist es einsichtig, dass auch die bestehende Technologie immer wieder hinterfragt werden muss. Bei Gasdruckregelanlagen (GDRA) sind in diesem Zusammenhang zwei wesentliche Stoßrichtungen erkennbar: Einerseits versteht es sich von selbst, die Energieeffizienz bestehender Anlagen immer weiter zu optimieren und zukünftige Anlagen so effizient wie möglich zu planen. Andererseits wurden in den letzten Jahren Konzepte entwickelt, wie sich durch Synergieeffekte parallel dazu weitere Produkte für andere Sektoren herstellen lassen, insbesondere LNG (liquefied natural gas) für den Schwerlastverkehr. Dies muss nicht zwingend den Gesamtenergieverbrauch der Anlage reduzieren, senkt aber durch die Auskopplung von Produktionsprozessen den spezifischen Energieverbrauch und damit den CO₂-Fußabdruck des einzelnen Produktes. Ein weiterer Vorteil dieser Herangehensweise ist eine verbesserte Wirtschaftlichkeit.

Stand der Technik

Im Bereich der Gasdruckregelung ist es Stand der Technik, das Erdgas vorzuwärmen, um der durch den Joule-Thompson-Effekt (JTE) verursachten Temperaturabsenkung entgegenzuwirken. Die Optimierungspotenziale der heute genutzten Gaskessel und Wasserkreisläufe sind im Wesentlichen ausgereizt. Und auch aus wissenschaftlicher Sicht wäre es wenig zielführend,

die vor Ort nutzbare Energie (Brenngas) in ein System zu stecken, um dadurch andere nutzbare Energie (Druckunterschied einer GDRA) zu kompensieren.

Aus diesem Grund wurden in der Vergangenheit immer wieder Entspannungsturbinen zur Gasdruckregelung vorgeschlagen und entwickelt. Vor der Entflechtung der Energiekonzerne verhinderten jedoch hohe Investitions- und Wartungskosten den flächendeckenden Einsatz. Seit Beginn der Regulierung sind Energieeinspeisungen der Netzbetreiber in das öffentliche Netz seitens der Bundesnetzagentur untersagt, wodurch die Technologie nur noch ein Nischendasein fristet. Auch die derzeit bestehenden politischen Unsicherheiten tragen ein Übriges dazu bei, mögliche Investoren für solche Lösungen abzuschrecken.

Völlig losgelöst von Themen der Regulierung und Energieeffizienz wurden von verschiedenen Akteuren Vorschläge für die verstärkte Nutzung von LNG erarbeitet. Hierzu wurden z. B. seitens des DVGW mehrere Forschungsberichte veröffentlicht, in denen aufgezeigt wird, dass die netzgebundene Erzeugung von LNG auch die Verflüssigung von Biogas erlaubt und damit eine Möglichkeit bietet, mit Bio-LNG den Schwerlastverkehr zu dekarbonisieren.

Wird Methan aus dem Netz bzw. aus Biogasanlagen zu LNG verflüssigt, wird üblicherweise das Linde-Verfahren oder das umgekehrte Bray-

¹ Berechnet mit 401 g CO₂/kWh Strommix (2019) und Brennwert von 14 kWh/kg

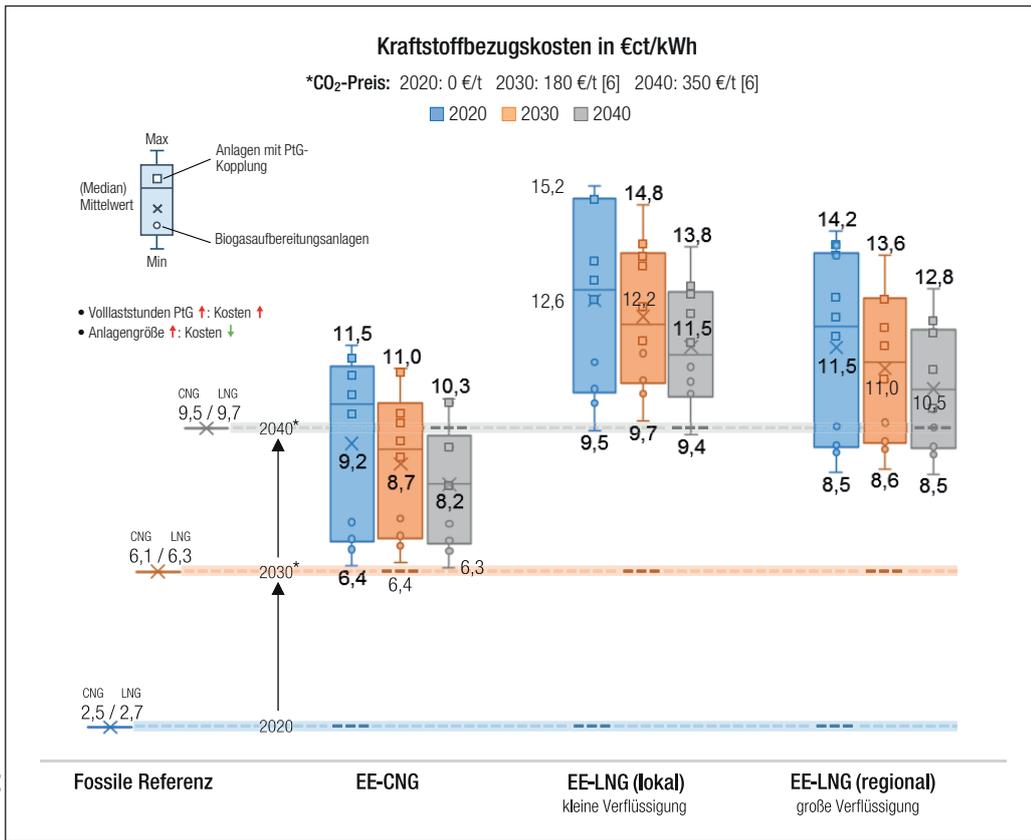


Abb. 1: Kraftstoffbezugs-kosten für verschiedene Anlagentypen mit zukünftigem Entwicklungspfad

ton-Verfahren eingesetzt. Beide Verfahren benötigen enorme externe Energie. Der DVGW gibt einen Wert von 15 bis 17 g CO₂ pro Kilowattstunde (CO₂/kWh) [1] an, was externen Stromkosten von ca. 0,6 kWh pro kg LNG¹ entspricht. Dieser Wert von 0,6 kWh/kg wurde im Rahmen einer Machbarkeitsstudie von verschiedenen Herstellern von Verflüssigungsanlagen bestätigt. Aufgrund dieses Energieeinsatzes, der hohen Investitionskosten und der vergleichsweise kleinen Mengen ist die Kleinverflüssigung, insbesondere von Biogas am Netz, derzeit nicht

wirtschaftlich; dies verdeutlicht auch die **Abbildung 1**.

Während die Bezugskosten von fossilem LNG im Jahre 2020 mit 2,7 Cent pro Kilowattstunde (ct/kWh) angegeben werden, ist damit zu rechnen, dass mit einer steigenden CO₂-Steuer dieser Preis auf 6,3 ct/kWh (2030) und später auf 9,7 ct/kWh (2040) steigt. Eine große regionale Verflüssigung zu Bio-LNG könnte unter diesen Annahmen erst im Jahre 2040 konkurrenzfähig arbeiten.

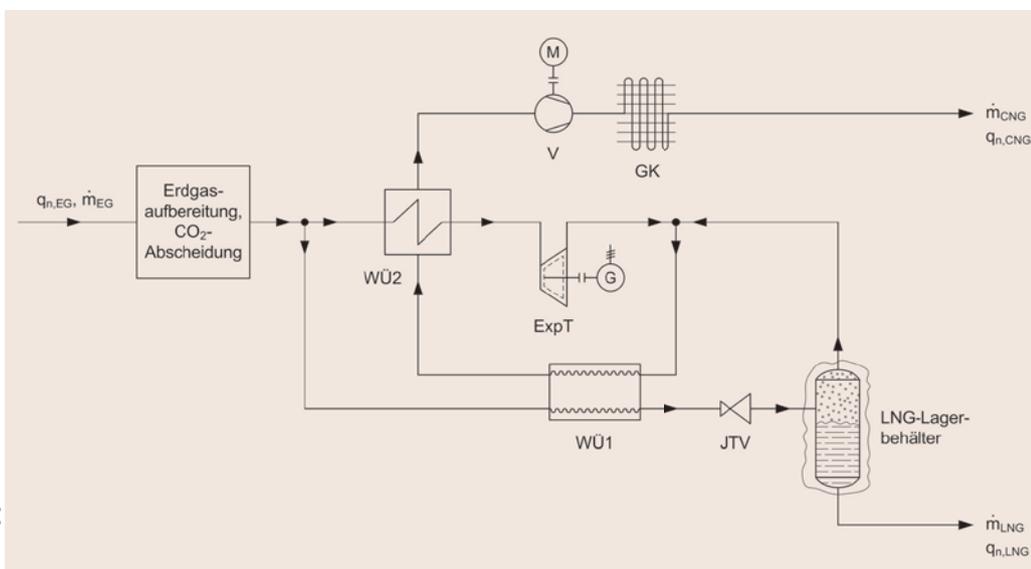
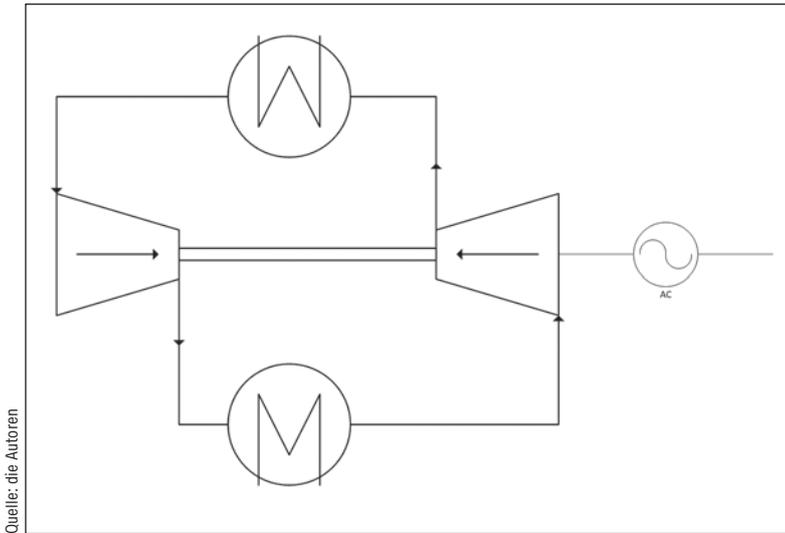


Abb. 2: Kombinierte Gasdruckregelanlage mit LNG-Erzeugung



Quelle: die Autoren

Abb. 3: Umgekehrter Brayton-Zyklus zur Kühlung

Konzepte für effiziente Gasdruckregelanlagen mit paralleler Produktion von LNG oder Wasserstoff

In Mischner et al. [2] werden einige Vorschläge für die Kombination von Gasdruckregelanlagen mit paralleler LNG-Erzeugung gemacht. Dabei wird die durch den JTE entstehende Kälte per Wärmeübertrager zur Vorkühlung des LNG-Gasstroms bzw. die rückgewonnene Wärme für die Vorwärmung der Gasdruckregelung genutzt (Abb. 2).

Am Ende wird der unter hohen Druck stehende, vorgekühlte LNG-Teil entspannt, sodass an einem Joule-Thompson-Valve das Gas in die Flüssigphase übergeht. Vorteil dieses Verfahrens

ist eine energetisch sehr effiziente Produktion von LNG. Nachteilig ist, dass dieser Prozess immer nur bis zur Phasengrenze funktioniert. Das bedeutet, dass in der Praxis immer Boil-off-Gas entsteht und das LNG sich in der Folge schwieriger lagern lässt, weil es immer kurz vor der Regasifizierung steht.

Diverse Hersteller von Verflüssigungsanlagen bevorzugen deshalb das Prinzip der „Cold Box“ unter Einsatz des umgekehrten Brayton-Verfahrens (Abb. 3), wo dem Methan in einem Kreisprozess kontinuierlich Wärme entzogen wird. Mit diesem Verfahren ist eine bessere Prozessführung und die Kühlung des Gases unter die Verflüssigungstemperatur möglich, parallel dazu werden Lager- und Transportfähigkeit verbessert.

Auch dieses Verfahren kann mit einer Gasdruckregelung kombiniert werden, was den spezifischen Energieverbrauch signifikant senkt. Dabei wird der Strom aus der Entspannungsturbine der Cold Box zugeführt, während deren Abwärme zur Vorwärmung der Entspannungsturbine genutzt wird. Dies entspricht im Wesentlichen dem Fließschema in Abbildung 2.

Statt einen LNG-Abkühlungsprozess mit einer Cold Box zu betreiben, kann der (preisgünstige) Turbinenstrom aber auch genutzt werden, um (statt LNG) mittels eines Elektrolyseurs Wasserstoff herzustellen. Dabei wird die Abwärme der Elektrolyseure genutzt, um das Gas vor der

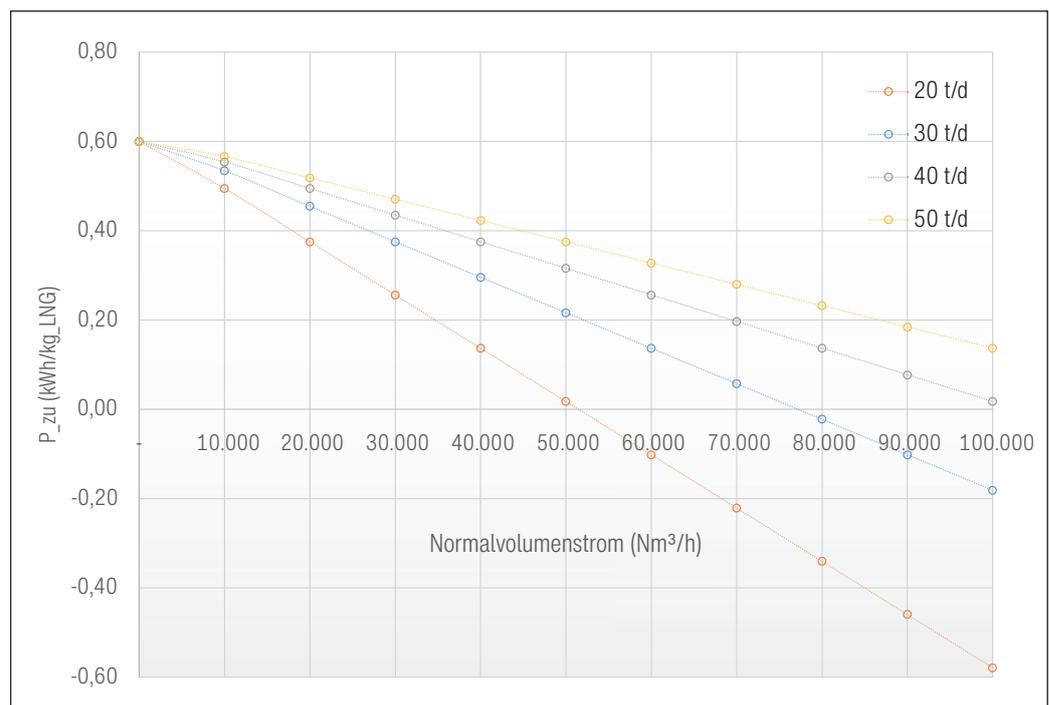


Abb. 4: Zusätzlicher Strombedarf einer kombinierten GDRA mit LNG-Produktion

Quelle: die Autoren

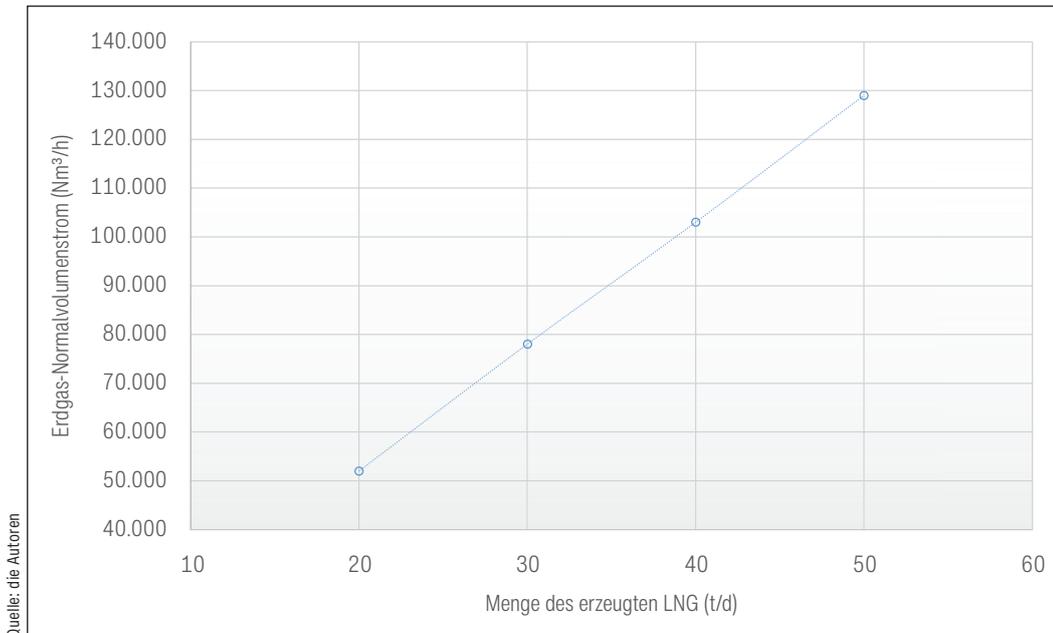


Abb. 5: Notwendige Überschleusung einer GDRA für eine energieneutrale LNG-Produktion

Turbine vorzuwärmen. Wie bereits oben erwähnt, verbrauchen diese Verfahren gegenüber dem Stand der Technik deutlich weniger externe Energie, was sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt.

Überlegungen zur energetisch-wirtschaftlichen Auslegung

Die hier vorgestellten Konzepte sind im Prinzip weitgehend von den Massenströmen unabhängig. Das bedeutet, dass z. B. mit einer hohen Turbinenleistung (Durchsatz der GDRA) und kleinen LNG- bzw. H₂-Mengen das Produkt faktisch energieneutral (0 kWh/kg LNG bzw. H₂) hergestellt werden kann. Ist der Durchsatz der GDRA kleiner (z. B. Sommerbetrieb) oder soll mehr produziert werden, dann muss externer Strom aus dem Netz zugeführt werden (Abb. 4).

Im Beispiel der Abbildung 4 (GDRA mit 100.000 Nm³/h Durchsatz, Eingangsdruck 50 bar, Ausgangsdruck 25 bar) würde eine GDRA mit einer Überschleusung von 100.000 Nm³/h Erdgas so viel Strom erzeugen, dass bis zu 40 t LNG pro Tag energieneutral hergestellt werden könnten. Andersherum kann berechnet werden, wie viel

Überschleusung der GDRA notwendig ist, um eine gewünschte Menge LNG energieneutral herstellen zu können (Abb. 5).

Da die Komponenten zur LNG-Erzeugung und -lagerung sehr kostenintensiv sind und ggf. Abnahmeverpflichtungen existieren, kann es im Sinne der Stückkosten (Euro pro kg) und der Markterschließung durchaus sinnvoll sein, mehr LNG zu produzieren und dafür energetische Effizienzeinbußen in Kauf zu nehmen. Für einen berechneten Fall hat sich ein externer Gesamtstrombedarf von 0,2 bis 0,3 kWh/kg LNG als praktikabler Kompromiss herausgestellt. Dies liegt deutlich unter dem Benchmark von 0,6 kWh/kg LNG (vgl. Abschnitt „Stand der Technik“) und würde eine spezifische CO₂-Emission von 5,7 bzw. 8,6 g CO₂/kWh Strom (vgl. Abschnitt „Stand der Technik“: 15–17 g CO₂/kWh) bedeuten. Hierbei ist jedoch zu anmerken, dass dieser Wert keinerlei Allgemeingültigkeit besitzt und immer am konkreten Projekt, insbesondere anhand der Massenströme bzw. der Kundenanforderungen, optimiert werden muss.

Werden diese Ergebnisse auf die Angaben von Heneka et al. [3] bezogen, so sind mit dem vor-

Risikomanagement & Versorgungssicherheit

für Netze und Anlagen

www.3sconsult.de — Kompetente Beratung und exzellente Software seit mehr als 35 Jahren.

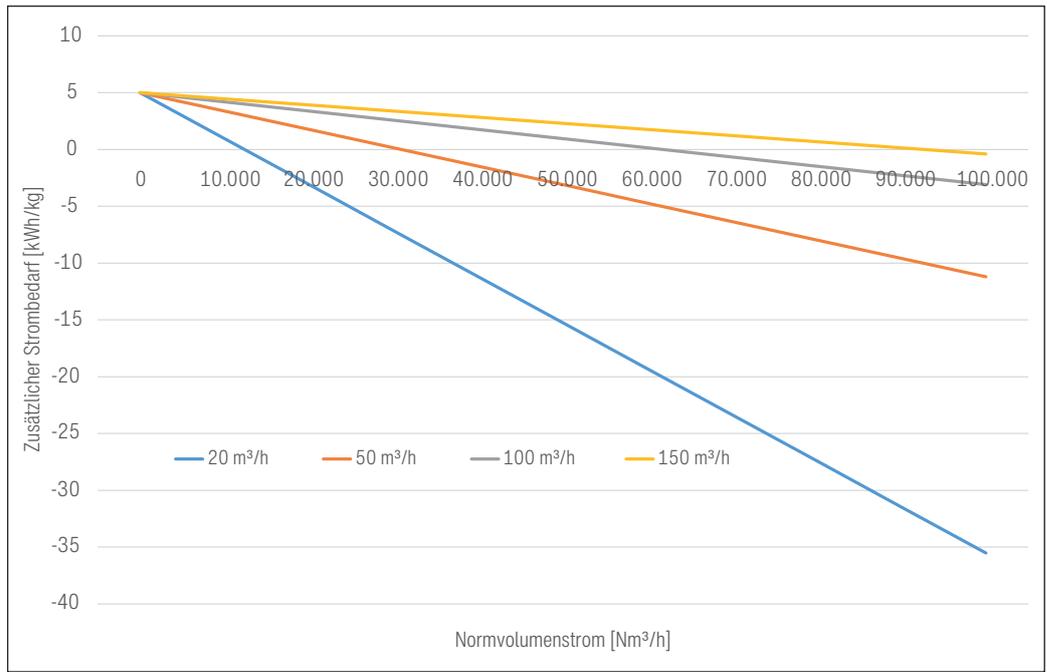


Abb. 6: Zusätzlicher Strombedarf einer kombinierten GDRA mit H₂-Erzeugung

Quelle: die Autoren

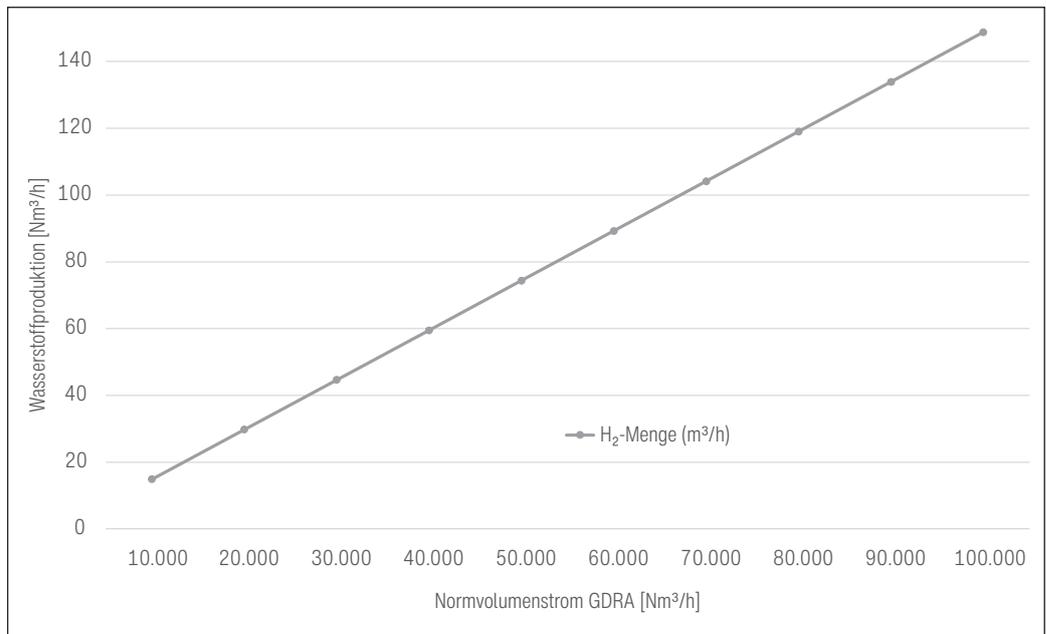


Abb. 7: Notwendige Überschleusung einer GDRA für eine energieneutrale H₂-Produktion

Quelle: die Autoren

gestellten Konzept Kraftstoffbezugskosten von 3 bis 5 ct/kWh LNG erreichbar.² Im Sinne der Wirtschaftlichkeit des vorgestellten Konzeptes bedeutet das, dass Bio-LNG schon heute (Preise Stand 2022) und konventionelles LNG bei entsprechenden Überschleusungen ein konkurrenzfähiges Produkt darstellt.

In Bezug auf die Variante mit einer Wasserstoffproduktion bleibt festzuhalten, dass zwar die Investitionskosten im Vergleich zur LNG-Auskopplung günstiger sind (im Wesentlichen die Entspannungsturbine), jedoch bestenfalls eine

separate Wasserstoffleitung in der Nähe sein muss oder zu prüfen ist, ob die Zumischung zum Erdgas im Netz dann wirtschaftlich noch tragbar ist. Für die Berechnung wurde ein Strombedarf für die Elektrolyse von 5 kWh/kg H₂ angenommen. Wie bei den Ergebnissen weiter oben zeigt **Abbildung 6**, dass mit größer werdender Überschleusung der GDRA der externe Strombedarf sinkt.

Ist es das Ziel, Wasserstoff ohne externe Stromzufuhr herzustellen, dann zeigt die **Abbildung 7**, wie viel Überschleusung von Erdgas notwendig ist, um energieneutral H₂ herzustellen.

² Bei der Berechnung wurden Verflüssigungskosten von 2 bis 3 ct/kWh zu Grunde gelegt.

Wird keine externe Stromzufuhr unterstellt, dann sind mit diesem Konzept Wasserstoff-Gestehungskosten von grob geschätzt 10 ct/kWh H₂ erreichbar.³

Auch für den Betreiber der Regelanlage ergeben sich signifikante Vorteile: Er spart einerseits das Brenngas für seine GDRA zu 100 Prozent ein, braucht keine CO₂-Steuer zu zahlen (da keine Emissionen entstehen) und kann einen Teil des Stroms zu Betrieb der GDRA abzweigen. Andererseits verknüpft er die Wasserstoffproduktion mit seiner bestehenden Infrastruktur, was dem Bestandsnetz strategische Vorteile gibt.

Regulatorische Fragestellungen

Das EU-Energiebinnenmarktpaket fordert die Entflechtung der Produktion, des Transportes und des Handels von Energie. So ist es einem Betreiber von

Energienetzen (ITO) seitens der Bundesnetzagentur untersagt, überschüssige Energie ins öffentliche Netz einzuspeisen und zu vermarkten.

Die Bundesnetzagentur weist darauf hin, dass dieses Problem durch Contracting gelöst werden könne. Viele Betreiber scheuen sich jedoch davor, Fremdfirmen Zugang zu ihren Anlagen zu gewähren bzw. Teile der Gasanlage durch Dritte betreiben zu lassen (u. a. aufgrund von rechtlichen Fragen zu Anlagenverantwortung, zur Vertragsgestaltung etc.). Zudem ist es wünschenswert (und im Gasbereich sogar zwingend erforderlich), dass der Contractor entsprechende Zertifikate des DVGW-Regelwerks, insbesondere eine TSM-Zertifizierung, besitzt.

Lässt sich diese Hürde überspringen, so erwirbt und betreibt der Contractor eine

Energieerzeugungsanlage (hier: eine Entspannungsturbine), was dem Gasnetzbetreiber signifikante Investitions- und Wartungskosten einspart und ggf. auch Emissionen vermeidet. Der Kunde seinerseits nutzt die dabei entstehende Kälte bzw. den Strom, um seine LNG- bzw. Wasserstoffherzeugung sehr effizient zu betreiben.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die staatlich verordnete Regulatorik wesentliche Potenziale der Energieeffizienz und Sektorkopplung verhindert. Selbst wenn ein Teil des selbst erzeugten Stroms ins öffentliche Netz eingespeist werden könnte, wäre fraglich, ob der Betreiber diesen Strom an einer Stelle wieder aus dem Netz ziehen kann, um wirtschaftliche Vorteile zu erzielen. Weiterhin ist derzeit offen, ob die Verstromung und anschließende Nutzung eines (natürlich entstandenen) Druckgefälles das erzeug-

³ Berechnet mit 5.000 Vollbenutzungsstunden, 100.000 Nm³/h, 150 Nm³/h H₂

Jetzt Qualitätsstandards sichern

Produkte Gas und Wasser



- Typen- und Herstellerübersicht
- Verschiedene Handelsmarken und Vertrieber eines Produktes
- Bestimmungsländer bei EU-Zertifizierungen
- Alle von der DVGW CERT GmbH zertifizierten und überwachten Produkte
- Alle für das Gerät von der DVGW CERT GmbH erteilten Zertifizierungszeichen

Jetzt bestellen unter shop.wvgw.de

Kompetenz:
Energie & Wasser. |

te LNG bzw. den erzeugten Wasserstoff als „grün“ gelten lassen. Falls nicht, was wären diese Produkte sonst? Die Beantwortung dieser Frage hat einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit wie auch auf die öffentliche Akzeptanz der hier vorgestellten, im Grundsatz energie- und umwelt effizient arbeitenden Verfahren.

Gedanken zu den derzeit geplanten LNG-Terminals als Konkurrenz zu dezentralen Verflüssigungsanlagen

Das Geschäftsmodell dezentraler Verflüssigungsanlagen an Pipelines in Deutschland basiert auf den geringeren Transportkosten gegenüber dem Einkauf an LNG-Terminals, da der teure Schiffs-transport entfällt. Bei einem Energieeinsatz von 0,6 kWh/kg für das konventionelle LNG wäre eine LNG-Versorgung ohnehin kaum darstellbar. Auf der anderen Seite gäbe es mit dem hier vorgeschlagenen Konzept bei einem Energieeinsatz von 0,2 kWh/kg LNG eine wirtschaftliche Nische. Werden jetzt in Deutschland LNG-Terminals mit Unterstützung des Staates gebaut und der Einkauf von LNG ggf. subventioniert, gerät das

Geschäftsmodell aufgrund sinkender Kosten für dieses importierte LNG unter Druck.

Anders stellt sich die Wirtschaftlichkeitsberechnung bei der Verflüssigung von Biogas zu Bio-LNG dar: Hier lassen sich durch den Treibhausgas-Quotenhandel sowie entfallende CO₂-Abgaben weitere Einkünfte generieren. Weiterhin ist es mit grünen LNG möglich, ein einzigartiges, marktfähiges und CO₂-neutrales Produkt für den LKW-Mobilitätsmarkt anzubieten. Aus diesem Grund gehen die Autoren davon aus, dass trotz entstehender deutscher LNG-Terminals in Zukunft immer noch die Möglichkeit besteht, Biogas im Binnenland wirtschaftlich zu verflüssigen.

Auch der Krieg Russlands gegen die Ukraine mit seinen teils gravierenden Folgen ändert an dieser Einschätzung nichts. Im Gegenteil, die Verknappung von Gasmengen sowie der verstärkte Import von LNG führt zu signifikant höheren Preisen für Erdgas. Dies erhöht nicht nur die Konkurrenzfähigkeit von Biogas als Ganzes, sondern stützt durch die parallel stark ansteigenden Transportkosten auch das Konzept der dezentralen Verflüssigung.

Selbst für den Fall, dass zukünftig durch eine Entspannung der außenpolitischen Lage und aus wirtschaftlichen Überlegungen wieder (zumindest teilweise) billigeres Pipelinegas zur Verfügung stehen sollte, ändert das aus Sicht der Autoren an der positiven Einschätzung der dezentralen Verflüssigung nichts. Mit wieder billigem Pipelinegas im Wärmemarkt bietet sich der LKW-Mobilitätsmarkt an, wo selbst konventionelles LNG einen signifikanten Beitrag zur CO₂-Reduktion leisten kann. Dies könnte zu einem Durchbruch der LNG-Schwerlastmobilität führen. Die Autoren gehen davon aus, dass CO₂-neutrales Bio-LNG in diesem Fall von einem flächendeckenden Ausbau der LNG-Tankstelleninfrastruktur profitieren würde.

Auch die Variante der vorgeschlagenen Wasserstoffproduktion profitiert von dieser Entwicklung: Die steigenden Energiepreise verbessern einerseits die Wirtschaftlichkeit des Wasserstoffs als Energieträger. Selbst wenn durch politische Entspannung wieder verstärkt billiges Pipelinegas den Wärmemarkt dominiert, dann ist durch die Erfahrung dieses Jahres kaum anzunehmen, dass die jetzt eingeleitete Umstellung auf Wasserstoff wieder gestoppt wird (u. a. auch aus Sicht der Diversifizierung der Energiequellen).

DIE DERZEITIGEN POLITISCHEN ENTWICKLUNGEN SPRECHEN FÜR EINE DEZENTRALE ERZEUGUNG VON BIO-LNG BZW. WASSERSTOFF.

Zusammenfassung

Die in diesem Beitrag vorstellten Konzepte einer kombinierten Gasdruckreglung bei paralleler Erzeugung von (Bio-)LNG und Wasserstoff zeigen für den Netzbetreiber wie auch für den Contractor signifikante Synergieeffekte. Die Einsparungen können ein wesentlicher Beitrag sein, um LNG und Wasserstoff preisgünstiger herzustellen, die Marktdurchdringung zu verbessern und CO₂ einzusparen.

Die Autoren sind der Meinung, dass auch die derzeitigen politischen Entwicklungen eher für das Konzept einer dezentralen Erzeugung von Bio-LNG bzw. Wasserstoff sprechen. Der DVGW kann diese Entwicklung vorantreiben, indem mögliche Kontraktoren TSM-zertifiziert werden oder alternativ die Regulatorik dahingehend verändert wird, dass erzeugter Strom eingespeist, aber bilanziell komplett selber verbraucht wird. Dies würde den Grundgedanken der EU-Binnenmarktverordnung weiter entsprechen, unterstützt aber die Versorger bei ihren Bemühungen zur CO₂-Neutralität. ■

Literatur

- [1] Potentialanalyse LNG – Einsatz von LNG in der Mobilität, Schwerpunkte und Handlungsempfehlungen für die technische Umsetzung, Studie G 7-01-15, DVGW, 2016.
- [2] Mischner, J., Tesch, S., Päßler, S.: Konzepte für Erdgasverflüssigungsanlagen an Netzknotenpunkten mit Gasdruckminderung, in: gwf Gas + Energie Ausgabe 1/2021, S. 38–53.
- [3] Heneka, M., Köppel, W., Graf, F.: Roadmap für die kurzfristige Umsetzung des Greenings von LNG und CNG, in: DVGW energie | wasser-praxis, Ausgabe 8/2021, S. 50–55.

Die Autoren

Dr.-Ing. Steffen Päßler ist Leiter Netzbetrieb Region Mitte bei der ONTRAS Gastransport GmbH und Mitglied im Forschungsbeirat Gas des DVGW.

Brahim Hamid Oudjana ist Masterabsolvent der Hochschule Bremerhaven.

Kontakt:

Dr.-Ing. Steffen Päßler
ONTRAS Gastransport GmbH
Knoblaucher Chaussee | 14669 Ketzin
Tel.: 0341 27111-6620
E-Mail: steffen.paessler@ontras.com
Internet: www.ontras.com

berufswelten-energie-wasser.de

Wir säen, Sie ernten!

Profitieren Sie von unserer Reichweite: Präsentieren Sie Ihr Unternehmen als attraktiver Arbeitgeber und nutzen Sie unser branchenspezifisches Stellenportal für Ihr Recruiting!

Berufswelten
Energie & Wasser

Erster Untertage-Wasserstoffspeicher bei Rüdersdorf im Bau

Ausgabe 12/2022

Im Rahmen der Energiewende wird es nicht nur erforderlich sein, **grünen Wasserstoff aus erneuerbaren Energien zu erzeugen, sondern diesen im Nachgang auch zu speichern**. Das Projekt HyCAVmobil untersucht in diesem Zusammenhang im brandenburgischen Rüdersdorf, ob sich Wasserstoff in Kavernenspeichern einspeisen und speichern lässt. Der Beitrag stellt das Forschungsvorhaben vor **und gibt u. a. einen Überblick über die bislang erreichten Meilensteine**.

von: Paul Schneider (EWE Gasspeicher GmbH)

Grüner Wasserstoff ist ein wichtiges Element auf dem Weg zur Klimaneutralität und hin zu mehr Unabhängigkeit. Wie wichtig eine klimaneutrale Energieerzeugung und -nutzung und damit eine schrittweise Abkehr von fossilen Rohstoffen ist, machen die aktuellen Entwicklungen im Energiemarkt mehr als deutlich. Der Energiedienstleister EWE bringt daher auch den Markteintritt von grünem Wasserstoff voran – denn in einem System, das von einer Stromerzeugung aus Wind und Sonne dominiert wird, ist neben der räumlichen Verteilung auch die zeitliche Verteilung großer Energiemengen erforderlich. Dies kann dem Unternehmen zufolge nur über grüne Gase realisiert werden. Entlang der gesamten Wert-

schöpfungskette plant EWE daher gemeinsam mit Partnern Projekte oder setzt diese bereits um – von der bedarfsgerechten Erzeugung über den Transport bis hin zur Speicherung und zur Nutzung von grünem Wasserstoff in Industrie und im Schwerlastverkehr. Eines dieser Projekte ist HyCAVmobil – ein Forschungsprojekt, das sich mit der Speicherung von Wasserstoff am Erdgasspeicherstandort im brandenburgischen Rüdersdorf beschäftigt.

Mit dem Vorhaben will EWE nachweisen, dass Wasserstoff in Hohlräumen unter der Erde sicher gelagert werden kann und nach der Entnahme aus dem Speicher eine entsprechende Qualität für zukünftige Anwendungen hat. Denn das ist

Abb. 1: In einem 250 Mio. Jahre alten Salzstock unter Rüdersdorf baut der Energiedienstleister EWE in 1.000 m Tiefe eine Wasserstoff-Testkaverne.



Quelle: EWE/C3 Visual Lab

ein wichtiger Schritt für die Übertragbarkeit auf große Kavernenspeicher. Das Forschungsprojekt bildet eine wichtige Basis, um aus erneuerbaren Energien erzeugten Wasserstoff in großen Mengen speicherfähig und bedarfsgerecht nutzbar zu machen und die gesteckten Klimaziele zu erreichen. Allein EWE verfügt mit seinen 37 Salzkavernen über rund 15 Prozent aller deutschen Kavernenspeicher, die sich perspektivisch zur Speicherung von Wasserstoff eignen könnten.

Meilenstein Nr. 1: Rohr-in-Rohr-System verbaut

In Rüdersdorf baut EWE seit über einem Jahr in rund 1.000 m Tiefe einen Kavernenspeicher im Salzgestein, um erstmalig 100 Prozent Wasserstoff einzulagern. Die Steinsalzschiefer unter dem Speichergelände, in dem es bereits zwei große Kavernenspeicher gibt, beginnt in ca. 600 m Tiefe und reicht bis zu 3.200 m unter die Erdoberfläche. Das Salz stammt aus einem Meer, das es in Rüdersdorf vor 250 Mio. Jahren gab. Insgesamt 500 m³ Volumen wird die Testkaverne haben, das entspricht in etwa den Dimensionen eines Einfamilienhauses. Einen ersten Meilenstein hat das Unternehmen Ende 2021 bereits

erreicht: mit dem Einbau und der Zementierung von 160 Stahlrohren bis in 1.000 m Tiefe. Damit hat der Energiedienstleister die Grundlage dafür gelegt, dass die geplante kleine Testkaverne im Salzstock hergestellt werden kann. Dafür hat EWE ein Rohr-in-Rohr-System verbaut, eine sogenannte Doppelrohtour. Um das innere Rohr für die Materialtests nutzen zu können, hat EWE gemeinsam mit seinem Dienstleister UGS aus Mittenwalde ein flexibles System entwickelt. Es dient dazu, das innere Rohr wieder ausbauen und für Tests nutzen zu können, ohne das Material zu zerstören. Diese Tests sind vor allem für zukünftige, langfristige Anwendungen wichtig, denn bei der großtechnischen Wasserstoffspeicherung muss den zuständigen Behörden nachgewiesen werden, dass der Energieträger sich mit den verbauten Materialien gut verträgt und langfristig sicher ist.

Meilenstein Nr. 2: Dichtheit nachgewiesen

Einen zweiten Meilenstein im Forschungsvorhaben hat EWE Ende September 2022 erreicht: Die zementierte Verbindung zwischen dem eingebauten Rohr-in-Rohr-System und dem Gebirge ist dicht. Für diesen Nachweis wurde

Wasserstoff auf verschiedene Druckstufen verdichtet. Die Testergebnisse haben gezeigt, dass die Bohrung bei den notwendigen Drücken dicht ist. Dieser Nachweis ist eine Voraussetzung für die sichere Speicherung des kleinsten Moleküls Wasserstoff.

Nach dem Dichtheitstest kann jetzt der Hohlraum im unterirdischen Salzstock ausgesolt, Wasserstoff eingeleitet und der eigentliche Wasserstoffspeichertest gestartet werden. Projektziel ist es, neben dem Betrieb der Anlage auch die Qualität des Wasserstoffes nach dem Ausspeichern zu prüfen. Eine Reinheit von nahezu 100 Prozent ist wichtig für zukünftige Anwendungen, vor allem im Mobilitätsbereich.

Nächster Schritt: Solprozess und Forschung für zukünftige Anwendungen

Im November dieses Jahres ist der Solprozess gestartet, der voraussichtlich etwa drei Monate dauern. Anschließend – ab Frühjahr 2023 – will EWE erstmals Wasserstoff einlagern und mit den Qualitätstests beginnen. Wichtig sind diese vor allem wegen der hohen Qualitätsanforderungen in einigen Anwendungsbereichen. Das Unternehmen erhofft



Abb. 2: Zur Vorbereitung auf den Kavernenbau hat EWE insgesamt 160 Stahlrohre bis auf 1.000 m Tiefe verbaut und einzementiert.

Quelle: Andreas Prinz



Quelle: Andreas Prinz

Abb. 3: Rohr-in-Rohr-System: Für die anstehenden Materialtests im Forschungsprojekt „HyCAVmobil“ haben die Ingenieure ein ausgeklügeltes, flexibles System entwickelt.

sich im Laufe des Forschungsvorhabens Erkenntnisse darüber, welchen Reinheitsgrad der Wasserstoff nach dem Ausspeichern aus der Kaverne hat.

Bei dem Projekt kooperiert EWE mit dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR). Das DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme in Oldenburg erforscht und bewertet u. a. die Qualität des Wasserstoffs vor dem Einspeichern und nach der Entnahme aus der Kaverne. Im Anschluss an die Untersuchungen unter kontrollierten Bedingungen im Labor folgen Versuche an der Testkaverne unter realen Bedingungen. Das DLR untersucht dabei sowohl Materialien und Komponenten als auch die Auswirkungen von Betriebsweisen einer exemplarischen obertägigen Anlage hinsichtlich einer Integration in das elektrische Energiesystem in der Region.

Die Betriebsbedingungen in der Kaverne mit Drücken bis zu 170 bar und weitere Umgebungsbedingungen können Einflüsse auf die eingesetzten Materialien haben, beispielsweise Metalle oder Dichtungen. Eine Fragestellung, welche das DLR in diesem Zusammenhang untersucht, ist, ob sich hieraus Stoffe lösen oder Reaktionen auftreten, welche den gespeicherten Wasserstoff verunreinigen. Zunächst wird die Salzkaverne hinsichtlich des Druckes und der Temperatur

unter Wasserstoffatmosphäre in speziellen Reaktoren im Labor nachgebildet, denn unter Laborbedingungen lässt sich die Reinheit des Wasserstoffs vor und nach dem Speichern exakter bestimmen. Bereits Verunreinigungen von äußerst geringen Konzentrationen, die nur mithilfe der Spurengasanalytik nachweisbar sind, können die Brennstoffzelle eines Wasserstofffahrzeugs dauerhaft schädigen. Denkt man an die Umnutzung von Erdgaskavernen, so kann auch beispielsweise im Wasserstoff enthaltenes Methan in geringsten Mengen einen negativen Einfluss haben. In den Hochdrucktestreaktoren des DLR kann in Kombination mit der Gasanalytik die Reaktion vieler Materialien mit Wasserstoff geprüft und unterschiedlichste Verunreinigungen nachgewiesen werden.

Falls der Wasserstoff nach dem Speichern in der Kaverne nicht mehr den hohen Reinheitsanforderungen für die Brennstoffzellenmobilität entspricht, untersucht das Projektteam im Labormaßstab auch verschiedene physikalische Filterverfahren, um die Reinheit des gasförmigen Wasserstoffs wieder herzustellen.

Weitere Fragestellungen sind, welche Anlagen und Regelungen es braucht, um den Wasserstoff unter Druck in die Kaverne ein- und auszuspeisen, und wie erneuerbare Energien den Bedarf trotz ihrer Volatilität dafür abdecken können.



Zudem wäre es auch denkbar, nachhaltigen Wasserstoff direkt vor Ort per Elektrolyse herzustellen und zu speichern. Vor diesem Hintergrund modelliert das DLR die vorgelagerten Hochspannungsnetze in Brandenburg und im speziellen am Kavernenstandort, um diese und weitere Wasserstoffkavernen bestmöglich in das bestehende Energiesystem zu integrieren und ihre technische Verbindung zum Stromnetz sicherzustellen.

Durch detaillierte Stromnetzsimulationen wird evaluiert, wo sich weitere geeignete Standorte zur Wasserstoffherzeugung und -speicherung befinden und wie diese eine nutzbare Flexibilität für das Stromnetz darstellen können. In vielen Fällen wäre auch eine weitere Nutzung als Systemdienstleistung darstellbar. Zudem besteht die Möglichkeit, die Kavernenanlage gezielt einzusetzen, um Netzengpässe zu vermindern.

Übertragbarkeit auf großtechnische Anwendung

Die Erkenntnisse, die die Forschungskaverne liefert, sollen auch auf Kavernen mit einem tausendfachen Volumen übertragbar sein. Ziel ist es, zukünftig Kavernen mit Volumina von 500.000 m³ zur großtechnischen Wasserstoffspeicherung zu nutzen. Damit wäre grüner, aus erneuerbaren Energien erzeugter Wasserstoff

im Terawattstunden-Maßstab speicher- und bedarfsgerecht nutzbar. Wasserstoff würde damit zur unverzichtbaren Komponente, um die gesteckten Klimaziele zu erreichen und um die vier Sektoren Mobilität, Strom, Wärme sowie Industrie zu koppeln.

Das Investitionsvolumen des Projektes beläuft sich auf rund 10 Mio. Euro, 4 Mio. davon sind EWE-eigene Mittel. Die restliche Summe erhalten die Projektpartner im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie als Förderung des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur. ■

Abb. 4: Kavernenplatz im brandenburgischen Rüdersdorf: Wo aktuell nur oberirdische Technik sichtbar ist, baut EWE unterirdisch seinen ersten Wasserstoffspeicher.

Der Autor

Paul Schneider ist Wasserstoffbotschafter und Leiter Stakeholder-Management bei der EWE Gasspeicher GmbH.

Kontakt:

Paul Schneider
EWE Gasspeicher GmbH
Rummelweg 18
26122 Oldenburg
E-Mail: wasserstoff@ewe.de
Internet: www.ewe-gasspeicher.de

Klimafreundlicher Wasserstoff – Ist Deutschland interessant für das zukünftige Exportland Norwegen?

Ausgabe 12/2022

Wasserstoff wird in den nächsten Jahren und Jahrzehnten unverzichtbar sein, um die Klimaschutzziele der Deutschen Bundesregierung fristgerecht zu realisieren. Als Ursprungsort für den Energieträger – sei es nun in Form von grünem oder blauem Wasserstoff – wird dabei Norwegen eine wichtige Rolle spielen: Das skandinavische Land verfügt sowohl über große Quellen an Erdgas und erneuerbaren Energie und liegt zudem geografisch günstig, insbesondere für einen Export in den norddeutschen Raum. Der vorliegende Beitrag untersucht in diesem Zusammenhang, ob Deutschland auch in ökonomischer Hinsicht ein attraktives Zielland für den H₂-Export aus Norwegen darstellt.

von: Kilian Martin, Karsten Frese (beide: Open Grid Europe GmbH) & Prof. Dr. Mark Oelmann (Hochschule Ruhr West)

Deutschland steht vor einer großen Herausforderung, die ambitionierten Klimaziele zu erreichen. Bei der Energiewende fällt der Fokus derzeit verstärkt auf klimafreundliche Gase, nicht zuletzt durch die im letzten Jahr verabschiedete Nationale Wasserstoffstrategie. Es zeigt sich, dass ein Import von Wasserstoff zukünftig notwendig sein wird, um die deutschen Klimaziele zu erreichen [1]. Gleichwohl stellt sich die Frage, ob die Bundesrepublik überhaupt für mögliche Exportländer ein attraktiver Zielmarkt wäre.

Im Rahmen dieses Fachbeitrags soll vor diesem Hintergrund die Attraktivität des deutschen Marktes aus dem Blickwinkel Norwegens beispielhaft untersucht werden. Im März 2022 haben Vizeminister Robert Habeck und der norwegische Ministerpräsident Jonas Gahr Støre eine gemeinsame Stellungnahme zur Zusammenarbeit in Energiefragen, die auch Wasserstoffimporte nach Deutschland einschließen, unterschrieben. Diese Stellungnahme umfasst sowohl grünen als auch blauen¹ Wasserstoff, der bereits früher in höherem Umfang verfügbar sein kann. Der Import aus Norwegen nach Nordwestdeutschland kann zudem kostengünstig und direkt über (bereits vorhandene) Offshore-Pipelines mit einer Länge von

lediglich ca. 650 km erfolgen. Etwaige alternative Wasserstoffproduzenten in Südeuropa oder Nordafrika werden nach Ansicht der Autoren keine Konkurrenz zu norwegischen Importen darstellen. Die Autoren gehen in diesem Zusammenhang davon aus, dass aufgrund des Transportkostenvorteils zunächst Länder/Regionen wie Frankreich oder Süddeutschland beliefert werden würden.

Damit einhergehend lässt sich dann untersuchen, wie interessant der (nordwest-)deutsche Markt für norwegischen Wasserstoffexport ist, wie sich ein norwegischer Markteintritt gestalten könnte und was begleitend zu bedenken wäre.

Norwegisches Angebot von Wasserstoff

Für einen Exporteur wie Norwegen ist – zur Absicherung nötiger Investitionen – vor allem der langfristig erzielbare Preis in Relation zu den eigenen Produktionskosten relevant. Norwegen verfügt sowohl über große Erdgasvorkommen als auch über ein hohes Potenzial an erneuerbaren Energien. Erdgas kann z. B. durch autotherme Reformierung und CO₂-Abscheidung in blauen Wasserstoff umgewandelt werden. Im Rahmen eines umfassenden Gemeinschaftsprojektes mit dem Namen ELE-

GANCY unter der Leitung von SINTEF wurde bereits 2019 eine mögliche Wasserstoffproduktion in Norwegen und ein Export nach Deutschland umfassend untersucht. Die Untersuchung ergab, dass die Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) von blauem Wasserstoff in Norwegen bei rund 1,60 Euro/kg liegen könnten [2]. Zusätzlich zu den LCOH müssen sowohl die Transportkosten als auch ein Margenaufschlag berücksichtigt werden. Für den Wasserstofftransport zwischen Deutschland und Norwegen würde sich, ähnlich wie bei Erdgas, der Transport per Pipeline anbieten. Denkbar wären dabei sowohl dedizierte H₂-Leitungen als auch die Zumischung und spätere Trennung des Wasserstoffes (Deblending). Für den Pipelinetransport von Norwegen bis zu möglichen Abnehmern in einer Startregion kann näherungsweise mit ca. 0,2 Euro/kg H₂ gerechnet werden [3]. Wird die Nutzung einer Deblending-Anlage nötig, kann annähernd mit Kosten in Höhe von ca. 0,50 Euro/kg gerechnet werden [4]. Der mögliche Angebotspreis von norwegischem blauem Wasserstoff in Deutschland würde inklusive eines Margenaufschlags in Höhe von 7 Prozent (angelehnt an die „Refining reference margin“ des Erdgasproduzenten Equinor) [5] bei rund 2,41 Euro/kg H₂ liegen. Für die weiteren

¹ Blauer Wasserstoff wird z. B. mithilfe der Dampfreformierung aus Erdgas hergestellt. Das dabei anfallende CO₂ wird entweder gespeichert oder im weiteren Prozess genutzt und gelangt somit nicht in die Atmosphäre.

Berechnungen der Zahlungsbereitschaft für blauen Wasserstoff wurde eine Abscheiderate von 98 Prozent des CO₂ angenommen [6].

Nachfrage nach Wasserstoff

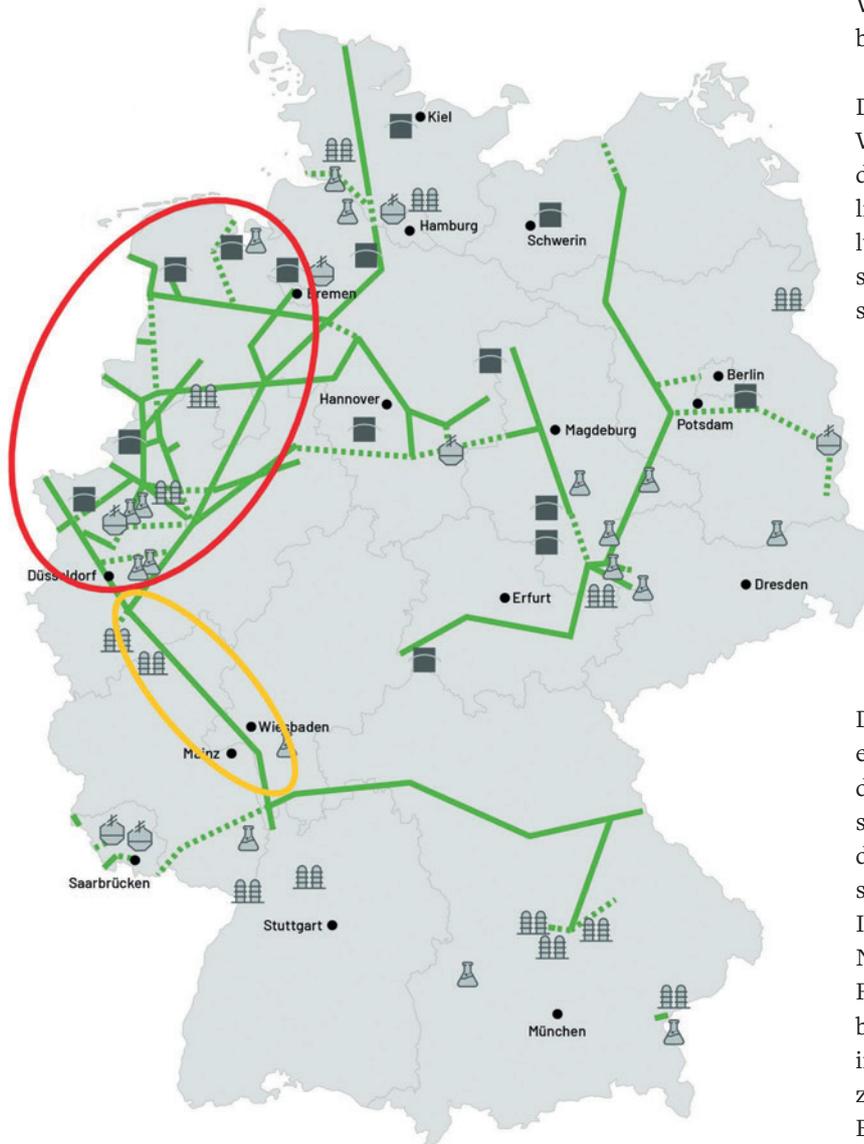
Inwieweit der Angebotspreis norwegischen Wasserstoffs attraktiv für deutsche Kunden sein wird, zeigt sich bei einer Analyse ihrer möglichen Zahlungs-

bereitschaften. Hierzu ist zunächst die Nachfrage genauer zu analysieren. Im Jahr 2021 hat die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. (FNB Gas) die Marktabfrage WEB durchgeführt, in der zukünftige Wasserstoffkunden u. a. konkrete Projekte und deren Wasserstoffbedarf melden konnten. Bei der Abfrage wurden für das Jahr 2050 Wasserstoff-Bedarfe von insgesamt ca. 490 Terawattstunden (TWh) [7]

gemeldet. Die Ergebnisse der WEB decken sich hinsichtlich der zukünftigen Wasserstoffnachfrage weitestgehend mit denen etwa der dena-Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“ [8] und ermöglichen zudem anhand der Projektmeldungen Rückschlüsse auf die geografische Verteilung und auf konkrete Anwendungsfälle bzw. Prozesse. Da es sich in diesem Artikel um den konkreten Fall von norwegischem Wasserstoff handelt, wurde die Nachfragemenge anhand des zukünftigen Wasserstoffnetzes auf eine „Startregion“, im Nordwesten Deutschlands, die mit norwegischem Wasserstoff versorgt werden könnte, begrenzt (Abb. 1).

H₂-Netz 2030

Abb. 1: Angenommene Startregion für den Import norwegischen Wasserstoffs



Verbrauchsschwerpunkte	Speicherung	Wasserstoffnetz 2030
Raffinerien	Kavernenspeicher	Umstellung
Chemie		Neubau
Stahlindustrie		

Quelle: [9]

Da der Einsatz von klimafreundlichem Wasserstoff im Rahmen der Erreichung der deutschen Klimaziele erfolgen soll, liegt es nahe, dass sich auch die Zahlungsbereitschaften hieran orientieren sollten. Daher wird angenommen, dass sich die Zahlungsbereitschaften für die klimaneutrale Eigenschaft des Wasserstoffs anhand der vermiedenen CO₂-Emissionen und dem CO₂-Preis berechnen lassen. Hierzu wurden die vielversprechendsten Anwendungen hinsichtlich der CO₂-Vermeidung untersucht und der Nachfrageuntersuchung auf Basis der WEB-Marktpartnerabfrage gegenübergestellt.

Der Industriesektor stellt perspektivisch einen der größten Nachfragesektoren dar. Neben der energetischen Nutzung spielt hier auch die stoffliche Verwendung eine Rolle, beispielsweise zur Herstellung von Stahl oder von Ammoniak. Im Bereich des Verkehrssektors ist die Nutzung des Energieträgers etwa in Form von Brennstoffzellen-Lkw denkbar. Auch zur Stromerzeugung, vor allem im Bereich von Spitzenlastkraftwerken zur Überbrückung der fluktuierenden Einspeisung von Wind und Fotovoltaik, kann Wasserstoff genutzt werden. Zuletzt kann der Energieträger auch zur Wärmegewinnung in der Industrie oder in Haushalten verbrannt oder z. B. über Brennstoffzellen verstromt und dann in elektrischen Anwendungen wie Wärmepumpen genutzt werden.

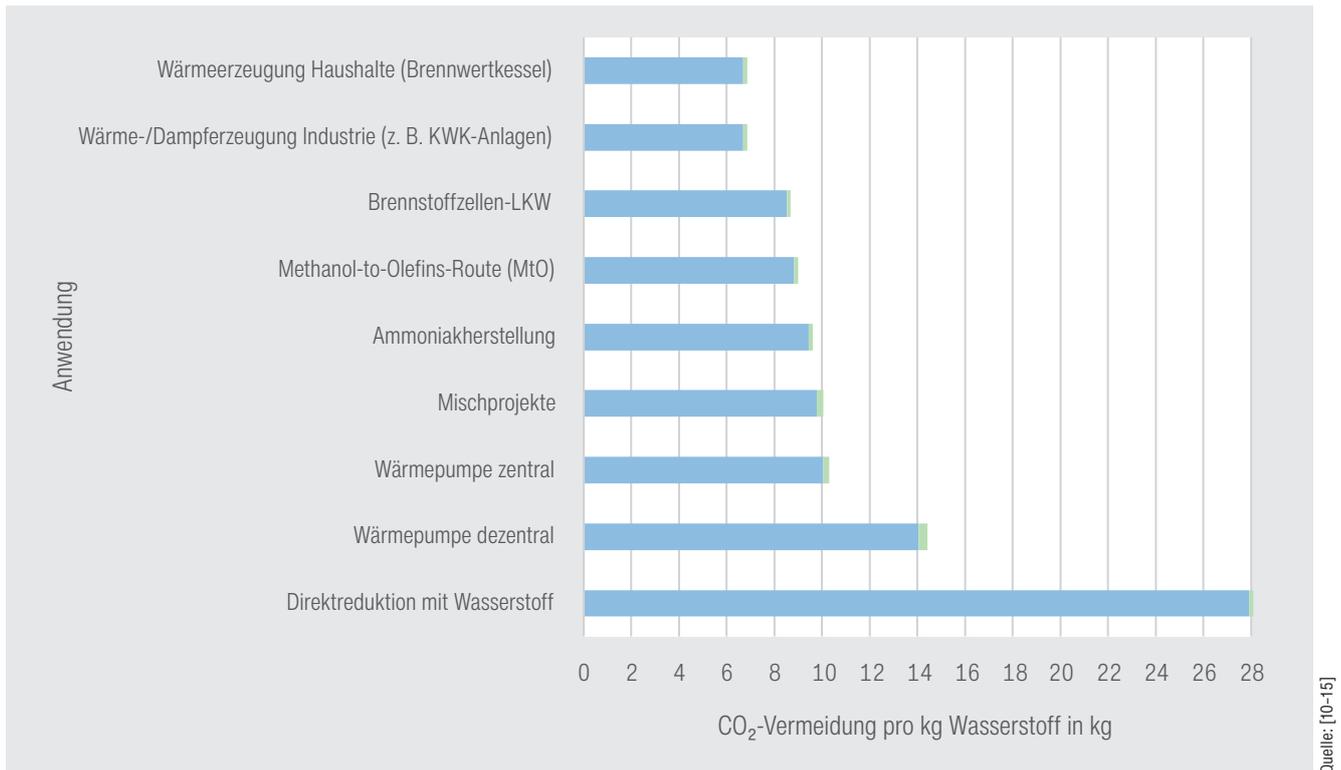


Abb. 2: CO₂-Vermeidung pro kg klimaneutralem Wasserstoff in den verschiedenen Anwendungen

Die höchste CO₂-Vermeidung wird beim Einsatz von Wasserstoff in der Direktreduktion in der Stahlherstellung erreicht. Hierbei werden pro kg grünem Wasserstoff ca. 28 kg CO₂ vermieden [10]. Die geringste CO₂-Vermeidung wiederum wird mit ca. 7 kg CO₂ pro kg Wasserstoff bei der Verbrennung von Wasserstoff zur Wärmegewinnung erreicht. **Abbildung 2** zeigt die möglichen CO₂-Einsparungen pro kg eingesetztem Wasserstoff in den verschiedenen Anwendungen.

Unter der Berücksichtigung, dass gewisse Mengen an Wasserstoff in einem dekarbonisierten Energiesystem zur Sicherstellung der Flexibilität und Stabilität im Stromsystem benötigt werden, ergibt sich gemäß der WEB-Befragung im Jahr 2030 eine Wasserstoffnachfrage in Höhe von ca. 64 TWh und im Jahr 2040 von ca. 111 TWh in der Startregion (**Abb. 3**). Es wird angenommen, dass diese mit norwegischem Wasserstoff bedient wird.

Neben den Zahlungsbereitschaften für die klimafreundlichen Eigenschaften des Wasserstoffes muss die Zahlungsbereitschaft für den Energiegehalt berücksichtigt werden; diese lässt sich von der Zahlungsbereitschaft für Erdgas ableiten. Mit angenommenen Produktionskosten in Höhe von 20 Euro pro Megawattstunde (Euro/MWh) für eine langfristige Erdgaslieferung am Bohrloch in Norwegen liegt die Zahlungsbereitschaft für die Energie des Wasserstoffes bei umgerechnet rund 0,67 Euro/kg H₂. Dieser Annahme liegt die Er-

wartung zugrunde, dass der Erdgaspreis auf den europäischen Handelsmärkten langfristig wieder deutlich unter die derzeitigen Preise fallen wird. Zudem sollte zukünftig grüner Wasserstoff an Bedeutung gewinnen und sich der Wasserstoffpreis zunehmend vom Erdgaspreis entkoppeln.

