

Das Ganze sehen.

TAGUNGSBAND

Bildquelle: iStock © audiondwerbung



H₂ Leitthema
WASSERSTOFF

In Kooperation mit

tu technische universität
dortmund

13. Workshop Gasmengenmessung – Gasanlagen – Gastechnik 2026

11. und 12. März 2026 · KCE-Akademie in Rheine

KÖTTER Consulting Engineers

Wir sind ein spezialisiertes und unabhängiges Ingenieurunternehmen, das sich seit 1978 mit der Lösung besonders schwieriger Probleme im ganzen Spektrum der Schall- und Schwingungstechnik beschäftigt. Rund 60 Experten an den Standorten Rheine und Berlin stehen Ihnen international mit einem Höchstmaß an technischem Know-how und Erfahrung zur Verfügung.

Wir begleiten Sie bis ins Ziel.

Exakte und zuverlässige Ursachenanalysen aus messtechnisch oder rechnerisch gewonnenen Daten und Informationen bilden die Grundlage für dauerhaft wirksame Lösungen, die nicht nur die Symptome beheben, sondern auch deren Ursache ausschalten.

Dabei lassen wir Sie jederzeit – vom Beginn eines Projektes bis zu seiner erfolgreichen Umsetzung – transparent an unserem Vorgehen teilhaben. Von uns präsentierte Ergebnisse sind messbar, geplante Maßnahmen werden mit Ihnen abgestimmt. All das mündet in unser Verständnis einer partnerschaftlichen Zusammenarbeit: Sie bestimmen das Ziel, wir erreichen es auf bestem Wege.

Das Ganze sehen.

Die Besonderheit unserer Beratungsingenieure liegt auch in der Fähigkeit, Randgebiete und scheinbar Nebensächliches in ihre analytischen Betrachtungen einfließen zu lassen. Denn wer ein Problem im Detail lösen will, muss es zunächst im Ganzen betrachten und wissenschaftlich fundiert interpretieren.

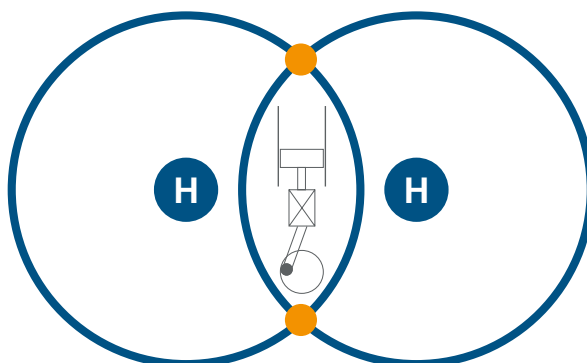
Das Erkennen komplexer Zusammenhänge und Wirkungsmechanismen führt zu individuellen Lösungskonzepten, die praxisnah umgesetzt werden können.

Qualifikationen.

- Wir sind eine nach § 29b BImSchG bekannt gegebene Messstelle
- Wir sind ein von der DAkkS akkreditiertes Prüflaboratorium (DIN EN ISO/IEC 17025:2018 für die Ermittlung von Geräuschen und Erschütterungen)
- Wir sind international anerkannte Schwingungsexperten (Level III, Level II) für allgemeine Maschinenschwingungen nach International Standard ISO 18436
- Wir sind VMPA anerkannte Schallschutzprüfstelle nach DIN 4109
- Wir sind staatlich anerkannte Sachverständige für Schall- und Wärmeschutz in NRW
- Wir sind durch das DHTC-Sicherheitstraining zum weltweiten Einsatz auf Offshore-Plattformen befähigt
- Wir engagieren uns in verschiedenen Arbeitskreisen und Ausschüssen

UNSERE LEISTUNGEN IM BEREICH WASSERSTOFF

- Pulsations- und Schwingungsstudien
- Lärmtechnisches Engineering von gastechnischen Anlagen
- Beratung und Troubleshooting bei der Gasmengenmessung
- Kundenspezifische Lösungen: Magic Tube | Pulsations-Dämpferplatte



WEITERE INFOS
bekommen Sie auf
unserer Homepage!



13. Workshop Gasmengenmessung – Gasanlagen – Gastechnik 2026

11. und 12. März

KCE-Akademie Rheine

**Veranstalter:
KÖTTER Consulting Engineers**

Herzlich Willkommen zum

13. Workshop Gasmengenmessung | Gasanlagen | Gastechnik 2026.

Sehr geehrte Teilnehmerinnen und Teilnehmer!

Seit nunmehr 24 Jahren bietet unsere Fachveranstaltung eine feste Plattform für den praxisnahen Austausch innerhalb der deutschsprachigen Gasbranche. Auch in diesem Jahr setzen wir unser bewährtes Motto „Aus der Praxis für die Praxis“ fort. Renommierete Expertinnen und Experten aus Industrie, Energieversorgung, Anlagenbau, Messtechnik und Wissenschaft berichten über aktuelle Entwicklungen, innovative Lösungen und konkrete Erfahrungen aus ihren Projekten.

Die Energiebranche befindet sich weiterhin in einem tiefgreifenden Transformationsprozess. Die sichere, verlässliche und wirtschaftliche Messung gasförmiger Energieträger bleibt dabei eine zentrale technische und regulatorische Herausforderung.

Mit unserem diesjährigen Vortragsprogramm möchten wir Ihnen einen fundierten Überblick über aktuelle technische Entwicklungen, regulatorische Rahmenbedingungen sowie praktische Erfahrungen aus Betrieb und Projektierung geben. Die ausgewählten Beiträge bieten vielfältige Impulse für Diskussionen – und genau diese fachliche Auseinandersetzung ist ein wesentlicher Bestandteil unseres Workshops.

Ein besonderer Dank gilt unseren Referentinnen und Referenten für ihr Engagement und ihre Bereitschaft, ihr Wissen und ihre Erfahrungen mit uns zu teilen. Ebenso danken wir allen Teilnehmerinnen und Teilnehmern für ihr Interesse und ihre aktive Mitwirkung.

Ich wünsche Ihnen zwei informative, diskussionsreiche und erfolgreiche Veranstaltungstage beim 13. Workshop Gasmengenmessung.

Ihr

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'J. Lenz', is placed below the word 'Ihr'.

Dr.-Ing. Johann Lenz

KÖTTER Consulting Engineers GmbH

P.S.: Für die Inhalte der Vorträge zeichnen die Autoren verantwortlich.

Inhaltsverzeichnis

Nr.	Referent	Titel des Vortrags	Seite
1	Paul Schneider EWE Gasspeicher GmbH	Wasserstoff in der Mache – Aktuelles vom Wasserstoffbotschafter	7
2	Dr. Idriz Krajcin Open Grid Europe GmbH	H ₂ -Volumenstrommessung Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt GET H2 TransHyDE	17
3	Dr. Eric Starke Endress+Hauser SICK GmbH & Co. KG	Hochgenaue Durchflussmessung für Wasserstoff- Transportnetze: Messergebnisse zur Kalibrierung und Bauartzulassung einer Ultraschall- Gaszählerfamilie	31
4	Dr. Rainer Kramer Kramer Messtechnikberatung	Qualitätssichernde Maßnahmen für Durchflussprüfstände- eine Forderung der ISO 17025	47
5	Gerhard Kleppek GASCADE Gastransport GmbH	Neue PTB-Anforderung für Rekonstruktionssysteme	59
6	Robert Missel KÖTTER Consulting Engineers GmbH	Lärmemissionen von Rohrleitungen	65
7	Jörg Schönbach RMG Messtechnik GmbH	Umsetzung Cyber Resilience Act & NIS-2 am Beispiel des neuen RMG Flow Computer RFC7	81
8	Stefan Chudoba SYNEQT GmbH	Praktische messtechnische Erfahrungen bei der Umwidmung von Erdgas auf Wasserstoff	93
9	Theodoros Garavelis, Lavinia Appold Robert Bosch GmbH	H2 Durchflussmessung mit RAMAN	109
10	Dr. Hans-Benjamin Böckler Physikalisch Technische Bundesanstalt	Rückführung für Mengenmessung von reinem Wasserstoff und mit Wasserstoff angereichertem Erdgas in Gasnetzen	
11	Dr. Fabian Schaldach, Dr. Bodo Mickan Westnetz GmbH, PTB DVGW-Forschungsprojekt	Entwicklung einer sensorgestützten Gasbeschaffenheitsverfolgung	121
12	Bernhard Thomas Honeywell Elster GmbH	Implementierung von Cybersicherheitsmaßnahmen für die Gasmessung	131
13	Sebastian Kohne Esders GmbH	Messtechnik zur Ermittlung von Methanemissionen	145

13. Workshop Gasmengenmessung – Gasanlagen – Gastechnik 2026

11. & 12. März

Vortrag 1

Wasserstoff in der Mache

Paul Schneider

EWE

EWE

Wasserstoff in der Mache

 Clean Hydrogen
Coastline

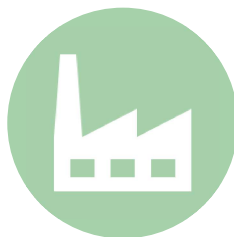
Wasserstoff als Hebel für Industrie, Versorgungssicherheit und Klimaschutz

EWE



1. Klimapolitischer Beitrag

Dekarbonisierung der Industrie



2. Industriepolitischer Beitrag

Stärkung von Wirtschaft und
Arbeitsplätzen



3. Geopolitischer Beitrag

Resilienz und
Versorgungssicherheit

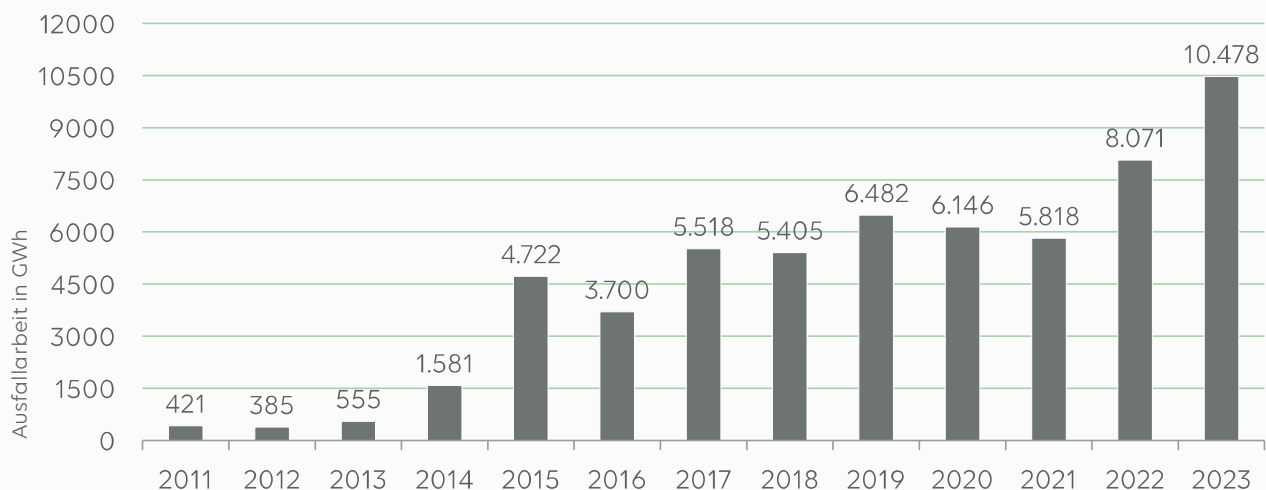


Wasserstoff ist mehr als ein Energieträger – er ist für Deutschland der Schlüssel für Klimaschutz, industrielles Wachstum und geopolitische Resilienz.

 Clean Hydrogen
Coastline

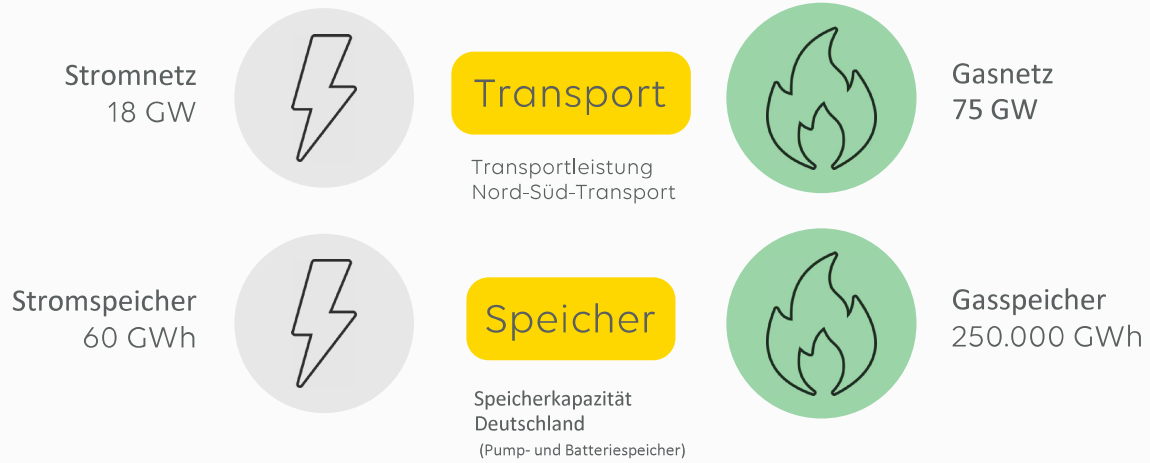
Energie zur richtigen Zeit,
am richtigen Ort, zu
tragbaren Kosten – das ist
die **Systemaufgabe der
Energiewende.**

10 TWh **Einspeisemanagement** &
Redispatch 2.0 in 2023 – entschädigte,
abgeregelte Strommengen



Es benötigt ein Zusammenspiel von Elektronen und Molekülen – aus guten Gründen!

EWE



 Clean Hydrogen Coastline

Der Beweis – **wir bauen bereits heute**

EWE

 Clean Hydrogen Coastline

EWE

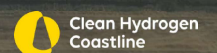
Großprojekte in der Umsetzung:

Das Programm
Clean Hydrogen Coastline



Die Wasserstoffwirtschaft entsteht nicht.
Sie wird gebaut.

EWE



Wir bauen nicht nur Projekte, wir schaffen ein Ökosystem

EWE

Marktaktivierung

F&E / Netzwerk -
Projekte

- Hybit
- HyCavMobil
- HyWays for Future

Start kommerzielle Phase



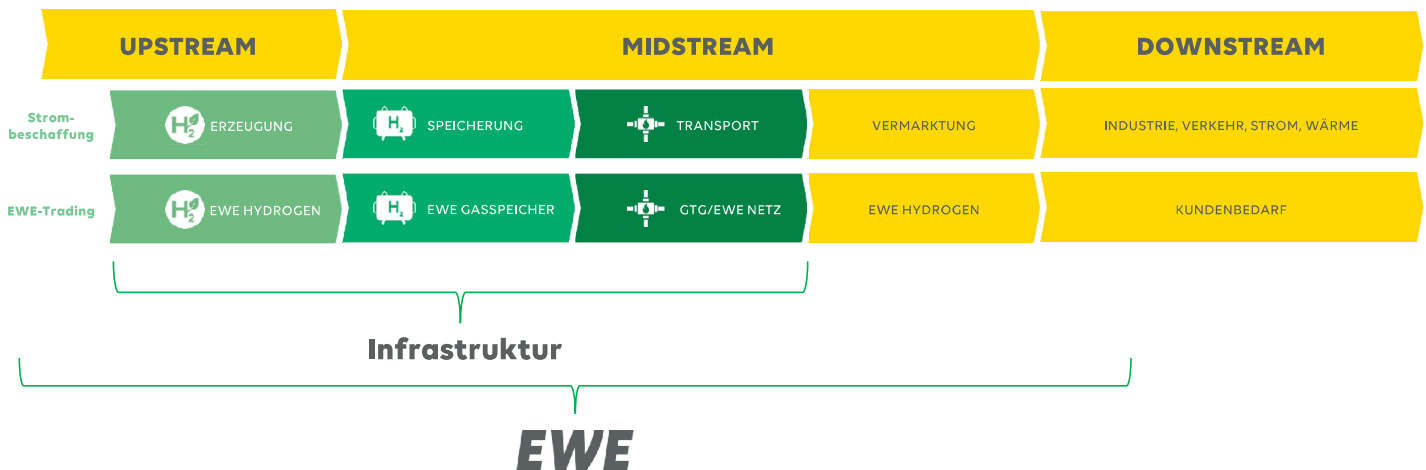
Clean Hydrogen
Coastline

- CHC Ely Ostfriesland
- CHC Speicher Huntorf
- CHC Coastlink 1-5

Aufbau Wasserstoffinfrastruktur

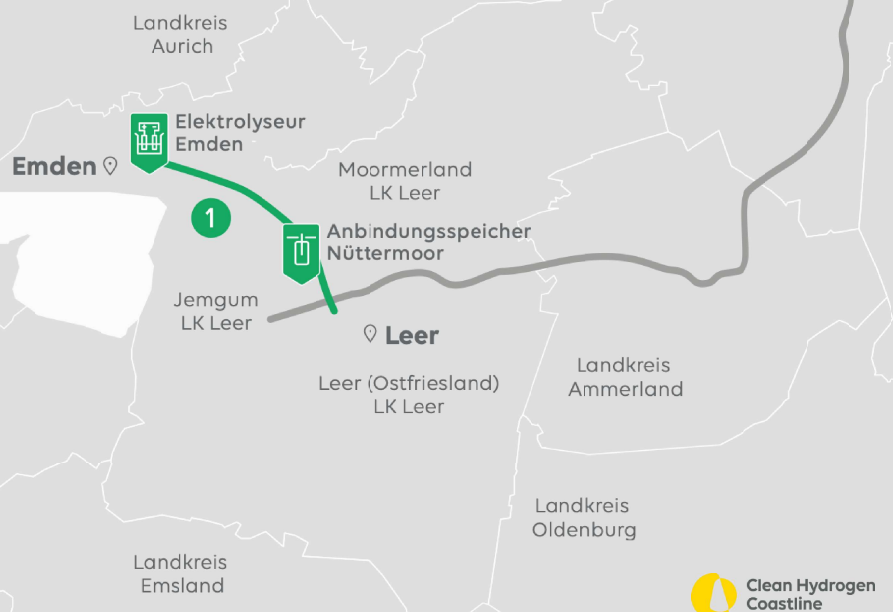


Wir bauen nicht nur Projekte, wir schaffen ein Ökosystem

EWE




Im Fokus: CHC H2Coastlink 1 (HEL)



Im Fokus: CHC H2Coastlink 2 (HSH)



EWE

Unser **strategischer Vorteil**

 Clean Hydrogen
Coastline

Was uns **einzigartig** macht

EWE

1.

**Ganzheitliches
Systemverständnis**
(gesamte Kette)

2.

**Authentische
Herkunft**
(am Hotspot
im Norden)

3.

**Bewiesene
Umsetzungskraft**
(bauen im industriellen
Maßstab)

 Clean Hydrogen
Coastline

Wie wir **arbeiten**

EWE



 Clean Hydrogen
Coastline

Q&A / **Kontakt**

Wir informieren fortlaufend
über die Projekte:



EWE

 Clean Hydrogen
Coastline

13. Workshop Gasmengenmessung – Gasanlagen – Gastechnik 2026

11. & 12. März

Vortrag 2

H₂-Volumenstrommessung
Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt
GET H2 TransHyDE

Dr. Idriz Krajcin



H₂-Volumenstrommessung

Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt GET H2 TransHyDE

Dr. Idriz Krajcin

Dr. Gunnar Brandin, Bernd Wilmsen



Gefördert durch:



Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt



Finanziert von der
Europäischen Union
NextGenerationEU

Vorhaben

- Aufbau eines H₂-Loops in Lingen (RWE) für Untersuchungen H₂-Volumenstrommessung
- Entwicklung eines Referenzsystems für Wasserstoffmessungen
- Kalibrierung Transfernormale: pigsar (Erdgas), PTB (Blende, Wasser), RMA (H₂)
- Kalibrierung Prüflinge mit Erdgas (pigsar) und Testung mit H₂ in Lingen: TRZ, USZ, DKZ

Ziele

- Vergleich des Messverhaltens von Geräten bei Wasserstoff und Erdgas
- Bewertung der Messgenauigkeit und Kalibrierbarkeit
- Ableitung von Empfehlungen für Betreiber Wasserstoffinfrastruktur / technische Regelwerke
- Unterstützung von Herstellern für die Baumusterprüfbescheinigung

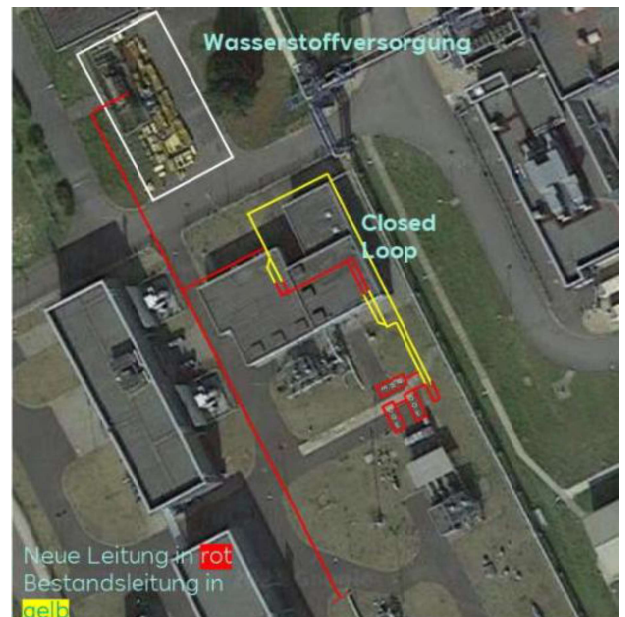
Aufbau und Betrieb der Testumgebung

Errichtung und Betrieb einer pipelinebasierten Testumgebung in Lingen für:

- Gasqualitätsmessung
- **Volumenstrommessung**
- Gasnachreinigung
- Materialtests



Realitätsnahe Untersuchungen von technischen und betrieblichen Aspekten bei H₂-Transportleitungen



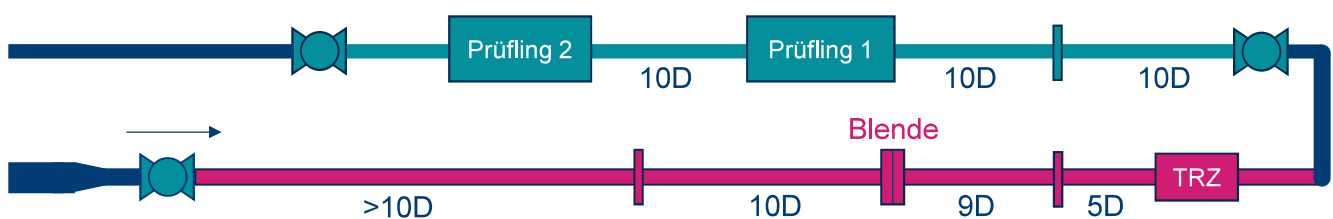
Quelle: RWE

3

H₂-Loop bei RWE in Lingen

Leitprojekt
TransHyDE

Gefördert durch:



H₂-Loop bei RWE in Lingen

- DN100
- 30-35 bar
- 50-650 m³/h (Kennlinie Gebläse)



Transfernormal, unterschiedliche Mess-Prinzipien

- Blendenmessstrecke
- Turbinenradgaszähler

Teststrecke, Prüflinge

- Turbinenradgaszähler DN100
- Ultraschallgaszähler DN100

4

Blendenmessstrecke

Leitprojekt
TransHyDE

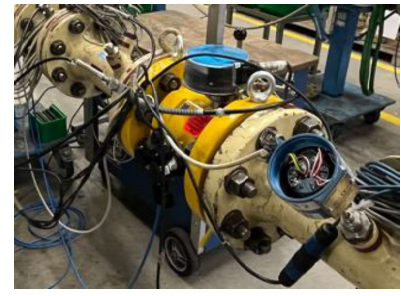
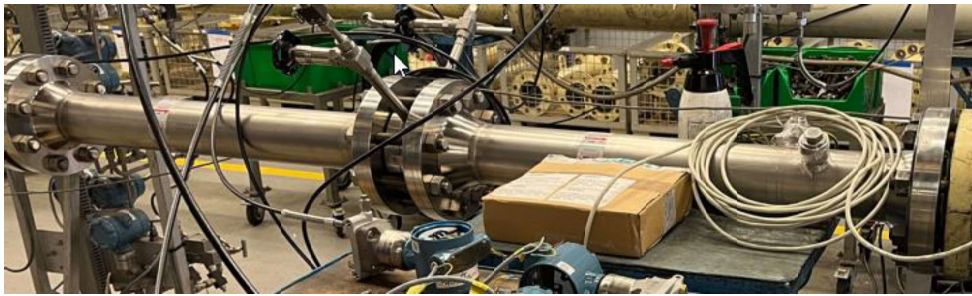
Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt



Finanziert von der
Europäischen Union
NextGenerationEU



Auslegungsparameter

- H₂, 35 bar, 20 °C, **b**=0,44
- 500 mbar -> 690 m³/h Re 7,4*10⁵
- 4,5 mbar -> 65 m³/h Re 7,1*10⁴

- Erdgas, 16 bar, 20 °C
- 180 mbar -> 197 m³/h
- 1,6 mbar -> 25 m³/h

Kalibrierung

- PTB: Luft + Wasser
- Pigsar: Erdgas (verschiedene Drücke)
- RMA: H₂

5

H₂-Loop, Testzähler

Leitprojekt
TransHyDE

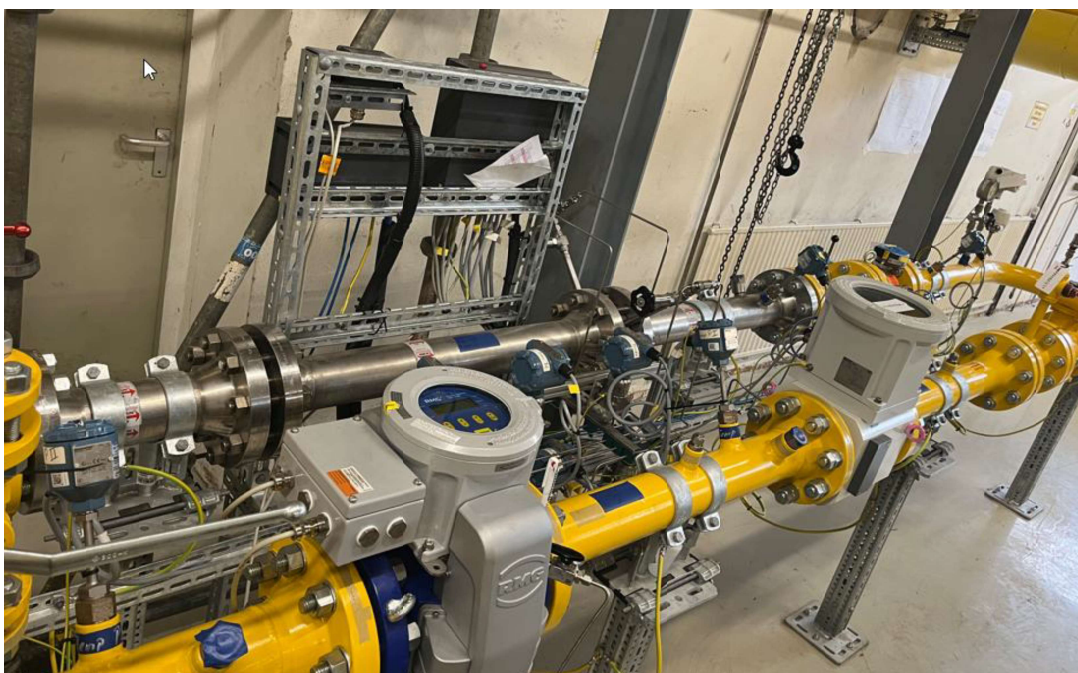
Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt



Finanziert von der
Europäischen Union
NextGenerationEU



DRESSER
UTILITY SOLUTIONS

Endress+Hauser **E+H**

RMG
ONE STEP AHEAD

KROHNE

6

H₂ Beschaffenheit

Werte aus PGC im Blendenrechner eingegeben

Wasserstoff	H ₂	mol %	99,8095		
Stickstoff	N ₂	mol %	0,182473	Einfluss auf c: 15,32 m/s; 1,17 % (34 bar, 17°C)	c: Schallgeschwindigkeit
Kohlenstoffdioxid	CO ₂	mol %	0,00152044	Einfluss auf c: 0,20 m/s; 0,015 % (34 bar, 17°C)	
Ethan	C ₂ H ₆	mol %	0,000382752	Einfluss auf c: 0,03 m/s; 0,002 % (34 bar, 17°C)	
Propan	C ₃ H ₈	mol %	0,00119285	Einfluss auf c: 0,16 m/s; 0,012 % (34 bar, 17°C)	
Sauerstoff	O ₂	mol %	0,00497199	Einfluss auf c: 0,47 m/s; 0,036 % (34 bar, 17°C)	vernachlässigbar

Justage Schallgeschwindigkeit Ultraschallgaszähler (H₂ 6.0)

SoS vor Abgleich	SoS nach Abgleich	SoS soll	rel. err. vor	rel. err. nach
1332.08	1330.64	1330.50	0.12%	0.01%
1331.72	1330.27	1330.50	0.09%	-0.02%
1331.81	1330.36	1330.50	0.10%	-0.01%
1332.29	1330.84	1330.50	0.13%	0.03%

Ergebnisse Blende korrigiert anhand Schallgeschwindigkeit

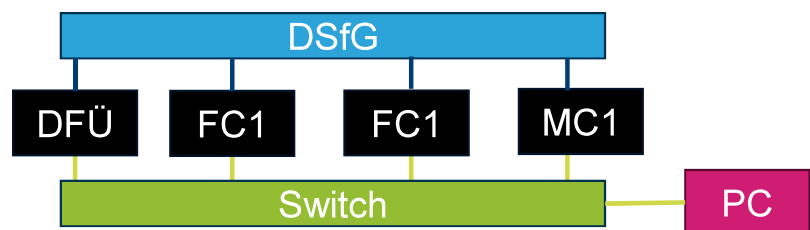
Aus xi Blendenrechner, c berechnet

Schallgeschwindigkeit c aus USZ

Abweichung c -> Korrektur V_n Blende

7

Datenerfassung und Auswertung



- Sekündliche Erfassung und Archivierung von
 - Durchfluss
 - Druck, Differenzdruck
 - Temperatur
 - Schallgeschwindigkeit (bei USZ)
- Zeitsynchronisation über DSfG-BUS
- Export der Ergebnisse in Excel (CSV)

8

Kalibrierung Blende 1/2

Leitprojekt
TransHyDE

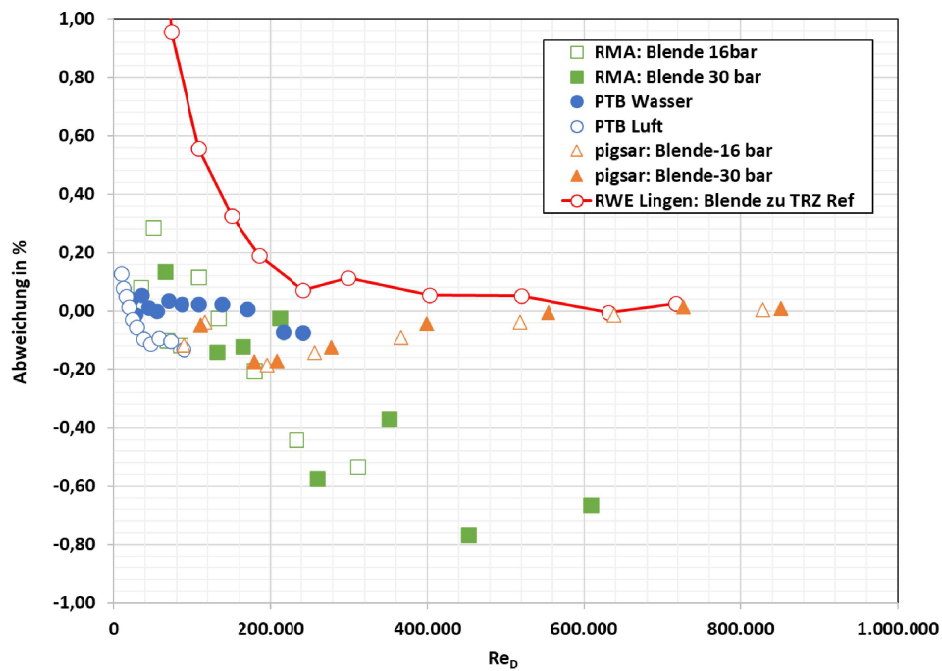
Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt



Finanziert von der
Europäischen Union
NextGenerationEU



9



Kalibrierung Blende 2/2

Leitprojekt
TransHyDE

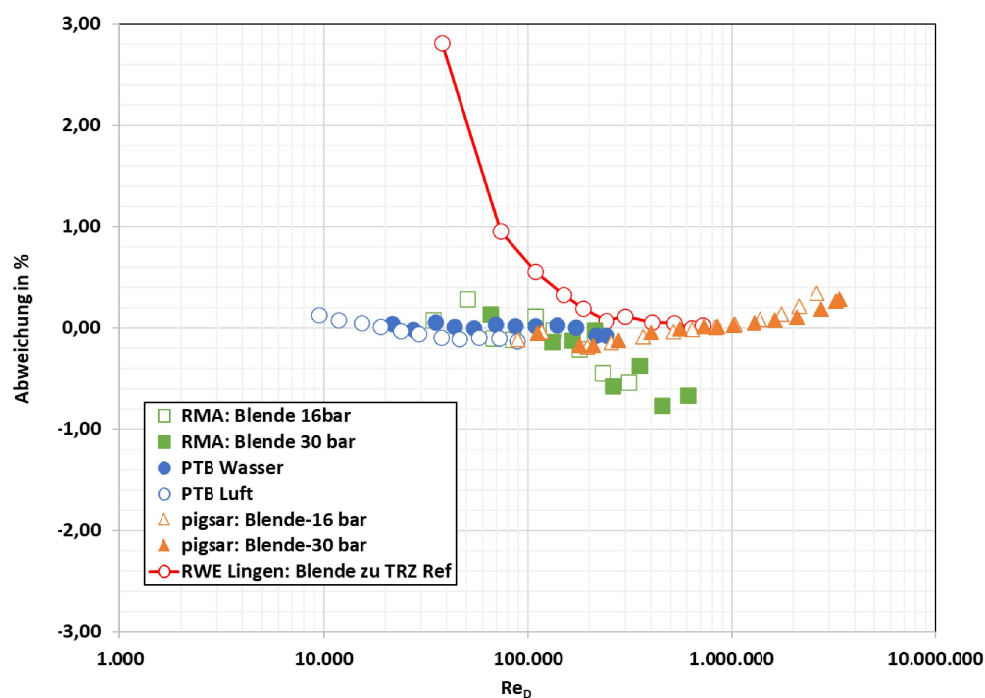
Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt



Finanziert von der
Europäischen Union
NextGenerationEU



10



Kalibrierung Referenz TRZ 2/2

Leitprojekt
TransHyDE

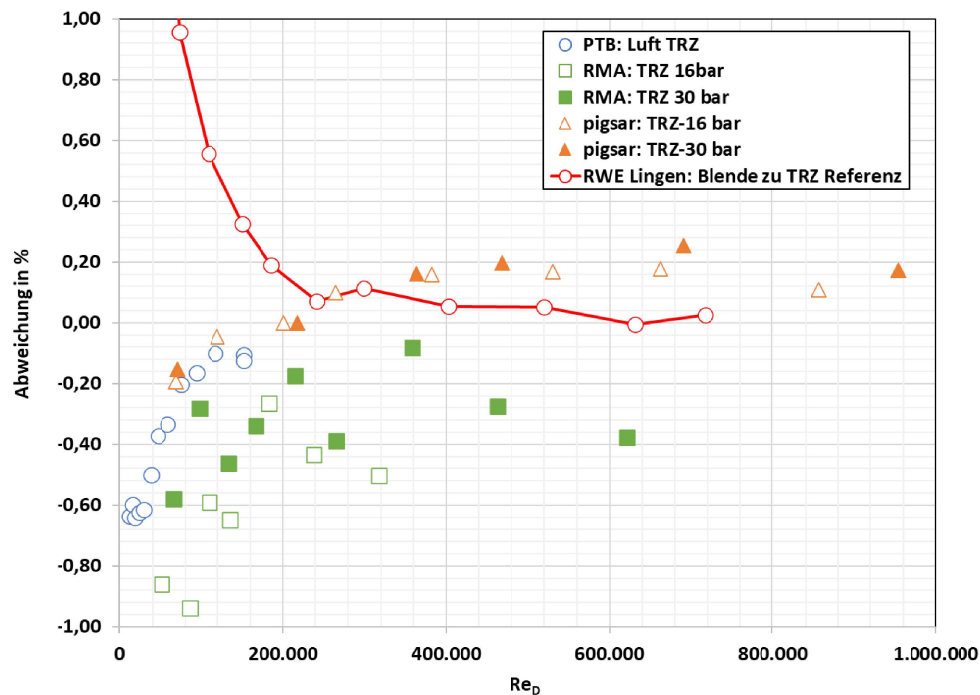
Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt



Finanziert von der
Europäischen Union
NextGenerationEU



11



Kalibrierung Referenz TRZ 1/2

Leitprojekt
TransHyDE

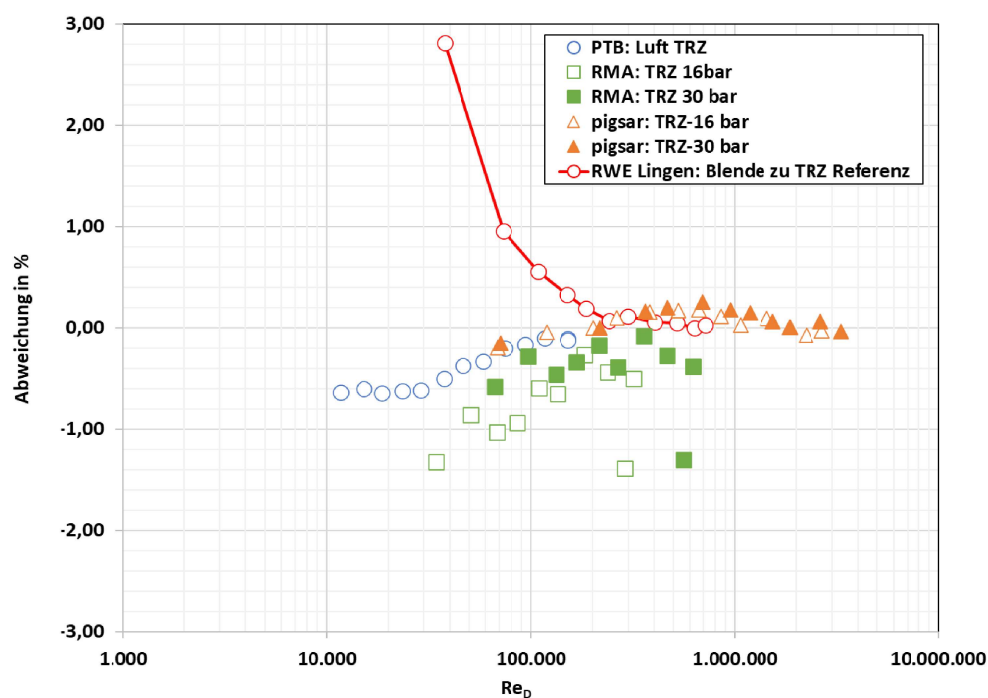
Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt



Finanziert von der
Europäischen Union
NextGenerationEU



12



Testzähler 1

Leitprojekt
TransHyDE

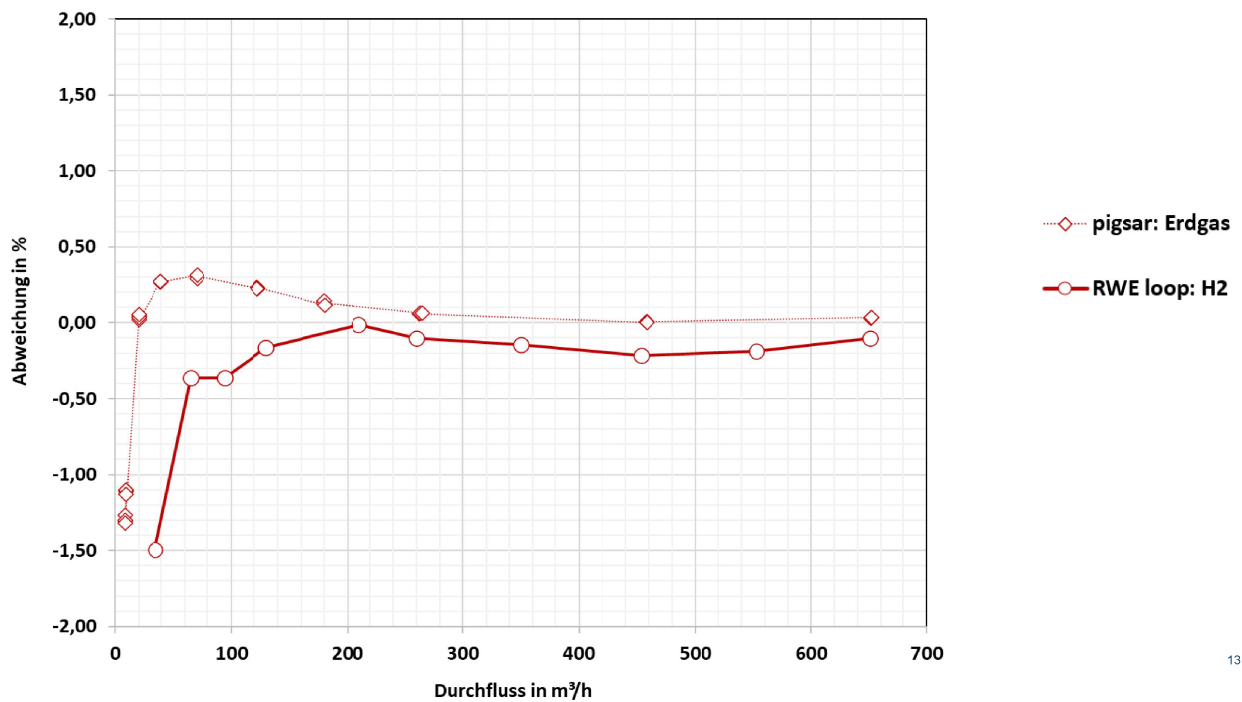
Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt



Finanziert von der
Europäischen Union
NextGenerationEU



13



Testzähler 1

Leitprojekt
TransHyDE

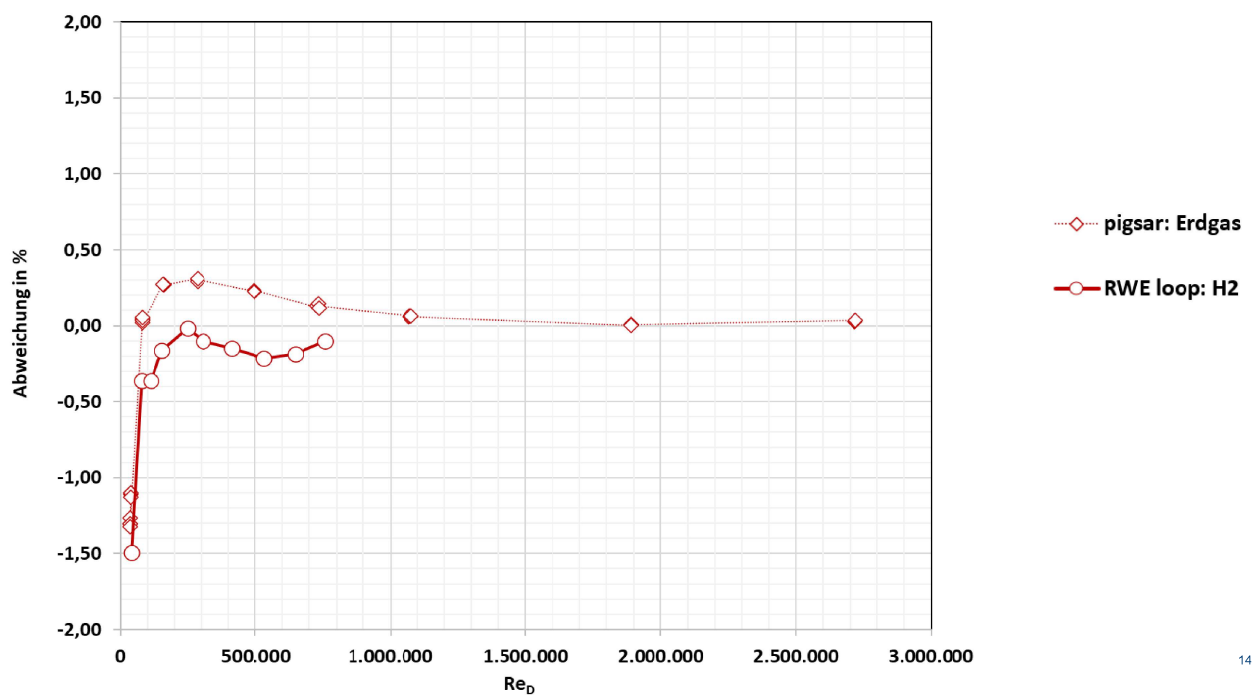
Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt



Finanziert von der
Europäischen Union
NextGenerationEU



14



Testzähler 2

Leitprojekt
TransHyDE

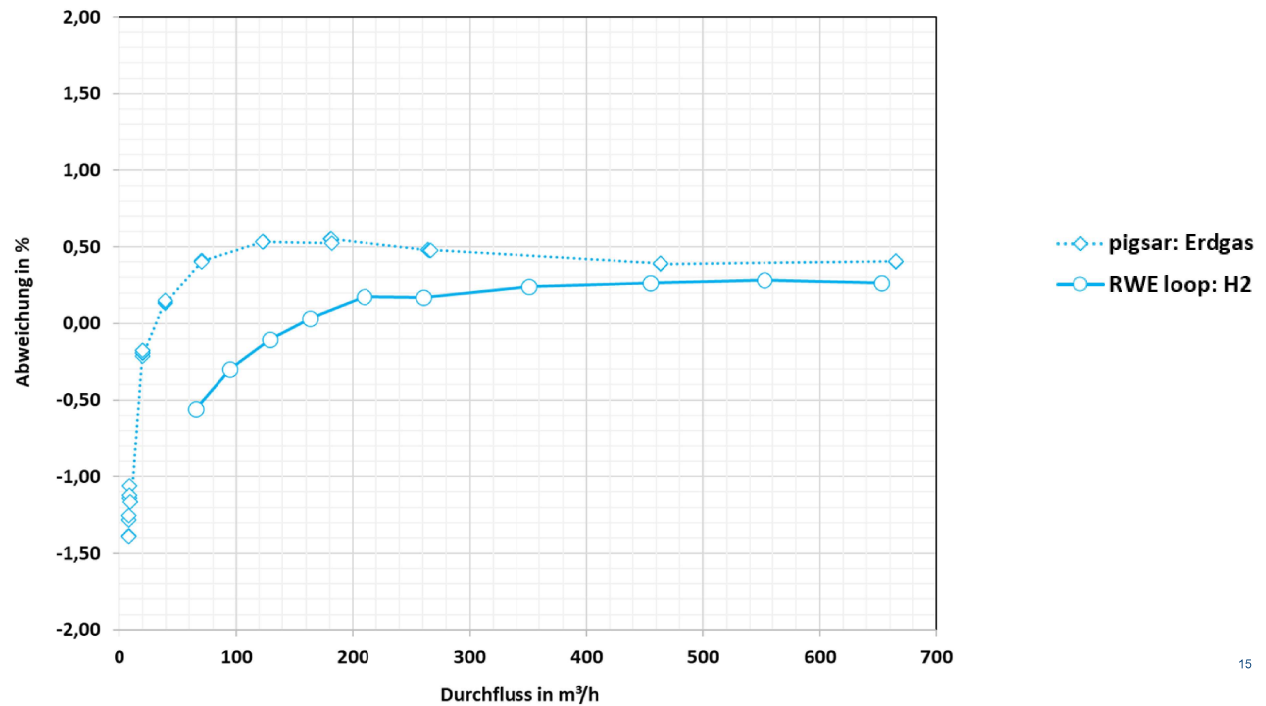
Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt



Finanziert von der
Europäischen Union
NextGenerationEU



15



Testzähler 2

Leitprojekt
TransHyDE

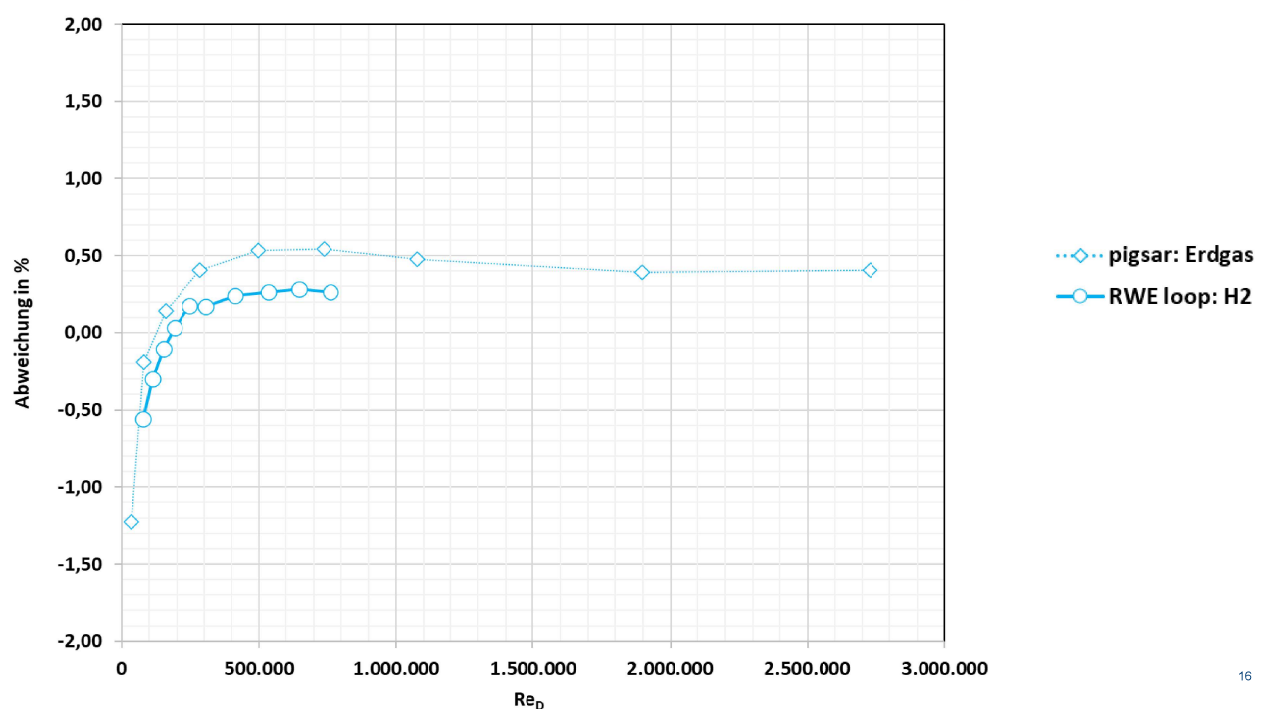
Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt



Finanziert von der
Europäischen Union
NextGenerationEU



16



Testzähler 3

Leitprojekt
TransHyDE

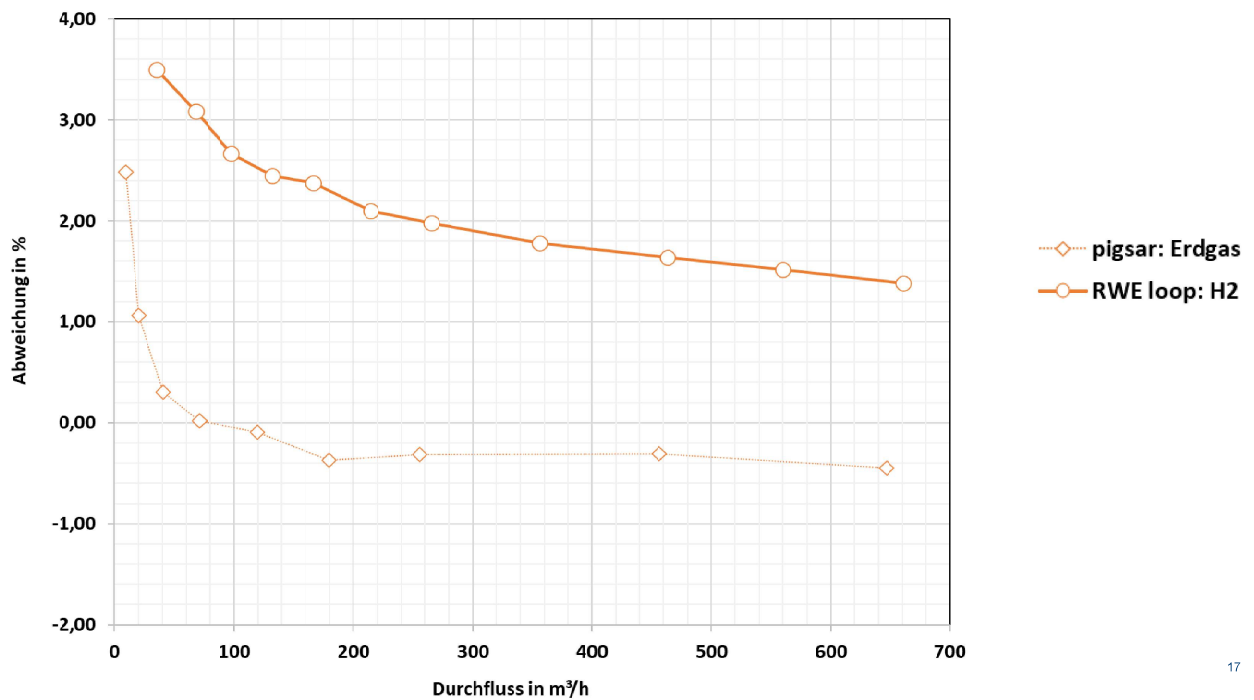
Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt



Finanziert von der
Europäischen Union
NextGenerationEU



17



Testzähler 3

Leitprojekt
TransHyDE

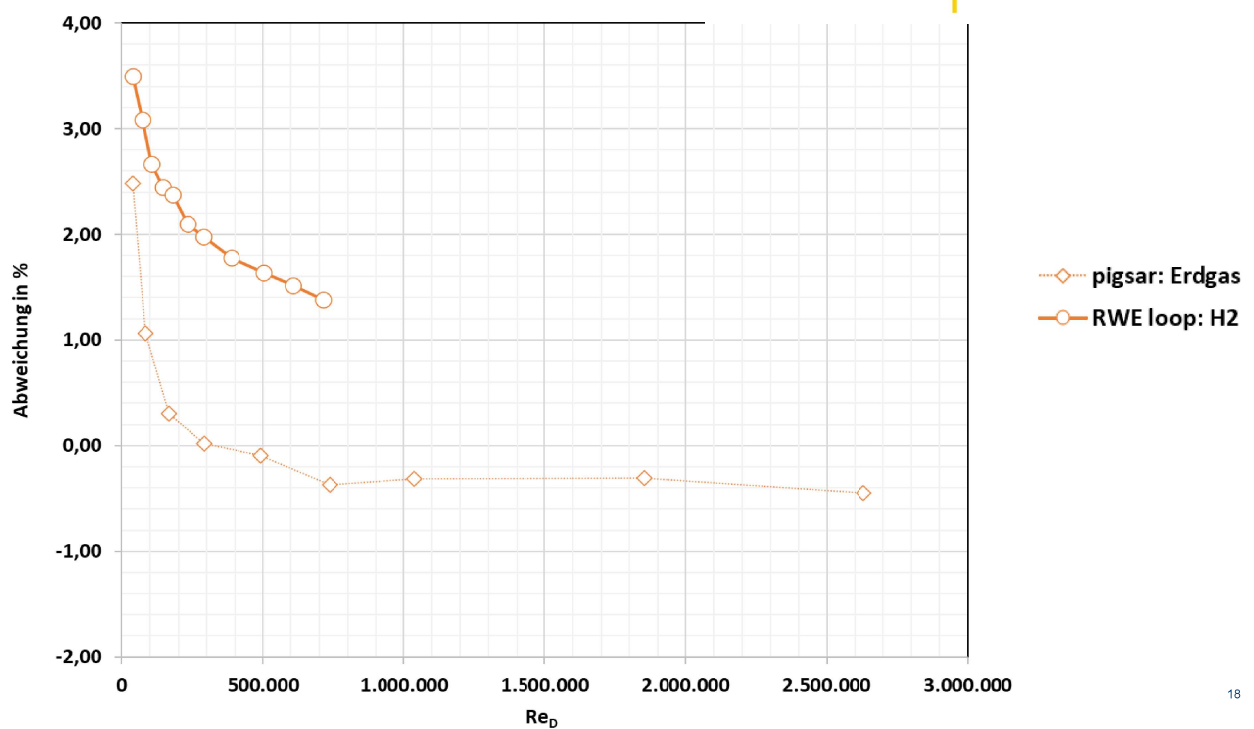
Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt



Finanziert von der
Europäischen Union
NextGenerationEU



18



Testzähler 4

Leitprojekt
TransHyDE

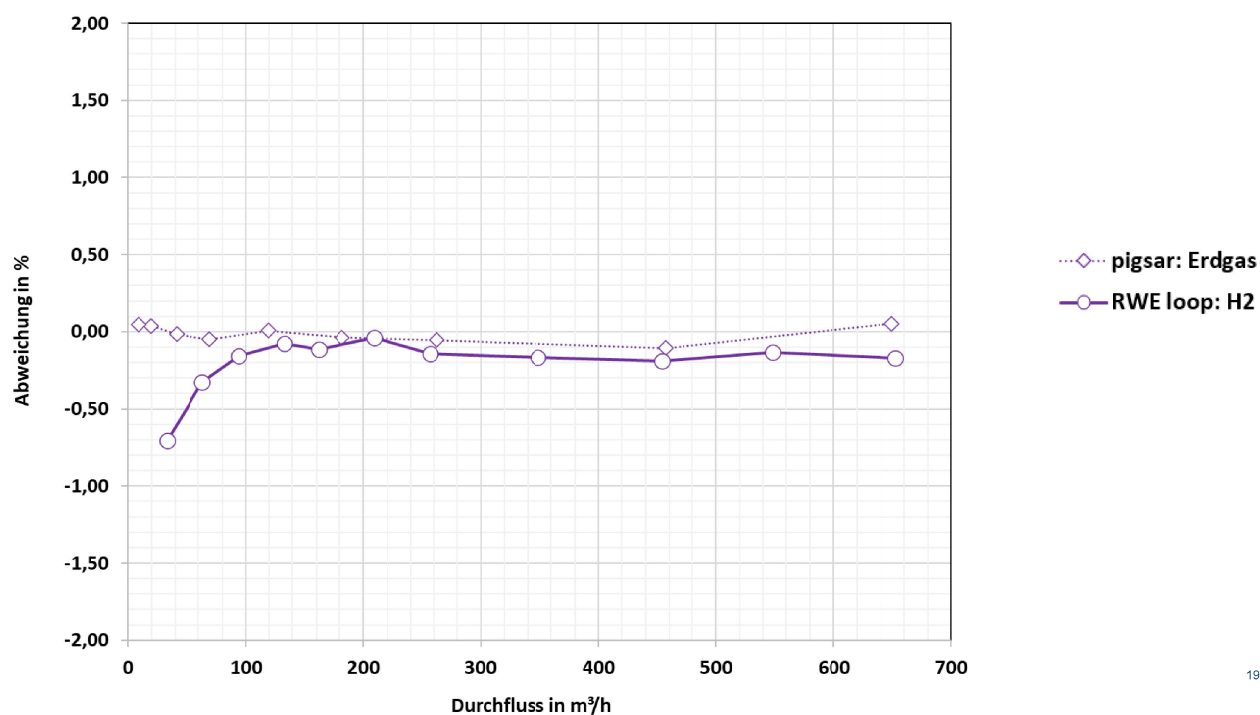
Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt



Finanziert von der
Europäischen Union
NextGenerationEU



19



Testzähler 4

Leitprojekt
TransHyDE

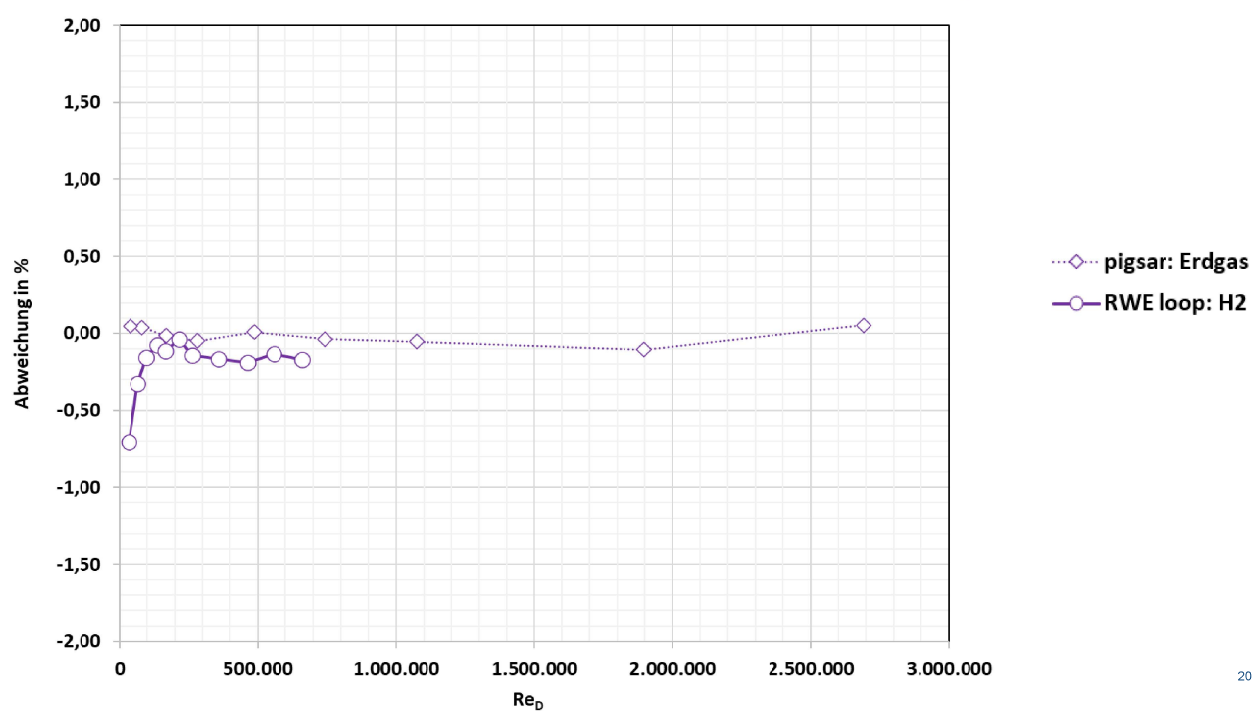
Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt



Finanziert von der
Europäischen Union
NextGenerationEU



20



Testzähler 5

Leitprojekt
TransHyDE

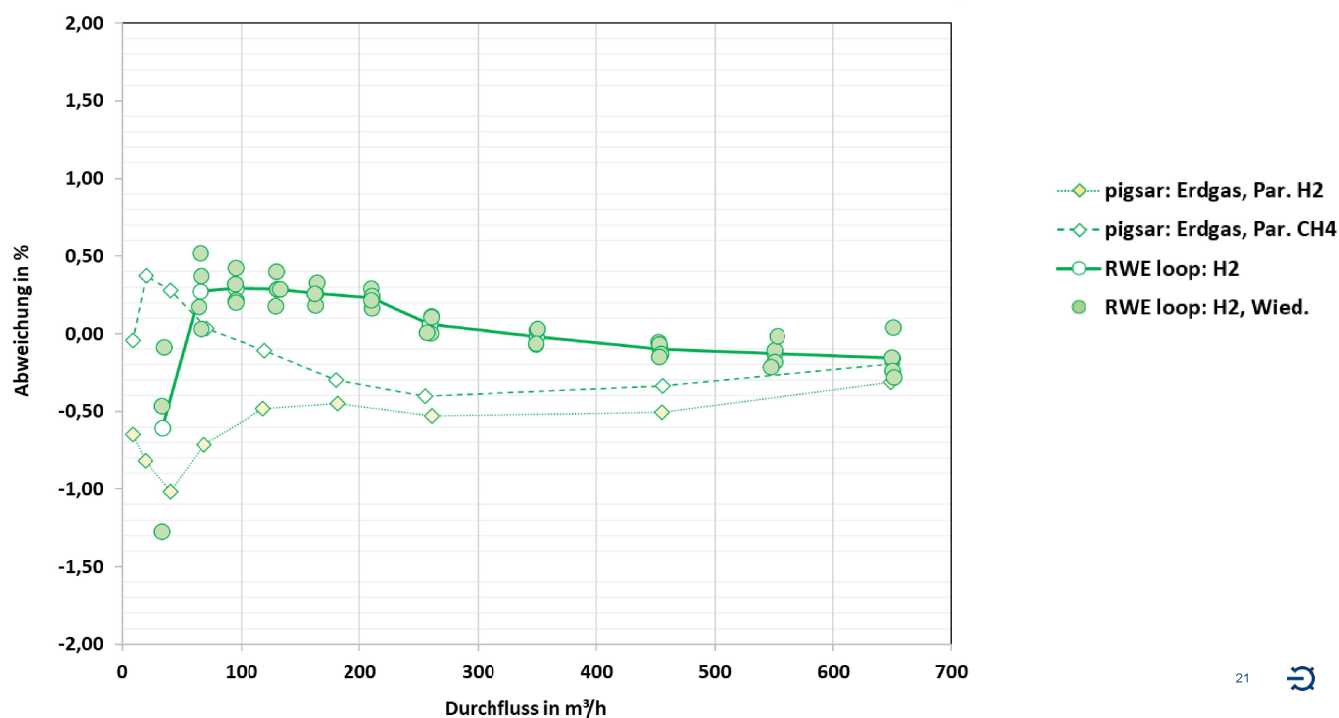
Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt



Finanziert von der
Europäischen Union
NextGenerationEU



21



Testzähler 5

Leitprojekt
TransHyDE

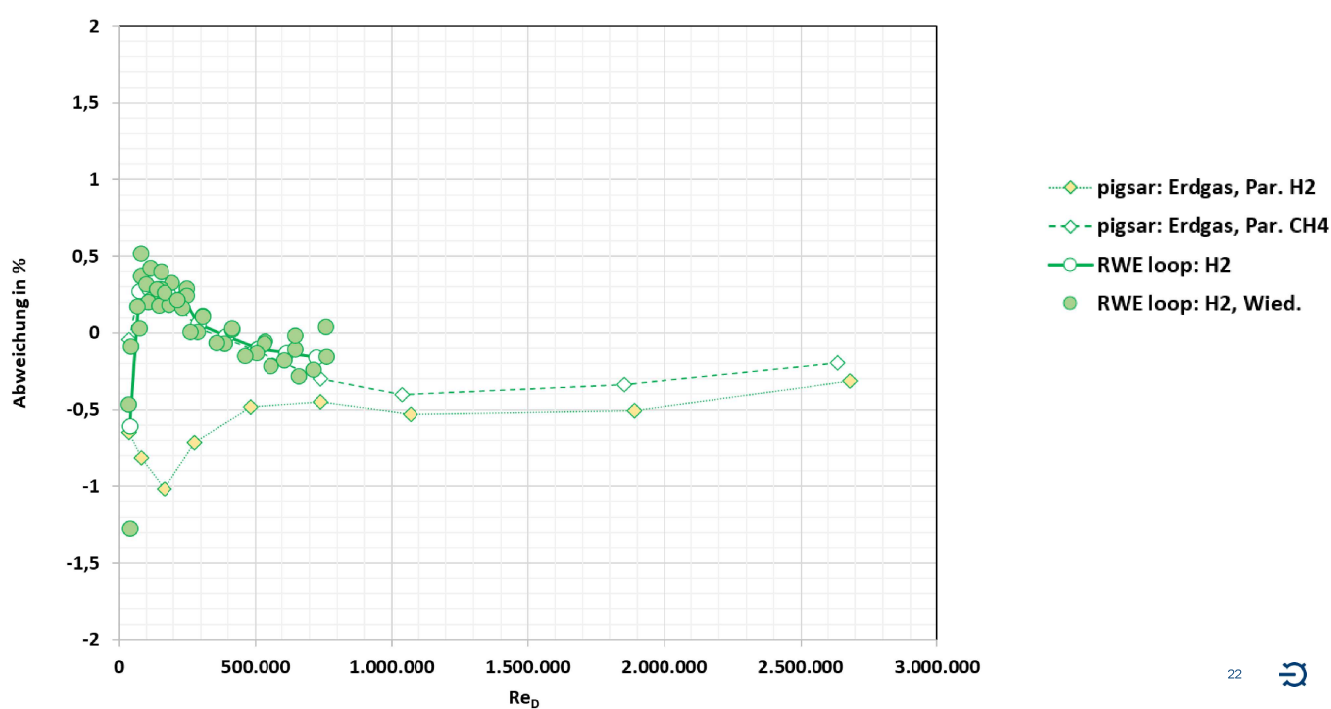
Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt



Finanziert von der
Europäischen Union
NextGenerationEU



22



Zusammenfassung



Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt



Finanziert von der
Europäischen Union
NextGenerationEU

- **Messprinzipien: Blendenmessung, Turbinenradgaszähler, Ultraschallgaszähler können für Wasserstoffmessungen eingesetzt werden**
- Blendenmessung stark von der Zusammensetzung (H₂, ...) abhängig
- Kalibriermöglichkeiten sind vorhanden
- Q_{min} unterscheidet sich nach Anwendung Wasserstoff und Erdgas
- Projektabschluss: 31.12.2025



Ausblick

- Ziel: Baumusterprüfbescheinigung(en) für Volumenmessung (Herstelleraufgabe)
- Weitere Untersuchungen zur Abschätzung des Q_{min} bei Wasserstoff sinnvoll
- Ergebnisse zeigen, dass eventuell auch eine Kalibrierung mit Erdgas erfolgen kann, weitere Validierungen erforderlich



13. Workshop Gasmengenmessung – Gasanlagen – Gastechnik 2026

11. & 12. März

Vortrag 3

Hochgenaue Durchflussmessung für Wasserstoff-
Transportnetze: Messergebnisse zur Kalibrierung und
Bauartzulassung einer Ultraschall-Gaszählerfamilie

Dr. Eric Starke¹, Toralf Dietz¹, Jürgen Ruschke²

¹Endress+Hauser SICK GmbH+Co. KG, Ottendorf-Okrilla

²Endress+Hauser Deutschland GmbH+Co. KG, Weil am Rhein

Endress+Hauser 

The Endress+Hauser logo, consisting of the company name in a bold, sans-serif font followed by a blue square containing the white letters 'EH'.

