

„H₂INFRA“

„H₂-Infrastruktur – Effizienter und sicherer Betrieb von Wasserstoffverteilnetzen“

Abschlussbericht

Impressum

Dies ist ein gemeinsamer Abschlussbericht über die Teilvorhaben der Zuwendungsempfänger:

- Teilvorhaben 1:** „Sicherung der Gasqualität und Untersuchung der Langzeitperformance der Infrastrukturkomponenten“ *DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH*
- Teilvorhaben 2:** „Ökonomisch-Ökologische Bewertung der Wasserstoffwertschöpfungskette entlang verschiedener Anwendungspfade in den Sektoren Haushalt, Gewerbe und Industrie sowie Mobilität“ *HTWK – Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig, Fakultät Maschinenbau und Energietechnik*
- Teilvorhaben 3:** "Realisierung und Optimierung der Betriebsführung von Wasserstoffverteilnetzen inkl. der Versorgung von Endverbrauchern" *Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH*

Projektleitung

Marco Henel

E Marco.henel@dbi-gruppe.de

T + 49 341 2457-124

Michael Schneider

E michael.schneider@mitnetz-gas.de

T +49 3762 769 314

Robert Huhn

E robert.huhn@htwk-leipzig.de

T +49 3076 4123

Laufzeit

01.01.2022 bis 31.12.2025

Danksagung

Das diesem Forschungsbericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des BMWF – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03EI3054 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

BMWF – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Förderkennzeichen: 03EI3054A-C

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die Verantwortung für den Inhalt dieses Abschlussberichtes liegt bei den Autoren.



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

Unter Mitarbeit von:

Dipl.-Ing (FH) Marco Henel
Dipl.-Ing. (FH) Raymond Mothes
M.Eng. Tobias Köhler
M. Sc. Wieland Kortuz



**HTWK – Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig,
Fakultät Ingenieurwissenschaften**
Karl-Liebknecht-Straße 134, 04277

Unter Mitarbeit von:

M.Eng. Robin Pischko
Prof. Dr.-Ing. Robert Huhn
B.Eng. Anna Friederike Neuhaus
B.Eng. Louisa Stöhr
M.Eng. Paul Wilhelm



Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH
Industriestraße 10, 06814 Kabelsketal

Unter Mitarbeit von:

Dipl.-Ing. Michael Schneider

H₂INFRA

H₂-Infrastruktur – Effizienter und sicherer Betrieb von Wasserstoffverteilnetzen

Am 1. Januar 2022 startete das Projekt H₂-Infrastruktur - Effizienter und sicherer Betrieb von Wasserstoffverteilnetzen (H₂INFRA), welches durch das BMWF gefördert wird. Der Fokus liegt auf der Sicherstellung der Funktionalität eines H₂-Verteilnetzes inklusive aller Komponenten unter dynamischen Betriebsbedingungen und insbesondere auf der Bereitstellung einer extrem hohen Gasqualität und Versorgungssicherheit für die zukünftigen Anwendungen. Das Konsortium, bestehend aus DBI Gas- und Umwelttechnik, MITNETZ Gas und HTWK Leipzig, setzt die Forschungsarbeiten der im Zuge der HYPOS-Initiative im Rahmen des Förderprogramms „Zwanzig20 – Partnerschaft für Innovation“ des BMBF geförderten Projekte „H₂-NETZ“ und „H₂-Home“ fort. Zur Klärung zahlreicher offener Fragen wird die im Rahmen der Projekte entstandene einmalige Forschungsinfrastruktur für Wasserstoffverteilnetze in Bitterfeld-Wolfen genutzt und weiterentwickelt.

Im Projektverlauf wurde die bestehende Wasserstoff-Testinfrastruktur umfassend untersucht, um das Verhalten von Komponenten und Materialien unter realitätsnahen Betriebsbedingungen zu bewerten. Grundlage bildete ein kontinuierliches Monitoring zentraler Betriebsparameter wie Druck, Temperatur und Volumenstrom. Ergänzend erfolgte die Prüfung von neuen Komponenten aus dem Erdgasbereich hinsichtlich ihrer Eignung für Wasserstoff sowohl im Labor als auch unter praxisnahen Bedingungen in einem Komponentenversuchsstand (s. Abbildung 1, Nr. 5). Im Energiepavillon wurde zudem eine vollständige Hausinstallation mit einer H₂-Therme aufgebaut und über zwei Jahre erfolgreich im Dauerbetrieb getestet (s. Abbildung 1, Nr. 4).

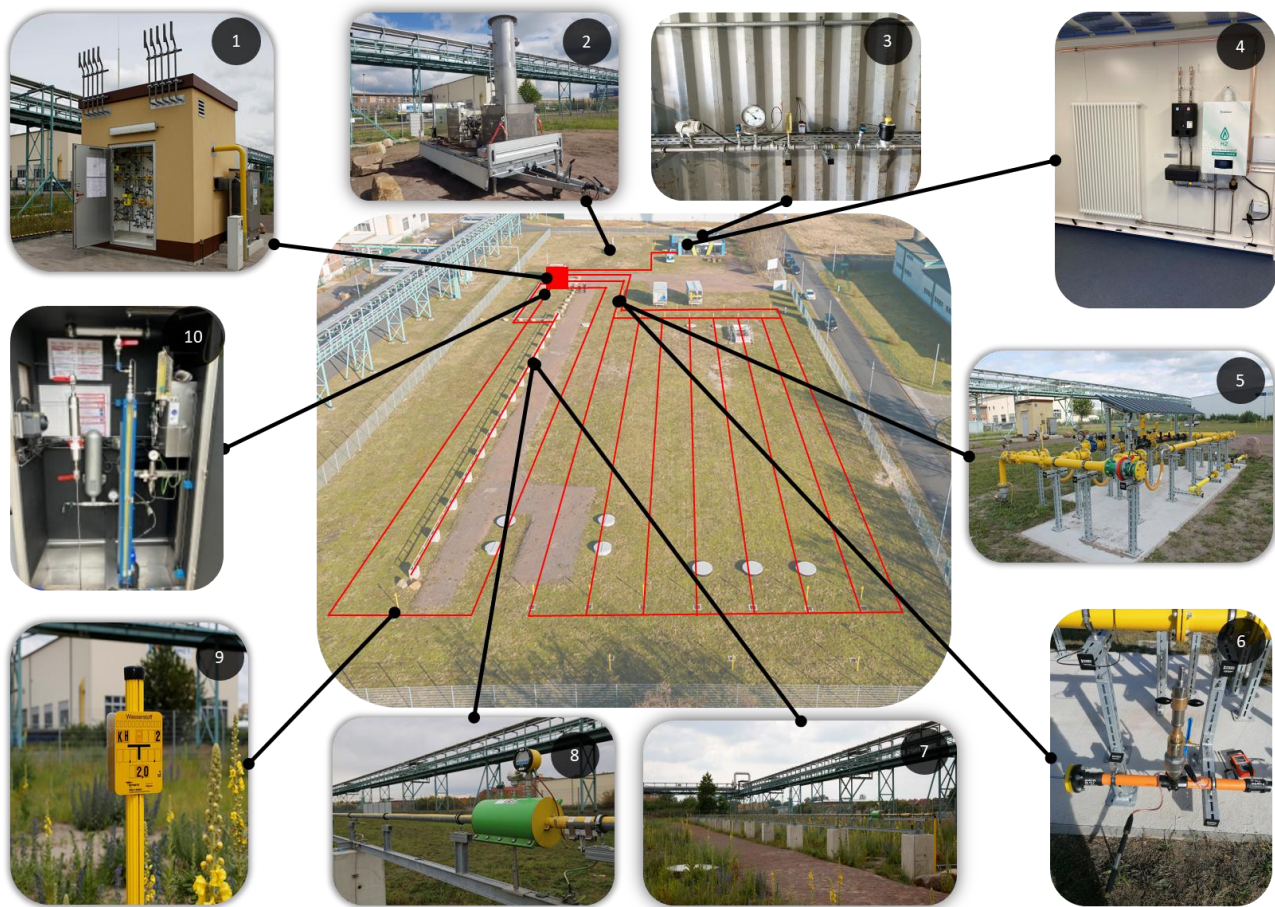
Zur Bewertung des Langzeitverhaltens wurden Rohrproben aus dem Netz entnommen und hinsichtlich Materialstruktur, Alterungseinflüssen und mechanischer Eigenschaften analysiert (s. Abbildung 1, Nr. 7). Parallel dazu erfolgten Untersuchungen sicherheitstechnischer Komponenten, wie Gasströmungswächter und Gas mangelsicherungen, unter variierenden Betriebsbedingungen (s. Abbildung 1, Nr. 3). Auch Absperrtechnologien, beispielsweise das Schleusensperrverfahren und das Abquetschen, wurden unter praxisnahen Bedingungen erprobt und bewertet (Abbildung 1, Nr. 6).

Ein weiterer Schwerpunkt lag auf der Instandhaltung und dem sicheren Betrieb der Infrastruktur. Im Rahmen des Testfeldbetriebs konnten Wartungs- und Instandhaltungszyklen validiert sowie Prozesse der Betriebsführung weiter standardisiert werden. Besonders im Bereich der Gasdruckregel- und Messanlagen wurden durch längere Betriebszeiträume neue Erkenntnisse gewonnen, die eine Grundlage für eine zustandsorientierte Instandhaltung bilden. Umbauten und Komponentenaustausche dienten dabei auch der Gewinnung von Erkenntnissen zur sicheren In- und Wiederinbetriebnahme (s. Abbildung 1, Nr. 1). Alle Arbeiten erfolgten unter Anwendung eines umfassenden Sicherheitskonzepts, welches fortlaufend überprüft und weiterentwickelt wurde. Ein besonderer Fokus lag hier auf der Simulation von Störfällen sowie der Entwicklung von Verhaltensregeln zur Vermeidung gefährlicher Situationen und explosionsfähiger Atmosphären.

Im Hinblick auf zukünftige Anwendungen wurde die Sicherstellung einer hohen Wasserstoffqualität intensiv untersucht. Insbesondere für sensible Anwendungen wie Brennstoffzellen sind konstante Qualitätsanforderungen entscheidend. Daher wurden potenzielle Eintragsquellen von Verunreinigungen identifiziert und Hochleistungskunststoffe sowie Herstellungs- und Verlegeprozesse analysiert. Auf dieser Basis konnten Maßnahmen zur Minimierung von Störstoffen abgeleitet werden, ergänzend wurden Konzepte betrachtet, die bei Bedarf eine zusätzliche Gasreinigung ermöglichen.

Ein weiterer wichtiger Untersuchungsgegenstand war die Odorierung von Wasserstoff. Hierbei wurden unterschiedliche Odoriermittel hinsichtlich ihrer Eignung, Stabilität und Nachweisbarkeit unter realen Netzbedingungen bewertet sowie der Betrieb entsprechender Odorieranlagen untersucht (s. Abbildung 1, Nr. 10).

Inhalt



- (1) Gasdruckregel- und Messanlage
- (2) Mobile Wasserstoffackel
- (3) Versuchsstand Sicherheitstechnik
- (4) Wasserstofftherme im Pavillon
- (5) Komponentenversuchsstand

- (6) Versuchsstand Absperrtechnologien
- (7) Rohrbrücke, oberirdische Leitung
- (8) Permeationsmessung
- (9) Wasserstoffschild
- (10) Odorierung

Abbildung 1: Forschungsplattform H₂INFRA

Im Projekt wurde eine Ökobilanz der Wasserstoff-Wertschöpfungskette erstellt. Untersucht wurden die Wasserstoffherstellung mittels PEM- und alkalischen Elektrolyseuren sowie die leitungsgebundene Wasserstoffversorgung. Die Ergebnisse zeigen, dass insbesondere die Materialauswahl bei Rohrleitungen, die Verlegeverfahren der Infrastruktur sowie der Strombezug der Elektrolyse wesentliche Einflussgrößen auf die Umweltwirkungen entlang der Wasserstoff-Wertschöpfungskette darstellen. Die Analysen liefern eine wissenschaftliche Grundlage für die nachhaltige Planung zukünftiger Wasserstoffversorgungsstrukturen.

Zur Bestimmung wirtschaftlich optimaler Versorgungsstrukturen wurden die Wasserstofftransportkosten von Pipelines und Trailertransporten in Abhängigkeit von Transportentfernung und Wasserstoffbedarf untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass Trailertransporte insbesondere für geringe Nachfragen und frühe Marktphasen geeignet sind, während Pipelines bei steigenden Transportmengen und größeren Entfernungen deutliche Kostenvorteile aufweisen. Dadurch konnten wirtschaftliche Einsatzbereiche von Pipelineversorgung für zukünftige Wasserstoffversorgungssysteme identifiziert werden.

Die Projektergebnisse wurden darüber hinaus einer breiten Öffentlichkeit zugänglich gemacht. Im Rahmen von Veranstaltungen wie Tagen der offenen Tür und Sonderführungen konnten in den letzten vier Jahren rund 1.000 Besucherinnen und Besucher Einblick in die Forschungsarbeiten und die Testinfrastruktur gewinnen.

Inhalt

Abbildungsverzeichnis	7
Tabellenverzeichnis	10
Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis	11
1 Kurzdarstellung	14
1.1 Aufgabenstellung	14
1.2 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde	14
1.2.1 Arbeitspaket 1: Gasqualität	16
1.2.2 Arbeitspaket 2: Langzeituntersuchung	16
1.2.3 Arbeitspaket 3: Betriebsführung und Instandhaltungsstrategien	17
1.2.4 Arbeitspaket 4: LCA (Ökobilanzierung) der H ₂ -Wertschöpfungskette	17
1.2.5 Arbeitspaket 5: Wirtschaftlichkeitsanalyse	17
1.2.6 Meilensteinplanung	18
1.3 Wissenschaftlich-technischer Stand, an den angeknüpft wurde	18
1.3.1 Rohrleitungsmaterialien	19
1.3.2 Gasdruckregel- und Messanlagen (GDRMA)	19
1.3.3 Wasserstoffqualität	20
1.3.4 Odorierung	20
1.3.5 Absperrtechnologien	21
1.3.6 Ökobilanzierung der H ₂ -Wertschöpfungskette	21
1.3.7 Literatur	22
1.4 Zusammenarbeit mit anderen Stellen	22
1.4.1 Zusammenarbeit der Partner innerhalb des Verbundes:	23
1.4.2 Zusammenarbeit mit Partnern außerhalb des Vorhabens: Linde AG	23
1.4.3 Zusammenarbeit mit Partnern außerhalb des Vorhabens: Vaillant	23
2 Ergebnisse Arbeitspaket 1: Gasqualität	24
2.1 Qualitätsanforderungen	24
2.1.1 Regulatorische und Anwendungsspezifische Gasqualitätsanforderungen	24
2.1.2 Materialien und Identifikation	25
2.1.3 Auslagerungsversuche – Identifizierung von Spurenstoffen	26
2.1.4 Ursachen für Spuren bei Leitungsumstellungen und Feldmessung	30
2.2 Entwicklung von Produkten und Verfahren zur Sicherung der Gasqualität	31
2.2.1 Herstellungsverfahren und -prozesse	31
2.2.2 Verlege- und Fügeverfahren	31
2.2.3 Ableitung von Maßnahmen zur Erhöhung der Gasqualität	32
2.2.4 Ableitung von Prüfvorschriften für die Qualitätssicherung von Rohrleitungen	32
2.3 Gasqualitätsmessung	33

Inhalt

2.3.1	Relevanter Messtechnik	33
2.3.2	Bestimmung möglicher Querempfindlichkeiten in Abhängigkeit des Funktionsprinzips	33
2.4	Literatur Arbeitspaket 1	35
3	Ergebnisse Arbeitspaket 2: Langzeituntersuchungen	37
3.1	Monitoring der Infrastruktur / Betriebsparameter	37
3.2	Komponentenuntersuchungen	39
3.2.1	Voruntersuchung	40
3.2.2	Felduntersuchung	42
3.2.3	Nachuntersuchung	47
3.3	Hausinneninstallation im Energiepavillon	50
3.4	Vergleich der verbauten Gaszähler	54
3.5	Odorierung	55
3.6	Gasströmungswächter	56
3.6.1	Stationäre Versuche	56
3.6.2	Instationäre Versuche	59
3.6.3	Funktionsprüfung Überstromverhalten	62
3.7	Gas mangelsicherung	64
3.7.1	Funktionstest: Ansprechdruck	65
3.7.2	Funktionstest: Schließstellung	67
3.7.3	Funktionstest: Überstromverhalten	68
3.8	Rohrleitungsmaterialien	70
3.9	Verträglichkeit und Dichtheit (Absperrtechnologien)	74
3.9.1	Schleusensperrverfahren	74
3.9.2	Abquetschen	79
3.10	Literatur Arbeitspaket 2	85
4	Ergebnisse Arbeitspaket: 3 Betriebsführung- und Instandhaltungsstrategien	86
4.1	Wartung und Instandhaltung	86
4.1.1	Instandhaltungsstrategien	86
4.1.2	Leckagemessung in der Gasdruckregel- und Messanlage	89
4.2	Bewertung von Sicherheitskonzepten und des Arbeitsschutzes	92
4.2.1	Bewertung von Sicherheitskonzepten	92
4.2.2	Bewertung des Arbeitsschutzes	93
4.2.3	Personenschutz und Qualifikation	94
4.3	Literatur Arbeitspaket 3	96
5	Ergebnisse Arbeitspaket 4: LCA (Ökobilanzierung) der H ₂ -Wertschöpfungskette	97
5.1	Kurzfassung	97

Inhalt

5.2	Methodischer Rahmen der Ökobilanz	98
5.3	Pipeline Infrastruktur	99
5.3.1	Ziel und Untersuchungsrahmen	99
5.3.1.1	Systemgrenze	99
5.3.1.2	Funktion und funktionelle Einheit	100
5.3.1.3	Datengrundlage und Datenerhebung	100
5.3.2	Sachbilanz	100
5.3.2.1	Rohrleitungen, Materialien, Leitungslängen	100
5.3.2.2	Rohrverlegung, Verlegeverfahren, Verlegeorte	101
5.3.3	Wirkungsabschätzung	104
5.3.3.1	Übertragbarkeit auf Wasserstoffinfrastrukturen	106
5.3.3.2	Einfluss der Rohrleitungsmaterialien	107
5.3.3.3	Einfluss der Verleverfahren und Verlegeorte	109
5.3.3.4	Einfluss des Betriebsdrucks	110
5.3.4	Gesamtbewertung	111
5.4	Wasserstoffherstellung mittels Elektrolyse	112
5.4.1	Ziel und Untersuchungsrahmen	112
5.4.2	Systemgrenze	112
5.4.2.1	Funktion und funktionelle Einheit	113
5.4.2.2	Datengrundlage und Datenerhebung	113
5.4.3	Sachbilanz zur Herstellung und zum Bau von alkalischen Elektrolyseuren	114
5.4.3.1	Stackrahmen	114
5.4.3.2	Dichtungen	114
5.4.3.3	Membran	115
5.4.3.4	Anode, Kathode, Katalysator	116
5.4.3.5	Betriebsmittel für die Produktion	116
5.4.3.6	Balance-of-Plant (BoP)	117
5.4.4	Sachbilanz zur Herstellung und zum Bau von PEM-Elektrolyseuren (PEMEL)	118
5.4.5	Sachbilanz zum Betrieb von Elektrolyseuren	119
5.4.5.1	Grundlegende Prozessparameter der Elektrolyse	119
5.4.5.2	Untersuchte Strommixszenarien	120
5.4.6	Wirkungsabschätzung	124
5.4.7	Gesamtbewertung	126
5.5	Zentrale Ergebnisse für die Planung zukünftiger Infrastrukturen	126
5.6	Literatur Arbeitspaket 4	128
6	Ergebnisse Arbeitspaket 5: Wirtschaftlichkeitsanalyse	130
6.1	Wirtschaftlicher Vergleich von leitungsgebundenem Wasserstofftransport und Wasserstofftransport per Trailer	130
6.1.1	Datengrundlage und methodisches Vorgehen	130

Inhalt

6.1.2	Ergebnisse	130
6.2	Kosten-Nutzen-Analyse zur Einhaltung einer hohen Gasqualität	133
6.3	Literatur Arbeitspaket 5	136
7	Verwertung und Nachweise	137
7.1	Positionen des zahlenmäßigen Nachweises	137
7.2	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit	137
7.3	Nutzen und Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans	138
7.4	Fortschritte auf dem Vorhabengebiet bei anderen Stellen während der Vorhabendurchführung	139
7.5	Veröffentlichungen der Ergebnisse	140
7.5.1	Artikel und Webartikel	140
7.5.2	Vorträge und Videobeiträge	141
7.5.3	Tage der offenen Tür und Sonderführungen	142
7.6	Literatur: Verwertung und Nachweise	143

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Forschungsplattform H ₂ INFRA	2
Abbildung 2:	Chromatogramme Gasbegleitstoffe "HYPOS H ₂ -NETZ" [3]	20
Abbildung 3:	Headspace-Vials für gaschromatographische Analysen	26
Abbildung 4:	Fotografie der Rohrprüflinge im Wärmeschrank	27
Abbildung 5:	Untersuchungen an einem Stahlrohrprüfling im Labor	28
Abbildung 6:	Diagramm der berechneten Verunreinigungskonzentration des definierten Stahlrohrs	29
Abbildung 7:	Diagramm der berechneten Methanol-Konzentration des definierten PE100-Rohrs	30
Abbildung 8:	Gaschromatographische Analysen im Testfeld in Bitterfeld	34
Abbildung 9:	Datenauswertungstool in Grafana	39
Abbildung 10:	Komponentenversuchsstand auf dem Wasserstofftestfeld	40
Abbildung 11:	Ergebnisse innere Dichtheitsuntersuchung der Absperrklappen bei 17,6 bar	42
Abbildung 12:	schematischer Aufbau des Komponentenversuchsstands	43
Abbildung 13:	Messeinrichtung zur inneren Dichtheitsmessung	45
Abbildung 14:	Ergebnisse Normleckage Absperrklappe 4	46
Abbildung 15:	Strangschema für die Inneninstallation	51
Abbildung 16:	Installierte Wasserstofftherme von Vaillant	52
Abbildung 17:	prozentuale Abweichung zwischen den Gaszählern	55
Abbildung 18:	schematischer Prüfaufbau der stationären Versuche [9]	57
Abbildung 19:	Ergebnisse der stationären Versuche, GS 2,5 K PK1	58
Abbildung 20:	Schließfaktoren der getesteten Gasströmungswächter	59
Abbildung 21:	schematischer Prüfaufbau der instationären Versuche [9]	60
Abbildung 22:	Versuchsaufbau für den instationären Versuch im Versuchscontainer	61
Abbildung 23:	Ergebnisse der instationären versuche der Prüfkomponente GS 2,5 K PK1	62
Abbildung 24:	Ergebnisse der Funktionstest des Überstromverhaltens bei 15 mbar Eingangsdruck, Komponente: GS 2,5 K PK1	63
Abbildung 25:	Ergebnisse der Funktionstests des Überstromverhalten bei 100 mbar Eingangsdruck, Komponente: GS 2,5 K PK1	64
Abbildung 26:	schematischer Prüfaufbau der Funktionstests von Gasdruckregelgeräten mit Gasmangelsicherung [10]	65
Abbildung 27:	Ergebnisse 1. Funktionstest, Komponente GMS PK1	66
Abbildung 28:	Ansprechdrücke der getesteten Gasmangelsicherung	67
Abbildung 29:	Ergebnisse des Funktionstests Schließstellung, Komponente GMS PK1	68
Abbildung 30:	Ergebnisse des Funktionstest Überstromverhalten, Komponente GMS PK1	69
Abbildung 31:	Rohrschema Wasserstoff-Testinfrastruktur in Bitterfeld Wolfen	70
Abbildung 32:	Molmassenverteilung der untersuchten Materialien nach 0, 2 und 5 Jahren H ₂ -Exposition [11, S.15]	71
Abbildung 33:	Ergebnisse der Stabilisatorkonzentrationsuntersuchung mittels HPLC nach t=0; 2 und 5 Jahren Expositionsdauer mit gasförmigem Wasserstoff [11, S.16]	71
Abbildung 34:	Ergebnisse der zyklischen CRB-Versuche an Proben aus den Rohren nach einer Exposition mit gasförmigen H ₂ für t=0; 2 und 5 Jahre bei 8,89 bar Innendruck [11, S.17]	72
Abbildung 35:	Entnahmestellen der Proben im Rohrquerschnitt [12]	73
Abbildung 36:	Ergebnisse der Zugfestigkeit und des Zug-E-Moduls für die unterschiedlichen Materialien [12]	73
Abbildung 37:	schematischer Aufbau einer Schleusensperrvorrichtung [14, S. 43]	75
Abbildung 38:	Versuchsstand zum Schleusensperrverfahren und Komponentenversuchsstand	75
Abbildung 39:	schematischer Aufbau Versuchsstand für das Schleusensperrverfahren	76
Abbildung 40:	Metallspäne in der Rohrleitung und entfernte Späne	77

Abbildung 41: Absperrung der Stahlleitung mittels Schleusensperrvorrichtung	77
Abbildung 42: Ergebnisse Schleichgasmenge der Schleusenabsperreinrichtung am Kunststoff- und Stahlrohr	78
Abbildung 43: schematischer Aufbau der Abquetschprüflinge	79
Abbildung 44: Überblick der verwendeten Quetschen: neue Handquetsche, alte Handquetsche und hydraulische Quetsche	81
Abbildung 45: Versuchsaufbau am DN25 und DN50 Prüfling mit der manuellen und hydraulischen Quetsche	81
Abbildung 46: Ergebnisse Schleichgasmenge mit manueller Quetsche am DN25 Prüfling	82
Abbildung 47: Vergleich der Quetschvorrichtungen an den DN50 Prüflingen	83
Abbildung 48: Ergebnisse Schleichgasmenge mit hydraulischer Quetschvorrichtung am DN50 Prüfling	84
Abbildung 49: Membran Gasdruckregelgerät Schiene 1 / Schiene 3	88
Abbildung 50: Messgerät für die Leckagemessung und abgeklebte Flanschverbindung	89
Abbildung 51: Übersicht der Leckagemengen an den Flanschverbindungen	90
Abbildung 52: Untersuchungsrahmen der Ökobilanz der H ₂ -Wertschöpfungskette	97
Abbildung 53: Systemgrenze der Ökobilanz zur Pipeline Infrastruktur, in Anlehnung an [9]	100
Abbildung 54: Verteilung der Verlegeorte nach Netzbetreibern [9]	103
Abbildung 55: Verteilung der Verlegeverfahren der Versorgungsleitungen nach Netzbetreibern [9]	103
Abbildung 56: Verteilung der Verlegeverfahren der Hausanschlussleitungen nach Netzbetreibern [9]	103
Abbildung 57: LCA-Ergebnisse für die Wirkungskategorie Klimawandel (GWP ₁₀₀) pro 1 km Erdgasleitungsabschnitt für StPE DN 25 (Wandstärke 3,6 mm) sowie PE/PE-X DN 32 SDR 11 unter verschiedenen Verlegeverfahren, angegeben in t CO ₂ -Äq./km und aufgeschlüsselt nach Lebenszyklusphasen (PP, BP, NP, LP) gemäß der definierten funktionellen Einheit. [9]	105
Abbildung 58: LCA-Ergebnisse für die Wirkungskategorie Klimawandel (GWP ₁₀₀) pro 1 km Erdgasleitungsabschnitt für StPE DN 100 (Wandstärke 3,6 mm) sowie PE/PE-X DN 125 SDR 11 unter verschiedenen Verlegeverfahren, angegeben in t CO ₂ -Äq./km und aufgeschlüsselt nach Lebenszyklusphasen (PP, BP, NP, LP) gemäß der definierten funktionellen Einheit. [9]	106
Abbildung 59: LCA-Ergebnisse für die Wirkungskategorie Klimawandel (GWP ₁₀₀) pro 1 km Erdgasleitungsabschnitt für StPE DN 300 (Wandstärke 6,35 mm) sowie PE DN 400 SDR 11 unter verschiedenen Verlegeverfahren, angegeben in t CO ₂ -Äq./km und aufgeschlüsselt nach Lebenszyklusphasen (PP, BP, NP, LP) gemäß der definierten funktionellen Einheit.	106
Abbildung 60: LCA-Ergebnisse für die Wirkungskategorie Klimawandel (GWP ₁₀₀) pro 1 km Erdgasleitungsabschnitt für StPE DN 500 (PN16: Wandstärke 6,35 mm, PN84: Wandstärke 7,1 mm), StPE DN 700 (PN84: Wandstärke 10 mm, PN100: Wandstärke 12,5 mm), DN 1.000 (PN100: Wandstärke 17,5 mm) sowie PE DN 630 SDR 11 unter verschiedenen Verlegeverfahren, angegeben in t CO ₂ -Äq./km und aufgeschlüsselt nach Lebenszyklusphasen (PP, BP, NP, LP) gemäß der definierten funktionellen Einheit. [9]	106
Abbildung 61: Vergleich der Ergebnisse der Produktionsphase (PP) für die Wirkungskategorie Klimawandel (GWP ₁₀₀) pro 1 km Rohrleitungsabschnitt für geschweißte und nahtlose StPE-Rohrleitungen sowie PE- und PE-X-Rohrleitungen unterschiedlicher Nennweiten und Druckstufen, angegeben in t CO ₂ -Äq./km gemäß der definierten funktionellen Einheit.	108
Abbildung 62: Vergleich der Ergebnisse der Bauphase (BP) für die Wirkungskategorie Klimawandel (GWP ₁₀₀) pro 1 km Erdgasleitungsabschnitt für StPE-, PE- und PE-X-Rohrleitungen unterschiedlicher Nennweiten unter verschiedenen Verlegeverfahren und Verlegeorten, angegeben in t CO ₂ -Äq./km gemäß der definierten funktionellen Einheit.	110
Abbildung 63: Produktsystem und Systemgrenze der Wasserstoffherstellung mittels Elektrolyse	113
Abbildung 64: Beitrag der Stromerzeugungstechnologien zu den CO ₂ -Äquivalenten der untersuchten Strombereitstellungsszenarien	121

Abbildung 65: Vergleich der Ergebnisse der Produktionsphase (PP) und Bauphase (BP) für die Wirkungskategorie Klimawandel (GWP ₁₀₀) pro 1 kg produziertem Wasserstoff für die alkalische Elektrolyse (AEL) und Protonenaustauschmembran-Elektrolyse (PEMEL), angegeben in g CO ₂ -Äq./kg H ₂	124
Abbildung 66: Vergleich der Ergebnisse der Nutzungsphase (NP) für die Wirkungskategorie Klimawandel (GWP ₁₀₀) pro 1 kg produziertem Wasserstoff für die alkalische Elektrolyse (AEL) und Protonenaustauschmembran-Elektrolyse (PEMEL), angegeben in kg CO ₂ -Äq./kg H ₂ gemäß der definierten funktionellen Einheit.	125
Abbildung 67: Dreidimensionale Darstellung der kostenoptimalen Wasserstofftransporttechnologie in Abhängigkeit von Wasserstoffnachfrage und Transportentfernung	132
Abbildung 68: Zweidimensionale Technologiematrix der kostenoptimalen Wasserstofftransporttechnologie in Abhängigkeit von Wasserstoffnachfrage und Transportentfernung	132

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Meilensteine im Verbundvorhaben	18
Tabelle 2:	Leitungsabschnitte „HYPOS H ₂ -NETZ“ [3]	19
Tabelle 3:	Grenzwerte für Gasbestandteile der 2. und 5. Gasfamilie [1]	25
Tabelle 4:	Messtellen Monitoring	38
Tabelle 5:	Übersicht verbaute Komponenten	44
Tabelle 6:	Vergleich der auffälligen Komponenten in der Vor- und Nachuntersuchung hinsichtlich der äußeren Dichtheit	47
Tabelle 7:	Vergleich der ausfälligen Komponenten in der Vor- und Nachuntersuchung hinsichtlich der inneren Dichtheit	48
Tabelle 8:	Auflistung der verbauten Komponenten	52
Tabelle 9:	Ergebnisse Voruntersuchung und Nachuntersuchung Mitteldruckregler	53
Tabelle 10:	Überblick und Kenndaten der verbauten Gaszähler	54
Tabelle 11:	Ergebnisse der Berechnung der Nennvolumenströme	57
Tabelle 12:	Ergebnisse der Schließvolumenströme der getesteten Gasströmungswächter	58
Tabelle 13:	Ergebnisse der Berechnung 1,15-fachen Nennvolumenströme	61
Tabelle 14:	Herstellerangaben und Abmessungen der Rohrprüflingen	80
Tabelle 15:	Vergleich der Anwendungsgrenzen nach DVGW G452-2 und Versuchsbedingungen [13, S.10]	80
Tabelle 16:	Vergleich der Überprüfungszeiträume der vorausbestimmten Instandhaltung der GDRMA nach DVGW Regelwerk G495 und H ₂ INFRA [4]	87
Tabelle 17:	Vergleich der Überprüfungszeiträume der vorausbestimmten Instandhaltung des Rohrnetzes nach DVGW-Regelwerk und H ₂ INFRA [1], [2], [3]	88
Tabelle 18:	Zusätzliche Instandhaltungstätigkeiten am Netz inkl. Überprüfungszeiträume	88
Tabelle 19:	Übersicht der Leckagemengen an den Flanschverbindungen der GDRMA	90
Tabelle 20:	Übersicht der Leitungslängen in der deutschen Gasinfrastruktur, aufgeschlüsselt nach Materialkategorien und Netzebenen in 10 ³ km; Datengrundlage bezieht sich auf das Jahr 2023 und basiert auf [9], [10], [11], [12], [13]	101
Tabelle 21:	Zentrale Kenngrößen der befragten Verteilnetzbetreiber (VNB); KVN = kommunales Verteilnetz, RVN = regionales Verteilnetz [9]	102
Tabelle 22:	Übersicht der Rohrleitungsszenarien und Definition der Szenariocodes	105
Tabelle 23:	Sachbilanzdaten der Stackrahmenproduktion der alkalischen Elektrolyse sowie resultierendes GWP ₁₀₀	114
Tabelle 24:	Sachbilanzdaten der Dichtungen der alkalischen Elektrolyse sowie resultierendes GWP ₁₀₀	115
Tabelle 25:	Sachbilanzdaten der Zirfon-Membran der alkalischen Elektrolyse sowie resultierendes GWP ₁₀₀	115
Tabelle 26:	Sachbilanzdaten der Anode, Kathode und des Katalysators der alkalischen Elektrolyse sowie resultierendes GWP ₁₀₀	116
Tabelle 27:	Sachbilanzdaten der Betriebsmittel für die Produktion der alkalischen Elektrolyse sowie resultierendes GWP ₁₀₀	117
Tabelle 28:	Sachbilanzdaten der Betriebsmittel für die Produktion der alkalischen Elektrolyse sowie resultierendes GWP ₁₀₀	117
Tabelle 29:	Sachbilanzdaten des Betriebs der alkalischen Elektrolyse	119
Tabelle 30:	Sachbilanzdaten des Betriebs der PEM-Elektrolyse	119
Tabelle 31:	Sachbilanzdaten der Strommixszenarien und der Vergleichsszenarien Wind und Solar bezogen auf 1 kWh Strom	122

Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis

AEL	alkalische Elektrolyse
AFK	Arbeitsgemeinschaft DVGW/ VDE für Korrosionsschutz
AP	Arbeitspaket
Al	Aluminium
ATEX	Atmosphères Explosives (Richtlinie)
BetrSichV	Betriebssicherheitsverordnung
BMWE	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BoP	Balance-of-Plant
CF	Carbon Footprint
CFK	Carbonfaserverstärkter Kunststoff
CPG	Chemiepark Bitterfeld Wolfen GmbH
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
Cprüf	Prüfgaskonzentration
CRB	Cracked Round BAR
DGUV	Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung
DM	Druckmessung
DN	Diameter nominal (Nennweite)
DP	design pressure (Auslegungsdruck)
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
DW	Druckwächter
EF 3.1	Environmental Footprint 3.1
el	elektrisch
EVOH	Ethyl-Vinylalkohol-Copolymer
FN	Fernleitungsnetz
FU	Functional Unit (Funktionelle Einheit)
FuE	Forschung und Entwicklung
GasHDrItgV	Gashochdruckleitungsverordnung
GDRMA	Gasdruckregel- und Messanlage
GMS	Gasmangelsicherung
GPC	Gel-Permeation-Chromatographie
GR	Gasdruckregelgerät
GS	Gasströmungswächter
GTP	Gasnetztransformationsplan
GWA	Gaswarnanlage
GWP	Global Warming Potential
GWP ₂₀	Global Warming Potential (20 Jahre)
GWP ₁₀₀	Global Warming Potential (100 Jahre)
GZ	Gaszähler
HA	Hausanschluss
HAL	Hausanschlussleitungen
HCH	Hexachlorcyclohexan

HD	Hochdruck
HDD	Horizontal Directional Drilling (dt. Horizontalspülbohrverfahren)
HEK	Hauseinführungskombination
HP	Hochleistungsflüssigkeitschromatographie
HTWK Leipzig	Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig
K	Kugelhahn
KKS	Kathodischer Korrosionsschutz
KNS	Kraftnebenschluss
KVS	Komponentenversuchsstand
LCOHT	levelisierten Wasserstofftransportkosten
LF	Lastfall
M	Messstelle / Messstutzen
MD	Mitteldruck
MOP	Maximum Operating Pressure
MS	Meilensteine
MV	Magnetventil
NPM	N-Propylmercaptan
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie
OP	Operating Pressure
P	Prüfling
PA	Polyamid
Pamb	Atmosphärendruck
PE	Polyethylen
PE-HD	Polyethylen mit hoher Dichte
PEM	Polymer-Elektrolyt-Membran oder auch Protonenaustauschmembran
PEMEL	PEM-Elektrolyse
PE-Xa	Polyethylen-Crosslinked-peroxidisch
PK	Prüfkörper
PSA	Persönliche Schutzausrüstung
PVC	Polyvinylchlorid
qL	Leckagerate
QS	Quetschstelle
R&I	Rohrleitungs- und Instrumenten
RT	Raumtemperatur
S	Stutzen
SAV	Sicherheitsabsperrventil
SCG	Slow Crack Growth
SDR	Standard Dimension Ratio
SZ	Stromzufuhr
TAE	thermische Absperreinrichtung
TBM	tert. Butylmercaptan
th	thermisch
Tmax	Maximaltemperatur
Tmin	Minimumtemperatur

TRL	Technology Readiness Level
UEG	Untere Explosionsgrenze
$V_{\text{Hülle}}$	Messvolumen
$\dot{V}_{\text{max}}$	maximaler Volumenstrom
$\dot{V}_{\text{N}}$	Nennvolumenstrom
VN	Verteilnetzabschnitt
VR	Versuchsreihe
$\dot{V}_{\text{S}}$	Schließvolumenstrom
VUU	V-Naht, Umfang unbearbeitet
WIG	Wolfram-Inertgas-Schweißen
ΔC_{H_2}	Konzentrationsdifferenz (Wasserstoff)
Δt	Messdauer

1 Kurzdarstellung

1.1 Aufgabenstellung

Das Projektkonsortium, bestehend aus DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH, sowie Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig, hat es sich mit diesem Projektvorhaben zur Aufgabe gemacht, notwendigen technischen Voraussetzungen zur Sicherstellung der Funktionalität künftiger H₂-Infrastrukturen inklusive aller Komponenten unter dynamischen Betriebsbedingungen zu untersuchen. Insbesondere sind dabei die Entwicklung der systemischen Voraussetzungen zur Bereitstellung einer extrem hohen Gasqualität und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit für die zukünftigen Anwendungen maßgebliche Bestandteile der Forschungsaktivitäten.

Das Konsortium strebte die systematische Fortführung der im Zuge der HYPOS-Initiative im Rahmen des Förderprogramms „Zwanzig20 – Partnerschaft für Innovation“ des BMBF geförderten Projekte „HYPOS H₂-NETZ“ und „H₂-Home“ an. Zur Klärung zahlreicher offener Fragen wurde die im Rahmen der Projekte entstandene einmalige Forschungsinfrastruktur für Wasserstoffverteilnetze in Bitterfeld-Wolfen genutzt und weiterentwickelt.

Das übergeordnete Ziel des Vorhabens ist die technische, wirtschaftliche und ökologische Qualifizierung der geplanten Maßnahmen zur Übertragung der Forschungsergebnisse auf die Errichtung, die Umstellung und den Betrieb von öffentlichen, urbanen Wasserstoffversorgungssystemen

Zur Erreichung der Kernziele wurden verschiedene, stark aufeinander aufbauende Teilaufgaben und damit verbundene untergeordnete Ziele formuliert:

- Dynamischer Betrieb der Forschungsinfrastruktur (inklusive aller Systemkomponenten) über einen langen Zeitraum und einem hohen Durchfluss, um möglichst reale Betriebsbedingungen und Lastfälle eines Wasserstoff-Verteilnetzes abdecken zu können
- Erprobung der einzelnen Systemkomponenten (Rohrmaterialien, Verbindungselemente, Gasdruckregelanlagen, Sicherheits- und Warneinrichtungen etc.) auf ihre Langzeitverträglichkeit mit Wasserstoff
- Identifizierung und Quantifizierung von Spurstoffen aus den Kunststoffmaterialien sowie Identifizierung der Ursachen (Verlegeprozesse, Herstellungsverfahren etc.)
- Entwicklung der technischen Voraussetzungen (Weiterentwicklung Herstellverfahren, integrierte Reinigung der Endverbraucher etc.) zur Gewährleistung einer extrem hohen Gasqualität in Verteilnetzen für die Versorgung sensibler Anwendungstechnologien
- Sicherstellung der erforderlichen H₂-Reinheit in der Forschungsinfrastruktur für die Versorgung sensibler Endverbraucher (z.B. Brennstoffzelle)
- Ökobilanzielle Untersuchung der H₂-Wertschöpfungskette und insbesondere die Bewertung von Verteilnetzen als Gesamtsystem

1.2 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Die **DBI GUT GmbH** verfügt über langjährige Erfahrungen in allen Bereichen der Gasversorgung, vom Transport über Speicherung bis hin zur Verteilung. Speziell auf dem Gebiet des Gastransportes belaufen sich die Erfahrungen der DBI GUT GmbH mit der Vorläuferinstitution, dem Deutschen Brennstoff Institut auf nunmehr 45 Jahre Forschung, Entwicklung und Engineering. Dabei konnte auch auf Erkenntnisse aus 30 Jahren Forschung und Betrieb im Umgang mit Stadtgas in Deutschland, Tschechien und Frankreich zurückgegriffen werden. Die DBI GUT GmbH bearbeitet Fragestellungen hinsichtlich des Baus, der Optimierung, des Betriebs und

der Sicherheit von Gasnetzen und -anlagen. Insbesondere auf dem Gebiet der Anlagen- und Rohrleitungsplanung verfügt die DBI GUT GmbH über umfangreiches Wissen, in das auch Ergebnisse aus aktuellen FuE-Projekten einfließen. Darüber hinaus bestand im Bereich der Wasserstoffinfrastruktur bereits langjährige Erfahrungen und Expertise nicht zuletzt aus zahlreichen FuE-Projekten im Rahmen von BMWi- und BMBF-Projekten. Als Forschungsstelle des DVGW e.V., dem Regelsetzer in der deutschen Gaswirtschaft, fließen die Erkenntnisse aus dem Projekt in die Aktualisierung der technischen Regeln und Normen im nationalen als auch im internationalen Maßstab ein. Die DBI GUT GmbH ist in allen relevanten Gremien für die Standardisierung von Gasverteilnetzen vertreten. Darüber hinaus koordiniert die DBI GUT GmbH das europäische Wasserstoff-Netzwerk HIPS.net in dem sich Betreiber von Gasinfrastrukturen über die Zukunft der Gasversorgung verständigen.

Besonders sei das abgeschlossene Projekt „HYPOS H₂-Netz“ hervorzuheben, in das sich die DBI GUT GmbH seit 2016 als Projektkoordinator einbrachte.

Als Referenzen und Erfahrungen zu Projektbeginn konnte u.a. auf folgende Arbeiten (Auszug mit Schwerpunkt auf wasserstoffrelevante Arbeiten) zu Projektbeginn zurückgegriffen werden:

- Technische Planung der Wasserstoff-Einspeiseanlage und Grundlagenplanung der Wasserstoff-Pipeline des Energiepark Mainz (Mainova), 2015
- Standortanalysen (Verträglichkeitsbewertung des Erdgasnetzes) und technische Machbarkeitsbetrachtung der Einspeisung von Wasserstoff im Rahmen der errichteten Power-to-Gas-Anlagen Falkenhagen (E.ON) und Ibbenbüren (RWE), 2013 / 2015
- Planung und Trassierung einer Wasserstoff-Biogasleitung für die Einspeisung ins Erdgasnetz (enertrag), 2012

Die **Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig (HTWK Leipzig)**, Fakultät Ingenieurwissenschaften, Lehrstuhl Gas- und Wärmenetze unterstützt die avisierten Arbeitsfelder und begleitet das Projektvorhaben wissenschaftlich. Im Lehr- und Forschungsgebiet Gas- und Wärmenetze besteht eine langjährige Erfahrung bei der Durchführung und Begleitung von FuE-Projekten im Bereich der Versorgungs- und Anwendungstechnik. Sowohl im Rahmen der Ausbildung von Bachelor- und Masterstudenten als auch der Forschung unter Einbindung wissenschaftlicher Mitarbeiter wurden insbesondere in den letzten Jahren eine Reihe von Projekten durchgeführt, die die Einbindung von Wasserstoff in das Gastransport- und Verteilnetz wie auch innovative Wasserstoff-Anwendungstechnologien beinhalten. Hierbei sei das abgeschlossene Projekt „HYPOS H₂-Netz“ hervorzuheben, in das sich die HTWK Leipzig seit 2016 als Projektpartner mit einbringt.

MITNETZ GAS verfügt über umfangreiche Erfahrung auf dem Gebiet der Betriebsführung und überzeugt durch hohe Qualitäts- und Sicherheitsstandards. Damit garantiert MITNETZ GAS gemäß den Vorgaben des §1 Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) eine möglichst sichere, effiziente, preisgünstige, verbraucherfreundliche und zunehmend auf erneuerbare Energien ausgerichtete Gasversorgung.

MITNETZ GAS betreibt rund 7.000 km Gasnetz mit ca. 147.000 Gashauseschlüssen und über 1.000 Gasdruckregel- und Messanlagen in den Bundesländern Sachsen, Sachsen-Anhalt, Brandenburg und Thüringen. Darüber hinaus betreibt die MITNETZ GAS insgesamt 17 Biogas-Einspeiseanlagen die in Summe mehr als 14.000 m³/h Biomethan in das Verteilnetz einspeisen können.

MITNETZ GAS verfügt über eine personelle, technische, wirtschaftliche und finanzielle Ausstattung, die die Sicherheit der Allgemeinheit mit Gas in den Tätigkeitsgebieten Planung, Bau, Betrieb und Instandhaltung sicherstellt.

MITNETZ GAS ist Mitglied im HYPOS Konsortium (Hydrogen Power Storage and Solutions East Germany) e.V. und gestaltet somit aktiv eine grüne Wasserstoffwirtschaft in Ostdeutschland. Darüber hinaus war die MITNETZ GAS am Verbundvorhaben „HYPOS H₂-Netz“ beteiligt und ist für die Planung, den Bau und die Betriebsführung einer Wasserstoff-Testinfrastruktur im Chemiepark Bitterfeld-Wolfen verantwortlich.

MITNETZ Gas beteiligt sich am DVGW-Projekt „H₂-vorOrt – Wasserstoff über die Gasverteilnetze für alle nutzbar machen“. Im Rahmen des Projektes haben sich 33 Gasnetzbetreiber zusammengeschlossen, um zu

erläutern wie eine regionale und sichere Versorgung mit klimaneutralen Gasen, speziell Wasserstoff, umgesetzt werden kann.

Die im DVGW Arbeitsblatt G 1000 benannten Voraussetzung für den Betrieb eines Gasnetzes werden voll umfänglich erfüllt. Dies zeigt auch die TSM-Zertifizierung (Technisches Sicherheitsmanagement) des Unternehmens. Das TSM-Zertifikat wird vom Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) verliehen. Es bescheinigt die Einhaltung und Umsetzung der Anforderungen an die Qualifikation und Organisation von Unternehmen für den Betrieb von Gasversorgungsanlagen

Durch enge Kooperation mit Hochschulen und Verbänden gestaltet MITNETZ GAS seit vielen Jahren den Innovationsprozess im Gas in Form von wissenschaftlichen Arbeiten, Bereitstellung von Infrastrukturen und Know-How.

1.2.1 Arbeitspaket 1: Gasqualität

Sensible Anwendungstechnik stellt einen hohen Anspruch an die Wasserstoffqualität. Speziell für Brennstoffzellenanwendungen und Wasserstofftankstellen werden konstant hohe Gasqualitäten benötigt. Im Projektvorhaben gilt es Möglichkeiten des leitungsgebundenen Wasserstofftransports mit den hohen Anforderungen an die Produktqualität in Einklang zu bringen.

Ziel des AP ist die Untersuchung von bereits verwendeten und neuen Hochleistungskunststoffen zur Identifizierung der Herkunft von störenden Komponenten aus der Herstellung von Rohrleitungen und der Errichtung der Gasverteilnetze (Verlegetechnologien, Verbindungsverfahren). Auf Basis dieser Erkenntnisse werden Maßnahmen abgeleitet, die den Eintrag von Störkomponenten durch optimierte Prozesse bei der Rohrproduktion und Verlegung minimieren. Falls erforderlich, werden zusätzliche Einrichtungen zur Feinreinigung des Wasserstoffs für sensible Anwendungen betrachtet

1.2.2 Arbeitspaket 2: Langzeituntersuchung

Die wesentlichen Betriebsparameter wurden über den gesamten Verlauf der Forschungen sowie während der Durchführung der praktischen Versuche aufgenommen, aufbereitet und ausgewertet. Die Datenerfassung erfolgte dabei über die zentrale Leitstelle der MITNETZ GAS. Innerhalb der Infrastruktur wurden an verschiedenen Messstellen Volumenstrom, Druck und Temperatur erfasst.

Im Rahmen der Langzeituntersuchung wurden die verbauten Komponenten und die Endanwendungstechnik im Pavillon auf ihre Funktionalität im dynamischen Betrieb untersucht. Die vorhandenen Komponenten wurden dabei zum Teil über den gesamten Projektzeitraum im Einsatz unter reinem Wasserstoff real betrieben. Des Weiteren wurden neue Komponenten (Schieber, Klappen, Kugelhähne und Abzweigarmaturen) aus der Erdgasinfrastruktur im Prüflabor und in einem Komponentenversuchsstand auf dem Testfeld hinsichtlich der Wasserstofftauglichkeit untersucht.

Weiterhin wurde die Wasserstoffverträglichkeit und Performance der Rohrleitungsmaterialien im Verteilnetz bewertet. Dabei galt es vor allem für die neuen Materialien (PE-Xa, inklusive verschiedener Barriere- und Schutzschichten) zu erproben, ob die Qualität nach mehreren Jahren im Betrieb gleichermaßen hoch im Vergleich zu neuen Rohren bleibt. Hierfür wurden Zustandsbeurteilungen der Rohrleitungen im Labor durchgeführt.

Die Untersuchung von Absperbertechnologien zur temporären Unterbrechung des Gasflusses war ein weiterer Untersuchungsschwerpunkt. Der Fokus lag dabei auf der Überprüfung der Technologien Schleusensperrverfahren und Abquetschen für Wasserstoffinfrastrukturen.

1.2.3 Arbeitspaket 3: Betriebsführung und Instandhaltungsstrategien

Im Zuge des Testbetriebes sollen die Zyklen für Instandhaltung und Wartung validiert sowie Betriebsführungsprozesse standardisiert werden. Die Ergebnisse stellen eine Empfehlung für die Überarbeitung des technischen Regelwerks des DVGW dar.

Ein wesentlicher Aspekt der Betriebsführung ist die Durchführung von Leitungsarbeiten an gasfreien und gasführenden Leitungen unter Wasserstoff. Die diversen Verfahren zur Durchführung von Netzarbeiten für das Medium Wasserstoff in Verbindung mit Kunststoffen sind größtenteils unerprobt bzw. wurden nur im Labor getestet. Im H₂-Versuchsnetz auf dem Testgelände in Bitterfeld-Wolfen können diese Verfahren unter realen Betriebsbedingungen angewendet werden. Speziell kann die Performance von Dichtungsmaterialien, Komponenten und verschiedenen Rohrleitungswerkstoffen nach einem längeren Betriebszeitraum genauer untersucht werden. Ein weiterer Schwerpunkt besteht darin, die für die Instandhaltung und Störungsbeseitigung benötigten Absperntechnologien weiter zu untersuchen und im praktischen Einsatz zu testen.

Um einen sicheren Betrieb der Gasverteilung zu gewährleisten, sollen weitere Überprüfungen des Sicherheitskonzeptes erfolgen. Dabei wird auf den Erfahrungen aus dem Betrieb von „HYPOS H₂-NETZ“ aufgebaut. Es werden die während der Betriebsphase von „HYPOS H₂-NETZ“ simulierten Störfälle in regelmäßigen Abständen wiederholt.

1.2.4 Arbeitspaket 4: LCA (Ökobilanzierung) der H₂-Wertschöpfungskette

Im Rahmen des Vorhabens wurde die Wasserstoffwertschöpfungskette hinsichtlich ihrer ökologischen und ökonomischen Auswirkungen untersucht. Ziel der Analyse war es, die Umweltwirkungen zentraler Assets der Wasserstoffinfrastruktur zu bewerten und daraus Erkenntnisse für eine nachhaltige Ausgestaltung zukünftiger Versorgungsstrukturen abzuleiten.

Betrachtet wurden insbesondere Technologien der Wasserstofferzeugung, des Transportes und der Verteilung sowie der Speicherung. Ein besonderer Schwerpunkt der Untersuchungen lag auf der leitungsgebundenen Infrastruktur, einschließlich der eingesetzten Rohrleitungssysteme, Materialien und Verlegeverfahren. Ergänzend wurden die Herstellungsprozesse von Wasserstoff mittels Elektrolyse hinsichtlich ihrer Treibhausgasemissionen berücksichtigt.

1.2.5 Arbeitspaket 5: Wirtschaftlichkeitsanalyse

Ein ökonomischer Vergleich zwischen dem leitungsgebundenen Wasserstofftransport mittels Pipeline und dem mobilen Transport mit Trailern wurde durchgeführt, um unterschiedliche Versorgungsstrukturen, Transportkapazitäten und Transportdistanzen zu bewerten. Dabei wurden verschiedene Anwendungsszenarien für die Versorgung von Endkunden betrachtet.

Zusätzlich erfolgte eine Kosten-Nutzen-Analyse zur Gasqualität in Wasserstoffverteilnetzen. Untersucht wurden mögliche Einflüsse von PE-Rohrwerkstoffen auf die Wasserstoffqualität sowie technische Maßnahmen zur Reduktion potenzieller Verunreinigungen, beispielsweise durch thermische Nachbehandlungen oder werkstoffseitige Anpassungen.

Ergänzend wurden Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen bestehender Gasinfrastrukturen untersucht und bewertet. Diese Arbeiten standen in engem Zusammenhang mit den Untersuchungen aus Arbeitspaket 3 und dienten der Betrachtung des sicheren und langfristig zuverlässigen Betriebs zukünftiger Wasserstoffverteilnetze.

1.2.6 Meilensteinplanung

In folgender Tabelle sind die Meilensteine des Verbundvorhabens beschrieben.

Tabelle 1: Meilensteine im Verbundvorhaben

MS-Nr.	Projektmonat	Beschreibung	Haupt AP
MS1	10	Wasserstoffverträgliche Materialien sind identifiziert, Langzeiterprobung kann beginnen	2
MS2	14	Spurenstoffe sind identifiziert, Gasqualitätsanforderungen sind erarbeitet, Messverfahren sind definiert	1.1, 1.3
MS3	17	Betriebsführungs- und Instandhaltungsstrategien sind erarbeitet	3
MS4	22	Konzeptionelle Ausgestaltung und Durchführung der Netzarbeiten im Hochdruck (Rohrnetzauswechslung), zur Fortführung der Forschungsaktivitäten der Projektpartner sind abgeschlossen	2,3
MS5	38	Standardisierung der Betriebsführung und Instandhaltungsmaßnahmen sind abgeschlossen	3
MS6	44	Herstellungsverfahren für Rohrleitungen entsprechen den Gasreinheitsanforderungen sind entwickelt und mit Herstellern abgestimmt	1.2
MS7	45	Wirkungsabschätzung der ökologischen Analyse der H ₂ -Wertschöpfungskette ist abgeschlossen	4
MS8	47	Ergebnisauswertung der durchgeführten Stör- und Schadensfälle, Instandhaltungstätigkeiten, sowie der Netzarbeiten und Bewertung des Optimierungspotenzials und Verwertbarkeit, sind abgeschlossen	3

1.3 Wissenschaftlich-technischer Stand, an den angeknüpft wurde

In den folgenden Kapiteln soll aufgeschlüsselt werden, an welchen wissenschaftlichen-technischen Stand zu Projektbeginn angeknüpft wurde und wo die Abgrenzungen zum innovativen Projekt „H₂INFRA“ liegen. Bei den Betrachtungen werden die Rohrleitungsmaterialien, zentrale Komponenten und Maßnahmen, wie z.B. die Gasdruckregel- und Messanlagen (GDRMA), die Odorierung oder die Absperntechnologien, und ihre Funktion innerhalb der Gasversorgung veranschaulicht. Zuletzt wird die Ökobilanzierung der Wasserstoffwertschöpfungskette erläutert.

Die Grundlage für die Erläuterungen stellt das zum Vorhabensbeginn des Projektes (2022) gültige Regelwerk des DVGW dar. Es bildet die Grundlage für alle Aktivitäten der Gas- und Wasserwirtschaft. Es umfasst die technischen Regeln, DIN-Normen, sowie Handlungsempfehlungen und bietet somit Rechtssicherheit. Im Laufe der Konzeptionierung und Errichtung der innovativen Infrastruktur haben sich Änderungen und Anpassungen des Regelwerkes ergeben. Auf die in den folgenden Kapiteln verwiesenen Versionen des Regelwerkes, beziehen sich auf die Gültigkeit zum Zeitraum der Durchführung der Versuche. Als Verweis wird die zum Zeitpunkt der Bearbeitung genutzte Version angegeben.

1.3.1 Rohrleitungsmaterialien

Kunststoffrohrleitungen sind für die Verteilung von reinem Wasserstoff nicht etabliert. Es existieren keine Regelwerke, die diesen Anwendungsfall abdecken. Aus den Erfahrungen von „HYPOS H₂-Netz“ können erste Erkenntnisse zu Verlegung, Dichtheit, Absperrtechnologien und Betriebsverhalten von Kunststoffrohren für die Wasserstoffverteilung abgeleitet werden. Es wurden für Erdgasverteilnetze typische Materialien (PE 100-RC) und neue Materialien (PE-Xa Rohre mit PE-Schutzschicht, Aluminium-Barriereschicht und EVOH-Barriereschicht) verbaut. In [3]

Tabelle 2 sind die einzelnen Netzabschnitte der Infrastruktur inklusive Rohrdimensionen, Rohrmaterialien und Verlegeverfahren aufgeführt.

Die Auswertung der bisherigen Messwerte zeigt, dass PE 100-RC permeationsdichter als PE-Xa ist und es somit bei Letzterem zu größeren H₂-Verlusten kommt. Im Gegensatz dazu weisen PE-Xa Leitungen geringere Leckagemengen und ein besseres Rückrundungsverhalten im Zuge der Absperrtechnologie „Abquetschen“ auf. [3]

Tabelle 2: Leitungsabschnitte „HYPOS H₂-NETZ“ [3]

Abschnitt	Nennweite	Material	SDR	Schutzschicht	Verlegeverfahren
VN1	DN 40	PE-Xa	7,4	Al-Barriereschicht Schutzmantel	Rohrbrücke
VN 2	DN 40	PE-Xa	7,4	Al-Barriereschicht Schutzmantel	Erdrakete
VN 3	DN 110	PE-Xa	11	EVOH	Spülbohren
VN 4	DN 110	PE-Xa	11	PE	Spülbohren
VN 5	DN 110	PE 100-RC	11	-	Spülbohren
VN 6	DN 110	PE-Xa	11	EVOH	Erdrakete
VN 7	DN 110	PE-Xa	11	PE	Erdrakete
VN 8	DN 110	PE 100-RC	11	-	Erdrakete
VN 9	DN 110	PE 100-RC	11	-	Grabenverlegung (ohne Sand)
VN 10	DN 100	Stahl	11	-	Grabenverlegung (mit Sand)

1.3.2 Gasdruckregel- und Messanlagen (GDRMA)

Im Forschungsprojekt „HYPOS H₂-Netz“ wurde eine Gasdruckregel- und Messanlage (GDRMA) konzipiert und auf dem Gelände errichtet. Die GDRMA dient als Übernahmepunkt zwischen dem vorgelagerten Netz der LINDE AG und dem Verteilnetz. Bei der GDRMA handelt es sich um eine 3-schienige Anlage, die die Druckbereiche der Wasserstoffverteilnetzinfrastruktur regelt und überwacht.

Folgende Funktionen werden durch die Gasdruckregel- und Messanlage und durch den Einbau unterschiedlicher Komponenten ausgeführt:

- Erfassung messtechnischer Daten (Drehkolbengaszähler)
- Druckregelung- und Überwachung (Gasdruckregelgeräte mit Sicherheitselementen)

- Sicherheitskomponenten (z.B. Sicherheitsabsperrventil, Sicherheitsabblaseventil, Magnetventile)
- Odorierung (Odorierung erfolgt an den Impfstellen der GDRMA)
- MSR-Anlagen (Überwachung der Anlage und Anbindung an die Leitstelle der MITNETZ GAS)

Im Projekt „HYPOS H₂-Netz“ wurden bei der Auswahl der verbauten Komponenten Standard-Bauteile aus dem Erdgasbereich ausgewählt. Die für Erdgas zugelassenen Komponenten der GDRMA wurden für den Betrieb mit 100% Wasserstoff auf ihre Eignung und Verträglichkeit überprüft. Bisher gab es während der Betriebsphase keine Abweichungen vom Normalbetrieb. Im Forschungsprojekt H₂INFRA wurden weitere Langzeituntersuchungen der verbauten und neuen Komponenten hinsichtlich der Wasserstoffverträglichkeit und Alterung durchgeführt.

1.3.3 Wasserstoffqualität

Erste Untersuchungen zeigten, dass einige der verwendeten Kunststoffrohre Reststoffe absondern, die die H₂-Qualität deutlich vermindern. Im Einzelnen konnten insbesondere Methanol, Aceton, n-Butan und tert-Butanol identifiziert werden (s. Abbildung 2).

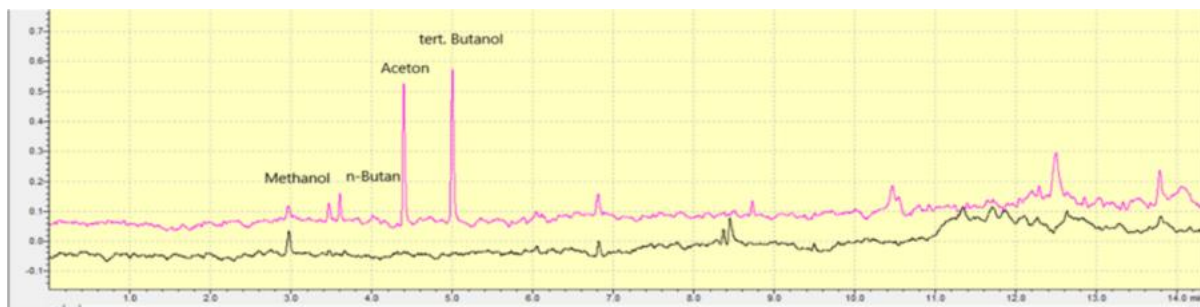


Abbildung 2: Chromatogramme Gasbegleitstoffe "HYPOS H₂-NETZ" [3]

Diese Komponenten lassen sich nach ersten Erkenntnissen auf die verwendeten Kunststoffmaterialien der Rohrleitungen zurückführen. Die Größenordnung der Verunreinigung übersteigen dabei die Grenzwerte für sensible Anwendungstechnologien wie z.B. stationäre und mobile PEM-Brennstoffzellen. Die Auswirkungen der Verunreinigungen haben im Erdgasbereich keine praktische Relevanz. Es konnte eine Abhängigkeit der Reststoffmenge von den Betriebsparametern (Druck und Temperatur, Volumenstrom) und insbesondere von der Aufenthaltszeit des H₂ in den Leitungen ermittelt werden. Dabei ist unbedingt zu klären, auf welche Rohrleitungsmaterialien die Reststoffe zurückzuführen sind, was die Gründe für die gefundenen Substanzen sind (Rohrgrundstoffe, Herstellung und- Fertigungsprozesse, Verlegeverfahren etc.) und wie diese eliminiert werden können (Optimierung der Produktionsverfahren). [3]

1.3.4 Odorierung

Wasserstoff ist wie auch Erdgas ein geruchloses, farbloses und geschmackloses Gas, das für die menschlichen Sinne nicht wahrnehmbar ist. Während Erdgase, die zur Versorgung der Allgemeinheit genutzt werden, mit schwefelhaltigen Geruchsstoffen odoriert werden, ist die Odorierung von Wasserstoff noch nicht etabliert. Da Wasserstoff von Natur aus geruchlos und farblos ist, muss er nach Ansicht der Experten des Gas- und Wasserfaches odoriert (riechbar gemacht) werden, wenn er für die Versorgung der Allgemeinheit verwendet wird. Die Odorierung ist weltweit eine der wichtigsten Maßnahmen in der Sicherheitskette der öffentlichen Gasversorgung und dient vor allem der Erkennung unbeabsichtigt austretender Gase.

Odoriermittel werden an Odorieranlagen nach aktuellem Stand der Technik flüssig, mittels Membrankolbenpumpen in den Gasstrom zugegeben. Dabei wird das Odoriermittel an einer sogenannten Impfstelle direkt in den Gasstrom dosiert.

Neben der Verwendung von Wasserstoff als Kraftstoff, wird er gegenwärtig fast ausschließlich für industrielle Prozesse genutzt. Für Kraftfahrzeuge und industrielle Anwendungen ist die Verwendung von reinem Wasserstoff ohne Odorierung Stand der Technik. Der Grund hierfür liegt in den hohen Anforderungen der Anwendungstechnologien an die Reinheit des Wasserstoffes.

Um auf der einen Seite eine Riechbarkeit des Wasserstoffs und auf der anderen Seite die Eignung zur Verwendung in Brennstoffzellen zu ermöglichen, wurde in den Jahren 2004 bis 2006 seitens der Automobilindustrie sowie der Fa. Symrise AG in einzelnen Vorhaben die Entwicklung eines Odoriermittels für Wasserstoff, einem Produkt namens Gasodor „Hydrogen“ vorgenommen. Bislang ist jedoch kein kommerzielles Produkt am Markt existent.

Prinzipiell wäre ein Verzicht auf die Odorierung durch flächendeckende Anwendung von Gaswarnanlagen denkbar. Durch hohe Investitions- und Instandhaltungskosten werden der flächendeckende Betrieb bzw. die Eignung solcher Anlagen gegenwärtig als unrealistisch eingestuft.

Neben den Odoriermitteln und der Anlagentechnik, ist die Kontrolle der Odoriermittelkonzentration im Netz, d.h. der Nachweis einer ausreichenden Geruchsstufe, wesentlicher Bestandteil der Odorierung. Die hierzu zur Verfügung stehende Messtechnik ist für die Analyse in Erdgasen entwickelt und ausgelegt. Die zur Verfügung stehende Messtechnik ist nicht für die Kontrolle der Odorierung von Wasserstoff im Regelwerk etabliert. Unter dem Aspekt der Funktionalität und Anwendbarkeit sind die zur Verfügung stehenden Verfahren zu evaluieren.

