

Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff

Stand des Wissens und verschiedener Projekte hinsichtlich der Verunreinigungen des H₂ und Schlussfolgerungen für Verteilnetzbetreiber

Abschlussbericht



Impressum

Studie

Umstellung von Erdgasleitungen auf
Wasserstoff

Laufzeit

01.03.2022 bis 31.10.2022

Erstellt im Auftrag von

Gaswirtschaftlicher Beirat

Dr.-Ing. Jörg Nitzsche
Halsbrücker Straße 34
D-09599 Freiberg

T +49 (0) 3731 4195-331
F +49 (0) 3731 4195-319

joerg.nitzsche@dbi-gruppe.de
www.dbi-gruppe.de

Durchführung

Projektleitung

Udo Lubenau
Udo.Lubenau@dbi-gruppe.de
T +49 341 2457-160

Kontakt

DBI - Gastechnologisches Institut gGmbH
Freiberg
Karl-Heine-Straße 109/111
D-04229 Leipzig
www.dbi-gruppe.de

Inhalt

Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	5
Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis	6
1 Einleitung	7
2 Problematik - Hintergrund	8
2.1 Allgemeine Problematik.....	8
2.2 Projekt H ₂ Rein (DVGW) [1].....	9
3 Vorliegende Erfahrungen	11
3.1 Hochdruckleitungen / Transportnetz.....	11
3.2 Verteilnetz.....	16
3.3 Internationale Projekte bzw. Erfahrungen	18
4 Aktuelle Projekte zu Netzumstellung	19
4.1 Hochdruckleitungen / Transportnetz.....	19
4.2 Verteilnetz.....	21
4.3 Internationale Projekte.....	22
4.4 Bewertung der Projekte, Zusammenfassung offener Fragen.....	22
5 Gasaufbereitung – Anforderungen und Diskussionspunkte	23
5.1 Gasaufbereitung - Stand der Diskussion.....	23
5.2 Anforderungen und Möglichkeiten der Gasaufbereitung.....	23
5.3 Schlussfolgerungen und Empfehlungen.....	25
Literaturverzeichnis	26
Anhang	27
Anhang 1: Übersicht Wasserstoffprojekte in Betrieb/ in Umsetzung bis 2025 [5]	27

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Gemessener und auf Basis der Peng-Robinson-Zustandsgleichung berechneter TEG-Kondensatgehalt im russischen Erdgas in Abhängigkeit von Temperatur und Druck [4]	13
Abbildung 2:	Typischer Extrakt einer Ablagerung aus einer Hochdruckpipeline (GC/MS Screening)	14
Abbildung 3:	Extrakt weiterer Ablagerungen (GC/MS-Screening)	15
Abbildung 4:	GC-Chromatogramm einer Ablagerung (GC-FPD-Screening)	15
Abbildung 5:	GC/MS-Screening Rohrleitung 1920.	17
Abbildung 6:	Linde H ₂ -Netz im Bereich Texas/Freeport (Quelle Linde)	18
Abbildung 7:	Ausschnitt des geplanten H ₂ -Netzes der EHB-Initiative (Quelle [11] European Hydrogen Backbone initiative 2022, supported by Guidehouse)	19
Abbildung 8:	Ablagerung in Alt-Pipeline (Anm. optischer Eindruck täuscht, sehr hoher Anteil an Ölen und Kohlenwasserstoffen)	21

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Qualitätsanforderungen für Erdgas/Biogas, Maximalwerte bei Verunreinigungen	8
Tabelle 2:	Siedepunkte und Dampfdrücke relevanter Kohlenwasserstoffe	12
Tabelle 3:	Stoffgruppen und geeignete Aufbereitungserfahren für die H ₂ -Aufbereitung [1]	24

Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis

C 14	Kohlenwasserstoff mit einer C-Zahl von 14 (C ₁₄ H ₃₀)
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
Gruppe A	Wasserstoffqualität ≥98 Vol.-% (siehe G 260)
Gruppe D	Wasserstoffqualität ≥99,97 Vol.-% (siehe G 260)
IPCEI	„Important Project of Common European Interest“
NMKW	Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffe (beinhaltet auch die oxidierten organischen Verbindungen)
GTA	Gastrocknungsanlage
PTB	Physikalisch-Technische Bundesanstalt
PGC	Prozessgaschromatograph
TEG	Triethylenglykol
UGS	Untergrundgasspeicher

1 Einleitung

Es existieren bezüglich des Einsatzes von Wasserstoff als Kraftstoff und für PEM-Brennstoffzellen Qualitätsanforderungen, die deutlich über Anforderungen an Erdgas hinausgehen. Die Erzeugungsverfahren mit Schwerpunkt Elektrolyse erzeugen einen Wasserstoff hoher Reinheit. Im Zuge der Gasspeicherung z.B. in UGS und des Gastransportes insbesondere über bestehende Leitungssysteme kann es zu Verunreinigungen dieses Wasserstoffes kommen.

Potenzielle Verunreinigungen können aus älteren Leitungsabschnitten, mikrobiologischer Aktivität in Speichern, aber auch aus neuen PE-Leitungen kommen. Dies wird momentan in verschiedenen Projekten ansatzweise untersucht. Dies sind z.B.:

- Reallabor Bad Lauchstädt – Hochdruckleitung (ca. 2023)
- Österreich – odorisierte Hochdruckleitungen
- HYPOS – Bitterfeld, Untersuchung von Emissionen aus PE-Leitungen (H₂-Infra)

In diese und weitere Projekte ist das DBI eingebunden, daneben gibt es erste Untersuchungen bei der OGE, der RWE oder NOWEGA.

Im Projekt soll der Stand dieser und weiterer Projekte zusammengefasst und die Sinnhaftigkeit bzw. Übertragbarkeit auf reale Bedingungen im Netz eingeschätzt werden. Es werden Schlüsse gezogen, die für Verteilnetzbetreiber im Sinne der Einschätzung der Umstellbarkeit einzelner Netzabschnitte und eventueller Folgeinvestitionen relevant sind.

Folgende Punkte werden betrachtet.

- Erfassung und Bewertung laufender Projekte zu qualitativen Veränderungen der H₂-Qualität bei Nutzung von Bestandspipelines und neuen PE-Leitungen
- Definition offener Fragen
- Schlussfolgerungen hinsichtlich notwendiger Gasaufbereitung bei Bedarf an H₂ der Qualität Gruppe D

Ziel ist es, technische Empfehlungen bei einer Umstellung von Leitungsabschnitten von Erdgas auf Wasserstoff zu erarbeiten und den Stand der Untersuchungen/Projekte darzustellen.

2 Problematik - Hintergrund

2.1 Allgemeine Problematik

Die in Deutschland existierende Erdgas-Infrastruktur kann für den Transport und die Speicherung von Wasserstoff umgestellt werden. Aufgrund der zukünftigen energetischen und deutlich höher zu erwartenden stofflichen Nutzung von Wasserstoff in nahezu allen industriellen, kommunalen und privaten Bereichen ist die Bereitstellung einer geeigneten Qualität aus einem Transport- und Verteilnetz eine zentrale Grundlage für die Energiewende.

Es lassen sich bezüglich der Anforderungen mehrere Qualitätsbereiche für den benötigten Wasserstoff definieren. Diese sind

- der energetische Qualitätsbereich, vergleichbar mit der H₂-Qualität der Gruppe A des DVGW-Arbeitsblattes G 260 (Industrie- und Haushaltsbrenner),
- der katalytische Qualitätsbereich, der Anforderungsbereich für Brennstoffzellen und H₂-Tankstellen (Qualität der Gruppe D der DVGW G 260).

Gruppe A reicht für den katalytischen Qualitätsbereich, der die Anforderungen der chemischen Industrie, der Raffinerieindustrie und zukünftiger PtX Prozesse abdeckt, nicht aus. Andererseits müssen nicht alle Qualitätsanforderungen der Gruppe D für die katalytische Qualität erfüllt sein, die Anforderungen an einzelne Begleitstoffe können abweichen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die chemische Industrie als einer der ersten Wasserstoffabnehmer die H₂-Qualität der Gruppe A nicht akzeptieren wird.

Tabelle 1: Qualitätsanforderungen für Erdgas/Biogas, Maximalwerte bei Verunreinigungen

Parameter	DVGW G 260 H ₂ , Gruppe A	DVGW G 260 H ₂ , Gruppe D
Wasserstoff	≥ 98	≥ 99.97 %
Wasser	200 bzw 50 mg/m ³	5 µmol/mol
NMKW	-	2 µmol/mol
Methan		100 µmol/mol
Sauerstoff	10 ppm / 1 Mol.-%	5 µmol/mol
Helium		300 µmol/mol
Stickstoff		300 µmol/mol
Kohlendioxid	2,5 / 4 Mol.-%	2 µmol/mol
Kohlenmonoxid	0,1 Mol.-%	0,2 µmol/mol
Gesamt-Schwefel	10 mg/m ³ (mit Odorierung)	0,004 µmol/mol

Die weitere Nutzung der bestehenden Infrastruktur zur Verteilung von reinem Wasserstoff in einigen Jahren steht außer Frage. In Diskussion ist, welche H₂-Qualität übernommen und welche Qualität dem Gaskunden zur Verfügung gestellt werden kann. Damit verbunden ist die Frage nach der Verantwortlichkeit und den Kosten der Gasaufbereitung.