1. Hochgenaue Durchflussmessung für Wasserstoff-Transportnetze

Der beginnende Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur (siehe z. B. [1, 2]) erhöht den Bedarf an hochgenauen, rückführbaren und eichfähigen Gasmengenmessungen unter den Betriebsbedingungen des Transportnetzes (siehe z. B. [3]). Ultraschall-Gaszähler (USZ) nehmen hierfür aufgrund ihrer Messspanne, Messdynamik und Robustheit eine zentrale Rolle ein. Während USZ in Erdgasapplikationen etabliert sind, erfordert der Einsatz in gasförmigem Wasserstoff eine belastbare Betrachtung von Prüf- und Kalibrierkonzepten, der Rückführbarkeit sowie der Konformität zu geltenden metrologischen Anforderungen.

Die Gerätefamilie Endress+Hauser FLOWSIC610 (siehe beispielhaft Abbildung 1) ist explizit für den Wasserstoffbetrieb ausgelegt und zugelassen. Für die vorliegende EU-Baumusterprüfbescheinigung, wurde die Richtlinie OIML R 137 1&2 [4] als normatives Dokument herangezogen. In den folgenden Abschnitten werden wichtige Fragestellungen auf dem Weg zur Bauartzulassung behandelt sowie die sich zwischenzeitlich immer klarer abbildenden Applikationsherausforderungen in Wasserstoff-Transportnetzen diskutiert.



Abbildung 1 FLOWSIC610 Ultraschallgaszähler für die eichpflichtige H₂-Mengenmessung

2. Stand der Technik und normative Rahmenbedingungen

Beim Einsatz von USZ-Gaszählern in gasförmigem Wasserstoff treten messtechnische Besonderheiten auf, die über den klassischen Erdgasfall hinausgehen. Dies sind zum einen akustische Effekte infolge deutlich veränderter Schallgeschwindigkeit und Dichte, wie z. B. Einflüsse auf den Signal-Rauschabstand (SNR), Reflexions-/Überlagerungseffekte im Signal und medienabhängige Grenzen des nutzbaren Durchflussbereichs. Zum anderen sind strömungsmechanische Unterschiede zu beachten, die durch den gegenüber Erdgas unterschiedlichen Reynoldszahlbereich im Betrieb entstehen. Detailliertere Betrachtungen sind zum Beispiel in [5, 6, 7] zu finden.

Die Norm ISO 17089-1 [8] stellt heute den zentralen technischen Rahmen für USZ nach dem Laufzeitdifferenzverfahren bereit. Sie ist jedoch in ihrer aktuellen Fassung primär erdgasspezifisch formuliert und enthält keine grundsätzliche Methodik, die eine Betrachtung weiterer Medien ermöglicht. Die weiter oben genannten messtechnischen Besonderheiten eines USZs für Wasserstoff werden in der derzeit vorliegenden Normfassung nicht umfasst. Vor dem Hintergrund des Wasserstoffhochlaufs ist relevant, dass die aktuelle Fassung der ISO 17089-1 als zur Überarbeitung („to be revised“) geführt wird und ein Nachfolgeprojekt ISO/AWI 17089-1 registriert ist. Die aktuelle Überarbeitung wird sich dem Thema Wasserstoffanforderungen annehmen, damit diese in einer zukünftigen Normfassung systematischer abgebildet sind.

Demgegenüber liefert die Richtlinie OIML R 137-1&2 [4] einen technologie- und gasartenunabhängigen metrologischen Rahmen und ist damit grundsätzlich geeignet, eine metrologische Typprüfung eines USZ auch für Wasserstoff-Anwendungen durchzuführen, sofern die Prüfbedingungen fachgerecht gewählt werden. Gerade diese fachgerechte Wahl der Prüfbedingungen erfordert bei Wasserstoff besonderes Augenmerk, da die Medieneigenschaften deutlich von Erdgas abweichen.

3. Bauartzulassung eines USZs für die eichfähige Mengenmessung

Um das Vorgehen zu verdeutlichen, werden nachfolgend Störfestigkeitsprüfungen nach OIML R 137 sowie Wasserstoffdurchflussprüfungen für verschiedener Nennweiten vorgestellt.

3.1. Bauartprüfung hinsichtlich Störfestigkeit

Nach OIML R 137 sind für die Bauartzulassung eines Ultraschallzähler Prüfungen zur Störfestigkeit des Messwertes gegen Umwelteinflüsse (Temperatur, Feuchte, EMV, Vibration; siehe beispielhaft Abbildung 2) erforderlich. Die Grenzwerte der jeweiligen Prüfungen

unterscheiden sich und beziehen sich jeweils auf den zulässigen MPE¹ der angestrebten Genauigkeitsklasse. Für die Genauigkeitsklasse 1.0 ist der MPE $\pm 1\%$ zwischen Q_t ² und $Q_{\max}$ sowie $\pm 2\%$ unterhalb von Q_t definiert.



Abbildung 2 Bauartprüfungen hinsichtlich Umwelteinflüsse

Die Verwendung eines nicht zündfähigen Testgases vereinfacht die Durchführung der Bauartprüfungen, da auf aufwendigen Explosionsschutzmaßnahmen in den Prüfaufbauten verzichtet werden kann. Dafür ist eine Betrachtung erforderlich, wie sich die Schallgeschwindigkeit eines anderen Testgases auf die Ergebnisse der Prüfung auswirkt. Das Grundprinzip von Ultraschallzählern beruht auf der Messung von Signallaufzeiten bzw. deren Differenzen. Vernachlässigt man Detailkorrekturen, wird der Volumendurchfluss Q nach folgender Gleichung aus der Laufzeitdifferenz Δt bestimmt:

$$Q \sim \frac{c^2 \cdot \Delta t}{2 \cdot L \cdot \cos \alpha} \sim c^2 \cdot \Delta t \quad (1)$$

Hierbei ist c die Schallgeschwindigkeit und L und α die Geometrie Größen Länge und Winkel des Ultraschallpfads.

Die zu testenden Störfestigkeiten beeinflussen vordergründig die Messung der Differenzlaufzeit in der Elektronik des Ultraschallzählers. Die Prüfung der Bauart ist vor diesem Hintergrund der Nachweis, dass die Messgröße Laufzeitdifferenz unempfindlich gegenüber äußeren Einflüssen ist. Unter der Vorgabe, dass die Laufzeitdifferenzeinflüsse bei der Prüfung mit Testgas maximal genauso hoch sind wie die bei der Prüfung mit Wasserstoff, folgt für den zulässigen Grenzdurchfluss $Q_{\text{MPE_Testgas}}$:

$$Q_{\text{MPE_Testgas}} = Q_{\text{MPE_Wasserstoff}} \cdot \left(\frac{c_{\text{Testgas}}}{c_{\text{Wasserstoff}}} \right)^2 \quad (2)$$

Für eine USZ Gerätefamilie stellt die kleinste Nennweite die höchsten Anforderungen an die Laufzeitdifferenzmessung. Aus diesem Grund wurde die Bauartprüfung mit der Nennweite

¹ Maximum Permissible Error – Fehlergrenze

² $Q_{\min}$: minimaler Durchfluss; Q_t : Übergangsdurchfluss; $Q_{\max}$: maximaler Durchfluss

DN50 (2“) durchgeführt. Tabelle 1 zeigt die sich ergebenden Prüfgrenzen für Wasserstoff sowie für Helium und Luft als Testgase. Die Bewertung erfolgt sowohl für $Q_{\min}$ als auch für Q_t und der strengere Wert ist die Prüfgrenze. Für den DN50 Prüfling mit einem $Q_{\min} = 5 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$ folgt damit die Prüfgrenze für Wasserstoff von $Q_{\text{MPE_Wasserstoff}} = 0,1 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$. Da Wasserstoff eine wesentlich höhere Schallgeschwindigkeit hat als alternative Testgase, verringert sich die Prüfgrenze bei deren Verwendung. Für Helium ist die Prüfgrenze mit $Q_{\text{MPE_Helium}} = 0,056 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$ nur knapp Faktor 2 geringer. Deutlicher ist der Unterschied bei der Verwendung von Luft, bei der die Prüfgrenze mit $Q_{\text{MPE_Luft}} = 0,007 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$ Faktor 15 geringer ausfällt.

Tabelle 1 MPE Prüfgrenzen DN50 Wasserstoffzähler bei verschiedenen Testmedien

	MPE	$Q_{\text{MPE_Wasserstoff}}$ ($c \approx 1320 \text{ m/s}$)	$Q_{\text{MPE_Helium}}$ ($c \approx 980 \text{ m/s}$)	$Q_{\text{MPE_Luft}}$ ($c \approx 340 \text{ m/s}$)
$Q_{\min} = 5 \text{ m}^3/\text{h}$	2%	0,1 m^3/h	0,056 m^3/h	0,007 m^3/h
$Q_t = 16 \text{ m}^3/\text{h}$	1%	0,16 m^3/h	0,089 m^3/h	0,011 m^3/h

Es muss demnach eine verschärfte Prüfgrenze beachtet werden, wenn andere Testgase als Wasserstoff verwendet werden. Physikalisch gesehen, bildet dies jedoch nur die gleiche Prüfanforderung hinsichtlich Laufzeitdifferenz ab.

Für die Prüfung wurde Helium gewählt, da Dichte und Schallgeschwindigkeit den geringsten Unterschied zu Wasserstoff aufweisen. Dadurch ist die Vergleichbarkeit der Testbedingungen hinsichtlich Akustik und Testdruck bestmöglich gegeben. Abbildung 3 und Abbildung 4 zeigen beispielhaft Ergebnisse für Beeinflussungsprüfungen, mit den für Helium skalierten Prüfgrenzen 1 MPE bzw. $\frac{1}{2}$ MPE.

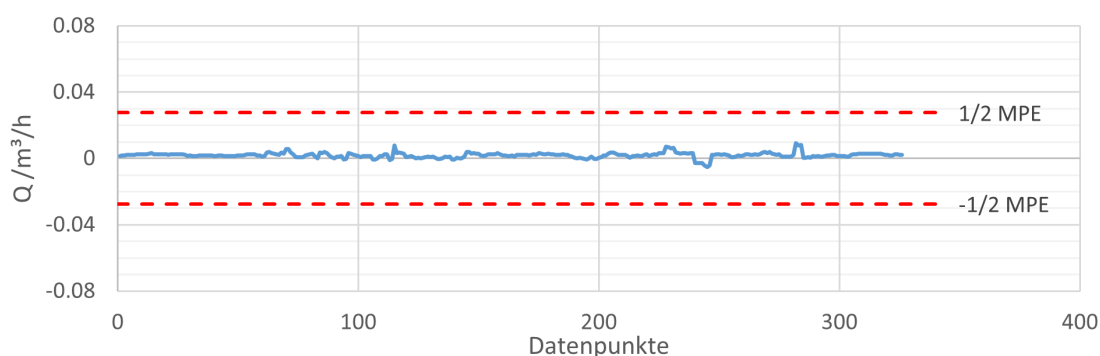


Abbildung 3 Ergebnisse Bursttest DC Versorgungsleitung nach OIML R 137 (DN50 Testzähler)

Das erste Beispiel ist der Bursttest mit dem schnelle elektrische Transienten simuliert werden, wie sie typischerweise durch Schaltvorgänge in der Umgebung des Geräts entstehen. Für die Burstmessung gilt die engere Prüfgrenze $\frac{1}{2}$ MPE, die wie in Abbildung 3 dargestellt eingehalten wird. Das zweite Beispiel ist der Test für trockene Hitze bzw. Kälte mit dem die Störfestigkeit über den Betriebstemperaturbereich nachgewiesen wird. Dieser Test wird unter Einhaltung von 1 MPE als Grenzwert ebenfalls bestanden, wie in Abbildung 4 zu sehen.

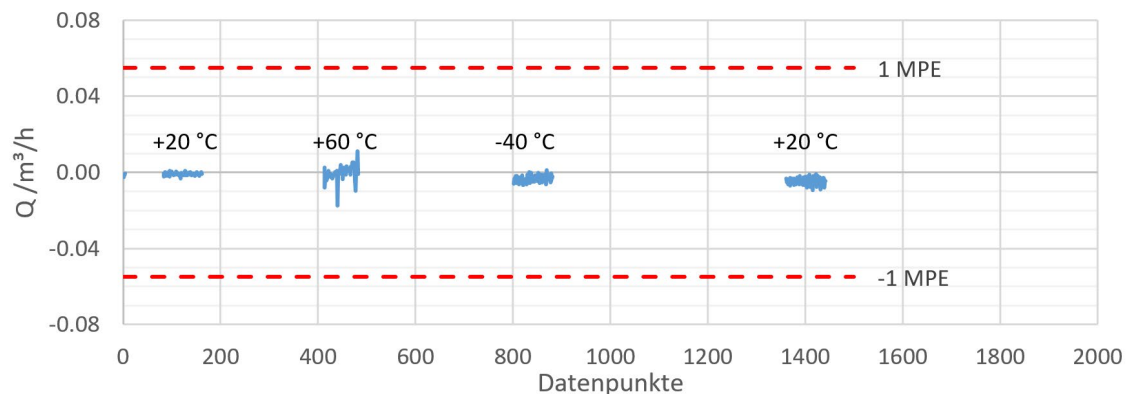


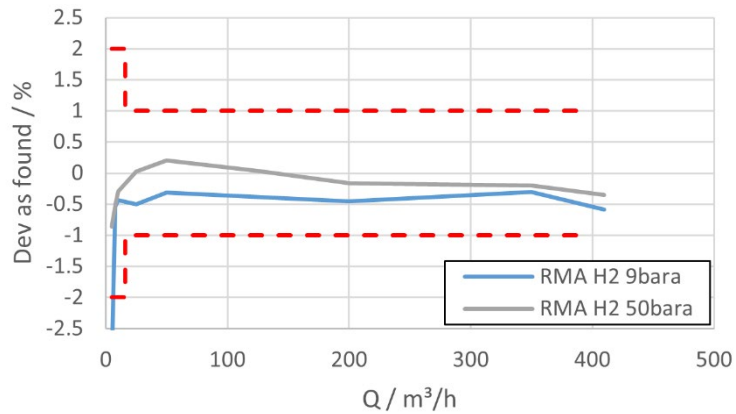
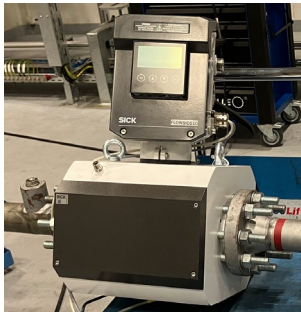
Abbildung 4 Ergebnisse Temperaturtest nach OIML R 137 (DN50 Testzähler)

3.2. Durchflusstests mit Wasserstoff

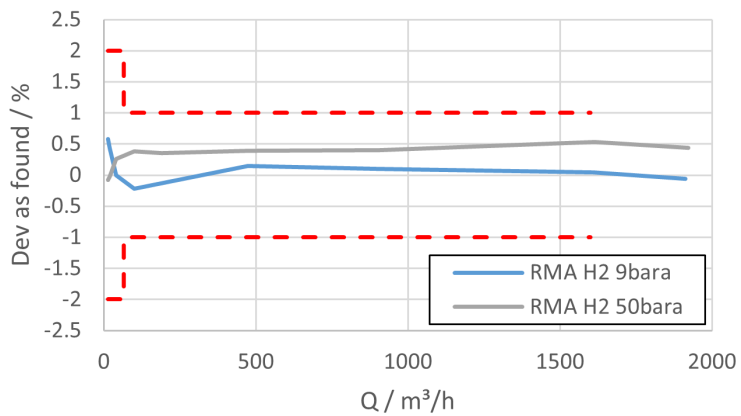
Die für die Erwirkung einer Bauartzulassung erforderlichen Durchflussprüfungen erfolgten auf dem Wasserstoffprüfstand der Firma RMA („H2-Loop“ / „TwinLoop“) [9, 10]. Dieser hat seit 2024 eine Befugniserweiterung der Eichdirektion Stuttgart zur Kalibrierung von Gaszählern mit Wasserstoff und erlaubt mit der gewährleisteten Messunsicherheit $\leq 0,33 \%$ die Bewertung und Kalibrierung von Wasserstoffzählern der Fehlerklasse 1.0 [10]. Der maximale Prüfdurchfluss beträgt $6500 \text{ m}^3/\text{h}$.

Eine Übersicht der Ergebnisse über verschiedene Nennweiten der Gerätefamilie ist in Abbildung 5 zu finden. Alle Ergebnisse sind Eingangsmessung („deviation as found“) auf dem H2-Loop, ohne vorige Linearisierung oder Durchflussjustage in Wasserstoff. Die Messbereiche der einzelnen Nennweiten sind durch die Grenzen bzw. Stufen der jeweiligen Fehlerbänder gekennzeichnet. Die Ergebnisse sind für alle Nennweiten und Drücke sehr gut und demonstrieren die Eignung der Gerätefamilie FLOWSIC610 für die Fehlerklasse 1.0.

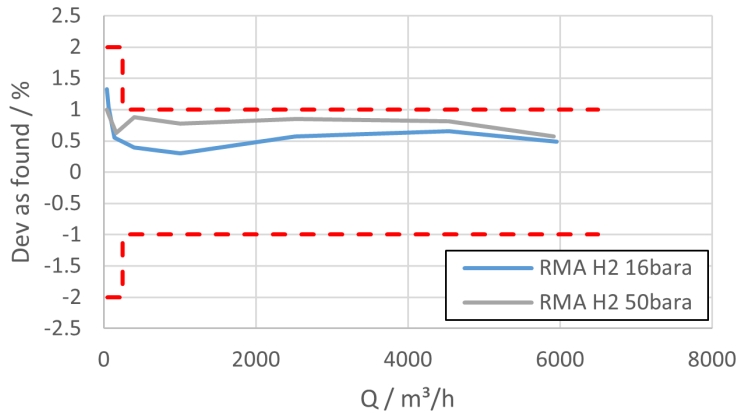
DN50 / 2"



DN100 / 4"



DN200 / 8"



DN300 / 12"

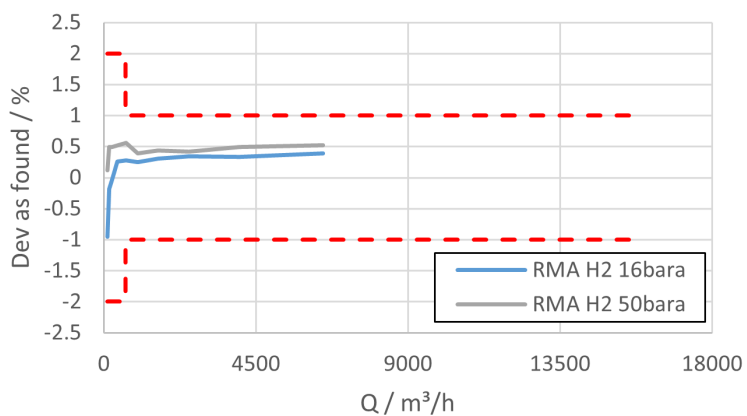
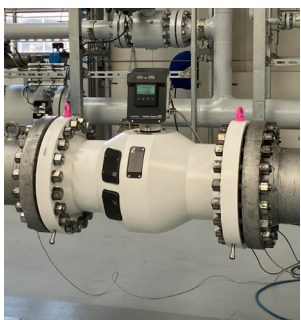


Abbildung 5 Eingangsmessung („as found“) RMA H2-Loop für Nennweiten DN50 bis DN300

Mit dem derzeitigen Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur werden bereits heute größere Nennweiten (z. B. DN 200 und größer) installiert. Bei genauerer Betrachtung der Ergebnisse in Abbildung 5 zeigt sich hier eine zusätzliche Herausforderung für eichpflichtige Installationen von Wasserstoffzählern. Bereits bei DN200 wird bei dem Test der mögliche Maximaldurchfluss des Zählers von 6500 m³/h nicht erreicht, sondern nur 5900 m³/h. In diesem Fall ist die Ursache der Druckverlust durch den installierten DN200 Gleichrichter, der zur Sicherstellung eines reproduzierbaren Strömungsprofils erforderlich war.

Die zugelassenen Messbereichs-Endwerte der Nennweiten größer als DN200 überschreiten den aktuell vom H2-Loop abgedeckten Prüfbereich deutlich. Beispielsweise sind mit der Nennweite DN300 Maximaldurchflüsse bis zu 16000 m³/h möglich, jedoch können Stand heute nur bis zu 6500 m³/h getestet werden, wie Abbildung 5 unten zeigt. Für einen möglichen Lösungsansatz für diese aktuelle Prüfbegrenzung wird auf den folgenden Abschnitt 4.2 verwiesen.

Die geringe Dichte von Wasserstoff führt in der Applikation dazu, dass, verglichen mit Erdgas, Gaszähler in einem niedrigeren Reynoldszahlbereich betrieben werden. Bei gleicher Strömungsgeschwindigkeit ist die Reynoldszahl Faktor 7 geringer. Abbildung 6 zeigt beispielhaft für einen DN50 USZ die Eingangsabweichung („as found“ Abweichungen) über der Reynoldszahl aufgetragen. Für den Standarddruckbereich ab 16 bar(a) werden die Messfehlergrenzen ab dem Minimaldurchfluss $Q_{\min} = 5 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$ (entspricht $Re \approx 6000$) eingehalten. Für geringere Betriebsdrücke ist das $Q_{\min}$ proportional anzuheben, um eine minimale Reynoldszahl $Re_{\min}$ nicht zu unterschreiten und die Einhaltung der Fehlergrenzen sicherzustellen. Dies sieht man in Abbildung 6 für den Prüfdruck 9 bar(a), für den das $Q_{\min}$ auf 9 m³/h angehoben werden muss.

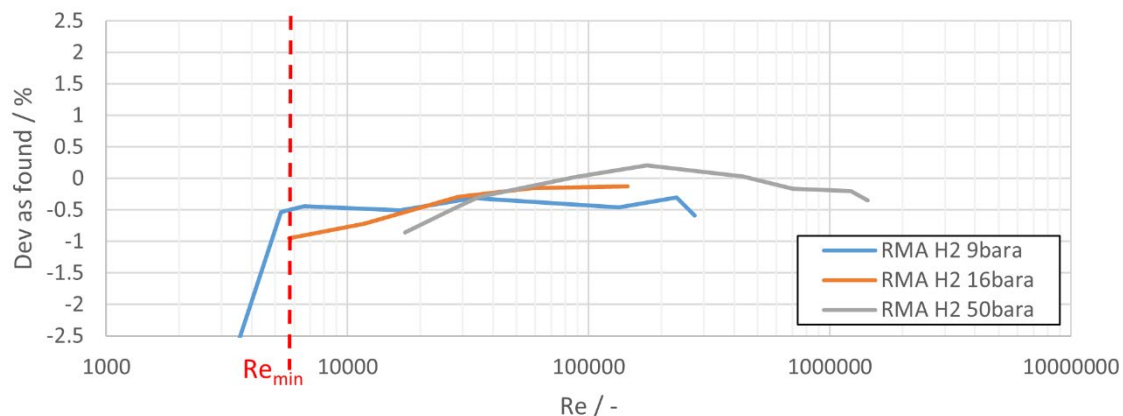


Abbildung 6 Eingangsmessung Nennweite DN50 über der Reynoldszahl aufgetragen

3.3. Bauartzulassung FLOWSIC610 für Wasserstoff-Mengenmessung

Für das Endress+Hauser FLOWSIC610 wurde auf Basis der OIML R 137 Prüfgrundlagen im Juli 2025 eine EU-Baumusterprüfbescheinigung für die Wasserstoffmengenmessung erteilt. Damit ist es damit der erste USZ, der ohne Übergangsregelung DVGW Information G32 [11] für eichpflichtige Wasserstoffanwendungen verwendet werden kann. Wichtige technische Eckpunkte der Gerätefamilie zeigt Abbildung 7.

Eine zentrale Erkenntnis auf dem Weg zur Baumusterprüfbescheinigung war, dass die vorhandene Richtlinienlage bei fundiertem Verständnis der physikalischen Grundlagen grundsätzlich ausreichend ist. Dies setzt jedoch ein hohes Maß an fachlicher Expertise, sorgfältiger Vorausplanung sowie eine enge Abstimmung aller beteiligten Akteure voraus. Um eine breite Anwendung und Akzeptanz zu ermöglichen und bestehende Hemmnisse abzubauen, ist daher die Überführung dieser Erkenntnisse in entsprechende Normen zu empfehlen.



Abbildung 7 FLOWSIC610 Gerätefamilie für Mengenmessung im Wasserstoff-Transportnetz

4. Möglichkeiten zur Durchflussprüfung und Kalibrierung

4.1. Prüfung mit Wasserstoff

Der Einsatz von USZ in Wasserstoff-Transportnetzen erfordert Methoden und Infrastruktur zur Prüfung und Kalibrierung, die sowohl regelkonforme Konformitätsbewertungen als auch eine metrologisch belastbare Rückführbarkeit ermöglichen. Dieses Thema ist aktuell von hoher Wichtigkeit, da es ein Grundbaustein für den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft ist. Zum Beispiel adressiert das EMPIR-Projekt H2FLOWTRACE [12] hierfür den Aufbau einer rückführbaren Kalibrierkette sowie den Vergleich aktueller Prüfinfrastruktur. Ein ausgewähltes Ergebnis aus dem Projekt zeigt Abbildung 8 für ein FLOWSIC610 (Nennweite DN100), dass auf dem RMA H2-Loop (Januar 2025) und bei DNV AGFLG³ (Dezember 2025) geprüft wurde. Die Übereinstimmung ist im Rahmen der Prüfstands- und Testunsicherheiten als gut zu bewerten.

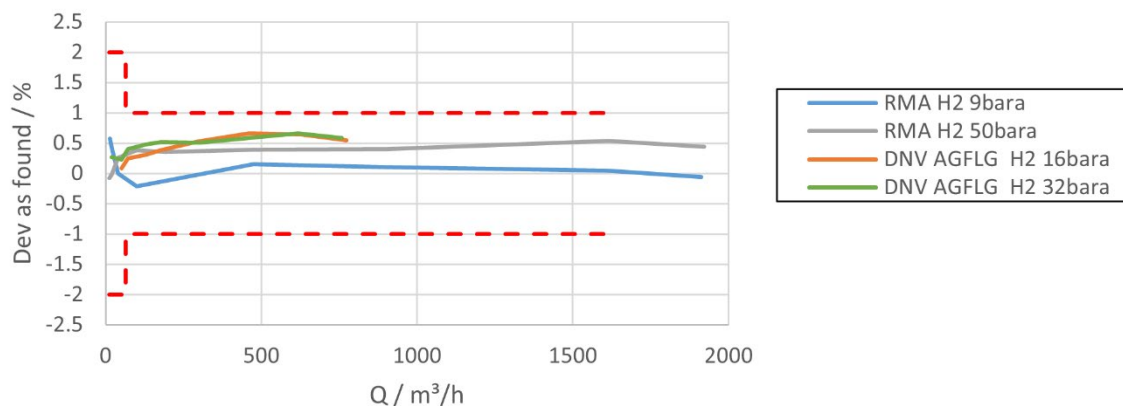


Abbildung 8 Vergleich der Ergebnisse FLOWSIC610 (DN100) zwischen RMA H2-Loop und DNV AGFLG im Rahmen des Projekts H2FlowTrace [12]

4.2. Betrachtungen zu alternativen Prüfmethoden

Da wie weiter oben dargestellt die aktuellen Prüfkapazitäten mit reinem Wasserstoff gegenüber den Messbereichen der USZ begrenzt sind, sind alternative Prüfmethoden auf Basis von Analogiebetrachtungen von hoher Relevanz. Die Grundlagen für diese Betrachtungen ist die Berücksichtigung aller relevanter Einflussgrößen. Dies wurde bereits in vorherigen Veröffentlichungen eingehend diskutiert und durch Tests verdeutlicht [5, 6, 7]. Kurz zusammengefasst resultieren folgende Punkte:

1. **Strömungsmechanik:** Für USZ kann die Reynolds-Zahl als Ähnlichkeitskennzahl verwendet werden. Eine Übertragung von Kennlinienanteilen zwischen Medien ist grundsätzlich möglich, wenn der relevante Reynolds-Zahl-Bereich der späteren H₂-Anwendung durch die Prüfbedingungen abgedeckt wird.

³ All Gas Flow Loop Groningen

2. **Akustik/Signalverarbeitung:** Wasserstoff unterscheidet sich in Schallgeschwindigkeit und Dichte stark von Erdgas/Luft. Dadurch ändern sich neben der akustischen Einkopplung und Ausbreitung sowie des SNR auch die verwehungsbedingten Grenzen des nutzbaren Durchflussbereichs. Diese Effekte sind nicht allein durch Reynolds-Ähnlichkeit abgedeckt und müssen separat bewertet werden.

Dies erlaubt Prüfungen mit anderen Medien als Wasserstoff, z. B. Luft oder Erdgas. Derartige Transferprüfungen sind nur belastbar, wenn der Zähler im Prüfmedium nicht in einen akustisch abweichenden Betriebsmodus gerät. In der Praxis werden folgende Leitplanken empfohlen:

- Konstante Systemkonfiguration (Pfadlayout, Auswerteparameter)
- Dokumentation medienabhängiger Grenzen (z. B. Machzahl-/Verwehungsgrenzen) als Randbedingung der Prüfpunktplanung
- Ergänzende Bewertung Signalqualität (Pegel & Stabilität) an Prüfpunkten nahe VoG_{max}
- Rücksprache mit Gerätehersteller bei Betrieb außerhalb der Spezifikationen

Für wasserstoffoptimierte USZ mit hohen max. Strömungsgeschwindigkeiten (typ. [60...70] m/s) zeigt sich bei Prüfungen in Luft oder Erdgas ein physikalisch eingeschränkter Geschwindigkeitsbereich. Aufgrund der geringeren Schallgeschwindigkeit in Luft/Erdgas setzen Verwehungseffekte früher ein⁴ und die nutzbare Strömungsgeschwindigkeit wird geräteabhängig auf beispielsweise 12 m/s begrenzt (siehe [6]). Abbildung 9 zeigt grafisch eine Prüfpunktplanung unter diesen Bedingungen für einen DN50 Zähler bei 50 bar Wasserstoff und die Abdeckung des erforderlichen Reynolds-Zahl-Bereichs bei einer Erdgasprüfung.