1.3.5 Absperrtechnologien

Um eine sichere und zuverlässige Gasverteilung sicherstellen zu können, ist das Durchführen von geplanten und ungeplanten Maßnahmen an PE-Kunststoffrohrleitungen notwendig. Die für diese Maßnahmen bekannten Verfahren, Blasensetzen und Abquetschen sind im Erdgasbereich etabliert. Ihre Eignung für das Medium Wasserstoff ist weitestgehend unerprobt bzw. wurden nur im Labor untersucht. Aus diesem Grund wurden während der Arbeiten in „HYPOS H₂-Netz“ die Verfahren Blasensetzen und Abquetschen für die verschiedenen PE-Kunststoffe unter realen Bedingungen erprobt.

Absperrblasen dienen nach DVGW G 5621 als provisorische Absperrung von Gasleitungen durch Blasensetztechnik. [1] Hierbei wird die zu sperrende Gasleitung unterbrochen, so dass ein Teil gasfrei werden kann. An dem gasfreien Teil der Leitung können entsprechende Arbeiten vorgenommen werden. Auch mittels Abquetschens kann nach DVGW G 452-2 eine temporäre Absperrung des Gasflusses erreicht werden. [2]

Die Verfahren wurden anschließend sicherheitstechnisch bewertet. Dabei hat sich das Abquetschen mit nur einem Gerät für temporäre Absperrung des Gasflusses (Rohrdimension DN 100, Sperrdruck 1 bar) als nicht geeignet erwiesen. Die gemessenen Schleichgasmengen überstiegen die Vorgaben des Grenzwertes von 0,5 l/min um das bis zu 6-fache. Das Blasensetzen ist hingegen insbesondere für den Druckbereich bis 4 bar als Technologie geeignet. [3]

1.3.6 Ökobilanzierung der H₂-Wertschöpfungskette

Im Projekt „HYPOS H₂-NETZ“ [3] wurde erstmals eine realitätsnahe Wasserstoff-Verteilnetzinfrastruktur aufgebaut und wissenschaftlich untersucht. Ein Teil der Arbeiten beschäftigte sich mit der ökologischen Bewertung der Infrastruktur mittels Lebenszyklusanalyse (Life Cycle Assessment, LCA) nach den Normen DIN EN ISO 14040 [4] und DIN EN ISO 14044 [5]. Ziel war es, die Treibhausgasemissionen über den gesamten Lebensweg der im Demonstrationsnetz eingesetzten Komponenten zu analysieren. Dabei wurden insbesondere die Herstellung der Rohrleitungen, der Transport der Materialien, die Installation der Infrastruktur sowie End-of-Life-Prozesse wie Recycling und Entsorgung betrachtet. Die Ergebnisse zeigten, dass die Materialwahl einen erheblichen Einfluss auf das Treibhauspotenzial hat: Kunststoffrohre (z. B. PE- und PE-Xa-Rohrsysteme) weisen in der Herstellungsphase deutlich geringere Emissionen auf als Stahlrohre, während mehrschichtige Verbundrohre teilweise höhere Umweltwirkungen aufweisen können.

Aufbauend auf diesen Erkenntnissen wird im Projekt H₂INFRA der Betrachtungsrahmen erweitert. Während Wasserstoff häufig primär hinsichtlich der Treibhausgasemissionen seiner Herstellung bewertet wird, zeigt die aktuelle Forschung, dass für eine umfassende Nachhaltigkeitsbewertung auch die Infrastruktur und Anlagen entlang der gesamten Wertschöpfungskette berücksichtigt werden müssen. Hierzu zählen unter anderem Elektrolyseprozesse, Speicherung Transport- und Verteilnetze, Rohrleitungen verschiedener Nennweiten, Hausanschlussleitungen sowie unterschiedliche Verlegeverfahren. Studien zeigen, dass Materialwahl, Herstellungsprozesse, Bauverfahren sowie betriebsbedingte Emissionen gemeinsam die ökologische Gesamtbilanz der Gasinfrastruktur bestimmen. Die Bewertung dieser Assets ist daher eine wesentliche Voraussetzung, um die tatsächliche Klimawirkung einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft ganzheitlich zu erfassen und fundierte Entscheidungen für Planung, Bau und Betrieb von Wasserstoffinfrastrukturen zu treffen.

1.3.7 Literatur

- [1] DVGW Prüfgrundlage G 5621-1 „Absperrblasen für Blasensetzgeräte bis 1 bar; Teil 1: Dünnwandige, aufblasbare Gummibläse mit Gewebehülle; Typ A“. Hrsg. Von DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfachs e.V. Ausg. April 2018. (<https://www.dvgw-regelwerk.de/technische-regel/pruefgrundlage-g-5621-1/65b8af>, Abruf 20.05.2026)
- [2] DVGW Arbeitsblatt G 452-2: Anbohren und Absperren; Teil 2: Abquetschen von Kunststoffrohrleitungen für Gas mit Drücken bis 5 bar und Außendurchmesser bis 315 mm. Hrsg. Von DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfachs e.V. Ausg. 2020. (<https://www.dvgw-regelwerk.de/plus/#technische-regel/dvgw-arbeitsblatt-g-452-2/ae844c>; Abruf 20.12.2024).
- [3] M. Henel u. a., „HYPOS H₂-NETZ‘ - ‚Entwicklung innovativer Infrastrukturen zur Versorgung von Verbrauchern im Wasserstoffdorf‘: Abschlussbericht“, DBI Gas und Umwelttechnik GmbH, 2022. doi: 10.2314/KXP:185206109X.
- [4] DIN EN ISO 14040: Environmental management - Life cycle assessment - Principles and framework (ISO 14040:2006 + Amd 1:2020); German version EN ISO 14040:2006 + A1:2020, Februar 2021. doi: 10.31030/3179655.
- [5] DIN EN ISO 14044:2021-02 Umweltmanagement - Ökobilanz - Anforderungen und Anleitungen. doi: 10.31030/3179656.

1.4 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Es wurden bei der Gestaltung des mit den Verbundpartnern abzuschließenden Kooperationsvertrags die im Gemeinschaftsrahmen der Europäischen Kommission für staatliche FuEul-Beihilfen enthaltenden Vorgaben für die Zusammenarbeit von Unternehmen und Forschungseinrichtungen eingehalten.

Weiterhin bestand eine grundsätzliche Übereinkunft zu den wesentlichen Vertragsinhalten gemäß BMW-Merkblatt für Antragssteller / Zuwendungsempfänger zur Zusammenarbeit der Partner von Verbundprojekten.

Die Verbundpartner in diesem Vorhaben wurden durch den Projektleiter Dipl.-Ing. (FH) Marco Henel (DBI) koordiniert.

Nachfolgend werden an wesentlichen gemeinsamen Arbeitsaufgaben dargestellt, wie die einzelnen Partner kooperierten. Die vertraglichen Pflichten wurden in der Kooperationsvereinbarung geregelt, der alle Projektpartner zugestimmt haben.

1.4.1 Zusammenarbeit der Partner innerhalb des Verbundes:

Im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit in AP0 fand eine enge Zusammenarbeit zwischen allen Partnern statt. Der Fokus liegt auf der Schaffung von Akzeptanz in der Bevölkerung, Ausbau der „H₂-Awareness“ in der Gesellschaft und der Dissemination der Forschungsergebnisse. Es erfolgte ein regelmäßiger 14- tägiger Austausch zwischen den Partner. Das öffentliche Auftreten des Konsortiums wurde neben Tagungen und Veranstaltungen durch die monatlich stattfindenden Tage der offenen Tür unterstützt.

In den AP1-3 erfolgte die Notwendige Abstimmung zwischen allen Projektpartnern bezüglich der Planung, Durchführung und Auswertung verschiedener Messkampagnen und Versuchsreihen zur Untersuchung der Langzeitperformance der Systemkomponenten sowie der Betriebsführung und Instandhaltung.

In AP4 erfolgte die Zuarbeit durch die Partner DBI und MITNETZ GAS zur Datenerhebung als Grundlage für die weiteren Betrachtungen zur Ökobilanzierung der Wasserstoffwertschöpfungskette seitens der HTWK.

Die Durchführung der Wirtschaftlichkeitsanalyse in AP5 erfolgte im Austausch mit allen Projektpartnern. Hier waren die Ergebnisse aus den in AP1-3 geplanten Messkampagnen, Versuchsreihen und Netzarbeiten nötig, um Kosten-Nutzen-Analysen durchzuführen und ökonomische Einsparpotentiale ermitteln zu können.

1.4.2 Zusammenarbeit mit Partnern außerhalb des Vorhabens: Linde AG

Die LINDE AG ist Produzent und Asset-Owner des Linde-Pipelinesystems und dient im Sinne der Gasversorgung als Händler und Transportnetzbetreiber. Eine Zusammenarbeit wurde bereits während der Antragstellung von „HYPOS H₂-Netz“ initiiert und im Rahmen des Vorhabens „H₂INFRA“ fortgeführt. Insbesondere erfolgen Abstimmungen zur Anbindung weiterer Endverbraucher an das Wasserstoff-Verteilnetz und den damit einhergehenden Ausbau der Anschlussleitung an die Linde-Infrastruktur.

1.4.3 Zusammenarbeit mit Partnern außerhalb des Vorhabens: Vaillant

Die Vaillant Deutschland GmbH & Co. KG stellte dem Projektkonsortium für einen Feldtestversuch eine H₂-Brennwerttherme zur Verfügung. Diese wurde inklusive der Inneninstallation im Forschungspavillon installiert und für zwei Jahre im Projekt betrieben. Durch diesen Feldversuch sollte die Wasserstoffeignung in der Praxis über einen längeren Zeitraum überprüft werden (Arbeitspaket 2).

2 Ergebnisse Arbeitspaket 1: Gasqualität

2.1 Qualitätsanforderungen

Beteiligte Partner: DBI, MITNETZ GAS

2.1.1 Regulatorische und Anwendungsspezifische Gasqualitätsanforderungen

Im Rahmen des Arbeitspaketes wurden die regulatorischen und anwendungsspezifischen Anforderungen an die Wasserstoffqualität untersucht. Grundlage bildeten Literaturrecherchen sowie die Auswertung nationaler und internationaler Regelwerke. Ziel war die Identifikation relevanter Komponenten und Konzentrationen, die einen Einfluss auf sensible Anwendungstechnologien, insbesondere PEM-Brennstoffzellen, besitzen [1–4].

Die Anforderungen an die Wasserstoffqualität sind maßgeblich von der jeweiligen Anwendung abhängig. Für die Versorgung der Allgemeinheit mit Wasserstoff ist grundsätzlich zwischen der Verwendung als Kraftstoff sowie der Nutzung als Brennstoff für häusliche Anwendungen zu unterscheiden. Im Rahmen des Projektes H₂INFRA lag der Fokus auf leitungsgebundenen Anwendungen und der Bereitstellung hoher Gasqualitäten für sensible Endgeräte [1–3].

Als relevante Regelwerke wurden die DIN EN 17124, die ISO 14687 sowie das DVGW-Arbeitsblatt G 260 identifiziert [1–3]. Mit der Überarbeitung des DVGW-Arbeitsblattes G 260 wurde Wasserstoff in einer eigenständigen 5. Gasfamilie eingeführt. Dabei wird zwischen Wasserstoff der Gruppe A mit einem Wasserstoffanteil von mehr als 98,0 % sowie Gruppe D mit einem Wasserstoffanteil von mehr als 99,97 % unterschieden [1].

Die Untersuchungen zeigten, dass insbesondere für Wasserstoff der Gruppe D sehr hohe Anforderungen an die Gasreinheit bestehen. Für die im Projekt identifizierten organischen Verbindungen ist vor allem der Grenzwert für Kohlenwasserstoffe ohne Methan von 2 µmol/mol bzw. 2 ppm relevant [1], [2]. Die im Rahmen der Laboruntersuchungen und Feldmessungen festgestellten Konzentrationen lagen teilweise deutlich oberhalb dieses Grenzwertes.

Zusätzlich wurde die Relevanz von Schwefelverbindungen untersucht. Diese können korrosive Effekte verursachen und die Funktionalität sensibler Endgeräte beeinträchtigen [4]. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die Einhaltung der Anforderungen der 5. Gasfamilie Gruppe D eine wesentliche Herausforderung für zukünftige Wasserstoffverteilnetze darstellt.

Tabelle 3: Grenzwerte für Gasbestandteile der 2. und 5. Gasfamilie [1]

Gasbestandteil	5. Gasfamilie Gruppe D	5. Gasfamilie Gruppe A	2. Gasfamilie
Wasserstoff	99,97%	≥98%	-
Nicht-Wasserstoff-Gase gesamt	300 µmol/mol	-	-
Wasser	5 µmol/mol	50-200 mg/m ³	50-200 mg/m ³
Kohlenwasserstoffe gesamt (ohne Methan)	2 µmol/mol	-	-
Kohlenwasserstoff-Kondensationspunkt	-	2 °C bei 1 bar ≤ $p_{abs} \leq 70$ bar	2 °C bei 1 bar ≤ $p_{abs} \leq 70$ bar
Methan	100 µmol/mol	-	-
Sauerstoff	5 µmol/mol	1 Mol.-%	1 Mol.-%
Helium	300 µmol/mol	-	-
Stickstoff	300 µmol/mol	-	-
Argon	300 µmol/mol	-	-
Kohlenstoffdioxid	2 µmol/mol	-	2,5-4 Mol.-%
Kohlenstoffmonoxid	0,2 µmol/mol	0,1 Mol.-%	0,1 Mol.-%
Schwefelverbindungen gesamt	0,004 µmol/mol	10 mg/m ³	10 mg/m ³
Formaldehyd	0,2 µmol/mol	-	-
Methansäure	0,2 µmol/mol	-	-
Ammoniak	0,1 µmol/mol	-	10 mg/m ³
Silizium	-	-	0,3 mg/m ³
Halogenierte Verbindungen	0,05 µmol/mol	-	-
Nebel, Staub, Flüssigkeit	1 mg/kg	technisch frei	technisch frei

2.1.2 Materialien und Identifikation

Im Rahmen der Arbeiten wurden Literaturrecherchen, Laboruntersuchungen und Feldmessungen durchgeführt, um relevante Spurenstoffe und deren Ursachen zu identifizieren.

Bereits in vorangegangenen Untersuchungen im H₂-Testnetz Bitterfeld-Wolfen konnten nach Durchströmen der Kunststoffinfrastruktur die Komponenten Methanol, Aceton, n-Butan und tert-Butanol im Wasserstoff nachgewiesen werden. Da diese Stoffe am Netzeingang nicht vorhanden waren, konnte deren Ursprung auf die Infrastruktur selbst eingegrenzt werden.

Die Untersuchungen zeigten, dass insbesondere die eingesetzten Kunststoffrohrmaterialien als Quelle der organischen Verbindungen anzusehen sind. Für PE-Xa konnte ein Zusammenhang zwischen den auftretenden Störstoffen und den eingesetzten Peroxiden zur Vernetzung des Materials hergestellt werden [5], [6]. Die Stoffe Aceton und tert-Butanol konnten als Zerfalls- bzw. Reaktionsprodukte der eingesetzten Peroxide identifiziert werden [5].

Zusätzlich wurden die Anforderungen an Rohrwerkstoffe und eingesetzte Formmassen untersucht. Die Analyse der relevanten Regelwerke zeigte, dass bei Rohrmaterialien für die Gasversorgung Anforderungen an flüchtige Bestandteile bestehen, jedoch keine konkrete stoffliche Bewertung der Emissionen erfolgt [7–9]. Die Auswahl von Stabilisatoren, Additiven und weiteren Zusatzstoffen liegt weitgehend beim Hersteller [8].

Neben den Kunststoffmaterialien wurden auch mögliche Einträge aus Verlege- und Fügeverfahren untersucht. Hierbei konnten keine Hinweise gefunden werden, dass die detektierten Störstoffe aus den verwendeten Reinigungsmitteln oder Verlegeverfahren stammen [10], [11].

Weiterhin wurden bei Untersuchungen von Stahlrohren zusätzliche Stoffgruppen identifiziert. Hierzu zählen insbesondere Schwefelverbindungen wie COS, CS₂ und DMDS sowie weitere organische Verbindungen und Kondensate aus Bestandsnetzen [1], [12]. Damit konnte gezeigt werden, dass sowohl die eingesetzten Werkstoffe als auch die Betriebshistorie bestehender Netze einen Einfluss auf die Wasserstoffqualität besitzen.

2.1.3 Auslagerungsversuche – Identifizierung von Spurenstoffen

Die experimentellen Untersuchungen stellen den zentralen Bestandteil der Arbeiten innerhalb des Arbeitspaketes dar. Ziel war die Untersuchung möglicher Emissionen aus Rohrwerkstoffen sowie deren Einfluss auf die Wasserstoffqualität unter Labor- und realitätsnahen Betriebsbedingungen.

Im Rahmen der Arbeiten wurden Auslagerungsversuche sowohl an Kunststoffrohrprüflingen als auch an Stahlrohrprüflingen durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass sämtliche untersuchten Materialien Gasbegleitstoffe an den Wasserstoff abgeben können. Besonders auffällig ist hierbei die starke Abhängigkeit der Emissionen vom Materialzustand. Ungetempertes PE-Xa weist die höchsten Emissionen auf, während getemperte Materialien deutlich geringere Konzentrationen zeigen. PE 100-RC zeigte insgesamt die geringsten Emissionen, jedoch teilweise weiterhin relevante Konzentrationen einzelner Komponenten.

Nach Rücksprache mit einem Rohrhersteller wurden zwei Auslagerungsversuchsreihen mit den im Projekt H₂INFRA eingesetzten Rohrwerkstoffen PE 100-RC und PE-Xa geplant. Hierfür wurden die zu untersuchenden Materialien sowie der Aufbau der Rohrprüflinge gemeinsam abgestimmt.

Versuche auf Grundlage der DIN EN 12099

Die ersten Untersuchungen basierten auf der Prüfnorm DIN EN 12099 zur Bestimmung flüchtiger Bestandteile von Polyethylen [7]. Da es sich hierbei um ein gravimetrisches Prüfverfahren handelt, wurde der Versuchsaufbau um eine Headspace-Analyse erweitert, um zusätzlich eine chromatographische Untersuchung der emittierten Komponenten zu ermöglichen.



Abbildung 3: Headspace-Vials für gaschromatographische Analysen

Hierfür wurden jeweils vier Kunststoffproben der Materialien PE 100-RC sowie PE-Xa in getempertem und ungetempertem Zustand in einem Wärmeschrank ausgelagert und anschließend gaschromatographisch untersucht.

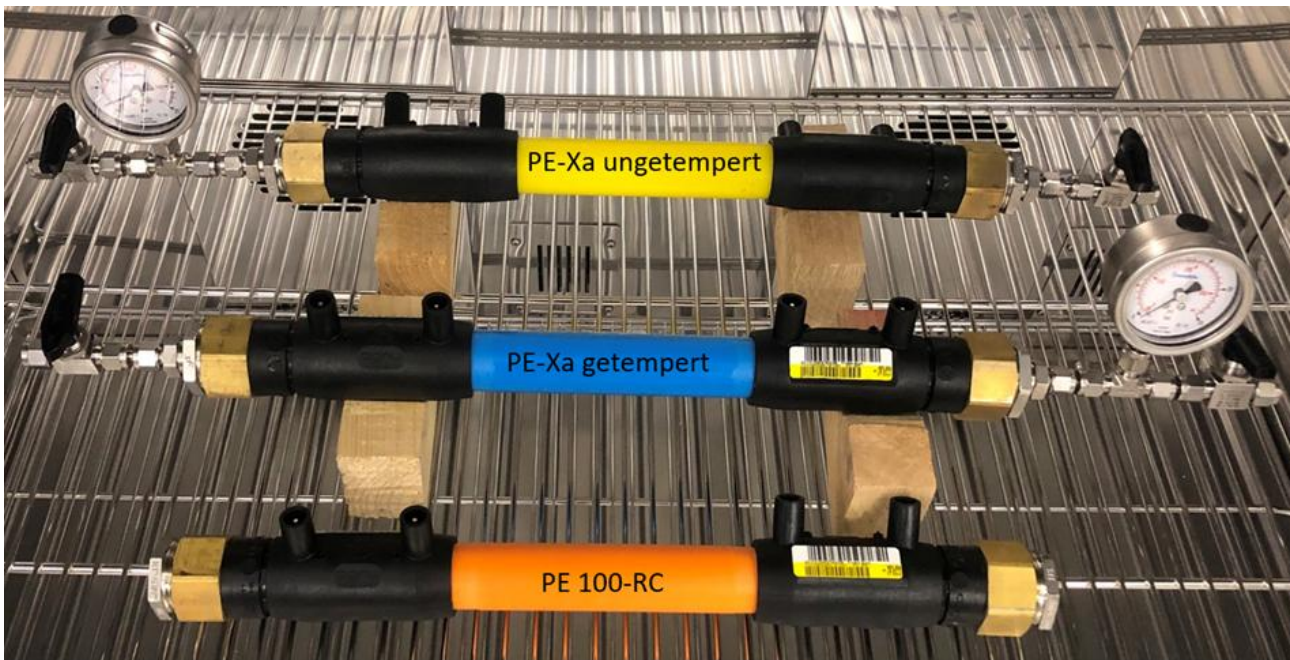


Abbildung 4: Fotografie der Rohrprüflinge im Wärmeschrank

Die Ergebnisse zeigten, dass die höchsten relativen Emissionen vom Material PE-Xa im ungetemperten Zustand ausgehen. In diesen Proben konnten Methanol, Aceton, n-Butan und tert-Butanol nachgewiesen werden. Besonders hohe Konzentrationen wurden für tert-Butanol festgestellt. Die Auswertung der Chromatogramme zeigte weiterhin, dass ein vorgelagerter Temperprozess die Emissionen deutlich reduziert. Im Material PE 100-RC konnten mit Abstand die geringsten relativen Mengen an Störkomponenten festgestellt werden.

Die Untersuchungen bestätigten damit erstmals den direkten Zusammenhang zwischen dem Materialzustand und der Höhe der Emissionen. Gleichzeitig konnte gezeigt werden, dass die detektierten Verbindungen überwiegend den Stoffgruppen der Alkohole und Ketone zuzuordnen sind [5], [6].

Versuche mit Rohrprüflingen unter realen Betriebsbedingungen

Aufbauend auf den ersten Untersuchungen wurden Versuchsreihen mit wasserstoffgefüllten Rohrprüflingen unter realitätsnahen Betriebsbedingungen durchgeführt.

Hierfür wurden Rohrprüflinge entsprechend DIN EN 12007-2 sowie DVGW-Arbeitsblatt G 472 in definierten Temperatur- und Druckbereichen mit Wasserstoff beaufschlagt und in einem Trockenschrank ausgelagert [9], [13]. In regelmäßigen Zeitintervallen wurden den Prüflingen Gasproben entnommen und gaschromatographisch untersucht.

Zur quantitativen Bestimmung der Emissionen wurden die Messgeräte auf die relevanten Störkomponenten kalibriert. Dadurch konnten erstmals quantitative Aussagen zu den auftretenden Konzentrationen getroffen werden.

Die Ergebnisse bestätigten die vorherigen Untersuchungen. Die höchsten Emissionen traten weiterhin bei ungetempertem PE-Xa auf. Die festgestellten Konzentrationen überschritten die Grenzwerte der DVGW G 260 und DIN EN 17124 teilweise deutlich [1], [2]. Zusätzlich wurde ein Verfahren zur künstlichen Alterung der Prüflinge entwickelt. Die Untersuchungen zeigten, dass die Emissionen der gealterten Prüflinge deutlich geringer ausfallen. Damit konnte gezeigt werden, dass die Störstofffreisetzung stark zeitabhängig ist.

Untersuchungen an Stahlrohrprüflingen

Neben den Kunststoffrohrprüflingen wurden auch Stahlrohrprüflinge aus einem bestehenden Erdgasnetz untersucht. Hierbei konnten insbesondere Schwefelverbindungen wie COS, CS₂ und DMDS sowie organische Verbindungen wie Methanol und Aceton nachgewiesen werden.

Die Konzentrationen der nachgewiesenen Stoffe stiegen mit zunehmender Auslagerungsdauer an. Dies weist auf eine zeitabhängige Anreicherung der Verunreinigungen im statischen System hin.

Die Ergebnisse wurden mit den Grenzwerten der DVGW G 260 und DIN EN 17124 verglichen [1], [2]. Während einzelne Schwefelverbindungen für Wasserstoff der Gruppe A noch innerhalb der zulässigen Bereiche lagen, wurden die Anforderungen der Gruppe D deutlich überschritten.



Abbildung 5: Untersuchungen an einem Stahlrohrprüfling im Labor

Hochrechnung auf reale Wasserstoffverteilnetze

Die Ergebnisse der Laboruntersuchungen wurden anschließend auf ein zukünftiges Wasserstoffverteilnetz projiziert. Ziel war die Bewertung des Einflusses der detektierten Verunreinigungen unter realen Netzbedingungen.

Die Berechnungen zeigten, dass die Konzentration der Verunreinigungen mit steigender Fließgeschwindigkeit deutlich abnimmt.

Für Stahlrohre ergaben sich:

- bei 0,1 m/s: COS = 0,8 ng/m³ und CS₂ = 5 ng/m³,
- bei 5 m/s: COS ≈ 0,02 ng/m³ und CS₂ ≈ 0,1 ng/m³,
- bei 20 m/s: Konzentrationen nahezu technisch frei.

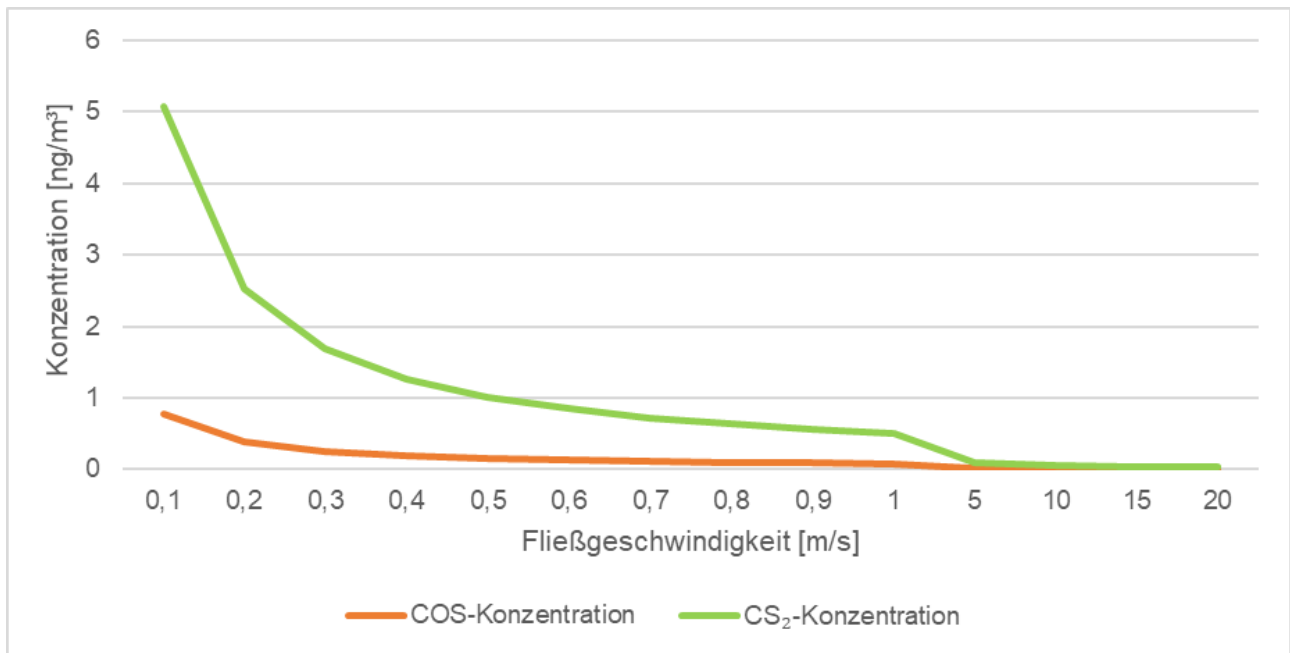


Abbildung 6: Diagramm der berechneten Verunreinigungskonzentration des definierten Stahlrohrs

Der Verlauf der berechneten Konzentrationen zeigt deutlich, dass die Stoffkonzentrationen mit zunehmender Fließgeschwindigkeit stark abnehmen. Dies bestätigt den Einfluss des Netzbetriebs und der Verweilzeit des Wasserstoffs innerhalb der Infrastruktur.

Wasserstoff in Kunststoffrohrprüflingen

Die Untersuchungen der Kunststoffrohrprüflinge zeigten, dass insbesondere Methanol als relevante Komponente nachgewiesen werden konnte.

Für Wasserstoff der Gruppe D nach DVGW G 260 und DIN EN 17124 gilt ein Grenzwert für Kohlenwasserstoffe ohne Methan von 2 ppm [1], [2].

Die Untersuchungen ergaben:

- PE-Xa getempert und PE 100-RC erfüllen die Anforderungen der Gruppe D,
- PE-Xa ungetempert überschreitet mit 11,08 ppm den Grenzwert deutlich.

Damit konnte gezeigt werden, dass insbesondere der Materialzustand einen wesentlichen Einfluss auf die Wasserstoffqualität besitzt.

Für PE100-Rohre ergaben sich:

- bei 0,1 m/s: Methanol = 0,12 ng/m³,
- bei 5 m/s: ≈ 0,002 ng/m³,
- bei 20 m/s: Konzentrationen nahezu technisch frei.

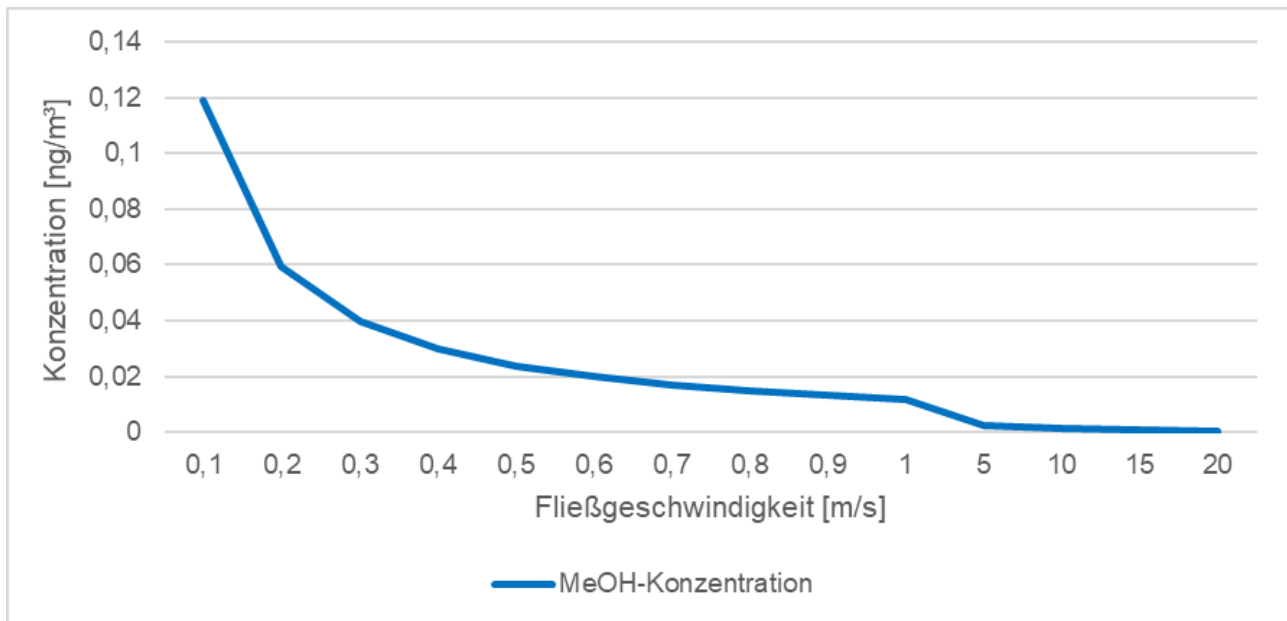


Abbildung 7: Diagramm der berechneten Methanol-Konzentration des definierten PE100-Rohrs

Die Ergebnisse zeigen, dass die Konzentration mit steigender Fließgeschwindigkeit deutlich abnimmt. Während bei niedrigen Strömungsgeschwindigkeiten noch relevante Konzentrationen auftreten, werden bei hohen Durchflüssen nahezu technisch freie Zustände erreicht.

Insgesamt zeigen die Ergebnisse deutliche Fortschritte bei der Untersuchung der Gasqualität in Wasserstoffverteilnetzen. Gleichzeitig bestätigen die Untersuchungen, dass neben dem Werkstoff insbesondere das Lastverhalten und der Gasdurchsatz einen wesentlichen Einfluss auf die Wasserstoffqualität besitzen. Bei kontinuierlichem Netzbetrieb und ausreichendem Durchfluss erfolgt ein Austrag bzw. eine Verdünnung der Störstoffe. Dies konnte sowohl in Laboruntersuchungen als auch in späteren Feldmessungen im H₂-Testnetz bestätigt werden.

2.1.4 Ursachen für Spuren bei Leitungsumstellungen und Feldmessung

Im Rahmen der Arbeiten wurde untersucht, welche zusätzlichen Verunreinigungen bei der Umstellung bestehender Erdgasnetze auf Wasserstoff auftreten können.

Die Untersuchungen zeigten, dass insbesondere Ablagerungen und Kondensate innerhalb bestehender Rohrleitungen eine relevante Quelle für Verunreinigungen darstellen [12]. Hierzu zählen langkettige Kohlenwasserstoffe, Schwefelverbindungen, Glykole, Siloxane sowie weitere organische Verbindungen [12].

Die Untersuchungen an Stahlrohren bestätigten insbesondere die Relevanz von Schwefelverbindungen wie COS, CS₂ und DMDS. Diese Stoffe stammen aus früheren Betriebszuständen der Netze, aus Odoriermitteln sowie aus Ablagerungen und Kondensaten innerhalb der Leitungen [1], [14].

Damit konnte gezeigt werden, dass bei Neubauleitungen vor allem materialbedingte Emissionen relevant sind, während bei Leitungsumstellungen zusätzlich die Betriebshistorie der Netze berücksichtigt werden muss.

Feldmessung

Zur Verifizierung der Laborergebnisse wurden umfangreiche Feldmessungen im H₂-Testnetz Bitterfeld-Wolfen durchgeführt.

Die Messungen bestätigten, dass der eingespeiste Wasserstoff am Netzeingang keine relevanten Verunreinigungen aufweist und die Störstoffe erst beim Durchströmen der Infrastruktur auftreten.

Im Rahmen der Messkampagnen konnten Methanol, Aceton sowie weitere Begleitstoffe im Netz nachgewiesen werden. Gleichzeitig zeigte sich eine starke Abhängigkeit der Konzentrationen vom Lastverhalten des Netzes. Mit zunehmendem Gasdurchsatz nahmen die Konzentrationen deutlich ab.

In späteren Messkampagnen konnten einzelne Komponenten wie Methanol und Aceton teilweise nicht mehr nachgewiesen werden. Dies deutet auf Austrags- bzw. Ausspüleffekte im Netzbetrieb hin.

Zusätzlich konnte die Wirksamkeit der eingesetzten Adsorber zur Reduktion der Gasbegleitstoffe bestätigt werden.

2.2 Entwicklung von Produkten und Verfahren zur Sicherung der Gasqualität

2.2.1 Herstellungsverfahren und -prozesse

Im Rahmen des Arbeitspaketes wurden die relevanten Herstellungsverfahren der eingesetzten Rohrwerkstoffe untersucht. Schwerpunkt der Arbeiten war die Analyse möglicher Zusammenhänge zwischen den Herstellungsprozessen der Rohrmaterialien und der Entstehung von Gasbegleitstoffen.

Die Untersuchungen konzentrierten sich insbesondere auf die Polymerisation von Polyethylen, die Extrusion, das Spritzgussverfahren sowie die peroxidische Vernetzung von PE-Xa [15–19].

Die Ergebnisse zeigen, dass die identifizierten Störstoffe direkt mit den Herstellungsprozessen der Rohrmaterialien zusammenhängen. Insbesondere die radikalische Polymerisation sowie die peroxidische Vernetzung führen zur Bildung von Reaktions- und Zerfallsprodukten, die später aus dem Material emittiert werden können [16], [17].

Für PE-Xa konnte ein Zusammenhang zwischen den eingesetzten Peroxiden und den Stoffen Aceton sowie tert-Butanol hergestellt werden [5]. Die Untersuchungen bestätigen damit die hohe Relevanz der eingesetzten Zusatzstoffe, Initiatoren und Vernetzungsverfahren für die spätere Wasserstoffqualität.

Zusätzlich wurden die Anforderungen relevanter Regelwerke hinsichtlich der eingesetzten Formmassen untersucht. Die Regelwerke DIN EN 1555 sowie DVGW GW 335 definieren Anforderungen an flüchtige Bestandteile und die Verwendung geeigneter Formmassen, enthalten jedoch keine konkrete Bewertung einzelner emittierter Stoffe [19–20].

Die Ergebnisse zeigen weiterhin, dass insbesondere PE-Xa aufgrund der peroxidischen Vernetzung erhöhte Emissionen aufweisen kann, während PE 100-RC geringere Emissionen zeigt. Gleichzeitig konnte gezeigt werden, dass die eingesetzten Herstellungsverfahren einen direkten Einfluss auf die Art und Konzentration der emittierten Komponenten besitzen.

2.2.2 Verlege- und Fügeverfahren

Im Rahmen der Arbeiten wurden die eingesetzten Verlege- und Fügeverfahren hinsichtlich möglicher Einträge von Störstoffen untersucht.

Betrachtet wurden die Verlegeverfahren:

- Erdrakete,
- Rohrbrücke,
- Grabenverlegung ohne Sand,
- Horizontalspülbohrverfahren [21–24].

Die Untersuchungen zeigten, dass die identifizierten Störstoffe nicht auf die eingesetzten Verlegeverfahren zurückgeführt werden können. Zwar wurden beim Horizontalspülbohrverfahren mögliche Einträge über Bohrspülungszusätze betrachtet, jedoch konnten die detektierten Komponenten nicht als Bestandteile typischer Bohrspülungen identifiziert werden [11].

Darüber hinaus verlangen die Anforderungen des DVGW-Arbeitsblattes W 116, dass Zusatzstoffe nur bei technischer Notwendigkeit eingesetzt und nach den Bohrarbeiten weitgehend wieder ausgetragen werden [11]. Eine relevante Kontamination der Rohrleitungen durch die eingesetzten Verlegeverfahren konnte daher weitgehend ausgeschlossen werden.

Zusätzlich wurden die Fügeverfahren Heizwendelschweißen und Heizelementstumpfschweißen untersucht [22], [23]. Als potenzielle Quelle wurden insbesondere die eingesetzten Reinigungsmittel betrachtet.

Die Untersuchungen zeigten, dass marktübliche Reinigungsmittel überwiegend aus leichtflüchtigen Lösungsmitteln wie Ethanol bestehen [23]. Die identifizierten Störstoffe konnten nicht als Bestandteile dieser Reinigungsmittel nachgewiesen werden. Zusätzlich begünstigen die beim Schweißprozess auftretenden Temperaturen die schnelle Verflüchtigung möglicher Rückstände [24].

Die Ergebnisse zeigen somit, dass die untersuchten Verlege- und Fügeverfahren keinen relevanten Beitrag zur Entstehung der detektierten Gasbegleitstoffe leisten.

2.2.3 Ableitung von Maßnahmen zur Erhöhung der Gasqualität

Auf Grundlage der Untersuchungsergebnisse wurden verschiedene Maßnahmen zur Verbesserung der Wasserstoffqualität abgeleitet.

Eine wesentliche Maßnahme stellt die gezielte Auswahl geeigneter Rohrwerkstoffe dar. Die Untersuchungen zeigten, dass PE 100-RC im Vergleich zu PE-Xa deutlich geringere Emissionen organischer Begleitstoffe aufweist [17], [18].

Zusätzlich konnte gezeigt werden, dass ein vorgelagerter Temperprozess bei PE-Xa die Emissionen deutlich reduziert. Insbesondere die Konzentrationen von tert-Butanol und Aceton konnten durch die thermische Vorbehandlung signifikant verringert werden [19].

Darüber hinaus zeigte sich, dass Alterungseffekte zu einer weiteren Reduktion der Emissionen führen. Künstlich gealterte Prüflinge zeigten deutlich geringere Konzentrationen als neue Materialien.

Weiterhin wurden alternative Herstellungs- und Vernetzungsverfahren betrachtet. Dabei zeigte sich, dass insbesondere die eingesetzten Peroxide einen wesentlichen Einfluss auf die Bildung der Störstoffe besitzen [5]. Alternative Vernetzungsverfahren könnten zukünftig Potenziale zur Verringerung der Emissionen bieten, müssen jedoch hinsichtlich möglicher neuer Reaktionsprodukte bewertet werden [16], [18].

Für bestehende Erdgasnetze ergibt sich zusätzlich die Notwendigkeit, Ablagerungen und Kondensate vor einer Umstellung auf Wasserstoff zu berücksichtigen. Die Untersuchungen zeigen, dass insbesondere Schwefelverbindungen und organische Ablagerungen relevante Einflüsse auf die Gasqualität besitzen [1], [14].

Zusätzlich konnte gezeigt werden, dass Adsorber zur Reduktion der Gasbegleitstoffe geeignet sind und einen Beitrag zur Sicherstellung der Wasserstoffqualität leisten können.

2.2.4 Ableitung von Prüfvorschriften für die Qualitätssicherung von Rohrleitungen

Die Untersuchungen zeigten, dass bestehende Prüfverfahren für Kunststoffrohrleitungen nur eingeschränkt geeignet sind, um die Wasserstoffqualität vollständig zu bewerten.

Die Bestimmung flüchtiger Bestandteile nach DIN EN 12099 erlaubt eine Aussage über die Gesamtmenge flüchtiger Bestandteile, jedoch keine Bewertung der stofflichen Zusammensetzung der Emissionen [7].

Für wasserstoffführende Rohrleitungen wird daher empfohlen, bestehende Prüfverfahren, um analytische Verfahren zur qualitativen und quantitativen Bestimmung organischer und schwefelhaltiger Verbindungen zu ergänzen.

Im Rahmen der Arbeiten wurde hierfür eine Kombination aus:

- definierter Auslagerung,
- Headspace-Analyse,
- gaschromatographischer Untersuchung,
- Kalibrierung auf relevante Zielkomponenten

entwickelt und erprobt.

Die Ergebnisse zeigen, dass insbesondere für sensible Anwendungen eine ergänzende analytische Bewertung der Rohrwerkstoffe erforderlich ist. Zusätzlich wird empfohlen, Alterungseffekte und Betriebsbedingungen bei zukünftigen Prüfungen stärker zu berücksichtigen.

2.3 Gasqualitätsmessung

2.3.1 Relevanter Messtechnik

Im Rahmen des Arbeitspaketes wurden unterschiedliche analytische Verfahren zur Bestimmung der Wasserstoffqualität untersucht und bewertet.

Die Untersuchungen zeigten, dass die Gaschromatographie das zentrale Verfahren zur Analyse von Gasbegleitstoffen darstellt. Dabei wurden unterschiedliche Detektionsprinzipien eingesetzt, um verschiedene Stoffgruppen analysieren zu können.

Für organische Verbindungen und Kohlenwasserstoffe wurden insbesondere GC-FID-Systeme eingesetzt. Schwefelverbindungen konnten mittels GC-FPD analysiert werden. Ergänzend wurden massenspektrometrische Verfahren zur qualitativen Identifikation unbekannter Komponenten verwendet.

Zusätzlich wurden Verfahren zur Kontrolle der Odorierung betrachtet. Die Untersuchungen zeigten, dass bestehende Verfahren zur Odorierungskontrolle grundsätzlich einsetzbar sind. Bei elektrochemischen Detektoren ist jedoch aufgrund möglicher Einflüsse der Wasserstoffmatrix eine vorgeschaltete chromatographische Trennung erforderlich.

Die Ergebnisse zeigen weiterhin, dass insbesondere für die Bestimmung von Spurenstoffen derzeit überwiegend Laborverfahren geeignet sind. Mobile oder onlinefähige Systeme besitzen gegenwärtig noch Einschränkungen hinsichtlich Nachweisgrenzen und Querempfindlichkeiten.

2.3.2 Bestimmung möglicher Querempfindlichkeiten in Abhängigkeit des Funktionsprinzips

Die eingesetzten Messverfahren wurden hinsichtlich möglicher Querempfindlichkeiten gegenüber Wasserstoff untersucht.

Die Untersuchungen zeigen, dass gaschromatographische Verfahren grundsätzlich für die Analyse von Spurenstoffen in Wasserstoff geeignet sind. Durch die chromatographische Trennung können Querempfindlichkeiten weitgehend minimiert werden.



Abbildung 8: Gaschromatographische Analysen im Testfeld in Bitterfeld

Für elektrochemische Detektoren wurde festgestellt, dass Wasserstoff selbst einen Einfluss auf das Messsignal besitzen kann. Daher ist insbesondere bei diesen Messprinzipien eine vorgeschaltete chromatographische Trennung erforderlich.

Zusätzlich wurden Einflüsse durch:

- Probenahme,
- Transport,
- Lagerung,
- Materialwechselwirkungen,
- Adsorptionseffekte

untersucht.

Die Ergebnisse zeigen, dass insbesondere bei sehr niedrigen Konzentrationen die gesamte Messkette einen wesentlichen Einfluss auf die Messunsicherheit besitzt. Für belastbare Ergebnisse ist daher eine standardisierte Vorgehensweise von der Probenahme bis zur Laboranalyse erforderlich.

Die Untersuchungen bestätigen insgesamt die grundsätzliche Eignung der eingesetzten analytischen Verfahren für Wasserstoffanwendungen, zeigen jedoch gleichzeitig den Bedarf weiterer Standardisierung und Qualifizierung der Messtechnik.

2.4 Literatur Arbeitspaket 1

- [1] DVGW-Arbeitsblatt G 260: Gasbeschaffenheit, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Bonn, 2021.
- [2] DIN EN 17124: Wasserstoff als Kraftstoff – Produktfestlegung und Qualitätssicherung – PEM-Brennstoffzellenanwendungen für Straßenfahrzeuge. DIN, Berlin, 2019.
- [3] ISO 14687: Hydrogen fuel quality – Product specification. International Organization for Standardization, Genf, 2019.
- [4] EMCEL Ingenieurbüro: Wasserstoffverunreinigung in Brennstoffzellen, EMSEL GmbH, 2018.
- [5] Klotz, S.: „Charakterisierung der Alterungsstabilität peroxidisch vernetzter Elastomere“. Dissertation, Gottfried Wilhelm Leibnitz Universität Hannover, Hannover, 2015.
- [6] TEPPFA und Kunststoffrohrverband e. V. (KRV), „Environmental Product Declaration: Vernetztes Polyethylen (PE-X) Rohrsystem für die Warm- und Kaltwasserversorgung im Gebäude“, Mai 2011, Online-Informationssseite. Bonn: KRV, Zugriff am 18.05.2023.
- [7] DIN EN 12099:1997-08 Kunststoff-Rohrleitungssysteme - Polyethylen-Rohrleitungswerkstoffe und -teile - Bestimmung des Gehalts an flüchtigen Bestandteilen; Deutsche Fassung EN 12099:1997, <https://dx.doi.org/10.31030/7353871>.
- [8] DIN EN 1555-1:2021-12, Kunststoff-Rohrleitungssysteme für die Gasversorgung - Polyethylen (PE) - Teil 1: Allgemeines; Deutsche Fassung EN 1555-1:2021, DIN, Berlin.
- [9] DIN EN 12007-2:2012-10, Gasinfrastruktur - Rohrleitungen mit einem maximal zulässigen Betriebsdruck bis einschließlich 16 bar - Teil 2: Spezifische funktionale Anforderungen für Polyethylen (MOP bis einschließlich 10 bar); Deutsche Fassung EN 12007-2:2012 DIN, Berlin, 2012, <https://dx.doi.org/10.31030/1867631>.
- [10] DVGW VP 603: Vorläufige Prüfgrundlage für Reinigungsmittel und deren Behälter zur Vorbereitung von Schweißverbindungen an Polyethylenrohren, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Bonn, 2002.
- [11] DVGW-Arbeitsblatt W 116: Verwendung von Spülungszusätzen in Bohrspülungen bei Bohrarbeiten im Grundwassermessstellen- und Brunnenbau, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Bonn, 2019.
- [12] J. Schütz, K. Kröger, und T. van Almsick, „H₂ im Netz - Voruntersuchungen zu Gasbeschaffenheitsaspekten bei Transport und Verteilung von Wasserstoff mit Hilfe der bestehenden Erdgasinfrastruktur“, DVGW-Forschungsbericht G 201921, Aug. 2021. Verfügbar unter: <https://shop.wvgw.de/Forschungsbericht-G-201921-08-2021/511773>.
- [13] DVGW-Arbeitsblatt G 472: Gasleitungen aus Kunststoffrohren bis 16 bar Betriebsdruck. DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Bonn, 2020.
- [14] DVGW-Arbeitsblatt G 280: Gasodorierung, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Bonn, 2018.
- [15] E. Baur, D. Drummer, T. A. Osswald, und N. Rudolph, Saechtling Kunststoff-Handbuch, 32. Aufl. München: Carl Hanser Verlag, 2022. doi: 10.3139/9783446473614.
- [16] C. Slugovc, „Polymerisationsmechanismen“, Technische Universität Graz, Graz, 2011. Verfügbar unter: https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Institute/ICTM/education/downloads/skript_che161-synthese.pdf
- [17] J. Hessel, „PE 100-RC - Ein PE 100 mit erweitertem Anwendungspotenzial“, 3R international, Nr. 3-4, 2008, Verfügbar unter: https://www.egeplast.de/wp-content/uploads/2025/10/2008_SD_Hessel_Egeplast.pdf
- [18] Kunststoffrohrverband e. V. (KRV), „Druckrohrleitungen - Gas-, Wasser- und Abwasserleitungen außerhalb von Gebäuden“, 2. Aufl., Sep. 2023. Verfügbar unter: <https://krv.de/wp-content/uploads/2025/02/Druckrohrleitungen-%E2%80%93-Gas-Wasser-und-Abwasserleitungen-ausserhalb-von-Gebaeuden-2.-Auflage-September-2023.pdf>
- [19] DVGW GW 335-A2: Kunststoff-Rohrleitungssysteme in der Gas- und Wasserverteilung – Rohre aus PE

80 und PE 100, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Bonn, 2005

- [20] DVGW GW 335-A3: Kunststoff-Rohrleitungssysteme in der Gas- und Wasserverteilung – Rohre aus PE-Xa, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Bonn, 2005.
- [21] DVGW GW 321:2003-10 „Steuerbare horizontale Spülbohrverfahren für Gas- und Wasserrohrleitungen - Anforderungen, Gütesicherung und Prüfung“. Bonn: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Okt. 2003.
- [22] DVS - Deutscher Verband für Schweißen und verwandte Verfahren e. V., „DVS 2207-1:2015-08 Schweißen von thermoplastischen Kunststoffen - Heizelementschweißen von Rohren, Rohrleitungsteilen und Tafeln aus PE“. Düsseldorf: DVS Media, Aug. 2015.
- [23] M. Uebbing, Fügen von Kunststoffen: Leitfaden für Fertigung und Konstruktion, Fachbuchreihe Schweißtechnik, Bd. 136. Düsseldorf: Verlag für Schweißen und verwandte Verfahren, DVS-Verlag, 1998. ISBN: 978-3-87155-181-9.
- [24] DIN 53170:2009-08 Lösemittel für Beschichtungsstoffe - Bestimmung der Verdunstungszahl. doi: 10.31030/1501419.

3 Ergebnisse Arbeitspaket 2: Langzeituntersuchungen

Im Rahmen des Arbeitspakets 2 wurde die Wasserstoff-Testinfrastruktur über den gesamten Projektzeitraum hinweg umfassend analysiert, um das Verhalten der eingesetzten Komponenten und Materialien unter realen Betriebsbedingungen zu untersuchen. Die Grundlage hierfür bildete ein kontinuierliches Monitoring der Betriebsparameter: Druck, Temperatur und Volumenstrom. Darüber hinaus wurden verschiedene neuwertige Komponenten aus dem Erdgasbereich hinsichtlich ihrer Wasserstofftauglichkeit und Funktion im Labor sowie in einem freistehenden Komponentenversuchsstand auf dem Testfeld untersucht. Im Energiepavillon wurde ergänzend eine vollständige Hausinneninstallation mit einer H₂-Therme aufgebaut und über einen Zeitraum von zwei Jahren im praktischen Betrieb überprüft. Zur Erfassung des Langzeitverhaltens der im Netz eingesetzten Rohrmaterialien wurden Proben aus verschiedenen Leitungsabschnitten entnommen und in externen Laboren hinsichtlich ihrer Materialstruktur, der Wirkung von Alterungseinflüssen und ihrer mechanischen Eigenschaften analysiert. Darüber hinaus wurden verschiedene sicherheitstechnische Komponenten, darunter Gasströmungswächter und Gasmangelsicherungen, an speziell errichteten Versuchsständen eingesetzt, um ihr Verhalten unter unterschiedlichen betrieblichen Bedingungen zu untersuchen. Es erfolgte die Untersuchung von Absperrtechnologien, darunter Schleusensperrverfahren und Abquetschen, unter praxisnahen Bedingungen.

3.1 Monitoring der Infrastruktur / Betriebsparameter

Beteiligte Partner: DBI, MITNETZ GAS und HTWK

Im Rahmen des Forschungsprojekts wurden die Betriebsparameter wie Gasmenge, Druck und Temperatur kontinuierlich durch verschiedene Zähler und Messstellen erfasst und gespeichert. Zum Einsatz kamen ein Coriolisgaszähler im vorgelagerten Netz, ein Drehkolbengaszähler in der GDRMA und ein Balgengaszähler in der Hausinstallation im Pavillon.

Die Messdaten wurden täglich in einer 3-minütigen Auflösung durch die Leitzentrale der MITNETZ GAS erfasst und in einer Cloud gesichert. Die Netzparameter in Tabelle 4 waren Gegenstand des Monitorings. Die Daten wurden wöchentlich aufbereitet und die Auswertung erfolgte mittels einer SQL-Datenbank sowie einer grafischen Darstellung auf einem Grafana-Dashboard. Die Datenbank umfasst gegenwärtig ca. 17,5 Millionen Einzelmesswerte, die seit Mai 2019 erfasst wurden. Im Zeitraum von 2022 bis 2025 wurden im Rahmen des Forschungsbetriebs ca. 40.000 m³ Wasserstoff durch das Testfeld geleitet.

Tabelle 4: Messtellen Monitoring

Netzparameter	Volumenstrom	Druck	Temperatur
Messstellen	- Gaszähler Linde (Corioliszähler) - Gaszähler H₂-Netz (Drehkolbenzähler) - Gaszähler Inneninstallation (Balengaszähler)	- DP25 Eingang (Übergabe Linde) - DP25 Ausgang - DP25 Rohrbrücke Eingang - DP25 Rohrbrücke Mitte - DP25 Rohrbrücke Ausgang - DP10 Eingang - DP10 Ausgang - DP1 Eingang - DP1 Ausgang - DP1 Pavillon	- DP25 Eingang - DP25 Ausgang - DP25 Rohrbrücke Ausgang - DP10 Eingang - DP10 Ausgang - DP1 Ausgang - DP1 Pavillon

Die in Abbildung 9 dargestellte Grafana-Oberfläche wurde durch das DBI erstellt und dem Konsortium zur Verfügung gestellt. Sie wurde für das Monitoring der Betriebsparameter genutzt. Der Datensatz beinhaltet Messwerte des Volumenstroms, der vorliegenden Temperaturen bzw. Drücke, sowie allgemeine Netzdaten.

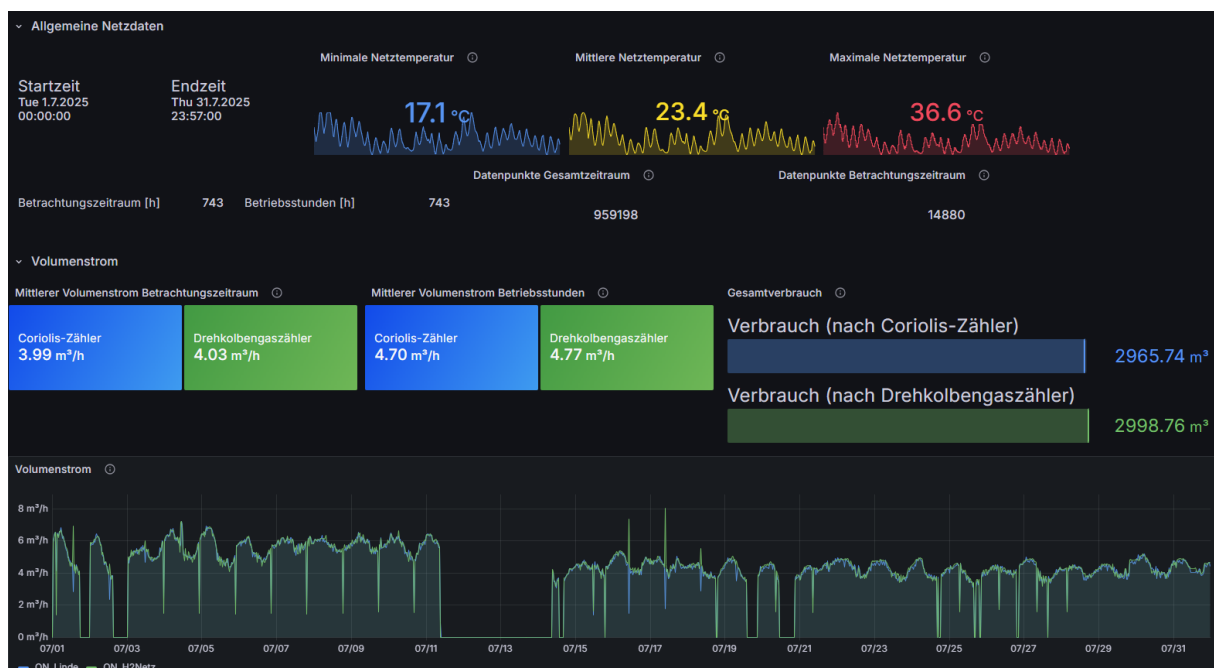




Abbildung 9: Datenauswertungstool in Grafana

Im Februar 2023 wurde die neu installierte H₂-Brennwerttherme des Herstellers Vaillant inklusive der Inneninstallationsleitung und einem Heizkörper in Betrieb genommen. In der Folge konnte ein dynamischer Betrieb der Infrastruktur realisiert und der maximale Volumenstrom auf ca. 8 m³/h gesteigert werden. In den ersten zwei Monaten nach der Installation wurde ein signifikanter Anstieg des Wasserstoffverbrauchs beobachtet, was auf den Forschungsbetrieb in diesem Zeitraum zurückzuführen ist. Der Wasserstoffverbrauch belief sich in den übrigen Monaten auf Werte zwischen 1,0 und 340 Nm³. Im Zeitraum von Juni bis Dezember 2025 wurde eine Versuchsreihe zur Odorierung durchgeführt. Dafür wurde ein signifikanter Anstieg des Verbrauchs über die H₂-Brennwerttherme generiert. Im Rahmen der Temperaturbetrachtung während des Forschungszeitraums wurde eine Spannweite der Netztemperatur von -6,2 °C bis 52 °C festgestellt (mittlere Netztemperatur von 13,8 °C).

Zur besseren Überwachung der Betriebsparameter erfolgte im Jahr 2024 die Installation eines Datenloggers. Dadurch konnten die Messwerte des Balgengaszählers, die Gastemperatur und, der Druck für die Versorgung der H₂-Brennwerttherme kontinuierlich erfasst und aufgezeichnet werden. Das Messdatenerfassungssystem des Testfeldes wurde somit um eine Komponente erweitert.

3.2 Komponentenuntersuchungen

Beteiligte Partner: DBI, MITNETZ GAS, HTWK Leipzig,

Assoziierter Partner: Aliaxis Deutschland GmbH, ISOflanges GmbH + weitere Hersteller

Ziel der Untersuchungen der Infrastrukturkomponenten ist es, Erkenntnisse im Bereich der Wasserstoffverträglichkeit und Funktionalität der eingesetzten Komponenten und Rohrleitungen über einen möglichst langen Zeitraum unter realistischen Betriebsbedingungen inklusive Odorierung zu erlangen. Die Untersuchung berücksichtigt ein breites Spektrum neuwertiger Kunststoff- und Metallkomponenten, Verbindungselemente und Dichtungsmaterialien aus dem Erdgasbereich. Zu diesem Zweck wurde ein "Komponentenversuchsstand" (KVS), der in Abbildung 10 ersichtlich ist, auf dem Wasserstofftestfeld errichtet.



Abbildung 10: Komponentenversuchsstand auf dem Wasserstofftestfeld

Im Rahmen der Untersuchung wurde der Einfluss von Witterungsbedingungen, Innendruck und einer langfristigen Durchströmung von Komponenten mit Wasserstoff auf deren Funktionsfähigkeit und Dichtheit analysiert. Zu diesem Zweck wurden die Ergebnisse der Dichtheitsprüfungen von Armaturen vor und nach einer solchen Belastung miteinander verglichen. Zunächst erfolgte eine Prüfung der Komponenten im Labor auf ihre Wasserstofftauglichkeit. Nach erfolgreichem Abschluss dieser Prüfung wurden die Armaturen in den Versuchsstand integriert und über einen Zeitraum von etwa zwei Jahren kontinuierlich mit Wasserstoff im Betriebsdruckbereich von zirka 5 bis 9 bar durchströmt. Während der Testphase im KVS wurden regelmäßig die Absperrfunktionen aller Komponenten betätigt und Kontrollen der äußeren Dichtheit durchgeführt. In der Folge wurden die Komponenten einer nochmaligen Prüfung auf Dichtheit unterzogen, die den Bedingungen der vorangegangenen Untersuchung entsprach.

3.2.1 Voruntersuchung

Für die Voruntersuchungen der Komponenten wurden durch das DBI-Gastechnologische Institut gGmbH Freiberg verschiedene Arbeitsschritte durchgeführt. Zunächst wurden die entsprechenden Prüfnormen und Prüfparameter ermittelt. Nach einer Initialprüfung und Inertisierung (visuelle Kontrolle) der Bauteile mit Stickstoff wurden alle weiteren Prüfungen mit dem Medium Wasserstoff (100 Vol.-%) durchgeführt. Im Rahmen der Untersuchung wurden sämtliche Dichtheitsprüfungen (innere und äußere Dichtheit) an drei Temperaturpunkten ($T_{\min}$, Raumtemperatur (RT), $T_{\max}$) durchgeführt und die realen Dichtheitswerte mit dem Betriebsmedium gemessen. Zur Detektion von Leckagen wurde ein Massenspektrometer oder eine Prüfung unter Wasser verwendet, sofern die Komponenten dadurch nicht negativ beeinflusst wurden.

Die Voruntersuchungen dienten dazu, die Komponenten auf ihre Dichtheit und Wasserstoffbeständigkeit zu prüfen. So konnte vorab sichergestellt werden, dass beim darauffolgenden Einsatz im KVS keine sicherheitsrelevanten Zustände auftreten konnten. Die Beurteilung der Dichtheit erfolgt im Prüflabor gemäß einer internen Festlegung, die eine strengere Einstufung im Vergleich zum DVGW-Regelwerk vorsieht, um die Gewährleistungsmarke "H₂ready" des DBI einzuhalten. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die gemessene Leckage den Grenzwert von 10^{-4} mbar·l/s innerhalb des Messzeitraums von 10 Minuten nicht überschreitet.

- **Prüfmedium:** Wasserstoff (H₂), Prüfdauer je mindestens 10 Minuten,
- **Prüfdruck:** 1,1 MOP (1,1 bar, 11 bar, 17,6 bar), 6 mbar bzw. 25 mbar,
- **Prüftemperatur:** RT (18,5 ... 25,0 °C), T_{min}: -10 °C, -20 °C; T_{max}: +40 °C, 60 °C, +70 °C,
- **Zul. Messabweichung:** Druck ±2 %, Raumtemperatur ±0,5 K, Zeit +1 s, Leckrate ±10 %.

Insgesamt wurden 18 Komponenten im Labor untersucht. Davon konnten 16 Komponenten in den Komponentenversuchstand installiert werden. Von den zu untersuchenden Gasdruckregelgeräten wurde im Zuge eines Austausches ein Gerät in die Regelschiene 3 (DP 16 / DP 1) der Gasdruckregel- und Messanlage (GDRMA) und ein Gerät in die Installationsanlage des Pavillons integriert.

Ergebnisse äußere Dichtheit

Die Untersuchungen zur äußeren Dichtheit ergaben keine signifikanten Auffälligkeiten, mit Ausnahme von einem Druckregler, einem Druckanbohrventil und einer Absperrklappe. Bei diesen untersuchten Komponenten wurden erhöhte Leckageraten festgestellt, die den zulässigen Laborgrenzwert überschritten. Die Überschreitungen traten insbesondere in den Grenzbereichen von Prüfdruck und -temperatur auf (Grenztemperaturen von -20 °C sowie +40 °C / +60 °C und bei dem maximal zulässigen Betriebsdruck der jeweiligen Komponente). Erfahrungen unter anderem des DBI-Prüflabors zeigen, dass insbesondere im Bereich der Einsatzgrenztemperaturen Undichtigkeiten auftreten können.

Ergebnisse innere Dichtheit

Im Rahmen der inneren Dichtheitsprüfung wurden bei fünf Komponenten Grenzwertüberschreitungen festgestellt. Dies betrifft drei Absperrklappen, ein Absperrschieber und ein Kunststoff-Kugelhahn. Die erhöhten Leckageraten zeigten sich überwiegend bei einer Grenztemperatur von -20 °C in Kombination mit dem maximalen Betriebsdruck und in der Regel auf beiden Prüfseiten. Bei einer Absperrklappe und einem Absperrschieber wurde der Grenzwert bereits bei Raumtemperatur überschritten, jedoch nur bei Druckbeaufschlagung von Seite 1.

Die Messwerte der Laboruntersuchung für fünf Absperrklappen sind in Abbildung 11 dargestellt. Die innere Dichtheit wurde bei einem Druck von 17,6 bar gemessen. Das Diagramm zeigt die Resultate bei verschiedenen Temperaturen, bei Raumtemperatur sowie bei Temperaturen von -20 °C bzw. -10 °C und +60 °C. Die Dichtheitsuntersuchung wurde bei den Absperrklappen von beiden Seiten (Bezeichnung, Seite 1 und 2) durchgeführt. Für die Ermittlung der Leckagerate ist die Dichtheitsmessung von Relevanz. Eine erhöhte Leckagerate geht mit einer geringeren Dichtheit einher. Mit Ausnahme von drei Beobachtungen zeigen die analysierten Absperrklappen Leckageraten im Bereich bis 10⁻⁴ mbar·l/s.