Die Kosten und Art der Aufbereitung wiederum hängen von Art und Konzentration der Verunreinigungen im Wasserstoff ab.

2.2 Projekt H₂Rein (DVGW) [1]

Das Projekt H₂Rein hatte das Ziel, für die Problematik der Wasserstoffqualität zu sensibilisieren, Probleme aufzuzeigen und Lösungsmöglichkeiten dafür anzubieten.

Die Auswertung vorliegender Studien zeigt, dass der Wasserstoff sehr **hoher Qualität** (katalytische Nutzung und Brennstoffzelle) einen signifikanten Anteil der Gesamtmenge im Jahr 2045 einnehmen wird. Abhängig von der Importmöglichkeit und -mengen an Power-to-X (PtX) Produkten kann dies **bis zu 30 – 40 % des notwendigen Wasserstoffbedarfs** in Deutschland betragen.

Im Rahmen der Studie wurde gezeigt, dass alle heute maßgeblichen Herstellungsverfahren von Wasserstoff in der Lage sind, in Kombination mit den vorhandenen Aufbereitungsverfahren, Wasserstoff für alle zukünftigen Anwendungsbereiche herzustellen. Dies gilt explizit auch für die höchste Qualitätsanforderung, die Nutzung in PEM-Brennstoffzellen. Damit ergeben sich zwei Betrachtungsfälle für einen Transport- bzw. Verteilnetzbetreiber:

1. Direkte Einspeisung von einer H₂-Erzeugungsanlage in das eigene Netz – Qualität D mit 99,97 mol-% H₂ wird übernommen
2. Übernahme aus einem vorgelagertem Transportnetz - H₂-Qualität über vertragliche Regelungen geklärt, Qualität A mit 98 mol-% H₂ möglich/wahrscheinlich.

Eine Verringerung des Herstellungsaufwandes durch Vereinfachung der Gasaufbereitung beim Hersteller zur Erfüllung der etwas geringeren Anforderungen der H₂-Qualität Gruppe A (98 mol-%) ist vorstellbar und technisch umsetzbar. Wird im Rahmen der Herstellung der Aufwand der Gasaufbereitung reduziert (hier denkbar im 1. Fall), kann dieser Aufwand beim Verteilnetz- oder Speicherbetreiber bzw. Endkunden notwendig werden.

Für den Transport von Wasserstoff wurden die qualitätsbeeinflussenden Veränderungen bei der Speicherung und dem Pipelinetransport im Bericht H₂Rein abgeschätzt. Für die Speicherung von Wasserstoff in den in Deutschland vorhandenen Salzkavernen wird erwartet, dass es neben der Feuchtigkeitsaufnahme auch durch mikrobielle Prozesse zur Bildung von Verunreinigungen wie Schwefelwasserstoff kommen wird, welche durch adsorptive Prozesse abgetrennt werden können. In jedem Falle ist bei Umstellung von Altkavernen eine spezifische Betrachtung der Vornutzung notwendig. Die Nutzung von Porenspeichern würde zusätzliche Probleme bedeuten, da sich die Umstellung eines Porenspeichers zu Wasserstoff über Jahre ziehen würde. Es ist zu erwarten, dass für solche Fälle ebenfalls Einzelfallbetrachtungen notwendig werden.

Es ist davon auszugehen, dass auch importierter Wasserstoff nicht in jedem Fall die hohe Qualität der Gruppe D erfüllen wird. Ursachen dafür könnten beispielsweise

- andere rechtliche Situationen,
- die Einbindung von Porenspeichern außerhalb von Deutschland in das Transportsystem und die
- Einbindung von Bestands- (Erdgas-)leitungen in den Transport nach Deutschland sein.

Es **existieren Technologien, die diese Verunreinigungen entfernen** können. Der Umfang der notwendigen Gasaufbereitung variiert. Als Standorte einer Aufbereitung sind Übernahmepunkte im Wasserstoffnetz denkbar, aber auch direkt vor dem Endkunden kann die Wasserstoffreinigung installiert werden. Der Aufbereitungsaufwand wird zu einer Erhöhung der Kosten für Wasserstoff führen, wobei Verfahren mit Wasserstoffverlusten (z.B. PSA) im Vergleich zu einfachen Adsorptionen höhere Kosten verursachen.

Der anstehende schrittweise Transformationsprozess von Netzteilen und Speichern ist bezüglich der existierenden Qualitätsanforderungen beispiellos. Entsprechend hat die H₂Rein-Studie neben den genannten Fakten eine Reihe von Wissenslücken identifiziert.

Es wurden potenzielle Verunreinigungen vor und nach einer Leitungsumstellung auf Wasserstoff identifiziert. Dies kann die höhere Qualität Gruppe D aufheben:

- im **Transportnetz** verschiedene Kohlenwasserstoffe, Wasser, Schwefelverbindungen
- im **Verteilnetz** neben Kohlenwasserstoffen, Wasser, Schwefelverbindungen zusätzlich die verschiedenen Odoriermittel sowie weitere organische Komponenten aus einspeisenden Biogasanlagen. Über Undichtigkeiten wären auch Sauerstoffspuren im H₂ denkbar.

Mit Kohlenwasserstoffen sind u.a. Verdichteröle, Erdgaskondensate und Glykol gemeint.

Die Studie ergab insgesamt folgende qualitätsrelevante Aussagen:

- Die H₂-Qualität der Gruppe A mit 98 mol-% Wasserstoff kann ohne Probleme im Transport- und Verteilnetz transportiert werden kann.
- Die Einhaltung der H₂-Qualität der Gruppe D mit 99,97 mol-% kann nicht über Altleitungen garantiert werden. Bedarf bei Kunden dafür ist aber vorhanden.
- Es werden Möglichkeiten der Gasaufbereitung auf die Qualität Gruppe D gesehen.
- Die Art der 2 % Rest-„Verunreinigung“ im Wasserstoff ist nicht definiert und kann schwanken (N₂, CO₂, Methan bzw. Erdgas usw.)
- Die Verantwortlichkeit für die Aufbereitung des Wasserstoffs von Gruppe A nach Gruppe D wurde und wird intensiv zwischen Lieferanten und Anwendern diskutiert und ist (gegebenenfalls einzelfallbezogen) noch zu klären.

3 Vorliegende Erfahrungen

3.1 Hochdruckleitungen / Transportnetz

Hochdruckleitungen bzw. Abschnitte des Transportnetzes wurden in den vergangenen Jahrzehnten in folgenden Fällen umgestellt:

- Umstellung von L- auf H-Gas
- Umstellung von Stadtgas (H₂/CO-Gemisch) auf Erdgas

Der erste Fall ist für die Betrachtung der Umstellung auf H₂ nicht hilfreich, da in beiden Erdgasqualitäten analoge Verbindungen vorhanden sind, wenn auch in unterschiedlichen Konzentrationen. Damit werden keine signifikanten Konzentrationsunterschiede messbar.

Der zweite Fall, Stadtgas auf Erdgas, gibt dagegen einige Hinweise zur anstehenden Umstellung auf H₂.

Langkettige bzw. verzweigte Kohlenwasserstoffe waren im Stadtgas im Vergleich zum Erdgas anders strukturiert. Anzutreffen waren herstellungsbedingt z.B. ringförmige Kohlenwasserstoffe wie Benzol und Naphthalin sowie deren Homologe. Naphthalin ist im Erdgas nicht enthalten, so dass dessen Konzentration im Erdgas ein Indiz für Veränderungen in der (molchbaren) Hochdruckleitung ist.

Stellenweise wurden sehr hohe Konzentrationen an Naphthalin aus den Ablagerungen in das transportierte Erdgas eingetragen. Dies kann bei Abkühlung zur Kondensation und Ablagerung von Naphthalin führen, es bildet sich ein weißer Feststoff. Einige Jahre nach der Umstellung von Stadtgas auf Erdgas zeigte sich, dass stellenweise Adsorber zur Entfernung des Naphthalins notwendig waren. Dies lässt folgende prinzipiellen Schlüsse zu:

- Komponenten auch mit geringem Dampfdruck (siehe Tabelle 2) werden im Leitungsnetz weit transportiert und aus den Belägen bzw. Kondensaten in darüber strömendes Gas abgegeben. Die normalen Molchungen entfernen diese Komponenten nicht oder nur teilweise.
- Langfristig nimmt die Konzentration dieser Komponenten ab, die Dauer hängt von der eingetragenen und kondensierten Menge dieses Stoffes ab.
- Adsorber können diese Kohlenwasserstoffe zurückhalten.

