

Anforderungen, Möglichkeiten und Grenzen der Abtrennung von Wasserstoff aus Wasserstoff-Erdgas-Gemischen

Wasserstoff als Energieträger lässt sich im vorhandenen Leitungsnetz der Erdgasversorgung transportieren. Mit der **Zumischung von Wasserstoff zu Erdgas können jedoch Probleme bei wasserstoffsensiblen Anlagen bzw. Kunden auftreten. Im Rahmen einer Studie, die diesem Beitrag zugrunde liegt, wurden mögliche Trennverfahren und Alternativen wie die Methanisierung **technisch und ökonomisch bewertet**. Ergebnis der Untersuchungen ist, dass Technologien zur Erfüllung dieser Schutzfunktion existieren und Potenzial hinsichtlich **der technischen Weiterentwicklung** und ggf. der Kostensenkungen besteht. Speziell die Membrantechnologie ist in der Lage, dem Pipelinenetz zusätzlich eine Transportfunktion für Wasserstoff zu ermöglichen.**

von: Udo Lubenau (DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH) & Peter Kussin (DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie)

Ein Hauptproblem der Energiewende ist die zeitlich begrenzte und vom Wetter abhängige Verfügbarkeit des erneuerbaren Stroms. Diese Herausforderung hat in Deutschland zahlreiche lokale und regionale Forschungsprojekte angestoßen, die auf die Stromwandlung mithilfe der Power-to-Gas-Technologie setzen. Dabei wurden und werden sowohl beachtenswerte technologische Lösungen erzielt als auch einzelne Demonstrationsobjekte realisiert.

Die Erzeugung von Wasserstoff kann als technisch gelöst betrachtet werden. Mit der Möglichkeit, dem Erdgas Wasserstoff beizumischen, sind aber durch die Gasindustrie folgende Probleme zu lösen:

- zeitlich begrenzte und vom Wetter abhängige Verfügbarkeit des erneuerbaren Stroms für den Elektrolyseprozess
- über mehrere Jahre bzw. Jahrzehnte gestrecktes Wachstum des zur Verfügung stehenden Volumens an Wasserstoff

Einigkeit besteht darüber, dass für die Speicherung und Verteilung von Was-

serstoff in den nächsten Jahren keine großflächige separate Infrastruktur neben der Erdgasinfrastruktur aufgebaut werden kann; die Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff wird in der Startphase deshalb auf die bereits bestehenden Techniken und Infrastrukturen des Erdgasnetzes zugreifen müssen. Dies betrifft an Infrastruktur die Untergrundgasspeicher (UGS) und das Gastransportnetz. Es wird eine unter Umständen langjährige Übergangsphase nötig sein, bis große Mengen an Wasserstoff für eine flächendeckende Wasserstoffinfrastruktur zur Verfügung stehen. Allerdings ist die nachgeschaltete Anwendungstechnik nicht in allen Fällen ausreichend flexibel, sodass höhere Wasserstoff-Konzentrationen von 10 bis 20 Volumenprozent (Vol.-%) im Netz häufig nicht toleriert werden können. Grenzen sind z. B. durch die Nutzung von Erdgas als Kraftstoff und sensible industrielle Anwendungen gesetzt.

Um dennoch vorhandene Infrastrukturen nutzen zu können, wäre eine Trennung der beiden Komponenten Erdgas und Wasserstoff vor der Anwen-

dung eine Option, um beide Energieträger zwar gemeinsam zu speichern und zu transportieren, aber getrennt zu nutzen. Damit wäre außerdem eine langfristige Umstellung großvolumiger Gasspeicher auf Wasserstoff möglich. Im Gasnetz selbst sind momentan Wasserstoffkonzentration von stellenweise ≤ 2 Vol.-% vorgegeben, in anderen Netzbereichen könnten bis zu 10 Vol.-% Wasserstoff zugemischt werden.

An diesen Punkten setzt das Forschungsprojekt „Anforderungen, Möglichkeiten und Grenzen der Abtrennung von Wasserstoff aus Wasserstoff-Erdgas-Gemischen“ an. Die gemeinsame Nutzung der bestehenden Erdgas-Infrastruktur für Erdgas und Wasserstoff erfordert die Möglichkeit, den Wasserstoff mindestens teilweise in Interesse sensibler Anwendungen wieder aus dem Erdgas abzutrennen.

Anwendungsbedarf und Szenarien

Mit der Zumischung von Wasserstoff zum Erdgas stellt sich zunächst die Frage nach der zulässigen Konzentration im Erdgasnetz. In der DIN EN

16726:2016-04 „Gasinfrastruktur – Beschaffenheit von Gas-Gruppe H“ werden u. a. auf Grundlage des DVGW-Regelwerkes als kritische Punkte der Gasinfrastruktur hinsichtlich eines möglicherweise zu hohen Wasserstoffgehaltes im Erdgas die folgenden Anwendungsfälle genannt: unterirdische Gasspeicheranlagen in porösem Gestein (Porenspeicher), Stahltanks in Erdgasfahrzeugen, Gasturbinen, Gasmotoren und Gaschromatografen.