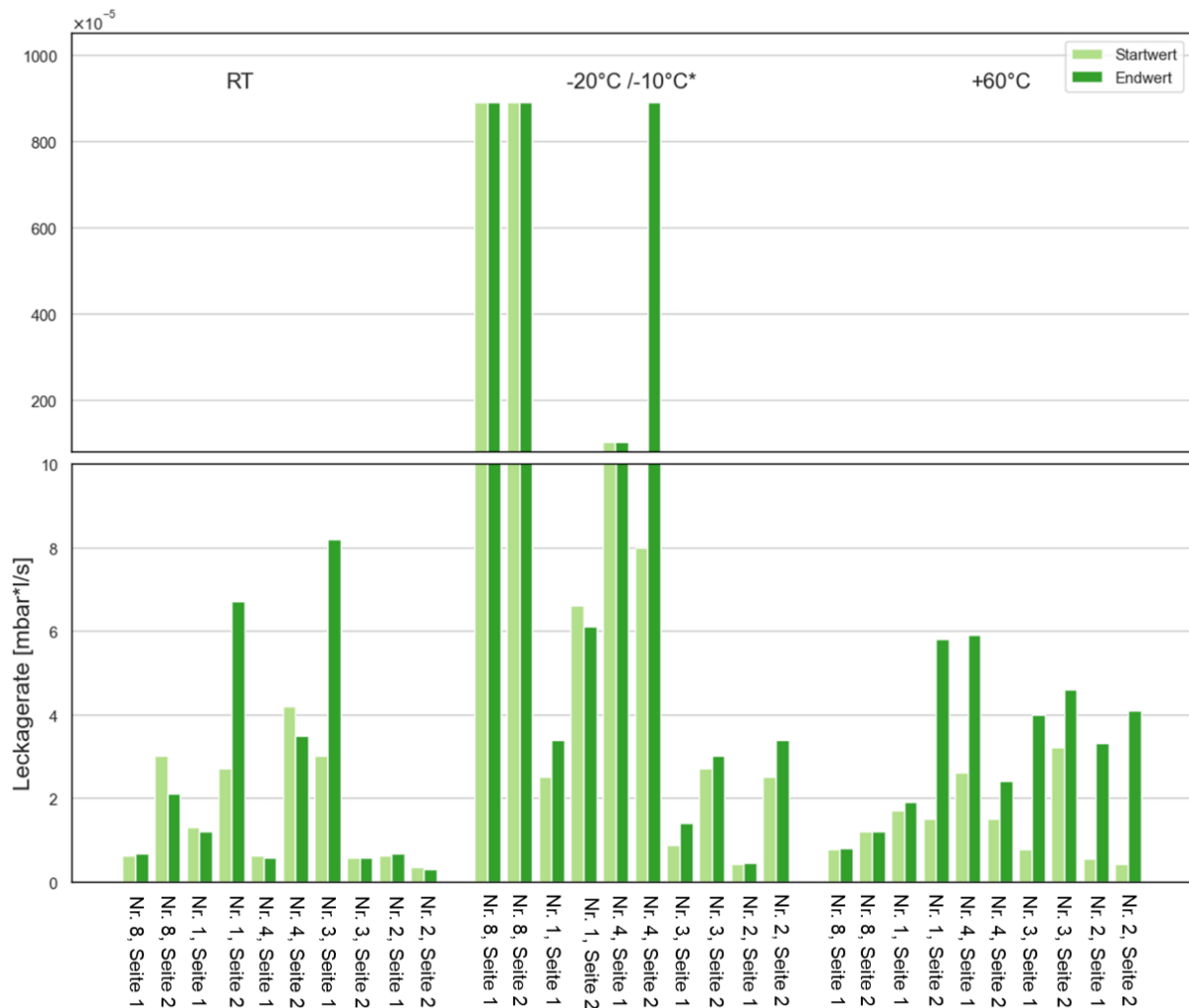


Abbildung 11: Ergebnisse innere Dichtheitsuntersuchung der Absperrklappen bei 17,6 bar

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die ermittelten Leckageraten für die äußere und innere Dichtheit insgesamt jedoch im Bereich der technischen Dichtheit (zwischen 10^{-3} und 10^{-4} mbar*s bzw. blasendicht) lagen. [1] Auf Grundlage der Ergebnisse aus den Laboruntersuchung wurden in Abstimmung mit den beteiligten Sachverständigen alle Komponenten für den geplanten Praxisversuch auf dem H₂-Testfeld zugelassen.

3.2.2 Felduntersuchung

Die Errichtung des KVS erfolgte unter der fachkundigen Begleitung von Sachverständigen vom TÜV SÜD. Sowohl für die Planung als auch für die Umsetzung des Projektes erfolgten Abstimmungen mit Sachverständigen für Hochdruckleitungen gemäß dem DVGW-Arbeitsblatt G 614-1 und Sachverständigen für Gasdruckregel- und messanlagen nach DVGW-Arbeitsblatt G 491. Sämtliche Prüfungen wurden in Abstimmung mit den Sachverständigen gemäß den geltenden technischen Regelwerken für freiverlegte Gasleitungen und Freiluftanlagen (z. B. DVGW-Arbeitsblätter, DIN-Normen, VdTÜV-Merkblätter) festgelegt und geplant. Die durchgeführten Prüfungen ergaben keine Beanstandungen bzw. Mängel.

Für die Umsetzung wurde seitens des TÜV eine Drehmomenten-Berechnung nach EN 1591-1 für jede Flanschenmaterialpaarung durchgeführt. Dabei galt es die Vorgaben der Komponentenhersteller insbesondere für das maximal zulässige Drehmoment zu beachten. Die Auswahl der Dichtungsmaterialien erfolgte unter Be-

rücksichtigung verschiedener Anforderungen, wie sie in der technischen Richtlinie DIN EN 30690-1 für Gasversorgungsanlagen dargelegt sind. [2] Im Rahmen des Forschungsprojekts wurden verschiedene Dichtungswerkstoffe, die im Erdgasverteilungsnetz zum Einsatz kommen, untersucht. Ziel der Untersuchung war es, die Eignung der Dichtungswerkstoffe für den Einsatz unter reinem H₂ zu evaluieren. Zu den eingesetzten Ausführungen von Flanschdichtungen zählten beispielsweise Wellringdichtungen, Spiraldichtungen, Flachdichtungen und Stahl-Dichtung mit Elastomerdichtelement (KNS). Insbesondere Dichtungen vom Typ KNS zeichnen sich durch eine hohe Dichtwirkung bei gleichzeitig niedrigem Anzugsmoment aus. Nach Absprache mit den Komponentenherstellern sowie dem TÜV SÜD erfolgte daher der Einsatz dieses Dichtungstyps im Bereich der Kunststoffflanschverbindungen. Im Untersuchungszeitraum konnten bei allen eingesetzten Flanschdichtungen keine Auffälligkeiten oder Leckagen festgestellt werden.

Am 21.10.2023 erfolgte die Inbetriebnahme des Komponentenversuchsstands, der bis zum 08.09.2025 (Zeitraum von ca. 2 Jahren), unter verschiedenen meteorologischen Bedingungen kontinuierlich mit einer Wassermenge von ca. 10.000 m³ durchströmt wurde. Im Rahmen der Untersuchung wurden 15-mal äußere Leckagemessungen durch die MITNETZ GAS an den zu untersuchenden Komponenten durchgeführt.

Der KVS war direkt an das Wasserstoffverteilnetz im Druckbereich bis DP 16 angeschlossen. Im Versuchstand wurden insgesamt 16 Komponenten oberirdisch installiert. Auf der für Komponenten mit Metallgehäuse vorgesehenen Schiene (grün) wurden neun Komponenten und an separater Stelle ein Isolierflansch der Firma ISOflanges (Nr. 16) montiert. Auf der für Kunststoffarmaturen vorgesehenen Schiene (orange) erfolgte der Einbau von sechs Komponenten. Die Integration der Kunststoffkomponenten erfolgte mittels eines Stahl-PE-Übergangs (blauer Kasten), wobei ein Sonnenschutz zur Gewährleistung der UV-Strahlungssicherheit angebracht wurde. Der Aufbau erfolgte in einer meanderartigen Anordnung, dadurch konnte für alle hintereinander verbauten Komponenten eine gleichmäßige Durchströmung gewährleistet werden. Die schematische Darstellung des Aufbaus ist in Abbildung 12 ersichtlich. In Tabelle 5 sind alle getesteten Komponenten aufgelistet.

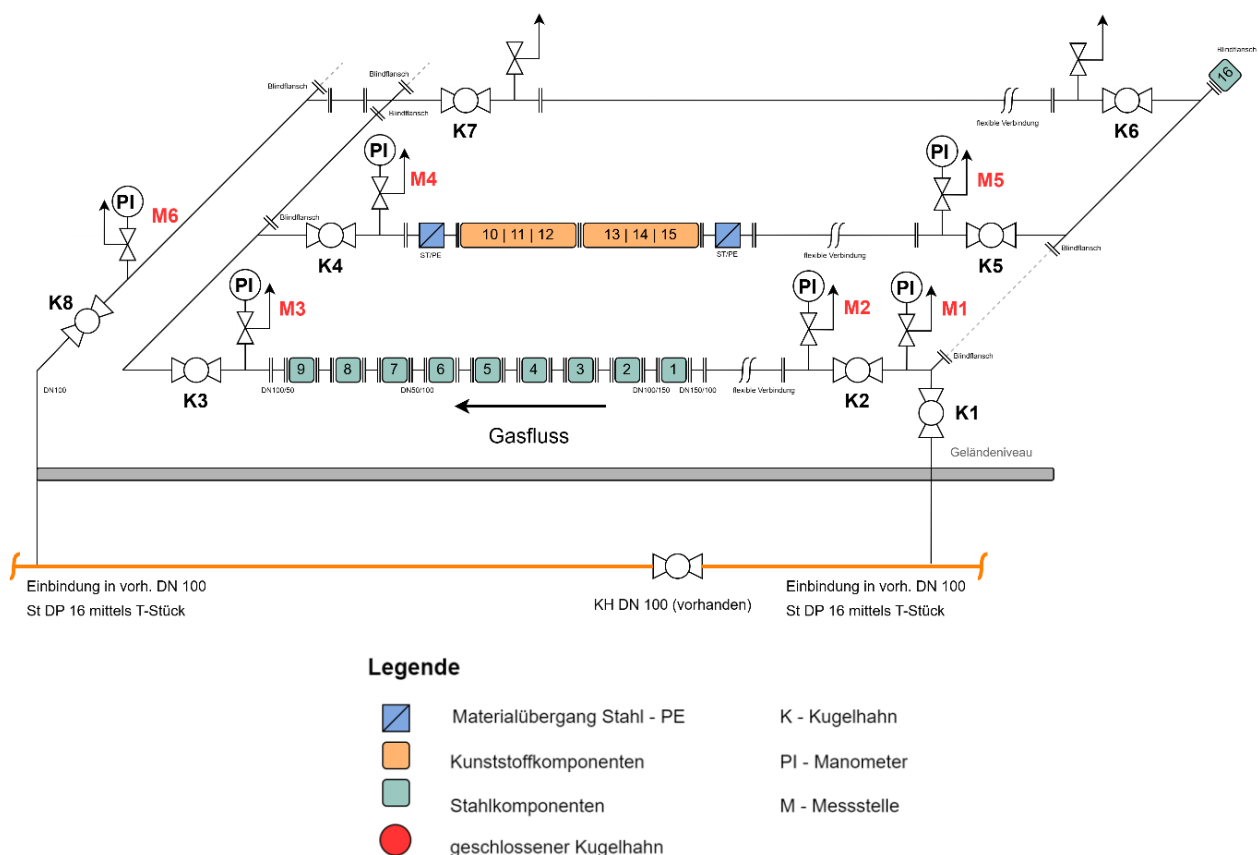


Abbildung 12: schematischer Aufbau des Komponentenversuchsstands

Tabelle 5: Übersicht verbaute Komponenten

Nummer im KVS	Hersteller	Komponente	Dimension
1	-	Absperrklappe	DN150
2	-	Absperrklappe	DN100
3	-	Absperrklappe	DN100
4	-	Absperrklappe	DN100
5	-	Erdeinbauschieber	DN100
6	-	Erdeinbauschieber	DN100
7	-	Schnellschlussventil	DN100
8	-	Absperrklappe	DN50
9	-	Absperrschieber	DN50
10	Aliaxis	Kugelhahn	d110
11	Aliaxis	Muffe	d110
12	Aliaxis	Anbohrventil	d110
13	-	Anbohrschelle	d110/63
14	-	Kugelhahn	d110
15	-	Anbohrventil	d110/63
16	IsoFlange	Isolierflansch HP	DN100

Die Durchströmung erfolgte in Abhängigkeit der am Netz angeschlossenen H₂-Verbraucher mit einem maximalen Volumenstrom von zirka 15 m³/h und einem maximalen Betriebsdruck von 9 bar. Der freistehende Aufbau des Versuchsstands ermöglichte es, die Komponenten verschiedenen äußeren Einflüssen, wie beispielsweise indirekter Sonneneinstrahlung, Temperaturwechseln und anderen Witterungseinflüssen, auszusetzen. Infolgedessen konnten die Komponenten unter realen, zum Teil jedoch auch grenzwertigen Bedingungen getestet werden.

Im Rahmen der Felduntersuchung wurde für die Absperrkomponenten eine Versuchsreihe zur inneren Dichtungsprüfung konzipiert und realisiert. Insgesamt wurden zehn Komponenten überprüft, darunter neun Stahlkomponenten und ein Kunststoffkugelhahn. Die Leckagemessung wurde nach dem Messprinzip der Wasser-Verdrängung durchgeführt, wobei die Leckage über die Zeit gemessen wurde. Das Verfahren basiert auf der DIN EN 1779 "Blasennachweis C1" und wurde erstmalig in dieser Form im Feldtest erprobt. [3] Im Rahmen der durchgeführten Untersuchung wurde die jeweilige Absperrarmatur geschlossen und eingangsseitig unter Druck gesetzt, während die Ausgangsseite gegen Atmosphärendruck entspannt war. Gemäß der Abbildung 13 wurden an die vorhandenen Messstutzen im KVS ausgangsseitig ein wassergefüllter Glaskörper (Gasprobenrohr) sowie ein digitales Manometer zur Erfassung von Temperatur und Druck angeschlossen. Das Messprinzip beruht auf dem folgenden Ablauf: Zunächst fließt das Wasser aus dem Gasprobenrohr, sobald sich ein Druckgleichgewicht (Unterdruck) im System eingestellt hat, wird der Fluss unterbrochen. Ab diesem Zeitpunkt wurde die Messung gestartet. Die Entfernung der Komponente vom Messstutzen steht in direktem Zusammenhang mit dem Wasserfluss aus dem System und dem resultierenden Druckabfall.



Abbildung 13: Messeinrichtung zur inneren Dichtheitsmessung

Für jede Komponente wurden drei Messungen durchgeführt, die jeweils 15 Minuten bei einem Vordruck von 5,6 bar umfassten. Bei signifikanten Leckagen wurde die Messzeit verkürzt und die Messung wurde beendet, sobald 10 Milliliter Wasser im Messzylinder aufgefangen wurden. Gemäß DIN EN 12266-1 ist die Vermeidung von Blasen (Gasaustritt) erforderlich, um die technische Dichtheit der Komponenten zu gewährleisten. Der zulässige Bereich für die Dichtheit wird in diesem Kontext zwischen 10^{-3} und 10^{-4} mbar·l/s angegeben. [1] Aufgrund der signifikanten Anzahl der untersuchten Armaturen und des damit verbundenen hohen Messaufwands wurden die Versuche an drei Tagen unter unterschiedlichen Wetterbedingungen durchgeführt. Gemäß den meteorologischen Messungen beliefen sich die Temperaturen am ersten Versuchstag auf Werte zwischen 7 °C und 12 °C. Am zweiten und dritten Tag war eine signifikante Erwärmung zu verzeichnen, die durch die ganztägige Sonneneinstrahlung bedingt war. Die Messung ergab eine Höchsttemperatur von 23,5 °C.

Auswertung Feldversuch

Die ermittelte Betriebsleckage wurde unter Anwendung der physikalischen Größen Druck und Temperatur in den Normzustand umgerechnet. Für die Beurteilung der Leckagewerte müssen jedoch die in einem realen Feldversuch auftretenden Ungenauigkeiten berücksichtigt werden. Nicht konstante Außentemperaturen können beispielsweise zu Temperaturunterschieden führen, die wiederum eine Erwärmung oder Abkühlung des Gases hinter der Komponente bedingen. Dies kann eine temperaturbedingte Verringerung bzw. Vergrößerung des Volumens zur Folge haben, was wiederum eine fehlerbedingte Wasserverdrängung in den Messungen bedingen kann. Es erfolgte eine Berücksichtigung der genannten Ursachen im Rahmen der Berechnung der Normleckage sowie einer darauffolgenden Fehlerbetrachtung. Zu diesem Zweck wurde die Gastemperatur sowohl vor als auch nach der Leckagemessung ermittelt. Unter Verwendung des geometrischen Volumens des entspannten Raums (hinter der Komponente) sowie des Ausdehnungskoeffizienten von Wasserstoff konnte die temperaturbedingte Wasserverdrängung berechnet werden.

Für die Auswertung wurde für jede Komponente jeweils ein Diagramm erstellt. Zur Veranschaulichung sei an dieser Stelle auf das beigegefügte Diagramm in Abbildung 14 verwiesen, welches die Absperrklappe KVS Nr. 4 veranschaulicht. Die x-Achse stellt die drei Leckagemessungen dar, während die y-Achse die Normleckage in cm³/s (äquivalent zu mbar·l/s unter Standardbedingungen) anzeigt. Diese Darstellung erlaubt die Nachvollziehung der Veränderung der Leckage bei unterschiedlichen Messungen unter Berücksichtigung der Fehler. In den Diagrammen werden drei zentrale Werte hervorgehoben

- **blauer Wert:** Die berechnete Normleckage ohne Berücksichtigung eines Fehlers
- **grüner Wert:** Die Normleckage, bei der ein Fehler, der zur Temperaturdifferenz addiert wird, berücksichtigt wurde
- **schwarzer Wert:** Die Normleckage, bei der ein Fehler, der von der Temperaturdifferenz abgezogen wird, berücksichtigt wurde

Für die Temperaturmessung wurde ein Fehler von 0,05 K angenommen, da das verwendete Messgerät nur eine Nachkommastelle anzeigte. Die negativen Werte können demnach nur theoretisch auftreten, sofern die Leckage durch Temperaturunterschiede berücksichtigt wird.

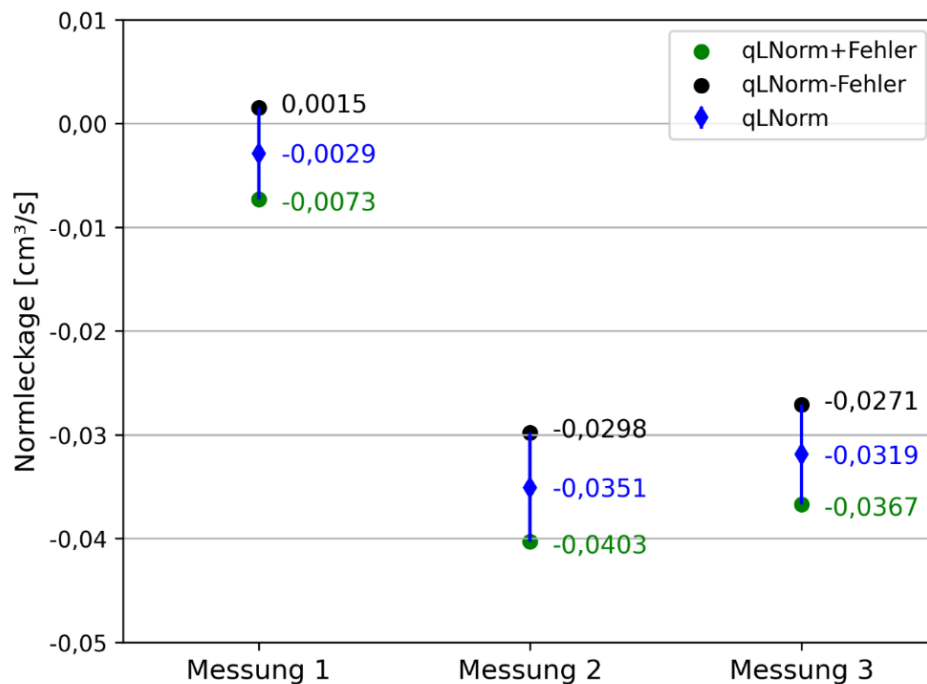


Abbildung 14: Ergebnisse Normleckage Absperrklappe 4

Bei der analysierten Komponente zeigen alle drei Werte für die Normleckage (blau) einen negativen Wert, was darauf hindeutet, dass die Klappe selbst keine Leckage aufweist, sondern lediglich eine Wasserverdrängung durch die Temperaturerhöhung erzeugt wird. Infolge des Fehlers in der ersten Messung ergibt sich eine Verschiebung des Werts in den positiven Bereich. Es konnte festgestellt werden, dass bereits geringfügige Veränderungen, wie beispielsweise eine abweichende Temperatur, einen signifikanten Einfluss auf die Ergebnisse der Leckage haben.

Die Gesamtergebnisse für die Leckagen unter Normbedingungen der 10 Komponenten liegen im Bereich von 0,0 bis 0,02 mbar·l/s. Die Resultate der Feldtests zur inneren Dichtheitsuntersuchung zeigen, dass alle Komponenten in einer oder zwei Messungen die Grenzwerte für die technische Dichtheit geringfügig überschreiten. Aufgrund der geringfügigen Überschreitung der Grenzwerte und der im Feldtest zu berücksichtigenden Ungenauigkeiten konnten die Versuche grundsätzlich den Nachweis erbringen, dass alle Armaturen auch für die Wasserstoffanwendung hinsichtlich ihrer inneren Dichtheit und Funktionalität im Feld geeignet sind.

3.2.3 Nachuntersuchung

Im Zuge der Nachuntersuchung erfolgte eine erneute Überprüfung der Komponenten auf ihre Wasserstoffbeständigkeit. Zu diesem Zweck wurden die Komponenten der gleichen Prüfungsprozedur wie bei der Voruntersuchung unterzogen. Im Rahmen der Untersuchung wurden insbesondere die Auswirkungen des Praxistest mit einer dauerhaften Belastung mit Wasserstoff auf die Bauteile analysiert.

Ergebnisse äußere Dichtheit

Die Nachuntersuchungen zur äußeren Dichtheit ergaben im Vergleich zu den Ergebnissen der Voruntersuchungen insgesamt zwei Auffälligkeiten. Die auffälligen Komponenten der Vor- und Nachuntersuchung sind in Tabelle 6 dargestellt. Die Ergebnisse der Nachuntersuchung (Messbedingungen wie in der Voruntersuchung: -20 °C und Maximaldruck), zeigen erneut eine erhöhte Leckagerate bei der Absperrklappe Nr.8. Die Ursache der Leckage ist in der Undichtigkeit des Getriebedeckels zu finden. Die zweite auffällige Komponente ist das Kunststoff-Druckanbohrventil Nr. 12. Bei diesem wurde eine Grenzwertüberschreitung bei -20 °C und Maximaldruck gemessen. Im Vergleich zur Voruntersuchung zeigten die beiden Regler und das Druckanbohrventil 15 bei der Nachuntersuchung keine Auffälligkeiten.

Aus den Ergebnissen lässt sich für alle untersuchten Komponenten grundsätzlich ableiten, dass der Praxistest mit äußeren Faktoren wie Temperaturwechsel, Witterung sowie Innendruck und eine dauerhafte Durchströmung mit Wasserstoff keinen erheblichen Einfluss auf die äußere Dichtheit der Komponenten hatten.

Tabelle 6: Vergleich der auffälligen Komponenten in der Vor- und Nachuntersuchung hinsichtlich der äußeren Dichtheit

Komponente	Nummer	Prüfbedingung	Voruntersuchung [mbar*l/s]	Nachuntersuchung [mbar*l/s]
Absperrklappe	8	17,6 bar; -20°C	$> 8,9 \cdot 10^{-3}$	$> 10^{-3}$ Getriebedeckel undicht
Anbohrventil	15	25 mbar; +40°C	$1,6 \cdot 10^{-3}$	Keine Auffälligkeit
Druckregler		10 bar; -20°C	$> 10^{-4}$ bei 2 bar	Keine Auffälligkeit
Anbohrventil	12	11 bar, -20°C	Keine Auffälligkeit	$1,2 \cdot 10^{-3}$

Ergebnisse innere Dichtheit

Die auffälligen Komponenten der Vor- und Nachuntersuchung, sind in Tabelle 7 aufgelistet.

Tabelle 7: Vergleich der auffälligen Komponenten in der Vor- und Nachuntersuchung hinsichtlich der inneren Dichtheit

Komponente	Nummer	Prüfbedingung	Vorunter- suchung [mbar*l/s]	Nachunter- suchung [mbar*l/s]	Vorunter- suchung [mbar*l/s]	Nachunter- suchung [mbar*l/s]
			Seite 1		Seite 2	
Absperrklappe	8*	17,6 bar; -20°C	>8,9*10 ⁻³ 300 ml/min	>10 ⁻³ blasen- bildend	>8,9*10 ⁻³ 300 ml/min	blasenbil- dend
Absperrklappe	4*	17,6 bar; -20°C	>10 ⁻³	>10 ⁻³ blasen- bildend	8,9*10 ⁻³	>10 ⁻³ ab 7 bar
Absperrklappe	3*	6 mbar; RT	>1,0*10 ⁻⁴	keine Auffäl- ligkeit	keine Auf- fälligkeit	keine Auffäl- ligkeit
		17,6 bar; -20°C	keine Auf- fälligkeit	8,9*10 ⁻³ keine Blasenbildung	keine Auf- fälligkeit	keine Auffäl- ligkeit
Absperrschieber	6	11 bar; -20°C	7,6*10 ⁻⁴ 8,6 ml/min	keine Auffäl- ligkeit	keine Auf- fälligkeit	keine Auffäl- ligkeit
Kugelhahn	10*	25 mbar; -20°C	keine Auf- fälligkeit	Undicht 9 ml/min	1,9*10 ⁻³	Undicht 9 ml/min
		11 bar; RT	keine Auf- fälligkeit	keine Auffäl- ligkeit	Keine Auf- fälligkeit	Blasenbil- dung 50 ml/h
		11 bar; -20°C	3,1*10 ⁻³	keine Auffäl- ligkeit	Keine Auf- fälligkeit	undicht
		11 bar; +40°C	keine Auf- fälligkeit	Blasenbildung 50 ml/h	keine Auf- fälligkeit	Blasenbil- dung 40 ml/h
Anbohrventil	15*	11 bar; +40°C	keine Auf- fälligkeit	Blasenbildung 32 ml/h	-	-
Kugelhahn	14*	25 mbar; RT	keine Auf- fälligkeit	Blasenbildung 80 ml/h	keine Auf- fälligkeit	Blasenbil- dung 80 ml/h
		25 mbar; +40°C	keine Auf- fälligkeit	keine Auffäl- ligkeit	keine Auf- fälligkeit	Blasenbil- dung 35 ml/h
		11 bar; RT	keine Auf- fälligkeit	keine Auffäl- ligkeit	keine Auf- fälligkeit	Blasenbil- dung 65 ml/h
		11 bar; +40°C	keine Auf- fälligkeit	keine Auffäl- ligkeit	keine Auf- fälligkeit	Blasenbil- dung 37 ml/h

* auffällige Komponenten in der Nachuntersuchung

Im Rahmen der inneren Dichtheitsuntersuchung wurde bei mehreren Komponenten eine Grenzwertüberschreitung bzw. Blasenbildung festgestellt, sowohl in der Vor- als auch in der Nachuntersuchung. Auffällig sind die Absperrklappen Nr. 8 und Nr. 4 unter einem Prüfdruck von 17,6 bar und einer Temperatur von -20 °C. In diesem Bereich wurden die Leckraten jeweils über dem Grenzwert gemessen, und es trat Blasenbildung (Komponente 8, Seite 2) auf. Die vorliegende Untersuchung kommt zu dem Schluss, dass die Druckbelastung im KVS als mögliche Ursache für die Leckage ab 7 bar bei Absperrklappe Nr. 4 und die Blasenbildung bei Ab-

sperrklappe Nr. 8 zu vermuten ist. Dies bedeutet, dass die Klappe bzw. der Schieber auf Seite 2 stärker beansprucht wurde als auf Seite 1. Die Ergebnisse der Untersuchung lassen den Schluss zu, dass die Komponenten in Grenzbereichen (-20 °C und Maximaldruck) nicht technisch dicht sind. Erfahrungen haben gezeigt, dass im Bereich der Grenztemperaturen des Einsatzbereiches der Materialien und des maximalen Drucks Undichtigkeiten auftreten können.

Die vorliegende Untersuchung hat ergeben, dass die Absperrklappe Nr. 3 in der Voruntersuchung (Versuchsbedingungen: 6 bar, RT) auffällig war, während sie in der Nachuntersuchung unauffällig war. In der Nachuntersuchung wurde festgestellt, dass der Grenzwert, unter den Versuchsbedingungen von -20 °C und Maximaldruck auf Seite 1 überschritten wurde. Trotz dieser Überschreitung kam es nicht zur Bildung von Blasen, was darauf hindeutet, dass die Komponente unter den gegebenen Bedingungen als technisch dicht zu betrachten ist.

Im vorliegenden Kontext wurde die Leckagemessung für die Komponenten 10, 14 und 15 im Rahmen der Nachuntersuchung nach der Wasserbadmethode durchgeführt, wobei die entsprechenden Richtlinien des Zertifizierungsprogramms DVGW ZP4111 als Grundlage dienten. Die Kugelhähne Nr. 10 und Nr. 14 wiesen bei mehreren Prüfbedingungen eine Blasenbildung auf, sowohl bei Raumtemperatur als auch bei +40 °C. In der vorliegenden Untersuchung wurde eine Auffälligkeit des Kugelhahns Nr. 10 auf Seite 2 unter den Versuchsbedingungen von -20 °C und 11 bar festgestellt. Diese Auffälligkeit resultierte in der Feststellung einer Undichtigkeit. Die Ursachen für die beobachteten Diskrepanzen zwischen den Ergebnissen der Vor- und Nachuntersuchung könnten Verschleiß durch Bedienung nach zwei Jahren Betriebszeit sowie in der Belastung des Materials durch die Temperatureinflüsse liegen. Die Komponenten wurden zum Teil unter Bedingungen getestet, die von den üblichen Einbauorten (z.B. Erdreich) abweichen.

Schlussfolgernd lässt sich aus der Nachuntersuchung der inneren Dichtheit ableiten, dass bei der Hälfte der Komponenten die erfassten Leckageraten über dem Grenzwert lagen bzw. es zur Blasenbildung kam. Dabei zeigten sich die Undichtigkeiten insbesondere in den Grenzbereichen, Materialalterungen und Verschleiß infolge der Witterungsbedingungen, Druckbelastung im Komponentenversuchstand wirkten sich auf die Komponenten aus.

Fazit

Die durchgeführten Labor- und Felduntersuchungen zeigen, dass die getesteten Komponenten grundsätzlich für den Einsatz in wasserstoffführenden Netzen geeignet sind. Die Ergebnisse der Vor- und Nachuntersuchungen zur äußeren Dichtheit bestätigen, dass ein Großteil der Komponenten auch nach zwei Jahren Einsatz in reinem Wasserstoff unter realen aber zum Teil unüblichen Bedingungen die geforderten Grenzwerte einhalten. Die erhöhten Leckageraten wurden bei Grenzbedingungen, von -20 °C und einem Druck von 11 bzw. 17,6 bar, festgestellt. Dies weist auf die Grenzen der in den Komponenten eingesetzten Materialien bei diesen Bedingungen hin.

Die Untersuchungen zur inneren Dichtheit zeigen signifikante Unterschiede zwischen der Vor- und der Nachuntersuchung. Obwohl die Voruntersuchung nur geringfügige Auffälligkeiten ergab, traten nach der Feldbelastung bei bestimmten Prüfbedingungen (insbesondere bei -20 °C und 11 bzw. 17,6 bar) erhebliche Undichtigkeiten auf. Diese Beobachtungen deuten auf potenzielle Materialveränderungen hin, wie eine Alterung und Verschleiß durch z.B. Temperatureinflüsse.

Dennoch konnte im Rahmen des Feldtests, der auch die innere Dichtheit untersuchte, nachgewiesen werden, dass die Komponenten unter praxisnahen Bedingungen weitgehend funktionsfähig bleiben. Bei dieser Untersuchung unter realen Betriebsbedingungen wurden die Anforderungen an die technische Dichtheit erfüllt.

Die Ergebnisse der Untersuchungen legen nahe, dass die untersuchten Komponenten grundsätzlich für Wasserstoffanwendungen geeignet sind. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass die Grenzbereiche der Einsatzbedingungen besondere Aufmerksamkeit erfordern.

3.3 Hausinneninstallation im Energiepavillon

Beteiligte Partner: DBI, MITNETZ GAS, HTWK Leipzig

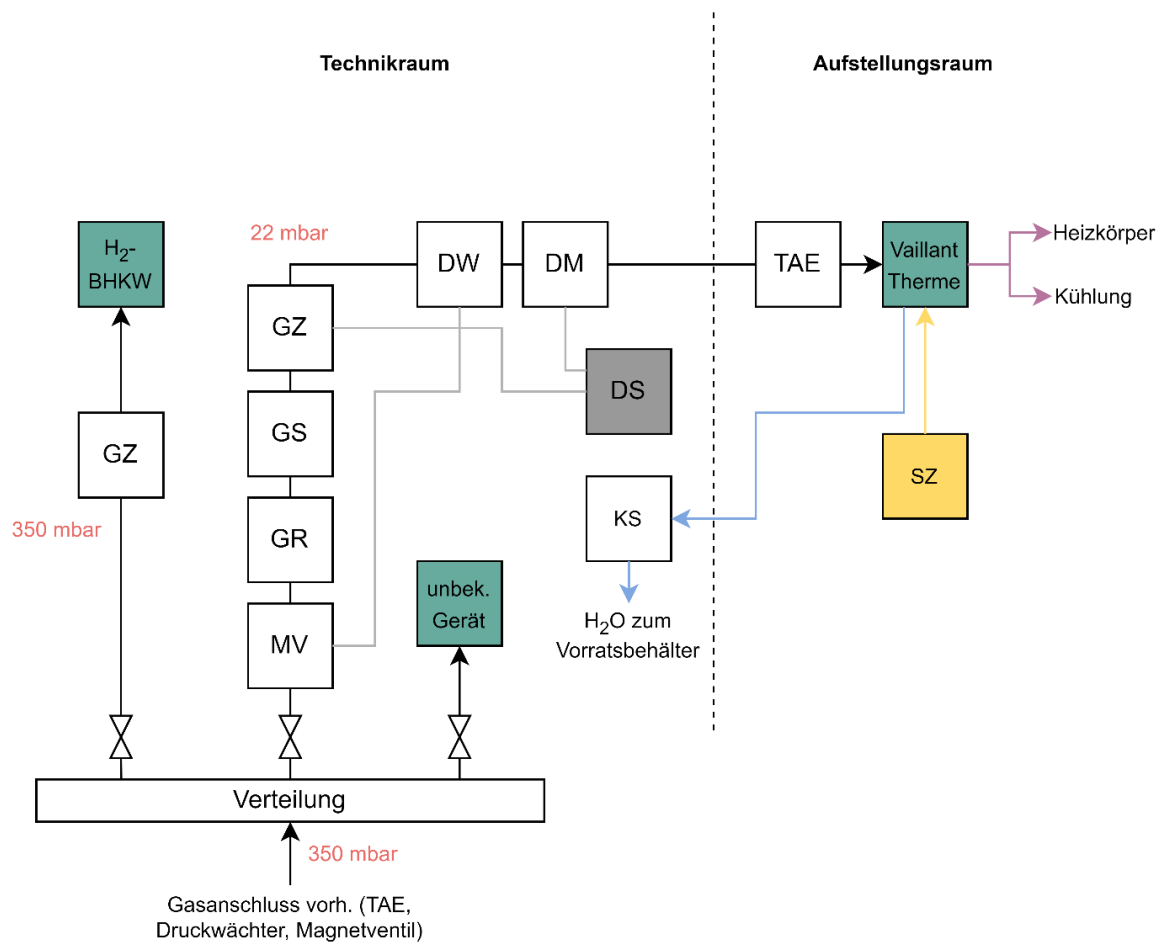
Assoziierte Partner: Vaillant GmbH

Im Rahmen einer Langzeituntersuchung wurde eine H₂-Therme, die für den Einsatz im Haushalt zur Deckung des Wärme- und Warmwasserbedarfs vorgesehen ist, zusammen mit allen erforderlichen Anschlusskomponenten auf ihre Funktionalität und Wasserstoffverträglichkeit über den gesamten Versuchszeitraum hinweg in einer realen Einsatzumgebung getestet. Es wurde ausschließlich reiner Wasserstoff verwendet (mindestens H₂ Qualität 3.6 bzw. $\geq 99,96$ Vol.-%). Zur Gewährleistung einer möglichst hohen Realitätsnähe des Feldtests wurden im Untersuchungszeitraum verschiedene schwefelfreie Odoriermittel eingesetzt.

Das Ziel der Versuche bestand darin, wertvolle Erkenntnisse bezüglich der Lebensdauer, der ordnungsgemäßen Funktionalität, der äußeren und inneren Dichtheit sowie der Materialkennwerte der eingesetzten Komponenten zu gewinnen. Die Erprobung dieser Komponenten unter realen Bedingungen ist von Relevanz, um die Einhaltung der Anforderungen sowie die Resilienz gegenüber den vorgesehenen Einsatzbedingungen zu gewährleisten. Um aussagekräftige Ergebnisse zu erzielen, wurden verschiedene Faktoren berücksichtigt, wie beispielsweise die Umgebungstemperatur, die Temperatur des Wasserstoffs sowie die betrieblichen Bedingungen (Lastgänge).

Die gewonnenen Erkenntnisse dienen dazu, um die H₂-Therme und die für die Installation erforderlichen Bauteile zu optimieren und auf ihre Einsatzfähigkeit im Alltag vorzubereiten. Darüber hinaus können die Ergebnisse dazu beitragen, die Zuverlässigkeit und Effizienz von Wasserstoffanwendungen insgesamt zu erhöhen.

Die für den Einsatz der H₂-Therme erforderliche Installationsleitung und Komponenten wurden im Forschungspavillon auf dem Testgelände installiert. Die Installation erfolgte in zwei Räumen: dem "Technikraum", in dem Steuerungs-, Absperrungs-, Sicherheits- und Messkomponenten untergebracht sind, sowie dem "Aufstellungsraum", in dem die H₂-Therme einschließlich Heizkörper zu Demonstrationszwecken aufgestellt ist. Das in Abbildung 15 dargestellte Strangschema veranschaulicht die Struktur der Inneninstallation.



MV: Magnetventil, GR: Gasdruckregler, GS: Gasströmungswächter, GZ: Gaszähler, DW: Druckwächter, TAE: Thermische Absperreinrichtung, SZ: Stromzufuhr, KS: Kondensat

Abbildung 15: Strangenschema für die Inneninstallation

Die Inbetriebnahme der H₂-Therme erfolgte am 07.02.2023. Im Anschluss wurde das System für einen Zeitraum von ca. zwei Jahren bis zum 31.12.2025 unter variierenden Lastgängen und Betriebs- sowie Umgebungsbedingungen kontinuierlich mit Wasserstoff betrieben. Der durch die Therme ermöglichte Wasserstoffverbrauch belief sich auf etwa 16.000 Nm³ Wasserstoff. Im Rahmen dieser Untersuchung wurden die Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit der Therme umfassend evaluiert. Abbildung 16 zeigt die installierte Therme im Aufstellungsraum des Pavillons.



Abbildung 16: Installierte Wasserstofftherme von Vaillant

In Tabelle 8 sind alle verbauten Komponente inklusive Hersteller, Produktname und Materialliste notiert.

Tabelle 8: Auflistung der verbauten Komponenten

Komponente	Hersteller	Produktname	Material
Balgengaszähler	Honeywell	BK-G6 MT	Stahlblech, Aluminium
Magnetventil	Dungs	-	Aluminium, Stahl, Dichtung NBR
Installationsrohr	-	-	Kupfer
Bogen 90 °	Viega	Profipress G-Bogen 90 °	Kupfer
Bogen 45 °	Viega	Profipress G-Bogen 45 °	Kupfer
Muffe	Viega	Profipress G-Muffe	Kupfer, Dichtelemente HNBR
Zähleranschlussstück, Eckkugelhan mit Prüföffnung (Einrohr G 6)	Viega	Profipress G-Gaszähler-kugelhahn	Messing
Strömungswächter GS 4	Viega	Modell 2647.2S GS 4.0 Typ K	Messing
Druckregler mit GMS	-	-	Gusseisen mit Kugelgrafit GGG 40, Stahlblech, Messing, Edelstahl, Perbunan Membran
thermische Absperreinrichtung	Vaillant	in Therme integriert	-
H ₂ -Therme	Vaillant	ecoTEC H2 Demo - VU 25 AS/2 (Y-INT6)	-

Vor dem Einbau der H₂-Therme im Forschungspavillon wurden Voruntersuchungen vom Hersteller im Labormaßstab durchgeführt. Im Rahmen dessen wurde das Gasgerät auf seine Eignung und Verträglichkeit mit Wasserstoff geprüft. Um den sicheren Betrieb zu gewährleisten, verfügt die Therme außerdem über eine KIWA-Zertifizierung. Die vorliegende Zertifizierung bestätigt, dass die H₂-Therme den geltenden technischen und sicherheitstechnischen Anforderungen entspricht und somit ein sicherer Betrieb gewährleistet ist.

Um die Therme im Feldversuch auch unter maximaler Belastung zu untersuchen, wurde der Wasserstoffverbrauch in den ersten zwei Monaten nach der Installation signifikant erhöht. Das Gerät wurde mit einem Volumenstrom von max. 8 m³/h betrieben.

Im Zeitraum zwischen Juni und Dezember 2025 wurde eine Untersuchung zu einem speziell für Wasserstoff entwickelten Odoriermittel durchgeführt. Durch den regelbaren Einsatz der Therme gelang es, variierende Wasserstoffvolumenströme zu generieren. Die erzeugte Wärme wurde vorzugsweise zur Beheizung des Pavillons genutzt, während überschüssige Wärme mittels einer separaten Rückkühlung abgeführt wurde.

Die Bauteile, die von einem Hersteller bereitgestellt wurden, wurden gemäß den Richtlinien von EIGA-HYDROGEN PIPELINE SYSTEMS: IGC Doc 121/14, Appendix C: Table of nominal alloy compositions and ranges hergestellt. Die vorliegende Richtlinie beinhaltet eine Liste von Materialien, die für den Einsatz in Wasserstoff-Rohrsystemen geeignet sind. Die bereitgestellten Bauteile erfüllen somit die Anforderungen an Wasserstoffbeständigkeit gemäß den geltenden Standards. [4]

Das Mitteldruck-Kompakt-Regelgerät verfügt über eine DIN-DVGW-Zertifizierung nach DIN 33822 und ist folglich unter Erdgasbedingungen einsetzbar. Das DBI-Gastechnologische Institut gGmbH in Freiberg hat die Untersuchung der Wasserstoffeignung des Regelgerätes durchgeführt, wie im Unterkapitel 3.2 "Komponentenuntersuchung" beschrieben.

Durch die Durchführung dieser Voruntersuchungen konnten die Komponenten auf ihre Dichtheit und Wasserstoffbeständigkeit geprüft werden, um eine sichere und zuverlässige Funktion im späteren Einsatz zu gewährleisten. Die Resultate der Vor- und Nachuntersuchung des Reglers sind in Tabelle 9 gegenübergestellt.

Tabelle 9: Ergebnisse Voruntersuchung und Nachuntersuchung Mitteldruckregler

Prüftemperatur	Voruntersuchung [mbar·l/s]	Nachuntersuchung [mbar·l/s]	Voruntersuchung Innere Dichtheit	Nachuntersuchung Innere Dichtheit
RT	1,1·10 ⁻⁵	1,0·10 ⁻⁵	Pout: 28 mbar, const.	Pout: 34 mbar, const.
-20 °C	1,8·10 ⁻⁵	3,1·10 ⁻⁵	Pout: 28 mbar, const.	Pout: 36 mbar, const.
+60 °C	1,4·10 ⁻⁴	3,0·10 ⁻⁵	Pout: 25 mbar, const.	Pout: 33 mbar, const.

Die Ergebnisse der Voruntersuchung zeigen, dass keine Auffälligkeiten hinsichtlich der inneren und äußeren Dichtheit festgestellt wurden. Die gemessenen Leckagewerte lagen unter dem internen Grenzwert des DBI von 1,0·10⁻⁴ mbar·l/s. Die Untersuchung der inneren Dichtheit wurde über einen konstanten Ausgangsdruck des Reglers beurteilt, der über die Versuchszeit konstant blieb. Schlussfolgernd besaßen gegen den Einsatz dieser Komponente keine sicherheitstechnischen Bedenken, sodass eine Integration in die Inneninstallationsanlage erfolgen konnte. Die Ergebnisse der Nachuntersuchung nach ungefähr zwei Jahren Betrieb unter reinem Wasserstoff zeigen, dass keine Auffälligkeiten festgestellt wurden.

Im Rahmen des zweijährigen Versuchszeitraums konnten keine Auffälligkeiten hinsichtlich der äußeren Dichtheit und Funktion der Installationsleitung sowie aller verbauten Komponenten und der H₂-Therme festgestellt werden. Die in diesem Kontext implementierten Komponenten aus unterschiedlichen Materialien, Verbindungstechnologien und Dichtungsmaterialien können ohne jegliche sicherheitsrelevanten Bedenken im Hinblick auf die Wasserstoffanwendung genutzt werden.

3.4 Vergleich der verbauten Gaszähler

Beteiligte Partner: DBI, MITNETZ GAS

Auf dem Wasserstoff-Testfeld wurden drei verschiedene Gaszählertypen an unterschiedlichen Positionen verbaut. Der erste Zähler, ein für die Messung von Wasserstoff ausgewiesener Coriolisgaszähler, ist in der Übergabestation der Lindetransportleitung zum Testfeld verbaut. Die vorliegende Aufgabe besteht darin, die Liefermenge von Linde zu erfassen. Eine zweite, für die Ermittlung von Erdgas Mengen im Industrie- und Gewerbebereich vorgesehene Messeinrichtung vom Typ „Drehkolbenzähler“ mit Mengenumwertung ist in der Regelschiene 3 im Ausgang zum DP1-Bereich in der Gasdruckregel- und -messanlage installiert. Die dritte, vorwiegend für die Erfassung von Erdgasverbräuchen im Haushaltsbereich vorgesehene Messeinrichtung vom Typ „Balgengaszähler“ befindet sich in der Installationsanlage des Pavillons. Der Zähler misst den Verbrauch der H₂-Therme ohne die Berücksichtigung des Gasdrucks und der Datenerfassung und -speicherung über ein nicht eichfähigen Datenlogger. Die Kenndaten der drei Zähler sind in Tabelle 10 aufgelistet.

Tabelle 10: Überblick und Kenndaten der verbauten Gaszähler

Parameter	Zähler Linde	Zähler GDRMA	Zähler Pavillon
Zählerart	Corioliszähler	Drehkolbenzähler	Balgengaszähler
Hersteller	Micro Motion	Itron	Honeywell
Betriebsdruck	22 bar(ü)	500 mbar	22 mbar
Maximaldruck	-	16 bar(ü)	100 mbar
Durchflussbereich	1,0 – 10 m ³ /h	0,4 – 65 m ³ /h	0,06 – 10 m ³ /h

Ziel der Untersuchung war ein einfacher Vergleich der Messwerte und die Ermittlung der Messabweichungen, der drei unterschiedlichen Zählertypen und Datenerfassungssysteme. Im Rahmen der Untersuchung wurden die Zählerwerte für die Monate Juli und August des Jahres 2025 miteinander verglichen. In den betreffenden Monaten kam es jeweils zum Verbrauch einer Wasserstoffmenge von 2.500 bis 3.000 Nm³. Bei den Ergebnissen der Untersuchung ist unter anderem zu berücksichtigen, dass die in Reihe durchströmten Messeinrichtungen in unterschiedlichen Druckbereichen installiert sind und aufgrund z.B. unterschiedlicher Genauigkeitsklassen, Messbereiche und nicht zeitsynchronisierter Datenerfassung nur einen groben Vergleich der Messwerte zulassen.

Die Datenermittlung und Speicherung für den Coriolisgaszähler erfolgte durch die Firma Linde, während die Daten des Drehkolbengaszählers und des Balgengaszählers mit unterschiedlichen Datenspeichern durch die MITNETZ GAS erfasst wurden.

Für die Auswertung erfolgte die Gegenüberstellung der über die Zähler erfassten Gesamtverbräuche auf der Basis von Stundenwerten für den jeweiligen Monat. Die Resultate sind in Abbildung 17 dargestellt. Die x-Achse stellt die Unterteilung für die Monate Juli und August dar, während die y-Achse die prozentuale Abweichung zu den jeweiligen Zählern veranschaulicht.

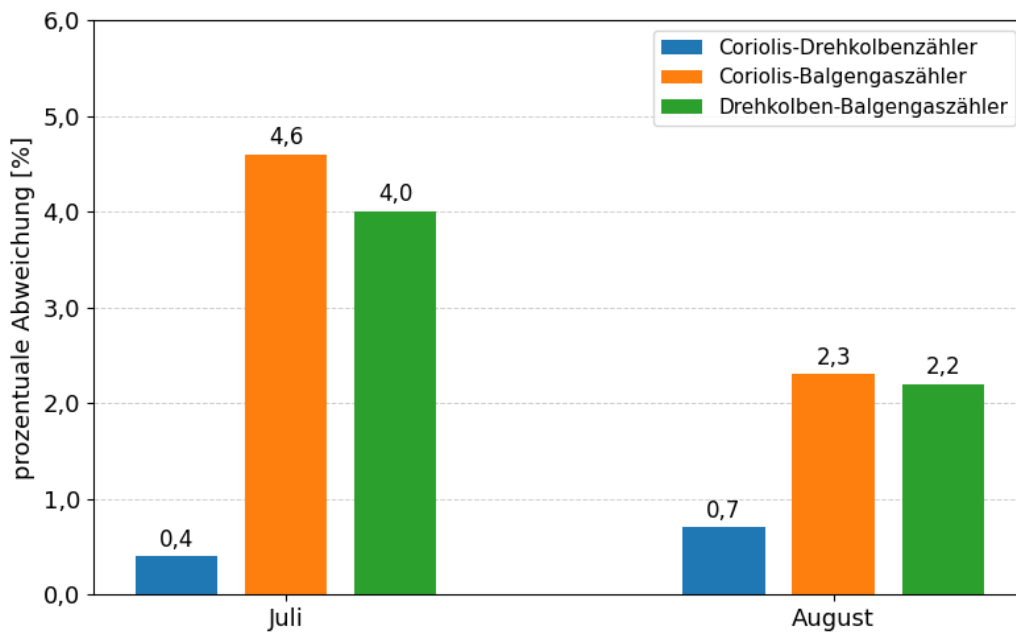


Abbildung 17: prozentuale Abweichung zwischen den Gaszählern

Die minimale prozentuale Abweichung wurde zwischen dem Coriolis- und dem Drehkolben-Gaszähler mit 0,4 % im Juli und 0,7 % im August ermittelt. Die Abweichung zwischen den beiden Messgeräten ist gering und liegt innerhalb der Messgenauigkeit der Zähler. Die signifikanteste prozentuale Abweichung wurde zwischen dem Coriolis- und dem Balgengaszähler verzeichnet, wobei der Wert im Juli bei 4,6 % und im August bei 2,3 % lag.

Die vorliegende Untersuchung hat ergeben, dass der Corioliszähler und der Drehkolbengaszähler insbesondere bei kontinuierlichen Masse-/Volumenströmen in den vorgesehenen Messbereichen durchaus vergleichbare Messwerte für die Erfassung von Wasserstoffmengen liefern können.

3.5 Odorierung

Im Rahmen des Arbeitspaketes wurden umfangreiche Untersuchungen zur Odorierung von Wasserstoff durchgeführt. Ziel der Arbeiten war die Bewertung der technischen Eignung unterschiedlicher Odoriermittel, der Betrieb der Odorieranlage unter realen Bedingungen sowie die Untersuchung der Nachweisbarkeit und Stabilität der eingesetzten Odoriermittel im Wasserstoffnetz.

Grundlage der Arbeiten bildeten die Anforderungen der DVGW-Arbeitsblätter G 280-1 sowie G 260 [5], [6]. Zusätzlich wurden bestehende Untersuchungen zur Wasserstoffodorierung sowie frühere Entwicklungsarbeiten zu schwefelfreien Odoriermitteln berücksichtigt [7], [8].

Bereits zu Beginn des Projektes wurde die bestehende Odorieranlage mit dem Mercaptangemisch Spotleak 1009 betrieben. Die Konzentration des Odoriermittels wurde kontinuierlich mittels Gaschromatographie überwacht. Die Untersuchungen zeigten eine hohe Stabilität des schwefelhaltigen Odoriermittels im Wasserstoffbetrieb. Im weiteren Projektverlauf erfolgte die Umstellung auf ein schwefel- und stickstofffreies Odoriermittel.

Ab dem Jahr 2023 wurde die Odorieranlage kontinuierlich mit Gasodor Hydrogen betrieben. Parallel dazu wurde die Analytik zur Bestimmung des Odoriermittels weiterentwickelt und qualifiziert, sodass eine kontinuierliche Überwachung der Odoriermittelkonzentration im Testnetz möglich wurde. Die Untersuchungen zeigten sowohl im Labor als auch im Netzbetrieb ein stabiles Verhalten des Odoriermittels.

Im Rahmen des Langzeitbetriebes wurden regelmäßige Odorierungskontrollen durchgeführt. Die Konzentration des Odoriermittels konnte im Netz bis zum Bereich „H₂Home“ nachgewiesen werden. Trotz des vergleichsweise geringen Gasabsatzes während einzelner Betriebsphasen zeigte sich eine gute Verteilung des Odoriermittels innerhalb des Testnetzes. Die Konzentration am Eingang im Energie-Pavillon betrug rund 3 mg/m³, wobei das Odoriermittel deutlich wahrnehmbar war.

Während des Betriebes wurden zusätzlich Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen an der Odoriereinheit durchgeführt. Hierbei zeigte sich, dass infolge von UV-Einstrahlung Polymerisations- bzw. Auskristallisationserscheinungen innerhalb einzelner Komponenten der Odorieranlage auftreten können. Betroffen waren insbesondere Impfdüse, Vorratsbehälter und Rohrleitungen. Die Anlage wurde daraufhin gereinigt und erneut in Betrieb genommen. Die Untersuchungen verdeutlichen, dass neben der grundsätzlichen Eignung des Odoriermittels insbesondere Materialverträglichkeit, UV-Stabilität und Anlagenkonzeption für einen dauerhaften Betrieb relevant sind.

Die Ergebnisse zeigen insgesamt, dass die Odorierung kleiner Wasserstoff-Mengen technisch realisierbar ist. Gleichzeitig wurde deutlich, dass für einen langfristig stabilen Betrieb weitere Untersuchungen zur Langzeitstabilität, Materialverträglichkeit sowie zur regelwerkskonformen Kontrolle der Odorierung erforderlich sind.

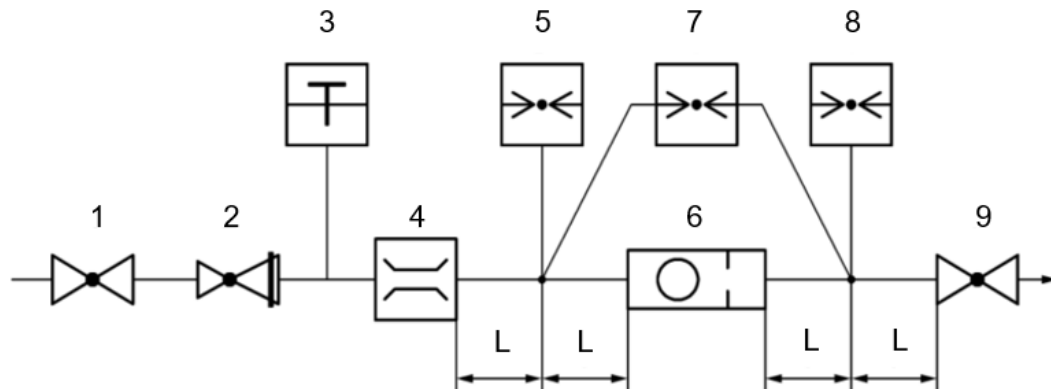
3.6 Gasströmungswächter

Beteiligte Partner: DBI, MITNETZ GAS

Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurden Gasströmungswächter (GS) der Größen GS 2,5, GS 4 und GS 6, die für den Einbau in Gasinstallationsleitungen vorgesehen sind, untersucht. Die durchgeführten Versuche orientierten sich an der aktuell geltenden Prüfnorm DIN 30652-1 "Gasströmungswächter – Teil 1: Gasströmungswächter für die Gasinstallation", [9] auf deren Grundlage ein geeigneter Versuchsstand geplant und im Versuchscontainer errichtet wurde. Die Tests erfolgten ausschließlich in waagerechter Einbaulage der GS. Im Rahmen der Untersuchung wurden sowohl stationäre als auch instationäre Versuche durchgeführt. Die erste Untersuchung diente der Ermittlung der Schließfaktoren der Komponenten, während die zweite die Einschalt-Impulsfestigkeit der GS überprüfte. Darüber hinaus wurde eine Untersuchung des Überströmverhaltens der Komponenten durchgeführt. Um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten, wurden für jede GS-Größe jeweils zwei baugleiche Komponenten (Prüfkörper: PK) getestet. Diese Vorgehensweise wurde durch die ähnlichen Versuchsergebnisse der baugleichen Komponenten bestätigt. Da die Prüfnorm den Einsatz von Luft als Prüfgas vorsieht, wurden alle relevanten Werte für die Tests auf den Betrieb mit Wasserstoff umgerechnet.

3.6.1 Stationäre Versuche

Im Zuge der stationären Versuche wurde durch eine Erhöhung des Volumenstroms eine Schließung der GS induziert. Im Rahmen der Untersuchung wurden die auftretenden Schließvolumenströme aufgezeichnet. Der angewandte Prüfaufbau in schematischer Form, der sich an der Prüfnorm orientiert, ist in Abbildung 18 veranschaulicht.



- | | | | |
|---|----------------------|---|----------------------------------|
| 1 | Stellventil | 6 | Gasströmungswächter |
| 2 | Druckregelgerät | 7 | Differenzdruckmessung |
| 3 | Temperaturmessung | 8 | Ausgangsdruckmessung |
| 4 | Durchflussmessgerät | 9 | Stellventil |
| 5 | Eingangsdruckmessung | L | Abstand zwischen den Komponenten |

Abbildung 18: schematischer Prüfaufbau der stationären Versuche [9]

Versuchsvorbereitung und Versuchsdurchführung

Gemäß der festgelegten Einbaulage der Komponenten ergeben sich aus der Prüfnorm Grenzwerte, welche das Schließverhalten der GS beschreiben. Gemäß den vorliegenden Erkenntnissen unterliegen GS vom Typ K in der waagerechten Einbaulage und einem Betriebsdruck von 15 mbar bestimmten Einschränkungen hinsichtlich der zulässigen Grenzwerte für die Schließvolumenströme. Konkret ist eine Überschreitung oder Unterschreitung der folgenden Werte nicht gestattet: $1,3 \times \dot{V}_N$ bis $1,45 \times \dot{V}_N$. Der Nennvolumenstrom $\dot{V}_N$ bezeichnet den Betriebszustand der Komponente. Der Schließvolumenstrom $\dot{V}_S$ bezeichnet den Volumenstrom, bei dem der GS schließt. Für diese Festlegungen wird das reguläre Prüfgas Luft unter Normprüfbedingungen (15 °C, 1013 hPa) herangezogen. Die durchzuführenden Versuche wurden demnach lediglich in Anlehnung an diese Prüfnorm durchgeführt, da die Norm zum aktuellen Zeitpunkt nicht auf den Testbetrieb der Komponenten mit Wasserstoff angepasst ist. [9]

Die nachfolgende Tabelle 11 fasst die Ergebnisse für die Nennvolumenströme zusammen, die bei der Umrechnung der Nennvolumenströme von Luft auf Wasserstoff auftreten. Als Vergleichswert ist dabei zusätzlich der auftretende Volumenstrom unter Erdgasbetrieb aufgeführt.

Tabelle 11: Ergebnisse der Berechnung der Nennvolumenströme

Getestete Komponente	Luft	Erdgas	Wasserstoff
GS 2,5 K	2,0 m ³ /h	2,50 m ³ /h	7,56 m ³ /h
GS 4 K	3,2 m ³ /h	4,00 m ³ /h	12,09 m ³ /h
GS 6 K	4,8 m ³ /h	6,00 m ³ /h	18,14 m ³ /h

Versuchsauswertung

Die in Abbildung 19 dargestellten Volumenströme (in Nm³/h) der einzelnen Versuchsdurchführungen sind exemplarisch für den GS 2,5 K PK 1 über die Zeit (in s) abgetragen. Insgesamt wurden sechs Versuche pro Komponente durchgeführt.

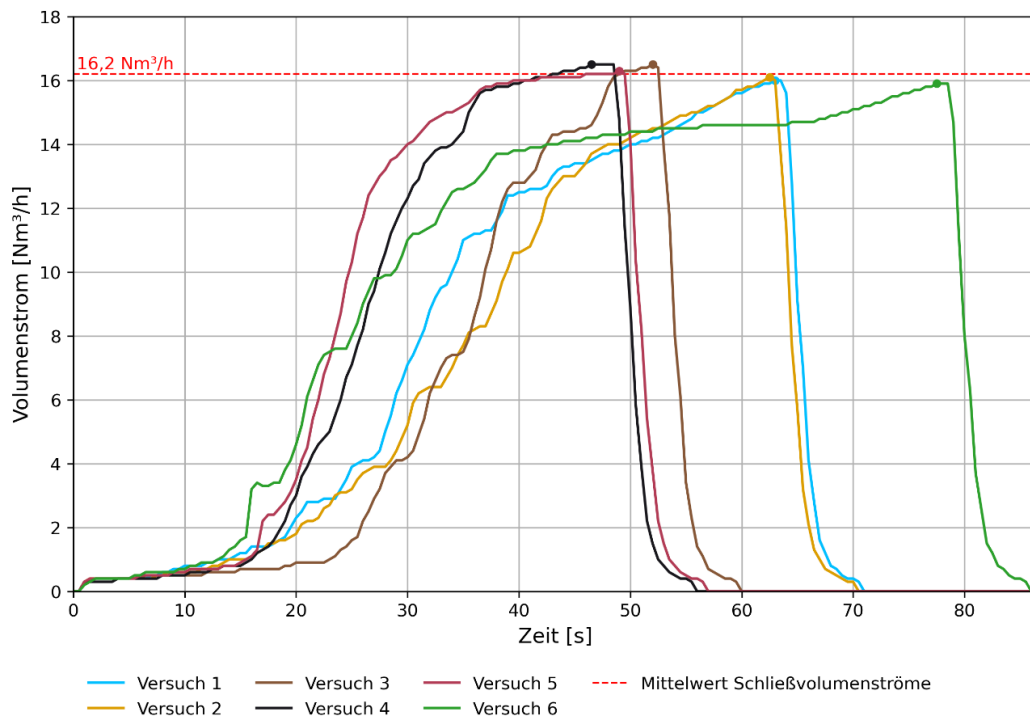


Abbildung 19: Ergebnisse der stationären Versuche, GS 2,5 K PK1

Aus dem Diagramm geht hervor, dass es in Folge der kontinuierlichen Erhöhung des Volumenstroms zum Schließen des GS kommt. Dieser Sachverhalt lässt sich durch einen Anstieg der Volumenströme, gefolgt von einem plötzlichen Abfall, charakterisieren. Während der Versuche konnte zudem das Schließen der GS akustisch registriert werden, zudem war ein Druckabfall des Ausgangsdrucks zu verzeichnen. Die unterschiedlichen Versuchszeiten sind für die Auswertung der Ergebnisse nicht von Relevanz. Die rot gestrichelte Linie veranschaulicht den Mittelwert der Schließvolumenströme, der über die sechs Versuche ermittelt wurde. Bei der geprüften Komponente GS 2,5 K PK 1 wurde demnach ein durchschnittlicher Schließvolumenstrom von $16,2 Nm^3/h$ gemessen.

Für jede einzelne Komponente wurden sechs Messungen durchgeführt, aus denen der Mittelwert gebildet wurde, siehe Tabelle 12.

Tabelle 12: Ergebnisse der Schließvolumenströme der getesteten Gasströmungswächter

Getestete Komponenten	Durchschnittlicher Schließvolumenstrom
GS 2,5 K	$15,8 Nm^3/h$
GS 4 K	$20,6 Nm^3/h$
GS 6 K	$48,5 Nm^3/h$

Die Messung der Schließvolumenströme ermöglichte die Berechnung des Schließfaktors, welcher sich aus dem Verhältnis des Schließvolumenstroms zum Nennvolumenstrom der Komponente ergibt. Gemäß der Prüfnorm DIN 30652-1 soll dieser Wert für die getestete Bauart der GS zwischen 1,3 und 1,45 liegen. Die ermittelten Werte liegen jedoch signifikant über den zulässigen Vorgaben der Prüfnorm. Die Abbildung 20 zeigt eine Übersicht über die ermittelten Schließfaktoren, systematisiert nach den getesteten GS-Größen.

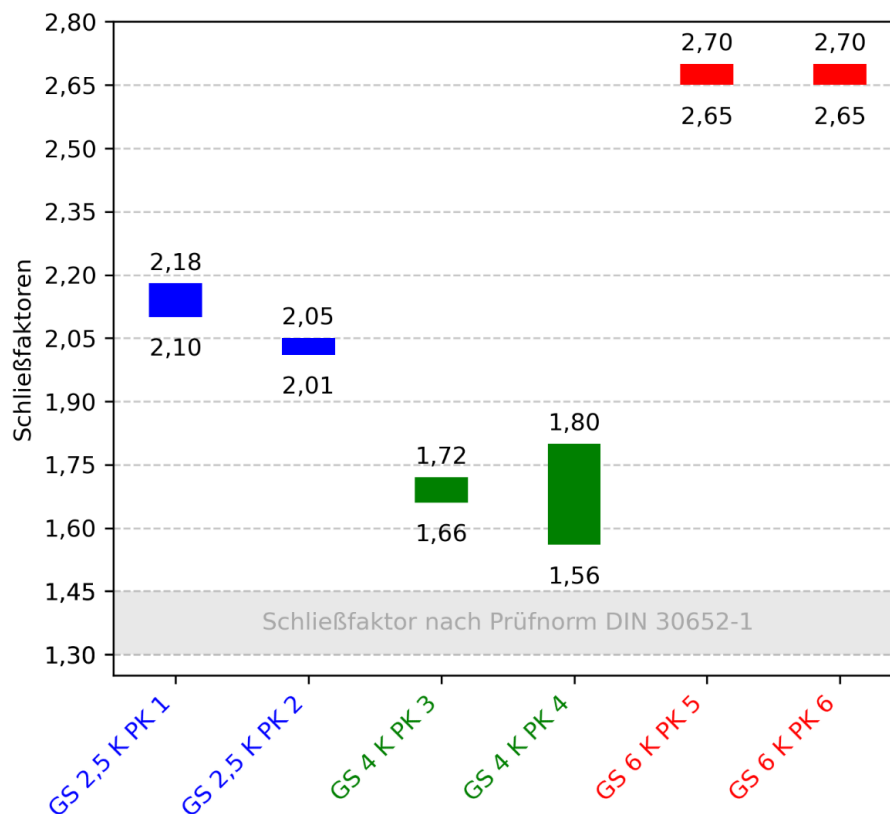


Abbildung 20: Schließfaktoren der getesteten Gasströmungswächter

Das Diagramm veranschaulicht die Spanne der ermittelten Schließfaktoren der jeweiligen Komponenten. Die Berechnung wurde für jeden GS einmal durchgeführt, und zwar für den höchsten gemessenen Schließvolumenstrom sowie für den niedrigsten Schließvolumenstrom. Die Ermittlung des Bereichs der Schließfaktoren, der für die unterschiedlichen Versuche auftritt, kann anhand dieser Werte vorgenommen werden. Das in der Farbe Hellgrau ausgeführte Band dient der Kennzeichnung des Bereichs der Schließfaktoren gemäß der Prüfnorm. Die Prüflinge GS 4 K weisen dabei die größte Annäherung an den angegebenen Grenzbereich auf. Die signifikanteste Abweichung wurde bei der Komponente GS 6 K festgestellt.

