

➔ www.dvgw.de

Klimaneutrales Europa – Empfehlungen für eine erfolgreiche Transformation der Gasversorgung





Impressum

Herausgeber

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

Gestaltung

mehrwert intermediale kommunikation GmbH, Köln · www.mehrwert.de

Bildnachweis

adobestock/1xpert

© DVGW Bonn · Stand November 2024

EU Policy Paper: Klimaneutrale Gasversorgung – Empfehlungen für einen erfolgreichen Transitionspfad

Die Europäische Union hat sich mit dem Ziel, bis 2050 Klimaneutralität zu erreichen, eine Mammutaufgabe gesetzt. Das Fundament für diesen Wandel hin zu einer klimaneutralen Wirtschaft ist die Umstellung unseres Energiesystems von bisher fossilen auf erneuerbare und kohlenstoffarme Quellen. Neben dem zentralen Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen, wie Wind- und Solarenergie, darf jedoch ein weiterer großer Teil der Energieversorgung nicht in seiner Transition zu Klimaneutralität vergessen werden: Gasförmige Energieträger machen mit über 20 Prozent einen beträchtlichen Anteil am EU-Endenergieverbrauch vor allem im Wärme- und Industriesektor aus. Die Dekarbonisierung der bisher fossilen Gasversorgung durch den Umstieg auf Wasserstoff, Biomethan oder synthetisches Methan ist daher eine zentrale Voraussetzung für das Erreichen dieser Klimaziele. Eine starke, dekarbonisierte Gasversorgung kann außerdem das Stromsystem in seiner Transition entlasten und mit seiner Speicherkapazität eine sichere und resiliente europäische Energieversorgung garantieren.

Mit dem Europäischen Green Deal haben die EU-Gesetzgeber in der letzten Legislaturperiode bereits die Grundlage für diese Transition geschaffen. Wirtschaftsakteure entlang der gesamten Wertschöpfungskette arbeiten bereits daran die ambitionierten Vorgaben umzusetzen. Trotzdem sind einige regulatorische Stellschrauben unzureichend, um die zügige Umstellung auf dekarbonisierte Gase zu fördern. In Anbetracht dessen stellt sich für die kommende Legislaturperiode die Aufgabe:

Ausgestaltung der Wertschöpfungsketten von neuen, klimaneutralen Gasen wie Wasserstoff, um ihren wichtigen Beitrag für das Klimaneutralitätsziel der EU zu realisieren

Die erfolgreiche Umstellung auf dekarbonisierte Gase erfordert eine umfassende und koordinierte Strategie sowie fachliche Expertise. Durch die Berücksichtigung des gesamten Prozesses von der Produktion über den Import und die Infrastruktur bis hin zu den Endkunden können die dafür notwendigen Stellschrauben identifiziert werden.

Der DVGW

Der **DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.** ist ein technisch-wissenschaftlicher Verein. Er begleitet und befähigt Fachleute und politische Entscheidungsträger mit seiner langjährigen Expertise, basierend auf Forschungsergebnissen und dem praktischen Wissen der Branche. Die Gasversorgung in Deutschland ist eine der sichersten der Welt und nimmt im internationalen Vergleich seit Jahrzehnten einen Spitzenplatz ein. Entlang des Versorgungsweges von der Quelle bis zum Verbraucher gelten strenge Vorschriften. Der DVGW ist vom deutschen Gesetzgeber ausdrücklich mit der konkreten Ausgestaltung dieser Regelungen beauftragt - auch für die Wasserstoffinfrastruktur. Um diese hohen Standards zu erhalten, unterstützt der DVGW auf

der Grundlage wissenschaftlicher Erkenntnisse den Umstellungsprozess der Erdgasinfrastruktur auf erneuerbare und kohlenstoffarme Gase. Der DVGW bündelt dabei die Erfahrung seiner über 13.000 Mitglieder – Fernleitungs- und Verteilnetzbetreiber, Kommunen und weitere Akteure der deutschen Gaswirtschaft – und bringt seine 165-jährige Expertise in die Gaswirtschaft, in Normung und Regelwerken ein für die Transformation auf Bundes- und EU-Ebene. In der EU engagiert sich der DVGW im Europäischen Komitee für Normung (CEN) sowie in den Verbänden Marcogaz, Hydrogen Europe und Eurogas und unterstützt zudem die Forschungsinitiativen European Research Institute for Gas and Energy Innovation (ERIG) und Hydrogen Europe Research.

Aus Sicht des DVGW sind die folgenden Schritte notwendig, um die Wertschöpfungsketten für Wasserstoff und dekarbonisierte Gase auszugestalten:

Was wir empfehlen

für eine dekarbonisierte Gasversorgung entlang der gesamten Wertschöpfungskette



Gasproduktion

- ➔ Verlässliche Vorgaben durch pragmatische Produktionskriterien und klare Zertifizierungssysteme schaffen
- ➔ Gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Energieträger schaffen, die die gleiche CO₂-Reduktion ermöglichen – egal ob biogen, grünstrombasiert oder kohlenstoffarm
- ➔ Europäisches Produktionspotential durch dezentrale Biomethaneinspeisung, Pyrolyse von Biomethan und Förderung von Offshore-Elektrolyse voll ausschöpfen



Import

- ➔ Importmengen sowohl per Schiff als auch per Pipeline zügig aufbauen
- ➔ Globalen Handel durch Herkunftsnachweise unterstützen und an den CO₂-Fußabdruck koppeln, um einen zusätzlichen Anreiz für die Produktion dekarbonisierter Gase zu schaffen



Netze und Speicher

- ➔ Europäischen Transformationsplan für Verteilnetze etablieren, um von Verteilnetzen versorgte Kraftwerke, Industrie und Haushalte nicht von der Transformation auszuschließen
- ➔ EU-weites Ziel für die unterirdische Wasserstoffspeicherung festlegen
- ➔ CO₂-Gesetzespaket zur Regulierung von CO₂-Transport, -Infrastruktur und -Markt möglichst zeitnah verabschieden



Endkunden und Nachfrage

- ➔ Im Rahmen der Anpassung der EU-Gesetzgebung an die Klimaziele für 2040 eine Grüngasquote einführen, um Nachfrage nach erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen zu schaffen
- ➔ Wahlfreiheit für Endkunden beibehalten und die Nutzung von dekarbonisierten Gasen, zum Beispiel im Wärmemarkt, nicht gegenüber direktelektrischen Anwendungen diskriminieren

1 Gasproduktion

Was sind neue, klimaneutrale Gase, und wie werden sie produziert?

Verschiedenste Gase können zur Verringerung der CO₂-Emissionen des aktuellen Gasmix beitragen: Biogas wird durch die Vergärung von organischen Rohstoffen und Abfällen produziert und kann zu Biomethan aufbereitet sowie zu biogenem Wasserstoff weiterverarbeitet werden. **Erneuerbare Kraft- und Brennstoffe nicht-biogenen Ursprungs (RFNBO)** [§] umfassen Wasserstoff und Wasserstofffolgeprodukte, die aus mit Grünstrom betriebener Elektrolyse gewonnen werden (auch Power-to-Gas [PtG] genannt). Kohlenstoffarme Kraft- und Brennstoffe (LCF) sind ebenfalls synthetisch, erlangen ihre CO₂-Reduktion jedoch durch CO₂-Abscheidung und -Speicherung oder durch die der Elektrolyse zugrundeliegende kohlenstoffarme Energie, z.B. Atomenergie. LCF können ebenfalls durch Pyrolyse von Biogas produziert werden, in dem man das Biomethan in Wasserstoff und festen Kohlenstoff aufspaltet. Um sicherzustellen, dass diese neuen Gase aufgrund signifikanter CO₂-Reduktion deutlich klimafreundlicher sind als ihre fossilen Äquivalente, hat die EU Mindestwerte für ihre Emissionsreduktion festgelegt: RFNBO und LCF müssen mindestens 70 Prozent CO₂-Reduktion gegenüber fossiler Energie erreichen, Biogase je nach Sektor und Inbetriebnahme der Anlage 50 bis 80 Prozent.