Damit ist die Notwendigkeit eines Schutzszenarios gegeben. Mit der Möglichkeit der Separierung von Erdgas und Wasserstoff entsteht gleichzeitig die Möglichkeit, Gaspipelines für den gezielten Transport von Wasserstoff zu nutzen. Vorteil gegenüber dem Trailer-Transport wäre das sehr große Transportvolumen. Im Rahmen eines solchen Transportszenarios ist allerdings mit hohen Anforderungen der potenziellen Wasserstoffkunden hinsichtlich der Wasserstoffreinheit zu rechnen.

Vor diesem Hintergrund wurden Szenarien identifiziert, die eine Reduzierung der Wasserstoffkonzentration im Erdgas erfordern. Ausgehend von einem Anteil von 10 Vol.-% H₂ wurden Fallbetrachtungen zum Schutz einer Erdgastankstelle, eines Glaswerkes als industrieller Anwender und einer Gasturbine durchgeführt; dies deckt ein breites Spektrum an Randbedingungen (Gasfluss, Druck und Gasqualität) ab. Neben diesen Schutzszenarios wurden Transportszenarios entwickelt, bei denen das Erdgasnetz zur Versorgung einer Brennstoffzelle und eines Industriekunden mit verschiedenen Wasserstoffvolumina eingesetzt wurde.

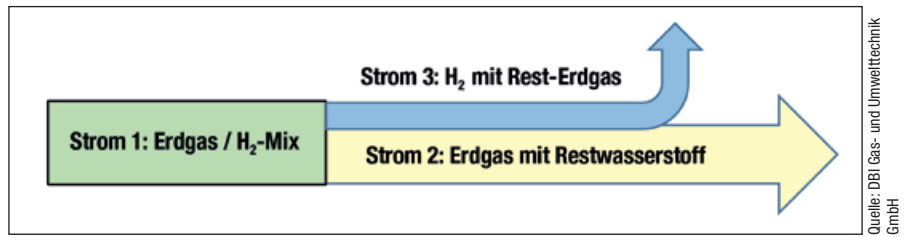


Abb. 1: Gasströme bei Separation von Wasserstoff

Quelle: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

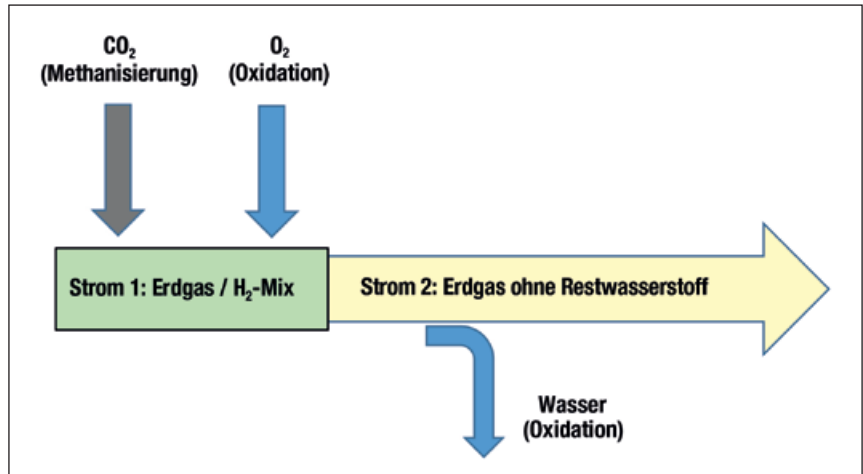


Abb. 2: Gasströme bei chemischer Umwandlung des Wasserstoffes zu Methan oder Wasser

Quelle: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

Als relevante Technologien zum Schutz von Anlagen werden die Membrantechnik sowie die chemische Umwandlung des Wasserstoffes zu Methan (Methanisierung) oder Wasser (Oxidation) gesehen. Klassische Adsorptionsverfahren sind nicht einsetzbar, gleichzeitig befinden sich neue Wasserstoff-Speichertechnologien auf einem zu geringen technologischen Level. Bei Einsatz des Gasnetzes für den Transport großer Mengen Wasserstoff könnte bei gleichzeitigem Bedarf an LNG auch das Tiefkühlverfahren zur H₂-Trennung eingesetzt werden. Mit der Separierung des Wasserstoffes ergibt sich ein neuer Gasstrom, der vom Betreiber der Anlage zu handhaben ist (Abb. 1).

Anders verhält es sich, wenn der Wasserstoff zum Schutz von Anlagen chemisch zu Methan oder Wasser umgewandelt wird (Abb. 2). In diesen Fällen sind Gase zuzuführen, bei der Oxidation ist das sich bildende Wasser zu entfernen (Gastrocknung). Tabelle 1 gibt einen Überblick, welche Verfahren in der Studie betrachtet und für Schutz- oder Transportszenarios eingesetzt werden könnten.