Prognose zur Merit-Order auf der Nachfrageseite für die Jahre 2030 und 2040

Anhand der ermittelten Daten lässt sich nun eine Merit-Order der Wasserstoffnachfrage aufstellen. Um das konkrete Marktpotenzial und den Marktpreis für den Fall des Imports von norwegischem Wasserstoff zu ermitteln, müssen zudem das Mengenangebot und eine mögliche Konkurrenz durch heimische Wasserstoffproduktion in der Startregion berücksichtigt werden.

Die Nationale Wasserstoffstrategie sieht bis zum Jahr 2030 mindestens 5 GW Erzeugungskapazität für Elektrolyseure und bis spätestens 2040 mindestens 10 GW vor [16]. Durch die Annahme von 2.500 Volllaststunden der Elektrolyseure im Jahr 2030 ergibt sich bei einem Wirkungsgrad von 70 Prozent eine produzierte Menge in Höhe von 8,75 TWh Wasserstoff. Im Jahr 2040 – unter der Annahme von dann 4.000 Volllaststunden – lässt sich die deutsche Produktion auf ca. 28 TWh abschätzen [16]. Es ist jedoch nicht davon auszugehen, dass die gesamte Menge in Konkurrenz zu norwegischem Wasserstoff zur

Versorgung der Startregion tritt. Zudem ist anzumerken, dass bei 4.000 Volllaststunden vermutlich zumindest ein Teil des heimisch produzierten Wasserstoffes nicht zu einem konkurrenzfähigen Angebotspreis für norwegischen Wasserstoff (2,41 Euro/kg) angeboten werden kann [17]. Somit gehen die Autoren davon aus, dass ca. 56 Prozent im Jahr 2030 bzw. 35 Prozent im Jahr 2040 der heimischen Produktionsmenge in Konkurrenz zu norwegischem Wasserstoff um die Versorgung der Startregion tritt.

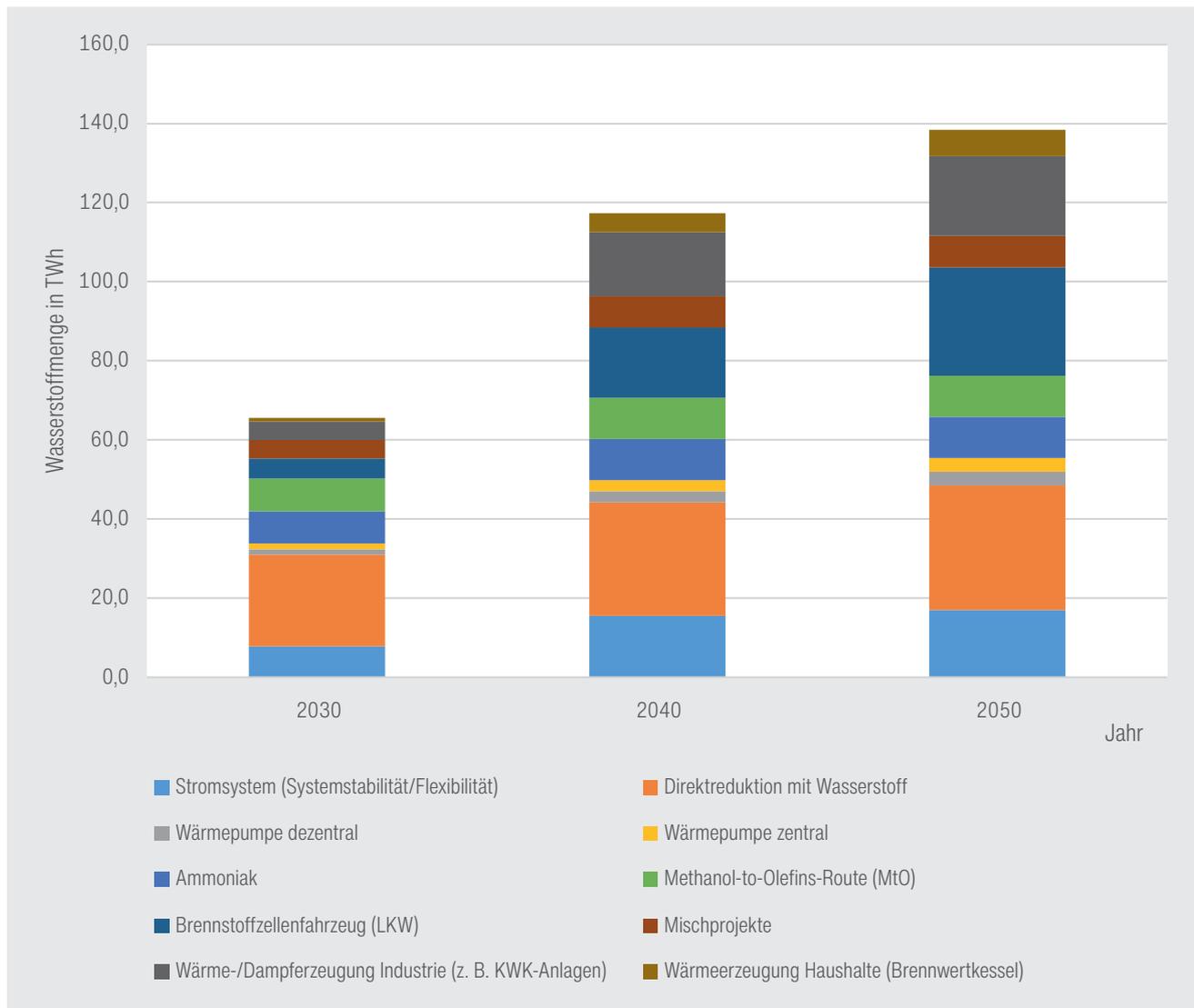
Diese Mengen sind in den **Abbildungen 4 und 5** mit „Sektorkopplung“ gekennzeichnet. Da für die Ermittlung des Marktpreises auch die Angebotsmengen berücksichtigt werden müssen, wurden je zwei Szenarien „a“ und „b“ gekennzeichnet, die Mengen zwischen 12 TWh im Jahr 2030 und 102 TWh im Jahr 2040 abdecken. Die angenommenen CO₂-Preise liegen zwischen 130 und 354 Euro/t [18]. Der pinkfarbene Bereich zeigt die Spannweite des möglichen Angebots-

preises von 1,91 Euro/kg ohne Deblending-Kosten bis 2,75 Euro/kg (mit einem Sensitivitätsaufschlag in Höhe von 20 Prozent auf die ursprünglichen LCOH von 1,60 Euro/kg). Die pinkfarbene Linie zeigt den errechneten Angebotspreis in Höhe von 2,41 Euro/kg H₂.

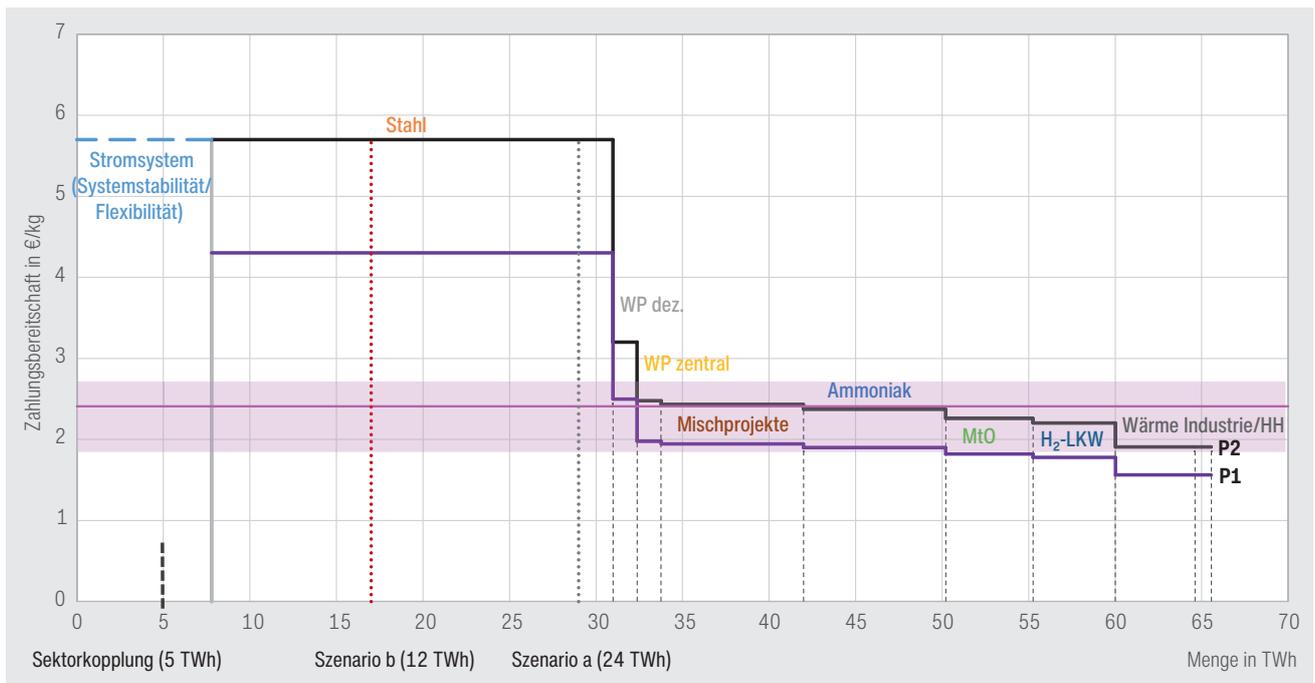
Die Merit-Order listet die Nachfrager von links nach rechts mit abfallender Zahlungsbereitschaft vom Einsatz in der Stahlindustrie bis hin zur Wärmeerzeugung durch Verbrennung auf.

Im Jahr 2030 liegt gemäß den beiden Abbildungen der errechnete Grenzpreis bei bis zu 4,30 Euro/kg bei einem CO₂-Preis von 130 Euro/t. Dies ist deutlich höher als der Angebotspreis von norwegischem Wasserstoff in Höhe von 2,41 Euro/kg und stimmt auf den ersten Blick positiv. Zu beachten ist jedoch, dass sich dieser hohe Preis nur unter der Annahme einstellt, dass aufgrund der begrenzten Mengen von 12 bzw. 24 TWh lediglich die Stahlindustrie als Nach-

Abb. 3: Mengengerüst der Wasserstoffnachfrage innerhalb der Startregion

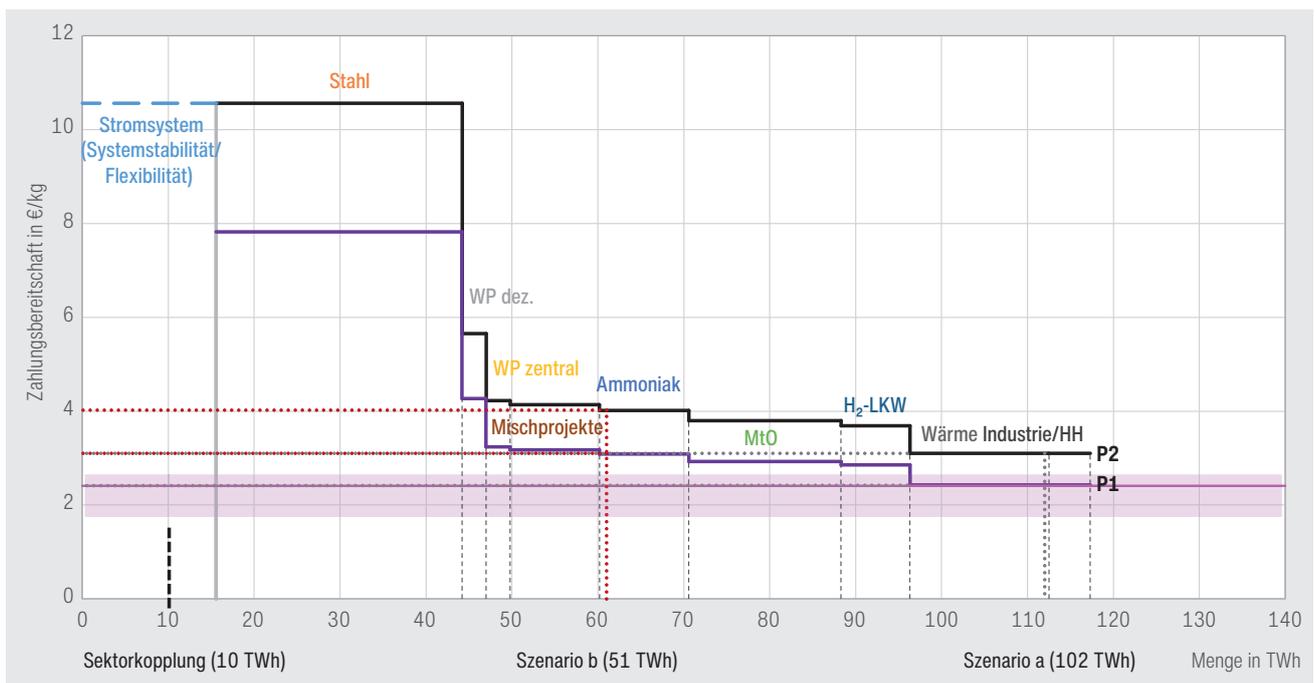


Quelle: die Autoren



Quelle: die Autoren

Abb. 4: Merit-Order der Wasserstoffnachfrage im Jahr 2030 anhand blauen Wasserstoffes unter Berücksichtigung des Imports von norwegischem Wasserstoff (P1: 130 Euro/t CO₂; P2: 180 Euro/t CO₂)



Quelle: die Autoren

Abb. 5: Merit-Order der Wasserstoffnachfrage im Jahr 2040 anhand blauen Wasserstoffes unter Berücksichtigung des Imports von norwegischem Wasserstoff (P1: 256 Euro/t CO₂; P2: 354 Euro/t CO₂)

frager versorgt wird. Je nach CO₂-Preisannahme liegt der sich einstellende Grenzpreis bei den Folgeanwendungen bereits unter dem Angebotspreis.

Ebenfalls ist zu berücksichtigen, dass in diesem Ansatz die Investitionsausgaben (engl.: capital expenditure, kurz: CAPEX) für neue Anlagen und Infra-

strukturen nicht berücksichtigt werden. Zwar gibt es bereits, z. B. mit den IPCEI-Projekten der EU, Instrumente, bei denen nötige Investitionskosten von der öffentlichen Hand übernommen werden; für ein umfassendes Bild über die tatsächlichen Zahlungsbereitschaften ist jedoch eine Analyse im Vollkostenansatz nötig. Aufgrund von Daten zur Stahl-

branche aus einer Studie aus dem Jahr 2021 von Agora Energiewende, FutureCamp, Wuppertal Institut und Ecologic Institut wird in diesem Artikel der Vollkostenansatz beispielhaft anhand des Einsatzes von Wasserstoff in der Direktreduktion in der Stahlherstellung dargestellt. Die CAPEX in Euro/t Rohstahl liegen in der klassischen Hochofenroute

bei 16 Euro/t und in der Direktreduktion mit Wasserstoff bei 79 Euro/t. Pro Tonne Rohstahl werden zudem ca. 57 kg Wasserstoff benötigt [10]. Die Zahlungsbereitschaft pro kg blauem Wasserstoff würde 2030 ca. 2,46 Euro/kg und 2040 4,74 Euro/kg betragen. Im Jahr 2040 würde der sich ergebende Marktpreis bei den gesetzten Annahmen bei unter 3 Euro/kg liegen, die Zahlungsbereitschaft wäre also deutlich höher. Im Jahr 2030 wäre die Zahlungsbereitschaft unter der Annahme eines CO₂-Preises von dann 130 Euro/t bei Vollkostenrechnung mit 2,46 Euro/kg gegenüber zuvor Grenzkosten von gut 4,30 Euro/kg nur geringfügig höher als der errechnete Angebotspreis in Höhe von 2,41 Euro/kg.

Der geringere Abstand der beiden Werte macht deutlich, wie zumindest kurzfristig risikobehaftet ein solches Investment für Norwegen wäre. Eine größere Planungssicherheit beispielsweise hinsichtlich der Höhe künftiger CO₂-Preise für die nötigen Investitionsentscheidungen beim Markthochlauf sind zentral. Die Analyse der Vollkosten muss neben dem Stahlsektor noch auf andere Anwendungsfälle ausgeweitet werden.

Nichtsdestotrotz stimmen die Ergebnisse positiv im Hinblick auf einen langfristigen Einsatz von klimafreundlichem Wasserstoff. Die auf Grundlage variabler Kosten berechneten langfristigen Zahlungsbereitschaften liegen bei höher angenommenen CO₂-Preisen für alle Wasserstoff-Anwendungen über den berechneten Grenzgestehungskosten.

Implikationen für einen Markthochlauf

Die Analyse zeigt die Bedeutung des CO₂-Preises für eine ausreichend starke Lenkungswirkung, klimafreundlichen Wasserstoff wettbewerbsfähig zu machen. Sollte ein entsprechend hoher CO₂-Preis insbesondere in der kürzeren Frist nicht realisierbar sein oder sollten die CO₂-Preise als zu wenig berechenbar angesehen werden, könnten Instrumente wie Carbon Contracts for Difference (CCfD) helfen, für einzelne Anwendungsfälle ein entsprechendes Preis-

niveau und die nötige Planungssicherheit zu erreichen. Insbesondere für den Markthochlauf stellt sich die Herausforderung, dass Wasserstoff bereits in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen muss. Die Zahlungsbereitschaft des Stahlsektors ist zwar geringfügig höher als die Gesamtkosten der norwegischen Wasserstofflieferung, Unsicherheiten sollten aber etwa durch CCfD begrenzt werden. Ist der Markthochlauf geschafft, bietet ein norwegisches Engagement zur Wasserstofflieferung erhebliche Chancen für die beiden Volkswirtschaften. Zu berücksichtigen ist daneben, dass Wasserstoff auch in Anwendungen zum Einsatz kommen muss, die in Abhängigkeit zur ermittelten Zahlungsbereitschaft erst später zum Zug kommen würden. Eine staatliche Förderung der Kapitalkosten für einzelne Anwendungen und Infrastruktur, ebenfalls möglicherweise unter Einbeziehung von CCfDs, mag sich in diesem Zusammenhang als zusätzlich notwendig herausstellen. Das Ziel eines komplett klimaneutralen Deutschlands im Jahr 2045 ist ambitioniert, der Wasserstoffhochlauf bleibt eine ganz zentrale Herausforderung. ■

Literatur

- [1] Wietschel, M., Zheng, L., Arens, M., Hebling, C., Ranzmeyer, O., Schaad, A., Hank, C., Sternberg, A., Herkel, S., Kost, C., Ragwitz, M., Herrmann, U., Pflüger, B.: Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien. Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats. Karlsruhe/Freiburg/Cottbus 2021.
- [2] Straus, J., Roussanaly, S., Anantharaman, R.: Norwegian H₂ value chain from a European perspective, 2020.
- [3] van Rossum, R. et al.: European Hydrogen Backbone – a european hydrogen infrastructure vision covering 28 countries, 2022.
- [4] National Grid: Hydrogen Deblending in the GB Gas Network – Feasibility Study, 2020.
- [5] Equinor: 2019 Annual report and Form 20-F, 2020.
- [6] Antonini, C. et al.: Hydrogen production from natural gas and biomethane with carbon capture and storage – A techno-environmental analysis, in: Sustainable Energy & Fuels, Ausgabe 6/2020, S. 2.967–2.986.
- [7] FNB Gas: Übersicht aller Projektmeldungen im Rahmen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase für den Szenariorahmen 2022, Anlage 2 des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2022–2032 Gas (Konsultationsfassung), 2021.
- [8] Deutsche Energie-Agentur GmbH: dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, 2021.
- [9] FNB Gas: Wasserstoffnetz für ein klimaneutrales Deutschland.
- [10] Agora Energiewende, FutureCamp, Wuppertal Institut, Ecologic Institut: Klimaschutzverträge für die Industrietransformation – Analyse zur Stahlbranche, 2021.

- [11] Agora Energiewende, Wuppertal Institut: Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement, Berlin 2019.
- [12] e-mobil BW GmbH, Landesagentur für neue Mobilitätslösungen und Automotive Baden-Württemberg: Systemvergleich zwischen Wasserstoffverbrennungsmotor und Brennstoffzelle im schweren Nutzfahrzeug. 2021.
- [13] Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Frontier Economics: Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe, 2018.
- [14] Agora Industrie, FutureCamp, Wuppertal Institut, Ecologic Institut: Klimaschutzverträge für die Industrietransformation: Kurzfristige Schritte auf dem Pfad zur Klimaneutralität der deutschen Grundstoffindustrie, 2021.
- [15] Schneider, C. et al.: Klimaneutrale Industrie: Ausführliche Darstellung der Schlüsseltechnologien für die Branchen Stahl, Chemie und Zement. Analyse im Auftrag von Agora Energiewende, Berlin 2019.
- [16] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Die nationale Wasserstoffstrategie, Berlin 2020.
- [17] Deutsche Energie-Agentur GmbH: dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, Gutachterberichte, 2021.
- [18] Edenhofer, O. et al.: Optionen für eine CO₂-Preisreform – MCC-PIK-Expertise für den Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, 2019.

Die Autoren

Kilian Martin ist Senior Experte für Regulierung bei der Open Grid Europe GmbH und hat Energie- und Wasserökonomik an der Hochschule Ruhr West studiert.

Karsten Frese ist Physiker und seit über fünfzehn Jahren in verantwortungsvollen Positionen der Energiewirtschaft tätig. Zuletzt war er zuständig für die Geschäftsentwicklung bei der Open Grid Europe GmbH.

Prof. Dr. Mark Oelmann ist Professor für Energie- und Wasserökonomik an der Hochschule Ruhr West in Mülheim an der Ruhr, Studiengangsleiter für den Bachelor-Studiengang „BWL – Energie- und Wassermanagement“ und Geschäftsführer der MOcons GmbH & Co. KG.

Kontakt:

Prof. Dr. Mark Oelmann
Hochschule Ruhr West
Duisburger Str. 100
45479 Mülheim an der Ruhr
Tel.: 0208 88254-358
E-Mail: mark.oelmann@hs-ruhrwest.de
Internet: www.hs-ruhr-west.de

Ermittlung potenzieller Wasserstoffbedarfe für Versorgungsgebiete und Regionen – Werkzeug für die Entscheidungsfindung

Ausgabe 01/2023

Bei der **Gestaltung der Energiewende mit Wasserstoff** stellt sich für die beteiligten Akteure und Stakeholder immer auch die Frage: Welchen Bedarf hat meine Region oder mein Versorgungsgebiet heute und in Zukunft? Ein neues Werkzeug, welches das Fraunhofer IEE in Kooperation mit den Städtischen Werken aus Kassel entwickelt hat, kann hier Abhilfe schaffen und unter **Zuhilfenahme weitestgehend frei zugänglicher Datenquellen** potenzielle Wasserstoffbedarfe in verschiedenen Versorgungsgebieten ermitteln. Der Beitrag stellt das Werkzeug vor und erläutert, wie es Entscheidungsträger bei der Abschätzung des zukünftigen H₂-Bedarfs unterstützen kann.

von: Dr.-Ing. Heiko Dunkelberg (Städtische Werke AG, Kassel)

Dass es Wasserstoffs für das Gelingen der Energiewende bedarf, ist inzwischen verbreiteter Konsens. Wo dieser hergestellt und eingesetzt werden soll – Stichwort zentrale oder dezentrale Erzeugung, Import oder Eigenherzeugung, Farben des Wasserstoffs –, ist hingegen noch nicht vollends klar. Ob in der Mobilität, der Industrie oder in der Raumwärme: Viele Fragen sind noch offen und zahlreiche Optionen noch nicht beleuchtet. Was aber klar ist: Ohne einen langfristigen, stabilen Bedarf an Wasserstoff wird auch der Aufbau eines Wasserstoffökosystems, sei es nun zentral oder dezentral, nicht nachhaltig gelingen. Die wichtigste Frage, die daher immer im Raum steht, lautet: Habe ich einen signifikanten Wasserstoffbedarf in meinem Betrachtungsraum bzw. wie sieht das zukünftige Potenzial aus?

Sofern hier nicht offensichtliche Großabnehmer, z. B. aus der Stahl- oder Zementindustrie, in räumlicher Nähe liegen, wird es herausfordernd. Zu Recht stellen sich dann viele Stadtwerke, kommunale Unternehmen oder auch Kommunen und andere Körperschaften die Frage, ob die Grundbedingung für den Aufbau eines Wasserstoffsystems überhaupt vorliegt und ein Befassen mit der Thematik sinnvoll ist.

Ein Werkzeug, welches bei der Beantwortung der grundsätzlichen Frage nach dem vorliegenden und perspektivischen Bedarf unterstützen kann, wurde nun durch das Fraunhofer IEE in

Kooperation mit den Städtischen Werken aus Kassel entwickelt. Die systematische und skalierfähige Methodik erlaubt es, über einen niederschweligen Einstieg und überwiegend frei verfügbare Daten den regionalen aktuellen wie auch perspektivischen Wasserstoffbedarf für die Sektoren Mobilität und Industrie zu ermitteln.

Methodik

Die Methodik des Werkzeugs wurde so konzipiert, dass sie einfach, adaptier- und skalierbar ist sowie hauptsächlich über frei zugängliche Daten funktioniert. Für die Prognosen wird auf den aktuellen Stand der Entwicklungen in Politik und Wirtschaft gesetzt und sie sind frei modifizierbar. Eine Validierung der Erkenntnisse wurde über eine Umfrage vorgenommen.

Grundsätzlich basiert die Methodik auf dem Baukastenprinzip, wobei einzelne Betrachtungsbereiche dabei nach Bedarf zu- oder ausgeblendet werden können. Im Falle der für Kassel relevanten Studie wurden beispielsweise die beiden Bereiche Mobilität und Industrie/Gewerbe fokussiert betrachtet. Gleichwohl ist perspektivisch aber auch eine Berücksichtigung des Wärmesektors oder von Wasserstoff als Speichermedium oder zur Rückverstromung möglich.

Um neben der Betrachtung des Status quo auch eine Prognose des zukünftigen Bedarfes abgeben zu können, wurden Langfristszenarien hinterlegt,

die die aktuellen gesellschaftlichen, technischen und politischen Entwicklungen abbilden. Hierfür bediente man sich der Studie „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems“ des Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung.

Um eine Technologieabwägung zu erreichen und eine Sensitivität hinsichtlich der technologischen Ausprägungen darzustellen, werden in der Studie zwei Szenarien unterschieden, die als strombasiertes Szenario und als wasserstoffbasiertes Szenario bezeichnet werden und den Durchdringungsgrad der jeweiligen Technologie wiedergeben. Im strombasierten Szenario wird von einem hohen Einsatz elektrischer Energie und im wasserstoffbasierten Szenario von günstigen Wasserstofftechnologien ausgegangen.

Methodik zur Ermittlung des H₂-Bedarfes im Mobilitätsbereich

Ausgangsbasis für die Ermittlung des Wasserstoffbedarfes im Verkehrssektor stellt der Fahrzeugbestand in der gewählten Betrachtungsregion dar. Dieser wird mit wissenschaftlichen Prognosen zu künftigen Anteilen an Elektrofahrzeugen (BEV) und Brennstoffzellenfahrzeugen (FCEV) sowie deren jeweiligen Verbräuchen kombiniert. Es findet eine Unterscheidung in Straßen-, Schienen- und Luftverkehr statt. Diese Zahlen des aktuellen Fahrzeugbestandes werden wiederum mit durchschnittlichen Kraftstoff-Verbrauchszahlen und jährlichen Kilometerleistungen kombiniert. Die Angaben basieren auf Literaturangaben und Statistiken zu den bisherigen auf dem Markt verfügbaren Modellen sowohl im Pkw-, Lkw- als auch anderweitigen Fahrzeugbereich.

Grundlage für den H₂-Bedarf im Schienenverkehr stellt der Nahverkehrsplan der Region Nordhessen sowie Infrastrukturregisterauszüge der DB Netz AG dar. Hieraus können wichtige Randparameter wie die Anzahl der Verbindungen und auch die Zugkilometer entnommen werden. Ebenso sind dort auch die Vertragslaufzeiten aufgeführt, die wiederum Schlüsse auf mögliche Ersatzbeschaffungen oder ganze Systemwechsel zulassen. Darüber hinaus werden auch potenzielle Reaktivierungen untersucht; für Hessen liegt dazu ein Bericht des Landes vor.

Der Flugverkehr zählt zu den Sektoren, für die eine emissionsfreie Technologie in absehbarer Zukunft nicht zur Verfügung steht. Um den Luftverkehr dennoch zu defossilisieren, ist die Herstellung von grünem Kerosin eine Möglichkeit. Da die Wertschöpfungskette aber auf co-processing beruht und das grüne Zwischenprodukt SynCrude zusammen mit fossilem Rohöl in einer Raffinerie zu Jet-A1-Kraftstoff verarbeitet werden muss, ist eine zentrale Beschaffung von Kraftstoff für den Flugverkehr auf absehbare Zeit die einzige Möglichkeit. Davon abgesehen sind ►

➔ h2-wissen-kompakt.streavent.de

DVGW H2-Wissensplattform

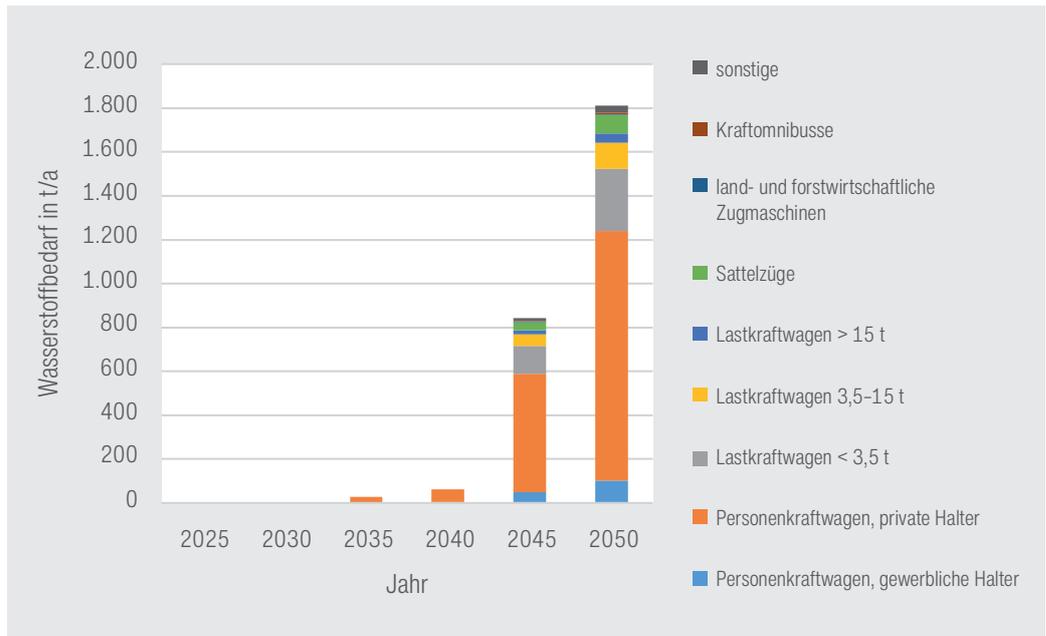
Ihr Einstieg in die H₂-Welt –
modern, intuitiv, übersichtlich

Jetzt
KOSTENFREI
anmelden

Verlässlich informiert durch:

- ➔ Publikationen
- ➔ Studien
- ➔ Grafiken
- ➔ Videoclips
- ➔ Vortragsfolien und
- ➔ Veranstaltungen





Quelle: Fraunhofer IEE: H₂ Senken, 2022

Abb. 1: Wasserstoffbedarf im Straßenverkehr nach dem Szenario Strom in der Betrachtungsregion von 2025 bis 2050 nach Fahrzeuggruppen

die innerdeutschen Erzeugungskapazitäten nicht ausreichend, um alle Bedarfe zu decken. Der Energieimport von flüssigen Medien ist einfacher als der Import von Gas, sodass der Fokus der Versorgung auf purem Wasserstoff liegen sollte.

Industrie und Gewerbe

Die Bestimmung des H₂-Bedarfs im Industriesektor erfolgt in Analogie zur oben beschriebenen Methodik und über die skizzierten Zukunftsszenarien. Grundlage der Analyse bilden Daten zu den Unternehmen, die dem Handelsregister entnommen werden können. Mit diesen lassen sich die Unternehmen nach Art/Branche und Anzahl den Postleitzahlgebieten zuordnen. Über Extrapolation und unter Zuhilfenahme der Szenarientwicklungen können so für relevante Branchen gewisse Bedarfskorridore angegeben werden. Dabei wird unterschieden, ob Wasserstoff direkt stofflich genutzt oder für Prozess- oder Hochtemperaturwärme bereitgestellt wird. Bewertet wurden die Einsatzoptionen anhand der heutigen Treibhausgas-Emissionen und des Minderungspotenzials durch den sinnvollen Einsatz von grünem Wasserstoff, wo eine Elektrifizierung nicht möglich ist. Dies geschieht sektor- und anwendungsspezifisch nach dem folgenden Schema:

- Zusammenstellung der aktuellen Treibhausgas-Emissionen und Einordnung des Sektors
- Prozessanalyse der Treibhausgas-Emissionen
- Betrachtung aktuell genutzter Technologien
- Analyse der zukünftigen Technologien mit CO₂-Minderungspotenzial

- qualitative und quantitative Ermittlung zukünftiger Wasserstoffbedarfe

Eine Erweiterung und Konkretisierung der Methodik erfolgt in Einzelfällen über die individuelle und manuelle Analyse von frei zugänglichen Umweltmanagementberichten. Zertifizierte Unternehmen können über ein öffentliches Register identifiziert und damit analysiert werden.

Ergebnisse für die Sektoren Mobilität und Industrie

Straßenfahrzeuge

Abhängig von dem gewählten Szenario unterscheiden sich die perspektivischen Wasserstoffbedarfe für Straßenfahrzeuge erheblich. Wenn gleich bei beiden Szenarien kein nennenswerter H₂-Bedarf bis zum Jahr 2030 ermittelt werden kann, so steigt dieser in dem H₂-Szenario langsam auf 1.600 Tonnen pro Jahr (t/a) im Jahr 2040 über alle Fahrzeuggruppen und Leistungsklassen kontinuierlich an. Erst nach 2040 kann ein deutlicher Sprung aufgrund der zur Verfügung stehenden Technologie nach oben verzeichnet werden. Unter der Annahme, dass sich batterieelektrische Fahrzeuge durchsetzen, ist so selbst im Jahr 2050 kein relevanter Wasserstoffbedarf für Straßenfahrzeuge zu verzeichnen. **Abbildung 1** zeigt den beschriebenen Sachverhalt für das stromfokussierte Szenario.

Schienerfahrzeuge

Im deutschen Schienennetz sind im Jahr 2022 ca. 61 Prozent der Strecken elektrifiziert. Im Jahr 2017 wurden in Deutschland 36,5 Prozent

Quelle: Fraunhofer IEE: H₂ Senken, 2022

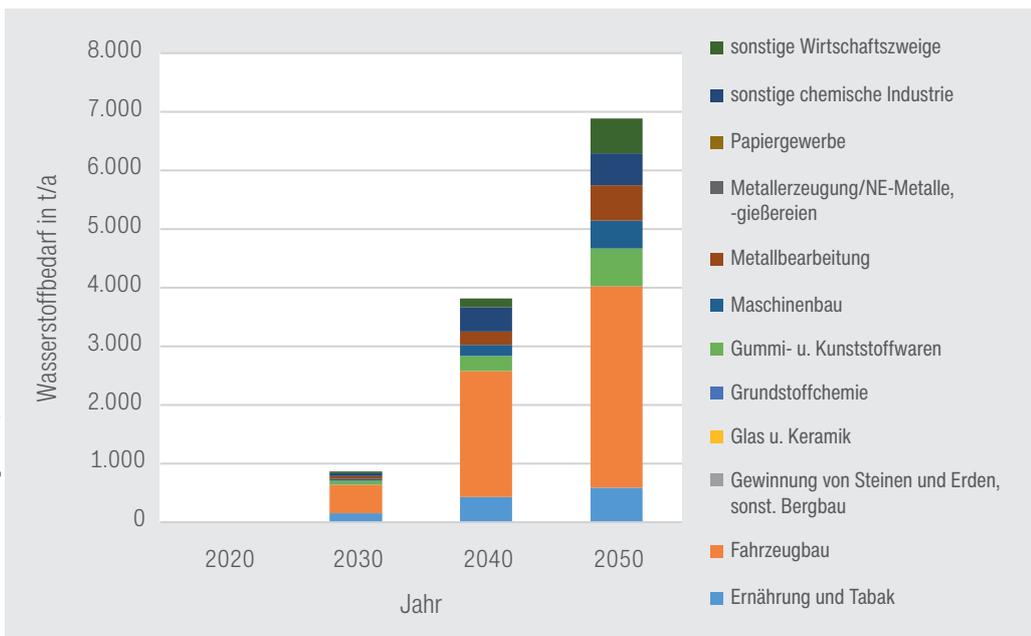


Abb. 2: Energetischer Wasserstoffbedarf nach dem Szenario TN H₂ in der Betrachtungsregion von 2020 bis 2050 nach Industriezweigen

der Nahverkehrszugkilometer mit Dieselzügen erbracht, welche künftig mit emissionsfreien Technologien betrieben werden müssen. Dafür kommen – sollte eine Elektrifizierung der Strecke nicht möglich sein – batterie- oder wasserstoffbetriebene Züge infrage. Als Grundlage für die Berechnung von Wasserstoffbedarfen im Schienenverkehr wurde u. a. der Nahverkehrsplan herangezogen. Aus ihm sind die Zugkilometer pro Jahr entnehmbar, der Betreiber der Strecke sowie die Laufzeit der aktuellen Verkehrsverträge. Die Elektrifizierung von Strecken kann dem Infrastrukturregister der DB Netz AG entnommen werden. Basierend auf Kennzahlen der heute verfügbaren wasserstoff- und batterieelektrischen Züge werden unter Berücksichtigung von Streckenlänge, Ausschreibungshorizonten und Streckencharakteristik Wasserstoffbedarfe errechnet. Für die Betrachtungsregion Kassel wurden dabei insgesamt zwei Linien er-

mittelt, die potenziell mit Wasserstoff betrieben werden können. Daraus ergibt sich ein jährlicher Wasserstoffbedarf in Höhe von 242 t ab dem Jahr 2032.

Industrie und Gewerbe

Die Wasserstoffbedarfe im industriellen und gewerblichen Kontext schwanken für die Betrachtungsregion in Abhängigkeit des gewählten Szenarios fundamental. Da das stromlastige Szenario von einer sehr starken Elektrifizierung industrieller Prozesse und Anwendungen ausgeht, sind hierbei insbesondere direkte stoffliche Nutzungsfelder für den Wasserstoff relevant. Diese können beispielsweise in der Herstellung von Ammoniak, Methanol oder Stahl liegen. Da die Betrachtungsregion keine Betriebe aufweist, die dieser Spezifikation folgen, ist somit von keiner bzw. einer sehr geringen stofflichen Nutzung heute und auch perspektivisch auszugehen. Damit sind ►



Die SHT, Sanitär- und Heizungstechnik Ausgabe 12, 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:

- **Legionellen**
DIN CEN/TR 16355 – unbekanntes Regelwerk
- **Abwärme**
Varmeco: EXergiemaschine nutzt Abwärme
- **Frischwasserstationen**
PAW: Datengesicherte Fernüberwachung

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

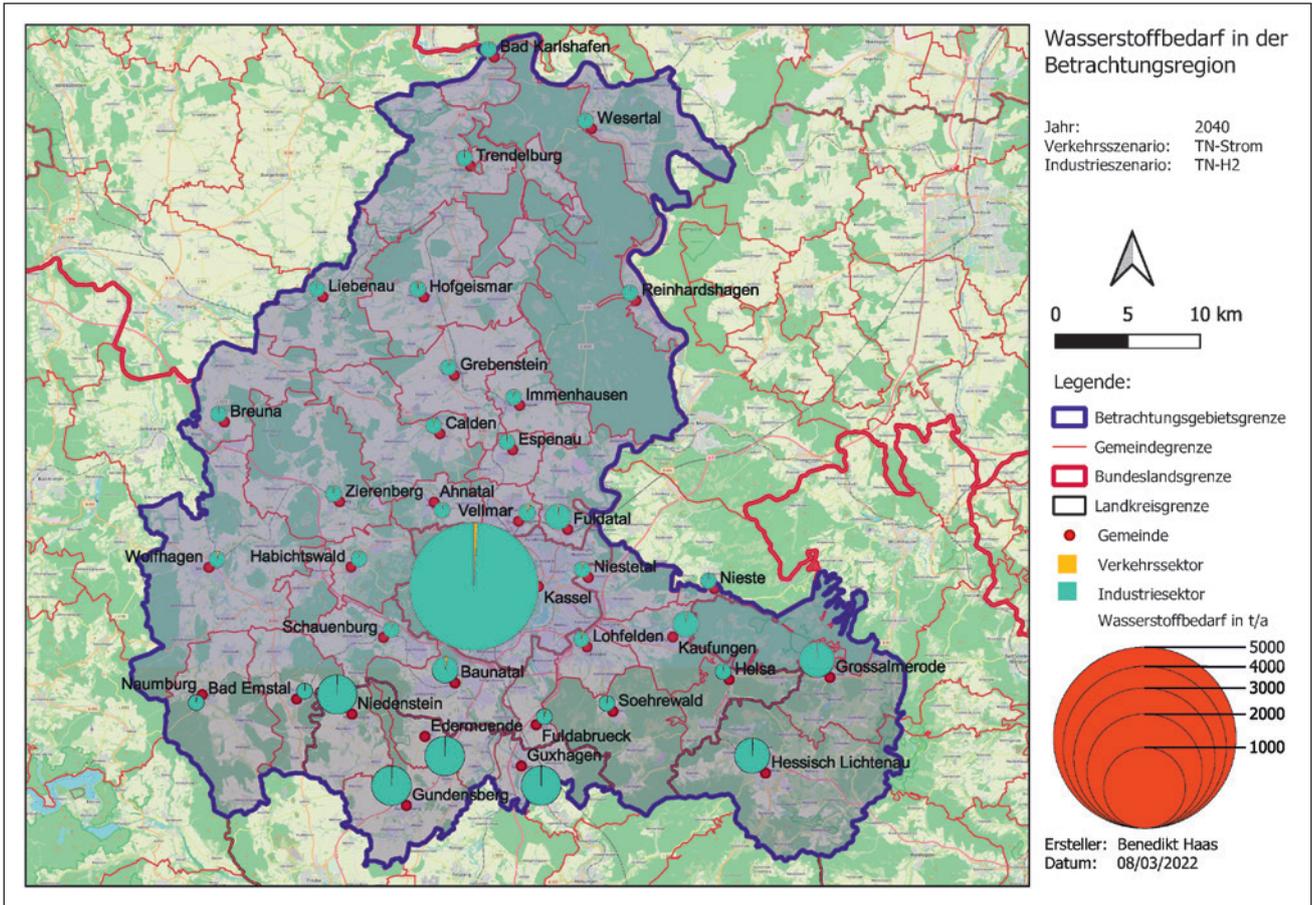


Abb. 3: Wasserstoffbedarfe im Jahr 2040 für das Verkehrsszenario TN Strom und das Industrieszenario TN H₂

unter diesen Randbedingungen des Szenarios keine H₂-Bedarfe in dem Sektor vorhanden.

Unter der Annahme, dass Wasserstoff jedoch auch für z. B. die Prozesswärmebereitstellung eine Relevanz besitzt, wurde für den Betrachtungsraum unter Berücksichtigung der bestehenden Industrie ein Wasserstoffbedarf von ca. 1.000 t/a im Jahr 2030 und ca. 7.000 t/a für das Jahr 2050 ermittelt. Es ist jedoch festzuhalten, dass diese Angaben einer erhöhten Ungenauigkeit unterliegen, da aufgrund der Komplexität und Heterogenität der Betriebe nur mit starken Vereinfachungen und Annäherungen gearbeitet werden kann. Dies verdeutlicht auch die Analyse der Umweltberichte ausgewählter, größerer Unternehmen im Betrachtungsraum, welche einen teilweise deutlich abweichenden individuellen Wasserstoffbedarf für die jeweiligen Unternehmen ergibt. Umso wichtiger ist es daher, insbesondere bei potenziellen Bedarfssenkungen eine Feinanalyse vorzunehmen. Die energetischen Bedarfe sind in **Abbildung 2** dargestellt.

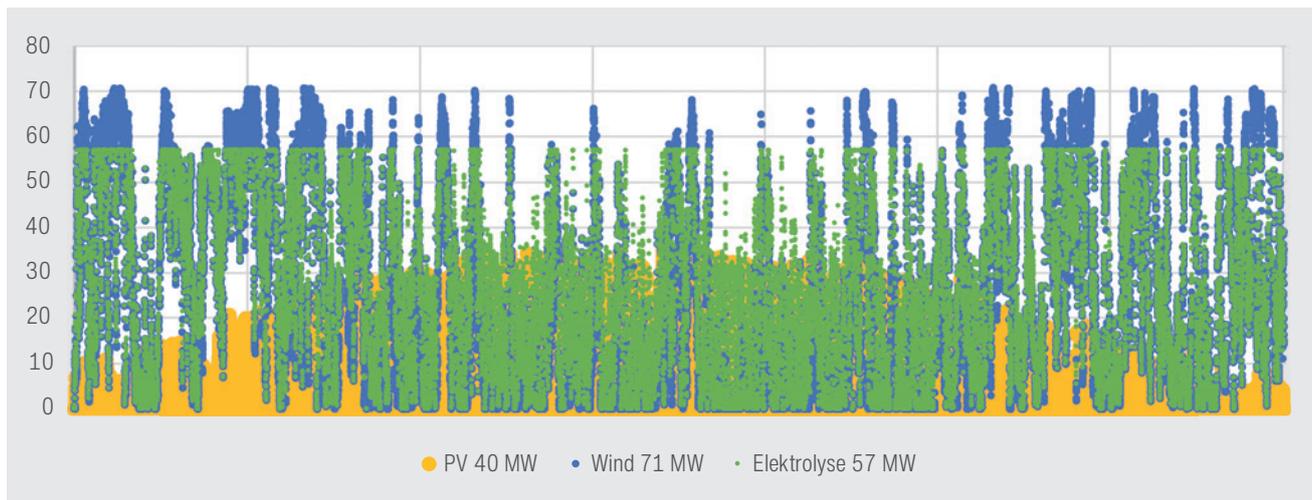
Zusammenfassung der Bedarfe

Eine Zusammenfassung der Ergebnisse für Verkehr und Industrie mit räumlicher Zuordnung

der künftigen Bedarfe ist in **Abbildung 3** dargestellt. Die Karte veranschaulicht regionale Hotspots im Jahr 2040 von künftigen Wasserstoffbedarfen. So lassen sich die künftigen Bedarfe auf einen Blick verorten und die Infrastrukturen können an die Bedarfe angepasst werden.

Auswirkung auf den Grünstrombedarf

Im Jahr 2040 besteht in der Betrachtungsregion Kassel ein Wasserstoffbedarf in Höhe von 4.800 t/a. Um diesen mittels Elektrolyse zu erzeugen, werden ca. 250.000 Megawattstunden (MWh) grüner Strom benötigt. Unter der Annahme, dass die Windenergie in Kassel rund 2.900 Volllaststunden (VLS) aufweist, wäre also ein zusätzlicher Windpark mit einer installierten Leistung in Höhe von 85 Megawatt (MW) notwendig, um den Bedarf regional zu decken. Eine Fotovoltaik-Anlage zur Erzeugung des grünen Stroms für die Elektrolyse bräuchte unter der Annahme von ca. 1.100 VLS eine installierte Leistung in Höhe von 230 MW. Die Dimensionierung von Elektrolyse und erneuerbaren Energien ist allerdings durchaus komplex. Eine Kombination aus Wind und Fotovoltaik (Hybridkraftwerk) führt oft zu geringeren Wasserstoffgestehungskosten. Eine zeitreihenbasierte Analyse für eine jährliche Wasser-



stoffproduktion in Höhe von 4.800 t führt zu der Installation von 57 MW Elektrolyse, die von einem Hybridkraftwerk mit 71 MW Wind und 40 MW Fotovoltaik gespeist wird (viertelstündlich aufgelöste Zeitreihen, siehe **Abb. 4**). Die reinen Wasserstoffgestehungskosten ohne Berücksichtigung von Infrastruktur für dessen Transport würden ca. 5 Euro pro kg betragen.

Regionen hinsichtlich einer ersten Wasserstoffbedarfsabschätzung zu und kann die Hemmschwelle für Entscheidungsträger herabsetzen, den Einstieg in eine regionale Wasserstoffwirtschaft zu tätigen. Sie ist leicht für weitere Regionen oder Betrachtungsgebiete adaptierbar und ihre Ergebnisse können als erste Indikation genutzt werden.

Abb. 4: Zeitreihen für Wind, Fotovoltaik und Elektrolyse

Zusammenfassung und Ausblick

Am Beispiel der Region Kassel wurde die hier vorgestellte Methodik erstmalig angewendet und erprobt. Sie ermöglicht eine auf größtenteils frei verfügbaren Daten basierende Einschätzung der aktuellen wie auch künftigen Wasserstoffbedarfe, die wiederum als Grundlage für weitreichende strategische Entscheidungen dienen. Die augenscheinlich in der direkten Kasseler Region heute eher geringen Bedarfe verringern nicht die Notwendigkeit, die Entwicklung auf Erzeugungs- und Bedarfsseite weiter genau zu beobachten. Mit der vorgestellten und vergleichsweise einfach anzuwendenden Methodik kann auch für andere Regionen eine gute Ausgangsbasis geschaffen werden, um im Bedarfsfall schnell reagieren zu können.

Die durch das Fraunhofer IEE im Auftrag und in Kooperation mit den Städtischen Werken Kassel entwickelte Methodik lässt eine Bewertung von

Danksagung

Vielen Dank an Benedikt Haas, Marie Plaisir und Jochen Bard für die Erstellung der gemeinsamen Ausarbeitung (Fraunhofer IEE: H₂ Senken, 2022).

Der Autor

Dr. Heiko Dunkelberg ist Fachbereichsleiter Innovationsmanagement bei der Städtische Werke AG in Kassel.

Kontakt:
 Dr.-Ing. Heiko Dunkelberg
 Städtische Werke AG
 Königstor 3-13
 34117 Kassel
 Tel.: 0561 782-0
 E-Mail: innovation@sw-kassel.de
 Internet: www.sw-kassel.de

Besuchen Sie uns online: shop.wvgw.de



Quelle: AVEVA

Wasserstoffwirtschaft:

Optimal genutzte Daten unterstützen Versorgungsunternehmen bei der Nachhaltigkeit **Ausgabe 02/2023**

Grüner Wasserstoff ist der Energieträger der globalen Energiewende. Damit Versorgungsunternehmen diesen ideal nutzen können, müssen sie u. a. auch **Daten erheben und daraus gewonnene Einblicke nutzen** – denn nur so werden Dekarbonisierungsziele und ein reibungsloser Übergang erreicht. Der vorliegende Fachbeitrag beschreibt vor diesem Hintergrund, wie Versorgungsunternehmen **bei laufendem Betrieb die Möglichkeiten der grünen Wasserstoffwirtschaft ausschöpfen können**.

von: Douglas Nunez (AVEVA Group)

Um den Klimawandel zu stoppen, haben es sich die Vereinten Nationen zum Ziel gesetzt, bis 2050 die Klimaneutralität zu erreichen. Damit dies geschafft werden kann, müssen vor allem große Unternehmen und die produzierende Industrie CO₂-neutral werden, denn sie verursachen einen Großteil der derzeitigen Treibhausgas-Emissionen. Bei steigenden Kosten und dem drohenden Klimawandel müssen vor diesem Hintergrund Wege gefunden werden, um effizienter und nachhaltiger zu wirtschaften und das gemeinsame Ziel der Netto-Null-Emissionen zu erreichen.

Unternehmen und Regierungen sehen in der Wasserstoffwirtschaft eine wichtige Voraussetzung für den Übergang zu einer

CO₂-neutralen Welt. Denn dieser nachhaltige Energieträger ist ein zentraler Bestandteil einer nachhaltigen Energiespeicherlösung. Um den grünen Wasserstoff optimal zu nutzen und Dekarbonisierungsziele schneller zu erreichen, hat das Bundeswirtschaftsministerium die Stiftung „H2Global“ gegründet, die Wasserstoffproduzenten und -abnehmer zusammenbringen soll. Damit dies gelingt, ist die Stiftung mit einem Budget von insgesamt 4,4 Mrd. Euro ausgestattet.

Die komplexe Herstellung und Integration des Energieträgers machen diese finanzielle Unterstützung auch notwendig: Wasserstoff ist ein Gas, das in der Natur ausschließlich gebunden vorkommt, etwa in Wasser oder Erdgas. Das Element muss

deshalb mittels Elektrolyse aus diesen Verbindungen gelöst werden. Wasser wird dabei beispielsweise in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Grüner Wasserstoff zeichnet sich dadurch aus, dass er mit erneuerbarer Energie gewonnen wird, somit ist der Energieträger klimaneutral.

Wasserstoff lässt sich sicher in unterirdischen Kavernen speichern und bei Bedarf wieder verstromen. Der so gespeicherte Energieträger kann in einer Brennstoffzelle oder in einer speziell entwickelten Turbine Strom erzeugen. Wasserstoff könnte damit zum Ausgleich der kurzfristigen Schwankungen von Wind- und Solarenergie eingesetzt und über eine modifizierte Erdgasinfrastruktur leicht transportiert werden.

Wasserstoff als zukünftiger Energieträger der Versorgungsunternehmen

Versorgungsunternehmen sind zuständig für Wasser-, Elektrizitäts-, Fernwärme- und Gasversorgung und fungieren somit als wichtiger Bestandteil für das Funktionieren einer modernen Gesellschaft. Die Herausforderung für die Versorgungsbranche im Allgemeinen wie auch für die einzelnen Versorgungsunternehmen im Speziellen besteht darin, den Übergang zu einer klimaneutralen Versorgung zu schaffen. Dafür müssen sie aus den laufenden Projekten Erkenntnisse gewinnen und mehr über die praktikabelsten Technologien erfahren – und das bei laufendem Betrieb. Zudem muss innerhalb eines Unternehmens entschieden werden, welche Rolle es im künftigen Ökosystem des grünen Wasserstoffs spielen will.

Gerade in dieser Branche hat grüner Wasserstoff großes Potenzial, das Netto-Null-Ziel zu fördern und zu erreichen. Mit fortschreitender Forschung an dem Energieträger können Versorgungsunternehmen zukünftig Wasserstoffproduktionsanlagen besitzen, Wasserstoff in bestehenden Erdgaspipelines transportieren, neue Wasserstoffinfrastrukturen bauen oder wasserstoffbefeuerte Erzeugungsanlagen betreiben. Weitere Nutzungsmöglichkeiten des nachhaltigen Energieträgers bestehen in der Bereitstellung für die Gebäudeheizung oder für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.

Bisher wurden beispielsweise Projekte in einer Größenordnung von 100 Megawatt (MW) in den Vereinigten Arabischen Emiraten, Australien und China umgesetzt. Das derzeit umfangreichste Projekt wird im US-Bundesstaat Utah entwickelt und soll in Zukunft genügend Wasserstoff in Salzkavernen speichern, um bis zu 1.000 MW Leistung zu erzeugen. Der grüne Wasserstoff hat darüber hinaus großes Potenzial für die Stromerzeugung. Dennoch haben laut einer aktuellen Studie [1] von 112 befragten Versorgungsunternehmen nur 19 Prozent eine klar definierte Strategie, um diesen zu integrieren.

Eine einzige Datenquelle

Nun stehen Versorgungsunternehmen in diesem Kontext vor einer großen Herausforderung: Sie müssen im laufenden Betrieb auf eine neue, klimaneutrale Energieerzeugung umsteigen. Um dabei einen reibungslosen Übergang gewährleisten zu können, ist u. a. ein optimierter, transparenter Datenfluss zwischen allen Beteiligten notwendig. Ein datengetriebener Überblick über den gesamten Betrieb in Echtzeit – z. B. mithilfe eines digitalen Zwillings – kann dabei helfen.

Der digitale Zwilling kontextualisiert Unternehmensdaten virtuell, sodass jegliche Prozesse und Entwicklungen digital abgebildet werden. Auf diese Weise lassen sich physische und digitale Aspekte miteinander vereinen und synchron zum Geschehen updaten. Durch dieses datenbasierte Bewusstsein und den Austausch wird ein vernetztes Unternehmen geschaffen. All diese Daten werden in einem vertrauenswürdigen Hub gespeichert, sodass die Mitarbeitenden überall und jederzeit auf diese geteilten Informationen zugreifen können. Ein breites Spektrum von Datentypen, einschließlich marktbezogener Daten, kritischer Betriebsunterstützung, Anlagenmanagement, vorausschauender Wartung, langfristiger Planung und Geschäftsprozessoptimierung wird zur Erkenntnisgewinnung bereitgestellt. Somit können datenbasierte Entscheidungen getroffen werden.

In den frühen Phasen eines Wasserstoffprojekts sind Ingenieurinnen und Ingenieure mit einer Vielzahl möglicher ▶



Die **SHT, Sanitär- und Heizungstechnik Ausgabe 1**, 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:

- **Trinkwasser-Installation**
Praxistipps zur VDI 6023 Blatt 1
- **Wärmepumpe**
Herstellerneutrale Informationen zu Effektivität und Effizienz
- **Pumpen**
Nachhaltig ist, was lange hält

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



Quelle: AVEVA

Abb. 1: Volle Kontrolle über das Rechenzentrum – dank standardisierter Systeme und Prozesse

Entwürfe konfrontiert und jede einzelne Idee ist mit enormen technischen und wirtschaftlichen Unsicherheiten behaftet. Der digitale Zwilling hilft in diesem Kontext dabei, Projektdaten zu organisieren, und ermöglicht so eine Visualisierung komplexer Sachverhalte. Auf diese Weise wird das Risiko verringert und gleichzeitig sichergestellt, dass Projekte mit sehr viel höherer Wahrscheinlichkeit termingerecht und innerhalb des Budgets abgeschlossen werden. Für ein solches virtuelles Abbild des Betriebs ist eine robuste Dateninfrastruktur essenziell.

Aufgrund der Komplexität des künftigen Wasserstoff-Ökosystems wird der digitale Zwilling für die Optimierung des Gesamtprozesses von grundlegender Bedeutung sein. Ein durchgängiges Situationsbewusstsein in der grünen Wasserstoff-Wertschöpfungskette wird es den Beteiligten ermöglichen, datenbasierte Analysen durchzuführen und so agile Geschäftsentscheidungen zu treffen.

Strategische Planung ist der Schlüssel

Die Transparenz in der Wertschöpfungskette des grünen Wasserstoffs ist entscheidend, denn diese ist komplizierter als die anderer, derzeit weitläufig genutzter Energieträger. Ein Grund dafür ist die derzeit noch aufwendige Wasserstoffgewinnung. Der aktuelle Wasserstoff-Verbrauch Deutschlands liegt bei etwa 50 bis 60 Terawattstunden (TWh); es ist jedoch davon auszugehen, dass dieser Bedarf zukünftig auf bis zu 180 TWh steigen wird. Expertinnen und Experten sind sich darin einig, dass Deutschland diesen Bedarf kurzfristig nicht allein decken kann und es somit Importe etwa aus Süd- und Westafrika oder Australien bedarf.

Hinzu kommt, dass der Import selbst eine weitere Herausforderung darstellt. Der grüne Wasserstoff kann entweder in flüssiger Form transportiert oder bereits in elektrische Energie umgewandelt werden. Das Verflüssigen von Wasserstoff zum Transport benötigt jedoch sehr viel Energie. Deshalb muss genau kalkuliert werden, bei welchen Anwendungen sich Wasserstoff am effektivsten einsetzen lässt.

Veränderung ist unvermeidlich

Zahlreiche Unternehmen und Industrien suchen derzeit nach Möglichkeiten, um klimaneutral zu werden und die Vorteile des grünen Wasserstoffs zu nutzen. Auf dem Weg, CO₂-Emissionen zu reduzieren, setzt beispielsweise das norwegische Unternehmen Aker Carbon Capture (Aker CC) auf datengestützte Innovationsentscheidungen. Aker CC unterstützt andere Unternehmen bei der Kohlenstoffabscheidung und ebnet so den Weg zu den Dekarbonisierungszielen mithilfe von datenzentrierten Lösungen. In einer digitalen Darstellung werden physische Unternehmen online abgebildet und es entsteht ein Überblick über die Daten. Basierend auf diesem digitalen Abbild können dann individuelle Lösungen für verschiedene Bedürfnisse gefunden werden.

Ein datenzentrierter, einheitlicher Ansatz ermöglicht es den Projektteams, ein umfassendes Echtzeit-Bewusstsein über alle aktuellen Prozesse zu erlangen. So können sie beispielsweise erkennen, wie hoch das finanzielle Risiko eines Projekts ist. Darüber hinaus können Projekte vorerst digital simuliert werden, bevor sie in die Realität umgesetzt werden. Mögliche Risiken und Fehlschläge lassen sich dabei anpassen, ohne den wirklichen

Betrieb zu stören – dies ist besonders für Versorgungsunternehmen essenziell.

Zukünftige Energieversorgung sichern

Mit jedem neuen Projekt für grünen Wasserstoff wird mehr über die Elektrolyse-Technologie und ihre Anforderungen an die Infrastruktur in Erfahrung gebracht. Die Zukunft wird durch die konstante Forschung viel klarer. Weitere Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff und die Rolle, die Versorgungsunternehmen in einer erweiterten Wertschöpfungskette spielen könnten, werden entdeckt. Ist die Implementierung des nachhaltigen Energieträgers erfolgreich, verspricht grüner Wasserstoff den Energieversorgern zu helfen, die Dekarbonisierungsziele zu erreichen und gleichzeitig zuverlässig und erschwinglich Strom zu liefern. In anderen Branchen beteiligen sich Unternehmen bereits jetzt aktiv an der Produktion, der Speicherung und dem Transport von grünem Wasserstoff.

Der digitale Zwilling hilft in diesem Zusammenhang dabei, Entscheidungen darüber zu treffen, wann Wasserstoff profitabel produziert, transportiert und gespeichert werden kann. Eine robuste Dateninfrastruktur kann allen Beteiligten das erforderliche Situationsbewusstsein auf Unternehmensebene verschaffen, um die richtigen Entscheidungen zur richtigen Zeit zu treffen.

Neben der Forschung sollte die Versorgungsbranche die Nutzung von grünem Wasserstoff als Energieträger nicht lange aufschieben. Die aktuelle Ungewissheit über die Zukunft macht eine vorausschauende Planung sogar noch wichtiger. Neben der Entwicklung von Elektrolysekonzepten und der Modifizierung von Erdgastransportsystemen für den Wasserstofftransport müssen sich Unternehmen auf das Integrieren des neuen Energieträgers konzentrieren. Bestmöglich gehen die entsprechenden Ambitionen mit der Entwicklung einer gemeinsamen Informationsinfrastruktur und

Analytik einher. Denn die künftige grüne Wasserstoffwirtschaft hängt auch von einem optimierten Datenfluss zwischen allen Beteiligten ab. ■

Literatur

[1] Aveva (Hrsg.): Empowering green hydrogen: Data's key role in sustainable energy generation. Online unter https://engage.aveva.com/rs/986-YIS-805/images/WhitePaper_AVEVA_EmpoweringGreenHydrogen_22-04.pdf, abgerufen am 4. Januar 2023.

Der Autor

Douglas Nunez ist globaler Experte für die Energiebranche bei der AVEVA Group.

Kontakt:

AVEVA GmbH
Mainzer Landstr. 180
60327 Frankfurt am Main
E-Mail: sales.de@aveva.com,
aveva@adellink.de
Internet: www.aveva.com

Erste Ergebnisse des DVGW-Leitprojektes „Roadmap Gas 2050“

– Teil 1: Vergleich von H₂-Bereitstellungsoptionen

Ausgabe 04/2021

Die erste Phase des DVGW-Leitprojektes „Roadmap Gas 2050“ [1] ist abgeschlossen und erste Erkenntnisse liegen vor. Diese sollen im Rahmen einer vierteiligen Beitragsserie in dieser und den folgenden Ausgaben dieser Fachzeitschrift präsentiert werden. Teil 1 stellt nachfolgend eine techno-ökonomische und ökologische Bewertung unterschiedlicher H₂-Bereitstellungsoptionen vor und erläutert deren Vor- und Nachteile.