[§] Die Nachhaltigkeitskriterien und die erforderliche CO₂-Reduktion von Biogasen sind in der 2023 überarbeiteten Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED) festgehalten.

Klare Definitionen und verlässliche Zertifizierung schaffen

Neben den Vorgaben zur Mindestreduktion der CO₂-Emissionen hat die EU komplexe regulatorische Vorgaben zu den **Produktionskriterien von RFNBO** [§] wie grünem Wasserstoff und synthetischem Methan vorgelegt. Aus dieser Komplexität entstanden zwei Hürden für den schnellen Markthochlauf grünen Wasserstoffs und seiner Folgeprodukte: Erstens kam es, neben einer bereits um über einhalb Jahre verspäteten Vorstellung durch die Kommission, nach dem Inkrafttreten dieser Delegierten Rechtsakte aufgrund unklarer Formulierungen und rechtlicher Unsicherheiten zu deutlichen Verzögerungen in der Umsetzung und Anwendbarkeit und somit der Zulassung der Zertifizierungssysteme. Durch diese Unsicherheiten und die lange Erarbeitungszeit haben sich finale Investitionsentscheidungen signifikant nach hinten verschoben – damit auch das Datum der Inbetriebnahme vieler Anlagen. Zweitens führen die restriktiven Herstellungskriterien zu höheren Produktionskosten von 20 bis 30 Prozent.¹

[§] Die Delegierten Verordnungen (EU) 2023/1184 und (EU) 2023/1185 definieren, mit welchem Grünstrom RFNBO produziert werden dürfen und wie ihre CO₂-Minderung berechnet wird.

Um den immensen Bedarf an dekarbonisierter gasförmiger Energie decken zu können, ist jedoch sicherzustellen, dass komplexe Regularien den frühen Hochlauf oder eine kostengünstigere Produktion dieser klimaneutralen Gase nicht erschweren oder verhindern. Dieser Grundsatz sollte auch die Ausarbeitung der noch ausstehenden **Produktionskriterien für kohlenstoffarmen Wasserstoff (LCH)** [§] prägen: Mithilfe einer zeitnahen, pragmatischen Umsetzung, die gleiche Wettbewerbsbedingungen mit anderen dekarbonisierten Gasen schafft, kann LCH seinen Beitrag zur Versorgung der europäischen Wirtschaft mit klimaneutraler gasförmiger Energie leisten. Dabei muss sichergestellt werden, dass alle Produktionspfade kohlenstoffarmer Gase in den Produktionskriterien berücksichtigt werden – sowohl Elektrolyse aus kohlenstoffarmer Energie und CO₂-Abscheidung als auch Pyrolyse von Biogas.

[§] Die Rechtsgrundlage für kohlenstoffarme Kraft- und Brennstoffe wie kohlenstoffarmen Wasserstoff schafft die im Juli 2024 im Amtsblatt erschienene Gasbinnenmarkt-Richtlinie (EU) 2024/1788.

Die technischen Standards für diese Technologien und den Anlagenbau sind bereits definiert: Mit Regeln und Anforderungen für Planung und Betrieb sowie technischen und genehmigungsrechtlichen Leitfäden für Power-to-Gas-Anlagen unterstützt der DVGW die Wasserstoffwirtschaft in Deutschland bei der sicheren und erfolgreichen Umsetzung von Anlagen.

¹ Frontier Economics (2024): Regulatorische und technische Rahmenbedingungen für den Hochlauf und den Import von Wasserstoff, zuletzt abgerufen am 31.07.2024.

➔ **DVGW-Arbeitsblatt**

G 220 2021-08 zu Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme und Betrieb von Power-to-Gas Energieanlagen sowie

➔ **DVGW-Gas-Information**

27 2021-02 technischer Leitfaden für Power-to-Gas-Anlagen und

➔ **DVGW-Gas-Information**

26 2021-02 Genehmigungsrechtlicher Leitfaden für Power-to-Gas-Anlagen

H₂-Marktindex | Mit dem **H₂-Marktindex** macht der DVGW den Wasserstoffhochlauf messbar: Anhand einer Befragung von Marktakteuren aus allen Bereich der Gaswirtschaft misst der H₂-Marktindex deren Zufriedenheit in den Themenfeldern Innovationsausbau, politisch-regulatorischer Rahmen, Infrastrukturausbau und Marktentwicklung. Den regulatorischen Rahmen bewerten die befragten Marktakteure aufgrund der ihrer zugrundeliegenden Hemmnisse für die gesamte Wertschöpfungskette als eher negativ. Aktuell beschränkt sich der H₂-Marktindex auf Deutschland, eine Ausweitung auf die EU ist geplant.

Europäische Produktion dekarbonisierter Gase durch gezielte Nachfrageanreize fördern

Bei einer immer emotionaler geführten politischen Debatte über Energiepolitik darf nicht vergessen werden, dass das gesellschaftliche Ziel der Klimaneutralität im Vordergrund steht. Die verschiedenen Wege zur Klimaneutralität sollten daher nicht gegeneinander ausgespielt, sondern im Rahmen ihrer Möglichkeiten genutzt werden, um so schnell wie möglich unsere Wirtschaft zu dekarbonisieren. Neben dem Aufbau und der Weiterentwicklung neuer Technologiepfade, wie der Produktion von Wasserstoff durch Elektrolyse oder Pyrolyse, müssen auch bereits etablierte Technologien weiter genutzt und gefördert werden.

[S] Der REPowerEU-Plan COM/2022/230 wurde im Jahr 2022 von der Europäischen Kommission vorgestellt und soll die Abhängigkeit der EU von russischen Energieimporten verringern.

Speziell Biomethan bietet bereits heute die Möglichkeit, dezentral erneuerbares Gas in Europa zu produzieren und in das Erdgasnetz einzuspeisen. Das immense Potential von Biomethan als kohlenstoffarmer, heimischer Energieträger hat auch die Europäische Kommission in ihrem **REPowerEU-Plan [S]** und dem damit verbundenen Biomethan-Aktionsplan anerkannt, in denen sie eine Produktion von 35 Mrd. m³ Biomethan bis 2030 vorsieht. Biomethan trägt bereits heute maßgeblich zur Resilienz des Energiesystems der EU bei, hat jedoch sein Potential bei Weitem nicht ausgeschöpft. Allein für Deutschland ist mit einer Produktionskapazität von 90 – 102 TWh zu rechnen – über ein Viertel der im REPowerEU-Plan geforderten EU-weiten Menge von umgerechnet 380 TWh.²

[S] Der Net Zero Industry Act (EU) 2024/1735 definiert eine Liste an Nettonulltechnologien, die mithilfe von z.B. schnelleren Genehmigungsverfahren gefördert werden sollen

Dieses Potential kann durch geeignete regulatorische Maßnahmen verwirklicht werden. Der **Net Zero Industry Act [S]**, der nachhaltige Biogas- und Biomethantechnologien als Net-Zero-Technologie listet und sie somit unter anderem für schnellere Genehmigungsverfahren qualifiziert, ist ein positiver erster Schritt, an den weitere Maßnahmen zur Förderung der europäischen Biomethanproduktion anknüpfen können. Insbesondere eine Anregung der Nachfrage durch dezidierte Quoten für erneuerbare und kohlenstoffarme Gase (siehe Kapitel 4) kann den Austausch fossilen Gases durch Biomethan beschleunigen und aus Drittstaaten importunabhängige Versorgungssicherheit im Gassektor schaffen.