Membranverfahren sind für die Abtrennung geeignet, Adsorptionsverfahren dagegen bei Wasserstoffanteilen von 10 bis 30 Vol.-% aus ökonomischen Gründen nicht. Zum Schutz von Anlagen kann die Methanisierung (Power-to-Gas-Verfahren) genutzt wer-

Tabelle 1: Einsatzfähigkeit der Verfahren für die Schutz- und Transportfunktion

		Membran	Adsorption	Metallhydrid	LOHC ¹ -Verfahren	Kryo-Verfahren	Methanisierung	Oxidation
Schutzfunktion	Transportnetz	✓	-	?	?	✓	✓	✓
	Verteilnetz	✓	-	??	??	✓	✓	✓
Transportfunktion	Transportnetz	✓	-	?	?	✓	-	-
	Verteilnetz	✓	-	??	??	✓	-	-

¹ LOHC = liquid organic hydrogen carriers

Quelle: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

Tabelle 2: Vergleich der Wasserstoff-Trennverfahren

	Membran	Adsorption	Methanisierung
Druckbereich Feed (barg)	6 bis >100	bis >100	bis >100
Signifikante Abhängigkeit des Prozesses von Gaszusammensetzung des Grundgases (L- oder H-Gas, Biogas)	nein	nein	nein (hoher CO ₂ -Anteil positiv)
Einstellung Rest H ₂ - möglich	ja	nein	nein
Entschwefelung notwendig	zum Teil (Pd-Membranen)	nein	ja (Katalysatorschutz)
Erreichbarer H ₂ -Reinheitsgrad	90–99,999 variabel	99,999	-
Restwasserstoff im Erdgas	ja, Restkonzentration kostenabhängig	< 0,1 % erreichbar	< 0,1 % erreichbar
Erwärmung Gasstrom erforderlich?	membranabhängig	nein	ja
Einsatzkapazitäten (m ³ /h NTP) bisher in Anwendung	100 – 250.000	100–250.000	?
Prozess volumenstrom- und druckabhängig	ja	ja	ja
Betriebserfahrungen für den Anwendungsfall H ₂ /Erdgas	eingeschränkt (Pilotanlage)	ja	eingeschränkt (Pilotanlage)
Technology Readiness Level TRL (Technologie allg.)*	9	9	5
Technology Readiness Level TRL (Technologie für H ₂)	5 (Palladium Membran 2)	-	2
Vorbehandlung notwendig	zum Teil	nein	ja (Katalysatorschutz)
Kostensenkungspotenzial vorhanden	ja, Senkung Membrankosten	kaum	-
Tech. Entwicklungspotenzial vorhanden	ja	kaum	ja

Quelle: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

den. Die Oxidation (Reaktion des Wasserstoffes mit Sauerstoff zu Wasser) verringert ebenfalls die H₂-Konzentration im Gas, stellt aber letztendlich eine Vernichtung des Wasserstoffes dar. Das Kryoverfahren ist immer technisch möglich, diskussionswürdig aber nur für den Fall des gleichzeitigen Bedarfs an LNG. Die in Tabelle 1 mit einem Fragezeichen versehenen Verfahren erlauben zum jetzigen Zeitpunkt keine realistische Einschätzung eines Einsatzes. Bei LOHC- und Metallhydridverfahren sinkt die Wirtschaftlichkeit mit dem Betriebsdruck, die Fragezeichen sind im Verteilnetz dafür deshalb größer.

Tabelle 2 gibt einen Einblick in den Entwicklungsstand der technisch relevanten Prozesse. Die Adsorption ist erst ab 50 bis 60 Prozent Wasserstoff im Erdgas ökonomisch sinnvoll. Membranverfahren an sich sind großtech-

nisch im Einsatz (entspricht einem Technology Readiness Level (TRL) von 9), aber nicht für die Trennaufgabe Wasserstoff/Erdgas und die geringen H₂-Konzentrationen von ≤ 20 Vol.-%. Damit wird dieser speziellen Trennung ein TRL von 5 zugeordnet.

Bezüglich der Membranverfahren ist eine große Materialvielfalt anzumerken. Polymermembranen sind preiswert und weit verbreitet, aber chemisch weniger stabil. Palladiummembranen wiederum wären aufgrund der hohen erzielbaren Reinheit an Wasserstoff ideal, sind aber ebenfalls chemisch empfindlich und erfordern Arbeitstemperaturen von > 300 °C.

