

Strategische Einsichten aus aktuellen Studien zur Zukunft der Gasinfrastruktur mit Wasserstoff

Ulrich Bünger

Wasserstoff, Gasinfrastruktur, Grüne Gase, Gastransportsystem

Im Zuge der Energiewende ist auch die Gasindustrie von der Europäischen Kommission aufgefordert, Strategien zur Defossilisierung der Gasversorgung bis 2050 zu entwickeln. Diese Entwicklung soll im europäischen Konsens der Akteure im Gassektor und auch in Abstimmung von Strom- und Gassektor erfolgen und eine vollständige „Sektorenkopplung“ zwischen den Zukunftsenergieträgern „Grüner Strom“ und „Grünes Gas“ sowie allen damit versorgten Anwendungssektoren schaffen. Dieser Beitrag enthält Einsichten zu diesem Themenkreis auf Basis eigener Studien.

Strategic insights from recent studies on the future of the hydrogen infrastructure

As the energy turnaround progresses, the gas industry is now also expected by the European Commission to develop strategies for the defossilisation of gas supplies by 2050. This process is to take place in the form of a Europe-wide consensus between the players in the gas sector and on the basis of coordination and agreement between the electricity and gas industries, and is to achieve complete coupling of these sectors, integrating the future energy sources of “green electricity” and “green gas” and all user sectors supplied on this basis. This article examines insights into this subject obtained in our own recent studies. .

1. Einleitung

Mit den internationalen Abmachungen der COP 2015 Klimakonferenz in Paris als Auslöser hat sich das Tempo der Strategieentwicklungen zur Energiewende hin zu einer nachhaltigen Treibhausgasemissionsreduktion bis 2050 nahezu spontan beschleunigt [1]. Nachdem zunächst das maximale Temperaturanstiegsziel bis 2100 auf 2,0°C begrenzt schien, verbunden mit einem globalen CO₂-Emissionsreduktionsziel von -80 %, wurde dieses Ziel in der Zwischenzeit auf einen maximalen Temperaturanstieg von 1,5°C verschärft, gleichbedeutend mit einer globalen CO₂-Emissionsminderung von -95 %, was de facto einem Null-Emissionsziel für alle Hauptenergiesektoren gleichkommt¹.

¹ Ausgenommen sind hier nur die Landwirtschaft und einige Schlüsselindustrien im Industriesektor (z.B. Zementindustrie).

Diese Strategieanpassung hat weitreichende Konsequenzen für den europäischen Energieträgermix bis 2050, wie mehrere Strategiestudien parallel gezeigt haben [2-4]. Während fossile Energien, wie z. B. Erdgas in den -80%-CO₂-Szenarien noch eine wichtige Rolle, z. B. zur direkten Substitution vom Kohleeinsatz für die Verstromung spielt, verliert in den -95%-CO₂-Szenarien auch Erdgas, selbst in Verbindung mit Carbon Capture and Storage (CCS), in 2050 seine Rolle, da es sich nach CertifHy ja nur um eine „Lean Carbon“-Technologie handelt [5].

Wie alle Energiesektoren ist auch die Gasindustrie aufgefordert, Strategien für die Defossilisierung der Gasversorgung bis 2050 zu entwickeln. Die Europäische Kommission hat dazu die Lösung ausgegeben, dass diese Entwicklung im europäischen Konsens der Akteure im Gassektor und eskalierend auch in Abstimmung von Strom- und Gassektor zu erfolgen hat [6]. Dieser zweite

Aspekt soll eine essenzielle Bedingung für eine vollständige „Sektorenkopplung“ zwischen den Zukunftsenergieträgern „Grüner Strom“ und „Grünes Gas“ sowie allen damit versorgten Anwendungssektoren schaffen.

Dieser Beitrag enthält Einsichten zu diesem Themenkreis auf Basis eigener Studien für die Industrie oder die Politik, die den Stand der Diskussion enthalten, zur Transparenz beitragen und zur fachlichen Diskussion anregen sollen, ohne Anspruch auf Vollständigkeit der Argumente.

2. Nachfragentwicklung

Allen anfänglichen Befürchtungen eines stark nachlassenden Gasbedarfes auf Grund der sinkenden Nachfrage nach Haushalts- oder Industrierwärme durch die angestrebten Energieeinsparmaßnahmen zum Trotz hat das Thema Power-to-Gas der Gasindustrie einen neuen und starken Impuls zur künftig wachsenden Bedeutung der Gasinfrastruktur gegeben. Es geht um nichts anderes als die Ablösung der fossilen Energieträger Kohle und Öl in klassischen industriellen Anwendungen sowie im gesamten Verkehrssektor. Diese wird aber im Licht der oben geschilderten Klimapolitik nur dann möglich sein, wenn Gas kurzfristig stark und langfristig vollständig CO₂-frei bereitgestellt werden kann.

Für den Einsatz in allen Energiesektoren wurden bereits entsprechende Technologieoptionen aufgezeigt, insbesondere in den Anwendungen, die heute bereits molekül- (feste, flüssige und gasförmige Brennstoffe) und nicht elektronenbasiert (Strom) versorgt werden. Dazu zählen Gasturbinen oder effiziente Brennstoffzellen zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung, Brennstoffzellen zur Strombereitstellung in der E-Mobilität, typisch in mit von Batterien hybridisierter Form, sowie wasserstofftaugliche Brenner für die Haus- oder Prozesswärmebereitstellung.

Auch für die stoffliche Nutzung kann Wasserstoff aus Strom via Elektrolyse hergestellt werden. So hergestellt unterscheidet er sich nicht von dem Wasserstoff aus Erdgas durch Dampfreformierung hergestellt und kann so wie gewohnt in Folgeprozessen der Methanol-, Düngemittel- oder Kunststoffherstellung oder durch neue Verfahren wie der Direktreduktion von Eisenerz (DRI) auch zur Stahlherstellung eingesetzt werden [3, 7, 8].

Der Einsatz von grünen Gasen, und hier insbesondere Wasserstoff, zur Nutzung als Energieträger stehen aber auch weitere technologische Alternativen gegenüber, die hier genannt werden sollten. Einige mögliche Trends werden hier kurz zusammengefasst:

- **Haushaltswärme:** Einsatz von elektrischen Luft-Wasser oder Luft-Luft Wärmepumpen, die jedoch eher im Neubaubereich und weniger in dicht besiedelten Gebieten eingesetzt werden können; Hybridheizungssystemen [9], die die Vorteile von elektrischen Wärme-

pumpen (in Zeiten günstigen EE-Stroms) und Gas-Brennwertsystemen (in Zeiten teuren EE-Stroms) nutzen lassen; Nahwärmesystemen, die die hohen Installationskosten von Gasverteilnetzen auf dem letzten stark unterausgelasteten Meter vermeiden helfen, sowie extreme Energieeinsparbemühungen in versorgungsautarken Niedrigenergiehäusern.