Eine weitere dezentrale Produktionsmöglichkeit von dekarbonisierten Gasen in der EU bietet die systemdienliche Ansiedlung von Elektrolyseuren an Erneuerbaren-Energien-Anlagen. Insbesondere in sonnen- und windreichen Zeiten können durch die Produktion von grünem Wasserstoff die Stromnetze entlastet und Erneuerbare Energie, die sonst durch Abriegelung verloren gehen würde, nutzbar und speicherbar gemacht werden. Gerade Offshore-Windanlagen bieten sich aufgrund der geographisch ungleich verteilten Erzeugung erneuerbarer Energie für die dezentrale Wasserstoffproduktion an: Bis 2050 sind allein in der Nordsee bis zu 300 TWh grüner Wasserstoff durch Offshore-Produktion realisierbar – ein Anteil von 15 Prozent am prognostizierten Wasserstoffbedarf der EU von 2.000 TWh.³ Mithilfe des kostengünstigen Transports über Gasleitungen wäre in der Nordsee produzierter und per Pipeline transportierter Wasserstoff auch mit importiertem verschifftem Wasserstoff wettbewerbsfähig.

² BDEW, DVGW und Zukunft Gas (2023): Wege zu einem resilienten und klimaneutralen Energiesystem 2045. Transformationspfad für die neuen Gase, zuletzt abgerufen am 31.07.2024.

³ DNV (2023): Specification of a European Offshore Hydrogen Backbone, zuletzt abgerufen am 31.07.2024.

Um diese europäische Produktionsmöglichkeit langfristig aufzubauen und zu realisieren, ist eine konkrete, gemeinsame europäische Strategie für die Förderung der Wasserstoffproduktion an Offshore-Windanlagen erforderlich. Dies sollte Hand in Hand gehen mit einer integrierten Planung von Gas- und Stromnetzen.

Was wir empfehlen

- ➔ Verlässliche Vorgaben schaffen: Ein erfolgreicher und erschwinglicher Wasserstoffhochlauf braucht unbürokratische, pragmatische und rechtssichere Produktionskriterien mit klaren Zertifizierungssystemen.
- ➔ Keine Lösungen ausschließen: Die CO₂-Reduktion sollte bei der Wahl von Dekarbonisierungsoptionen im Vordergrund stehen. So würden gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Energieträger gelten, die eine ähnliche CO₂-Reduktion erfüllen – egal ob biogen, grünstrombasiert oder kohlenstoffarm.
- ➔ Europäisches Produktionspotential voll ausschöpfen: Um die importunabhängige Versorgungssicherheit der Europäischen Union zu stärken, sollte die dezentrale Produktion erneuerbarer Gase in der EU gestärkt werden – sowohl bei Biomethan, der Herstellung von Wasserstoff aus Biogas durch Pyrolyse als auch bei grünem Wasserstoff durch die Installation von Elektrolyseuren an Erneuerbaren-Energien-Anlagen, insbesondere Offshore, kombiniert mit effizientem und kostengünstigem, leitungsgebundenem Transport.

2 Import

Quellländer und Importwege für mehr Energiesicherheit diversifizieren

Neben der Inlandsproduktion von Energieträgern spielen Importe eine entscheidende Rolle: Im Jahr 2022 importierte die EU knapp 63 Prozent ihres Energiebedarfs, im Gasbereich stieg der Importanteil auf 89 Prozent.⁴ Auch in Zukunft wird Europa nicht auf Energieimporte aus anderen Ländern verzichten können. Gerade Regionen, wie Nordafrika, in denen günstige Bedingungen für erneuerbare Energien vorherrschen sind prädestiniert für die Herstellung und den Export von dekarbonisierten Gasen wie erneuerbaren Wasserstoff und synthetisches Methan.

Wichtig hierbei ist, aus den Fehlern der bisherigen Energieversorgung zu lernen und Schwachstellen zu vermeiden: Eine Diversifizierung der Quellländer ist entscheidend, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Unterstützt wird der Import dieser erneuerbaren und dekarbonisierten Gase bereits durch Absichtserklärungen der EU mit zahlreichen Drittländern, unter anderem Australien, Japan und Argentinien. Ein breit gefächelter globaler Handel mit diesen Gasen führt außerdem zu einer Kostenreduktion von bis zu 30 Prozent im Vergleich zur Selbstversorgung und ist damit nicht nur notwendig für eine sichere, sondern auch eine erschwinglichere Energieversorgung.⁵

⁴ Eurostat (2023): [Energy production and imports](#), zuletzt abgerufen am 31.07.2024.

⁵ Global Alliance Powerfuels und LUT University (2020): [Powerfuels in a renewable energy world. Global volumes, costs, and trading 2030 to 2050](#), zuletzt abgerufen am 31.07.2024.

Klare und transparente Kriterien für bedarfsdeckenden Import von neuen, klimaneutralen Gasen festlegen

Das weltweit prognostizierte Produktionspotenzial dekarbonisierter Gase ist immens: Mit über 1.500.000 TWh pro Jahr könnte das globale technische Erzeugungspotential von grünem Wasserstoff den Bedarf sogar übersteigen.⁶

Die Zahl und geplante Kapazität der bereits angekündigten Projekte ist in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen: Allein die im Jahr 2023 neu hinzugekommenen Ankündigungen haben das Produktionspotenzial klimaneutralen Wasserstoffs für 2030 gegenüber dem Vorjahr um 50 Prozent erhöht.⁷ Eine Realisierung aller angekündigten Projekte könnte weltweit zu einer Kapazität von 38 Mt.⁸ im Jahr 2030 führen, davon 70 Prozent grüner Wasserstoff – ein immenser Anstieg im Vergleich zur aktuellen globalen Produktion grünen Wasserstoffs von unter 1 Mt. Ausgehend von den angekündigten Projekten könnte die weltweit installierte Elektrolyseurkapazität bis zum Ende des Jahrzehnts auf 175 GW steigen, einschließlich der Projekte im Frühstadium sogar auf 420 GW. Um dieses Potential auszuschöpfen und die positive Entwicklung der angekündigten und realisierten Projekte weiter zu bekräftigen, braucht es klare Importkriterien sowie transparente Herkunftsnachweise.

Welche Importwege für neue, klimaneutrale Gase sind möglich?

Prinzipiell werden zwei Transportarten für den Import von Gasen genutzt: der leitungsgebundene Transport per Langstreckenpipeline oder der Transport per Schiff.

Die Wahl des Transportwegs ist vor allem von der Entfernung des Exportlandes abhängig. Pipelines eignen sich besonders für näher gelegene Regionen wie Norwegen, den Nahen Osten und Nordafrika. Über diese Fernleitungsnetze wird heutzutage Erdgas in gasförmigem Zustand geliefert. Ein Großteil des bestehenden Netzes kann auf Wasserstoff umgerüstet und somit weiterverwendet werden, die entsprechenden Regelwerke sind ebenfalls vorhanden, europäische und internationale Normen sind in der Vorbereitung. Darüber hinaus sind neue Wasserstoffpipelines geplant, die im Rahmen des European Hydrogen Backbone Wasserstoffimporte aus Marokko, Tunesien, der Türkei und der Ukraine vereinfachen sollen.

Für längere und interkontinentale Transporte, wie zum Beispiel aus den USA, wird Erdgas als verflüssigtes Erdgas (LNG) über Tanker verschifft. Dazu wird das Gas für mehr Platzersparnis entweder durch Abkühlen auf -161 °C oder mithilfe hohen Drucks verflüssigt und nach der Anlandung an LNG-Terminals in Europa für die Einspeisung ins Gasnetz regasifiziert. Mit Blick auf die zukünftige Energieversorgung sind neuere LNG-Terminals bereits „Ammoniak-ready“ geplant und damit nach entsprechender baulicher Umrüstung auch für den Import von Wasserstoff und seinen Derivaten geeignet.