Prozessketten

Die ökonomische Bewertung des Schutzes technischer Anlagen vor Wasserstoff erfordert die Definition typi-

scher Szenarien der Gasverwendung. Für das Projekt wurden insgesamt fünf Szenarien definiert (**Abb. 3**), mit denen eine große Bandbreite an Variablen erfasst werden kann:

- Druckbereich von 1 bis 40 bar_a
- Eingangskonzentrationen an Wasserstoff von 10 bis 40 Vol.-%
- kontinuierliche und diskontinuierliche Fahrweise



Abb. 3: Definierte Bewertungsszenarien

Quelle: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

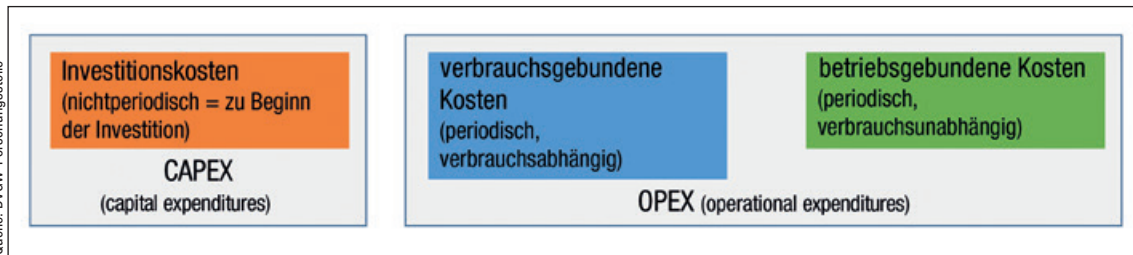


Abb. 4:
Kostentypen der Investitionsrechnung

- verschiedene Reinheitsanforderungen des abgetrennten Wasserstoffes
- Volumenströme von 150 bis > 100.000 m³/h Gasmischung

Die Betrachtung der Prozessketten zeigte, dass sehr individuelle Lösungen möglich und notwendig sind. Der Stand der Technik erlaubt Abschätzungen zur technologischen Umsetzung, auch wenn das TRL-Level bezogen auf die konkrete Anwendung im Erdgasbereich mit eher geringen Wasserstoffkonzentrationen noch zu wünschen übrig lässt. Die definierten Prozessketten wurden ökonomisch bewertet, wobei man sich auf Membranverfahren, die Methanisierung und die Verflüssigung beschränkte.

Rechtliche Rahmenbedingungen

Beim Betrieb des Transport- und Verteilnetzes für die Separation von Wasserstoff werden zusätzliche Gasaufbereitungsanlagen notwendig. Diese zusätzliche Gasaufbereitung greift in Volumenströme und Gaszusammensetzung ein. Daraus resultieren technische und rechtliche Fragestellungen für Netzbetreiber und es stellt sich die Frage, ob auf bestehende Regelungen zurückgegriffen werden kann.

Für den Bau und Betrieb der notwendigen Gasaufbereitungsanlagen ist der allgemeine Rechtsrahmen gegeben. Grundlage sind allgemeine Gesetze und Verordnungen wie das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), die Verordnung über Gas-Hochdruckleitungen (GasHDrLtgV), die Gasnetz Zugangsverordnung (GasNZV) und die Prüfung bezüglich Notwendigkeit einer Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG).

Momentan ist die Verantwortlichkeit für die Errichtung einer H₂-Separationsanlage beim Netzbetreiber zu sehen, dieser prüft ohnehin das Wasserstoff-Einspeisebegehren und hat darüber zu entscheiden. Die Übernahme einer Separationsanlage in das regulierte Asset der Netzbetreiber ist bisher nicht prinzipiell geklärt. Aktuell wäre bei der Bundesnetzagentur die Betrachtung eines Einzelfalles zu beantragen. Neben der Errichtung wird auch der Betrieb einer Wasserstoff-Separationsanlage zurzeit ebenfalls beim Netzbetreiber gesehen. Langfristig sind jedoch auch andere Lösungen denkbar.

Das DVGW-Regelwerk gibt Vorgaben hinsichtlich der Gasqualität. Die Forderungen sind in der DIN EN 17726, dem

DVGW-Arbeitsblatt G 260 „Gasbeschaffenheit“ und dem DVGW-Arbeitsblatt G 262 „Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen“ festgehalten. Eine exakte Definition von Grenzwerten ist damit aber nicht gegeben. Mit einer genauen Definition von Grenzwerten basierend auf dem Zustand des Gasnetzes und den Geräten beim Haushaltskunden werden Widersprüche zu den Anforderungen einzelner Industriekunden auftreten. Insbesondere bei Bestandsanlagen können höhere Wasserstoffkonzentrationen nicht zulässig sein. Ohnehin ist das Problem mit dem Wasserstoff-Grenzwert für Erdgastankstellen auf absehbare Zeit nicht zu lösen. Somit besteht unabhängig von eventuellen H₂-Separationsschritten Klärungsbedarf hinsichtlich konkreter Grenzwerte und im Umgang mit Forderungen im Hinblick auf die Einhaltung niedrigerer H₂-Grenzwerte für einzelne Industriekunden. Die hier beschriebenen Verfah-

Das Ganze sehen.