Tabelle 2: Siedepunkte und Dampfdrücke relevanter Kohlenwasserstoffe

Komponente	Siedepunkt in °C	Dampfdruck bei 20°C
Naphthalin	218	7,2 Pa
Triethylenglykol	291	0,3 Pa
Lineare Kohlenwasserstoffe	C 12	12 Pa
	C 14	1,55 Pa (bei 25°C)
	C 24	391

Quelle Wikipedia/ [GESTIS-Stoffdatenbank](#)

Es liegt eine Untersuchung zum Transport von Triethylenglykol (TEG) im Leitungsnetz vor [4]. Hintergrund der Untersuchungen in der Dissertation waren TEG-Befunde in einem Leitungsnetz in Entfernungen > 100 km vom Eintragsort, einer Gastrocknung¹. TEG wird tröpfchenförmig und gelöst mit dem Erdgas transportiert. Das TEG kondensiert in Abhängigkeit von Druck und Temperatur, so dass Kondensate entstehen. Aus diesen verdampft das TEG in das darüber fließende Gas. Interessant an dieser Untersuchung sind mehrere Punkte:

- Der Transport auch hochsiedender Komponenten über Strecken von > 200 km ist möglich, die Kondensation wird von Gastemperatur, Wandungstemperatur und Fließgeschwindigkeit beeinflusst. Dies wiederum lässt den Schluss zu, dass bei Kondensatanfall in einem System die gesamte Pipeline mit dieser Komponente beaufschlagt ist. Auch wenn flüssiges Kondensat nur stellenweise anfallen sollte, ist mindestens die Rohrwandung damit beaufschlagt.
- Es wurden Konzentrationen des TEG im Gas berechnet und gemessen. Die TEG-Konzentration im russischen Erdgas (als Funktion des Druckes und der Temperatur) wurde im Druckbereich von 20 bis 100 bar relativ konstant, d.h. druckunabhängig, mit ca. 2 mg/m³ (ca. 0,32 ppm) angegeben (*Abbildung 1*). Bei geringerem Druck, konkret im Bereich < 15 bar, steigt der thermodynamisch mögliche TEG-Gehalt im Gas aus Kondensaten signifikant an.
- Die Konzentration der Komponenten addiert sich, neben TEG sind weitere Verbindungen im Kondensat bzw. dann in der Gasphase vorhanden (z.B. höhere Kohlenwasserstoffe ab C 9).

¹ Diese Gastrocknung war ein Sonderfall, im Regelfall geben GTA Glykol nicht in dieser Menge in das nachfolgende Leitungsnetz ab

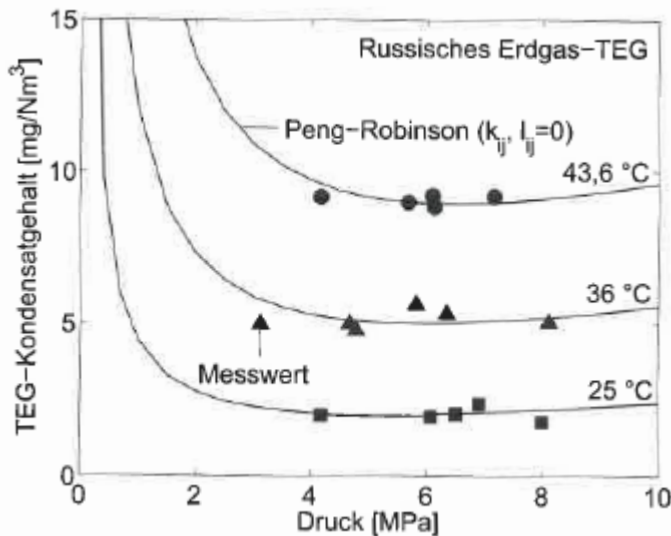


Abbildung 1: Gemessener und auf Basis der Peng-Robinson-Zustandsgleichung berechneter TEG-Kondensatgehalt im russischen Erdgas in Abhängigkeit von Temperatur und Druck [4]

Anzumerken ist, dass thermodynamisch mögliche Werte nur eine Seite der Medaille sind. Dem Gas muss auch ausreichend Verweilzeit über dem Kondensat gegeben werden, um diese Konzentration zu erreichen.

Aus Tabelle 2 in Kombination mit der zitierten Literatur kann im Übrigen geschlossen werden, dass die Konzentration der Komponenten mit höherem Dampfdruck als TEG, d.h. alle Kohlenwasserstoffe bis mindestens C14, im Gas über den genannten 2 mg/m³ bei Drücken > 20 bar liegen wird.

Die Messwerte lassen sich auf den Wasserstofftransport auf Grund anderer Gaslöslichkeiten und Wechselwirkungsparameter nicht übertragen, der Trend ist aber vorgezeichnet:

- Sind Kondensate bzw. Ablagerungen an der Rohrwandung vorhanden, gehen die dort vorhandenen Komponenten in die Gasphase über.
- Im Hochdrucknetz sind die möglichen Konzentrationen relevanter Komponenten wenig druckabhängig. Bei geringeren Drücken (Verteilnetz) steigt die Konzentration möglicher Verunreinigungen im Gas aus Ablagerungen oder Kondensaten aber deutlich an.
- Die Konzentration potenzieller Verunreinigungen bewegt sich in der Größenordnung niedriger ppm-Konzentrationen, nicht im Vol.-%-Bereich. Damit ist die 98-mol-%-Grenze der Gruppe A nicht gefährdet.

Es können auch aus vorliegenden Erfahrungen heraus allgemeine Schlussfolgerungen zum **Wassergehalt** bei umgestellten Leitungen getroffen werden. Mit Umstellung von Stadtgas auf Erdgas in Ostdeutschland in den Jahren 1992/1993 trocknete das umgestellte Leitungssystem aus. Dies zeigt sich durch vermehrt auftretende Undichtigkeiten an Verbindungsstücken, die teilweise vorhandenen Handdichtungen trockneten aus.

Aus der Inbetriebnahme und dem Betrieb der Pipeline Nord Stream I lässt sich auch eine Trocknung von Leitungsabschnitten erkennen. Messungen zeigen, dass der sehr geringe Wassergehalt im Erdgas durch die Nord Stream an Übernahmepunkten in Deutschland und nachfolgenden Netzabschnitten messtechnisch erfassbar war. Ursache des geringen Wassergehaltes von rund 5 ppm waren die Molsiebtrocknungen am Einspeisepunkt in Russland. Mit herkömmlichen Glykol-GTA lassen sich diese geringen Wassergehalte nicht erreichen.

Es ist zu früh, das Erreichen des Grenzwertes für Wasser in Wasserstoff von 5 ppm (siehe Tabelle 1) vorherzusagen, aber die Chance zur mittelfristigen Austrocknung der H₂-Leitungen besteht.

Erfahrungen zur Abnahme bzw. dem Verhalten von Schwefelverbindungen liegen nicht vor. Ursache ist, dass es immer wieder zum Eintrag von Schwefelverbindungen (H_2S , COS, Mercaptane) mit dem Erdgas kommt.

Was an Komponenten aus Kondensaten in die Gasphase theoretisch übergehen kann, zeigt die Untersuchung von Ablagerungen bzw. Kondensaten aus den Pipelines. In Abbildung 2 ist ein typisches GC-Chromatogramm einer solchen Ablagerung erkennbar. Es wurden Kohlenwasserstoffe mit einer Kettenlänge von C10 bis C17 sowie von C18 bis C32 identifiziert, erkennbar als Hügel im Chromatogramm. Beim ersten von C14 bis C18 handelt es sich um typisches Erdgaskondensat, d.h. kondensierte Erdgasbestandteile, der zweite, größere Hügel geht in den Bereich Verdichteröl. Als Einzelsubstanz ist TEG erkennbar.

Die Abbildung 3 zeigt andere Zusammensetzungen. Hier dominieren stark die kurzkettigen Kohlenwasserstoffe um C10 bis C14. Dies ist ungünstiger im Vergleich zu den Kohlenwasserstoffen $> C_{20}$, da diese einen höheren Dampfdruck aufweisen und damit in höherer Konzentration in das Gas bzw. den Wasserstoff übergehen.

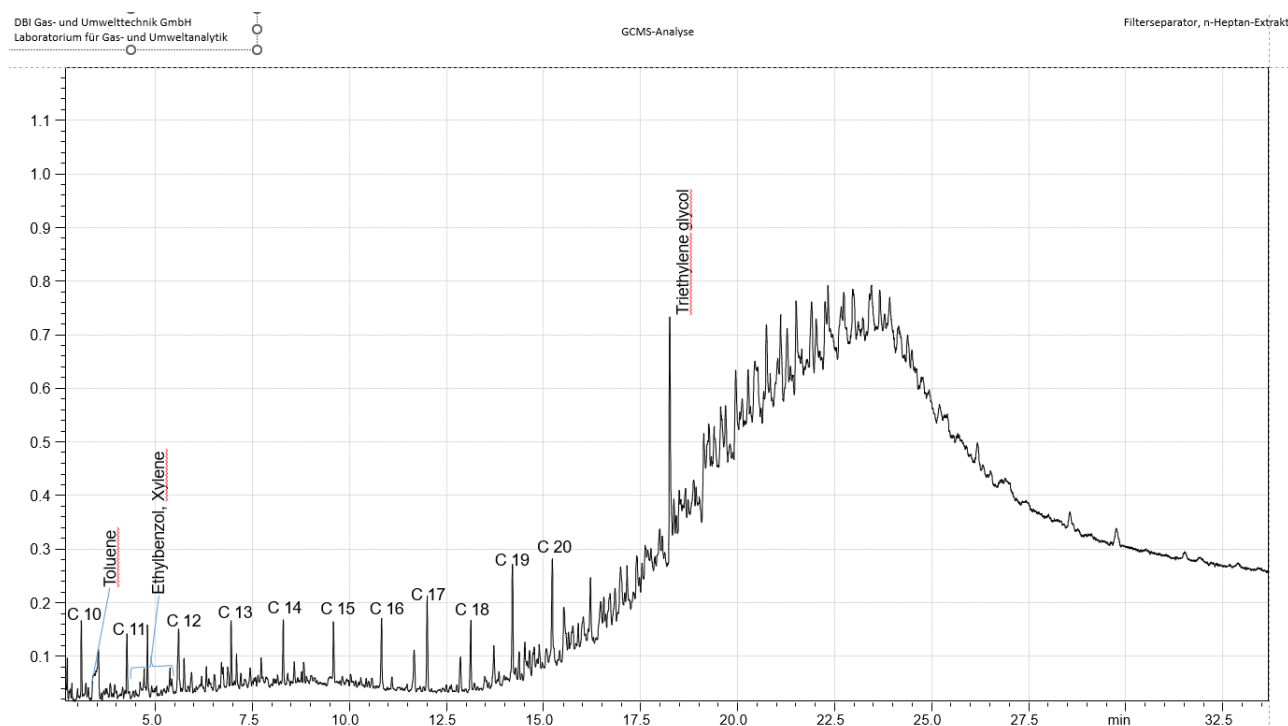


Abbildung 2: Typischer Extrakt einer Ablagerung aus einer Hochdruckpipeline (GC/MS Screening)