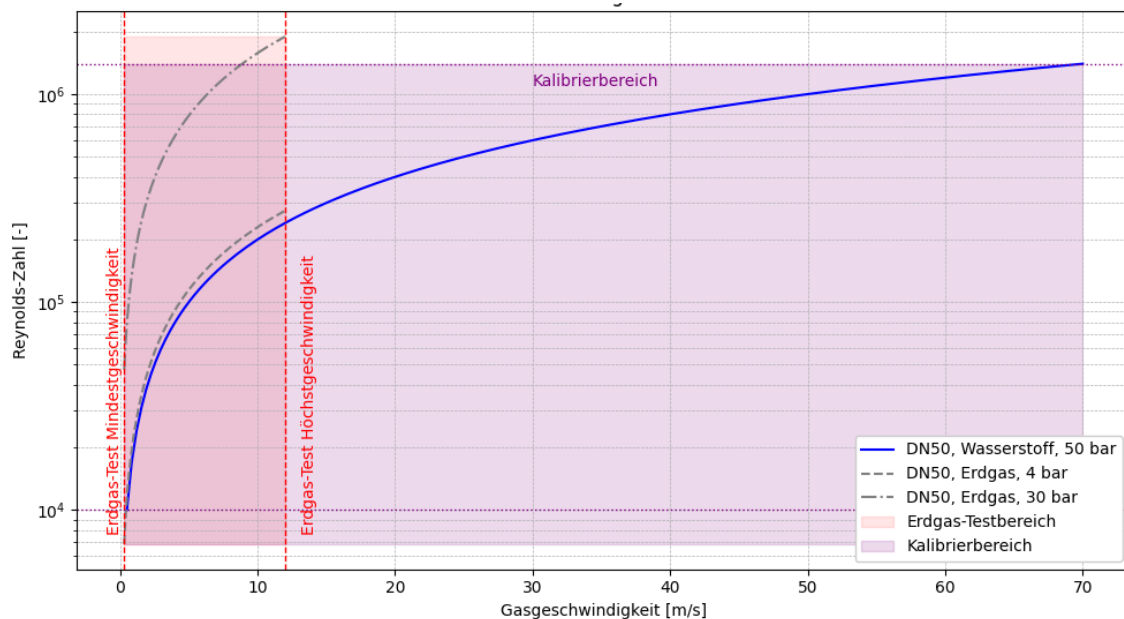


Abbildung 9 Auslegung Prüfbereich Erdgas-Wasserstoff unter Beachtung von Geschwindigkeitsgrenzen (DN50, 50 bar)

⁴ Machzahl-Skalierung der Verwehung + kleinerer Öffnungswinkel der Ultraschallwandler

In Abbildung 10 sind die Ergebnisse eines FLOWSIC610 (Nennweite DN50) für verschiedene Prüfmedien über der Reynoldszahl aufgetragen. Die Tests fanden bei RMA auf dem Wasserstoffprüfstand und dem Erdgasprüfstand („NG“) sowie bei VSL Drehkolben Prover⁵ statt. Die Tests bei VSL liefen im Rahmen des Projekts H2Flowtrace [13].

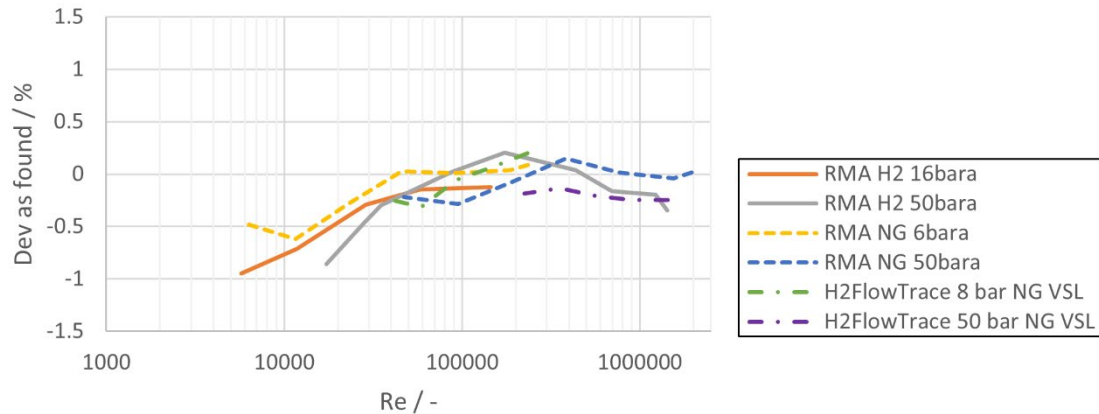


Abbildung 10 Vergleich Messabweichung vs. Reynoldszahl eines FLOWSIC610 (DN50) für versch. Prüfmedien zwischen RMA TwinLoop & VSL Prover im Rahmen H2FlowTrace [12]

Wie in Abbildung 10 zu sehen, wird der für Wasserstoff erforderliche Reynoldszahlbereich mit den Erdgasprüfungen vollständig abgedeckt. Die Abweichungen zwischen den Medien und den Prüfständen sind dabei gering und befinden sich im Rahmen der Prüfstandsunsicherheiten. Für eine bessere Einordnung sind dieselben Ergebnisse in Abbildung 11 über dem Durchfluss dargestellt.

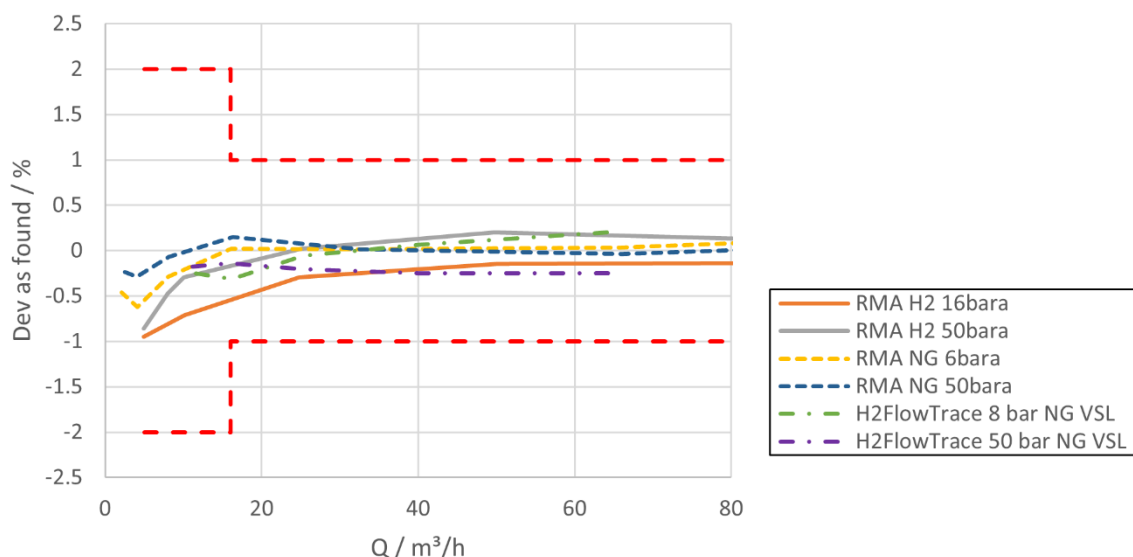


Abbildung 11 Vergleich Messabweichung vs. Durchfluss eines FLOWSIC610 (DN50) für versch. Prüfmedien zwischen RMA TwinLoop und VSL Prover im Rahmen H2FlowTrace [12] (zur besseren Erkennbarkeit ist nur ein Ausschnitt des Durchflussbereiches dargestellt)

⁵ VSL Hochdruck Erdgasdurchfluss Primärnormal siehe [14]

Dass alternative Prüfmethode in der Praxis noch weitaus interessantere Anwendungen eröffnen, zeigen die folgenden Ergebnisse. Für ein FLOWSIC610 mit der Nennweite DN300 sind Messungen für Wasserstoff und Erdgas auf dem RMA TwinLoop in Abbildung 12 dargestellt. Die Durchflussprüfung für Wasserstoff ist wie bereits erläutert durch den Prüfstand auf 6500 m³/h begrenzt und bleibt ca. Faktor 2,5 unterhalb des möglichen Maximaldurchflusses des Gerätes. Für den Erdgastest liegen Ergebnisse bis 2500 m³/h vor. Der zu beobachtende Medienoffset ist aktuell nicht aufklärbar und soll hier nicht weiter thematisiert werden.

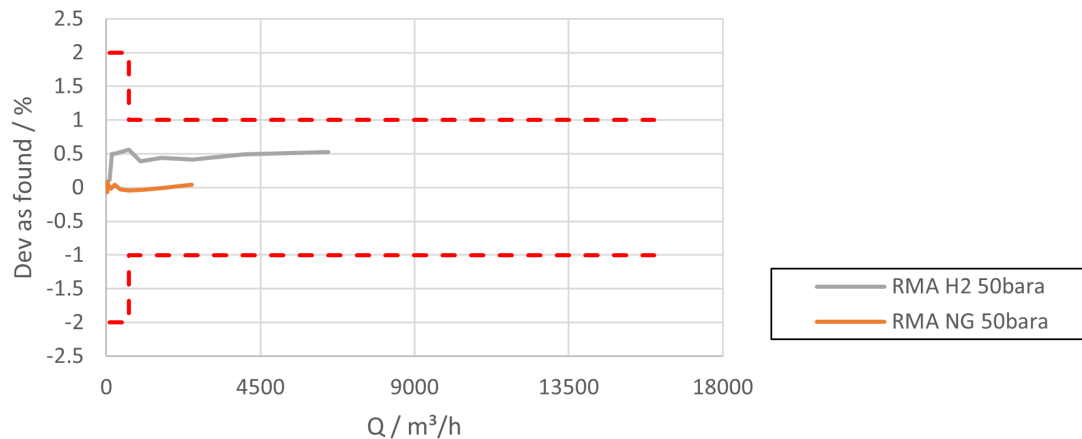


Abbildung 12 Vergleich Messabweichung vs. Durchfluss eines FLOWSIC610 DN300 für Wasserstoff und Erdgas (RMA TwinLoop)

Schaut man sich die Ergebnisse über der Reynoldszahl in Abbildung 13 an, ist zu erkennen, dass die Erdgasmessung die strömungsmechanische Linearität des Gerätes auch für sehr hohe Reynoldszahlen bis ca. 10^7 nachweist. Damit ist auch der Reynoldsbereich für Wasserstoff bis 16000 m³/h bei 50 bar umfasst. Unter Zuhilfenahme der Erdgasmessung kann damit das strömungsmechanische Verhalten des Zählers bei hohen Wasserstoffmengen von 6500 m³/h bis 16000 m³/h vorhergesagt werden. So lange Wasserstoffprüfstände die Einsatzgrenzen von großen Gaszählern limitieren, könnte dies mögliche Abhilfe sein.

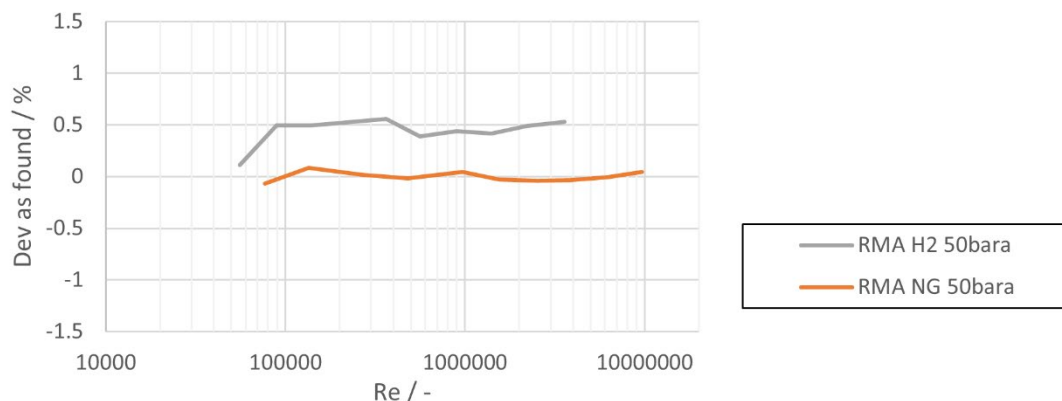


Abbildung 13 Vergleich Messabweichung vs. Reynoldszahl eines FLOWSIC610 DN300 für Wasserstoff und Erdgas (RMA TwinLoop)

5. Fazit

Ultraschall-Gaszähler für Wasserstoff sind inzwischen technisch ausgereift, metrologisch abgesichert und mit vollständiger Bauartzulassung verfügbar. Die Gerätefamilie FLOWSIC610 erfüllt die Anforderungen der Fehlerklasse 1.0 im gesamten vorgesehenen Einsatzbereich und kann damit regelkonform und rückführbar in Wasserstoff-Transportnetzen eingesetzt werden.

Aus normativer Sicht zeigt sich, dass die aktuell verfügbare ISO 17089-1 in ihrer bestehenden Form stark erdgasspezifisch bleibt und die medienabhängigen Effekte von Wasserstoff nur eingeschränkt adressiert. Die OIML R 137 bietet hingegen einen technologie- und medienunabhängigen metrologischen Rahmen, der eine verlässliche Typprüfung für Wasserstoffanwendungen ermöglicht, sofern Prüfbedingungen physikalisch konsistent gewählt werden. Für die laufende Überarbeitung der ISO 17089-1 ist eine systematischere Abbildung wasserstoffspezifischer Anforderungen zu empfehlen.

Weiterhin könnten Transferprüfungen mit alternativen Medien wie Erdgas ein wirkungsvolles Werkzeug darstellen, um Prüfbereichs-Beschränkungen heutiger Wasserstoffprüfstände zu überbrücken. Unter Anwendung von Reynolds-Ähnlichkeit und unter Berücksichtigung medienabhängiger akustischer Grenzen lassen sich strömungsmechanische Kennlinien auch für sehr hohe Durchflussbereiche zuverlässig ableiten und damit das Verhalten großer Nennweiten belastbar prognostizieren.

Insgesamt bestätigt der Beitrag, dass die technischen Grundlagen für den breiten, eichfähigen Einsatz von Ultraschallzählern in der entstehenden Wasserstoffinfrastruktur verfügbar sind.

Ein Teil der Ergebnisse entstand im Rahmen des Projekts H2FlowTrace (23IND05). Das Projekt wird durch die European Partnership on Metrology gefördert und durch das Horizon-Europe-Forschungs- und Innovationsprogramm der Europäischen Union sowie die beteiligten Staaten kofinanziert.

Funded by the European Union. Views and opinions expressed are however those of the author(s) only and do not necessarily reflect those of the European Union or EURAMET. Neither the European Union nor the granting authority can be held responsible for them.

**EUROPEAN
PARTNERSHIP**



**Co-funded by
the European Union**

The project has received funding from the European Partnership on Metrology, co-financed from the European Union's Horizon Europe Research and Innovation Programme and by the Participating States.

**METROLOGY
PARTNERSHIP**



6. Literaturverzeichnis

- [1] Bundesnetzagentur, *Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes*, Bundesnetzagentur (BNetzA), 22. Oktober 2024.
- [2] GET-H2 Transhyde, „H2-Projektkarte,“ [Online]. Available: <https://www.get-h2.de/h2-projekte/#>. [Zugriff am 09 Februar 2026].
- [3] European Hydrogen Backbone , „Puplications of the EHB,“ 2020-2024. [Online]. Available: <https://ehb.eu/page/publications>. [Zugriff am February 2024].
- [4] *OIML R 137-1 & 2: Gas meters – Part 1: Metrological and technical requirements; Part 2: Metrological controls and performance tests.*, Paris: OIML, Edition 2012 (E), Including Amendment 2014..
- [5] E. Starke, F. Ullmann und J. Ruschke, „Ultraschall Mengenmessung von Wasserstoff und wasserstoffhaltigen Gasgemischen – Erfahrungen, Herausforderungen und Ausblick,“ in *11. Workshop Gasmengenmessung - Gasanlagen - Gastechnik*, Rheine, 2022.
- [6] E. Starke, T. Dietz, M. Oberländer und J. Ruschke, „Herausforderungen bei der Prüfung und Kalibrierung von Wasserstoff-Gaszählern,“ in *12. Workshop Gasmengenmessung - Gasanlagen - Gastechnik*, Rheine, 13. - 14. März 2024.
- [7] A. Andreev, E. Starke, T. Dietz, M. Oberländer und M. Siegfried, „Practical Experience, Challenges and Solutions at Testing and Calibrating of Hydrogen Ultrasonic Flow Meters,“ in *42nd Global Flow Measurement Workshop 2024*, Aberdeen, Schottland, 22.– 24. Oktober 2024.
- [8] *ISO 17089-1: Messung des Durchflusses in geschlossenen Leitungen - Ultraschallmeter für Gas - Teil 1: Messgeräte für den eichpflichtigen Verkehr und Verrechnung*, ISO, 2019.
- [9] RMA, „Hochdruckprüfstand für die Kalibrierung von Gasmengenzähler für Wasserstoff,“ [Online]. Available: <https://www.rma-armaturen.de/de/wasserstoff-rma/h2-loop/>. [Zugriff am 13 Februar 2026].
- [10] K. Schick, „Kalibrierung von Gaszählern mit 100 % Wasserstoff am RMA H2-Loop,“ *gwf Gas+Energie*, Bd. 165, Nr. 12, 2024.
- [11] DVGW, *DVGW-Info Gas Nr. 32: Handlungsempfehlung für die Verwendung von Gaszählern und Mengenumwertern für die Mengenbestimmung von reinem Wasserstoff*, DVGW, 2025.
- [12] H2FlowTrace Consortium, „H2FlowTrace -- Flow measurement traceability for hydrogen in gas networks,“ European Partnership on Metrology (EPM), Horizon Europe, 2025. [Online]. Available: <https://h2flowtrace.eu/>.

- [13] M. MacDonald, M. Schakel, P. Pinson, M. de Huu, B. Mickan, R. Maury, L. Dangeon-Vassal und E. Starke, „Evaluation of Domestic and Industrial Gas Meters for Hydrogen Gas Networks (to be published),“ in *FLOMEKO 2026. 20th International Flow Measurement Conference 2026*, Nara. JAPAN, 2026.
- [14] M. van der Beek und R. van den Brink, „Gas Oil Piston Prover, primary reference values for Gas-Volume,“ *Flow Meas. Instrum*, Bd. 44, p. 27–33, 2015.

13. Workshop Gasmengenmessung – Gasanlagen – Gastechnik 2026

11. & 12. März

Vortrag 4

Qualitätssichernde Maßnahmen für
Durchflussprüfstände - eine Forderung der ISO 17025

Dr.-Ing. Rainer Kramer

Rainer Kramer Messtechnikberatung

Rainer Kramer
Messtechnikberatung

Die DIN EN ISO 17025 (2018) „Allgemeine Anforderungen an die Kompetenz von Prüf- und Kalibrierlaboratorien“ ist eine international anerkannte und verbreitete Norm zur Sicherung der Qualität von Prüf und Kalibrierlaboratorien /1/. Sie ist ähnlich wie die ISO 9000 (eine Norm die zur allg. Qualitätssicherung in Unternehmen angewendet wird) in verschiedene Kapitel gegliedert, wobei insbesondere das Kap. 8 in beiden Normen ähnliche Anforderungen enthält, wie z.B. Anforderungen an interne Audits und die Forderung nach Durchführung von Managementbewertungen. Während Unternehmen nach ISO 9000 durch Zertifizierungsstellen zertifiziert werden, werden Prüf- und Kalibrierlaboratorien durch eine Akkreditierungsstelle (in Deutschland die Deutsche Akkreditierungsstelle DAkkS) akkreditiert. Die Voraussetzungen, Regeln und Abläufe werden auf der Homepage der DAkkS erläutert www.dakks.de. Das Regelwerk unterliegt kontinuierlich Anpassungen und Änderungen, so dass es für akkreditierte Stellen notwendig ist, den Stand der Regelungen regelmäßig zu prüfen. Dies kann anhand der Listen 14 /7/ und 15 erfolgen, die das DAkkS- Regelwerk und die international gültigen normativen Dokumente auflisten. Grundsätzlich kann jedes Unternehmen oder Institution die Regeln der ISO 17025 anwenden und muss nicht akkreditiert sein. Die von diesen Stellen ausgestellten Kalibrierscheine (KS) tragen aber keinen Hinweis auf die Akkreditierung der Stelle, die für die im Kalibrierschein angegebenen Ergebnisse verantwortlich ist. Dementsprechend können diese Kalibrierscheine für viele Anwendungen nicht genutzt werden, was z.T. in den europäischen Ländern unterschiedlich gehandhabt wird. Insbesondere in Deutschland ist die Akkreditierung nicht Voraussetzung für die Durchführung der messtechnischen Prüfung bei Eichungen. Hier ist die Anerkennung als Staatlich anerkannte Prüfstelle akzeptiert und gefordert, so dass Gaszählerprüfstände zum Teil sowohl Staatlich anerkannte Prüfstelle als auch akkreditiertes Kalibrierlaboratorium sind, letzteres überwiegend für Aufträge aus dem Ausland. Es sei angemerkt, dass auch Staatlich anerkannte Prüfstellen ein Qualitätsmanagementsystem besitzen und aufrechterhalten müssen.

Regeln zu Qualitätssicherung von Kalibrierlaboratorien

Im Folgenden wird auf Regeln für die Qualitätssicherung eingegangen, die für akkreditierte Kalibrierlaboratorien (die in den Regeln verallgemeinernd als Konformitätsbewertungsstellen KBS bezeichnet werden) gelten und überwiegend verbindlich sind.

In der ISO 17025 sind zur Sicherung valider Ergebnisse die Abschnitte:

6.5 Metrologische Rückführbarkeit

7.2 Auswahl, Verifizierung und Validierung von Verfahren

7.7 Sicherung der Validität von Ergebnissen

von besonderer Bedeutung, wenngleich auch die anderen Anforderungen und Vorgaben zur Erreichung „richtig berichteter Ergebnisse“ dienen. Der Abschnitt 7.6 „Ermittlung der Messunsicherheit“ ist zur korrekten Angabe der Messunsicherheit als dem Ergebnis der

Kalibrierung beigeordneter Wert (und anzugebender Wert) von Bedeutung. Letztlich dienen auch die oben genannten Abschnitte dazu, eine geforderte oder gewünschte MU zu erreichen. Im gesetzlich geregelten Bereich der Durchflussmessung sind hierzu die Regeln der OIML R139 einzuhalten, die vorgeben, dass die MU der Prüfstände $1/3$ der Fehlergrenzen nicht überschreiten sollen. Diese Regel ist für die Angabe von Konformitätsaussagen von erheblicher Bedeutung.

Zur Kalibrierung, Justierung und Eichung bzw. Konformitätsbewertung von Gaszählern werden Durchflussprüfstände genutzt, die auf die SI-Einheiten rückgeführt sein müssen. Hierzu werden entweder die Durchflussnormale des Prüfstands auf einem akkreditierten Prüfstand bzw. einem der Akkreditierung gleichgestellten Prüfstand (BIPM-MRA) kalibriert, oder es werden, was im Fall von Hochdruck-Prüfständen relativ häufig vorkommt, die Normale des Prüfstands mit geeigneten, rückgeführten TransfERNormalen kalibriert.

Zur Sicherstellung der richtigen Funktion der Prüfstände, d.h. der Einhaltung der akkreditierten Messunsicherheit, müssen unabdingbar, so wie es von der ISO 17025 gefordert wird, zusätzliche Maßnahmen geplant, regelmäßig durchgeführt und ausgewertet werden. Diesen Maßnahmen wurde in den zurückliegenden Jahren zunehmende Aufmerksamkeit gewidmet, was sich auch in einem ILAC Dokument /3/ zu diesem Thema widerspiegelt.

In den Abschnitten 7.7.1 und 7.7.2 der ISO 17025 wird gefordert, dass die akkreditierte KBS über ein Verfahren zur Überwachung der Validität der Ergebnisse verfügen muss und dass diese Überwachung geplant werden muss.

Es sei angemerkt, dass ein Verfahren mindestens folgendes beschreiben sollte

1. Zweck
2. Anwendungsbereich/Bezug
3. Verantwortlichkeiten und Mitwirkungspflichten
4. Ablauf mit Erläuterungen, Entscheidungskriterien und Verzweigungen
5. Mitgeltende Unterlagen (z.B. Formblätter, Excel-Arbeitsblätter)
6. Dokumentation und Archivierung der Ergebnisse und Analysen
7. Revisionsdokumentation

Häufig haben KBS in den qualitätsgelenkten Dokumenten, z.B. dem QM-Handbuch nur Anforderungen und Regelungen zu dem Abschnitt 7.7. der Norm. Es ist jedoch dringend zu empfehlen, hierzu Verfahren zu etablieren.

Grundsätzlich wird zwischen internen und externen Maßnahmen zur Qualitätssicherung (QS) unterschieden. Interne QS werden vorzugsweise mit geeigneten KG, die bei Durchflussprüfständen für Gas auch häufig baugleich als Normale verwendet werden, durchgeführt. Je nach Durchflussbereich sind dies häufig Drehkolbengaszähler oder

Turbinenradgaszähler. Tabelle 1 zeigt eine Liste geeigneter Geräte. Diese Geräte können auch für externe Vergleiche eingesetzt werden. Um je nach Durchflussbereich des Prüfstandes eine annähernd vollständige Abdeckung des Durchflussbereiches zu erreichen, sind verschiedene Baugrößen und unterschiedliche Prinzipien einzusetzen. Kleine Durchflüsse können mit Drehkolbengaszählern abgedeckt werden, während für große eher Turbinenradgaszählern verwendet werden sollten. Besonders wichtig ist es, den Übergangsbereich zwischen den Normalen zu messen, weil hier die Validität der Rückführungen besonders gut beurteilt werden kann. Der Einsatz von hochwertigen Geräten zur Durchführung von internen und externen VM ergibt sich bereits daraus, dass die Reproduzierbarkeit bei Vergleichsbedingungen deutlich kleiner als die akkreditierte MU sein muss. Anderenfalls ist die Aussagekraft der VM unzureichend und die VM können von der Akkreditierungsstelle den Begutachtern nicht anerkannt werden. Um die internationale Anerkennung der Kalibrierergebnisse der KBS sicherzustellen muss die Akkreditierungsstelle die ILAC-Anforderungen einhalten.

Bei der Festlegung des Umfangs von externen VM sind die vorgesehenen Möglichkeiten für intern VM zu berücksichtigen.

Gerätetyp typische Eigenschaften Hinweise	Drehkolben- gaszähler	Turbinenrad- gaszähler	Kritische Düsen	Wirkdruck- messgeräte
Nennweitenbereich	DN 25 -200	DN 50-600	DN 50 - 400	DN 50 -200
Reproduzierbarkeit	0,1 %	0,15 %	0,1 %	0,2 %
nutzbare Messspanne	1:40	1:15	1 (vom Eingangsdruck abhängig)	1:6
Einlaufstrecke erforderlich	nein	zu empfehlen	Halter erforderlich	bis zu 50 DN incl. Gleichrichter
Durchflussbereich Q_B	0,3 1000 m^3/h	50 16000 m^3/h	8l/h 2500 m^3/h	10... 2000 m^3/h^*
Vorstörungsempfindlichkeit	sehr gering	zu beachten	sehr gering	hoch → Einlaufstrecke
Einfluss Gasbeschaffenheit	gering (bei H_2 zu beachten)	gering (bei H_2 zu beachten)	Gasbeschaffenheit muss bekannt sein	Gasbeschaffenheit muss bekannt sein
Zusatzausrüstung erforderlich	nein	nein	nein	Wirkdruckrechner
Einschränkungen	pulsationsarme Ausführung ist zu empfehlen	Geräusche /Pulsationen kritisch	kritisches. Druckverhältnis ist zu beachten	mehrere dp-Bereiche zweckmäßig

Tabelle 1: Typische Eigenschaften und Hinweise zu geeigneten Vergleichsmessgeräten für die Messgröße Durchfluss von Gasen (Teil 1).

Gerätetyp typische Eigenschaften Hinweise	Ultraschall- zähler	Coriolis- gaszähler	Laminar- Flow- Elemente	Massflowmeter
Nennweitenbereich	DN 50 -500	DN 5-200	DN 6 - 100	DN 6 -80
Reproduzierbarkeit	0,2%	0,25 %	0,25 %	0,4 %
nutzbare Messspanne	1:20	1:10	1:8	1:8
Einlaufstrecke erforderlich	ja	nein	5 D	5 D
Durchflussbereich	10 30000 m ³ /h	Gasarten- abhängig	1 ml/h 1000 m ³ /h	100 ml/h... 650 m ³ /h*
Vorstörungs- empfindlichkeit	mäßig	sehr gering	gering	gering
Einfluss Gasbeschaffenheit	gering (bei H ₂ zu beachten)	gering (bei max. Durchfluss zu beachten)	viskositäts- abhängig	wärmeleitungs- und kapazitäts- abhängig
Zusatzrüstung erforderlich	Diagnose- software	nein	dp-Sensorik	Schittstellen- umsetzer
Einschränkungen	mindestens 4 Pfade	spannungsfreier Einbau und Null- punktgleich erforderlich/ nur für Prüfstände die Massedurch- fluss bestimmen	$dp_{min} \geq$ 3 mbar	bei MFC (Con- troller) therm. Effekte wegen Entspannung beachten

Tabelle 1: Typische Eigenschaften und Hinweise zu geeigneten Vergleichsmessgeräten für die Messgröße Durchfluss von Gasen (Teil 2).

Die in der obigen Tabelle angegebenen Hinweise sind Erfahrungswerte, die bei verfügbaren Geräten im Einzelfall abweichen können. Es sind hierzu Mess- und Erfahrungswerte zu sammeln. Grundsätzlich sollten aber die genannten Punkte betrachtet werden. Die angegebene maximale Baugröße betrifft handhabbare Abmessungen der Vergleichsgeräte, so können Wirkdruckgaszähler bis Nennweite DN 1000 verwendet werden, sie sind als Vergleichsmessgerät aber eher ungeeignet, da die Prüfstände für die Länge der Messtrecken geeignet sein müssen und der Transport logistisch sehr aufwendig ist.

Alle Messgeräte zeigen eine Druck- und Temperaturabhängigkeit, die eventuell als Reynoldszahl-Abhängigkeit oder durch geeignete Zählermodelle beschrieben werden kann. Insofern ist bei Vergleichsmessungen auf möglichst übereinstimmende Einflussgrößen (p , T , Gasbeschaffenheit) zu achten. Eine Korrektur der Ergebnisse kann erfolgen indem die zu vergleichende Messgröße z.B. auf Standardbedingungen oder Masse normiert wird.

Die Verwendung von Transferpackages bestehend aus zwei in Reihe angeordnete Zähler ist für sehr geringe Unsicherheiten der zu vergleichenden Prüfstände, zu empfehlen. Hierdurch

wird es möglich, für beide Zähler eine separate Auswertung durchzuführen und mögliche Verschiebungen der Messabweichungen infolge von Einflüssen oder Schäden auf bzw. an einem Zähler zu erkennen. Werden 2 Vergleichsmessgeräte mit unterschiedlichen Prinzipien verwendet, besteht außerdem die Möglichkeit die Auswirkungen unterschiedlicher Einflussgrößen zu erkennen. Für diesen Zweck eignen sich besonders Ultraschallgaszähler, da sie Aussagen zu den Anströmbedingungen und andere Größen wie die Turbulenz bestimmen können.

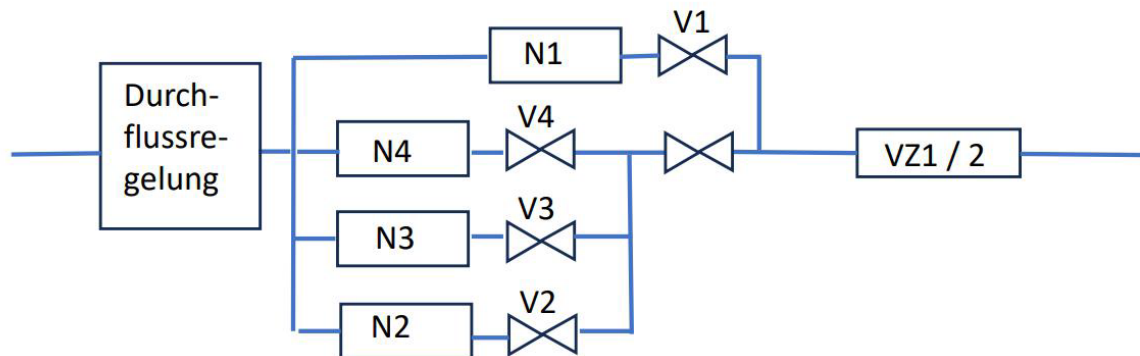


Bild1 Beispiel für die in einem Prüfstand verwendeten Normale

Bild 1 zeigt ein Beispiel für die einem Prüfstand eingesetzten Normale. Es werden 3 Baugrößen verwendet um einen Durchflussbereich von 6 bis 13000 m³/h kalibrieren zu können. Die Normale werden einzeln bei mehreren Drücken kalibriert und Fehlerkurven in geeigneter Weise z.B. als Reynoldszahl -Abhängigkeit in der Prüfstandssoftware berücksichtigt. Um für dieses Beispiel eine ausreichende interne Qualitätssicherung zu erreichen sind 2 Vergleichszähler sinnvoll, die es erlauben einen großen Teil des Durchflussbereichs und die Überlappungsbereiche der Normale zu untersuchen wie in Tabelle 2 dargestellt ist.