Bildquelle: KROHNE Messtechnik GmbH

10. Workshop Gasmengenmessung – Gasanlagen – Gastechnik 2020

04. und 05. März 2020
KCE-Akademie in Rheine

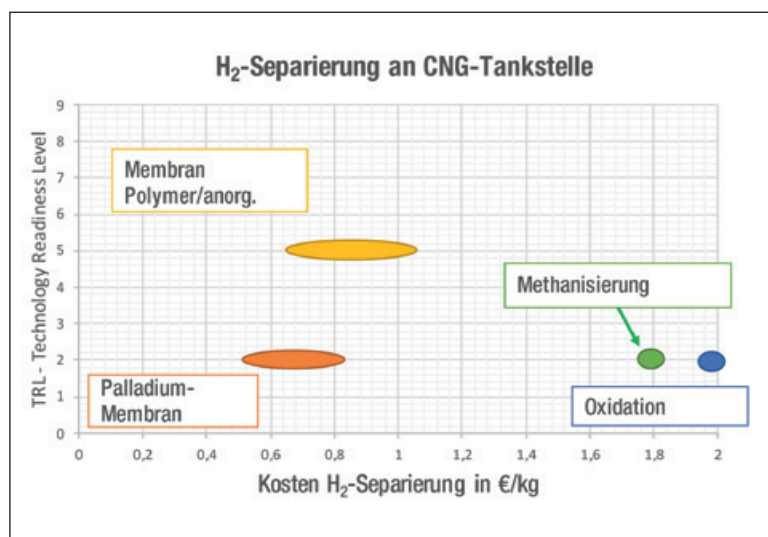
In Kooperation mit
tu technische universität dortmund

Tabelle 3: Kostenvergleich Wasserstofftrenn- bzw. Umwandlungsverfahren

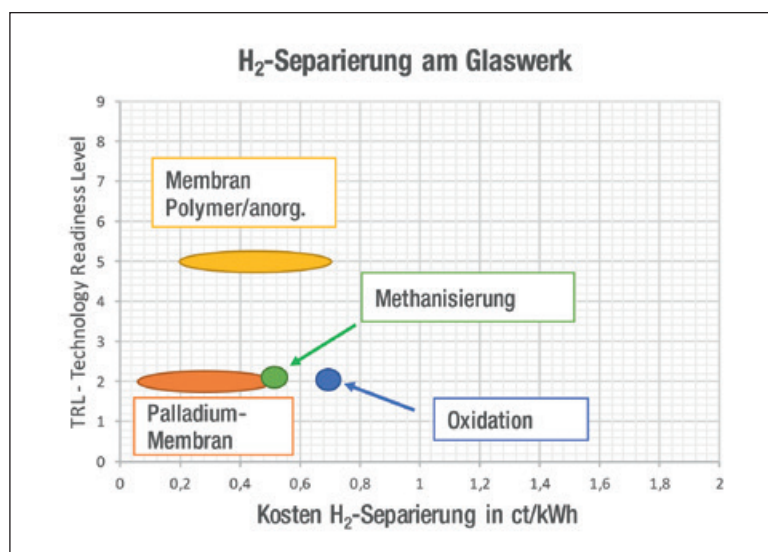
Beispiel		Membran (Polymer, anorg)	Palladium- Membran	Methanisierung	Oxidation	Verflüssigung
CNG-Tankstelle	ct/m ³ EG	47–82	38–62	134–1,38	152	
	ct/kg EG	63–109	51–83	179–184	203	
Glaserstellung	ct/m ³ EG	2,6–7,7	1–5	6	8	
	ct/kWh EG	0,2–0,7	0,06–0,5	0,5	0,7	
Turbine	ct/m ³ EG	1–4	1–4	5	18	
	ct/kWh EG	0,1–0,4	0,1–0,4	0,43–0,48	1,6	
H ₂ -Nutzung (geringer Durchsatz und Druck)	ct/m ³ EG	2–5,8	2,7–5			11
	Euro/kg H ₂	3,3–8,6	3,7–6,9			18
H ₂ -Nutzung) (hoher Durchsatz	ct/m ³ EG	2,4–6,8	1,5–4,9			5
	Euro/kg H ₂	0,89–2,5	0,5–1,8			4,0

Quelle: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

Abb. 5: Ökonomische und technische Einordnung der Verfahren für CNG-Tankstelle



Quelle: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH



Quelle: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

Abb. 6: Ökonomische und technische Einordnung der Verfahren für Glaswerk

ren sind lediglich eine Möglichkeit, H₂-sensible Kunden in einem Erdgas-Wasserstoff-Gemisch-Netz mit hohen Wasserstoff-Grenzwerten zu halten.

Es ist unbedingt notwendig, die zulässigen Wasserstoff-Grenzwerte der verschiedenen Industriezweige zu klären, dies betrifft sowohl die stoffliche als auch die thermische Nutzung des Erdgas-Wasserstoff-Gemisches. Dieser Prozess wird in der Verantwortung des DVGW gesehen, da hier der Weg über die einzelnen Industrieverbände zu gehen ist.

Bezüglich des Sachverhaltes einer Wasserstoffseparierung oder -umwandlung verweist die Bundesnetzagentur lediglich auf den Punkt 5 des Positionspapiers zur Einspeisung von Wasserstoff in Gasversorgungsnetze, die „Netzkompatibilität bei der Einspeisung von Wasserstoff“ (die Kapitel a) bis c)). Eine Einspeisung setzt voraus, dass die Netzkompatibilität des verteilten Gases gewahrt wird. Damit werden von der Bundesnetzagentur bisher keine Aussagen zu einer Umlagefähigkeit der Kosten einer H₂-Separationsanlage getroffen. Hinsichtlich von Wasserstoffverlusten im Netz im Rahmen des Anlagenschutzes ist festzuhalten, dass auch in anderen Fällen Verluste vom Netzbetreiber getragen werden (Beispiel Stromfortleitung).