Die Umstellung und Nutzung existierender Erdgaspipelines erfordert somit die Überwachung der Gruppe der Kohlenwasserstoffe (inklusive TEG), Wasser und Schwefelverbindungen. Daneben ist der Gehalt an mobilen Schwermetallen zu kontrollieren.

Die betrachteten Leitungen können gemolcht werden, wobei der Umfang bzw. Art der Molchung variiert. Inspektionsmolchungen im Rahmen der Vorbereitung von H₂-Umstellungen erfolgten beispielsweise durch die ONTRAS und die NOWEGA und erfassten u.a. den materialtechnischen Zustand der Pipeline.

Seitens NOWEGA ist ein Sonderfall zu erwähnen. Ein Leitungsabschnitt, der für eine Umstellung auf H₂ vorgesehen ist, wurde komplett mit Wasser gespült. Dies führte zu einer hohen Reinheit im nachfolgend aufgefüllten Stickstoff. Eine solche Variante ist für kürzere Abschnitte vorstellbar, die Kosten der Maßnahme sind unbekannt.

3.2 Verteilnetz

Es wurde untersucht, inwieweit das Verhalten einzelner Gasbestandteile im Verteilnetz aus vorliegenden Umstellungserfahrungen abgeschätzt werden kann.

In Verteilnetzen werden Verbindungen aus folgenden Gründen gefunden:

- die Unterschreitung des Kohlenwasserstoff-Kondensationspunktes mit nachfolgendem Ausfall von Verbindungen, die aus dem Hochdrucknetz stammen
- Adsorption an Rohrwandungen,
- Eintrag durch Überodorierung sowie
- Eintrag aus Biogasanlagen (Störungen, Adsorberdurchbrüche).

Entsprechend sind mehr Verbindungen in Ablagerungen im Verteilnetz als im Hochdrucknetz möglich. Natürlich spielen hier bei Art und Umfang der Ablagerungen

- das Alter der Leitung,
- das Rohrmaterial (Stahl, Kunststoff),
- das Odoriermittel sowie die
- strömende Gasart (Stadtgas, L- oder H-Gas)

eine Rolle.

Leitungen des Verteilnetzes sind nicht molchbar. Proben für eine Laboruntersuchung fallen deshalb in erster Linie in Filtern an und werden untersucht, um die Herkunft dieses Materials zu klären.

Gerade in Großstädten sind stellenweise sehr alte Gasleitungen zu finden. So wurden kürzlich zwei Rohrleitungsstücke (DN100) aus den Jahren 1920 und 1958 auf die Zusammensetzung von Ablagerungen an den Innenwänden hin untersucht. Das Augenmerk lag dabei auf Schwefelverbindungen und organischen Inhaltsstoffen.

Da die Rohre in geöffnetem Zustand ins Labor transportiert wurden, hatten eventuell noch vorhandene flüchtige Komponenten genügend Gelegenheit auszudampfen.

Dennoch wurden Teile des Rohres in dicht verschlossenen Gefäßen temperiert und der Gasraum anschließend auf Schwefelverbindungen hin analysiert. Diese konnten, wahrscheinlich aufgrund der oben erwähnten Transportbedingungen, nicht nachgewiesen werden.

An der Innenseite der Rohrwandung des älteren Rohrstückes konnten vor allem lineare Kohlenwasserstoffe (C11 bis C18) und viele PAK (**P**olykondensierte **A**romatische **K**ohlenwasserstoffe) nachgewiesen werden (Abbildung 5). Das jüngere Rohrstück wies ebenfalls PAK auf, diese aber in sehr viel geringeren Konzentrationen.

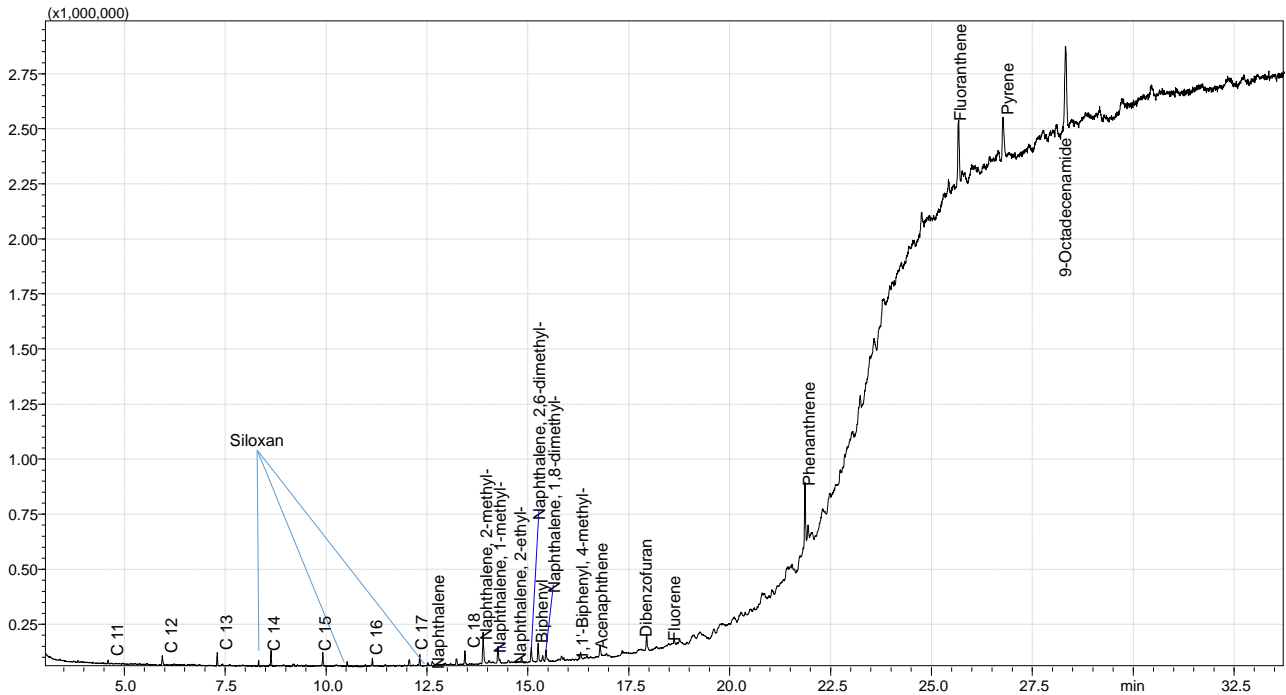


Abbildung 5: GC/MS-Screening Rohrleitung 1920.

Es ist davon auszugehen, dass vor allem das Naphthalin im Belag der Innenwand noch aus Stadtgaszeiten stammt. Diese Verbindung würde ebenso wie die anderen PAK in den Wasserstoff übergehen. Zu welchen Endkonzentrationen die Belastung im strömenden Wasserstoff führen kann, ist schwer vorauszusagen.

Die linearen Kohlenwasserstoffe C11 bis C18 im älteren Rohrleitungsstück sind typisch für Erdgaskondensate, welche im Wasserstoff sicher nachweisbar wären.

Diese Gruppe an Kohlenwasserstoffen ist fast immer in Kondensaten nachweisbar und damit in sehr vielen Rohrabschnitten anzutreffen.

Aus der Odorierung bzw. der Art des Odoriermittels lassen sich einige grundlegende Aussagen zum Vorkommen der Verbindungen im Leitungssystem treffen:

- Die Wiederfindungsraten bei der Odorierung schwanken. Es werden zwischen 70 und 95 % des eingesetzten Odoriermittels messtechnisch wiedergefunden. Die Minderbefunde resultieren aus Adsorption oder chemischer Umwandlung des OM im Netz.
- THT verdampft sehr schlecht an den Standard-Injektionsdüsen der Odorieranlagen. Es tropft zum Teil flüssig ins Netz.
- Von Mercaptanen ist bekannt, dass diese mit Sauerstoff, der beispielsweise in Form von Eisenoxid im Rohrnetz vorhanden sein kann, zur Bildung von Disulfiden neigen. Diese Disulfide besitzen eine geringere Geruchsintensität als die Mercaptane. THT als Odoriermittel dagegen ist deutlich stabiler und verbleibt im Netz.