Normale	Durchflussbereich Q_B	VZ1 G100	VZ2 G6500
N1 G65	6 ... 100 m ³ /h	6... 100 m ³ /h	
N2 G650	80 ... 1000 m ³ /h	100 ... 160 m ³ /h	500 ... 1000 m ³ /h
N3 G4000	500 ... 6500 m ³ /h		500 ... 6500 m ³ /h
N4 G4000	500 ... 6500 m ³ /h		500 ... 6500 m ³ /h
N3+N4	2000 ... 13000 m ³ /h		2000 ... 10000 m ³ /h

Tabelle 2 Aufstellung der Durchflussbereiche der Normale und Vergleichszähler

Tabelle 3 zeigt ein Beispiel für die Planung interner Vergleichsmessungen. Es werden jährlich jeweils 2 Messungen mit den 2 vorgesehenen Vergleichszählern (VZ) durchgeführt, eine mit dem großen und eine mit dem kleinen VZ. Es werden abwechselnd ein hoher und ein im unteren Bereich liegender Druck gemessen. Bei den Vergleichsmessungen werden Kalibrierergebnisse mit allen, im Durchflussbereich möglichen Normalen bestimmt. Nach der Inbetriebnahme des Prüfstands werden initiale Fehlerkurven der Vergleichszähler bestimmt und die Drift der VZ im Vergleich mit den verschiedenen Normalen betrachtet. Neben der Dokumentation der Ergebnisse ist eine Auswertung der Ergebnisse, das heißt eine Beurteilung der Driften erforderlich. Da jeder VZ mit mehreren Normalen verglichen wird, kann erkannt werden ob der VZ oder die Normale driften. Sehr kleine Durchflüsse können entsprechend dem Beispiel nur mit einem Normal verglichen werden, so dass hier eventuell ein zweiter VZ (der extern kalibriert wurde) oder externe Vergleichsmessungen genutzt werden müssen, sollten die internen Vergleichsmessungen starke Driften zeigen.

Quartal	VZ 1 /p	VZ 2 /p	Parameter
I/2026	N1, N2, $p_{\min}$		$En = \text{abs}(F_{VZ1} - F_{VZ1, \text{init}}) / U_{\text{CMC}} < 1$
III/2026		N2, N3 , N3+N4, $p_{\max}$	$En = \text{abs}(F_{VZ2} - F_{VZ2, \text{init}}) / U_{\text{CMC}} < 1$
II/2027	N1, N2, $p_{\max}$		$En = \text{abs}(F_{VZ1} - F_{VZ1, \text{init}}) / U_{\text{CMC}} < 1$
IV/2027		N2, N4, N3+N4, $p_{\min}$	$En = \text{abs}(F_{VZ2} - F_{VZ2, \text{init}}) / U_{\text{CMC}} < 1$

Tabelle 3 Planung interner Vergleichsmessungen

Da jeder Zähler eine eingeschränkte Reproduzierbarkeit hat, wäre zur En-Wertberechnung ein etwas größerer Wert als die im Akkreditierungsumfang angegebene CMC möglich. Dies gilt aber nur, wenn die Kalibrierung der Normale unabhängig voneinander erfolgt ist, was praktisch nicht vorkommt. Die Kalibrierergebnisse der Normale sind als korreliert zu betrachten, wobei die Korrelation deutlich kleiner als die Unsicherheiten der Kalibrierergebnisse der Normale sind, so dass sich die beiden oben genannten Einflüsse aufheben.

In ILAC-P9:01/2024 „ILAC-Politik für Eignungsprüfungen und/oder Vergleiche zwischen Laboratorien, die keine Eignungsprüfungen sind“ heißt es „Der Umfang der Beteiligung sollte davon abhängig gemacht werden, inwieweit andere Maßnahmen ergriffen worden sind.“

Insofern ist es zweckmäßig die internen VM möglichst umfassend zu planen, durchzuführen und auszuwerten, d.h. der Durchfluss- und Druckbereich soll möglichst vollständig untersucht werden. Die Häufigkeit und der Umfang sind nicht direkt vorgeschrieben, man kann aber die Forderung einer umfassenden internen Auditierung innerhalb von 2 Jahren als Ansatzpunkt nehmen. Grundsätzlich sind kleine Durchflüsse und geringe Drücke als kritischer einzuschätzen, da mechanische Einwirkungen auf die Zähler sich eher bei kleinen

Durchflüssen bemerkbar machen. Hohe Strömungsgeschwindigkeiten sind ebenfalls besonders wichtig, da hier Vorstörungseffekte ggf. auch dynamische Effekte einen starken Einfluss haben können.

Externe Vergleichsmessungen

Ergänzend zu den internen VM sind externe Maßnahmen zu planen, durchzuführen und auszuwerten. Die KBS müssen sich an diesen Maßnahmen beteiligen sofern diese verfügbar und angemessen sind.

Bei externen VM ist zwischen

- Vergleichen zwischen Laboratorien und
- Eignungsprüfungen

zu unterscheiden. Eignungsprüfungen werden durch Stellen angeboten, die als Eignungsprüfanbieter akkreditiert sind und nach der Norm ISO/IEC 17043:2023 arbeiten. Für Vergleiche zwischen Laboratorien und für Eignungsprüfungen gelten die Definitionen /3/:

Vergleiche zwischen Laboratorien: Konzeption, Durchführung und Bewertung von Messungen oder Prüfungen an denselben oder ähnlichen Gegenständen durch zwei oder mehr Laboratorien entsprechend vorherbestimmten Bedingungen (ISO/IEC 17043:2023, 3.4).

Eignungsprüfungen: Bewertung der Leistung eines Teilnehmers nach zuvor aufgestellten Kriterien durch Vergleiche zwischen Laboratorien (ISO/IEC 17043:2023, 3.7).

Inwieweit Eignungsprüfanbieter vorhanden sind, kann auf der Webseite EPTIS - Eignungsprüfungsdatenbank recherchiert werden.

EPTIS ist eine weltweite Datenbank: <https://www.eptis.org>.

Sowohl für Vergleiche zwischen Laboratorien als auch für Eignungsprüfungen sind durch ein geeignetes Protokoll vor Beginn der Vergleiche der Ablauf, der Umfang, der Inhalt Ergebnisberichte, die Auswertemethode und ein Zeitplan festzulegen.

Der „Umfang“ und ihre "Häufigkeit" der Teilnahme an EP im Verhältnis zu den Tätigkeiten, die im Rahmen ihres Akkreditierungsbereichs durchgeführt werden, sollen anhand einer Analyse der insgesamt durchgeführten Maßnahmen zur QS, insbesondere von internen Vergleichen und der Höhe des Risikos, das von der akkreditierten KBS, dem Sektor in dem sie tätig ist, oder der von ihr verwendeten Methode ausgeht, bestimmt werden.

Die Höhe des Risikos kann zum Beispiel durch folgende Überlegungen bestimmt werden, wobei hier nur die für die Kalibriertätigkeit im Bereich Durchfluss relevanten Punkte aufgelistet sind:

- Anzahl und Häufigkeit der durchgeführten Prüfungen/ Kalibrierungen;
- Fluktuation des technischen Personals;
- Erfahrung und Kenntnisse des technischen Personals;
- Quelle der metrologischen Rückverfolgbarkeit (z. B. Verfügbarkeit von nationalen Messnormalen);
- Bekannte Stabilität/Instabilität der Prüf- oder Messtechnik;
- Komplexität und Robustheit der Methodik;
- Bedeutung und endgültige Verwendung der Prüf- und Kalibrierdaten
- Anzahl der verschiedenen Kalibrierintervalle;
- Wenn Konformitätserklärungen erforderlich sind und Änderungen an den entsprechenden Spezifikationen vorgenommen werden;
- Risiken und Chancen, die mit den Labortätigkeiten verbunden sind, insbesondere solche, die unerwünschte Auswirkungen und potenzielle Fehler bei den Labortätigkeiten verhindern oder verringern und Verbesserungen erzielen;
- Ausmaß der Validierung und/oder Verifizierung.
- Durchflussbereiche, für die bereits Ergebnisse vorliegen und deren Ergebnisse (in Verbindung mit Ergebnissen interner VM)
- Rückmeldungen von Auftraggebern

Im Bereich Durchfluss ist schwierig aus den oben genannten Punkten eine Priorisierung der erforderlichen externen VM in Bezug auf die Durchflussbereiche abzuleiten, da große Durchflüsse wirtschaftlich von höherer Bedeutung sind während kleine Durchflüsse und Drücke bezüglich der Stabilität der Ergebnisse empfindlicher sind. Ferner muss Augenmerk darauf gerichtet werden, dass die VM mittelfristig den gesamten Messbereich abdecken. Dies ist schon deshalb wichtig, weil durch die VM sichergestellt wird, dass die erfassten Daten der Einflussgrößen ausreichend sind, um aussagekräftige Kalibrierergebnisse zu erzielen.

Für den Umfang der externen VM sind in normativen Dokumenten Richtwerte angegeben. In der DKD-Richtlinie DKD-R 0-1 sind allgemeine Festlegungen für Strömungsmessgrößen angegeben:

- Für externe Vergleichsmessungen besteht kein relevanter Unterschied zwischen Kalibrierungen im Laboratorium und Kalibrierungen vor Ort,
- es wird eine repräsentative Stichprobe innerhalb eines Akkreditierungszyklus ausgewählt,
- der Umfang der Stichprobe ist durch das Laboratorium risikobasiert festzulegen,
- die Stichprobe soll vorzugsweise den Messbereich mit der kleinsten Messunsicherheit abdecken.

Die Teilarbeitsgebiete bzw. Kompetenzbereiche für die innerhalb des Akkreditierungszyklus von 5 Jahren externe VM durchgeführt werden müssen sind:

4.11.2 Kompetenzbereich Durchfluss Gase

Eine Unterteilung in Masse- und Volumendurchfluss bei Gasen ist nur dann sinnvoll, wenn es sich beim Volumendurchfluss um das Volumen im Betriebszustand handelt.

4.11.2.1 Massedurchfluss

4.11.2.2 Volumendurchfluss

Bei einem Prüfstand, der Kalibrierungen des Durchflusses im Betriebszustand durchführt, d.h. Kalibrierungen von mechanischen Gaszähler und USM durchführt, ist nur ein Teilarbeitsgebiet relevant und somit nur eine VM in 5 Jahren erforderlich. Die Forderung nach einem begrenzten Risiko für nichtkonforme, also falsch berichtete Messergebnisse führt aber dazu, dass innerhalb von 5 Jahren mindestens zwei VM mit möglichst großem Überlappungsgrad des gesamten akkreditierten Durchflussbereich erfolgen sollten.

Zur Einhaltung der Anforderungen ist eine Planung der Vergleichsmessungen für jedes Teilarbeitsgebiet erforderlich. Diese Planung muss sich über den Akkreditierungszyklus (5 Jahre nach Akkreditierung oder Reakkreditierung) erstrecken, wobei die Planung im Verlauf des Zyklus immer mindestens 3 Jahre betragen muss (siehe /2/ und /4/).

Überprüfung und Aktualisierung: Datum Verantwortlicher

Nr.	Kompetenzbereich (Teilarbeitsgebiet)	2026	2027	2028	2029
1	Durchfluss von Gas mit HD-Erdgas im Betriebszustand	Bilateral mit Labor xy 10... 50 m ³ /h bei 8bar		Ringvergleich mit TGZ DN 200 (3 Labore)	
2	Massedurchfluss von Gas mit HD-Erdgas		Bilateral mit Labor xy Coriolisgas-zähler DN 80 35 bar		Bilateral mit Wirkdruckgas-zähler-messtrecke einschließlich Sensorik
3	Interne Kalibrierung Relativdruck			Bilateral 0-2,5bar (bei Atmosphäre)	

Tabelle 4 Planung externer Vergleichsmessungen

Tabelle 4 zeigt eine Planung für das oben gezeigte Beispiel, wenn sowohl Volumen- als auch Massezähler kalibriert werden. Werden interne Kalibrierungen für die Messgröße Druck durchgeführt sind auch hier Vergleichsmessungen zu planen.

Es sei angemerkt, dass, wenn Gründe dafür vorliegen, eine Einhaltung des Plans nicht erreicht werden kann. In diesem Fall sind andere vergleichbare Maßnahmen zu planen und durchzuführen. In der DAkkS-Regel R-17025-K wird deshalb eine jährliche Überprüfung und ggf. Anpassung des Plans für externe VM bzw. EP gefordert.

Neben der Planung und Durchführung sind die Vergleichsmessungen geeignet zu dokumentieren und es ist eine Übersichtstabelle zu führen. Ein Beispiel ist in Anlehnung an /4/ in Tabelle 5 aufgeführt.

Stand:

Dokumentation:

Kompetenzbereich (Teilarbeitsgebiet)	Datum MM/JJ	Veranstalter / Teilnehmer	Durchfluss/ Druck/ Medium	Vergleichsgerät	Untersuchte Parameter	Korrekturmaßnahmen
1	05/22	K-1xxxx-1 K-2yyyy-1	100...1000 m ³ /h $p_e = 35...40$ bar HD-Erdgas	TGZ mit Einlauf-rohr	Messabw .	keine
3	02/23	K-1zzzz-1	0... 640 mbar/ bei Umgebungsbed. /N ₂	CA 3051	Messabw .	zukünftig mit 5-Wegeblock versenden und durchführen

Tabelle 5 Liste der durchgeführten externen Vergleichsmessungen

Für die externen Vergleichsmessungen müssen Berichte erstellt und archiviert werden.

Die oben dargestellten Überlegungen sollen neben anderen Aspekten von einer DKD-Arbeitsgruppe im Fachausschuss „Strömungsmessgrößen“ in einem Expertenbericht zusammengestellt werden. Dieses Dokument kann nach Veröffentlichung auf der DKD-hompage als Stand der Technik von den Betreibern akkreditierter Prüfstände genutzt werden, um Vorgaben für einen konkreten Fall abzuleiten. Der DKD-Fachausschuss steht allen Interessierten zur Mitarbeit kostenlos zur Verfügung. Näheres ist auf der PTB-hompage www.ptb.de zu finden.

Zusammenfassung

- Eignungsprüfungen dienen der Qualitätssicherung von Kalibrier- und Prüflaboratorien um das Berichten von nicht richtigen Arbeiten (nichtkonforme Arbeiten) zu vermeiden.

- Grundsätzlich sind Eignungsprüfungen von allen Kalibrierlaboratorien oder Staatlich anerkannten Prüfstellen durchzuführen, bei akkreditierten Prüfstellen sind diese Voraussetzung für die Akkreditierung und Aufrechterhaltung der Akkreditierung. Sie müssen geplant, durchgeführt, analysiert und geeignet dokumentiert werden.
- Vergleichsmessgeräte müssen geeignet sein, insbesondere die Reproduzierbarkeit (unter Vergleichsbedingungen) muss besser als die MU der Teilnehmer an der Eignungsprüfung sein.
- Es ist eine Eignungsprüfstrategie zu erarbeiten, diese soll risikobasiert sein
- Eine geeignete Dokumentation der Planung und Durchführung ist erforderlich.
- Die Analyse der Ergebnisse muss es erlauben anhand von Kriterien eine Bewertung vorzunehmen.

- /1/ DIN EN ISO/IEC 17025 „Allgemeine Anforderungen an die Kompetenz von Prüf- und Kalibrierlaboratorien (ISO/IEC 17025:2017)“ Deutsche und Englische Fassung EN ISO/IEC 17025:2017, www.din.de
- 2/ R 17025 K „Regel zur Akkreditierung von Kalibrierlaboratorien nach DIN EN ISO/IEC 17025:2018“
Revision 1.0 10. Februar 2025, www.dakks.de
- /3/ ILAC-P9:01/2024 „ILAC-Politik für Eignungsprüfungen und/oder Vergleiche zwischen Laboratorien, die keine Eignungsprüfungen sind“
(Deutsche Übersetzung) Datum der Übersetzung: 14. Februar 2025, www.dakks.de
- /4/ Richtlinie DKD-R 0-1 „Technische Kompetenzbereiche für Vergleichsmessungen“, Ausgabe 03/2025, Revision 1, <https://doi.org/10.7795/550.20250425>, www.ptb.de
- /5/ 71 SD 0 010 Anhang „Anhang 2 zur Regel zur Einbeziehung von Eignungsprüfungen in die Akkreditierung – Beispieltabellen“ Revision: 1.0 09.04.2013 (zurückgezogen), www.dakks.de –
- /6/ EA-4/18 G: 2021 “Guidance on the level and frequency of proficiency testing participation” 2021_rev01
- /7/ LI-014 „Verzeichnis des Regelwerks der DAkkS (Fundstellenverzeichnis über Verwaltungsvorschriften der DAkkS)“ Stand 18.02.2026
- /8/ LI-015 „Übersicht internationaler Regeln die in die Verwaltungspraxis der DAkkS für Akkreditierungsverfahren übernommen wurden“ Stand 02.12.2025

13. Workshop Gasmengenmessung – Gasanlagen – Gastechnik 2026

11. & 12. März

Vortrag 5

Neue PTB-Anforderungen für Rekonstruktionssysteme

Gerhard Kleppek
GASCADE Gastransport GmbH



1. Einleitung

Die deutsche Gasversorgung befindet sich im Wandel. Die Einspeisung klimaneutraler Gase wie Biomethan oder Wasserstoff, die zunehmende Volatilität der Gasqualitäten und die notwendige Flexibilisierung der Netze erfordert technische Lösungen, um Gasbeschaffenheiten korrekt zu erfassen und rechtskonform abzurechnen. Klassische Messsysteme stoßen dabei an Grenzen, da eine flächendeckende Ausstattung aller Ausspeisepunkte mit hochwertigen Gasbeschaffenheitsmessgeräten weder wirtschaftlich noch technisch sinnvoll sind.

Rekonstruktionssysteme bieten hier eine effiziente und flexible Alternative. Sie berechnen die Gasbeschaffenheit durch Zustandsrekonstruktion des gesamten Netzes, basierend auf Messwerten an Einspeisepunkten, Volumenströmen, Stützgrößen und einer präzisen Netztopologie.

Die PTB-A 7.64 aus Dezember 1999 hat den Anforderung an Rekonstruktionssysteme über Jahrzehnte einen guten Dienst erwiesen. Durch das Eichgesetz aus 2015 ist es erforderlich geworden eine neue Regel zu schaffen, die den neuen gesetzlichen Anforderungen genügt. Um dem Anspruch gerecht zu werden, wurde die neue PTB Anforderung 7.64 neu verfasst. Die neue PTB-A 7.64 liegt im Entwurf 11/2024 vor und soll in diesem Jahr veröffentlicht werden. Die neue PTB-A 7.64 schafft hierfür den regulatorischen Rahmen und bildet damit eine zentrale Grundlage für die Messsicherheit und für die Energieabrechnung in Gasnetzen.

2. Grundlagen der Rekonstruktionssysteme

Rekonstruktionssysteme sind rechnerische Systeme zur vergangenheitsorientierten Ermittlung von Gasbeschaffenheitsgrößen wie z. B. Brennwert, Dichte, CO₂- oder H₂-Anteile. Sie beruhen auf der Bestimmung des Druck- und Fließzustands eines Gasnetzes und nutzen dafür:

- Messwerte von Volumenströmen an Ein- und Ausspeisepunkten
- Gasbeschaffenheitsmessungen an Einspeisepunkten
- Messwerte von Stützgrößen wie Temperatur und Druck
- Modellparameter der Netztopologie

Die PTB unterscheidet zwischen Brennwert-Rekonstruktionssystemen und Gasbeschaffenheits-Rekonstruktionssystemen, die auch die Stoffmengenanteile von weiteren Gaskomponenten zur Durchführung der k-Zahl Berechnung, mit einem Vollanalyseverfahren wie z.B. die AGA 92 DC ermöglichen.

3. Systemarchitektur und Komponenten

Ein Rekonstruktionssystem besteht aus einer Vielzahl von Elementen, die in ihrer Gesamtheit ein eichfähiges System bilden:

3.1 Messgeräte

- Gasbeschaffenheitsmessgeräte an Einspeisepunkten
- Volumenmessgeräte an Ein- und Ausspeisepunkten
- Sensoren für Stützgrößen (z. B. Druck, Temperatur)
- Referenzmessgeräte zur Validierung

Alle eichpflichtigen Messgeräte müssen der MessEV entsprechen.

3.2 Datenverarbeitung und Software

Die PTB definiert klar die rechtlich relevanten Softwaremodule:

1. Anzeige der Messergebnisse (Prüfbarkeit)
2. Zustandsrekonstruktion (Messrichtigkeit)
3. Datenübertragungsprüfung (Messrichtigkeit)
 - 3.1 Sichere Datenübertragung
 - 3.2 Ersatzwertbildung
4. Auswertung von Referenzmessungen (Messrichtigkeit und Messbeständigkeit)

Ein Softwaremodul 5 kann wahlweise eins der 4 anderen Module ersetzen zur Validierung durch Vergleich. Die Software muss manipulationsgeschützt, getrennt von nicht relevanten Modulen und eindeutig identifizierbar sein. Regelmäßige Selbstüberprüfungen auf Integrität sind verpflichtend

3.3 Datensicherung

Alle Eingangsdaten, Stützdaten und Messergebnisse müssen sicher gespeichert werden, mindestens bis zum Ablauf aller Rechtsmittelfristen, jedoch mindestens zwei Jahre. Messergebnisse müssen digital signiert werden.

4. Messtechnische Anforderungen

4.1 Fehlergrenzen

Es gelten folgende Fehlergrenzen (Tabellen 1 bis 3) für die Gasbeschaffenheitsgrößen an den Ausspeisepunkten:

Tabelle 1: Anzuwendende Fehlergrenzen für Brennwert-Rekonstruktionssysteme

Messgröße	Fehlergrenze
Brennwert $H_{s,n}$ (trockenes Gas im Normzustand)	0,8% vom Messbereichsendwert

Tabelle 2: Anzuwendende Fehlergrenzen für Gasbeschaffenheits-Rekonstruktionssysteme

Messgröße	Fehlergrenze
Brennwert $H_{s,n}$ (trockenes Gas im Normzustand)	0,8% vom Messbereichsendwert
Dichte im Normzustand ρ_n	1 % vom Messergebnis
Stoffmengenanteil Kohlenstoffdioxid x_{CO_2}	0,6 % (Stoffmengenanteil in Prozent)
Stoffmengenanteil Wasserstoff x_{H_2}	0,4 % (Stoffmengenanteil in Prozent)

Tabelle 3: Anzuwendende Fehlergrenzen für die Ermittlung der einzelnen Komponenten in Gasbeschaffenheits-Rekonstruktionssystemen

Messgröße	Fehlergrenze ausschließlich zur Bestimmung der K-Zahl (jeweils Stoffmengenanteil in %)
Stoffmengenanteil Methan	0,6
Stoffmengenanteil Ethan	0,6
Stoffmengenanteil Propan	0,4
Stoffmengenanteil n-Butan	0,2
Stoffmengenanteil 2-Methylpropan (Isobutan)	0,2
Stoffmengenanteil n-Pentan	0,08
Stoffmengenanteil 2-Methylbutan (Isopentan)	0,08
Stoffmengenanteil 2,2-Dimethylpropan (Neopentan)	0,08
Stoffmengenanteil Hexane	0,08
Stoffmengenanteil Höhere Kohlenwasserstoffe	0,08
Stoffmengenanteil Hexane und höhere Kohlenwasserstoffe	0,08
Stoffmengenanteil Wasserstoff	0,4
Stoffmengenanteil Kohlenstoffmonoxid	0,4
Stoffmengenanteil Helium	0,4
Stoffmengenanteil Stickstoff	0,6
Stoffmengenanteil Sauerstoff	0,4
Stoffmengenanteil Kohlenstoffdioxid	0,6

Diese Vorgaben sind entscheidend für die Energiebilanzierung und Abrechnung.

4.2 Reproduzierbarkeit und Wiederholbarkeit

- Unterschiedliche Rechner, Benutzer oder Programme dürfen nur geringfügige Abweichungen erzeugen.
- Wiederholte Berechnungen mit identischen Daten müssen nahezu identische Ergebnisse liefern (ein Zehntel der unter 4.1 genannten Fehlergrenzen).

4.3 Plausibilisierung und Ersatzwertbildung

Vor jeder Rekonstruktion müssen sämtliche Eingangsdaten automatisiert auf Vollständigkeit und Plausibilität geprüft werden. Fehlen notwendige Daten, muss der Rekonstruktionslauf abgebrochen werden.

Ersatzwertbildung ist erlaubt, jedoch streng geregelt und muss als solche gekennzeichnet werden.

5. Validierung durch Referenzmessungen

Die 7.64 verlangt eine klar definierte Prüfstrategie:

- **permanente Referenzmessungen**
- **temporäre Messungen** (z. B. mobile PGCs)
- **stichprobenartige Messungen**

Wesentlich ist, dass Referenzmesswerte **nicht** als Eingangsdaten genutzt werden dürfen. Sie dienen ausschließlich der Überwachung der Systemgenauigkeit und dem Nachweis, dass die Fehlergrenzen eingehalten werden.

6. Verwendungspflichten der Netzbetreiber

Netzbetreiber tragen erhebliche Verantwortung:

- Einhaltung der Verkehrsfehlergrenzen (das Doppelte der Fehlergrenzen)
- Durchführung regelmäßiger Referenzmessungen
- Dokumentation sämtlicher Systemänderungen
- Sicherstellung der Eignung aller Messgeräte
- Bereitstellung von qualifiziertem Personal
- Betrieb des Systems gemäß den beizufügenden Informationen
- Meldung wesentlicher Änderungen an KBS und Eichbehörde

Verstöße können zu ungültigen Messergebnissen, Abrechnungsfehlern oder zum Wegfall der Eichgültigkeit führen.

7. Methoden zum Integritätsschutz rechtlich relevanter Software.

Es gibt zwei Hauptansätze:

1. **Physisch gesicherte Hardware/Software:**

Die Software läuft in einer geschützten Umgebung und führt selbstständig Integritätsprüfungen wie Hash- oder Checksummenberechnungen durch.

2. **Softwarebasierte Sicherung:**

a) **Challenge-Response-Hashverfahren:** Ein vertrauenswürdiges Prüfmodul gibt einen Zufallswert vor. Die Software erstellt damit einen dynamischen Hash über ihren

Code und Konfigurationsdaten, der anschließend mit Sollwerten verglichen wird.

b) **Funktionsprüfung mit Testdaten:** Das Prüfmodul wählt zufällige Testdaten, die von der Software verarbeitet werden. Das Ergebnis wird ebenfalls gegen Sollwerte geprüft.

Diese Verfahren lassen sich sowohl für lokale Systeme als auch für verteilte Umgebungen wie Cloud-Systeme anwenden. Weitere Anforderungen bleiben davon unberührt.

8. Einordnung in die zukünftige Gasversorgung

Die Bedeutung von Rekonstruktionssystemen nimmt durch folgende Entwicklungen stark zu:

- steigende Einspeisung von Wasserstoff
- Ausbau dezentraler Einspeisung
- zunehmende Netzflexibilität
- höhere Dynamik von Misch- und Pendelzonen
- steigende Anforderungen an Transparenz und Auditierbarkeit

Rekonstruktionssysteme ermöglichen die rechtssichere Bestimmung von Gasqualitäten auch in Netzen, in denen heterogene Gasströme koexistieren. Sie sind ein unverzichtbarer Baustein der zukünftigen molekularen Infrastruktur.

9. Fazit

Die PTB-A 7.64 definiert ein detailliertes und anspruchsvolles Regelwerk für Brennwert- und Gasbeschaffenheits-Rekonstruktionssysteme. Die Richtlinie verbindet technische, organisatorische und regulatorische Anforderungen und gewährleistet damit, dass rekonstruktive Verfahren den gleichen messtechnischen Stellenwert wie klassische Messgeräte einnehmen.

Rekonstruktionssysteme sind damit nicht nur Werkzeuge zur Kosteneffizienz, sondern integrale Bestandteile einer sicheren, transparenten und zukunftsfähigen Energieversorgung.

Literatur

- Physikalisch-Technische Bundesanstalt: *PTB-A 7.64 – Brennwert- und Gasbeschaffenheits-Rekonstruktionssysteme (Entwurf, 11/2024)*. Braunschweig/Berlin.

13. Workshop Gasmengenmessung – Gasanlagen – Gastechnik 2026

11. & 12. März

Vortrag 6

Lärmemissionen von Rohrleitungen

Dipl.-Ing. Robert Missal

KÖTTER Consulting Engineers GmbH



Einleitung

In vielen Industrieanlagen sind weitläufige Rohrleitungen anzutreffen in denen z. B. gasförmige Medien über weite Strecken transportiert werden. Unglücklicherweise werden in den Rohrleitungen nicht nur die unterschiedlichsten Medien, sondern auch Lärm sehr effizient über lange Strecken übertragen. Für die Berechnung der Lärmentstehung und -weiterleitung durch Rohrleitungen liefert die VDI-Richtlinie 3733 detaillierte Grundlagen. Bei bekannter Lärmquelle innerhalb der Rohrleitung, wie z. B. Entspannungsarmaturen, Verdichter, Gebläse oder die Geräusche aufgrund der Strömung des Mediums innerhalb der Rohrleitung, kann hiermit die Weiterleitung der Schallenergie über die Rohrleitung berechnet werden. Während bei der Schallabstrahlung ins Freie der Schalldruckpegel in Abhängigkeit von der Entfernung zur Schallquelle schnell abnimmt, da die Schallenergie sich auf einer immer größer werdenden Oberfläche z. B. einer Halbkugel verteilt, ist die Schallpegelabnahme in einer Rohrleitung auch bei größeren Entfernungen von der Schallquelle nur gering. Die Fläche, auf der sich die Schallenergie verteilt, bleibt konstant, solange sich die Querschnittsfläche der Rohrleitung nicht ändert. Eine Abnahme des Schalldruckpegels erfolgt daher nur durch Absorption innerhalb der Rohrleitung und der Übertragung eines Teils der Schallenergie durch die Rohrleitungswandung nach außen. Da beide Anteile auf einem sehr geringen Niveau liegen, wird die Schallenergie in der Rohrleitung über weite Strecken ohne nennenswerte Verluste transportiert.

Rohrleitungseigene Schallquellen

Für die Berechnung des Strömungsrauschen innerhalb der Rohrleitung liefert diese Richtlinie ebenfalls die mathematischen Grundlagen (siehe Gleichung (1)), wobei in erster Näherung eine Verdoppelung der Strömungsgeschwindigkeit innerhalb der Rohrleitung bei gleichem Medium und identischen Betriebsbedingungen zu einer Erhöhung des strömungsbedingten Schalldruckpegels in der Rohrleitung von ca. 18 dB führt (siehe Abbildung 1).

$$L_{wi} = K + 60 \lg \frac{w}{w_0} + 10 \lg \frac{S}{S_0} + 10 \lg \frac{p}{p_0} - 25 \lg \frac{NT}{N_0 T_0} - 15 \lg \frac{\kappa}{\kappa_0} \quad (1)$$

K	≈	8 - 0,16 w	N	=	spezifische Gaskonstante
w	=	Strömungsgeschwindigkeit in der Rohrleitung	N ₀	=	287 J/(kg K)
w ₀	=	1 m/s	κ ₀	=	1,4
p ₀	=	101.325 Pa	S	=	Fläche
T ₀	=	273 K	S ₀	=	1 m ²

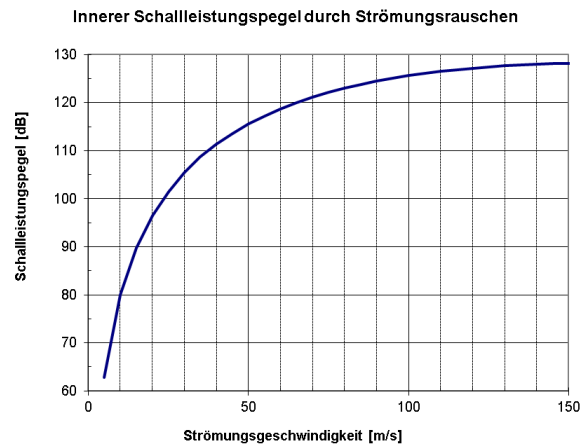


Abbildung 1: Innerer Schallleistungspegel durch Strömungsrauschen

Die Frequenzzusammensetzung des Strömungsrauschens ist breitbandig mit den höchsten Pegeln in den Oktavbändern 250 Hz bis ca. 2.000 Hz (siehe Abbildung 2).

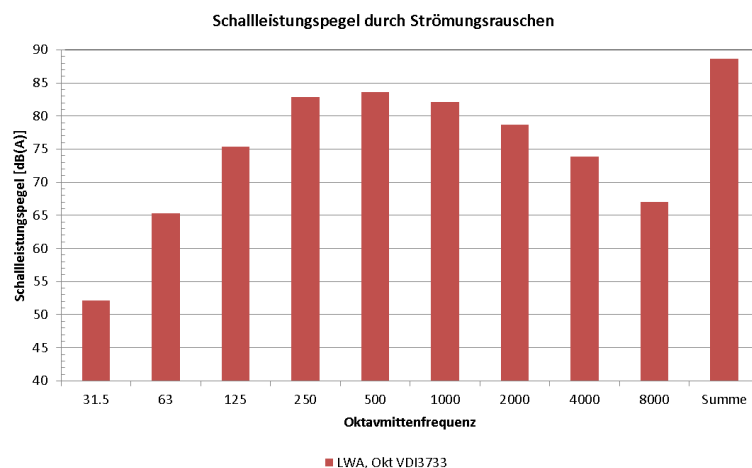


Abbildung 2: Schallleistungspegel durch Strömungsrauschen in Oktavbandbreite

Wird die Strömung durch Hindernisse gestört, die in die Strömung hineinragen wie z. B. Gitter, Streben oder Kanten, können zusätzlich Strömungswirbel mit periodischen Druckschwankungen entstehen, die zu Einzeltönen mit erheblicher Amplitude führen. Die Frequenzen f dieser Einzeltöne, die auch als Schneiden-, Kanten- oder Hiebtöne bezeichnet werden, lassen sich mit Hilfe der Strouhal-Zahl St berechnen (siehe Gleichung (2)).

$$f = St \frac{w}{d} \quad (2)$$

St = Strouhal-Zahl

d = Durchmesser des Hindernisses

w = Anströmgeschwindigkeit

Fällt diese Anregungsfrequenz zufällig mit einer akustischen Eigenfrequenz eines Bauteils innerhalb der Rohrleitung zusammen wie z. B. Stutzen oder Hohlräume, können diese Einzeltöne mit sehr hoher Intensität am Ort des Geschehens aber auch in größerer Entfernung zu erheblichen Problemen führen (siehe Abbildungen 3 und 4).