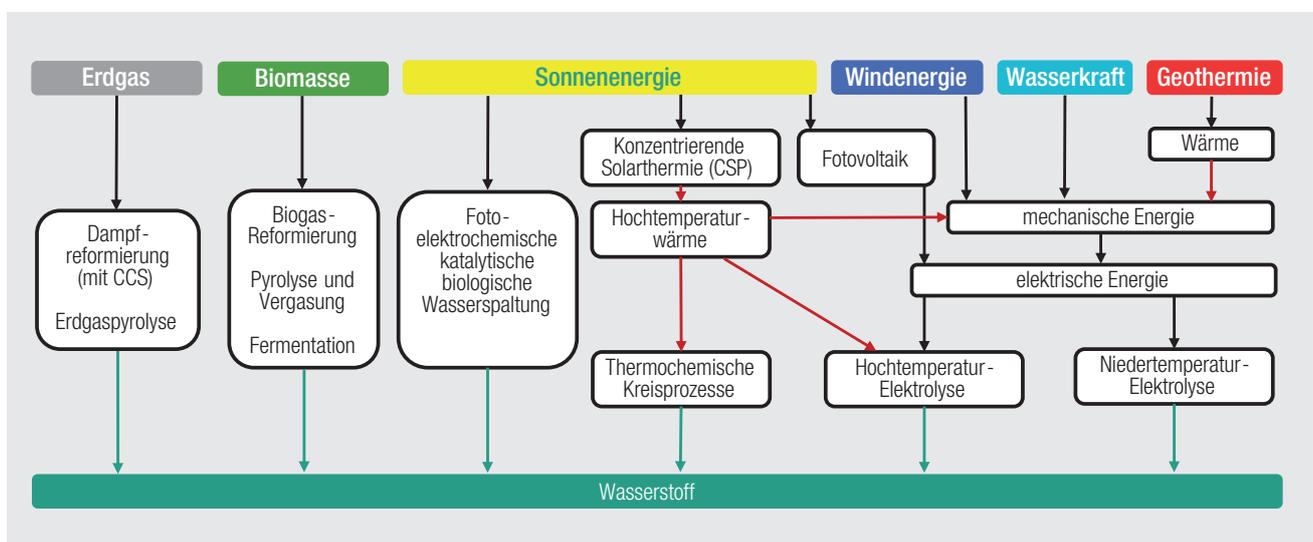
von: Katharina Bär, Janina Leiblein, Dr. Frank Graf (alle: DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut), Michael Kühn (DBI Gas und Umwelttechnik GmbH), Miriam Bäuerle, Sarah Müller & Jörn Benthin (alle: Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.)

Der weltweite Bedarf an Wasserstoff (H₂) lag im Jahr 2018 bei insgesamt 120 Mio. t/a bzw. 4.700 Terawattstunden (TWh)/a. Dieser Bedarf wird zu 95 Prozent aus fossilen Quellen wie Erdgas und Kohle gedeckt, wobei die Dampfreformierung von Erdgas der dominierende Herstellungsprozess ist. Die restlichen fünf Prozent fallen als Nebenprodukt der Chlor-Alkali-Elektrolyse an [2, 3]. In Deutschland beträgt der Wasserstoffbedarf aktuell ca. 1,7 Mio. t/a (bzw. 67 TWh) und wird hauptsächlich für die Ammoniak- (34 Prozent) und die Methanolherstellung (22 Prozent) sowie in Raffinerien (43 Prozent) verwendet [4]. Der Einsatz von Wasserstoff in anderen Sektoren, beispielsweise in der Mobilität, spielt bisher hingegen kaum eine Rolle. Während ältere Studien von einem moderat ansteigenden Wasserstoffbedarf ausge-

hen [4], erwartet die deutsche Bundesregierung bis zum Jahr 2030 einen starken Anstieg auf 90 bis 110 TWh [5].

Neben den konventionellen Verfahren gibt es zahlreiche Möglichkeiten, Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen herzustellen (Abb. 1). Im Rahmen des DVGW-Leitprojektes „Roadmap Gas 2050“ wurden vor diesem Hintergrund sowohl H₂-Erzeugungsverfahren nach dem Stand der Technik als auch Alternativen in Form von Steckbriefen technisch bewertet [6]. Die Steckbriefe enthalten die wichtigsten Parameter jedes Verfahrens wie z. B. Reaktionsbedingungen, Reaktortechnik, Reinheitsgrad der Gase sowie Angaben zum Technologiereifegrad (engl.: Technology Readiness Level, TRL).

Abb. 1: Übersicht über die Verfahren zur Wasserstoffherstellung nach dem Stand der Technik sowie alternative Erzeugungspfade



Quelle: die Autoren

Eine vorausgegangene Literaturrecherche hat gezeigt, dass ein Großteil der alternativen Verfahrensoptionen einen niedrigen Technologiereifegrad aufweist. Insbesondere fotokatalytische und -biologische Verfahren befinden sich aktuell noch im Labormaßstab. Die Wasserstoffherzeugung aus Biomasse, die Wasserelektrolyse sowie die Erzeugung von „blauem“ Wasserstoff mit Dampfreformierung, CO₂-Abtrennung und -Speicherung (CCS) sind hingegen weiter fortgeschritten. Aufgrund des sehr hohen Technologiereifegrads wurden die Wasserelektrolyse sowie die Dampfreformierung mit CCS im Rahmen des Projektes im Detail betrachtet. Zusätzlich wurde die Methanpyrolyse techno-ökonomisch bewertet. Dieses Verfahren ist zwar ebenfalls noch im Forschungsstadium, allerdings könnte es mittelfristig zur großtechnischen Produktion eingesetzt werden. Dadurch sind die Methanpyrolyse sowie die Dampfreformierung mit CCS mögliche Brückentechnologien, um CO₂-armen Wasserstoff zu erzeugen. Im Anschluss an die Literaturrecherche wurde eine detaillierte Analyse für drei Verfahren durchgeführt, deren Ergebnisse werden im Folgenden vorgestellt werden.

Annahmen und Randbedingungen

Da der prognostizierte Wasserstoffbedarf bis zum Jahr 2050 nicht ausschließlich durch eine inländische erneuerbare H₂-Produktion gedeckt werden kann [5], wurde der Import von grünem Wasserstoff aus anderen Regionen techno-ökonomisch bewertet. In vielen Studien wird neben Norwegen und der Nordseeregion die MENA-Region (Nahost und Nordafrika) aufgrund der sehr hohen Sonneneinstrahlung vorgeschlagen [7, 8]. Unter Berücksichtigung von politischer Stabilität und Beziehungen sowie der Verfügbarkeit von Fachpersonal wurde für die Fallstudie beispielhaft der Standort Marokko ausgewählt [7]. In der besagten Studie wurde eine Produktionsleistung von 120 TWh/a Wasserstoff über Elektrolyse angenommen, um den prognostizierten

Tabelle 1: Annahmen und Berechnungsgrundlagen

		Elektrolyse	Dampfreformierung + CCS	Erdgaspyrolyse
Erzeugungskapazität	m ³ /h	13,7 Mio. ^{*1}	100.000	100.000
Investitionskosten	€/(m ³ /h H ₂)	3.000 ^{*2}	2.820 ^{*3}	2.870 ^{*3}
Jahresvolllaststunden	h/a	2.475	8.000	8.000

Kalkulatorischer Zinssatz: 6,91 Prozent [11], ^{*1} bei max. Sonneneinstrahlung, ^{*2} angepasst nach [12] unter Berücksichtigung von Skalierungseffekten nach Herstellerangaben, ^{*3} eigene Auslegung und Berechnung

Quelle: die Autoren

H₂-Bedarf von Deutschland im Jahr 2030 decken zu können [5]. Die benötigte elektrische Energie wird über Fotovoltaik bereitgestellt und die Jahresvolllaststunden der Elektrolyse ergeben sich aus den Sonnenstunden am Standort Marokko.

Um den Anteil an emissionsarmem Wasserstoff schnell erhöhen zu können, bietet sich auch die Wasserstoffherstellung aus Erdgas mit anschließender Kohlenstoffabscheidung (CCS) als Brückentechnologie an. Durch die weltweit verfügbaren Erdgasvorkommen, vorhandene Transportrouten und das bereits etablierte Verfahren der Dampfreformierung sowie die technisch gut umsetzbaren Möglichkeiten zur CO₂-Abtrennung könnten mittelfristig große Mengen an blauem Wasserstoff bereitgestellt werden.

Bei den beiden betrachteten Verfahren der Dampfreformierung mit CCS und der Erdgaspyrolyse zur Herstellung von türkischem Wasserstoff wurde eine Produktionsleistung von 100.000 m³/h (~ 3 TWh/a) bei kontinuierlichem Betrieb festgelegt. Da in der chemischen Industrie die H₂-Herstellung häufig in den Gesamtprozess direkt vor Ort integriert ist, wird angenommen, dass Wasserstoff direkt beim Verbraucher erzeugt wird. Prinzipiell sind auch größere Leistungen denkbar, allerdings ergeben sich aufgrund der begrenzten Reaktorgrößen keine wesentlichen Potenziale zur Kostensenkung. Da die gesellschaftliche Akzeptanz für die Onshore-Speicherung von CO₂ in Deutschland sehr gering ist, wurde die Offshore-Speicherung in einem erschöpften Erdgasfeld in der Nordsee betrachtet. Der CO₂-Transport erfolgt

in dieser Betrachtung per Schiff, da Aufbau und Betrieb eines geeigneten Rohrleitungstransportnetzes erst ab größeren produzierten CO₂-Mengen wirtschaftlich sinnvoll ist.

Nach der eigentlichen Produktion über Elektrolyse, Dampfreformierung und Methanpyrolyse wird der Wasserstoff bei allen drei Verfahren aufgereinigt (z. B. Membranverfahren, Druckwechseladsorption) und steht somit in hoher Produktgasqualität zur Verfügung.

Für die technische Auslegung der Verfahren wurden Prozesssimulationen durchgeführt und die Prozessketten anschließend hinsichtlich Kosten, Effizienz und Carbon Footprint bewertet und verglichen. Ebenso wurden die Prozesse hinsichtlich Reaktorgröße, Zwischenspeicher, möglicher Energieeinbindung und Wirkungsgrad bewertet und die Kosten für die gesamte Prozesskette ermittelt und optimiert.

Die Annahmen der ökonomischen Bewertung sind in **Tabelle 1** zusammengefasst. Die eigenen Berechnungen der Investitionskosten basieren auf Strukturmethoden mit einer Genauigkeit von ± 30 Prozent [9, 10], bei denen zunächst die Kosten der einzelnen Apparate (wie z. B. Wärmeübertrager, Pumpen, Verdichter und Reaktoren) anhand der Prozesssimulationen abgeschätzt werden. Ausgehend von den Apparatelkosten werden die weiteren Kosten für Verrohrung, Instrumentierung, Erschließung etc. durch entsprechende Zuschlagsfaktoren abgeschätzt.

Die technische Auslegung und die energetische Bewertung liefern die Grundlage zur ökologischen Bewer-

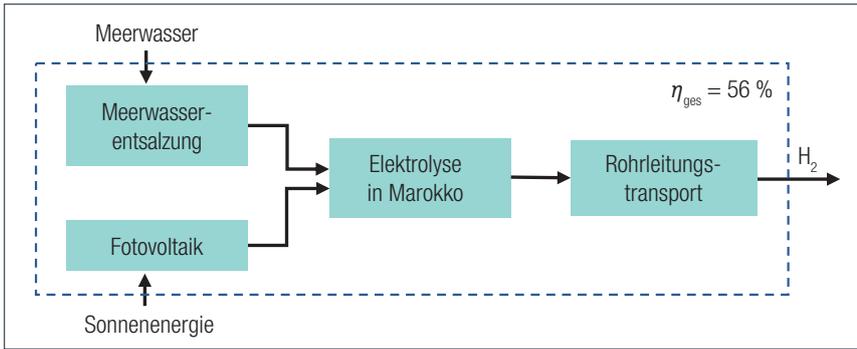


Abb. 2: H₂-Erzeugung über Wasserelektrolyse in der MENA-Region und Transport nach Deutschland (3.000 km). Wasserstoffdruck: 100 bar. Blau gestrichelt: Systemgrenze

Tabelle 2: Emissionsfaktoren für Carbon Footprint Assessment

	Emissionsfaktor	Quelle
Strom aus Fotovoltaik	0,050 kg CO ₂ -eq/kWh	[17]
Wasser aus Entsalzung	0,010 kg CO ₂ -eq/kg (H ₂ O)	berechnet
Deutscher Strommix 2019	0,401 kg CO ₂ -eq/kWh	[13]
Erdgas (Importmix) ^{*1}	0,201 kg CO ₂ -eq/kWh	[14]

^{*1} Referenzjahr 2016: Erdgas zu überwiegenen Teilen aus Russland, Norwegen und den Niederlanden

Die Bilanzierung der gesamten Prozesskette und zeigt, welche Energiemengen in den verschiedenen Energieformen benötigt werden. Dabei werden alle Anlagen sowie Energieströme innerhalb der Systemgrenze (Abb. 2) berücksichtigt.

Mithilfe der Emissionsfaktoren für Strom und Erdgas sowie der verschiedenen Herstellungspfade für Wasserstoff [13–17] wird die gesamte Prozesskette ökologisch bewertet. Die Bilanzierung berücksichtigt auch die Emis-

sionen, die aus der Förderung und dem Transport der Rohstoffe resultieren (Tab. 2). Emissionen, die bei der Herstellung oder Entsorgung der Anlagen zur Produktion von blauem oder türkisem Wasserstoff entstehen, werden nicht mitberücksichtigt. Dieser Anteil ist im Vergleich zu den Emissionen der gesamten Prozesskette vernachlässigbar [18]. Bei der Produktion von grünem Wasserstoff fällt heute die Produktion der Fotovoltaik-Module im Vergleich mit den Emissionen der gesamten Prozesskette deutlich stärker ins Gewicht. Deshalb wird die Herstellung der entsprechenden Module bei der ökologischen Betrachtung mithilfe des Emissionsfaktors von Strom aus Fotovoltaik (Tab. 2) berücksichtigt.

Vorstellung der Prozess- und Logistikketten

Die Prozesskette der H₂-Erzeugung über Wasserelektrolyse in der MENA-Region berücksichtigt die Meerwasserentsalzung, die Wasserstoffherstellung über eine PEM-Elektrolyse in Marokko sowie den leitungsgebundenen Wasserstofftransport nach Deutschland (Abb. 2). Der erste Teil der Wasserstofftransportleitung dient außerdem zur Zwischenspeicherung des volatilen, über Fotovoltaik und Elektrolyse produzierten Wasserstoffs. Der Transport von Marokko nach Deutschland erfolgt unter der Annahme eines Neubaus der Wasserstoffleitung und einem Betriebsdruck von 100 bar. Die Verdichterstationen werden mit Wasserstoff betrieben und sorgen im zweiten Leitungsabschnitt in einem Abstand von 250 km unter Berücksichtigung einer maximalen Gasgeschwindigkeit von 20 m/s für den notwendigen Betriebsdruck. Die Effizienz der gesamten Prozesskette wird durch den energetischen Ausnutzungsgrad beschrieben und beträgt 56 Prozent.

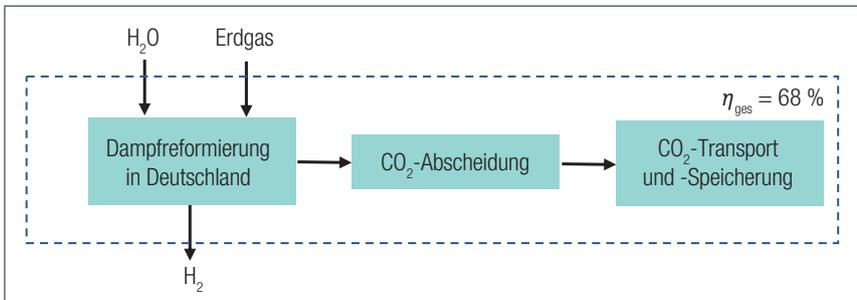


Abb. 3: H₂-Produktion von 100.000 m³/h: Dampfreformierung mit CCS in Deutschland. Blau gestrichelt: Systemgrenze. Wasserstoffdruck: 20 bar. CO₂-Abtrennung im Abgas der Reformierbeheizung. CO₂-Transportstrecke: 1.200 km

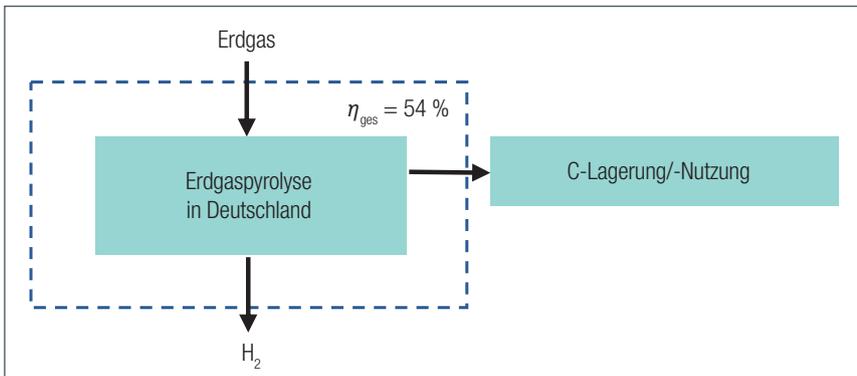


Abb. 4: H₂-Produktion von 100.000 m³/h: Erdgaspyrolyse in Deutschland mit anschließender Druckwechseladsorption. Blau gestrichelt: Systemgrenze. Pyrolysereaktor: Wanderbett. Wasserstoffdruck: 20 bar.

Bei der Dampfreformierung mit CO₂-Abtrennung wird sowohl der CO₂-Transport als auch die CO₂-Speicherung bei der techno-ökonomischen und ökologischen Bewertung berücksichtigt (Abb. 3). Die CO₂-Abscheidung kann

dabei auch an bereits bestehenden Anlagen zur Dampfreformierung integriert werden. Der höchste Abscheidegrad von über 90 Prozent wird bei einer Abtrennung des CO₂ aus dem Abgas der Reformierbeheizung erzielt. Aufgrund des nah-atmosphärischen Drucks und der großen Volumenströme des Abgases werden Gasabscheideverfahren bevorzugt, die bei geringem Druck arbeiten, um eine energieintensive Verdichtung des Abgases zu vermeiden. Chemische Wäschen (z. B. mit Monoethanolamin) sind dazu besonders geeignet und aus der großtechnischen Anwendung bereits hinlänglich bekannt [19–21]. Der energetische Ausnutzungsgrad der Dampfreformierung beträgt brennwertbezogen fast 69 Prozent und sinkt leicht bei Einbeziehung des CO₂-Transports und der -Speicherung auf 68 Prozent.

Die Erdgaspyrolyse mit einer anschließenden Lagerung des festen Kohlenstoffs bietet eine weitere Möglichkeit, emissionsarmen Wasserstoff aus Erdgas herzustellen (Abb. 4). Der dabei als Nebenprodukt anfallende feste Kohlenstoff kann prinzipiell stofflich genutzt werden; gleichwohl wurde der Markt für Kohlenstoff unter Berücksichtigung der technischen Anforderungen (wie z. B. dem Reinheitsgrad) im Projekt nicht betrachtet. Bei großtechnischer Anwendung der Erdgaspyrolyse ist davon auszugehen, dass der Kohlenstoff aufgrund des begrenzten Bedarfs seitens der Industrie zumindest anteilig deponiert werden wird. Obwohl bislang noch keine großtechnische Umsetzung erfolgt ist, erscheinen Verfahren mit Kohlenstoffwanderbett besonders geeignet [22]. Grund sind die im Wanderbettreaktor integrierten und elektrisch beheizten Wärmeübertragungszonen, die eine bessere Wärmeintegration und somit höhere Effizienz ermöglichen. Da sich im Reaktor und auch in den Wärmeübertragungszonen gebildeter Kohlenstoff auf den Partikeln des Wanderbettes ablagert und mit diesen ausgetragen wird, ist das Risiko für Verblockungen des Reaktors reduziert. Der energetische Ausnutzungsgrad der Erdgaspyrolyse beläuft sich auf 54 Prozent. Im Vergleich zur Dampfreformierung mit CCS ist der Wert geringer, da der gebildete Kohlenstoff nicht in den energetischen Ausnutzungsgrad der Prozesskette mit einbezogen wird.

Ergebnisse: Bereitstellungskosten von Wasserstoff

Beim Vergleich der H₂-Bereitstellungskosten der drei Prozessketten zeigt sich, dass im Jahr 2020 die Erzeugung von Wasserstoff aus fossilen Quellen mittels Dampfreformierung mit anschließender CCS mit 2,3 Euro pro Kilogramm (Euro/kg) Wasserstoff am günstigsten ist (Abb. 5). Wasserstoff aus der Erdgaspyrolyse würde nach den Berechnungen mit 2,7 Euro/kg zu Buche schlagen. Dieser Wert ist allerdings mit großer Unsicherheit behaftet, da das Verfahren bislang noch nicht großtechnisch umgesetzt wurde. Auch wenn vergleichbare Werte aus anderen theoretischen Untersuchungen bekannt sind (~ 3 Euro/kg [18]), können bei erstmaliger großtechnischer Umsetzung des Verfahrens Abweichungen hinsichtlich der Investitions- und Betriebskosten entstehen. ▶

Die Turbine wird digital

Natürlich dreht sich auch hier ein Turbinenrad - aber alles andere ist elektronisch.



TME 400-VC:
Der Kompakte für Betriebsmessungen



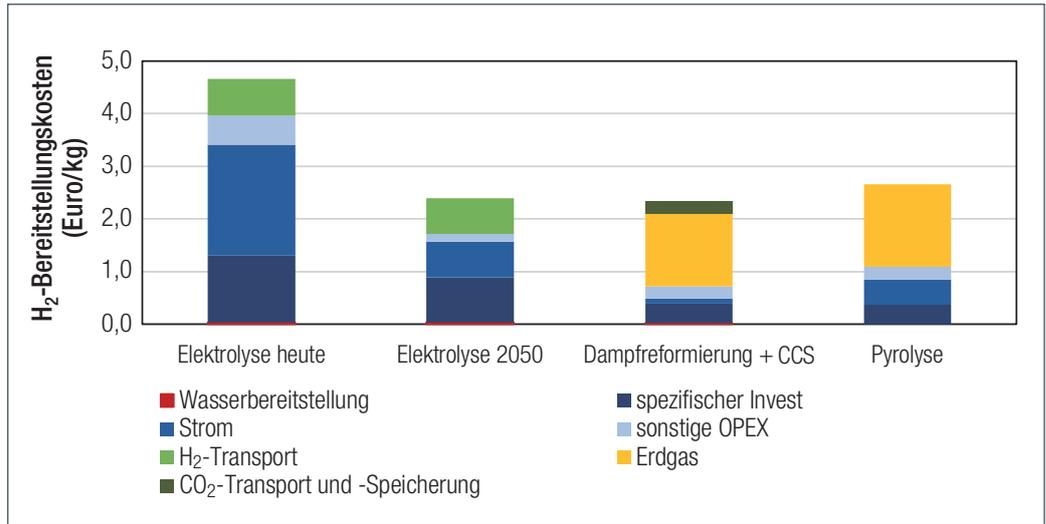
TME 400-VCF:
Der Präzise, mit MID-Zulassung für Abrechnungsmessungen

Mit Durchflussanzeige, integrierter Umwertefunktion und Bediensoftware. ... und natürlich H₂-ready!

RMG ONE STEP AHEAD

RMG Messtechnik GmbH
www.rmg.com

Abb. 5: Gegenüberstellung der H₂-Gestehungskosten der grünen, blauen und türkisen Wasserstoffproduktion für die Jahre 2020 und 2050. Druckstufe grüner H₂: 100 bar, blauer H₂: 20 bar, türkiser H₂: 20 bar



Quelle: die Autoren

Dahingegen sind die Kosten für die Methanreformierung mit CCS gut ermittelbar und das Verfahren ist technisch realisierbar. Allerdings ist die CO₂-Speicherung auf breite gesellschaftliche Akzeptanz angewiesen.

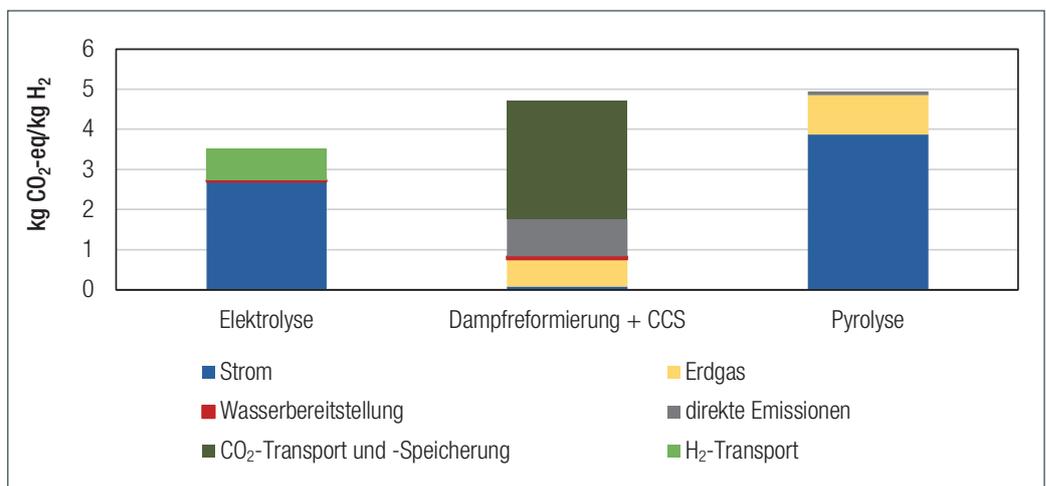
Deutschland je nach Umrüstungsaufwand für die Transitleitungen von 0,67 Euro/kg (Neubau) auf 0,21 bis 0,45 Euro/kg sinken [23].

Ökologische Bewertung

Die Kosten der Wasserstoffherstellung über Elektrolyse liegen zum jetzigen Zeitpunkt noch weit über den Kosten der anderen beiden Verfahren. Aber im Gegensatz zu Dampfreformierung und Erdgaspyrolyse wird bei der Herstellung von grünem Wasserstoff ein deutliches Kostensenkungspotenzial insbesondere bei den Investitionskosten für Elektrolyseure und bei den Stromerzeugungskosten erwartet. Somit können bis zum Jahr 2050 die Bereitstellungskosten von H₂ aus der MENA-Region um etwa 50 Prozent sinken. Weiteres Kostensenkungspotenzial ergibt sich, wenn anstatt neugebauter H₂-Transportnetze die bereits vorhandene Erdgas-Transportinfrastruktur verwendet wird. Somit können die Kosten des H₂-Transports von der MENA-Region bis nach

Für eine ökologische Bewertung wurde der Carbon Footprint der drei Verfahren zur Wasserstoffbereitstellung verglichen. Die ökologische Bewertung der Wasserstoffbereitstellung aus der MENA-Region berücksichtigt alle Prozesse innerhalb der Systemgrenze (siehe Abb. 2). Wie **Abbildung 6** zeigt, fallen bei der Produktion und dem Transport des Wasserstoffs nach Deutschland insgesamt 3,5 kg CO₂-Äquivalent pro Kilogramm Wasserstoff (CO₂-eq/kg H₂) an. Ein Großteil dieser Emissionen ist auf den Herstellungsprozess in der Elektrolyse mit Fotovoltaik-Strom zurückzuführen (76,5 Prozent), da durch die Produktion der Fotovoltaik-Module heute noch hohe Emissionen verursacht werden. Der Energiebedarf für die Meerwasserentsalzung fällt mit einem Wert von 1,4 Prozent an den CO₂-

Abb. 6: Gegenüberstellung des CO₂-Fußabdrucks der betrachteten Verfahren der Wasserstoffproduktion für das Jahr 2020



Quelle: die Autoren

Emissionen kaum ins Gewicht. Der H₂-Transport wiederum trägt mit 22 Prozent zu den Gesamtemissionen bei. Aufgrund der wasserstoffbetriebenen Verdichter entlang der Transportstrecke ergibt sich außerdem ein zusätzlicher Wasserstoffbedarf, der einen Mehraufwand an Strom und Wasser für die Elektrolyse verursacht. Bis 2050 können die Emissionen zur Erzeugung von grünem Wasserstoff um ca. 95 Prozent sinken, wenn für die Herstellung der Fotovoltaik-Module Strom aus erneuerbaren Quellen (EE-Strom) zum Einsatz kommt [24].

Etwas höher fällt der Carbon-Footprint der Dampfreformierung mit CCS mit 4,7 kg CO₂-eq/kg H₂ aus. Berücksichtigt sind dabei die Betriebsmittel im Prozess selbst – also Erdgas, Strom und Wasser – sowie die resultierenden direkten Emissionen. Die Vorkettenemissionen des Erdgases verursachen dabei 14,4 Prozent der anfallenden Treibhausgas-Emissionen, während hier der Strombedarf keinen nennenswerten Anteil an den Gesamtemissionen hat. Die direkten Emissionen des Prozesses sinken aufgrund der Abscheidung des CO₂ durch die Amin-Wäsche um 90 Prozent auf 0,9 CO₂-eq/kg H₂. Im Vergleich zur H₂-Erzeugung über Dampfreformierung ohne CCS reduzieren sich die CO₂-Emissionen um 53 %. Die CO₂-Abtrennung und Zwischenspeicherung vor Ort sowie der Schiffstransport und die anschließende Verpressung im Meeresgrund in der Nordsee (H2morrow-Projekt [25]) tragen mit 60 Prozent einen erheblichen Anteil zu den Gesamtemissionen bei.

Die Erdgaspyrolyse weist mit 4,9 kg CO₂-eq/kg H₂ im Vergleich zu den beiden anderen Verfahren die höchsten Emissionen auf. Grund dafür ist der gewählte Reaktortyp des elektrisch beheizten Wanderbetts und die momentan schlechte CO₂-Bilanz des deutschen Strommix. Da sich der Anteil an erneuerbaren Energien in den kommenden Jahren jedoch erhöhen wird, ist für die Erzeugung von türkisen Wasserstoff von einem hohen THG-Reduktionspotenzial auszugehen. Nicht enthalten sind hier der Abtransport des festen Kohlenstoffs. Je nach Transportmittel und -strecke können sich die Emissionen noch deutlich erhöhen.

Zusammenfassung

Die Analyse der verschiedenen Verfahren der Wasserstoffherstellung zeigt, dass die Wasserelektrolyse, die Dampfreformierung mit CCS

und die Erdgaspyrolyse große Potenziale bieten, den zukünftigen Wasserstoff-Bedarf in Deutschland zu decken. Die techno-ökonomische Analyse weist zum jetzigen Zeitpunkt darauf hin, dass die Dampfreformierung mit CCS zur Erzeugung von blauem Wasserstoff die kostengünstigste Technologie darstellt, während aus den ökologischen Untersuchungen hervorgeht, dass der grüne Wasserstoff im Vergleich zur Herstellung von blauem und türkisenem Wasserstoff den niedrigsten Carbon Footprint aufweist. Zukünftig gleichen sich die Bereitstellungskosten von grünem, elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff aus der MENA-Region insbesondere unter Nutzung der bestehenden Erdgasinfrastruktur den Kosten der anderen zwei Verfahren an, wodurch grüner Wasserstoff auch wirtschaftlich konkurrenzfähig wird. ■



Das Literaturverzeichnis zum Beitrag finden Sie unter www.energie-wasser-praxis.de oder über den Direktlink im E-Paper.

Die Autoren

Katharina Bär ist Projektingenieurin an der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT).

Janina Leiblein ist Projektingenieurin an der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT).

Dr. Frank Graf leitet den Bereich „Gastechnologie“ an der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT).

Michael Kühn ist Projektleiter im Fachgebiet Gasverfahrenstechnik der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH.

Miriam Bäuerle ist Projektingenieurin am Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.

Sarah Müller war Projektingenieurin am Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.

Jörn Benthin ist Leiter der digitalen Transformation und Teamleiter am Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.

Kontakt:

Katharina Bär

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut
des Karlsruher Instituts für Technologie
Engler-Bunte-Ring 1–9

76131 Karlsruhe

Tel.: 0721 608-41271

E-Mail: baer@dvwg-ebi.de

Internet: www.dvwg-ebi.de

Ergebnisse des DVGW-Leitprojektes „Roadmap Gas 2050“ – Teil 2:

Ausgabe 11/2022

Untersuchungsergebnisse zur H₂-Verträglichkeit von Gasanwendungen

Verbrennungsprozesse, wie z. B. beim Heizen und Kochen, stellen den wichtigsten Nutzungspfad von Erdgas dar. Im Rahmen der Diskussion um die Beimischung von Wasserstoff in Erdgas ist es in diesem Zusammenhang wichtig, herauszufinden, wie die Geräte der häuslichen Gasanwendung auf die veränderten Eigenschaften des Erdgas-Wasserstoff-Gemisches reagieren. Antworten können hierbei Testreihen zur Wasserstofftoleranz von häuslichen Gasgeräten liefern, wie sie im Rahmen des DVGW-Leitprojektes „Roadmap Gas 2050“ (Förderkennzeichen: G 201824) durchgeführt wurden. Der vorliegende Beitrag stellt das Versuchsprogramm und die Ergebnisse der Testreihen zur Wasserstofftoleranz häuslicher Gasgeräte vor.

von: Dr. Frank Burmeister, Eren Tali, Sabine Feldpausch-Jägers (alle: Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.), Philipp Pietsch, Frank Erler (beide: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH) & Dr. Holger Dörr (DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie)

In der Diskussion um die Beimischung von Wasserstoff in Erdgas spielen Verbrennungsprozesse eine zentrale Rolle, denn die Umwandlung in Wärme stellt den wichtigsten Nutzungspfad für Erdgas dar. In der häuslichen Gasverwendung wird Erdgas vorrangig zur Beheizung von Gebäuden, aber auch zum Kochen verwendet. Die Gasanwendungstechnologien in diesem Sektor sind folglich für den Einsatz von Erdgas ausgelegt und auch optimiert. Die Beimischung von H₂ in Erdgas wirft daher die Frage auf, wie Technologien in der Endanwendung auf die veränderten Eigenschaften des Erdgas-Wasserstoff-Gemisches reagieren.

Ein Anteil von 10 Volumenprozent (Vol.-%) H₂ in Erdgas für den Bestand im Sektor Haushalt ist allgemein akzeptiert, wenn eine gute und regelmäßige Wartung der Geräte sowie eine entsprechende Geräteeinstellung im Serienzustand vorliegen. Aktuell wird ein H₂-Anteil von 20 Vol.-% in Erdgas für die Anwendungstechnik ohne Einschränkungen zwar als nicht vertretbar bzw. realisierbar eingestuft (vgl. hierzu die Position des Bundesverbandes der Deutschen Heizungsindustrie (BDH) zum GAsdialog 2030). Erste Feldversu-

che mit 20 Vol.-% Wasserstoffanteilen zeigen dagegen, dass bei Werkseinstellung und regelmäßiger Wartung höhere Wasserstoffanteile als 10 Vol.-% technisch machbar sind. Ziel der Laboruntersuchungen der Roadmap Gas 2050 war es vor diesem Hintergrund, durch gestufte Zumischungen von Wasserstoff zu definierten Grundgasen die H₂-Readiness sowie die Zumischgrenzen unter Laborbedingungen für verschiedene Gerätekategorien und -segmente zu ermitteln. Dabei wurden repräsentativ Brenner- und Regelungstechnologien älterer wie auch neuer Gasgeräte in zahlreichen Tests mit Gasgemischen mit Wasserstoffgehalten von 10 bis 40 Vol.-% untersucht.

Versuchsgase

Die Testgase wurden so ausgewählt, dass der gesamte Bereich der Wobbe-Indizes der in Europa verteilten Gase abgedeckt wird. Die Untersuchung zur H₂-Verträglichkeit erfolgte mit den Prüfgasen G 20, G 23 und G 231 nach EN 437, zu denen jeweils 10 bis 40 Vol.-% H₂ zugemischt wurde. Das Gasgemisch aus G 20 + 20 Vol.-% H₂ liefert bereits erste Indizien, ob eine relative Dichte von 0,45 zukünftig zu-

gelassen werden könnte. Dies ist deshalb von Bedeutung, weil bei einer Wasserstoff-Zumischung zu Gas aus Russland (ca. 98 Vol.-% Methan) die derzeitige Grenze der relativen Dichte von 0,55 schon bei kleinen H₂-Anteilen unterschritten wird. Eine Reduktion auf ca. 0,45 würde einen Anteil von etwa 20 Vol.-% gestatten. Die Versuchsgase und deren Zusammensetzung wurden bereits in einer früheren Veröffentlichung [1] näher beschrieben.

Bewertungskriterien und Versuchsprogramm

Die Bewertungskriterien fokussieren sich vor allem auf die Aspekte Sicherheitskonzepte bzw. Betriebssicherheit der Gasverwendungstechniken bei Wasserstoffbeimischungen. Funktions-, Leistungs- und Effizienzbetrachtungen ergänzen die Bewertung. Im Versuchsprogramm wurden folgende, wesentliche Untersuchungsparameter berücksichtigt:

- Zündfähigkeit
- Stabilitätsverhalten (Abhebe- bzw. Rückschlagneigung)
- instationäre Zustände: Start-Stopp, Leistungsmodulation

- wechselnde H₂-Anteile
 - Leistungs- und Effizienzänderungen (Wirkungs- und Nutzungsgrade)
 - höherer Gasvolumenstrom durch den kleineren volumetrischen Brennwert des Wasserstoffes
 - Emissionen NO_x, CO, C_xH_y – stationäre und instationäre Zustände
- Neben den oben aufgeführten Aspekten sind weitere Parameter und Sicherheitsaspekte Teil der Untersuchungen.

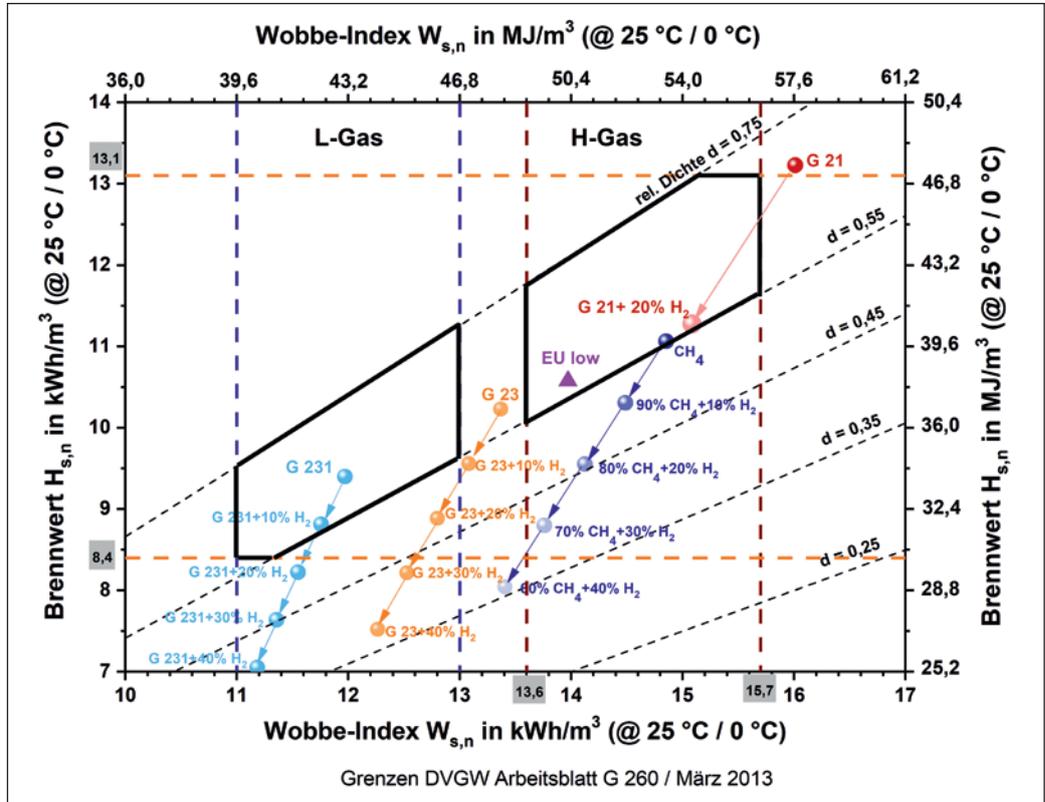


Abb. 1: Darstellung der Versuchsgase in Relation zu den in Europa verteilten Gasen

Quelle: GWI

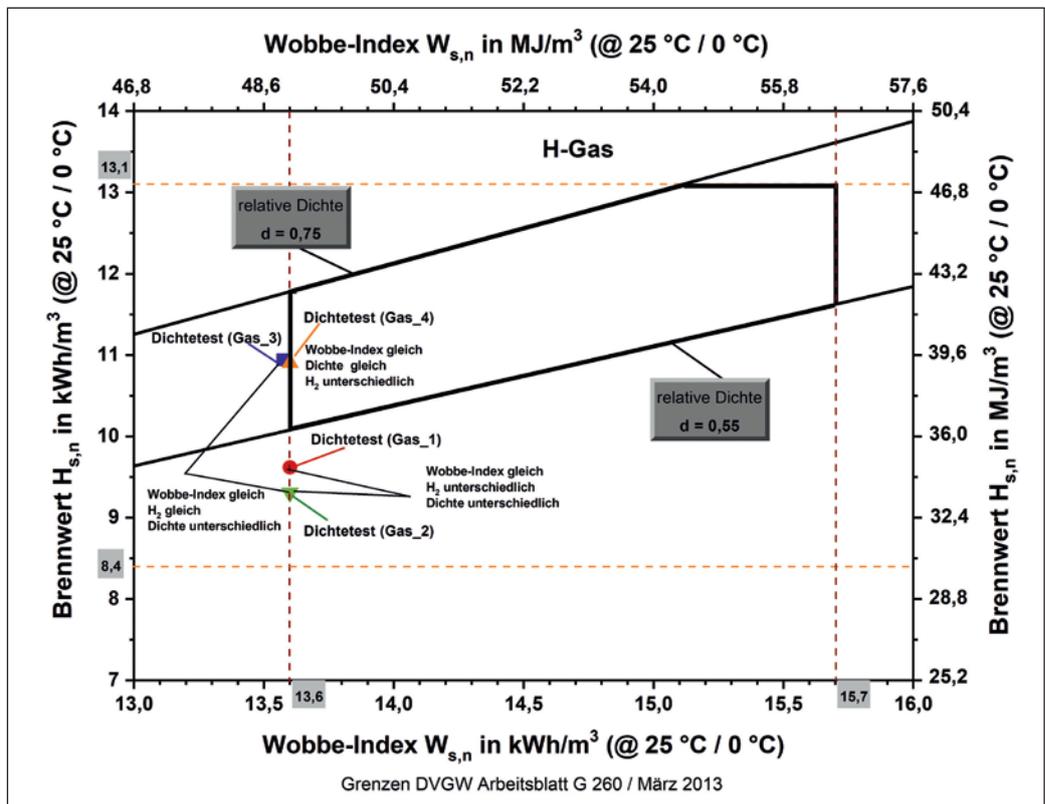


Abb. 2: Einordnung der Gase für den „Dichtetest“

Quelle: GWI

Die untersuchten Geräte wurden zunächst mit Werkseinstellung getestet. Der Start der Untersuchungen erfolgte mit G 20 als Referenz. Danach wurde eine Messung mit dem Grenzgas G 21 am oberen H-Gas-Bereich des DVGW-Arbeitsblattes G 260 durchgeführt und anschließend das Gemisch aus G 21 + 20 Vol.-% H₂ getestet, um die Funktionsfähigkeit der Geräte an der unteren Dichtegrenze zu untersuchen. Anschließend kamen die Referenzgase G 231, G 23 und EU-low (95,6 Vol.-% CH₄/4,4 Vol.-% N₂) sowie an den Geräten 1 bis 4 auch vier „Dichte-Testgase“ zum Einsatz (Abb. 1 & 2) [1].

Die H₂-Verträglichkeit wurde durch die Zumischung von Wasserstoff zu G 20 untersucht, indem der H₂-Gehalt jeweils um 10 Vol.-% bis 40 Vol.-% erhöht wurde. Die gleichen Messungen wurden mit G 231 mit H₂ (von 10 bis 40 Vol.-%) durchgeführt. Sollte ein Gerät mit G 231 + H₂ nicht funktionieren, wurde statt G 231 das Versuchsgas G 23 angewendet. Sollte auch G 23 + H₂ nicht funktionieren, kam das Gas EU-low mit den H₂-Zumischungen von 10 bis 40 Vol.-% zur Anwendung.

Die Messungen wurden mit einer 1 m langen Abgasanlage durchgeführt. Je nach Gerät (einstufig, zweistufig oder modulierend) wurden die Leistungseinstellungen berücksichtigt, die modulierenden Brenner wurden bei minimaler und maximaler Leistung getestet. Sämtliche Messungen fanden bei den Vorlauf-/Rücklaufftemperatur-Paarungen von 80/60 °C sowie 50/30 °C statt.

Ob ein Gerät mit wasserstoffhaltigem Gas zündet, wurde mit der schematisch in **Abbildung 3** dargestellten Start-Stopp-Versuchsreihe untersucht. Der erste Start erfolgte mit gekühlter Verbrennungsluft (-14 °C) und dem Brenngasgemisch, bestehend aus Methan + 40 Vol.-% H₂. Nach erfolgreichem Start und ca. zehnmütigem Betrieb bei maximaler Leistung wurde der Brenner wieder abgeschaltet und nach einer kurzen Pause (ca. 2 Minuten) noch einmal mit raumtemperierter Verbrennungsluft und dem gleichen Gasgemisch gestartet. Anschließend wurde nach weiteren zehn Minuten das Gerät

abgeschaltet und mit G 20 + 35 Vol.-% H₂ gestartet. Die Starts wurden noch mit den Gasgemischen aus G 20 mit 30, 20 und 10 Vol.-% Wasserstoff wiederholt. Die Zeitintervalle sind abhängig vom Erreichen des stationären Zustands. Die oben beschriebenen Untersuchungen wurden bis auf den Kaltstart mit gekühlter Verbrennungsluft ebenso für die Gasgemische aus G 231 + 10 bis 40 Vol.-% H₂ durchgeführt.

Der schwierigste Start ist den Untersuchungen zufolge der Kaltstart zu Beginn. Wenn dieser Start erfolgreich ist, startet das Gasgerät auch bei den geringeren Wasserstoffanteilen gut.

Die H₂-Verträglichkeit wurde durch die Zumischung von Wasserstoff zu Methan untersucht, indem der H₂-Gehalt jeweils um 10 Vol.-% bis zu 40 Vol.-% erhöht wurde. Das Gasgerät wurde mit G 20 gestartet und zunächst 30 Minuten lang bei kleiner Leistung betrieben. Dann erfolgte der Wechsel auf G 20 + 10 Vol.-% H₂, nach jeweils ca. 30 Minuten wurde der Wasserstoff-Anteil um weitere 10 Vol.-% erhöht. Zusätzlich wurde auch das Prüfgas G 22, bestehend aus Methan und 35 Vol.-% H₂, getestet. Anschließend erfolgte mit G 20 die Einstellung auf die maximale Leistung. Während dieses Lastanstiegs wurde für ca. eine Minute das Gemisch aus G 20 + 40 Vol.-% H₂ eingesetzt. Bei Q_{Max} erfolgte ein Gaswechsel zwischen G 20 + 10 Vol.-% H₂, G 20, G 20 + 20 Vol.-% H₂ usw. Zum Schluss wurde während der Verringerung der Leistung und des Betriebs mit G 20 nochmals für ca. eine Minute das Gemisch aus G 20 + 40 Vol.-% H₂ eingesetzt und mit dem heißen Brenner betrieben, um das Gerät auf Flammenrückschlag zu testen. Der Ablauf des Gaswech-

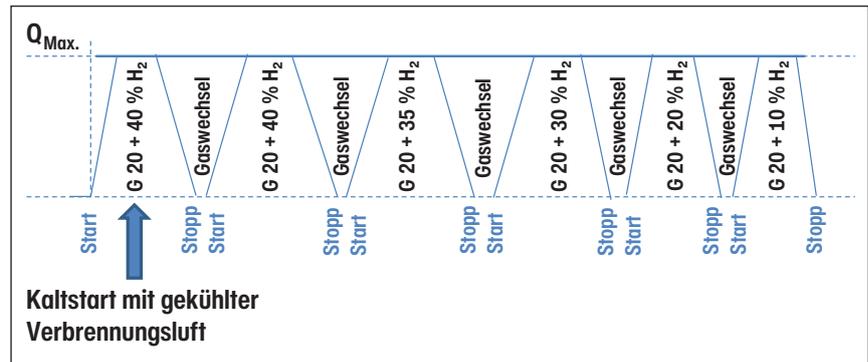


Abb. 3: Start-Stopp-Schema der Versuche mit G 20 + 10 bis 40 Vol.-% H₂

Quelle: GWI

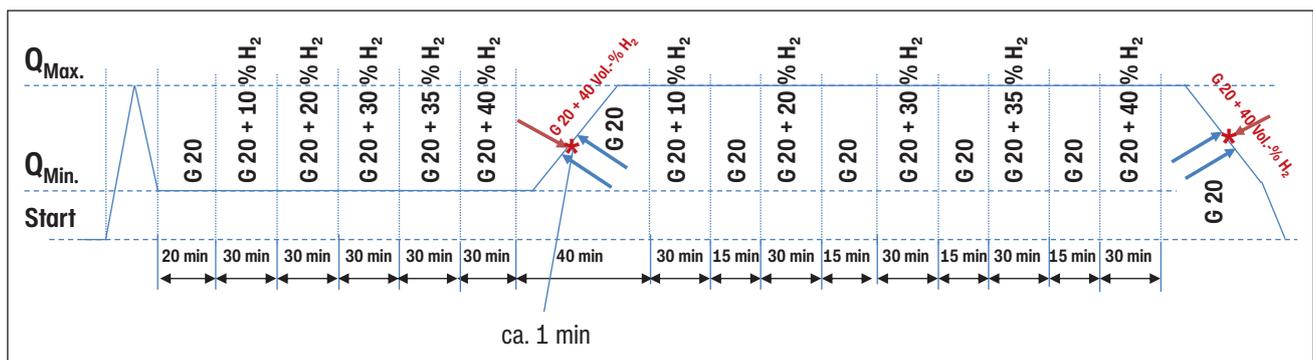


Abb. 4: Schematische Darstellung eines Brennerlaufs mit Gaswechsel: G 20 + H₂ bei Q_{Min} und Q_{Max}

Quelle: GWI

sels ist schematisch in **Abbildung 4** aufgeführt.

An dem atmosphärischen Gerät 3 (siehe untenstehende Tabelle) sowie den Brennwertgeräten 4, 7, 8 und 9 wurden am GWI zusätzlich Windtest-Versuche nach DIN EN 15502-2-1 durchgeführt [2]. Es mussten unter Windeinfluss die Zündung des Zündbrenners, die Zündung des Hauptbrenners durch den Zündbrenner oder die direkte Zündung des Hauptbrenners, das vollständige Überzünden des Hauptbrenners und auch die Stabilität des Zündbrenners, wenn er allein brennt, oder des Zündbrenners und Hauptbrenners, wenn sie gleichzeitig in Betrieb sind, sicherge-

stellt sein. Leichte Flammenstörungen waren zwar erlaubt, aber die Flammen durften nicht verlöschen.

Zunächst wurden die Kessel in Grundstellung mit dem Referenzgas G 20 und dem Gasgemisch aus G 20 + 40 Vol.-% H₂ betrieben. Die Messungen erfolgten bei Nennwärmebelastung und der kleinsten durch die Regelung gegebenen Wärmebelastung. Die Windtest-Messungen wurden mit dem Gasgemisch aus G 20 + 40 Vol.-% H₂ im stationären Zustand bei Umgebungstemperatur und bei minimaler und maximaler Wärmebelastung bei den Windgeschwindigkeiten von 1 m/s und 12,5 m/s durchgeführt.

Die Abgasrohre wurden frontal, schräg und seitlich zum Abgasrohr einem Windstrom ausgesetzt. Erzeugt wurde der Windstrom dabei von einem Windgenerator, der in einem Abstand von 1,2 m vor dem Abgasrohr positioniert war. Sollte die Flamme während des Versuchs erlöschen, wurde dieser Versuch insgesamt fünfmal wiederholt.

Weiterhin wurden am GWI verschiedene sicherheitstechnische Untersuchungen zur Zündfähigkeit, Dichtheit des Gasweges, Drosselung des Gasdrucks etc. nach DIN EN 15502-2-1 [2] mit G 20 und dem Gasgemisch G 20 + 40 Vol.-% H₂ durchgeführt. Überwiegend waren bei diesen Versuchen auch

Nummer	Wärmebelastung (Hi)	Geräteart	Brennerprinzip		Gas-Luft-Verbund	Verbrennungsluftzuführung	Gerätezustand
Gerät 1	18,7 kW	Heizwert-Kessel bodenstehend	Injektorbrenner, 2 Düsen	1-stufig	teilmischend	raumluftabhängig	neu
Gerät 2	8,9–22,2 kW	Heizwert-Wandgerät	Mehrfach-Injektorbrenner	modulierend	vollmischend	raumluftabhängig	gebraucht
Gerät 3	12–22,2 kW	Heizwert-Wandgerät	Injektorbrenner	modulierend	teilmischend	raumluftunabhängig	neu
Gerät 4	6,9–24 kW	BWK-Wandgerät	elektronische Verbrennungsregelung	modulierend	vollmischend	raumluftunabhängig	gebraucht
Gerät 5	10,5–20,4 kW	Heizwert-Wandgerät	Injektorbrenner	modulierend	teilmischend	raumluftabhängig	gebraucht
Gerät 6	12,8; 23,2 kW	NT-Heizkessel bodenstehend	Injektorbrenner, 8 Düsen	2-stufig	vollmischend	raumluftabhängig	neu
Gerät 7	8,4–23,2 kW	BWK-Wandgerät	ohne Verbrennungsregelung	modulierend	vollmischend	raumluftabhängig	gebraucht
Gerät 8	6,9–19,5 kW	BWK-Wand-Kombitherme	elektronische Verbrennungsregelung	modulierend	vollmischend	raumluftunabhängig	neu
Gerät 9	6–19 kW	BWK-Wandgerät mit CO-Sensor	Verbrennungsregelung mit CO-Sensor	modulierend	vollmischend	raumluftunabhängig	gebraucht
Gerät 10	300 kW	BWK mit Gebläsebrenner	pneumatische Verbrennungsregelung	modulierend	vollmischend	raumluftunabhängig	neu

Quelle: GWI

Tabelle 1: Am GWI untersuchte Gasgeräte und deren Technologiemerkmale

GASGERÄTE IN GEWARTETEM WERKS- **ZUSTAND FUNKTIONIEREN MIT EINEM ANTEIL** **VON 20 VOL.-% H₂ IM GASGEMISCH OHNE** **EINSCHRÄNKUNG DER BETRIEBSSICHERHEIT.**

Tabella 2: Am DBI untersuchte Gasgeräte und deren Technologiemerkmale

Nummer	Wärmebelastung (Hi)	Geräteart	Brennerprinzip		Gas-Luft-Verbund	Verbrennungsluft-zuführung	Geräte-zustand
Gerät 11	1,2–6 kW	Hockerkocher	Injektorbrenner	stufenlos regelbar ¹⁾	teilvergemischt	raumluftabhängig	gebraucht
Gerät 12	1,5–2,5 kW	SOFC-Brennstoffzelle	–	stufenlos regelbar ¹⁾	–	raumluftunabhängig	gebraucht
Gerät 13	2,4–14,3 kW	BWK, Wandgerät mit CO-Sensor	Verbrennungsregelung mit CO-Sensor	modulierend	vollvormischend	raumluftunabhängig	gebraucht
Gerät 14	3,8–21,4 kW	BWK, Wandgerät mit CO-Sensor	Verbrennungsregelung mit CO-Sensor	modulierend	vollvormischend	raumluftunabhängig	gebraucht
Gerät 15	42–68 kW	BHKW	4-Takt-Gas-Ottomotor	stufenlos regelbar ¹⁾	vollvormischend	raumluftunabhängig	gebraucht

¹⁾ zwischen Mindest- und Vollast

Quelle: DBI

Mitarbeitende der Hersteller anwesend. Versuchsgeräte waren der einstufige Heizkessel Gerät 1, die Heizwert-Wandgeräte 2 und 3 sowie die Brennwertgeräte 4 und 7.

Gasgeräteportfolio

Es wurden alle Gerätetypen auf Basis der Einteilung des europäischen GASQUAL-Projekts [3] für die Tests vorgesehen. Das Geräte-Portfolio umfasst ca. 20 Alt- und Neugeräte folgender Technologien bzw. Kategorien:

- vollvormischend
- teilvormischend
- Flächenbrenner/Matrixbrenner

Die Gasgeräte 1 bis 10 wurden am GWI und die Gasgeräte 11 bis 15 am DBI untersucht (Tab. 1 & 2).

Ergebnisse zur H₂-Verträglichkeit häuslicher Gasgeräte

Auswirkungen von H₂-Zumischungen auf Wärmebelastung und Wobbe-Index

Wasserstoff unterscheidet sich in seinen verbrennungstechnischen Eigenschaften deutlich zum Erdgas-Hauptbestandteil Methan: So beträgt die Dichte von Methan 0,717 kg/m³, während die Dichte von Wasserstoff bei 0,0899 kg/m³ liegt. Wird Wasserstoff dem Erdgas zugemischt, verringert sich die Dichte des Gasgemisches, der Brennwert und damit der Wobbe-Index sowie der Mindestluftbedarf ($\lambda = 1$) (Abb. 5).

Aus den Untersuchungen der Wasserstoff-Zumischungen von 10 bis 40 Vol.-% zu Methan bei den Geräten 1 bis 9 können folgende Erkenntnisse gewonnen werden:

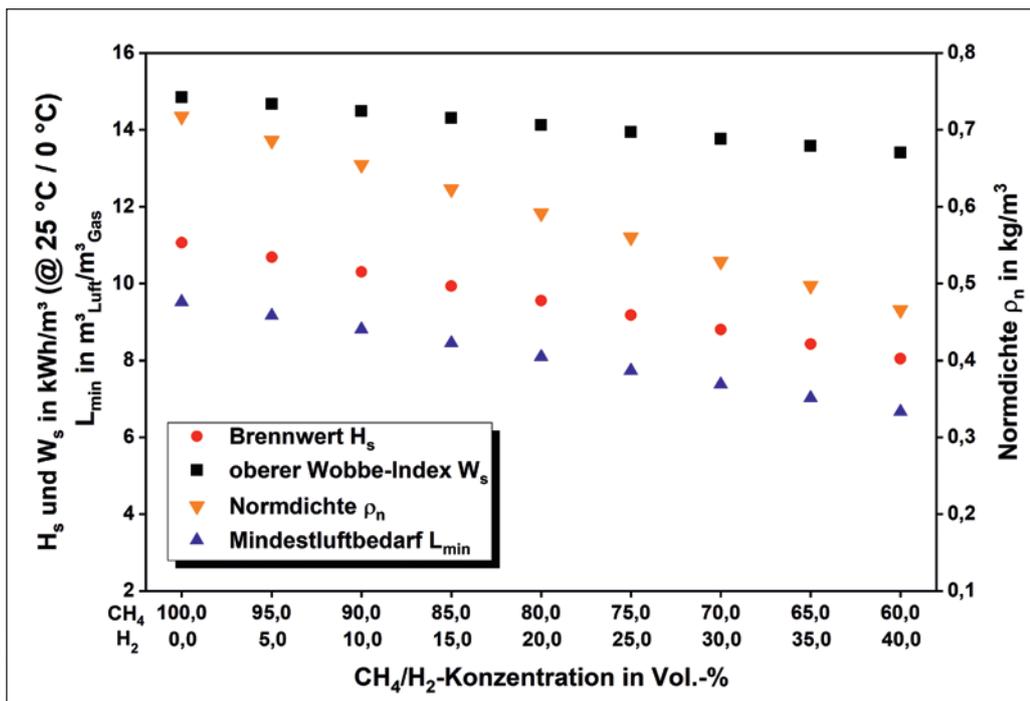


Abb. 5: Verläufe von Brennwert, Wobbe-Index, Normdichte, und Mindestluftbedarf als Funktion des Wasserstoff-Gehalts von binären Methan-H₂-Gemischen

- Bei maximaler Belastung wirkt sich der H₂-Anteil im Brenngas nicht so sehr auf die Wärmebelastung aus wie bei Q_{Min}.
- Bei den Geräten 4 und 8 (verbrennungsgeregelt) ist die Abnahme der Wärmebelastung nicht so groß wie bei den anderen Geräten. Insbesondere zeigt das Gerät 4 bei minimaler Belastung kaum eine Veränderung bei steigendem H₂-Gehalt im Brenngas.
- Die Höhe der Vor- und Rücklauftemperaturen wirkt sich bei Gerät 4 und vor allem bei Gerät 8

deutlicher aus, bei Q_{Max} ist bei TVL/TRL von 50/30 °C die Abnahme der Wärmebelastung nicht so hoch wie bei TVL/TRL von 80/60 °C. Diese Tendenz ist bei der minimalen Belastung genauso, nur nicht so stark ausgeprägt.

Die Verhältnisse zwischen Wärmebelastung des Brenners und Wobbe-Index der Methan-Wasserstoff-Gemische der Geräte 2 bis 9 werden beispielhaft bei Q_{Min} in **Abbildung 6** gezeigt. Bei den Untersuchungen der Geräte 1 und 3 mit dem

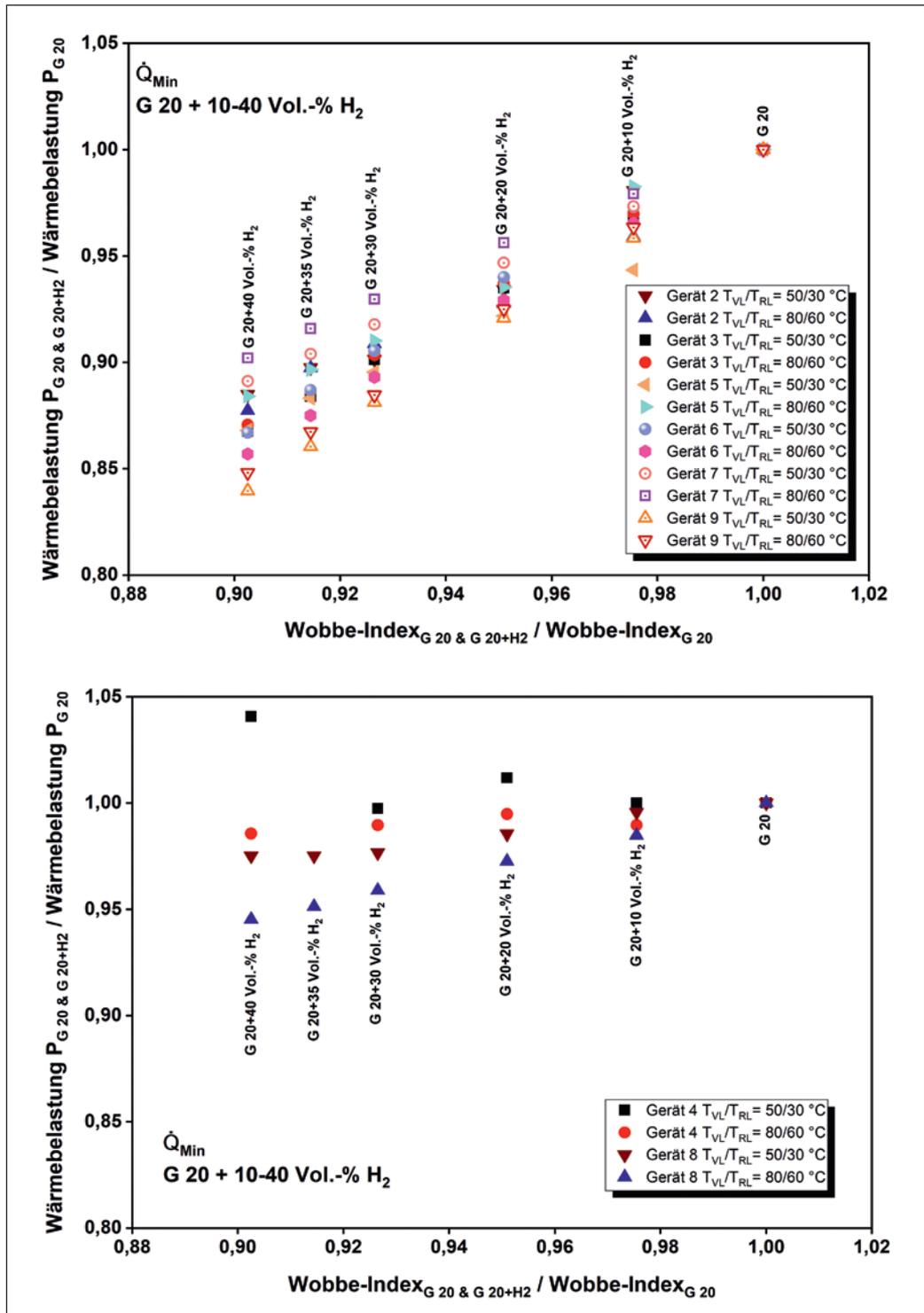


Abb. 6: Verhältnis zwischen Wärmebelastung des Brenners und Wobbe-Index des Gases; Geräte 2 bis 9; G 20-H₂-Zusammensetzungen bei Q_{Min}

Quelle: GWI

Prüfgas G 231 wurden höhere CO- und CH₄-Werte im Abgas gemessen und der Ausbrand nicht erreicht, mit den Wasserstoff-G 23-Gasgemischen traten jedoch keine Probleme auf.