Auch Wasserstoff muss für den Transport bei -253 °C verflüssigt oder alternativ in Form von leichter transportierbaren Wasserstoffträgern wie Ammoniak oder Methanol verschifft werden, die nach Anlandung wieder in Wasserstoff umgewandelt werden. Durch die bereits bestehende Infrastruktur und vorhandene Erfahrung mit LNG ist der Import von Wasserstoff als synthetisches LNG theoretisch bereits heute möglich, während andere Prozesse wie Ammoniak-Cracking noch nicht kommerziell attraktiv sind. Am effizientesten ist perspektivisch jedoch der Transport von reinem Wasserstoff in flüssiger Form.⁹

Die Qualität des Wasserstoffs kann je nach Transport- bzw. Speicherform sehr unterschiedlich sein. Für sensible Anwendungen in der Mobilität bzw. die dafür eingesetzten PEM-Brennstoffzellen ist ein hochreiner Wasserstoff notwendig. Brenner wie in Kalk- oder Zementwerken können problemlos mit einem H₂/Erdgas-Gemisch beliefert werden. Dieser Spagat bezüglich der notwendigen Gasqualität erfordert eine Einschätzung der einzelnen Bestandteile der gesamten Wertschöpfungskette hinsichtlich ihres Einflusses auf die Wasserstoffbeschaffenheit sowie eventuell notwendiger Aufbereitungsschritte. Die technisch-einheitlichen Anforderungen an die Beschaffenheit von Gasen ist in Deutschland bereits seit 2021 festgelegt. Der DVGW bringt als wichtiger Akteur in der Gas-Normierung seine technische Expertise zur Wasserstoffbeschaffenheit auf EU-Ebene in CEN ein.

⁶ International Renewable Energy Agency (2022): [Global Hydrogen Trade to meet the 1.5°C Climate Goal. Part III Green Hydrogen Cost and Potential](#), zuletzt abgerufen am 31.07.2024.

⁷ International Energy Agency (2023): [Global Hydrogen Review 2023](#), zuletzt abgerufen am 31.07.2024.

⁸ Entspricht ungefähr 1.226 TWh (1 Mt. H₂ ≈ ca. 33,33 TWh)

⁹ DVGW (2024): [Wasserstoff – woher, wie viel und wie?](#), zuletzt abgerufen am 31.07.2024.

Importmengen für Wasserstoff zügig aufbauen

Über Pipelines und Schifftransport können dekarbonisierte Gase aus allen Regionen der Welt in die EU importiert werden. Der Transport per Pipeline bietet gegenüber dem Seeweg jedoch einige Vorteile. Der Netztransport, insbesondere innerhalb Europas sowie außerhalb bis zu einer Transportdistanz von 1.400 Kilometern, ist der kosteneffizienteste Weg.¹⁰ Zudem entstehen bei dem aktuell vor allem fossil betriebenen Seeverkehr zusätzliche CO₂-Emissionen, die zu Nachteilen in der CO₂-Bilanz der Brennstoffe führen und die regulatorische Anerkennung in der EU gefährden können.¹¹ Die Einführung projektspezifischer Standardwerte für Vorketten-Emissionen für die Berechnung der THG-Quote von kohlenstoffarmen Wasserstoff könnte – zumindest bis der Schifftransport CO₂-neutral ist – eine Möglichkeit sein den Lösungsraum für Importe aus weit entfernten Regionen offen zu lassen.

Interregionale Kooperation stärken

Ungeachtet dessen ist vor allem die gesamte Importkapazität von Bedeutung, um den Bedarf nach dekarbonisierten Gasen zu decken. Ein gezielter, zügiger grenzüberschreitender Aufbau des geplanten Wasserstoffnetzes bzw. Ausbau der seeseitigen Importkapazitäten ist somit entscheidend, um die sichere Versorgung Europas zu gewährleisten. Hierzu gehören auch Häfen, die als wichtige Knotenpunkte für die Energieerzeugung und -versorgung sowie als regionale Logistikzentren dienen. Neben der Anlandung von Wasserstoff mithilfe von Terminals kommen ihnen als mögliche Standorte für Ammoniak-Cracker eine wichtige Rolle zu.

Ein systematischer und koordinierter Austausch auf europäischer Ebene zur Finanzierung der Wasserstoffinfrastruktur ist der Schlüssel zum Erfolg für ein europäisches Wasserstoffnetz und damit Garant für die Erschließung großer Importpotenziale für Europa.

Transparente Nachweissysteme für globalen Handel etablieren

Um den globalen Handel mit erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen zu ermöglichen, braucht es ein effektives und transparentes Nachweissystem mit international anerkannten Zertifizierungen. Mit der RED hat die EU bereits die rechtliche Basis für Herkunftsnachweise für dekarbonisierte Gase und Wasserstoff gelegt. Sie dienen als Nachweis gegenüber Endkunden dafür, dass eine bestimmte Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen produziert wurde. Der Herkunftsnachweis enthält unter anderem Informationen zur Energieart, -quelle und dem Zeitpunkt der Produktion. Nicht erforderlich ist allerdings die Angabe des CO₂-Fußabdrucks. Die Angabe würde jedoch wichtige Marktanreize setzen, wenn der Fußabdruck einen Mindestwert unterschreitet und dies als Bonus angerechnet werden kann. Da Herkunftsnachweise unabhängig von der physischen Lieferung gehandelt werden können, können Inverkehrbringer von Gasen durch diesen separaten freiwilligen Handel, der sich bereits beim Strommarkt etabliert hat, eine weitere stabile Einnahmequelle generieren. Durch die Koppelung an die CO₂-Bilanz des Gases kann daher ein zusätzlicher finanzieller Anreiz für die Produktion kohlenstoffarmer Gase geschaffen werden. Auch für die Beimischung im Gasnetz sind Herkunftsnachweise von entscheidender Bedeutung (siehe Kapitel 3). Dabei ist es wichtig, die Zertifikate durch geeignete Kontrollmechanismen manipulationssicher zu gestalten und durch Massebilanzsysteme die geografisch flexible, physische Einspeisung sicherzustellen.

➔ [Arbeitsblatt G 260 2021-09](#)

zu Gasbeschaffenheit

➔ [Arbeitsblatt G 265-3 2022-12](#)

Anlagen für die Einspeisung von Wasserstoff in Gas- und Wasserstoffnetze; Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme und Betrieb

¹⁰ Flagship Project TransHyDE (2024): European Hydrogen Infrastructure Planning, zuletzt abgerufen am 31.07.2024.

¹¹ Frontier Economics (2024): Regulatorische und technische Rahmenbedingungen für den Hochlauf und den Import von Wasserstoff, zuletzt abgerufen am 31.07.2024.

Die Nachverfolgbarkeit von dekarbonisierten Gasen wird künftig auch über eine dezidierte EU-Unionsdatenbank sichergestellt. Diese stellt eine wichtige Basis für die Transparenz über die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien dar. Um diese Aufgabe erfüllen zu können, muss die Datenbank pragmatisch und einfach bedienbar sein und die Verbindung mit nationalen Datenbanken gewährleistet werden. Zudem ist die Anerkennung von Importen von großer Bedeutung, um das globale Produktionspotential dekarbonisierter Gase für die EU nutzbar zu machen.

Was wir empfehlen

- ➔ **Importkapazitäten aufbauen:** Energieimporte sind ein wesentlicher Bestandteil unserer Energieversorgung und werden auch in Zukunft eine bedeutende Rolle spielen. Die geplanten deutschen und europäischen Wasserstoffnetze sowie die Importkapazitäten über den Seeweg müssen daher zügig aufgebaut werden, um den hohen Bedarf an Wasserstoff zu decken. Dazu gehört zum einen, verschiedene Importrouten zu ermöglichen und nicht durch zu strenge Treibhausgaskriterien u.a. den Schiffstransport auszuschließen. Zum anderen muss die finanzielle Verantwortung für den Aufbau von Importinfrastrukturen gleichmäßig verteilt werden.
- ➔ **Internationalen Handel durch global einheitlich geltende Herkunftsnachweise unterstützen:** Weltweit ist ausreichend Potenzial verfügbar, um einen globalen Handel mit erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen zu ermöglichen und die Versorgungssicherheit in Europa zu gewährleisten. Herkunftsnachweise können dabei Transparenz schaffen und den Aufbau des globalen Handels beschleunigen. Durch die Kopplung an den CO₂-Fußabdruck wird ein zusätzlicher Anreiz für die Produktion dekarbonisierter Gase geschaffen.