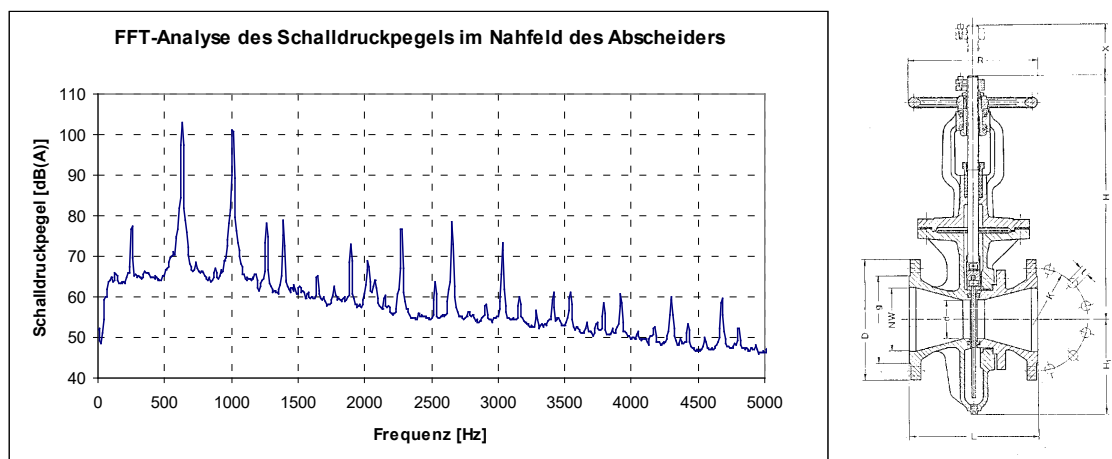


Abbildung 3: Gemessener Schalldruckpegel im Nahfeld einer Rohrleitung (Beispiel 1)

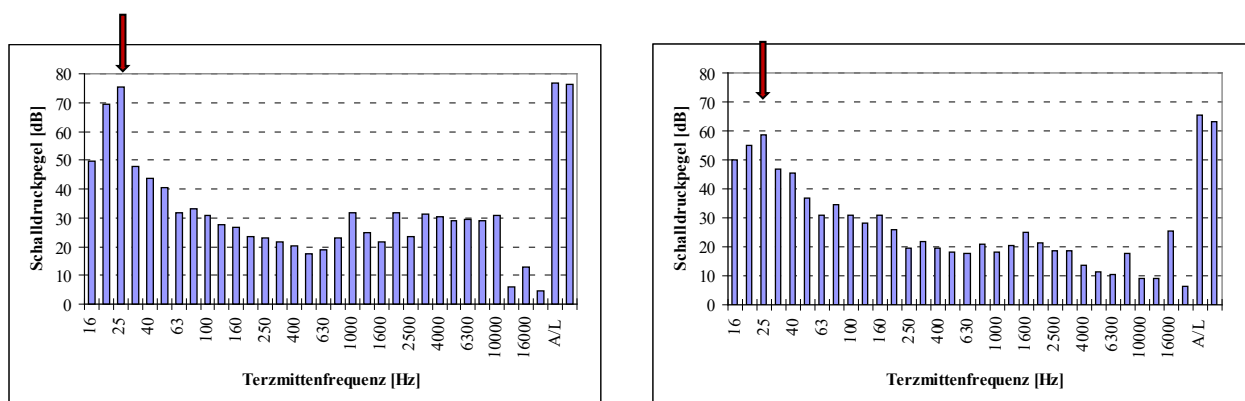


Abbildung 4: Terzanalyse des Schalldruckpegels am Immissionsort in der Nachbarschaft (Beispiel 2), linkes Diagramm: Ausgangssituation, rechtes Diagramm: mit geöffnetem Blindflansch

Rohrleitungszugeordnete Schallquellen

Zusätzlich zu diesen internen Geräuschquellen wird die Lärmsituation in der Rohrleitung durch externe Schallquellen wie z. B. Gebläse, Turbinen, Verdichter oder Armaturen maßgeblich beeinflusst. Die Höhe der in die Rohrleitung eingespeisten Schallleistung wird vom Hersteller derartiger Schallquellen berechnet und bei Bedarf auch an die Kunden weitergegeben. Die Erfahrung hat gezeigt, dass insbesondere die Schallleistung häufig unterschätzt wird, die durch Armaturen mit einem großen Differenzdruck in die angeschlossenen Rohrleitungen eingeleitet wird. In den nachfolgenden Abbildungen 5 und 6 sind beispielhaft die Betriebsbedingungen für eine Druckreduzierarmatur sowie die dafür vom Hersteller der Armatur berechneten Schallangaben dargestellt.

Bauart	mehrstufiges Lochkäfigventil			
Anzahl der Entspannungsstufen	2			
Rohr am Ventilaustritt:				
Außendurchmesser [mm]	890,0	Ventilgehäuse:		
Wanddicke [mm]	132,5	Schallschulterung ohne Abstandshalter		
		Isolierung Dicke [mm]	100	
Rohrleitung vor Ventil				
Außendurchmesser [mm]	406,4	Außendurchmesser [mm]	406,4	
Wanddicke [mm]	40,0	Wanddicke [mm]	40,0	
Länge [m]	50	Länge [m]	50	
Krümmen je Rohrlänge [1/m]	0,04	Krümmen je Rohrlänge [1/m]	0,04	
Rohrleitung nach Ventil				
Außendurchmesser [mm]	406,4	Außendurchmesser [mm]	406,4	
Wanddicke [mm]	40,0	Wanddicke [mm]	40,0	
Länge [m]	50	Länge [m]	50	
Krümmen je Rohrlänge [1/m]	0,04	Krümmen je Rohrlänge [1/m]	0,04	
Schallschulterung ohne Abstandshalter				
Isolierung Dicke [mm]	100	Isolierung Dicke [mm]	100	
Rohrmaterial: Dichte: 7800 kg/m³ Longitudinal-Wellengeschwindigkeit: 5100 m/s				
Isolierung: Flächenbezogene Masse des Außenmantels: 9,0 kg/m² (Schallschulterung)				
Betriebsfall				
Strömungsmedium: Erdgas				
Normdichte [kg/(N)m³]	0,881	Temperatur vor Ventil [°C]	35,0	
Isentropenexponent	1,31	Temperatur nach Ventil [°C]	20,0	
Realgasfaktor	1,00	Druck vor Ventil [bar abs]	150,00	
		Druck nach Ventil [bar abs]	60,00	
		Durchsatz [1000 (N)m³/h]	200,00	
Schallgeschwindigkeit vor Ventil: 412 m/s				
Strömungsgeschwindigkeit vor Ventil am Ventilaustritt nach Ventil: 5 3 12 m/s				

Abbildung 5: Betriebsbedingungen für eine Druckreduzierarmatur

In Rohrleitung nach Ventil eingestrahlte Geräusche									
Frequenz [Hz]	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	Summe
LWA in Rohr nach Ventil	97	107	114	119	128	134	139	137	142
Rohrleitungen und Ventilgehäuse ohne Isolierung									
Frequenz [Hz]	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	Summe
LWA Rohr vor Ventil	49	67	81	89	100	107	108	102	112
LWA Rohr nach Ventil	55	73	87	96	107	115	118	112	121
LWA Ventilgehäuse	66	74	80	84	93	99	101	95	105
LWA Ventiltrieb, geschätzt	61	69	75	79	88	94	96	90	100
LWA Summe	67	77	89	97	108	116	118	112	121
LA 1m vom Ventil (Freifeld)	53	62	70	75	84	91	93	87	96
Rohrleitungen und / oder Ventilgehäuse mit Isolierung									
Frequenz [Hz]	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	Summe
LWA Rohr vor Ventil	54	66	72	72	73	71	68	62	79
LWA Rohr nach Ventil	60	72	78	79	80	79	78	72	86
LWA Ventilgehäuse	71	75	72	67	66	64	61	55	78
LWA Ventiltrieb, geschätzt	61	69	75	79	88	94	96	90	100
LWA Summe	71	78	81	82	89	95	96	90	100
LA 1m vom Ventil (Freifeld)	57	63	64	66	74	80	82	76	86
LWA: A-Schallleistungspegel in dB re 10 ⁻¹² W LA: A-Schalldruckpegel in dB re 2·10 ⁻⁵ Pa									

Abbildung 6: Schallleistungs- und Schalldruckpegel der Armatur in Oktavbandbreite

Wie aus der Abbildung 6 zu entnehmen ist, werden bei dem hier betrachtetem Betriebszustand Schallleistungspegel in der Rohrleitung von 142 dB(A) erwarten. Verantwortlich für diese hohen Schallleistungspegel ist neben dem hohen Massenstrom insbesondere der hohe Differenzdruck sowie die Bauart der Armatur. Die Abhängigkeit der Schallleistung vom Differenzdruck bei konstantem Massenstrom ist der nachfolgenden Abbildung 7 dargestellt. Die Abbildung 8 zeigt die Abhängigkeit vom Massenstrom bei konstantem Differenzdruck.

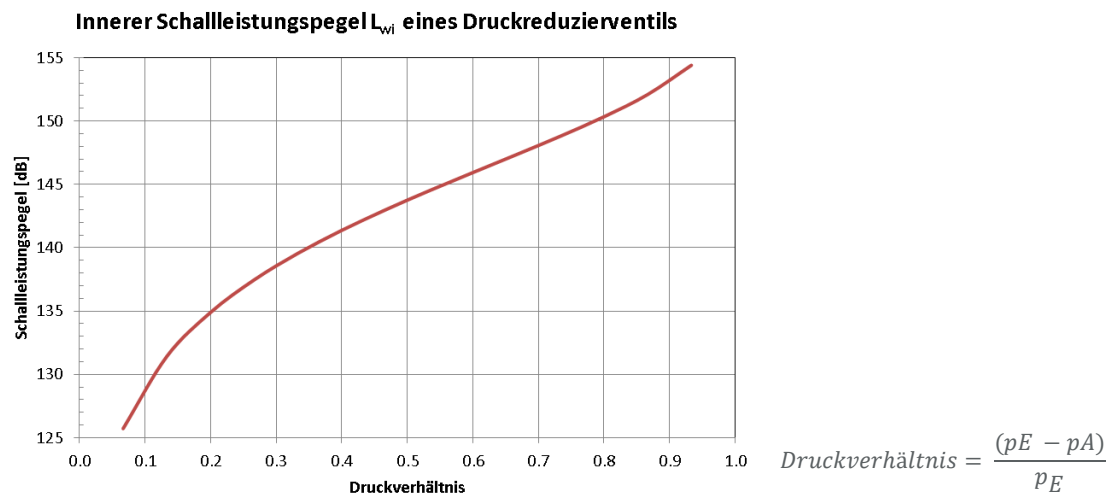


Abbildung 7: Innerer Schallleistungspegel eines Druckreduzierventils in Abhängigkeit vom Druckverhältnis, Medium Erdgas, Massenstrom 175.000 kg/h, Eingangsdruck 150 bar

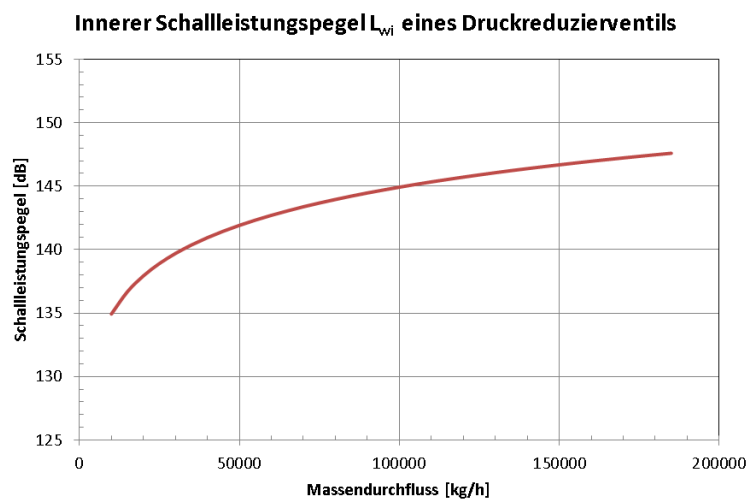


Abbildung 8: Innerer Schallleistungspegel eines Druckreduzierventils in Abhängigkeit vom Massenstrom, Medium Erdgas, Eingangsdruck 150 bar, Ausgangsdruck 50 bar

Derartig hohe Schallleistungspegel führen nicht nur zu Problemen mit erhöhten Lärmemissionen der angeschlossenen Rohrleitungen, sondern können auch zu einem Versagen der Rohrleitung führen (siehe Abbildung 9).



Abbildung 9: Akustischer Ermüdungsbruch durch sehr hohe Schallleistungspegel in der Rohrleitung, kritisch: $L_w > 155 \text{ dB}$

Die Schallleistung wird über das Medium als Fluidschall und über die Rohrleitung als Körperschall weitergeleitet und als Luftschall in die Umgebung abgestrahlt. Innerhalb der Rohrleitung können akustische Quermoden auftreten, die zu einer Erhöhung der Schallleistung bei bestimmten Frequenzen führen. In der Rohrleitungswandung treten mechanische Resonanzen auf, die zu einer Verringerung der Schalldämmung der Rohrleitung führen. Die Pegelabnahme entlang der Rohrleitung ist im Vergleich zu einer freien Schallausbreitung auf einer Hüllfläche um eine Schallquelle relativ gering, da nur ein geringer Teil der Schallenergie auf dem Ausbreitungsweg gedämpft bzw. über die Rohrleitungswandung nach außen abgestrahlt wird (siehe Abbildung 10).

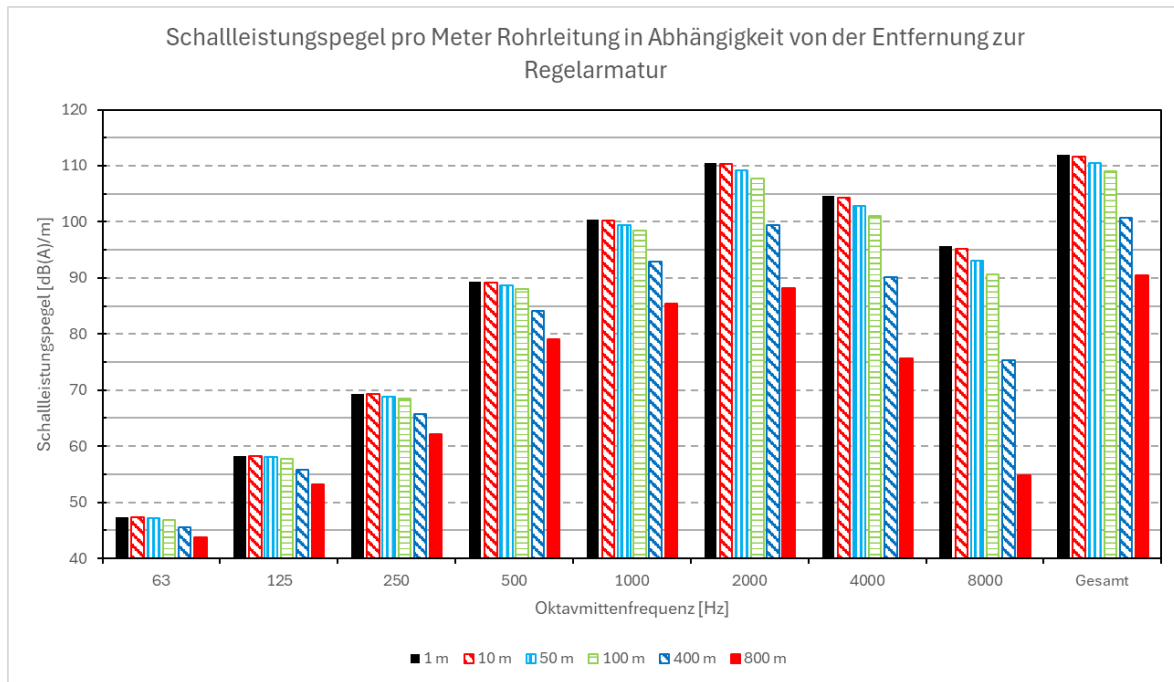


Abbildung 10: Schalleistungspegel der von 1 m Rohrleitung abgestrahlt wird in Abhängigkeit von der Entfernung zur Armatur, Medium: Erdgas, Rohrleitung 813 x 7 mm, Volumenstrom 35.000 Nm³/h

Sollen in einer Anlage lange Rohrleitungsstrecken überirdisch geführt werden, kann die hohe Schalleistung der Rohrleitung zu Lärmproblemen in der Nachbarschaft führen. Zur Verringerung der Lärmemissionen kommen grundsätzlich folgende Maßnahmen in Frage:

- Minderung der Schallentstehung durch Verwendung lärmarmen Armaturen
- Minderung der Schallausbreitung im Fluid durch den Einsatz von Schalldämpfern
- Minderung der Körperschallübertragung durch z. B. den Einbau von Kompensatoren oder Sperrmassen
- Minderung der Luftschallabstrahlung der Rohrleitung durch korrekte Abstimmung der Rohrleitungsabmessungen oder Erhöhung der Schalldämmung der Rohrleitung

Beispiel lärmarme Armaturen

Durch den Einbau von lärmarmen Armaturen kann unmittelbar an dem Entstehungsort eine deutliche Verbesserung der Lärmsituation erzielt werden. Mittlerweile haben viele Hersteller derartige Armaturen im Lieferprogramm, wobei das Prinzip der Lärminderung bei allen Herstellern vergleichbar ist. Durch den Einsatz zusätzlicher Drosselstellen sowie der Aufteilung der Drosselstelle auf viele kleine Querschnitte (siehe Abbildung 11) wird eine deutliche Verringerung der Schalleistung durch die Druckentspannung erzielt.

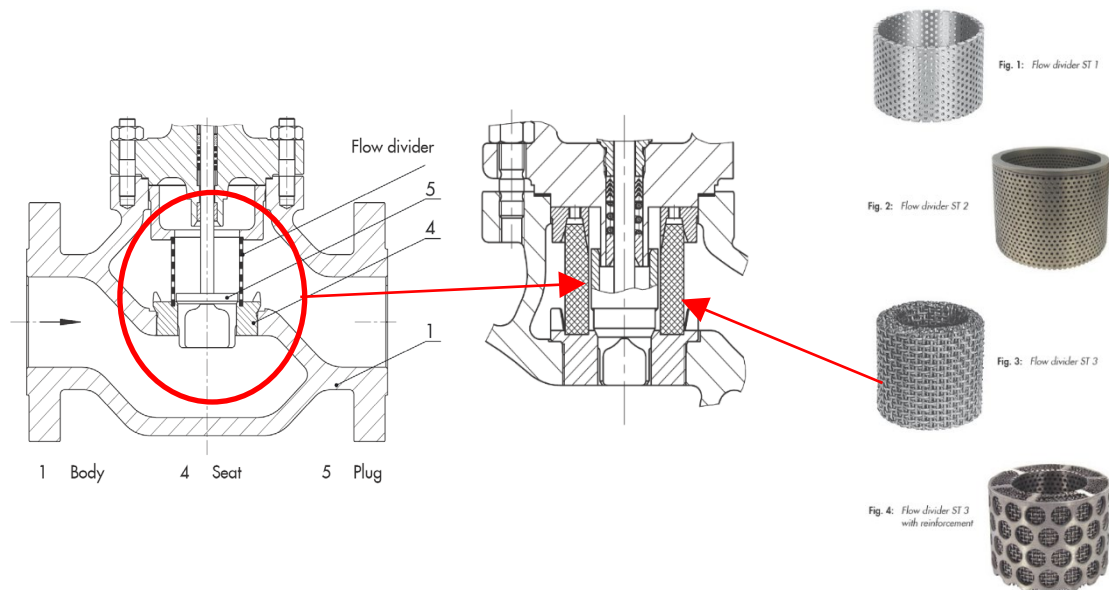


Abbildung 11: Lärmarme Armatur der Firma Samson, Lärminderung bis 30 dB

Wie groß der Effekt einer derartigen lärmarmen Armatur ist, lässt sich an folgendem Beispiel verdeutlichen:

Eingangsdaten der Berechnung

Druck Eingangsseite	55	bar_a
Druck Ausgangsseite	41	bar_a
Volumenstrom	1,400,000	Nm ³ /h
Temperatur	10	°C
Medium	Erdgas trocken	
Rohrleitung	32	" ANSI 600

	Hersteller A	Hersteller B	Hersteller C	
Schalldruckpegel in 1 m Abstand	107.6	103.3	86.1	dB(A)
Innerer Schalleistungspegel	145.5	141.3	124.3	dB(A)

Berechnung der Schalleistung, die von 100 m Rohrleitung über die Rohrleitungswandung abgestrahlt wird bei einem Einbau der Armatur vom Hersteller C:

	Summe	Oktavmittenfrequenz					Einheit
		500 Hz	1 kHz	2 kHz	4 kHz	8 kHz	
Innerer Schallleistungspegel	124,3	109,4	112,4	115,4	118,4	121,4	dB(A)
Schalldämmung der Rohrleitung		34,2	28,1	22,1	31,2	40,2	dB
Schalldruckpegel in 1 m Abstand von der Armatur einschl. 1 m Rohrleitung	85,7	74,2	78,9	80,2	80,0	77,9	dB(A)
Schallleistungspegel der Armatur einschl. 1 m Rohrleitung	98,2	86,7	91,4	92,7	92,5	90,4	dB(A)
Schallleistungspegel von 100 m Rohrleitung	118,3	101,7	109,5	114,9	113,0	107,5	dB(A)

Obwohl bei diesem Berechnungsbeispiel die leisere Armatur des Herstellers C berücksichtigt wurde, ist die Schallleistung, die unmittelbar von der Armatur einschl. 1 m Rohrleitung mit 98,2 dB(A) im Vergleich zu der Schallleistung, die von 100 m Rohrleitung stromab dieser Armatur mit 118,3 dB(A) abgestrahlt wird, vernachlässigbar.

Beispiel Änderung der Wandstärke der Rohrleitung

Zur Verringerung der Lärmemissionen einer Rohrleitung kann die Wandstärke der Rohrleitung erhöht werden. Allerdings ist die dadurch erreichbare Verbesserung nur gering, wie folgendes Beispiel zeigt.

Schallleistungspegel im Oktavband von 1 m Rohrleitung									
Beschreibung	Summe	125	250	500	1000	2000	4000	8000	Hz
RMG 512 DN 150/400 SR mit Rohrltg. 610 x 7,1	99.1	37.4	55.9	71.6	83.9	96.7	94.5	86.3	dB(A)
RMG 512 DN 150/400 SR mit Rohrltg. 610 x 8,8	98.2	36.4	54.9	70.4	82.9	95.8	93.6	85.4	dB(A)
RMG 512 DN 150/400 SR mit Rohrltg. 610 x 11	97.2	35.3	53.8	69.3	81.8	94.7	92.6	84.4	dB(A)

Durch die Vergrößerung der Wandstärke der Rohrleitung von 7,1 mm auf 11 mm kann nur eine Verringerung der von der Rohrleitung abgestrahlten Schallleistung von 1,9 dB erreicht werden.

Beispiel Einbau eines Schalldämpfers

Eine weitere Möglichkeit den Schallleistungspegel der Rohrleitung zu reduzieren ist der Einbau von Schalldämpfern. Das nachfolgende Beispiel zeigt die mögliche Reduzierung, die durch den Einbau eines Schalldämpfers erreicht werden kann.

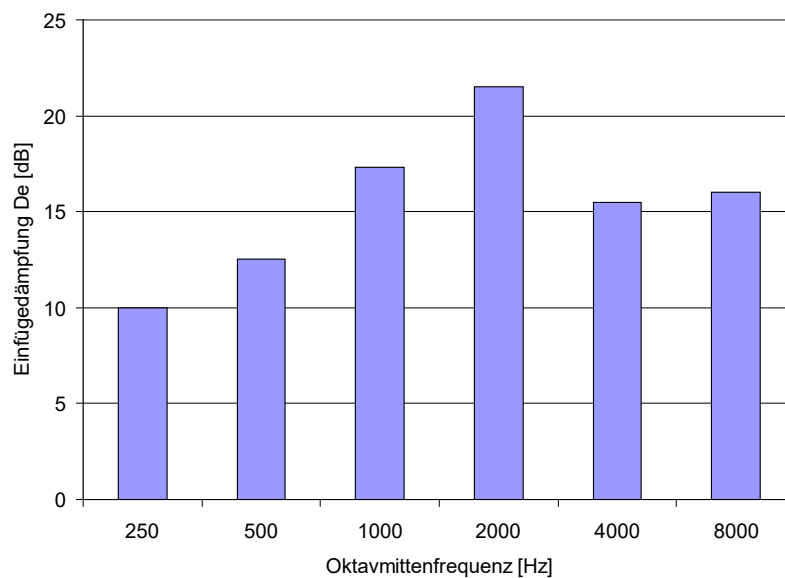
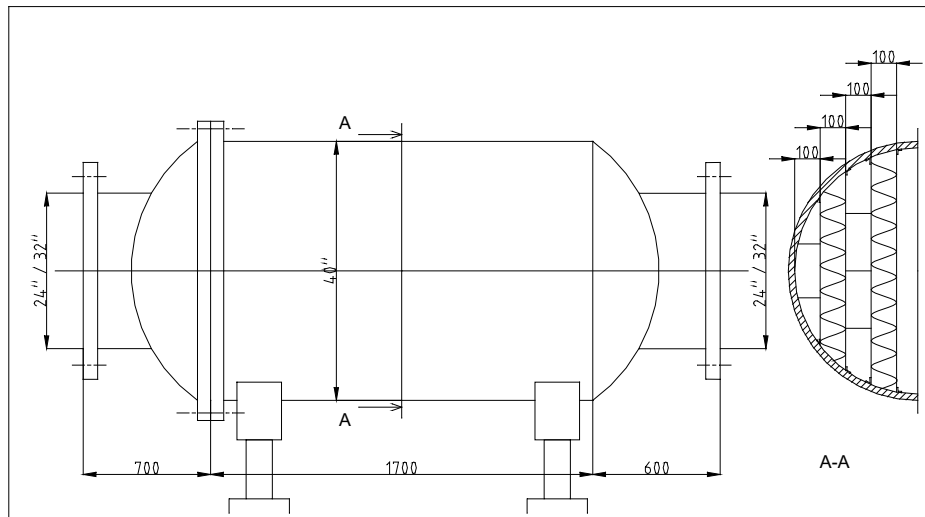
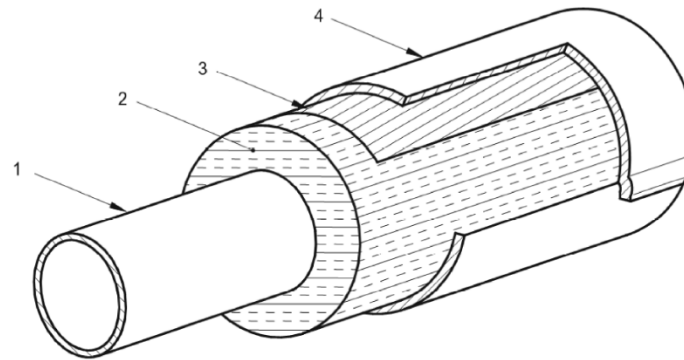


Abbildung 12: Absorptionsschalldämpfer und die berechnete Einfügedämpfung

Beispiel Rohrleitungsisolierung

Für die nachträgliche Sanierung einer erhöhten Lärmemission der Rohrleitung bleibt oft nur die Isolierung der Rohrleitung. Wird diese Maßnahme fachgerecht umgesetzt, kann dadurch eine deutliche Verbesserung der Lärmsituation erzielt werden. Allerdings muss bei dieser Maßnahme berücksichtigt werden, dass aufgrund der geringen Pegelabnahme mit der Entfernung von der Quelle ein erheblicher Teil der Rohrleitung mit einer derartigen Isolierung versehen werden muss.

**Legende**

- 1 Rohr
- 2 Poröser Absorber
- 3 Zusatzmasse oder Dämpfungsschicht
- 4 Verkleidung

Abbildung 13: Aufbau einer Rohrleitungsisolierung

Die mit dieser Maßnahme erzielbare Verringerung der Schallleistung ist in der DIN ISO 15665 beschrieben:

Tabelle 1 — Für jede einzelne Klasse erforderliches Mindest-Einfügungsdämpfungsmaß

Klasse	Nenndurchmesser-Bereich D mm	Oktavband-Mittenfrequenz, Hz						
		125	250	500	1 000	2 000	4 000	8 000
		Mindest-Einfügungsdämpfungsmaß, dB						
A1	$D < 300$	-4	-4	2	9	16	22	29
A2	$300 \leq D < 650$	-4	-4	2	9	16	22	29
A3	$650 \leq D < 1\,000$	-4	2	7	13	19	24	30
B1	$D < 300$	-9	-3	3	11	19	27	35
B2	$300 \leq D < 650$	-9	-3	6	15	24	33	42
B3	$650 \leq D < 1\,000$	-7	2	11	20	29	36	42
C1	$D < 300$	-5	-1	11	23	34	38	42
C2	$300 \leq D < 650$	-7	4	14	24	34	38	42
C3	$650 \leq D < 1\,000$	1	9	17	26	34	38	42

Abbildung 14: Klassen der Rohrleitungsisolierung und Mindest-Einfügungsdämpfungsmaße

Eine genaue Beschreibung des Aufbaus derartiger Rohrleitungsisolierungen ist in der Norm enthalten. Zu beachten ist bei dem Einbau derartiger Rohrleitungsisolierungen, dass im tieffrequenten Bereich eine Verschlechterung der Lärmsituation zu erwarten ist (siehe Abbildung 14).

Auswirkung einer veränderten Gaszusammensetzung

In der aktuellen Diskussion um die Beimischung von Wasserstoff oder gar der Verwendung des bestehenden Rohrleitungsnetzes für den Transport von reinem Wasserstoff muss auch die Akustik in der Rohrleitung betrachtet werden. Da bereits bei der Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas eine Veränderung der Gasdaten wie z. B. Dichte und Schallgeschwindigkeit erfolgt und bei einer Schallerzeugung in einer Druckreduzierung eine Verschiebung der dominanten Frequenzen zu erwarten ist, kann eine bis dato akustisch unauffällige Rohrleitung nach der Umstellung zu erheblichen Lärmproblemen auf dem Betriebsgelände oder in der Nachbarschaft führen (siehe Abbildung 15 und 16).

Schalldruckpegel innerhalb der Rohrleitung

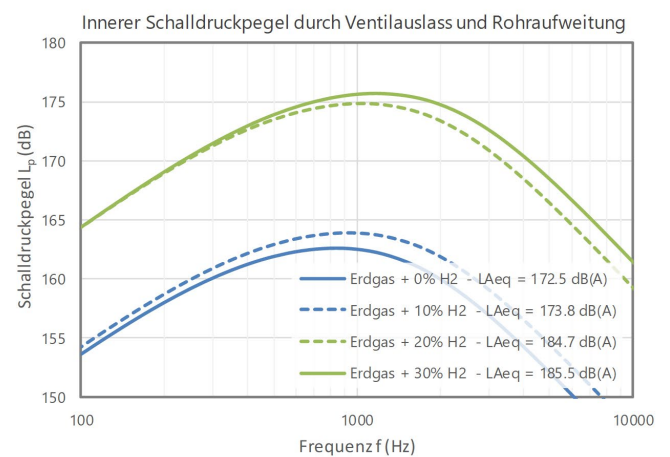
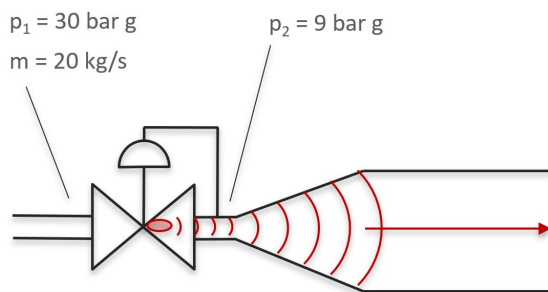


Abbildung 15: Schalldruckpegel in der Rohrleitung stromab einer Druckregelarmatur

Schalldruckpegel außerhalb der Rohrleitung

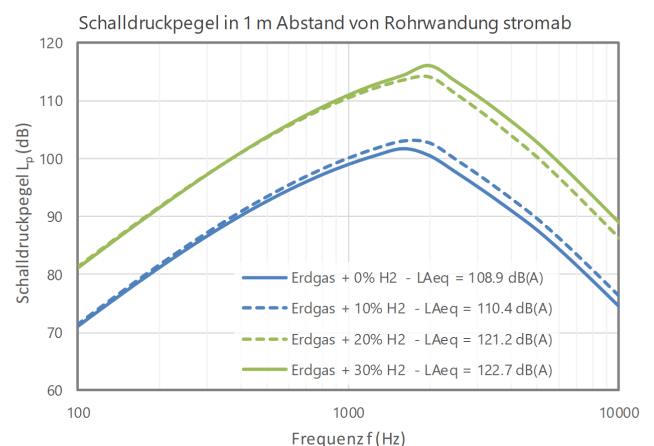
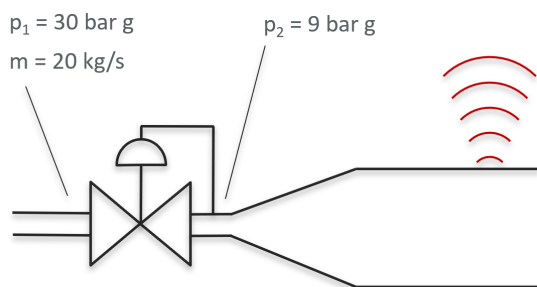


Abbildung 16: Schalldruckpegel in 1 m Abstand von der Rohrleitung stromab einer Druckregelarmatur

Wie aus diesem Beispiel zu erkennen ist, ist bereits bei gleichem Massenstrom von 20 kg/s und einer Beimischung von bis zu 30% H₂ mit einer deutlichen Erhöhung der Lärmmissionen der Rohrleitung stromab der Druckregelarmatur von immerhin 13,8 dB(A) zu rechnen.