Abhängigkeit des Sauerstoffanteils im Abgas vom H₂-Anteil im Brenngas

Für die Verbrennung von Methan ist im Vergleich zu Wasserstoff zur stöchiometrischen Verbrennung eine 4-fache Luftmenge erforderlich. Wird dem Brenngas Wasserstoff zugemischt, dann wird für die gesamte Verbrennung weniger Sauerstoff benötigt, wodurch der Sauerstoffgehalt im Abgas steigt. Je mehr H₂ dem Brenngas zugemischt wird, desto höher ist der O₂-Gehalt im Abgas. Die Höhe des Sauerstoff-Überschusses hängt neben der stöchiometrischen Verbrennung auch davon ab, ob es ein atmosphärischer oder ein ventilatorunterstützter Brenner ist: Handelt es sich um einen auf Methan eingestellten und unregulierten atmosphärischen Brenner, so steigt die Luftzahl mit zunehmendem H₂-Anteil im Brenngas, da immer die gleiche Luftmenge angesaugt wird, die aber nicht gebraucht wird. Bei minimaler Belastung ist der Luftüberschuss deutlich höher als bei maximaler Belastung. Bei zunehmendem H₂-Anteil von 10 bis 40 Vol.-% im Brenngas steigt der Sauerstoffgehalt im Abgas; diese Zunahme tritt in ähnlicher Größenordnung sowohl bei Q_{Min} als auch bei Q_{Max} auf.

Der Gasvolumenstrom nimmt bei steigender H₂-Zumischung zu, während bei Q_{Max} gleichzeitig die Leistung sinkt. Bei den Gasgeräten mit atmosphärischen Brennern liegt der Anstieg zwischen 10 und 16 Prozent. Die Brennwertgeräte weisen einen Gasvolumenstromanstieg zwischen 20 bis 40 Prozent im Vergleich zu G 20 auf.

Auswirkungen von H₂-Zumischungen auf CO- und NO_x-Emissionswerte sowie Gesamtluftzahlen

Die Zumischung von Wasserstoff ins Brenngas beeinflusst u. a. auch die Verbrennungsgüte der Gasbrenner. Die untersuchten Geräte unterscheiden sich in den Brennerbauarten und Verbrennungsregelungen. Es wurden teilvormischende und vollvormischende Vormischbrenner und Diffusionsbrenner sowie bei den Brennwertgeräten auch zusätzlich verschiedene Verbrennungsregelungen getestet. Die Kohlenmonoxidkonzentration im Abgas ist ein empfindlicher Verbrennungsgüteparameter. Im Allgemeinen nehmen die CO-Emissionen mit zunehmendem Wasserstoff-Gehalt im Brenngas ab, ebenso verhalten sich auch die NO_x-Emissionen. Die bei Mindestlast gemessenen CO-Emissionen der Niedertemperaturkessel nehmen bei ansteigenden H₂-Anteilen im Brenngas zu. Die geringe Leistung und der höhere Wasserstoffanteil führen zu niedrigeren Verbrennungstemperaturen und somit zu höheren CO-Emissionen. Die Vor- und Rücklauftemperaturen haben keinen signifikanten Einfluss auf die Emissionen. Die Gesamtluftzahlen ▶



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

im Abgas steigen bei zunehmendem H₂-Anteil im Brenngas.

Im Allgemeinen reduziert die Wasserstoff-Zumischung zu Methan die CO- und NO_x-Emissionen gegenüber der

Verbrennung mit Erdgas oder G 20. Dies ist zumindest bei den mit einer Verbrennungsregelung ausgestatteten Brennwertgeräten 4, 8 und 9 der Fall. Die Verbrennungsregelungen der Brennwertgeräte arbeiten sehr gut. Auch bei

den Methan-Wasserstoff-Gemischen bleiben die CO- und auch NO_x-Emissionen insgesamt sehr niedrig. Das Brennwertgerät 7 ohne Verbrennungsregelung und mit einem Strahlungsbrenner weist bei Q_{Min} steigende CO-Werte

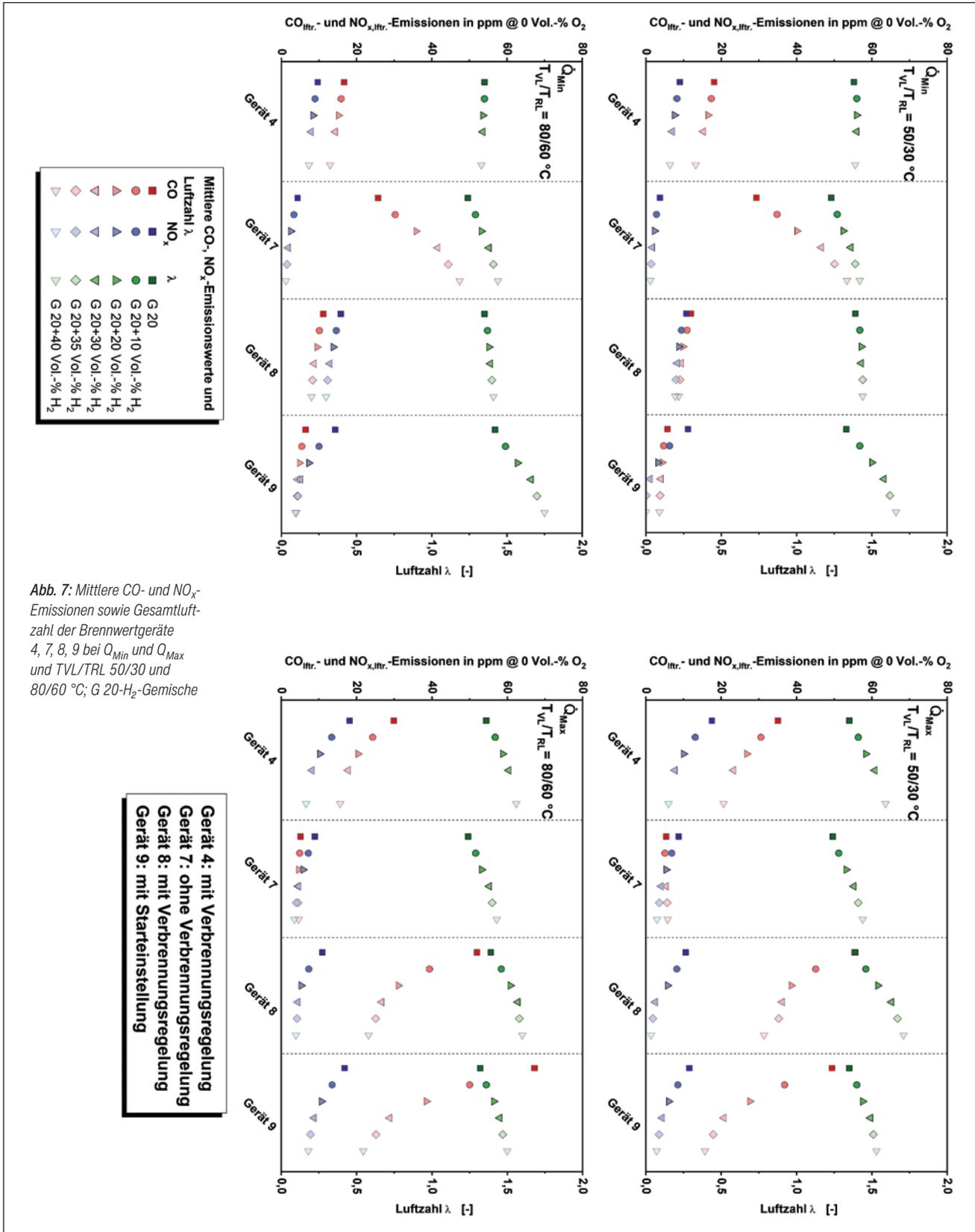


Abb. 7: Mittlere CO- und NO_x-Emissionen sowie Gesamtluftzahl der Brennwertgeräte 4, 7, 8, 9 bei Q_{Min} und Q_{Max} und TVL/TRL 50/30 und 80/60 °C; G 20-H₂-Gemische

Quelle: GWV

Q _{Max} 50/30 °C	Gerät 1				Gerät 2				Gerät 3				Gerät 5				Gerät 6													
	unauffällig		unauffällig		unauffällig		unauffällig		unauffällig		unauffällig		unauffällig		unauffällig		unauffällig		unauffällig											
Dichtegrenze d = 0,55	G 21 + 20% H ₂	G 23	EU low	Dichtegase 1 2 3 4	G 21 + 20% H ₂	G 23	G 231	G 21 + 20% H ₂	G 23	G 231	Dichtegase 1 2 3 4	EU low	G 23	G 21 + 20% H ₂	G 23	G 231	G 21 + 20% H ₂	G 23	G 231	G 21 + 20% H ₂	G 23	G 231								
relative Dichte d = 0,45	G 21	G 23	G 231	G 21 + 20% H ₂	G 23	G 231	G 21 + 20% H ₂	G 23	G 231	G 21 + 20% H ₂	G 23	G 231	G 21 + 20% H ₂	G 23	G 231	G 21 + 20% H ₂	G 23	G 231	G 21 + 20% H ₂	G 23	G 231	G 21 + 20% H ₂	G 23	G 231						
Emissionen	0	28	17	4	37	1625	184	18	21	23	35	28	244	64	193	106	158	105	97	125	410	64	18	38	339	70	11	17		
Akkustik	unauffällig																													
Luftzahl	-8%	4%	7%	8%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	
Wirkungsgrad	1%	0%	-2%	0%	0%	5%	4%	-1%	-1%	-1%	-2%	-1%	5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
H ₂ -Verträglichkeit Zumischung zu	G 20	G 231	G 23	G 20	G 231	G 20	G 231	G 20	G 231	G 20	G 231	G 20	G 231	G 20	G 231	G 20	G 231	G 20	G 231	G 20	G 231	G 20	G 231	G 20	G 231	G 20	G 231	G 20	G 231	
bis Vol.-% H ₂	20%	40%	20%	40%	20%	40%	20%	40%	20%	40%	20%	40%	20%	40%	20%	40%	20%	40%	20%	40%	20%	40%	20%	40%	20%	40%	20%	40%	20%	40%
Emissionen	0	0	Ausbrand	69	127	29	14	17	13	9	37	33	Ausbrand	145	101	22	16	21	28	9	10	14	21	21	21	21	21	21	21	21
Leistung	-6%	-11%	nicht	-15%	-20%	-6%	-11%	-24%	-15%	-20%	-6%	-12%	nicht	-15%	-21%	-6%	-10%	-20%	-24%	-6%	-13%	-25%	-28%	-28%	-28%	-28%	-28%	-28%	-28%	-28%
Luftzahl	6%	12%	18%	26%	6%	13%	27%	35%	17%	27%	8%	18%	erreicht	20%	31%	7%	16%	24%	33%	7%	15%	24%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%
Wirkungsgrad	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Volumenstrom	10%	23%	6%	19%	10%	22%	4%	16%	7%	19%	10%	23%	7%	19%	10%	23%	7%	19%	10%	23%	7%	19%	10%	23%	7%	19%	10%	23%	7%	19%
Akkustik	ab 30 Vol.-% H ₂																													
Start/Stopp mit 40 Vol.-% H ₂	unauffällig																													

Quelle: GWI

von ca. 25 bis 55 Parts per million (ppm) auf, bei Q_{Max} liegen die CO-Werte bei sämtlichen H₂-Anteilen unter 5 ppm. **Abbildung 7** zeigt diese Ergebnisse.

Ergebnisse der Heizwertgeräte und Brennwertgeräte

Beispielhaft sind in **Tabelle 3** die Ergebnisse der Heizwertgeräte sowie in **Tabelle 4** die Ergebnisse der Brennwertgeräte zusammengefasst, jeweils für die Temperaturpaarung TVL/TRL von 50/30 °C bei Q_{Max}. Die Dichtegase wurden nur bei den Geräten 1 bis 4 getestet.

Tabelle 3 (links): Ergebnisse der Referenzgas- und H₂-Tests bei Q_{Max} TVL/TRL 50/30 °C der Heizwertgeräte

Tabelle 4 (unten): Ergebnisse der Referenzgas- und H₂-Tests bei Q_{Max} TVL/TRL 50/30 °C der Brennwertgeräte

Q _{Max} 50/30 °C	Gerät 4				Gerät 7				Gerät 8				Gerät 9											
	unauffällig		unauffällig		unauffällig		unauffällig		unauffällig		unauffällig		unauffällig		unauffällig		unauffällig							
Dichtegrenze d = 0,55	G 21 + 20% H ₂	G 23	G 231	Dichtegase 1 2 3 4	G 21 + 20% H ₂	G 23	G 231	G 21 + 20% H ₂	G 23	G 231	G 21 + 20% H ₂	G 23	G 231	G 21 + 20% H ₂	G 23	G 231	G 21 + 20% H ₂	G 23	G 231					
relative Dichte d = 0,45	G 21	G 23	G 231	G 21 + 20% H ₂	G 23	G 231	G 21 + 20% H ₂	G 23	G 231	G 21 + 20% H ₂	G 23	G 231	G 21 + 20% H ₂	G 23	G 231	G 21 + 20% H ₂	G 23	G 231	G 21 + 20% H ₂					
Emissionen	40	27	33	31	27	31	35	7	6	6	9	81	49	63	66	80	52	53	73					
Akkustik	unauffällig																							
Luftzahl	-4%	1%	-1%	-2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%					
Wirkungsgrad	1%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%					
H ₂ -Verträglichkeit Zumischung zu	G 20	G 231	G 23	G 20	G 231	G 20	G 231	G 20	G 231	G 20	G 231	G 20	G 231	G 20	G 231	G 20	G 231	G 20	G 231					
bis Vol.-% H ₂	20%	40%	20%	40%	20%	40%	20%	40%	20%	40%	20%	40%	20%	40%	20%	40%	20%	40%	20%					
Emissionen	23	17	25	19	23	16	15	5	6	11	15	39	31	36	29	28	16	11	11					
Leistung	-6%	-11%	-6%	-12%	-5%	-11%	-22%	-9%	-2%	5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%					
Luftzahl	8%	14%	7%	16%	8%	17%	31%	7%	16%	31%	37%	11%	23%	11%	21%	6%	13%	33%	39%					
Wirkungsgrad	0%	1%	1%	2%	1%	3%	0%	0%	1%	1%	3%	0%	1%	0%	1%	0%	2%	0%	2%					
Volumenstrom	10%	23%	26%	38%	18%	29%	10%	25%	5%	18%	37%	36%	58%	10%	23%	4%	16%	16%	16%					
Akkustik	unauffällig																							
Start/Stopp mit 40 Vol.-% H ₂	unauffällig																							

Quelle: GWI

Die Untersuchungen mit dem Gas G 21 + 20 Vol.-% H₂ mit einer relativen Dichte von 0,55 verliefen insgesamt unauffällig. Ebenso konnten auch mit dem Gasgemisch G 20 + 20 Vol.-% H₂ mit einer relativen Dichte von 0,45 bei sämtlichen Temperatur- und Belastungs-Einstellungen der Geräte keine Auffälligkeiten festgestellt werden. Akustische Effekte traten nur bei dem einstufigen Heizkessel (Gerät 1) ab einer H₂-Zumischung von 30 Vol.-% zu Methan auf, sowohl bei TVL/TRL von 50/30 °C als auch von 80/60 °C. Mit akustischen Effekten sind hier thermo-akustische Schwingungen gemeint, die sich in einer Geräuschbildung äußern und eine Komfort-Einschränkung darstellen.

Die Untersuchungen zur H₂-Verträglichkeit mit Wasserstoffzumischungen von 10 bis 40 Vol.-% Wasserstoff zu G 20 zeigen bei sämtlichen Temperatur- und Belastungs-Einstellungen der atmosphärischen Geräte einen Leistungsabfall in einem Bereich von 6 bis 30 Prozent, einen Anstieg der Luftzahl von 5 bis 37 Prozent sowie einen Anstieg des Volumenstroms zwischen

2 und 24 Prozent, abhängig vom jeweiligen Gerät und der Gaszusammensetzung. Bei den Gasbrennwertgeräten bewegt sich der Leistungsabfall in einem Bereich von 0 bis 15 Prozent, die Luftzahlen steigen um 1 bis 25 Prozent an und der Gasvolumenstrom erhöht sich um 8 bis 45 Prozent.

Die H₂-Zumischungen zu G 231 zeigen noch höhere Differenzen, was auf die Gaszusammensetzung mit dem 15-prozentigen Stickstoff-Anteil zurückzuführen ist. Die CO- und NO_x-Emissionen verringern sich bei den meisten Geräten mit zunehmendem H₂-Gehalt im Brenngas leicht. Auf den Wirkungsgrad der Gasgeräte hatten die Wasserstoffzumischungen einen geringen positiven Einfluss (bis +2 Prozent). Die Geräte haben einwandfrei gezündet und es fand kein Flammenrückschlag statt.

Die Untersuchungen liefern Indizien dafür, dass eine Zumischung von 20 Vol.-% Wasserstoff bei den getesteten Geräte-Typen keine funktionalen Einschränkungen zeigt. Gleiche Schlussfolgerungen lassen sich für ein mögli-

ches Absenken der Dichtegrenze treffen. Erst bei 30 Vol.-% Wasserstoff-Anteil im Brenngas haben sich bei einem Gasgerät akustische Effekte eingestellt.

Ergebnisse der Windtests

Ziel der Windtests war es zu untersuchen, ob mit dem Gasgemisch aus G 20 + 40 Vol.-% H₂ bei den gewählten Winkeln, Windgeschwindigkeiten und Wärmebelastungen eine stabile Verbrennung erreicht wird. Hierbei wird das Verhalten der Kessel beobachtet. Einen Überblick über die Ergebnisse gibt Tabelle 5.

Untersuchungen nach DIN EN 15502-2-1

Am GWI wurden verschiedene sicherheitstechnische Untersuchungen, beispielsweise zur Zündfähigkeit, Dichtheit des Gasweges, Drosselung des Gasdrucks etc. nach DIN EN 15502-2-1 [2] mit G 20 und dem Gasgemisch G 20 + 40 Vol.-% H₂ durchgeführt. Überwiegend waren bei diesen Versuchen auch Mitarbeitende der Hersteller anwesend.

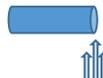
Messreihe	Anströmung	Lastpunkt	Gerät 3	Gerät 4	Gerät 7	Gerät 8	Gerät 9
	in m/s						
Grundeinstellung mit G 20	0	Q min					
	0	Q max					
G 20 + 40 Vol.-% H ₂	0	Q min					
	0	Q max					
G 20 + 40 Vol.-% H ₂  frontal gegen Öffnung	1	Q min					
	1	Q max					
	12,5	Q min		Δ	Δ	*	Δ
	12,5	Q max					CO: 137
G 20 + 40 Vol.-% H ₂  45° - schräg zur Öffnung	1	Q min					
	1	Q max					
	12,5	Q min		CO: 2000		*	Δ
	12,5	Q max					CO: 220
G 20 + 40 Vol.-% H ₂  seitlich zum Rohr	1	Q min					
	1	Q max					
	12,5	Q min					
	12,5	Q max					
		*	Der Volumenstrom des Gases nimmt zu. Dies hat zur Folge, dass die Leistung aufgrund der Verbrennungsregelung des Gerätes steigt.				
		CO: 137	CO-Emission in ppm				
		Δ	Gerät schaltet nach kurzer Zeit ab, schaltet sich nach dem Abschalten des Windstroms wieder ein, geht bei Wind aber wieder auf Störung				

Tabelle 5: Ergebnisse der Windtests der Geräte 3, 4, 7, 8, 9 nach DIN EN 15502-2-1 mit G 20 + 40 Vol.-% H₂

Quelle: GWI

Absatz in DIN EN 15502-2-1	Titel	Gerät 1	Gerät 2	Gerät 3	Gerät 4	Gerät 7
5.4.13.2	Abführung von Kondensat	nicht vorh.	nicht vorh.	nicht vorh.		
5.7.5.2.3	Direkte Zündung, 85 %, 110 % Nennspannung					
5.7.6.3	Feuerungsautomat; Auffälligkeiten dokumentieren					
8.2.1	Dichtheit des Gasweges, 140 ml/h Luft, CH ₄ , H ₂ Dichtheit bei jedem Versuch sicherstellen					
8.6	Zündung, Durchzündung, Flammenstabilität					
8.7	Drosselung des Gasdrucks	ab 4 mbar Gerät aus	ab 4 mbar Gerät aus	ab 2 mbar Gerät aus		ab 4 mbar Gerät aus
8.11.6.1.2	Schließzeit (TIE)	nicht vorh.	nicht vorh.	nicht vorh.	nicht vorh.	3 s
8.11.6.2.1	Sicherheitszeit „Anlauf“ (TSA)	32,5 s	8 s	8 s	4,9 s	4,6 s
8.11.6.2.5	Verzögerte Zündung	anpfeifen	ab 3 s lauter Rückschlag	ab 2 s leichter Rückschlag	ab 2 s leichter Rückschlag	ab 5 s lauter Rückschlag
8.11.101.2 a	Überwachung des Verbrennungsluftstromes	nicht möglich	nicht möglich	Q _{Min} : 50 % Q _{Max} : 75 %	nicht möglich	nicht möglich
8.11.101.2 b	Überwachung des Abgasabfuhrungsstromes	nicht möglich	nicht möglich	Q _{Min} : 50 % Q _{Max} : 50 %	nicht möglich	nicht möglich
8.11.101.2 c	Überwachung und Verringerung der Gebläsegeschwindigkeit	Abschalten Q _{Max} : 125 V	Abschalten bei 120 V: 1300 ppm CO	Abschalten Q _{Min} : 125 V Q _{Max} : 125 V	Abschalten Q _{Min} : 150 V Q _{Max} : 150 V	Abschalten Q _{Min} : 170 V Q _{Max} : 170 V
8.12.3.2	Zusätzliche Prüfung für Kessel mit Gebläseunterstützung					

Quelle: GWI

Versuchsgeräte waren der einstufige Heizkessel Gerät 1, die Heizwert-Wandgeräte 2 und 3 sowie die Brennwertgeräte 4 und 7. Eine Ergebnisübersicht zeigt **Tabelle 6**.

[2] DIN EN 15502-2-1: Heizkessel für gasförmige Brennstoffe, Teil 2-1: Heizkessel der Bauart C und Heizkessel der Bauarten B2, B3 und B5 mit einer Nennwärmebelastung nicht größer als 1000 kW, Berlin 2017.

[3] Standardization in the field of gas qualities-Mandate CE M400 Phase 1; 310, CEN BT WG 197 No, Final Report, 2012.

Tabelle 6: Ergebnisse der sicherheitstechnischen Untersuchungen der Geräte 1, 2, 3, 4 und 7 nach DIN EN 15502-2-1 mit G 20 + 40 Vol.-% H₂

Fazit

Die Ergebnisse der durchgeführten Testreihen im Labor zeigen, dass die Geräte in gewartetem Werkzustand mit einem Anteil von 20 Vol.-% H₂ im Gasgemisch ohne Einschränkung der Betriebssicherheit funktionieren. Die Grenze der relativen Dichte könnte nach derzeitigem Untersuchungsstand von 0,55 auf 0,45 abgesenkt werden.

Weitere Untersuchungen zur Wasserstoffverträglichkeit von Gasanwendungen werden im DVGW-Projekt H2-20 durchgeführt. In diesem sogenannten Avacon-Projekt werden Gasanwendungen im Rahmen einer Feldstudie mit bis zu 20 Vol.-% H₂-Anteilen im Brenngas auf ihr Verhalten und Leistung untersucht. Erste Ergebnisse bestätigen die Roadmap-Untersuchungen, dass die installierte Basis der Gasanwendungen bis zu 20 Prozent Wasserstoffanteilen H₂-verträglich ist.

Die Projektteilnehmer erwarten, dass neue Gasanwendungen bis zum Jahr 2025 für 100 Prozent Wasserstoff kommerziell erhältlich sind. ■

Literatur

[1] Burmeister, F. et al.: Erste Ergebnisse des DVGW-Leitprojektes „Roadmap Gas 2050“ – Teil 2: Untersuchungsergebnisse zur H₂-Verträglichkeit, in: DVGW energie | wasser-praxis, Ausgabe 5/2021, S. 58-63.

Die Autoren

Dr. Frank Burmeister ist Abteilungsleiter der Abteilungen Brennstoff- und Gerätetechnik sowie der Prüfstelle am Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.

Eren Tali und **Sabine Feldpausch-Jägers** sind Projektleiter am Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.

Philipp Pietsch ist Projektleiter bei der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH.

Frank Erler ist Projektleiter bei der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH.

Dr. Holger Dörr ist Projektleiter an der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie.

Kontakt:

Dr. Frank Burmeister
Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.
Hafenstr. 101
45356 Essen
Tel.: 0201 3618-245
E-Mail: burmeister@gwi-essen.de
Internet: www.gwi-essen.de



mein-regelwerk.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

DVGW-Leitprojekt „Roadmap Gas 2050“

Ausgabe 02/2022

– Teil 3: Potenziale und Bereitstellungsoptionen für erneuerbare Gase

Damit die Gasversorgung einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten kann, müssen mittelfristig große Mengen an klimafreundlichen Gasen bereitgestellt werden. Im Projekt „Roadmap Gas 2050“ wurden hierzu umfangreiche Analysen durchgeführt. Der vorliegende Beitrag stellt die europäischen Erzeugungs- und Importpotenziale für Wasserstoff und Methan aus erneuerbaren Energien vor und geht zudem auf die Bereitstellungspfade für EE-Methan aus Biomasse und Power-to-Gas (PtG) ein.

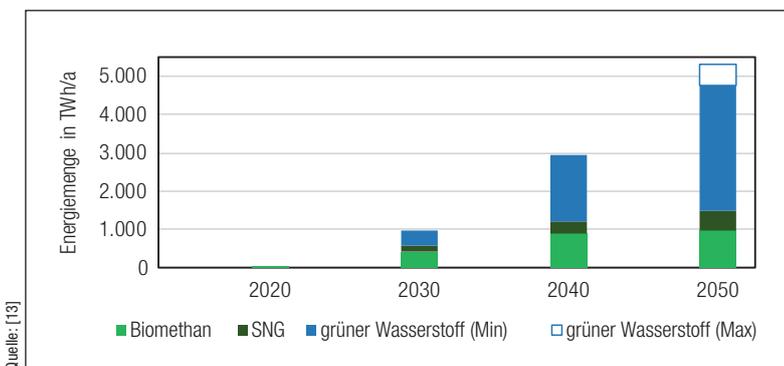
von: Friedemann Mörs, Katharina Bär, Janina Leiblein, Dr. Frank Graf (alle: DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut), Florian Lehnert (DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH) & Miriam Bäuerle (Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.)

Um die gesteckten Klimaziele bis zum Jahr 2050¹ zu erreichen, müssen die CO₂-Emissionen in Deutschland in allen Sektoren schnell und drastisch gesenkt werden. Dazu gilt es, fossile Energieträger durch erneuerbare Energieträger zu ersetzen. Aktuell deckt Erdgas im Industriesektor, bei privaten Haushalten sowie im Sektor für Gewerbe, Handel und Dienstleistung jeweils ca. ein Drittel des Endenergiebedarfs [2]; in Summe hat Deutschland einen jährlichen Gasbedarf von rund 955 Terawattstunden (TWh), bezogen auf den Brennwert [3]. Hierbei nehmen Gase aus erneuerbaren Quellen mit ca. 10 TWh bislang nur eine untergeordnete Rolle bei der Gasversorgung ein [4]. Um die aktuellen Klimaziele bis 2030 zu erreichen, muss der Anteil an erneuerbaren Gasen in den nächsten Jahren massiv gesteigert werden [1]. Die Ergebnisse des DVGW-Projekts „Gesamtpotenzial

EE-Gase“ zeigen, dass jährlich ca. 355 TWh erneuerbare Gase in Deutschland im Jahr 2050 erzeugt werden können [5]. Diese Erzeugungskapazität wird bei Ausschöpfung aller wirtschaftlich zur Verfügung stehenden Potenziale an Biomethan (fermentativ erzeugt), synthetischem Methan (SNG, thermochemisch erzeugt), Wasserstoff sowie EE-Methan aus Power-to-Gas erreicht. Dieses Potenzial muss jedoch um zusätzliche Importe ergänzt werden, um den aktuellen deutschen Gasbedarf über klimafreundliche Gase zu decken.

Ausgehend von dieser zukünftigen Versorgungslücke an erneuerbaren Gasen haben die beteiligten Akteure im DVGW-Leitprojekt „Roadmap Gas 2050“ neben der heimischen Bereitstellung auch den Import von Gasen aus erneuerbaren Quellen evaluiert. Zunächst wurde dabei die Bereitstellung von biomasse- und strombasierten Gasen aus der Europäischen Union (EU) betrachtet. Dazu zählen fermentativ erzeugtes Biomethan, thermochemisch erzeugtes synthetisches Methan (SNG) und grüner Wasserstoff, der per Wasserelektrolyse aus erneuerbarem Strom (EE-Strom) erzeugt wird. Für die Bereitstellungspfade wurden die technisch verfügbaren Potenziale, die technologischen Rahmenbedingungen sowie die Bereitstellungskosten evaluiert. Diese enthalten die Erzeugung und den Transport nach Deutschland. Zusätzlich

Abb. 1: Länderspezifische Erzeugungspotenziale für EE-Gas der EU27 + UK unter Berücksichtigung eines technisch umsetzbaren Markthochlaufs der verschiedenen Erzeugungstechnologien ohne EE-Methan über Power-to-Gas



¹ Die Arbeiten wurden vor Verschärfung der Klimaziele durchgeführt [1].

wurde die Produktion von grünem Wasserstoff sowie EE-Methan über PtG-Verfahren in der Region Mittlerer Osten und Nordafrika (engl.: Middle East & North Africa, kurz: MENA) analysiert.

Europäische Erzeugungspotenziale für erneuerbare Gase

In der **Abbildung 1** ist das gesamte europäische Erzeugungspotenzial für EE-Gase unter Berücksichtigung eines technisch umsetzbaren Markthochlaufs der verschiedenen Erzeugungstechnologien abgebildet. Die europäischen Erzeugungspotenziale für Biomethan und SNG wurden auf Basis von Biomassepotenzialen länderspezifisch ermittelt und ein technisch umsetzbarer Markthochlauf der Erzeugungstechnologien definiert. Das gezeigte Wasserstoffpotenzial wurde aus einer Literaturstudie bestimmt.

Die Ermittlung der länderspezifischen Erzeugungspotenziale für Biomethan aus fermentierbarer Biomasse ergibt für die insgesamt 27 Mitgliedsstaaten der Europäischen Union und Großbritannien (EU27 + UK) im Jahr 2050 ein Gesamt-Biomethanpotenzial von 972 TWh. Unter Berücksichtigung eines technisch umsetzbaren Markthochlaufs für Biomethan steht das gesamte europäische Biomethanpotenzial jedoch erst ab 2050 zur Verfügung. Im Hinblick auf die mittlerweile verschärften Klimaziele der Bundesregierung können bereits im Jahr 2045 mehr als 95 Prozent der in dieser Studie ermittelten Potenziale sowie des modellierten Markthochlaufs realisiert werden.

Das SNG-Potenzial aus holzartiger Biomasse wurde unter Berücksichtigung der Holznutzung in anderen Wirtschaftszweigen sowie eines Markthochlaufs von Holzvergasungsanlagen ermittelt. Die Analyse ergibt für die EU27 + UK ein SNG-Potenzial von rund 500 TWh im Jahr 2050. Anders als bei der Ausnutzung der Biomethanpotenziale hat die Verschärfung der Klimaziele bis 2045 zur Folge, dass der Markthochlauf der Holzvergasungstechnologie deutlich schneller erfol-

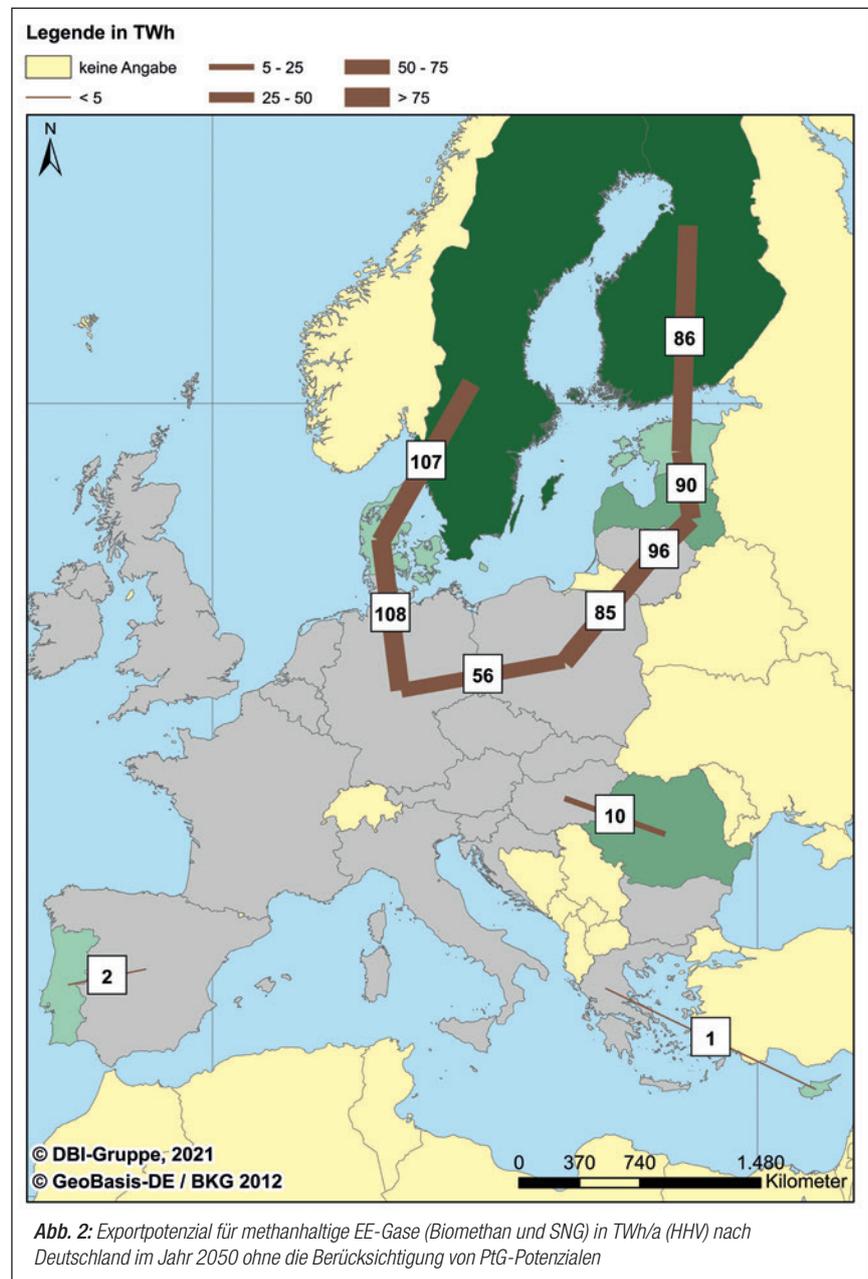
gen müsste, um das besagte Potenzial von 500 TWh auszuschöpfen.

Berücksichtigt man alle europäischen Strompotenziale (Wind & Fotovoltaik), so beträgt das grüne Wasserstoffpotenzial abzüglich des länderspezifischen Strom- und Wasserstoffbedarfs im Jahr 2050 je nach Studie zwischen 3.286 und 3.880 TWh H₂ in der EU27 + UK [6–8].

Exportpotenziale erneuerbarer Gase nach Deutschland

Ausgehend von den EE-Gas-Erzeugungspotenzialen wurden im Projekt

„Roadmap Gas 2050“ länderspezifisch Exportpotenziale erhoben. Zur Ermittlung der entsprechenden Potenziale der EE-Gase sind dabei die energiepolitischen Ziele sowie der Eigenbedarf der Erzeugungs- und Transitländer ermittelt und mögliche EE-Gas-Exportmengen ausgewiesen worden. **Abbildung 2** zeigt die erhobenen Exportpotenziale für den Raum EU27 + UK. In grün eingefärbten Ländern existiert ein Exportpotenzial; grau eingefärbte Länder besitzen kein Exportpotenzial, da der Eigenbedarf das Erzeugungspotenzial von EE-Gasen (Biomethan und SNG) übersteigt. Ausgehend von den länderspezifischen Exportpotenzialen



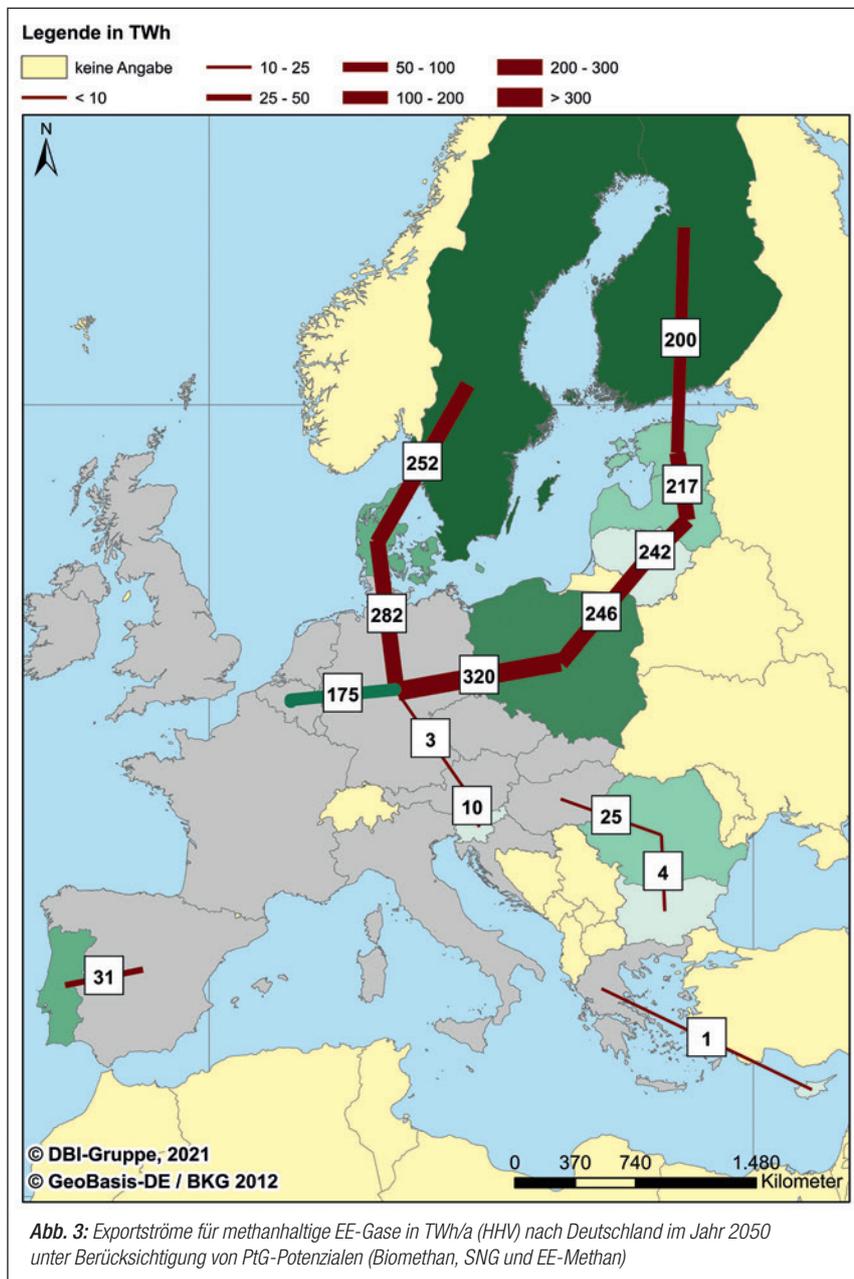
wurde ein Gesamtimportpotenzial nach Deutschland ermittelt. Grau eingefärbte Transitländer verringern das Importpotenzial um die entsprechende Versorgungslücke (Differenz zwischen Eigenbedarf und Erzeugungspotenzial).

Ohne die Berücksichtigung von PtG (Abb. 2) ergeben sich aus den ermittelten länderspezifischen Eigenbedarfsmengen die maximal möglichen Exportpotenziale für methanreiche EE-Gase aus Biomasse (Biomethan und SNG). Wie Abbildung 2 zeigt, stehen große Mengen an Biomethan und SNG aus den skandinavischen und balti-

schen Ländern für einen Import nach Deutschland zur Verfügung. Exportpotenziale weit entfernter Länder (z. B. Portugal) werden von deren direkten Nachbarn genutzt. Auf Basis der zugrunde liegenden Datenlage ergibt sich im Jahr 2050 für Biomethan und SNG ein Importpotenzial aus dem europäischen Ausland nach Deutschland in Höhe von 164 TWh. Davon werden 108 TWh aus Schweden und 56 TWh aus Finnland und dem Baltikum bereitgestellt. Wenn auch die heimischen Potenziale (176 TWh) berücksichtigt werden, stehen in Deutschland bis 2050 potenziell 340 TWh methanbasierte EE-Gase aus Biomasse zur Verfügung.

Im Szenario mit PtG-Potenzial wird basierend auf der Methode in „Roadmap Gas 2050“ ein theoretisch maximales Methanpotenzial für EU27 + UK ermittelt. Die länderspezifischen Exportpotenziale an methanreichen EE-Gasen können deutlich erhöht werden, wenn das bei den Erzeugungsprozessen entstehende grüne CO₂ mithilfe von grünem Wasserstoff zu EE-Methan umgesetzt wird. Im Verbundraum der EU27 + UK stehen demnach bis 2050 rund 130 Mrd. m³ Kohlenstoffdioxid aus biogenen Quellen für eine Methanisierung zur Verfügung. Zur vollständigen Methanisierung dieser biogenen CO₂-Potenziale ist ein H₂-Bedarf von rund 1.800 TWh Wasserstoff notwendig. Wie aktuelle Studien zeigen, können die meisten europäischen Länder den länderspezifischen H₂-Bedarf decken. Demnach steht im Raum EU27 + UK je nach Studie zwischen 3.286 und 3.880 TWh H₂ für den Export oder eine Methanisierung zur Verfügung. Im Szenario mit PtG-Potenzial verringert sich das Exportpotenzial von Wasserstoff um insgesamt 1.800 TWh, da das zur Verfügung stehende biogene Kohlenstoffdioxidpotenzial vollständig methanisiert wird.

Bei der Methanisierung des biogenen CO₂, das innerhalb von Deutschland produziert wird, stehen zusätzlich 164 TWh in Form von EE-Methan zur Verfügung. Im Szenario mit PtG erhöht sich für Deutschland das Importpotenzial für methanreiche EE-Gase (SNG, Biomethan und EE-Methan) bis zum Jahr 2050 auf mehr als 600 TWh (Abb. 3). Insgesamt stehen somit in Deutschland 942 TWh methanreiche EE-Gase zu Verfügung. Dies übersteigt den für 2050 prognostizierten Methanbedarf in Deutschland um rund 175 TWh. Methanreiche EE-Gase können damit auch in Nachbarländer exportiert werden (siehe grüner EE-Gas Strom in Abb. 3). Bei vollständiger Methanisierung des vorhandenen grünen CO₂ stehen je nach Studie europaweit weitere 1.486 bis 2.080 TWh H₂ für den Export zur Verfügung. Das Wasserstoffpotenzial wurde im Projekt „Roadmap Gas 2050“ nur übergreifend für



den Raum EU27 + UK betrachtet; länderspezifische Analysen erfolgten hingegen nicht.

Die im Projekt „Roadmap Gas 2050“ analysierten energiepolitischen Ziele der Export- sowie Transitländer stehen zwar nicht im Widerspruch zu den hier ermittelten Potenzialen, jedoch sind die Beschlüsse und Ziele nach einem Regierungswechsel in den meisten betrachteten Ländern im Rahmen der EU-Vorgabe zur Klimaneutralität 2050 nicht absehbar. Generell wollen alle betrachteten Länder ihre Importabhängigkeiten reduzieren und die EE-Gas-Erzeugung ausbauen.

Um die bestehenden Exportpotenziale ausnutzen zu können, muss die Gasinfrastruktur in Europa die notwendigen Kapazitäten ausweisen. Ausgehend vom Netzentwicklungsplan der ENTSO-G (European Network of Transmission System Operators for Gas), weisen die aktuellen Netze eine ausreichende Resilienz auf [9]. Somit ist der zukünftige Transport von EE-Gasen innerhalb von Europa gesichert. Um die Resilienz zu erhöhen, sind für alte Gasleitungsnetze oder Netze von sehr geringer Kapazität Neubauten, Umstellungen oder Kapazitätserweiterungen in Planung oder bereits im Bau. Beispielsweise wurden durch den Bau der Gasleitung „Balticconnector“ die Länder Finnland und Estland miteinander verbunden und gleichzeitig besser an das europäische Netz angebunden, wodurch sich u. a. mögliche Importe aus Russland verringern lassen. Weiterhin sind die meisten der betrachteten Export- und Transitländer in den Planungen des „European Hydrogen

Backbone“ enthalten. Nur das Baltikum ist bislang kein Teil der Studie (Stand: April 2021). In Schweden und Finnland sollen Wasserstoffleitungen neu gebaut werden und insbesondere im Norden die beiden Länder verbinden; weiterhin sind Verbindungsleitungen nach Dänemark und Estland geplant. Und in Polen sieht der Hydrogen Backbone sowohl die Umstellung bestehender Gasleitungen als auch den stetigen Zubau von neuen Leitungen vor [10].

Bereitstellungskosten für erneuerbare Gase aus der EU und der MENA-Region

Im nächsten Schritt des Leitprojektes wurden die Kosten für verschiedene Bereitstellungsoptionen technoökonomisch analysiert. Exemplarisch wurde die EE-Gaserzeugung im Hauptexportland Schweden detailliert ausgelegt und bewertet. Ein entsprechendes Vorgehen wurde auch für die Bereitstellungspfade von Wasserstoff und EE-Methan aus der MENA-Region gewählt.

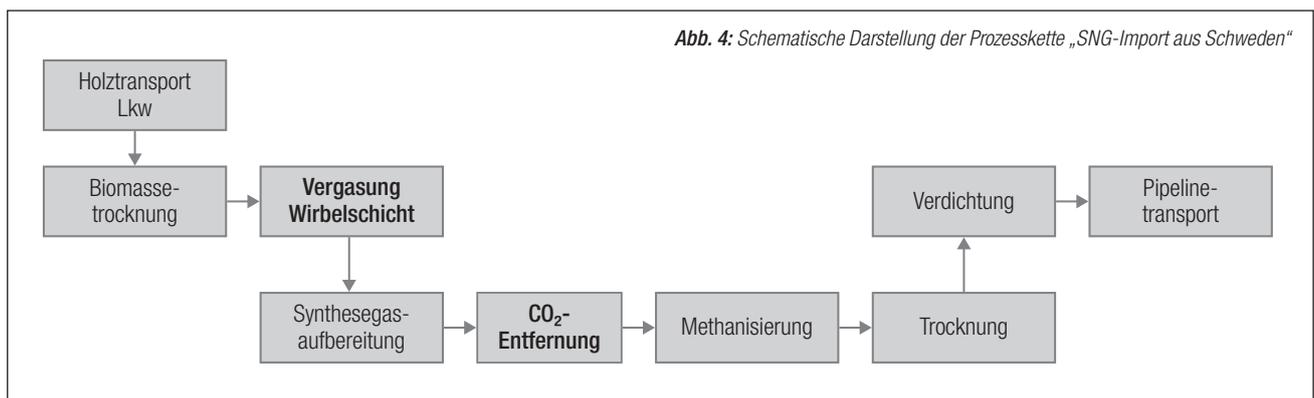
Für den EE-Gas-Import aus Schweden werden zwei Bereitstellungspfade betrachtet. In **Abbildung 4** ist die Prozesskette für die Erzeugung von SNG aus Holz abgebildet [11, 12]. Die getrocknete Biomasse wird in einem Wirbelschichtvergaser thermochemisch zu Synthesegas umgesetzt, welches weiter zu Methan umgewandelt und per Pipeline nach Deutschland transportiert wird. Um das Exportpotenzial auszuschöpfen, wird eine gleichmäßige räumliche Verteilung von 40 Vergasern in Schweden mit einem SNG-Output von insgesamt 223 Megawatt (MW)

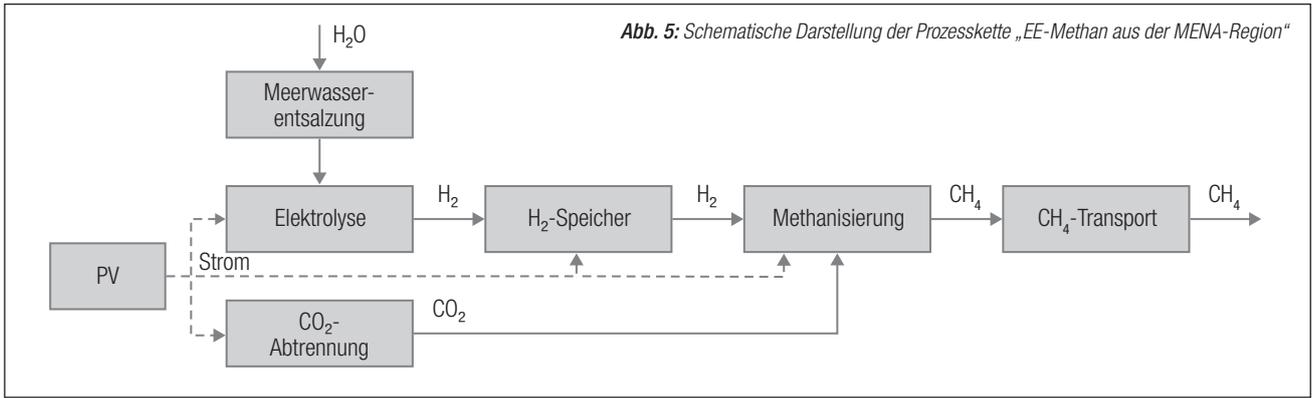
(HHV) angenommen. Für die Berechnungen der Bereitstellungskosten wird ein Strompreis von 4,62 Cent pro Kilowattstunde (ct/kWh) im Jahr 2050 festgelegt. Zudem wird angenommen, dass die jährlichen Volllaststunden für die Anlagen 8.000 h/a betragen.

Als zweite Option für die Bereitstellung von EE-Gas aus Schweden wird der Import von EE-Methan aus Biogasanlagen per Pipeline berücksichtigt. Für die Kostenberechnungen wird hier auf bestehende Produktionsanlagen zurückgegriffen und keine detaillierte Analyse durchgeführt. Weitere Informationen zu den Bereitstellungsketten von EE-Gas aus Schweden sind im Deliverable 1.2 [13] zu finden.

Die im Rahmen von „Roadmap Gas 2050“ bereits durchgeführte technoökonomische Bewertung verschiedener Wasserstoff-Herstellungungsverfahren hat gezeigt, dass die Produktion von grünem Wasserstoff in der MENA-Region und der anschließende Transport nach Deutschland eine vielversprechende Alternative darstellt [13–15]. Die Erzeugungspotenziale in dieser Region übersteigen den erwarteten europäischen Bedarf um ein Vielfaches. Allerdings fallen höhere Transportkosten im Vergleich zur innereuropäischen Erzeugung an und die politische Lage in der Region lassen hohe Risikoaufschläge bei potenziellen Investoren erwarten.

Im Projekt „Roadmap Gas 2050“ wird der Import von EE-Methan aus der MENA-Region mit dem Import von Wasserstoff anhand einer technoökonomischen Analyse verglichen. In **Ab-**





Quelle: [13]

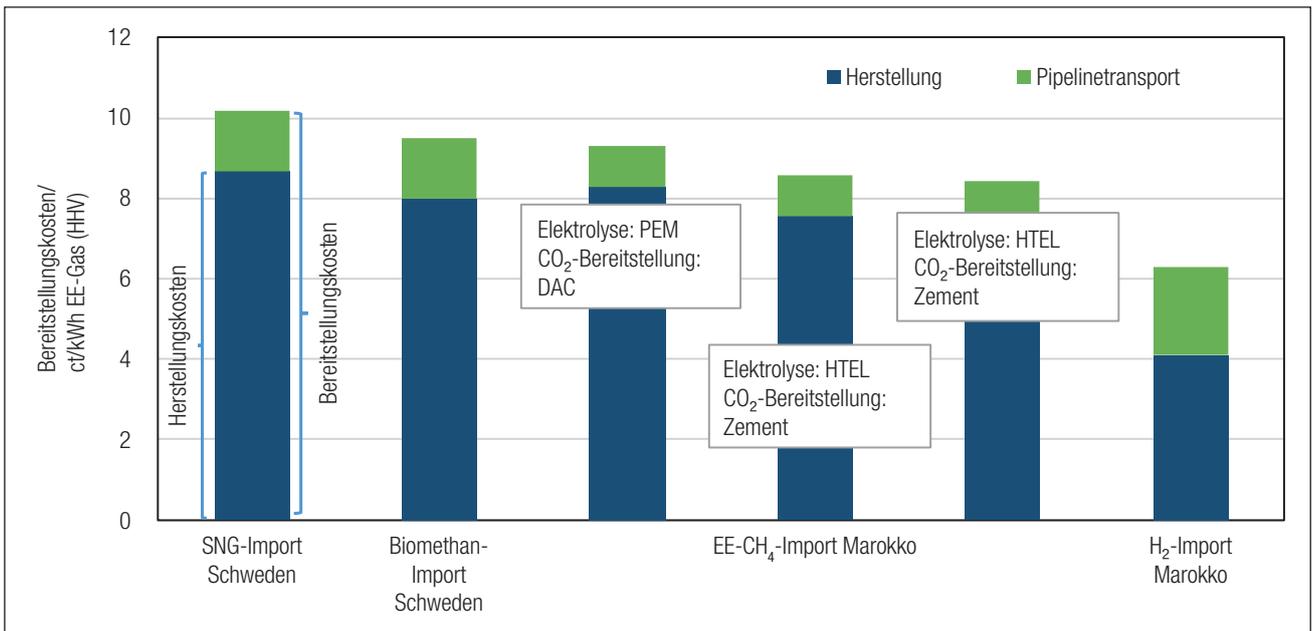
Abbildung 5 ist die Prozesskette zur Bereitstellung von EE-Methan aus der MENA-Region dargestellt. Da eine Vollauslastung (8.000 h/a) der Elektrolyse bei direkter Kopplung mit der Stromerzeugung über Fotovoltaik nicht möglich ist, wird zwischen Elektrolyse und Methanisierung ein H₂-Speicher benötigt. Dadurch kann die Methanisierung von der Elektrolyse entkoppelt werden und erreicht in Abhängigkeit der Speichergröße jährliche Volllaststunden von 8.000 h/a. Die Größen der Anlagen bzw. des Speichers wurden hinsichtlich ökonomischer Rahmenparameter optimiert. Die CO₂-Bereitstellung kann aus unterschiedlichen Quellen erfolgen. Betrachtet wurde hier die Bereitstellung von CO₂ aus der Luft und aus Abgasen der Zementindustrie. Eine detaillierte Darstellung der technischen und ökonomischen Bewertung ist in den Deli-

verables 1.1 und 1.2 des Projekts „Roadmap Gas 2050“ zu finden [13, 14].

In **Abbildung 6** sind die Ergebnisse der ökonomischen Analyse der betrachteten Bereitstellungspfade für erneuerbare Gase dargestellt. Die berechneten Bereitstellungskosten setzen sich aus den Herstellungskosten vor Ort und den Transportkosten nach Deutschland zusammen. Um die Ergebnisse für die Bereitstellungskosten zu vergleichen, sind in **Abbildung 6** die Bereitstellungskosten für den Gastransport via Pipeline gezeigt.

Wie **Abbildung 6** zeigt, ergeben sich für SNG aus Schweden im Jahr 2050 Bereitstellungskosten von etwa 10 ct/kWh. Dabei entfällt der Hauptteil der Kosten auf die SNG-Herstellung. Wird das Nebenprodukt CO₂, das bei der Vergasung

entsteht, zusätzlich zu Methan umgewandelt, ändern sich die Bereitstellungskosten kaum. Die sehr geringe Kostenreduktion mit PtG ist auf die größere Transportleitung bei höherem Durchsatz und den niedrigeren spezifischen Kosten zurückzuführen. Im Vergleich dazu steht Biomethan aus Schweden zu etwas geringeren Bereitstellungskosten zur Verfügung. Die Bereitstellungskosten für den EE-CH₄-Import aus Marokko variieren aktuell je nach Einsatz der Elektrolysetechnologie. Im Jahr 2050 werden bei Verwendung einer PEM- oder HTEL-Elektrolyse nahezu gleiche Bereitstellungskosten erwartet. Einen größeren Einfluss auf die Herstellungskosten von EE-Methan hat die CO₂-Quelle: Wenn ausreichend große Punktquellen vorliegen (z. B. aus der Zementindustrie), können die CO₂-Bereitstellungskosten im Vergleich zur CO₂-



Quelle: [13]

Abb. 6: Bereitstellungskosten im Jahr 2050: SNG und Biomethan aus Schweden (Distanz: 1.300 km), EE-CH₄ und EE-H₂ aus MENA (Distanz: 3.000 km)

Bereitstellung aus Luft um ca. 37 Prozent gesenkt werden. Somit liegen die CH₄-Bereitstellungskosten je nach Elektrolysetechnologie und CO₂-Quelle zwischen 8,4 und 9,3 ct/kWh (HHV).

Insgesamt liegen die Bereitstellungskosten zwischen 6 und 10 ct/kWh (HHV), wobei der Import von grünem Wasserstoff aus der MENA-Region die günstigste Option darstellt. Die Transportkosten von Wasserstoff sind aufgrund der niedrigen Energiedichte und des hohen Aufwands für die Verdichtung mit 2 ct/kWh am höchsten. Der CH₄-Pipelinetransport von Schweden nach Deutschland fällt teurer aus als der aus der MENA-Region, da zusätzlich ein Zubringerleitungssystem der SNG-Anlagen zur Transportleitung aufgebaut werden muss.

Laut einer Studie des „European Hydrogen Backbone“ kann grüner Wasserstoff im Jahr 2050 in der EU27 + UK für weniger als 5 ct/kWh hergestellt werden [6]. Dabei stehen 2.500 TWh für weniger als 3,8 ct/kWh und 600 TWh für weniger als 2,5 ct/kWh zur Verfügung. Somit ist die Herstellung großer Mengen an grünem Wasserstoff in der EU zu günstigeren Herstellungskosten im Vergleich zu Marokko möglich. Bestätigt wird dieses Ergebnis durch eine europäische Energiesystemmodellierung [15], in der für das Jahr 2050 deutlich wurde, dass der Import von H₂ aus der MENA-Region relevant wird, wenn der Preis für H₂ in Europa auf mehr als ca. 7 ct/kWh steigt.

Zusammenfassung

Die Analyse der europäischen fermentierbaren sowie thermochemisch umsetzbaren Biomassepotenziale zeigt, dass große Exportpotenziale insbesondere in Skandinavien vorliegen. Bei Berücksichtigung der zusätzlichen PtG-Potenziale kann der Import vom EE-Gasen nach Deutschland um den Faktor 3 bis 4 gesteigert werden. Da in diesem Fall der Bedarf in der Bundesrepublik gedeckt wäre, können EE-Gase exportiert werden und Deutschland fungiert als Transitland. Die Umsetzung aller europäi-

schen sowie außereuropäischen Produktionsorte für EE-Gase setzt die notwendigen politischen Rahmenbedingungen im entsprechenden Land voraus, da ein großskaliger Anlagenpark zur Produktion sowie Transportinfrastrukturen auf- bzw. ausgebaut werden müssen.

Aus den technoökonomischen Betrachtungen geht hervor, dass grüner Wasserstoff aus der MENA-Region (z. B. aus Marokko) im Vergleich zu den Methanimportrouten die kostengünstigste Option darstellt. Jedoch muss dabei beachtet werden, dass die H₂-Bereitstellungskosten keine Kosten für die Verteilung in Deutschland und die Umstellung beim Endverbraucher berücksichtigen. Die Kosten, die für die Umstellung der Verteilnetze, Verdichter oder beim Endverbraucher anfallen, waren nicht Gegenstand dieser Untersuchungen. Für den Import von SNG, Biomethan und EE-Methan ist eine Transport- und Verteilinfrastruktur mit hohen Leitungskapazitäten bereits vorhanden. Anpassungen beim Endverbraucher sind nicht notwendig, so dass eine Umstellung von fossilem Erdgas auf grünes EE-Methan schon heute die Möglichkeit bietet, THG-Emissionen effektiv zu reduzieren. ■

Literatur

- [1] Deutsche Bundesregierung: Klimaschutzgesetz 2021: Generationenvertrag für das Klima, online unter www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672, abgerufen am 9. Dezember 2021.
- [2] Umweltbundesamt: Energieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren, online unter www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energetraegern-sektoren, abgerufen am 9. August 2021.
- [3] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Bestandsaufnahme Gasmarkt: Zahlen, Daten und Fakten, Berlin 2021.
- [4] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Monitoringbericht 2021: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Berlin 2021.
- [5] Erler, R. et al.: Ermittlung des Gesamtpotentials erneuerbarer Gase zur Einspeisung ins deutsche Erdgasnetz (Gesamtpotenzial EE-Gase): Abschlussbericht, Bonn 2019.
- [6] Wang, A. et al.: European Hydrogen Backbone: Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen, 2021.
- [7] Gery, A.: Hydrogen4EU, 2021.
- [8] Kakoulaki, G., Kougiyas, I., Taylor, N., Dolci, F., Moya, J., Jäger-Waldau, A.: Green hydrogen in Europe – A regional assessment: Substituting existing production with electrolysis powered by renewables, in: Energy Conversion and Management, Vol. 228, p. 113649.
- [9] ENTSO-E/ENTSO-G: Ten-Years Network Development Plan (TYNDP), 2020.

- [10] Jaro, J., Wang, A., van der Leun, K., Peter, D., Buseman, M.: Extending the European Hydrogen Backbone: A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 21 Countries, Apr. 2021. Accessed: Aug. 5 2021.
- [11] Ortloff, F., Müller, C., Erler, R., Lehnert, F.: Technologien und Potenziale der Biomassevergasung und der Kopplung mit Power-to-Gas-Verfahren zur Erzeugung von methanbasierten Energieträgern in Deutschland - "greenSNG": Abschlussbericht G201711, Karlsruhe/Freiburg 2019.
- [12] Larsson, A., Gunnarsosson, I., Tenberg, F.: The GoBiGas Project Demonstration of the Production of Biomethane from Biomass via Gasification, 2019.
- [13] Lehnert, F., Leiblein, J., Schlautmann, R., Bär, K., Bäuerle, M.: Bewertung der für Deutschland relevanten nationalen & internationalen Produktionsströme und Logistikkonzepte für erneuerbare Gase: Deliverable 1.2 Roadmap Gas 2050, 2021.
- [14] Bär, K. et al.: Bewertung von alternativen Verfahren zur Bereitstellung von grünem und blauem H₂: Roadmap Gas: Deliverable 1.1, 2021.
- [15] Lux, B., Gegenheimer, J., Franke, K., Sensfuß, F., Pflüger, B.: Supply curves of electricity-based gaseous fuels in the MENA region, in: Computers & Industrial Engineering, Ausgabe 12/2021.

Die Autoren

Friedemann Mörs ist Gruppenleiter Verfahrenstechnik an der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (EBI) des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT).

Katharina Bär ist Projektingenieurin an der DVGW-Forschungsstelle am EBI des KIT.

Janina Leiblein ist Projektingenieurin an der DVGW-Forschungsstelle am EBI des KIT.

Dr. Frank Graf leitet den Bereich „Gastechnologie“ an der DVGW-Forschungsstelle am EBI des KIT.

Florian Lehnert ist Projektleiter bei der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH.

Miriam Bäuerle ist Projektingenieurin am Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.