3 Netze und Speicher

Fernleitungs- und Verteilnetz sind wasserstoffbereit: Potenzial für dekarbonisierte Energieversorgung nutzen

Der Weg der Gase von der dezentralen Produktion, einer Importpipeline oder einem Anlandeterminal hin zu Kraftwerken, Industriekunden und für die Wärmeversorgung zu privaten Haushalten führt durch Tausende Kilometer zentraler Fernleitungen und verästelter Verteilnetze. Eine Umstellung und Weiternutzung dieser meist abbezahlten Infrastruktur ist aus technischer Sicht möglich: Biomethan und synthetisches Methan können bereits heute problemlos beigemischt werden. Auch für den Transport von reinem Wasserstoff kann der größte Teil der Offshore-Pipelines sowie fast 70 Prozent der Gesamtlänge der Onshore-Pipelines umgerüstet werden.¹² Zusätzliche neue Pipelines, die im Rahmen des European Hydrogen Backbone (EHB) geplant sind, vervollständigen die Fernleitungsnetze für eine großflächige Transportinfrastruktur mit Wasserstoff und die Belieferung von Großkunden.

Auch eine zukünftige Nutzung der Verteilnetzinfrastuktur für dekarbonisierte Gase wie Wasserstoff ist möglich: Eine Beimischung von 20 Prozent Wasserstoff ohne Veränderungen an Gasnetz oder Gasgeräten wurde bereits unter realen Bedingungen erfolgreich getestet¹³, durch die wasserstofftauglichen Materialien ist auch eine weitere Steigerung auf bis zu 100 Prozent langfristig realisierbar. Bereits jetzt sind 96 Prozent der lokalen Gasnetze, die in der EU-weiten Initiative Ready4H2 vertreten

DVGW-Regelwerk für die Wasserstoffwirtschaft der Zukunft von der Erzeugung bis zur Anwendung

➔ **Merkblatt G 655 2021-04**
Leitfaden H₂-Readiness für die Einspeisung von Wasserstoff bis 20 Vol.-%

¹² Carbon Limits AS und DNV AS (2021): Re-Stream - Study on the reuse of oil and gas infrastructure for hydrogen and CCS in Europe, zuletzt abgerufen am 31.07.2024

¹³ Avacon Netz GmbH und DVGW (2023): Wasserstoff in der Gasinfrastruktur: DVGW/Avacon-Pilotvorhaben mit bis zu 20 Vol.-% Wasserstoff-Einspeisung in Erdgas – H₂-20, zuletzt abgerufen am 31.07.2024.

sind, wasserstoffbereit.¹⁴ Die Maßnahmen zur Reduzierung von Methanleckagen steigern die Wertigkeit des Netzes weiter und erhöhen die Sicherheit auch für Wasserstoff. Zusätzlich stellt der DVGW durch die Anpassung des Regelwerks und die verifHy-Datenbank sicher, dass das notwendige technische Wissen rechtzeitig zur Verfügung steht.

verifHy | Mit **verifHy** hat der DVGW eine einzigartige Wasserstoff-Datenbank geschaffen, in der Angaben aus Wissenschaft und von Herstellern zur Wasserstoffverträglichkeit von Gasnetzen sowie ihrer Komponenten und Materialien gesammelt werden. Sie ist eines der wichtigsten Werkzeuge für den Wasserstoffhochlauf, mit dem Gasnetzbetreiber, Hersteller und Stadtwerke die Wasserstoffverträglichkeit der Netzinfrastruktur überprüfen können. verifHy ist auch in englischer Sprache verfügbar.

📄 [Merkblatt G 404 2023-07](#)

Maßnahmen zur technischen Reduzierung von Methan- und Wasserstoffemissionen in der Gasinfrastruktur



Unabdingbar für Netzstabilität, Industrie und Haushalte: Verteilnetze in die Transition einschließen

Der Bedarf der über die Verteilnetze versorgten Endkunden ist groß: Allein in Deutschland versorgen die Verteilnetze mit 1,8 Mio. Industrie- und Gewerbekunden 90 Prozent der deutschen Industrie mit Gasen – ein Vielfaches der nur 500 direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossenen Industriekunden. Zahlreiche Unternehmen sehen dekarbonisierte Gase als Baustein ihrer Transformation: Laut einer Umfrage der Initiative H2vorOrt rechnen ca. 70 Prozent der etwa 2.000 befragten Industrieunternehmen mit einem künftigen Einsatz von Wasserstoff. Viele industrielle Prozesse sind zudem auf die Nutzung von Gasen angewiesen, sowohl als Eingangsstoff als auch als Energieträger.

80 Prozent der über 70.000¹⁵ untersuchten Kraftwerksstandorte in Deutschland und somit 62 GW – das sind drei Viertel der Gesamtleistung – sind von Verteilnetzen für die Versorgung mit Gasen abhängig.¹⁶ Gerade für den Ausgleich variabler erneuerbarer Stromerzeugung sind Gaskraftwerke, die kurzfristig für die Stabilisierung des Stromnetzes hochgefahren werden können, von immenser Bedeutung. Zusätzlich zum möglichen Betrieb mit biogenem oder synthetischem Methan sind beispielsweise Turbinen von Siemens schon heute für den Betrieb mit einer 20-prozentigen Wasserstoff-Beimischung ausgelegt.

Verteilnetze versorgen nicht nur den Industrie- und Energiesektor, sondern spielen auch für die Wärmeversorgung von Haushalten eine elementare Rolle: Ca. 40 Prozent der europäischen Haushalte sind ans Gasnetz angeschlossen, in Deutschland werden sogar 50 Prozent der Haushalte über das Verteilnetz mit Wärme versorgt. Heizungssysteme werden i.d.R. zuverlässig über 20-30 Jahre betrieben, bis eine Gerätetausch stattfindet. Entsprechend wird ein signifikanter Teil dieser Haushalte auf nicht absehbare Zeit auf gasförmige Energie angewiesen sein. Auch sind alternative Heizsysteme wie Wärmepumpen insbesondere bei älteren unsanierten Gebäuden wenig energieeffizient, baulich nicht umsetzbar oder mit hohen Modernisierungskosten verbunden. Die Möglichkeit, die Wärmeversorgung durch die Einspeisung von dekarbonisierten Gasen zu klimaneutral zu gestalten, ist regulatorisch bereits anerkannt: Nicht nur nennt die europäische Erneuerbare Energien Richtlinie (RED), die die Mitgliedsstaaten zu einer Steigerung des Erneuerbaren-Energien-Anteils im Wärme- und Kältebereich verpflichtet, die Beimischung von erneuerbaren Energien als zulässige Option. Die **europäische Gebäudeeffizienz-Richtlinie (EPBD)** [S] genehmigt die Versorgung mit dekarbonisierten Gasen für neue, sog. Nullemissionsgebäude. Erneuerbare und kohlenstoffarme Gase sind somit ein Baustein zur Erreichung des EU-Ziels eines klimaneutralen Gebäudebestands 2050, ob als alleinige

[S] Die Richtlinie über die Gesamteffizienz von Gebäuden (EU) 2024/1275 (EPBD) setzt Vorgaben für die Steigerung der Energieeffizienz von Gebäuden durch deren Renovierung bis hin zu sogenannten Nullemissionsgebäuden.

¹⁴ Ready4H2 (2022): [Local gas networks are getting ready to convert](#), zuletzt abgerufen am 31.07.2024.

¹⁵ 689 Gaskraftwerke, 69.615 Blockheizkraftwerke, 84 Steinkohle- und 71 Braunkohle-Anlagen, DVGW 2024.