- **Industrieprozesswärme:** Alternativ zur Gasrohrleitungsversorgung könnten synthetische EE-Energieträger wie z. B. Methanol, LOHC oder auch synthetische Kohlenwasserstoffe (aus sog. Power-to-Liquids = PtL-Anlagen zum Einsatz kommen bzw. auch EE-Direktstromheizungen aus Power-to-Heat = PtH).
- **Industrieller Rohstoff:** Auch hier besteht ein direkter Wettbewerb mit flüssigen synthetischen Energieträgern wie Methanol oder Ammoniak, für die jedoch teilweise neue Infrastrukturen entwickelt werden müssen, anders als beim Gasnetz, das – zumindest in Deutschland und einigen anderen europäischen Ländern – bereits engmaschig vorhanden ist.
- **Mobilität:** Sektorenabhängig wird sich Gas, und hier vor allen Dingen Wasserstoffgas, gegen flüssige Kraftstoffalternativen (PtL) behaupten müssen, die insbesondere über Importpfade kostengünstig in sonnenreichen Ländern hergestellt nach Deutschland gelangen können, wie z. B. in [7] beschrieben. Auch die Direktnutzung von EE-Elektrizität, hier besonders im Straßenverkehr (Batterie-Pkw), Schienenverkehr (auf nicht elektrifizierten Strecken für Batterie- statt Brennstoffzellenantriebe) ist zu berücksichtigen. Studien haben jedoch gezeigt, dass der Einsatz der Brennstoffzellentechnik in der Mobilität zu systemischem Nutzen führt, der über die Optionen der Energiegroßspeicherung zu einem systemisch vergleichbaren Gesamtnutzungseffizienz der EE-Quellen führt, wie die der E-Mobilität [10, 11].

Die künftige Ausgestaltung des Energiesystems sieht nun doch eine starke Rolle von Gas vor [12]. Eine Funktion ist die Unterstützung des hoch effizienten Stromnetzes durch Flexibilisierungsoptionen durch die Vorteile der günstigen Speicherbarkeit z. B. in nord- und mitteleuropäischen unterirdischen Salzkavernen oder in kleineren Mengen auch an den Produktions- oder Nutzerorten (z. B. an Wasserstoff-Tankstellen) sowie hoher Transportenergieeffizienz (eine Gastransporttrasse transportiert etwa 7 bis 10 Mal den Energieinhalt einer Hochspannungstromtrasse). Diese neue Funktion des Gasnetzes ergänzt seine Rolle als potenzieller Energievektor und Rohstofflieferant für alle Energiesektoren. Heute ist auf Grund der vielen technologischen Optionen von Gas und seiner Entwicklungspotenziale noch nicht absehbar, welches neue Gleichgewicht „Elektronen vs Gasmoleküle vs Flüss-

sigmoleküle“ als Energieträger sich bis 2050 einstellen wird und welches die sinnvollsten Entwicklungspfade sind, bzw. welche Technologie sich für welche Anwendung mit welchem Anteil durchsetzen wird.

3. Typen von Gas

Folgende grundsätzliche Typen von Gas, die auf dem Pfad zur Defossilisierung des Gasnetzes eine Rolle spielen können, werden zur Zeit diskutiert, um fossile Energieträger wie Kohle und Mineralöl sowie Erdgas abzulösen:

- Fossiles Erdgas (zur direkten Substitution von Kohle oder Öl): CO₂-ärmer im Vergleich zu Kohle und Öl aber nicht nachhaltig, da fossil und begrenzt verfügbar
- Wasserstoff aus Erdgas-Dampfreformierung mit CCS: Fossil, CO₂-arm
- (Erneuerbares) synthetisches Methan (PtCH₄) via PtH₂ (s. u.): Teuer, weniger effizient und hohe CO₂-Nachfrage (biogen oder aus Luft), aber nachhaltig
- Biomethan (Bio-CH₄) aus Biomassen (gereinigtes Biogas): Nachhaltig aber begrenzt verfügbar

- Grüner Wasserstoff (PtH₂) aus Wasserelektrolyse (EE-Strom): Nachhaltig und effizient.

Verfolgt man die Kommunikation einiger großer Energie-transportunternehmen wie z. B. OGE, Amprion, Gasunie, TenneT und thyssengas², Ontras³, Northern Gas Networks⁴, Snam⁵, so liegt die Vermutung nahe, dass sich

² Siehe z. B. „Netzbetreiber stellen Investitionsanträge für Power-to-Gas-Projekte“, 29. März 2019, <https://www.open-grid-europe.com/cps/rde/oge-internet/hs.xsl/NewsDetail.htm?newsId=A7F58131-4AE9-47EB-BFEF-CEF2A6E319A8&ID=1063&Type=KID&rdeLocaleAttr=de&rdeCOQ=SID-6CFE60AD-077671F6>.

³ Siehe z. B. „Nur Stoff, aus dem die Träume sind – oder die Zukunft? Wie grüner Wasserstoff und Power-to-Gas die Energiewende vorantreiben“, ONTRAS.NETZPUNKTE, 1/2019, https://www.ontras.com/fileadmin/user_upload/ONTRAS_Netzpunkte_01_2019.pdf.

⁴ Z. B. „Hydrogen blueprint unveiled to make over 3.7 million homes near emission-free by 2034“, <https://www.northerngasnetworks.co.uk/2018/11/23/hydrogen-blueprint-unveiled-to-make-over-3-7-million-homes-near-emission-free-by-2034/>.

⁵ Z. B. „Europe’s Biggest Gas Grid Ramps Up Hydrogen Efforts“, 21 November 2019, <https://www.greentechmedia.com/articles/read/europes-biggest-gas-grid-ramps-up-hydrogen-efforts>.