Kontakt:

Friedemann Mörs
DVGW-Forschungsstelle am 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

Kompensationsstrategien für den Einsatz von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen in Endverbrauchstechnologien:

Ausgabe 06+07/2022

Ergebnisse des DVGW-Forschungsprojekts „Roadmap Gas 2050“

Zur **Reduzierung der Treibhausgas-Emissionen** wird es in den nächsten Jahren erforderlich sein, Erdgas perspektivisch durch Wasserstoff zu ersetzen – ein mit Blick auf die **zahlreichen und heterogenen Sektoren und Anwendungsfelder**, in denen der Energieträger heute zum Einsatz kommt, anspruchsvolles Unterfangen. Im Rahmen des DVGW-Forschungsprojekts „Roadmap Gas“ ist dabei untersucht worden, wie Erdgas-basierte Endverbrauchssysteme in Haushalt, Gewerbe, Industrie und Stromerzeugung **zukünftig mit variablen Erdgas-Wasserstoff-Gemischen versorgt und betrieben werden können**. Der vorliegende Beitrag stellt die wesentlichen Erkenntnisse des Vorhabens vor.

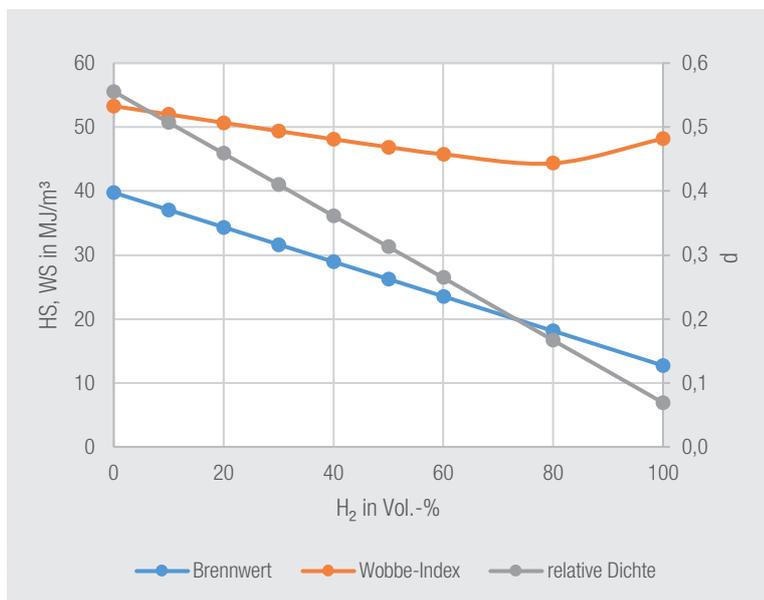
von: Dr.-Ing. Jörg Leicher, Dr.-Ing. Frank Burmeister, Dr.-Ing. Anne Giese, Dr.-Ing. Rolf Albus (alle: Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.), Philip Pietsch (DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH) & Dr. Holger Dörr (Engler-Bunte-Institut am Karlsruher Institut für Technologie)

Abb. 1: Auswirkungen der H_2 -Beimischung (in CH_4) auf relative Dichte, Brennwert und Wobbe-Index. Alle Angaben im Bezugssystem (25 °C/0 °C)

Der Klimawandel und die daraus resultierende Notwendigkeit, die Nutzung von Energie und den Ausstoß von Treibhausgasen voneinander zu entkoppeln, stellen eine zentrale wirtschaftliche wie auch gesellschaftliche Herausforderung dar, sowohl in Deutschland als auch in Europa und weltweit. Neben einer weitreichenden Elektrifizierung gilt vor allem auch der Einsatz von Wasserstoff (H_2) als eine vielver-

sprechende Option, um schnell Treibhausgas-Emissionen zu reduzieren. Dabei wird sowohl der Wechsel zum Einsatz von quasi reinem Wasserstoff mit entsprechenden Infrastrukturen diskutiert [1], aber auch die Einspeisung von Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz. So bereitet der DVGW derzeit vor, Wasserstoffkonzentrationen von bis zu 20 Volumenprozent (Vol.-%) im Erdgasnetz zuzulassen [2]. Auf diese Weise könnte schnell ein signifikanter Beitrag zur Reduktion von Treibhausgas-Emissionen erreicht werden, da Erdgas in Deutschland der zweitwichtigste Energieträger ist und in praktisch allen Endverbrauchssektoren eingesetzt wird [3].

Gleichzeitig bedeutet dies jedoch auch, dass Erdgas-basierte Endverbrauchssysteme in Haushalt, Gewerbe, Industrie und Stromerzeugung dann mit variablen Erdgas-Wasserstoff-Gemischen versorgt werden. Da Wasserstoff keine Spezies ist, die von Natur aus in Erdgas zu finden ist, sind die Fragen, wie typische Erdgasanwendungen in den verschiedenen Sektoren auf höhere und variable H_2 -Anteile im Erdgas reagieren und mit welchen Maßnahmen diese Effekte von Wasserstoff auf diese Systeme kompensiert werden können, entscheidend, um die geplanten



Quelle: GWI

Tabelle 1: Wesentliche verbrennungstechnische Eigenschaften von Methan, von einem Gemisch aus Methan mit 20 Vol.-% Wasserstoff und von Wasserstoff. Alle Angaben im Bezugssystem (25 °C/0 °C)

Größe	Einheit	100 % CH ₄	CH ₄ + 20 Vol.-% H ₂	100 % H ₂
W _s	MJ/m ³	53,37	50,76	48,24
H _i	MJ/m ³	35,89	30,87	10,79
H _s	MJ/m ³	39,83	32,66	12,75
d	–	0,5571	0,4596	0,0698
L _{min}	m ³ /m ³	9,524	8,095	2,381
MZ	–	100	80	0
T _{adiabat} (λ = 1)	°C	1.982	1.990	2.096
s _L (λ = 1)	Cm/s	38,57	45,22	209
spez. CO ₂ -Emission	g CO ₂ /MJ	55	51	0

Quelle: GWI

H₂-Einspeisungen durchführen zu können. Diese Fragestellungen sind Kernpunkte des DVGW-Forschungsvorhabens „Roadmap Gas 2050“ (Förderkennzeichen G 201824).

Auswirkungen der H₂-Beimischung auf Gasbeschafftheitskenngrößen und verbrennungstechnische Eigenschaften

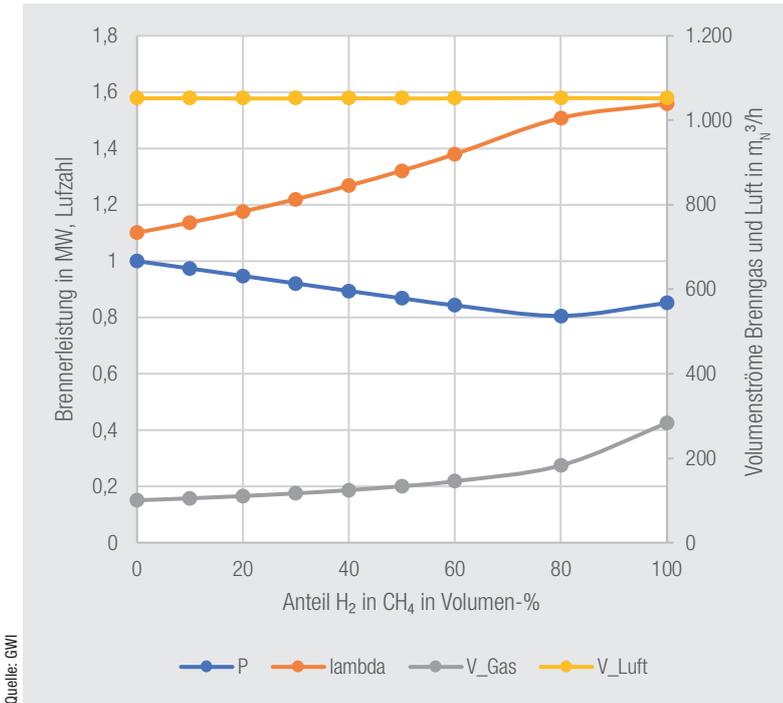
Erdgas wird größtenteils als Brennstoff zur Wärme- und Stromerzeugung in Haushalt, Gewerbe, Industrie und Kraftwerkstechnik eingesetzt. Gleichzeitig spielt der Energieträger auch als Rohstoff in einigen Industrien (wie z. B. der Chemieindustrie) eine wichtige Rolle. Für jeden technischen Verbrennungsprozess ist die Kenntnis des eingesetzten Brennstoffs unerlässlich, daher sind die für Verbraucher sowie Geräte- und Anlagenbauer maßgeblichen Erdgasbeschafftheitskenngrößen meist Brennstoffeigenschaften. **Abbildung 1** zeigt die Auswirkungen einer Wasserstoffbeimischung (bis hin zu 100 Prozent H₂) in Methan (CH₄) auf die relative Dichte *d*, den volumetrischen Brennwert *H_s* und den (oberen) Wobbe-Index *W_s*. CH₄ wird hier stellvertretend für H-Gas verwendet. Dies sind die Kenngrößen, die etwa im deutschen Regelwerk [4] primär zur Festlegung zulässiger Erdgasbeschafftheiten eingesetzt werden. Das Diagramm zeigt, dass diese Kenngrößen mit zunehmendem H₂-Anteil abnehmen, wobei die Änderungen bei der relativen Dichte und dem Brennwert weitaus deutlicher ausfallen als im Wobbe-Index.

So reduziert sich die relative Dichte beim Wechsel von CH₄ zu H₂ um etwa 90 Prozent, der Brennwert um etwa 70 Prozent, der Wobbe-Index jedoch um lediglich etwa 10 Prozent. Damit ist im Hinblick auf den Wobbe-Index der Unterschied zwischen Methan und Wasserstoff deutlich geringer als der Unterschied zwischen H-Gas (G 20) und L-Gas (G 25) – also den Referenzgasen, die in der EN 437 [5] festgelegt sind. Es wäre jedoch falsch, daraus zu schließen, dass ein Brenngaswechsel von Erdgas auf H₂ (oder auch ein Erdgas-H₂-Gemisch) für

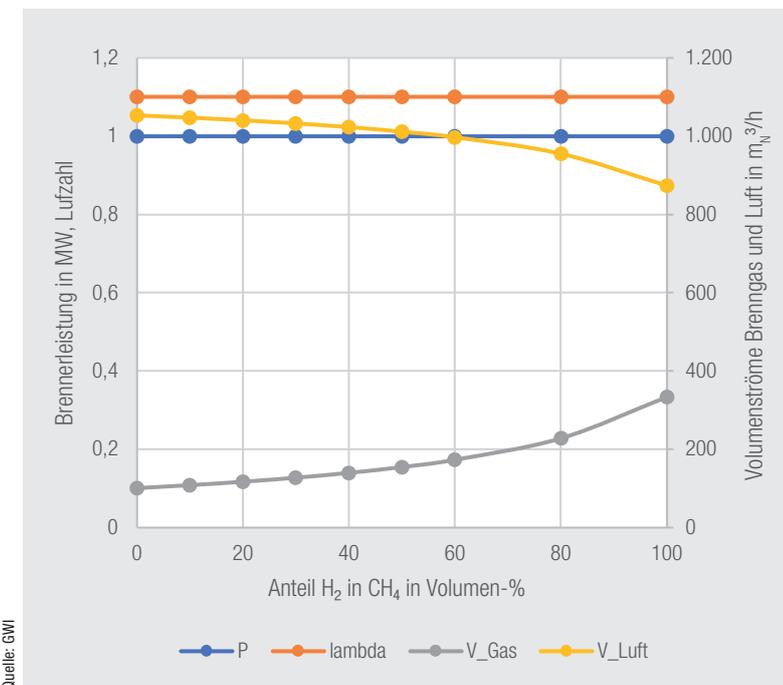
Endverbraucher per se unkritisch wäre. Zum einen hat der Wobbe-Index beispielsweise in der industriellen Erdgasnutzung einen weitaus geringeren Stellenwert als etwa im Haushaltsbereich [6–8], zum anderen ist der Wobbe-Index als Kenngröße zur Austauschbarkeit von Brenngasen nur bei chemisch ähnlichen Brennstoffen aussagekräftig [9].

Aus dem Blickwinkel der Verbrennung unterscheiden sich Wasserstoff und Erdgas vor allem in vier wesentlichen Aspekten deutlich: Der volumetrische Energiegehalt (also der volumetrische Brenn- bzw. Heizwert) und der Mindestluftbedarf *L_{min}* (pro m³ Brenngas) sind geringer, was Auswirkungen auf die freigesetzte Wärmeleistung und die Luftzahl *λ* hat, wenn diese Effekte nicht regelungstechnisch oder durch entsprechende Einstellungen am Brenner kompensiert werden. Gleichzeitig nehmen die adiabaten Verbrennungstemperaturen *T_{adiabat}* und die laminaren Verbrennungsgeschwindigkeiten *s_L* mit steigenden H₂-Anteilen im Brenngas zu. Bei den Temperaturen und Verbrennungsgeschwindigkeiten ist zu berücksichtigen, dass diese Größen nicht allein von der Brenngaszusammensetzung, sondern auch von Prozessparametern wie etwa der Luftzahl *λ* oder einer möglichen Luftvorwärmung abhängig sind. Die Temperatur ist vor allem im Hinblick auf die Wärmeübertragung, die Bildung von Stickoxiden (NO_x) und mögliche lokale Überhitzung von Bauteilen relevant, während die Änderung der Verbrennungsgeschwindigkeiten Auswirkungen auf Flammenstabilität und -form haben kann, insbesondere bei Vormischbrennern, wie sie vor allem bei Gasgeräten im Haushalt zu finden sind.

Tabelle 1 stellt einige wesentliche Stoffeigenschaften und verbrennungstechnische Kenngrößen von Methan (stellvertretend für H-Gas), von einem Methan-Wasserstoff-Gemisch mit 20 Vol.-% H₂ und von reinem Wasserstoff einander gegenüber. Die Größen wurden vorwiegend mit [10] bestimmt und die laminare Verbrennungsgeschwindigkeit stammt aus



Quelle: GWI



Quelle: GWI

Abb. 2 (oben): Auswirkungen einer Wasserstoff-Beimischung auf einen generischen unregulierten Verbrennungsprozess

Abb. 3 (unten): Auswirkungen der Wasserstoff-Beimischung auf einen gut geregelten generischen Verbrennungsprozess

Untersuchungen im Rahmen des Forschungsprojektes THyGA [11], während die Methanzahl mithilfe des MWM-Verfahrens [12] ermittelt wurde. Bei den spezifischen CO₂-Emissionen ist zu beachten, dass lediglich die Emissionen aufgrund der Verbrennung berücksichtigt wurden.

Auswirkungen der H₂-Beimischung auf Endanwendungstechnologien

Die Verbrennung ist in praktisch allen Sektoren eine zentrale Querschnittstechnologie bei der Erdgasverwendung. Je nach konkretem Anwen-

dungsziel sowie technischen, wirtschaftlichen und gesetzlichen Rahmenbedingungen sind die technischen Implementierungen eines Verbrennungsprozesses jedoch sehr vielseitig und unterscheiden sich oft erheblich: Eine Erdgasverbrennung in einem Brennwertgerät im Haushalt wird beispielsweise technisch anders realisiert als in einem Industrieofen für Hochtemperaturprozesse oder in einer Gasturbine zur Stromerzeugung. Entsprechend unterschiedlich werden Geräte und Anlagen auch auf eine Beimischung von Wasserstoff in Erdgas reagieren. Neben den eigentlichen Verbrennungstechnologien spielen zudem auch weitere Aspekte, etwa die installierte Mess- und Regelungstechnik oder auch Fragen der Produktqualität (bei gasbeheizten industriellen Fertigungsprozessen), eine große Rolle.

Aus Sicht eines Verbrauchers stellt die Frage nach Wasserstoff im Erdgas in vielerlei Hinsicht eine Frage der Gasbeschaffenheit dar. Die angebotene Brenngaszusammensetzung ändert sich und das Gerät bzw. die Anlage muss auf diese Änderung reagieren. Daher ist gerade die Frage, ob und wie ein Verbrennungsprozess geregelt ist, von zentraler Bedeutung.

Die **Abbildung 2** zeigt die Auswirkungen einer H₂-Beimischung auf einen generischen unregulierten Verbrennungsprozess im Hinblick auf Brennerleistung, Luftzahl sowie Brenngas- und Luftvolumenströme, während **Abbildung 3** die gleichen Größen für einen geregelten Prozess darstellt, bei dem Brennerleistung und Luftzahl konstant gehalten werden. In beiden Fällen wurde der Prozess mit CH₄ auf eine Brennerleistung von 1 Megawatt (MW) und eine Luftzahl von 1,2 eingestellt. Für den unregulierten Fall wurde angenommen, dass der Wobbe-Index die relevante Größe für den Energieeintrag ist, d. h. Düsendruck und -geometrie konstant bleiben. Auch der Luftvolumenstrom wird als unveränderlich angesetzt, wie es etwa bei Geräten der häuslichen Gasverwendung durchaus noch üblich ist.

Die **Abbildung 2** macht dabei deutlich, dass bei einem unregulierten Prozess die Brennerleistung mit zunehmendem H₂-Anteil abnimmt, während die Luftzahl deutlich ansteigt. Gerade diese Veränderung der Luftzahl ist wichtig, da sie als Prozessparameter zahlreiche Aspekte eines Verbrennungsprozesses beeinflusst, etwa die Temperaturen, Verbrennungsgeschwindigkeiten oder auch Schadstoffemissionen (CO, NO_x oder Ruß). Im Hinblick auf die Betriebssicherheit ist

diese Verschiebung hin zu höheren Luftzahlen durchaus vorteilhaft, weil dadurch die Gefahr einer Bildung von Kohlenstoffmonoxid (CO) prinzipiell reduziert wird.

Bei Industriefeuerungen, bei denen oft der Heizwert die ausschlaggebende Größe ist [6, 8], wäre dieser Effekt erheblich ausgeprägter, da Heiz- und Brennwerte sich bei der H₂-Beimischung weitaus stärker ändern als der Wobbe-Index (vgl. Abb. 1). Für einen solchen Prozess wäre jedoch eine Verschiebung zu höheren Luftzahlen kritischer. Zwar gilt auch hier, dass die Neigung zur CO-Bildung mit zunehmender Luftzahl abnimmt, allerdings wirken sich vor allem bei Hochtemperaturprozessen höhere λ -Werte negativ auf die Effizienz und die Stickoxid-Emissionen (NO_x) aus.

In Abbildung 3 wurden hingegen die Volumenströme für Brenngas und Luft so angepasst, dass Brennerleistung und Luftzahl konstant bleiben. Dies setzt eine separate Regelbarkeit der Volumenströme voraus, was auch bei Industrieanlagen nicht immer gegeben ist [13]. Neben diesen Auswirkungen auf allgemeine Prozessparameter wie Feuerungsleistung (und damit die bereitgestellte Wärme) und Luftzahl spielt auch die technische Umsetzung des Verbrennungsprozesses eine entscheidende Rolle hinsichtlich der Frage, wie sich Wasserstoff im Erdgas auswirkt. Einen großen Unterschied macht hier die Form der Verbrennung, also ob es sich um eine vorgemischte oder nicht-vorgemischte Verbrennung handelt. Beide Verfahren haben ihre jeweiligen Vor- und Nachteile und werden in den verschiedenen Endverbrauchssektoren eingesetzt.

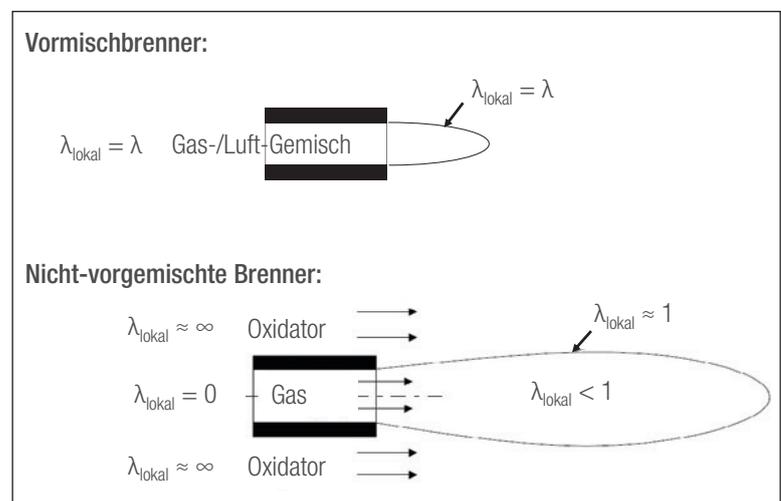
Bei der vorgemischten Verbrennung werden Brenngas und Oxidator (in der Regel Luft) gemischt, bevor sie in den Brennraum eingebracht werden. Das bedeutet, dass sich die wesentlichen Verbrennungsreaktionen mit dem voreingestellten Brenngas-Luft-Verhältnis λ abspielen. Eine Flamme wird sich, vereinfacht gesagt, dort stabilisieren, wo es ein lokales Gleichgewicht der Strömungs- und der Verbrennungsgeschwindigkeit gibt. Ist die Verbrennungsgeschwindigkeit höher als die Strömungsgeschwindigkeit, besteht die Gefahr eines Flammenrückschlags: Die Flamme bewegt sich dabei stromaufwärts in den Brenner, was bestenfalls zu einer Notabschaltung und schlimmstenfalls zu einer Zerstörung des Brenners führt. Die vorgemischte Verbrennung findet sich vor allem bei Haushaltsanwendungen, aber auch in Kraft-

werksgasturbinen, dort jedoch unter hohem Druck und bei erheblichem Luftüberschuss.

Bei der nicht-vorgemischten Verbrennung hingegen werden Brennstoff und Oxidator getrennt in den Brennraum eingebracht und sie können sich erst dort mischen und miteinander reagieren. Daher gibt es im Brennraum lokale Unterschiede im Brennstoff-Luft-Verhältnis und die wesentlichen Verbrennungsprozesse werden dort ablaufen, wo lokal annähernd stöchiometrische Bedingungen ($\lambda \approx 1$) herrschen. Ein Flammenrückschlag ist prinzipbedingt bei nicht-vorgemischten Brennern ausgeschlossen. Diese Form der Verbrennung ist stabiler als die Vormischverbrennung, weil sie weitaus weniger von reaktionskinetischen Effekten abhängt. Vor allem erlaubt sie auch den Einsatz vorgewärmter Verbrennungsluft (oder von reinem Sauerstoff in der sogenannten Oxy-Fuel-Verbrennung [14]). Daher finden sich nicht-vorgemischte Brenner vor allem bei industriellen Feuerungsprozessen, wo zum Teil mit Luftvorwärmtemperaturen von bis zu 1.400 °C gearbeitet wird. **Abbildung 4** veranschaulicht die beiden Formen der Verbrennung.

Die verschiedenen Verbrennungsformen unterscheiden sich grundsätzlich in Bezug darauf, wie sie auf erhöhte H₂-Konzentrationen reagieren und welche Effekte als besonders kritisch angesehen werden. Während bei Vormischbrennern im Haushalt aufgrund der höheren Verbrennungsgeschwindigkeiten vor allem die Frage eines möglichen Flammenrückschlags im Vordergrund steht, liegt das Augenmerk bei industriellen nicht-vorgemischten Feuerungsprozessen eher auf Fragen der Wärmeübertragung und der NO_x-Emissionen, da sich auch die Flammentemperaturen und Abgaszusammensetzungen ändern.

Abb. 4: Formen der Verbrennung: vorgemischte, nicht-vorgemischte und teil-vorgemischte Verbrennung



Haushaltsanwendungen

Wie bereits beschrieben, werden bei gasbeheizten Geräten im Haushalt meist Vormischbrenner eingesetzt, bei Kochgeräten auch teil-vorgemischte Brenner [15]. Das bedeutet, dass sich eine Erhöhung der Luftzahl durch die H₂-Beimischung ohne regelungstechnische Anpassung auch auf die Reaktionszone selbst auswirkt, wo die höheren Luftzahlen zu lokal niedrigeren Temperaturen und somit zu einer reduzierten NO_x-Bildung führen.

Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass eine „bessere“ Mess- und Regelungstechnik im Kontext der Wasserstoff-Zumischung in Erdgas nicht immer hilfreich sein muss, zumindest nicht bei Geräten aus Haushalt und Gewerbe. Theoretische Überlegungen aus dem THyGA-Projekt [16] belegen dies anhand der laminaren Verbrennungsgeschwindigkeit von Methan-Wasserstoff-Gemischen, wie **Abbildung 5** veranschaulicht. Bei solchen Brennern besteht die Gefahr eines Flammenrückschlags, falls die laminare Verbrennungsgeschwindigkeit s_L zu groß wird. Grundsätzlich führen höhere H₂-Anteile im Erdgas zu einem Anstieg der laminaren Verbrennungsgeschwindigkeit (vgl. Tab. 1). In einem unregelmäßigen Brennersystem wird dieser Anstieg jedoch weitestgehend durch eine Verschiebung der Luftzahl kompensiert, wodurch die tatsächlich anliegende laminare Verbrennungsgeschwindigkeit reduziert wird.

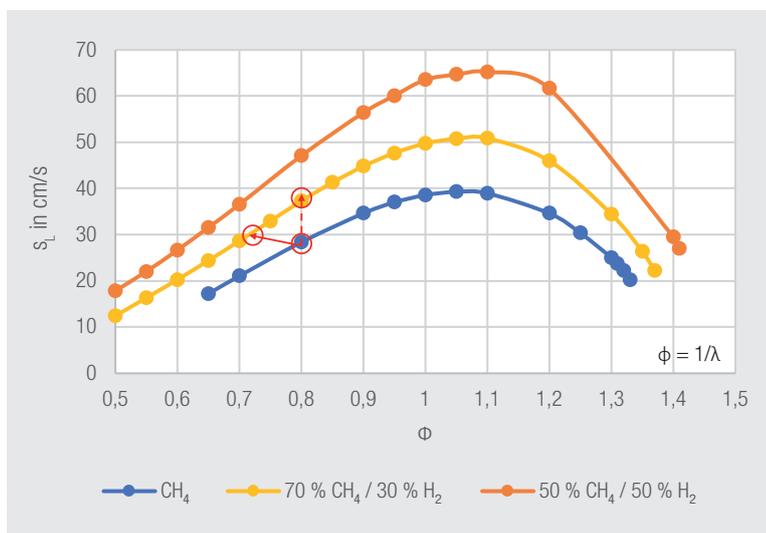
So liegt sie für Methan bei einer Luftzahl von 1,25 (ein typischer Wert für Haushaltsheizungen) bei etwa 28 cm/s. Wird der Brennstoff nun durch ein Gemisch mit 70 Vol.-% CH₄ und 30 Vol.-% H₂ ersetzt, verschiebt sich die Luftzahl von 1,25

(Äquivalenzverhältnis 0,8 in Abb. 5) auf etwa 1,385 (Äquivalenzverhältnis 0,722), sodass sich für den neuen Betriebspunkt und Brennstoff nur eine geringfügige Änderung der Verbrennungsgeschwindigkeit ($s_L = 30$ cm/s, durchgezogene rote Linie in Abb. 5) ergibt. Hält man jedoch die Luftzahl für den neuen Brennstoff konstant, so steigt s_L erheblich (37 cm/s, gestrichelte rote Linie in Abb. 5). Andere Autoren, etwa [17], kommen zu analogen Schlussfolgerungen. Ähnliche Mechanismen finden sich auch bei den NO_x-Emissionen bei Haushaltsbrennern: Auch hier führt die Beimischung von H₂ zu einer Verschiebung der Luftzahl in der Reaktionszone und somit zu niedrigeren lokalen Temperaturen dort, wodurch die thermische NO_x-Bildung reduziert wird [11, 18]. Aber selbst bei konstanter Luftzahl können die NO_x-Emissionen unter Umständen bei Vormischbrennern sinken, da die Flamme sich näher am Brenner etabliert und mehr Wärme an den Brenner abgibt, sodass die lokalen Flammentemperaturen (und damit die NO_x-Emissionen) reduziert werden [19].

Es lässt sich gleichwohl nicht verallgemeinern sagen, dass bei allen Anwendungen im Haushalt die Luftzahlverschiebung bei unregelmäßigen Geräten die Auswirkungen einer Wasserstoff-Zumischung immer kompensiert. Bei Gasherden z. B. kommen häufig teil-vorgemischte Brenner zum Einsatz, bei denen ein Teil des Brenngas-Luft-Gemischs unterstöchiometrisch gemischt ist. Sollte es in diesem Bereich zu einer Reaktion kommen, würden sich bei einer Zumischung von Wasserstoff die Auswirkungen auf die laminare Verbrennungsgeschwindigkeit addieren, da s_L sowohl aufgrund des H₂-Anteils als auch der höheren Luftzahl steigen würden. Daher dürften solche teil-vorgemischten Verbrennungssysteme weitaus empfindlicher in Bezug auf eine Wasserstoff-Beimischung reagieren als voll-vorgemischte Brennersysteme in Heizungsgeräten [11, 20]. Zudem deuten erste Messergebnisse aus dem Forschungsprojekt THyGA [9], aber auch von anderen Gruppen [21] darauf hin, dass eine Luftzahlregelung mittels Ionisationsstrommessung bei Vormischbrennern nicht immer in der Lage ist, die Luftzahl überhaupt konstant zu halten, vor allem im Volllastbereich.

Sicherheitstechnisch werden diese Effekte jedoch erst bei höheren H₂-Konzentrationen relevant. Die Messungen an den Testgeräten im Rahmen des DVGW-Projekts „Roadmap Gas 2050“ zeigen, dass bis zu einem H₂-Anteil von bis zu 20 Vol.-% keine Flammenrückschläge zu

Abb. 5: Auswirkungen der H₂-Beimischung auf die laminaren Verbrennungsgeschwindigkeiten in einem unregelmäßigen (durchgezogene Linie) und einem geregelten (gestrichelte Linie) vorgemischten Verbrennungsprozess. Auf der x-Achse ist zur besseren Übersicht das Äquivalenzverhältnis $\phi (=1/\lambda)$ aufgetragen.



Quelle: GW

beobachten waren. Bei Untersuchungen im EU-Projekt ThyGA wiederum kam es erst bei einem H₂-Anteil von mehr als 40 Vol.-% bei einzelnen Geräten zu Flammenrückschlägen oder starker Geräuschentwicklung.

Industrielle Anwendungen

Verglichen mit Gasanwendungen im Haushalt, müssen gasbeheizte Industrieprozesse in der Regel weitaus komplexere Anforderungsprofile im Hinblick auf Betriebssicherheit, Produktqualität, Effizienz und Schadstoffemissionen erfüllen. Entsprechend sind solche Systeme und Prozesse oft sensibel in Bezug auf Gasbeschaffenheitsschwankungen oder auch die Beimischung von Wasserstoff in Erdgas [6–8, 22]. Hinzu kommt die stoffliche Nutzung von Erdgas, für die andere Kriterien relevant sind, etwa das Verhältnis von Kohlenstoff- zu Wasserstoffatomen im verteilten Gas.

Die Bedeutung der Regelungsstrategien für Anwendungstechnologien im Kontext einer Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz ist im Rahmen des AiF-Projekts „H₂-Substitution“ [23] am Beispiel von industriellen Feuerungsprozessen detailliert untersucht worden. In einem Arbeitspaket wurden dabei typische Industriebrenner-Technologien (nicht-vorgemischte Verbrennung, Gebläsebrenner mit Onboard-Regelung und ein Brenner mit flammenloser Oxidation) mit Erdgas-Wasserstoff-Gemischen mit bis zu 50 Vol.-% H₂ mithilfe von CFD-Simulationen und Messungen an einem GWI-Brennerprüfstand untersucht. Als Referenzfall wurde ein Betriebspunkt mit einer Brennerleistung von 120 kW und einer Luftzahl von 1,05 gewählt – typische Werte für die untersuchten Brenner.

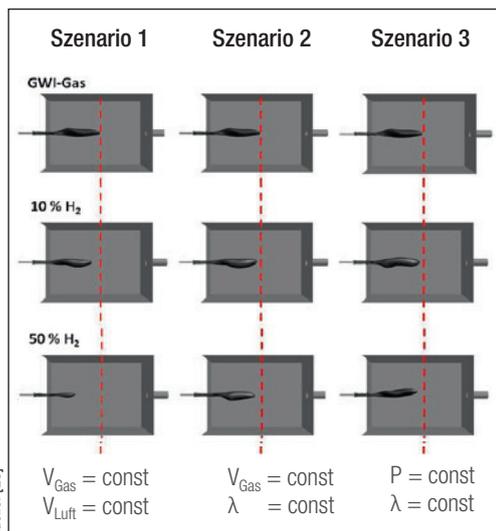


Abb. 6: Auswirkungen von höheren H₂-Gehalten und verschiedenen Regelungsstrategien auf einen nicht-vorgemischten Industriebrenner

Die **Abbildung 6** zeigt Ergebnisse einer Reihe von CFD-Simulationen (CFD: Computational Fluid Dynamics, zu deutsch: numerische Strömungssimulation) für den nicht-vorgemischten Brenner 1, einen typischen Industriebrenner. Bei den Simulationen wurden neben verschiedenen Wasserstoff-Konzentrationen auch unterschiedliche Regelungsszenarien durchgespielt. Im Szenario 1 bleiben die Volumenströme für Brenngas und Luft konstant, d. h., es handelt sich um ein komplett unreguliertes System. Im Szenario 2 liegt zumindest eine Luftzahlregelung (z. B. anhand einer Rest-O₂-Messung im Abgas) vor und im Szenario 3 werden die Volumenströme von Brenngas und Luft unabhängig voneinander geregelt, d. h., Brennerleistung und Luftzahl bleiben unabhängig vom H₂-Gehalt des Brenngases konstant. Dargestellt ist die Flammenform für den Betriebspunkt anhand einer CO-Isolfläche.

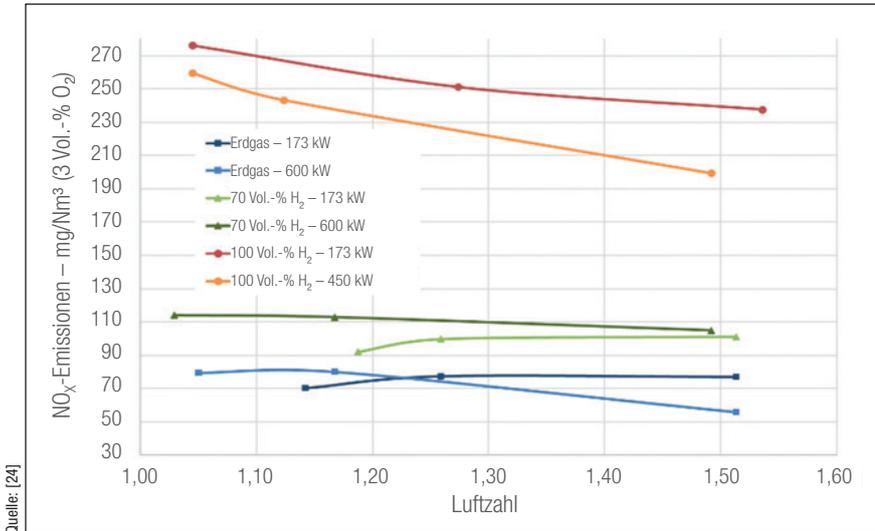
Der Vergleich der Szenarien 1 und 2 zeigt den Einfluss der Luftzahl auf die Flammenlänge bei ▶



Die **SHT, Sanitär- und Heizungstechnik Ausgabe 5**, 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:

- **Regenwasser**
Überflutungen durch Starkregen
- **Wärmepumpe**
Richtig planen ohne Stress
- **Flächenheizung**
Stilecht und kompromisslos im Oxford-College

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



Quelle: [24]

Abb. 7: Auswirkungen der H₂-Beimischung auf die NO_x-Emissionen eines industriellen Gebläsebrenners

einem nicht-vorgemischten Brenner. Mit höheren Wasserstoffgehalten steigt in einem unregelmäßigen System die Luftzahl, was zu deutlich kürzeren Flammen führt. Gleichzeitig sinken die Brennerleistungen und die Abgastemperaturen von 120 kW bzw. 1.087 °C im Referenzfall auf 111 kW bei 10 Vol.-% H₂ (Abgastemperatur: 1.033 °C) und 78 kW bzw. 765 °C bei 50 Vol.-% H₂. Im Szenario 2, wo die H₂-Beimischung ebenfalls zu einem Abfall der Leistungen führt, bleiben die Flammenlängen fast unverändert und auch die Reduktion der Abgastemperaturen fällt deutlich geringer aus. Im dritten Szenario, wo Brennerleistung und Luftzahl konstant gehalten werden, sind die Flammenlängen ebenfalls fast unverändert und auch die Abgastemperaturen steigen nur verhältnismäßig geringfügig auf 1.102 °C bei 10 Vol.-% H₂ bzw. 1.107 °C bei 50 Vol.-% H₂. Hier kommt der Anstieg der adiabaten Verbrennungstemperatur bei höheren H₂-Konzentrationen zum Tragen, der in den anderen Szenarien durch die reduzier-

te Brennerleistung und eine ggf. höhere Luftzahl kompensiert wurde.

Ein weiterer wesentlicher Aspekt für den Betrieb von technischen Verbrennungsprozessen sind Schadstoff-Emissionen, wobei hier vor allem die Stickoxid-Emissionen (NO_x) im Vordergrund stehen. NO_x-Emissionen werden bei der Verbrennung von gasförmigen Brennstoffen in der Regel über den thermischen Bildungspfad gebildet, der hochgradig temperaturabhängig ist. Wasserstoff mit seiner höheren adiabaten Verbrennungstemperatur kann hier also prinzipiell zu höheren NO_x-Emissionen führen, auch in Erdgas-Wasserstoff-Gemischen. Dieser Trend zeigt sich auch bei Messungen an Brennerprüfständen, ist aber ebenfalls in hohem Maße von der konkreten Verbrennungstechnologie und der Regelungsstrategie abhängig [23].

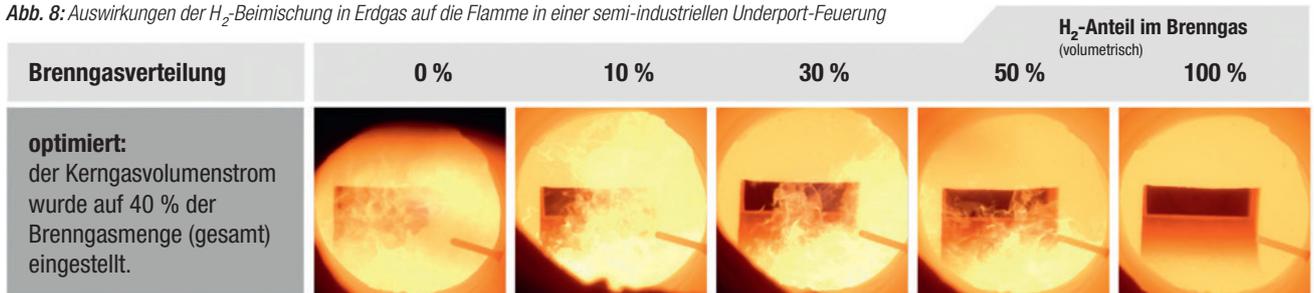
Für industrielle Gebläsebrenner, wie sie z. B. in größeren Kesselanlagen eingesetzt werden, wurden Untersuchungen

an einem semi-industriellen Prüfstand durchgeführt [24, 25]. Da diese Systeme eine eigene Onboard-Regelung haben (d. h., die Regelung ist fest im Brenner integriert und kann kaum von einer Prozesssteuerung geändert werden), sind hier die Möglichkeiten begrenzt, das Betriebsverhalten durch eine externe Regelung zu beeinflussen. So war es bei den Experimenten mit der bestehenden Onboard-Regelung nicht möglich, die Luftzahl bei variablen H₂-gehalten im Brenngas konstant zu halten.

Grundsätzlich zeigen diese Untersuchungen, dass höhere H₂-Gehalte im Brennstoff bei dieser Brennerart zu stärkerer NO_x-Bildung führen. Dies war zu erwarten, da es bei nicht-vorgemischten Brennern durch die Zugabe von Wasserstoff zu ausgeprägteren Temperaturmaxima in der Flammenfront kommt. Zudem zeigt sich, dass der Anstieg der NO_x-Emissionen vom Betriebspunkt abhängig ist. So stiegen bei Minimallast die NO_x-Emissionen beim Wechsel von Erdgas auf ein Erdgas-Wasserstoff-Gemisch mit 70 Vol.-% H₂ um etwa 100 Prozent, bei Volllast hingegen nur um etwa 50 Prozent [25], wie der **Abbildung 7** zu entnehmen ist.

Eine Möglichkeit, die NO_x-Bildung bei solchen Brennersystemen zu begrenzen, stellt beispielsweise eine Abgasrückführung dar. Dieses Verfahren ist auch bei Erdgas-H₂-Gemischen wirksam; allerdings fielen hier nach wie vor höhere Stickoxid-Emissionen bei den Messungen an, wenn Wasserstoff im Brenngas vorhanden ist. Die in aktuellen Onboard-Regelungen von Gebläsebrennern hinterlegten Regelungskonzepte können die mit der Wasserstoffbeimischung verbundenen NO_x-Emissionen nicht vollstän-

Abb. 8: Auswirkungen der H₂-Beimischung in Erdgas auf die Flamme in einer semi-industriellen Underport-Feuerung



Quelle: [26]

dig kompensieren. Zudem sind hier höhere und auch variable Vordrücke erforderlich, wenn die Brennerleistung unabhängig von der H_2 -Konzentration konstant gehalten werden soll.

Brenner sind immer Komponenten eines Gesamtsystems mit teilweise sehr unterschiedlichen Betriebsanforderungen, sei es in einem Heizkessel, in einer Gasturbine zur Stromerzeugung oder in einer Thermoprozessanlage in einem Fertigungsprozess. Für Thermoprozessanlagen stehen neben der Produktqualität vor allem Effizienz und Schadstoff-Emissionen im Fokus, bei Gasturbinen etwa die Flexibilität und Dynamik bei der Stromerzeugung. Aufgrund dieses weiten Spektrums an Gasverwendungstechnologien ist zu erwarten, dass die Auswirkungen einer Wasserstoff-Beimischung hochgradig anlagen- und anwendungsspezifisch sind.

Im Rahmen eines Forschungsprojekts [27] hat das GWI mithilfe von CFD-Simulationen und Tests an semi-industriellen Brennerprüfständen u. a. für eine regenerative Glasschmelzwanne untersucht, wie solche Industrieanlagen auf verschiedene Wasserstoff-Konzentrationen im Erdgas reagieren. **Abbildung 8** zeigt Aufnahmen aus dem Inneren des Prüfstands bei Untersuchungen einer Underport-Feuerung, einer typischen Brennerkonfiguration in der Glasindustrie. Auch hier ist deutlich zu erkennen, wie sich die Flamme mit höheren H_2 -Gehalten verändert. Ob diese Veränderung für den Betrieb eines Geräts bzw. einer Anlage relevante Auswirkungen hat, ist jedoch hochgradig fallspezifisch.

Diese Untersuchungen im Kontext von großtechnischen Feuerungsprozessen unterstreichen die Bedeutung von Mess- und Regelungstechnik, um die Effekte von fluktuierenden Wasserstoffgehalten zu erkennen und zu kompensieren. Allerdings muss eine solche Regelung auch prinzipiell dafür ausgelegt sein, auf veränderliche Brennstoffeigenschaften angemessen zu reagieren. Eine Verhältnisregelung, bei der sich Volumenströme von Brenngas und Oxidator in ei-

nem festen Verhältnis verändern, kann zwar dazu dienen, verschiedene Lastzustände anzufahren – sie ist aber ungeeignet, Veränderungen der Gasbeschaffenheit, z. B. durch die Beimischung von Wasserstoff, zu kompensieren. Da Industriefeuern hochgradig optimiert sind und in der Regel nah-stöchiometrisch betrieben werden, sind sie in dieser Hinsicht besonders empfindlich. Haushaltsanwendungen mit ihren typischerweise deutlich höheren Luftzahlen sind hier prozessbedingt unempfindlicher. Hinzu kommt, dass bei industriellen Prozessen auch Aspekte wie Produkt- oder Feuerfestqualitäten oft eine Rolle spielen, die etwa durch den erhöhten Wasserdampfanteil in der Ofenatmosphäre beeinflusst werden können [28].

Die Untersuchungen zeigen jedoch auch, dass viele Effekte durch geeignete, flexible Regelungsansätze abgeschwächt und kontrolliert werden können. Vor allem eine unabhängige Regelung der Volumenströme für Brennstoff und Oxidator ist hier ein vielversprechender Ansatz, wie sowohl durch Simulationen als auch Messungen demonstriert werden konnte [23, 29].

Zusammenfassung

Erdgas-Anwendungen sind vielseitig, sowohl in Bezug auf ihre Anwendungszweck und ihre Größe, aber auch in Bezug auf die Anforderungen, die an sie gestellt werden. Die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz als Beitrag zur Dekarbonisierung und zum Klimaschutz stellt diese Anwendungen und die Technologien, die ihnen zugrunde liegen, vor neue Herausforderungen.

Die potenziellen Auswirkungen von höheren Wasserstoffgehalten auf verschiedene Endverbrauchstechnologien sind vielschichtig und umfassen Aspekte etwa der Betriebssicherheit, der Effizienz und der Schadstoff-Emissionen und – im Kontext von gasbeheizten industriellen Fertigungsprozessen – der Produktqualität. Untersuchungen zeigen, dass die technischen Antworten und Lösungsansätze ebenso vielschichtig sein müssen wie die Anwendungstechnologien selbst. ▶

System **Multitec® BioControl**

Messgerätekombination
für die individuelle Prozessoptimierung
bedienfreundlich – flexibel – effizient

Zwischenraummessung
nach TRAS 120



- Vereint stationäre und mobile Messtechnik in einem System
- Miete für Handgerät möglich



Für den Haushaltssektor erscheinen H₂-Gehalte von 20 Vol.-% im Hinblick auf den sicheren Gerätebetrieb an sich unkritisch, da die Beimischung eine Verschiebung der Luftzahl in Richtung einer „mageren“ Verbrennung verursacht, sodass es keine Gefahr einer verstärkten CO-Bildung gibt. Es zeigt sich aber auch, dass bestehende Mess- und Regelungsansätze nicht auf die Präsenz von Wasserstoff ausgerichtet sind und nicht wie gewünscht reagieren, d. h. in manchen Lasteinstellungen keine konstante Luftzahl einhalten können. Eine Herausforderung gerade für diesen Sektor wird die Frage sein, wie Geräte in Zeiten fluktuierender Wasserstoffgehalte eingestellt werden können, um einen sicheren Betrieb garantieren zu können. Dies kann bereits, je nach Gasbeschafftheitswechsel, bei H₂-Konzentrationen in der Größenordnung von 20 Vol.-% der Fall sein, vor allem bei der Einstellung vor Ort mit der aktuellen, in der Regel unbekanntem Gasbeschafftheitswechsel. Dies gilt die Geräte im Bestand, aber auch für neue Geräte, solange die installierte Mess- und Regelungstechnik nicht in der Lage ist, angemessen auf Wasserstoff im Erdgas zu reagieren und die gewünschte Luftzahl konstant zu halten.

Für viele industrielle Feuerungsprozesse hingegen sind bekannte Mess- und Regelungsansätze prinzipiell in der Lage, die Auswirkungen höherer und fluktuierender Wasserstoffgehalte zu begrenzen oder zu kompensieren. Gleichzeitig sind diese Systeme jedoch aufgrund ihrer Anwendungsprofile in der Regel per se weitaus empfindlicher und erfordern daher besondere Aufmerksamkeit. Neben Aspekten wie Betriebssicherheit, Effizienz und Schadstoff-Emissionen spielen bei industriellen Fertigungsprozessen vor allem auch Aspekte der Produktqualität eine entscheidende Rolle, die bei einem Brennstoffwechsel berücksichtigt werden müssen. Vorangegangene Untersuchungen belegen, dass viele Betreiber industrieller Feuerungsprozesse nicht ausreichend auf fluktuierende Erdgasbeschafftheiten vorbereitet sind, was auch im Kontext der Wasserstoffeinspeisung besondere Herausforderungen schafft. Da aus Sicht von Endverbrauchern die Wasserstoffeinspeisung in vielerlei Hinsicht ein Gasbeschafftheitsproblem darstellt, sind viele Erkenntnisse und Lösungsansätze hier zwar übertragbar, müssen aber auf die Besonderheiten des Brennstoffs hin angepasst und neu optimiert werden. ■

Literatur

- [1] Jens, J., Wang, A., van der Leun, K., Peters, D., Buseman, M.: Extending the European Hydrogen Backbone – a European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 21 Countries, online unter <https://media-exp1.licdn.com/dms/document/C4D1FAQFAPY-33BIBWAA/feedshare-document-pdf-analyzed/0/1618318872229>

?e=1619078400&v=beta&t=IJR5v6UNHG0ZtyTgUffFd4_zoybadkZMgsYbRT2MjY, abgerufen am 2. Mai 2022.

- [2] DVGW: Wasserstoff – Schlüssel für das Gelingen der Energiewende in allen Sektoren, online unter www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/wasserstoff-schluessel-energiwende-sektoren-dvgw-factsheet.pdf, abgerufen am 2. Mai 2022.
- [3] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland – Daten für die Jahre von 1990 bis 2019, online unter https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=awt_2019_d.pdf, abgerufen am 2. Mai 2022.
- [4] DVGW-Arbeitsblatt G 260: Gasbeschafftheit, 2021.
- [5] CEN EN 437: Test gases – Test pressures – Appliance categories, online unter www.sarm.am/docs/437.pdf, abgerufen am 2. Mai 2022.
- [6] Krause, H., Giese, A., Dörr, H., Brückner, H.-J.: Hauptstudie zur Analyse der volkswirtschaftlichen Auswirkungen von Gasbeschafftheitschwankungen auf die Sektoren des Gasverbrauchs und deren Kompensation Phase 1 (Hauptstudie Gasbeschafftheit), online unter www.dvgw-innovation.de/fileadmin/innovation/pdf/g1-01-15-phase1.pdf, abgerufen am 2. Mai 2022.
- [7] Krause, H., Werschy, M., Giese, A., Leicher, J., Dörr, H.: Hauptstudie zur Analyse der volkswirtschaftlichen Auswirkungen von Gasbeschafftheitschwankungen auf die Sektoren des Gasverbrauchs und deren Kompensation Phase 2 (Hauptstudie Gasbeschafftheit), Bonn 2018.
- [8] Ourliac, M.: Deal with gas quality variations and melt glass with syngas from gasification, gehalten auf der TOTeM 44: „Gaseous Fuels in Industry and Power Generation: Challenges and Opportunities“, Essen 2017.
- [9] Leicher, J.: Workshop WP3: Input from combustion theory, gehalten auf der Open Workshop „THyGA: Hydrogen blending for end-use“, Online-Workshop, 2021.
- [10] Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. (Hrsg.): gwi-Arbeitsblätter, Essen 2012.
- [11] Leicher, J., Schaffert, J., Carpentier, S., Albus, R., Görner, K.: Impact of hydrogen admixture on combustion processes – Part I: Theory (updated Nov. 2021), online unter http://thyga-project.eu/wp-content/uploads/20211124-D2.2_CombustionTheory_final.pdf, abgerufen am 2. Mai 2022.
- [12] Zepf, P., Stellwagen, K.: MWM MN Calculation Method, gehalten auf der European Sustainable Shipping Forum, 2014.
- [13] Hemmann, P.: Regelungstechnische Lösungen zur vorausschauenden Kompensation schwankender Gasqualität“, gehalten auf dem Workshop „Erdgasbeschafftheitschwankungen in der Prozessindustrie – Hintergründe, Auswirkungen, Lösungsansätze“, Düsseldorf 2018.
- [14] Baukal, C. E. (Hrsg.): Oxygen-Enhanced Combustion, 1998.
- [15] Flayyih, M., Schaffert, J., Burmeister, F., Albus, R., Görner, K., Milin, P., Carpentier, S., Krishnaramanujam, K., Endisch, J., de Wit, K., Geerts, E., Schweitzer, J.: Market segmentation of domestic and commercial natural gas appliances, online unter https://thyga-project.eu/wp-content/uploads/20200703-D2.2-Impact-of-hydrogen-admixture-on-combustion-processes-%E2%80%93Part-I_Theory.pdf, abgerufen am 2. Mai 2022.
- [16] Leicher, J., Schaffert, J., Cigarida, H., Tali, E., Burmeister, F., Giese, A., Albus, R., Görner, K., Carpentier, S., Milin, P., Schweitzer, J.: The Impact of Hydrogen Admixture into Natural Gas on Residential and Commercial Gas Appliances, in: energies, Bd. 15, Nr. Special Issue „Progress in Power-to-Gas Energy Systems“, 2022.
- [17] Levinsky, H. B.: Why can't we just burn hydrogen? Challenges when changing fuels in an existing infrastructure, in: Progress in Energy and Combustion Science, Bd. 84, S. 100907, 2021.
- [18] Alliat, I.: GRHYD: a successful demonstration for the new gas H₂NG, online unter https://thyga-project.eu/wp-content/uploads/20211215_D6.2-Workshop_THyGA_Interim-test-results.pdf, abgerufen am 2. Mai 2022.
- [19] Hinrichs, J., Hellmuth, M., Meyer, F., Kruse, S., Plümke, M., Pitsch, H.: Investigation of nitric oxide formation in methane, methane/propane and methane/hydrogen flames under condensing gas boiler conditions, in: Applications in Energy and Combustion Science, Bd. 5, S. 100014, 2021.
- [20] de Vries, H., Levinsky, H. B.: Flashback, burning velocities and hydrogen admixture: Domestic appliance approval, gas regulation and appliance development, in: Applied Energy, Bd. 259, S. 114116, 2020.
- [21] Carpentier, S., Milin, P., Mostefaoui, N., Nitschke-Kowsky, P., Schweitzer, J., Sadegh, N., Thibaut, O.: Self-regulated gas boilers able to cope with gas quality variation – State of the art and performances, online unter https://www.dgc.dk/sites/default/files/filer/publikationer/R1804_self_regulated_boilers.pdf, abgerufen am 2. Mai 2022.
- [22] Giese, A., Leicher, J., Nowakowski, T., Fleischmann, B., Löber, N.-H., Bialek, S., Stranzinger, B., Hemmann, P., Treu, C.:

Gemeinsamer Abschlussbericht des Forschungsvorhabens Gasbeschaffheitsschwankungen – Erarbeitung von Kompensationsstrategien für die Glasindustrie zur Optimierung der Energieeffizienz (Akronym: GasQualitaetGlas), online unter www.gwi-essen.de/fileadmin/dateien/abschlussberichte/2019/Gemeinsamer_Abschlussbericht_GasqualitaetGlas_final_web.pdf, abgerufen am 2. Mai 2022.

- [23] Nowakowski, T., Leicher, J., Giese, A.: Untersuchungen der Auswirkung von Wasserstoff-Zumischung ins Erdgasnetz auf industrielle Feuerungsprozesse in thermoproszesstechnischen Anlagen. Schlussbericht IGF-Vorhaben Nr. 18518/1, online unter www.gwi-essen.de/fileadmin/dateien/abschlussberichte/2017/18518N_H2_Subst_abschluss_korr.pdf, abgerufen am 2. Mai 2022.
- [24] Huber, A.: Auswirkungen von Wasserstoff und Erdgas-Wasserstoffgemischen auf Gasgebläsebrenner, in: Prozesswärme, Nr. 4, Art. Nr. 4, 2020.
- [25] Dreizler, D.: Auswirkung von Wasserstoffbeimischung im Erdgas auf Gebläsebrenner, gehalten auf dem 6. Forum Feuerungstechnik, München 2019.
- [26] Leicher, J., Giese A., Islami, B., Görner, K., Overath, J.: HyGlass – Hydrogen utilization as a decarbonization measure for the glass industry, gehalten auf dem Glass International Virtual Event „Hydrogen in Glass Manufacturing“, 2021.
- [27] HyGlass, IN4CLIMATE.NRW, online unter www.in4climate.nrw/best-practice/2020/hyglass/, abgerufen am 2. Mai 2022.
- [28] Islami, B., Giese, A., Fiehl, M., Fleischmann, B., Overath, J., Nelles, C.: Wasserstoffnutzung in der Glasindustrie als Möglichkeit zur Reduzierung der CO₂-Emissionen des Einsatzes erneuerbarer Gase – Untersuchung der Auswirkungen auf den Glasherstellungsprozess und Analyse der Potenziale in NRW, online unter www.gwi-essen.de/fileadmin/dateien/abschlussberichte/2022/HyGlass_Abschlussbericht__final.pdf, abgerufen am 2. Mai 2022.
- [29] Leicher, J., Nowakowski, T., Giese, A., Görner, K.: Hydrogen in natural gas: how does it impact industrial end users?, gehalten auf der World Gas Conference 2018, Washington DC 2018.

Die Autoren

Dr.-Ing. Jörg Leicher ist Teamleiter Simulation am Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.

Dr.-Ing. Frank Burmeister ist Abteilungsleiter Brennstoff- und Gerätetechnik am Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.

Dr.-Ing. Anne Giese ist Abteilungsleiterin Industrie- und Feuerungstechnik am Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.

Dr.-Ing. Rolf Albus ist geschäftsführender Vorstand des Gas- und Wärme-Instituts Essen e. V.

Philip Pietsch ist Teamleiter Thermoproszesstechnik bei der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH.

Dr. Holger Dörr ist Forschungsmanager am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie.

Kontakt:

Dr.-Ing. Jörg Leicher
Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.
Hafenstr. 101
45356 Essen
Tel.: 0201 3618-278
E-Mail: joerg.leicher@gwi-essen.de
Internet: www.gwi-essen.de

Quelle: artegorov3@gmail.com/stock.adobe.com

Transformationspfade für die deutsche Gasinfrastruktur

Ausgabe 09/2022

Ergebnisse des DVGW-Forschungsprojekts „Roadmap Gas 2050“

Für eine künftige **Integration von Wasserstoff in das deutsche Gassystem** werden Anpassungsmaßnahmen im Bereich der Gasinfrastruktur, der Gasspeicherung sowie bei den Gasanwendungstechnologien erforderlich. Vor diesem Hintergrund **hat das DVGW-Forschungsprojekt „Roadmap Gas 2050“ eine techno-ökonomische Analyse** verschiedener Transformationspfade für die Ertüchtigung und Anpassung der deutschen Gasinfrastruktur sowie der an die Netze angeschlossenen Gasanwendungstechnologien durchgeführt. Im Betrachtungszeitraum bis 2045 wurden dabei – unter **Berücksichtigung steigender Wasserstoffkonzentrationen im Erdgasnetz** – die **technischen Maßnahmen und Anpassungskosten für die Transformation des bestehenden Gassystems identifiziert und bewertet**. Der vorliegende Beitrag stellt die wesentlichen Ergebnisse der Untersuchung vor.

von: Jonas Sperlich & Jens Hüttenrauch (beide: DBI-Gruppe)

Klimaneutrale Gase wie grüner Wasserstoff (H₂) und erneuerbares synthetisches Methan sind gut speicherbare und leicht zu transportierende Energieträger und besitzen das Potenzial, sukzessiv fossile Energieträger (wie etwa Kohle, Erdöl oder Erdgas) zu ersetzen und somit einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesystems zu leisten. Insbesondere klimaneutraler Wasserstoff gilt dabei als Schlüsselenergieträger für die Dekarbonisierung der Industrie, des Gebäude- und Wärmesektors sowie des Mobilitätsbereichs. Für die Vernetzung von H₂-Erzeugungs- und -Verbrauchsstandorten bedarf es zwar einer entsprechend ausgebauten Transport- und Verteilinfrastruktur – diese steht mit dem deutschen Erdgasnetz inklusive seiner Untergrundgasspeicher jedoch bereits heute zur Verfügung. Voraussetzung für die Integration von Wasserstoff ist die technische Ertüchtigung der bestehenden Gasinfrastruktur sowie der angeschlossenen Gasanwendungstechnologien hin zur vollständigen Wasser-

stofftauglichkeit (H₂-Readiness), zusammen mit dem bedarfsgerechten Aufbau eines deutschlandweiten Wasserstoffnetzes auf der Fernleitungsebene.

Vor diesem Hintergrund sind im Teilprojekt „Gasinfrastruktur“ des DVGW-Projektes „Roadmap Gas 2050“ verschiedene Transformationspfade für die Anpassung des bestehenden deutschen Gassystems techno-ökonomisch bewertet worden. Der Schwerpunkt der Untersuchung lag dabei auf der Bestimmung der Mehrinvestitionen¹ innerhalb des Bilanzraumes vom Transport, der Verteilung und Speicherung bis hin zur Verwendung wasserstoffhaltiger methanreicher Gase (2. Gasfamilie nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 260) bzw. Wasserstoff (5. Gasfamilie nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 260).

Transformationsszenarien

Für ausgewählte Szenarien werden in dem Forschungsprojekt Transforma-

tionspfade der deutschen Gasinfrastruktur, inklusive der Gasanwendungen, in Bezug auf die in bestimmten Stützjahren zu erreichende H₂-Tauglichkeit des Gassystems ermittelt. Bei der Szenariendefinition erfolgte eine Unterscheidung in die Ebene der Fernleitungsnetze mit angeschlossenen Untergrundgasspeichern (FNB/UGS) sowie in die Ebene der Verteilnetze (VNB).

Für die Netzebene FNB/UGS wird ein Transformations-Szenario modelliert, dessen Betrachtungsschwerpunkt in Anlehnungen an die Planungen (Stand: 2021) der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas e. V.) auf dem Aufbau eines deutschlandweiten Wasserstoffnetzes liegt [1, 2]. Dieser sogenannte H₂-Backbone wird laut Szenario FNB/UGS im Jahr 2045 eine Länge von insgesamt 13.300 km umfassen, von denen 11.000 km (ca. 83 Prozent) auf umgestellten Erdgasleitungen basieren und 2.300 km (ca. 17 Prozent) neu gebaute Wasserstoffleitungen sind.

¹ Mehrinvestitionen definieren sich als Investitionskosten, welche im Rahmen der Transformation der Gasinfrastruktur inkl. der Gasanwendungstechnologien über die regulären Investitionen im Normalbetrieb nach Ende der technischen Nutzungsdauer (Ersatzinvestitionen) für die Integration von Wasserstoff im Zeitraum von 2021 bis 2045 anfallen.

Tabelle 1: Allgemeine H₂-Hochlauf-Szenarien für die Netzebene VNB

Jahr	VBN-Szenario 1	VBN-Szenario 2	VBN-Szenario 3	VBN-Szenario 4
2021	10 Vol.-%	10 Vol.-%	10 Vol.-%	
2030		20 Vol.-%		10 Vol.-%
2035	20 Vol.-%		20 Vol.-%	
2040		30 Vol.-%		100 Vol.-%
2045			100 Vol.-%	

Quelle: DBI

Tabelle 2: Teilnetzspezifisches H₂-Hochlauf-Szenario für die Netzebene VNB (VNB-Szenario 5)

Jahr	Anteil VNB mit max. 10 Vol.-% H ₂ -Tauglichkeit	Anteil VNB mit max. 20 Vol.-% H ₂ -Tauglichkeit	Anteil VNB mit max. 100 Vol.-% H ₂ -Tauglichkeit
2021	100 %	0 %	0 %
2030	50 %	30 %	20 %
2035	30 %	40 %	30 %
2040	10 %	50 %	40 %
2045	5 %	15 %	80 %

Quelle: DBI

Für die Netzebene VNB wiederum werden vier allgemeine sowie ein teilnetzspezifisches H₂-Hochlauf-Szenario modelliert. Die allgemeinen H₂-Hochlauf-Szenarien unterscheiden sich in Hinblick auf die Zielwerte der H₂-Tauglichkeit des gesamten Gasverteilsystems im Zeitraum von 2021 bis 2045 (Tab. 1).

In Anlehnung an das DVGW-Projekt H2vorOrt wird ergänzend eine regionalisierte Umstellung von bestehenden Verteilnetzabschnitten auf Wasserstoff betrachtet. Dazu erfolgt im teilnetzspezifischen H₂-Hochlauf-Szenario innerhalb des Betrachtungszeitraumes die Ertüchtigung unterschiedlicher Anteile des deutschen

Gasverteilnetzes inklusive der daran angeschlossenen Gasanwendungstechnologien auf 10, 20 bzw. 100 Volumenprozent (Vol.-%) H₂-Tauglichkeit (Tab. 2).