Bei der kontinuierlichen Odoriermittelmessung mit üblichen Messgeräten werden Bestimmungsgrenzen von ca. 0,2 bis 0,5 ppm (=200 bis 500 ppb) erreicht. Somit ist der relevante Schwefelgrenzwert von 4 ppb messtechnisch im Normalfall nicht erreichbar. Somit lässt sich bisher keine Aussage treffen, wann z.B. bei einer Odoriermittelumstellung die relevante geringe Konzentration erreicht wurde.

Im DVGW-Projekt „H₂ im Netz: Voruntersuchungen zu Gasbeschaffenheitsaspekten bei Transport und Verteilung von Wasserstoff mit Hilfe der bestehenden Erdgasinfrastruktur (G 201921)“ wurde an einem Versuchsaufbau mit einer ehemaligen Erdgastransportleitung die gezielte Zugabe ausgewählter Modell-Verunreinigungen simuliert. Allerdings wurden bei diesem Projekt Komponenten wie Wasser oder Kohlenwasserstoffe im Überschuss in das Rohrstück gegeben, so dass sich der überlagernde H₂ mit diesen

Komponenten sättigte.

Die Fortsetzung dieser Untersuchungen ist Bestandteil der Forschungsaktivitäten von Get-H2 im Leitprojekt TransHyDE,

3.3 Internationale Projekte bzw. Erfahrungen

Im Projekt HyGrid des ÖVGW wurden Rohrabschnitte aus Leitungen entnommen, die Ablagerungen untersucht und parallel die Leitungsabschnitte mit Wasserstoff überlagert. Die Konzentration verschiedener Komponenten im Wasserstoff wurde zu verschiedenen Zeitpunkten gemessen. Das DBI war in diese Arbeiten eingebunden.

Die Ergebnisse werden in Kürze veröffentlicht. In jedem Falle ist interessant, dass neben gastypischen Komponenten wie Ethan, Propan etc. auch Ammoniak und verschiedene Schwefelverbindungen nachweisbar waren. Ammoniak weist auf die Einspeisung von Biogas in das Netz hin. Während H_2S nicht mehr nachweisbar war, haben sich daraus oxidativ andere Schwefelverbindungen gebildet. Insgesamt wurden im Wasserstoff Gesamtschwefelkonzentration um 100 ppb (0,1 ppm) gemessen, die mit der Standzeit der Rohre anstieg. Dies betraf auch Rohrabschnitte, in denen kein Odoriermittel eingetragen worden war.

Das Projekt wird fortgesetzt, ein Leitungsabschnitt einer Pipeline der Netze Steiermark wird auf Wasserstoff umgestellt werden. Interessanterweise handelt es sich dabei um ein mit Odorierung betriebenes Hochdrucknetz.

In diesem Rahmen soll ein Wasserstoffnetz in den USA erwähnt werden (siehe auch [1]). Linde betreibt seit Jahrzehnten dieses Netz mit mehreren Einspeisern und Abnehmern (Chemieindustrie).

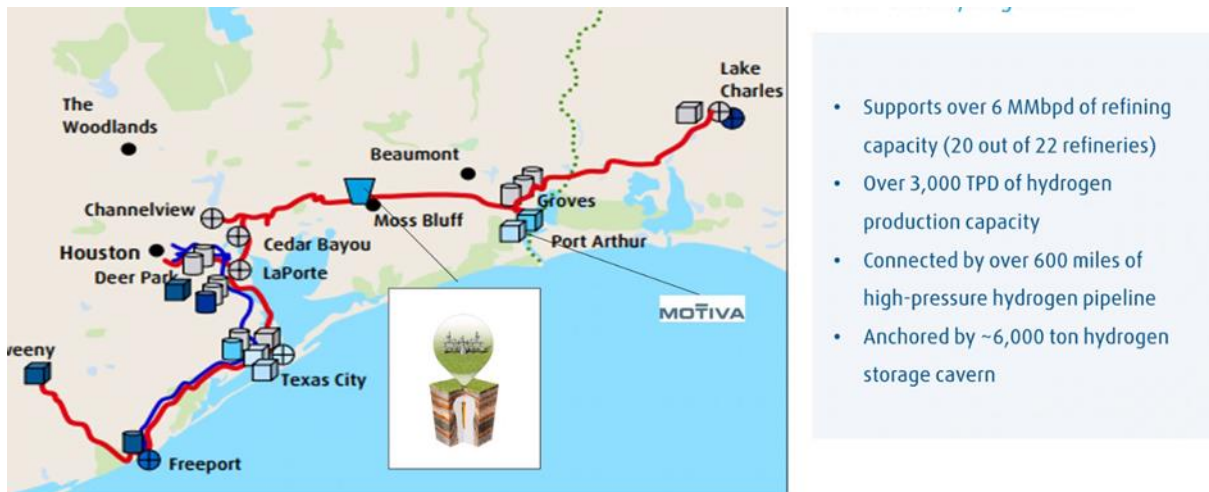


Abbildung 6: Linde H2-Netz im Bereich Texas/Freeport (Quelle Linde)

Dieses Netz ist aus zwei Gründen erwähnenswert:

- Es ist eine Kaverne zur Zwischenspeicherung in das Netz eingebunden
- Im Netz wird eine H_2 -Qualität von 99,99 mol-% auch mit der Kaverne gehalten. Dies zeigt, dass dies zumindest möglich ist. Das genutzte Netz wurde allerdings niemals für Erdgas eingesetzt.

Dieses Beispiel soll zeigen, dass die oft erwähnten Störkomponenten Wasser und Sauerstoff in einem dichten Netz kein Problem darstellen und alle Grenzwerte diesbezüglich eingehalten werden können. Für Netze in Deutschland (Beispiel ebenfalls Linde) wird eine Qualität von 99,96 mol-% angegeben, man ist hier also vorsichtiger bezüglich Angaben zur Wasserstoffqualität.

4 Aktuelle Projekte zu Netzumstellung

In der Anlage 1 ist eine Tabelle enthalten, die momentane 100-% Wasserstoffprojekte im Transport- und verteilnetz beinhaltet [5]. Es sind einige laufende und viele geplante Projekte. In allen wird die Qualität des Wasserstoffs eine Rolle spielen, allerdings in unterschiedlichem Maße. Konkrete Aussagen zur H₂-Qualitäten nach einer Umstellung liegen von diesen Projekten bisher nicht vor. Nachfolgend sind einige der Projekte kurz dargestellt.

4.1 Hochdruckleitungen / Transportnetz

Initiativen der europäischen Gasnetzbetreiber werden momentan in der „European Hydrogen Backbone“ (EHB) Initiative gebündelt [11]. In Abbildung 7 ist das beschleunigte und aktualisierte EHB-Netz für 2030 dargestellt.



Abbildung 7: Ausschnitt des geplanten H₂-Netzes der EHB-Initiative (Quelle [11] European Hydrogen Backbone initiative 2022, supported by Guidehouse)

Der Wasserstoff-Backbone wird überwiegend durch die Umstellung bereits existierender Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff-Transport sowie, wenn erforderlich, den Bau neuer Infrastruktur umgesetzt.

Beispielhaft lässt sich dies an den Planungen der **Gasunie** darstellen. Aus heutiger Sicht erfolgen die Errichtung und Inbetriebnahme abschnittsweise ab 2025 bis ca. 2030 [8]:

- Phase I: Der Leitungsabschnitt vom Speicher Nütemoor bis Elbe-Süd und Eckel, entlang des Speichers Lesum und der Regionen Bremen und Hamburg/Stade ist der zentrale Baustein des geplanten Wasserstoffnetzes der Gasunie. Dieser Bereich kann bereits im Jahr 2025 relevante Wasserstoff-Verbraucher und Produzenten verbinden. Für dieses leistungsfähige Netz bedarf es keines Leitungsneubaus. Der Aufbau der ersten Wasserstoffinfrastruktur erfolgt ausschließlich über die Umstellung von bestehenden Erdgasleitungen.

- Phase II: Der Leitungsabschnitt zwischen dem Grenzübergangspunkt Oude Stanzijl und Folmhusen kann im Jahr 2028 den bereits in 2025 umgestellten Bereich mit dem niederländischen Wasserstoffsystem verbinden. Auch hier erfolgt der Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur ausschließlich über die Umstellung bestehender Erdgasleitungen. Zusätzlich kann eine durchgängige Verbindung von Achim bis nach Wolfsburg durch Umstellung und Neubau erfolgen. Im Rahmen des Projektes wird derzeit eine Beschleunigung der Phase II untersucht.
- Phase III: Das Wasserstoffsystem von der Elbe in Elbe Süd bis Ellund, dem Grenzübergangspunkt nach Dänemark, kann zeitlich unabhängig von der L-/H-Gas Umstellung für den Transport von Wasserstoff entwickelt werden.

Phasen I und II haben sich im Rahmen des IPCEI-Verfahrens² für das EU-Matchmaking Prozess qualifiziert.