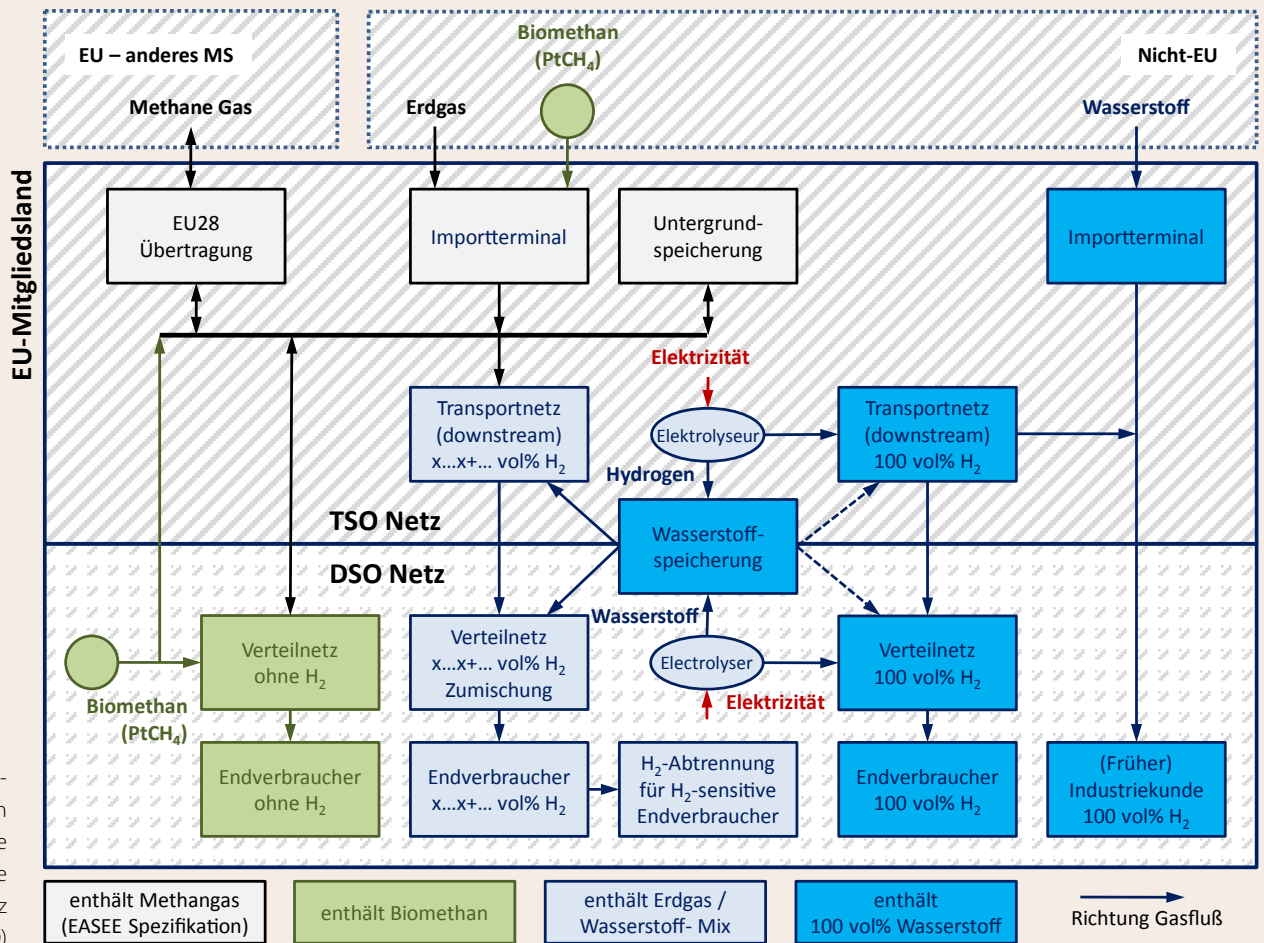


Bild 1: Einführungsoptionen für grüne Gase in das heutige Erdgasnetz (TSO und DSO)

parallel zum heute von Methangas dominierten Gastransportsystem auch ein wasserstoffdominiertes Gasnetz entwickelt wird. Während Wasserstoff in Anteilen beige-mischt werden kann, die von der sich entwickelnden Regulatorik akzeptiert werden, ist eine Zumischung von synthetischem oder Biomethan zu einem reinen Wasserstoffnetz eher sinnlos, da Wasserstoff einen aus Sicht der Endanwendungen (effiziente Brennstoffzellen) eher höherwertigen Energieträger darstellt.

4. Transport- und Verteilnetz

In einer Studie für die Europäische Kommission [4] wurde auch die unterschiedliche Bedeutung des Gastransport- und -verteilnetzes vor dem Hintergrund eines Übergangs auf CO₂-freies Gas bis 2050 beleuchtet (**Bild 1**). Während die Hauptaufgaben der heutigen Gasinfrastruktur für beide Akteure im Vergleich zur heutigen Gasinfrastruktur etwa gleichbleiben, ergeben sich auf Grund der anderen Gastypen doch auch einige neue Herausforderungen.

4.1 Transportnetz

Das Transportnetz ist über seine europaweite Verknüpfung mit den Brücken zu den Gasliefer- sowie zu anderen Gasabnahmeländern stark an Vorgaben der europaweiten Gasnetzregulatorik gebunden. Das heißt, dass jedes Fremdgas (aus Sicht des heutigen Regelwerks), das, an beliebiger Stelle in das „offene Transportnetz“ eingespeist, jederzeit auch die regulatorischen Grenzen des einspeisenden Landes überschreiten kann. Eine Änderung der Gaszusammensetzung ist also bis zur Definition eines neuen europäischen grüngas-konformem Regelwerk stark limitiert. Eine Änderung der Gaszusammensetzung, z. B. durch Zumischung von EE-H₂ ist daher nur in abgeschlossenen Transportnetzabschnitten möglich, in denen das Gas zu Verbrauchern transportiert wird, die die neue Gasnetzspezifikation vertragen. Damit einher ergeben folgende Notwendigkeiten/Forderungen:

- Die komplexe Aufgabe der Entwicklung eines europäischen Regelwerks, das die zunehmende Einspeisung/Nutzung von Grüngasen in das europäische Gasnetz grenzüberschreitend vorsieht (eine Abschottung einzelner Märkte ist aus europäischer, d. h. wettbewerblicher Marktsicht eher kontraproduktiv,
- Die Nutzung von Grüngasen in einzelnen „gesicherten“ Leitungsabschnitten, die im Laufe der Zeit, d. h. auch mit modifiziertem europäischen Regelwerk, vernetzt werden.

Im Transportnetz wird wegen der zentralen Gasproduktionsstrukturen, die Zumischung von oder Umstellung auf reinen Wasserstoff dominieren vor einer Einführung von Biomethan in großem Stil, da letzteres eher in dezentra-

len Biomethananlagen hergestellt wird und seltener den Weg in das übergeordnete Gastransportnetz findet. Gleichzeitig ist wegen der starken Vernetzung mit vielen angeschlossenen Verteilnetzen eine Vielzahl unterschiedlicher Interessen der angeschlossenen Netze zu berücksichtigen.

Eine vermutlich sinnvolle Einführungsoption ist die dedizierte Versorgung großer Wasserstoffverbraucher, die direkt an einzelne Transportnetzleitungen angeschlossen werden, wie z. B. die Versorgung einer DRI-Stahlproduktionsanlage⁶. Außerdem ist davon auszugehen, dass die Opportunität parallel geführter Gastransportleitungen bereits kurzfristig eine Umstellung einer der Leitungen auf 100 % Wasserstoff ermöglicht, insbesondere dann, wenn die Gasnachfrage in diesem Netzabschnitt insgesamt nachlässt. Eine andere Option ist die Nutzung von zentralen Elektrolyseanlagen, um synthetisch hergestelltes Methan via PtG zentral in dafür geeignete Transportleitungen bzw. Gasabschnitte bis zum regulatorischen Maximum einzuspeisen. Langfristig wird der Markt, d. h. die Wirtschaftlichkeit der Optionen über den angestrebten Gasmix entscheiden.

4.2 Gasverteilnetz

Die Anforderungen an das Gasverteilnetz sind vielfältiger bezüglich der Umstellungsmaßnahmen auf grüne Gase. Biomethan wird heute typisch auf Verteilnetzebene eingespeist. Synthetisch hergestelltes Methan kann entweder aus dem Transportnetz oder aber in dezentralen Methanisierungsanlagen hergestellt werden.

Die Einspeisung von Wasserstoff kann entweder an der Schnittstelle vom Transportnetz erfolgen, was entsprechende Vereinbarungen zwischen beiden Gasparteien erfordert, insbesondere wenn im entsprechenden Verteilnetz H₂-sensitive Kunden versorgt werden oder aber ebenfalls z. B. an regionalen Windenergieanlagen dezentral erfolgen. Auf der anderen Seite kann ein Segment eines Gasverteilnetzes auch komplett auf 100 % Wasserstoffbetrieb umgerüstet werden, was dann aber statt der dedizierten Umstellung eines Großverbrauchers wie im Transportnetz, die Umstellung potenziell vieler angeschlossener Endverbraucher mit ggfs. einer Vielzahl unterschiedlicher Geräte erfordert.