Transformationspfade-Modell

Mithilfe des im Rahmen des DVGW-Projektes G 201624 [3] entwickelten Transformationspfade-Modells wurden auf Basis der festgelegten Szenarien die technischen Anpassungsbedarfe zur Erhöhung der H₂-Tauglichkeit sowie die daraus resultierenden Kosten für die Transformation ermittelt. Das Modell wurde im Rahmen dieser Studie um weitere Aspekte des deutschen

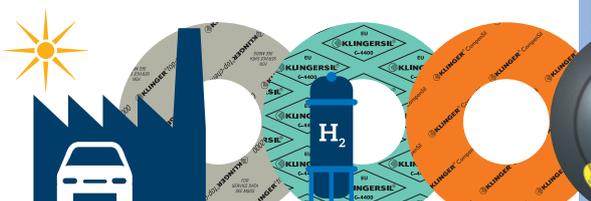


**ENERGIEWENDE MIT
H₂-TECHNOLOGIE**

KLINGER®-Dichtungen sind dabei



KLINGER
Germany





KLINGER GmbH
 Rich.-Klinger-Straße 37
 D-65510 Idstein
 T +49 6126 4016-0
 F +49 6126 4016-11
 mail@klinger.de

www.klinger.de

		Gassystembereiche im Transformationspfade-Modell		
		Gasinfrastruktur	Gasanwendungen	Gasmobilität
Netzebene	FNB/UGS	<ul style="list-style-type: none"> • Gastransportnetz • Transportnetzleitungen • Leitungsarmaturen • Verdichter • GDRMA • Untergrundgasspeicher • Kavernenspeicher • Porenspeicher 	<ul style="list-style-type: none"> • Gaskraftwerke (FNB) unberücksichtigt: <ul style="list-style-type: none"> • industrielle Gasanwendungen 	
	VNB	<ul style="list-style-type: none"> • Gasverteilnetz • Verteilnetzleitungen • Leitungsarmaturen • GDRMA • Hausanschluss • HA-Leitungen • Hausinstallation 	<ul style="list-style-type: none"> • häusliche Gasgeräte • Gaskraftwerke (VNB) • stationäre Gasmotoren (BHKW) unberücksichtigt: <ul style="list-style-type: none"> • industrielle Gasanwendungen 	<ul style="list-style-type: none"> • CNG-Fahrzeuge • CNG-Tankstellen
Mengen-Kosten-Gerüst: Bestand + Altersstruktur + technische Nutzungsdauer + Wasserstofftauglichkeit + Kostendaten				

Quelle: DBI

Abb. 1: Bestandteile der Transformationspfade-Modellierung

Gassystems erweitert. Somit können neben der Gasinfrastruktur die Systembereiche Gasanwendung und Gasmobilität bei der Modellierung der Transformationspfade berücksichtigt werden. **Abbildung 1** gibt einen Überblick über die vom Modell erfassten Systemkomponenten. Die technischen Betriebsmittel (Assets) der Bereiche Gasinfrastruktur und Gasanwendungen sind dabei quantitativ auf die Ebene der Fernleitungsnetze mit angeschlossenen Untergrundgasspeichern (FNB/UGS) sowie auf die Verteilnetzebene (VNB) aufgeteilt. Aufgrund einer unzureichenden Datenlage bleiben industrielle Gasanwendungen unberücksichtigt. Der Bereich Gasmobilität ist quantitativ nur der Verteilnetzebene zugeordnet, da die bestehenden Gasfüllanlagen für erdgasbetriebene Fahrzeuge ausschließlich an die Gasverteilnetze angebunden sind und dies auch für zukünftige Wasserstoffanlagen angenommen wird. Als Eingangsdaten für das Modell wurde für jeden Systembereich ein Mengen-Kosten-Gerüst erstellt, welches den Bestand (z. B. Netzlänge, Anzahl der Anlagen/Gasgeräte), das Alter, die technische Nutzungsdauer sowie die H₂-Tauglichkeit sowie Ersatzinvestitionskosten der verbauten Komponenten beinhaltet. Bei der Modellierung wird vereinfacht von Anpassung oder Umstellung der vollständigen heutigen Gasinfrastruktur

und der dazugehörigen Gasanwendungen ausgegangen (Stand: 2021). Mit Ausnahme des Aufbaus eines überregionalen Wasserstoffnetzes (H₂-Backbone) entsprechend dem Szenario FNB/UGS finden mögliche Bestandentwicklungen im Zeitraum bis zum Jahr 2045 (beispielsweise Zu- bzw. Rückbau von Gasnetzen) keine Berücksichtigung.

Anpassungsbedarf basierend auf der aktuellen Wasserstofftauglichkeit des deutschen Gassystems

Ebene der Transportnetze und Untergrundgasspeicher

Für den Großteil der für Gastransportleitungen verwendeten Stähle ist aus Forschungsvorhaben und Industriegase-Regelwerken (wie z. B. ASME B31.12 [4] und EIGA 121/14 [5]) eine gute Wasserstoffeignung belegt. Hochfeste Stähle mit einer Zugfestigkeit von > 800 Megapascal (MPa) hingegen sind anfälliger für wasserstoffbedingte Schädigungsformen und daher generell weniger gut geeignet. Jedoch muss kein herkömmlicher Stahl im Bestand der Gasversorgung vom Betrieb mit Wasserstoff ausgeschlossen werden [6]. Teilweise können nach Einzelfallbetrachtungen Anpassungen der Betriebsbedingungen, wie das Herabsetzen des maximalen Betriebsdrucks oder

die Reduzierung von Druckschwankungen, erforderlich werden. Neben der Leitungsumstellung erfordert der Transport von Wasserstoff im Fernleitungsnetz den Neubau von Verdichterstationen sowie die Anpassung der bestehenden Gasdruckregel- und -messanlagen; hierbei ist insbesondere ein Austausch der Gasmesstechnik erforderlich. Leitungsarmaturen sind auf äußere und innere Dichtheit zu prüfen.

Die Speicherung von Wasserstoff in den bestehenden Untergrundgasspeichern erfordert die Anpassung wasserstoffsensibler Speicherkomponenten der Ober- und Untertageanlagen. Dazu zählen u. a. Kolbenverdichter, Gaschromatografen, Dichtungen, Mess-, Steuer- und Regelungstechnik sowie Packer und Untertage-Sicherheitsabsperrenventile [7]. Zudem müssen die geologischen Gegebenheiten der Speicherformationen berücksichtigt werden: Während sich Kavernenspeicher (meist Salzkavernen) technisch für die Speicherung von Wasserstoff umrüsten lassen, können Porenspeicher nur unter bestimmten geologischen Bedingungen umgestellt werden und müssen individuell bewertet werden [7, 8]. Wasserstoff kann bei Porenspeichern aufgrund möglicher chemischer Reaktionen im Porenraum zu einer Veränderung der Lagerstätte beitragen. In diesem Zu-

sammenhang besteht das Risiko der Bildung von Schwefelwasserstoff (H₂S), einer Methanisierung sowie einer möglichen Versottung von Poren [7, 8].

Ebene der Verteilnetze

Das deutsche Gasverteilnetz hat eine Leitungslänge von insgesamt 554.500 km [12]. Rund 96 Prozent der Verteilnetzleitungen bestehen aus den Werkstoffen Polyethylen (PE), Polyvinylchlorid (PVC) oder Stahl und können, bezogen auf die Materialbeständigkeit, als wasserstofftauglich (H₂-ready) eingestuft werden. Grauguss (GG), duktiles Gusseisen (GGG) sowie unbekanntes Leitungsmaterial hingegen gelten als potenziell problematisch gegenüber Wasserstoff. Etwa 22.000 km Rohrleitungen im deutschen Gasverteilnetz bestehen aus diesen Materialien, was ca. 4 Prozent der gesamten Länge des Verteilnetzes (1,5 Prozent GGG und 2,6 Prozent „unbekannt“) entspricht. Diese Rohrleitungen wären im Rahmen der Transformation hin zu 10 Vol.-% H₂-Tauglichkeit nach Modellannahme zu erneuern. Weiterhin zu ersetzen sind ältere Prozessgaschromatografen, deren Wasserstoffeignung in der Regel auf 0,2 Vol.-% begrenzt ist [9]. Im Bereich Gasanwendungen sind insbesondere ältere Gasturbinenkraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit stationären Gasmotoren von einer Anpassung betroffen. Die über Erdgastankstellen versorgten Erdgasfahrzeuge begrenzen aufgrund der verbauten Stahl tanks den zulässigen Wasserstoffanteil im Erdgas auf 2 Vol.-%. Höhere Wasserstoffkonzentrationen erfordern die Konzeption neuer wasserstoffkompatibler Fahrzeuge mit angepasstem Tanksystem und Motor, um Einbußen hinsichtlich der Antriebsleistung und der Reichweite kompensieren zu können [10]. Ebenso sind Erdgastankstellen für die Bereitstellung von wasserstoffhaltigen Gasen bzw. Wasserstoff von einem Umbau betroffen (insbesondere Gaskompressoren und Gasspeichertank) [10]. Alternative Optionen zum Weiterbetrieb der Erdgastankstellen und zur Versorgung des Bestands an Erdgasfahrzeugen (u. a. Abscheidung von Wasserstoff aus dem Erdgasstrom mittels Membranen, Methanisierung der Wasserstoffanteile im Erdgasstrom vor der Tankstelle, Trailerversorgung der Tankstellen mit Methan) wurden im Rahmen der Studie jedoch nicht untersucht.

Eine Wasserstoffbeimischung in Höhe von 20 Vol.-% erfordert die zusätzliche Anpassung der Mess- und Regeltechnik im Gasverteilnetz. Betroffen sind insbesondere Gaszähler (u. a.

ältere Drehkolben-, Turbinenrad- und Ultraschallgaszähler) sowie Mengenumwerter (Ausnahme: Zustands-Mengenumwerter mit der Funktionsgleichung GERG2004/08). Für die Komponenten im Bereich der Hausinstallation kann von einer Wasserstoffeignung von mindestens 20 Vol.-% ausgegangen werden. Im Teilprojekt „Roadmap Gasanwendungen“ des DVGW-Projektes „Roadmap Gas 2050“ konnte die ordnungsgemäße Funktionsfähigkeit ausgewählter häuslicher Gasgeräte bis 20 Vol.-% Wasserstoffkonzentration im Gasgemisch im Rahmen eines Testprogramms nachgewiesen werden [11].

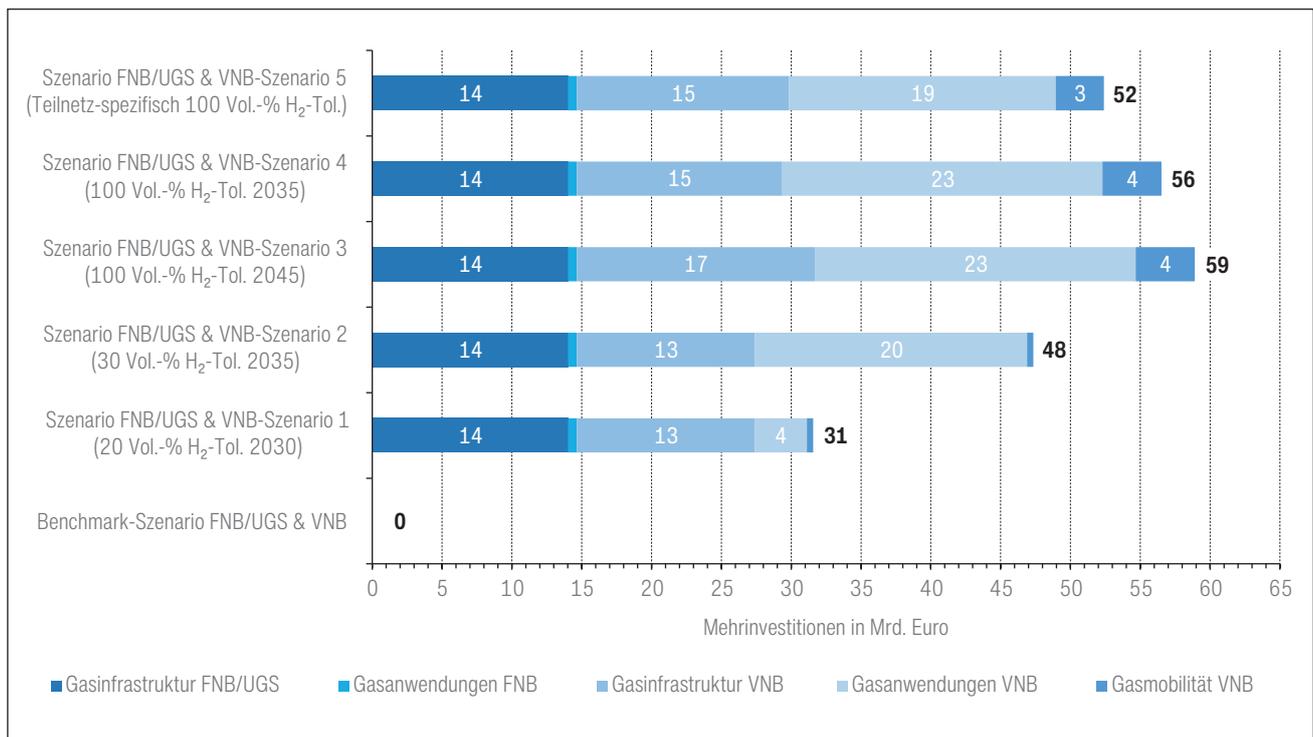
Die Geräteuntersuchungen ergaben, dass Wasserstoffanteile ab ca. 30 Vol.-% bei einzelnen Gerätetypen zu Einschränkungen deren Funktionsfähigkeit führen (u. a. Auftreten von akustischen Effekten und Flammenrückschlägen) [11]. Aus diesem Grund wurde für die Modellierung der Transformationspfade die Annahme getroffen, dass bei Wasserstoffkonzentrationen in Höhe von > 20 Vol.-% ein Ersatz durch wasserstoffkompatible Gasgeräte erforderlich wird.

Die Ertüchtigung der Netzebene VNB hin zu 100 Vol.-% Wasserstoff erfordert, neben den bereits erwähnten Maßnahmen, zusätzliche Kosten im Rahmen der Umstellung von Verteilnetzleitungen sowie der Anpassung von Anlagenkomponenten zur Gasdruckregelung und Gasmessung (u. a. Filter, Vorwärmer, SAV, SBV, Gaszähler, Mengenumwerter). Im Bereich der Hausinstallation müssen Erfordernis und Methoden zur Anpassung der Gasgeräte an die veränderten Gasbeschaffenheiten und die Kompatibilität der Hausinneninstallationen inkl. der Balgengaszähler in Bezug auf strömungstechnische und kapazitive Aspekte geprüft werden.

Transformationspfade - Ergebnisse

Im Ergebnis der Transformationspfade-Modellierung wurde für den Betrachtungszeitraum von 2021 bis 2045 der in den Szenarien für die Anpassung der H₂-Tauglichkeit erforderliche Ertüchtigungsbedarf sowie die daraus resultierenden Mehrinvestitionen gegenüber der regulären Erneuerung der deutschen Gasinfrastruktur sowie der Gasanwendungen ermittelt. Methodisch basiert die Kostenermittlung auf dem Verfahren der statischen Kostenrechnung. Dabei werden die als Eingangsdaten für die Modellierung erfassten Investitionskosten für die Erneuerung von Assets (Stand: 2021) ohne Berücksichtigung ihrer zukünftigen Entstehungs-

**Große Teile
des deutschen
Gasverteil-
netzes sind
bereits heute
dazu in der
Lage, Wasser-
stoff und
andere klima-
neutrale Gase
effizient zu
verteilen.**



Quelle: DBI

Abb. 2: Mehrinvestitionen für die Transformation der deutschen Gasinfrastruktur inkl. Gasanwender (ohne Industrie) für den Zeitraum 2021-2045

zeitpunkte in die Berechnung einbezogen. Das entspricht einer Kumulation der jährlichen Kosten ohne Abzinsung.

Ein Vergleich der Szenarien zeigt, welche kostenseitigen Unterschiede sich bei einer Anpassung der Verteilnetze auf 20, 30 bzw. 100 Vol.-% H₂-Tauglichkeit ergeben. **Abbildung 2** stellt die erforderlichen Mehrinvestitionen für die Transformation der gesamten deutschen Gasinfrastruktur inklusive der Gasanwendungstechnologien (ohne Industrie) dar. Die Höhe der innerhalb des Betrachtungszeitraumes (2021-2045) kumulierten Mehrinvestitionen liegt je nach Transformations-Szenario im Bereich zwischen 31 und 59 Mrd. Euro. Das entspricht einer Steigerung von 16 bis 30 Prozent gegenüber den Investitionskosten im Benchmark-Szenario (gesamt: 194 Mrd. Euro), welches als Referenz-Szenario dient und ausschließlich reguläre, alterungs- und verschleißbedingte Erneuerungsmaßnahmen für den Erhalt des bestehenden Gassystems im gleichen Zeitraum berücksichtigt.

Der Aufbau des Wasserstoffnetzes in der Netzebene FNB/UGS erfordert bis zum Jahr 2045 Mehrinvestitionen in Höhe von 14 Mrd. Euro, wodurch fast

drei Mal so hohe Kosten wie im Benchmark-Szenario FNB/UGS anfallen. Davon werden etwa 5 Mrd. Euro für den Neubau von 2.300 km Wasserstoffleitungen benötigt. Insgesamt 9 Mrd. Euro entfallen auf die Umstellung und Anpassung von 11.000 km bestehender Erdgasleitungen inklusive deren Hilfseinrichtungen (Armaturen, Verdichterstationen, Anlagen zur Gasdruckregelung und Gasmessung (GDRMA)) und der an das Wasserstoffnetz angebundnen Untergrundgasspeicher. Die Mehrinvestitionen für die Transformation der Netzebene VNB belaufen sich auf ca. 17 bis 44 Mrd. Euro innerhalb des Betrachtungszeitraumes, was einer Steigerung der Gesamtinvestitionskosten von 9 bis 24 Prozent gegenüber dem Benchmark-Szenario VNB entspricht.

Wesentliche Einflussfaktoren auf die Höhe der Mehrinvestitionen sind die angestrebte Zielgröße der H₂-Tauglichkeit, die Anzahl an Anpassungsstufen sowie der Zeitpunkt für die Ertüchtigung der Netzebene VNB hin zur vollständigen H₂-Readiness. **Abbildung 2** verdeutlicht, dass die Mehrinvestitionen für die vollständige Ertüchtigung der Netzebene VNB auf 100 Vol.-% H₂-Tauglichkeit (VNB-Szenario 3 & 4)

mit 17 bzw. 23 Prozent nur geringfügig höher sind im Vergleich zu den Mehrinvestitionen für die Erreichung von 30 Vol.-% H₂-Tauglichkeit (VNB-Szenario 3). Der Grund dafür besteht in den durchzuführenden Anpassungsmaßnahmen, welche insbesondere bei den häuslichen Gasgeräten sowohl für die Erreichung von 30 Vol.-% als auch 100 Vol.-% H₂-Tauglichkeit erforderlich werden. Die Modellierungsergebnisse zeigen ebenfalls auf, dass die Anzahl an Anpassungsstufen zur Erhöhung der H₂-Tauglichkeit bis hin zu 100 Vol.-% in der Netzebene VNB Einfluss auf die Höhe der Mehrinvestitionen hat (Vergleich VNB-Szenario 3 & 4). Bei einer zusätzlichen Anpassungsstufe auf 20 Vol.-% H₂-Tauglichkeit steigen die Mehrinvestitionen innerhalb des Betrachtungszeitraumes geringfügig an, weil bestimmte Elemente des Gasverteilnetzes (wie z. B. Gaszähler und Mengenumwerter) dann bei der Umstellung auf 100 Prozent Wasserstoff von einem weiteren Austausch betroffen sind. Eine Wasserstoffbeimischung von 20 Vol.-% in das Gasverteilnetz ermöglicht allerdings auch ohne größere Anpassungsmaßnahmen und -kosten zeitnah eine teilweise Dekarbonisierung des Gassektors, insbesondere im End-

INFORMATIONEN

Der ausführliche Ergebnisbericht „Transformationspfade der deutschen Gasinfrastruktur inkl. Gasanwender – Deliverable 2.3“ ist online unter www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/energieforschung/roadmap-gas-2050 einsehbar.

anwendungsbereich (vgl. VNB-Szenario 1).

Da im Rahmen der statischen Kostenrechnung Investitionskosten ohne Berücksichtigung ihres Entstehungszeitpunktes erfasst werden, lässt sich der kostenseitige Einfluss des Transformationszeitpunktes für die Ergebnisse nicht vollständig ableiten. Die Ergebnisse der statischen Kostenrechnung zeigen allerdings auf, dass bei einer frühzeitigen Transformation der gesamten Netzebene VNB auf 100 Vol.-% bis zum Jahr 2035 (VNB-Szenario 4) neben den hohen außerplanmäßigen Investitionen die Umsetzbarkeit der erforderlichen Anpassungsmaßnahmen eine große Herausforderung darstellen würde. Bei einer später erfolgenden Transformation der gesamten Netzebene VNB auf 100 Vol.-% H₂-Tauglichkeit bis zum Jahr 2045 (VNB-Szenario 3) können zur Erhöhung der H₂-Tauglichkeit vermehrt reguläre Erneuerungsmaßnahmen und somit die komplette technische Nutzungsdauer von bestehenden Assets der Gasinfrastruktur sowie der Gasanwendungstechnologien genutzt werden. Allerdings resultiert dies ebenfalls in einem Kostenanstieg im Zeitraum von 2040 bis 2045, da in den Jahren zuvor keine zusätzlichen Investitionen für die Ertüchtigung der Netzebene VNB getätigt wurden. Die Modellierungsergebnisse zeigen auf, dass sich infolge einer kontinuierlichen Teilnetzspezifischen Ertüchtigung der Netzebene VNB hin zu 20 bzw. 100 Vol.-% H₂-Tauglichkeit (VNB-Szenario 5) ein relativ gleichmäßiger jährlicher Investitionsbedarf über den gesamten Modellierungszeitraum ergibt. VNB-Szenario 5 stellt demnach vermutlich einen realistischen Transformationspfad in

Bezug auf die Umsetzbarkeit und Finanzierung der erforderlichen Anpassungsmaßnahmen dar.

Fazit und Handlungsempfehlungen

Die deutsche Gasinfrastruktur steht mit ihrem fast 600.000 km langen Leitungsnetz [12] sowie den 45 Untergrundgasspeichern [13] für eine hohe Leistungsfähigkeit und Versorgungssicherheit. Schon heute sind große Teile des Netzes in der Lage, Wasserstoff und weitere klimaneutrale Gase effizient zu verteilen. Die beschriebenen Modellierungsergebnisse haben vor diesem Hintergrund aufgezeigt, welche technischen Anpassungsmaßnahmen und Kosten mit einer Erhöhung der Wasserstoffkonzentration im Gasnetz einhergehen. Für die zukünftige Verteilung von Wasserstoff kann das deutsche Gassystem mit überschaubarem Aufwand kosteneffizient ertüchtigt und erweitert werden. Um die für die Transformation erforderlichen Mehrinvestitionen auf ein Minimum zu begrenzen, sollten im Rahmen der zustands- und alterungsbedingten Erneuerungen ab sofort nur noch wasserstoffkompatible Assets eingesetzt werden. Andernfalls entstehen Mehrinvestitionen durch zusätzliche Ersatzmaßnahmen zur Erhöhung der H₂-Tauglichkeit. Der Gesetzgeber und die Regulierungsbehörden sollten den Einsatz von zukunftsrobusten Umstellungsmaßnahmen der Gasinfrastruktur durch regulatorische Anrechenbarkeit und Kapitalausstattung unterstützen. Zudem sollte der Gesetzgeber einen Bonus für die Endgerätemrüstung auf Wasserstoff gewähren, um die Umstellung auf eine klimaneutrale Energieversorgung zu beschleunigen. ■

Literatur

- [1] FNB Gas e. V. (Hrsg.): Wasserstoffnetz 2030: Aufbruch in ein klimaneutrales Deutschland, online unter <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/h2-netz-2030/>, abgerufen am 12. Juli 2022.
- [2] FNB Gas e. V. (Hrsg.): Wasserstoffnetz 2050: für ein klimaneutrales Deutschland, online unter <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/h2-netz-2050/>, abgerufen am 12. Juli 2022.
- [3] Müller-Syring, G. et al.: Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21: Abschlussbericht DVGW-Förderkennzeichen G 201624, 2018.
- [4] Hydrogen Piping and Pipelines: ASME Code for Pressure Piping, B31.12, online unter www.asme.org/codes-standards/find-codes-standards/b31-12-hydrogen-piping-pipelines, abgerufen am 28. Juli 2022.

- [5] Hydrogen Pipeline Systems - IGC Doc 121/14, European Industrial Gases Association (EIGA), online unter www.eiga.eu/publications/?_sft_ct_years=2014&_sft_s=Hydrogen, abgerufen am 28. Juli 2022.
- [6] Poltrum, M. et al.: Kompendium Wasserstoff in Gastransportnetzen: Nachschlagewerk über das abgesicherte Wissen zur Tauglichkeit der Gastransportnetze mit Wasserstoffzumischung und reinem Wasserstoff, 2021.
- [7] Bültemeier, H. et al.: Wasserstoff speichern – soviel ist sicher: Transformationspfade für Gasspeicher, online unter https://erdgasspeicher.de/wp-content/uploads/2022/06/20220610_DBI-Studie_H2-speichern-soviel-ist-sicher.pdf, abgerufen am 15. Juni 2022.
- [8] Nationaler Wasserstoffrat (Hrsg.): Die Rolle der Untergrund-Gasspeicher zur Entwicklung eines Wasserstoffmarktes in Deutschland: Entwicklungspotenziale und regulatorische Rahmenbedingungen“, 2022.
- [9] Technische Richtlinien G 14: Messgeräte für Gas, Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, Physikalisch-Technische Bundesanstalt, 2007.
- [10] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V./Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen (FVV) e. V. (Hrsg.): H₂ in the Gas Network: H₂ in the gas network and interaction with gas engines, online unter www.fvv-net.de/forschung/projekte/h2-im-gasnetz, abgerufen am 12. Juli 2022.
- [11] Burmeister, F. et al.: Roadmap Gas 2050: Kompensationsstrategien und Anpassungsmaßnahmen für Gasanwendungen und Gasinstallationen bei H₂-Zumischung, Deliverable D3.4. DVGW-Förderkennzeichen G 201824, 2022.
- [12] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt (Hrsg.): Monitoringbericht 2021, online unter www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?__blob=publicationFile&v=2, abgerufen am 12. Juli 2022.
- [13] LBEG Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (Hrsg.): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2021, Hannover 2022.

Die Autoren

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

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

Kontakt:

Jonas Sperlich
DBI-Gruppe
Karl-Heine-Str. 109/111
04229 Leipzig
Tel.: 0341 2457-156
E-Mail: jonas.sperlich@dbi-gruppe.de
Internet: www.dbi-gruppe.de

Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem – eine systemische Analyse

Ausgabe 01/2023

Im Rahmen des Teilprojektes 4 des DVGW-Forschungsvorhabens Roadmap Gas 2050 ist der verstärkte Einsatz von Wasserstoff in einem **Wasserstoffszenario anhand einer systemanalytischen Bewertung** untersucht worden; Details sind dem Deliverable 4.4 [1] zu entnehmen. Hierfür wurde das deutsche Energiesystem in einem Verbund von Modellen für die Abschätzung der Energienachfragen **in den Sektoren Mobilität, Gebäude und Industrie** und für die Energiebereitstellung (Strom, Wärme, Kraftstoff und Gas) modelliert. Der Bilanzraum der Modellierung ist für die Nachfragemodelle Deutschland und für das Energieangebot EU und MENA mit Schwerpunkt Deutschland. Grundlage der Modellierung ist die Einhaltung der THG-Minderungsziele **für die Sektoren entsprechend dem Klimaschutzgesetz von 2021**. Ziel war es zum einen, die Bedingungen und Auswirkungen eines schnellen Hochlaufs der Nachfrage von Wasserstoff und weiteren EE-Gasen zu analysieren; zum anderen sollte auch die Bereitstellung der Gase beschrieben werden. Ein möglichst wahrscheinliches Szenario im Sinne einer Vorhersage zu entwerfen, war hingegen keine Zielsetzung des Vorhabens. Kriterien wie Handwerkerangel, Akzeptanz und betriebswirtschaftliche Überlegungen oder regulatorische Randbedingungen wurden vor diesem Hintergrund nicht betrachtet, was **in der Realität zu einer langsameren Umsetzung** führen kann. Umgekehrt könnte der russische Angriffskrieg auf die Ukraine und die damit verbundene Energiekrise zu administrativen Maßnahmen auf europäischer und nationaler Ebene führen, die zu einer Beschleunigung der Umsetzung führen.

von: Wolfgang Köppel (DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des KIT), Prof. Dr. Martin Wietschel, Dr. Till Gnann, Dr. Tobias Fleiter, Benjamin Lux, Pia Manz, Dr. Matthias Rehfeldt, Daniel Speth (alle: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI), Dr. Jan Steinbach (Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien IREES) & Dr. Benjamin Pfluger (Fraunhofer-Institut für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG)

Das Wasserstoffszenario stellt ein Leitplankenszenario dar. Hierbei liegt der Fokus nicht auf einem austarierten Energiesystem, sondern darauf aufzuzeigen, welche Möglichkeiten der Energieträger innerhalb der Zielvorstellungen bzw. Vorgaben des

Klimaschutzgesetzes aus dem Jahr 2021 bietet kann. Daher wird in dem Wasserstoffszenario ein Rahmen gesetzt, in dem Wasserstoff bevorzugt behandelt wird. Hierfür wurden für die H₂-Herstellung, -Infrastruktur und -Anwendungen günstige Rahmenbedingungen

u. a. zur Geschwindigkeit des Aufbaus und der Wirtschaftlichkeit unterstellt. Für konkurrierende Optionen hingegen werden eher pessimistische Annahmen getroffen. In **Tabelle 1** sind die wesentlichen Ausrichtungen dargestellt.

Ergebnisse

Tabelle 1: Rahmenbedingungen des Wasserstoffszenarios im Überblick

Bereich	Rahmenbedingungen
Klimaziele	sektorspezifische Einhaltung der Klimaziele 2021
Defossilierungsstrategie	hohen Einsatz von Wasserstoff und Biomethan
Wasserstoff	20 Vol.-% Beimischung bis 2030 Verstärkter Einsatz von Wasserstoff in Industrie und Mobilität
Sanierungsrate Gebäudesektor	1,4 Prozent pro Jahr
Heizungen	erhöhter Anteil EWP
Preise Energieträger	Stand und Prognosen aus 2022 – Berücksichtigung aktueller Preissteigerungen

Quelle: DVGW

Für das Jahr 2030 ergibt sich im Wasserstoffszenario eine Wasserstoffnachfrage von 99 Terawattstunden (TWh), die bis 2045 deutlich auf 664 TWh ansteigt. Die anderen Gase (Erdgas, Biogas und synthetisches Methan) werden im Jahr 2030 mit insgesamt 519 TWh nachgefragt und 2045 noch mit 76 TWh. Die sektorale Aufteilung wird in der **Abbildung 1** dargestellt.

Der zur Deckung dieses Verbrauchs benötigte Wasserstoff wird 2045 innerhalb Deutschlands (ca. 272 TWh) und der ►

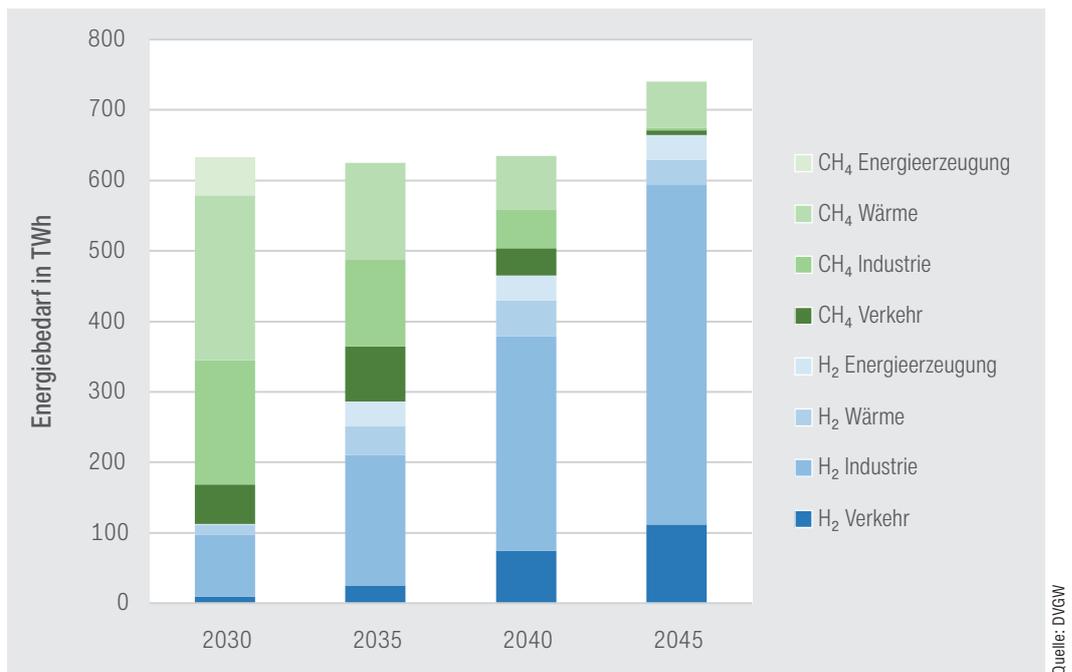


Abb. 1: Gasnachfrageentwicklung im Wasserstoffszenario

Quelle: DVGW

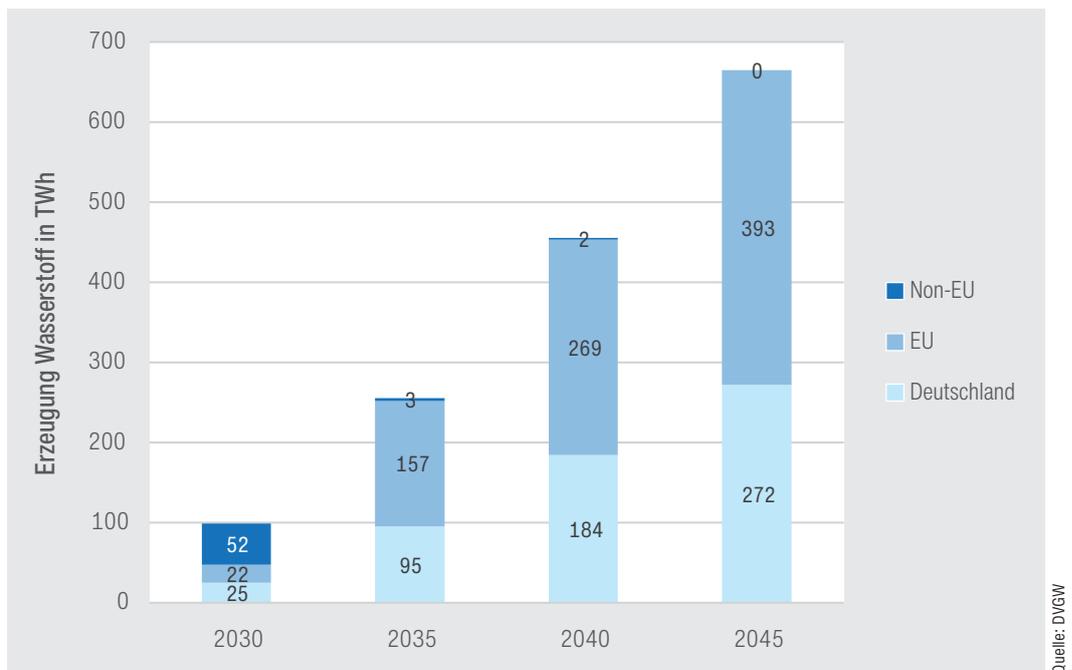


Abb. 2: Herkunft des Wasserstoffs für Deutschland

Quelle: DVGW

EU (ca. 393 TWh) erzeugt (Abb. 2), ein Import wäre dann nicht mehr nötig. 2030 dagegen werden noch ca. 52 TWh nach Deutschland aus Nicht-EU-Ländern importiert. Für die Versorgung der Inlandsnachfrage bilden sich innerhalb Deutschlands zwei zentrale Wasserstoff-Flussrichtungen von Norden nach Westen und von Norden nach Süden aus. Hierbei werden jeweils die windreichen Küstengebiete mit hoher Wasserstoffherzeugung mit den entsprechenden Nachfragezentren verbunden. Das Ergebnis des europäischen Wasserstoffhandels zeigt, dass Wasserstoff in den Modellergebnissen von den Rändern Europas Richtung Zentraleuropa fließt. Beson-

ders stark ausgeprägt sind dabei insbesondere H₂-Exporte von den britischen Inseln und von Frankreich nach Deutschland.

Unter den getroffenen Szenarioannahmen wird Wasserstoff besonders in der Industrie eine substantielle Rolle spielen. Neben den Verbrauchern – Direktreduktion in der Stahlherstellung und weiteren Hochtemperaturanwendungen in Industrieöfen (2045: 123 TWh) sowie der stofflichen Nutzung in der Chemieindustrie (2045: 273 TWh) – werden weitere Anwendungen aufgrund der optimistischen Annahmen bezüglich Wasserstoff konkurrenzfähig zu direktelek-

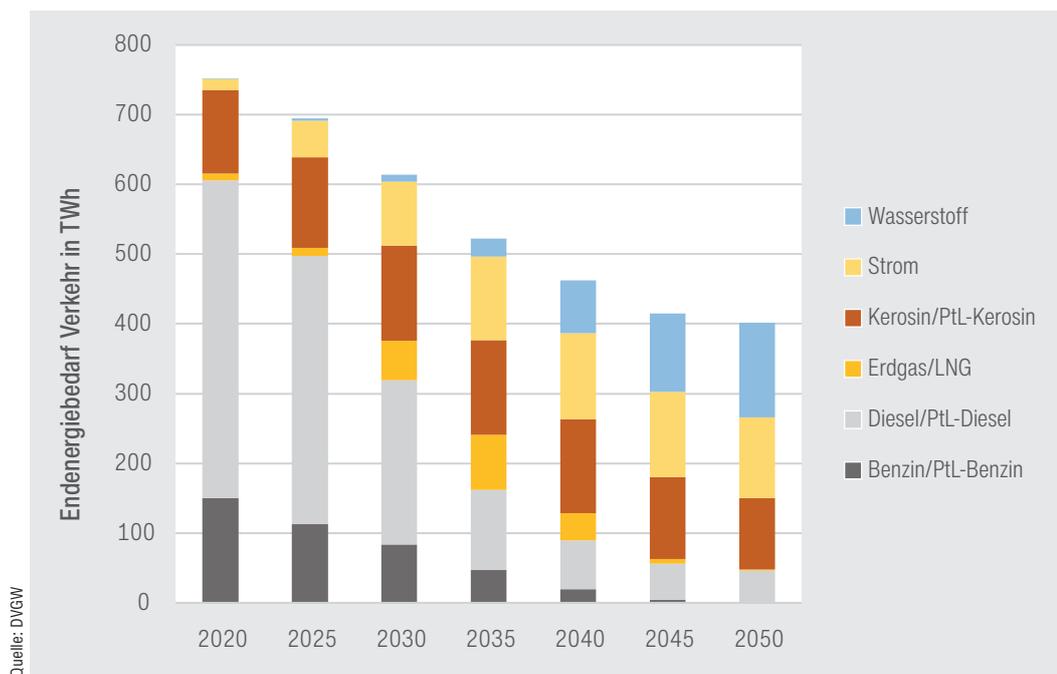


Abb. 3: Energienachfrage im Mobilitätssektor für den Zeitraum zwischen den Jahren 2020 und 2050

trischen Lösungen: In der Dampferzeugung werden im Rahmen der Szenarioannahmen wasserstoffbasierte Dampfkessel wirtschaftlich attraktiv und decken im Jahr 2045 mit 87 TWh einen großen Anteil der Endenergienachfrage. Die Wasserstoffnachfrage der Industrie steigt insbesondere ab 2030 (87 TWh) stark an und erreicht im Jahr 2045 einen Wert von 482 TWh.

Das Wasserstoffszenario setzt für rohstoffliche Verwendung und Prozesswärme eine frühzeitige und im weiteren Verlauf eine Wasserstoffversorgung voraus, die die Industrie auch in der Fläche erreicht. Grüner Wasserstoff muss früh in ausreichenden Mengen und sehr günstig zur Verfügung stehen, um sich über die gesetzten Anwendungen (Stahl, Chemie) hinaus gegen die direkte Elektrifizierung durchzusetzen. Der Um- und Ausbau der Transportinfrastruktur für Wasserstoff muss genauso wie der für Strom großflächig und zügig geschehen, sodass er auch in stark betroffenen Regionen nicht zum Flaschenhals der Industrietransformation wird. Der Aufbau eines Wasserstoff-Transportnetzes sollte zu Beginn große Industrienachfrager (ca. 20 Standorte) zentral berücksichtigen. Die Entwicklungen im Szenario erfordern dann auch zeitnah die Umstellung von Verteilnetzen auf Wasserstoff. Weiterhin müssen neue CO₂-neutrale Herstellungsverfahren beginnend 2025 und in relevantem Umfang 2030 marktfähig und auf den industriellen Maßstab skaliert sein. Hierfür gilt es, für die kommenden Jahre eine klare Perspektive für den wirtschaftlichen, großindustriellen Betrieb CO₂-neutraler Herstellungsver-

fahren zu schaffen, damit Unternehmen die nötigen Investitionen und strategischen Weichenstellungen anstoßen können. Dabei ist die internationale Wettbewerbsfähigkeit vor dem Hintergrund von Carbon-Leakage-Gefahren und der Abwanderung von Teilen der Wertschöpfung zu berücksichtigen, die in diesem Szenario ausgeklammert wurden.

In der Mobilität wird Wasserstoff selbst unter den getroffenen günstigen Rahmenbedingungen erst nach 2030 eine größere Rolle spielen (2030 beträgt die Nachfrage nur 10 TWh). Das 2030-Sektorziel wird insbesondere durch den Einsatz batterieelektrischer Pkw und Nutzfahrzeuge erreicht. Langfristig ist jedoch ein hoher Wasserstoffbedarf mit 112 TWh (Abb. 3) im Jahr 2045 zu sehen, getrieben u. a. durch einen hohen Einsatz bei schweren Lkw. Wasserstoff als Treibstoff für Lkw ist besonders dann interessant, wenn hohe Gewichtsanforderungen für den Gütertransport, hohe Reichweitenanforderungen und der Bedarf nach schnellen Tankvorgängen bestehen. Zu beachten ist hierbei, dass aufgrund der Annahme einer als fehlend angenommenen Ladeinfrastruktur in diesem Szenario batterieelektrische Nutzfahrzeuge nur im regionalen Einsatz in Betracht kommen.

Die Verfügbarkeit der Infrastruktur ist somit ein wesentlicher Faktor für die Weichenstellungen von alternativen Antrieben und Kraftstoffen im Verkehr. Unklar ist an dieser Stelle insbesondere, ob und ab wann der Aufbau ggf. zusätzlich benötigter Infrastruktur von Wasserstofftank- ▶

stellen für Pkw und insbesondere für Lkw ökonomisch sinnvoll ist. Diese Entwicklung sollte weiter untersucht werden, sodass insbesondere Infrastrukturmaßnahmen zielgerichtet gesteuert werden können. Da bei dem Aufbau der Infrastruktur bezüglich der Finanzierung die Politik eine entscheidende Rolle spielt, muss sie hier die entsprechende Schwerpunktsetzung vornehmen.

Nach 2030 können auch Brennstoffzellen-Pkw bei schweren Fahrzeugen mit hohen Reichweitenanforderungen in einem gewissen Maße Marktanteile gewinnen (ca. 15 Prozent des Bestands

2045). Hierzu müssen aber u. a. die Kosten der Brennstoffzelle und des Wasserstofftanks noch deutlich gesenkt werden. Die Kostenreduktion kann insbesondere durch hohe Stückzahlen erreicht werden. Flüssigerdgas (LNG) kommt in gewissem Umfang in den nächsten Jahren insbesondere bei schweren Nutzfahrzeugen im Fernverkehr zum Einsatz, dient aber eher als Brückentechnologie, da nach 2030 vermehrt Wasserstoff-Lkw in diesem Segment eingesetzt werden.

Für Schiffe und Flugzeuge sollten Alternativen zu konventionellen Kraftstoffen weiter erforscht werden. Aufgrund deren langer Lebensdauern

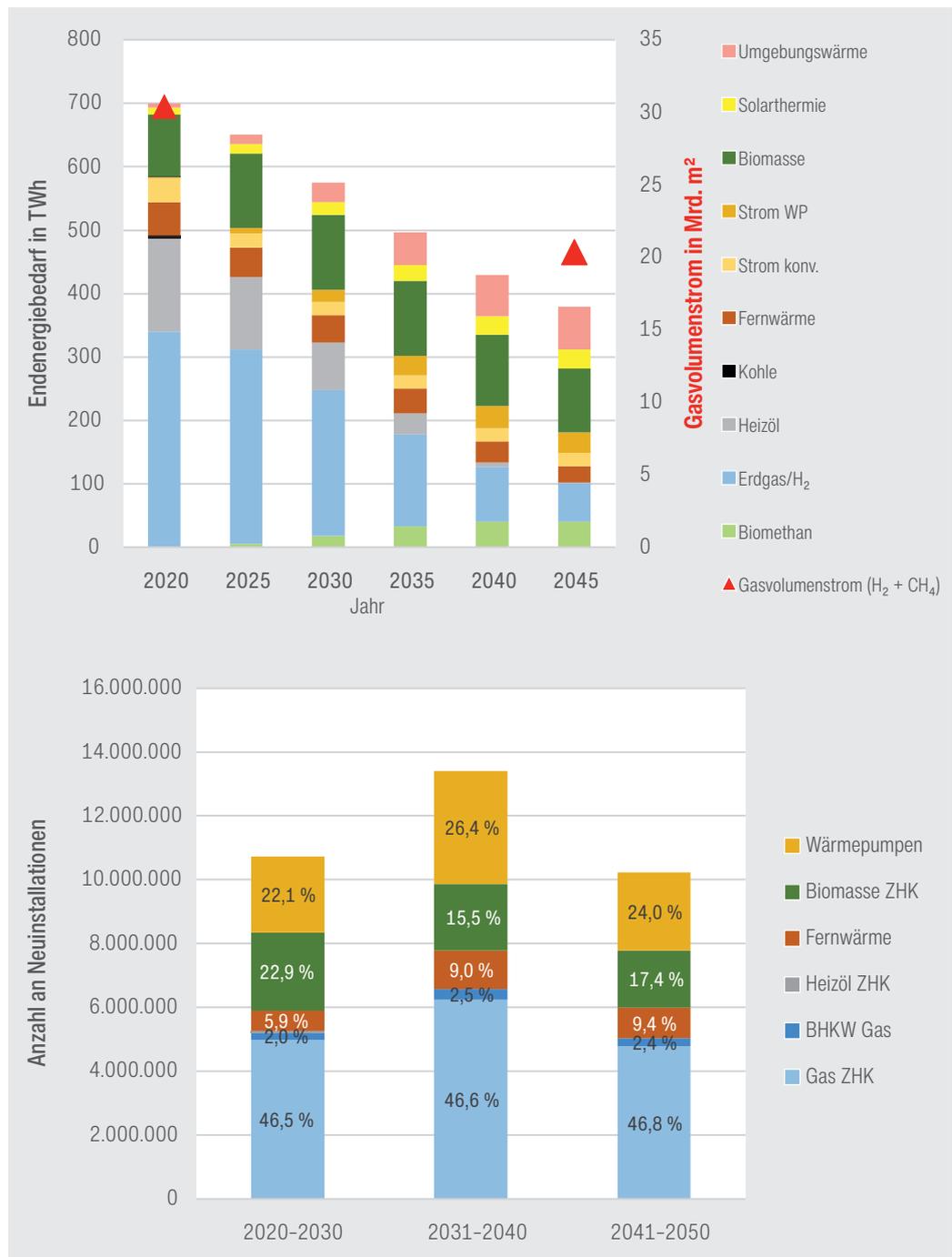


Abb. 4: Entwicklung des Gebäudesektors im Wasserstoffszenario

erscheint der Einsatz von Biomass-to-Liquid (BtL) bzw. Power-to-Liquid (PtL) zumindest mittelfristig sehr wahrscheinlich. Alternative Antriebe, beispielsweise Batterie- oder Brennstoffzellenflugzeuge werden zwar erforscht, stehen jedoch noch am Beginn ihrer Entwicklung. Ihr potenzieller Beitrag ist daher mit heutigem Wissensstand noch schwierig zu beurteilen.

Im Gebäudesektor reduziert sich der Endenergieverbrauch für Wärme durch energetische Sanierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle und effizientere Heizung sowie Nutzung anderer Energieträger im Simulationszeitraum von 2020 bis 2045 um 46 Prozent, was mit 1,4 Prozent pro Jahr Sanierungsrate und einer Trendfortsetzung beim Heizungsaustausch als eher moderat angesehen werden kann. Hierfür sind umfangreiche Investitionen in Gebäude sowie in Brennstoffwechsel notwendig, die wegen Renovationszyklen frühzeitig angegangen werden müssen. Hierfür müssen die Rahmenbedingungen entsprechend gesetzt werden.

Durch Effizienzmaßnahmen, die Umstellung auf erneuerbare Wärmesysteme sowie eine Beimischung von Wasserstoff und Biomethan von insgesamt rund 20 TWh im Jahr 2030 werden die Sektorziele des Klimaschutzgesetzes erreicht. 2030 finden dabei noch 248 TWh gasbasierte Energieträger (Erdgas, Wasserstoff, Biomethan) eine Verwendung, bis 2045 geht der Anteil der fossilen Energieträger dann auf null zurück. Dabei werden im Jahr 2045 noch 101 TWh gasbasierte Energieträger genutzt, die dann vollständig durch Wasserstoff oder Biomethan bereitgestellt werden (Abb. 4). Im Simulationszeitraum werden 16,7 Mio. Gas-/Wasserstoff-Zentralheizungen, gefolgt von 8,4 Mio. Wärmepumpen neu installiert. Dies entspricht einer Quote von ca. 46 Prozent, die ca. 20 Prozentpunkte unter der langjährigen gasgeprägten Heizungsaustauschquote liegt. Dennoch überwiegen in diesem Szenario die Gasanschlüsse. Eine Untersuchung der verteilnetzseitigen Auswirkungen der zukünftigen Heizungsstruktur erfolgte zwar nicht. Trotzdem

kann vermutet werden, dass die Gasverteilnetze in diesem Szenario weiterhin einen wichtigen Beitrag zur Energieversorgung leisten.

Im Wasserstoffszenario wurde zudem untersucht, inwieweit eine Erreichung des Sektorziels bis 2030 mit einer erst langfristigen Umstellung der Gasnetze auf Wasserstoff vereinbar ist. Die Ergebnisse zeigen, dass bei ambitionierten Energieeffizienzmaßnahmen 2030 ein Anteil von rund 40 Prozent Gasversorgung in Gebäuden möglich ist, sofern davon rund 10 Prozent bereits über grüne Gase (Wasserstoffbeimischung und Biomethan) bereitgestellt werden. Allerdings ist es für die Zielerreichung ebenfalls erforderlich, dass auch weiterhin kurzfristig ein Wandel in der Wärmeversorgung stattfindet und erneuerbare Wärmeversorgungssysteme (wie z. B. Wärmepumpen und Biogasthermen) eingesetzt werden. Weiterhin müssen die Ambitionen bezüglich der Sanierung der Gebäude gegenüber dem heutigen Niveau deutlich gesteigert werden. Wird davon ausgegangen, dass bis 2045 eine Umstellung der Gasnetze auf Wasserstoffnetze erfolgt, so müssen die neu installierten Gaskessel wasserstofftauglich sein (100 Prozent). Sofern das Wasserstoff-Szenario als Option offengehalten werden soll, müssen entsprechende Instrumente implementiert werden, die passende ordnungsrechtliche Vorgaben für zu installierende neue Gaskessel festlegen. Wenn das Wasserstoff-Szenario als Option für den Gebäudebereich infrage kommt, sollte sichergestellt werden, dass entsprechende Mengen Wasserstoff vor dem Hintergrund der Konkurrenzsituation zu den anderen Sektoren für den Sektor Gebäude zur Verfügung stehen. Hierbei gilt es zu beachten, dass z. B. der Wasserstoffeinsatz in der Industrie zur Erreichung der Treibhausgasneutralität derzeit eher alternativlos ist.

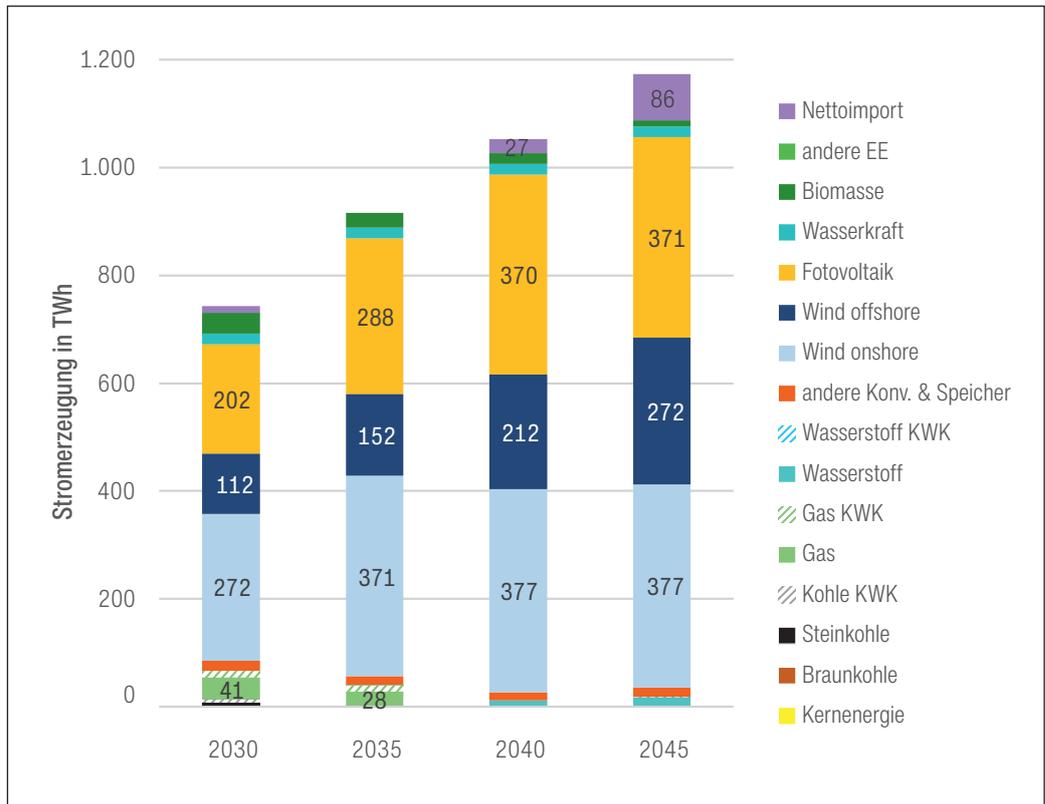
Auf der Seite der Energiebereitstellung zeigt sich, dass das Stromerzeugungssystem in Deutschland durch die politischen Vorgaben für den Leistungsaufbau von erneuerbaren Energien sehr stark determiniert ist. Ein Ausbau von

Fotovoltaik- oder Windkraftanlagen über die politischen Zielsetzungen hinaus wird in der Optimierung nicht als wirtschaftlich sinnvoll bewertet. Insgesamt werden 2045 in Deutschland insgesamt 1.172 TWh im Wasserstoff-szenario erzeugt (Abb. 5). Hiervon werden ca. 87 Prozent durch 631 Gigawatt (GW) Stromerzeugungsleistung der nicht gesicherten Quellen Wind und Fotovoltaik bereitgestellt. Schon 2030 werden ca. 36 TWh Strom zur Wasserstoffherzeugung eingesetzt, was ca. 6 Prozent der volatilen Stromerzeugung darstellt. Bis 2045 wächst dieser Anteil dann auf ca. 38 Prozent (388 TWh) an.

Ferner ist zu erwähnen, dass der starke Ausbau von Fotovoltaik die Verteilnetze deutlich belasten würde (Abb. 6). Hierdurch kann sich eine netzentlastende Fahrweise von Elektrolyseuren auf Verteilnetzebene auf die Zielerreichung positiv auswirken. Insgesamt könnten im Sommer 111 GW Elektrolyseleistung und im Winter 73 GW benötigt werden.

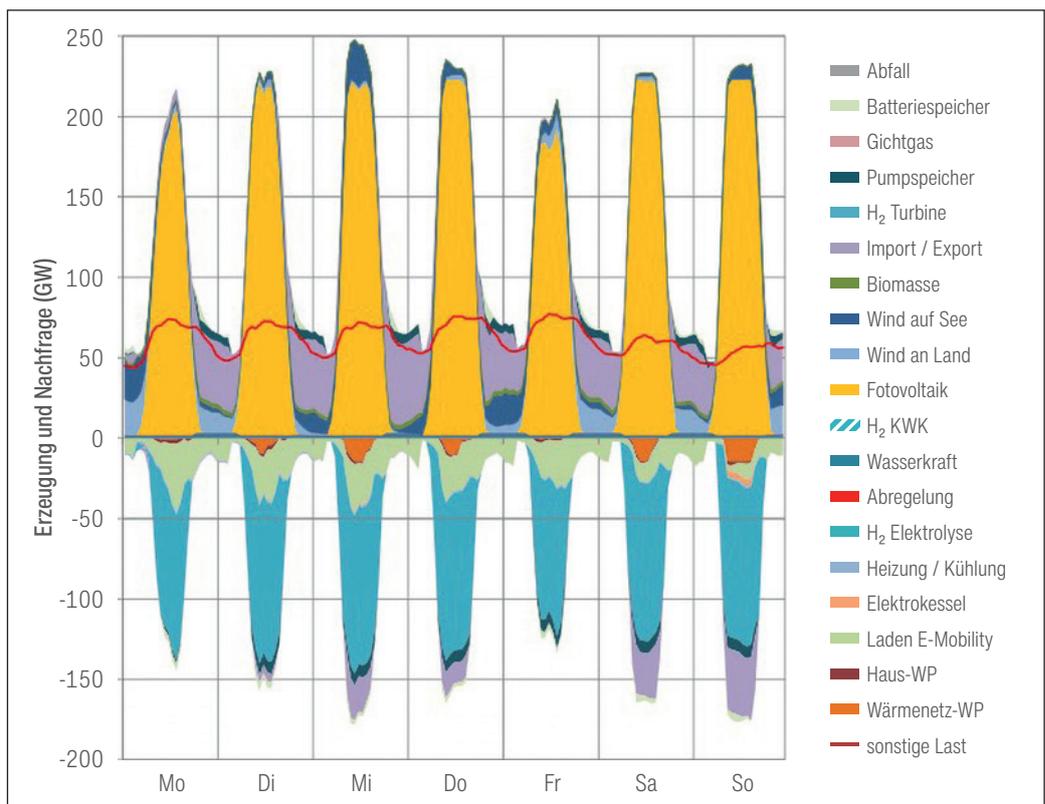
Trotz hochgesteckter politischer Ziele beim Ausbau von erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien in Deutschland ist die europäische Dimension für die deutsche Energieversorgung unverzichtbar. Das europäische Ausland stellt sich in den Modellergebnissen für den Umwandlungssektor als wichtige Bezugsquelle von Strom und Wasserstoff dar. Diese Wasserstoffnachfrage wird insbesondere durch Fotovoltaik und solarthermische Anlagen im Süden der EU sowie Windkraftanlagen im Norden gedeckt. Insgesamt wird in dem Szenario ein Import von 480 TWh im Jahr 2045 nach Deutschland gesehen. Die Einbindung der Bundesrepublik in ein europäisches Strom- bzw. Wasserstofftransportnetz sollte deshalb weiter vorangetrieben werden. Dies setzt eine gemeinsame europäische Strategie zum Thema Wasserstoff voraus, deren Umsetzung auch zur Resilienz der europäischen Energieversorgung beitragen kann. Wasserstoffimporte aus dem nicht-europäischen Ausland sind unter den gewählten Rahmenbedingungen zwar nicht wirt- ▶

Abb. 5: Gasnachfrageentwicklung im Wasserstoff-szenario (andere Gase = Erdgas, Biogas, Methan)



Quelle: DVGW

Abb. 6: Kraftwerkeinsatz in Deutschland im Wasserstoff-szenario (2045, Kalenderwoche 24)



Quelle: DVGW

schaftlich, sie könnten aber bei mangelnder Akzeptanz des notwendigen Ausbaus der erneuerbaren Anlagen oder bei einem verzögerten europäischen Ausbau der Wasserstoffherzeugung und des Wasserstofftransportes in der EU an Bedeutung gewinnen.

Der Aufbau von Elektrolyseursleistungen in Deutschland folgt dem günstigen, verfügbaren erneuerbaren Stromerzeugungspotenzial und konzentriert sich auf Norddeutschland. Innerhalb der Bundesrepublik ist deshalb der Ausbau von Wasserstoffpipelines zwischen der wind-

reichen Küste und den Wasserstoffnachfragezentren in West- und Süddeutschland ein robustes Ergebnis.

Die Angebotsoptimierung zeigt, dass Wasserstoff als saisonales Speichermedium kosteneffizient ist. In der Optimierung übersteigt das genutzte Arbeitsgasvolumen von 59 TWh das Fassungsvermögen (bezogen auf das Speichervolumen) aktuell genutzter Erdgas-Salzkaavernenspeicher. Durch die Speicherfähigkeit von Wasserstoff können mittels Elektrolyse insbesondere hohe Windeinspeisungen in Frühjahr und Herbst beziehungsweise hohe Fotovoltaik-Spitzen im Sommer in Wasserstoff umgesetzt werden. Wasserstoff ist somit ein wichtiger Bestandteil für die Integration von erneuerbaren Stromerzeugern in das Energiesystem. Für den Umwandlungssektor ist der Energieträger dabei aber auch ein teurer Brennstoff und wird nur in geringem Maß verwendet; er hilft hauptsächlich im Winter bei der Deckung von Spitzenresiduallasten.

Fazit

Das Wasserstoffszenario als Leitplankenszenario hat gezeigt, dass die sektoralen Klimaziele mit Fokus auf Wasserstoff mit einem Wasserstoffbedarf im Jahr 2045 von ca. 670 TWh erreicht werden können. Ein Großteil des Wasserstoffbedarfs mit ca. 480 TWh fällt in der Industrie an. Für die Zielerreichung in den anderen Sektoren werden neben dem Einsatz von grünem Wasserstoff und Biomethan verstärkt Effizienzmaßnahmen und Direktstromnutzung zum Einsatz kommen. Auch kann aus der Studie abgeleitet werden, dass der notwendige sehr schnelle Ausbau der Erzeugungskapazitäten zur Zielerreichung ein schnelles Nachführen der Energietransport- und -verteilinfrastruktur sowie der Anwendungstechnologien nach sich zieht. Dies bedeutet, dass die Anpassungen der Infrastruktur sofort angegangen werden müssen, damit keine Versorgungsengpässe mit regenerativen Energien entstehen. ■

Literatur

[1] Wietschel, M. et al.: Energiesystemmodellierung zur quantitativen Bewertung der Rolle von Gas im zukünftigen Energiesystem – Ergebnisse der Leitplankenszenarien; Roadmap Gas 2050 Deliverable 4.4; 2022.

Die Autoren

Wolfgang Köppel ist Gruppenleiter „Systeme und Netze“ an der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des KIT.

Prof. Dr. Martin Wietschel ist Leiter des Competence Centers Energietechnologien und Energiesysteme am Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI.

Dr. Till Gnann ist wissenschaftlicher Mitarbeiter für techno-ökonomische Bewertung von alternativen Antrieben am Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI.

Dr. Tobias Fleiter ist Leiter des Geschäftsfelds Nachfrageanalysen und -projektionen am Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI.

Benjamin Lux und **Pia Manz** sind wissenschaftliche Mitarbeiter im Bereich Modellierung von Energiesystemen am Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI.

Dr. Matthias Rehfeldt ist wissenschaftlicher Mitarbeiter im Bereich Modellierung von industrieller Energienachfrage und Brennstoffwechsel am Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI.

Daniel Speth ist wissenschaftlicher Mitarbeiter im Bereich Elektrifizierungsoptionen schwerer Nutzfahrzeuge am Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI.

Dr. Jan Steinbach ist Geschäftsführer der IREES GmbH.

Dr. Benjamin Pfluger leitet den Bereich Integrierte Energieinfrastrukturen am Fraunhofer-Institut für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG.

Kontakt:

Wolfgang Köppel
DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut
des KIT
Engler-Bunte-Ring 1-9
76131 Karlsruhe
Tel.: 0721 608-41223
E-Mail: koeppel@dvgw-ebi.de
Internet: www.dvgw-ebi.de

Besuchen Sie uns online: shop.wvgw.de

Nachhaltig unterwegs!



Jetzt unsere neuen, nachhaltigen Werbeartikel bestellen!
Telefon: +49 228 9191-40 oder unter shop.wvgw.de

Kompetenz: **WVGW**
Energie & Wasser.