Aus den Ergebnissen lässt sich folgern, dass im Falle einer unkontrollierten Ausströmung aus der zu sichernden Gasanlage und dem verzögerten Auslösen des GS eine größere Menge an Gas in die nachgelagerte Leitung strömt, als es die Prüfnorm zulässt. Im Vergleich zum Betrieb mit dem Prüfgas „Luft“ zeigen die GS im Wasserstoffbetrieb eine deutlich verzögertes Schließverhalten, was ein potenzielles Sicherheitsrisiko darstellen könnte. Daher erscheint es erforderlich, dass durch die verzögerte Schließung des GS entstehende Gefahrenpotential zu bewerten. Sollte sich im Zuge der Analyse ein unzulässig hohes Sicherheitsrisiko für den Betrieb dieser GS mit Wasserstoff ergeben, wäre eine Anpassung der Prüfnorm und dementsprechend eine konstruktive Anpassung der Komponenten erforderlich, um den Betriebsbedingungen mit Wasserstoff zu entsprechen.

3.6.2 Instationäre Versuche

Die instationären Versuche dienten der Überprüfung der Einschalt-Impulsfestigkeit der Komponenten. In der Praxis resultieren Impulse in Gasleitungen beispielsweise aus dem Anlaufen eines angeschlossenen Gasgeräts, wobei eine Schließung der GS unzulässig ist.

Versuchsvorbereitung und Durchführung

In den durchgeführten Tests wurden diese Impulse durch ein Magnetventil simuliert, das über zehn Schaltzyklen ein- und ausgeschaltet wurde. Für jede Komponente wurden drei Versuche bei einem 1,15-fachen vorgegebenen Nennvolumenstrom durchgeführt. Die Abbildung 21 veranschaulicht den schematischen Prüfaufbau dieser Versuche, welcher sich an der Prüfnorm orientiert. [9]

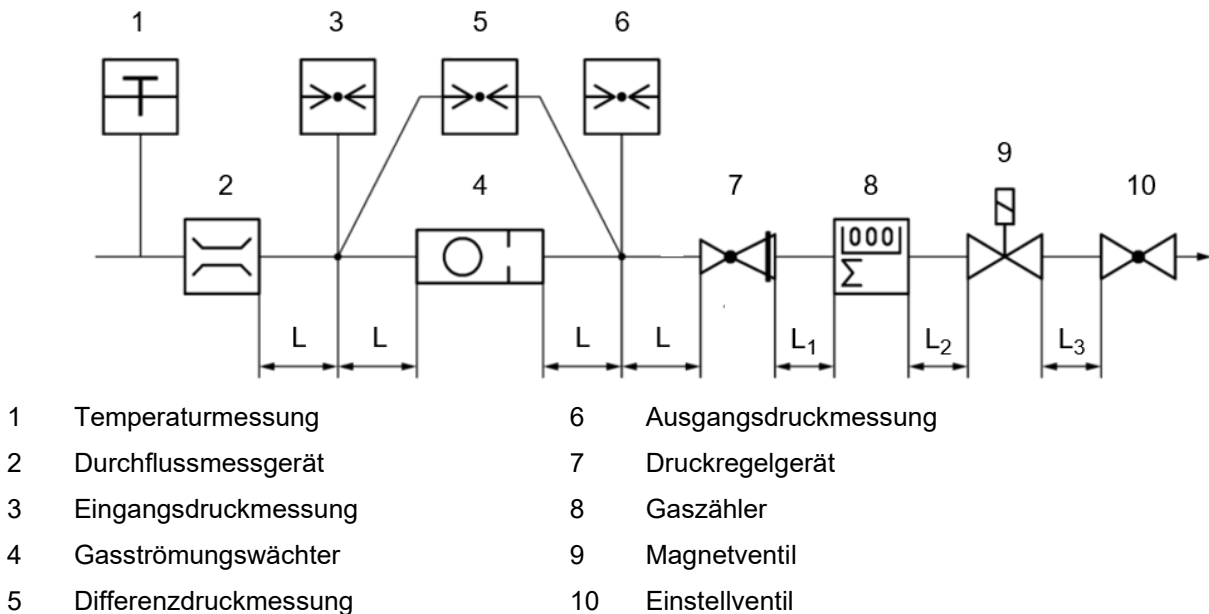


Abbildung 21: schematischer Prüfaufbau der instationären Versuche [9]

Im Gegensatz zu den stationären Versuchen wurden bei den instationären Versuchen weitere Komponenten in den Versuchsaufbau (typische Hausinneninstallation) integriert. Da die Messungen in diesem Fall mit Wasserstoff erfolgten, wurde ein größerer Gaszähler der Größe G6 mit einem Messvolumen von 2 Litern installiert. Der beschriebene Gaszähler erfüllte in der Versuchsstrecke keine direkte Messaufgabe, sondern fungierte ausschließlich als Simulator einer Hausinneninstallation. Des Weiteren wurde ein einstufiges Niederdruckregelgerät der Nennweite DN25 ohne integrierte Gasmangelsicherung montiert. Die dritte zusätzliche Komponente war ein Magnetventil, welches ein ungedämpftes Schließverhalten und eine Öffnungs- und Schließzeit von höchstens 0,2 s aufweisen soll. In Abbildung 22 ist ein Teil des Versuchsaufbaus für die instationären Versuche im Versuchscontainer zu sehen.



(1) Durchflussmessgerät (2) Eingangsdruckmessung (3) Temperaturmessung
(4) Gasströmungswächter (5) Druckregelgerät

Abbildung 22: Versuchsaufbau für den instationären Versuch im Versuchscontainer

Die Versuche wurden mit den gleichen GS der stationären Versuche durchgeführt und in einer waagerechten Einbaulage montiert. Zudem erfolgte der Betrieb mit einem Prüfdruck (Eingangsdruck) von 100 mbar. In der nachfolgenden Versuchsstrecke wurde der Gasdruck auf 25 mbar durch das Druckregelgerät abgesenkt. Die Nennvolumenströme der unterschiedlichen Größen an GS wurden auf Wasserstoff umgerechnet (siehe Tabelle 13) und anhand der Vorgaben der Prüfnorm um 15 % erhöht.

Tabelle 13: Ergebnisse der Berechnung 1,15-fachen Nennvolumenströme

Getestete Komponente	Nennvolumenströme
GS 2,5 K	8,69 m ³ /h
GS 4 K	13,90 m ³ /h
GS 6 K	20,86 m ³ /h

Für die instationären Versuche enthält die Prüfnorm keine Vorgabe hinsichtlich der Anzahl an Versuchsdurchführungen. Um eine vergleichbare Aussage aus den Versuchen zu erhalten, wurde an dieser Stelle die Anzahl von drei Versuchen pro Komponente festgelegt.

Versuchsauswertung

Die Abbildung 23 veranschaulicht den aufgenommenen Kurvenverlauf der Prüfkomponente PK 1 (GS 2,5 K). Dabei ist der Ausgangsdruck in mbar, welcher hinter der dem GS gemessen wurde, über die Zeit in Sekunden abgetragen. In der Abbildung sind drei Kurven (rot, blau und grün) dargestellt, die die Ergebnisse der drei durchgeführten Versuche pro Komponente repräsentieren.

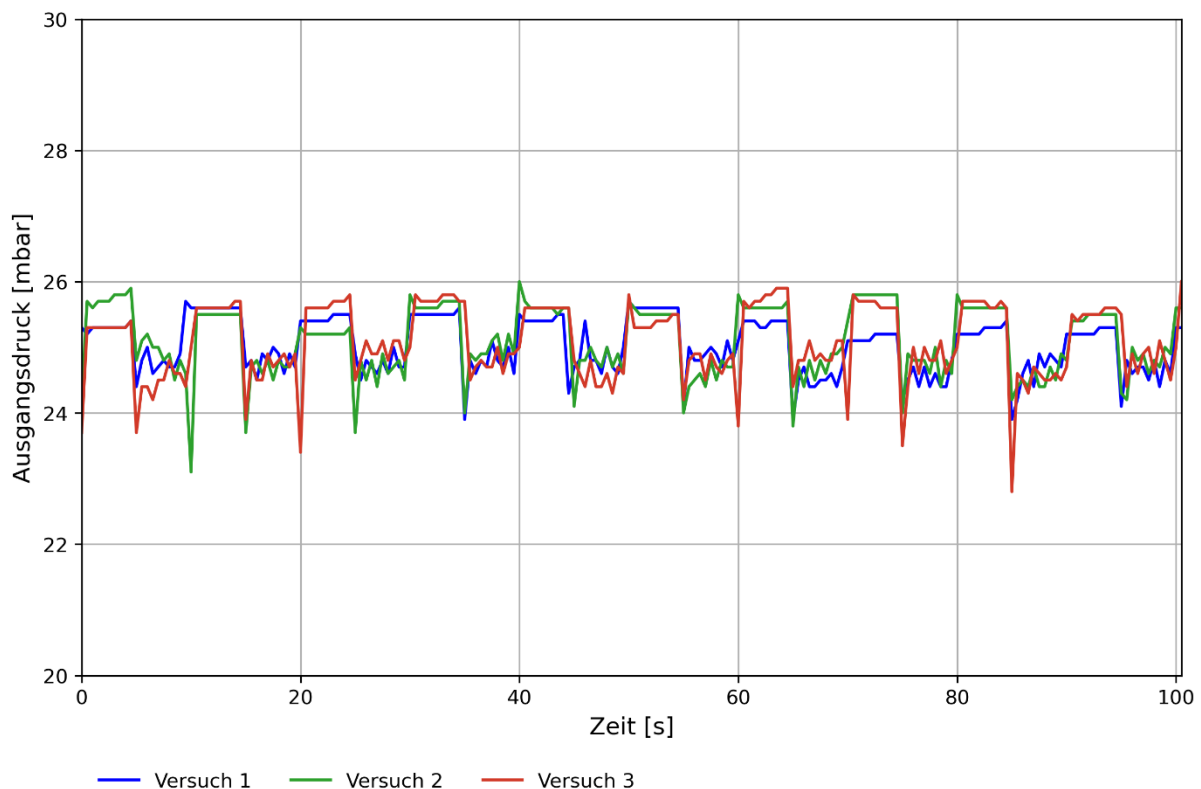


Abbildung 23: Ergebnisse der instationären versuche der Prüfkomponte GS 2,5 K PK1

Die Abbildung zeigt die Druckschwankungen des Ausgangsdrucks hinter der Prüfkomponte in Folge der Impulse. Die Amplitude dieser GS-Größe liegt demnach zwischen 23 mbar und 26 mbar. Der GS verbleibt im geöffneten Zustand, da kein Druckabfall auf 0 mbar festgestellt werden kann. Die weiteren Testkomponenten zeigen analoge Ergebnisse. Jedoch zeigen die Diagramme der anderen GS stellenweise größere Druckschwankungen des Ausgangsdrucks auf. Die Ergebnisse zeigen, dass keine der getesteten Komponenten in den geschlossenen Zustand übergang. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass die Einschalt-Impulsfestigkeit unter Wasserstoffbetrieb nachgewiesen werden konnte.

3.6.3 Funktionsprüfung Überstromverhalten

Die zu testenden GS sind jeweils mit einer Überströmöffnung ausgestattet, die ein selbstständiges Öffnen des GS bei Behebung der Ursache für das Schließen gewährleistet. Eine Voraussetzung für die Umsetzung ist eine dichte Leitungsanlage. Gemäß der Prüfnorm ist der Überströmvolumenstrom (der Volumenstrom durch die Überströmöffnung) auf einen Wert von 30 l/h (bezogen auf Luft bei 15 °C und 1013 hPa) beschränkt. [9] Darüber hinaus ist es essenziell, den herstellereitig angegebenen minimalen Überströmvolumenstrom nicht zu unterschreiten. In dem vorliegenden Prüfaufbau ist eine aussagekräftige Messung dieses Volumenstroms nicht möglich, da die Messgröße des verbauten Volumenstrommessgeräts den erforderlichen Messwert nicht erreicht. Für die Durchführung dieses Versuchs wäre es erforderlich, den GS zu schließen und anschließend den überströmenden Volumenstrom mithilfe einer sensiblen Messmethode, wie beispielsweise der Wasser-Verdrängungsmethode, zu erfassen. In diesem Versuchsaufbau wird daher lediglich die Funktionsprüfung des Überstromverhaltens im Wasserstoffbetrieb der GS untersucht.

Versuchsvorbereitung und Durchführung

Für die Funktionsprüfungen des Überstromverhaltens der Komponenten bei 15 mbar und 100 mbar existieren keine konkreten Vorgaben hinsichtlich des Versuchsaufbaus. Aus diesem Grund wurden die Versuche bei 15 mbar nach dem stationären Prüfaufbau und die Versuche bei 100 mbar nach dem instationären Prüfaufbau

durchgeführt.

Im ersten Schritt wurde der anliegende Volumenstrom durch das Öffnen der Stellventile langsam erhöht, bis der GS geschlossen hat. Nach Abschluss des Versuchs wurde die Versuchstrecke im hinteren Teil über das Magnetventil abgesperrt. Im Rahmen der Untersuchung wurden sämtliche Parameter, darunter Druckveränderungen und Temperatur, dokumentiert. Wird die nachgelagerte Leitungsanlage durch den überströmenden Volumenstrom langsam mit Wasserstoff gefüllt, kommt es zu einem Druckanstieg auf der Ausgangsseite des GS. Unter der Annahme, dass der Ausgangsdruck dem Eingangsdruck vor dem GS entspricht, öffnet sich das Ventil automatisch und gibt die Gasströmung frei. Im Anschluss daran erfolgte die Ermittlung der Zeit, in der die nachgelagerte Leitungsanlage mit Wasserstoff bis zum Erreichen des Druckausgleichs gefüllt wurde, unter Verwendung der aufgenommenen Messwerte.

Aufgrund der Auslegung der GS für den Erdgasbetrieb und der signifikant kleineren Wasserstoffmoleküle ist anzunehmen, dass im Wasserstoffbetrieb durch die Überströmöffnung eine höhere Gasdurchströmung erfolgt als bei den Betriebsweisen mit Luft oder Erdgas.

Versuchsauswertung

Die nachfolgende Abbildung veranschaulicht die erfassten Messdaten, welche im Rahmen der Funktionstests des Überströmverhaltens der Komponente GS 2,5 K PK 1 bei einem Eingangsdruck von **15 mbar** erhoben wurden. Das Diagramm zeigt den gemessenen Eingangsdruck vor dem GS in mbar sowie den Ausgangsdruck direkt hinter dem GS in mbar über die Versuchszeit in s.

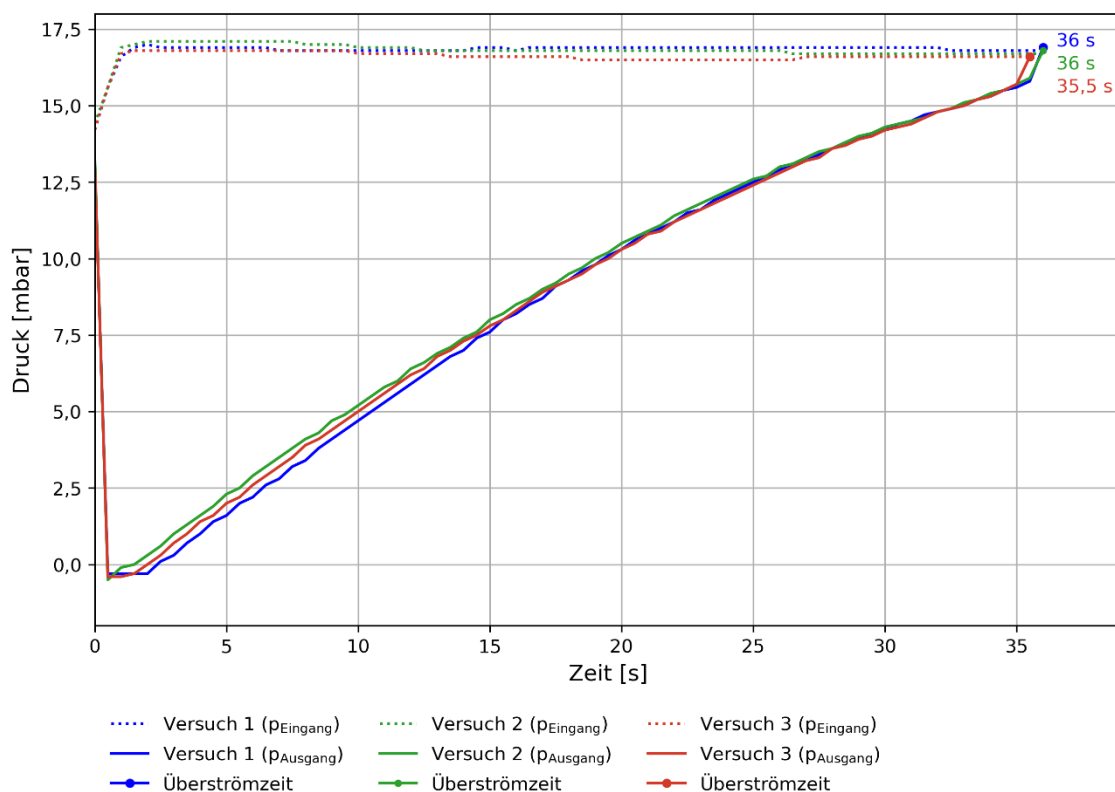


Abbildung 24: Ergebnisse der Funktionstest des Überstromverhaltens bei 15 mbar Eingangsdruck, Komponente: GS 2,5 K PK1

Der jeweilige Eingangsdruck ist über eine gestrichelte Linie im oberen Bereich des Diagramms dargestellt. Es lässt sich ein konstanter Verlauf beobachten, nachdem der GS geschlossen wurde. Das Schließen des Ventils führt zu einem leichten Druckanstieg von 15 mbar, da der Gasvolumenstrom unterbrochen wird und sich folglich ein Druck aufbaut, bis der Eingangsdruckregler reagiert. Die Schließung des GS wird durch den Druckabfall auf 0 mbar deutlich, wie der Graphen des Ausgangsdrucks veranschaulichen. In der Folge kommt es zu

einem kontinuierlichen Druckanstieg bis über 15 mbar. Der Schnittpunkt des Eingangs- und Ausgangsdrucks beschreibt den Druckausgleich zwischen der Eingangs- und Ausgangsseite. Infolge des Druckausgleichs öffnet der getestete GS selbstständig.

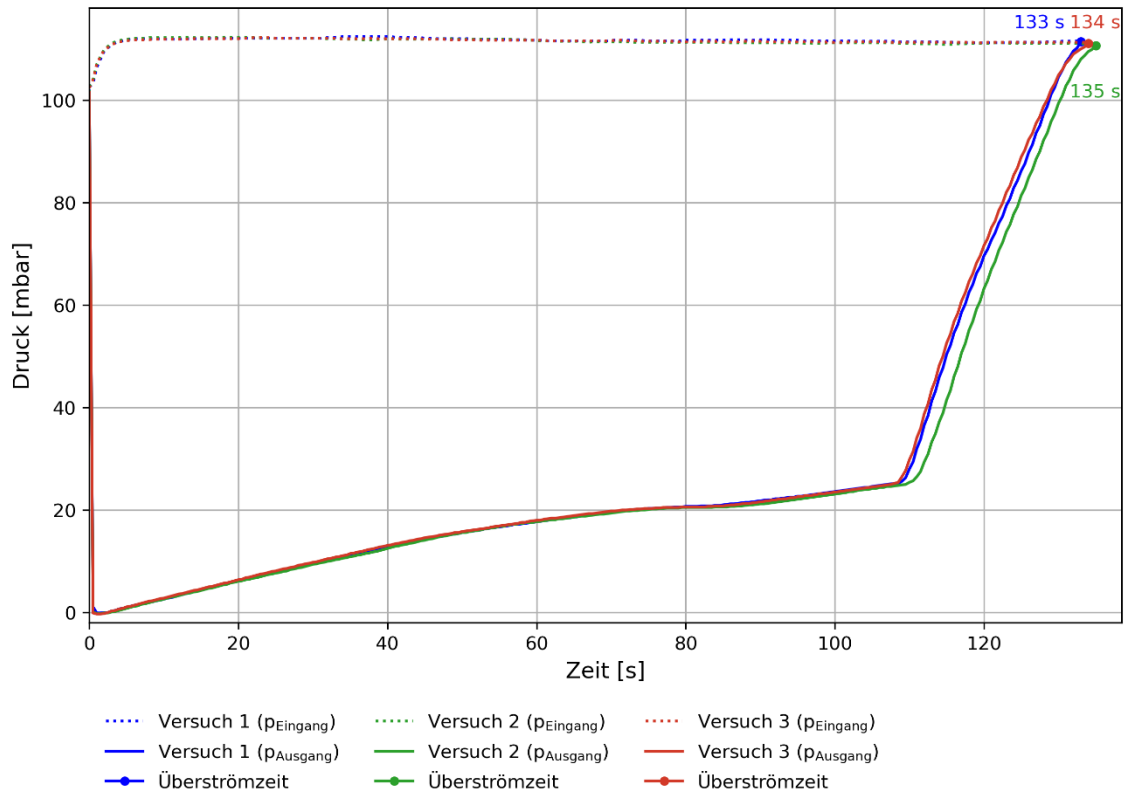


Abbildung 25: Ergebnisse der Funktionstests des Überstromverhalten bei 100 mbar Eingangsdruck, Komponente: GS 2,5 K PK1

In diesem Prozess ist ebenfalls eine leichte Zunahme des Eingangsdrucks über die 100 mbar zu verzeichnen, die durch das Schließen des GS bedingt ist. Der Ausgangsdruck fällt dabei auf 0 mbar ab. Im Anschluss daran steigt der gemessene Wert bei allen Testkomponenten bis zu einem Wert von ca. 25 mbar stetig an und ab diesem Wert deutlich schneller. Die Funktion der Überströmöffnung bei einem Betrieb mit Wasserstoff konnte somit für alle getesteten Komponenten in den Druckbereichen 15 mbar und 100 mbar bestätigt werden.

Aufgrund der Erkenntnisse des stationären Versuchs ist eine sicherheitstechnische Bewertung erforderlich, um festzustellen, ob eine Anpassung der Grenzwerte oder eine bauliche Modifikation der Komponenten notwendig ist. Die bisherigen Untersuchungsergebnisse weisen darauf hin, dass die Gasströmungswächter prinzipiell für den Wasserstoffbetrieb geeignet sind.

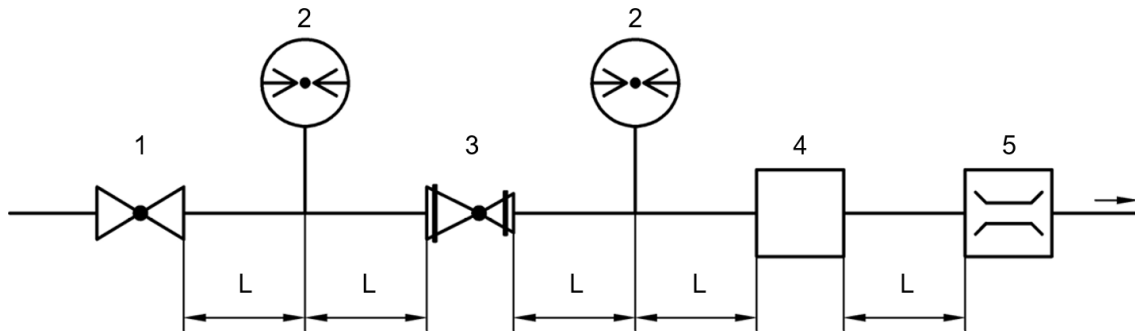
3.7 Gasmangelsicherung

Beteiligte Partner: DBI, MITNETZ GAS

Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurde ein Versuchsstand zur Funktionsprüfung von Gasmangelsicherungen (GMS) konzipiert und konstruiert. Die Planung und Durchführung der Tests erfolgte gemäß der aktuell geltenden Prüfnorm DIN 33822 "Gas-Druckregelgeräte und Sicherheitseinrichtungen der Gasinstallation für Eingangsdrücke bis 5 bar". Diese Komponente dient der selbsttätigen, sicheren Absperrung des Gasflusses, wenn der Druck in der nachgelagerten Gasleitung abfällt oder ein Gasmangel vorliegt. Gemäß DIN 33882

wurde die Funktionsfähigkeit einer integrierten GMS in einem Gasdruckregelgerät unter Wasserstoffbetrieb analysiert. [10]

Für die Versuche wurde ein für Erdgas konzipiertes Gasdruckregelgerät mit einem maximal zulässigen Betriebsdruck (MOP) von 100 mbar ausgewählt. Da Wasserstoff andere physikalische Eigenschaften als Erdgas aufweist, mussten alle relevanten Werte auf den Betrieb mit Wasserstoff umgerechnet werden. Die Inbetriebnahme des Versuchsstands erfolgte unter Zuhilfenahme des Geräts, mit welchem zudem eine Funktionsprüfung der integrierten GMS durchgeführt wurde. Die Abbildung 26 veranschaulicht den Aufbau des Versuchsstands.



- | | | | |
|---|----------------------------|---|----------------------------------|
| 1 | Absperrorgan | 4 | Einstellgerät bzw. Absperrorgan |
| 2 | Druckmessung | 5 | Durchflussmessung |
| 3 | Gasdruckregelgerät mit GMS | L | Abstand zwischen den Komponenten |

Abbildung 26: schematischer Prüfaufbau der Funktionstests von Gasdruckregelgeräten mit Gasmangelsicherung [10]

Zu Beginn der Teststrecke wurde ein Absperrorgan (Komponente 1) eingebaut. Diese Armatur diente der Unterbrechung des Gasflusses in der Teststrecke. Im Rahmen des realen Prüfaufbaus wurde diese Aufgabe durch ein Magnetventil realisiert. Im Anschluss wurde eine Druckmessung installiert (Komponente 2). Ein Sensor übermittelte den Druck an ein digitales Messgerät, womit der Eingangsdruck vor dem Regelgerät erfasst wurde. Der Einbau des Prüflings (Komponente 3) erfolgte hinter der Druckmessung. Gemäß den vorliegenden Erkenntnissen wurde nach dem Druckregelgerät eine weitere Druckmessung installiert. Die Messung des Ausgangsdrucks hinter dem Regelgerät erfolgte mittels dieser Vorrichtung. Nachgelagert zu dieser Ausgangsdruckmessung wurde eine zusätzliche Temperaturmessung des Gases installiert. Gemäß der Prüfnorm werden derartige Messstellen nicht gefordert, jedoch diente die vorliegende Messstelle der Überwachung der Testparameter. Darüber hinaus wurden die erfassten Temperaturmesswerte für spätere Auswertungen aufbereitet.

3.7.1 Funktionstest: Ansprechdruck

Dieser Funktionstest diente der Ermittlung des Ansprechdrucks der GMS, definiert als der Druck, bei dem die GMS schließt. Zu diesem Zweck wurde ein Volumenstrom auf das 0,5-Fache des dem minimalen Eingangsdrucks zugeordneten maximalen Betriebsvolumenstroms eingestellt und über die gesamte Versuchsdauer konstant gehalten. Der Volumenstrom bei Betrieb mit Erdgas beläuft sich auf 8 m³/h, was für Wasserstoff entsprechend umgerechnet wurde. Der für die Wasserstoffzufuhr erforderliche Volumenstrom wurde auf ca. 12,1 m³/h ermittelt. Zur Gewährleistung der Vergleichbarkeit wurden drei Versuche durchgeführt.

Die einzustellenden Drücke wurden basierend auf dem Einstellbereich (unterer Grenzwert) des Druckregelgeräts gewählt. Im Rahmen des Versuchs wurde ein Ausgangsdruck von 18 mbar und ein Eingangsdruck von 22 mbar ($p_u = p_{ds} + 4 \text{ mbar}$) eingestellt. Im Anschluss wurde der Eingangsdruck sukzessive reduziert, bis die

GMS in den geschlossenen Zustand übergang. Der vorliegende Versuch ermöglichte die Ermittlung des Ansprechdrucks der Komponente. Gemäß der Prüfnorm ist dieser Bereich auf 50 % des Sollwerts des Ausgangsdrucks ± 30 % festgelegt. [10] Die im Rahmen der Untersuchung aufgenommenen Druckkurven sind in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

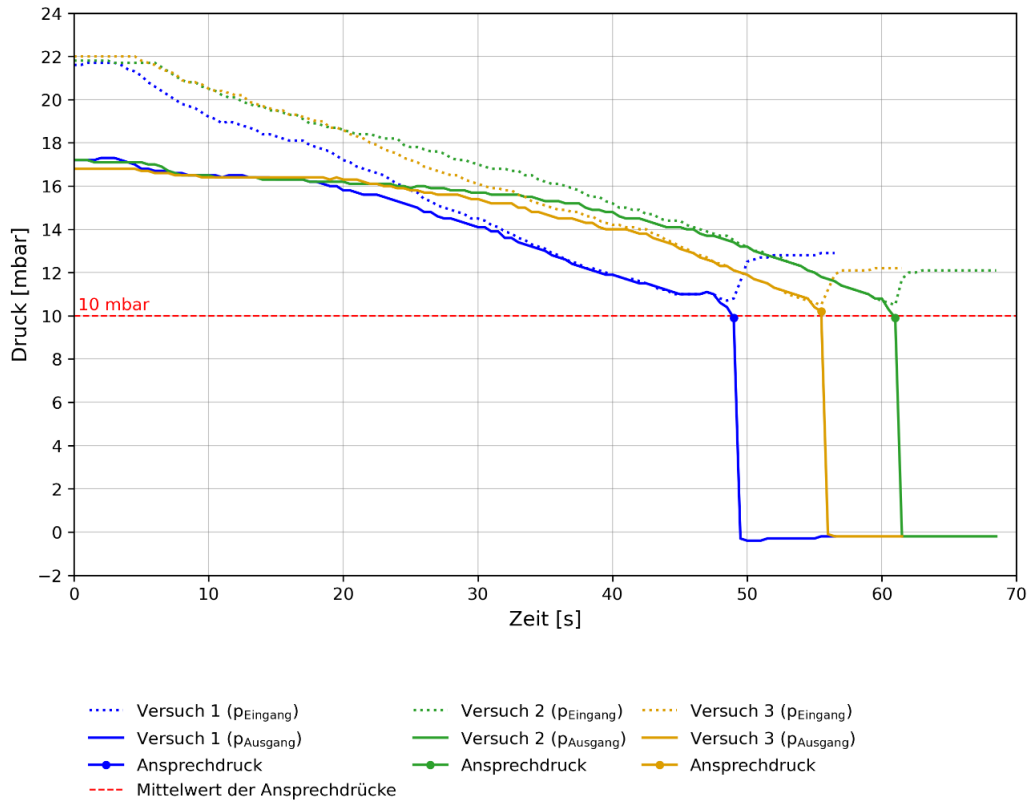


Abbildung 27: Ergebnisse 1. Funktionstest, Komponente GMS PK1

Die Abbildung 27 zeigt ein Diagramm, in dem der gemessene Druck in mbar über die Versuchszeit in s abgetragen wird. Die unterschiedlichen Farben der Graphen kennzeichnen dabei die einzelnen Versuche. Die gestrichelten Graphen veranschaulichen den gemessenen Eingangsdruck vor dem Regelgerät. Der reguläre Graph veranschaulicht den Ausgangsdruck, welcher unmittelbar hinter dem Druckregelgerät gemessen wurde. Die Analyse der Kurvenverläufe in der Abbildung legt nahe, dass der Eingangsdruck zu Beginn der Versuche auf einen Wert von 22 mbar eingestellt war. Der Ausgangsdruck liegt dabei um ca. 4 mbar unter dem Wert von 18 mbar. Durch das kontinuierliche Verringern des Eingangsdrucks wird die GMS zu einem definierten Zeitpunkt zum Schließen gebracht.

Gemäß der Prüfnorm ist dieser Bereich auf 50 % des Sollwerts des Ausgangsdrucks ± 30 % festgelegt. Für das untersuchte Druckregelgerät mit GMS ergab sich somit ein zulässiger Bereich von 6,3 mbar bis 11,7 mbar (siehe Abbildung 28).

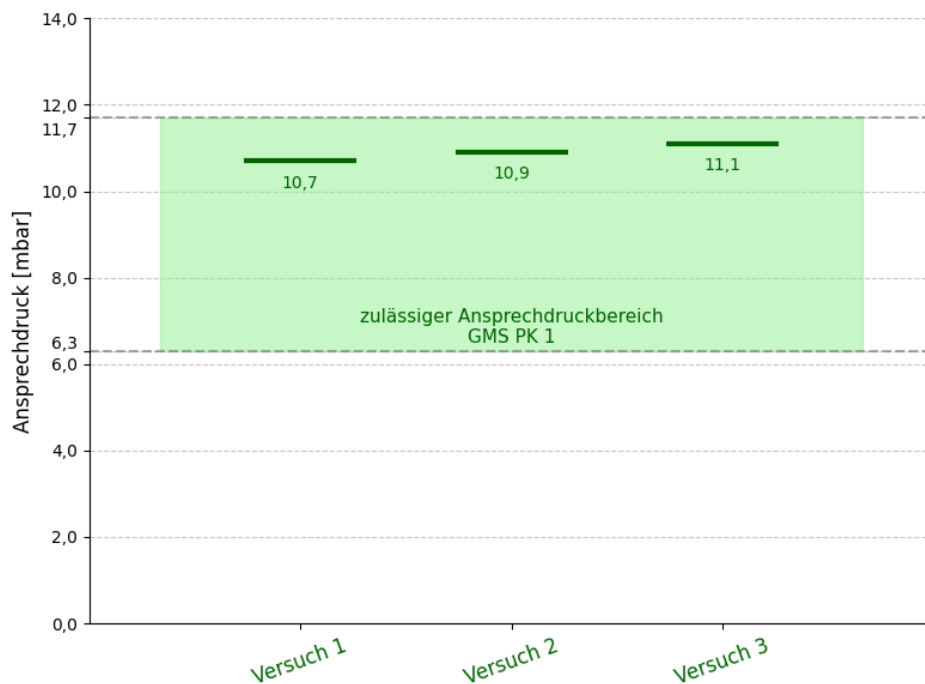


Abbildung 28: Ansprechdrücke der getesteten Gasmangelsicherung

Die grafische Auswertung der aufgenommenen Ansprechdrücke zeigt, dass alle gemessenen Werte innerhalb des zulässigen Bereichs lagen. Die GMS absolvierte den Funktionstest im Wasserstoffbetrieb mit Erfolg.

3.7.2 Funktionstest: Schließstellung

Im Rahmen des vorliegenden Funktionstests erfolgte eine Überprüfung der Schließstellung der GMS. Ziel dieses Tests war es, festzustellen, ob die GMS im geschlossenen Zustand verbleibt, wenn bei maximalen Eingangsdruck vor dem Regelgerät der Ausgangsdruck in der nachgelagerte Leitungsanlage auf den atmosphärischen Druck absinkt. Zu diesem Zweck wurde der Eingangsdruck vor dem Regelgerät reduziert, bis die GMS in den geschlossenen Zustand überging. Im darauffolgenden Schritt erfolgte eine Erhöhung des Eingangsdrucks auf 110 mbar (1,1-fach des maximalen Eingangsdrucks), wobei eine eigenständige Öffnung der GMS zu diesem Zeitpunkt nicht zulässig war. Im Rahmen der Untersuchung wurde die nachgelagerte Leitungsanlage gegen Atmosphärendruck entspannt, um eine Undichtigkeit in der Installation zu simulieren. Insgesamt wurden für diese Funktionstests drei Versuche durchgeführt. [10]

Die grafische Auswertung der Messwerte in Abbildung 29 zeigt, dass die GMS auch bei einer Erhöhung des Eingangsdrucks im geschlossenen Zustand verblieb. Dieser Sachverhalt lässt sich durch die Beobachtung der Druckkurven des Ausgangsdrucks feststellen, welche keinen Anstieg aufweisen. Eine Analyse der Versuche ergibt, dass zu Beginn eine signifikante Steigerung des Eingangsdrucks zu verzeichnen ist. Diese Erkenntnis ist auf die zuvor gesammelten Erfahrungswerte zurückzuführen, welche eine signifikante Erhöhung des ersten Druckbereichs ermöglichten. Die weitere Drucksteigerung erfolgte kontinuierlich bis über die geforderten 110 mbar. Die in Abbildung 29 dargestellte Versuchszeit ist für die Interpretation der Versuche irrelevant. Im Rahmen des Funktionstests wurde festgestellt, dass sich die GMS nicht selbsttätig geöffnet hat.

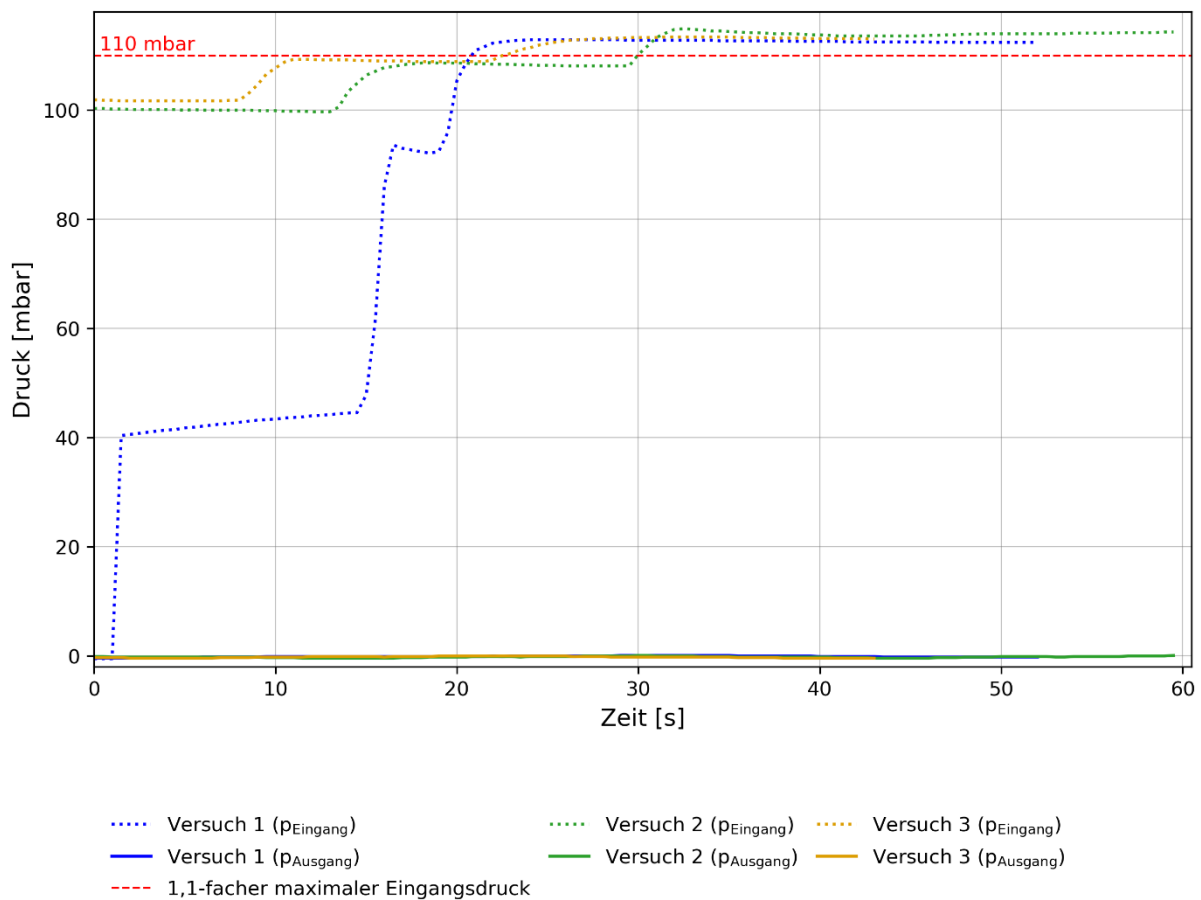


Abbildung 29: Ergebnisse des Funktionstests Schließstellung, Komponente GMS PK1

3.7.3 Funktionstest: Überstromverhalten

Dieser Funktionstest diente in ähnlicher Weise wie die GS-Versuche der Überprüfung der Funktionsfähigkeit des Überströmverhaltens im Wasserstoffbetrieb bei geschlossener GMS. Die Messung des Überströmvolumenstroms erforderte einen größeren Messbereich, als ihn der Industriegaszähler im Versuchsaufbau aufwies. Eine Aufnahme der Messung war daher nicht möglich.

Im ersten Schritt dieses Funktionstests wurde die GMS durch Absenken des Eingangsdrucks zum Schließen gebracht. Im Anschluss an den genannten Vorgang wird gemäß der geltenden Prüfnorm der Eingangsdruck vor dem Regelgerät auf den maximal zulässigen Betriebsdruck eingestellt. Für die Komponente resultierte dies in einem Eingangsdruck von 100 mbar. Gemäß der Prüfnorm wurde hinter dem Druckregelgerät ein Behälter mit einem definierten Volumen von 5 dm³ installiert. Die Befüllung des Behälters mit Gas wurde durch die Überströmöffnung und das Anlegen des maximalen Betriebsdrucks realisiert. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Gegendruck auf der Ausgangsseite zu Beginn der Versuche einen Wert von 5 mbar nicht überschreiten darf. Demnach sollte der nachgelagerte Behälter möglichst gegen atmosphärischen Druck entspannt werden. Das Behältervolumen wurde bei den Versuchen über eine entsprechend dimensionierte Leitungsanlage nachgebildet, welche im entspannten Zustand die Funktion des Behälters erfüllte. Der Druck auf der Ausgangsseite nahm kontinuierlich zu, während die Rohrleitung über die Überströmöffnung befüllt wurde. Sobald der Ausgangsdruck dem Eingangsdruck nahezu entsprach, kam es zu einem Druckausgleich und die GMS öffnete selbstständig.

Die erfassten Messwerte der Komponente GMS PK 1 können im Diagramm in Abbildung 30 eingesehen werden. Das abgebildete Diagramm veranschaulicht den Druck in mbar, der über die Versuchszeit in s gemessen wurde. Die aufgenommene Versuchszeit fungiert in diesem Kontext lediglich als Instrument zur Ermöglichung

eines Vergleichs. Die unterschiedlichen Farben der Graphen kennzeichnen die einzelnen Versuche. Die gestrichelten Graphen repräsentieren die gemessenen Eingangsdrücke, während die regulären Graphen die entsprechenden Ausgangsdrücke abbilden.

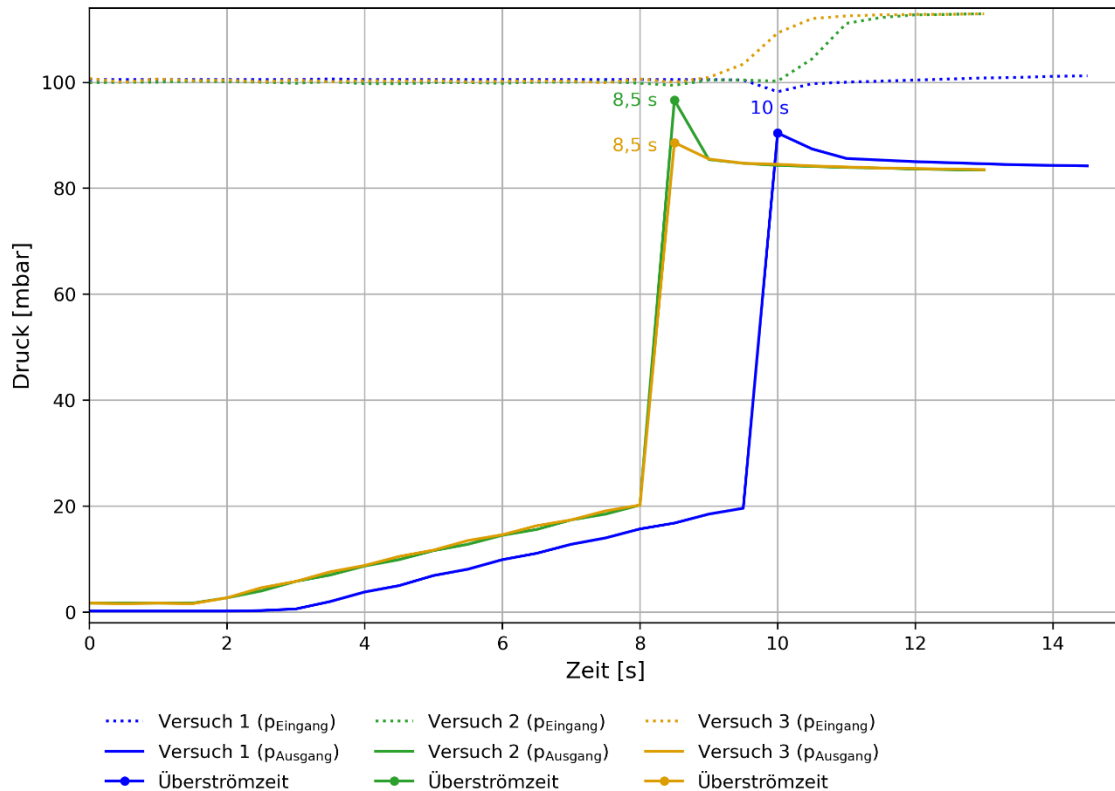


Abbildung 30: Ergebnisse des Funktionstest Überstromverhalten, Komponente GMS PK1

Infolge des Überströmens des Wasserstoffs durch die Überströmöffnung entstand auf der Ausgangsseite ein Gegendruck in der technisch dichten Gasleitung. Diese Entwicklung lässt sich durch eine Analyse des Diagramms, welches die kontinuierliche Zunahme des Ausgangsdrucks veranschaulicht, nachvollziehen. Der Druckanstieg erfolgt dabei kontinuierlich bis zu einem Wert von ca. 20 mbar. Ab diesem Wert ist eine signifikante Zunahme des Ausgangsdrucks bis zum selbstständigen Öffnen der GMS zu verzeichnen. Diese Öffnung ist daran zu erkennen, dass der Kurvenverlauf des Eingangsdrucks vor dem Regler um einige mbar ansteigt. Ab diesem Zeitpunkt fällt der Ausgangsdruk um einige mbar. Die Öffnung der GMS erfolgt erst bei Erreichen eines Druckausgleichs zwischen der Eingangs- und der Ausgangsseite. Die Überstromzeiten betragen bei den durchgeführten Versuchen jeweils nur wenige Sekunden.

Aufgrund der eigenständigen Öffnung der GMS des Druckregelgeräts bei einer technisch dichten Leitungsanlage konnte die Funktionsfähigkeit der Überströmöffnung während des Betriebs mit Wasserstoff nachgewiesen werden. Dieser Funktionstest ergab, dass die GMS in der Schließstellung verbleibt, sollte die nachgelagerte Leitung eine Leckage aufweisen. Für eine fundierte Beurteilung ist jedoch eine exakte Messung des Überströmvolumenstroms erforderlich.

Das zentrale Resultat dieser Versuche besteht darin, dass ein funktionsfähiger Versuchsstand zur Prüfung von GMS unter realen Bedingungen mit Wasserstoff aufgebaut wurde. Des Weiteren erfüllte der getestete Druckregler mit integrierter GMS alle durchgeführten Funktionstests im Wasserstoffbetrieb erfolgreich. Die Ergebnisse dieser Untersuchung deuten darauf hin, dass die geprüfte GMS auch unter Wasserstoffbetrieb ihre Schutzfunktion tendenziell zuverlässig erfüllt.

3.8 Rohrleitungsmaterialien

Beteiligte Partner: DBI, MITNETZ GAS

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wurde der Einfluss von gasförmigem H₂ auf die Langzeiteigenschaften bzw. den Widerstand gegenüber langsamem Risswachstum evaluiert. Zu diesem Zweck wurden Polyethylenrohre über lange Zeiträume exponiert. Für die Untersuchung wurden Proben aus Rohren nach dem Betrieb mit Wasserstoff entnommen und durch die Montanuniversität Leoben (Lehrstuhl für Werkstoffkunde und Prüfung der Kunststoffe) und die Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (BAM) analysiert.

Verwendete Materialien und Rohre

Die in der Untersuchung befindlichen Rohrproben aus Polyethylen wurden aus verschiedenen Strängen des Wasserstoffverteilnetzes entnommen, wie in Abbildung 31 dargestellt. Die Rohrstücke wurden kontinuierlich mit reinem Wasserstoff und bei einem Innendruck von maximal 9 bar durchströmt. Im vorliegenden Kontext wurde seitens der Universität Leoben eine Nullprobe sowie ein Rohrstück nach 2 und 5 Jahren Dauerbetrieb aus dem Strang Grabenverlegung DN110 PE 100-RC, SDR11 untersucht. Die BAM analysierte gequetschte und nicht gequetschte Rohrproben aus den Materialien PE 100-RC, PE-Xa und PE-Xa mit EVOH-Schutzschicht der Dimension DN110, SDR11 und einem Dauerbetrieb von 2 und 3 Jahren.

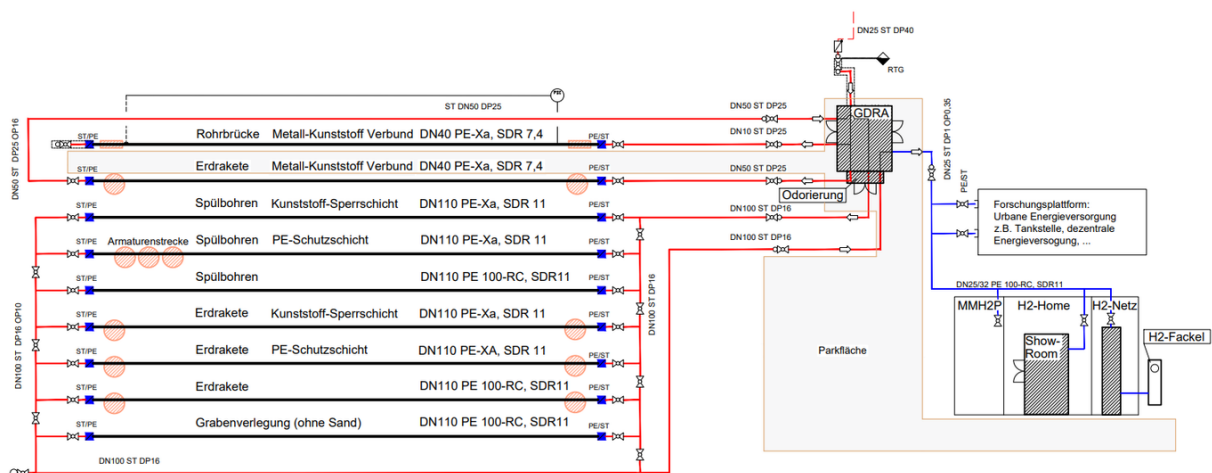


Abbildung 31: Rohrschema Wasserstoff-Testinfrastruktur in Bitterfeld Wolfen

Untersuchung und Ergebnisse der Uni Leoben [11]

In einem ersten Schritt wurden die aus dem Verteilnetz entnommenen Rohre hinsichtlich potenzieller chemischer Alterungshinweise untersucht. Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wurden die Molmassenverteilung der Proben, die rheologischen Einflüsse sowie die Konzentration der Stabilisatoren einer eingehenden Analyse unterzogen. Diese Analysen fanden am Ende der Expositionsdauer von 5 Jahren für alle Proben zeitgleich statt.

Da die mechanischen Eigenschaften (sowohl Kurz- als auch Langzeit) von Polyethylen primär von der Molmassenverteilung (MWD) abhängen, wurden die Materialien hinsichtlich potenzieller Änderungen dahingehend mittels Gel-Permeation-Chromatographie (GPC) untersucht. Die Tests wurden auf einem Polymer Charakterisierungs-Gerät mit einem Multidetektor durchgeführt. Ziel war es potenzielle Unterschiede im Material durch Verschiebung des Cross-Over Points (Schnittpunkt von G' und G'') festzustellen.

Wie in Abbildung 32 zu sehen, konnten keine Unterschiede in den Kurven in Abhängigkeit der Expositions-dauer gegenüber gasförmigem Wasserstoff bei knapp 9 bar Betriebsdruck festgestellt werden. Daraus kann abgeleitet werden, dass es innerhalb der 5 Jahre zu keinerlei chemischer Änderung des Materials durch den Kontakt mit gasförmigem Wasserstoff gekommen ist.

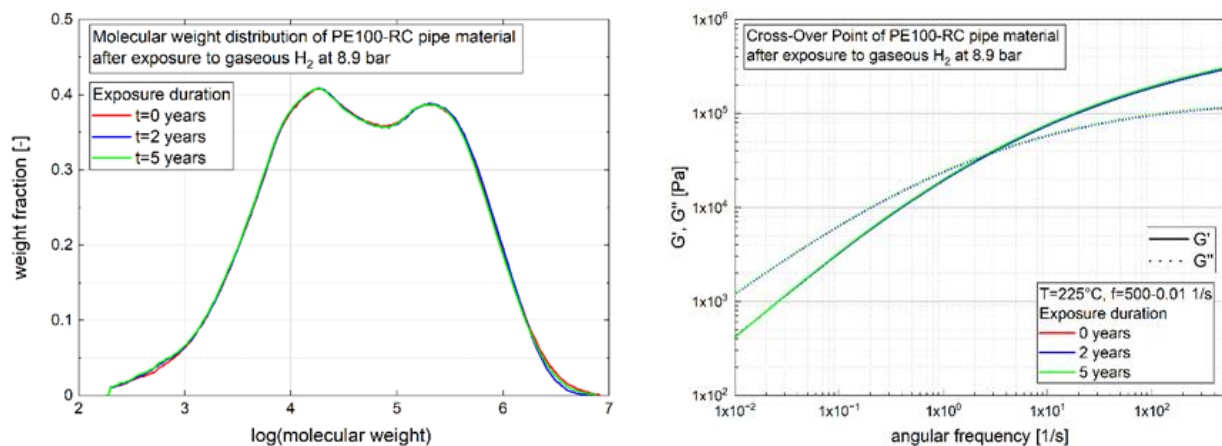


Abbildung 32: Molmassenverteilung der untersuchten Materialien nach 0, 2 und 5 Jahren H₂-Exposition [11, S.15]

Zur weiteren Analyse möglicher beschleunigter Abbaureaktionen durch den Kontakt mit Wasserstoff wurden zusätzlich die Stabilisator-Konzentrationen in den exponierten Rohren untersucht. Dazu wurden die vorhandenen Stabilisatorkonzentrationen in den Rohren nach 0, 2 und 5 Jahren Kontakt mit H₂ mittels Hochleistungsflüssigkeitschromatographie (HPLC) untersucht. Die Ergebnisse der HPLC-Untersuchungen sind nachfolgend in Abbildung 33 dargestellt. Es wurden je Expositionsdauer zwei komplette Analysedurchläufe durchgeführt. Die vorhandene Stabilisatorkonzentrationen werden in ppm angegeben. Wie nachfolgend zu sehen ist, konnten bei den Untersuchungen kein Abfall der Stabilisatorenkonzentration festgestellt werden, was auf einen beschleunigten Verbrauch der Stabilisatoren durch den Kontakt mit Wasserstoff hinweisen würde.

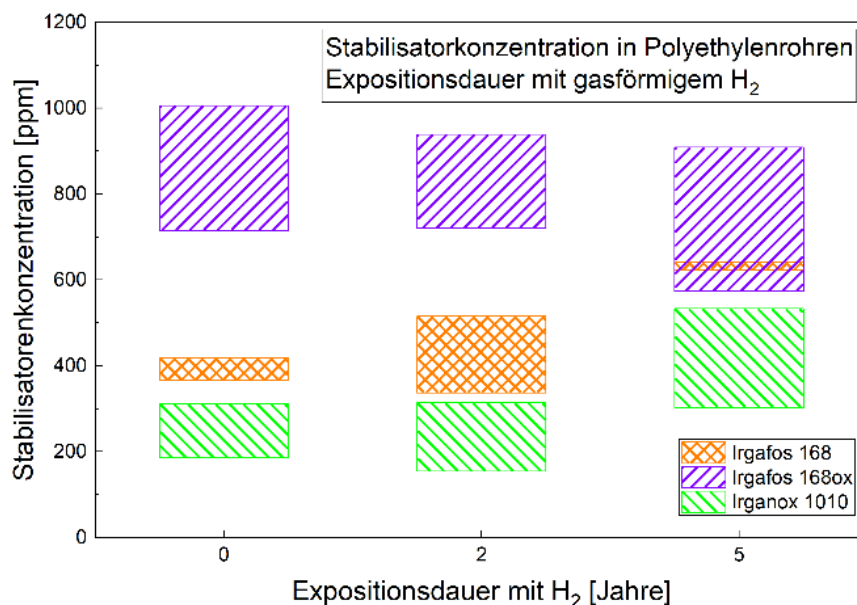


Abbildung 33: Ergebnisse der Stabilisatorkonzentrationsuntersuchung mittels HPLC nach t=0; 2 und 5 Jahren Expositionsdauer mit gasförmigem Wasserstoff [11, S.16]

Druckrohre aus PE, insbesondere aus den Werkstoffklassen PE80 und PE100, werden weltweit in Gas- und Wasserversorgungssystemen eingesetzt. Ihre Lebensdauer hängt maßgeblich von der Beständigkeit des Materials gegenüber langsamem Risswachstum (Slow Crack Growth, SCG), der durch lokale Spannungen, Kerben oder Materialunregelmäßigkeiten ausgelöst wird. Da die tatsächliche Lebensdauer solcher Rohre im Feld mehrere Jahrzehnte beträgt, sind beschleunigte Prüfmethoden notwendig, um die Langzeitbeständigkeit im Labor zu bewerten.

Aus den Rohren wurden Cracked Round BAR (CRB)-Prüfkörper mit einem Durchmesser von 9,6 mm aus den 10 mm dicken Rohrwänden entnommen. Der resultierende Durchmesser war damit geringfügig kleiner als laut ISO 18489:2015 zugelassen (min. 10 mm). Durch die Analyse der zyklischen Rissänderung, kann wie im Anhang von ISO 18489:2015 dargestellt die Versagenskurve in Zyklen bis zur Rissinitiierung und Zyklen des Risswachstums unterteilt werden. Die Ergebnisse der zyklischen CRB-Versuche sind nachfolgend in Abbildung 34 dargestellt.

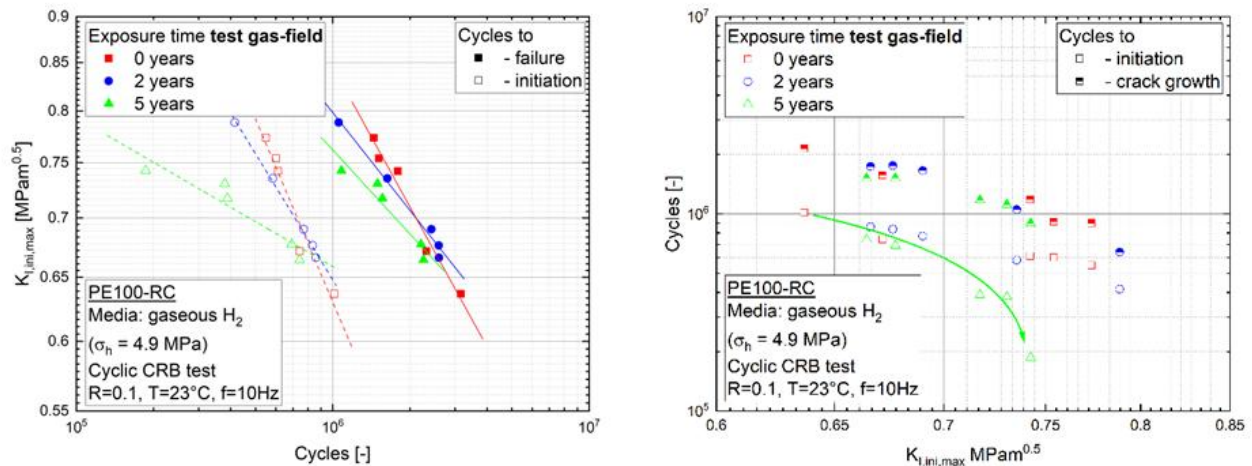


Abbildung 34: Ergebnisse der zyklischen CRB-Versuche an Proben aus den Rohren nach einer Exposition mit gasförmigem H₂ für t=0; 2 und 5 Jahre bei 8,89 bar Innendruck [11, S.17]

Im linken Graph wurden die Zyklen bis zur Initiierung eines wachsenden Risses (hohle Symbole) und die Dauer bis zum gesamten Versagen des Prüfkörpers (volle Symbole) als Funktion der aufgetragenen Belastung dargestellt. Zu sehen sind Veränderungen sowohl in der Gesamtlebensdauer als auch der Zeit bis zur Initiierung eines Risses. Zur genaueren Untersuchung wurden im rechten Graphen die Initiierungs- und Wachstumsphasen genauer angesehen. Während ein klarer Einfluss auf die Dauer bis zur Initiierung erkennbar ist, v.a. für die Rohre mit 5 Jahre Expositionsdauer, ist kein Einfluss auf die Risswachstumsphase selbst erkennbar. Dies lässt darauf schließen, dass die Exposition gegenüber Wasserstoff keine bleibende Veränderung im Material, die einen Einfluss auf den Widerstand gegenüber Risswachstum hat, entsteht.

In Kombination mit den chemischen Analysen, die keine bleibende Veränderung im Material erkennen lassen, deutet dies darauf hin, dass die Veränderung der Zeit bis zur Rissinitiierung nicht auf den Kontakt mit Wasserstoff, sondern primär auf den anliegenden Innendruck zurückzuführen ist.

Untersuchungen und Ergebnisse BAM [12]

Im Rahmen der Analyse wurden sowohl gequetschte als auch nicht gequetschte Proben der Materialien PE 100-RC, PE-Xa und PE-Xa mit EVOH-Schutzschicht der Dimension DN110, SDR11 und einem Dauerbetrieb von 2 und 3 Jahren untersucht. Die BAM hat in diesem Zusammenhang folgende Untersuchungen durchgeführt:

- Zugversuche aus der Wandmitte (Normdicke) – Bestimmung mechanische Kennwerte wie Zugfestigkeit und Zug-E-Modul
- Zugversuche an Rohrsegmenten (inkl. Liner)
- Full Notched Creep Test (FNCT) – Bewertung des Widerstands gegenüber langsamen Risswachstum

Abbildung 35 zeigt die Entnahmebereiche der Proben im Rohrquerschnitt.

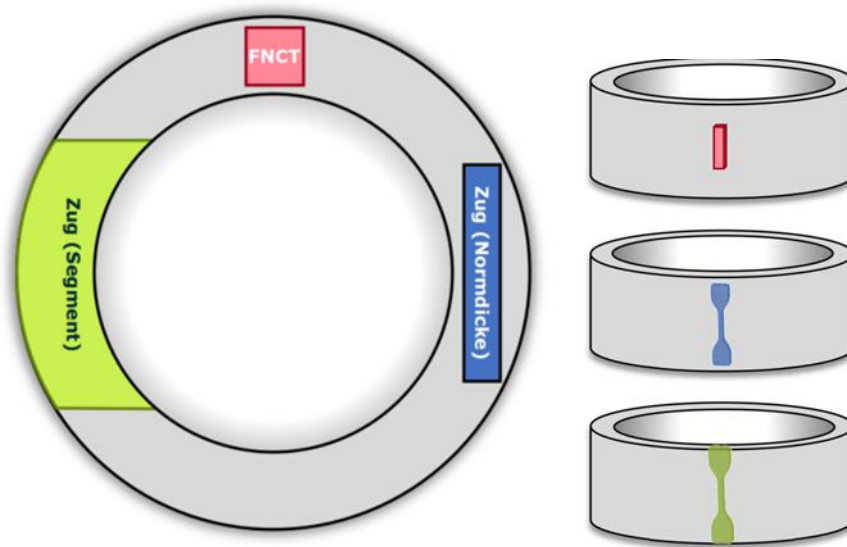


Abbildung 35: Entnahmestellen der Proben im Rohrquerschnitt [12]

Im Anschluss an eine zweijährige Exposition der Rohre gegenüber gasförmigem Wasserstoff ergaben die mechanischen Prüfungen materialabhängige Veränderungen. Die Bewertung erfolgte anhand der Überlappung der Standardabweichung. Die Ergebnisse für die Zugfestigkeit und das Zug-E-Modul sind in Abbildung 36 dargestellt. Die Materialzustände werden wie folgt klassifiziert: Die Proben wurden in den Zuständen "Neuzustand (Normdicke)", "Wasserstoffbelastet (Normdicke)" sowie "Neuzustand (Rohrsegment)" und "Wasserstoffbelastet (Rohrsegment)" analysiert.

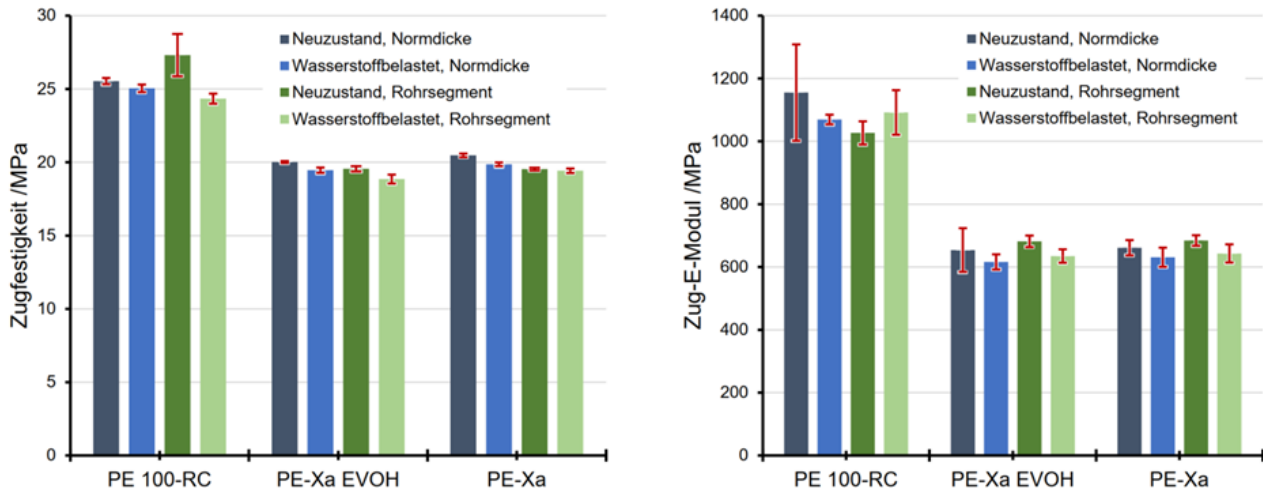


Abbildung 36: Ergebnisse der Zugfestigkeit und des Zug-E-Moduls für die unterschiedlichen Materialien [12]

Die Untersuchung der drei Polyethylen-Werkstoffe nach zweijähriger Exposition mit Wasserstoff ergab materialabhängige, jedoch insgesamt geringe Veränderungen der mechanischen Eigenschaften.