Ein weiterer Aspekt ist die Regulatorik. Da Gasverteilnetze national betrieben werden, muss der entsprechende Versorger nur das jeweils gültige nationale Regelwerk befolgen, in dessen Rahmen er die Verbraucher versorgt. Er kann also bei Zustimmung der in seinem Verteilnetzbereich angeschlossenen Endanwender einfache Son-

⁶ In DRI-Anlagen ersetzt Wasserstoff Koks zur Direktreduktion von Eisenerz zu sog. Hot Briquetted Iron (HBI) und im Folgeschritt zu Rohstahl. Diese Anlagen können einen spezifischen Wasserstoffbedarf von 50-60.000 t_{H₂}/Jahr haben für eine DRI-Anlage mit einer Kapazität von 1 Mt_{Rohstahl}/Jahr.

derregelungen für erste Pilotprojekte z. B. mit einer 100 % H₂-Versorgung entwickeln, ähnlich wie für die Stadt Leeds im Norden Englands vorgeschlagen und detailliert untersucht [13].

5. Selbstversorgung oder Importe

Im Zusammenhang mit einer umfassenden Einführung der unterschiedlichen CO₂-armen oder CO₂-freien Energiegase stellt sich die Frage nach deren Verfügbarkeitspotenzialen für eine deutschland- oder europaweite Versorgung. Die Verfügbarkeit von Biomethan hängt dabei stark vom Wettbewerb am Biomassemarkt ab, insbesondere jedoch von der Nutzung der Biomasse zur Nahrungsmittelversorgung sowie von der künftigen Intensität der landwirtschaftlichen Anbauverfahren. In einer Studie für die Europäische Kommission [4] wurde ein globales technisches Potenzial von ca. 1.150 TWh/a für Biomethan ermittelt, das einem Gasbedarf von 4.000 TWh/a für 2030 oder 2050 gegenübersteht, dem Maximum aller in Studien bisher angenommenen Gasnachfrage für EU28.

Im Gegensatz dazu wird die Verfügbarkeit von synthetischem Methan (PtCH₄) oder reinem Wasserstoff (PH₂) im Erdgasnetz durch die nutzbaren Potenziale von erneuerbarem Strom in Deutschland oder Europa bestimmt. Analysen gehen davon aus, dass insbesondere in Deutschland das Wind- und PV-Potenzial nicht ausreichen dürfte, um heutige und künftige neue Stromwendungen in allen Energiesektoren zu bedienen, nicht zuletzt wegen der derzeit sinkenden öffentlichen Ak-

zeptanz insbesondere der Windenergienutzung. Diese wird künftig jedoch auch stark von der aktiven Beteiligung der Bürger an der Umsetzung abhängen. Das auf EE basierende technische H₂-Produktionspotenzial wurde in [4] für 2040/2050 zu ca. 7.900 TWh/a unter Berücksichtigung der Effizienzsteigerungspotenziale ermittelt (Bild 2), wiederum im Vergleich zur maximal angenommenen Gasnachfrage von 4.000 TWh/a in EU28. Damit könnte eine europäische Eigenversorgung mit grünem Wasserstoff darstellbar sein und Biomethan etwa ¼ der maximal angenommenen Nachfrage bedienen.

Eine wichtige Determinante für die Frage nach dem künftigen Eigenversorgungsanteil mit Energie in Europa sind die Herstellkosten von grünem Wasserstoff. Andere Determinanten sind neben der öffentlichen Akzeptanz (siehe vorhergehender Abschnitt), die politische Absicht zu einer höheren politischen Unabhängigkeit in der Energieversorgung (strategische Sicherheit) sowie die angestrebten Wertschöpfungspotenziale aus diesem Industriesektor innerhalb Europas, alles politische Ziele, die hier nicht weiter diskutiert werden sollen.

Die Gestehungskosten für grünen Wasserstoff in Deutschland, Europa und anderen Teilen der Welt wurden durch die Internationale Energieagentur analysiert (Bild 3). Danach ist auf dem bisherigen Stand der Annahmen nicht ablesbar, ob Wasserstoffimporte im großen Stil im Wettbewerb um die Produktion innerhalb Europas konkurrieren können. Es bleibt daher abzuwarten, wie sich die Preisentwicklung gestalten wird. Die für die Gasnetzbetreiber relevanten Importpfade sind die aus Russland (Erdgas mit CCS, perspektivisch auch

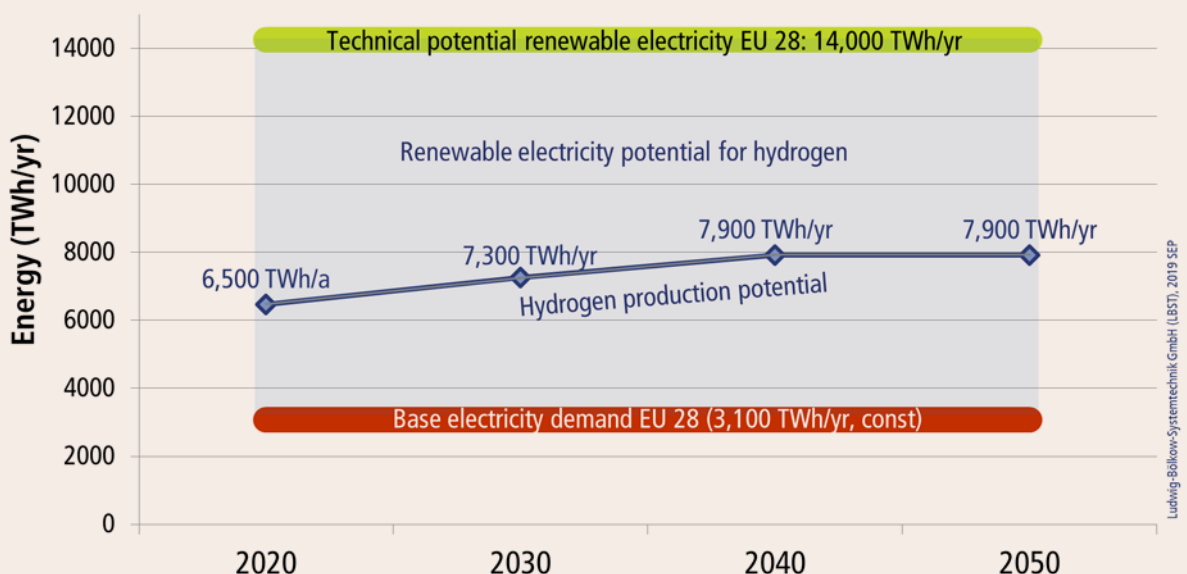


Bild 2: H₂-Produktionspotenzial aus erneuerbarem Strom in Europa

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), 2019 SEP

Windenergie), aus Skandinavien (Wasserkraft eingeschränkt und Windenergie) und Nordafrika (Windenergie, Photovoltaik und Solarthermie). Hier kann an die früheren Aktivitäten von Desertec angeknüpft werden (siehe z. B. [14]), Gasrohrleitungsverbindungen zwischen Nordafrika und Europa bestehen bereits zwischen Italien und Libyen sowie Spanien und Marokko. Diese Trassen ließen sich künftig auch für den Import von Wasserstoff um- bzw. ausbauen.