Von Erdgas zu Wasserstoff – Umstellung eines fiktiven Verteilnetzes auf Wasserstoff:

Ausgabe 04/2023

Ergebnisse des DVGW-Forschungsprojekts „Roadmap Gas 2050“

Im Zuge der **Transformation des deutschen Gassystems von Erdgas auf erneuerbare Gase** – insbesondere Wasserstoff – erwachsen zusätzliche Herausforderungen bzw. Aufgaben für die künftigen Netze, die bereits im Vorfeld berücksichtigt werden müssen. Die unterschiedlichen zu bewältigenden Aufgabenstellungen der Beimischung von und der Umstellung auf Wasserstoff wurden **im Rahmen des DVGW-Forschungsprojektes „Roadmap Gas 2050“** (DVGW-Förderkennzeichen G 201824) eingehend untersucht und Anpassungsmaßnahmen in Bezug auf Struktur und Betrieb der Gasverteilnetze abgeleitet. Dazu wurde im Deliverable D2.4 u. a. ein fiktives Gasverteilnetz anhand einer realen Struktur modelliert und beispielhaft der **Umstellprozess von Erdgas auf Wasserstoff** durchexerziert. Dadurch können vorsichtige Abschätzungen zu Dauer und Aufwand möglicher Netzumstellungen getroffen werden, die auch in einer Sensitivitätsanalyse beleuchtet werden. Der folgende Beitrag stellt die wesentlichen Erkenntnisse und die noch offenen Fragestellungen aus diesen Betrachtungen vor.

von: Michael Wupperfeld & Jonas Sperlich (beide: DBI-Gruppe)

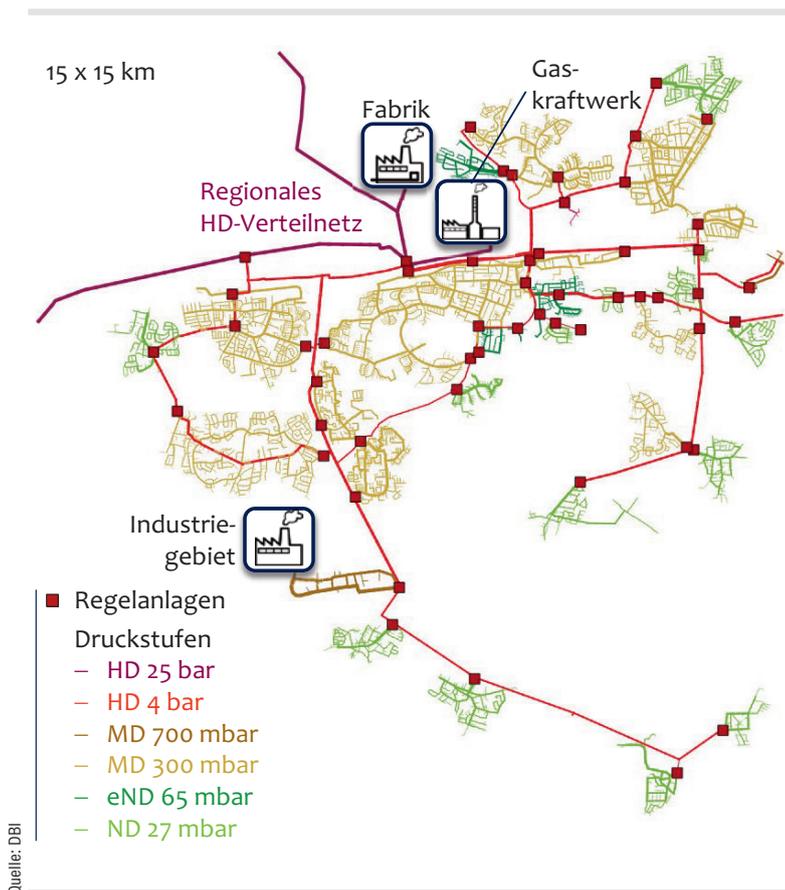


Abb. 1: Fiktives Ortsverteilnetz (Bestandsnetz)

Das im Rahmen des Forschungsvorhabens genutzte fiktive Modellnetz wurde anhand realer Strukturen einer kleinen Großstadt auf einer Fläche von 15 × 15 km erstellt und besteht aus insgesamt 34 Teilnetzen und 52 Regelanlagen. Es spannt sechs Druckstufen auf, ausgehend von einer regionalen 25-bar-Hochdruckleitung über ein 4-bar-Netz, welches wiederum eine Vielzahl an Mittel- und Niederdruckverteilnetzen versorgt. Am Ortsnetz hängen etwa 16.000 Hausanschlüsse, die hier vereinfachend mit der Anzahl an Gasgeräten gleichgesetzt werden. Bei den Netzkunden handelt es sich überwiegend um Haushalte und kleines Gewerbe (SLP-Kunden) mit häuslichen Gasgeräten (z. B. Gasbrennwert-Geräten). Weiterhin sind am Netz mehrere große RLM-Kunden angeschlossen: ein Gaskraftwerk, eine Fabrik und mehrere Betriebe eines Industriegebietes (Abb. 1).

Vorbereitende Analysen und Umstellungskonzeption

Zur Vorbereitung der technischen Umsetzung der Umstellung von Netz und Endanwendungen sollten durch den Verteilnetzbetreiber (VNB) in Anlehnung an den Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP) des DVGW-Projektes



Abb. 2: Schema der Transformationsplanung zur Umstellung eines Netzgebietes auf Wasserstoff

„H2vorOrt“ [1] die vier in **Abbildung 2** dargestellten Analysebereiche Einspeise-, Kapazitäts-, Kunden- und Netzanalyse erarbeitet und durchlaufen werden. Die Ergebnisse dieser Analysen fließen in die Umstellungskonzeption ein, in der ein detaillierter Transformationsplan des Verteilnetzes bzw. des Netzgebietes erstellt wird. Analysen und Umstellungskonzeption beeinflussen sich wechselseitig und erfolgen in einem iterativen Prozess.

Die Einspeiseanalyse ermittelt Art und Lage der Einspeisung von EE-Gasen (Wasserstoff und Methan) und Netzkopplungspunkte (NKP) zu vorgelagerten Verteil- und Transportnetzen, über die Wasserstoff in das Betrachtungsgebiet eingespeist wird.

In der Kapazitätsanalyse erfolgt eine Bewertung der voraussichtlich benötigten Kapazitäten und Mengen an Wasserstoff und Erdgas bzw. Methan für das Netzgebiet und umzustellender Sektionen. Dazu werden sowohl Maximalwerte als auch vom Transformationsstand abhängige Werte prognostiziert, da die benötigte H₂-Kapazität mit der voranschreitenden Netzumstellung sukzessive zu- und die von Erdgas bzw. Methan abnimmt. Für jeden Netzkopplungspunkt findet eine Aggregation der Kapazitätswerte statt. Auf diese Weise kann die Information, welche Kapazität zu welchem Transformationsstand bzw. Zeitpunkt an welchem NKP benötigt wird, dem vorgelagerten Netzbetreiber gemeldet werden. Somit wird die Bottom-up-Bewertung für das betroffene Netzgebiet mit einer Top-down-Validierung des vorgelagerten Netzbetreibers iterativ zusammengeführt, bis für jeden Transformationsschritt eine Kapazitätsdeckung besteht.

Bei der Kundenanalyse wird die Kundenart ermittelt (z. B. Haushalt, Gewerbe oder Industrie), häufig auch eingeteilt in Kunden mit Standard-

lastprofilen (SLP) oder mit registrierender Leistungsmessung (RLM). Weiterhin findet analog zur L-/H-Gas-Marktraumumstellung eine Erhebung der Endanwendungen statt – hier in Bezug auf deren H₂-Readiness, aus der sich der Anpassungs- bzw. Umstellungsbedarf und der damit einhergehende Zeitaufwand ergibt. Ein Abgleich von Gerät und dessen H₂-Tauglichkeit sollte dann idealerweise mit der entsprechend erweiterten Gasgeräte-Datenbank des DVGW möglich sein, die heute bei der Marktraumumstellung genutzt wird. Ist ein Gerät nicht gelistet, so ist eine Vor-Ort-Prüfung des Gerätes erforderlich. Mit den Analyseergebnissen kann für jeden Kunden eine Umstellungspriorität (und ggf. zur frühzeitigen CO₂-Minderung eine H₂-Versorgungspriorität) vergeben werden. Kunden der kritischen Infrastruktur, z. B. Krankenhäuser, erhalten eine hohe Priorität, sodass diese so kurz wie möglich von der Versorgung abgeschnitten sind. Im Rahmen der Kundenanalyse wird auch der künftige Leistungs- und Energiebedarf oder eine mögliche Stilllegung des Kundenanschlusses erfasst und an Kapazitäts- und Netzanalyse weitergeleitet.

Die Netzanalyse untergliedert sich in zwei Hauptpunkte: Die H₂-Ist-Zustandsanalyse analysiert die gegenwärtige H₂-Tauglichkeit des Netzes, also all seiner Leitungen, Anlagen und sonstiger Komponenten, auf Basis des DVGW-Merkblattes G 221 [2] und identifiziert den Anpassungs- und Austauschbedarf zur Herstellung der vollständigen H₂-Tauglichkeit. Hierzu sollte analog zu den Gasgeräten auch die verifHy-Datenbank des DVGW genutzt werden. In einer H₂-Zielnetzplanung bzw. strömungstechnischen Analyse von Gesamtnetz und schrittweise umzustellenden Netzsektionen werden die Auswirkungen der Umstellung auf Wasserstoff mithilfe von Netzberechnungen untersucht und im Bedarfsfall Maßnahmen zur Sicherstellung der Netzkapazität und Gewährleistung der Gas- ▶

versorgung mit Erdgas bzw. Methan und Wasserstoff abgeleitet. Typische Maßnahmen sind die Erhöhung der Nennweite von Leitungsabschnitten, der Leitungsneubau bzw. die Netzvermaschung oder der Bau neuer Regelanlagen.

In der Umstellungskonzeption wird der Transformationsplan teils indikativ, aber überwiegend iterativ auf Basis der Ergebnisse der vier Analysebereiche erstellt. Konzeptionelle Randbedingungen und erforderliche Änderungen werden von dort an die Analysebereiche zurückgespielt. Es erfolgt eine Einteilung des Gasnetzes in strategisch gewählte Umstellgebiete und darin enthaltene operative Umstellbezirke sowie die Erstellung einer ersten indikativen Umstellungsreihenfolge von Gebieten, Bezirken und darin befindlicher Kunden. Mit wachsendem Erkenntnisstand kann sich diese Reihenfolge im weiteren Planungsverlauf noch ändern. Umstellbezirke sollen dabei so viele Netzkunden bzw. Gasgeräte enthalten, dass sie in einer (Arbeits-)Woche umgestellt werden können. Kunden mit einer hohen Umstellpriorität werden zuerst umgestellt und können früher wieder an das Netz gehen, nämlich sobald der Wechsel von Erdgas auf Wasserstoff darin vollzogen ist. Weiterhin werden die notwendigen Maßnahmen am Netz benannt und deren Umsetzung eingeplant. Da etwaige Maßnahmen am Netz im öffentlichen Raum durchgeführt werden, ist mit einer inten-

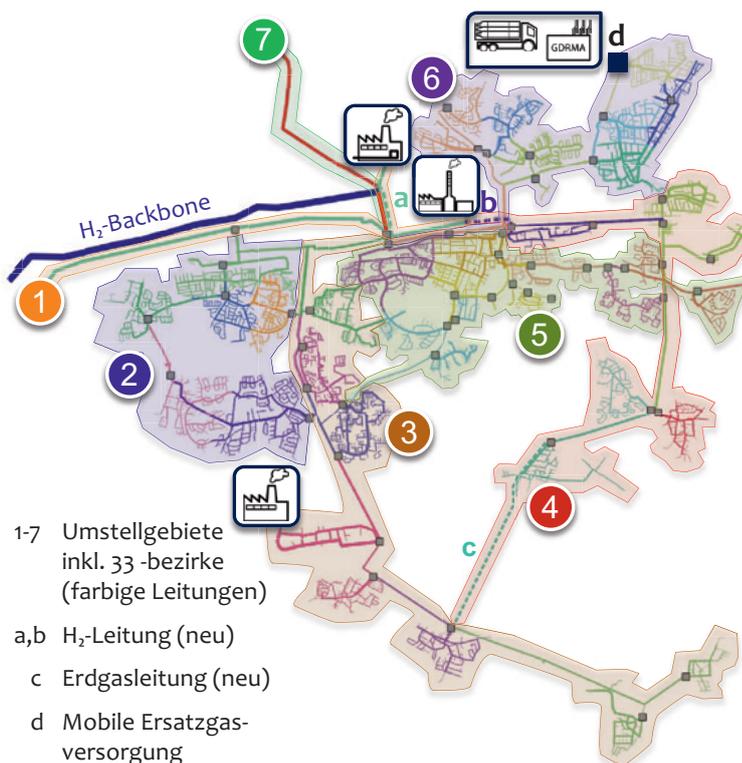
siven Zusammenarbeit mit Behörden zu rechnen, deren Belange entsprechend zu berücksichtigen sind. Entsprechende Genehmigungen und Zeitfenster für Bautätigkeiten müssen in den zeitlich-räumlich aufgelösten Transformationsplan einfließen.

Zielnetz und Sektionierung

Das Bestandsnetz und angeschlossene Kunden wurden im Vorfeld intensiv analysiert und auf Basis der Ergebnisse ein Transformationsplan für das Netzgebiet ausgearbeitet. Dieser beinhaltet die Unterteilung des Verteilnetzes in insgesamt sieben Umstellgebiete und 33 Umstellbezirke (Abb. 3). Dabei wurde die Umstellungsreihenfolge der Gebiete (ausgehend von 1 bis 7) und der darin befindlichen Umstellbezirke (eingefärbte Leitungen) so gewählt, dass die Versorgung mit Erdgas und Wasserstoff zu jedem Zeitpunkt sichergestellt ist, CO₂-intensive Gasverbraucher so früh wie möglich mit grünem H₂ versorgt werden und die Bezirksumstellungen Woche für Woche sukzessive möglichst unterbrechungsfrei und maßnahmenarm durch das Netz „wandern“ können. Unterbrechungen können zum einen bereits fest eingeplant werden, wenn z. B. für bestimmte Zeiträume keine behördlichen Genehmigungen zur Sperrung von Wegen und Straßen erteilt werden. Andererseits müssen auch außerplanmäßige Verzögerungen einkalkuliert werden. Es kann also sinnvoll sein, im Laufe der Umstellung einige „Pufferwochen“ einzuplanen.

Neben kleineren punktuellen Tätigkeiten am Netz (wie Nennweitenerhöhungen und Netzvermaschungen in einem Nieder- und Mitteldruckteilnetz) sind noch vier größere Maßnahmen für die Umstellung erforderlich. Dazu zählt der Neubau der H₂-Leitung (a), die das H₂-Backbone mit der 25-bar-Leitung in Gebiet 1 verbindet. Dieser Leitungsneubau ist erforderlich, da die parallel verlaufende 25-bar-Bestandsleitung in Gebiet 7 während der Umstellung die Erdgasversorgung des Netzgebietes sicherstellt. Eine weitere H₂-Leitung (b) wird benötigt, um über eine Regelanlage den 4-bar-Ring von einer zweiten Seite aus mit Wasserstoff zu versorgen und dadurch sowohl die Versorgungssicherheit als auch die Kapazität des H₂-Netzes zu erhöhen. Die Neubauleitung (c) stellt bei der Umstellung von Gebiet 3 die Erdgasversorgung der südlichen Bezirke sicher, da Gebiet 3 von Norden her schrittweise auf Wasserstoff umgestellt und dadurch aus dieser Richtung die Versorgung mit Erdgas unterbrochen wird. Da auch Gebiet 6 nur über

Abb. 3: Fiktives Ortsverteilnetz (H₂-Zielnetz) inkl. Umstellgebiete (1-7) und -bezirke (eingefärbte Leitungen) sowie Hauptmaßnahmen zur Sicherstellung der Versorgung (a-d)



Quelle: DBI

eine Stichleitung des 4-bar-Netzes versorgt wird, wird bei der Umstellung auf Wasserstoff für die nordöstlichen Bezirke eine mobile Ersatzgasversorgung aufgebaut, die eine Regelanlage und einen Erdgasspeicher beinhaltet. Auf diese Weise kann bei Bedarf der leere Erdgasspeicher unterbrechungsfrei gegen einen vollen, per Lkw angelieferten Trailer ausgetauscht werden.

Umstellphasen

Die Umstellung des Netzgebietes erfolgt analog zur Anzahl an Umstellgebieten in sieben Phasen. Sie erfolgt von Phase 1 bis 6 im städtischen Gebiet und „wandert“ in Phase 7 ins umliegende regionale Verteilnetz weiter. In **Abbildung 4** ist vereinfacht die schrittweise Ausbreitung der Umstellung dargestellt.

Phase 1

In dieser Phase wird Gebiet 1, welches nur aus einem Umstellbezirk mit zwei Netzkunden besteht, umgestellt. Dazu wurden im Vorfeld länger andauernde Austausch- und Ertüchtigungsmaßnahmen am Gaskraftwerk und der Fabrik durchgeführt sowie eine H₂-Übernahmeanlage zwischen H₂-Backbone und Neubauleitung a errichtet. Somit können bereits in der ersten Umstellungswoche zwei CO₂-intensive Großkunden mit Wasserstoff versorgt werden. Durch die Umstellung der 25-bar-Leitung wird die Wasserstoffversorgung weiterer Gebiete bzw. Bezirke in den folgenden Phasen ermöglicht.

Phase 2

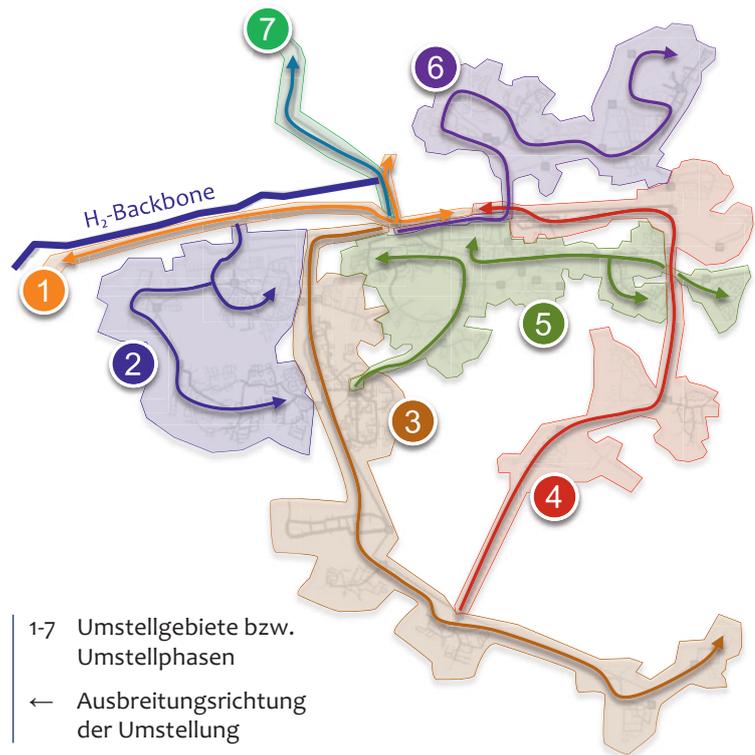
Es erfolgt die Umstellung von insgesamt sechs Umstellbezirken in Gebiet 2. Dabei wird ein Teil der 4 bar-Ringleitung und der daran angeschlossenen Teilnetze und Anlagen umgestellt.

Phase 3

Das in sechs Umstellbezirke untergliederte Gebiet 3 wird umgestellt. Durch die Umstellung der 4-bar-Bestandsleitung von Norden her wird die ursprüngliche Erdgasversorgung der Bezirke von Gebiet 3 unterbrochen, sodass diese über die neu errichtete Gasleitung c von Süden aus erfolgt. Diese Leitung wird in der folgenden Phase auf Wasserstoff umgestellt. Weiterhin werden nun mehrere CO₂-intensive Betriebe mit Wasserstoff versorgt.

Phase 4

Die Umstellung der fünf an die 4-bar-Ringleitung angeschlossenen Bezirke des Umstellgebietes 4 führt durch die Anbindung an die H₂-Neubauleitung b über eine Regelanlage zur erstmaligen



Quelle: DBI

Versorgung des bereits umgestellten H₂-Netzes von zwei Seiten. Dies stellt einen Meilenstein zur Erhöhung der Versorgungssicherheit dar.

Abb. 4: Umstellungsphasen und Ausbreitungsrichtung der Umstellung im Netzgebiet

Phase 5

Die Umstellung von Gebiet 5 mit seinen sieben Umstellbezirken kann sowohl von Südwesten als auch von Osten aus von zwei Seiten erfolgen. Damit ist fast das gesamte 4-bar-Netz auf Wasserstoff umgestellt, bis auf einen Leitungsabschnitt, der das Umstellgebiet 6 weiterhin mit Erdgas versorgt.

Phase 6

In dieser Phase erfolgt die Umstellung von Gebiet 6 und seiner sieben Umstellbezirke, die über die noch nicht umgestellte 4-bar-Leitung versorgt werden. Da durch die Umstellung keine Erdgasversorgung über das Bestandsnetz mehr möglich ist, wird diese über eine mobile Ersatzgasversorgung sichergestellt, die in dem Bezirk aufgebaut wird, der zuletzt umgestellt wird. Mit dem Ende von Phase 6 ist die eigentliche Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff im Stadtgebiet abgeschlossen.

Phase 7

Mit der Umstellung von Gebiet 7, das aus einem Bezirk – nämlich der verbliebenen 25-bar-Leitung – besteht, „wandert“ die Umstellung weiter in das umliegende regionale HD-Verteilnetz. ►

Betrachtungen zur Umstellungsdauer

Es wird angenommen, dass ein Umstellmonteur analog zur Umstellung von Stadt- auf Erdgas acht Stunden pro Tag von Montag bis Freitag (40-Stunden-Woche) arbeitet. Der Austausch eines häuslichen Gasgeräts (Außerbetriebnahme, Demontage, Installation und Inbetriebnahme des H₂-ready-Geräts) beansprucht etwa einen Arbeitstag und Monteur. Ist lediglich die Anpassung eines bereits H₂-kompatiblen Gerätes erforderlich, werden dafür nicht mehr als zwei Stunden benötigt. Bei industriellen Gasanwendungen ist bei der Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff eine individuelle Betrachtung erforderlich (vgl. DVGW-Merkblatt G 655 [3]). Es ist davon auszugehen, dass die Anlage außer Betrieb genommen werden muss und während der durchzuführenden Arbeiten mehrere Tage stillsteht. Dementsprechend beginnen die Umstellarbeiten an solchen Gasanwendungen mehrere Tage vor der eigentlichen Umstellung des entsprechenden Bezirks. Im Rahmen der Erneuerung von Gasgeräten wird im Laufe der Jahre der Anteil an H₂-ready-Geräten im Bestand stetig ansteigen. Somit wird auch die Dauer, die für die Umstellung von Gasnetzen benötigt wird, im Verlauf der Gasnetztransformation in Deutschland abnehmen.

Je nach Anzahl der verfügbaren Umstellmonteure und der Verteilung von Geräten, die entweder ausgetauscht werden müssen oder bereits H₂-ready sind, ergeben sich unterschiedliche Umstellungsdauern für das Netzgebiet. Weitere Faktoren wie Verzögerungen durch behördliche

Vorgaben oder außerplanmäßige Verzögerungen sind nicht berücksichtigt. Außerdem wird hier von ausreichend Personal des Netzbetriebs zur Durchführung der Umstellung ausgegangen. In **Abbildung 5** sind verschiedene minimale Umstellungsdauern für das fiktive Beispielnetz dargestellt, deren Bandbreite von vier bis 64 Wochen reicht.

Zusätzlich zur eigentlichen Umstellung geht dieser – wie auch bei der L-/H-Gas-Marktraumumstellung – wenigstens ein Jahr vorher die finale Erhebung und Registrierung aller vorhandenen Gasgeräte der Kunden voraus. Im Anschluss der Umstellung eines Bezirks erfolgt darüber hinaus eine stichprobenhafte Qualitätssicherung.

Umstellung eines Bezirks

In **Abbildung 6** ist beispielhaft dargestellt, aus welchen wesentlichen Schritten die Umstellung eines Bezirkes bestehen kann. Es handelt sich dabei um Anregungen für einen solchen Prozess, der im Detail jedoch auf seine Durchführbarkeit zu untersuchen ist.

Zunächst wird der Bezirk von den angrenzenden Umstellbezirken durch Leitungstrennungen (a) entkoppelt. Leitungstrennungen können immer dann aufgehoben werden, wenn auf beiden Seiten der Unterbrechung Wasserstoff anliegt. Eine Leitungstrennung kann je nach Ergebnis der Netzberechnung bereits einige Wochen vor der eigentlichen Umstellung erfolgen. Über die speisende Regelanlage lässt sich vor deren Abschaltung der Betriebsdruck des Netzes absenken (b).

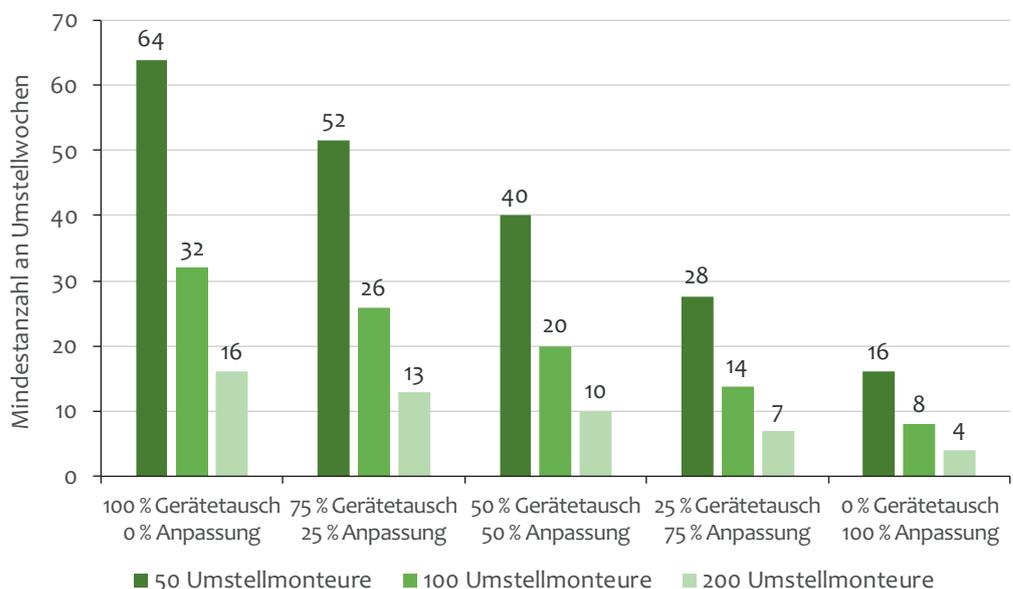
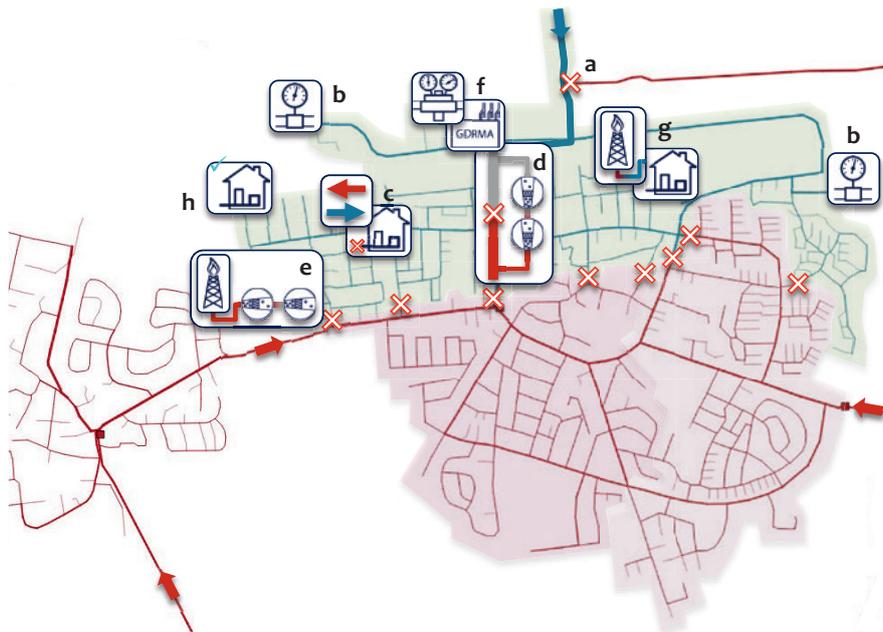


Abb. 5: Sensitivitätsbetrachtung zur minimalen Umstellungsdauer des Beispielnetzes in Abhängigkeit der Verteilung von Geräteaus-tausch und -anpassung sowie der Zahl der Umstellmonteure

Quelle: DBI



- Erdgas
 - Wasserstoff
- a Leitungstrennungen
 - b Betriebsdruckabsenkung
 - c Sperrung HAE + Geräte-tausch-/anpassung
 - d Umpumpen von Erdgas
 - e Ausblasen/Abfackeln von Erdgas
 - f H₂-Begasung/Spülen des Bezirks über Regelanlage
 - g Ausblasen/Abfackeln von Resterdgas, bis H₂ ansteht
 - h Inbetriebnahme H₂-Geräte + Öffnen HAE

Quelle: DBI

Abb. 6: Beispielhafte Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff in einem Umstellbezirk (grün)

Nachdem die Hauptabsperreinrichtungen (HAE) aller Kunden geschlossen und gasdichte Trennungen vom Netz hergestellt wurden, beginnt bei den

Kunden mit der höchsten Umstellpriorität die Anpassung bzw. der Austausch der Gasgeräte (c) durch die Umstellmonteure.

Parallel dazu wird im Netz weitgehende Erdgasfreiheit hergestellt. Dazu kann in der Umgebung der Trennstellen und wo möglich (tendenziell an HD-Leitun- ▶



Besuchen Sie uns auf der
R-O-KA-TECH
 Messe Kassel | 09.-12.05.2023
 Halle 5 | Stand H5/B13

- bis zu 100 Frequenzen auswählbar
- leistungsstarker 12-W-Generator
- bidirektionale Kommunikation zwischen Empfänger und Generator
- Orten und Vermessen in einem Arbeitsgang durch internes GNSS-Modul
- perfekte Dokumentation der Ortungsverläufe per App
- Bluetooth für externes GPS



SEWERIN
 Technologien für die Lecksuche.

Leitungen sicher orten.
UT 9200
 einfach – immer – effizient

NEU



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

gen) das Erdgas in Leitungen der Nachbarbezirke umgepumpt (d) oder abgefackelt bzw. ausgeblasen (e) werden. Ob dies auch bis deutlich unter den Umgebungsdruck, also durch den Einsatz von Vakuumpumpen – ggf. in Kombination mit Verdichtern –, erfolgen kann, gilt es zu prüfen. Dabei sollte insbesondere die Gefahr des Lufteinzugs bei Undichtigkeiten analysiert sowie der Effekt des Auspumpens in einem vermaschten Netz untersucht werden.

Über die angepasste Regelanlage (f) kann nun die Zuführungsleitung gespült und im Anschluss der Bezirk mit Wasserstoff begast werden. Die Spülung des Bezirks erfolgt, indem über die Regelanlage der Betriebsdruck hergestellt und Resterdasmengen an den Hausanschlüssen (g) und ggf. an den Trennstellen des Netzes ausgeblasen bzw. abgefackelt werden, bis dort nur noch Wasserstoff nachgewiesen werden kann. Die Reinheit des Wasserstoffes ist an anderer Stelle zu diskutieren. Hier ist ebenfalls eine Prüfung erforderlich, ob der Spülvorgang gleich mit Wasserstoff anstelle von Stickstoff erfolgen kann, obwohl es sich dabei um ein Gas mit deutlich geringerer Dichte als Erdgas handelt. Genauso ist zu untersuchen, ob auch vermaschte Netze und nicht nur Leitungsabschnitte gespült werden können. Sowohl der Einsatz von Stickstoff als auch das schrittweise Spülen von Leitungssträngen würden den Umstellungsaufwand signifikant erhöhen.

Nachdem der Ausblasevorgang (g) bei den ersten Kunden – die mit der höchsten Priorität – abgeschlossen ist, können deren H₂-Geräte in Betrieb genommen (h) und die HAE des Hausanschlusses wieder geöffnet werden. Ab diesem Zeitpunkt werden diese Kunden vom Netz mit Wasserstoff versorgt. Gelingt der Austausch des Gases im Netz im Laufe des ersten Tages, dann kann die Versor-

gungsunterbrechung für kritische Kunden kurzgehalten werden. An den folgenden Tagen werden nach und nach die verbliebenen Kunden umgestellt, bis die Arbeiten am Ende des fünften Umstellungstages abgeschlossen sind.

Fazit und Handlungsempfehlungen

Der hier deutlich vereinfachte Prozess der Umstellung eines Ortsnetzes von Erdgas auf Wasserstoff zeigt, dass die Planung, Vorbereitung und Durchführung mit einer hohen Komplexität verbunden sind. Der Umstellungsablauf am Beispiel des fiktiven Ortsnetzes kann für Netzbetreiber zwar als Anregung und Orientierung dienen – eine Umstellung ist aber letztendlich für jedes Verteilnetz bzw. Netzgebiet eine Einzelfallbetrachtung, die von den örtlichen Gegebenheiten abhängig ist. Dies betrifft u. a. die Netzstruktur und -topologie, die Art und Anzahl der Letztverbraucher bzw. deren Gasgeräte, die Siedlungsstruktur und viele weitere Punkte. Die Sensitivätsbetrachtung zur Abschätzung der Dauer der Umstellung hat deren Abhängigkeit vom verfügbaren Umstellpersonal und dem Verhältnis aus Gerätetausch und Geräteanpassung bzw. dem jeweils damit verbundenen Aufwand aufgezeigt.

Aktuell herrscht bereits ein Fachkräftemangel. Bei der L-/H-Gas-Marktraumumstellung kommen rund 40 Dienstleistungsunternehmen mit rund 900 Anpassungsmonteuren zum Einsatz [4], von denen nach Experteneinschätzung bis zum Ende der 2020er-Jahre viele in den Ruhestand gehen werden. Eine frühzeitige Sicherung bzw. der Aufbau von Personal für die Umstellung von Netzen und Endanwendungen wird daher essenziell für das Gelingen einer großflächigen Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff sein. Ein weiteres Ausarbeiten der Transformationsplanung und des konkreten Umstellungsprozesses ist zwingend er-

forderlich. Bei Letzterem gibt es derzeit noch ungeklärte Fragestellungen, z. B. zur Machbarkeit des Einsatzes von Vakuumpumpen zur Herstellung der Erdgasfreiheit oder zum Spülen vermaschter Netzabschnitte mit Wasserstoff. Weiterhin ist es wichtig, Erfahrungen im Rahmen von Forschungs- bzw. Pilotprojekten zur Umstellung von Netzabschnitten auf Wasserstoff zu sammeln und insbesondere praktische Erkenntnisse zu gewinnen. Entsprechend soll dieser Beitrag als Impuls dienen, die noch offenen Fragen anzugehen. Die ausführlichen Betrachtungen zur Umstellung von Gasverteilnetzen und zum Anpassungsbedarf von Netzstrukturen und -betrieb sind im Abschlussbericht des DVGW-Forschungsvorhabens G 201824-D 2.4 nachzulesen, der im DVGW-Online-Regelwerk erhältlich ist. ■

Literatur

- [1] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V./VKU Verband Kommunaler Unternehmen e. V. (Hrsg.): Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP): Wasserstoff über die Gasverteilnetze für alle nutzbar machen. Online unter www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energie/wende/gtp-2022-leitfaden.pdf, abgerufen am 14. September 2022.
- [2] DVGW-Merkblatt G 221: Leitfaden zur Anwendung des DVGW-Regelwerks auf die leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit wasserstoffhaltigen Gasen und Wasserstoff, Bonn 2021.
- [3] DVGW-Merkblatt G 655: Leitfaden H₂-Readiness Gasanwendung, Bonn 2021.
- [4] Gregor, T., Pietsch, P., Wiersig, M.: Marktraumumstellung – aktueller Stand und Zukunftsperspektiven, in: gwf Gas + Energie, Ausgabe 4/2022, S. 37-41.

Die Autoren

Michael Wupperfeld ist Projektleiter für Netzprojekte bei der DBI-Gruppe in Leipzig.

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

Kontakt:

Michael Wupperfeld
DBI-Gruppe
Karl-Heine-Str. 109/111
04229 Leipzig
Tel: 0341 2457-154
E-Mail: michael.wupperfeld@dbi-gruppe.de
dbi-gruppe.de
Internet: www.dbi-gruppe.de

**Der Umstellungsprozess eines Ortsnetzes
von Erdgas auf Wasserstoff ist mit einer hohen
Komplexität verbunden.**

Gase der **Zukunft**



Biomethan – Gas geben Richtung Grün

Nur mit dem massiven Ausbau erneuerbarer Energien werden wir das Net-Zero-Ziel 2045 erreichen. Das gilt für Windkraft und Photovoltaik sowie für aus natürlichen Quellen wie Gülle, Bioabfällen und organischen Reststoffen erzeugtes Biogas, das zu Biomethan aufbereitet und statt Erdgas z. B. für die Wärmeerzeugung eingesetzt wird. Der europäische Markt für Biomethan ist jedoch sehr fragmentiert, die verfügbaren Kapazitäten und Handelsvolumina sind aufgrund der natürlichen Ressourcenbegrenzung für Biomasse limitiert. Chance und Herausforderung zugleich: Sichern Sie sich frühzeitig Biomethan-Kontingente.

Net-Zero-Erfolgshebel grüner Wasserstoff

Aus grünem Strom erzeugter Wasserstoff gilt als einer der großen Hebel auf dem Weg zu einer klimaneutralen Wirtschaft. Dem Aufbau der Infrastruktur mit Transport und Speicherung kommt dabei eine entscheidende Bedeutung zu. Als Pioniere erproben und nutzen wir Wasserstoff sowie die technischen Innovationen zur Erzeugung und Anwendung bereits seit über einem Jahrzehnt. Wir bieten Ihnen Erfahrung und Expertise bei der Entwicklung einer Wasserstoff-Strategie für Ihr Unternehmen und begleiten Sie bei der technischen Realisierung Ihres Wasserstoff-Projekts.



decarbsolutions.uniper.energy

**uni
per**

Der reaktionsschnelle PEM-Elektrolyseur mit 1 MW Leistung im schleswig-holsteinischen Haurup nutzt Windstromüberschüsse für die H₂-Produktion und stabilisiert zugleich das Stromnetz.

Quelle: Andreas Oetker-Kast/Green Planet Energy



» Dezentrale Elektrolyseure machen unser Energiesystem resilienter, sparen Netzausbaukosten und produzieren grünen Wasserstoff! «

Ausgabe 05/2022

Eine aktuelle Studie der Green Planet Energy eG prophezeit kleinen, dezentralen Elektrolyseuren eine verheißungsvolle Rolle im Hinblick auf die Dekarbonisierung des Energiesystems bis zum Jahr 2045. Wir haben mit Carolin Dähling, stellvertretende Bereichsleiterin Politik und Kommunikation bei der Ökoenergiegenossenschaft Green Planet Energy, über Motivation, Ziele und Ergebnisse der Studie gesprochen.



Carolin Dähling ist stellvertretende Leiterin der Abteilung Politik und Kommunikation der Energiegenossenschaft Green Planet Energy.

Quelle: Green Planet Energy

Redaktion: Frau Dähling, wann ist ein Elektrolyseur netzdienlich?

Carolin Dähling: Um netzdienlich zu sein, muss ein Elektrolyseur dazu beitragen, kritische Netz-situationen zu verhindern. In unserer Studie werden Elektrolyseure dann als netzdienlich bezeichnet, wenn sie sowohl in der Nähe von Anlagen stehen, die fluktuierende erneuerbare Energien erzeugen – etwa Windparks –, als auch ausschließlich mit einem Überschuss aus diesen fluktuierenden Erneuerbaren betrieben werden. Für einen netzdienlichen Betrieb eignen sich besonders gut Elektrolyseure mit einer Spitzenleistung von bis zu 5 Megawatt (MW).

Redaktion: Warum hat sich Ihr Unternehmen dazu entschieden, eine Studie zur dezentralen Nutzung von Elektrolyseuren durchzuführen?

Dähling: Um die Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens zu erreichen, braucht es eine Transformation des gesamten Energiesystems. Grünem Wasserstoff kommt hierbei eine Schlüsselrolle zu. Die im Juni 2020 von der vorherigen Bundesregierung verabschiedete Nationale Wasserstoffstrategie sah vor, in Deutschland bis 2030 eine Elektrolysekapazität von 5 Gigawatt (GW) aufzubauen und damit 14 Terawattstunden (TWh) Wasserstoff zu erzeugen. Allerdings sind in Deutschland in den letzten Jahren zwischen 5 und 7 TWh Ökostrom pro Jahr verloren gegangen, weil Erneuerbare-Energien-Anlagen abgeregelt werden mussten. EE-Anlagen werden dann abgeregelt, wenn es mehr Strom aus er-

ZUR PERSON

Carolin Dähling ist stellvertretende Leiterin der Abteilung Politik und Kommunikation der Energiegenossenschaft Green Planet Energy. Teil ihrer Arbeit sind die inhaltliche Ausarbeitung politischer Forderungen und Konzepte, um sinnvolle Rahmenbedingungen für eine effektive Energiewende zu schaffen. Die Kernthemen sind dabei u. a. die Integration fluktuierender erneuerbarer Energien und die sinnvolle Produktion und Anwendung von Wasserstoff. Nach einer Arbeitsstelle im technischen Bereich der Anbindung erneuerbarer Energien in das deutsche Stromnetz wechselte die studierte Wirtschaftsingenieurin 2019 zu Green Planet Energy.

neuerbaren Energien (EE) gibt als die Netze transportieren können. Daher gilt es, die zu bestimmten Zeiten vorhandenen Energieüberschüsse künftig zu nutzen, statt sie abzuregeln. Dafür benötigen wir neben einem effizienten Netzausbau flexible Abnehmer und Möglichkeiten zur Stromspeicherung bzw. -nutzung.

In diesem Kontext unterstützen Elektrolyseure, die flexibel als Abnehmer von fluktuierenden erneuerbaren Energien eingesetzt werden können, die Integration dieser grünen Energien in das Stromnetz. So fungieren die Elektrolyseure als flexibles Lastenmanagement auf der Nachfrageseite, um auf variable EE-Produktion reagieren zu können. Zusätzlich werden grüner

Wasserstoff sowie die Nebenprodukte Sauerstoff und Wärme lokal bereitgestellt. Dabei ist, so auch der Sachverständigenrat für Umweltfragen, die Standortwahl der Elektrolyseanlage entscheidend, um eine netzdienliche Interaktion mit dem Stromnetz zu gewährleisten. Deren dezentrale Platzierung innerhalb Deutschlands kann dazu beitragen, das Stromnetz zu entlasten und Engpässe zu verringern.

Uns war es ein Anliegen, die Debatte um einen Wasserstoff-Markthochlauf, die sich stark auf große Projekte – z. B. auf Elektrolyseure im Bereich von bis zu mehreren 100 MW – fokussiert, auch auf kleinere Projekte zu lenken. Zudem errichten wir auch selbst dezentrale Elektrolyseure an geeigneten Standorten. Mit der Studie wollten wir also auch verifizieren, inwieweit sich unsere eigenen Projekte auf ganz Deutschland übertragen lassen.

Redaktion: Welche Rückschlüsse können denn jetzt für die inländische Produktion grünen Wasserstoffs gezogen werden?

Dähling: Obwohl dezentrale und netzdienliche Elektrolyseure meist eine eher geringe Leistung haben, tragen sie in Summe stark dazu bei, die von der Bundesregierung gesetzten Ziele für die heimische Produktion von grünem Wasserstoff zu erreichen. Im Szenario mit 75 Prozent erneuerbaren Energien können in Deutschland bis zu 13,7 TWh grüner Wasserstoff pro Jahr netzdienlich erzeugt werden. Das entspräche rund der Hälfte der Menge, die von der neuen Bundesregierung für 2030 angestrebt wird. Im Szenario mit 100 Prozent Erneuerbaren sind es sogar bis zu 19 TWh jährlich. Die Abnehmer des so hergestellten grünen Wasserstoffs können regionale Industriebetriebe oder H₂-Tankstellen für Schwerlastverkehr und ÖPNV sein.

Redaktion: Welchen Nutzen hat eine netzdienliche Wasserstoff-Erzeugung für das Energiesystem und darüber hinaus?

Dähling: In einem Satz zusammengefasst: Dezentrale Elektrolyseure verbes-

sern die Energieausbeute aus Wind- und Solaranlagen, machen unser Energiesystem resilienter, sparen Netzausbaukosten und produzieren erhebliche Mengen an grünem Wasserstoff. Unsere Studie zeigt, dass bei einer netzdienlichen Platzierung, Dimensionierung und einem netzdienlichen Betrieb von Elektrolyseuren Netzengpässe und maximale Leitungsbelastungen abnehmen. Außerdem werden durch den Einsatz der netzdienlichen Elektrolyseure Überspannungen reduziert, ohne Unterspannungen zu erhöhen. Diese Netzentlastungen verringern den künftigen Netzausbaubedarf. Aufgrund der netzdienlich platzierten und betriebenen Elektrolyseure können rund acht Prozent der nationalen Netzausbaukosten gespart werden.

Das soll jetzt jedoch nicht heißen, dass wir uns nun vor allem auf den Bau von Elektrolyseuren statt auf den Netzausbau beschränken sollten. Zusätzliche Netzkapazitäten benötigen wir weiterhin in großem Stil und mit mehr Tempo. Entscheidend ist jedoch, dass wir mit dezentralen Elektrolyseuren auch dezentrale Abnehmer versorgen können. Ich denke da an Anwendungen, die kurzfristig nicht an eine überregionale Wasserstoffinfrastruktur angeschlossen werden können. Ein dezentraler Elektrolyseur kann hier also auch eine Alternative zur aufwendigen Lieferung von Wasserstoff in Tanks sein. Und durch diese Wasserstoffproduktion leisten diese Elektrolyseure natürlich auch einen Beitrag, um die Ziele der Nationalen Wasserstoffstrategie zu erreichen. Man schafft also insgesamt mehrere Synergieeffekte.

Redaktion: Welche der von Ihnen erwähnten Anwendungen eignen sich für dezentral erzeugten Wasserstoff?

Dähling: Hier kommen vor allem kleine Industrieunternehmen in Betracht, beispielsweise aus der Glasherstellung. Der produzierte Wasserstoff ist auch für den ÖPNV interessant – insbesondere dort, wo eine reine Elektrifizierung nur schwer umsetzbar ist. Ein weiterer spannender Anwendungsfall sind Kläranlagen: Viele dieser Anlagen bauen aktuell

eine zusätzliche Reinigungsstufe auf, und dies kann man gut mit Elektrolyseuren kombinieren, um den ebenfalls anfallenden Sauerstoff zu nutzen. Generell ist es bei dezentralen Projekten in der Regel einfacher, die bei der Wasserstoffproduktion entstehenden Nebenprodukte zu nutzen, also neben dem Sauerstoff auch Abwärme. Letztere ist vor allem für Kommunen interessant, die ein Nah- und Fernwärmenetz betreiben.

Redaktion: Welche Standorte sind geeignet für eine solche dezentrale Erzeugung? Und welche möglichen regionalen Unterschiede sollten berücksichtigt werden?

Dähling: Generell eignen sich vor allem Regionen, die weniger dicht besiedelt sind und gleichzeitig bereits hohe Anteile an fluktuierenden erneuerbaren Energien aufweisen, beispielsweise in Norddeutschland. Großstädte hingegen fallen aufgrund hoher Lasten und einer geringen Anzahl von Erneuerbaren-Erzeugern letztlich aus. Nun steht natürlich außer Frage, dass die Energiewende nicht nur in Norddeutschland stattfinden soll, sondern in der gesamten Bundesrepublik. Daher können wir auch bereits Netzgebiete und Standorte nicht nur im Norden, sondern auch in anderen Teilen Deutschlands identifizieren. Schließlich sind auch sonnenreiche Standorte prinzipiell gut geeignet. Maßgeblich ist, wie schnell der Ausbau der erneuerbaren Energien vor Ort vorangeht. Das heißt: Um zu prüfen, welche Standorte sinnvoll sind, reicht es nicht, auf den Status quo zu schauen, sondern auch auf den zukünftigen Netzentwicklungsplan und den geplanten Erneuerbaren-Ausbau.

Redaktion: Häufig ist ein solcher Ausbau jedoch auch mit Akzeptanzproblemen in der Bevölkerung verbunden, etwa bei Windkraftanlagen. Fachleute sprechen in diesem Kontext von einer NIMBY-Mentalität („Not in my backyard“, deutsch: „Nicht in meinem Garten“). Inwieweit können die Ergebnisse der Studie dazu beitragen, diese NIMBY-Mentalität zu minimieren bzw. die Akzeptanz für solche Investitionen zu vergrößern?



Pro Jahr speist der Elektrolyseur rund 3.000 MWh Windgas – grünen Wasserstoff – für Green Planet Energy ins Gasnetz ein.



In Deutschland sind zuletzt zwischen fünf und sieben Terawattstunden Ökostrom pro Jahr verloren gegangen, weil die entsprechenden Anlagen abgeregelt werden mussten.



Dähling: Die lokale Wertschöpfung und die Akzeptanz haben einen großen Einfluss auf den Erfolg oder Misserfolg eines Projekts, insbesondere wenn es um neue Technologien geht. Dies wurde beispielsweise bei Technologien zur EE-Erzeugung bereits untersucht. Auch der Nationale Wasserstoffrat verweist darauf, dass ein dezentraler Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zur Förderung der gesamtgesellschaftlichen Akzeptanz beitragen kann.

Dabei hat Wasserstoff eine doppelte Rolle in der Akzeptanzdebatte: Zum einen gilt es, die Akzeptanz für grünen Wasserstoff, dessen Erzeugung, Trans-

port und Anwendung zu erhöhen bzw. zu festigen. Zum anderen kann Wasserstoff selbst Mittel zum Zweck sein, um die Akzeptanz für EE-Anlagen zu erhöhen. Kommt der Wasserstoff regionalen Verbraucherinnen und Verbrauchern zugute und sorgt für regionale Wertschöpfung, so könnte dies zu einer positiveren Wahrnehmung der Energiewende als Ganzes führen.

Auch insgesamt scheint die Akzeptanz für das Thema Wasserstoff in Deutschland hoch zu sein. Bei einer repräsentativen Befragung zur lokalen Akzeptanz gaben 86 Prozent der Befragten an, der stärkeren Nutzung von grünem Wasser-

stoff in ihrer Stadt oder Gemeinde positiv oder sehr positiv gegenüberzustehen. Derzeit gibt es jedoch nur vereinzelt (grüne) Wasserstoff-Erzeugungsanlagen in Deutschland. Unserer Einschätzung nach kann der dezentrale Ansatz der erwähnten NIMBY-Mentalität sehr gut entgegenwirken. Mehr noch: Indem man beispielsweise einen Bürgerwindpark gestaltet und als Bürgerenergiegenossenschaft einen Elektrolyseur baut, fördert man nicht nur die indirekten Arbeitsplatz- und Wertschöpfungseffekte, sondern eine direkte Beteiligung der Menschen. Die erscheint mir investitionsseitig im Vergleich zu Großprojekten durchaus einfacher zu sein.



Der Elektrolyseur vom Typ ME 450/1400 des Herstellers H-TEC SYSTEMS wird von Energie des Nordens und Green Planet Energy gemeinsam betrieben.



Für die dezentrale Erzeugung eignen sich vor allem Regionen, die wenig dicht besiedelt sind und gleichzeitig hohe Anteile an fluktuierenden erneuerbaren Energien aufweisen.



Redaktion: Stichwort Investitionen: Zu welchem Strompreis lassen sich Elektrolyseure an diesen genannten Standorten wirtschaftlich betreiben bzw. welche Erlöse lassen sich mit dem grünen Wasserstoff erzielen?

Dähling: Hinsichtlich des Wasserstoffpreises haben wir zwei Szenarien betrachtet: Das Hochpreisszenario geht von einer Knappheit von grünem Wasserstoff aus. Der mögliche Gesamterlös für ein Kilogramm grünen Wasserstoff liegt ausgehend von diesem Szenario bei 9,50 Euro netto. Im Niedrigpreisszenario wiederum gilt die Annahme starker Konkurrenz am grünen H₂-Markt. Dabei muss lokal produzierter grüner Wasserstoff mit importiertem konkurrieren. Beim importierten Wasserstoff wurden sowohl die Kosten für Erzeugung als auch für den Transport berücksichtigt. Der günstigste, flüssig transportierte Wasserstoff könnte demnach 2030 beispielsweise aus der MENA-Region für 5 Euro/kg und 2050 aus Marokko für 3,33 Euro/kg kommen.

Diese Preise in Kombination mit der Anzahl der Volllaststunden des jeweiligen Elektrolyseurs ergeben, ob sich ein Elektrolyseur wirtschaftlich lohnt oder nicht. Wir haben angenommen, dass der Elektrolyseur den Strom immer für minimal 0,05 Euro pro kWh beziehen kann. Das heißt: Sobald der Elektrolyseur einen möglichen Strombezugspreis realisieren kann, der über 0,05 Euro liegt, ist er potenziell wirtschaftlich. Zudem ist es eine Überlegung wert, was mit regional überschüssigen Strommengen passiert. Mengen, die eigentlich abgeregelt werden müssten, könnten beispielsweise vergünstigt abgegeben werden.

Redaktion: Welche Chancen und Risiken sehen Sie insgesamt für die dezentrale H₂-Erzeugung?

Dähling: Netzdienliche Elektrolyseure bringen viele Stärken mit, die für das Energiesystem notwendig oder hilfreich sein können. Dabei beschränken sich diese Stärken nicht nur auf die Interaktion zwischen Elektrolyseuren und Stromnetz. Auch auf der Nutzungsseite können netzdienliche Elektrolyseure durch eine dezentrale Platzierung in Deutschland Vorteile für die Dekarbonisierung bringen. Die Effizienz ist bei jenen Elektrolyseuren besonders hoch, die alle bei der Elektrolyse entstehenden Produkte – also Wasserstoff, Sauerstoff und Abwärme – regional absetzen können. Demgegenüber stehen auch einige Risiken, die netzdienliche Elektrolyse in Deutschland be- oder gar verhindern können. Zentral für die netzdienliche Elektrolyse ist, dass

es einen beschleunigten EE-Ausbau gibt, sodass die Energieüberschüsse für einen wirtschaftlichen Betrieb ausreichen. Ebenso entscheidend sind beschleunigte Genehmigungsverfahren und auch eine abschließende Definition von grünem Wasserstoff.

Diese Gemengelage kann dazu führen, dass potenzielle Investoren möglicherweise abgeschreckt werden, vor allem, wenn es vergleichsweise kleinere Akteure sind, die diese Projekte umsetzen wollen und einen anderen Zugang zu Kapital- und Finanzmärkten haben als die „Big Player“ der Branchen. Außerdem ist es nicht immer leicht, die richtigen Standorte zu finden, weil man dafür einige Daten benötigt. Anders gesagt: Der Aufwand zur Auswahl des geeigneten Standortes ist zwar recht hoch, aber er lohnt sich.

Redaktion: Was bedeutet das für die Politik, was muss sie jetzt tun?

Dähling: Um die im Koalitionsvertrag priorisierte heimische Erzeugung grünen Wasserstoffs langfristig zu sichern, müssen bereits heute die politischen Weichen gestellt werden: Die Nationale Wasserstoffstrategie sollte nicht nur Großanlagen, sondern auch dezentrale Elektrolyseure berücksichtigen. Der Zubau dezentraler Elektrolyseure wird dabei vor allem von kleinen und mittelständischen, lokal verankerten Unternehmen getragen werden. Dies stärkt die regionale Wertschöpfung und stiftet volkswirtschaftlichen Nutzen. Weil aktuell aber noch diverse Risiken den wünschenswerten Hochlauf hemmen, halten wir eine befristete Anschubförderung für sinnvoll.

Damit Elektrolyseure die beschriebenen Nutzeffekte entfalten, müssen ihre Standorte, Leistung und Laufzeiten mit den Erfordernissen der Stromnetze abgestimmt sein. Über diese Informationen verfügen vor allem die Netzbetreiber, denen deshalb eine besondere Bedeutung zufällt. Wir schlagen daher vor, dass die Bundesnetzagentur mit der Erstellung einer Karte beauftragt wird, die die Flächen ausweist, auf denen Elektrolyseure netzdienlich platziert werden können. Neben möglichen Standorten soll die Karte zudem Werte für die maximale Leistung und Volllaststunden ausweisen, die Elektrolyseure an den jeweiligen Netzabschnitten ausschöpfen können.

Redaktion: Herzlichen Dank für das Gespräch, Frau Dähling!

» Unsere Studie benennt erstmals ein länderübergreifendes Wasserstoff-Infrastrukturkonzept für die Region Mitteldeutschland! «

Ausgabe 06+07/2022

Insgesamt 15 Industrieunternehmen, Energieversorger, Netzbetreiber und kommunale Partner haben eine gemeinsame Machbarkeitsstudie für den Aufbau eines mitteldeutschen Wasserstoffnetzes veröffentlicht. Über die Details haben wir mit Jörn-Heinrich Tobaben, Geschäftsführer der Europäischen Metropolregion Mitteldeutschland und Vorstandsmitglied des Wasserstoffnetzwerks HYPOS, gesprochen.

Redaktion: Herr Tobaben, warum benötigt die Region Mitteldeutschland zeitnah eine Wasserstoffinfrastruktur?

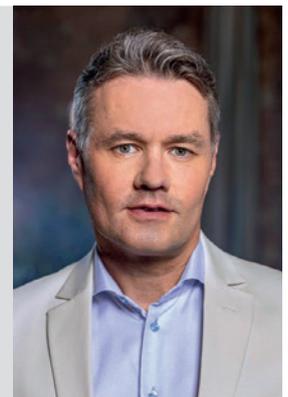
Jörn-Heinrich Tobaben: In Deutschland gibt es zwei große etablierte Wasserstoffnetzsysteme: Das größte befindet sich im Bereich Rhein-Ruhr und das zweite hier bei uns in Mitteldeutschland. Es stammt noch aus DDR-Zeiten und dient als Stoffstromverbund der mitteldeutschen Chemieparkstandorte, wo Wasserstoff eine bedeutende Rolle als Chemierohstoff spielt. Es gibt also bereits eine vorhandene Infrastruktur. Darüber hinaus ist es so, dass diese Bestandspipeline Standorte streift, die immer bedeutsamer werden, beispielsweise den Flughafen Leipzig/Halle. Es gibt dort sogar einen Anbindungsstutzen, der zurzeit allerdings nicht genutzt wird. Meine These ist: Vermutlich ist der Flughafen Leipzig/Halle der einzige Flughafen, der eine Wasserstoffanbindung hat – und er ist auf Wachstumskurs. Ich bin davon über-

zeugt, dass man sich die Frage stellen sollte, wie der Flughafen langfristig grün werden kann, um die Akzeptanz der lokalen Bevölkerung zu verbessern. Ich denke da vor allem an die Wärmeversorgung bzw. den Betrieb des Fuhrparks mit grünem Wasserstoff.

Ein weiteres Beispiel ist der Leipziger Norden – ein Areal, das in den letzten Jahren einen enormen Aufschwung erfahren hat. Einer unserer dort angesiedelten Partner, das Werk Leipzig der BMW Group, hat für sich einen Ausbaupfad hin zu einem grünen Werk definiert und möchte dies mithilfe von grünem Wasserstoff bis Mitte des Jahres 2024 realisieren. Mir ist wichtig zu betonen, dass wir uns damit nicht mehr virtuell in der PowerPoint-Welt bewegen, sondern in der realen Welt mit einem bestehenden Kundenwunsch. Die Mengen, die dort benötigt werden, können qua Masse auch nur per Pipeline zur Verfügung gestellt werden. Dies war auch der eigentliche Türöffner für das Projekt:

ZUR PERSON

Jörn-Heinrich Tobaben ist seit Anfang 2011 Geschäftsführer der Metropolregion Mitteldeutschland Management GmbH. In seiner Amtszeit hat sich die Metropolregion Mitteldeutschland als länderübergreifendes Netzwerk und wichtiger Akteur in den Bereichen Regionalentwicklung und Strukturwandel etabliert. Darüber hinaus wurde mit dem HYPOS e. V. das größte und förderstärkste Wasserstoffprojekt in Ostdeutschland initiiert. Vor seiner Tätigkeit bei der Metropolregion Mitteldeutschland war der studierte Wirtschaftswissenschaftler und Soziologe zunächst als Firmenkundenbetreuer bei einer deutschen Großbank und sodann seit dem Jahr 2000 als Geschäftsführer in den Bereichen Standortvermarktung und Technologieförderung tätig, u. a. bei der BIO-NET LEIPZIG Technologietransfergesellschaft (BIOCITY) und beim Business & Innovation Centre (BIC) Leipzig.



Quelle: Tom Schulze

Wir haben als Metropolregion gemeinsam mit HYPOS eine Steuerungsgruppe initiiert, um die gesamte Region in den Blick zu nehmen. Dazu gehört nicht nur der Raum Leipzig, sondern auch Halle, Bitterfeld, Leuna, Zeitz und Chemnitz. Das sind sehr bedeutende historische Industriestandorte. Man darf sagen, dass das industrielle Herz Ostdeutschlands genau dort schlägt.

Die entscheidende Frage an alle Partner lautete: Inwieweit lassen sich unter Berücksichtigung berechtigter individueller Einzelinteressen mit diesem Projekt Kooperationsgewinne realisieren? Nach Abwägung haben sich dann die im Projekt assoziierten Partner für eine solche systemische Herangehensweise entschieden, das ist ein großer Erfolg. Anders gesagt: Mit der Machbarkeitsstudie liegt erstmals eine umfassende Untersuchung der potenziellen Bedarfe und Erzeugungspotenziale von grünem Wasserstoff sowie ein länderübergreifendes Wasserstoff-Infrastrukturkonzept für die Region Leipzig-Halle-Bitterfeld-Leuna-Zeitz-Chemnitz vor. Mehr noch: Das rein privatwirtschaftlich finanzierte Projekt zeigt eindrucksvoll den gemeinsamen Willen der Region zur Gestaltung einer zukunftsfähigen Energieversorgung in Mitteldeutschland.

Aber, und auch das ist Teil der Wahrheit: Ich denke, dass sich die Region noch stärker gemeinsam aufstellen sollte. Man muss eine Balance finden zwischen den legitimen Einzelinteressen und den gemeinsamen Zielen, um im Wettbewerb der Regionen bestehen zu können.

Redaktion: Inwieweit kann die bestehende Erdgasinfrastruktur für ein solches Wasserstoffnetz genutzt werden?

Tobaben: Das ist natürlich eine berechnete Frage. Basierend auf der Prämisse, Erzeugungsnachfrage- und Grünstromproduktionsstandorte zusammenzubringen und zu verbinden, wurden von den insgesamt 339 km Leitungsnetz insgesamt 13 unterschiedlich dimensionierte Abschnitte identifiziert, die perspektivisch umgenutzt werden können. Das heißt: Die vier beteiligten Gasnetzbetreiber haben sich zusammengesetzt, um zu untersuchen, welche Bestandsstrassen genutzt werden können – dabei sind sie auch durchaus bis an die Grenze dessen gegangen, was man dem Wettbewerber zeigen möchte und darf. Die spezifische Qualität dieses Ansatzes besteht also darin, dass er ingenieurwissenschaftlich aus den Bestandsdaten entwickelt wurde.

Redaktion: In Ihrer Studie sprechen Sie von der „bestmögliche Verknüpfung von Erzeuger- und Abnehmerseite“ – beschreiben Sie nicht genau das Henne-Ei-Problem? Welche Anreize sorgen dafür, dass sowohl auf Erzeuger- als auch auf Abnehmerseite weitere Investitionen getätigt werden?

Tobaben: Der bereits erwähnte Wunsch des Kunden, grünen Wasserstoff beziehen zu wollen, ist in einem solchen Szenario ein Gamechanger. Die Botschaft lautet also: Baut uns bis 2024 diese Pipeline. Für mich heißt das: Privatwirtschaftliche Lösungen ohne eine staatliche Förderkulisse sind möglich.

Gleichwohl, und dies ist nun der zweite Teil meiner Antwort auf Ihre Frage, sind wir auch im Kontext der Fördermittel in einer besonderen Situation. Große Teile der Region werden vom Ausstieg aus dem Abbau und der Verstromung der Braunkohle betroffen sein und können von der in diesem Zusammenhang durch den Bund und durch die EU initiierten spezifischen Förderkulisse „Strukturwandel“ des Bundes und der EU profitieren. Wir sprechen hier über ein Gesamtvolumen von 40 Mrd. Euro für alle drei Kohlereviere in Deutschland. Erfreulicherweise läuft die Verbundpipeline, die wir untersucht haben, genau durch die zur Förderkulisse gehörenden Gebietskörperschaften in Sachsen-Anhalt und Sachsen – mit Ausnahme von Chemnitz. Das ist eine große Chance.