Ökonomische Bewertung der Prozessketten

Bei der Kostenrechnung zur Beurteilung und vor allem zum Vergleichen unterschiedlicher Verfahren hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit werden die Kosten in zwei Kostentypen – CAPEX und OPEX – unterteilt (Abb. 4).

Für die Kostenrechnung der definierten Szenarien wurde die Annuitätenmethode ohne Berücksichtigung der Erlöse verwendet. Auf diese Weise lassen sich aus den Annuitäten die

reinen Gesteungskosten ableiten. **Tabelle 3** enthält die Zusammenstellung der Kosten der verschiedenen Prozessketten der Abtrennung oder chemischen Umwandlung von Wasserstoff.

Die Ergebnisse dienen der Orientierung, bei höheren Gasdurchsätzen gegenüber den berechneten Fällen sind Kostensenkungen zu erwarten. Bei allen Technologien besteht Forschungsbedarf, dieser variiert in Abhängigkeit vom TRL des jeweiligen Prozesses. Aufgrund der höheren TRL sind Membranverfahren und die Methanisierung bevorzugt zu betrachten. Folgende Aussagen lassen sich zu den verschiedenen Gas-Aufbereitungsverfahren treffen, die bei der Bewertung des berechneten Kostenspektrums zu beachten sind:

Membranverfahren

- Die Trenneigenschaften der verschiedenen Membranen sind im realen Gasgemisch noch zu bestätigen.
- Bei der Kalkulation wurden tendenziell vorsichtigere und damit niedrigere Werte für die Permeabilität der Membranen herangezogen.
- Palladium-Membranen und deren Legierungen sind in Erdgas bisher nicht getestet.
- Die Bandbreite der potenziellen Einsatzbedingungen (z. B. die Membrantemperatur, Drücke in den verschiedenen Membranstufen) sowie die Vielfalt der möglichen technischen Umsetzungen führt zu der kalkulatorischen Breite der Kostenangaben.

Methanisierung

- Als Kostenbasis wurde die existierende Pilotanlage des Engler-Bunte-Instituts angesetzt.
- Ein Einsatz in der Matrix „Erdgas“ ist bisher nicht erprobt.

Oxidation

- Der Einsatz dieses Verfahrens im Erdgasbereich stellt bisher lediglich eine theoretische Studie dar, reale Einsatzfälle bisher existieren nicht.
- Der Prozess an sich aber wird in der chemischen Industrie eingesetzt.

In den **Abbildungen 5 bis 7** sind die Kosten des Schutzes von Anlagen und der momentane technische Stand anhand des TRL zusammengefasst; die **Abbildung 8 und 9** stellen die Kosten der Separation nach Transport per Pipeline dar (Transportszenario).