Für die **PE 100-RC Proben** wurde eine Reduktion der Zugfestigkeit um etwa sechs Prozent festgestellt, während der Zug-E-Modul unverändert blieb und innerhalb der statistischen Schwankungsbreite lag. Diese Beobachtung legt nahe, dass die Wasserstoffexposition zwar eine minimale Beeinträchtigung der maximalen Tragfähigkeit verursacht, jedoch keinen Einfluss auf die Steifigkeit des Materials ausübt. Das elastische Verhalten von PE 100-RC bleibt somit weitgehend stabil, obwohl das Versagen unter hoher Zugbeanspruchung geringfügig früher einsetzt.

Die Zugfestigkeit des Werkstoffs **PE-Xa EVOH** erfuhr eine Abnahme von rund drei Prozent, wenn auch in geringerem Ausmaß. Im Gegensatz zu PE 100-RC wies dieser Werkstoff jedoch eine Reduktion des Zug-E-

Moduls um etwa sechs Prozent auf. Diese Ergebnisse weisen auf eine leichte Beeinflussung sowohl der Festigkeit als auch der Steifigkeit hin, was möglicherweise auf lokale Gefügeveränderungen oder eine geringgradige strukturelle Relaxation infolge der Wasserstoffexposition zurückzuführen ist.

Für die Rohrproben aus dem Material **PE-Xa** hingegen lagen sowohl die Verringerung der Zugfestigkeit (ca. zwei Prozent) als auch die des Zug-E-Moduls (ca. fünf Prozent) innerhalb der Standardabweichung und sind daher nicht signifikant. Dies bedeutet, dass die gemessenen Unterschiede zwischen exponierten und nicht exponierten Proben statistisch nicht eindeutig Wasserstoffeinflüssen zuzuschreiben sind. Der Werkstoff weist somit eine hohe Resistenz gegenüber Wasserstoff auf, ohne dass eine messbare strukturelle oder mechanische Degradation zu verzeichnen ist.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass alle drei untersuchten Materialien nur geringe Veränderungen nach zweijähriger Wasserstoffexposition aufweisen. PE 100-RC weist insbesondere eine reduzierte Zugfestigkeit auf, während PE-Xa EVOH leichte Einbußen sowohl in der Festigkeit als auch in der Steifigkeit erfährt. PE-Xa hingegen bleibt weitgehend unbeeinträchtigt. Die Ergebnisse zeigen eine Beständigkeit der Polyethylenwerkstoffe gegenüber gasförmigem Wasserstoff, wobei die Ausprägung potenzieller Veränderungen material- und strukturabhängig ist.

3.9 Verträglichkeit und Dichtheit (Absperntechnologien)

Beteiligte Partner: MITNETZ GAS, DBI

Ein zentraler Forschungsschwerpunkt war die Überprüfung von temporären Absperrverfahren, wie der Schleusensperr-Technologie (Schleusensperrverfahren) und dem Abquetschen unter realen Bedingungen an Stahl- und Kunststoffrohrleitungen. In Erdgasinfrastrukturen finden diese Absperrverfahren zum Beispiel Anwendung bei Netzerweiterungsmaßnahmen, Reparaturarbeiten oder zur Unterbrechung des Gasflusses im Havariefall. Das Ziel dieser Feldversuche war die Ermittlung der Eignung dieser Absperrverfahren für Wasserstoffinfrastrukturen. Darüber hinaus wurde eine Überprüfung der bestehenden Normen und Regelwerke hinsichtlich ihrer Anwendbarkeit im Kontext Wasserstoff vorgenommen (vgl. dazu DVGW-Arbeitsblatt G 452-2 [13] und DGUV-Information 203-090 [14]). Das Schleusensperrverfahren wurde an einem eigens für diesen Test neu errichteten Versuchsstand untersucht. Ziel war die Identifizierung potenzieller Schwachstellen in der Anwendung sowie die Ableitung notwendiger Anpassungsmaßnahmen.

3.9.1 Schleusensperrverfahren

Das Schleusensperrverfahren beschreibt eine Technologie, die dazu dient, das Anbohren und Absperren von Stahl- und Kunststoffrohrleitungen zu ermöglichen. Im ersten Schritt erfolgt das Anbohren der Rohrleitung mit einer sicherheitstechnischen Vorrichtung, auch Schleusensperrvorrichtung genannt. Im Anschluss wird die Rohrleitung mit einer entsprechenden Vorrichtung abgesperrt. Mittels eines vertikal in die Leitung geführten Presskolbens wird der Gasfluss in der Leitung vorübergehend unterbrochen. Der schematische Aufbau einer Schleusensperrvorrichtung ist in Abbildung 37 dargestellt. Die beschriebene Methode weist eine Ähnlichkeit hinsichtlich Konstruktion und Funktionsweise mit der Stopple-Technologie auf. [15]

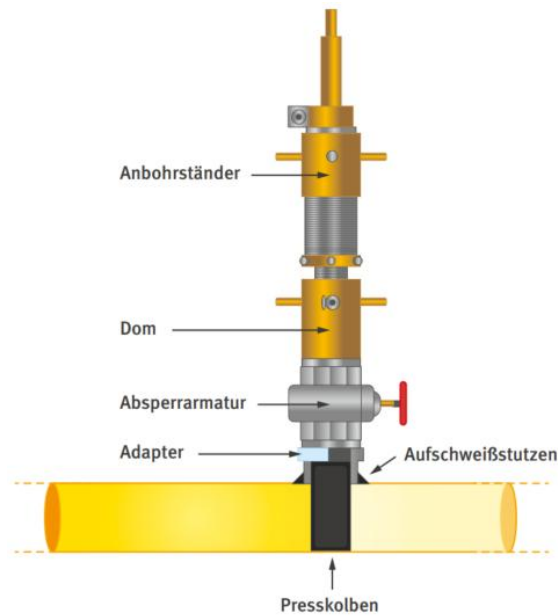


Abbildung 37: schematischer Aufbau einer Schleusensperrvorrichtung [14, S. 43]

Im Rahmen der Untersuchung der Absperrtechnik wurde der vorhandene Komponentenversuchstand zur Erprobung des Schleusensperrverfahrens durch einen speziell entwickelten Versuchsaufbau erweitert, wie in Abbildung 38 dargestellt. Der Aufbau orientiert sich an einem klassischen Gashaushaltsanschluss. Dieser besteht aus einer Anschlussleitung sowie einer Hauseinführungskomponente mit Hauptabsperreinrichtung (Kugelhahn). Der Versuch zielte auf die Veranschaulichung des Absperrrens einer Hausanschlussleitung ab, beispielsweise im Kontext von Wartungsarbeiten. Die vorliegenden Versuche zur Absperrung wurden an einem Kunststoffleitungsabschnitt (rechte Seite) aus dem Material PE 100-RC mit der Dimension DN 50 (63 x 5,8 mm) sowie an einem Stahlleitungsabschnitt (linke Seite) ebenfalls der Dimension DN 50 durchgeführt.



Abbildung 38: Versuchsstand zum Schleusensperrverfahren und Komponentenversuchsstand

An beiden Rohrleitungsabschnitten wurde jeweils ein Stutzen (S) zum Anbohren und Absperrn der Leitung aufgeschweißt. Es ist darauf hinzuweisen, dass der Versuchsstand nicht unmittelbar an das Wasserstoffnetz

angeschlossen war. Die Zufuhr des erforderlichen Wasserstoffs erfolgte mittels einer Schlauchleitung vom KVS. Die Integration der Kunststoffrohrleitung in das System erfolgte mit einem Stahl/PE-Flansch sowie einer Kunststoffmuffe, welche in der schematischen Abbildung 39 blau dargestellt ist. Die Fixierung des Anbohrstutzens (S2) auf der betreffenden Leitung wurde mittels einer Schweißverbindung sowie einer Kunststoffschelle der Firma Georg Fischer realisiert. Der Abschnitt für die Stahlleitung wurde mit einem Stahlflansch sowie einem Stahl/PE-Übergang (Verbindungsstück) an die Hauseinführungskomponente angeschlossen.

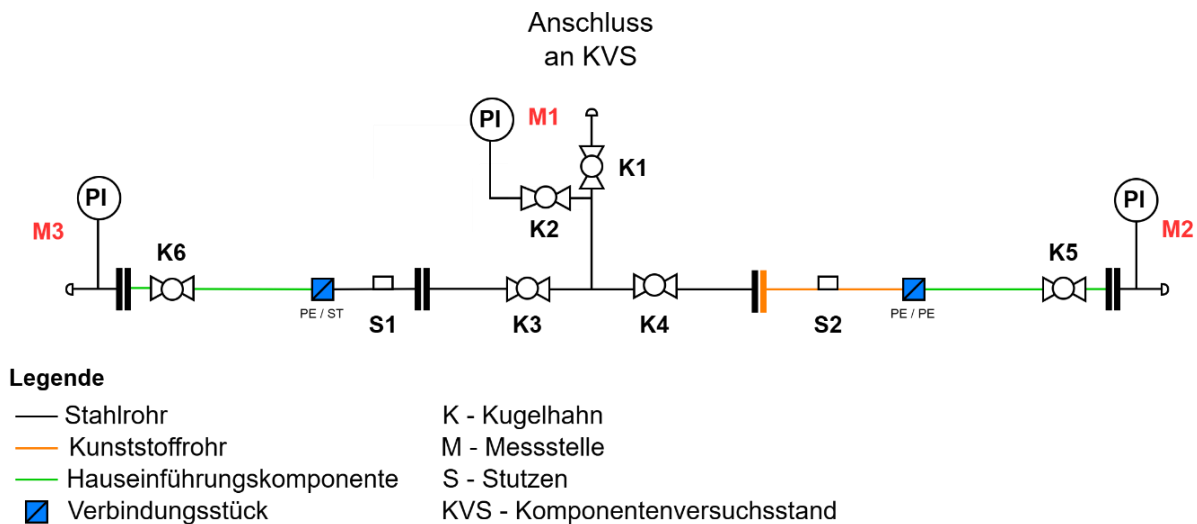


Abbildung 39: schematischer Aufbau Versuchsstand für das Schleusensperrverfahren

Zur Absperrung und Umleitung des Gases wurden insgesamt sechs Kugelhähne (K) installiert, wobei die Kugelhähne K5 und K6 als Hauptabsperrarmaturen für die Einführungskomponente fungierten. Die Kugelhähne K1 bis K4, die sich zentral zwischen den Flanschen befinden, sind durch Rohre miteinander verbunden und dienen der Steuerung der Gasströme.

Versuchsbedingungen und Durchführung

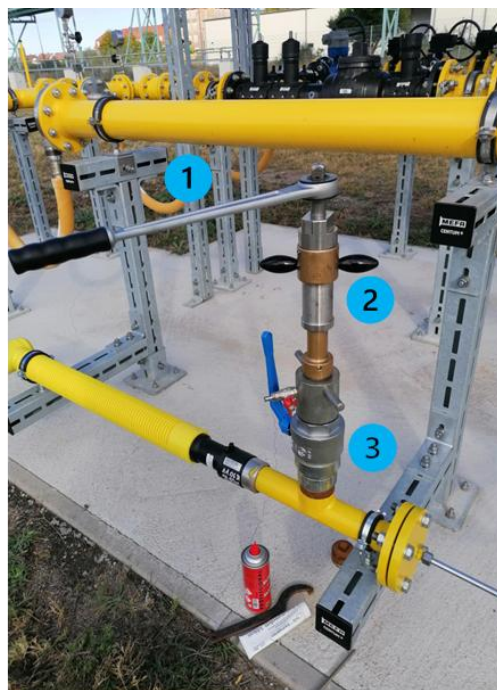
Die Versuche zur Absperrung wurden in Kooperation mit einem Hersteller von Absperrsystemen, der Firma Hütz & Baumgarten, durchgeführt. Das zur Schleusensperrvorrichtung umbaubare Anbohrgerät wurde seitens des Unternehmens zur Verfügung gestellt und die Versuche wurden von diesem begleitet. Die Tests erfolgten bei Drücken von 23 mbar (unterer Niederdruck), 700 mbar (oberer Mitteldruck), 2 bar und 5 bar (Maximaldruck, Herstellerangabe bis 4 bar). [15] Für jeden Versuch wurden drei Messungen mit einer Dauer von jeweils fünf Minuten durchgeführt. Bei größeren Leckagen wurde die Zeit bis zum Auffangen von 10 ml Wasser im Messzylinder quantifiziert. Die Untersuchung wurde an zwei Tagen mit konstanten Außentemperaturen im Bereich von 10 °C bis 13 °C durchgeführt.

Im ersten Schritt erfolgte die manuelle Anbohrung der beiden Rohrleitungen unter Druck. Zu diesem Zweck wurde ein in der Praxis zum gasfreien Anbohren konzipiertes Gerät mit Fräser auf den jeweiligen Anbohrstutzen montiert. Der Anbohrvorgang erstreckte sich über einen Zeitraum von ca. 45 Sekunden an der Kunststoffrohrleitung und von ca. 10 Minuten an der Stahlrohrleitung. Die im Zuge der Bearbeitung an der Kunststoffrohrleitung entstehenden Späne wurden vollständig vom Fräser aufgefangen und gelangten nicht in die Rohrleitung. In der Stahlleitung wurden Metallspäne festgestellt, die mittels einer Magnetstange über das Schleusensystem beseitigt wurden. Die Magnetstange wurde bis zum Rohrgrund vorgeschoben, sodass die Späne durch die Bewegung gesammelt und anschließend entfernt wurden. Nach Abschluss eines jeden Durchgangs wurde der Kugelhahn vom Schleusensystem geschlossen, der Druck abgelassen und der Magnet gereinigt. Dieser Prozess wurde fünfmal wiederholt, bis sich keine Späne mehr in der Rohrleitung befanden. Die Abbildung 40 zeigt die entstandenen Späne. Dieser Prozess ist von entscheidender Bedeutung, da die Rohrleitung frei von Verunreinigungen sein muss, um eine dichte und sichere Absperrung zu gewährleisten. Darüber hinaus besteht die Gefahr, dass die vorhandenen Späne den Presskolben beschädigen.



Abbildung 40: Metallspäne in der Rohrleitung und entfernte Späne

Gemäß dem aktuellen Stand der Technik wird beim Schleusensperrverfahren eine gasdichte Absperrung der Rohrleitung durch einen Presskolben aus Gummi angestrebt. Zu diesem Zweck wurde das zuvor genutzte Anbohrgerät eingesetzt, um den Kolben senkrecht durch die Schleuse in die Leitung zu drücken, bis der Gasfluss unterbrochen war. Der Prozess der Absperrung wurde durch das manuelle Vorschieben des Presskolbens in die Rohrleitung und das anschließende Festziehen mit der sogenannten "Handknarre" (1) realisiert. Die Abbildung 41 veranschaulicht die montierte Schleusensperrvorrichtung auf der Stahlleitung. Um elektrostatische Aufladungen zu vermeiden, wurde der Aufbau an der Kunststoffrohrleitung zusätzlich geerdet. Nach erfolgter Sperrung wurden der Anbohrdom demontiert und die Stutzen mittels eines Stopfens verschlossen.



(1) Handknarre (2) Anbohrdom (3) Kugelhahn

Abbildung 41: Absperrung der Stahlleitung mittels Schleusensperrvorrichtung

Die Messung der Schleichgasmenge erfolgte analog zur inneren Dichtheitsprüfung der Absperrkomponenten (Kapitel 3.2 Komponentenuntersuchungen) mittels zeitabhängiger Wasserverdrängung aus einem Glaskörper. Die Messvorrichtung wurde mit einem Schlauch an die Messtelle M2 an dem Kunststoffleitungsabschnitt bzw. an die Messtelle M3 am Stahlleitungsabschnitt angeschlossen. Die Eingangsseite stand dabei unter Druck,

während die Ausgangsseite (hinter der Absperrung) auf Atmosphärendruck entspannt war. Für die Berechnung der Schleichgasmenge unter Normbedingungen wurden der Gasdruck und die Gastemperatur erfasst. Darüber hinaus wurde der durch die äußeren Bedingungen des Feldtests nicht zu vermeidende Temperatureinfluss auf die Leckage bestimmt und berücksichtigt.

Eine temporär sichere Absperrung wird erreicht, wenn der in der DGUV Information 203-090 festgelegte Grenzwert für die maximale Schleichgasmenge (Erdgas) im Arbeitsbereich von 30 l/h ($\pm 0,5 \text{ dm}^3/\text{min}$) nicht überschritten wird. Um bei Arbeiten an Wasserstoffnetzen Gefährdungen zu vermeiden, empfiehlt die DGUV aktuell, diese im gasfreien Zustand auszuführen. Gemäß den vorliegenden Untersuchungen wird dieser Zustand erreicht, wenn die Wasserstoffkonzentration während der Arbeiten unter 50 % der unteren Explosionsgrenze des Gases liegt. Darüber hinaus ist eine messtechnische Überwachung des Arbeitsbereiches erforderlich. [14]

Versuchsauswertung

Das in Abbildung 42 dargestellte Diagramm veranschaulicht die Resultate des Verfahrens für beide Rohrleitungsmaterialien und stellt die Abhängigkeit der Schleichgasmenge vom Druck dar. Der Verlauf der Leckage für das Schleusensperrverfahren am Kunststoffrohr (orange) weist eine nahezu konstante Verteilung auf, wobei die Messwerte im Bereich von $4 \cdot 10^{-4} \text{ dm}^3/\text{min}$ und $2,1 \cdot 10^{-3} \text{ dm}^3/\text{min}$ liegen. Eine mögliche Erklärung für die tendenziell sinkende Schleichgasmenge (Kunststoffrohr) könnte der zunehmende Leitungsdruck sein, der den Presskolben stärker an die Rohrrinnenwand drückt und demzufolge die Rohrleitung dichter absperrt. Die Schleichgasmenge für das Verfahren am Stahlrohr (lila) ist bis zu einem Druck von 2 bar konstant und liegt im Bereich von $1,4 \cdot 10^{-3}$ bis $2,0 \cdot 10^{-3} \text{ dm}^3/\text{min}$. Es konnte festgestellt werden, dass mit zunehmendem Druck bis zu einem Wert von 5 bar die Schleichgasmenge signifikant ansteigt und Werte von $2,9 \cdot 10^{-3} \text{ dm}^3/\text{min}$ (niedrigste Leckage) bis $5,9 \cdot 10^{-3} \text{ dm}^3/\text{min}$ (höchster Wert) erreicht. Die ermittelten Werte für die Schleichgasmenge liegen signifikant unter dem für Erdgas definierten Grenzwert von $0,5 \text{ dm}^3/\text{min}$ und sind so gering, dass sich im nachgelagerten Arbeitsbereich grundsätzlich keine explosionsfähige Atmosphäre bilden kann. Die Ergebnisse der Untersuchung zeigen, dass das Schleusensperrverfahren für Stahl- und Kunststoffrohrleitungen in der Dimension DN 50 sowie für Leitungsdrücke bis 5 bar (nach Herstellerangaben bis 4 bar) für die Wasserstoffanwendung geeignet ist.

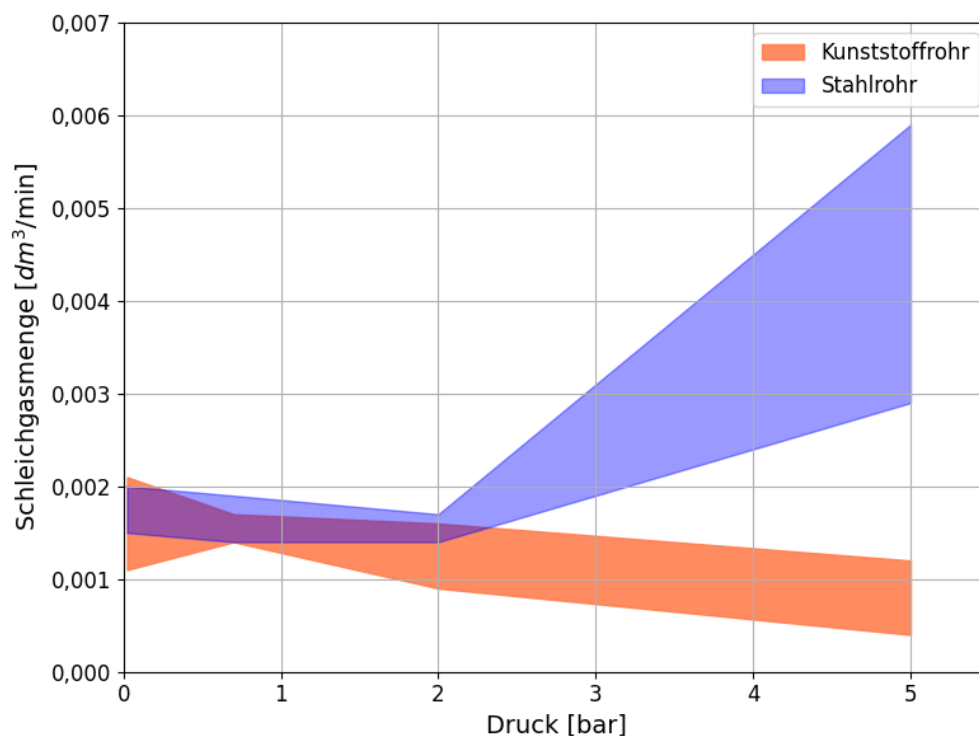


Abbildung 42: Ergebnisse Schleichgasmenge der Schleusenabsperreinrichtung am Kunststoff- und Stahlrohr

3.9.2 Abquetschen

Das Abquetschen ist eine temporäre Absperrentechnologie, die den Vorgaben des DVGW-Arbeitsblatts G 452-2 [13] sowie des Merkblatts G 452-3 [16] entspricht. Das Verfahren findet Anwendung für Kunststoffrohrleitungen mit einem Betriebsdruck von bis zu 5 bar (mit einer Absperrvorrichtung) bzw. 16 bar (mit zwei Absperrvorrichtungen). Im Rahmen dieses Verfahrens erfolgt die Kompression der Ober- und Unterseite der Rohrleitung durch eine manuelle oder hydraulische Quetschvorrichtung, bis die Innenseiten des Rohrs aufeinanderliegen und der Gasfluss unterbrochen wird. Das Abquetschen wurde bereits in verschiedenen Labor- und Felduntersuchungen getestet.

Der Fokus der vorliegenden Untersuchung lag auf der Evaluierung der Anpassungen des DVGW-Arbeitsblatts G 452-2 und der DGUV-Information 203-090, da diese für die Wasserstoffanwendung angepasst wurden. Das Verfahren wurde im Nieder-, Mittel- und Hochdruckbereich bis 5 bar an Kunststoffrohrleitungen mit verschiedenen Dimensionen erprobt.

Versuchsbedingungen

Die Abquetschversuche wurden an jeweils fünf einzelnen, für die Versuche hergestellten Rohrprüflingen der Dimension DN 25 (32 x 3,0 mm) und DN 50 (63 x 5,8 mm) durchgeführt. Die Verbindung zum Wasserstoffnetz wurde analog zum Schleusensperrverfahren während der Versuche temporär mittels einer Schlauchleitung über den KVS hergestellt. Die verwendeten Kunststoffrohre wurden aus dem Werkstoff PE 100-RC gefertigt und so konzipiert, dass sie jeweils zweimal gequetscht werden konnten. Die Abbildung 43 veranschaulicht den schematischen Aufbau der Prüflinge sowie deren Anschluss an den Komponentenversuchsstand.

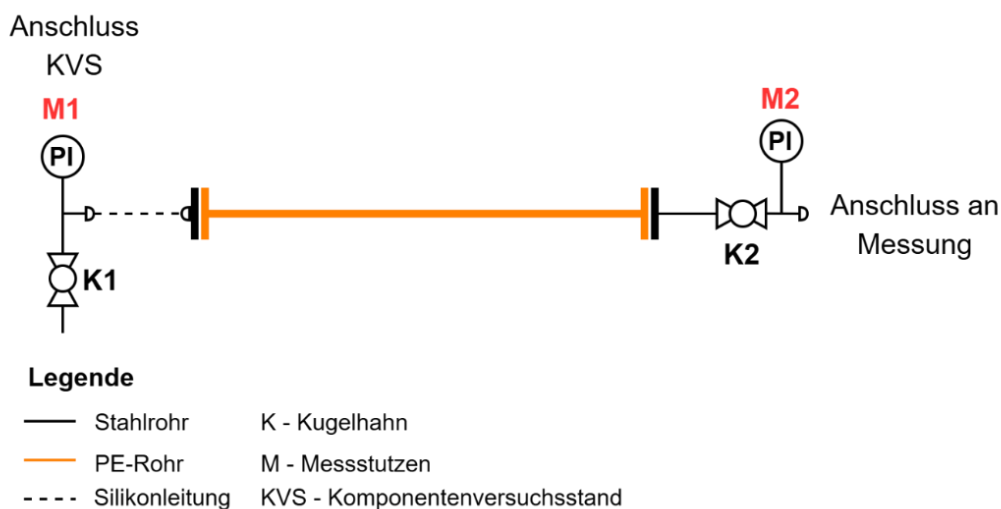


Abbildung 43: schematischer Aufbau der Abquetschprüflinge

Für die Auswertung der Ergebnisse wurden die realen Wanddicken und die Außendurchmesser der Prüflinge gemessen, die in Tabelle 14 aufgeführt sind. Die Messung der Wanddicke des Rohres erfolgte an vier Stellen (oben, rechts, unten und links) und daraus wurde der Mittelwert ermittelt. Die Grenzmaße für die Wanddicke sowie für den mittleren Außendurchmesser sind in der DIN 1555-2 angegeben. Für Kunststoffrohre mit der Dimension DN 25 SDR 11 wird eine Mindestwanddicke von 3,0 mm bei einer maximalen zulässigen Abweichung von 0,4 mm vorgeschrieben. Gemäß den vorliegenden Erkenntnissen darf der Außendurchmesser einen Wert von 32,3 mm nicht überschreiten. Für Kunststoffrohre mit der Dimension DN 50 SDR 11 wird eine Mindestwanddicke von 5,8 mm festgelegt, wobei eine zulässige Abweichung nach oben von 0,7 mm besteht. Der maximal zulässige Außendurchmesser von DN 50-Rohrleitungen beträgt 63,4 mm. [17, S. 11ff.]

Die ermittelten Werte für die Wanddicke und den Außendurchmesser der Rohrprüflinge für die Dimensionen DN 25 und DN 50 entsprechen den Vorgaben der DIN 1555-2.

Tabelle 14: Herstellerangaben und Abmessungen der Rohrprüflinge

Prüfling	Dimension	SDR	Außendurchmesser [mm]	gemittelte Wanddicke [mm]
1 DN 25	32 x 3,0	11	32,2	3,23
2 DN 25	32 x 3,0	11	32,1	3,33
3 DN 25	32 x 3,0	11	32,2	3,30
4 DN 25	32 x 3,0	11	32,0	3,33
1 DN 50	63 x 5,8	11	63,1	6,20
2 DN 50	63 x 5,8	11	62,9	6,15
3 DN 50	63 x 5,8	11	63,0	6,18
4 DN 50	63 x 5,8	11	63,5	6,18

Die Versuche zur Absperrung wurden bei den Vordrücken 23 mbar, 700 mbar, 2 bar und 5 bar (maximaler Druck) durchgeführt. Für jeden Versuch wurden jeweils drei Messungen mit einer Messdauer von fünf Minuten durchgeführt. Bei signifikanten Leckagen wurde die Zeit gemessen, bis das gesamte Wasser (maximales Volumen 500 ml) aus dem Gasprobenrohr im Messzylinder (Behälter) aufgefangen wurde, Messprinzip analog zum Schleusensperrverfahren. Bei größeren Leckagen (nicht messbar mit Gasprobenrohr) erfolgte die Erfassung der Schleichgasmenge mittels eines Balgengaszählers der Größe BK-G4.

In der vorliegenden Tabelle 15 werden die Vorgaben aus dem DVGW-Regelwerk, konkret dem Arbeitsblatt G 452-2, mit den Versuchsbedingungen für die Abquetschvorgänge gegenübergestellt.

Tabelle 15: Vergleich der Anwendungsgrenzen nach DVGW G452-2 und Versuchsbedingungen [13, S.10]

Parameter	DVGW G 452-2	Versuchsbedingungen	
		DN 25	DN 50
Temperatur	$\geq + 5 \text{ °C}$	14,3 °C – 18,5 °C	9,7 °C – 17,1 °C
Wanddicke	$\leq 3,0 / 5,8 \text{ mm}$	3,0 mm	5,8 mm
Abquetschgrad	0,8	0,8	0,8
Betriebsdruck	$\leq 5 \text{ bar}$	$\leq 5 \text{ bar}$	$\leq 5 \text{ bar}$

Versuchsdurchführung

Die Rohrprüflinge wurden mit insgesamt drei verschiedenen Quetschvorrichtungen, die in Abbildung 44 dargestellt sind, gequetscht.

Die Versuche an der Rohrleitung DN 25 wurden unter Verwendung einer manuellen Quetsche (Bezeichnung: "alte Quetsche") durchgeführt. Im Rahmen des Versuchs wurden die DN 50 Prüflinge mit zwei manuell betriebenen Quetschen (bezeichnet als "alte" und "neue" Quetsche) sowie einer hydraulischen Quetsche (Fabrikat Q225) der Firma Hütz und Baumgarten zusammengedrückt [18]. Die hydraulische Quetsche war für diese Rohrdimension nicht konzipiert. Aus diesem Grund wurden die Abstandshalter entfernt und durch passende Abstandshalter ersetzt, sodass der Abquetschgrad von 0,8 (80 %) eingehalten wurde.



Abbildung 44: Überblick der verwendeten Quetschen: neue Handquetsche, alte Handquetsche und hydraulische Quetsche

Die Prüflinge wurden an der Quetschstelle 1 (QS) beziehungsweise 2 komprimiert, sodass die Eingangsseite unter Druck stand. Der Bereich hinter der Absperrung wurde gegen Atmosphärendruck entspannt. Die Installation der Messvorrichtung erfolgte am Ende des Prüflings, wie in Abbildung 45 dargestellt. Zur Messung des Gasdrucks und der Gastemperatur wurde ein digitales Manometer verwendet.

Es wurden folgende Versuche durchgeführt:

- Rohrprüfling zweimal bei gleichem Druck quetschen
- Rohrprüfling einmal quetschen und den Druck von 23 mbar auf 5 bar erhöhen
- Rohrprüfling mit unterschiedlichen Quetschen zusammenpressen
- Rohrprüfling zweimal bei gleichem Druck (2 bar) quetschen und Druck erhöhen (5 bar)



Abbildung 45: Versuchsaufbau am DN25 und DN50 Prüfling mit der manuellen und hydraulischen Quetsche

Versuchsauswertung

Insgesamt wurden 13 verschiedene Versuche an vier DN-25-Prüflingen durchgeführt. Die einzelnen Versuche wurden in verschiedene Versuchsreihen zusammengefasst und analog zum Schleusensperrverfahren ausgewertet. Es wurden jeweils die niedrigste und höchste Leckage der drei Messungen betrachtet, da sich zwischen diesen Werten der Leckagebereich bei dem jeweiligen Druck ergibt. Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass jede Quetschung einzigartig ist und demzufolge von einer Variabilität der Werte auszugehen ist.

Das Diagramm in Abbildung 46 veranschaulicht die Abhängigkeit der Schleichgasmenge in dm³/min vom Druck in bar. In der Versuchsreihe 6–9 wurde der Prüfling an einer Stelle gequetscht und der Vordruck bis zu

einem Wert von 5 bar erhöht. Die Ergebnisse der Versuchsreihe 6–9 zeigen, dass mit zunehmendem Druck die Schleichgasmenge kontinuierlich ansteigt. Bei einem Maximaldruck von 5 bar wurde die höchste Leckage (rote Linie) von 0,0113 dm³/min gemessen, wobei die Schleichgasmengen auch geringer ausfallen können (blauer Bereich).

In der Versuchsreihe 10–13 wurden die Ergebnisse zweier unterschiedlicher Abquetschvorgänge bei konstanten Druckbedingungen (2 bar und 5 bar) zusammengefasst. In dieser Versuchsreihe bleibt die niedrigste (grün) bzw. höchste (rot) Leckage von 2 bar bis 5 bar tendenziell konstant. In der vorliegenden Versuchsreihe fällt die Differenz zwischen der niedrigsten und höchsten Leckage größer aus, da zwei Quetschvorgänge berücksichtigt werden, was zu einer erhöhten Abweichung der Messergebnisse voneinander führt.

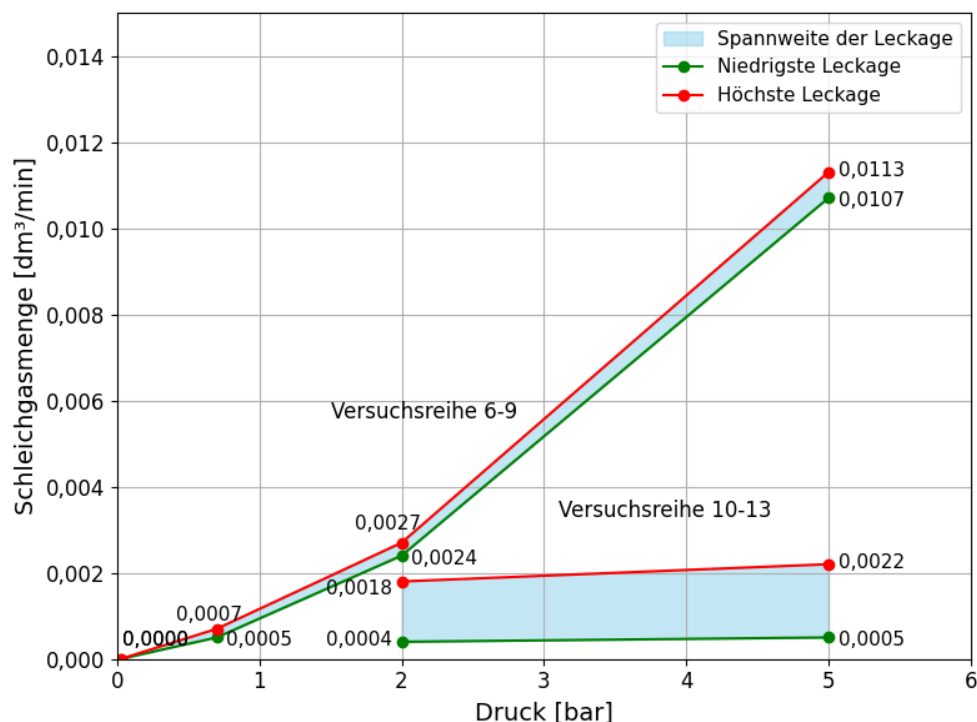


Abbildung 46: Ergebnisse Schleichgasmenge mit manueller Quetsche am DN25 Prüfling

Die ermittelten Werte liegen unter dem definierten Grenzwert von 0,5 dm³/min, sodass dieses Verfahren bei den vorliegenden Versuchsbedingungen für Wasserstoff als geeignet gilt. Die Wasserstoffkonzentration im nachgelagerten Arbeitsbereich konnte nicht messtechnisch bestimmt werden, sodass keine Aussage zum gasfreien Zustand getroffen werden kann.

An den DN 50-Rohrprüflingen wurden insgesamt 16 Versuche durchgeführt. Es wurden signifikante Unterschiede zwischen den zwei manuellen Handquetschen und der hydraulischen Quetsche hinsichtlich der erfassten Schleichgasmenge festgestellt. Die Versuche wurden ebenfalls in verschiedenen Versuchsreihen zusammengefasst. Das dargestellte Diagramm veranschaulicht den Vergleich der drei Quetschvorrichtungen an den jeweiligen Prüflingen (P) und Quetschstellen (QS) bei den Vordrücken 23 mbar und 700 mbar. Die Ergebnisse zeigen, dass die Schleichgasmenge mit zunehmendem Druck kontinuierlich ansteigt. Bei den Versuchen mit der Handquetsche (grüner und gelber Balken) wird jedoch der Grenzwert (rot gestrichelte Linie) signifikant überschritten. Bei einem Druck von 23 mbar wurde eine Schleichgasmenge von 0,24 dm³/min bzw. 0,28 dm³/min ermittelt, die bis auf 3,26 dm³/min bzw. 3,95 dm³/min bei 700 mbar ansteigt. Die bei der hydraulischen Quetschvorrichtung gemessenen Schleichgasmengen liegen signifikant unter dem definierten Grenzwert und erreichen einen Höchstwert von 0,03 dm³/min bei 700 mbar.

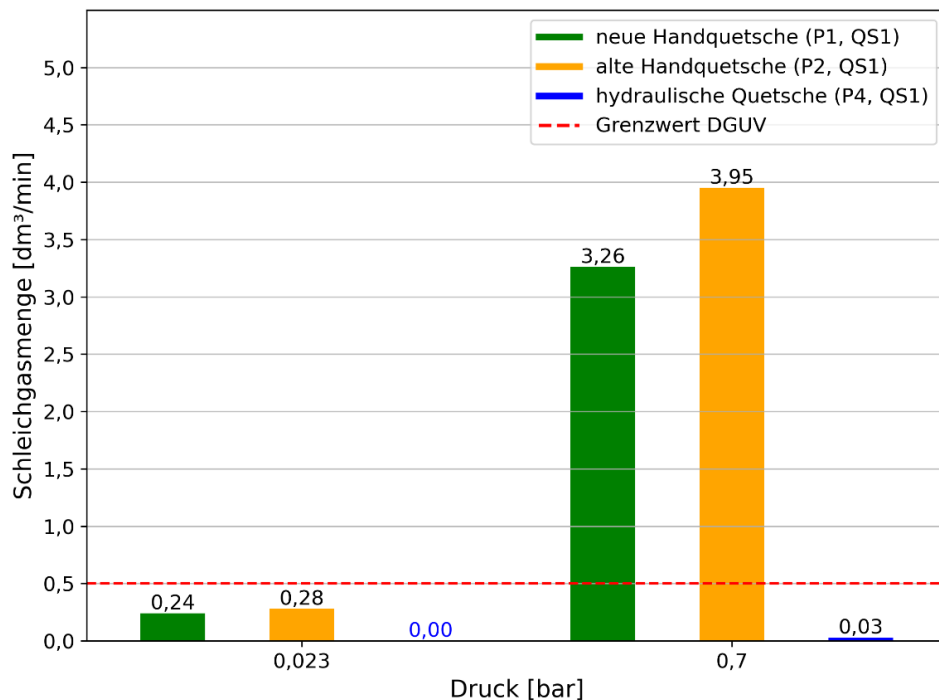


Abbildung 47: Vergleich der Quetschvorrichtungen an den DN50 Prüflingen

Aus den durchgeführten Feldtests lässt sich ableiten, dass die angestrebte sichere und dichte Absperrung mit den manuellen Handquetschen nicht sicher erreicht werden kann. Aus diesem Grund wird empfohlen, die Handquetsche für Havariefälle an Wasserstoffleitungen mit der Rohrdimension DN 50 nur im Niederdruckbereich einzusetzen, um den Volumenstrom temporär zu minimieren.

Im Rahmen der Versuche mit der hydraulischen Quetschvorrichtung steigen die Schleichgas Mengen mit zunehmendem Druck kontinuierlich an, wie in Abbildung 48 dargestellt. Das Diagramm fasst zwei verschiedene Quetschvorgänge (Versuchsreihe 10 - 14 und 15 - 16) zusammen. Die ermittelten Schleichgas Mengen liegen im Bereich von 0,143 bis 0,313 dm³/min bei einem Druck von 5 bar und damit signifikant unter den Werten der manuellen Handquetschen. Die Ergebnisse der Untersuchung zeigen, dass das Kunststoffrohr der Dimension DN 50 unter Verwendung einer hydraulischen Quetsche effizienter gequetscht werden kann. Diese Eigenschaft ist auf die konstruktive Beschaffenheit der Vorrichtung zurückzuführen, welche eine Verdrehung verhindert und eine gleichmäßige Kraftverteilung auf das Rohr gewährleistet. Folglich kann eine hydraulische Quetsche bei Kunststoffleitungen der Dimension DN 50 und bis zu einem Druck von 5 bar unter diesen Voraussetzungen für die Wasserstoffanwendung (Empfehlung Havariefall) eingesetzt werden. Die Messung der Wasserstoffkonzentration im Arbeitsbereich wurde nicht durchgeführt, sodass keine Aussage zum gasfreien Zustand getroffen werden kann. Die Versuche erfolgten nicht in einer Baugrube. Diese Versuchsbedingungen müssen bei der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden.

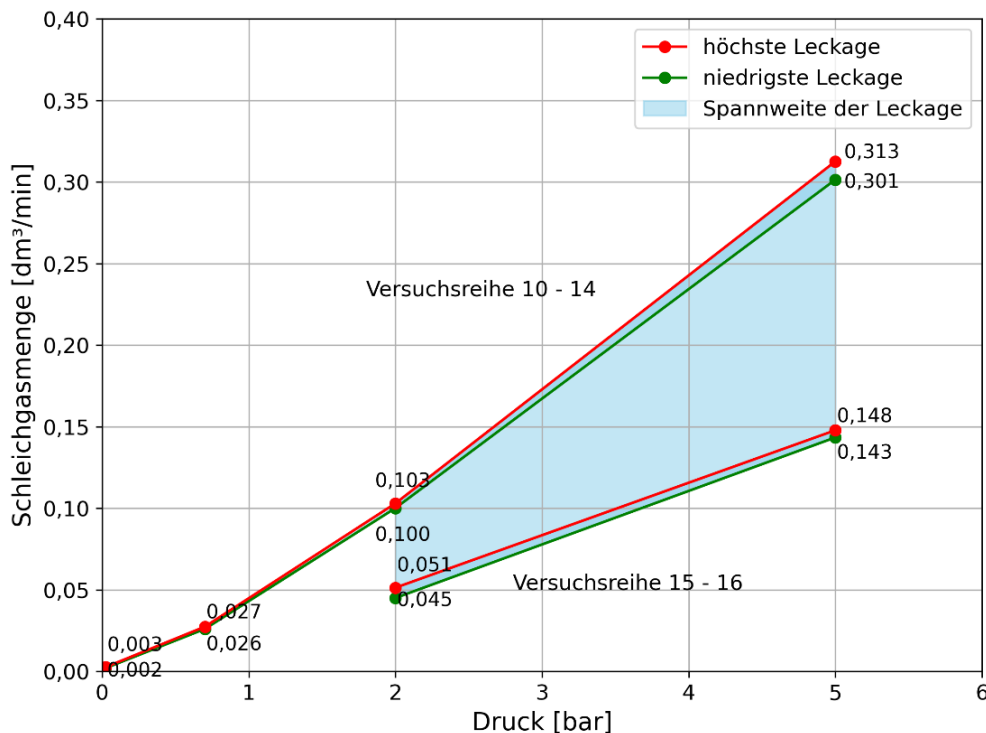


Abbildung 48: Ergebnisse Schleichgasmenge mit hydraulischer Quetschvorrichtung am DN50 Prüfling

Abhängigkeit Abquetschgrad und Wanddicke des Rohres

Die Versuchsreihe 10–16 wurde unter Einsatz einer hydraulischen Quetsche durchgeführt, bei der die Abstandhalter entfernt und passende Abstandhalter (Bolzen) zwischen die Klemmen gelegt wurden. Die reale Wanddicke der Prüflinge war vor dem Quetschvorgang nicht bekannt. Gemäß der Vorbetrachtung wurden die Prüflinge mit einem Abquetschgrad von 0,82 (82 %) gequetscht. Nach den Versuchen wurden die Rohrprüflinge auseinandergeschnitten und die Wanddicke an vier Stellen gemessen. Die mittlere Wanddicke des Prüflings 4 beträgt 6,18 mm und daraus ergibt sich mit dem Bolzendurchmesser (Klemmenabstand) von 9,5 mm ein realer Abquetschgrad von 0,77 (77 %). Das Rohr wurde in der Realität einer stärkeren Kompression ausgesetzt, wodurch der maximal zulässige Abquetschgrad von 0,8 nach DVGW G 452-2 überschritten wurde.

Diese Analyse sollte bei der Interpretation der Ergebnisse der Versuchsreihe berücksichtigt werden. Es besteht die Möglichkeit, dass die Schleichgasmengen bei einem Abquetschgrad von 0,8 bei dem jeweiligen Druck größer sind. Eine Beurteilung, ob unter diesen Bedingungen der Grenzwert überschritten wird, ist jedoch nicht möglich.

Zusammenfassung

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Handquetsche für Kunststoffrohrleitungen mit der Dimension DN 25 die einzige praktikable Lösung zum kurzzeitigen Absperren darstellt. Für Stahl- und Kunststoffrohrleitungen der Dimension DN 50 ist hingegen das Schleusensperrverfahren vorzuziehen, um eine sichere Abspernung zu gewährleisten. Das Abquetschen von Kunststoffleitungen dieser Dimensionen wird lediglich in Havariefällen oder als zusätzliche Abspernung empfohlen. Gemäß der DGUV Information 203-090 wird empfohlen, Arbeiten an in Betrieb befindlichen Leitungen im gasfreien Zustand auszuführen, um Gefährdungen im Arbeitsbereich zu vermeiden. Die Realisierung dieser Empfehlung kann beispielsweise durch den Einsatz zweier Abspernungen mit dazwischenliegender Entspannung erfolgen.

3.10 Literatur Arbeitspaket 2

- [1] DIN EN 12266-1. 06/2012. Industriearmaturen – Prüfung von Armaturen aus Metall – Teil 1: Druckprüfungen, Prüfverfahren und Annahmekriterien. Abruf 04.07.2024
- [2] DIN 30690-1, 05-2019, Bauteile in Anlagen der Gasversorgung - Teil 1: Anforderungen an Bauteile in Gasversorgungsanlagen, Abruf 08.01.2026
- [3] DIN EN 1779. 1999. Kriterien zur Auswahl von Prüfmethoden und -verfahren; Abruf 04.07.2024
- [4] EIGA-HYDROGEN PIPELINE SYSTEMS: IGC Doc 121/14, Appendix C: Table of nominal alloy compositions and ranges (https://www.eiga.eu/ct_documents/doc121-pdf/, Abruf 23.03.2026)
- [5] DVGW Arbeitsblatt G 280-1: Gasodorierung. Hrsg. von DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfachs e.V. Aug. 2025. (<https://www.dvgw-regelwerk.de/technische-regel/arbeitsblatt-g-280/c8456d>, Abruf 18.05.2026).
- [6] DVGW Arbeitsblatt G 260: Gasbeschaffenheit. Hrsg. von DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfachs e.V. Aug. 2021. (<https://www.dvgw-regelwerk.de/technische-regel/arbeitsblatt-g-260/a83267>, Abruf 18.05.2026).
- [7] Symrise AG: Entwicklungsarbeiten Gasodor Hydrogen.
- [8] DVGW-Forschungsprojekt Wasserstoffodorierung.
- [9] DIN 30652-1:2021-06: Gasströmungswächter - Teil 1: Gasströmungswächter für die Gasinstallation, DIN Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin, Jun. 2021.
- [10] DIN 33822:2017-08: Gas-Druckregelgeräte und Sicherheitseinrichtungen der Gas-installation für Eingangsdrücke bis 5 bar, DIN Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin, Aug. 2017.
- [11] F. Arbeiter; M. Bredacs, „H₂toPipe - Neuartige Materialien für den effizienten Transport von grünem Wasserstoff im österreichischen Gasnetz“, September 2025 Endbericht: Montanuniversität Leoben (Lehrstuhl für Werkstoffkunde und Prüfung der Kunststoffe)
- [12] M. Kröll; L. Buchta; V. Trappe, „Zwischenergebnisse – aktueller Stand der Untersuchungen an wasserstoffbelasteten Rohren des DBI, Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung, Berlin, 27.03.2024
- [13] DVGW Arbeitsblatt G 452-2: Anbohren und Absperren; Teil 2: Abquetschen von Kunststoffrohrleitungen für Gas mit Drücken bis 5 bar und Außendurchmesser bis 315 mm. Hrsg. Von DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfachs e.V. Aug. 2020. (<https://www.dvgw-regelwerk.de/plus/#technische-regel/dvgw-arbeitsblatt-g-452-2/ae844c>; Abruf 20.12.2024).
- [14] DGUV Information 203-090, Arbeiten an in Betrieb befindlichen Gasleitungen – Handlungshilfe zur Erstellung der Gefährdungsbeurteilung. Hrsg. Von Deutsche gesetzliche Unfallversicherung e.V. Aug. 2024.
- [15] Hütz und Baumgarten GmbH: Gebrauchsanleitung für Schleusensperrvorrichtung 2024. <https://www.huetz-baumgarten.de/assets/Uploads/Downloads-und-PDFs/BA-351.pdf>, Zugriff am 23.04.2025.
- [16] DVGW-Regelwerk: Merkblatt G452-3: Anbohren und Absperren; Teil 3: Abquetschen von Kunststoffrohrleitungen für Gas mit Drücken über 5 bar bis 16 bar und Außendurchmesser bis 225 mm (<https://www.dvgw-regelwerk.de/plus/#technische-regel/dvgw-merkblatt-g-452-3/457267>; Abruf 20.12.2024).
- [17] DIN EN 1555-2. 2021. Kunststoff-Rohrleitungssysteme für die Gasversorgung Polyethylen (PE); Abruf 21.01.2025.
- [18] Hütz und Baumgarten GmbH: Gebrauchsanleitung für PE-Rohr Quetschvorrichtung 2024. <https://www.huetz-baumgarten.de/assets/Uploads/Downloads-und-PDFs/BA-800-100-200.pdf>, Zugriff am 23.04.2025.

4 Ergebnisse Arbeitspaket: 3 Betriebsführung- und Instandhaltungsstrategien

Im Zuge des Testfeldbetriebes konnten die Zyklen für Instandhaltung und Wartung validiert sowie Betriebsführungsprozesse weiter standardisiert werden. Die Ergebnisse dienen als Empfehlung für die Überarbeitung der technischen Regelwerke, insbesondere des DVGW.

Der Fokus der Arbeiten lag auf der Instandhaltung der Gasdruckregel- und Messanlagen. Mit den fortführenden Untersuchungen und längeren Betriebszeiträumen konnten weitere Erkenntnisse gesammelt werden, die der Erarbeitung einer zustandsorientierten Instandhaltung zu Grunde gelegt werden können.

Um neue Erkenntnisse zur In- und Wiederinbetriebnahme von Gasdruckregel- und Messanlagen zu sammeln, wurden neben den Instandhaltungsmaßnahmen auch Umbauarbeiten an der Gasdruckregel- und Messanlage durchgeführt. Hierbei wurden Komponenten ausgebaut und durch neue ersetzt.

Bei allen Maßnahmen wurden die im Sicherheitskonzept definierten Vorkehrungen zur Anwendung gebracht.

Für einen sicheren Betrieb von Wasserstoffinfrastrukturen, erfolgten weitere Überprüfungen der Sicherheitskonzepte. Neben der Simulation von Störfällen stand hierbei die Überprüfung und Weiterentwicklung von Verhaltensregeln zur Vermeidung von Gefahrensituationen und explosionsfähigen Atmosphären in Bezug auf die abweichenden sicherheitsrelevanten Eigenschaften von Wasserstoff im Fokus.

4.1 Wartung und Instandhaltung

4.1.1 Instandhaltungsstrategien

Zum Projektstart des Vorhabens lagen keine allgemein anerkannten technischen Regelwerke, insbesondere seitens des DVGW, zur Ausgestaltung von Instandhaltungsstrategien für Wasserstoffinfrastrukturen vor. Vor diesem Hintergrund wurde auf die aktuellen Erkenntnisse aus Forschungs- und Modellprojekten wie zum Beispiel dem Vorgängerprojekt „HYPOS H₂-NETZ“ zurückgegriffen. In diesem Projekt wurden relevante Daten zu den betrieblichen Instandhaltungsmaßnahmen über einen Zeitraum von drei Jahren gesammelt. Diese bildeten die Grundlage für die Evaluierung und Weiterentwicklung einer geeigneten Instandhaltungsstrategie.

Für alle Instandhaltungsmaßnahmen der Wasserstoffinfrastruktur wurde ein systematischer Instandhaltungsplan entwickelt. Dieser umfasst die Erfassung, Planung, Überwachung und Dokumentation der erforderlichen Tätigkeiten.

Neben der Berücksichtigung der Erkenntnisse aus dem Vorgängerprojekt „HYPOS H₂-NETZ“ erfolgte die Festlegung der Instandhaltungsstrategie auf der Basis bestehender technischer Regelwerke des DVGW und interner Richtlinien der MITNETZ GAS. Dabei wurden für alle Ebenen der vorliegenden Infrastruktur – von Gasdruckregel- und Messanlagen (GDRMA) über die Hochdruckleitungen bis hin zum Mitteldrucknetz und Anschlussleitungen – spezifische Instandhaltungsintervalle definiert.

Als Referenz dienten insbesondere folgende DVGW-Regelwerke für Erdgasinfrastrukturen:

- DVGW G 465-1, Überprüfung von Gasrohrnetzen mit einem Betriebsdruck bis 16 bar [1]
- DVGW G 466-1, Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren für einen Auslegungsdruck von mehr als 16 bar; Betrieb und Instandhaltung [2]
- DVGW G 614-2, Freiverlegte Gasleitungen auf Werksgelände hinter der Übergabestelle; Betrieb und

Instandhaltung [3]

- DVGW G 495, Gasanlagen – Betrieb und Instandhaltung [4]

Die Instandhaltung der Gasdruckregel- und Messanlagen erfolgt gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 495. Auf dessen Grundlagen ist die technische Dichtheit der Anlage als grundsätzlich sichergestellt anzusehen. Aufgrund begrenzter Betriebserfahrungen im Umgang mit Wasserstoffanlagen wurde im Projekt keine zustandsorientierte Instandhaltung umgesetzt. Stattdessen kam eine vorausbestimmte (zyklische) Instandhaltungsstrategie zur Anwendung, die sich an bestehenden Regelwerken orientiert und für Wasserstoffanwendungen angepasst wurde.

Um Unsicherheiten hinsichtlich des Anlagenzustands zu begegnen, wurden im Vergleich zu Erdgasinfrastrukturen verkürzte Prüfindervalle festgelegt. Grundlage hierfür bildeten unter anderem die aus dem Vorgängerprojekt erstellte, projektspezifische HAZOP-Studie. Regelmäßige Prüfungen ermöglichen eine frühzeitige Identifikation von Abweichungen vom Normalbetrieb. Umfang und Tiefe der Maßnahmen richteten sich nach den einschlägigen DVGW-Regelwerken.

Tabelle 16: Vergleich der Überprüfungszeiträume der vorausbestimmten Instandhaltung der GDRMA nach DVGW Regelwerk G495 und H₂INFRA [4]

Maximaler Eingangsdruck	Maximaler Volumenstrom	DVGW-Regelwerk			H ₂ INFRA		
		Instandhaltung			Instandhaltung		
		Überwachung		Wartung	Überwachung		Wartung
		Inspektion	Funktionsprüfung		Inspektion	Funktionsprüfung	
>0,1 bis 1	<200	Nach Bedarf	zwölfjährlich	Nach Bedarf	monatlich	halbjährlich	jährlich
>5 bis 16		halbjährlich	jährlich	zweijährlich			
>16 bis 100		vierteljährlich	halbjährlich	zweijährlich			

Die Wartung der Anlagenteile erfolgt in Abhängigkeit der durchzuführenden Inspektionen und Funktionsprüfungen. Aufgrund der derzeit noch begrenzten Erfahrungswerte wurde ein jährlicher Wartungszyklus festgelegt.

Abbildung 49 zeigt Aufnahmen von Bauteilen der Gasdruckregelgeräte im demontierten Zustand. Die Bilder wurden im Rahmen der Wartung am 17.06.2025 aufgenommen und zeigen den mängelfreien Zustand der Bauteile nach zirka 6 Jahren Betrieb mit reinem Wasserstoff.



Abbildung 49: Membran Gasdruckregelgerät Schiene 1 / Schiene 3

Bei den im Untersuchungszeitraum an der Gasdruckregel- und -messanlage durchgeführten Instandhaltungsmaßnahmen wurden keine Auffälligkeiten oder Mängel festgestellt.

Die Instandhaltung des Rohrnetzes basiert auf den Regelwerken G 465-1, G 466-1 und G 614-2 sowie den bestehenden technischen Vorgaben der MITNETZ GAS. Wie zuvor bei den Festlegungen für Gasanlagen wurde ebenfalls eine vorausbestimmte Instandhaltung angewandt.

Tabelle 17: Vergleich der Überprüfungszeiträume der vorausbestimmten Instandhaltung des Rohrnetzes nach DVGW-Regelwerk und H₂INFRA [1], [2], [3]

Maßnahme	Betriebsdruck	Überprüfungszeitraum	
		DVGW-Regelwerk	H ₂ INFRA
Streckenkontrolle (Inspektion)	$> 5 \leq 16$	vierteljährlich	monatlich
Gaslecksuche	$> 5 \leq 16$	zweijährlich	halbjährlich
Überprüfung Freileitungen	$> 5 \leq 16$	zweijährlich	halbjährlich
Überprüfung HA-Leitung	< 5 bar	12-jährlich	halbjährlich

Weitere Instandhaltungstätigkeiten, die am Netz in vorausbestimmten Überprüfungszeiträumen erfolgten, sind in Tabelle 18 dargestellt.

Tabelle 18: Zusätzliche Instandhaltungstätigkeiten am Netz inkl. Überprüfungszeiträume

Maßnahme	Überprüfungszeitraum
Dichtheitsprüfung Installationsleitungen	jährlich
Überprüfung Gängigkeit Armaturen KVS	monatlich
Überprüfung Gängigkeit Armaturen Rohrnetz	halbjährlich

Bei den im Untersuchungszeitraum am Rohrnetz durchgeführten Instandhaltungsmaßnahmen wurden keine Auffälligkeiten oder Mängel festgestellt.

Fazit:

Bei den im Rahmen der Instandhaltung im Projektzeitraum durchgeführten Maßnahmen wurden weder an der Gasdruckregel- und -messanlage noch am Rohrnetz Auffälligkeiten oder Mängel festgestellt.

Langfristig wird insbesondere für die Instandhaltung von Gasdruckregelanlagen eine zustandsorientierte Strategie angestrebt. Voraussetzung hierfür ist jedoch der weitere Aufbau von Betriebserfahrungen und spezifischem Know-how im Umgang mit Wasserstoffinfrastrukturen.

4.1.2 Leckagemessung in der Gasdruckregel- und Messanlage

Beteiligte Partner: MITNETZ GAS, DBI

Zur Bewertung des Auftretens von Leckagen bzw. Abnutzungserscheinungen erfolgte eine Messung zur Dichtigkeit verschiedener Flanschverbindungen in der GDRMA. Im Zuge bzw. im Anschluss an die Errichtung der Anlage wurden verschiedene Dichtungsmaterialien, wie zum Beispiel Faserdichtungen (C4400) und Kammprofildichtungen in unterschiedlichen Druckstufen verbaut. Die zweite Messung dieser Art (die erste Messung erfolgte im Rahmen des Forschungsprojekts „HYPOS H₂-NETZ“) wurde an den gleichen Verbindungsstellen durchgeführt und von einer beauftragten Fachfirma vorgenommen.

Der Anstieg der Wasserstoffkonzentration wurde in einem definierten und abgedichteten Raum mithilfe eines Massenchromatographen gemessen. Die Messung erfolgte über einen Zeitraum von 10 Minuten und umfasste die betreffenden Flanschverbindungen. Die Abbildung 50 zeigt das Messgerät sowie die abgedichteten Flanschverbindungen.

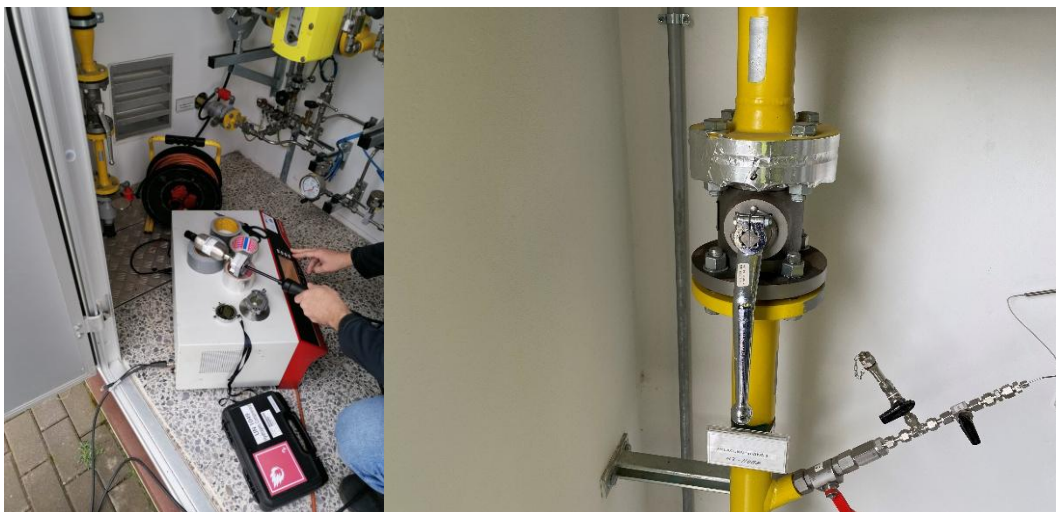


Abbildung 50: Messgerät für die Leckagemessung und abgeklebte Flanschverbindung

Die gemessenen Leckageraten in [mbar·l/s] entsprechen gemäß dem DVGW-Merkblatt G 406 der Einheit eines Volumenstroms in [cm³/s]. [5] Die Resultate sind in tabellarischer Form dargestellt und als Abbildung veranschaulicht.

Tabelle 19: Übersicht der Leckagemengen an den Flanschverbindungen der GDRMA

Nr.	Druckstufe	Prüfdruck p_e [bar]	DN	Dichtungsart	Messvolumen [l]	gemessene Leckage [mbar·l/s]	gemessene Leckage [m ³ /h]
1	DP25	16	25	Faserdichtung (C4400)	0,04	$2,0 \cdot 10^{-8}$	$7,1 \cdot 10^{-11}$
2	DP16	7	25	Kammprofil	0,04	$1,3 \cdot 10^{-8}$	$4,6 \cdot 10^{-11}$
3	DP16	7	100	Faserdichtung (C4400)	0,13	$2,6 \cdot 10^{-8}$	$9,5 \cdot 10^{-11}$
4	DP40	23	15	Kammprofil	0,04	$1,4 \cdot 10^{-8}$	$4,9 \cdot 10^{-11}$
5	DP25	17	25	Kammprofil	0,04	$8,8 \cdot 10^{-9}$	$3,2 \cdot 10^{-11}$
6	DP16	0,34	50	Kammprofil	0,113	$1,5 \cdot 10^{-8}$	$5,5 \cdot 10^{-11}$

Zur besseren Einordnung der gemessenen Werte kann eine Einschätzung von Swagelok zu Helium-Leckraten herangezogen werden. Demnach gilt eine Leckrate im Bereich 10^{-7} mbar·l/s als gasdicht. Dieser Wert entspricht einem Gasverlust von ca. 1 cm³ in 100 Tagen. Bei dieser Leckrate würde beispielsweise die Befüllung eines Golfballs einen Zeitraum von zirka einem Jahrhundert in Anspruch nehmen. Gemäß der vorliegenden Quelle beläuft sich die Summe der Verluste innerhalb eines Jahres für alle sechs überprüften Flanschverbindungen auf ca. $3 \cdot 10^{-6}$ Nm³/a H₂. [6]

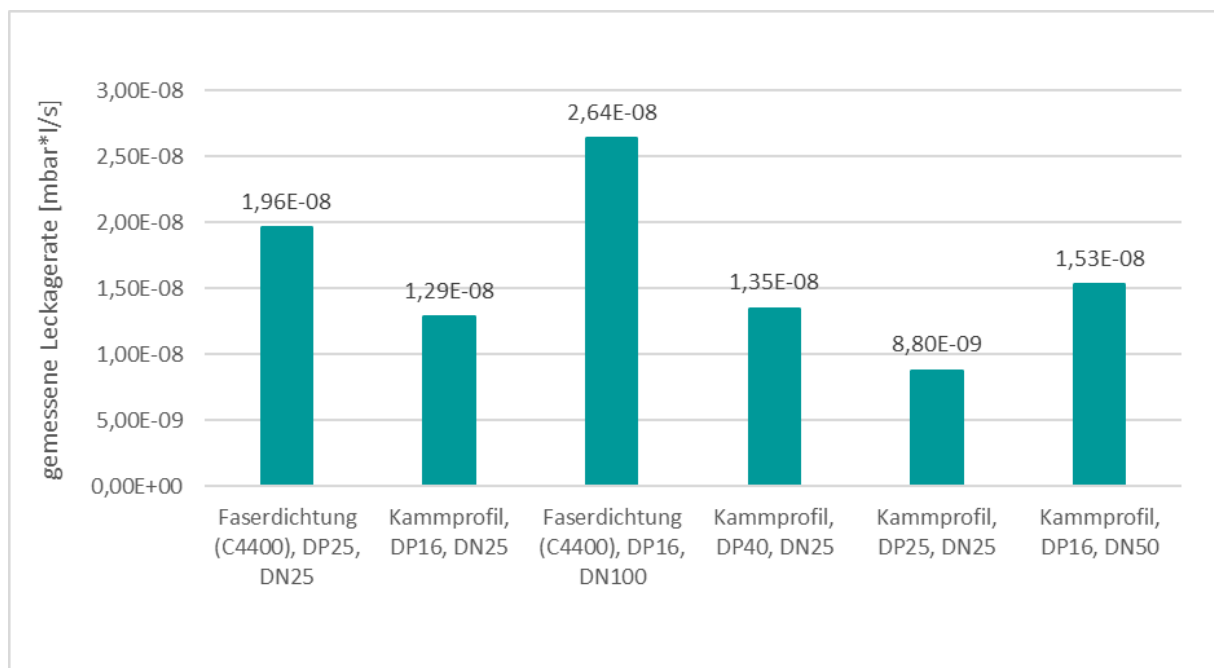


Abbildung 51: Übersicht der Leckagemengen an den Flanschverbindungen

Die durchgeführten Messungen ergaben, dass die Werte im Bereich von $8,8 \cdot 10^{-9}$ und $2,6 \cdot 10^{-8}$ mbar·l/s ($3,2 \cdot 10^{-11}$ und $9,5 \cdot 10^{-11}$ m³/h) liegen und somit den definierten Grenzwert von 10^{-7} mbar·l/s unterschreiten. Es kann demnach abgeleitet werden, dass die gemessenen Leckagemengen kein Sicherheitsrisiko für die Anlage darstellen. Die größte gemessene Leckage mit $2,6 \cdot 10^{-8}$ mbar·l/s ($9,5 \cdot 10^{-11}$ m³/h) wurde am Bauteil 3 im DP16 Bereich ermittelt.

Fazit:

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wurden die im Vorgängerprojekt Projekt „HYPOS H2-NETZ“ erfassten Leckagen und Abnutzungserscheinungen der Dichtungen einer erneuten Analyse unterzogen. Im Vergleich zu den Messungen des Vorgängerprojekts konnten keine signifikanten Auffälligkeiten festgestellt werden. Im Rahmen der durchgeführten Untersuchung wurde festgestellt, dass die sechs analysierten Flanschverbindungen mit den entsprechenden Dichtungen als gasdicht zu klassifizieren sind und somit für den Einsatz bei 100 % Wasserstoff geeignet sind.

4.2 Bewertung von Sicherheitskonzepten und des Arbeitsschutzes

4.2.1 Bewertung von Sicherheitskonzepten

Der sichere Umgang mit Gas sowie gasführenden, unter Druck stehenden Anlagen und Anlagenteilen ist gerade im Stör- und Schadensfall eine besondere Herausforderung. Die Beseitigung von Störfällen am Verteilnetz, wie Gasgeruch oder Gasaustritt nach Beschädigung der Leitung oder einer fehlerhaften Versorgung mit Gas gehören zum täglichen Aufgabenfeld eines Gasverteilnetzbetreibers.