¹⁶ DVGW (2024): [Bedeutung der Gasnetze für die Versorgung von Kraftwerken](#), zuletzt abgerufen am 31.07.2024.

Wärmeversorgung oder in hybriden Lösungen. In Deutschland setzt laut Umfragen der Initiative H2vorOrt setzt ein Großteil der befragten Kommunen auf eine dekarbonisierte Gasversorgung – nur 5 Prozent planen keinen Einsatz von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen.¹⁷

H2vorOrt und Ready4H2 | Um den Transformationspfad der deutschen Gasverteilnetze hin zur Klimaneutralität zu evaluieren, hat der DVGW gemeinsam mit dem Verband kommunaler Unternehmen (VKU) die Verteilnetzinitiative **H2vorOrt** ins Leben gerufen, die einen Transformationspfad für die regionale und sichere Versorgung mit erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen entwickelt hat. An der Erstellung des **Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP)** nahmen 2024 252 Verteilnetzbetreiber¹⁸ teil und analysierten auf individueller Ebene die Einspeisung, Kapazitäten, Netzumstellung wie auch den Bedarf der zu versorgenden Endkunden auf Biomethan und Wasserstoff. Mit Ready4H2 existiert seit 2021 auch ein europäisches Äquivalent, in dem sich der DVGW über H2vorOrt engagiert, um einen europäischen Fahrplan zu erarbeiten.

Level Playing Field für die Verteilnetzebene herstellen

Damit diese gesetzlichen Möglichkeiten wahrgenommen und die Klimaambitionen der verschiedenen Endkunden ermöglicht werden können, müssen die Verteilnetze stärker in die Transformation der Energieversorgung einbezogen werden. Durch die Entwicklung und Mitwirkung in Netzentwicklungs- und Transformationsplänen, aber auch Finanzierungsinstrumenten für die Umsetzung der Transformation kann die Dekarbonisierung der Gasnetze auf Augenhöhe gewährleistet werden.

[S] Das Gaspaket, bestehend aus Gasbinnenmarkt-Richtlinie (EU) 2024/1788 und -Verordnung (EU) 2024/1789, schafft den Rahmen für die Dekarbonisierung des Gasmarktes mittels der Regeln für den Betrieb von Wasserstoffnetzen.

Die Novelle des **EU-Gaspakets [S]** schafft den lang ersehnten ordnungspolitischen Rahmen. Gasnetzbetreiber dürfen nun rechtssicher auch Wasserstoffnetze betreiben. Die Revision der Entflechtungsregeln bilden eine wichtige Grundvoraussetzung, dass Netzbetreiber ihre vorhandene Infrastruktur und Gasexpertise nutzen können. Bei der Erstellung der Netzentwicklungspläne (TYNDP), die die Infrastrukturbedürfnisse für die nächsten zehn Jahre festlegen, werden Verteilnetzbetreiber allerdings nicht entsprechend berücksichtigt: Diese sollen laut dem Gaspaket vorerst gemeinsam vom Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (ENTSO-G) und dem neu geschaffenen Europäischen Netzwerk der Wasserstoffnetzbetreiber (ENNOH) erstellt werden. Da die Organisationen nur die Assets der Fernleitungsnetzbetreiber in den Blick nehmen, fließt die Perspektive der Verteilnetzbetreiber auf EU-Ebene nicht unmittelbar in die Netzplanung ein.

Da Verteilnetzbetreiber über detaillierte Kenntnisse der Bedürfnisse ihrer Endkunden, der technischen Möglichkeiten ihrer Netze und der Nachfrage nach dezentraler Einspeisung verfügen, ist der unmittelbare Einbezug der Transformationspläne der Gasverteilnetze in der Erweiterung des European Hydrogen Backbone optimal ergänzen. Nur wenn sowohl Fernleitungs- auch als Verteilnetze in der Umstellung berücksichtigt werden, kann die dekarbonisierte Energieversorgung aller Endkunden gelingen.

¹⁷ H2vorOrt (2023): [Der Gasnetzgebietstransformationsplan. Ergebnisbericht](#), zuletzt abgerufen am 31.07.2024.

¹⁸ Die vom GTP 2024 erfassten Gasverteilnetze haben eine Gesamtlänge von rund 450.000 Kilometern. Dies entspricht rund 80 % der Verteilnetzlänge insgesamt.

Massenbilanzielle Einspeisung von dekarbonisiertem Wasserstoff ermöglichen

Insbesondere bei bestehender Infrastruktur besteht die Möglichkeit, dass zu Beginn in gewissen Regionen keine hundertprozentige Umstellung erfolgen wird, sondern wechselseitig mit dem Anstieg an Produktions- und Importkapazitäten der Anteil an erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen in der bestehenden Gasversorgung schrittweise erhöht könnte. Neben der gegebenen technischen Machbarkeit spielt insbesondere die Regulatorik eine entscheidende Rolle in der Ermöglichung der flexiblen Einspeisung.

Für dekarbonisierte Gase werden Herkunftsnachweise erstellt, die deren Nachhaltigkeit belegen und bei Einspeisung ins Netz unabhängig vom physischen Gas gehandelt werden können. Diese Trennung von physischem und bilanziellem Handel, die auch im Stromsektor etabliert ist, ermöglicht es, dass dekarbonisierte Gase geographisch unabhängig vom jeweiligen Endverbraucher ins Netz eingespeist werden.

Durch das Ein- und Ausbuchen wird eine Doppelvermarktung verhindert; zudem bietet die EU-Unionsdatenbank (Union Data Base) ab Inbetriebnahme Daten über die Einspeisung und Entnahme dekarbonisierter Gase sowie die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien.

Technische Regeln und Know-How aufbauen

Damit der technische Ordnungsrahmen für die Nutzung dekarbonisierter Gase und insbesondere Wasserstoff in der Industrie zeitnah zur Verfügung stehen, erarbeitet der DVGW in seinen Fachgremien technische Regeln. Durch die Benennung im deutschen Energiewirtschaftsgesetz als technischer Regelsetzer für Wasserstoff, werden die Regeln bindend. In den von der Bundesregierung mitgetragenen Initiativen wie der [Normungsroadmap Wasserstofftechnologien](#) dem Regulations, Codes and Standards (RCS)-Roundtable bringt der Verein seine Expertise in der Gaswirtschaft ein. Darüber hinaus gestaltet der DVGW als Träger des DIN Normenausschusses Gastechnologien und Normensetzer in den nationalen (DIN), europäischen (CEN) und internationalen (ISO) Normungskomitees die technischen Grundlagen und Voraussetzungen für den Aufbau eines funktionierenden und sicheren Wasserstoffmarktes maßgeblich mit.

In der Normungsroadmap wurde in einem ersten Schritt gemeinsam mit weiteren Branchenverbänden, Politik, Wissenschaft und der Zivilgesellschaft ein Verzeichnis des nationalen und internationalen technischen Regelwerks erstellt, um fehlende Technische Regeln für den Wasserstoffhochlauf zu identifizieren und diese Lücken zu schließen. Identifiziert wurden Fehlstellen in der Industrienormung, die Netzseite ist umfassend und hinreichend durch das DVGW Regelwerk abgedeckt. Eine starke europäische Normung unterstützt den Technologiefortschritt und kann Vorreiterin für internationale Normung sein, die den freien Warenverkehr über den EU-Binnenmarkt hinaus öffnet.