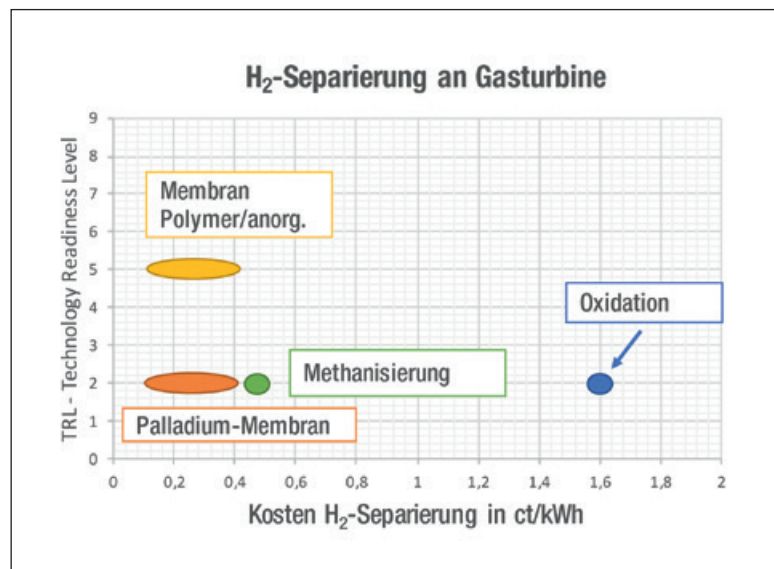


Abb. 7: Ökonomische und technische Einordnung der Verfahren für Gasturbinen

Quelle: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

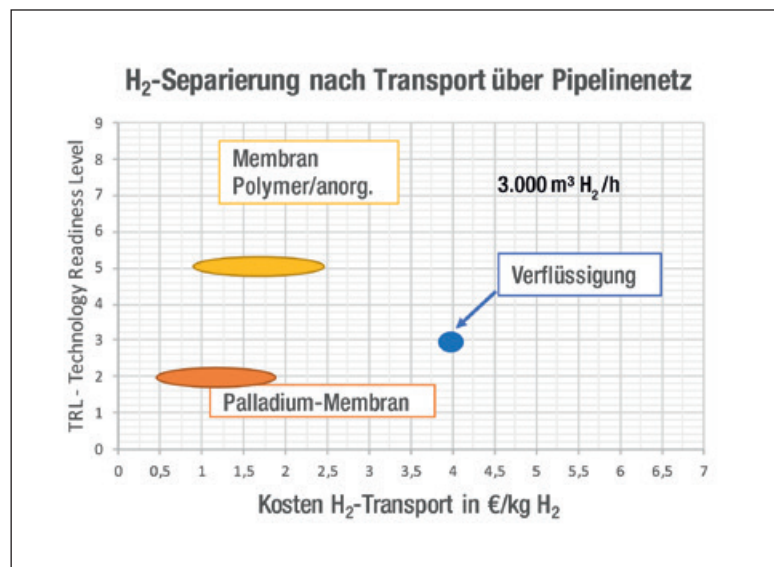


Abb. 8: Ökonomische und technische Einordnung Transportfall 80 m³ H₂/h, Separationskosten

Quelle: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

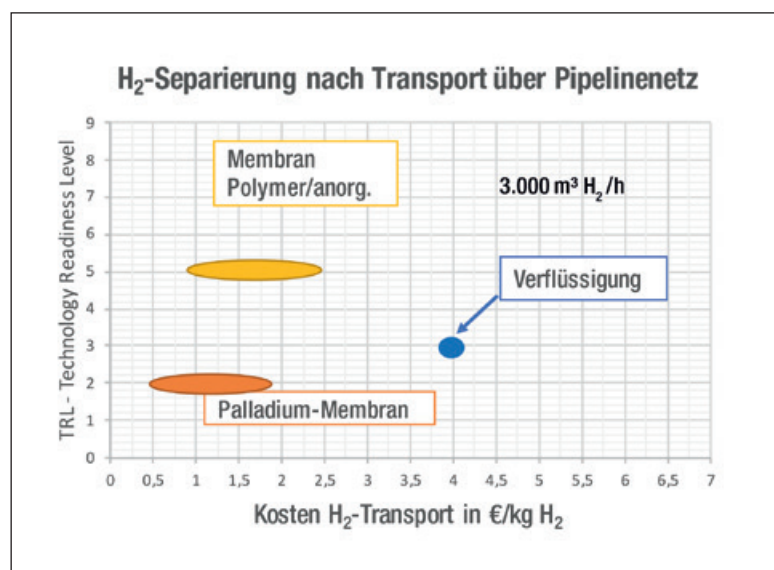


Abb. 9: Ökonomische und technische Einordnung Transportfall 3.000 m³ H₂/h, Separationskosten

Quelle: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH



Eine ausführliche Tabelle mit den Kernaussagen und Handlungsempfehlungen finden Sie unter www.energie-wasser-praxis.de oder über den Direktlink im E-Paper.

Das höhere TRL der Membranverfahren resultiert aus der Durchführung erster H₂-Trennversuche mit Erdgas, gleichwohl überschreitet keines der Verfahren bisher TRL 5. Die Abbildungen 5 bis 9 verdeutlichen die starke Abhängigkeit der Separationskosten vom zu transportierenden Wasserstoffvolumen. Die dargestellte Bandbreite lässt sich erst nach Untersuchungen zu den konkreten Membraneigenschaften und -verhalten eingrenzen.

Obwohl die Membranverfahren insbesondere mit Polymermembranen hinsichtlich des Verfahrensprinzips das TRL 9 aufweisen, ist selbst dabei ein großer finanzieller Spielraum gegeben. Ursache ist, dass die Herstellungskosten der Membranen momentan durch chinesische Anbieter gedrückt werden. In Deutschland existiert noch keine ausreichende Konkurrenzsituation, sodass verfügbare Membranen verglichen mit dem internationalen Maßstab als eher teurer eingestuft werden müssen. Die Kosten der Membranen tragen mit zunehmendem Gasdurchsatz einen wachsenden Kostenanteil.

Das benannte technologische Level der Prozesse bei Anwendung in der Matrix „Erdgas“ zur Wasserstoffabtrennung oder -umwandlung erfordert fortführende Untersuchungen in Labor und im Gasnetz an Pilotanlagen.

Bezüglich der Membranen sind das Trennverhalten und die Membranstabilität zu untersuchen. Es sind Versuchsaufbauten in Einsatzumgebungen notwendig. Auf Basis der Ergebnisse dieser Pilotanlagen können auch die Aussagen zur konkreten technologischen Auslegung präzisiert werden.