Mit vier weiteren Mitgliedsunternehmen der Initiative Get-H₂ will **Nowega** eine Wasserstoffinfrastruktur zwischen Lingen und Gelsenkirchen aufbauen [9]. Das rund 130 Kilometer lange Netz soll die Erzeugung von grünem Wasserstoff bei RWE in Lingen mit der Abnahme in der bp Raffinerie Gelsenkirchen verbinden. 2024 soll dieses Projekt GET H₂ Nukleus betriebsbereit sein. Fraglich ist, ob bis dahin alle offenen rechtlichen Fragen durch die EU bzw. den deutschen Gesetzgeber geklärt sind.

Die **ONTRAS** bereitet bereits die Umstellung einer Erdgasleitung für den Wasserstofftransport im Rahmen des Forschungsprojektes „Reallabor Bad Lauchstädt“ vor. Die Leitung ist ca. 50 Jahre alt, d.h. über diese wurde bereits Stadtgas transportiert:

- Anbindung des Speichers an das H₂-Netz im Chemiepark Leuna
- Streckenlänge von Leuna nach Bad Lauchstädt 20 km
- DN 500 / PN 55 bar
- Betriebsdruck 30 bar

Die Pipeline wurde inzwischen mehrfach gemolcht.

² Das IPCEI wird einen großen Teil der Wertschöpfungskette der Wasserstofftechnologie abdecken: i) Wasserstofferzeugung, ii) Brennstoffzellen, iii) Speicherung, Transport und Verteilung von Wasserstoff und iv) Anwendungen für Endverbraucher, insbesondere im Mobilitätssektor.



Abbildung 8: Ablagerung in Alt-Pipeline (Anm. optischer Eindruck täuscht, sehr hoher Anteil an Ölen und Kohlenwasserstoffen)

Es ist eine Gasaufbereitung am Übergabepunkt zum Abnehmer im Chemiepark vorgesehen, um mögliche - eventuell auch zeitlich befristet - auftretende Kohlenwasserstoffe, Wasser und Schwefelverbindungen aus dem Wasserstoff zu entfernen. Das DBI untersucht aktuell potenzielle Adsorbentien und deren Aufnahmekapazität, um den geforderten Reinheitsgehalt des Wasserstoffs bis in den Spurenbereich zu erreichen.

Bundeswirtschafts- und -verkehrsministerium haben Ende Mai 2021 bekannt gegeben, dass in Deutschland 62 Wasserstoff-Projekte als "Important Projects of Common European Interest" (IPCEI) gefördert werden sollen. Darunter sind u.a. Projekte der GASCADE, der ONTRAS, der EWE und der Gasnetz Hamburg. Die finalen Entscheidungen stehen aber noch aus. Es wird empfohlen, diesen IPCEI-Projekte in den anstehenden Veröffentlichungen zu folgen und bei Start dieser die für Netzbetreiber relevanten Fragestellungen zu betrachten. Die finalen Entscheidungen zur Förderung sollen Anfang 2023 nach Bestätigung als IPCEI-Projekt durch die EU fallen.

4.2 Verteilnetz

Es sind verschiedene Projekte geplant. Erwähnt werden soll das Projekt der Westnetz „**H2HoWi**“ [10], bei dem in Holzwickede eine bestehende Erdgasleitung der öffentlichen Gasversorgung auf reinen Wasserstoff umgestellt wird. Westnetz, der Verteilnetzbetreiber der Westenergie AG, versorgt damit zukünftig drei Gewerbekunden vor Ort. Für das Projekt hat das Unternehmen zunächst eine neue Erdgasleitung neben der bestehenden Leitung, durch die Wasserstoff fließen soll, verlegt. Dieser Schritt war notwendig, um andere Kundinnen und Kunden weiterhin mit Erdgas versorgen zu können. Die notwendigen Bauarbeiten sind

erfolgt. Untersucht wird auch die H₂-Permeation aus der umgestellten Leitung.

Den aktuell angeschlossenen Kunden reicht die geringere H₂-Qualität der Gruppe A aus. Dennoch ist vorgesehen, zu einem späteren Zeitpunkt die H₂-Qualität nach dem umgestellten Netzabschnitt zu kontrollieren und eventuell im H₂ vorhandene Verbindungen zu erfassen. Die Rohrleitung ist ein Kunststoffrohr, für dieses Rohrmaterial können dann Schlussfolgerungen bezüglich der H₂-Qualität getroffen werden.

Das DBI führt das Projekt „H2Infra“ im Wasserstoffdorf Bitterfeld fort. Ziel der aktuellen Untersuchungen ist u.a. aus dem Rohrmaterial austretende Verbindungen zu erfassen und bei Bedarf deren Herkunft zu ermitteln.

4.3 Internationale Projekte

Auf Grund der hohen Kosten der Einführung von Wasserstoff wird generell versucht, größere Projekte unter Einbeziehung von Fördermitteln voranzutreiben.

Ein großes Infrastrukturprojekt startete über die erste Stufe der IPCEI-Projekte in der Slowakei. Die NAFTA besitzt Porenspeicher, die langfristig in die Speicherung von Wasserstoff einbezogen werden sollen. Damit ist zeitweise ein Gemisch Wasserstoff-/Erdgas zu handeln. Im Rahmen dieses Projektes werden Verfahren zur Trennung von H₂ und Erdgas in einem realen Fall im größeren Maßstab getestet werden.

Die Gasunie ist sehr aktiv und startet eine Reihe von Projekten. In den Niederlanden soll grüner Wasserstoff selbst erzeugt oder per Schiff antransportiert werden. Der niederländische Wasserstoff-Backbone soll fünf niederländische Industriegebiete, inklusive windreicher Küstenregionen, untereinander sowie mit Deutschland (Grenzübergangspunkte Oude Statenzijl – Anschluss an HyPerLink, Vlieg huis, Zevenaar) verbinden. An den geplanten niederländischen Wasserstoff-Backbone sollen zahlreiche Wasserstoffproduktionsprojekte zur inländischen Versorgung und zum Export nach Deutschland angeschlossen werden (z.B. North2). Der Transport des Wasserstoffs aus den Niederlanden soll die Regionen Hamburg und Salzgitter erreichen.

4.4 Bewertung der Projekte, Zusammenfassung offener Fragen

Die Zahl der geplanten Projekte wächst stetig, der Überblick ist immer schwerer zu halten. Es lassen sich folgende Anmerkungen unter dem Aspekt der H₂-Qualität treffen:

- Es sind Projekte mit 100 mol-% Wasserstoff geplant. Zu einem Großteil sind Umstellungen von Bestandsleitungen das Thema, Neubau in erster Linie zur Lückenfüllung. Es dominieren aktuell Projekte des Transportnetzes mit Anbindung an die Industrie.
- Damit stellt sich die Frage der H₂-Reinheit, da als Abnehmer oft die chemische Industrie genannt wird. In Gesprächen mit Transportnetzbetreibern wird oft betont, die H₂-Qualität der Gruppe A mit 98 mol-% liefern zu wollen. Diese wird die chemische Industrie nicht abnehmen. Damit stellt sich die Frage der Verantwortlichkeit für eine notwendige Gasaufbereitung.
- In den Rohrleitungen befinden sich eine Vielzahl von Komponenten, die in den Wasserstoff übergehen werden. Erfahrungen zum zeitlichen Verlauf und den Konzentrationen liegen bisher in keinem Fall vor.
- In den nächsten zwei bis drei Jahren werden Erfahrungen zu H₂-Qualitätsveränderungen in Transportnetzen generiert, für Verteilnetze werden nach derzeitiger Sicht auch in 3 Jahren noch Daten fehlen. Wie und mit welchem Aufwand die Qualität der Gruppe D erreicht werden kann, ist offen.

5 Gasaufbereitung – Anforderungen und Diskussionspunkte

5.1 Gasaufbereitung - Stand der Diskussion

Die Aufbereitung von Gasen ist keine neue Aufgabe für die Gaswirtschaft. Gastrocknung Entschwefelung, Deodorierung oder die Entfernung von Kohlenwasserstoffen wird praktiziert. Mit Einführung von Wasserstoff ändern sich aber zwei Dinge:

1. Verlagerung der Verantwortung für die Gasaufbereitung auf einen größeren Kreis von Zuständigen.
2. Es werden höhere Reinheiten im Produkt gefordert

Entlang der Transport- und Verteilkette kann jeder involvierte Partner von der Notwendigkeit der Gasaufbereitung betroffen sein. Abhängig ist dies von:

- Vertragsgestaltung mit Lieferanten und Abnehmern
- Zustand des eigenen Transport- bzw. Verteilsystems
- Kundenanforderungen

Es werden drei potenzielle Quellen der Herkunft von Verunreinigungen des Wasserstoffs gesehen, die Produktion von Wasserstoff, die Speicherung des Wasserstoffs sowie der Transport des Wasserstoffs. Die H₂-Produktion kann selbstverständlich in hoher Reinheit erfolgen, bei Anforderung der H₂-Qualität Gruppe A könnten allerdings Aufbereitungsschritte reduziert werden.

Die Verantwortlichkeit der Aufbereitung z.B. von Gruppe A (98 mol-%) auf Gruppe D (99,97 mol-%) wird intensiv diskutiert. Während Gasversorger zu Verteilung und Verkauf der H₂ Qualität Gruppe A tendierten, erwarten Kunden einen Wasserstoff entsprechend ihren technischen Anforderungen auch sehr hoher Reinheit.