Wird das bestehende Rohrleitungssystem von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt, macht sich besonders die deutlich geringere Dichte von H₂ im Vergleich zum Erdgas bemerkbar. Wenn durch ein Rohrleitungsnetz die gleiche Leistung (Energie pro Zeit) transportiert werden soll, so muss die Strömungsgeschwindigkeit innerhalb der Rohrleitung aufgrund der geringeren Dichte von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas um den Faktor 3,7 erhöht werden. Diese Erhöhung führt zu einem deutlichen Anstieg des strömungsbedingten Schalldruckpegels innerhalb der Rohrleitung und kann bis zu 7 dB(A) betragen. Da darüber hinaus die Verteilung des Schalldruckpegels in den einzelnen Oktavbändern verändert wird, nimmt in einigen Fällen die Schallabstrahlung der Rohrleitung zu, da mehr Energie in den Frequenzbereich verschoben wird, in dem die Schalldämmung der Rohrleitung ein Minimum hat. Insgesamt betrachtet kann die Umstellung des Mediums innerhalb der Rohrleitung von Erdgas auf Wasserstoff daher zu einer Erhöhung der Schallleistung der Rohrleitung von über 10 dB(A) führen (siehe Tabelle 1 und Abbildung 17).

Beispiel Strömungsrauschen:

Rohrleitung DN 250, Druck 50 bar a, Temperatur 20 °C

	Erdgas	H ₂
Molmasse [kg/kmol]	19,02	2,016
Gaskonstante [J/(kg K)]	437	4124,6
Adiabatexponent [-]	1,31	1,41
Normdichte [kg/m ³]	0,85	0,09
Heizwert [kWh/kg]	13,2	33,2
Strömungsgeschwindigkeit [m/s]	19,8	74,1
Leistung [MW]	1.798,5	1.798,5
Massenstrom [kg/h]	136.253,8	54.171,3
Volumenstrom [m ³ /h]	3.491,0	13.100,0
Schallleistungspegel Strömungsrauschen [dB(A)]	73,7	80,6
Schallleistungspegel der von 1 m Rohrleitung abgestrahlt wird [dB(A)]	39,5	51,2

Tabelle 1: Gasdaten und Strömungsrauschen bei gleichem Energietransport (Leistung in MW) für Erdgas und Wasserstoff

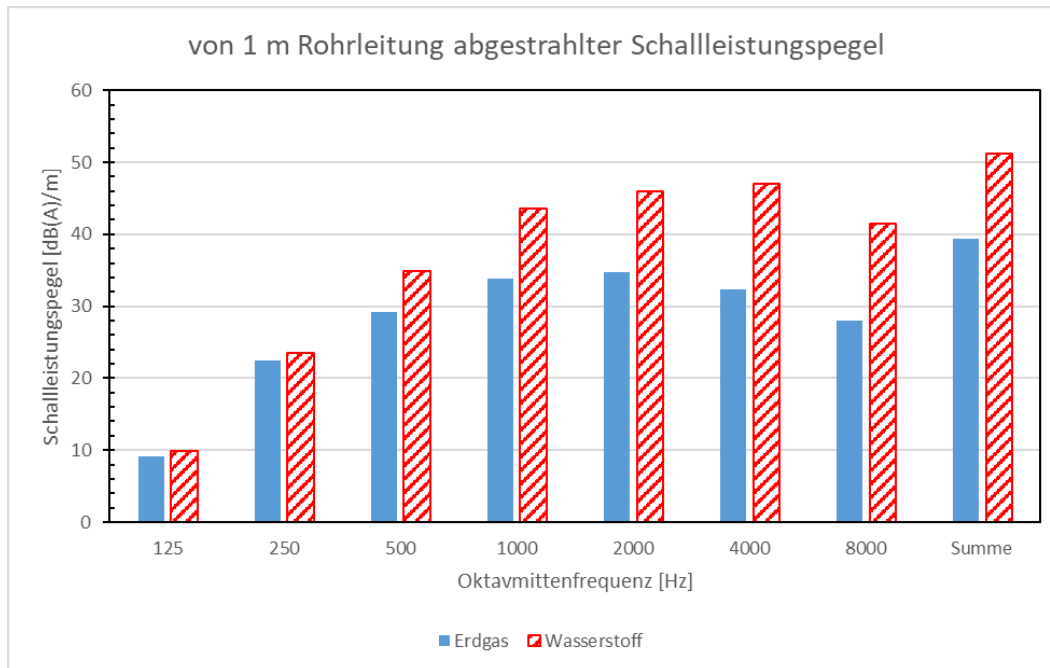


Abbildung 17: Schallleistungspegel der je Meter Rohrleitung abgestrahlt wird, Beispiel aus Tabelle 1

In vielen Anwendungsfällen mag diese Erhöhung der von der Rohrleitung abgestrahlten Schallleistung akzeptabel sein. In einigen Anwendungsfällen, insbesondere wenn die Lärmsituation auf dem Betriebsgelände oder in der Nachbarschaft in der Vergangenheit bereits zu Problemen geführt hat, kann durch die Änderung des Mediums innerhalb der Rohrleitung die Betriebsgenehmigung der Anlage aufgrund der erhöhten Lärmemissionen gefährdet sein. Hier gilt es, bereits im Planungsstadium den Einfluss der geplanten Änderung auf die Lärmsituation zu betrachten und ggf. entsprechende Minderungsmaßnahmen auszulegen.

Fazit

Lärmemissionen von Rohrleitungen führen in Industrieanlagen, in denen die Rohrleitungen über weite Strecken oberirdisch verlegt sind, oft zu Problemen durch erhöhte Lärmmissionen in der Nachbarschaft. Durch eine akustische Betrachtung der relevanten Lärmquellen und Auswahl von z. B. lärmarmen Armaturen können bereits im Planungsstadium geeignete Maßnahmen ergriffen werden, um die Genehmigungsfähigkeit der Anlage zu gewährleisten. Auch kleine Veränderungen in den Betriebsparametern der Anlage durch die Veränderung der Gaszusammensetzung können zu einer Veränderung der Lärmemissionen führen und sollten daher im Vorfeld genau betrachtet werden.

13. Workshop Gasmengenmessung – Gasanlagen – Gastechnik 2026

11. & 12. März

Vortrag 7

Umsetzung Cyber Resilience Act & NIS-2
am Beispiel des neuen RMG Flow Computer RFC-7

Jörg Schönbach

RMG Messtechnik GmbH





RMG ONE STEP AHEAD

12.02.2026 | Umsetzung Cyber Resilience Act & NIS-2
am Beispiel des neuen RMG Flow Computer RFC-7

2026 Cyber Security – Empfehlungen, Erlässe, Richtlinien, Gesetze, Erlässe ISMS System Goldstatus ISO 27001



ISO 27001 (ISO/IEC 27001) ist der weltweit anerkannte Standard für ein

Informationssicherheits-Managementsystem (ISMS)

NIS2 (Network and Information Security)



ist eine EU-Richtlinie zur Stärkung der Cybersicherheit kritischer Infrastrukturen und digitaler Dienste, muß in 2026 in Deutschland umgesetzt werden

IEC 62443

ist eine internationale Normenreihe für die IT-Sicherheit industrieller Automatisierungs- und Steuerungssysteme (IACS) Die Norm hat nicht die Absicht, bestehende Sicherheitssysteme nach NIST oder ISO 27001 zu ersetzen. Sie ist als leistungsstarke und effiziente Ergänzung gedacht, die sich auf die Festlegung von Richtlinien und Prozessen zur Ermittlung und Bewertung von Sicherheitslücken in OT-Umgebungen konzentriert.

Cyber Resilience Act (CRA) – EU-Verordnung

Der CRA ist die erste EU-weite Verordnung, die ein Mindestmaß an Cybersicherheit für alle vernetzten Produkte mit digitalen Elementen festlegt, die auf dem EU-Markt erhältlich sind.

TR-03183 (Technische Richtlinie BSI) ist die technische Auslegung und Umsetzungshilfe für den CRA in Deutschland.

Die Vorschriften gelten für alle EU-Mitgliedstaaten und werden bis Ende 2027 schrittweise umgesetzt

Welche Geräte / Produkte sind von CRA & NIS2 betroffen?

Die NIS2-Richtlinie betrifft nicht primär einzelne Geräte, sondern eine breite Palette von Unternehmen in bestimmten Sektoren!

Der CRA gilt für Produkte mit digitalen Elementen, die in der EU in Verkehr gebracht werden. Dazu gehören Hardware- und Softwareprodukte!

Cybersicherheit entlang des Produktlebenszyklus

- Meldepflicht für Sicherheitsvorfälle
- Lieferkettenanforderung / SBOM - (Software Bill of Materials)
- Update-Management



Timeline CRA

Der Cyber Resilience Act (CRA) ist eine **EU-Verordnung** und keine Richtlinie. Anders als die NIS-2-Richtlinie ist er daher **unmittelbar in allen EU-Mitgliedstaaten anwendbar**, ohne dass eine nationale Umsetzung erforderlich ist. Gleichwohl sieht der CRA-Übergangsfristen vor, um den Marktteilnehmern ausreichend Zeit zur Anpassung an die neuen Anforderungen zu geben.

Der Rechtsakt wurde im **Oktober 2024 offiziell vom Rat der Europäischen Union verabschiedet**. Der endgültige Text wurde am **20. November 2024 im Amtsblatt der EU veröffentlicht** und trat **20 Tage später in Kraft**. Die Anwendung der CRA-Vorgaben erfolgt **stufenweise von Ende 2024 bis Ende 2027** nach folgendem Zeitplan:

11. Juni 2026:

Konformitätsbewertungsstellen (KBS) sind befugt, die Konformität von Produkten mit den Anforderungen des CRA zu bewerten.

11. September 2026:

Hersteller vernetzter Produkte unterliegen der **Meldepflicht für aktiv ausgenutzte Schwachstellen und Sicherheitsvorfälle**.

11. Dezember 2027:

Vollständige Anwendbarkeit aller CRA-Anforderungen, einschließlich:

- Einhaltung der grundlegenden Cybersicherheitsanforderungen vor dem Inverkehrbringen eines Produkts,
- Schwachstellenmanagement über den gesamten Produktlebenszyklus hinweg,
- Transparenzpflichten gegenüber den Nutzern.

Welche Produkte sind von CRA betroffen ?

Alle Produkte mit digitalen Elementen, die in der EU verkauft werden, müssen den Anforderungen des CRA entsprechen.

Dazu zählen Hardwareprodukte mit vernetzten Funktionen (z.B. Smartphones, Laptops, Smarthomeprodukte, Smartwatches, Mikroprozessoren, Firewalls, Smart-Meter-Gateways) und reine Softwareprodukte (z.B. Buchhaltungssoftware, Computerspiele, mobile Apps).

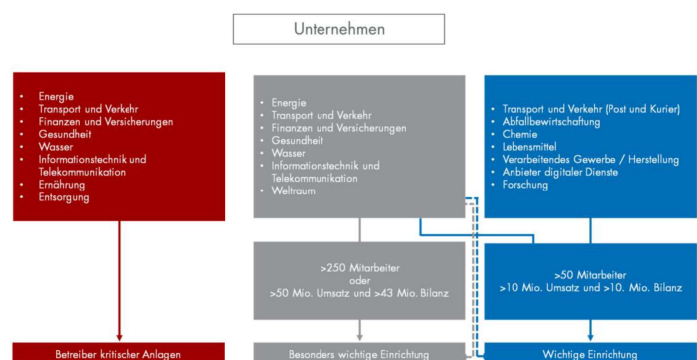
Ausnahmen: Nicht-kommerzielle Open-Source-Softwareprodukte, Medizinprodukte, Fahrzeuge, In-vitro-Diagnostika, zivile Luftfahrt und Produkte im Zusammenhang mit nationaler Sicherheit



Cyber Security Anforderungen

Bedeutung der Cybersicherheit in der kritischen Infrastruktur

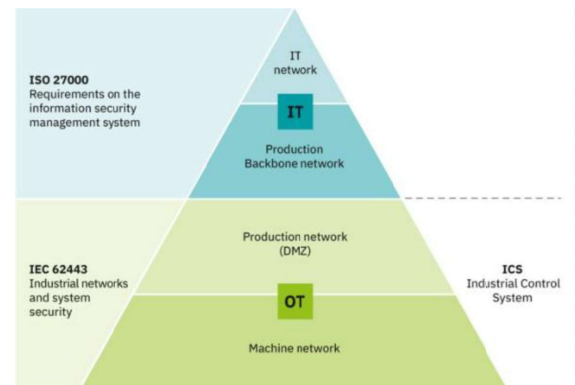
- Risiko- und Sicherheitsbewertung sowie technische Dokumentation
- Schwachstellenmanagement & Update Pflichten
- CE-Konformität & Marktüberwachung
- Pflichten der Betreiber
- Angriffe auf Firmware / Software



Cyber Security Anforderungen

Allgemeine Anforderungen und Verpflichtungen bei der Entwicklung des neuen Mengenumwerter RFC-7

- Organisatorische Anforderungen
- Übersicht der einzelnen notwendigen Werkzeuge / Module
- Pflichten von Hersteller & Verwender
 - Risikomanagementmaßnahmen (§§ 30, 31 BSIG-E)
 - Meldepflichten (§ 32 BSIG-E) 24h/72h/30 Tage, ggf. Zwischenmeldungen an das BSI
 - Registrierungspflichten (§§ 33, 34 BSIG-E) Frist: 3 Monate
 - Unterrichtungspflichten (§ 35 BSIG-E)
- Zeitplan
- NIS-2 vs. Cyber Resilience Act



CRA vs. NIS 2

Aspekt	NIS-2	Cyber Resilience Act (CRA)
Rechtsform	EU-Richtlinie → nationale Umsetzung erforderlich	EU-Verordnung → gilt direkt in allen Mitgliedstaaten
Ziel	Hohe Cybersicherheit für Organisationen und kritische Dienste	Cybersicherheit für Produkte mit digitalen Elementen
Geltungsbereich	Betreiber wesentlicher & wichtiger Einrichtungen (z. B. Energie, Cloud)	Hersteller, Importeure, Händler von Hardware, Software, IoT
Pflichten	ISMS, Risikoanalyse, Incident Response, Lieferketten-Sicherheit	Sichere Entwicklung, Schwachstellenmanagement, verpflichtende Updates
Meldepflichten	Cyberfälle: 24h Erstmeldung, 72h Zwischenbericht, 30 Tage Abschluss	Schwachstellenmeldung an ENISA (Europäische Agentur für Netz- und Informationssicherheit) ab 09/2026
Fristen	Umsetzung in DE: Anfang 2026, keine Übergangsfrist	Anwendung ab 11.12.2027, Meldepflicht ab 09/2026
Bußgelder	Bis 10 Mio. € oder 2 % Umsatz (wesentliche Einrichtungen)	Bis 15 Mio. € oder 2,5 % Umsatz
Fokus	Organisationsebene (Prozesse, Management, Infrastruktur)	Produktebene (Design, Entwicklung, Lebenszyklus)
Bezug zueinander	Ergänzend: NIS-2 regelt Betrieb, CRA regelt Produkt-Sicherheit	Hersteller müssen CRA erfüllen, Betreiber zusätzlich NIS-2

12 Stunden: Frist für eine detaillierte Meldung des Vorfalls.

• 1 Monat: Frist für den Abschlussbericht nach der detaillierten Meldung.


Risikobewertung:

Hersteller müssen eine Risikobewertung für ihre Produkte durchführen und Cybersicherheitsrisiken adressieren.


Secure by Design:

Produkte müssen von Anfang an sicher konzipiert werden, z.B. durch Verschlüsselung von Daten und Minimierung der Angriffsfläche.


Secure by Default:

Standardeinstellungen müssen sicher sein, z.B. Verbot schwacher Standardpasswörter, automatische Installation von Sicherheitsupdates.


Schwachstellenmanagement:

Bereits während der Entwicklung muss die Behandlung von Schwachstellen verpflichtend betrachtet werden.


Technische Dokumentation:

Hersteller müssen technische Dokumentation und Nachweise zur Cybersicherheit vorhalten, ähnlich wie bei der CE-Kennzeichnung.


Meldepflichten:

Ab August 2026 müssen Schwachstellen und Sicherheitsvorfälle gemeldet werden

ENISA; CSIRT (in Deutschland: CERT Bund)

24 Stunden: Frist für eine erste Frühwarnung bei schwerwiegenden Vorfällen (einschließlich auf Herstellerseite).

72 Stunden: Frist für eine detaillierte Meldung des Vorfalls.

1 Monat: Frist für den Abschlussbericht nach der detaillierten Meldung.

Welcher Produktklasse wird mein Produkt zugeordnet?

In den Anhängen III und IV des Cyber Resilience Acts werden Produkte den jeweiligen Produktklassen zugeordnet. Die Zuordnung der Produkte ist entscheidend für die Wahl der Konformitätsprüfung. Details zu den Produktklassen stehen in den Technischen Beschreibungen der Kategorien wichtiger und kritischer Produkte.¹



¹Zum Zeitpunkt der Erstellung des Flyers befanden sich die Technischen Beschreibungen im Gesetzgebungsverfahren. Die Europäische Kommission plant diese bis Ende 2025 im Amtsblatt der Europäischen Union zu veröffentlichen.

CRA – jetzt schon mitdenken!



Weitere Informationen und ein FAQ gibt es auf der BSI-Website zum CRA



Informationen zur Technischen Richtlinie

Bitte beachten Sie, dass die hier gegebenen Hinweise nur zu Informationszwecken dienen und nicht als Rechtsberatung gedacht sind. Der Rechtstext des CRA hat Vorrang vor den hier gegebenen Erläuterungen.

Impressum

Herausgeber
Bundesamt für Sicherheit
in der Informationstechnik
Postfach 20 03 03
53113 Bonn

E-Mail: bsi@bsi.bund.de

Stand
09/2025

Druck
Appel & Klinger Druck und Medien GmbH
www.ak-druck-medien.de

Bildnachweise
da-kah/Getty Images

https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/CRA/CRA_Flyer-2_Produktklassen_Konformitaet.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Konformitätsbewertung im CRA

Modul A: Interne Fertigungsprotokolle
Standardprodukte: Selbsterklärung
Wichtige Produkte der Klasse 2: Selbsterklärung anhand harmonisierter Europäischer Normen (hEN) (falls vorhanden)

Modul B: Baumusterprüfung + **Modul C: Interne Fertigungskontrolle**
Wichtige Produkte der Klasse 2: Baumuster wird von der KBS¹ geprüft und abgenommen
Wichtige Produkte der Klasse 1: falls hEN nicht verfügbar
Selbsterklärung anhand des nach Modul B abgenommenen Baumusters

Modul H: Umfassende Qualitätssicherung
Wichtige Produkte der Klasse 2: Qualitätssicherungssystem wird von der KBS¹ geprüft und abgenommen
Wichtige Produkte der Klasse 1: falls hEN nicht verfügbar

Zertifizierung nach einem Cybersecurity-Act-Schema
Konformitätsvermutung über Nachweis der Zertifizierung.
Die Zertifizierung für jedes kritische Produkt muss erst über nachgelagerte Rechtsakte in Kraft gesetzt werden, um die Anforderungen an die Zertifizierung festzulegen.²

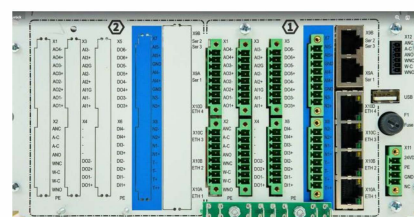
Hinweis:
Eine Konformitätsbewertung mittels Modul B+C oder Modul H ist auch möglich, wenn harmonisierte Europäische Normen vorhanden sind oder Standardprodukte unter die Selbsterklärung fallen.

¹ Konformitätsbewertungsstelle.² Bis dahin fallen die kritischen Produkte in die Gruppe der wichtigen Produkte der Klasse 2.

https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/CRA/CRA_Flyer-2_Produktklassen_Konformitaet.pdf?__blob=publicationFile&v=2

CRA und RFC 7

Risikobewertung – Integration in sichere Umgebung (DMZ)	Anpassung Prozesse, Tools, Coding Guidelines, CI/CD, Security Anforderungen	Gerät auf Standardeinstellung	Reeboot / Secureboot Betriebssystem / Applikation
Sicherheitsupdates (nach MID Zulassung)	Parameterschutz durch Hardware Eichschalter – Software technisch möglich (Zulassung nicht abgedeckt)	User Level mit unterschiedlichen Zugriffsmöglichkeiten	Passwörter werden kundenseitig vergeben (Warnung bei Default Passwörtern)
IT-Schnittstellen werden über Firewall parametrisiert – deaktiviert bei Nichtverwendung)	Protokollierung der Parameteränderungen (Schutz durch Hardware Eichschalter)	Soft- und Hardware Stückliste verfügbar	Brute Force – Counter bei nicht erfolgreicher Anmeldung – Wartezeit bis zur Neuansmeldung
Self signed Zertifikat - https			



Diskussion / Fragen



Zertifikate über Nameserver – Wer stellt Zertifikate aus ?



Verschlüsselte Protokolle (DSfG / Modbus) – Tausch aller Geräte in einer Anlage



Zulassung bei Sicherheitslücken – Update – Reaktionszeit



„Nachträgliche“ Zulassung -> Rechtssicherheit bzgl. Eichamtlichkeit?

RFC7

Verschlüsselung der Außenkommunikation

- Modbus Secure(TLS-Verschlüsselung)/HTTPs
- DSfG-A / DSfG-B -> DSfG IP
- OPC-UA

Passwortvergabe

Passwörter nie im Klartext

Kein Masterpasswort

Passwort kann nur überschrieben werden

Bauteilprüfung

ISO 9000/9001

SBOM

(Software Bill of Materials)
SPDX und Cyclone DX

Secure Poor -> Lieferantenüberwachung

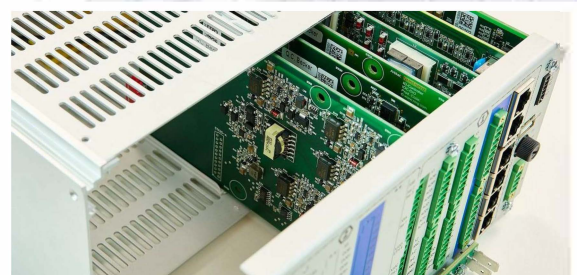
Bauteile Rückverfolgbarkeit, zertifizierter Hersteller

Meldepflicht

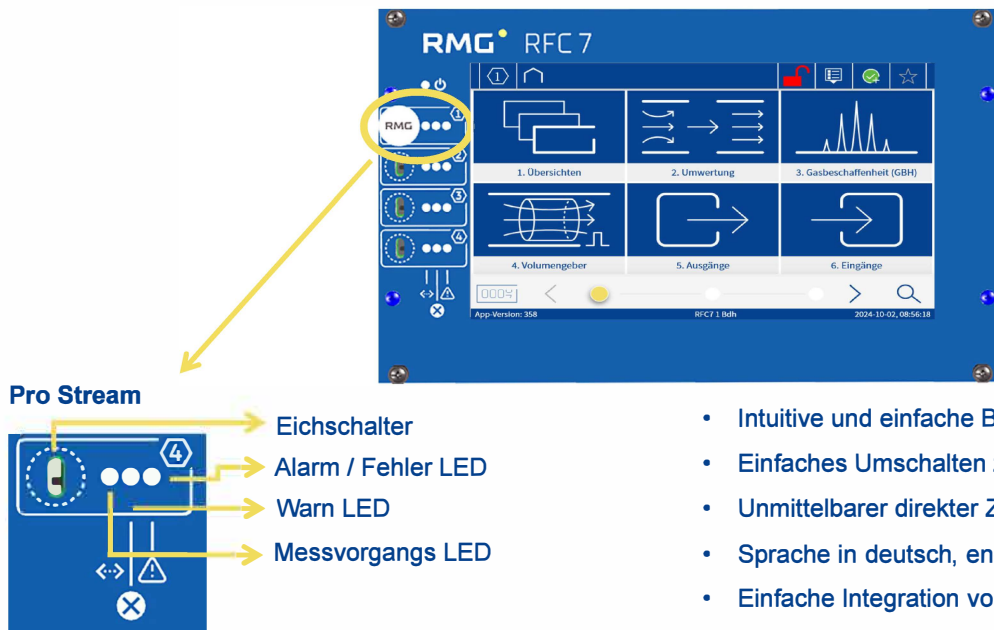
ENISA; CSIRT (in Deutschland: CERT Bund)
aktiv ausgenutzte Schwachstellen - Command Injection
schwerwiegende Sicherheitsvorfälle

ISO 27001

Informationssicherheits-Managementsystem (ISMS)

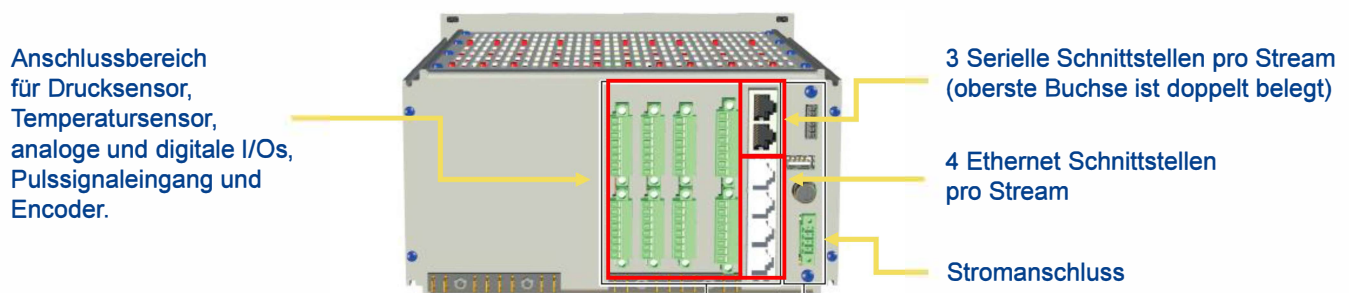


Bedienung



- Intuitive und einfache Bedienung dank 7" Touchdisplay
- Einfaches Umschalten zwischen den Streams
- Unmittelbarer direkter Zugriff auf Zähler
- Sprache in deutsch, englisch und chinesisch
- Einfache Integration von zusätzlichen Sprachen

Rückseite des RFC 7 Singlestream



- **Ethernet Protokolle:**
 - ✓ Modbus TCP/IP Secure
 - ✓ http/s
 - ✓ SNTP

- **Serielle Kommunikationsprotokolle:**
 - ✓ Modbus RTU-Client/Server
 - ✓ Modbus ASCII-Client/Server

- **Stromanschluss:**
 - ✓ 24VDC $\pm 10\%$

THANK YOU



JÖRG SCHÖNBACH

DIRECTOR BUSINESS DEVELOPMENT AND AUTOMATION

RMG Messtechnik GmbH

Otto-Hahn-Straße 5
35510 Butzbach
Deutschland
Tel. +49 1725372266
Mail joerg.schoenbach@rmg.com

www.rmg.com

Begriffe

- **DMZ** (demilitarisierte Zone, ist ein isoliertes Subnetzwerk zwischen dem internen LAN und dem unsicheren Internet. Sie dient als Sicherheits-Pufferzone, in die öffentlich zugänglichen Dienste (Web-, Mail-, FTP-Server) platziert werden.
- **Reboot = Neustart;**
- **Secureboot** = Firmware-Sicherheitsfunktion, die beim Systemstart überprüft, ob Bootloader, Kernel-Treiber und andere Startsoftware von vertrauenswürdigen Zertifikaten signiert sind. Sie verhindert das Ausführen von Schadsoftware (wie Rootkits) vor dem Betriebssystemstart.
- **Sicherheitsupdates nach einer MID-Zulassung** (Messgeräterichtlinie) betreffen in erster Linie die Konformität und Eichgültigkeit elektronischer Messgeräte.
- **SNTP (Simple Network Time Protocol)** ist ein vereinfachtes Protokoll zur Synchronisierung der Systemzeit in Computernetzwerken.
- **SBOM Formate SPDX und Cyclone DX** (beides offene Dokumentenstandards) für die automatische SBOM-Verarbeitung
- **OT** *Operational Technology* (Hardware/Software zur Steuerung physischer Prozesse)
- **IT** Informationstechnik/Informationstechnologie

Quellen

- www.bsi.bund.de
- BSI Portal
- PTB
- TÜV Nord/SÜD
- Wikipedia
- EU Digital Strategy
- VDMA
- VDI

13. Workshop Gasmengenmessung – Gasanlagen – Gastechnik 2026

11. & 12. März

Vortrag 8

Praktische messtechnische Erfahrungen bei der
Umwidmung von Erdgas auf Wasserstoff

Stefan Chudoba





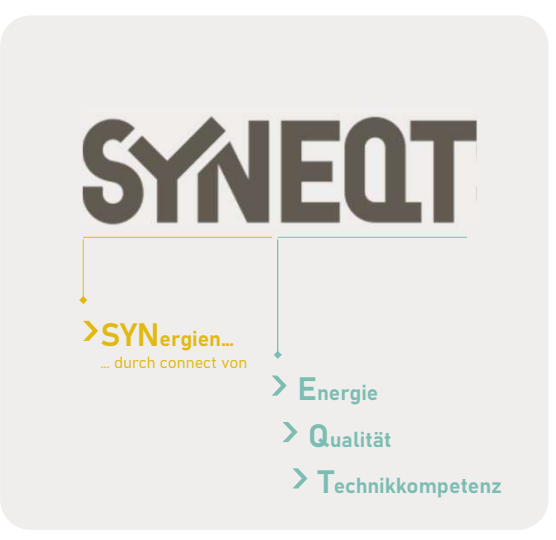
Praktische messtechnische Erfahrungen bei der Umwidmung von Erdgas auf Wasserstoff

12.03.2026 | Stefan Chudoba

SYNEQT

1

Unsere Marke ist ein Versprechen

SYNEQT

>SYNergien...
... durch connect von

- > Energie
- > Qualität
- > Technikkompetenz

SYNEQT

Praktische messtechnische Erfahrungen bei der Umwidmung von Erdgas auf Wasserstoff

2



2
Standorte

ca.
3.500
Mitarbeiter¹

**SYNEQT
ZUR
GRÜNDUNG
2026**

SYNEQT

Praktische messtechnische Erfahrungen bei der Umwidmung von Erdgas auf Wasserstoff

3

SYNEQT bietet kundenkritische Dienstleistungen für ein breite Kundenbasis in der Prozessindustrie in Marl und Wesseling an



- ♦ **SYNEQT ist....**
Chemieparkbetreiber in Marl und Wesseling und betreibt Anlagen im Bereich Energien, Utilities, Abfall und Logistik
- ♦ **SYNEQT bietet...**
ein umfassendes und vielfältiges Portfolio an technischen Services und Dienstleistungen rund um den Standortbetrieb und darüber hinaus
- ♦ **SYNEQT sorgt...**
für eine wesentliche Unterstützung der Unternehmen vor Ort und gewährleistet einen sicheren und reibungslosen Betrieb für seine Kunden

SYNEQT

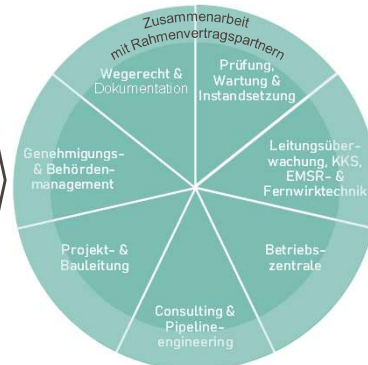
Praktische messtechnische Erfahrungen bei der Umwidmung von Erdgas auf Wasserstoff

4

SYNEQT Pipelines verfügt als Full-Service-Provider über Expertenwissen bezüglich Planung, Bau und Betrieb von Pipelines



Alle Leistungen rund um Pipelines aus einer Hand



Praktische messtechnische Erfahrungen bei der Umwidmung von Erdgas auf Wasserstoff



5

SYNEQT Pipelines erbringt komplexe Ingenieurdienstleistungen für Leitungseigentümer

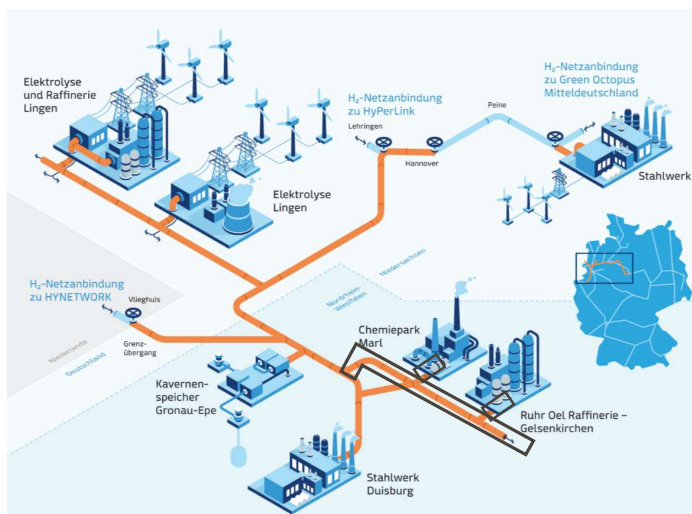


Praktische messtechnische Erfahrungen bei der Umwidmung von Erdgas auf Wasserstoff