Zuverlässigkeit der Stromversorgung durch Erneuerbare Energien optimieren:

Aufbau von Wasserstoff-Speichern

Ein weiterer integraler Bestandteil der Gasinfrastruktur sind Speicher. Ihre Aufgabe ist es den Ausgleich zwischen Erzeugung und Absatz herzustellen. In Krisensituationen oder globalen Versorgungsengpässen gewährleisten sie die konstante Verfügbarkeit von Energie. Allein mit den deutschen Speichermengen kann ein Viertel des jährlichen Gasbedarfs Deutschlands problemlos gedeckt werden. In Zukunft wird die Bedeutung von Gasspeichern noch weiter steigen: Speicher erlauben es, auf die Fluktuation der volatilen Erneuerbaren Energien mit Flexibilität zu reagieren. Durch Umwandlung in Wasserstoff und dessen Abspeicherung wird eine konstante erneuerbare Energieversorgung Europas ermöglicht und gleichzeitig das Stromnetz in seiner Transition bedeu-

➡ [Merkblatt G 221:2021-12](#)
zur leitungsgebundenen Versorgung mit wasserstoffhaltigen Gasen und Wasserstoff

für die Umstellung von Gasleitungen über 16 bar Betriebsdruck
[DVGW-Merkblätter G 409:2024-07](#),
für die bruchmechanischen Bewertungen [G 464:2023-03](#); DVGW- für Errichtung, Betrieb bzw Instandhaltung die ➡ [DVGW-Arbeitsblätter: G 463:2021-10](#) und [G 466:2021-06](#)
Für die Umstellung von Gasverteilungen bis 16 bar Betriebsdruck
[G 407:2022-08](#), [G 462:2020-03](#)

➡ [DVGW-Arbeitsblatt G 100:2021-06](#) für Anforderungen an Sachverständige

Gasfachliche Normen [DIN EN 1918-1 bis -5](#) für die Speicherung in Aquifer, Öl-/Gasfeldern, Salz- und Felskavernen und Übertageanlagen

Gasfachliche Norm [DIN EN 1918-1:2016-11](#) zur Untertagespeicherung von Gas

tend entlasten. Ein großer Teil der bestehenden Kapazitäten kann auf Wasserstoff umgerüstet werden, die technischen Voraussetzungen und Normen für die Untertagespeicherung von Gas sind bereits gegeben und werden aktuell an den Bedarf für Wasserstoff angepasst.

Die bestehenden Speichermöglichkeiten sind jedoch nicht ausreichend, um diese Flexibilitätsvorteile effektiv nutzen zu können. Dies liegt an der geringeren Energiedichte des Wasserstoffs. Größere Volumen müssen eingespeichert, um eine vergleichbare Energiemenge, wie die des Erdgases zu erreichen. Unter der Prämisse der Kostenreduzierung bei einer Systemintegration von Strom- und Wasserstoffversorgung liegt die optimale Speicherkapazität bei 45 TWh bis 2030 und 270 TWh bis 2050.¹⁹ Die bis Ende 2023 angekündigten Projekte liefern jedoch nur eine Kapazität von 9 TWh bis 2030 – eine Lücke von 36 TWh im Vergleich zum ermittelten Bedarf, die zu signifikanten Mehrkosten führt. 2050 gestaltet sich die Diskrepanz zwischen angekündigten und benötigten Speichern mit knapp 250 TWh noch größer.

Zur Deckung des Wasserstoffspeicherbedarfs sind Investitionen in alternative Technologien für die Untertagespeicherung von Wasserstoff und die leitungsgebundene Vernetzung von Ländern erforderlich. Eine genauere Bewertung und die Festlegung eines europäischen Ziels für die Wasserstoffspeicherung bis 2030 sind entscheidend, um ein resilientes Versorgungssystem aufzubauen und damit möglichst viel Strom aus Erneuerbaren Energien einspeichern zu können.

Langjährige Netzexpertise in der EU für neuen Rohstoff CO₂ nutzen

[S] Die 2024 veröffentlichte Industrial Carbon Management Strategy COM/2024/62 adressiert die notwendigen Maßnahmen für den Hochlauf des europäischen CO₂-Managements.

➔ **Arbeitsblatt C 260 2022-04**

zu Eigenschaften von CO₂ und CO₂-Strömen sowie

➔ **Arbeitsblatt C 491 2023-09** zu

Anlagen in CO₂-Transportsystemen

Neben den traditionell genutzten Gasen wie Methan oder Wasserstoff wird die Bedeutung von CO₂ immer relevanter. Sowohl für den Weitertransport von CO₂ als Rohstoff, zum Beispiel für nachhaltige Brennstoffe oder die Chemieindustrie, als auch für die Abscheidung von CO₂-Emissionen von schwer zu dekarbonisierenden Industrien wie der Zementproduktion ist eine funktionierende CO₂-Infrastruktur die wichtigste Grundvoraussetzung. In der Industrial **Carbon Management Strategy** [S] setzt die Kommission sich daher mehrere Ziele: Neben einem Ziel für CO₂-Abscheidung und -Speicherung und neuen Anreizen für CO₂-Nutzung soll ein Regulierungspaket für den CO₂-Transport erarbeitet werden. Eine zeitnahe Verabschiedung dieses Pakets kann den Aufbau einer CO₂-Wirtschaft und der dafür notwendigen Netzinfrastruktur unterstützen. Der DVGW hat bereits ein Technisches Regelwerk für den sicheren und effizienten CO₂-Transport entwickelt und dies sowohl in europäische (CEN) wie auch internationale (ISO) Normen überführt.

Was wir empfehlen

- ➔ Europäischen Transformationsplan für Verteilnetze etablieren: Die Gasverteilnetze haben eine immense Bedeutung für die Versorgung von Kraftwerken, Industrie und Haushalten, die nicht von der Transformation ausgeschlossen werden dürfen. Verteilnetzbetreiber sollten deshalb als Brücke zwischen dem European Hydrogen Backbone und den zahlreichen industriellen und privaten Endkunden in die Erstellung der europäischen Netzentwicklungspläne einbezogen werden.
- ➔ Bau neuer Wasserstoffspeicher inzentivieren und beschleunigen. Um eine möglichst effiziente Integration von Strom- und Gasnetz zu ermöglichen, sollte ein EU-weites Ziel für die unterirdische Wasserstoffspeicherung festgelegt werden und ihr Bau maßnahmengestützt angereizt werden.
- ➔ Regulatorik für CO₂-Infrastruktur verabschieden: Das in der Industrial Carbon Management Strategy angesprochene CO₂-Gesetzespaket zur Regulierung von CO₂-Transport, -Infrastruktur und -Markt ist möglichst zeitnah von der Kommission zu verabschieden.

¹⁹ Artelys und Frontier Economics (2024): *Why European Hydrogen Storage needs should be fulfilled*, zuletzt abgerufen am 31.07.2024.

4 Endkunden und Nachfrage

Auf der Nachfrageseite Anreize für Hochlauf schaffen: Grüngasquote im Gassektor einführen

Für den erfolgreichen Hochlauf erneuerbarer und kohlenstoffarmer Gase ist eine langfristig gesicherte Nachfrage eine der wichtigsten Stellschrauben. Die Abnahme durch Endkunden – von Privathaushalten bis zu Industriekunden – muss dabei sozial- und wettbewerbsverträglich gestaltet werden.

Dies wird durch aktuelle politische Rahmenbedingungen nicht ausreichend berücksichtigt: Zwar verteuert das **EU-Emissionshandelssystem** [S] schrittweise die Nutzung fossiler Gase, die CO₂-Preise sind jedoch nicht hoch genug, um einen Umstieg auf dekarbonisierte Gase anzuregen. Mit den Vorgaben der überarbeiteten RED zur Umstellung des aktuellen fossilen Wasserstoffs im Industriesektor auf RFNBO-Wasserstoff wurde ein weiterer Grundstein gelegt, der allerdings nur einen Teil der in der Industrie genutzten Gase umfasst und als Ersatzgase nur grünstrombasierte Gase aus Elektrolyse zulässt. Eine Umstellung von anderen in der Industrie verwendeten fossilen Gasen wie Methan sowie eine Substitution durch weitere kohlenstoffarme Gase wie zum Beispiel Biomethan wird durch diese Regulierung nicht angereizt.