6. Zumischung von oder vollständige Umstellung auf Wasserstoff

Gasmischungen aus Methan und Wasserstoff stellen aus technischer Sicht keine Innovation dar. Die Anfänge der Gasversorgung in Europa datieren ins 19. Jahrhundert zurück. Es entwickelte sich in Folge in einigen Ländern dann eine Versorgung mit Stadtgas (= Kokereigas), einer Mischung aus Methan, Kohlenmonoxid und 50-60 % Wasserstoff. Die Umstellung auf methanreiches Erdgas erfolgte erst in den 60er und frühen 70er Jahren. Erste Überlegungen zur Einführung grünen Gases gehen zurück auf eine Anzahl Studien in Europa wie z. B. [15] und [16], eine erste konkrete Analyse der Umstellung eines bestehenden Gasverteilschnittes auf 100 % Wasserstoff wurde z. B. in [17] vorgestellt.

In einer Vielzahl von aktuellen Analysen, z. B. [18] und [19] wurden die technischen, sicherheitstechnischen und regulatorischen Herausforderungen bzw. Aufgaben zu einer Zumischung von Wasserstoff zum Gasnetz analysiert bzw. getestet. Diese Analysen gingen dabei von

der Annahme aus, dass kostengünstige „überschüssige“ Windenergie zur Wasserstoffproduktion mit anschließender Einspeisung ins Gasnetz für einen sukzessiv wachsenden H₂-Anteil im Gasnetz genutzt werden kann. Die aktuelle Diskussion z. B. in der deutschen Gasindustrie sieht eine Zumischung von 20vol% oder mehr zum Erdgasnetz als umsetzbar an und fordert eine entsprechende Anpassung des Regelwerks. Dieser Vorschlag ist allerdings nicht Bestandteil eines größeren Konzeptes zur weitergehenden Entwicklung des Gasnetzes hin zum Null-CO₂-Betrieb in 2050 [20]. Auch wenn sich bisher erst wenige kommunale Gasversorger detailliert mit der Einführung grüner Gase ins Gasnetz im großen Stil auseinandergesetzt haben, steht zu erwarten, dass die kommunalen Versorgungsunternehmen eine wichtige Rolle spielen werden. Allein die Tatsache, dass die Wasserstofftankstellen zur Versorgung um Brennstoffzellenfahrzeugen vom Verteilnetz aus beliefert werden sollten, um die Anzahl von Gefahrguttransporten über die Straße zu minimieren, erfordert ein rechtzeitiges Nachdenken darüber, wie dann das Gasverteilsnetz zukünftig beschaffen sein sollte und in welchen Schritten der Umbau zu erfolgen hat.

In [4] wurde daher eine konsequente Analyse beauftragt, um das heutige Gasnetz und den Übergang in eine CO₂-freie Gaswelt in 2050 von der Zukunft aus zu denken, d. h. die kurzfristigen Maßnahmen auch an den langfristigen Erfordernissen zu messen. Dafür wurde das in **Bild 1** gezeigte Schema entwickelt, das aufzeigt, welche technischen Zumischkonzepte denkbar und welche herausfordernd sind. Danach entwickelt sich folgendes Bild:

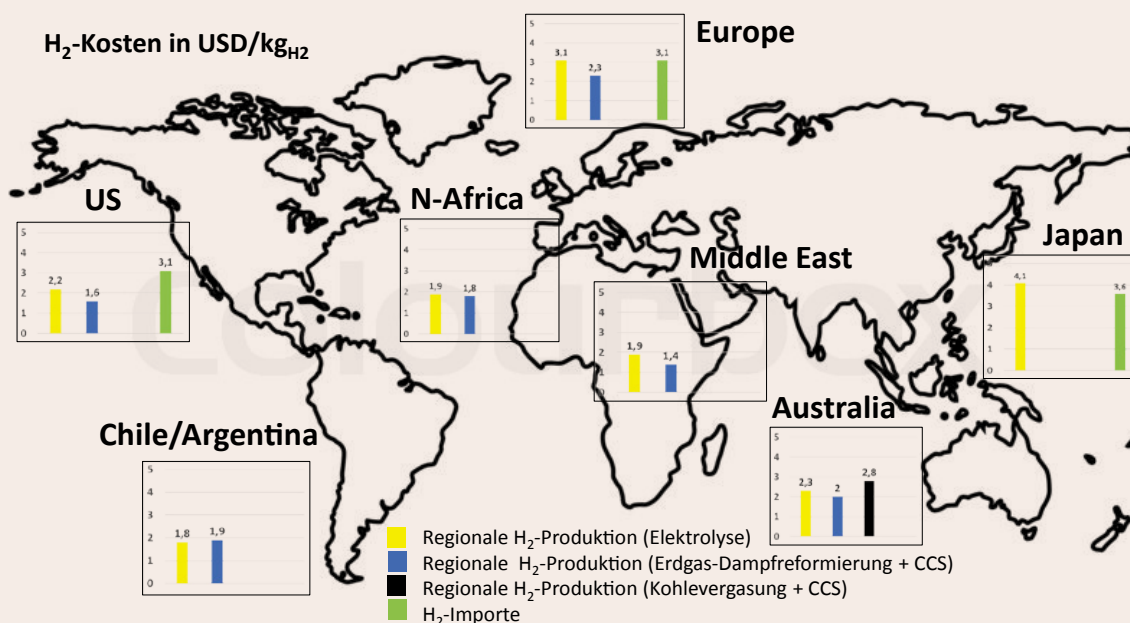


Bild 3: Langfristige Wasserstoff-Bereitstellungskosten in verschiedenen Weltregionen (LBST, Basis [7])

Gastransportnetz

- Eine Einspeisung beliebiger Mengen Fremdgase wie z. B. Wasserstoff in das „offene Gasnetz“⁷ wird solange nicht möglich sein, solange es kein übergreifendes europäisches Regelwerk gibt, das solche Zumischungen zulässt. Grund ist, dass für die Zumischung ins „offene Transportnetz“ nicht zu verhindern ist, dass einmal eingespeicherter Wasserstoff auch Ländergrenzen überschreitet und damit Regelwerke anderer Regimes verletzen kann.
- Der Betrieb von Gastransportleitungen mit definierten H₂-Zumischungen ist insbesondere dann möglich, wenn mit den angeschlossenen Verteilnetzen oder Endverbrauchern entsprechende Vorkehrungen getroffen werden. In diesem Fall ist jedoch seitens der Verbraucher von einer festen Zumischrate in engen Grenzen auszugehen, was bei fluktuierender Einspeisung aus EE-Strom entsprechend dimensionierte H₂-Pufferspeicher erfordert, typischerweise Salzkavernen nahe den H₂-Produktionsorten.
- Der Betrieb zunächst einzelner Transportgasleitungen mit reinem Wasserstoff ist ebenfalls immer dann möglich, wenn entsprechend ausgerüstete oder H₂-tolerante Endverbraucher identifiziert werden. Ein Wasserstoffnetz wird sich dann sukzessive durch Vernetzen einzelner Leitungsabschnitte entwickeln können.