An der Stelle sollte man zudem die Frage stellen, ob eine Wasserstoffpipeline auch öffentliche Infrastruktur sein könnte. Ein großer Teil dieser 40 Mrd. Euro für die drei Reviere, etwa 26 Mrd. Euro, sind Bundesvorhaben im Bereich Infrastruktur. Aus meiner Sicht läge es nach dem Strukturstärkungsgesetz Kohleregion im Interesse des Bundes, die Netze als öffentliche Infrastruktur auszuweisen, zumindest in einer europäisch ausgerichteten Dimensionierung. Auf regionaler Ebene kann die Anbindung an ein überregionales Netz dann wieder privatwirtschaftlich erfolgen. Wenn es dazu den politischen Willen gibt, wäre das bei uns möglich.

Redaktion: Im Rahmen der Studie identifizieren Sie für das Jahr 2040 einen



Das rein privatwirtschaftlich finanzierte Projekt zeigt eindrucksvoll den gemeinsamen Willen der Region zur Gestaltung einer zukunftsfähigen Energieversorgung in Mitteldeutschland.



INFORMATIONEN

Das Wasserstoffnetzwerk Mitteldeutschland

Insgesamt 15 Industrieunternehmen, Energieversorger, Netzbetreiber und kommunale Partner haben eine gemeinsame Machbarkeitsstudie für den Aufbau eines mitteldeutschen Wasserstoffnetzes veröffentlicht. Die von der Europäischen Metropolregion Mitteldeutschland und dem Wasserstoffnetzwerk HYPOS koordinierte Untersuchung sieht ein 339 km langes Netz zur Verbindung der Erzeuger und Nachfrager von grünem Wasserstoff in der Region Leipzig-Halle-Bitterfeld-Leuna-Zeitz-Chemnitz vor. Im Rahmen der von der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH und INFRACON Infrastruktur Service GmbH & Co. KG erstellten Studie „Wasserstoffnetz Mitteldeutschland“ wurden die potenziellen Bedarfe industrieller Akteure an grünem Wasserstoff und mögliche Erzeugungskapazitäten mittels Wind- und Solarstrom erfasst. Demnach wird für das Jahr 2040 eine Gasnachfrage von 20 Terawattstunden pro Jahr in der Region prognostiziert. Dies entspricht – bezogen auf den Heizwert – einem jährlichen Bedarf von rund ca. 6,7 Mrd. Kubikmetern Wasserstoff. Demgegenüber steht ein jährliches Erzeugungs- und Elektrolysepotenzial von rund 2,5 Terawattstunden grünem Wasserstoff im Betrachtungsraum unter der Annahme, dass 30 Prozent des erzeugten Grünstroms für die Wasserstoffproduktion verwendet werden.

Für die Verbindung der identifizierten potenziellen Erzeuger und Nachfrager von grünem Wasserstoff skizziert die Studie ein mitteldeutsches Wasserstoffnetz mit 13 Leitungsabschnitten auf einer Gesamtlänge von 339 km. Basis für dieses Netz sind die Projektideen der an der Studie beteiligten Unternehmen. Für den Fall eines kompletten Neubaus wären damit Gesamtkosten in Höhe von rund 610 Mio. Euro verbunden. Diese ließen sich durch die Umwidmung bestehender Erdgasleitungen und mögliche Trassenbündelungen auf rund 422 Mio. Euro reduzieren. Bei

optimalen Planungs- und Baubedingungen geht die Studie von einem Realisierungszeitraum von rund fünf Jahren pro neuem Leitungsabschnitt aus; für die Umstellung bestehender Leitungen werden zwei bis drei Jahre veranschlagt. Einzelne Teile des geplanten Netzes sollen dabei parallel gebaut bzw. umgestellt werden, sodass regionale Wasserstoffcluster bereits vor Fertigstellung des Gesamtnetzes in Betrieb gehen können. Um den über die regionale Wasserstoffherzeugung hinausgehenden Bedarf, insbesondere der industriellen Kerne in der Region, durch Importe zu decken, soll das Netz an den entstehenden European Hydrogen Backbone angeschlossen werden. Das geplante Wasserstoffnetz wird nach dem Willen der beteiligten Partner die Basis für die zukünftige gemeinschaftliche Weiterentwicklung der Wasserstoffinfrastruktur in Mitteldeutschland bilden. Dazu ist in einem weiteren Schritt die Entwicklung eines ganzheitlichen Ansatzes zur flächendeckenden Versorgung von Industrie, Gewerbe/Handel/Dienstleistung und Haushalten geplant.

Die von der Metropolregion Mitteldeutschland koordinierte und vom Wasserstoffnetzwerk HYPOS fachlich begleitete Machbarkeitsstudie „Wasserstoffnetz Mitteldeutschland“ wurde im Auftrag von mehr als einem Dutzend regionaler Akteure und Unternehmen erstellt. Zu den Kooperationspartnern gehören die BMW Group Werk Leipzig, DHL Hub Leipzig GmbH, Siemens AG, VNG AG, Südzucker Gruppe, Flughafen Leipzig/Halle GmbH, Leipziger Gruppe, Stadtwerke Halle GmbH, MIBRAG Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH, MITNETZ Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH, ONTRAS Gastransport GmbH, eins energie in sachsen GmbH & Co. KG und die Stadt Leipzig.

Quelle: Metropolregion Mitteldeutschland/HYPOS

Gasbedarf von 20 Terawattstunden, jedoch „nur“ ein jährliches Erzeugungs- und Elektrolysepotenzial von rund 2,5 Terawattstunden grünem Wasserstoff. Wie soll die Differenz im Hinblick auf die Dekarbonisierungsziele und den

Bedarf an grünen Gasen ausgeglichen werden?

Tobaben: Ich würde gerne noch eine Annahme erwähnen, die wir bei dieser Betrachtung eingefügt haben. Wir haben

unterstellt, dass 30 Prozent des erzeugten Grünstroms für die Wasserstoffproduktion verwendet werden. Es ist sehr wichtig, dass wir dies berücksichtigen. Und unsere These ist: Es wird mehr werden. Auch hier spielt das Thema Strukturwan-



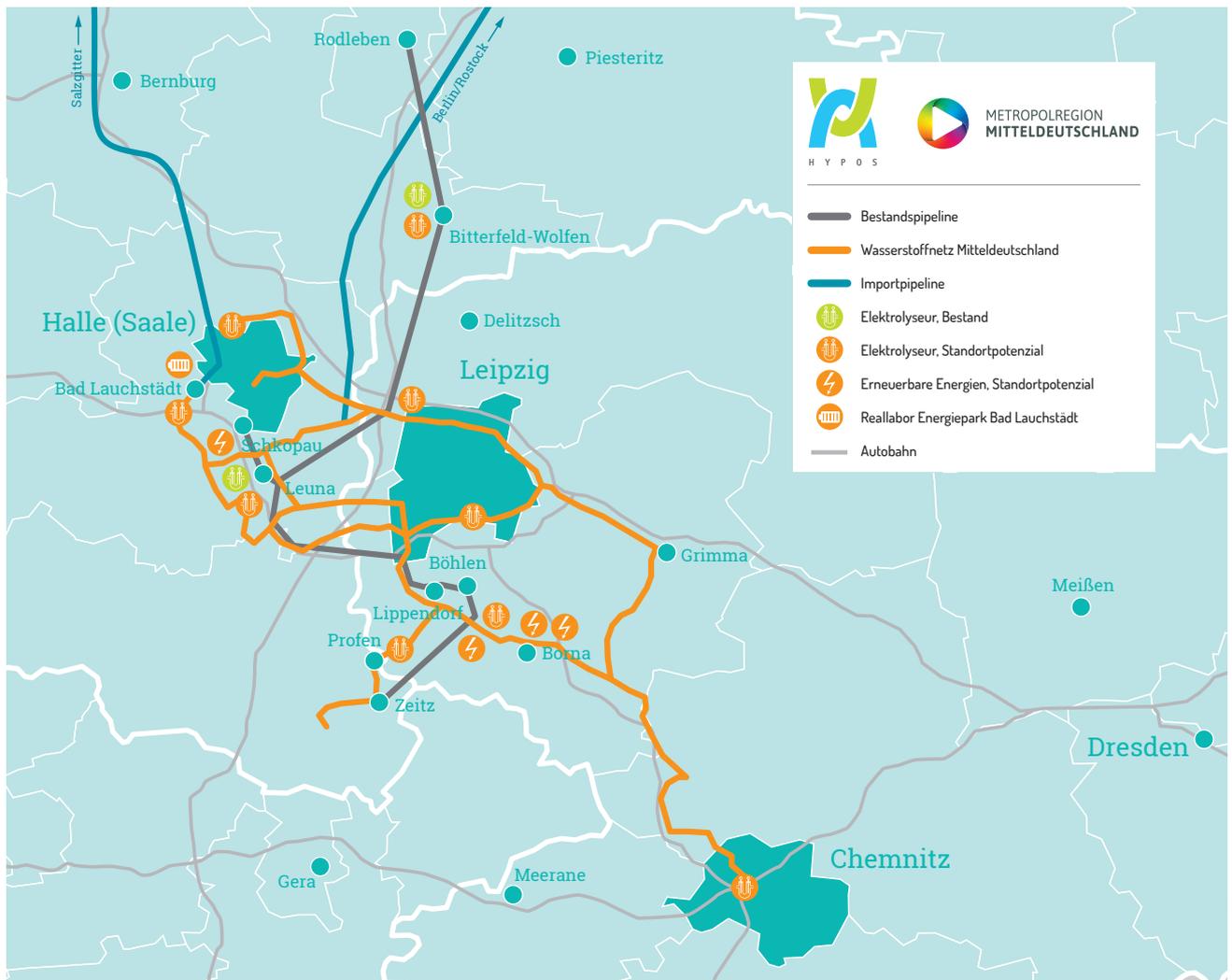
Aus meiner Sicht läge es nach dem Strukturstärkungsgesetz

Kohleregion im Interesse des Bundes, die Netze als öffentliche

Infrastruktur auszuweisen, zumindest in einer europäisch

ausgerichteten Dimensionierung.





Quelle: HYPOS e. V.

Übersichtskarte des untersuchten Wasserstoffnetzes

del und Braunkohleausstieg eine bedeutende Rolle. Wir haben beispielsweise im Südraum von Leipzig riesige Flächenpotenziale, die zwar alle noch dem Bergrecht unterliegen, die man jedoch perspektivisch für Windkraft- und Fotovoltaik-Anlagen nutzen könnte.

Aber: Auch wenn wir konservativ und recht realistisch gerechnet haben, werden wir um Importe nicht herumkommen. Das wissen wir und wir benennen es auch. Auf die derzeitigen geopolitischen Veränderungen müssen wir reagieren, indem wir nicht nur mit den ostdeutschen Hafenstandorten operieren, sondern auch die Anbindung an die Nordsee stärker in den Fokus nehmen. Der Gesamtstandort Mitteldeutschland hat einfach den Nachteil, dass er „land-locked“ ist. Das betrifft nicht nur die Wasserstoffwirtschaft, sondern auch die Chemiestandorte.

Diesen Nachteil hatte man aber immer schon, man muss auch beim Thema Wasserstoff damit umgehen. Das heißt: Wir brauchen zwingend die Anbindung an das europäische bzw. deutsche Wasserstoffnetz. Ohne das wird es nicht gehen – das ist auch eine wesentliche Erkenntnis aus unserer Studie.

Redaktion: Welche Handlungsempfehlungen sind aus Ihrer Sicht die dringlichsten, um den Aufbau des Netzwerkes schnellstmöglich zu forcieren?

Tobaben: Es passiert ja bereits. Es gibt Konsortien, die die Nachfrage nach grünem Wasserstoff im Leipziger Norden bedienen wollen und fieberhaft darüber nachdenken, wer als Erster das Rennen macht. Da braucht man auch keinen Wirtschaftsförderer mehr, die Umsetzung erfolgt rein privatwirtschaftlich. Und es zeigt, wie weit wir

eigentlich schon sind. Gleichwohl müssen auch wir die allgemeinen Hürden der deutschen Wasserstoffwirtschaft erst noch nehmen. Ein Beispiel: Die Definition, was als grüner Wasserstoff klassifiziert wird, ist mehr als überfällig! Wir müssen dringend Elektrolyseurkapazitäten in signifikanten Größenordnungen aufbauen. In diesem Kontext ist es bei einem großen Chemieparkbetreiber unwahrscheinlich, dass er vorhandene große Flächen spekulativ mit einer industriellen Vorplanung versieht. Ohne feste Rahmenbedingungen, die auch eine Refinanzierung erlauben, geht kaum ein Akteur in Vorleistung. Diese Unsicherheit muss raus aus dem Markt. Ansonsten wird es auch keine Umsetzung dieser ambitionierten Ausbauziele geben.

Redaktion: Herzlichen Dank für das Gespräch, Herr Tobaben!

Seit April dieses Jahres ist **Björn Munko** Leiter der Einheit „Gastechnologien und Energiesysteme“ beim DVGW. Wir haben mit ihm über die aktuelle Situation am Gasmarkt, die Entwicklungen bei Planung und Bau der schwimmenden LNG-Terminals und die Perspektiven der zukünftigen Energieversorgung gesprochen.



Wir sehen LNG als Brücke zu erneuerbaren Energien wie Wasserstoff!



Ausgabe 09/2022



Redaktion: Herr Munko, als Nachfolger von Alfred Klees sind Sie nun seit einigen Monaten beim DVGW Leiter der Einheit „Gastechnologien und Energiesysteme“. Wie fällt Ihre erste Zwischenbilanz in Bezug auf die aktuelle, doch recht turbulente Situation und Ihre Erwartungen an das neue Tätigkeitsfeld aus?

Björn Munko: Turbulent ist in diesem Zusammenhang ein treffender Terminus. Die derzeitigen Herausforderungen empfinde ich auch als sehr spannend. Dies ist aber nun leider einem Umstand geschuldet, den sich bis vor einem halben Jahr wahrscheinlich niemand vorstellen konnte oder wollte. Wir stecken momentan nicht nur in der Energiewende, sondern auch in einer für alle deutlich spürbaren Energiekrise. Letztere hat den Effekt, dass wir innerhalb des DVGW und innerhalb der Gaswirtschaft zahlreiche Themen bearbeiten und Entscheidungen treffen müssen, die noch vor einem Jahr nicht auf der Agenda standen. Aktuell steht ganz klar die Versorgungssicherheit Deutschlands und Europas im Fokus. Wir haben uns in diesem Zusammenhang in Deutschland lange Zeit sehr sicher gefühlt und sind nun durch den russischen Angriffskrieg eines Besseren belehrt worden. Anschaulich wird dies auch an einem recht banalen Aspekt der Arbeitsroutine: In meinem vorherigen Job habe ich Gastanker gebaut mit einem Tank aus Nickelstahl als Hauptequipment. Ich habe also fast jeden Morgen als erstes geschaut, wie sich der Nickelpreis entwickelt. Heute werfe ich zunächst einen Blick auf die Webseite der Bundesnetzagentur und vergewissere mich, dass noch Gas durch eine oder mehrere Pipelines fließt.

Bei den neuen Herausforderungen werde ich darüber hinaus durch ein starkes Team im DVGW und unseren Ehrenamtlichen aus den Gremien unterstützt. Insbesondere in der Einheit kann ich auf engagierte Mitarbeiter:Innen mit großer Expertise zählen, die mir den Einstieg beim DVGW erleichtert haben. Dafür möchte ich hier meinen Dank aussprechen.

Redaktion: Wie steht es denn aktuell um die Versorgung mit Gas in Deutschland, auch und insbesondere mit Blick auf den kommenden Winter?

Munko: Nach der Revision von Nord Stream 1 erhalten wir derzeit knapp 20 Prozent der technisch möglichen Leitungskapazität und damit deutlich weniger als vertraglich vereinbart. Die Bundesnetzagentur hat im Juli verschiedene Szenarien durchgerechnet – mit dem Ergebnis,

dass es im Winter unter bestimmten Voraussetzungen bzw. bei einer Verkettung bestimmter Umstände weiterhin zu einer Gasmangellage unterschiedlichen Ausmaßes kommen kann. Mit diesen Voraussetzungen sind beispielsweise die geforderten Einsparungen bei Verbrauchern bzw. in der Industrie gemeint. Entscheidend ist zudem der Fortschritt bei den im Bau befindlichen FSRUs, also den schwimmenden LNG-Terminals. Relevant ist auch die Entwicklung der Verbräuche im restlichen Teil Europas – wir dürfen nicht vergessen, dass wir Solidaritätsverpflichtungen gegenüber unseren europäischen Partnern haben, die wir wahrnehmen müssen.

Generell gehe ich davon aus, dass wir bei einer Lieferquote von 20 Prozent durch Nord Stream 1, den von der Bundesnetzagentur geforderten Einsparungen und den zusätzlichen Importkapazitäten, insbesondere über die LNG-Terminals, ohne darüber hinausgehende Einschränkungen durch diesen Winter kommen. Es hängt viel davon ab, dass die LNG-Terminals einsatzbereit sind. Hier sind wir auf einem sehr guten Weg. Bezüglich der Einsparungen muss aus meiner Sicht noch mehr passieren. Uns allen muss klar sein: Jeden Kubikmeter Gas, den wir jetzt einsparen, können wir im kommenden Winter gut gebrauchen.

Redaktion: Der Gasverbrauch ist in den letzten Wochen bereits stark zurückgegangen, im Juli 2022 ist er um mehr als 17 Prozent im Vergleich zum Vorjahresmonat gesunken. Die von der Bundesregierung avisierten Speicherziele wurden frühzeitig erreicht. Bewältigt Deutschland die Gaskrise am Ende besser als gedacht?

Munko: Im März und auch noch im April dieses Jahres war die Unsicherheit im Markt und in der Politik noch deutlich größer. Die Spanne zwischen dem absoluten Worst-Case- und dem Best-Case-Szenario war sehr breit und zum damaligen Zeitpunkt voller unbekannter Parameter. Diese Spanne hat sich aktuell deutlich verkleinert. Wir bewegen uns bei der Planung der kommenden Monate zwar immer noch in einem Bereich, der unterschiedliche Szenarien beschreibt und die Gefahr, dass in der Industrie im schlechtesten Fall Gasmengen eingeschränkt werden müssen, besteht weiterhin. Allerdings ist der Worst Case, den wir im März betrachtet haben, aus meiner Sicht deutlich abgeschwächt. Trotzdem darf man nicht vergessen, dass uns die Situation noch bis über den Winter 2023/24 beschäftigen wird.

Redaktion: Wie stehen Sie zu den Vorschlägen einer Mindestbevorratung von Gas, analog zur staatlichen Ölreserve?

Munko: Fakt ist: Wir haben uns lange Jahre einfach zu sicher gefühlt. Unter den neuen Voraussetzungen am Energiemarkt gibt es durchaus Ideen, wie wir uns in Deutschland im Kontext von Versorgungssicherheit und Klimaschutz aufstellen: Dazu zählt sowohl eine Diversifizierung der Beschaffung als auch eine Diversifizierung der Moleküle – also Biogas und Wasserstoff. Wir im DVGW denken schon lange nicht mehr nur an Erdgas. Der große Teil der DVGW-Forschungsprojekte beschäftigt sich mit Wasserstoff und erneuerbaren Gasen. Hier sind wir ein entscheidender Treiber dieser Entwicklung.

Ergänzend hinzu kommen aber auch Sicherheitsaspekte wie die Bevorratung. Darauf zielt das Gasspeichergesetz mit den bekannten Füllstandsvorgaben ab. All diese Komponenten müssen nicht nur mitgedacht, sondern miteinander verzahnt werden, das ist entscheidend.

Redaktion: Um möglichst bald von russischem Erdgas unabhängig zu werden, werden in Deutschland Flüssiggasterminals gebaut. Wie schätzen Sie den derzeitigen LNG-Markt ein? Und gibt es genügend globale Kapazitäten, um ausreichende Mengen Flüssiggas zu importieren?

Munko: Ich bin überzeugt davon, dass es genügend Kapazitäten gibt. Der LNG-Markt hat sich in den letzten zehn Jahren signifikant verändert, er ist spürbar dynamischer geworden. Während der Anfänge konnte man ein LNG-Geschäft mit einer virtuellen Pipeline vergleichen: Es wurden Verträge über 20 Jahre geschlossen, es gab ein Terminal A und ein Terminal B und es gab Schiffe, die gebaut wurden, um das LNG von Terminal A zu Terminal B zu transportieren. Das lief gut – auch, weil ein solches Geschäft die Ölpreisbindung beinhaltete. Im letzten Jahrzehnt hat sich diese Situation stark verändert. Ein großer Teil des LNG wird heute über den Spotmarkt mit deutlich kürzeren Vertragslaufzeiten angeboten.

Hinsichtlich der weltweiten Produktionsmengen bin ich insofern zuversichtlich, als dass diese in den letzten Jahren nicht voll ausgelastet waren. Hier bestehen nicht nur Kapazitäten, die man hochfahren kann, sondern auch weitere, die sich in Bau befinden. Der LNG-Markt war und ist auch weiterhin ein wachsender Markt. Wir sprechen in diesem Zusammenhang über rund

20 Prozent an Produktionskapazitäten, die noch nicht ausgeschöpft wurden; genug LNG ist also vorhanden.

Redaktion: Begibt man sich im Hinblick auf einen LNG-Import aus Katar bzw. weiteren MENA-Staaten nicht erneut in eine Abhängigkeit, die Schwierigkeiten mit sich bringt?

Munko: Das sehe ich im LNG Markt deutlich differenzierter. Verglichen mit der Situation derzeit, begibt man sich viel eher aus einer Abhängigkeit in eine deutlich größere Diversifizierung. Klar, diese Diversifizierung beinhaltet auch schwierige Player, da stimme ich Ihnen zu. Aber wenn sich im Rahmen der internationalen Pipeline-gebundenen Gasversorgung, in der im Wesentlichen nur einige wenige große Akteure eine bedeutende Rolle spielen, einer dieser Versorger als schwarzes Schaf entpuppt, dann tut das nach meiner Wahrnehmung deutlich mehr weh als im LNG-Markt, in dem 10 bis 15 Akteure auftreten. Man hat also eindeutig bessere Möglichkeiten, den Import auf eine breitere Basis zu stellen. Natürlich hat jede Handelsbeziehung auch eine politisch-ethische Komponente, die mitgedacht werden muss und soll. Unter anderem deshalb setzen wir nicht ausschließlich auf LNG. Wir sehen LNG vielmehr als Brücke zu erneuerbaren Energien wie Wasserstoff. Das heißt also: Ich habe mit der Diversifizierung im LNG-Markt deutlich weniger Bauchschmerzen als mit der Festlegung auf eine fixe Pipeline von oder nach Russland.

Redaktion: Wie bewerten Sie den derzeitigen Projektstand an den LNG-Standorten Wilhelmshaven und Brunsbüttel im Hinblick auf eine Einsatzfähigkeit zum Jahresanfang 2023?

Munko: Insgesamt wurden vier Schiffe gechartert, die auch ab sofort verfügbar sind – das sind schon mal gute Voraussetzungen. Für die Anbindung des FSRU-Terminals in Wilhelmshaven werden aktuell die ersten Leitungskilometer verlegt. Die gute und enge Zusammenarbeit zwischen Politik, Behörden und Unternehmen muss

ZUR PERSON

Björn Munko (45) ist seit 1. April 2022 neuer Leiter Gastechnologien und Energiesysteme beim DVGW. Der Diplom-Ingenieur war vorher seit 2003 bei TGE Marine Gas Engineering beschäftigt, zuletzt in der Position als General Manager Sales & Business Development. Das Unternehmen hat sich auf die Lieferung von Gasanlagen für den Transport von Flüssiggas und Einsatz von Gasen als Schiffstreibstoff spezialisiert.

Jeden Kubikmeter Gas, den wir jetzt einsparen, können wir im kommenden Winter gut gebrauchen.

man in diesem Zusammenhang loben. Dies war übrigens nicht erst seit dem Inkrafttreten des LNG-Beschleunigungsgesetzes der Fall. Auch schon vorher haben alle Beteiligten die Dringlichkeit erkannt und entsprechend gehandelt – sei es der Projektbearbeiter, der Techniker oder die genehmigende Behörde. Dort ist das Projekt ganz oben auf den Tisch gekommen und direkt bearbeitet worden. Allein das hat den Prozess schon stark beschleunigt.

In Brunsbüttel sind wir auch auf einem guten Weg. Dort müssen wir im Vergleich zur 26 km langen Anbindungsleitung in Wilhelmshaven „nur“ eine deutlich kürzere Leitung für die erste Ausspeisung bauen, diese wird dann später noch durch eine weitere Leitung ergänzt. Insofern bin ich guter Dinge, dass zu Beginn des nächsten Jahres das erste LNG-Gas aus einem deutschen Terminal in unserem Gasnetz fließen wird.

Es gibt darüber hinaus auch noch die Onshore-Terminals in Stade und Brunsbüttel. Hier müssen wir aber per se mit längeren Bauzeiten kalkulieren. Bei einem FSRU braucht man im Prinzip „nur“ die Zugangsleitung an Land und eine entsprechende Hafeninfrastuktur. Beim Bau eines Onshore-Terminals hingegen kommen mehrere „long lead-items“ dazu, beispielsweise die Tanks, die Regasifizierung und entsprechende Pumpen. All diese Komponenten sind auf dem Schiff bereits vorhanden.

Redaktion: **Deutschland verbraucht rund 1.000 Terawattstunden (TWh) Gas pro Jahr, alle deutschen Speicher zusammen haben jedoch nur Kapazitäten für 240 TWh. Inwieweit kann der Import von LNG diese Lücke ausgleichen?**

Munko: Der LNG-Import konnte nie die komplette Lücke ausgleichen und wird dies auch in Zukunft nicht können. Richtgröße beim deutschen LNG-Import sind rund 20 bcm, also 20 Mrd. Kubikmeter; die Mengen, die wir nicht mehr aus Russ-





Quelle: wgw/Martin Schramm

land beziehen werden, sind aber deutlich größer. Wir erhalten derzeit bereits zusätzliche Mengen von europäischen Partnern via Pipeline, etwa aus Norwegen. Außerdem werden wir derzeit bereits mit relativ großen LNG-Anteilen über die Terminals in Zeebrugge, Rotterdam und den französischen Terminals beliefert. Letztlich muss die Bilanz in Summe wieder passen und LNG ist neben den Einsparungen, den Speicherkapazitäten, der Diversifizierung der Energieimporte und verstärkter Nutzung von Biogas nur ein Anteil dieser kombinierten Lösung.

Redaktion: Wäre es energiepolitisch nicht sinnvoller, die LNG-Importe in Form einer gesamteuropäischen Initiative gemeinschaftlich zu erhöhen?

Munko: Wir stehen mit allen EU-Partnern im permanenten Austausch. Bestes Beispiel ist der EU-weite Beschluss, 15 Prozent Gas einzusparen, wenn auch auf freiwilliger Basis. Es gibt darüber hinaus Projekte, die die Binnenversorgung innerhalb der EU perspektivisch verbessern. Ein Beispiel: Spanien hat enorme Kapazitäten an LNG-Terminals, steht jedoch vor der Schwierigkeit, die potenziellen Mengen via Pipeline nach Mitteleuropa zu transportieren. Planung und Bau einer dafür notwendigen Pipeline am Rande der Pyrenäen und durch das Mittelmeer nehmen nun deutlich Fahrt auf. Darüber hinaus hat Spanien schon relativ früh damit begonnen, LNG in kleinen Mengen zu re-exportieren, etwa nach Italien. Ich möchte damit sagen: Es wird bereits gesamteuropäisch gedacht. Trotzdem werden die Mengen, die wir über andere europäische Terminals importieren können, in Summe auch nicht reichen. Um in Deutschland eine Versorgungssicherheit zu gewährleisten, benötigen wir eigene Terminals.

Redaktion: Stichwort Zukunftsfähigkeit: Wie stehen Sie zu der Forderung, die geplanten LNG-Terminals direkt technisch H₂-ready zu errichten?

Munko: Zunächst einmal ist es sehr sinnvoll, bei diesen Projekten Wasserstoff direkt mitzudenken. Die Forderung, jetzt H₂-ready zu bauen ist jedoch insofern schwierig, als dass es noch keine scharfe Definition für H₂-readiness gibt. Gemeint sind nicht nur reiner Wasserstoff, sondern auch Wasserstoff-Derivate. Und hier wird es problematisch: Flüssiger Wasserstoff muss bei rund -250 °C transportiert werden, für LNG „reichen“ aber -160 °C. Diese beiden unterschiedlichen Voraussetzungen beim Bau eines Terminals zu berücksichtigen, ist technisch theoretisch zwar machbar, aus ökonomischen Gesichtspunkten jedoch sehr schwierig. Zum Transport von reinem Wasserstoff bei -250 °C gibt es aktuell auch nur ein einziges Schiff, das sich in einer Testphase zwischen Australien und Japan befindet.

Beim Thema Derivate sprechen wir über Ammoniak, synthetisches LNG, LOHC oder Methanol. Das heißt: Wenn ich einem Terminalbetreiber heute die Maßgabe mitgebe, H₂-ready zu bauen, dann weiß er nicht wirklich, was er machen soll. Ammoniak-ready zu bauen, ist technisch ebenfalls gut

machbar. Die Frage ist nur: Welche Form des seegängigen Transports von Wasserstoff wird sich in Zukunft durchsetzen? Zu Beantwortung dieser Frage ist der DVGW in verschiedene Projekte involviert, die die Thematik technisch, ökonomisch und aus Sicht der Gesetzgebung erfassen.

Zusammengefasst bedeutet das: Es ist wichtig, eine Flexibilität zu schaffen. Die FSRUs an sich sind bereits flexibel und auch die Leitungen in Wilhelmshaven und Brunsbüttel werden Wasserstoff-ready sein. Bei den Onshore-Anlagen wie in Stade gibt es Planungen, auch die Derivate mitzudenken – hier gibt es aber nach jetzigem Stand noch unterschiedliche Ansätze und Lösungsoptionen.

Redaktion: Im Zuge der Gaskrise wird nahezu ausschließlich auf den Aspekt Versorgungssicherheit fokussiert, das Thema Klimaneutralität wurde nahezu vollständig aus der Debatte verdrängt. Welche Rolle werden grüne Gase wie Biomethan und Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen in den nächsten Jahren Ihrer Meinung nach spielen?

Munko: Eine sehr große und entscheidende Rolle. Zwar sind unsere Bemühungen, das Gas aus Russland kurzfristig durch das Wiederanfahren von Kohlekraftwerken zu ersetzen, im

HINTERGRUND

Floating Storage and Regasification Unit (FSRU)

Ein Floating Storage and Regasification Unit (kurz: FSRU, deutsch: schwimmende Speicher- und Regasifizierungseinheit) kann verflüssigtes LNG von LNG-Tankern löschen, speichern und zur direkten Einspeisung in das Erdgasnetz regasifizieren. Dabei wird das etwa -160 °C kalte verflüssigte LNG durch Exportpumpen des Tankschiffs gelöscht und gespeichert. Mithilfe von Pumpen und einer Reihe von LNG-Verdampfern wird das LNG auf Pipelinedruck gebracht, über 0 °C erwärmt und so wieder in einen gasförmigen Zustand versetzt. Im Anschluss wird das Erdgas über die Hochdruck-Ladearme des Anlegers ins Pipelinenetzt eingespeist. Eine landseitige Erdgas-Verdichterstation ist nicht notwendig. Alternativ kann mithilfe der FSRU das flüssige LNG in kleinere LNG-Tanker umgeschlagen oder über eine LNG-Pipeline an Land transferiert werden, um es dort in Tankfahrzeuge zu verladen.

FSRUs sind vergleichsweise schnell zu errichten. Werden sie nicht mehr benötigt, können sie nach Ablauf der Charterverträge an den Eigner zurückgegeben und an anderer Stelle eingesetzt werden. Die landseitige Infrastruktur kann mit einem Ship-to-Shore-Interface und der Einbindung in das Gasnetz mit etwaigen Pufferspeicherkapazitäten vergleichsweise schlank gehalten werden. Eine LNG-Importinfrastruktur, die maßgeblich auf FSRU setzt, ist im Vergleich zu stationären Terminals hochflexibel und auch für eine kürzere Nutzungsdauer ausgelegt.

Hinblick auf die Klimabilanz ein Schlag ins Kontor. Aber in jeder Krise liegt auch eine Chance: Wir sind gezwungen, die Primärenergie, die wir aus Russland erhalten haben, zu ersetzen. Dies können wir kurzfristig über LNG-Importe und Einsparpotenziale lösen. Aber diese Notwendigkeit treibt auch die Energiewende weiter an. Zahlreiche Projekte im Bereich der erneuerbaren Gase haben nochmal einen stärkeren Antrieb, einen Booster bekommen – allen gemein ist das Ziel, schnell zu sein, zügig umzustellen und den Wasserstoffhochlauf zeitnah Realität werden zu lassen.

Richtig ist aber auch: Bei der Produktion von grünem Wasserstoff stehen wir in Deutschland vor einem Kapazitätsproblem. Wir werden die Energiemenge, die wir benötigen, nicht allein durch heimische erneuerbare Energien erzeugen können. Wir müssen auch hier immer Wasserstoffimporte mitdenken. In der Schifffahrt beispielsweise ist in den letzten zehn Jahren verstärkt von traditionellen Treibstoffen wie Schiffsdiesel auf LNG umgestellt worden. Auch hier gab es das Henne-Ei-Problem, man brauchte Skalierungseffekte, höhere Volumina etc. Vor der gleichen Herausforderung stehen wir nun beim Wasserstoff. Um einen Hochlauf hinzubekommen, brauche ich Volumen. So lobenswert die vielen

herrschen würde, wie ich sie beim DVGW erlebe, dann wären wir schon entscheidende Schritte weiter. Hier sollte der ein oder andere dringend aus seiner ideologischen Ecke kommen.

Wir stehen auch vor der Aufgabe, der Gesellschaft die Fakten zu erläutern, um die es geht. Nehmen wir als Beispiel das Verhältnis von Stromverbrauch und Endenergieeinsatz. Viele Menschen haben Schwierigkeiten, das zu verstehen – was auch völlig nachvollziehbar ist. Ich verstehe es in diesem Zusammenhang als unsere Aufgabe, hier besser zu kommunizieren: In Deutschland verbrauchen wir jährlich rund 2.500 TWh Endenergie. Betrachtet man die Verteilung zwischen Elektronen und Molekülen, so fällt auf, dass nur ein Fünftel der verbrauchten Energie – also rund 500 TWh – aus der Steckdose kommt. Und nur rund die Hälfte davon – also 250 TWh – wird aus erneuerbaren Quellen erzeugt. Im Umkehrschluss bedeutet dies: Der größte Teil der in Deutschland verbrauchten Energie stammt aus Molekülen! Anders gesagt: Wenn wir uns die gesamte Endenergiemenge als einen Kuchen vorstellen, wird bisher nur ein recht kleines Stück klimaneutral erzeugt. Daher müssen wir die Versorgung mit klimaneutralen Molekülen schnell und im großen Stil voranbringen, damit nach und nach der gesamte Energiebedarf klimaschonend gedeckt

Die größte Hürde beim H₂-Markthochlauf derzeit ist die Regulatorik: Hier werden uns leider immer wieder – und aus meiner Sicht völlig unnötigerweise – Steine in den Weg gelegt.

kleinen Wasserstoffprojekte in Deutschland auch sind – es bringt nichts, wenn sich jeder einen Elektrolyseur auf den Hof stellt. Wir benötigen Menge und dies geht nur über Importe und die Verteilung über die Gasnetze. Wir gehen außerdem davon aus, dass wir zunächst auch blauen Wasserstoff importieren werden. Dies ist auch ein Teil der Lösung, denn: Das Ziel ist grün, aber der Weg dahin ist bunt.

Redaktion: Worin sehen Sie die größte Herausforderung, um sowohl im Wärmemarkt als auch in der Industrie H₂-ready zu werden?

Munko: Unsere Studie zur Verfügbarkeit von Wasserstoff hat klar herausgearbeitet, dass Wasserstoff eben nicht der Champagner der Energiewende ist, sondern das Grundnahrungsmittel. Die Mengen werden also nicht das Problem sein. Wir als Gaswirtschaft müssen über den Hydrogen Backbone, über Initiativen wie H₂vorOrt und die Gasnetzgebietstransformationspläne die Infrastruktur so aufstellen, dass wir den Wasserstoff zu den Kunden bringen können. Die größte Hürde im Wärmemarkt derzeit ist die Regulatorik: Hier werden uns leider immer wieder – und aus meiner Sicht völlig unnötigerweise – Steine in den Weg gelegt. Wenn in der Politik oder auch in anderen Verbänden die gleiche Technologieoffenheit

werden kann. Wir haben also noch einen großen Teil der Dekarbonisierungsstrecke vor uns. Und wir müssen sie in den kommenden 23 Jahren zurücklegen, besser noch schneller. Es ist also Eile geboten!

Redaktion: Abschlussfrage mit Potenzial für Spekulationen: Werden wir aus Ihrer Sicht irgendwann in puncto Energieversorgung wieder so etwas wie Normalität erreichen?

Munko: Ich bin zuversichtlich – allerdings nur unter der Voraussetzung, dass alle in Politik, Wirtschaft, Öffentlichkeit und Gesellschaft verstehen, dass es die Energiewende nicht zum Nulltarif geben wird. Wir müssen gemeinsam kooperativ und mit größtem Einsatz dafür sorgen, dass das Dreieck aus Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit und Kosten wieder ins Gleichgewicht kommt. Anders gesagt: Wir werden die sogenannte Normalität der Jahre 2020 oder 2021 nicht zurückbekommen. Ich glaube, dass wir uns zukünftig in einer neuen, dekarbonisierten Normalität einpendeln werden. Ich möchte Teil der Umsetzung sein, deswegen bin ich zum DVGW gekommen. Genau dies ist meiner Meinung nach unser Thema.

Redaktion: Herzlichen Dank für das Gespräch, Herr Munko!

Neue Datenbank „VerifHy“ seit 1. Januar 2023 nutzbar

Mit VerifHy ist ein für die Gasnetzbetreiber passgenaues Produkt entstanden!

Ausgabe 01/2023

„VerifHy“ ist eine neue Datenbank des DVGW, die Netzbetreibern umfassendes Wasserstoff-Wissen in Bezug auf die Ertüchtigung ihrer Netze und deren H₂-Readiness zur Verfügung stellt. Über die Entwicklung der Datenbank, ihre Ziele und die Frage, warum man die Gasinfrastruktur mit einem Auto vergleichen kann, haben wir mit **Prof. Dr. Gerald Linke**, Vorstandsvorsitzender des DVGW, **Frank Birmmeyer**, Geschäftsführer der DVGW Service & Consult GmbH, und **Gert Müller-Syring**, Geschäftsführer der DBI-Gruppe, gesprochen.

Redaktion: Was genau ist die VerifHy-Datenbank und wer soll sie zukünftig nutzen?

Gerald Linke: Gutenberg hat den Buchdruck erfunden, damit das damals wichtigste Buch der Welt, die Bibel, nicht per Hand abgeschrieben werden musste und damit sich gleichzeitig das zentrale Wissen seiner Zeit schneller verbreiten konnte. Wir haben die Wasserstoffdatenbank erstellt, damit nicht jeder einzelne Netzbetreiber das Wasserstoff-Know-how mühselig und lückenhaft zusammensuchen muss, sondern per Knopfdruck dieses Wissen abrufen und sogar auf sein spezifisches Netz anwenden kann, um es schnell, gezielt und damit kostenminimiert für die Zukunft zu ertüchtigen.

Gert Müller-Syring: Aus meiner Sicht ist die VerifHy-Datenbank eines der wichtigsten technischen Werkzeuge, insbesondere für die Netzbetreiber, um die Planung der Transformation der Gasnetze durchführen zu können. Mithilfe der Datenbank sind die Netzbetreiber in der Lage, die Wasserstofftauglichkeit ihrer Netze bewerten zu können. Dank VerifHy schaffen die Unternehmen auf effiziente und ressourcenschonende Art und Weise die Grundlage für eine zukünftige Umstellung der Netze auf Wasserstoff.

Frank Birmmeyer: Die VerifHy-Datenbank funktioniert wie eine Wissensplattform: Sowohl Erkenntnisse aus Forschung und Wissenschaft als auch Herstellerinformationen werden quasi „wie ein Schwamm“ in der Datenbank aufgesaugt. Wir nehmen also nicht nur das gesamte Wissen in die Datenbank auf, das über viele Jahre im DVGW entstanden ist und gesammelt wurde – nein, wir werden vielmehr auch fortlaufend versuchen, den im Kontext der zukünftig stattfindenden Transformation entstehenden exponentiellen Wissensmarkt abzudecken, indem wir kontinuierlich neue Erkenntnis einpflegen.

Was ist die „Unique Selling Proposition“ (USP) des Angebots und sind Ihnen aus anderen Ländern bzw. Regionen vergleichbare Datenbanken bekannt?

Birmmeyer: Für uns ist diese Datenbank mehr als nur ein Produkt. Wir verbinden damit auch die Überzeugung, dass die Transformation der Netze hin zu grünen Gasen funktioniert. Sie wird nicht gelingen, indem wir Unmengen Papier wälzen, und sie wird auch nicht funktionieren, wenn wir veränderte Erkenntnislagen immer wieder neu beurteilen müssen. Der USP von VerifHy liegt also in der Möglichkeit, mithilfe der einmaligen Sammlung von Daten ein Nach-

schlagewerk zu entwickeln, um zukünftige Herausforderungen deutlich zu erleichtern. Dies hat auch einen spürbaren ressourcenschonenden Effekt. Alle Daten werden verlässlich sein, da wir als DVGW kontinuierliche Plausibilitätschecks durchführen. Wir können zwar keine komplette Haftung für die Vielzahl der auf unterschiedlichen Quellen basierenden Daten übernehmen; aber wir geben ein Garantieverprechen dahingehend ab, dass keine Daten ungefiltert in der Datenbank landen, sondern vorab das sogenannte „Quality Gate“ passieren.

Zum zweiten Teil ihrer Frage: Wir wissen, dass es einen EU-Call für ein Forschungsprojekt zum Aufbau einer entsprechenden Datenbank gibt. Wir in Deutschland waren im Hinblick auf die Erstellung unserer Datenbank jedoch schon deutlich weiter und auch mit einem deutlich besseren Datenfüllgrad ausgestattet, sodass wir entschieden haben, in unserem Tempo weiterzumachen und uns auf EU-Ebene nicht mit Ausschreibungen zu beschäftigen.

Welche Rolle wird die Datenbank – auch mit Blick auf die Ergebnisse des Gasnetzgebietstransformationsplans (GTP) – in Zukunft bei der Umstellung der Gasverteil- und -transportnetze auf Wasserstoff und wasserstoffhaltige Gase spielen?

Müller-Syring: Aus meiner Sicht ist VerifHy das entscheidende Werkzeug, um die im GTP formulierten Ziele inhaltlich, qualitativ und zeitlich umzusetzen. Die Netzbetreiber stehen nun vor der Aufgabe, ihre Infrastrukturen – dazu gehören nicht nur die Rohrleitungen selbst, sondern auch die Anlagen – hinsichtlich der Eignung in Bezug auf Wasserstoff zu bewerten. Dies ist eine so umfassende Aufgabe, dass sie mit dem spitzen Bleistift wirtschaftlich nicht zu managen ist. Mit VerifHy erstellen wir einmalig eine umfassende Wissensdatenbank, die alle Netzbetreiber in der DACH-Region nutzen können. Wir stellen also ein Werkzeug zur Verfügung, welches in der Lage ist, diesen zahlreichen Unternehmen bei ihrer Aufgabe zu helfen. Und weil die Datenbank fortlaufend mit weiteren Daten – oder mit weiterem

Wissen, wenn Sie so wollen – gefüttert wird, entsteht ein sich selbst verstärkendes System.

Birmeyer: Da der Gasnetzgebietstransformationsplan von der Initiative H2vorOrt initiiert und entwickelt wurde, haben wir die Mitglieder der Initiative, die einen sehr großen Teil der deutschen Gasnetze abdecken, von der Geburtsstunde der Idee VerifHy bis heute engmaschig über die Entwicklung informiert. Durch gegenseitige Impulse ist mit VerifHy ein für die Gasnetzbetreiber passgenaues Produkt entstanden. Die Datenbank unterstützt die mittelfristigen Ziele des GTP, indem sie die Netzbetreiber in die Lage versetzt, den Umbau nicht nur zu gestalten, sondern alle Schritte mithilfe von VerifHy abzugleichen. ▶

„Alle Daten werden verlässlich sein, da wir als DVGW kontinuierliche Plausibilitätschecks durchführen.“

Frank Birmeyer



Quelle: DVGW

ZUR PERSON

Frank Birmeyer ist Bauingenieur, Sicherheitsingenieur und Wirtschaftsingenieur und war über viele Jahre international tätig. Seit Mai 2019 ist er Geschäftsführer der DVGW Service & Consult GmbH in Bonn.

Linke: Mit VerifHy haben wir aber auch keinen geringeren Anspruch, als die technologisch führende, umfangreichste und zuverlässigste Netzumstellendatenbank anzubieten – und zwar europaweit und in der Landessprache unserer Kunden. Denn eins ist klar: Die Transformation des Erdgasnetzes zu einer Wasserstoffinfrastruktur ist kein nationaler Alleingang.

Der Aufbau und die Befüllung der Datenbank erfolgen stufenweise, wobei zunächst die Gasnetze fokussiert werden. Wie ist der aktuelle Stand der Dinge und ab wann werden Netzbetreiber auf das Angebot zugreifen können?

Birmeyer: Die Programmierung ist abgeschlossen und die aus den DBI-Kompendien bestehende sogenannte Basis-Befüllung wurde eingepflegt. Seit dem 1. Januar 2023 können Netzbetreiber nun Lizenzen erwerben und die Datenbank nutzen. Außerdem werden wir in den nächsten Wochen und Monaten Informationsveranstaltungen für die Netzbetreiber durchführen und die Funktionsweise von VerifHy ausführlich erläutern. Die aus den Kompendien des DBI bestehende Basis-Befüllung enthält Aussagen zu 250 Materialien, 75 Komponenten-Steckbriefen und 105 Produkten – es stecken also viele Jahre der Forschung darin. Wir gehen aber davon aus, dass diese Basis-Daten sehr schnell angereichert werden, weil wir den Herstellern von Bauteilen im Gasnetz die Möglichkeit bieten, ihre Produkte und deren Parameter zur Wasserstoffverträglichkeit einzupflegen. Wir haben uns außerdem bereits Zugriff auf weitere Forschungsergebnisse gesichert; diese Informationen werden ebenfalls sukzessive in die Datenbank eingepflegt. Vor diesem Hintergrund gehen wir davon aus, dass sich der Datenschatz sehr schnell weiter anreichern wird und dessen Aussagekraft stetig steigt.

Wie läuft die Überprüfung eines bestehenden Netzes mithilfe der Datenbank konkret ab und welche Daten müssen die Netzbetreiber hierfür vorhalten?

Müller-Syring: Für die Bewertung der H₂-Readiness ist eine gute Dokumentation der Assets essenziell. Es bedarf einer eindeutigen Zuordnung zwischen den Assets, die bewertet werden sollen, und der Datenbank. Damit diese Zuordnung hergestellt werden kann, haben wir in Abstimmung mit Netzbetreibern eine CSV-Datei entwickelt, die aber bewusst keine echte Schnittstelle ist. Diese Datei dient als Übersetzungswerkzeug zwischen den Daten, die beim Netzbetreiber vorliegen, und der Datenbank. Je genauer die

Daten des Netzbetreibers sind, desto genauer sind dann auch die Aussagen der Datenbank im Hinblick auf die Wasserstoffverträglichkeit. Ein Beispiel: Wenn die Aussage lediglich lautet „An Ort X ist Rohr Y verbaut“, dann bleibt die Aussage ungenau. Wenn aber noch Angaben zum Material, zur Druckstufe oder verwendeten Produkten ergänzt werden, dann erhält man deutlich genauere Informationen zur H₂-Verträglichkeit.

Generell unterscheiden wir zwischen unterschiedlich stark belastbaren Informationen. Auf der Produktebene steht eine Herstellererklärung oder gar eine Prüfbescheinigung einer Prüfstelle dahinter. Beides garantiert eine hohe Verlässlichkeit über die H₂-Eignung des entsprechenden Produktes. Nun kommt es aber auch vor, dass Netzbetreiber nicht immer Aussagen dazu treffen können, welche Produkte an bestimmten Stellen verbaut worden sind. Dies liegt einfach an der gewachsenen Struktur der Gasinfrastruktur und deren Alter. In diesem Fall gehen wir automatisch auf die Komponentenebene und können dort zumindest sagen: Üblicherweise sind diese Komponenten bis zu einem Wasserstoffanteil von X Prozent geeignet. Damit lassen wir zwar ein wenig nach, was die Belastbarkeit des Ergebnisses angeht; aber dennoch ist die Komponentenbewertung insofern eine große Hilfe, als dass sie weitgehend repräsentativ ist für die Bauteile, die wir üblicherweise im Netz antreffen.

Um die Menge der benötigten Informationen noch kurz zu umreißen: Wir haben fünf Pflichtfelder, ohne die es tatsächlich nicht geht. Darüber hinaus gibt es noch einmal fünf weitere Felder, die optional sind und das Bewertungsergebnis verbessern können.

Birmeyer: Ich möchte noch zwei Ergänzungen zur prinzipiellen Funktionsweise der Datenbank vornehmen: Es gibt zwei prinzipielle Ansätze, wie man die Datenbank nutzen kann. Zum einen kommt hier die Stapelverarbeitung über die autorisierende CSV-Datei infrage oder aber die Nutzung als Nachschlagewerk in Stichworten. Letztere Option bietet die Möglichkeit, bestimmte Materialeigenschaften bzw. Informationen zu Komponenten manuell zu suchen. Die ausgespielten Informationen sind dann auch downloadbar.

Unter ökonomischen Gesichtspunkten sollte die Instandhaltung von Gasverteil- und -transportnetzen so kosteneffizient wie möglich gestaltet werden. Wie

Kann die Datenbank die Netzbetreiber in diesem Zusammenhang unterstützen?

Birmeyer: Ich sehe primär zwei positive ökonomische Wirkungen der Datenbank: Da ist zum einen die automatisierte Haltung und Auswertung der Daten, und dies zwar mehrfach – immer wieder basierend auf dem exponentiell wachsenden Wissensschatz. Dies macht es viel leichter, die Netze zu bewerten. Der zweite Aspekt ist der damit verbundene höhere Genauigkeitsgrad. Das heißt also: Auf Basis der Auswertung der Netze werden Entscheidungen getroffen, die zu einer späteren Umwidmung führen, hin zur einer Wasserstofffähigkeit der Netze. Je genauer die Netze auf Basis der wachsenden Erkenntnisse bewertet werden können, desto zielgenauer können Umrüstungen vorgenommen werden. Hier sparen die Netzbetreiber voraussichtlich bares Geld.

Müller-Syring: Ich sehe in der einmaligen Sammlung der Daten den ersten ganz großen Vorteil. Wäre dies nicht der Fall, müsste diese Arbeit ja tatsächlich sehr oft dupliziert werden. Alternativ müsste allen Netzbetreiber ein umfangreiches Papierwerk vorliegen; das kann es im Zeitalter der Digitalisierung meiner Ansicht nach nicht sein.

Ein weiterer Punkt: Durch solch eine qualitativ hochwertige und automatisierte Bewertung spart man nicht nur jede Menge Zeit; man hat zudem die Möglichkeit, genau die Betriebsmittel zu identifizieren, die tatsächlich angefasst werden müssen. Damit werden Unternehmen in die Lage versetzt, ihre Asset-Planung mittelfristig sehr zielgerichtet zu gestalten. Mehr noch: Diese Arbeiten können dann auch in normale Prozesse der Zielnetzplanung – also der Netzweiterentwicklung – eingebettet werden, als simpler Aspekt bzw. als neuen weiteren Arbeitsschritt. Das macht die Sache natürlich extrem wertvoll.

Welche Vorteile bietet die Datenbank für die Herstellerseite und auf welche Weise wird sichergestellt, dass die von den Herstellern gemachten Angaben zur H₂-Verträglichkeit ihrer Produkte auch zutreffend sind?

Birmeyer: Die Hersteller sind einer der Key-Player zur Datenbereitstellung in VerifHy, ohne sie wird das Gefüge nicht funktionieren. Für die Hersteller fungiert die Datenbank als ein Art Schaufenster ihrer Fähigkeiten. Ich bin mir sicher, dass VerifHy von den Gasnetzbetreibern ►



Quelle: DVGW

„Mit VerifHy haben wir aber auch keinen geringeren Anspruch, als die technologisch führende, umfangreichste und zuverlässigste Netzumstellbank anzubieten – und zwar europaweit und in der Landessprache unserer Kunden.“

Prof. Dr. Gerald Linke

„Der Hersteller, der viele seiner Bestandsprodukte für Wasserstoff qualifiziert hat, ist besonders sichtbar und fällt dadurch auch positiv auf. Hier erhoffen wir uns eine Art Motivation auf Herstellerseite.“

Gert Müller-Syring



Quelle: DBI-Gruppe

nicht nur verwendet wird, um den Bestand zu beurteilen, sondern auch, um nach vorne zu schauen – etwa im Hinblick auf die Frage, welche Bauteile man mit Blick auf die Wasserstofffähigkeit der Netze bezieht. Weiterhin trägt die Datenbank auch dazu bei, die Hersteller zu animieren, qualifizierte Aussagen für ihre Produkte treffen zu können, etwa über Prüflabore. VerifHy hat also neben der Funktion als Wissensplattform auch eine kommunikative Wirkung: Anhand der Auswertungen der Rückgabewerte der CSV Schnittstelle können wir Rückschlüsse auf die Verbreitung von Bauteilen schließen. Damit ist es im Verbund aller Stakeholder von verifHy möglich, eventuell vorhandene Informationslücken zielgerichtet zu schließen.

Müller-Syring: Ich möchte unterstreichen, dass ich Frank Birnmeyers Schaufenster-Bild sehr treffend finde. Die H₂-Readiness der aktuellen Produkte wird hier sukzessive sichtbar. Ich bin überzeugt, dass viele Hersteller auch ihre Be-

standsprodukte, die sie schon eine lange Zeit einsetzen und die bei Netzbetreibern in Betrieb sind, im Kontext der H₂-Tauglichkeit qualifizieren. Indem sie diese Produkte nachbewerten, übernehmen die Hersteller also Verantwortung für die Produkte, die sie schon vor langer Zeit verkauft haben. Das geht zwar nicht mit den aktuellen Prüfvorschriften, aber durchaus mit einer Herstellererklärung oder einer fundierten Analyse. Das heißt: Der Hersteller, der viele seiner Bestandsprodukte für Wasserstoff qualifiziert hat, ist besonders sichtbar und fällt dadurch auch positiv auf. Hier erhoffen wir uns eine Art Motivation auf Herstellerseite.

Wie wird nun die Qualität sichergestellt? Dafür haben wir das bereits erwähnte Quality Gate installiert. Im Quality Gate werden insbesondere die unterstützenden Dokumente der Hersteller zum Nachweis der H₂-Tauglichkeit auf Plausibilität und Vollständigkeit geprüft. Wenn die Angaben zur H₂-Tauglichkeit daraufhin in der Datenbank geändert werden müssen, erfolgt die Freigabe in der sogenannten Clearing-Stelle.

ZUR PERSON

Gert Müller -Syring studierte Energie- und Versorgungstechnik an der HTWK in Leipzig und ist seit 2002 bei der DBI-Gas- und Umwelttechnik GmbH tätig. Von 2009 bis 2020 leitete er das Fachgebiet Gasnetze und Gasanlagen der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH. Seit 2020 ist Gert Müller-Syring Geschäftsführer für das Ressort Consulting und Dienstleistung sowie Sprecher der Geschäftsführung.

in gutes Stichwort: Die als DVGW-Gremium eingerichtete Clearing-Stelle, die gewissermaßen eine übergeordnete Kontroll- und Klärfunktion übernimmt, ist demnach einer der zentralen Bestandteile der Datenbank. Wie sehen die dahinterstehenden Prozesse konkret aus und welche Herausforderungen erwarten Sie bei dieser Aufgabe?

Müller-Syring: Die Clearing-Stelle ist das Freigabeorgan, wenn es um strittige Änderungen von Daten innerhalb der Datenbank geht. Da es für eine solche Freigabe einer ausgeprägten Souveränität bedarf, ist die Clearing-Stelle mit einer Reihe von ausgewiesenen Fachexperten besetzt. Der Grund ist klar: Diese Bewertungen werden dazu genutzt, um Netze zukünftig für die Nutzung mit Wasserstoff zu qualifizieren, bzw. sie dienen als Wissensgrundlage für einen Sachverständigen, der dann wiederum diese Freigabe erteilt. Insofern kommt diesen Daten eine sehr hohe Bedeutung zu. Sofern es um einen konkreten Hersteller oder um Produkte eines Herstellers geht, werden wir versuchen, auch diesen Hersteller im Rahmen einer Sitzung der Clearing-Stelle anzuhören, um zu gewährleisten, dass auch er seine Informationen entsprechend darstellen und erläutern kann. So hoffen wir, der Verantwortung, dass die freigegebenen

Daten auf dem bestmöglich heute verfügbaren Wissensstand basieren, gerecht zu werden. Aktuell sind wir noch dabei, Kriterien zu entwickeln, nach denen die Informationen bewertet werden. Ziel ist es, einen hohen Fairnessgrad bei der Bewertung aufrechterhalten können und zu vermeiden, mit unterschiedlichen Maßstäben zu agieren.

Birmeyer: Diese Systematik wendet der DVGW auch weitgehend beim Regelwerk an, sie ist also bereits etabliert. Da wir mit VerifHy die gesamte DACH betrachten werden, erhalten auch die Kolleginnen und Kollegen des österreichischen ÖVGW und des Schweizer SVGW in der Clearingstelle einen Sitz. Ziel ist auch hier, dass wir uns mit VerifHy relativ schnell im deutschsprachigen Bereich etablieren.

Noch ein Wort zum Quality Gate: Es geht nichts in die Datenbank ohne Ver-

rifizierung, ein Plausibilitätscheck findet immer statt. Auch wenn die Datenbank transformationsbegleitend kontinuierlich wachsen wird, ist es unser Anspruch, den Informationsgrad so rein wie möglich zu halten.

Auch Forschungsinstitute der Branche werden ihre Erkenntnisse zur H₂-Verträglichkeit in die Datenbank einfließen lassen können. Wie werden diese Forschungsergebnisse im Vergleich z. B. zu den Herstellerangaben gewichtet werden?

Müller-Syring: Die Forschungsinstitute selbst haben tatsächlich keinen Zugriff auf die Datenbank. Unsere Aufgabe im Quality Gate und auch als Partner der DVGW S&C ist es, die Forschungsergebnisse zusammenzutragen, aufzubereiten und sie in die Datenbank einzubringen. Diese Forschungsergebnisse landen dazu auch erstmal im Quality Gate und da wir die Daten selbst ein- ▶

Gemischtes Doppel



Die führende Fachzeitschrift der deutschen Energie- und Wasserbranche + immer als E-Paper mit dabei.

Lesen Sie die DVGW energie | wasser-praxis nicht nur in gedruckter Form, sondern auch digital! Egal, ob auf dem heimischen Bildschirm oder unterwegs via Tablet und Smartphone: Abonnenten und DVGW-Mitglieder können kostenlos auf das E-Paper zugreifen. Weitere Informationen und Anmeldeoptionen finden Sie unter epaper.energie-wasser-praxis.de!

DVGW
energie | wasser-praxis

bringen, werden und können wie sie nicht freigeben. Diese Aufgabe übernehmen die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der DVGW S&C. Wenn es in der Folge auch hier zu einer wesentlichen Änderung kommt, dann geht dieses Informationspaket vor der Freischaltung der Informationen auch in die Clearing-Stelle, wird dort freigegeben und erst dann in der Datenbank freigeschaltet.

Birmeyer: Sollten sich im Rahmen eines solchen Prozesses – also beispielsweise Hersteller versus Forschung – Widersprüche ergeben, dann werden sie im Quality Gate bzw. in der Clearing-Stelle aufgelöst.

Für die Datenbank kooperieren Sie auf der internationalen Ebene mit dem bereits genannten Schweizer SVGW und dem Österreichischen ÖVGW. Wie hat sich die bisherige Zusammenarbeit gestaltet und welche Gemeinsamkeiten bzw. Unterschiede bestehen im Hinblick auf die zukünftige Nutzung der Infrastruktur?

Linke: Es gibt hier nur Gemeinsamkeiten, die vor allem aus einer gleichen Einschätzung der Notwendigkeit und Dringlichkeit resultieren, dieses Produkt in den Markt zu bringen.

Birmeyer: Ähnlich wie ich es eben geschildert habe, waren SVGW und ÖVGW – wie auch bei H2vorOrt – von der Geburtsstunde von VerifHy an dabei. Wir haben uns bei den Kolleginnen und Kollegen aus der Schweiz und aus Österreich auch zahlreiche Impulse geholt, die Zusammenarbeit ist also hervorragend. Und sie ist ja auch nicht neu: Das DBI arbeitet bei der Erstellung der Kompendien auch seit Jahren bereits mit SVGW und ÖVGW zusammen. Uns einigt eine gemeinsame Vision: diese enormen Assets der Gasnetze fit zu machen für Wasserstoff, für die Zukunft, die Assets zu erhalten und den Energieträger Gas grün werden zu lassen.

Müller-Syring: Tatsächlich existiert die ausgezeichnete Zusammenarbeit mit ÖVGW und SVGW seit dem Beginn der Kompendien als Projekt und sie wird auch weiter fortgeführt. Das heißt, die finanzielle Unterstützung der Forschungsarbeit im Rahmen der Kompendien wird aktuell durch die drei Vereine DVGW, SVGW und ÖVGW getragen. SVGW und ÖVGW waren bei der Geburtsstunde der Kompendien mit dabei, sie haben uns inhaltlich wie auch monetär unterstützt und sind jetzt auch als einzige Unterstützer neben dem DVGW geblieben.

Abschlussfrage: Inwiefern kann die VerifHy-Datenbank dazu beitragen, dass alsbald der H₂-Markthochlauf Fahrt aufnehmen kann?

Linke: Für den Markthochlauf von Wasserstoff bedarf es des Zusammenspiels vieler wirtschaftlich handelnder Akteure – vor allem in dreierlei Hinsicht: Erstens: Wir brauchen dringend größere Wasserstoffmengen, insbesondere durch Importe, und das beherzte und weitsichtige Agieren von Händlern. Zweitens: Wir müssen die Energie zu den Kunden bringen. Das ist Aufgabe der Netzbetreiber. Und Drittens: Die Geräteindustrie muss die Produktion der bereits heute viel gefragten H₂-ready-Endgeräte hochfahren. Als DVGW wirken wir auf alle drei Aspekte ein, aber unser Fokus liegt auf den Netzen. Sie sind das Herzstück der Versorgung und Keim unseres Wohlstandes. Mit der VerifHy-Datenbank haben wir also den zentralen Beschleuniger für die H₂-Netzumbau aufgebaut.

Müller-Syring: Ich würde die Gasinfrastruktur mit einem Auto vergleichen: Die Techniker wissen, dass das Auto funktioniert und einsatzbereit ist; sie wissen aber auch, dass ein paar Veränderungen erforderlich sind, um den neuen Kraftstoff tanken zu können. Unsere Datenbank hilft sinnbildlich dabei, den verantwortlichen Kollegen, die am Ende das Auto für das neue Kraftstoff-Gemisch freigeben müssen, diese Freigabe zu erwirken. Weiterhin ist die Datenbank eine Hilfe für die Techniker, die identifizieren müssen, welche Bauteile angepasst werden müssen. Insofern ist diese Datenbank ein unheimlich starkes Mittel, um diese Transformation, um dieses Fahrzeug schnellstmöglich auf die Straße zu bringen.

Birmeyer: Ich vergleiche die Datenbank gerne mit einem Brennglas: Weil nämlich alle Beteiligten gebündelt an einem Thema arbeiten müssen. Wir haben die Hersteller von Bauteilen, wir haben die Forschungsinstitute und wir haben die Gasnetzbetreiber. Will sagen: Die Stakeholder am Markt arbeiten zusammen und das wird den Hochlauf beschleunigen und ihn in gewisser Art und Weise unterstützen. Wichtig ist jedoch auch: Unsere Datenbank wird den Menschen nicht ersetzen. Wir werden immer noch fachkundige Personen benötigen. VerifHy wird den Menschen jedoch extrem helfen, um zu bewerten, welche Bauteile am von Gert geschilderten sinnbildlichen Auto geändert werden müssen.

Herzlichen Dank für das Gespräch!

www.dvgw.de

www.energie-wasser-praxis.de