Die Überarbeitung der energiepolitischen Gesetzgebung im Zuge der Anpassung an die Klimaziele für 2040 bietet die Chance, langfristige Perspektiven und Sicherheit für Abnehmer und Produzenten von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen sowie Infrastrukturbetreiber zu schaffen. Eine Möglichkeit hierfür ist die Grüngasquote: Mit dieser können Gashändler verpflichtet werden, schrittweise ansteigende Mengen dekarbonisierter Gase zu liefern und so die CO₂-Intensität der Gasversorgung zu reduzieren. Vorbilder wie die Vorgaben der **RED im Verkehrssektor** [S] zeigen bereits, dass solche Mechanismen die Beimischung mit dekarbonisierten Energieträgern anreizen können und signifikante Treibhausgasreduktion erzielen können. Die Kommission hat in ihrem Biomethan-Aktionsplan im Zuge der REPowerEU Kommunikation bereits eine Ausweitung der Kraft- und Brennstofflieferverpflichtung in der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie als geeigneten Mechanismus angeführt. Bisher resultierten jedoch keine ausreichenden Maßnahmen.²⁰

Klimaschutztechnologien nicht gegeneinander ausspielen

Neben der verstärkten Bereitstellung ist die regulatorische Unterstützung für die Anwendung erneuerbarer und kohlenstoffarmer Gase von großer Bedeutung: Ob Elektrifizierung, die Umstellung auf Wasserstoff oder die schrittweise Transition zu dekarbonisiertem Methan der richtige Schritt ist hängt vom Anwendungsfall ab. Optionen müssen technologieoffen gestaltet werden, um wirksame Dekarbonisierungseffekte zu erzielen. Insbesondere im Wärmebereich ist daher eine langfristige Zulassung von wasserstofffähigen Heizkesseln als Dekarbonisierungsoption für zahlreiche Haushalte, insbesondere in Bestandsgebäuden, erforderlich. Ein implizites Zulassungsverbot von Gasboilern über die **Ökodesigngesetzgebung** [S] widerspräche dem in der RED und EPBD ausdrücklich festgehaltenen Willen der Gesetzgeber, die Belieferung mit erneuerbaren Gasen als Klimaschutzmaßnahme im Gebäudesektor anzuerkennen. Insbesondere aufgrund der geringeren Umrüstkosten legt die Weiternutzung von Gasheizungen mit neuen, klimaneutralen Gasen den Grundstein für einen sozialverträglichen Übergang im Heizungsbereich.

Auch in der Mobilität spielen dekarbonisierte Gase eine Rolle: Mit der **Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe** [S] gibt es konkrete Vorgaben für den Aufbau eines flächendeckenden Tankstellennetzes für Wasserstoff. Auch eine Infrastruktur für Flüssigmethan soll im Straßenbereich sowie in Seehäfen aufgebaut werden. Bereits heute reduziert Erdgas in komprimierter (CNG) oder verflüssigter Form (LNG) CO₂- und Schadstoffemissionen im Verkehrssektor,



[S] Im EU-Emissionshandelssystem (EU) 2023/959 müssen Industrie, Luft- und Schifffahrt – sowie, in einem separaten Handelssystem, der Gebäude- und Verkehrssektor – für ihre Emissionen Zertifikate ersteigern, deren Menge schrittweise verringert wird.

[S] Die RED (EU) 2018/2001 sieht vor, dass der in der Industrie verwendete Wasserstoff bis 2030 zu 42 Prozent aus erneuerbaren Kraft- und Brennstoffe nicht-biogenen Ursprungs (RFNBO) und ab 2035 aus 60 Prozent bestehen soll.

[S] Die Ökodesignverordnung (EU) 2024/1781 legt harmonisierte Normen für Geräte fest, die für eine Marktzulassung erfüllt werden müssen. Eine der regulierten Kategorien betrifft Raumheizgeräte, die bestimmte Grenzwerte für Energieeffizienz und Schadstoffemissionen einhalten müssen.

[S] Die Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (EU) 2023/1804 (AFIR) setzt verbindliche Vorgaben für Ladeinfrastruktur, Wasserstoffbetankung und Infrastruktur für Flüssiggas.

²⁰ Europäische Kommission (2022): Commission Staff Working Document. Implementing the REPowerEU Action Plan: Investment Needs, Hydrogen Accelerator and Achieving the Bio-Methane Targets. SWD(2022)230, zuletzt abgerufen am 31.07.2024.

➔ **Arbeitsblatt G 711 2020-10** zu CNG-Tankstellen, Gasfachliche Norm [DIN EN ISO 23306 2022-11](#) Flüssigerdgas als mariner Kraftstoff, Gasfachliche Norm [DIN EN 17127 2019-09](#) zu Wasserstofftankstellen

sowohl im Individualverkehr als auch im Schwerlastverkehr. Durch das vorhandene Erdgasnetz kann problemlos eine weitreichende Belieferung gewährleistet werden. Insbesondere für Schwerlasttransporte, im Fernverkehr und in der Schifffahrt – in denen eine Elektrifizierung kaum umsetzbar ist – sind dekarbonisierte Gase die einzig sinnvolle Option. Der DVGW verantwortet das sicherheitstechnische Regelwerk für LNG-, SNG- und Wasserstofftankstellen und ist an der nationalen (DIN), europäischen (CEN) und internationalen (ISO) Normungsarbeit beteiligt.

Versorgung mit neuen, klimaneutralen Gasen sozialverträglich gestalten

Damit der Hochlauf erneuerbarer und kohlenstoffarmer Gase gelingt, muss die dekarbonisierte Energieversorgung für alle Endkunden sozialverträglich gestaltet sein. Neben den Produktionskosten von Wasserstoff, die den größten Kostenfaktor darstellen, sind die Kosten aus der Infrastrukturanpassung ein viel diskutierter Aspekt. Laut einer Studie des DVGW und des EWI ist die Bezahlbarkeit der Infrastrukturmaßnahmen gegeben: Die notwendigen jährlichen Investitionen von 7,3 Mrd. € in die Wasserstofftauglichkeit des deutschen Kern- und Verteilnetzes bis 2045 würden lediglich zu Netznutzungskosten von ca. 1,8 Cent pro kWh führen.²¹ Im Vergleich zu den steigenden Stromnebenkostenanstiegen im Zuge des massiven Stromnetzausbaus sind die Kosten für die Infrastrukturmaßnahmen unwesentlich.

[S] Die Energiesteuerrichtlinie [2003/96/EC \(ETD\)](#) legt Mindeststeuersätze für die Besteuerung von Energieträgern fest. Für die Überarbeitung ist Einstimmigkeit unter den Mitgliedsstaaten erforderlich

Eine weitere Senkung der Preise von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen kann durch die **Revision der Energiesteuerrichtlinie [S]** geschehen: Die aktuelle Energiesteuerrichtlinie stammt aus dem Jahr 2003 und unterscheidet in der Besteuerung nicht zwischen dekarbonisierten und fossilen Gasen. Eine Überarbeitung ist daher dringend nötig, um den wichtigen Beitrag von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen auch steuerlich anzuerkennen und so zu einem sozialverträglichen Hochlauf beizutragen.

Was wir empfehlen

➔ **Grüngasquote einführen:** Eine Quote für die schrittweise ansteigende Beimischung dekarbonisierter Gase trägt entscheidend dazu bei, eine Nachfrage nach erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen zu schaffen. Im Rahmen der Anpassung der EU-Gesetzgebung an die Klimaziele für 2040 kann so eine starke Rolle dekarbonisierter Gase sichergestellt werden.

➔ **Wahlfreiheit für Endkunden beibehalten:** Unterschiedliche Anwendungen erfordern unterschiedliche Lösungsansätze. Daher sollten Dekarbonisierungsoptionen nicht gegeneinander ausgespielt und zum Beispiel im Wärmemarkt die Nutzung von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen nicht gegenüber direktelektrischen Anwendungen diskriminiert werden.

²¹ EWI (2024): [Abschätzung zukünftiger Wasserstoffnutzungsentgelte](#), zuletzt abgerufen am 31.07.2024.