Gasverteilnetz

- In Verteilnetzabschnitten, in denen heute Biomethan zugemischt wird, d. h. die potenziell im Nachfrageminimum bei gleichzeitigem Biomethanüberschuss auch ins „offene Gastransportnetz“ rückspeisen müssen, ist eine H₂-Zumischung aus vorab beschriebenen Gründen nicht zulässig.
- In Verteilnetzabschnitten, die Endverbraucher ohne Restriktionen für eine H₂-Zumischung versorgen, kann nach Absprache und ggfs. Austausch technischer Komponenten im Netz und beim Endverbraucher auf H₂-Zumischraten umgestellt werden, die nach dem jeweiligen Regelwerk zulässig sind. So dürfte eine Zumischung von 10-20vol% in absehbarer Zeit möglich sein. Die Versorgung z. B. von Erdgastankstellen in solchen Netzabschnitten könnte zwar mit geeigneten H₂-Entmischungsverfahren möglich sein, aber gleichzeitig auch sehr kostenintensiv. Außerdem würde die Zumischung jeweils konstant über alle Bedarfsperioden gehalten werden, was entweder einen H₂-Speicher an der Grenze dieses Verteilnetzes oder eine flexible H₂-Anlieferung aus dem vorgelagerten Trans-

portnetz erforderlich macht. Die zweite Option liegt z. B. der Projektidee von Leeds 21 CityGate [13] und dem Pilotprojekt HyBridge⁸ zugrunde.

- Einzelne Verteilnetzabschnitte mit Endgeräten, die sich grundsätzlich kostengünstig auf einen reinen H₂-Betrieb umstellen lassen (wie z. B. H₂-Kessel), können auch komplett umgestellt werden. Auch diese Verteilnetzabschnitte können später zu einem Gesamt-H₂-Netz zusammenwachsen.

Kurzfristig werden Projekte mit einer Zumischung von H₂ zum Erdgas entwickelt werden, um Erfahrungen mit dieser Technologie zu sammeln. Das zeigen diverse Projektvorschläge europaweit⁹. Es gibt allerdings auch gewichtige Argumente, die gegen eine langfristig größere Bedeutung einer H₂-Zumischung zum Gasnetz sprechen, wie folgt:

- Grundsätzlich versperrt die Zumischung von H₂ zu Methangas im Gasnetz die Belieferung von H₂-Tankstellen für Brennstoffzellenfahrzeuge, die hochreinen Wasserstoff nachfragen.
- Eine H₂-Zumischung wird im Allgemeinen konstant zu erfolgen haben (Abrechnung, Brennwert, Verbraucher, Sicherheit).¹⁰ Die dadurch erforderlichen Maßnahmen (H₂-Speicherung am Rande des Verteilnetzes oder durch flexible H₂-Versorgung aus vorgelagertem Transportnetz) sind hoch und konterkarieren die Rolle des Gasnetzes als Flexibilitätsoption für das von EE-Strom durchdrungene Stromnetz.
- Im Transportgasnetz wird für die nächste Zeit eine H₂-Zumischung nur auf „geschlossene Netzbereiche“ zulässig sein und soweit es das zuständige Regelwerk bzw. die angeschlossenen Endverbraucher dieses zulassen.
- Da eine volumetrische Zumischung von x% H₂ zum Erdgas lediglich einen energetischen Beitrag von x/3% liefert, beträgt die angestrebte CO₂-Reduktion bei einer Zumischung von z. B. 10 vol% nur ca. 3,3 CO₂% und von 20 vol% nur ca. 7 CO₂%. Mit anderen Worten, werden die technischen und damit kostenrelevanten Aufwendungen im Angesicht eher geringer CO₂-Effekte übermäßig hoch sein im Angesicht der bereits sehr kurzfristig erforderlichen CO₂-Reduktionsziele für 2030 und erst recht für 2050.

⁷ Im Gegensatz zum „geschlossenen Gasnetz“ wird unter „offenem Gasnetz“ der Teil des Transportnetzes verstanden, der in Richtung benachbarter Netze offen ist, d. h. zum Beispiel zum Gastransit in Nachbarländer genutzt wird.

⁸ HyBridge – Sektorenkopplung auf Systemebene, <https://www.hybridnet.net/>.

⁹ Z. B. ElementEins (<https://www.element-eins.eu/>), HyBridge (<https://www.hybridnet.net/>), Leeds City Gate h21 ([13]).

¹⁰ Variable H₂-Zumischraten sind zwar grundsätzlich denkbar, erfordern aber einen hohen regeltechnischen Aufwand zum Schutz der Endgeräte (z. B. H₂-Extraktion) bzw. flexibel für variierende H₂-/CH₄-Gemische ausgelegte Endgeräte.

7. Vom technischen Gas zum Energiegas

Heute dient Wasserstoff der Industrie vor allen Dingen als chemischer Rohstoff oder als technisches Gas, das in 2015 zu ca. 74 % onsite, d. h. am Ort der Produktion vornehmlich aus der Erdgas-Dampfreformierung auch wieder verbraucht wird. Die Verbindung von Produktion und Verbrauch erfordert daher nur eine werksinterne, d. h. industrielle und keine öffentliche Gasinfrastruktur. Der Rest besteht aus sog. Handelswasserstoff, der üblicherweise per Trailer (Lkw, Schiene, Schiff) zum produktionsfernen Verbraucher transportiert wird. Entsprechend sind die industriellen Finanzierungsmechanismen, d. h. mit vergleichsweise kurzen Abschreibungsdauern von 10 bis 15 Jahren und höheren Zinssätzen.

Im Gegensatz dazu wird Erdgas heute über eine öffentliche Transport- und Verteilinfrastruktur vom Förder-/Produktionsstandort zum Verbraucher transportiert. Da diese Dienstleistung als hoheitliche Aufgabe einer öffentlichen Energieversorgung eingestuft wird, kommen andere Finanzierungsansätze zum Einsatz. Die Abschreibungsdauern von langlebigen Komponenten wie Rohrleitungen/Rohrleitungsnetzen oder Gasspeichern sind wesentlich länger (z. B. 50 Jahre für Stahlrohrleitungen und 100 Jahre für Kunststoffrohrleitungen) aber auch tendenziell niedrigeren Zinssätzen für die Finanzierung.

Für einen Kostenvergleich einer Wasserstoffversorgung via Rohrleitung(snetz) wurde eine Wirtschaftlichkeitsrechnung für die Versorgung von vier durchsatzstarken H₂-Tankstellen zur Betankung von insgesamt ca. 50 Brennstoffzellenzügen, die über ein kurzes Rohrleitungsnetz von zusammen ca. 100 km mit dem zentralen Produktionsort verbunden werden (DN 150, ein Hauptast mit drei Abzweigungen) durchgeführt. Eine vereinfachte Kostenrechnung weist einen deutlichen Kostennachteil einer auf 15 Jahre abgeschrieben H₂-Industrierohrleitung gegenüber einer auf 50 Jahre abgeschrieben öffentlichen H₂-Gasrohrleitung von knapp 1 € bzw. einem Viertel des Kostenbeitrags des H₂-Transportes an den gesamten H₂-Bereitstellungskosten an den Tankstellen aus (Bild 4). Hier würde die Regulierung zukünftiger Wasserstoffnetze auf Basis bestehender Regelungen für Erdgasleitungen deutliche Kostenvorteile ermöglichen.