Die Bewertung und Eingrenzung der verschiedenen Materialien – Polymer-, anorganische oder Palladiummembran (Materialscreening) – kann in Laborversuchen mit Realgasen erfolgen, insbesondere da eine permanente Material-Weiterentwicklung weltweit zu verzeichnen ist. Ein nachfolgender Übergang auf Pilotanlagen im Netz ist dennoch unumgänglich. Es sind technologisch verschiedene Ansätze zu untersuchen:

- Abtrennung von möglichst viel Wasserstoff aus dem Erdgas/H₂-Gemisch
- Herstellung einer hohen Wasserstoffreinheit
- Minimierung der Erdgasverluste

H₂-Reinheiten von 95 bis 98 Prozent sind für Polymer- und anorganische Membranen wie Kohlenstoffmembranen anzustreben. Auch Kombinationen verschiedener Membranen in einem mehrstufigen Prozess sind technologisch realisierbar.

Bei der Methanisierung wird der Forschungsschwerpunkt beim Katalysator liegen. Insbesondere das Degradationsverhalten ist unter Realbedingungen zu untersuchen. Für Feinreinigungskonzepte, d. h. beispielsweise Absenkung des H₂-Anteils von 1 Vol.-% auf 0,1 Vol.-%, sollte die Oxidation nicht aus den Augen verloren werden. Auch Niedertemperaturprozesse bis 40°C mit Edelmetallkatalysatoren sind eine Variante, die für Biogas bereits untersucht wurde.

Generell sind Technologiekonzepte zu konkretisieren, wobei der Schwerpunkt aktuell auf die Schutzfunktion für Tankstellen und Industriekunden gelegt werden sollte. Anzumerken ist aber, dass die momentan unpräzisen oder gar fehlenden Anforderungen der Industrie die Entwicklung von Technologiekonzepten hemmen.

Schlussfolgerungen und Ausblick

Die Nutzung des vorhandenen Pipelinesetzes zum Transport von Wasserstoff mit dem Erdgas ist technisch

möglich. Die Realisierung solcher Projekte wird vom Volumen des Wasserstoffs und damit den Kosten abhängen. In Konkurrenz dazu steht der Trailertransport. Die Abtrennung des transportierten Wasserstoffs aus Erdgas-Wasserstoff-Gemischen ist bei H₂-Rückgewinnungsraten von 80 Prozent für 0,4 bis 1 Euro/kg Wasserstoff möglich. ■

VERANSTALTUNGSHINWEIS

1x1 des Wasserstoffs

Wann: 21.–22. Januar 2020

Wo: Bonn

Weitere Informationen unter:

www.dvgw-kongress.de/wasserstoff1x1

Die Autoren

Udo Lubenau ist Leiter des Fachgebiets Gaschemie/Gasaufbereitung bei der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH in Leipzig.

Peter Kussin ist Projektingenieur im Bereich Gastechologie an der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie.

Kontakt:

Udo Lubenau

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

Karl-Heine-Str. 109/111, 04229 Leipzig

Tel.: 0341 24571-60

E-Mail: udo.lubenau@dbi-gruppe.de

Internet: www.dbi-gruppe.de

Die neuen DVGW-Zertifizierungsverzeichnisse Gas und Wasser

Direkt online bestellen:
shop.wvgw.de
oder per Fax
0228 9191-499



Die Zertifizierungsverzeichnisse enthalten:

- die Typen- und Herstellerübersicht,
- die verschiedenen Handelsmarken und Verreiber eines Produktes,
- die Bestimmungsländer bei EU-Zertifizierungen,
- alle von der DVGW CERT GmbH zertifizierten und überwachten Produkte,
- alle für das Gerät von der DVGW CERT GmbH erteilten Zertifizierungszeichen.

DVGW-Zertifizierungsverzeichnis Wasser, 63 | 2-2019, inkl. DVD

ca. 280 Seiten, DIN A4, broschiert
Art.-Nr.: 310142, Preis: 169,40 €*
DVGW-Firmenmitgliederpreis: 126,50 €*

DVGW-Zertifizierungsverzeichnis Gas, 81 | 2-2019, inkl. DVD

ca. 450 Seiten, DIN A4, broschiert
Art.-Nr.: 310141, Preis: 319,90 €*
DVGW-Firmenmitgliederpreis: 240,00 €*

* Alle Preise zzgl. USt. und Versandkosten

Die Zertifizierungsverzeichnisse verschaffen Ihnen einen Marktüberblick. Ob als Händler, Handwerker oder Architekt, Sachverständiger, Verantwortlicher im Versorgungsunternehmen oder prüfende Behörde, die Zertifizierungsverzeichnisse sind die Pflichtlektüre des Fachs!

Kein langes Suchen mehr: Es gibt mehrere Inhaltsverzeichnisse, die nach vielfältigen Kriterien aufgebaut sind. Das vereinfacht die Suche auf der DVD und im Buch.

Die aktuellen und verbindlichen Zertifizierungsverzeichnisse veröffentlichen alle von der DVGW CERT GmbH zertifizierten und überwachten Produkte. Damit Sie sich bei der Auftragsvergabe für DVGW-zertifizierte Qualität entscheiden können.

Kompetenz:
Energie & Wasser.

wvgw