Die Verhaltensregel im Störfall im Umgang mit Erdgas sind bewährt und in technischen, branchenübergreifenden und betriebsinternen Regelwerken festgehalten. Da jedoch im Umgang mit dem Medium Wasserstoff nur unzureichende Betriebserfahrungen bei Gasverteilnetzbetreibern vorliegen, ist die weitere Erprobung von Gefahrensituationen umso wichtiger.

Zu Beherrschung von Gefährdungssituation wurden Simulationen möglicher Schadensfälle durchgeführt, die im Rahmen der alltäglichen Arbeitsaufgaben von Gasnetzbetreibern im vorhandenen Erdgasnetz vorkommen. Anschließend wurden die Ergebnisse bewertet und Rückschlüsse für den Betrieb von Wasserstoffnetzen gezogen. Folgende Simulationen wurden durchgeführt:

- Gasausritt am Verteilnetz
- Gasaustritt an der Rohrbrückenleitung
- Leckage im Regelraum der GDRMA

Für die Durchführung aller Simulationen und Störungen wurden folgende Betriebsmittel eingesetzt:

- Mobile Wasserstofffackel
- Mobiles Gaswarngerät

und folgende Sicherheitsmaßnahmen wurden getroffen:

- Kontinuierliche Arbeitsplatzüberwachung
- Nutzung von PSA

Alle durchgeführten Stör- und Schadensfall-Simulationen erfolgten während des laufendem Netzbetriebs.

Gasaustritt am Verteilnetz

Schwerpunkt der durchgeführten Untersuchungen war der Nachweis der in der HAZOP-Studie definierten Sicherheitsmaßnahmen. Es wurde ein Gasaustritt am Verteilnetz simuliert, der das Auslösen des sicherheitsgerichteten NOT-AUS-Systems durch Anspruch der Differenzmengenmessung bewirkt. Hierbei muss über einen Zeitraum von 1.800 Sekunden der Grenzwert von 30l/s Gasverlust überschritten werden. Um ein sicheres Arbeiten zu gewährleisten und die Bildung einer explosionsfähigen Atmosphäre zu vermeiden, wurde die Wasserstofffackel genutzt. Die Wasserstofffackel wurde an einen Drehausbläser des Hochdruckabschnittes DP16 montiert. Die aus dem Verteilnetz austretende Menge Gas wurde nach erfolgter Montage und Inbetriebnahme der Fackel sicher verbrannt. Die zunehmende Mengendifferenz zwischen Eingangsgaszähler der Linde AG und dem Drehkolbengaszähler im DP1-Netzabschnitt konnte an der speicherprogrammierbaren Steuerung (SPS) der GDRMA beobachtet werden. Mit Erreichen des Maximalwertes von 30 l/s und Ablauf der Zeitverzögerung von 1.800 Sekunden löste die Sicherheitskette der GDRMA aus. Alle elektrisch angetriebenen Absperrarmaturen schlossen selbsttätig. Sowohl die Absperrarmaturen als auch alle weiteren verbauten Armaturen der GDRMA waren dicht und es kam zu keinem Druckabfall. Mit dem Nachweis der bestimmungsgemäßen automatischen Sicherheitsabschaltung wurde die Wasserstofffackel demontiert und die GDRMA wieder in Betrieb genommen.

Gasaustritt an der Rohrbrückenleitung

Schwerpunkt der durchgeführten Untersuchungen war der Nachweis der in der HAZOP-Studie definierten Sicherheitsmaßnahmen. Es wurde ein Gasaustritt an der oberirdisch verlegten Rohrbrückenleitung simuliert, der das Auslösen des sicherheitsgerichteten NOT-AUS-Systems durch Anspruch der Durchflussmengenmessung bewirkt.

Für die Rohrbrückenleitung als Stichleitung ohne Abnahme, wurde ein Grenzwert von 30 l/s Gasverlust festgelegt. Bei einem Gasaustritt, der ohne Zeitverzögerung den festgelegten Grenzwert überschreitet, wird die Sicherheitsabschaltung der GDRMA automatisiert eingeleitet. Um ein sicheres Arbeiten zu gewährleisten und die Bildung einer explosionsfähigen Atmosphäre zu vermeiden kam ebenfalls die Wasserstoffackel zum Einsatz. Die Wasserstoffackel wurde an den vorhandenen Drehausbläser am Ende der Rohrbrückenleitung (DP25) angeschlossen. Die aus der Rohrbrücke austretende Menge Wasserstoff wurde nach erfolgter Montage und Inbetriebnahme der Fackel sicher verbrannt. Die Auswirkungen des Druckabfalls aufgrund des Gasaustrittes an der Rohrbrückenleitung konnte am verbauten Durchflussmesser beobachtet werden. Durch das Bespannen des Anschlussschlauches der Wasserstoffackel mit Gas wurde bereits die Sicherheitsabschaltung in der GDRMA ausgelöst. Alle elektrisch angetriebenen Absperrarmaturen schlossen selbsttätig. Sowohl die Absperrarmaturen als auch alle weiteren verbauten Armaturen der GDRMA waren dicht und es kam zu keinem Druckabfall nach ausgelöstem NOT-AUS. Nach erfolgter Demontage der Fackelanlage war kein erneuter Druckanstieg in der Rohrbrückenleitung zu verzeichnen. Anschließend wurde die GDRMA wieder in Betrieb genommen.

Leckage im Regelraum der GDRMA

Schwerpunkt der durchgeführten Untersuchungen war der Nachweis der in der HAZOP-Studie definierten Sicherheitsmaßnahmen. Es wurde ein Gasaustritt innerhalb des Regelraumes der GDRMA simuliert, der das Auslösen der installierten Gaswarnanlage (GWA) bewirken sollte. Dazu wurde ein Prüfschlauch an einer Prüfstelle der Regelschiene 3 (DP16) der GDRMA montiert. Anschließend wurde der Schlauch auf die Gaswarnanlage gerichtet. Mit Öffnen des Kugelhahnes an der Prüfstelle wurde odorierter Wasserstoff in die Raumluft entlassen. Mit entlassen des Gases und einem Anstieg der Wasserstoffkonzentration in der Raumluft löste die Sicherheitskette der GDRMA innerhalb weniger Sekunden aus. Mit Erreichen von 20% UEG erfolgte eine Alarmierung durch ein akustisches Signal. Mit Erreichen 40% UEG erfolgte die Abschaltung der Anlage (NOT-AUS). Alle elektrisch angetriebenen Absperrarmaturen schlossen selbsttätig. Die Abschaltung funktionierte, wie in der HAZOP-Studie definiert, bestimmungsgemäß. Der odorierter Wasserstoff hatte keine Auswirkungen auf das Anspruchsverhalten der Sensorik der GWA. Anschließend wurde die GDRMA wieder in Betrieb genommen. Die ausgetretene Kleinmenge Wasserstoff wurde sicher über die natürliche Querlüftung abgeführt.

Fazit:

Alle durchgeführten Untersuchungen haben gezeigt, dass die in der HAZOP-Studie definierten Sicherheitsmaßnahmen bestimmungsgemäß funktionieren. Alle elektrisch angetriebenen Armaturen schlossen selbsttätig und waren dicht. Eine Abweichung der Regelgenauigkeit oder der Funktionsweise durch den Einsatz von Wasserstoff konnte nicht festgestellt werden. Durch den Einsatz der Wasserstoffackel war eine sichere Durchführung der Untersuchungen jederzeit möglich.

4.2.2 Bewertung des Arbeitsschutzes

Die von MITNETZ GAS über Betriebsanweisungen festgelegten Verhaltensregeln und Vorgehensweisen bei Arbeiten an wasserstoffgeführten Gasanlagen haben sich im mehrjährigen Betrieb der Wasserstoffinfrastruktur bewährt und bilden eine belastbare Grundlage für die zukünftige, sichere Durchführung von Instandhaltungsmaßnahmen an Wasserstoffinfrastrukturen.

Die Betriebsanweisungen umfassen u.a. folgende Verhaltensweisen:

- Zur Vermeidung von explosionsfähigen Atmosphären sind alle Arbeiten möglichst im gasfreien Zustand durchzuführen. Bei Öffnen von Anlagen- und Anlagenteilen ist zuvor eine Inertisierung durchzuführen.
- Der Zutritt zu Anlagen erfolgt nur mit kontinuierlicher Messung der Wasserstoff-Konzentration. Türen sind beim Betreten offen zu halten und festzustellen. Auf eine natürliche Belüftung ist zu achten.
- Die Durchführung von Wartungs- und Reparaturarbeiten erfolgt nur mit erforderlicher Arbeitserlaubnis.
- Durchführung aller Arbeiten mit kontinuierlicher Messung der Gaskonzentration und Nutzung der Messgerätefunktion „Arbeitsplatzüberwachung“ von mindestens 2 Personen. Bei Erreichen des Grenzwertes von 50% UEG sind alle Arbeiten unverzüglich einzustellen. Es sind geeignete Maßnahmen zur Fortsetzung der Arbeiten zu treffen.
- Sichtkontrolle aller elektrischer Bauteile vor Arbeitsbeginn durchführen.
- Auf den Ausgleich elektrischer Potentialunterschiede und Erdung metallischer Arbeitsmittel und Einbauten achten.
- Entfernung und Vermeidung von Zündquellen vor Arbeitsbeginn.
- Bereitstellung eines Brandschutzes z. Bsp. durch geeignete Feuerlöscher.
- Bei Reparaturarbeiten die Schweißarbeiten und Schnitte erfordern, sind Feuererlaubnisscheine vorzulegen. Die ordnungsgemäße Reinigung und Inertisierung der Anlage ist sicherzustellen. Bei Wiederinbetriebnahmen ist zur Vermeidung einer explosionsfähigen Atmosphäre die Anlage mit Stickstoff zu spülen.

Für den sicheren und effizienten Betrieb von Wasserstoffinfrastrukturen ist eine geeignete Fackelanlage ein wesentliches Betriebsmittel. Sie ermöglicht die kontrollierte Verbrennung freizusetzender Wasserstoffmengen und wenn technisch möglich auch von Wasserstoffgemischen (zum Beispiel mit Stickstoff) und gewährleistet so eine sichere Vorgehensweise bei Entspannungsprozessen während Wartungs- und Reparaturarbeiten. Darüber hinaus trägt sie zur Minimierung unkontrollierter Emissionen bei.

4.2.3 Personenschutz und Qualifikation

Neben den technischen und organisatorischen Maßnahmen wurden ebenfalls die getroffenen personenbezogenen Schutzmaßnahmen evaluiert.

Die persönliche Schutzausrüstung (PSA) für die Beschäftigten wurde gemäß der Gefährdungsbeurteilung sowie geltenden Normen ausgewählt. Besonders der Schutz vor elektrostatischer Aufladung ist im Vergleich zu den Anforderungen beim Betrieb von Erdgasinfrastrukturen verstärkt zu beachten.

Nachfolgend sind die festgelegten Anforderungen an die Ausrüstung bei der Durchführung von Tätigkeiten an Wasserstoffanlagen aufgelistet:

- flammenhemmende, körperbedeckende Kleidung mit optischer Wahrnehmung (Reflexionsstreifen)
- Sicherheitsschuhe (knöchelhoch, S3)
- Gehörschutz, insbesondere bei Entspannungsprozessen
- Schutzhandschuhe
- Kopfschutz (Helm oder Anstoßkappe)

Zusätzlich gehört die Nutzung portabler Gaskonzentrationsmessgeräte, die eine zuverlässige Detektion von Wasserstoff ermöglichen und bei Gefahr warnen zur persönlichen Schutzausrüstung.

Ergänzend zu den technischen Schutzmaßnahmen sind wiederkehrende Schulungen und Unterweisungen essenziell, um das Personal für den sicheren Umgang mit Wasserstoff zu qualifizieren. Wesentliche Inhalte

umfassen insbesondere den Umgang mit Arbeitsmitteln sowie die spezifischen Gefahreigenschaften von Wasserstoff.

Fazit:

Die im Projekt weiterentwickelten Sicherheits- und Arbeitsschutzkonzepte haben sich im praktischen Betrieb bewährt. Die Kombination aus angepassten technischen Regelwerken, konservativen Wartungsintervallen und umfassenden Schutzmaßnahmen stellt derzeit eine geeignete Grundlage für den sicheren Betrieb von Wasserstoffinfrastrukturen dar.

4.3 Literatur Arbeitspaket 3

- [1] DVGW Arbeitsblatt G 465-1: Überprüfung von Gasrohrnetzen mit einem Betriebsdruck bis 16 bar. Hrsg. von DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfachs e.V. Ausg. Mai 2019. (<https://www.dvgw-regelwerk.de/technische-regel/arbeitsblatt-g-465-1/64111a>; Abruf 18.05.2026).
- [2] DVGW Arbeitsblatt G 466-1: Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren für einen Auslegungsdruck von mehr als 16 bar; Betrieb und Instandhaltung. Hrsg. von DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfachs e.V. Ausg. Dezember 2021. (<https://www.dvgw-regelwerk.de/technische-regel/arbeitsblatt-g-466-1/d46f52>, Abruf 18.05.2026).
- [3] DVGW Arbeitsblatt G 614-2: Freiverlegte Gasleitungen auf Werksgelände hinter der Übergabestelle; Inbetriebnahme, Betrieb und Instandhaltung. Hrsg. von DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfachs e.V. Ausg. August 2025. (<https://www.dvgw-regelwerk.de/technische-regel/arbeitsblatt-g-614-2/aaed70>, Abruf 18.05.2026).
- [4] DVGW Arbeitsblatt G 495: Gasanlagen – Betrieb und Instandhaltung. Hrsg. von DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfachs e.V. Ausg. August 2025. (<https://www.dvgw-regelwerk.de/technische-regel/arbeitsblatt-g-495/42ab67>, Abruf 18.05.2026).
- [5] DVGW Arbeitsblatt G 495: Anforderungen an neue Gasarmaturen in H₂-Anwendungen für Gastransport und Gasverteilung. Hrsg. von DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfachs e.V. Ausg. August 2025. (<https://www.dvgw-regelwerk.de/technische-regel/merkblatt-g-406/1a7fc8>, Abruf 18.05.2026).
- [6] Dr. K. Dreblow, M. Hörbe: „Optimale Dichtheit bei Druckreaktoren“. Hrsg. Von Swagelok Hamburg Ausg. 19.11.2025, https://hamburg.swagelok.com/de/about_us/newsroom/press-releases/technische-dichtheit-von-druckreaktoren, Abruf: 19.01.2026

5 Ergebnisse Arbeitspaket 4: LCA (Ökobilanzierung) der H₂-Wertschöpfungskette

5.1 Kurzfassung

In Abbildung 52 ist der Untersuchungsrahmen der durchgeführten Ökobilanzierung dargestellt. Betrachtet werden dabei die leitungsgebundene Wasserstoffversorgungsinfrastruktur, die Elektrolyseanlagen zur Wasserstoffherzeugung sowie die Bereitstellung der erforderlichen Einsatzstoffe Wasser und Strom. Die Strombereitstellung erfolgt auf Basis unterschiedlicher Strommixmodelle der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene sowie ergänzend unter Berücksichtigung erneuerbarer Energien, insbesondere Wind- und Solarstrom. Darüber hinaus werden die vorgelagerten Prozesse der Stromerzeugung, Übertragung und Transformation berücksichtigt. Ziel des Untersuchungsrahmens ist die ganzheitliche Bewertung der Umweltwirkungen der Wasserstoffbereitstellung und -verteilung über die gesamte betrachtete Infrastrukturkette hinweg.

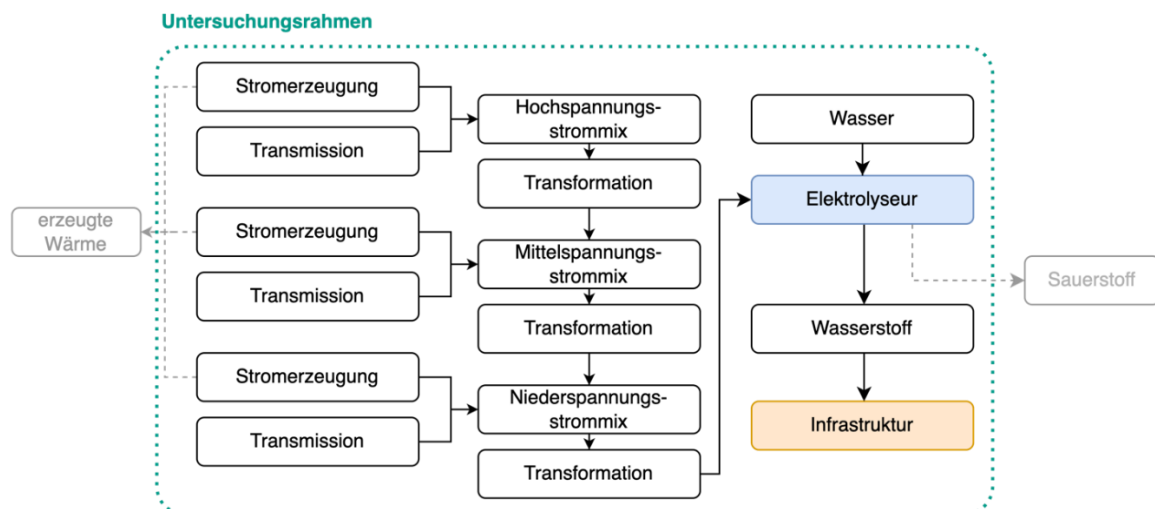


Abbildung 52: Untersuchungsrahmen der Ökobilanz der H₂-Wertschöpfungskette

Gasleitungsnetze sind ein zentraler Bestandteil der heutigen Energieinfrastruktur und werden voraussichtlich eine entscheidende Rolle in zukünftigen Wasserstoffversorgungssystemen spielen. Die mit unterschiedlichen Rohrmaterialien und Verlegeverfahren verbundenen Umweltauswirkungen sind jedoch in Lebenszyklusstudien bislang noch unzureichend quantifiziert. Diese Studie wendet eine Lebenszyklusanalyse (LCA) gemäß den Normen DIN EN ISO 14040 und DIN EN ISO 14044 an, um die Umweltauswirkungen gängiger Rohrmaterialien im deutschen Gasnetz zu bewerten, darunter geschweißte und nahtlose Stahlrohre sowie Polyethylenrohre (PE und PE-X). Es werden drei Verlegeverfahren untersucht: die offene Grabenverlegung mit Sandbettung sowie zwei grabenlose Verfahren, das Horizontalspülbohren (HDD) und das Erdraketenverfahren. Die Ergebnisse zeigen, dass Stahlrohrleitungen die höchste Umweltbelastung aufweisen, insbesondere in der Herstellungsphase, während Polyethylenrohre, sofern diese technisch einsetzbar sind, in der Regel ein geringeres Treibhauspotenzial (Global Warming Potential, GWP) erreichen. In der Bauphase führen insbesondere in städtischen Gebieten die offene Grabenbauweise zu deutlich höheren Umweltauswirkungen als grabenlose Verfahren, vor allem aufgrund von Aushubarbeiten und der Wiederherstellung von Oberflächen. Bei kleinen Nennweiten dominieren flüchtige Methanemissionen die Treibhausgasbilanz, während bei mittleren und großen Nennweiten die Emissionen aus der Herstellung überwiegen. Die quantifizierten Umweltauswirkungen aus Herstellung, Bau und Rückbau der Rohrleitungen sind unabhängig vom transportierten Gas und daher

sowohl auf Erdgas- als auch auf Wasserstoffinfrastrukturen übertragbar. Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit verlässlicher Emissionsfaktoren für Wasserstoffleckagen ist die Bewertung der Nutzungsphase derzeit jedoch auf Erdgasnetze beschränkt. Insgesamt liefern die Ergebnisse eine konsistente Grundlage für eine nachhaltige Netzplanung und unterstützen die Transformation hin zu wasserstofftauglichen Gasinfrastrukturen mit reduzierten Lebenszyklusemissionen.

Ein weiterer Schwerpunkt ist die ökologische Bewertung der Wasserstoffbereitstellung mittels Elektrolyse. Betrachtet wurden dabei sowohl die Herstellung der Elektrolyseanlagen als auch deren Betrieb über den gesamten Lebenszyklus. Für die Herstellung wurden die wesentlichen Komponenten von PEM- und alkalischen Elektrolyseuren modelliert und hinsichtlich Materialeinsatz, Masse sowie der damit verbundenen Umweltwirkungen bilanziert. Hierzu zählen unter anderem Stack-Systeme, Balance-of-Plant (BoP) Komponenten, Rohrleitungen, Tanks, Wärmeübertrager sowie elektrische und mechanische Anlagentechnik. Die Ergebnisse zeigen, dass insbesondere metallische Werkstoffe wie Edelstahl, Nickel und weitere Spezialmaterialien maßgeblich zu den Umweltwirkungen der Herstellungsphase beitragen. Im Betrieb der Elektrolyseanlagen wurde insbesondere der Einfluss der Strombereitstellung untersucht, da dieser den größten Anteil an den gesamten Treibhausgasemissionen der Wasserstoffproduktion besitzt. Hierfür wurden verschiedene Strombereitstellungsszenarien betrachtet, darunter Strom aus erneuerbaren Energien sowie unterschiedliche Strommixmodelle. Die Analysen verdeutlichen, dass die ökologische Vorteilhaftigkeit von Wasserstoff maßgeblich von der eingesetzten Stromquelle und der Auslastung der Elektrolyseure abhängt. Die Ergebnisse schaffen eine wissenschaftliche Grundlage zur Bewertung der Umweltwirkungen zukünftiger Wasserstoffversorgungssysteme und ermöglichen den Vergleich verschiedener Technologien, Betriebsweisen und Versorgungsszenarien.

5.2 Methodischer Rahmen der Ökobilanz

Zur Bewertung der ökologischen Auswirkungen der betrachteten Wasserstoffinfrastrukturen wird eine Ökobilanzierung (Life Cycle Assessment, LCA) durchgeführt. Die methodische Vorgehensweise basiert auf den Normen DIN EN ISO 14040 [1] und DIN EN ISO 14044 [2], welche den methodischen Rahmen der Ökobilanzierung definieren. Ziel der Analyse ist die Quantifizierung der Umweltwirkungen ausgewählter Technologien entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette. Der Fokus der Untersuchung liegt auf infrastrukturellen Komponenten der Wasserstoffversorgung, insbesondere auf Pipeline-Infrastrukturen für Transport- und Verteilnetze sowie den Anlagen zur Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse.

Die Systemgrenzen der Untersuchung umfassen die relevanten Lebenszyklusphasen der betrachteten Infrastrukturen. Dazu zählen die Herstellung der eingesetzten Materialien und Komponenten, der Transport der Materialien zum Einsatzort, Bau- und Installationsprozesse sowie betriebsbedingte Emissionen und Prozesse am Lebenszyklusende (End-of-Life). Der Schwerpunkt der Analyse liegt auf der infrastrukturellen Bereitstellung der Technologien, sodass die material- und bauprozessbedingten Umweltwirkungen berücksichtigt werden.

Die Modellierung der Ökobilanzen erfolgt mit der Software openLCA [3]. Als Hintergrunddatenbank dient die Datenbank ecoinvent [4] unter Anwendung des cut-off-Modells der Datenbank. Dieses Modell weist die Umweltlasten der Primärmaterialproduktion vollständig dem ersten Nutzer zu, während recycelte Materialien als belastungsfrei betrachtet werden. Zusätzlich werden einzelne Datensätze aus den Datenbanken ÖKOBAU-DAT [5] und Probas2 [6] ergänzt, um bautechnische Prozesse und Materialien der Infrastruktur angemessen abzubilden. Die Modellierung umfasst die relevanten Prozessketten der Materialherstellung, der Infrastrukturerrichtung sowie weiterer infrastruktureller Komponenten entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette.

Zur Bewertung der Umweltwirkungen wurde die Wirkungsabschätzungsmethode Environmental Footprint in der Version 3.1 (EF 3.1) [7] angewendet. Für die Bewertung der Treibhausgasemissionen wurde das Treibhauspotenzial (Global Warming Potential, GWP₁₀₀) nach den Vorgaben des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) [8] verwendet. Die Auswertung ermöglicht eine einheitliche und vergleichbare Bewertung der klimarelevanten Emissionen der betrachteten Technologien entlang ihres Lebenszyklus und bildet die

Grundlage für den Vergleich verschiedener Infrastrukturtechnologien innerhalb der Wasserstoffwertschöpfungskette.

5.3 Pipeline Infrastruktur

Die Datengrundlagen sowie das methodische Vorgehen der ökologischen Bewertung der Pipeline-Infrastruktur sind im Rahmen der wissenschaftlichen Veröffentlichung von Pischko et al. [9] detailliert beschrieben und veröffentlicht. In der Veröffentlichung werden sowohl der methodische Rahmen der Ökobilanz als auch die zugrunde liegenden Modellierungsansätze, Systemgrenzen, Datengrundlagen und Annahmen umfassend beschrieben. Darüber hinaus enthält die Publikation eine ausführliche Aufarbeitung des Stands der Forschung sowie eine Darstellung der relevanten Material- und Bauprozesse für Gas- und Wasserstoffinfrastrukturen. Um Redundanzen zu vermeiden, wird im vorliegenden Bericht auf eine erneute ausführliche Darstellung der methodischen Grundlagen verzichtet. Stattdessen werden im Folgenden die im Projekt erarbeiteten Ergebnisse zur ökologischen Bewertung der Pipeline-Infrastruktur zusammenfassend dargestellt und eingeordnet. Der Fokus liegt dabei insbesondere auf den Umweltwirkungen verschiedener wasserstoffgeeigneter Rohrleitungsmaterialien sowie der in der Praxis eingesetzten Verlegeverfahren im Transport- und Verteilnetz.

5.3.1 Ziel und Untersuchungsrahmen

Ziel der vorliegenden Ökobilanz ist es, die Umweltauswirkungen verschiedener Rohrmaterialien und Verlegetechniken im deutschen Gasverteilnetz zu quantifizieren und miteinander zu vergleichen, unter Berücksichtigung der zukünftigen Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff. Die Untersuchung umfasst den gesamten Lebenszyklus, einschließlich Rohstoffgewinnung und Produktion, Bau und Installation, Betrieb sowie Rückbau und Entsorgung. Die vorliegenden Ergebnisse liefern eine Bewertung der Umweltwirkungen von Rohrmaterialien und Verlegeverfahren unter deutschen Randbedingungen und dient als Entscheidungsgrundlage für Infrastrukturplanung, politische Maßnahmen sowie die Optimierung zukünftiger Wasserstoffnetze.

5.3.1.1 Systemgrenze

Die Systemgrenze, dargestellt in Abbildung 53, umfasst vier Lebenszyklusphasen:

1. **Produktionsphase (PP):** Rohstoffgewinnung, Transport zu den Produktionsstandorten sowie Herstellung der Rohrleitungskomponenten
2. **Bauphase (BP):** Transport zur Baustelle, Verlegung im offenen Graben oder mit grabenlosen Verfahren sowie Montage vor Ort
3. **Nutzungsphase (NP):** Flüchtige Emissionen durch Leckagen oder Permeation sowie Emissionen infolge von Wartungsmaßnahmen
4. **Lebensendphase (LP):** Rückbau, Transport zu Entsorgungsanlagen und Abfallbehandlung

Jede Phase umfasst die zugehörigen Energie- und Materialeinsätze sowie Emissionen. Reparaturmaßnahmen werden aufgrund fehlender konsistenter Datensätze nicht berücksichtigt. Der Energieverbrauch für Gasdruckregelung oder Verdichtung wird ebenfalls ausgeschlossen, da der Fokus ausschließlich auf Rohrleitungsnetzen liegt.

Systemgrenze

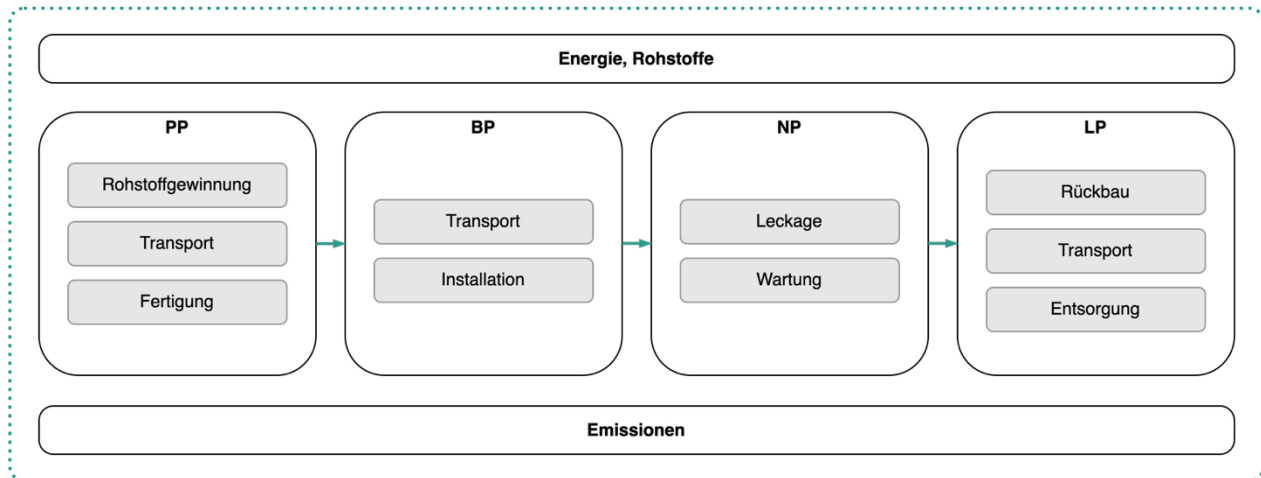


Abbildung 53: Systemgrenze der Ökobilanz zur Pipeline Infrastruktur, in Anlehnung an [9]

5.3.1.2 Funktion und funktionelle Einheit

Die funktionelle Einheit (FU) ist definiert als 1 km installierte Gasrohrleitung für den Transport von Gasen (z. B. Wasserstoff, Erdgas und Biogas) im Energieversorgungssektor mit einer Betriebsdauer von 50 Jahren. Diese distanzbasierte funktionelle Einheit umfasst alle Lebenszyklusphasen und ermöglicht die Ableitung von Emissionsfaktoren zur Abschätzung der regionalen Treibhausgasemissionen in CO₂-Äquivalenten.

5.3.1.3 Datengrundlage und Datenerhebung

Die Datengrundlage der Modellierung basiert auf einer Kombination aus Literaturrecherchen, technischen Datenquellen sowie statistischen Auswertungen vorhandener Infrastrukturinformationen. Für die Pipeline-Infrastruktur wurden auf Basis verfügbarer Statistiken zur deutschen Gasinfrastruktur Daten zu Rohrleitungslängen, Materialverteilungen, Druckstufen sowie Nennweiten ermittelt und zu konsistenten Datensätzen zusammengeführt. Auf Grundlage dieser Daten ergeben sich Material- und Massenbilanzen für die betrachteten Infrastrukturen, welche als Basis für die weitere Modellierung der Lebenszyklusinventare dienen. Die ausführliche Datengrundlage ist in der Veröffentlichung von Pischko et al. [9] beschrieben.

5.3.2 Sachbilanz

5.3.2.1 Rohrleitungen, Materialien, Leitungslängen

In der Studie von Sperlich et al. [10] wird die H₂-Readiness des deutschen Gasnetzes mit besonderem Fokus auf die eingesetzten Rohrmaterialien untersucht. Grundlage der Analyse bildet eine extrapolierte statistische Gesamtübersicht der deutschen Gasinfrastruktur. Die Datengrundlage kombiniert mehrere Quellen: Bestandsdaten des Gasnetzes für den Zeitraum 2011–2022 nach Lange et al. [11], den Gasnetztransformationsplan (GTP) des DVGW e.V. aus dem Jahr 2023 [12] sowie den Monitoringbericht der Bundesnetzagentur von 2023 [13]. Die Gesamtlängen der Verteilnetze werden dem GTP entnommen, während die Längen der Fernleitungsnetze aus dem Monitoringbericht stammen. Die Verteilungen hinsichtlich Rohrmaterialien und Nennweiten basieren auf den Daten von Lange et al. [11]. Da die verfügbaren Daten nicht alle Netzbetreiber vollständig abdecken, sind die Material- und Durchmesserverteilungen proportional auf die Gesamtleitungslängen extrapoliert. Der daraus resultierende Datensatz ist in die Netzebenen Hausanschlussleitungen (HAL), Verteilnetz

(VN) und Fernleitungsnetz (FN) unterteilt und zusätzlich nach Druckbereichen (≤ 16 bar und > 16 bar) differenziert. Die Daten sind in Tabelle 20 zusammengefasst.

Die Gesamtlänge des betrachteten Gasnetzes beträgt etwa 606.900 km. Davon entfallen rund 169.900 km auf HAL, 371.900 km auf das VN mit Betriebsdrücken ≤ 16 bar, 21.800 km auf das VN mit Betriebsdrücken > 16 bar, 3.000 km auf das FN mit Betriebsdrücken ≤ 16 bar sowie 40.300 km auf das FN mit Betriebsdrücken > 16 bar. Als dominierendes Rohrmaterial wurde Polyethylen (PE) identifiziert, gefolgt von Stahlleitungen mit PE-Beschichtung. Die Analyse der Nennweiten zeigt, dass kleinere Durchmesser (DN 25 – 200) deutlich häufiger auftreten als große Durchmesser (ab DN 250), was die Struktur des Gasverteilnetzes mit Fokus auf die Versorgung von Haushalten und urbanen Räumen widerspiegelt. Insgesamt entfallen etwa zwei Drittel der Leitungslänge auf Hausanschlüsse und Niederdruck-Verteilnetze.

Tabelle 20: Übersicht der Leitungslängen in der deutschen Gasinfrastruktur, aufgeschlüsselt nach Materialkategorien und Netzebenen in 10³ km; Datengrundlage bezieht sich auf das Jahr 2023 und basiert auf [9], [10], [11], [12], [13]

Netzebene	Rohrmaterial									
	Stahl/ PE	Stahl/ Bit.	Stahl/ Teer	Stahl/ PP	PE	PE-X	PVC	Guss- eisen	unbe- kannt	Summe
HAL	22,30	–	–	–	137,00	6,61	1,19	0,20	2,60	169,90
VN ≤ 16 bar	97,57	21,53	–	–	226,88	1,94	13,19	8,20	2,60	371,70
VN > 16 bar	13,00	6,80	–	–	–	–	–	–	2,00	21,80
TN ≤ 16 bar	0,89	0,89	–	–	0,01	–	–	–	1,20	3,00
TN > 16 bar	15,56	–	16,52	0,60	–	–	–	–	7,62	40,30
Summe	149,32	29,22	16,52	0,60	363,88	8,55	14,38	8,40	16,02	606,90

HAL: Hausanschlussleitungen; VN: Verteilnetz; TN: Transportnetz. Stahl/PE: Stahlrohr mit Polyethylen-Beschichtung; Stahl/Bit.: Stahlrohr mit Bitumen-Beschichtung; Stahl/Teer: Stahlrohr mit Teer-Beschichtung; Stahl/PP: Stahlrohr mit Polypropylen-Beschichtung; PE: Polyethylen; PE-X: vernetztes Polyethylen; PVC: Polyvinylchlorid

Ausgehend von den statistischen Auswertungen der deutschen Gasinfrastruktur sowie den im Projekt H₂INFRA und im vorangegangenen Projekt HYPOS H₂-Netz [14] für den Wasserstoffbetrieb erprobten Rohrleitungsmaterialien werden für die vorliegende LCA die aktuell und relevanten und zukünftig erwarteten Materialien berücksichtigt. Hierzu zählen Stahlrohre mit Polyethylenbeschichtung (StPE) sowie Kunststoffrohre aus Polyethylen (PE) und vernetztem Polyethylen (PE-Xa). Diese Materialauswahl spiegelt den Stand der Technik im Gasverteilnetz wider und bildet zugleich die wesentlichen Optionen für eine wasserstofftaugliche Infrastruktur ab. Zur Abbildung unterschiedlicher Netzebenen und Transportkapazitäten erfolgt eine Differenzierung über ausgewählte Nennweiten. Für Stahlrohre werden die Nennweiten DN 25, DN 100, DN 300, DN 500, DN 700 und DN 1000 berücksichtigt. Diese decken ein breites Spektrum von Hausanschlussleitungen bis hin zu Transportleitungen ab. Für Polyethylenrohre (PE und PE-Xa) werden Nennweiten gewählt, deren Innendurchmesser näherungsweise den entsprechenden Stahl-Nennweiten entsprechen. Dadurch wird sichergestellt, dass vergleichbare Transportkapazitäten unterstellt werden können. Die betrachteten Nennweiten umfassen hierbei DN 32, DN 125, DN 400 und DN 630. Besonders im Zusammenhang mit der bestehenden Erdgasinfrastruktur haben kleinere Nennweiten bei Kunststoffleitungen eine zentrale Bedeutung. Vor allem die Dimensionen DN 32 bis DN 125 dominieren im Bereich der HAL und des VN.

5.3.2.2 Rohrverlegung, Verlegeverfahren, Verlegeorte

Die Studie von Pischko et al. [9] zeigt eine statistische Erhebung von in der Praxis typischerweise angewendeten Verlegeverfahren sowie den typischen Verlegeorten. Zur Erhebung der Daten wurden Experteninterviews mit acht Verteilnetzbetreibern (VNB) durchgeführt. Die betrachteten Netzbetreiber unterscheiden sich deutlich hinsichtlich Netzlänge, Anzahl der Hausanschlüsse sowie Versorgungsstruktur und decken insgesamt

rund 31.000 km Verteilnetz mit über 630.000 Hausanschlüssen ab. Aufgrund dieser strukturellen Vielfalt werden die Ergebnisse als repräsentativ für das deutsche Verteilnetz angesehen.

Grundsätzlich wird zwischen zwei Verlegeorten unterschieden: urbanen Räumen (UR, z. B. Straßen und Verkehrsflächen mit Wiederherstellung der Oberfläche) sowie offenen Geländebereichen (OG, z. B. landwirtschaftliche oder Grünflächen ohne versiegelte, befestigte, bebaute Oberflächen). Die Auswertung zeigt, dass Leitungen bei den meisten befragten Netzbetreibern überwiegend im urbanen Raum verlegt werden, während in Einzelfällen offene Gelände dominieren. Sonderfälle wie Gewässerquerungen spielen nur eine untergeordnete Rolle. Die Verlegeorte sind in Abbildung 54 dargestellt.

Im VN erfolgt die Leitungsverlegung mehrheitlich im offenen Graben mit Sandbettung, welches als Standardverfahren angesehen werden kann (vgl. Abbildung 55). Abweichungen treten vereinzelt auf, beispielsweise Verlegung ohne Sandbettung oder ein erhöhter Anteil an Sanierungsmaßnahmen. Bei HAL bleibt die offene Bauweise ebenfalls dominant, jedoch gewinnen grabenlose Verfahren zunehmend an Bedeutung (vgl. Abbildung 56). Insbesondere die Erdrakete wird von mehreren Netzbetreibern in relevantem Umfang eingesetzt.

Zur Einordnung der Ergebnisse wurde zwischen regionalen Verteilnetzen (RVN) und kommunalen Verteilnetzen (KVN) unterschieden (vgl. Tabelle 21). Während RVN primär dem Transport größerer Gasmengen im Hochdruckbereich dienen, umfassen KVN die Versorgung der Endverbraucher.

Für das FN wurden keine direkten Erhebungen durchgeführt. Auf Basis der in den VN vorhandenen Hochdrucksegmente (bis ca. 100 bar, DN bis 600) wird jedoch angenommen, dass auch hier überwiegend offene Grabenbauweise zur Anwendung kommt. Grabenlose Verfahren wie Horizontalspülbohrungen (HDD) werden im Fernleitungsnetz lediglich in Sonderfällen (z. B. Querungen von Straßen oder Gewässern) eingesetzt und im Rahmen der Modellierung nicht weiter berücksichtigt.

Tabelle 21: Zentrale Kenngrößen der befragten Verteilnetzbetreiber (VNB); KVN = kommunales Verteilnetz, RVN = regionales Verteilnetz [9]

Verteilnetz-betreiber (VNB)	Netzlänge [km]	Nennweiten DN	Druckstufen [bar]	Hausanschlüsse Anzahl
VNB 1 (KVN)	400	15 – 400	0,023 – 16	9.000
VNB 2 (KVN)	900	25 – 400	1 – 16	21.000
VNB 3 (KVN)	1.000	25 – 600	0,04 – 25	21.000
VNB 4 (RVN)	1.100	50 – 600	1 – 16	–
VNB 5 (KVN)	6.000	50 – 50	1 – 5	121.000
VNB 6 (KVN + RVN)	6.600	25 – 600	0,05 – 40	143.000
VNB 7 (KVN + RVN)	7.000	32 – 600	0,1 – 100	155.000
VNB 8 (KVN + RVN)	8.000	25 – 600	0,06 – 80	160.000

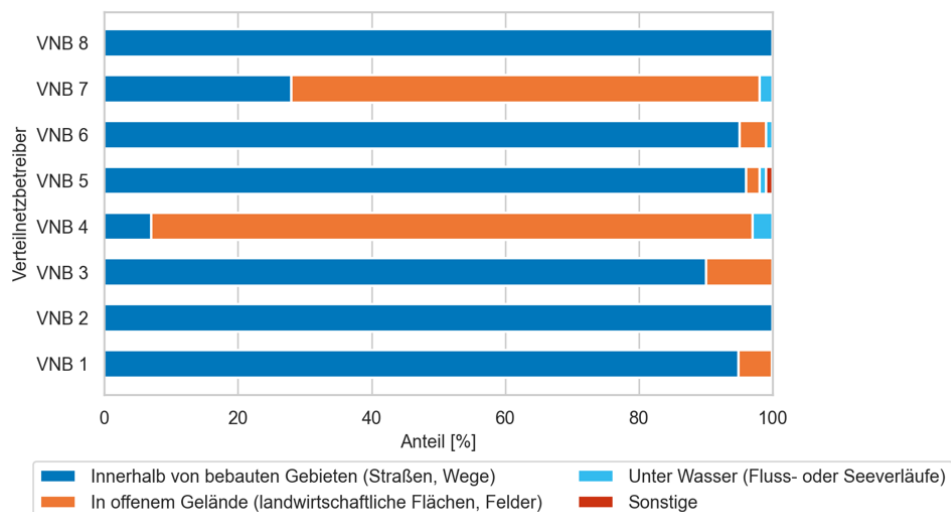


Abbildung 54: Verteilung der Verlegeorte nach Netzbetreibern [9]

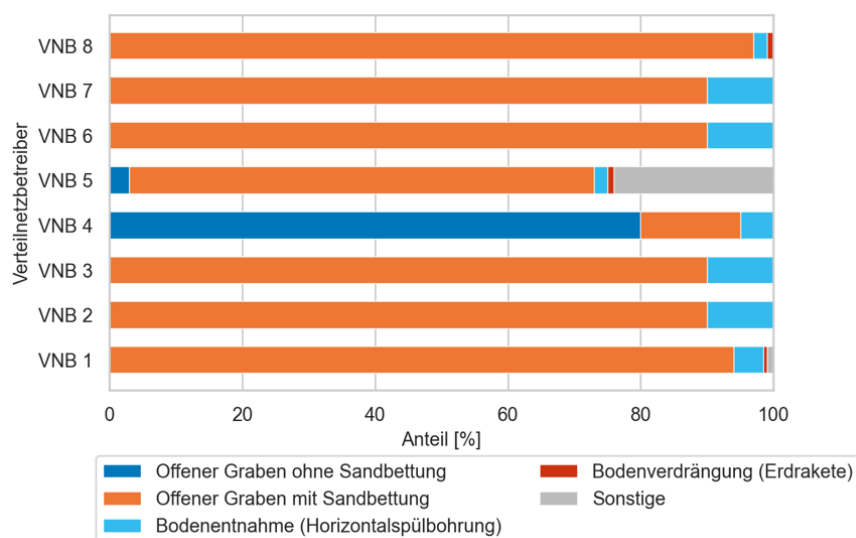


Abbildung 55: Verteilung der Verlegeverfahren der Versorgungsleitungen nach Netzbetreibern [9]

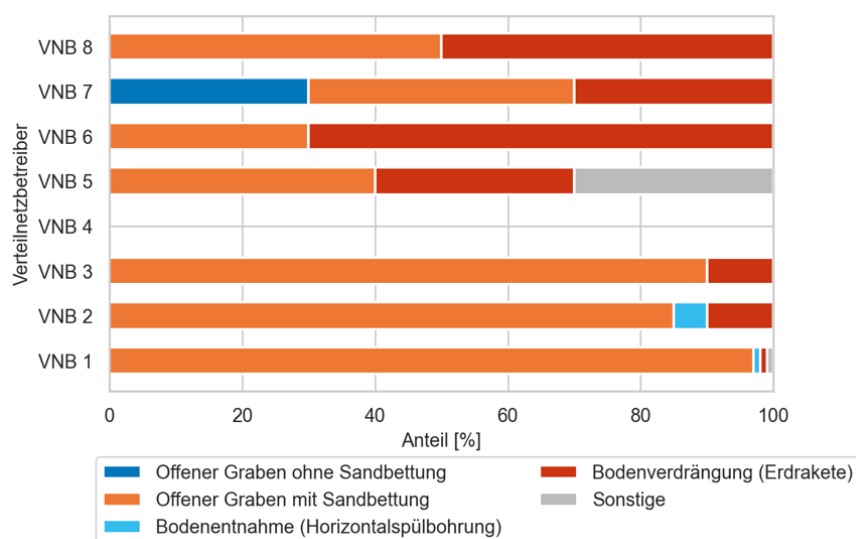


Abbildung 56: Verteilung der Verlegeverfahren der Hausanschlussleitungen nach Netzbetreibern [9]

5.3.3 Wirkungsabschätzung

Abbildung 57 –Abbildung 60 zeigen die Ergebnisse der Wirkungskategorie Klimawandel (GWP_{100}) für die untersuchten Rohrleitungskonfigurationen auf Grundlage der von Pischko et al. [9] beschriebenen Sachbilanz. In Tabelle 22 sind die Rohrleitungsszenarien und Definition der Szenariocodes am Beispiel der betrachteten DN100 und DN125 Rohrleitungen aufgeführt. Die Ergebnisse werden für Erdgastransport- und Erdgasverteilnetze dargestellt und nach den einzelnen Lebenszyklusphasen PP, BP, NP und LP aufgeschlüsselt. Zudem wird die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf Wasserstoffinfrastrukturen eingeordnet.

Die Untersuchung umfasst unterschiedliche Rohrleitungsmaterialien, Herstellungsverfahren und Verlegeverfahren. Für Stahlrohrleitungen werden Rohrleitungskonfigurationen der Nennweiten DN 25, DN 100, DN 300, DN 500, DN 700 und DN 1.000 betrachtet, während für Polyethylenrohrleitungen vergleichbare hydraulische Systeme mit angepassten Nennweiten untersucht werden. Hierzu zählen PE- und PE-X-Rohrleitungen der Nennweiten DN 32, DN 125, DN 400 sowie DN 630. Um vergleichbare hydraulische Eigenschaften zwischen Stahl- und Kunststoffrohrleitungen sicherzustellen, werden möglichst ähnliche Innendurchmesser gewählt. Die daraus resultierenden Unterschiede der Nennweiten zwischen Stahl- und Kunststoffrohrleitungen sind methodisch bedingt und stellen eine technisch konsistente Vergleichsgrundlage dar.

Zur systematischen Bewertung des Einflusses von Rohrdimension, Druckstufe und Lebenszyklusphase auf das gesamte GWP_{100} werden verschiedene Druckstufen und Rohrgrößen modelliert. Die kleinen Rohrdimensionen umfassen Systeme bis PN 1, mittlere Rohrdimensionen umfassen Druckstufen bis PN 16 und große Transportleitungen umfassen zusätzlich Druckstufen bis PN 84 beziehungsweise PN 100. Dadurch kann sowohl der Einfluss der Rohrdimension als auch des Betriebsdrucks auf die Umweltwirkungen analysiert werden. Zur besseren Interpretierbarkeit sind die dominierenden Beiträge der einzelnen Lebenszyklusphasen innerhalb der Diagramme zusätzlich als prozentuale Anteile dargestellt. Darüber hinaus werden innerhalb vergleichbarer Nennweitenbereiche einheitliche Achsenskalierungen verwendet, um die visuelle Vergleichbarkeit der Ergebnisse sicherzustellen.

Tabelle 22: Übersicht der Rohrleitungsszenarien und Definition der Szenariocodes

Modellcode	Rohrmaterial / Rohrtyp	Verlegeverfahren	Bettung	Verlegeort	DN	PN [bar]
StwPE-OTS-UA-DN100-PN5	Geschweißtes Stahlrohr mit PE-Ummantelung	Offener Graben (OT)	Sandbettung	Innerorts	100	5
StsPE-OTS-UA-DN100-PN5	Nahtloses Stahlrohr mit PE-Ummantelung	Offener Graben (OT)	Sandbettung	Innerorts	100	5
PE-OTS-UA-DN125-PN5	Polyethylenrohr (PE)	Offener Graben (OT)	Sandbettung	Innerorts	125	5
PEX-OTS-UA-DN125-PN5	Vernetztes Polyethylenrohr (PE-X)	Offener Graben (OT)	Sandbettung	Innerorts	125	5
StwPE-OTS-OF-DN100-PN5	Geschweißtes Stahlrohr mit PE-Ummantelung	Offener Graben (OT)	Sandbettung	Offenes Gelände	100	5
StsPE-OTS-OF-DN100-PN5	Nahtloses Stahlrohr mit PE-Ummantelung	Offener Graben (OT)	Sandbettung	Offenes Gelände	100	5
PE-OTS-OF-DN125-PN5	Polyethylenrohr (PE)	Offener Graben (OT)	Sandbettung	Offenes Gelände	125	5
PEX-OTS-OF-DN125-PN5	Vernetztes Polyethylenrohr (PE-X)	Offener Graben (OT)	Sandbettung	Offenes Gelände	125	5
PE-IM-UA/OF-DN125-PN5	Polyethylenrohr (PE)	Bodenverdrängungsverfahren / Erdrakete (IM)	–	Innerorts / Offenes Gelände	125	5
PEX-IM-UA/OF-DN125-PN5	Vernetztes Polyethylenrohr (PE-X)	Bodenverdrängungsverfahren / Erdrakete (IM)	–	Innerorts / Offenes Gelände	125	5
StwPE-HDD-UA/OF-DN100-PN5	Geschweißtes Stahlrohr mit PE-Ummantelung	Horizontalspülbohrverfahren (HDD)	–	Innerorts / Offenes Gelände	100	5
StsPE-HDD-UA/OF-DN100-PN5	Nahtloses Stahlrohr mit PE-Ummantelung	Horizontalspülbohrverfahren (HDD)	–	Innerorts / Offenes Gelände	100	5
PE-HDD-UA/OF-DN125-PN5	Polyethylenrohr (PE)	Horizontalspülbohrverfahren (HDD)	–	Innerorts / Offenes Gelände	125	5
PEX-HDD-UA/OF-DN125-PN5	Vernetztes Polyethylenrohr (PE-X)	Horizontalspülbohrverfahren (HDD)	–	Innerorts / Offenes Gelände	125	5

Abkürzungen: StwPE = Geschweißtes Stahlrohr mit PE-Ummantelung, StsPE = Nahtloses Stahlrohr mit PE-Ummantelung, PE = Polyethylen, PE-X / PEX = Vernetztes Polyethylen, OTS = Offener Graben mit Sandbettung, OT = Offener Graben, HDD = Horizontalspülbohrverfahren, IM = Bodenverdrängungsverfahren / Erdrakete, UA = Innerorts, OF = Offenes Gelände, DN = Nennweite, PN = Nenndruck / maximaler Betriebsdruck in bar

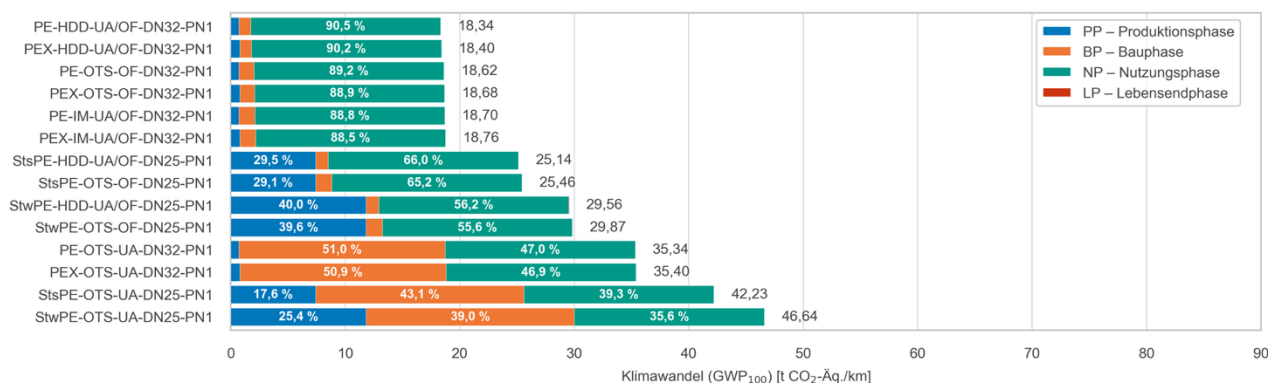


Abbildung 57: LCA-Ergebnisse für die Wirkungskategorie Klimawandel (GWP100) pro 1 km Erdgasleitungsabschnitt für StPE DN 25 (Wandstärke 3,6 mm) sowie PE/PE-X DN 32 SDR 11 unter verschiedenen Verlegeverfahren, angegeben in t CO₂-Äq./km und aufgeschlüsselt nach Lebenszyklusphasen (PP, BP, NP, LP) gemäß der definierten funktionellen Einheit. [9]

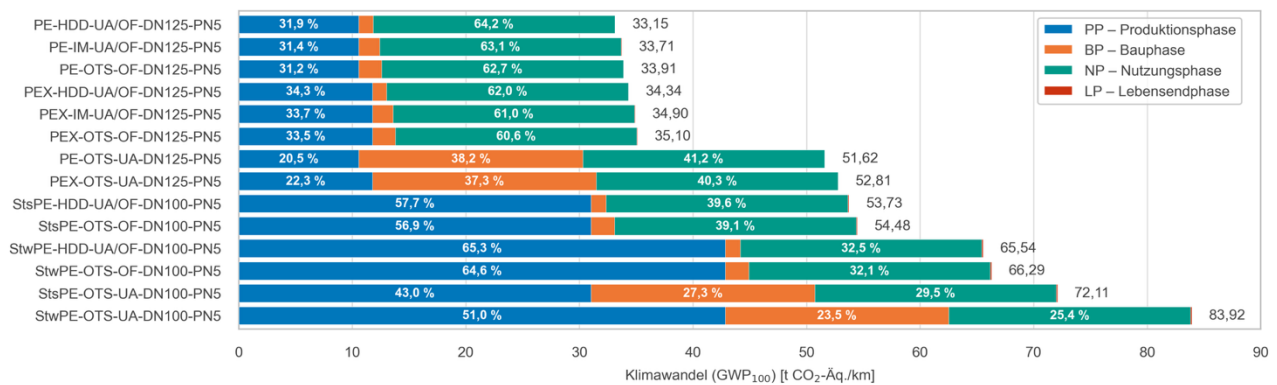


Abbildung 58: LCA-Ergebnisse für die Wirkungskategorie Klimawandel (GWP100) pro 1 km Erdgasleitungsabschnitt für StPE DN 100 (Wandstärke 3,6 mm) sowie PE/PE-X DN 125 SDR 11 unter verschiedenen Verlegeverfahren, angegeben in t CO₂-Äq./km und aufgeschlüsselt nach Lebenszyklusphasen (PP, BP, NP, LP) gemäß der definierten funktionellen Einheit. [9]

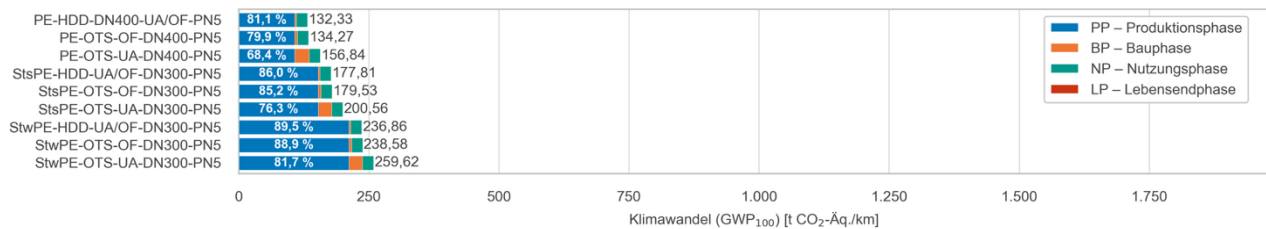


Abbildung 59: LCA-Ergebnisse für die Wirkungskategorie Klimawandel (GWP100) pro 1 km Erdgasleitungsabschnitt für StPE DN 300 (Wandstärke 6,35 mm) sowie PE DN 400 SDR 11 unter verschiedenen Verlegeverfahren, angegeben in t CO₂-Äq./km und aufgeschlüsselt nach Lebenszyklusphasen (PP, BP, NP, LP) gemäß der definierten funktionellen Einheit.

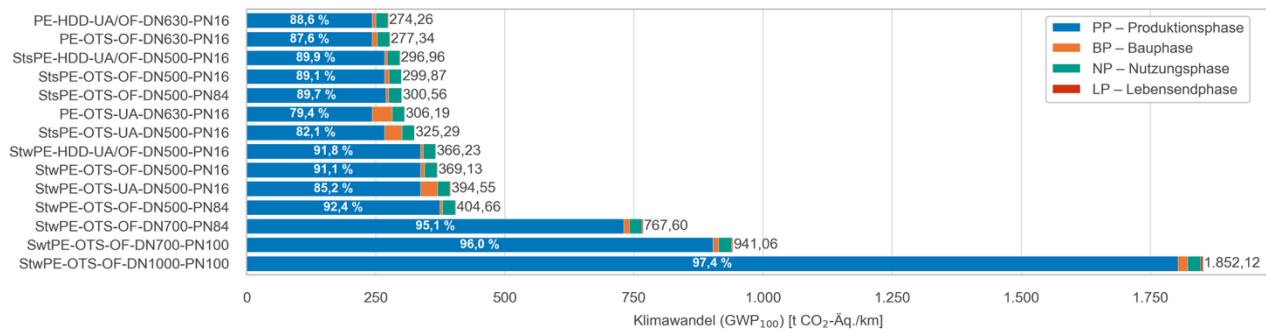


Abbildung 60: LCA-Ergebnisse für die Wirkungskategorie Klimawandel (GWP100) pro 1 km Erdgasleitungsabschnitt für StPE DN 500 (PN16: Wandstärke 6,35 mm, PN84: Wandstärke 7,1 mm), StPE DN 700 (PN84: Wandstärke 10 mm, PN100: Wandstärke 12,5 mm), DN 1.000 (PN100: Wandstärke 17,5 mm) sowie PE DN 630 SDR 11 unter verschiedenen Verlegeverfahren, angegeben in t CO₂-Äq./km und aufgeschlüsselt nach Lebenszyklusphasen (PP, BP, NP, LP) gemäß der definierten funktionellen Einheit. [9]

5.3.3.1 Übertragbarkeit auf Wasserstoffinfrastrukturen

Die Umweltwirkungen der PP, BP und LP sind unabhängig vom transportierten Medium. Herstellung, Installation, Transport, Rückbau und Entsorgung der Infrastruktur werden maßgeblich durch Materialeinsatz, Wanddicken, Verlegeverfahren und Maschinenaufwand bestimmt und sind daher grundsätzlich sowohl auf Erdgas-, Biogas-, als auch auf Wasserstoffpipelineinfrastrukturen übertragbar. Die ermittelten Ergebnisse dieser Lebenszyklusphasen können somit ebenfalls auf zukünftige Wasserstofftransport- und Wasserstoffverteilnetze angewendet werden. Eine vollständige Übertragbarkeit besteht jedoch nicht für die NP. Für Erdgasleitungen

sind in der vorliegenden Studie Methanemissionen aus Leckagen und Permeationsprozessen berücksichtigt, da diese einen wesentlichen Beitrag zum gesamten GWP₁₀₀ darstellen. Diese Emissionen entstehen infolge flüchtiger Methanverluste entlang der Erdgasinfrastruktur. Für Wasserstoffleitungen liegen derzeit hingegen keine belastbaren und standardisierten Datensätze zu flüchtigen Wasserstoffemissionen auf Netzebene vor. Zusätzlich variieren die in der Literatur angegebenen GWP-Werte wasserstoffbedingter Emissionen derzeit erheblich, wodurch eine robuste und standardisierte Quantifizierung der Umweltwirkungen in der NP aktuell nicht möglich ist. Aus diesem Grund werden Methanemissionen innerhalb der NP ausschließlich für Erdgasleitungen berücksichtigt. Für Wasserstoffleitungen werden entsprechende Methanemissionen folglich nicht berücksichtigt, da Methan nicht Bestandteil des transportierten Mediums ist. Die Ergebnisse der NP sind daher ausschließlich für Erdgasinfrastrukturen repräsentativ und können derzeit nicht direkt auf Wasserstoffnetze übertragen werden.

Die Ergebnisse der PP, BP und LP können dagegen direkt auf Erdgas-, Wasserstoff- sowie weitere gasförmige Transport- und Verteilinfrastrukturen angewendet werden. Dies kann zusätzlich durch die im Rahmen der Studie durchgeführte Expertenbefragung bestätigt werden. Alle acht befragten Verteilnetzbetreiber gaben an, dass hinsichtlich der grundlegenden Infrastrukturkomponenten keine wesentlichen Veränderungen für zukünftige Wasserstoffnetze erwartet werden. Insbesondere werden keine grundsätzlichen Änderungen der betrachteten Verlegeverfahren oder der eingesetzten Rohrmaterialien erwartet. Gleichzeitig wird jedoch mehrfach auf erhöhte Sicherheitsanforderungen im Zusammenhang mit Wasserstoff hingewiesen, insbesondere hinsichtlich explosionsgefährdeter Bereiche sowie notwendiger Weiterentwicklungen bestehender Technologien. Dies betrifft beispielsweise Verbindungstechnologien für Kunststoffrohrleitungen sowie sicherheitstechnische Anforderungen bei Bau- und Verlegeprozessen.

Insgesamt bestätigen die Aussagen der Netzbetreiber, dass die grundlegenden infrastrukturellen und bautechnischen Zusammenhänge der vorliegenden Studie grundsätzlich auf zukünftige Wasserstoffnetze übertragbar sind. Anpassungsbedarf wird vor allem im Bereich der Sicherheitsanforderungen sowie einzelner technischer Detailkomponenten gesehen, nicht jedoch hinsichtlich der grundsätzlichen Material- und Verlegekonzepte.

5.3.3.2 Einfluss der Rohrleitungsmaterialien

Die Ergebnisse von Pischko et al. [9] zeigen, dass der Einfluss des Rohrleitungsmaterials auf das GWP₁₀₀ maßgeblich durch die PP bestimmt wird und mit zunehmendem Rohrdurchmesser deutlich ansteigt. Zusätzliche materialbedingte Effekte treten in der BP infolge massenabhängiger Transporte auf. Bei Verlegungen im offenen Gelände stellen diese Transporte jedoch nur einen geringen Beitrag zum gesamten GWP₁₀₀ dar, während bei Verlegungen im urbanen Raum insbesondere die Wiederherstellung der Straßenoberfläche die Bauphase dominiert. Die Materialmassen beeinflussen zudem die LP durch die entsprechenden Rückbau- und Entsorgungsprozesse. Insgesamt ist der Beitrag der LP jedoch über alle betrachteten Nennweiten hinweg vernachlässigbar.

Für die kleinsten untersuchten Nennweiten (DN 25 – 32) liegen die Emissionen der PP von Polyethylenrohrleitungen gemäß Pischko et al. [9] unter 1 t CO₂-Äq./km. Stahlrohrleitungen weisen dagegen bereits in diesem Nennweitenbereich deutlich höhere produktionsbedingte Emissionen auf. Für nahtlose Stahlrohrleitungen ergeben sich etwa 7 t CO₂-Äq./km, während geschweißte Stahlrohrleitungen rund 12 t CO₂-Äq./km erreichen. Bei kleinen bis mittleren Nennweiten (DN 100 – 125) nimmt die Bedeutung der Materialwahl deutlich zu. Die Emissionen der Produktionsphase betragen etwa 11 t CO₂-Äq./km für PE-Rohrleitungen und 12 t CO₂-Äq./km für PE-X-Rohrleitungen. Im Vergleich dazu erreichen Stahlrohrleitungen Werte von etwa 31 t CO₂-Äq./km für nahtlose sowie 43 t CO₂-Äq./km für geschweißte Ausführungen. Stahlrohrleitungen weisen damit in diesem Nennweitenbereich etwa drei- bis vierfach höhere Emissionen in der Produktionsphase auf als Polyethylenrohrleitungen. Für mittlere Nennweiten (DN 300 – 500) steigen die Emissionen der Produktionsphase bei allen Materialien stark an und dominieren das gesamte GWP₁₀₀. Polyethylenrohrleitungen erreichen dabei Werte von etwa 107 t CO₂-Äq./km, während Stahlrohrleitungen zwischen 153 t CO₂-Äq./km für nahtlose und 212 t

CO₂-Äq./km für geschweißte Rohrleitungen liegen. Die absoluten Unterschiede zwischen Stahl- und Polyethylenrohrleitungen betragen damit mehr als 100 t CO₂-Äq./km. Bei großen Nennweiten (DN 500 – 630) steigen die Emissionen der Produktionsphase weiter an. Für Polyethylenrohrleitungen ergeben sich Werte von über 240 t CO₂-Äq./km, für nahtlose Stahlrohrleitungen etwa 267 t CO₂-Äq./km und für geschweißte Stahlrohrleitungen etwa 330 t CO₂-Äq./km. Die absoluten Unterschiede bleiben damit erheblich und prägen das gesamte GWP₁₀₀ maßgeblich.

Die Unterschiede zwischen nahtlosen und geschweißten Stahlrohrleitungen bleiben über alle betrachteten Nennweiten deutlich erkennbar. Für identische Verlegeverfahren weisen PE-X-Rohrleitungen geringfügig höhere GWP₁₀₀-Werte auf als PE-Rohrleitungen. Insgesamt zeigen geschweißte Stahlrohrleitungen die höchsten lebenszyklusbezogenen GWP₁₀₀-Werte, während PE-Rohrleitungen – sofern technisch einsetzbar – die ökologisch vorteilhafteste Option darstellen. Der Vergleich der Ergebnisse der PP ist in Abbildung 61 dargestellt.

Gemäß Pischko et al. [9] ist jedoch zu beachten, dass die Einsetzbarkeit der jeweiligen Rohrleitungsmaterialien durch Druckstufe und Nennweite begrenzt wird. Sofern technisch möglich, können alternative Materialien daher ein erhebliches Minderungspotenzial bieten. Auch bei größeren Nennweiten weisen PE-Rohrleitungen weiterhin deutliche ökologische Vorteile auf. PE-X-Rohrleitungen wurden über DN 200 hinaus nicht betrachtet, da deren Herstellung auf diesen Größenbereich begrenzt ist.