8. Blauer versus grüner Wasserstoff

Im Erdgasnetz transportierter Wasserstoff kann sowohl zu 100 % aus erneuerbarem Strom als auch aus fossilen Energien (typisch Erdgas) oder Mischungen aus beiden hergestellt werden. Die H₂-Zertifizierungs-Initiative CertifHy hat eine eigene Nomenklatur für die Bezeichnung Wasserstoff unterschiedlicher Defossilisierungsgrade entwickelt (Bild 5).

Die von CertifHy gewählte Nomenklatur nach [5] unterscheidet dabei nach grauem Wasserstoff, als signifikant CO₂-behaftet gilt und CO₂-armem Wasserstoff, sog. Premium-Wasserstoff, der entweder aus erneuerbaren Energien (grün) oder nicht erneuerbaren Energien (blau), mit dauerhafter Entsorgung von CO₂ (z. B. mit Hilfe von CCS) hergestellt wird. Dabei ist die CO₂-Emissionsgrenze nach CertifHy „Premium-H₂“ auf 31,4 g_{CO2-äq.}/MJ_{H2} oder 60% vom heutigen Referenzwert von 91,4 g_{CO2-äq.}/MJ_{H2}

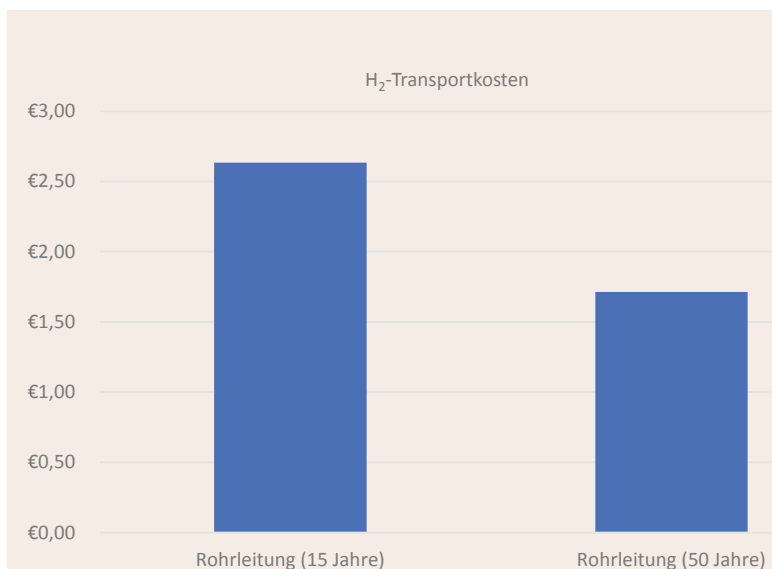
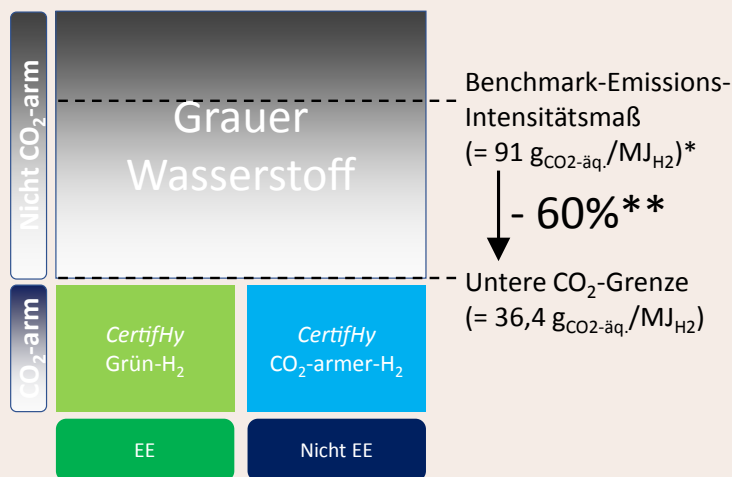


Bild 4: Kostenvergleich der H₂-Versorgung eines kleinen H₂-Tankstellennetzes via Rohrleitung(snetz) als Industrie- oder als reguliertes Gas (Abschreibungsdauer 15 / 50 Jahre)



* bester heute verfügbarer H₂-Produktionsprozess (Erdgas-Dampfreformierung, versorgt heute ca. 95% des H₂-Marktes)
 ** entspricht Reduktionsziel der RED für Biokraftstoffe in 2018

Bild 5: Nomenklatur von Wasserstoff unterschiedlicher Herkunft nach CertifHy

festgelegt¹¹. Mit Hilfe dieser Festlegung und einem entsprechend vereinbarten Zertifizierungsprozess soll es in Zukunft möglich werden, CO₂-freien oder -armen Wasserstoff von fossilem nachweisbar zu unterscheiden.

Die Ambition der Gasindustrie besteht nun darin, auf dem Weg zu einer vollständigen Defossilisierung und Null-CO₂-Emissionen bis 2050 für den Einsatz von Wasserstoff den Pfad zu entwickeln, der auf dem kostengünstigsten Weg die jeweils geforderte CO₂-Einsparung erbringt¹². Die relevanten technologischen Schlüsselprozesse sind die Elektrolyse von Wasser zur Produktion grünen Wasserstoffes und die Herstellung aus Erdgas über den Weg der Dampfreformierung mit Endlagerung von CO₂ (CCS) oder der Methanzerlegung durch Pyrolyse mit anschließender Entsorgung des als Nebenprodukt erzeugten Kohlenstoffes.

Während der erste Pfad bereits in den 90er Jahren detailliert analysiert wurde und sich einige CCS-Anlagen seit Jahren bereits erfolgreich in Betrieb befinden, wird mit dem zweiten Pfad technologisches Neuland betreten. So wurden verschiedene Technologievarianten zur Einbringung der erforderlichen Energie zur Abtrennung der zwei H₂- vom C-Molekül vorgeschlagen (**Bild 6**).

Der besondere Vorteil des zweiten Pfades besteht in der wesentlich einfacheren Entsorgung von festem Kohlenstoff, einem Verfahren, das eher öffentliche Akzeptanz finden dürfte als die Entsorgung von gasförmigem CO₂. Der Nachteil liegt in der aufwändigeren Prozessführung, um die im Umgang mit feinpulvrigen Substanzen auftretenden mechanischen Verschmutzungsprobleme beherrschen zu lernen. Trotz einiger prototypischer Versuchsanlage im Betrieb in Kanada, den USA, Australien und Deutschland ist der technologische Reifegrad bisher noch nicht über das Niveau TRL 7 herausgekommen.

¹¹ Letztere resultiert aus einer Herstellung von Wasserstoff mit Hilfe der Dampfreformierung.

¹² Da der Fokus dieses Beitrags auf Wasserstoff als Energieträger liegt, wird die Methanisierung von Wasserstoff zu synthetischem Methangas hier nicht weiter betrachtet. Diese könnte in einer eher auf dem breiten Einsatz von Methangas im Gasnetz ebenfalls eine wichtige Rolle bekommen.