Im Rahmen des Projektes H2Rein wurde auch eine „mittlere“ Wasserstoffqualität diskutiert. Es erscheint sicher, dass durch Rohrverunreinigungen die H₂ Qualität Gruppe D 99,97 mol-% nur gering verändert wird. Die Lieferung einer mittleren Qualität im Bereich von 99,5 bis 99,9 mol-% durch umgestellte Erdgasleitungen erscheint auch kurzfristig möglich.

Der Unterschied zur Qualität 98 mol-% besteht darin, dass die restlichen 2 mol-% der Gruppe A nicht eindeutig definiert sind und aus verschiedenen Verbindungen wie Stickstoff oder Methan bestehen kann. Gerade die Entfernung von Stickstoff ist technisch aufwendig, während z.B. Spuren an Kohlenwasserstoffen oder Schwefelverbindungen dagegen technisch einfacher mittels Adsorber entfernt werden können.

5.2 Anforderungen und Möglichkeiten der Gasaufbereitung

Die verschiedenen Möglichkeiten der Gasaufbereitung sind bekannt. Tatsächlich können Adsorption, katalytische Verfahren, die Verflüssigung oder der Einsatz von Membranen zur Feinreinigung dienen. Jedes dieser Verfahren wird in der Praxis eingesetzt, in einigen Fällen aber in geringer Zahl.

Tabelle 3: Stoffgruppen und geeignete Aufbereitungserfahren für die H₂-Aufbereitung [1]

Verfahren	Komponente	Gasvolumen ≤ 1000 m ³ /h TRL	Gasvolumen ≥ 1000 m ³ /h TRL	Bemerkungen
Adsorption (Physisorption)	CO ₂ , CO, HC (inkl. CH ₄), H ₂ O, N ₂ , NH ₃	9	9	Aufreinigung bis zum ppb- Level möglich Temperaturwechseladsorption im Fall von Trocknung, COS, CS ₂ sind kritisch;
Chemisorption / Katalytische Umwandlung	O ₂ , Schwefel- verbindungen	9	9	
Verflüssigung (Cryoverfahren)	N ₂	9	9	Wird auch für kleine Leistungen in der Halbleiterindustrie angeboten
Absorption	H ₂ O	(9)	9	Anlagen kleiner Leistung möglich, aber bei Trocknung kleiner Volumina nicht relevant
Membran- verfahren	H ₂	9 / 6	9 / 6	Erläuterung s.u.
Filter	Staub	9	9	

Der Einsatz der Tiefkühlung z.B. ist überraschenderweise in Frankreich bei der Biogasaufbereitung häufig anzutreffen, Anlagen im Leistungsbereich von 250 – 1.000 m³/h dienen der CO₂-Entfernung.

In Deutschland existieren aktuell zwei Sauerstoffentfernungsanlagen zum Schutz der Speicher und Einhaltung des Grenzwertes von 10 ppm Sauerstoff in UGS. Der Sauerstoff wird über einen katalytischen Prozess chemisch gebunden.

Zur Herstellung von Reinstwasserstoff für die Halbleiterindustrie werden Palladiummembranen eingesetzt. Ziel ist hier die Herstellung von Wasserstoff der Qualität 99,9999 mol-% oder höher.

Für Verunreinigungen aus Leitungen wird aber die Adsorption die Methode der Wahl sein. Es liegen allerdings verschiedene Aussagen hinsichtlich Aufwand und Realisierbarkeit bezüglich einzelner Komponenten aus Sicht der Hersteller von Gasen und aus Sicht von Anwender von Reingasen vor. Die Art der Adsorbentien ist noch zu definieren. Die Adsorptionskapazität hängt u.a. von der Eingangskonzentration der zu entfernenden Komponente ab, die sehr gering sein wird. Dazu finden am DBI aktuell Untersuchungen statt. Kritisch wird die Entfernung der Schwefelverbindungen gesehen, da deren Anzahl hoch sein wird und einige der Verbindungen, konkret COS und CS₂, schlecht adsorbiert werden.

5.3 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Die Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff ist nach Prüfung der Eignung von Material und Anlagen möglich. Aus Sicht der Wasserstoffqualität lassen sich zusammenfassend folgende Aussagen treffen:

- Der Transport von sauberem Wasserstoff über ehemalige Erdgasleitungen ist möglich. Die Qualität der Gruppe A ($H_2 = 98 \text{ mol-}\%$) ist haltbar.
- Die Qualität der Gruppe D kann durch Eintrag von Stoffen aus einer Altleitung verschlechtert werden. An Komponenten können dies Kohlenwasserstoffe, Schwefelverbindungen, Wasser oder Schwermetalle sein.
- Der Bedarf an Wasserstoff hoher Reinheit wird langfristig ca. 40 % des Gesamtbedarfs erreichen. Auch aktuell in den beginnenden Projekten spielen Kunden mit hohen Anforderungen (Chemieindustrie) eine wichtige Rolle
- Aufbereitungsverfahren zum Erreichen der H_2 -Qualität Gruppe D existieren, Kunden kann bei Anforderung dies gewährleistet werden. Umfang und Kosten einer solchen Aufbereitung sind offen und müssen einzelfallbezogen kalkuliert werden.
- Unsicher ist, wie schnell Verunreinigungen aus Bestandsleitungen ausgetragen werden. Dies variiert auch in Abhängigkeit von der Komponente.
- Der Umfang möglicher Reinigungsmaßnahmen vor der Umstellung spielt dabei eine Rolle, allerdings lässt sich nicht jede Leitung molchen.
- In zwei bis drei Jahren werden Erfahrungen zu Umstellungen im Transportnetz vorliegen, beim Verteilnetz scheint dies länger zu brauchen. Dies liegt daran, dass im Fokus der ersten H_2 -Projekte vor allem Industriekunden mit Anschluss an das Transportnetz stehen.

Idealerweise werden nach einer Umstellung zuerst Kunden mit geringeren H_2 -Qualitätsanforderungen beliefert. Dies können BHKW, Zement- oder Stahlwerke sein. Die analytische Kontrolle der H_2 -Qualität auf die verschiedenen Parameter ist unumgänglich.

Generell ist es für die Betreiber eines Transport- oder Verteilnetz einfacher, wenn er Wasserstoff der Qualität 99,97 mol-% übernehmen kann. Damit entfällt die Unsicherheit, welche Komponente zu Erzielung der H_2 -Qualität Gruppe D zu entfernen ist.

Literaturverzeichnis

- [1] DVGW-Bericht G 202141: H₂-Kurzstudie: Wasserstoffqualität in einem gesamtdeutschen Wasserstoffnetz; (2022)
- [2] DIN EN 17124 Wasserstoff als Kraftstoff. Produktfestlegung und Qualitätssicherung - Protonenaustauschmembran (PEM)-Brennstoffzellenanwendungen für Straßenfahrzeuge 2018 (2018)
- [3] DIN EN 16723-2 Erdgas und Biomethan zur Verwendung im Transportwesen und Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz - Teil 2. Festlegungen für Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge 2017 (2017)
- [4] Jerinic, Dalibor: Theoretische und experimentelle Untersuchungen zur partiellen Kondensation von Triethylenglykol in einer Ferngasleitung; Dissertation; Shaker Verlag Aachen 2013.
- [5] https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/08/2022-09-01_FNB-Gas_Wasserstoffbericht.pdf
- [6] <https://www.dbi-gruppe.de/h2-infra.html>
- [7] https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/08/2022-09-01_FNB-Gas_Wasserstoffbericht_Empfehlungen-an-BNetzA-und-Gesetzgeber.pdf
- [8] <https://www.gasunie.de/unternehmen/gasunie-deutschland/projekt-hyperlink>
- [9] <https://www.nowega.de/gasleitung-in-lingen-soll-bald-wasserstoff-transportieren/>
- [10] <https://presse.westnetz.de/westnetz-stellt-erdgasleitung-auf-100-prozent-wasserstoff-um/>
- [11] <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>

Anhang

Anhang 1: Übersicht Wasserstoffprojekte in Betrieb/ in Umsetzung bis 2025 [5]