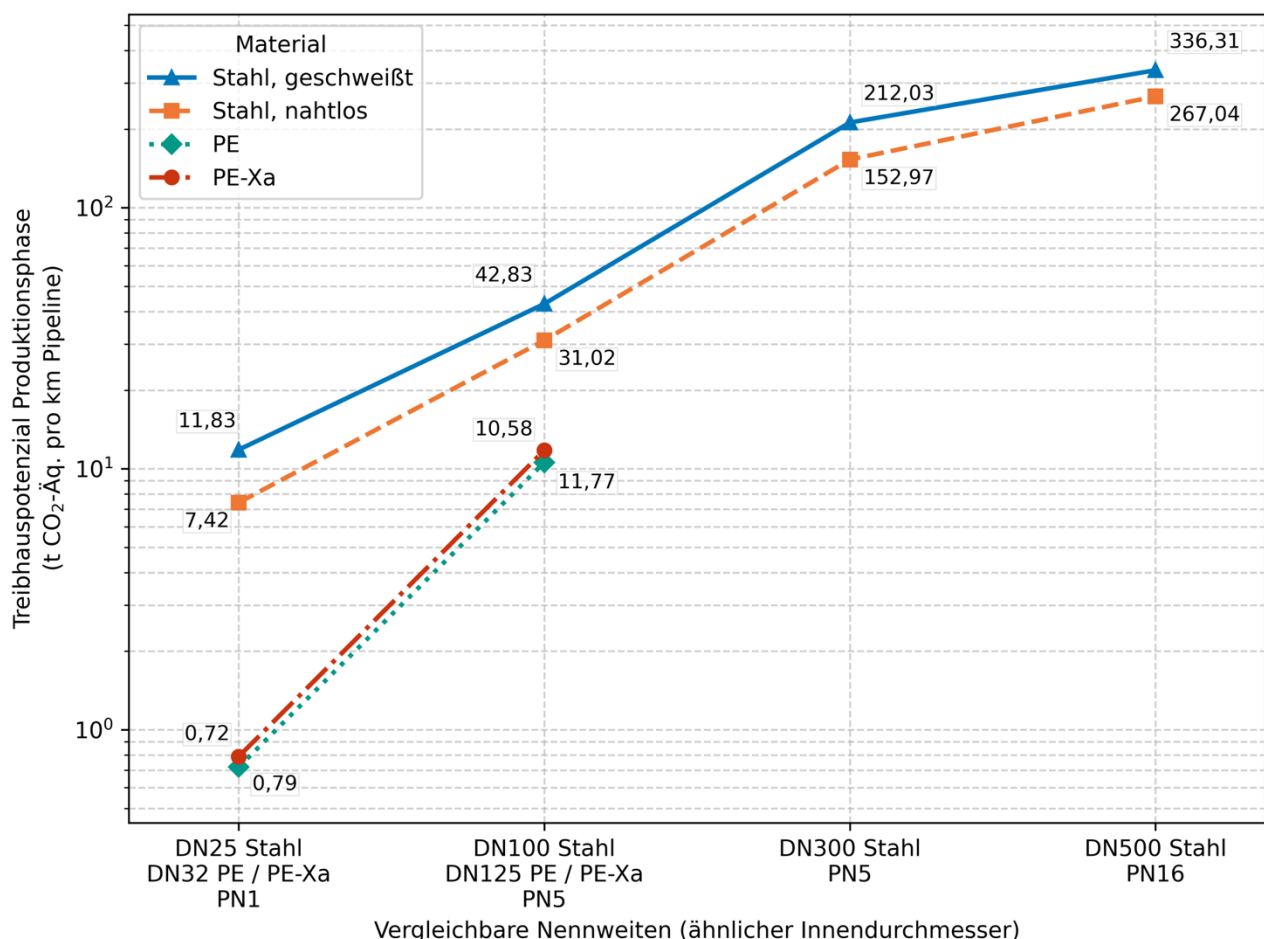


Abbildung 61: Vergleich der Ergebnisse der Produktionsphase (PP) für die Wirkungskategorie Klimawandel (GWP₁₀₀) pro 1 km Rohrleitungsabschnitt für geschweißte und nahtlose StPE-Rohrleitungen sowie PE- und PE-X-Rohrleitungen unterschiedlicher Nennweiten und Druckstufen, angegeben in t CO₂-Äq./km gemäß der definierten funktionellen Einheit.

5.3.3.3 Einfluss der Verlegeverfahren und Verlegeorte

Die Ergebnisse von Pischko et al. [9] zeigen, dass der Einfluss des Verlegeverfahrens und des Verlegeorts auf das GWP₁₀₀ vollständig der BP zuzuordnen ist. Im Gegensatz zu Rohrleitungsmaterial und Betriebsdruck skalieren verlegebedingte Effekte nur geringfügig über transportabhängige Emissionen mit den Materialeigenschaften. Die maßgeblichen Einflussgrößen der BP sind vielmehr die Nennweite, der Aushubaufwand, der Maschineneinsatz sowie insbesondere die Anforderungen an die Wiederherstellung von Oberflächen im urbanen Raum.

Über alle untersuchten Nennweiten hinweg weisen Verlegungen im urbanen Raum deutlich höhere Emissionen der BP auf als Verlegungen im offenen Gelände. Für kleine Nennweiten (DN 25 – 32) betragen die Emissionen der BP bei offenen Grabenverlegungen von Stahl- und Polyethylenrohrleitungen im urbanen Raum etwa 18 t CO₂-Äq./km. Vergleichbare Verlegungen im offenen Gelände führen dagegen zu Emissionen von lediglich 1,4 t CO₂-Äq./km für Stahlrohrleitungen beziehungsweise 1,3 t CO₂-Äq./km für Polyethylenrohrleitungen. Daraus ergibt sich eine absolute Differenz von etwa 17 t CO₂-Äq./km, die hauptsächlich auf die Wiederherstellung von Straßen- und Oberflächenbefestigungen zurückzuführen ist. Ein vergleichbares Muster zeigt sich auch bei steigenden Nennweiten. Für DN 100 – 125 erhöhen sich die Emissionen der BP von etwa 2 t CO₂-Äq./km bei Verlegungen im offenen Gelände auf ungefähr 20 t CO₂-Äq./km im urbanen Raum. Für DN 300 – 500 steigen die entsprechenden Werte auf etwa 5 t CO₂-Äq./km im offenen Gelände beziehungsweise auf 26 t CO₂-Äq./km für Stahlrohrleitungen und 28 t CO₂-Äq./km für Polyethylenrohrleitungen im urbanen Raum. Bei großen Nennweiten (DN 500 – 630) verursacht die offene Grabenverlegung im urbanen Raum Emissionen der BP von etwa 33 t CO₂-Äq./km für Stahlrohrleitungen sowie 38 t CO₂-Äq./km für Polyethylenrohrleitungen. Im Vergleich dazu ergeben sich bei Verlegungen im offenen Gelände lediglich etwa 8 t CO₂-Äq./km für Stahlrohrleitungen beziehungsweise 10 t CO₂-Äq./km für Polyethylenrohrleitungen.

Grabenlose Verlegeverfahren reduzieren die Emissionen der BP insbesondere im urbanen Raum deutlich. Für DN 25 – 32 führt HDD lediglich zu einer geringen Reduktion der Emissionen um weniger als 0,5 t CO₂-Äq./km. Bei größeren Nennweiten (DN 500 – 630) zeigt sich jedoch ein deutlich stärkerer Effekt. Hier verursacht die HDD-Verlegung lediglich etwa 5 t CO₂-Äq./km für Stahlrohrleitungen und etwa 6,5 t CO₂-Äq./km für Polyethylenrohrleitungen und liegt damit deutlich unter den Emissionen offener Grabenverlegungen im urbanen Raum. Das Erdraketenverfahren weist geringfügig höhere Emissionen der BP auf als HDD, bleibt jedoch ebenfalls deutlich unter den Werten der offenen Grabenverlegung im urbanen Raum. Der Vergleich der Ergebnisse der BP ist in Abbildung 62 dargestellt.

Insgesamt zeigen die Ergebnisse von Pischko et al. [9], dass der Verlegeort den dominierenden Einflussfaktor auf das BP-bezogene GWP₁₀₀ darstellt, während grabenlose Verlegeverfahren insbesondere im urbanen Raum ein erhebliches Minderungspotenzial bieten. Trotz der deutlichen Unterschiede innerhalb der BP nimmt der Einfluss des Verlegeverfahrens auf das gesamte lebenszyklusbezogene GWP₁₀₀ mit steigender Nennweite jedoch ab, da bei mittleren und großen Rohrleitungsdimensionen die Emissionen der PP dominieren.

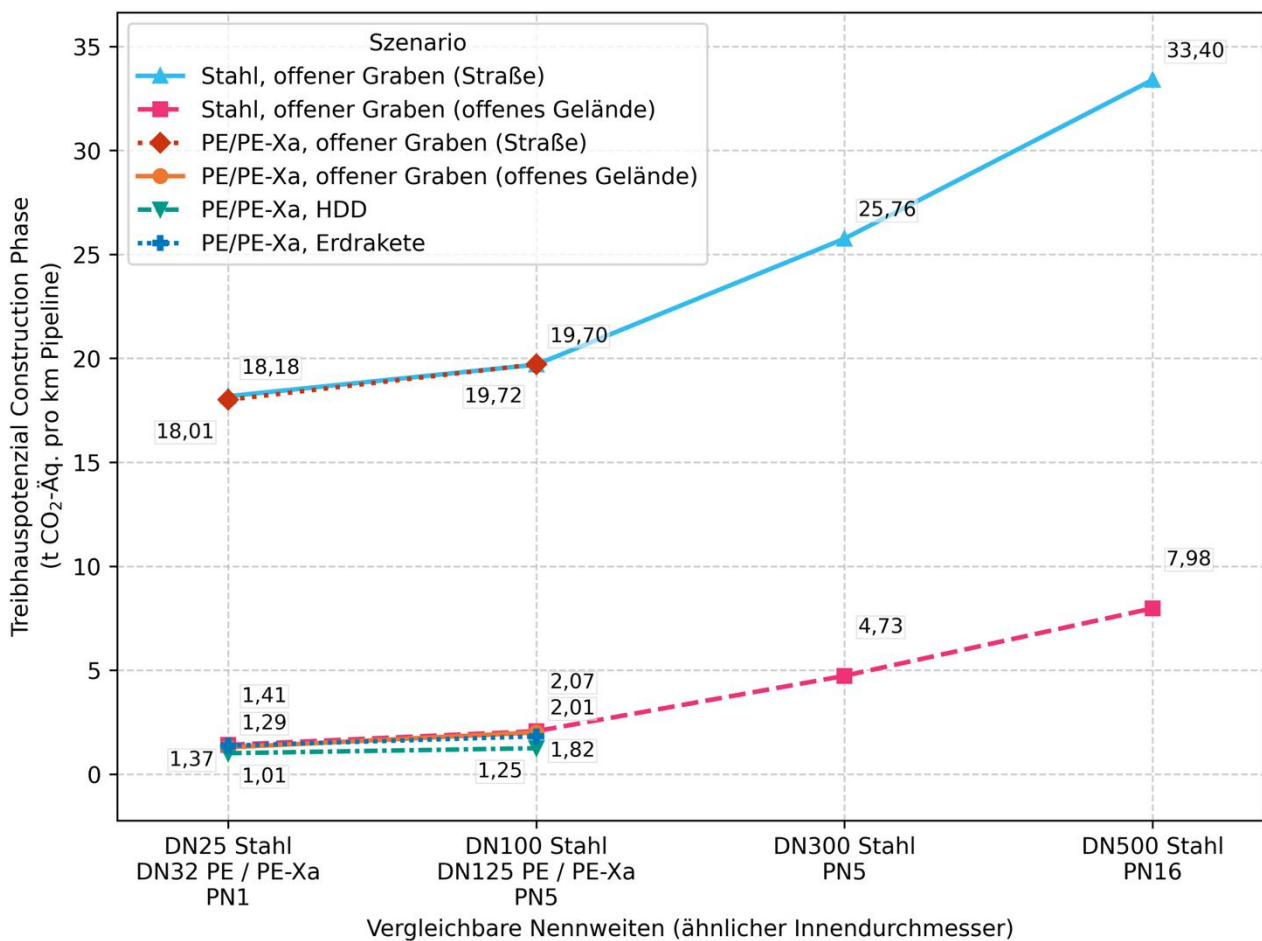


Abbildung 62: Vergleich der Ergebnisse der Bauphase (BP) für die Wirkungskategorie Klimawandel (GWP_{100}) pro 1 km Erdgasleitungsabschnitt für StPE-, PE- und PE-X-Rohrleitungen unterschiedlicher Nennweiten unter verschiedenen Verlegeverfahren und Verlegeorten, angegeben in t CO₂-Äq./km gemäß der definierten funktionalen Einheit.

5.3.3.4 Einfluss des Betriebsdrucks

Die Ergebnisse von Pischko et al. [9] zeigen, dass der Betriebsdruck das GWP_{100} über zwei wesentliche Mechanismen beeinflusst: zum einen durch erhöhte Materialmassen infolge größerer erforderlicher Wanddicken und zum anderen durch druckabhängige Emissionen während der NP. Dies betrifft insbesondere die PP und die LP, wobei die PP den dominierenden Beitrag der druckbedingten Materialanforderungen zum GWP_{100} darstellt. Darüber hinaus beeinflusst der Betriebsdruck die NP über druckabhängige flüchtige Methanemissionen sowie Wartungszyklen.

Die flüchtigen Emissionen stellen über alle untersuchten Konfigurationen hinweg den dominierenden Beitrag der NP dar. Für Systeme mit PN 1 liegen die flüchtigen Emissionen unter denen höherer Druckstufen. Entsprechend steigt die NP mit zunehmendem Betriebsdruck an. Für Rohrleitungen DN 25 – 32 mit PN 1 betragen die Emissionen der NP etwa 16,6 t CO₂-Äq./km. Für große Rohrleitungsdimensionen (DN 1.000, PN 100) erhöht sich die NP dagegen auf etwa 24,79 t CO₂-Äq./km.

Ein direkter Vergleich verschiedener Druckstufen bei identischen Nennweiten verdeutlicht zusätzlich den Einfluss des Betriebsdrucks auf die PP. Für DN 500-Rohrleitungen führt eine Erhöhung der Druckstufe von PN 16 auf PN 84 zu einem Anstieg der Emissionen der PP von etwa 336 auf 374 t CO₂-Äq./km. Ein vergleichbarer Effekt zeigt sich bei DN 700-Rohrleitungen, bei denen die Emissionen der PP von etwa 730 t CO₂-Äq./km bei PN 84 auf etwa 903 t CO₂-Äq./km bei PN 100 ansteigen.

Die Ergebnisse zeigen damit deutlich, dass höhere Druckstufen zu einem erheblichen Anstieg des Materialbedarfs und der damit verbundenen produktionsbedingten Emissionen führen. Insgesamt stellt der Betriebsdruck einen wesentlichen Einflussfaktor sowohl für die PP als auch für die NP dar. Rohrleitungen für höhere Druckstufen weisen systematisch höhere GWP₁₀₀-Werte auf, was sowohl auf den erhöhten Materialeinsatz als auch auf gesteigerte flüchtige Emissionen während der NP zurückzuführen ist. Überdimensionierte Rohrleitungen hinsichtlich der Druckstufe führen somit zu vermeidbaren zusätzlichen Treibhausgasemissionen über den gesamten Lebenszyklus.

5.3.4 Gesamtbewertung

Die Ergebnisse von Pischko et al. [9] zeigen, dass die Materialwahl einen wesentlichen Einfluss auf die Umweltwirkungen von Gasleitungen hat. Polyethylenrohre weisen im Vergleich zu Stahlrohren in der Regel geringere Treibhausgasemissionen über den Lebenszyklus auf, was insbesondere auf den energieintensiven Herstellungsprozess von Stahl zurückzuführen ist. Innerhalb der betrachteten Stahlvarianten schneiden nahtlose Stahlrohre ökologisch günstiger ab als geschweißte Stahlrohre.

Neben dem Rohrmaterial stellt auch das Verlegeverfahren einen bedeutenden Einflussfaktor auf die Umweltwirkungen dar, insbesondere während der Bauphase. Konventionelle Verlegeverfahren im offenen Graben führen aufgrund von Aushubarbeiten, Transportprozessen sowie der Wiederherstellung von Straßenoberflächen zu hohen Emissionen. Demgegenüber können grabenlose Verlegeverfahren wie HDD oder Erdraketenverfahren die baubedingten Umweltwirkungen deutlich reduzieren, da der Umfang von Erdarbeiten und Oberflächenwiederherstellungen geringer ausfällt.

Darüber hinaus zeigt die Studie, dass die Bedeutung einzelner Lebenszyklusphasen stark von der Rohrdimension abhängt. Bei Rohrleitungen mit größeren Nennweiten dominieren die Umweltwirkungen der Herstellungsphase, da der Materialbedarf und damit die emissionsintensive Produktion der Rohrmaterialien den größten Anteil am Gesamtergebnis ausmachen. Bei Rohrleitungen mit kleinen Nennweiten hingegen gewinnt die Nutzungsphase an Bedeutung, da flüchtige Methanemissionen aus dem Gastransport einen erheblichen Beitrag zum Treibhauspotenzial leisten können.

Zusätzlich wird der Einfluss der Einbauumgebung deutlich. Rohrleitungen, die im urbanen Raum installiert werden, verursachen aufgrund zusätzlicher Bauarbeiten, Materialtransporte und der Wiederherstellung von Straßenoberflächen in der Regel höhere Umweltwirkungen als Leitungen, die im offenen Gelände verlegt werden.

Insgesamt verdeutlichen die Ergebnisse, dass Rohrmaterial, Verlegeverfahren sowie flüchtige Emissionen maßgeblich die ökologische Gesamtbewertung von Gasinfrastrukturen bestimmen. Die entwickelte Sachbilanz stellt eine konsistente Grundlage für zukünftige Lebenszyklusanalysen von Erdgas- und Wasserstoffinfrastrukturen dar und kann zur Planung umweltoptimierter Gas- und Wasserstoffnetze beitragen.

5.4 Wasserstoffherstellung mittels Elektrolyse

5.4.1 Ziel und Untersuchungsrahmen

Ziel der vorliegenden Ökobilanz ist die Bewertung der Wasserstoffherstellung mittels alkalischer Elektrolyse (AEL) und Protonenaustauschmembran-Elektrolyse (PEMEL) unter besonderer Berücksichtigung der Herstellungs-, Bau- und Nutzungsphase der Elektrolyseure sowie unterschiedlicher Strombereitstellungsszenarien. Im Fokus steht die Analyse der Umweltauswirkungen der Wasserstoffproduktion in Abhängigkeit der eingesetzten Strombereitstellungsszenarien.

Untersucht werden Elektrolysesysteme mit einer elektrischen Leistung von 6 MW. Die betrachteten Systeme umfassen die Elektrolysestacks, die für Herstellung und Bau erforderlichen Energieverbräuche sowie die zugehörigen Nebenaggregate (BoP). In die Analyse wird die Nutzungsphase (NP) auf Grundlage verschiedener Szenarien der Strombereitstellung einbezogen. Neben einem Basisszenario für das Jahr 2023 werden zukünftige Entwicklungen des deutschen Strommixes für das Jahr 2045 berücksichtigt. Ergänzend werden zwei Grünstromszenarien untersucht, in denen die Strombereitstellung vollständig durch Windenergie beziehungsweise Photovoltaik erfolgt.

Die Bewertung erfolgt anhand der Wirkungskategorie Klimawandel unter Verwendung des Indikators Global Warming Potential (GWP₁₀₀), angegeben in CO₂-Äquivalenten. Der geografische Bezug der Analyse ist Deutschland. Die Herstellungs- und Bauphase der Elektrolyseure kann grundsätzlich auf andere europäische Länder übertragen werden. Die Nutzungsphase ist hinsichtlich der Strommixbetrachtungen auf Deutschland spezifiziert. Die Ergebnisse der Nutzungsphase unter Verwendung von Wind- oder Solarstrom können jedoch ebenfalls auf andere europäische Länder übertragen werden.

5.4.2 Systemgrenze

Das Produktsystem umfasst die Herstellung von Wasserstoff mittels AEL und PEMEL. Die Systemgrenzen schließen sowohl die Herstellung und den Bau des Elektrolyseurs als auch dessen Betrieb ein (s. Abbildung 63).

Für die Herstellung des Elektrolyseurs werden alle relevanten Komponenten des Systems einbezogen. Hierzu zählen insbesondere Zellstapel, Elektroden, Membranen, Gehäusestrukturen sowie die BoP-Komponenten. Darüber hinaus werden die erforderlichen Energie- und Betriebsstoffverbräuche berücksichtigt.

Im Betrieb werden Strom und Wasser als wesentliche Inputgrößen berücksichtigt. Der Elektrolyseur ist an das Stromnetz auf Niederspannungsebene angeschlossen, wobei die vorgelagerten Prozesse der Stromerzeugung auf Hochspannungsebene einschließlich Transmission und Transformation sowie die zugehörige Infrastruktur berücksichtigt werden.

Für die Herstellung des Elektrolyseurs werden alle relevanten Komponenten des Systems einbezogen. Hierzu zählen insbesondere Zellstapel, Elektroden, Membranen, Gehäusestrukturen sowie die BoP-Komponenten. Darüber hinaus werden die erforderlichen Energie- und Betriebsstoffverbräuche berücksichtigt.

Die Systemgrenze beginnt mit der Bereitstellung der eingesetzten Energieträger und Materialien und endet mit der Bereitstellung von Wasserstoff am Ausgang des Elektrolyseurs. Sauerstoff, der als Nebenprodukt entsteht, wird bilanziell nicht berücksichtigt, da keine Nutzung des Sauerstoffs angenommen wird.

Nicht Bestandteil der Systemgrenzen sind nachgelagerte Prozessschritte wie Reinigung, Verdichtung, Speicherung und Verteilung des Wasserstoffs sowie Lebensendbetrachtungen der Elektrolyseanlagen. Ebenso wird die Nutzung der Abwärme des Elektrolyseurs nicht betrachtet.

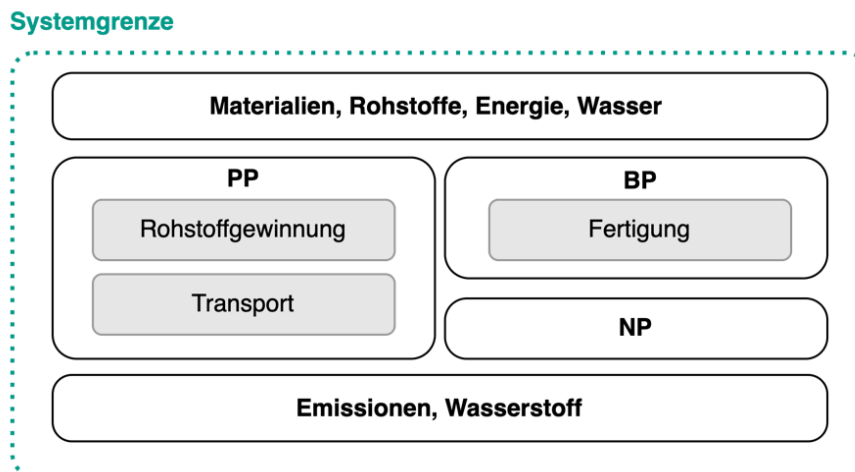


Abbildung 63: Produktsystem und Systemgrenze der Wasserstoffherstellung mittels Elektrolyse

5.4.2.1 Funktion und funktionelle Einheit

Die Funktion des Produktsystems besteht in der Bereitstellung von Wasserstoff durch die elektrochemische Spaltung von Wasser. Als funktionelle Einheit wird die Bereitstellung von 1 kg Wasserstoff am Systemausgang definiert. Die technischen Betriebsparameter und die Spezifikation des erzeugten Wasserstoffs basieren auf den jeweils zugrunde liegenden Literaturquellen und werden nachfolgend dargestellt.

AEL nach Koj et al. [15]:

- Betriebsdruck Elektrolyseur: 33 bar
- Betriebstemperatur Elektrolyseur: 85 °C
- Wasserstoffreinheit: 99,8 %
- Wasserstoff am Systemausgang: 33 bar bei 40 °C

PEMEL nach Gerloff [16]:

- Betriebsdruck Elektrolyseur: < 200 bar
- Betriebstemperatur Elektrolyseur: 50 – 80 °C
- Wasserstoffreinheit: > 99,99 %
- Wasserstoff am Systemausgang: 1 bar bei 15 °C

Alle Input- und Outputströme werden auf diese funktionelle Einheit bezogen.

5.4.2.2 Datengrundlage und Datenerhebung

Die Datengrundlage für den alkalischen Elektrolyseur basiert auf Literaturdaten eines kommerziell verfügbaren alkalischen Elektrolysesystems mit einer Leistung von 3,5 MW, welches auf eine Anlagenkapazität von 6 MW skaliert wurde. Die zugrunde liegenden Daten stammen aus einer Veröffentlichung von Koj et al. aus 2017 [15], ergänzt durch Angaben aus einer Dissertation von Lozanovski aus dem Jahr 2022 [17]. Der alkalische Elektrolyseur besitzt eine Lebensdauer von 20 Jahren und eine jährliche Betriebszeit von rund 8.300 Stunden.

Für die Sachbilanz der PEMEL dient eine Studie von Gerloff aus dem Jahr 2021 [16] als Datengrundlage, welche einen 1 MW PEMEL beschreibt. Diese basiert auf einem Modell von Bareiß et al. (2019) [18] und wurde um Komponenten der Anlagenperipherie wie Wasserreiniger, Vorrattanks und Wärmeübertrager ergänzt. Die Lebensdauer des PEM-Elektrolyseurs beträgt 20 Jahre und die Betriebszeit 8.000 Stunden pro Jahr.

Die PP und BP der AEL und PEMEL und deren Betrieb (mit Ausnahme des Stromverbrauchs) werden auf Grundlage des aktuellen Stands der Technik bilanziert. Lerneffekte oder technologische Verbesserungen werden nicht berücksichtigt. Die Strombereitstellung wird szenariobasiert modelliert. Für die Strommixszenarien

von 2023 bis 2045 ist als Datengrundlage eine Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme aus dem Jahr 2024 [19] herangezogen. In den Szenarien „Wind“ und „Solar“ wird eine vollständige Deckung des Strombedarfs durch die jeweilige erneuerbare Stromquelle angenommen.

Die Sachbilanzdaten für die vorgelagerten Prozesse, insbesondere die Strombereitstellung sowie die Herstellung der eingesetzten Materialien und Betriebsmittel, werden aus den Datenbanken ecoinvent 3.12 [4] und Probas2 [6] entnommen.

5.4.3 Sachbilanz zur Herstellung und zum Bau von alkalischen Elektrolyseuren

5.4.3.1 Stackrahmen

Die Massen der Sachbilanz beziehen sich jeweils auf die Herstellung eines alkalischen Elektrolyseurs mit einer Leistung von 6 MW. Um diese auf die funktionelle Einheit von 1 kg Wasserstoff zu beziehen, werden die einzelnen Inputmengen durch die während der Lebensdauer des Elektrolyseurs produzierte Wasserstoffmenge von insgesamt 19.588 t geteilt.

Die Sachbilanz des Stackrahmens basiert auf den Materialien Kupfer und unlegiertem Stahl. Für die Modellierung wurden die ecoinvent-Datensätze „market for copper, cathode“ sowie „market for steel, unalloyed“ verwendet. Die Datensätze umfassen neben der Materialbereitstellung auch die vorgelagerten Prozess- und Transportketten innerhalb der jeweiligen Produktsysteme. Der geografische Geltungsbereich der verwendeten Datensätze entspricht dem globalen Markt („GLO“).

Tabelle 23: Sachbilanzdaten der Stackrahmenproduktion der alkalischen Elektrolyse sowie resultierendes GWP₁₀₀

Prozessschritt/ Material	Ecoinvent Datensatz	Wert	Einheit
Kupfer	market for copper, cathode copper, cathode Cutoff, U - GLO	2.000	kg
Stahl	market for steel, unalloyed steel, unalloyed Cutoff, U - GLO	200.000	kg
GWP ₁₀₀		383.846	kg CO ₂ -Äq.

5.4.3.2 Dichtungen

Durch das Know-How und die Zusammenarbeit mit mehreren Industriepartnern konnte Koj et al. am Institut in Jülich detaillierte Informationen zu den Materialien der Dichtungen für den AEL ermitteln [15], [17]. In dieser Arbeit werden möglichst viele dieser Komponenten berücksichtigt, die schlussendlich in den Prozess der Dichtungsherstellung einfließen. Folgende Materialien und Prozesse werden berücksichtigt:

Tabelle 24: Sachbilanzdaten der Dichtungen der alkalischen Elektrolyse sowie resultierendes GWP₁₀₀

Prozessschritt/ Material	Ecoinvent Datensatz	Wert	Einheit
Polytetrafluor-ethylen	market for polytetrafluoroethylene polytetrafluoroethylene Cutoff, U - GLO	78	kg
Acrylnitril-Butadien-Styrol	market for acrylonitrile-butadiene-styrene copolymer acrylonitrile-butadiene-styrene copolymer Cutoff, U - GLO	160	kg
Graphit	market for graphite graphite Cutoff, U - GLO	430	kg
Schmiermittel	market for lubricating oil lubricating oil Cutoff, U - RER	0,48	kg
Anilin	market for aniline aniline Cutoff, U - RER	49	kg
Acetanhydrid	market for acetic anhydride acetic anhydride Cutoff, U - GLO	54	kg
Terephthalsäure	market for purified terephthalic acid purified terephthalic acid Cutoff, U - GLO	88	kg
Salpetersäure	market for nitric acid, without water, in 50% solution state nitric acid, without water, in 50% solution state Cutoff, U - RER without RU	33	kg
Salzsäure	market for hydrochloric acid, without water, in 30% solution state hydrochloric acid, without water, in 30% solution state Cutoff, U - RER	130	kg
GWP ₁₀₀		13.370	kg CO ₂ -Äq.

5.4.3.3 Membran

Die Zirfon-Membran stellt eine zentrale Komponente alkalischer Elektrolyseure dar und übernimmt die Trennung der Reaktionsprodukte Wasserstoff und Sauerstoff sowie den Ionentransport innerhalb der Elektrolysezelle [15]. Moderne alkalische Elektrolyseure verwenden dabei polymerbasierte Zirfon-Membranen, nachdem asbesthaltige Membranen regulatorisch verboten wurden [15].

Nach Koj et al. [15] besteht das verwendete Zirfon-Material im Wesentlichen aus vier Hauptkomponenten: Zirkoniumoxid, Polyphenylensulfid, Polysulfon sowie N-Methyl-2-pyrrolidon. Die Modellierung erfolgte über die jeweiligen ecoinvent-Marktprozesse mit globalem geografischem Referenzraum („GLO“). Die verwendeten Datensätze beinhalten die vorgelagerten Prozessketten einschließlich Rohstoffbereitstellung, Produktionsprozessen sowie Transportaufwendungen.

Tabelle 25: Sachbilanzdaten der Zirfon-Membran der alkalischen Elektrolyse sowie resultierendes GWP₁₀₀

Prozessschritt/ Material	Ecoinvent Datensatz	Wert	Einheit
Zirkoniumoxid	market for zirconium oxide zirconium oxide Cutoff, U - GLO	1.100	kg
Polyphenylensulfid	market for polyphenylene sulfide polyphenylene sulfide Cutoff, U - GLO	340	kg
Polysulfon	market for polysulfone polysulfone Cutoff, U - GLO	260	kg
N-Methyl-2-pyrrolidon	market for N-methyl-2-pyrrolidone N-methyl-2-pyrrolidone Cutoff, U - GLO	1.300	kg
GWP ₁₀₀		19.048	kg CO ₂ -Äq.

5.4.3.4 Anode, Kathode, Katalysator

Die Baugruppen Anode, Kathode und Katalysator werden in dieser Arbeit gemeinsam betrachtet. Die zugrunde liegende Strukturierung orientiert sich an der Dissertation von Lozanovski [17], welche auf den Arbeiten von Koj et al. [15] basiert. Die dort vorgenommene Zusammenfassung der Komponenten zu einer gemeinsamen Baugruppe wird im Rahmen dieser Arbeit übernommen [17].

Für die Herstellung der Elektroden wird hochreines Nickel („Class 1 Nickel“) als Hauptmaterial verwendet. Lozanovski [17] weist darauf hin, dass die ursprünglich in Koj et al. [15] angegebene Nickelmenge von 19 t aufgrund eines Berechnungsfehlers auf 30,7 t korrigiert werden muss. Diese korrigierte Materialmenge wird in der vorliegenden Arbeit übernommen. Aluminium und das für den Herstellungsprozess erforderliche Kohlenstoffmonoxid durch die entsprechenden Datensatz abgebildet. Ein weiterer relevanter Werkstoff ist „calendered rigid plastic“, welches in der Primärquelle genannt wird [15]. Da keine genauere Materialdefinition angegeben ist, wurde von Lozanovski [17] auf Grundlage einer ergänzenden Literatur- und Internetrecherche Polyvinylchlorid (PVC) als übliches Referenzmaterial ausgewählt.

Tabelle 26: Sachbilanzdaten der Anode, Kathode und des Katalysators der alkalischen Elektrolyse sowie resultierendes GWP₁₀₀

Prozessschritt/ Material	Ecoinvent Datensatz	Wert	Einheit
Nickel	market for nickel, class 1 nickel, class 1 Cutoff, U - GLO	30.700	kg
Aluminium	market for aluminium, primary, ingot aluminium, primary, ingot Cutoff, U - IAI-EU27+EFTA	450	kg
kalendrierter (warm gewalzter) Kunststoff (PVC)	market for polyvinyl chloride, unspecified polymerisation, weighted average polyvinyl chloride, unspecified polymerisation, weighted average Cutoff, U - RER	780	kg
	market for calendering, rigid sheets calendering, rigid sheets Cutoff, U - GLO	780	kg
Kohlenstoffmonoxid	market for carbon monoxide carbon monoxide Cutoff, U - RER	150	kg
GWP ₁₀₀		508.662	kg CO ₂ -Äq.

5.4.3.5 Betriebsmittel für die Produktion

Für den Bau von alkalischen Elektrolyseuren werden zusätzlich verschiedene Betriebsmittel und Hilfsstoffe berücksichtigt. Dazu zählen insbesondere Strom, Wärme, Dampf sowie Wasser und weitere prozessbezogene Materialien.

Die elektrische Energie wird auf Basis des deutschen Strommixes des Jahres 2022 modelliert. Eine zukünftige Entwicklung des Strommixes wurde für die Herstellungsphase nicht berücksichtigt, da deren Beitrag zur gesamten Treibhausgasbilanz des Elektrolyseurs im Vergleich zur Nutzungsphase gering ist.

Tabelle 27: Sachbilanzdaten der Betriebsmittel für die Produktion der alkalischen Elektrolyse sowie resultierendes GWP₁₀₀

Prozessschritt/ Material	Ecoinvent Datensatz	Wert	Einheit
Dekarbonisiertes Wasser	market for water, decarbonised water, decarbonised Cutoff, U - DE	11.000	kg
Deionisiertes Wasser	market for water, deionised water, deionised Cutoff, U - RER without CH	86.000	kg
Strom	market for electricity, low voltage electricity, low voltage Cutoff, U - DE	36.000	MJ
Wärme	market group for heat, central or small-scale, natural gas heat, central or small-scale, natural gas Cutoff, U - RER	88.000	MJ
Dampf	market for heat, from steam, in chemical industry heat, from steam, in chemical industry Cutoff, U - RER	700	MJ
Industriemaschinenherstellung	market for industrial machine, heavy, unspecified industrial machine, heavy, unspecified Cutoff, U - RER	0,16	kg
Anmischen des Putzes	market for plaster mixing plaster mixing Cutoff, U - GLO	780	kg
Putz	market for base plaster base plaster Cutoff, U - GLO	720,9	kg
Wasser zum Putz Anmischen	market for tap water tap water Cutoff, U - RER without CH	59,1	kg
GWP ₁₀₀		11.544	kg CO ₂ -Äq.

5.4.3.6 Balance-of-Plant (BoP)

Analog zu Lozanovski [17] werden der Wärmeübertrager, der Gasseparator und der Kaliumhydroxidfilter als Edelstahl angenommen. In der vorliegenden Sachbilanz wird zusätzlich der Kaliumhydroxidtank als Edelstahl angenommen. Zur Verarbeitung des Edelstahls zu den einzelnen Komponenten wird der Prozess „metal working, average for chromium steel product manufacturing“ angenommen. Der Wassertank mit einem Fassungsvermögen von 31.200 l wird durch 52 Wassertanks mit einem Volumen von 600 l abgebildet. Die Leistungselektronik ist nach Lozanovski [17] durch einen Wechselrichter mit einer Masse von 5.000 kg dargestellt.

Tabelle 28: Sachbilanzdaten der Betriebsmittel für die Produktion der alkalischen Elektrolyse sowie resultierendes GWP₁₀₀

Prozessschritt/ Material	Ecoinvent Datensatz	Wert	Einheit
Edelstahl	market for steel, chromium steel 18/8 steel, chromium steel 18/8 Cutoff, U - GLO	13.015	kg
Wassertank	market for hot water tank, 600l hot water tank, 600l Cutoff, U - GLO	52	Stück
Metallverarbeitung	market for metal working, average for chromium steel product manufacturing metal working, average for chromium steel product manufacturing Cutoff, U - GLO	13.015	kg
Leistungselektronik	market for inverter, 500kW inverter, 500kW Cutoff, U - GLO	1,67	Stück
GWP ₁₀₀		171.741	kg CO ₂ -Äq.

5.4.4 Sachbilanz zur Herstellung und zum Bau von PEM-Elektrolyseuren (PEMEL)

Die Sachbilanz der PEMEL basiert auf den Angaben von Gerloff (2021) [16]. In dieser Studie ist die Herstellung eines 1 MW PEMEL detailliert beschrieben, weshalb in der vorliegenden Arbeit auf eine ausführliche Dokumentation der Sachbilanzdaten verzichtet wird. Die Sachbilanz umfasst eine umfangreiche Liste an Komponenten der BoP wie Leistungselektronik, Gas- und Wasserreinigung, Vorratsbehälter, Wärmeübertrager und zusätzliche Herstellungsenergie. Die Elektrolysestacks setzen sich aus Anode, Kathode, Membran, Endplatten, Bipolarplatten, Schrauben und einem Zellrahmen zusammen. Nachfolgend werden die für die vorliegende Arbeit vorgenommenen Anpassungen der Sachbilanz beschrieben.

Nach Gerloff [16] wird das in der Membran eingesetzte Nafion durch Tetrafluoroethylen ersetzt. Iridium kommt in der Anode zum Einsatz und ist ebenso nicht in der ecoinvent-Datenbank enthalten. Dieses wird durch Werte aus der Probas2-Datenbank mit 11.997 kg CO₂-Äq. pro Kilogramm Iridium dargestellt [20].

Für das Fundament des Elektrolyseurs ist nach Gerloff [16] die Menge an Beton mit 5.600 kg und zusätzlich 2,3 m³ angegeben. Aus der Studie von Bareiß et al. [18], die als erweiterte Datengrundlage der Sachbilanz dient, ergibt sich, dass die Betonmasse 5.600 kg ohne zusätzliche Volumenangabe beträgt. In der vorliegenden Arbeit wird demnach nur die Betonmenge von 5.600 kg für das Fundament des Elektrolyseurs berücksichtigt.

Die Berechnung der zusätzlichen Herstellungsenergie ist in der Studie von Gerloff [16] beschrieben und in der vorliegenden Sachbilanz analog übernommen. Hierbei wird die Energie berücksichtigt, die zur Herstellung der Komponenten benötigt wird und in den Prozessen der ecoinvent-Datenbank nicht inkludiert ist. Zur Modellierung dieser wird der Prozess „market for electricity, high voltage | electricity, high voltage | Cutoff, U – DE“, welcher den Hochspannungsstrommix in Deutschland für das Jahr 2022 darstellt, aus der ecoinvent-Datenbank verwendet. Für die Herstellungsphase ist eine zukünftige Entwicklung des Strommixes nicht berücksichtigt, da deren Beitrag zur gesamten Treibhausgasbilanz des Elektrolyseurs im Vergleich zur Nutzungsphase gering ist.

Um die PP und BP der PEMEL mit den AEL zu vergleichen, werden die Treibhausmissionen der PEMEL auf eine Leistung von 6 MW hochskaliert mithilfe der Formel:

$$C_1/C_2 = (X_1/X_2)^b$$

mit:

C_1	–	Treibhausmissionen der Komponente 1
C_2	–	Treibhausmissionen der Komponente 2
X_1	–	Kapazität des Elektrolyseurs oder der Komponente 1
X_2	–	Kapazität des Elektrolyseurs oder der Komponente 2
b	–	Skalierungsfaktor

In der Studie von Gerloff wird der Skalierungsfaktor für das BoP mit 0,7 und für die Elektrolysestacks mit 0,88 angegeben [16]. Diese Skalierungsfaktoren sind in der vorliegenden Arbeit übernommen. Die Menge des produzierten Wasserstoffs während der Lebenszeit des Elektrolyseurs wird als linear steigend angenommen und ist somit bei einem Elektrolyseur mit 6 MW sechsmal so groß. Somit beträgt die Menge an produziertem Wasserstoff eines 6-MW PEMEL 17.786 t in seiner Lebenszeit.

5.4.5 Sachbilanz zum Betrieb von Elektrolyseuren

5.4.5.1 Grundlegende Prozessparameter der Elektrolyse

Die Sachbilanz des Betriebes der Elektrolyseure ist jeweils auf die funktionelle Einheit von 1 kg Wasserstoff bezogen. Für den Betrieb des alkalischen Elektrolyseurs sind nach Koj et al. [15] 50 kWh Strom und ein Wasserverbrauch von etwa 10 Litern (als 10 kg angenommen) deionisiertem Wasser pro Kilogramm Wasserstoff angenommen. Die Stromszenarien sind in Kapitel 5.4.5.2 beschrieben. Des Weiteren wird Kaliumhydroxidlösung verwendet. Zusätzlich werden jährliche Hochfahrvorgänge berücksichtigt, bei denen Prozessdampf und Stickstoff eingesetzt werden.

Tabelle 29: Sachbilanzdaten des Betriebs der alkalischen Elektrolyse

Prozessschritt/ Material	Ecoinvent Datensatz	Wert	Einheit
Strom	Szenarien nach eigener Darstellung	50	kWh
Deionisiertes Wasser	market for water, ultrapure water, ultrapure Cutoff, U - RER	10	kg
Stickstoff	market for nitrogen, liquid nitrogen, liquid Cutoff, U - RER	0,29	g
Kaliumhydroxid	market for potassium hydroxide potassium hydroxide Cutoff, U - GLO	1,9	g
Dampf	market for heat, from steam, in chemical industry heat, from steam, in chemical industry Cutoff, U - RER	0,3025	MJ

PEMEL benötigen nach Gerloff [16] 54 kWh Strom, 8,9 kg Wasser für die Elektrolyse, 88,1 kg Wasser für die Kühlung und den Verdichter, sowie Wärme. Der Strom ist hier ebenso wie für die alkalische Elektrolyse nach Strommixszenarien in Deutschland für 2023 und 2045 nach einer Studie des Fraunhofer-institutes für Solare Energiesysteme [19] modelliert. Des Weiteren sind Szenarien mit reinem Solarstrom und Windenergie betrachtet.

Tabelle 30: Sachbilanzdaten des Betriebs der PEM-Elektrolyse

Prozessschritt/ Material	Ecoinvent Datensatz	Wert	Einheit
Strom	Szenarien nach eigener Darstellung	54	kWh
Deionisiertes Wasser	market for water, ultrapure water, ultrapure Cutoff, U - RER	8,9	kg
Kühlwasser	market for tap water tap water Cutoff, U - RER without CH	88,1	kg
Wärme	market for heat, central or small-scale, natural gas heat, central or small-scale, natural gas Cutoff, U - RER without CH	0,28	kWh

Die betrachteten Elektrolyseure nutzen je nach Szenario Netzstrom im Jahr 2023 oder 2045 sowie Wind- und Solarenergie. Sie sind an der Niederspannungsebene angeschlossen. Transformation und Transmission sind inklusive des Energieaufwands und der benötigten Infrastruktur berücksichtigt. Das Produktsystem beginnt mit der Erzeugung von Strom auf Hochspannungsebene (inklusive der benötigten Energieträger und Anlagen) und endet mit dem entstandenen Wasserstoff und Sauerstoff am Ausgang des Elektrolyseurs. Die Systemgrenze inkludiert die benötigten Inputgrößen, sowie deren Anlieferung und die Outputgrößen der Elektrolyse.

Für alle Inputs ist die Herstellungsphase zu berücksichtigen. Von der Betrachtung ausgeschlossen ist erzeugte Wärme durch betrachtete Strombereitstellungsanlagen, sowie eine nachgelagerte Verteilung und Verwendung des Wasserstoffs. Die Systemgrenzen sind in Abbildung 52 veranschaulicht.

5.4.5.2 Untersuchte Strommixszenarien

Als Datengrundlage der Strommixe in den Jahren 2023 bis 2045 dient die Studien Thelen et al. des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (ISE) [19]. Diese untersucht, wie Deutschland das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 erreichen kann, indem vier Szenarien des Strommixes als Prognosen für die Jahre 2030, 2035, 2040 und 2045 erstellt werden. Allen Szenarien der Studie liegen nationale Klimaschutzziele zugrunde.

Das Szenario **Technologieoffen** (T) beschreibt die kostenoptimierte Transformation des Energiesektors. Dabei finden lediglich realitätsgemäße Obergrenzen Anwendung, die beispielsweise durch die begrenzte Verfügbarkeit von Technologien oder Zubaubegrenzungen bedingt sind.

Im Szenario **Effizienz** (E) wird ein verändertes, nachhaltigeres Nutzerverhalten angenommen, welches zu einer Reduktion des Energiebedarfs führt. Zusätzliche Flächen werden für den Ausbau erneuerbarer Energien bereitgestellt. Darüber hinaus wird in diesem Szenario davon ausgegangen, dass der Kohleausstieg zwei Jahre vorgezogen wird.

Im Szenario **Beharrung** (B) wird ein Widerstand gegenüber bedeutenden Technologien der Energiewende angenommen. Vorgaben und Förderungen aus der Politik sind gehemmt. Dies führt zu einem verlangsamten Ausbau von Windkraftanlagen und einer verlängerten Nutzung von Gaskesseln. Der Ausstieg aus der Kohleverstromung erfolgt zwei Jahre später als geplant im Jahr 2040.

Bei der Modellierung des Szenarios **Robust** (R) werden ein instabiles Politiksystem und eine gehemmte internationale Zusammenarbeit als Annahmen zugrunde gelegt. Dabei wird von einer geringen Verfügbarkeit von Batteriespeichern, Photovoltaikanlagen und Biomasse ausgegangen.

In der vorliegenden Ökobilanzierung werden die Strommixe in den Jahren 2023 und 2045 betrachtet, sowie die Verwendung der erneuerbaren Energiequellen Wind- und Solarenergie. Für die Szenarien der Wasserstoffproduktion mittels Wind- und Solarstroms wird angenommen, dass der Strom gänzlich aus Windkraft- oder Photovoltaikanlagen erzeugt wird. Dabei werden Verluste durch die Transmission in beiden Szenarien berücksichtigt und für die Elektrolyse mit Windstrom sind zusätzlich Transformationsverluste berücksichtigt.

Es wird angenommen, dass der Elektrolyseur auf Niederspannungsebene betrieben wird. Deshalb wird der Strommix auf Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene modelliert, wobei Transformations- und Transmissionsverluste nach Itten et al. (2012) [21] berücksichtigt sind. Des Weiteren sind direkte Emissionen von Schwefelhexafluorid (SF₆), welches bei der Transformation eingesetzt wird, sowie von Distickstoffmonoxid (N₂O) und Ozon (O₃), welche bei der Transmission entstehen, berücksichtigt.

Aus der Datengrundlage Thelen et al. [19] sind die Stromerzeugungsarten Biomasse, Braunkohle, Gas, Kernkraft, Öl, Steinkohle, Stromimporte, Wasserkraft und Wind auf Hochspannungsebene berücksichtigt. Wasserstoff, welcher in der Datengrundlage zur Stromerzeugung genutzt wird, ist von der Betrachtung ausgeschlossen, da die verwendete ecoinvent-Datenbank aktuell noch keine Datengrundlagen zur Verstromung von Wasserstoff bereitstellt und der Anteil von Strom aus Wasserstoff maximal 4,8 % beträgt. Die Stromimporte sind im vorliegenden Modell durch einen virtuellen Strommix in Europa aus den Jahren 2024 – 2025 dargestellt. Gas wird in der Studie Thelen et al. [19] nicht genauer spezifiziert. Jedoch wird angenommen, dass bis 2045 Erdgas durch Beimischung von Biomethan und anderen synthetischen Gasen ersetzt wird. Für den Strom zur Elektrolyse wird im vorliegenden Modell aufgrund mangelnder Daten angenommen, dass es sich beim Energieträger Gas vollständig um Erdgas handelt.

Auf der Mittelspannungsebene speisen keine weiteren Energieerzeuger ein. Auf der Niederspannungsebene speisen zusätzlich zu dem heruntertransformierten Mittelspannungsstrommix Photovoltaik-Anlagen ein. Die

Mengenanteile der Energieerzeugungsarten auf Hochspannungsebene sind aus den Anteilen der Studie Theilen et al. [19] berechnet. Dabei sind Annahmen der verwendeten Technologien auf Grundlage der Daten aus dem Jahr 2025 getroffen, um die Prozesse aus der ecoinvent-Datenbank darzustellen. Da für Wind- und Solarenergie keine Daten über die verwendeten Technologien an der Stromerzeugung zur Verfügung stehen, ist die installierte Leistung der einzelnen Technologien zu Verteilung der Anteile herangezogen. In Abbildung 64 ist der Beitrag der Stromerzeugungstechnologien zu den CO₂-Äquivalenten der untersuchten Strombereitstellungsszenarien dargestellt.

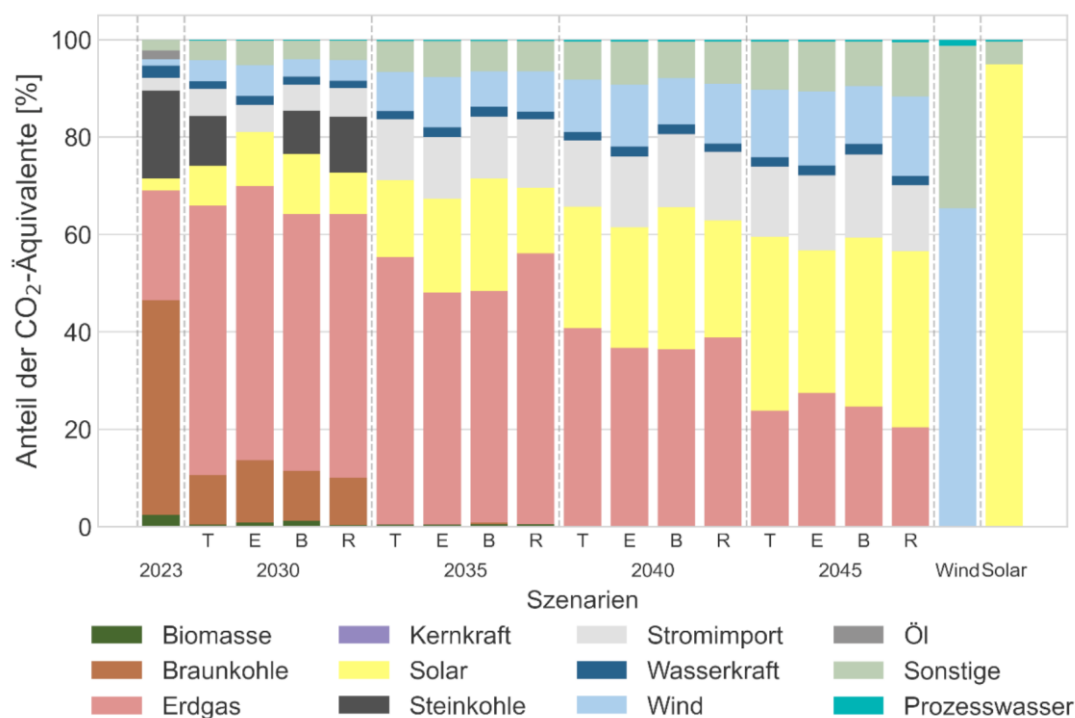


Abbildung 64: Beitrag der Stromerzeugungstechnologien zu den CO₂-Äquivalenten der untersuchten Strombereitstellungsszenarien

In Tabelle 31 ist die Menge der Stromerzeugungstechnologien in den untersuchten Strombereitstellungsszenarien in Kilowattstunden angegeben.

Abschlussbericht H₂INFRA

Tabelle 31: Sachbilanzdaten der Strommixszenarien und der Vergleichszenarien Wind und Solar bezogen auf 1 kWh Strom

Prozessschritt	Ecoinvent Datensatz	Wert 2023	Wert 2045_T	Wert 2045_E	Wert 2045_B	Wert 2045_R	Wert Wind	Wert Solar	Einheit
Hochspannungsebene									
Biomasse - Biogas	heat and power co-generation, biogas, gas engine electricity, high voltage Cutoff, U - DE	0,083659	0,000656	0,000580	0,000690	0,000524	0	0	kWh
Biomasse - Holzschnitzel	heat and power co-generation, wood chips, 6667 kW, state-of-the-art 2014 electricity, high voltage Cutoff, U - DE	0,016937	0,000133	0,000117	0,000140	0,000106	0	0	kWh
Braunkohle	electricity production, lignite electricity, high voltage Cutoff, U - DE	0,190794	0	0	0	0	0	0	kWh
Gas	electricity production, natural gas, conventional power plant electricity, high voltage Cutoff, U - DE	0,181605	0,047127	0,050439	0,053439	0,034780	0	0	kWh
Kernkraft	electricity production, nuclear, pressure water reactor electricity, high voltage Cutoff, U - DE	0,016444	0	0	0	0	0	0	kWh
Steinkohle	electricity production, hard coal electricity, high voltage Cutoff, U - DE	0,090924	0	0	0	0	0	0	kWh
Stromimport	electricity, high voltage, European attribute mix electricity, high voltage Cutoff, U - RER	0,022247	0,030742	0,030231	0,039959	0,024706	0	0	kWh
Wasserkraft - Laufwasser	electricity production, hydro, run-of-river electricity, high voltage Cutoff, U - DE	0,056099	0,010749	0,010557	0,012398	0,009345	0	0	kWh
Wasserkraft - Pumpspeicher	electricity production, hydro, pumped storage electricity, high voltage Cutoff, U - DE	0,016930	0,003244	0,003186	0,003741	0,002820	0	0	kWh
Öl	electricity production, oil electricity, high voltage Cutoff, U - DE	0,010640	0	0	0	0	0	0	kWh
Wind offshore	electricity production, wind, 1-3MW turbine, offshore electricity, high voltage Cutoff, U - DE	0,037061	0,238451	0,154903	0,359497	0,262492	0,029650	0	kWh
Wind onshore klein	electricity production, wind, <1MW turbine, onshore electricity, high voltage Cutoff, U - DE	0,042196	0,097537	0,108978	0,077959	0,097020	0,140070	0	kWh
Wind onshore mittel	electricity production, wind, 1-3MW turbine, onshore electricity, high voltage Cutoff, U - DE	0,231615	0,535388	0,598188	0,427922	0,532545	0,768850	0	kWh
Wind onshore groß	electricity production, wind, >3MW turbine, onshore electricity, high voltage Cutoff, U - DE	0,025256	0,058380	0,065228	0,046662	0,058070	0,083837	0	kWh
Transmissionsnetz	market for transmission network, electricity, high voltage direct current aerial line transmission network, electricity, high voltage direct current aerial line Cutoff, U - RER	2,21063E-09	2,21063E-09	2,21063E-09	2,21063E-09	2,21063E-09	2,21063E-09	0	km
Distickstoffmonoxid	Elementary flows/Emission to air/unspecified/ Dinitrogen monoxide	5,112E-06	5,112E-06	5,112E-06	5,112E-06	5,112E-06	5,112E-06	0	kg
Ozon	Elementary flows/Emission to air/unspecified/ Ozone	5,112E-06	5,112E-06	5,112E-06	5,112E-06	5,112E-06	5,112E-06	0	kg

Tabelle 31: Sachbilanzdaten der Strommixszenarien und der Vergleichszenarien Wind und Solar bezogen auf 1 kWh Strom (Fortsetzung)

Prozessschritt	Ecoinvent Datensatz	Wert 2023	Wert 2045_T	Wert 2045_E	Wert 2045_B	Wert 2045_R	Wert Wind	Wert Solar	Einheit
Mittelspannungsebene									
Eingang – Hochspannung		1,007789	1,007789	1,007789	1,007789	1,007789	1,007789	0	kWh
Transmissions-netz	market for transmission network, electricity, medium voltage transmission network, electricity, medium voltage Cutoff, U - DE	1,868E-08	1,868E-08	1,868E-08	1,868E-08	1,868E-08	1,868E-08	0	km
SF ₆	market for sulfur hexafluoride, liquid sulfur hexafluoride, liquid Cutoff, U - DE	1,133E-07	1,133E-07	1,133E-07	1,133E-07	1,133E-07	1,133E-07	0	kg
SF ₆	Elementary flows/Emission to air/unspecified/ Sulfur hexafluoride	1,133E-07	1,133E-07	1,133E-07	1,133E-07	1,133E-07	1,133E-07	0	kg
Niederspannungsebene									
Eingang - Mittelspannung		0,921296	0,714552	0,770093	0,703525	0,743939	1,042062	0	kWh
PV-Dach-single-Si	electricity production, photovoltaic, 3kWp slanted-roof installation, single-Si, panel, mounted electricity, low voltage Cutoff, U - DE	0,080688	0,211836	0,146983	0,255322	0,199339	0	0,337166	kWh
PV-Dach-multi-Si	electricity production, photovoltaic, 570kWp open ground installation, multi-Si electricity, low voltage Cutoff, U - DE	0	0	0	0	0	0	0,261903	kWh
PV-Freifläche	electricity production, photovoltaic, 570kWp open ground installation, multi-Si electricity, low voltage Cutoff, U - DE	0,037405	0,108424	0,118966	0,075721	0,092185	0	0,419925	kWh
Verteilungsnetz	market for distribution network, electricity, low voltage distribution network, electricity, low voltage Cutoff, U - DE	8,907E-08	8,907E-08	8,907E-08	8,907E-08	8,907E-08	8,907E-08	0	km
SF ₆	market for sulfur hexafluoride, liquid sulfur hexafluoride, liquid Cutoff, U - DE	6,389E-09	6,389E-09	6,389E-09	6,389E-09	6,389E-09	6,389E-09	0	kg
SF ₆	Elementary flows/Emission to air/unspecified/ Sulfur hexafluoride	6,389E-09	6,389E-09	6,389E-09	6,389E-09	6,389E-09	6,389E-09	0	kg

5.4.6 Wirkungsabschätzung

Abbildung 65 zeigt die Ergebnisse der PP und BP von AEL und PEMEL der Wirkungskategorie Klimawandel (GWP₁₀₀). Die Treibhausgasemissionen der PEMEL betragen 71,9 g CO₂-Äq./kg H₂ und liegen damit über denen der AEL mit 56,6 g CO₂-Äq./kg H₂.

Bei der Gegenüberstellung der Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass die Sachbilanz der BP für die PEMEL detaillierter ausgearbeitet ist und auf Grundlage der verwendeten Literaturstudien eine größere Anzahl an BoP-Komponenten berücksichtigt. Bei beiden Elektrolysetechnologien entfällt der überwiegende Anteil der Treibhausgasemissionen auf die Elektrolysestacks, während die Beiträge der BoP-Komponenten geringer ausfallen.

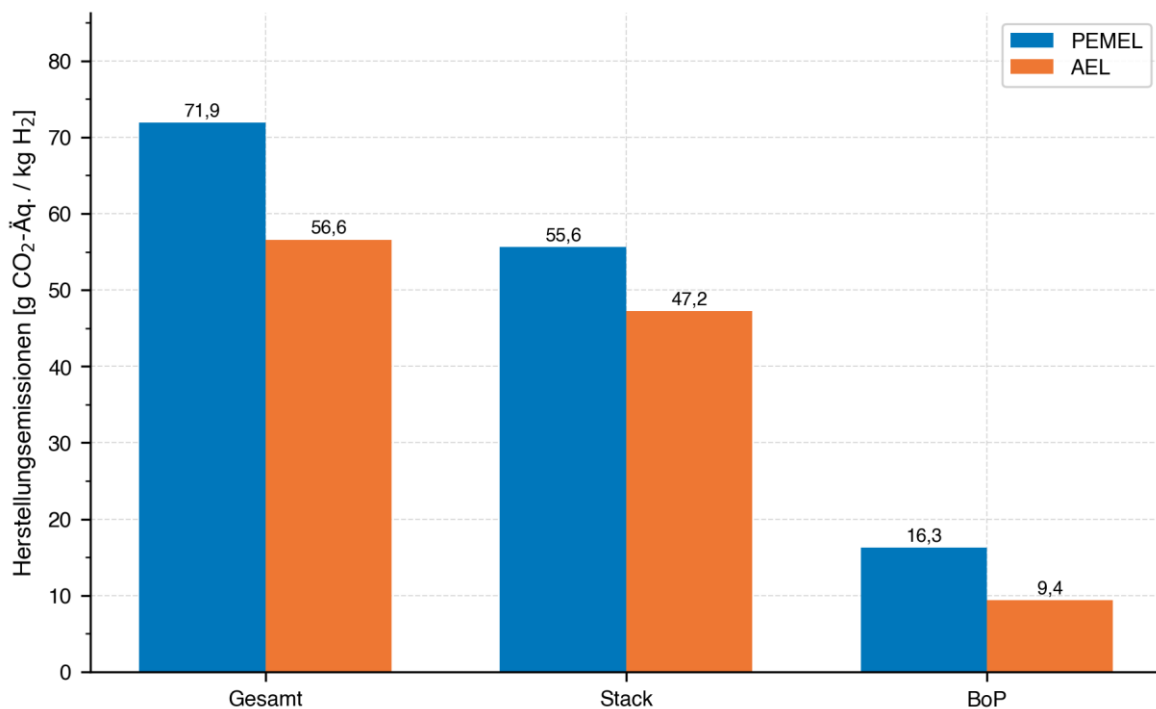


Abbildung 65: Vergleich der Ergebnisse der Produktionsphase (PP) und Bauphase (BP) für die Wirkungskategorie Klimawandel (GWP₁₀₀) pro 1 kg produziertem Wasserstoff für die alkalische Elektrolyse (AEL) und Protonenaustauschmembran-Elektrolyse (PEMEL), angegeben in g CO₂-Äq./kg H₂

Abbildung 66 zeigt die Ergebnisse der NP von AEL und PEMEL der Wirkungskategorie Klimawandel (GWP₁₀₀), abhängig von der Strombezugsquelle. Der Haupteinfluss auf die Treibhausgasemissionen stellt hierbei die Stromnutzung dar. In den jeweiligen Szenarien sind die Treibhausgasemissionen im Betrieb der AEL jeweils niedriger als die Betriebsemissionen der PEMEL. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Stromverbrauch der PEMEL um 4 kWh/kg H₂ größer ist als bei AEL.

Ein Vergleich der Strombezugsszenarien zeigt, dass die Treibhausgasemissionen der Elektrolyse im Jahr 2023 mit Netzstrom mit 25,20 – 27,26 kg CO₂-Äq./kg H₂ am höchsten sind. Die größten Einflussfaktoren auf die Treibhausgasemissionen der Nutzungsphase der Elektrolyse sind die Verstromung von Braunkohle mit 11,06 – 11,95 kg CO₂-Äq./kg H₂, die Verstromung von Erdgas mit 5,67 – 6,13 kg CO₂-Äq./kg H₂ und die Verstromung von Steinkohle mit 4,53 – 4,90 kg CO₂-Äq./kg H₂, wobei die niedrigeren Treibhausgasemissionen jeweils der AEL zuzuordnen sind. Der Großteil der Treibhausgasemissionen ist demnach direkt auf die Verstromung fossiler Energieträger zurückzuführen.

Zum Jahr 2045 sinken die Treibhausemissionen der NP der Elektrolyse auf 4,37 – 5,70 kg CO₂-Äq./kg H₂ ab. Die Ursache hierfür liegt in einem Ausstieg aus der Verstromung von Braun- und Steinkohle. Ebenso nimmt der Anteil von Erdgas am Strommix ab, sodass die Treibhausemissionen durch die Erdgasverstromung auf 0,88 – 1,42 kg CO₂-Äq./kg H₂ sinken. Dafür steigt der Anteil der erneuerbaren Energieträger Strom und Wind an der Stromerzeugung.

Der Vergleich der Szenarien „Robust“ mit den niedrigsten und „Beharrung“ mit den höchsten Treibhausemissionen im Jahr 2045 ergibt, dass niedrigere Stromimporte in diesem Modell zu einem niedrigeren Treibhauspotenzial des produzierten Wasserstoffs führen. Für die AEL werden im Szenario „Robust“ 0,58 kg CO₂-Äq./kg H₂ durch die Stromimporte freigesetzt, während die Treibhausemissionen durch die Stromimporte im Szenario „Beharrung“ mit 0,89 kg CO₂-Äq./kg H₂ deutlich höher sind.

Ebenso wird ersichtlich, dass im Szenario „Robust“ im Jahr 2045 der Anteil der Solarkraftanlagen an den Treibhausemissionen für die AEL mit 1,57 kg CO₂-Äq./kg H₂ niedriger ist als im Szenario „Beharrung“ mit 1,80 kg CO₂-Äq./kg H₂. Währenddessen werden im Szenario „Robust“ mehr Treibhausemissionen durch die Erzeugung von Windstrom verursacht als im Szenario „Beharrung“. Analog verhalten sich die Treibhausemissionen der PEMEL in den beiden Strombezugsszenarien. Bei der Stromerzeugung mittels Windkraftanlagen entsteht der größte Einfluss auf die Treibhausemissionen durch den Bau der Windkraftanlage und insbesondere durch den verwendeten Stahl. Bei Solarkraftanlagen verursacht die Herstellung der Silizium-Wafer das größte Treibhauspotenzial. Darüber hinaus werden bei der Installation der Photovoltaikmodule und durch weitere Komponenten zusätzliche Treibhausgase emittiert. Insgesamt entstehen bei der Erzeugung von Solarstrom mehr Treibhausemissionen als bei der Erzeugung von Windstrom.

Bei der Elektrolyse aus Windstrom sind die Treibhausemissionen des Wasserstoffs aus allen betrachteten Strombezugsquellen mit 1,76 – 1,95 kg CO₂-Äq./kg H₂ am niedrigsten. Der Wasserstoff, der nur mit Solarstrom erzeugt wird, hat dreimal so hohe Treibhausemissionen wie der Wasserstoff aus Windstrom mit 5,54 – 6,03 kg CO₂-Äq./kg H₂. Außerdem besitzt er höhere Emissionen als sämtliche Szenarien im Jahr 2045. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Materialien für die Herstellung und den Bau der Solarkraftanlagen höhere Treibhausemissionen verursachen als die Herstellung und der Bau der Windkraftanlagen.