Auch ist heute in Anbetracht des Mangels umfangreicher Praxiserfahrungen mit dem Betrieb von Pyrolyseanlage im großen Maßstab nicht vorherzusehen, ob diese Technologie jemals die Wirtschaftlichkeit einer technisch robusten CO₂-Entsorgung erreichen kann. Das gilt insbesondere für die Unsicherheit über den Wert des als Nebenprodukt hergestellten festen Kohlenstoffes, dessen Produkteigenschaften (und damit sein Preis) im Wesentlichen von der Prozessführung und damit wiederum von der Wasserstoffausbeute abhängt. Die Vielfalt möglicher C-Produkte reicht von Ruß (Carbon Black) bis hin zum Graphit mit definierten Eigenschaften bzw. Geometrien. Es sind daher noch weitere Praxiserfahrungen mit dieser Technologie zu sammeln, um über seine grundsätzliche Eignung zur Herstellung von CO₂-armem Wasserstoff aus Erdgas entscheiden zu können.

Literatur

[1] UN-Klimakonferenz in Paris 2015, Text des Übereinkommens von Paris, https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/paris_abkommen_bf.pdf

[2] *Bünger, U.; Michalski, J. und Zerhusen, J.* et.al.: Ermittlung des volkswirtschaftlichen sowie des klimarelevanten Nutzens mittels Power-to-Gas. Expertise für Open Grid Europe GmbH und Amprion GmbH, Februar 2018, https://www.open-grid-europe.com/cps/rde/xbcr/oge-internet/Studie_Sektorenkopplung.pdf

[3] *Michalski, J.; Altmann, M.; Bünger, U. und Weindorf, W.*: Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen. Eine Expertise für das Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, Mai 2019, https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/asset/document/bericht_wasserstoffstudie_nrw-2019-04-09_komp.pdf

[4] *van Nuffel, L.; Dedecca, J.G.; Yearwood, J.; Smit, T.; Bünger, U.; Altmann, M.; Fischer, Ch.; Michalski, J.; Raksha, T.; Zerhusen, J. und De Vita, A.*: Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure. Spec. Tender under Framework Contract MOVE/ENER/SRD/2016-498 Lot 2, ENER/B1/2018-278, Abschlussbericht, September 2019

Bild 6: Unterschiedliche Pyrolysetechnologien

Prozess	Verfahren		Produkt	Hersteller/Entwickler
CH ₄ → 2 H ₂ + C	Thermisch	Nicht katalytisch	Thermischer Industrieruß	KIT / ASS
		Katalytisch	Metallkatalysator	Hazer
	C-Katalysator		BASF	
	Plasma	Thermisch	Kværner CB&H	Monolith
Nicht-thermisch		Glid-Arc		

- [5] CertifHy – Developing the 1st EU-wide Guarantee of Origin scheme for Premium Hydrogen, Project co-finance by the FCH JU under FP7, https://www.certifhy.eu/images/media/files/CertifHy_Presentation_short_final_lowres.pdf.
- [6] Interview mit Prof. Klaus-Dieter Borchardt (Director DG ENER Internal Energy Market – Directorate B) durch Ilaria Conti (Head of Gas area at the Florence School of Regulation), <https://www.youtube.com/watch?v=N7GBa3YyYKY>
- [7] The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan, Juni 2019, <https://www.iea.org/hydrogen2019/>
- [8] Hölling, M.; Weng, M. und Gellert, S.: Bewertung der Herstellung von Eisenschwamm unter Verwendung von Wasserstoff, Stahl und Eisen 137 (2017) Nr.6
- [9] Hybrid Heat Pump for Micro Heat Network J. M. Counsell, Y. Khalid, M. J. Stewart C. World Academy of Science, Engineering and Technology, Int. J. Energy and Power Engineering, Vol:11, No:7, 2017, <https://publications.waset.org/10008150/pdf>
- [10] Bünger, U.; Nicolai, St.; Zerhusen, J.; Monsalve, C.; Kharboutli, S.; Michalski, J.; Ruhe, St. und Albrecht, U.: Infrastrukturbedarf E-Mobilität – Analyse eines koordinierten Infrastrukturaufbaus zur Versorgung von Batterie- und Brennstoffzellen-Pkw in Deutschland. Forschungsprojekt der Ludwig-Bölkow-Stiftung gefördert durch die ADAC Stiftung, Juni 2019, https://stiftung.adac.de/app/uploads/2019/06/lBeMo_Abschlussbericht_final_190625_LBST_Zerhusen.pdf
- [11] Robinus, M.: Batterie oder Brennstoffzelle – Kosten des Infrastrukturaufbaus im Verkehrssektor. DVGW – Energie / Wasser-Praxis, 26. Juni 2018, <https://www.energie-wasser-praxis.de/wissen/artikel/batterie-oder-brennstoffzelle-kosten-des-infrastrukturaufbaus-im-verkehrssektor/>
- [12] Gas? Ja, weil es unverzichtbar ist. Interview mit Andreas Feicht, Staatssekretär im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, g – Das Gasmagazin, 2/2019
- [13] Leeds City Gate h21. Projektteam Northern Gas Networks, kiwa Gastec, Amec Foster Wheeler, 2017, <https://www.northern-gasnetworks.co.uk/wp-content/uploads/2017/04/H21-Report-Interactive-PDF-July-2016.compressed.pdf>
- [14] van Nuffel, L.; Smit, T.; Bünger, U.; Michalski, J.; Zerhusen, J. und De Vita, A.: The role of Trans-European gas infrastructure in the light of the 2050 decarbonisation targets. Specific Tender under Framework Contract MOVE/ENER/SRD/2016-498 Lot 2, 24. September 2018, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/gas_infrastructure_2050_report_tasks_3_and_4_v2.pdf
- [15] Expertise über die Wasserstoffzumischung zum Erdgas im Versorgungsgebiet der Hamburger Gaswerke GmbH, DVGW, 1990
- [16] Bünger, U.; Schmalschläger, Th. und Zittel, W.: Durchführbarkeitsstudie für einen räumlich begrenzten H₂-Einsatz im Versorgungsgebiet der Stadtwerke München – H₂-Projekt. Studie der LBST für die Stadtwerke München, Oktober 1994
- [17] Geitmann, S.: Lolland baut das Wasserstoff-Dorf 2.0 – Vestenskov ist zufrieden mit seiner Wasserstoff-Versorgung. HZwei, Juli 2013
- [18] Müller-Syring, G.; Henel, M.; Köppel, W.; Mlaker, H.; Sterner, M. und Hächer, Th.: Management Summary: Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz, Studie für den DVGW, 19. Februar 2013
- [19] Altfeld, K. und Pinchbeck, D.: Admissible Hydrogen Concentrations in Natural Gas Systems. gas for energy 03 / 2013, http://www.gerg.eu/public/uploads/files/publications/GERGpapers/SD_gfe_03_13_Report_Altfeld-Pinchbeck.pdf
- [20] Pilotprojekt in Sachsen-Anhalt Erstmals 20 Prozent Wasserstoff im Gasverteilnetz. Energy 4.0, 29.07.2019, <https://www.industrie.com/de/erstmals-prozent-wasserstoff-im-gasverteilnetz-2382123>

Autor



Dr. **Ulrich Bünger**, M.Sc.
Ludwig-Bölkow-Systemtechnik |
Ottobrunn |
Tel.: + 49 89 608 110 42 |
ulrich-buenger@lbst.de