Projekt	Zeit	Kurzbeschreibung
Ferngas Netzgesellschaft mbH, SWE Netz GmbH, TEAG: TH2ECO, Thüringer H2 Ecosystem	2021–2025	<ul style="list-style-type: none"> Fokus: 100 % Wasserstoff Projekt entlang kompletter Wertschöpfungskette: Nutzung grüner Wasserstoff (aus anliegenden EE-Anlagen), Nutzung in Wärmeversorgung (Fernwärme) und Beimischung und Industrieanwendungen, Umwidmung von 42 km Leitung sowie Neubau einer 3 km Leitung (Phase 1)
Gelsenwasser Energienetze GmbH: H2-Linnich	2022–2024	<ul style="list-style-type: none"> Fokus: 100 % Wasserstoff Erkenntnisse für sicheren Betrieb von Wasserstoffnetzen auf Verteilnetzebene, Versorgung des Betriebsgeländes von Gelsenwasser Energienetze (Nutzung für Wärmeversorgung) mit Wasserstoff von außerhalb (Flaschenbündel), Umwidmung von 130 m Leitungen (auf Betriebsgelände), optional: Erweiterung an angrenzendes Gewerbegebiet (Schaffung Inselnetz)
Energie Südbayern GmbH/ Energienetze Bayern GmbH & Co. KG/ Thüga AG: H2Direkt	2023–2024	<p>Fokus: 100 % Wasserstoff</p> <p>Wärmeversorgung von 10 Privathaushalten und 1 Gewerbekunden mit grünem Wasserstoff, Umstellung von Bestandsleitung, Test der Wasserstofftauglichkeit der Endgeräte bei Kunden und Erkenntnisse über geeignete Endkundenkommunikation</p>
Westnetz GmbH: Kaisersesch	2022–2025	<p>Fokus: 100 % Wasserstoff</p> <p>Lokale Wasserstoffherzeugung, Versorgung von angeschlossenen Verbrauchern</p> <ul style="list-style-type: none"> (BHKW, Nahwärmenetze, direkt Endverbraucher) über Transportleitung mit dem Ziel, Know-How über Planung/Genehmigung, Bau und Betrieb von Wasserstoffinseln zu generieren
Westnetz GmbH: H2-Netz Holzwickede	Laufend	<p>Fokus: 100 % Wasserstoff</p> <p>Bereitstellung grüner Wasserstoff per LKW (i. V. mit Speicher), 100 % Wasserstoffversorgung von vier Gewerbekunden über umgestellte 0,5 km lange Erdgasleitung (inkl. Netzkomponenten und Endgeräte bei Kunden), Ziel: Nachweis der Wasserstofftauglichkeit der bestehenden Erdgasinfrastruktur und Aufbau von Know-How für Umstellung, Konstruktion und Betrieb einer Wasserstoffinfrastruktur</p>
Westnetz GmbH: H2-Sauerland	2022	<p>Fokus: 100 % Wasserstoff</p> <p>Aufbau von Wasserstoffclustern zur Versorgung verschiedener Kunden in den Bereichen Mobilität, Industrie und Mittelstand, Umwidmung 11 km langer Erdgasleitung, perspektivisch: lokale Erzeugung von grünem Wasserstoff</p>
Mainzer Stadtwerke AG: Energiepark Mainz	Laufend	<p>Fokus: 100 % Wasserstoff für einige Kunden sowie 10 % Wasserstoffbeimischung</p> <p>Lokale Wasserstoffherzeugung, LKW-Trailer-Transport zu Kunden aus Industrie und Mobilität, Teilmengen des Wasserstoff werden Gas-VN beigemischt (für ca. 1000 Gasanschlüsse in einem Stadtteil)</p>
MITNETZ Gas: H2-Infra	2022–2024	<p>Fokus: 100 % Wasserstoff</p> <p>Betrieb eines Wasserstoffverteilernetzes im Chemiepark Bitterfeld-Wolfen zur Erprobung von Wasserstoff in versch. Anwendungsfeldern im Bereich der Anwendungstechnik (Von Heizgeräten bis Komponententechnik) und zur Erforschung von</p> <ul style="list-style-type: none"> Materialien und Betriebsführung (Rohrleitungen) bis hin zu Bildungsmodulen
Westnetz GmbH: Smarte Betriebsstätte Metelen	Laufend	<p>Fokus: 100 % Wasserstoff</p> <p>Nutzung von PV-Strom zur Herstellung von Wasserstoff mittels</p> <ul style="list-style-type: none"> PEM-Elektrolyse, Versorgung der Betriebsstätte Metelen mit Wärme
Gasnetz Hamburg GmbH: Hamburger Wasserstoff- Industrie-Netz (HH-WIN)	> 2025	<p>Fokus: 100 % Wasserstoff</p> <p>Wasserstoffherzeugung über Großelektrolyseur an altem Kraftwerksstandort Hamburg-Moorburg, Versorgung von Industrie/Schwerlastverkehr/Logistik durch 60 km Neubauleitung, Anbindung an „Hydrogen Backbone“ geplant • IPCEI-Projekt, Förderzusage ausstehend</p>

Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff

Projekt	Zeit	Kurzbeschreibung
EWE Netz GmbH: Clean H2 Coastline H2 Infrastructure	2022–2026	Fokus: 100 % Wasserstoff Regional Wasserstoffherzeugung, Transport des Wasserstoff über Neubau und Umstellung bestehender Leitungen (auch im VN um zwischen Elektrolyseur, <ul style="list-style-type: none"> • Speicher und Wasserstoffbackbone zu verbinden), Dekarbonisierung von Industrie (Stahl) und Verkehr (Großtankstellen) • IPCEI-Projekt, Förderzusage ausstehend
Creos Deutschland Wasserstoff GmbH: mosaHYc	ab 2026	Fokus: 100 % Wasserstoff Aufbau eines regionalen, grenzüberschreitenden Hochdruck-Wasserstoffnetzes (ca. 100 km) zur Verbindung von Elektrolyse in Frankreich und Deutschland mit deutscher Stahlerzeugung. IPCEI-Projekt, Förderzusage ausstehend (pränotifiziert als Teil der RHATL-Welle)
Sachsenetze: H2-Verbund Industriebogen	2025	Fokus: 100 % Wasserstoff Regionale Wasserstoffherzeugung zur Versorgung von industriellen Verbrauchern (Stahl und Chemie), Neubau/Umwidmung von 30 km Wasserstoffverteiltetz, <ul style="list-style-type: none"> • Anschluss an „Wasserstoff Backbone“ je nach Skalierung des Projektes geplant
SHNG Schleswig-Holstein-Netz GmbH: H2-Hanse Netz	2025	<ul style="list-style-type: none"> • Fokus: 100 % Wasserstoff • Regionale Wasserstoffherzeugung (Standort stillgelegtes AKW) sowie kurzfristig: Wasserstoffimport aus DK, Umwidmung von VNB-Leitung für Wasserstoff- versorgung, Ersatzversorgung der bisherigen VNB-Erdgaskunden über FNB- Leitung, besondere Bedeutung: Projekt bereitet LNG-Terminal/Anlande-Terminal Wasserstoff in Brunsbüttel vor
Mitnetz Gas mbH: Green Bridge	2025	Fokus: 100 % Wasserstoff Regionale Wasserstoffherzeugung an Kraftwerksstandorten und weiteren Standorten mit idealer Eignung, Umwidmung bestehender Leitungen sowie Neubau von Leitungen durchzuführen, Dekarbonisierung von industriellen Prozessen und Mobilitätsanwendungen (vom Automobilisten, über Herstellern von synthetischen Kraftstoffen, Lebensmittelproduktionen und Tankstellen)
E.ON SE – H2.Ruhr	> 2025	Fokus: 100 % Wasserstoff und Ammoniak Bis 2028 soll eine ca. 70 km lange Wasserstoffleitung von Duisburg nach Dortmund für den Transport von gasförmigen Wasserstoff neu gebaut werden; perspektivisch soll die Leitung in einem Projekt zum Aufbau einer europäischen Wasserstoffwertschöpfungskette integriert werden (Herstellung von grünem Ammoniak in Südeuropa, Transport per Schiff nach Nordeuropa zu Cracker-Anlage, Weitertransport von Wasserstoff, Nutzung sowohl von Wasserstoff und Ammoniak in Industrie)
Stadt Geesthacht: Geesthachter Wasserstoff Hafen	> 2025	Fokus: 100 % Wasserstoff (flüssig, gasförmig) Modell für wirtschaftlichen Betrieb eines regionalen Unterverteilzentrums für Wasserstoff, Nutzung von Wasserstoff in Mobilität (speziell: Schiff), optional: Einspeisung in Gasnetz
SWU Energie GmbH: H2-Factory	> 2023	Fokus: 100 % Wasserstoff Wasserstoffherzeugung an Standort des Zentrums für Sonnenenergie und Wasserstoffforschung (ZSW), Strom aus Wasserkraftwerk bezogen über Stromnetz, Betankung von Brennstoffzellen-Trucks zur weiteren Erforschung
ESWE Versorgungs AG: „Wasserstoff für Wiesbaden“	> 2025	Fokus: 100 % Wasserstoff Lokale Wasserstoffherzeugung mittels Müllheizkraftwerk, Umstellung der Verteilnetzinfrastruktur je nach Abnehmerstruktur (Gewerbe, Industrie), Nutzung des Wasserstoff für Fahrzeuge der Entsorgungs- und Verkehrsbetriebe angedacht
Netze Duisburg GmbH – enerPort II	> 2023	Fokus: 100 % Wasserstoff Errichtung eines Microgrids zur Versorgung, Steuerung und Optimierung verschiedene Anwendungen mit Fokus auf Wasserstoff (BHKW, Brennstoffzellen, PV), konzeptionelle Betrachtung einer Wasserstoffherzeugung am Duisburger Hafen, Prüfung eines Baus einer ca. 500 m langen neuen Wasserstoffleitung auf dem Betriebsgelände des Hafens, Prüfung der Anbindung/ Ausweitung auf umliegende Quartiere/Akteure (nicht nur Wasserstofffokus, sondern Wärme im Allgemeinen) Wichtig: „enerPort II“ wird im Rahmen der „Technologieoffensive Wasserstoff“ vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) gefördert

Quelle für [4]: Tabelle basiert auf einer gemeinsamen Abfrage der Verbände BDEW, DVGW und VKU. Stand: Juni 2022

www.dbi-gruppe.de

Scannen Sie den QR-Code,
um mehr über die DBI-Gruppe
zu erfahren!



info@dbi-gruppe.de

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Karl-Heine-Straße 109/111
D-04229 Leipzig