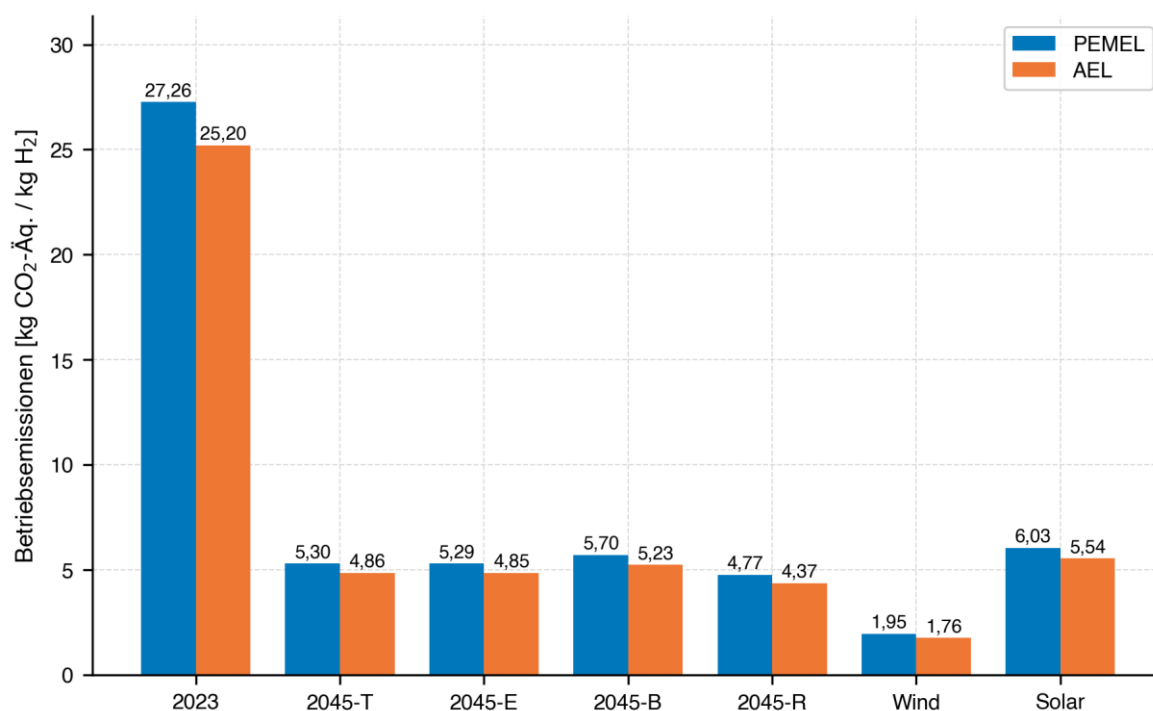


Abbildung 66: Vergleich der Ergebnisse der Nutzungsphase (NP) für die Wirkungskategorie Klimawandel (GWP₁₀₀) pro 1 kg produziertem Wasserstoff für die alkalische Elektrolyse (AEL) und Protonenaustauschmembran-Elektrolyse (PEMEL), angegeben in kg CO₂-Äq./kg H₂ gemäß der definierten funktionellen Einheit.

5.4.7 Gesamtbewertung

Die Treibhausgasemissionen der PP und BP sind sowohl für AEL als auch für PEMEL deutlich geringer als die Emissionen der NP. Im Strommixszenario des Jahres 2023 entfallen bei der AEL lediglich 0,22 % der gesamten Treibhausgasemissionen auf die Herstellungs- und Bauphase. Bei der PEMEL beträgt dieser Anteil 0,26 %. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die Umweltwirkungen der Wasserstoffproduktion maßgeblich durch die Nutzungsphase und insbesondere durch die Bereitstellung des eingesetzten Stroms bestimmt werden. Entsprechend liegt das größte Potenzial zur Reduktion der Treibhausgasemissionen in einer Dekarbonisierung der Stromversorgung.

Über alle betrachteten Szenarien weisen die AEL geringere Treibhausgasemissionen auf als die PEMEL. Dieser Unterschied ist jedoch nicht als generelle ökologische Überlegenheit einer Elektrolysetechnologie zu interpretieren. Die Ergebnisse beruhen auf unterschiedlichen Literaturquellen, Modellannahmen und Systemgrenzen. Zudem unterscheiden sich die technischen Eigenschaften der betrachteten Systeme. So wird bei der PEMEL eine Wasserstoffreinheit von über 99,99 % erreicht, während die Reinheit bei der AEL 99,8 % beträgt. Darüber hinaus unterscheiden sich die Betriebsbedingungen und die Spezifikation des Wasserstoffs am Systemausgang zwischen beiden Technologien.

Auf Grundlage der Ergebnisse lassen sich allgemeine Aussagen zu verschiedenen Wasserstoffproduktionspfaden ableiten. Die Treibhausgasemissionen von Wasserstoff, der unter Nutzung des deutschen Strommixes des Jahres 2023 erzeugt wird, liegen bei 25,25 bis 27,34 kg CO₂-Äq./kg H₂. Durch die fortschreitende Dekarbonisierung des Stromsystems können diese Emissionen bis zum Jahr 2045 auf 4,42 bis 4,84 kg CO₂-Äq./kg H₂ reduziert werden. Die Nutzung von Solarstrom führt zu Emissionen von 5,59 bis 6,11 kg CO₂-Äq./kg H₂, während mit Windstrom die niedrigsten Treibhausgasemissionen von 1,82 bis 2,02 kg CO₂-Äq./kg H₂ erreicht werden.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Treibhausgasemissionen verschiedener Wasserstoffproduktionspfade nicht allein anhand der Wasserstofffarbe bewertet werden können. Auch bei der Nutzung erneuerbarer Energien entstehen entlang der Lebenszyklusphasen der Strombereitstellung, der Elektrolyseurherstellung sowie weiterer vorgelagerter Prozesse Treibhausgasemissionen. Eine ganzheitliche Lebenszyklusbetrachtung ist daher erforderlich, um die tatsächlichen Umweltwirkungen unterschiedlicher Wasserstoffbereitstellungspfade bewerten und vergleichen zu können.

5.5 Zentrale Ergebnisse für die Planung zukünftiger Infrastrukturen

Aus den Ergebnissen der Ökobilanz lassen sich neun zentrale Erkenntnisse für die Planung zukünftiger Wasserstoffinfrastrukturen ableiten:

1. Strombereitstellung ist der zentrale Hebel der Wasserstoffproduktion.

Die Treibhausgasemissionen der Elektrolyse werden maßgeblich durch die Nutzungsphase und damit durch den eingesetzten Strom bestimmt. Herstellung und Bau der Elektrolyseure tragen dagegen nur in geringem Umfang zum Gesamtergebnis bei.

2. Grüner Wasserstoff ist nicht automatisch emissionsfrei.

Auch bei der Nutzung erneuerbarer Energien entstehen Treibhausgasemissionen durch Herstellung, Bau und Betrieb der notwendigen Stromerzeugungsanlagen sowie durch die Elektrolyseurinfrastruktur. Eine Bewertung allein anhand von Wasserstofffarben greift daher zu kurz.

3. Windstrom zeigt das geringste Treibhauspotenzial.

Unter den untersuchten Strombereitstellungsszenarien führt die Elektrolyse mit Windstrom zu den niedrigsten Treibhausgasemissionen. Solarstrom weist aufgrund der herstellungsbedingten Emissionen der Photovoltaikinfrastruktur höhere Werte auf.

4. Rohrmaterialien beeinflussen die Umweltwirkungen maßgeblich.

Stahlrohrleitungen verursachen aufgrund ihres hohen Materialeinsatzes und der energieintensiven Herstellung deutlich höhere Treibhausgasemissionen als Polyethylenrohrleitungen. Sofern technisch einsetzbar, bieten PE- und PE-X-Rohre daher ein relevantes ökologisches Minderungspotenzial.

5. Grabenlose Verlegeverfahren reduzieren baubedingte Emissionen.

Offene Grabenverlegungen verursachen insbesondere im urbanen Raum hohe Treibhausgasemissionen durch Erdarbeiten und die Wiederherstellung von Straßen- und Verkehrsflächen. Grabenlose Verfahren wie Horizontalspülbohren oder Erdraketen bieten daher ein erhebliches Minderungspotenzial, sofern die technischen Randbedingungen ihren Einsatz erlauben.

6. Druckstufen und Rohrdimensionen sollten bedarfsgerecht ausgelegt werden.

Höhere Druckstufen führen zu größeren Wanddicken, höheren Materialmassen und damit zu steigenden Emissionen in der Produktionsphase. Eine ökologische Infrastrukturplanung sollte daher Überdimensionierungen vermeiden.

7. Die Ergebnisse der Rohrleitungsherstellung und -verlegung sind auf Wasserstoffnetze übertragbar.

Herstellung, Bau und Rückbau der Rohrleitungen sind weitgehend unabhängig vom transportierten Gas. Die Ergebnisse dieser Lebenszyklusphasen können daher grundsätzlich für zukünftige Wasserstofftransport- und Wasserstoffverteilnetze genutzt werden.

8. Für Wasserstoffleckagen besteht weiterer Forschungsbedarf.

Die Nutzungsphase von Wasserstoffleitungen kann derzeit nicht belastbar bewertet werden, da standardisierte Emissionsfaktoren für Wasserstoffleckagen auf Netzebene fehlen und die Klimawirkung von Wasserstoffemissionen mit hohen Unsicherheiten verbunden ist.

9. Lebenszyklusbewertungen sind Voraussetzung für nachhaltige Infrastrukturplanung.

Die ökologische Bewertung zukünftiger Wasserstoffsyste me sollte nicht nur einzelne Technologien betrachten, sondern die gesamte Wertschöpfungskette aus Strombereitstellung, Elektrolyse, Transportinfrastruktur, Bauverfahren und Betrieb einbeziehen.

5.6 Literatur Arbeitspaket 4

- [1] DIN EN ISO 14040:2021-02 Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen. doi: 10.31030/3179655.
- [2] DIN EN ISO 14044:2021-02 Umweltmanagement - Ökobilanz - Anforderungen und Anleitungen. doi: 10.31030/3179656.
- [3] GreenDelta GmbH, „About openLCA“. Zugriffen: 27. März 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.openlca.org/about/>
- [4] ecoinvent Association, „ecoinvent Version 3.12“, ecoinvent support. Zugriffen: 30. März 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://support.ecoinvent.org/ecoinvent-version-3.12>
- [5] Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen, „ÖKOBAUDAT“. 2025. Zugriffen: 12. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.oekobaudat.de/>
- [6] Umweltbundesamt, „Probas2“. Zugriffen: 27. Mai 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://data.probas.umweltbundesamt.de/>
- [7] European Comission, „European Platform on LCA | EPLCA“. Zugriffen: 30. April 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://eplca.jrc.ec.europa.eu/EnvironmentalFootprint.html>
- [8] K. Calvin u. a., „IPCC, 2023: Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland.“, Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Juli 2023. doi: 10.59327/IPCC/AR6-9789291691647.
- [9] R. Pischko, R. Huhn, und H. Krause, „Life cycle assessment of gas and future hydrogen pipeline infrastructure in Germany: A comparative study of relevant materials and installation techniques“, Results Eng., Bd. 29, S. 109798, März 2026, doi: 10.1016/j.rineng.2026.109798.
- [10] J. Sperlich, J. Hüttenrauch, und R. Pischko, „H₂-Transformationskosten II H₂-ready und 2045 klimaneutral - Kosten und Aufwand für die H₂-Umrüstung der deutschen Gasnetze - Update (G 202410)“, 2024, doi: 10.13140/RG.2.2.22075.43049.
- [11] R. Lange, C. Kranz, A. Schwigon, K.-U. Schuhmann, und M. Steiner, „Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas - Ergebnisse aus den Jahren 2011 bis 2022“, Energ. Wasser-Prax., Nr. 1, 2024.
- [12] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V., „Der Gasnetzgebietstransformationsplan 2023“, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V., Sep. 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.h2vorort.de/fileadmin/Redaktion/Bilder/Publikationen/Ergebnisbericht-2023-des-GTP.pdf>
- [13] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt, „Monitoringbericht 2023“, S. 320, Nov. 2023.
- [14] M. Henel u. a., „HYPOS H₂-NETZ - Entwicklung innovativer Infrastrukturen zur Versorgung von Verbrauchern im Wasserstoffdorf: Abschlussbericht“, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH, Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig, 2022. doi: 10.2314/KXP:185206109X.
- [15] J. Koj, C. Wulf, A. Schreiber, und P. Zapp, „Site-Dependent Environmental Impacts of Industrial Hydrogen Production by Alkaline Water Electrolysis“, Energies, Bd. 10, Nr. 7, S. 860, Juni 2017, doi: 10.3390/en10070860.
- [16] N. Gerloff, „Comparative Life-Cycle-Assessment analysis of three major water electrolysis technologies while applying various energy scenarios for a greener hydrogen production“, J. Energy Storage, Bd. 43, S. 102759, Nov. 2021, doi: 10.1016/j.est.2021.102759.
- [17] A. Lozanovski, „Ökobilanz der Herstellung verfahrenstechnischer Power-to-X-Anlagen in frühen Planungsphasen“, 2022, Fraunhofer-Gesellschaft. doi: 10.24406/PUBLICA-329.
- [18] K. Bareiß, C. de la Rua, M. Möckl, und T. Hamacher, „Life cycle assessment of hydrogen from proton exchange membrane water electrolysis in future energy systems“, Appl. Energy, Bd. 237, S. 862–872, März 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.001.
- [19] C. Thelen u. a., „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Bundesländer im Transformationsprozess“, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg im Breisgau, Nov. 2024. [Online].

Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klima-neutralen-energiesystem.html>

- [20] „Iridium - Probas2“. Zugriffen: 21. Mai 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://data.probas.umweltbundesamt.de/datasetdetail/process.xhtml?uuid=312b6896-ba48-4c04-9173-a619dfbcfd0&version=02.44.152&stock=PUBLIC&lang=deas2>
- [21] R. Itten, R. Frischknecht, und M. Stucki, „Life Cycle Inventories of Electricity Mixes and Grid“, 2012, doi: 10.13140/RG.2.2.10220.87682.

6 Ergebnisse Arbeitspaket 5: Wirtschaftlichkeitsanalyse

6.1 Wirtschaftlicher Vergleich von leitungsgebundenem Wasserstofftransport und Wasserstofftransport per Trailer

6.1.1 Datengrundlage und methodisches Vorgehen

Die ökonomische Bewertung des Wasserstofftransports entspricht der methodische Herangehensweise der Studie von Solomon et al. [1], welche die zentrale Grundlage für die vorliegende Arbeit bildet. Der Fokus liegt auf der Ermittlung der levelisierten Wasserstofftransportkosten (LCOHT, in €/kg H₂), um eine fundierte Aussage über die kostengünstigste Transportoption in Abhängigkeit von Distanz und Bedarfsvolumen treffen zu können. Der Betrachtungsrahmen wird auf eine maximale Transportdistanz von 500 km festgesetzt, um sowohl die Transporttechnologien des mobilen Wasserstofftransports als auch Gasverteilnetzstrukturen abbilden zu können.

In Abgrenzung zu einer vollständigen Supply-Chain-Analyse werden hierbei ausschließlich die Transportkosten betrachtet; Kosten für die Herstellung (Elektrolyse), Zwischenspeicherung oder Einlagerung bleiben unberücksichtigt, um die Vergleichbarkeit der Logistikpfade zu gewährleisten.

Als primäre Transportoptionen wurden die Pipeline sowie der Straßentransport mittels Trailer (350 bar und 540 bar) definiert. Der Schifftransport wird aufgrund der vergleichsweise kurzen Distanzen im Verteilnetzbereich ausgeschlossen. Ebenso wird der Schienentransport trotz seiner theoretischen Kapazitäten nicht berücksichtigt, da die aktuelle Datenlage für eine nähere Betrachtung unzureichend ist und die tatsächliche Verfügbarkeit eines Gleisanschlusses im Bereich der kommunalen oder städtischen Verteilnetze oft nicht gegeben ist. Die Analyse betrachtet im Verteilnetz angeschlossene Abnehmer wie Haushalte, Gewerbe, Industrie etc. Eine Hochdruckverdichtung am Zielort (z.B. Tankstelle) fließt nicht in die Kalkulation ein.

Zur Anpassung an die spezifischen Anforderungen der vorliegenden Arbeit wurden gegenüber der Methodik von Solomon et al. [1] folgende wesentliche Modifikationen vorgenommen.

- **Anpassung der CAPEX:** Die Investitionskosten für die Pipeline-Infrastruktur wurden auf Grundlage von Expertenschätzungen aktualisiert
- **Entfall der Pipeline-Verdichtung:** Da Solomon et al. [1] primär Fernleitungsnetze betrachtet, sieht das dortige Modell eine Verdichtung von 20 bar auf 70 bar vor. Da sich die Betrachtungen der vorliegenden Arbeit auf Verteilnetzstrukturen fokussieren, wird eine zusätzliche Kompression für den Pipeline-Transport nicht einbezogen.
- **Terminal-Verdichtung beim Trucking:** Die Annahmen für den Straßentransport wurden übernommen, da die Verdichtung am Beladeterminale (auf 350 oder 540 bar) einen essenziellen Kostenbestandteil darstellt.

6.1.2 Ergebnisse

Die Ergebnisse des wirtschaftlichen Vergleichs zwischen Trailer- und Pipelinetransport zeigen einen deutlichen Zusammenhang zwischen Wasserstoffnachfrage, Transportentfernung und den spezifischen Wasserstofftransportkosten. Grundsätzlich steigen die Transportkosten mit zunehmender Entfernung, während sie

mit steigender Wasserstoffnachfrage aufgrund von Skaleneffekten sinken. Die wirtschaftlich optimale Transportoption wird somit maßgeblich durch die Kombination aus Transportdistanz und transportierter Wasserstoffmenge bestimmt. Die Ergebnisse des wirtschaftlichen Vergleichs sind in Abbildung 67 und Abbildung 68 dargestellt.

Für geringe Wasserstoffnachfragen im Bereich von etwa 3 bis 10 t/d stellen Trailertransporte die wirtschaftlichste Lösung dar. Dabei zeigt sich, dass der 350-bar-Trailer insbesondere bei kurzen Transportentfernungen Kostenvorteile bietet. Mit zunehmender Entfernung gewinnt hingegen der 540-bar-Trailer an Bedeutung, da durch die höhere Speicherdichte größere Wasserstoffmengen pro Transportvorgang bewegt werden können. Dadurch lassen sich die transportbedingten Kostensteigerungen teilweise kompensieren. Trailertransporte eignen sich somit insbesondere für die Versorgung kleiner und dezentraler Verbraucher, bei denen die Investitionskosten einer Pipeline wirtschaftlich nicht gerechtfertigt sind.

Mit steigender Wasserstoffnachfrage verschiebt sich der wirtschaftliche Vorteil zunehmend zugunsten von Pipelines. Bereits bei Wasserstoffmengen von etwa 10 bis 20 t/d erweisen sich Pipelines insbesondere bei geringeren Transportentfernungen als kostengünstigere Alternative. Die Pipeline gewinnt auf der Kurzstrecke, weil ihre geringen Installationskosten dort niedriger sind als die hohen Verdichtungskosten für Trailer. Auf der Langstrecke verliert sie im Bedarfs-Bereich von 10 bis 20 t/d wieder gegen den Trailer, weil die hohen Baukosten der Leitung bei diesem vergleichsweisen geringen Volumen nicht mehr durch Skaleneffekte kompensiert werden können.

Im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung stellt die DN100-Pipeline über einen breiten Anwendungsbe- reich die wirtschaftlich günstigste Lösung dar. Sie bietet insbesondere für Wasserstoffnachfragen zwischen etwa 20 und 60 t/d eine sinnvolle Kombination aus Investitionskosten und Transportkapazität. Erst bei höheren Transportmengen von etwa 60 t/d wird die DN150-Pipeline wirtschaftlich vorteilhaft. Die Übergangsgrenze zwischen beiden Pipelinevarianten verläuft nahezu unabhängig von der Transportentfernung, was darauf hin- deutet, dass die Entscheidung primär durch die erforderliche Transportkapazität und weniger durch die Distanz bestimmt wird.

Die Analyse verdeutlicht außerdem, dass die Transportentfernung einen wesentlich stärkeren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Trailertransporten als auf Pipelines besitzt. Während die spezifischen Kosten der Trailer mit zunehmender Entfernung deutlich ansteigen, reagieren die Kosten der Pipelines vergleichsweise moderat auf längere Transportwege.

Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass Trailertransporte insbesondere für geringe Wasserstoffnachfragen und frühe Marktphasen eine flexible und wirtschaftliche Versorgungsoption darstellen. Mit zunehmendem Markt- hochlauf, steigenden Transportmengen gewinnen jedoch Pipelineinfrastrukturen deutlich an Bedeutung. Die Ergebnisse verdeutlichen somit die Rolle von Trailertransporten als Übergangslösung für den Wasserstoff- hochlauf, während Pipelines langfristig die wirtschaftlichste Infrastruktur für die Versorgung größerer Verbrau- cher und regionaler Wasserstoffmärkte darstellen.

Die dargestellte Technologiematrix dient der Identifikation grundsätzlicher Tendenzen und wirtschaftlicher Ein- satzbereiche verschiedener Wasserstofftransporttechnologien. Die Ergebnisse ermöglichen eine erste Ab- schätzung der kostenseitig vorteilhaften Transportoptionen in Abhängigkeit von Wasserstoffnachfrage und Transportentfernung. Für belastbare Wirtschaftlichkeitsanalysen und Investitionsentscheidungen sind jedoch stets konkrete Anwendungsfälle mit standortspezifischen Randbedingungen zu betrachten.

Im Rahmen der Modellierung wurde für die Pipelinevariante vereinfachend angenommen, dass die jeweilige Rohrleitung so ausgelegt wird, dass eine Transportentfernung von bis zu 500 km ohne zusätzliche Verdicht- erstationen überbrückt werden kann. In realen Versorgungsszenarien können die tatsächlichen Betriebsdrü- cke, Transportmengen, Auslastungen, Netzstrukturen sowie weitere technische Randbedingungen hiervon abweichen. Die dargestellten Ergebnisse sind daher als orientierende Abschätzung zu verstehen. Für konkrete Transportentfernungen und Anwendungsfälle können Abweichungen gegenüber den in der vorliegenden Ar- beit ausgewiesenen Kostenoptima auftreten. Insbesondere lokale Gegebenheiten, Investitionskosten, Be- triebsstrategien sowie die Einbindung in bestehende oder zukünftige Infrastrukturen können die tatsächliche Wirtschaftlichkeit beeinflussen.

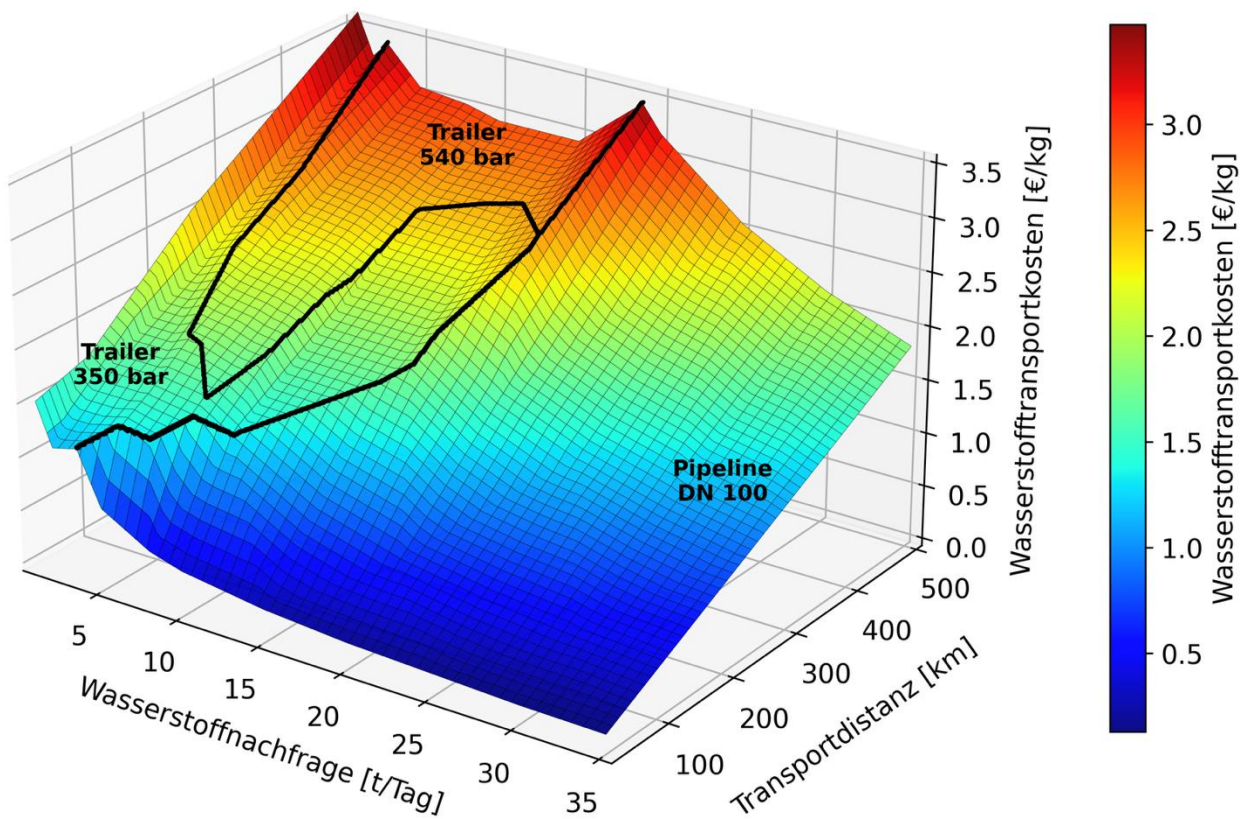


Abbildung 67: Dreidimensionale Darstellung der kostenoptimalen Wasserstofftransporttechnologie in Abhängigkeit von Wasserstoffnachfrage und Transportentfernung

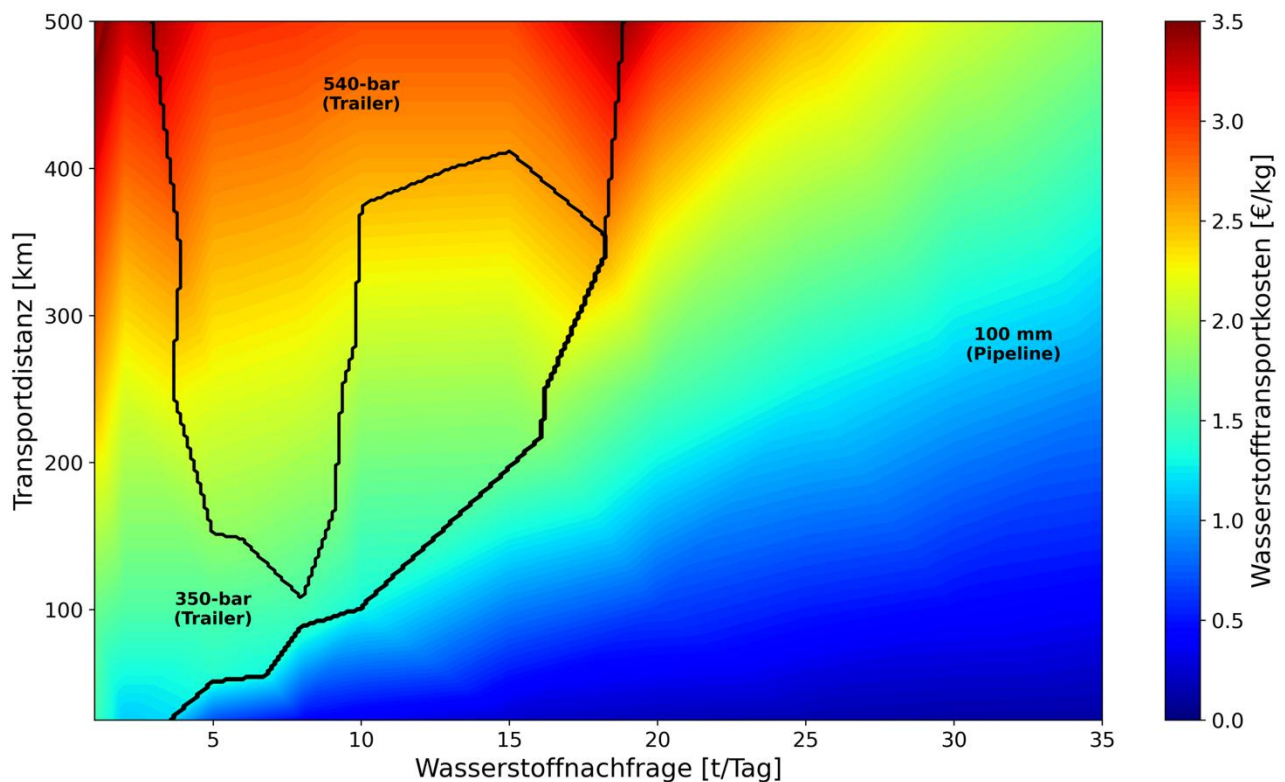


Abbildung 68: Zweidimensionale Technologiemarkt der kostenoptimalen Wasserstofftransporttechnologie in Abhängigkeit von Wasserstoffnachfrage und Transportentfernung

6.2 Kosten-Nutzen-Analyse zur Einhaltung einer hohen Gasqualität

Die jeweilige Endanwendung des Wasserstoffs definiert die Anforderungen an die Gasqualität in Form einer Mindestreinheit an Wasserstoff als auch in Form von Grenzwerten für tolerierbare Anteile an Gasbegleitstoffen. So bewirkt aufgrund der großen Unterschiede in der Molekülmasse bzw. Dichte die Anwesenheit weiterer Gasbegleitstoffe wie CO₂, CH₄ oder N₂ bereits im einstelligen Prozentbereich eine wesentliche Veränderung der Gemisch-Gas-Dichte und somit des Wobbe-Index hochrelevant für Verbrennungstechnik. Sensiblere Technologien wie PEM-Brennstoffzellen werden durch bestimmte Verunreinigungen wie Schwefel-Komponenten bereits bei niedrigen Konzentrationen irreversibel geschädigt. Dementsprechend ist die Einhaltung definierter Gasqualitätsanforderungen unerlässlich für den sicheren und ökonomischen Betrieb von Wasserstoff-Endanwendungstechnologien. Regulatorisch werden Gasqualitäten international mit der ISO 14687 [2] bzw. der DIN EN 17124 [3] für Wasserstoff-Kraftstoff und in Deutschland mit der DVGW G 260 [4] definiert.

Die Gasqualität wird maßgeblich bei der Produktion, dem Transport und der Speicherung von Wasserstoff beeinflusst. Im Rahmen von H₂INFRA steht der Transport im Fokus und es wird von einer ausreichenden Wasserstoff-Qualität produktionsseitig ausgegangen, wie dies beispielsweise bei der Wasserelektrolyse üblicherweise der Fall ist.

Die Einhaltung der Gasqualitätsanforderungen ist für die Anwendungstechnologien zwingend zu erfüllen, um deren Beschädigung auszuschließen. Im Falle der Abweichung bzw. Nichteinhaltung der benötigten Reinheit stehen zwei grundlegende Ansätze zur Verfügung: die präventive Behebung bzw. Minimierung der Ursachen für die Verunreinigung und die Aufreinigung des Gases durch Gasreinigungsanlagen. Letzteres erfolgt bei Gasbegleitstoffen im ppm-Bereich in der Regel adsorptiv. Entsprechende Gasreinigungsanlagen führen zu Investitions- sowie Betriebskosten. Neben der Wartung und Prüfung der Anlagenteile ist ein regelmäßiger Austausch oder eine im Prozess integrierte Regeneration des beladenen Adsorbens erforderlich.

Demgegenüber stehen Maßnahmen zur Bekämpfung der Ursachen von Verunreinigungen. Wie im AP 1 Gasqualität festgestellt wurde, beeinflusst die verwendete Transport-Infrastruktur die Gasqualität maßgeblich. Aus der Nutzungshistorie, insbesondere der Umwidmung von Erdgas-Infrastruktur zu Wasserstoff-Infrastruktur, können Verunreinigungen resultieren. Neben festen Ablagerungen spielen hier von Kunststoff-Rohrleitungen aufgenommene und nun wieder abgegebene Komponenten eine wesentliche Rolle. Zuvor verwendete Odoriermittel sind auch nach deren Nutzungsende noch für eine gewisse Zeit im Netz nachweisbar. Insbesondere THT wird gut von Kunststoff-Rohrleitungen aufgenommen und lange wieder abgegeben. Schwefelhaltige Odoriermittel wie Merkaptane oder THT sind analog zu anderen Schwefelverbindungen wie H₂S für Brennstoffzellen oder katalytische Anwendungen in der chemischen Industrie problematisch. Deshalb spielt die Historie der Odorierung eine maßgebliche Rolle für die Gasqualität.

Im Fall der Umwidmung von Bestandsleitungen empfiehlt sich eine Reinigung bzw. Molchen der Rohrleitung insofern möglich. Gasbegleitstoffe, die aus der Vorgeschichte resultieren, werden dennoch nicht vollständig vermieden werden können. Bei Nichteinhaltung der geforderten Gasqualität bleibt eine Gasreinigung unerlässlich. Dies wird im Regelfall günstiger sein, als die Versorgungsinfrastruktur neu zu errichten.

Im Fall von neuer Versorgungsinfrastruktur bestehen ebenfalls mögliche Ursachen für die Beeinträchtigung der Gasreinheit. Wann immer das System für Maßnahmen geöffnet wird, können Verunreinigungen eingebracht werden. Dies betrifft vor allem den Eintritt von Luft, Feuchtigkeit, Stickstoff als Inertisierungsgas bei Wartungsmaßnahmen sowie Reinigungsmittel wie bspw. Aceton zum Säubern von Kunststoffrohren vor dem Verschweißen. Einzelne Wartungsmaßnahmen stellen keine kontinuierliche Verunreinigungsquelle dar und müssen ohnehin ordnungsgemäß durchgeführt werden. Bei der Verwendung von Reinigungsmitteln etc. ist gegebenenfalls die Eignung für Wasserstoff-Leitungen mit besonders hoher Reinheit wie Gruppe D aus dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 [4] (> 99,97 % H₂ und sehr niedrige Toleranzen für einzelne Komponenten) in Frage zu stellen und die Verwendung auf ein Minimum zu reduzieren oder nach Alternativen zu suchen.

Verunreinigungen können nicht nur aus ehemaligen Gasbegleitstoffen zuvor genutzter Gase oder durch Fehleinbringung stammen, sondern auch aus dem verwendeten Werkstoff der Versorgungsinfrastruktur selbst emittiert werden. Die Untersuchungen aus dem AP 1 konnten für den Werkstoff Polyethylen entsprechende

Emissionen nachweisen. Damit kommt bei der Errichtung von neuer Wasserstoff-Versorgungsinfrastruktur der Auswahl und ggf. der Behandlung der Werkstoffe eine zentrale Bedeutung zu.

Kunststoffrohren einschließlich der für den Erdgas-Bereich relevanten Polyethylen-Werkstoffe werden im Herstellungsprozess neben dem eigentlichen Polymer Additive zur Verbesserung der Eigenschaften des Werkstoffs hinzugegeben. Diese beeinflussen die Langlebigkeit aber auch die mechanischen und thermischen Eigenschaften des Materials. Damit können im Kunststoffrohr neben Polymer, Restmonomer und Polymerisations-Hilfsstoffen noch eine Vielzahl weiterer Komponenten vorhanden sein.

Somit könnten bei der Auswahl der Additive ggf. bereits Komponenten, die später im Betrieb eine größere Flüchtigkeit und damit Neigung zur Emission in das Gas aufweisen, vermieden, reduziert oder substituiert werden. Da die genauen Rezepturen von Rohrherstellern nicht öffentlich zugänglich sind, konnten hierzu keine ausreichenden verlässlichen Daten gesammelt werden.

Neben der stofflichen Auswahl für den Herstellungsprozess gibt es noch die Möglichkeit der Nachbehandlung der Rohre. Die Untersuchungen aus AP 1 unterstreichen die potenzielle Wirksamkeit einer thermischen Nachbehandlung gleich doppelt:

- zum einen wurden PE-Xa-Rohrprüflinge getempert und ungetempert verglichen, wobei beim werksseitig getemperten Prüfling geringere Emissionen gemessen worden sind,
- zum anderen wurden alle Prüflinge einem simulierten Alterungsprozess bei erhöhter Temperatur unterzogen, der eine Reduktion der Emissionen bewirkte.

Der Anteil an flüchtigen Bestandteilen im Polyethylen-Werkstoff ist sowohl für Trinkwasser- als auch für Erdgasrohre begrenzt (DIN EN 1555 [5], [6], DIN EN 12201 [7], [8]). Historisch ist dies für Trinkwasserrohre aufgrund des Gesundheitsaspektes von höherer Relevanz. Im Austausch mit Rohrherstellern wurde von der Praxis berichtet, dass beispielsweise PE-Xa-Rohre für den Trinkwasserbereich einem nachgeschalteten Temperprozess unterzogen werden, während dies bei PE-Xa-Rohren für Gas nicht üblich ist. Dies veranschaulicht, dass die technischen Möglichkeiten zur Verringerung der Emissionen aus dem PE-Werkstoff bereits im Werk prinzipiell möglich und sogar für andere Anwendungsfelder etabliert sind.

Damit lässt sich die Betrachtung im Wesentlichen auf folgenden Vergleich herunterbrechen: Rechtfertigt die Ersparnis an Kosten für Gasreinigung die zusätzlichen Kosten durch eine werksseitige thermische Nachbehandlung von Kunststoffrohren für Wasserstoff-Versorgungsinfrastruktur?

Diese Frage kann im Rahmen dieses Forschungsprojektes nicht vollständig beantwortet werden. Es kann jedoch festgehalten werden, dass die zusätzlichen Kosten bei der thermischen Nachbehandlung vorrangig durch die Investitions- und Betriebskosten für den Temperofen zustande kommen. Dem stehen bei der Gasreinigung analog die Investitions- und Betriebskosten der Gasreinigungsanlage gegenüber.

Darüber hinaus ist der Einsatz anderer Kunststoffe wie PA12 in Betracht zu ziehen. Auch hier sind die eingesparten Kosten für Gasreinigung den zusätzlichen Kosten für die Wahl des teureren Werkstoffs gegenüberzustellen.

Sensible Anwendungstechnologien werden voraussichtlich ohnehin mit einem gewissen Ausmaß an Gasreinigung versehen sein, um einmalige Störeffekte beispielsweise durch fehlerhafte Einspeisung oder Maßnahmen am Netz abzufangen und Anlagen zu schützen. Dennoch spielen kontinuierlich aus dem Rohrwerkstoff eingebrachte Verunreinigungen ökonomisch eine große Rolle. Unter der Annahme einer adsorptiven Gasreinigung, die für eine spezifische Standzeit konzipiert ist, ergibt sich für eine um den Faktor 10 erhöhte Menge an abzuscheidenden Verunreinigungen automatisch eine um den Faktor 10 erhöhte Menge an benötigtem Adsorbens. Daraus resultiert, dass das Apparatevolumen um den Faktor 10 steigen würde. Investitions- und Betriebskosten der Gasreinigung hängen also offensichtlich von der vorhandenen Gasqualität ab. Diese Mehrkosten für die Gasreinigung würden bei jeder Endanwendung mit entsprechender Qualitätsanforderung anfallen und sich für die Betrachtung aufsummieren. Selbstverständlich würde für eine ökonomische Optimierung der Gasreinigung die Standzeit angepasst werden können. Hier sind für den Austausch des Adsorbens Personalkosten sowie potenzielle Kosten bzw. Produktionsausfälle durch Anlagenstillstand zu berücksichtigen.

Weiterhin relevant für die Betrachtung sind die Einflussfaktoren auf den Stoffübergang der Verunreinigungen

vom Rohr ins Gas. Dieser Prozess benötigt Zeit. Demnach ist davon auszugehen, dass das Ausmaß an Verunreinigungen im Gas maßgeblich von der Verweilzeit in entsprechenden Leitungsabschnitten abhängt. Der schlechteste Grenzfall wäre Gas, das über längere Zeit in einer Leitung steht und sich mit Gasbegleitstoffen anreichert. Ein zweiter entscheidender Faktor ist das Verhältnis von innerer Rohroberfläche zum Innenvolumen. Für den Stoffübergang ist die Fläche entscheidend. Der übertretende Stoffstrom verteilt sich dann innerhalb des Rohrvolumens. Somit ist die zu erwartende Verunreinigung bei kleineren Rohrdurchmessern mit einem höheren Fläche-zu-Volumen-Verhältnis größer. Hinzu kommt, dass je niedriger der Druck ist, desto niedriger ist auch die enthaltene Menge an Gas für ein festgelegtes geometrisches Volumen. Somit werden abgegebene Verunreinigungen in Rohren mit niedrigerem Druck weniger stark verdünnt.

Damit lässt sich zusammenfassen, dass in Leitungen mit kleinen Rohrdurchmessern, niedrigen Strömungsgeschwindigkeiten und niedrigen Drücken eine Beeinträchtigung der Gasqualität am ehesten zu erwarten ist. Daraus resultiert, dass die thermische Nachbehandlung ggf. lediglich für kleinere Rohrdurchmesser ökonomisch sinnvoll ist. Insbesondere bei kleineren Rohrleitungen mit weniger Durchsatz ist zu erwarten, dass ein Abnehmer den Gaskonsum zeitweise einstellt und das Gas nicht oder nur sehr langsam fließt. Größere Leitungen, mit denen eine Vielzahl an Abnehmern versorgt wird, sollten ein konstanteres Konsumverhalten verzeichnen.

Für eine abschließende quantitative Beurteilung müsste die Kinetik des Stoffübergangs unterschiedlicher Verunreinigungen aus dem Rohrwerkstoff in den Wasserstoff bekannt sein. Entsprechende Daten sind nach derzeitigem Erkenntnisstand nicht ausreichend vorhanden. Dennoch lässt sich festhalten, dass Maßnahmen zur Minimierung der Verunreinigungen aus den PE-Rohrwerkstoffen in Form von Rezepturanpassung oder thermischer Nachbehandlung bereits im Werk technisch möglich sind. Denkbar wäre auch die Vorgabe einer maximalen Emissionsrate von flüchtigen Komponenten an Wasserstoff unter definierten Testbedingungen im Regelwerk.

6.3 Literatur Arbeitspaket 5

- [1] M. D. Solomon, W. Heineken, M. Scheffler, und T. Birth-Reichert, „Cost Optimization of Compressed Hydrogen Gas Transport via Trucks and Pipelines“, *Energy Technol.*, Bd. 12, Nr. 1, S. 2300785, Jan. 2024, doi: 10.1002/ente.202300785.
- [2] ISO 14687:2025-02 Wasserstoffbeschaffenheit - Produktspezifikation.
- [3] DIN EN 17124:2022-12, Wasserstoff als Kraftstoff - Produktfestlegung und Qualitätssicherung für Wasserstoffbetankungsanlagen zur Abgabe gasförmigen Wasserstoffs - Protonenaustauschmembran (PEM)-Brennstoffzellenanwendungen für Fahrzeuge; Deutsche Fassung EN 17124:2022. doi: 10.31030/3337108.
- [4] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V., Technische Regel - Arbeitsblatt G 260:2021-09 - Gasbeschaffenheit.
- [5] DIN EN 1555-1:2026-02, Kunststoff-Rohrleitungssysteme für die Gasversorgung - Polyethylen (PE) - Teil 1: Allgemeines; Deutsche Fassung EN 1555-1:2025. doi: 10.31030/3646636.
- [6] DIN EN 1555-2:2026-02, Kunststoff-Rohrleitungssysteme für die Gasversorgung - Polyethylen (PE) - Teil 2: Rohre; Deutsche Fassung EN 1555-2:2025. doi: 10.31030/3646637.
- [7] DIN EN 12201-1:2025-03, Kunststoff-Rohrleitungssysteme für die Wasserversorgung und für Entwässerungs- und Abwasserdruckleitungen - Polyethylen(PE) - Teil 1: Allgemeines; Deutsche Fassung EN 12201-1:2024. doi: 10.31030/3516106.
- [8] DIN EN 12201-2:2025-03, Kunststoff-Rohrleitungssysteme für die Wasserversorgung und für Entwässerungs- und Abwasserdruckleitungen - Polyethylen (PE) - Teil 2: Rohre; Deutsche Fassung EN 12201-2:2024. doi: 10.31030/3516107.

7 Verwertung und Nachweise

7.1 Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Die wichtigsten Positionen sind Bestandteil des zahlenmäßigen Nachweises und werden in den partnerspezifischen Dokumenten dargestellt.

7.2 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Die Energieversorgung der Zukunft muss zugleich umweltfreundlich, klimaneutral, resilient und wirtschaftlich tragfähig gestaltet werden. Grüner Wasserstoff nimmt in diesem Transformationsprozess eine zunehmend zentrale Rolle ein. Er fungiert nicht nur als flexibler Energieträger und Langzeitspeicher für erneuerbare Energie, sondern bildet ein wesentliches Bindeglied der Sektorkopplung, indem er Erzeugung aus Wind- und Solarstrom mit den Bereichen Industrie, Wärme, Verkehr und chemischer Grundstoffproduktion verbindet.

Die Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS 2023) definiert dazu einen klaren Rahmen: Bis 2030 sollen in Deutschland 10 GW Elektrolyseleistung aufgebaut werden, um den erwarteten nationalen Bedarf von 94–125 TWh grünem Wasserstoff zu decken. Damit schafft die Strategie die Grundlage für eine moderne Wasserstoffinfrastruktur, die insbesondere im industriellen Bereich zu erheblichen Treibhausgasreduktionen beitragen soll. [1]

Eine wesentliche Voraussetzung für diese Transformation ist der parallele Ausbau der Leitungs- und Importinfrastruktur. Mit der Genehmigung des H₂-Kernetzes im Oktober 2024 entsteht ein überregionales Rückgrat von 9.040 km Länge, basierend zu rund 60 % auf umgestellten Erdgasleitungen. Dieses Netz verbindet zukünftige Erzeugungsregionen, Speicher, Importpunkte und industrielle Lastzentren und bildet damit die logistische Grundlage für eine gesicherte Versorgung mit Wasserstoff. Gleichzeitig unterstützen Programme wie IPCEI mit Milliardeninvestitionen den Markthochlauf und die sichere Bereitstellung importierter Mengen grünen Wasserstoffs. [2], [3]

Vor diesem Hintergrund kommt anwendungsnahen Forschungsprojekten wie dem hier beschriebenen Vorhaben eine besondere Bedeutung zu. Sie schaffen das notwendige technische, materialwissenschaftliche und sicherheitsrelevante Fundament, um die Wasserstoffnetze der Zukunft nicht nur aufzubauen, sondern auch langfristig sicher, effizient und kostengünstig zu betreiben. Die im Projekt adressierten Forschungsschwerpunkte spiegeln die zentralen Herausforderungen wider, denen sich die Wasserstoffinfrastruktur derzeit gegenüberstellt:

- Definition von Qualitätsanforderungen an Rohrleitungswerkstoffe, um dauerhaft extrem hohe Gasreinheiten sicherzustellen – eine notwendige Voraussetzung für empfindliche Industrieprozesse und zukünftige Wasserstoffanwendungen.
- Langzeituntersuchungen von Komponenten und Sicherheitstechnik, insbesondere unter dynamischen Betriebsbedingungen – dies ist entscheidend, um Funktionssicherheit und Materialintegrität über die gesamte Lebensdauer hinweg zu gewährleisten.
- Prüfung der Langzeitperformance moderner Hochleistungskunststoffe für Leitungen, Dichtungen und andere Betriebsmittel, um ihre Eignung für 100 % H₂ langfristig abzusichern.
- Weiterentwicklung von Wartungs- und Instandhaltungsstrategien, etwa durch risikobasierte Prüfkonzepte, digitale Zustandsüberwachung und angepasstes Störfallmanagement für wasserstoffführende Anlagen.
- Bewertung von Arbeitsschutz- und Sicherheitskonzepten, gestützt auf aktuelle DGUV-, TRBS- und

DVGW-Regelwerke, um die Anforderungen an Schulung, Explosionsschutz und sichere Betriebsführung auf den neuesten Stand zu bringen.

- Durchführung einer Lebenszyklusanalyse (LCA) der gesamten Wasserstoffwertschöpfungskette, um ökologische Wirkungen – insbesondere THG-Emissionen – von der Erzeugung über die Verteilung bis zur Nutzung vergleichbar bewerten zu können.

Die Realisierung einer solchen H₂-Forschungsinfrastruktur in realer Netzumgebung, einschließlich erster Praxisbetriebe mit 100 % Wasserstoff und der Durchführung umfassender Versuchsprogramme, wäre ohne die finanzielle Unterstützung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE) nicht möglich gewesen. Die Förderung ermöglicht die technische Erprobung kritischer Infrastrukturkomponenten, die Validierung von Normen und Sicherheitsstandards, und die wissenschaftliche Begleitung des Hochlaufs einer klimaneutralen Wasserstoffwirtschaft.

Damit leistet das Projekt einen entscheidenden Beitrag zur Vorbereitung einer sicheren, skalierbaren und zukunftsfähigen Wasserstoffverteilinfrastruktur in Deutschland.

7.3 Nutzen und Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans

Das Projektvorhaben stellt einen zentralen Schritt zur Transformation bestehender und zukünftiger Gasnetze hin zu einer Versorgung mit grünem Wasserstoff dar. Es konnte nachgewiesen werden, dass der Aufbau und der Betrieb einer vollständigen Wasserstoff-Verteilinfrastruktur technisch realisierbar sind und unter realitätsnahen Bedingungen erfolgreich betrieben werden können. Hierzu wurde die Forschungsinfrastruktur über einen langen Zeitraum und unter hohen Durchflussbedingungen dynamisch gefahren, um typische Betriebszustände und Lastfälle eines realen Verteilnetzes abzubilden. Gleichzeitig erfolgte eine umfassende Erprobung sämtlicher Systemkomponenten – darunter Rohrmaterialien, Armaturengruppe sowie Sicherheits- und Warneinrichtungen – hinsichtlich ihrer Langzeitverträglichkeit im Wasserstoffeinsatz.

Ein wesentlicher Erkenntnisschwerpunkt lag auf der Identifizierung und Quantifizierung von Spurstoffen, die aus polymeren Werkstoffen freigesetzt werden können, sowie auf der Analyse ihrer Ursachen, etwa durch unterschiedliche Herstellungsprozesse oder Verlegebedingungen. Ergänzend wurde untersucht, wie diese Spurenstoffe diffundieren oder sich lösen und welchen Einfluss sie auf die Wasserstoffqualität haben. Auf Grundlage dieser Ergebnisse konnten technische Maßnahmen und Weiterentwicklungen abgeleitet werden, um eine sehr hohe Gasqualität für sensible Anwendungen sicherzustellen – beispielsweise durch optimierte Herstellverfahren oder integrierte Reinigungsmaßnahmen für Endverbraucher.

Darüber hinaus wurde das Gesamtsystem kontinuierlich überwacht und optimiert, um einen sicheren und zuverlässigen Forschungsbetrieb der Wasserstoffinfrastruktur sicherzustellen. Eine zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie wurde entwickelt und verfeinert, um zukünftige Wasserstoffverteilnetze effizient betreiben zu können. Ergänzt wurde dies durch eine ökobilanzielle Betrachtung der gesamten H₂-Wertschöpfungskette, mit besonderem Fokus auf den Umweltwirkungen von Verteilnetzen. Die Forschungsinfrastruktur konnte somit bis zu einem hohen Technology Readiness Level (TRL 7–8) weiterentwickelt werden. Die Ergebnisse münden in Leitlinien zur Neuerrichtung, Umstellung und Optimierung von Wasserstoffnetzen.

Die bisher erzielten Ergebnisse bilden die Grundlage für eine direkte Weiterführung der Arbeiten im geplanten Anschlussprojekt. Das Konsortium aus DBI, MITNETZ GAS und der HTWK wird die Forschung auf dem bestehenden Testgelände fortsetzen und die Technologieentwicklung gezielt vorantreiben. Im Nachfolgeprojekt „GreenH2Supply“ sollen offene Fragestellungen geklärt und weitere Schritte zur Marktreife eingeleitet werden – beispielsweise die Umstellung bestehender Erdgasnetze auf Wasserstoff, die Untersuchung industrieller Fragestellungen sowie die Analyse höherer Gasströmungsgeschwindigkeiten in ausgewählten Bereichen. Der Übergang von der Forschungsphase zu prototypischen Umsetzungen und praktischen Demonstratoren ist damit klar vorbereitet.

Die erwarteten Ergebnisse lassen sich wirtschaftlich in neuen oder verbesserten Produkten, Dienstleistungen und Verfahren nutzen. Dazu gehören optimierte Komponenten für Wasserstoffnetze, verbesserte Wartungs- und Instandhaltungsstrategien sowie Prüfdienstleistungen und technische Leitfäden für Netzbetreiber. Auch Markteinführungsmaßnahmen wie Fachtagungen, Netzwerktreffen oder Messeauftritte sind möglich, um die entwickelten Lösungen für Industrie und Infrastrukturbetreiber greifbar zu machen.

Die gewonnenen Erkenntnisse fließen in die Forschung und Lehre der beteiligten Hochschul- und Forschungseinrichtungen ein. Sie bieten vielfältige Anknüpfungspunkte für Bachelor-, Master- und Promotionsarbeiten und können auf angrenzende Wissensgebiete – etwa Werkstoffwissenschaften, Energietechnik oder ökologische Systemanalysen – übertragen werden. Die Infrastruktur ermöglicht darüber hinaus langfristig neue wissenschaftliche Fragestellungen und Methodenerweiterungen. Im Rahmen von Praktika erhalten Studierende die Möglichkeit, am Testfeld praxisnahes Wissen zu erwerben und praktische Erfahrungen zu sammeln.

Nach Projektende sind zusätzliche Entwicklungsschritte notwendig, um den Einsatz von Wasserstoffverteilnetzen weiter zu optimieren. Geplant ist die Einreichung weiterer Forschungs- und Entwicklungsanträge, um etwa vertiefte Werkstoffstudien, großskalige Netzsimulationen oder Realversuche zur Netzumstellung zu ermöglichen. Auch die ökobilanzielle Analyse soll erweitert werden, um langfristige Effekte über die gesamte Wertschöpfungskette hinweg abzubilden.

Die Forschungsanlage kann dauerhaft für Untersuchungen, Zertifizierungen, Ausbildung und technologische Weiterentwicklung genutzt werden. Sie dient damit als stabiler Ankerpunkt für zukünftige wissenschaftliche und industrielle Kooperationen im Bereich Wasserstoffnetze.

Im Verlauf des Projekts und insbesondere im kommenden Anschlussvorhaben ergeben sich verschiedene Anknüpfungspunkte für Erfindungen oder Schutzrechtsanmeldungen. Dazu zählen beispielsweise neue Instandhaltungsverfahren, optimierte Systemkomponenten, Analytikmethoden oder technische Leitfäden mit Innovationscharakter.

Der fortgeschriebene Verwertungsplan stellt sicher, dass die Forschungsergebnisse wirkungsvoll in wirtschaftliche und wissenschaftliche Anwendungen überführt werden. Er gewährleistet Transparenz, Nachvollziehbarkeit und Mehrwert für Fördergeber und Gesellschaft, indem er zeigt, wie aus öffentlich geförderter Forschung konkrete Innovationen, Erkenntnisse und nachhaltige Technologien entstehen.

7.4 Fortschritte auf dem Vorhabengebiet bei anderen Stellen während der Vorhabendurchführung

Im Verlauf des Projekts wurden keine neuen Erkenntnisse bekannt, die den grundsätzlichen Bedarf oder den Neuigkeitswert des Forschungsthemas „Wasserstoff in Verteilnetzen“ verändert hätten. Vielmehr zeigte sich, dass im Zeitraum 2022 bis 2025 eine anhaltend hohe Dynamik in Forschung, Entwicklung und praktischer Erprobung stattfand. Die vom DVGW aufgebaute und kontinuierlich erweiterte Einspeisekarte dokumentiert zahlreiche aktive und finanziell gesicherte Projekte, die Wasserstoff in regionale und lokale Netze einspeisen und damit wichtige Erfahrungen für die künftige Ausgestaltung der Infrastruktur liefern. Parallel dazu macht die gemeinsam mit BDEW und VKU erarbeitete Deutschlandkarte deutlich, dass immer mehr regionale H₂-Cluster entstehen und die Transformation der Gasverteilnetze in ganz Deutschland sichtbar voranschreitet, etwa durch Demonstrationsvorhaben in Industrie, Gebäudewärme oder Mobilität.

Im gleichen Zeitraum legten die nationalen Wasserstoffe-Leitprojekte H₂Giga, H₂Mare und TransHyDE entscheidende Grundlagen für Erzeugung, Offshore-Produktion und Transporttechnologien. H₂Giga entwickelte industrielle Skalierungsansätze für Elektrolyseure, wodurch die Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff langfristig steigt und dezentrale Einspeisepunkte realistischer werden. H₂Mare befasste sich mit der Offshore-Herstellung von Wasserstoff und liefert damit relevante Perspektiven für künftige großvolumige Einspeisungen in Küstenregionen, während TransHyDE zentrale Fragen des Transports – von der Pipeline über LOHC bis hin zu Ammoniak – adressierte und so technische Grundlagen für das entstehende H₂-Kernnetz schuf. Ergänzend

hierzu wurden im DVGW-Innovationsprogramm technische Fragestellungen wie die Odorierung von Wasserstoff intensiv untersucht, da geeignete Odormittel und deren Wechselwirkungen mit Materialien und Messsystemen für einen sicheren Verteilnetzbetrieb unerlässlich sind. Auch die Weiterentwicklung von Prüfgrundlagen und Zertifizierungen für wasserstoffkompatible Geräte, Armaturen und Materialien wurde im genannten Zeitraum vorangetrieben und bildet heute eine wesentliche Grundlage für die H₂-Readiness im Gebäudebereich und in der Netzinfrastruktur.

Besondere Bedeutung kommt dem Projekt H₂-Direkt Hohenwart zu, das als eines der ersten realen Verteilnetz-Transformationsprojekte in Deutschland gilt. Es zeigt exemplarisch, wie ein bestehendes lokales Gasnetz schrittweise auf den Betrieb mit reinem Wasserstoff umgestellt werden kann. Dabei werden nicht nur Leitungsabschnitte ertüchtigt, sondern auch Endgeräte im Haushaltsbereich getestet, Mess- und Regeltechnik untersucht, Sicherheitskonzepte erprobt und organisatorische Anforderungen dokumentiert. Das Projekt ist in der DVGW-Einspeisekarte erfasst und liefert wertvolle Erkenntnisse zur praktischen Umsetzung einer kommunalen Transformation hin zu Wasserstoff, die zukünftig auch in anderen Regionen nachgezeichnet werden könnte.

Insgesamt zeigt der Zeitraum 2022 bis 2025 sehr deutlich, dass Wasserstoff in Verteilnetzen ein relevanter, wachsender und praxisnah erforschter Baustein der Energiewende bleibt. Die Vielzahl paralleler Aktivitäten – von der Grundlagenforschung über praktische Demonstrationsprojekte bis hin zur Weiterentwicklung des technischen Regelwerks – unterstreicht, dass die Ertüchtigung bestehender Gasnetze für den Wasserstofftransport weiterhin eine zentrale strategische Option darstellt. Die Erkenntnisse aus den genannten Projekten, insbesondere aus H₂ Direkt Hohenwart, tragen damit wesentlich dazu bei, zukünftige Netzentwicklungspläne, regulatorische Anpassungen und technische Standards fundiert weiterzuentwickeln und die Vision eines deutschlandweiten Wasserstoffnetzes Schritt für Schritt Realität werden zu lassen.

7.5 Veröffentlichungen der Ergebnisse

7.5.1 Artikel und Webartikel

2022

- Beiträge in sozialen Medien, regionalen Medien und Facharbeitsgruppen
- Anna Schwert und Robin Pischko, „Efficient and safe operation of hydrogen distribution grids: The project: H₂INFRA“, DVGW energie | wasser-praxis konkret, S. 34–35, 2022.

2025

- Köhler T.; Henel M.; Schneider M.; Pischko R.; Huhn R. (2025): Wasserstoff im Verteilnetz H₂-Infra-Effizienter und sicherer Betrieb von Wasserstoffverteilnetzen. In: gwf Gas+Energie, Heft 06, S. 32-39. Online verfügbar unter: https://gwf-gas.de/aktuelle-ausgabe-6_25/
- R. Pischko, R. Huhn, und H. Krause, „Life cycle assessment of gas and future hydrogen pipeline infrastructure in Germany: A comparative study of relevant materials and installation techniques“, Results in Engineering, Bd. 29, S. 109798, März 2026, doi: 10.1016/j.rineng.2026.109798. (Eingereicht am 18.12.2025)
- Preprint aus 2025: R. Pischko, R. Huhn, und H. Krause, „Life Cycle Assessment of gas and future hydrogen pipeline infrastructure in Germany: a comparative study of relevant materials and installation techniques“, 2025, SSRN. doi: 10.2139/ssrn.5996075.

7.5.2 Vorträge und Videobeiträge

2022

- 34 Vorträge (z.B. DVGW, BDEW, Bundestag (IPCEI), Landeslenkungsreis Wasserstoff Mitteldeutschland, Green Gas Day, Energie Umwelt und Zukunft
- 30.06 Praxisvorlesung HTWK im Modul „Wasserstofftechnik“ an HTWK
- 09.22 DVGW energie | wasser-praxis konkret: „DVGW energie | wasser-praxis konkret“
- 09.22 DBI-Fachforum Energiespeicher
- 10.22 Wasserstoff-Forschungsprojekte DVGW
- 15.11.22 DVGW Arbeitskreis Messwesen
- 07.12.22 DVGW Lunch and Learn
- 15.12.22 Praxisvorlesung HTWK im Modul „Simulation Gas- Wärmenetze“

2023

- 03.02.23 Praxisvorlesung im Bachelor-Modul „Gasversorgungstechnik“
- 28.03.23 Projektvorstellung innerhalb eines Workshops zum DVGW-Projekt „H₂-Kompendium“
- 26.04.23 VDI-Arbeitskreis Mess- und Automatisierungstechnik im BV Halle
- 04.05.23 Praxisvorlesung im Master-Modul „Dispatching von Gas- und Wärmenetzen/Wasserstofftechnologie“
- 23.05.23 Kurzvorstellung des Projektes innerhalb der DVGW-Veranstaltungsreihe „Wasserstoff in Bestandsnetzen“
- 08.06.23 Durchführung eines Hochschulpraktikums im Wasserstoffdorf innerhalb des Master-Moduls „Dispatching von Gas- und Wärmenetzen/Wasserstofftechnologie“ zum Schwerpunkt Brennstoffzelle
- 16.06.23 Kurzvorstellung des Projektes innerhalb der PtJ-Vortragsreihe „Wasserstand: Aktuelles aus der Wasserstoffforschung“
- 16.06.23 DVGW Landesgruppe Berlin/Brandenburg
- 23.06.23 Leipziger Fachkreis Gewerbeimmobilien
- 12.09.23 „Netzwerktreffen Wasserstoff“ Hochschule Anhalt, Köthen
- 06.12.23 Kommunalwirtschaft Sachsen-Anhalt

2024

- 24.01.24 Praxisvorlesung im Modul „Gasversorgungstechnik“ HTWK Leipzig
- 24.04.24 Vortrag HTWK Leipzig area.L
- 05.06.24 Netzwerktreffen Chemiepark
- 20.06.24 Praktikum Brennstoffzelle (HTWK Leipzig/Dispatching Gas- und Wärmenetze)
- 27.06.24 Praxisvorlesung Wasserstoff HTWK
- 03.07.24 Praxisvorlesung und Vorstellung von Projektergebnisse im 2. Mastersemester, Studiengang Energie-, Gebäude- und Umwelttechnik HTWK Leipzig
- 30.08. Marktpartnertreffen SW Bitterfeld-Wolfen

2025

- 25.05. Vortrag von Prof. Robert Huhn bei der Freiburger Energietagung
- 13.06 GASCADE Führung und Vortrag Sicherheitstechnik
- 18.06 Studienkurs „Gastechnik und Gasversorgung“ FH Erfurt Vorstellung der Projektergebnisse
- 20.06. Praxisvorlesung im Master-Modul „Dispatching von Gas- und Wärmenetzen/Wasserstofftechnologie“

7.5.3 Tage der offenen Tür und Sonderführungen

Im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit wurden regelmäßig Tage der offenen Tür am Standort in Bitterfeld-Wolfen durchgeführt. Für Fachpublikum bot sich die Möglichkeit, Einblicke in die beiden Projekte H₂INFRA und H₂-HOME und die Anlagentechnik zu erhalten. Zudem informierten die Konsortialpartner über aktuelle Entwicklungen. Die Tage fanden jeweils monatlich von April bis November ab 2022 statt. Die Besichtigungen fanden jeweils von ca. 9:00 - 12:00 Uhr und 12:00 - 15:00 Uhr statt.

Es wurden insgesamt 25 Tage der offenen Tür und ungefähr 70 Sonderführungen durchgeführt. Im Rahmen der Besichtigungen besuchten ca. 1.000 Fachinteressierte aus den Bereichen Politik, Wirtschaft, Netzbetreiber, Stadtwerke, Industrie, Ingenieurbüros, Kommunen, etc. das Versuchsfeld.

Sonderführungen

2022

- 12.07 green meets heat 2.0
- 21.10 Sonderführung EV. Akademie + DVGW
- 29.11 Sonderführung VDE

2023

- 30.05.23 Vernetzungstreffen im Wasserstoffdorf mit der Hochschule Harz und Studiengruppen beider Hochschulen
- 23.06.23 Leipziger Fachkreis Gewerbeimmobilien
- 23.08.23 Stadtwerke Riesa
- 01.09.23 Sonderführung Buderus / Bosch Thermodynamik
- 04.09.23 Wirtschaftsdelegation aus Skandinavien in Kooperation mit Germany Trade & Invest
- 13.09.23 Sonderführung „KfW - Kreditanstalt für Wiederaufbau“
- 18.09.23 Sonderführung im Rahmen DVGW-Vorstandssitzung
- 29.09.23 Kundenbeiratsveranstaltung SW Aschersleben
- 20.10.2023 Sonderführung für Leibnitz-Institut
- 25.10.23 Wirtschaftsdelegation aus Nordamerika in Kooperation mit Germany Trade & Invest
- 26.10.23 DBI-Fachforum „Wasserstoff – Infrastruktur“
- 16.11.23 Sonderführung MIBRAG
- 16.11.23 Sonderführung BMW mit SW Dingolfingen

2024

- 14.04.24 Sonderführung DVGW AK Bodenkorrosion
- 19.04.24 Sonderführung DVGW Roadmap
- 23.04.24 Sonderführung HS-Anhalt
- 22.05.24 Sonderführung Betreuer PTJ
- 24.05.24 Sonderführung DVGW Bezirksgruppe Halle
- 31.05.24 Sonderführung CDU-Fraktion
- 06.06.24 Führung ONTRAS Dispatching/Reparaturkoordinierung
- 19.06.24 Führung ESG eniaM
- 29.08.24 Führung Aliaxis
- 03.09.24 Fackel Esders
- 04.09.24 Führung Sicherheitsfachkräfte Fa. GASCADE
- 11.09.24 Interne Führung enviaM

- 23.09.24 Führung BAM
- 23.10.24 Führung Spreegas
- 28.10.24 Führung Netzwerk Verteilnetzbetreiber
- 20.11.24 Führung Geschäftsführung BDEW
- 10.12.24 Führung HS Mittweida

2025

- 28.04 Führung Grüne Landtagsfraktion
- 14.05 Führung Leipzig Netz
- 21.05 Führung mit Chevron Phillips Chemical
- 23.05 DBI-Sommerfest (interne Führung)
- 13.06 GASCADE Führung
- 29.08 Führung DEKRA
- 12.09 Führung duale Studenten MITNETZ
- 09.12 Führung HS Mittweida

7.6 Literatur: Verwertung und Nachweise

- [1] Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. Hrsg. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) Berlin, Aug. Juli 2023, <https://www.bmfr.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/20/230726-fortschreibungnws.pdf?blob=publicationFile&v=4>, Abruf 18.05.2026
- [2] Wasserstoff-Kernnetz. Hrsg. Bundesnetzagentur 2025, <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/start.html>, Abruf 19.05.2026
- [3] IPCEI Förderbescheid für H₂ Infrastruktur-Projekte. Hrsg. Plattform H₂BW, Juli 2024, <https://www.plattform-h2bw.de/service/aktuelle-meldungen/meldungen-detail/ipcei-foerderbescheid-fuer-h2-infrastruktur-projekte>, Abruf 18.05.2026