6

Get H2



Anteil SYNEQT

Umwidmung von Erdgas auf H₂

- ◆ 40 km Pipeline
- ◆ 5 fernbedienbare Absperrarmaturenstationen

Neubau

- ◆ 12 km Pipeline
- ◆ 2 fernbedienbare Absperrarmaturenstationen
- ◆ 2 Messstationen bzw. GDRMs
 - › Chemieparks Marl
 - 1 Messstrecke
 - › Raffinerie Scholven
 - 2 Messstrecken



Praktische messtechnische Erfahrungen bei der Umwidmung von Erdgas auf Wasserstoff

7

Wesentliche messtechnische Eignungen rund um die Umwidmung

Explosionsschutz der Betriebsmittel

- ◆ Alle Ex Betriebsmittel mit der Zulassung für die Explosionsgruppe IIB müssen gegen neue Geräte mit einer IIC oder IIB + H₂ Zulassung ersetzt werden, im wesentlichen
 - › Armaturen
 - › Druckaufnehmer
 - › Antriebe

- ◆ Wenn noch nicht vorhanden, sollte die Druckmessmembran des Druckaufnehmers mit einer Goldbeschichtung versehen sein

H₂ Beständigkeit

Exi-Eigensicherheitsnachweise

- ◆ Zusammenschaltungsnachweise, welche zuvor die Grenzwerte der Explosionsgruppe IIB erfüllt haben, sind auf die Grenzwerte der Explosionsgruppe IIC anzupassen
 - › Ggf. sind dadurch weitere Teilkomponenten zu erneuern

- ◆ H₂-Gasleitungen, welche das H₂ unter anderem zur thermischen Nutzung transportieren, unterliegen der GasHdRtG / DVGW

- ◆ Reine industrielle H₂-Prozessgasleitungen unterliegen auch zukünftig der RohrFLtG / TRFL

Regelwerk (grobe Orientierungshilfe durch Behördenvertreter)

Erforderliche Umrüstungen



Praktische messtechnische Erfahrungen bei der Umwidmung von Erdgas auf Wasserstoff

8

Zur Auslegung der Abrechnungsmessung sind unterschiedliche Messaufgaben zu lösen



Durchflussmessung [Nm³/h]

Anforderung Kunden:

1500 – 80000 Nm³/h von 20 bis 50 bar

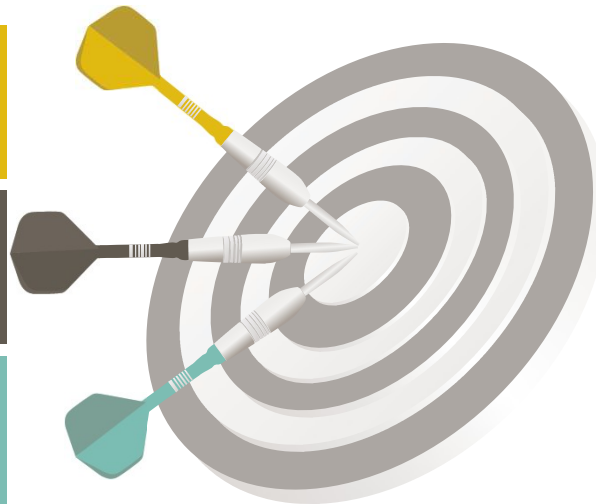
Energiebestimmung

Keine Erfordernis für das Projekt und die Kunden, aber im EnWG erforderlich

Qualitäts- bzw. Reinheitsmessung

Rahmenbedingung für die Auslegung:

Wasserstoffreinheit von $\geq 99,93\%$



Praktische messtechnische Erfahrungen bei der Umwidmung von Erdgas auf Wasserstoff



9

Herausforderung für die Durchflussmessung



DVGW-Arbeitsblätter



- Die DVGW Arbeitsblätter können nicht 1 zu 1 verwendet werden
- Die Erstellung neuer Arbeitsblätter ist initiiert, z.B. DVGW G 482



Messgeräte



- Es gibt zum Zeitpunkt der Planung in 2023 für H₂ noch keine Messgeräte mit einer Baumusterprüfbescheinigung



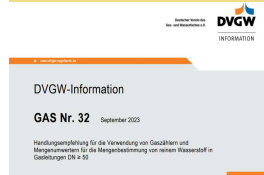
Betriebsversuche und Fachveranstaltungen



- Sammlung von Erkenntnissen durch eine Versuchsstrecke am Chemiepark Marl und Fachveranstaltungen, z.B. Kötter Workshops



DVGW Information Gas Nr. 32



- Dieses o.g. Dokument stellt den besten Stand der Kenntnisse dar und ist das Mittel der Wahl zur Planung der Durchflussmessung

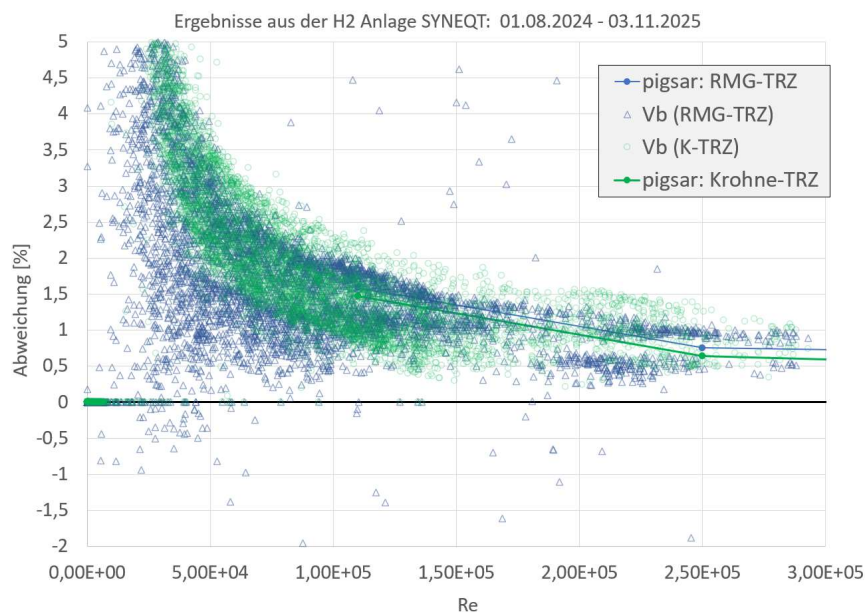


Praktische messtechnische Erfahrungen bei der Umwidmung von Erdgas auf Wasserstoff



10

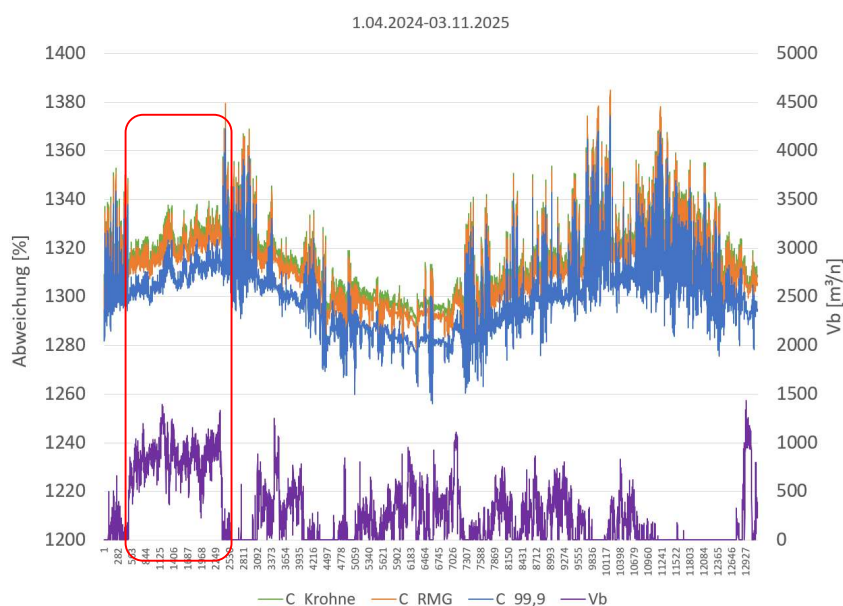
Auch in den Jahren 2024 und 2025 bestätigen die Ergebnisse der Versuchsstrecke bei der SYNEQT Marl die bereits publizierten Ergebnisse



Praktische messtechnische Erfahrungen bei der Umwidmung von Erdgas auf Wasserstoff

11

Auch in den Jahren 2024 und 2025 bestätigen die Ergebnisse der Versuchsstrecke bei der SYNEQT Marl die bereits publizierten Ergebnisse

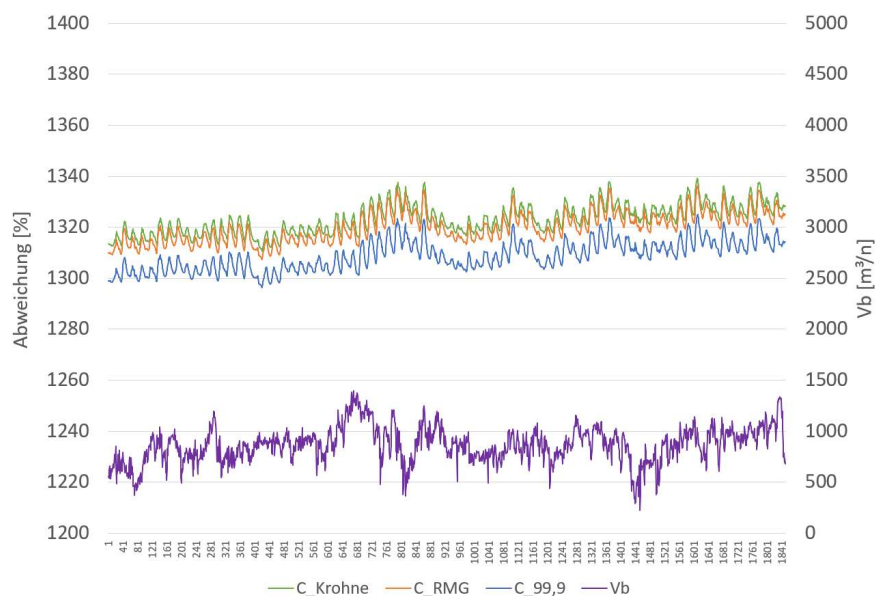


Praktische messtechnische Erfahrungen bei der Umwidmung von Erdgas auf Wasserstoff

12

In dem Zeitraum mit Durchfluss kann die H₂-Reinheit > 99,9 % gut nachgewiesen werden

24.05.2024-09.08.2024



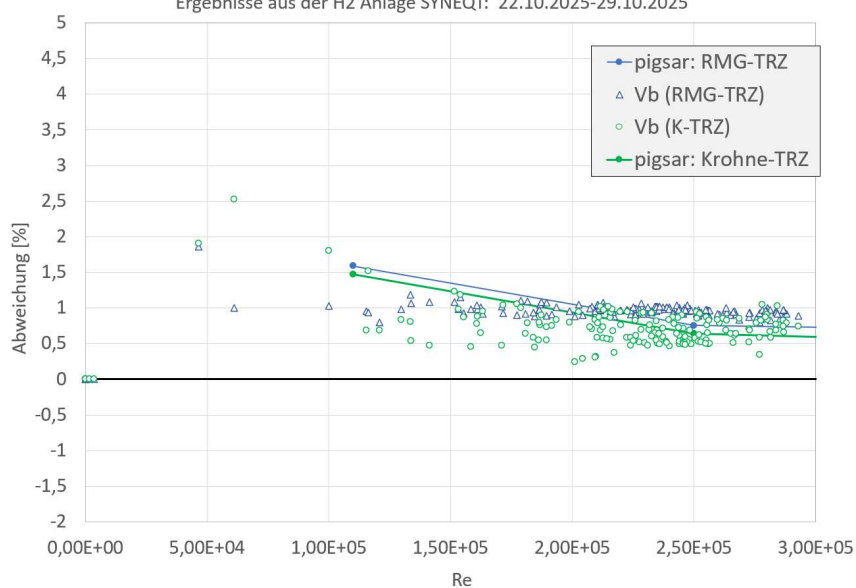
Praktische messtechnische Erfahrungen bei der Umwidmung von Erdgas auf Wasserstoff



13

In dem Zeitraum mit Durchfluss liegen die Abweichungen nahezu auf der Fehlerkurve des TRZ

Ergebnisse aus der H₂ Anlage SYNEQT: 22.10.2025-29.10.2025



Praktische messtechnische Erfahrungen bei der Umwidmung von Erdgas auf Wasserstoff



14

DVGW Gas-Information Gas Nr. 32

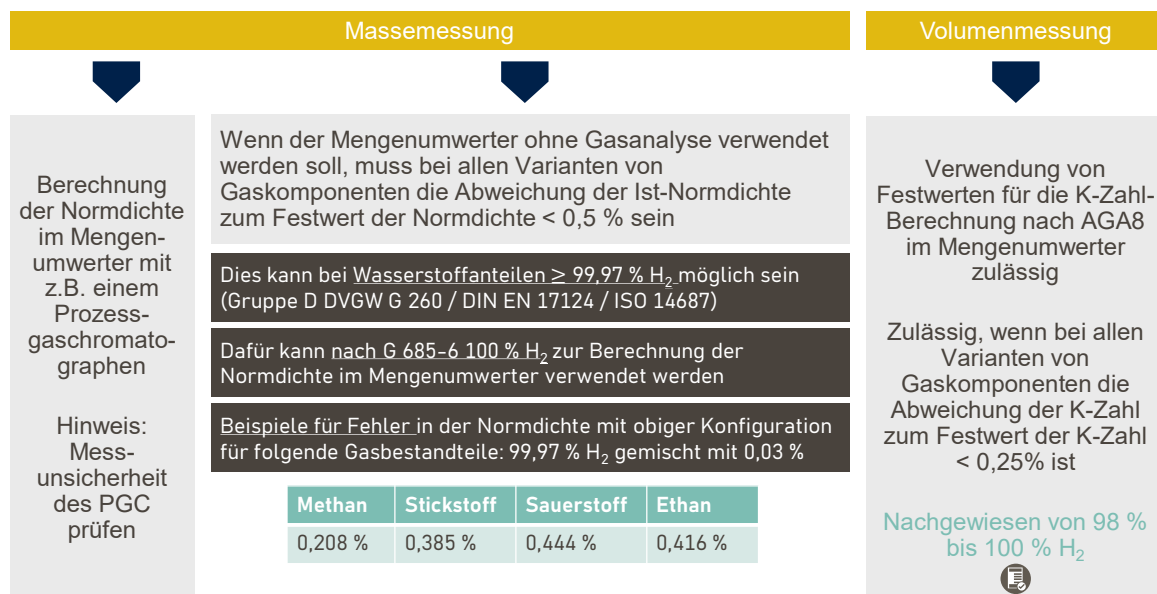


Anforderung	Ausgabe 2023	Ausgabe 2025
Zählerauswahl	Realistisch > DN100 nur TRZ + USZ möglich Für andere Applikationen auch DKZ, CMM oder Messblende möglich	Keine Einschränkung
	Bei einer Dauerreihenschaltung ist der USZ zur Abrechnung zu verwenden	TRZ darf unter Q_{min} nur als Vergleichszähler verwendet werden
	Der Zähler muss bereits eine BMPB für Erdgas besitzen	Der Zähler muss bereits eine BMPB für Erdgas besitzen oder die Messrichtigkeit nachgewiesen haben und die Rückführung von der PTB anerkannt sein
Zählervergleich	Anforderung an minimalen Überlappungsbereich bei TRZ + USZ von 1:10	./.
Eignung	Hersteller müssen voraussichtlichen Q_{min} / Q_{max} sowie die grundsätzliche Eignung bestätigen TRZ: Bestimmung über Reynoldszahl (Nachbildung auf Erdgas-Kalibrierständen in der Regel mit mind. zwei Prüfpunkten erforderlich) USZ: eher eine Schätzung der Hersteller	Q_{min} / Q_{max} werden durch die Kalibrierung mit H_2 ausgewiesen Ausnahmen bei Kapazitätsengpässen denkbar (siehe Anforderung an die Kalibrierung)
H_2 Messbereich	Zusatzschild auf dem anbringen	Zusatzschild auf dem Zähler anbringen (durch Personal des Prüfstandes)
Anforderung an die Kalibrierung	H_2, wenn verfügbar - Bis dahin: Erdgas, ggf. später mit H_2 nachzuholen, wenn erforderlich	H_2, solange keine Engpässe vorliegen - Alternativ: andere Prüfgase unter bestimmten Randbedingungen Sonderregelung für CMM und DKZ
K-Zahlberechnungsverfahren	AGA 8 92DC Es können Festwerte für die Gaszusammensetzung verwendet werden ($x_{H_2} = 99,0\%$, $x_{CH_4} = 0,5\%$, $x_{CO_2} = 0,5\%$)	AGA 8 92DC Es können Festwerte nach DVGW G 685-6 für die Gaszusammensetzung verwendet werden

Praktische messtechnische Erfahrungen bei der Umwidmung von Erdgas auf Wasserstoff



15

Festwerte können nur bei der Volumenmessung oder hochreinen H_2 -Netzen verwendet werden

Praktische messtechnische Erfahrungen bei der Umwidmung von Erdgas auf Wasserstoff



16

Messfehler bei Massemessgeräten mit Festwerten nach DVGW G 685-6 ohne Korrektur von ca. 22 % bei einem Gas mit nur 98 % Wasserstoffanteil



Beispielhafte Dichteänderung in Abhängigkeit von dem Wasserstoffanteil

Betriebs- daten	Wasserstoff- anteil x_{H_2} [%]	Verun- reinigungen x_i [%]	Zusätzliche Komponenten	Norm- dichte ρ_N [kg/m³]	Änderung der Dichte [%]
20 bar 10 °C	100	0		0,0899	
	98	2	50 % CH ₄ und 50 % CO ₂	0,1149	21,75
	99	1		0,1024	12,20
	99,5	0,5		0,0916	6,50
	99,9	0,1		0,0911	1,37
	99,97	0,03		0,0903	0,42

$$V_n = \frac{m}{\rho_n}$$

Die Änderung der Dichte entspricht dem Messfehler

Für das Projekt mit Festwerten nicht geeignet

Wasserstoffdurchflussmesstechnik für Verrechnungsmessungen - November 2024

17

Messfehler bei Volumenmessgeräten mit Festwerten nach DVGW G 685-6 ohne Korrektur von ca. ±0,022 % bei einem Gas mit 98 % Wasserstoffanteil



Beispielhafte K-Zahl-Änderung in Abhängigkeit von dem Wasserstoffanteil

Betriebs- daten	Wasserstoff- anteil x_{H_2} [%]	Verun- reinigungen x_i [%]	Zusätzliche Komponenten	K-Zahl	Änderung der K- Zahl [%]
20 bar 10 °C	100	0		1,011533	
	98	2	50 % CH ₄ und 50 % CO ₂	1,011091	- 0,043
	99	1		1,011316	- 0,021
	99,5	0,5		1,011426	- 0,011
	99,9	0,1		1,011512	- 0,002
	99,97	0,03		1,011527	- 0,0006

$$V_n = V_b \times z$$

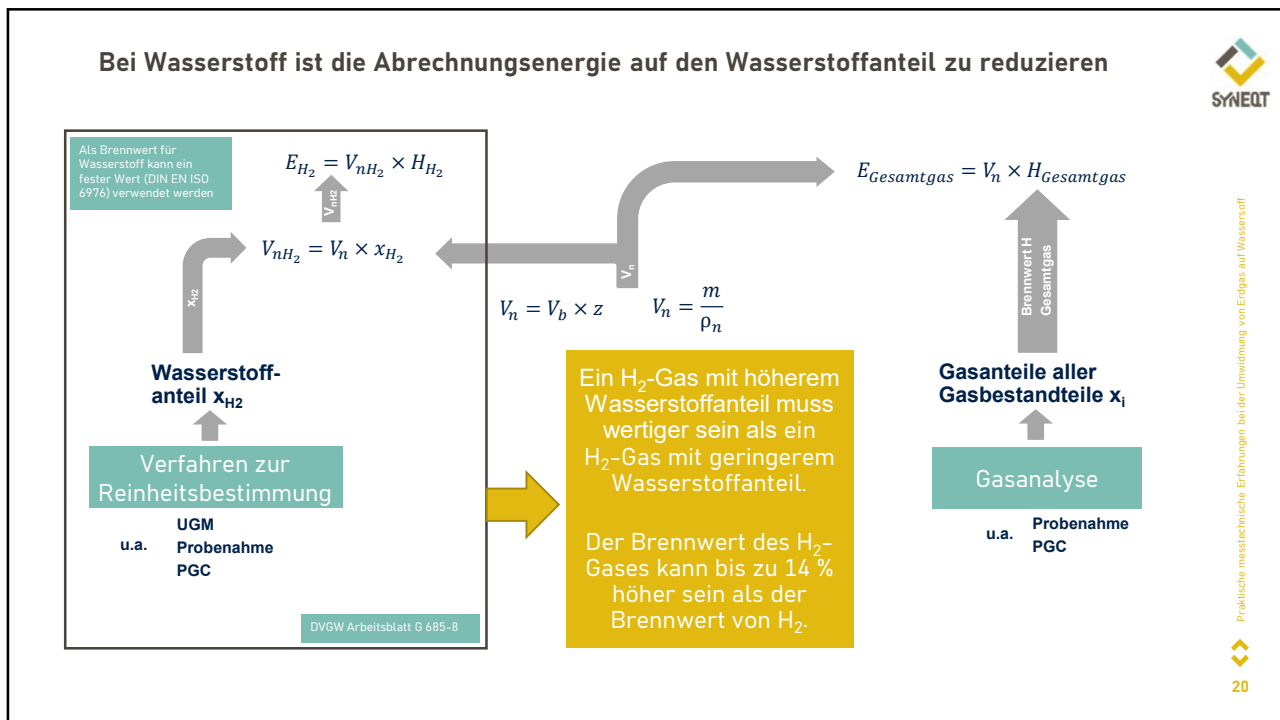
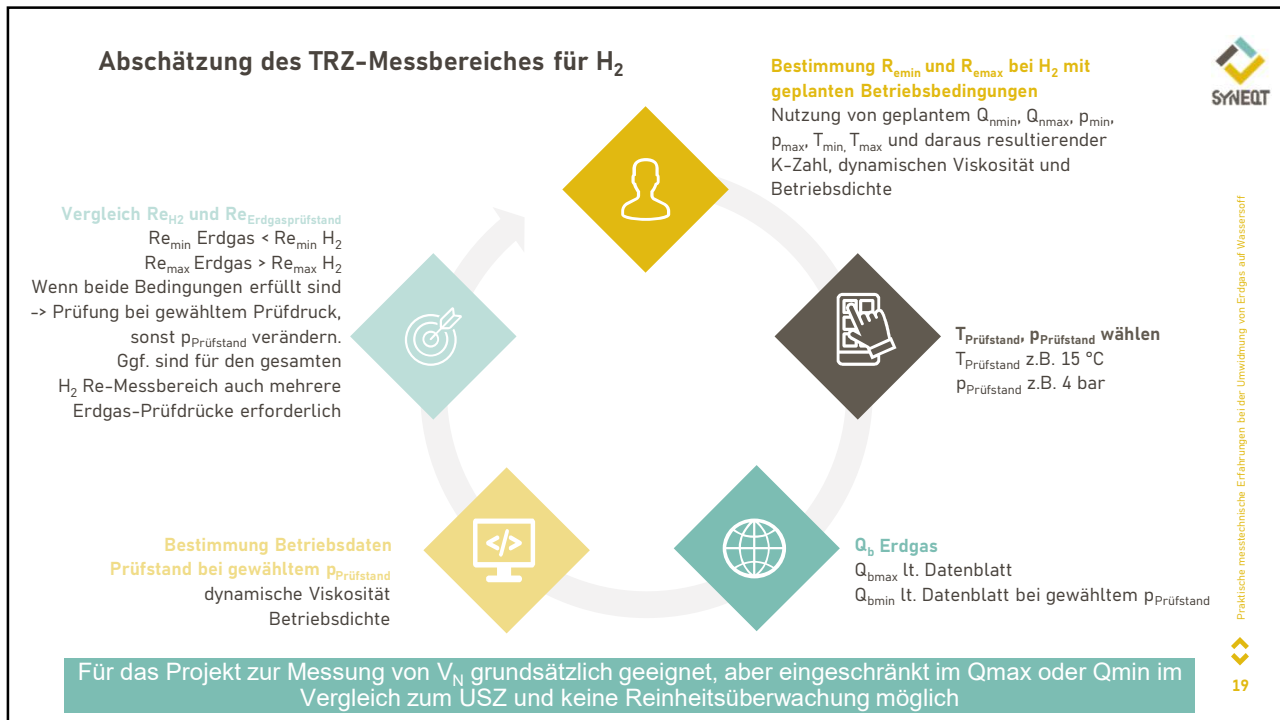
$$z = \frac{T_n}{T_{eff}} \times \frac{p_{amb} + p_{eff}}{p_n} \times \frac{1}{K}$$

Die Veränderung der K-Zahl ist vernachlässigbar klein

Für das Projekt mit Festwerten geeignet

Wasserstoffdurchflussmesstechnik für Verrechnungsmessungen - November 2024

18



Das Durchflussmessgerät kann in hochreinen H₂-Netzen einen PGC überflüssig machen



Der Wasserstoffanteil des Wasserstoffs muss regelmäßig überprüft werden (DVGW G 685-8 Ausgabe November 2024)

$98 \% \leq x_{H_2} < 99,9 \%$

$x_{H_2} \geq 99,9 \%$

Der Wasserstoffanteil ist in der Zuständigkeit des Netzbetreibers eichrechtskonform zu bestimmen oder mit 98 % anzunehmen

Verwendung des Wasserstoffanteils von 100 %

Eichrechts
konformes
Messgerät

Ersatzverfahren
nach DVGW G
685-8

- **Gasbeschaffen
heitverfolgung**
- Mittelwert-
verfahren
- Identifizierung

für diesen Zweck
von der PTB als
geeignet erklärtem

- kalibrierten Gerät
- Probenehmer

Die Gasbestandteile müssen
kontinuierlich mit einem
**zugelassenen Verfahren mit
ausreichender
Messunsicherheit**,
z. B. einem
**Prozessgaschromato-
graphen**, gemessen werden
DVGW Gas-Information Gas Nr. 33 zu
beachten

Ausblick

Hierfür kann ein
**zugelassenes
Ultraschallmessgerät** mit
Schallgeschwindigkeits-
messung verwendet werden
(PTB Richtlinie zur Reinheitsüberwachung in
Arbeit)

Praktische messtechnische Erfahrungen bei der Umwidmung von Erdgas auf Wasserstoff

21

Hinweis: Die Verfahren, welche zwischen $98 \% \leq x_{H_2} < 99,9 \%$ eingesetzt werden können, dürfen auch bei $x_{H_2} \geq 99,9 \%$ verwendet werden

Entwicklung des passenden Messkonzeptes



Gasqualität

Energie

Normvolumen-
bestimmung

Resultat



- ♦ Die Get H₂ Projektpartner haben sich auf eine Startqualität für die Wasserstoffeinheit von $\geq 99,93 \%$ geeinigt
- ♦ Keine detaillierte Gasanalyse notwendig ($\geq 99,9 \%$)
- ♦ USZ zur Reinheitsüberwachung möglich

- ♦ 100 % H₂ Brennwert kann zur Abrechnung kommen
- ♦ USZ zur Reinheitsüberwachung möglich

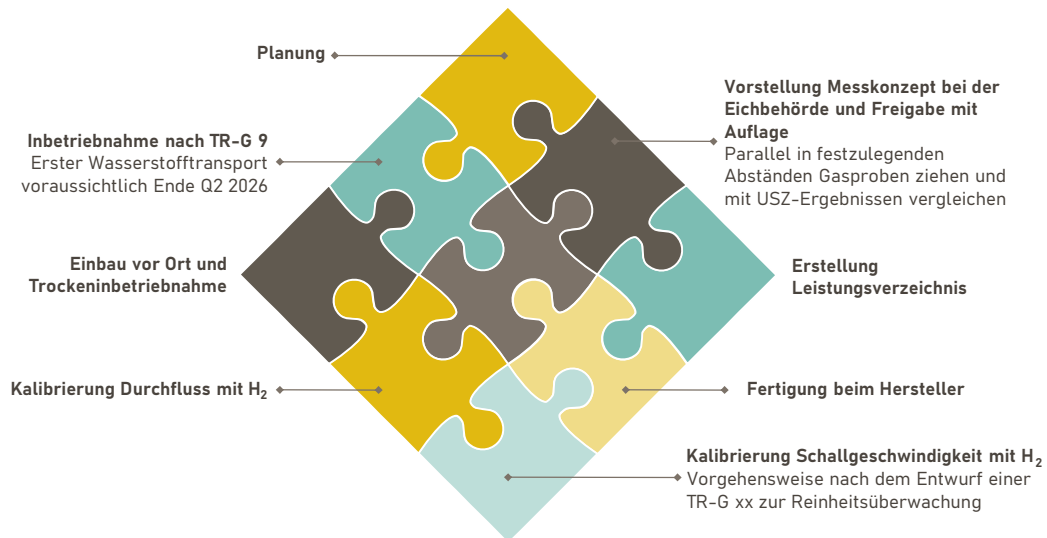
- ♦ Suche nach Messprinzipien, welche voraussichtlich die gewünschten Messbereiche abdecken können

- ♦ Zur Erfüllung aller Anforderungen kann ein USZ verwendet werden
- ♦ Aus Verfügbarkeitsgründen Dauerreihenschaltung aus 2 x USZ

Praktische messtechnische Erfahrungen bei der Umwidmung von Erdgas auf Wasserstoff

22

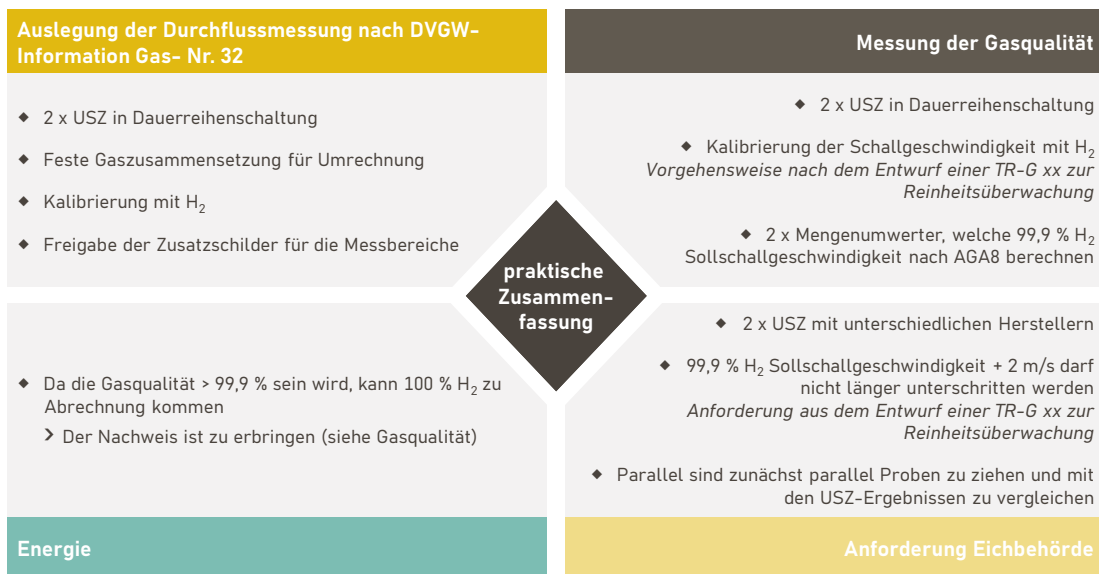
Zusammensetzung der Puzzleteile von der Planung bis zur Inbetriebnahme



Praktische messtechnische Erfahrungen bei der Umwidmung von Erdgas auf Wasserstoff

23

Abstimmungen mit der Eichbehörde (rechtzeitig in der Planungsphase)



Praktische messtechnische Erfahrungen bei der Umwidmung von Erdgas auf Wasserstoff

24

Kalibrierungen mit H₂

Durchfluss

- ♦ Zum Zeitraum Kötter 2024 wurde kommuniziert, dass der H₂ Prüfstand genutzt werden kann, aber noch nicht zugelassen ist (jede Kalibrierung wird in der Zeit von der PTB überprüft)
 - ♦ Planung, dass Messstrecken bei RMA kalibriert werden
 - ♦ Kalibrierung von 3 Messstrecken (jede Messstecke bestehend aus zwei USZ in Dauerreihenschaltung) bei RMA durchgeführt
 - ♦ Beobachtungen
 - Messbereich im Vergleich zur Erdgas BMPB
 - $Q_{\min}$ ist leicht erhöht
 - $Q_{\max}$ kann höher sein
 - Messabweichung
 - Ohne Justage lag Messabweichung in der Größenordnung
 - oberhalb $Q_0 < 1\%$ und
 - unter $Q_0 < 2,5\%$
- Nach Implementierung der Fehlerkorrektur gute stabile Ergebnisse mit einer Messabweichung $< 0,15\%$ über dem gesamten Messbereich.

Schallgeschwindigkeit

- ♦ Die Hersteller mussten sich Gedanken machen, wie die Kalibrieranforderungen aus dem Entwurf einer TR-G xx zur Reinheitsüberwachung umgesetzt werden können (war für alle neu)
- ♦ Die Hersteller haben eine Lösung gefunden und die Prüfung umgesetzt
- ♦ Als Auftraggeber darauf achten, dass auch die Geräte beider Hersteller kalibriert werden (Schnittstelle)
- ♦ Die Anforderungen an die Kalibrierung aus dem Entwurf einer TR-G xx zur Reinheitsüberwachung wurden erfüllt

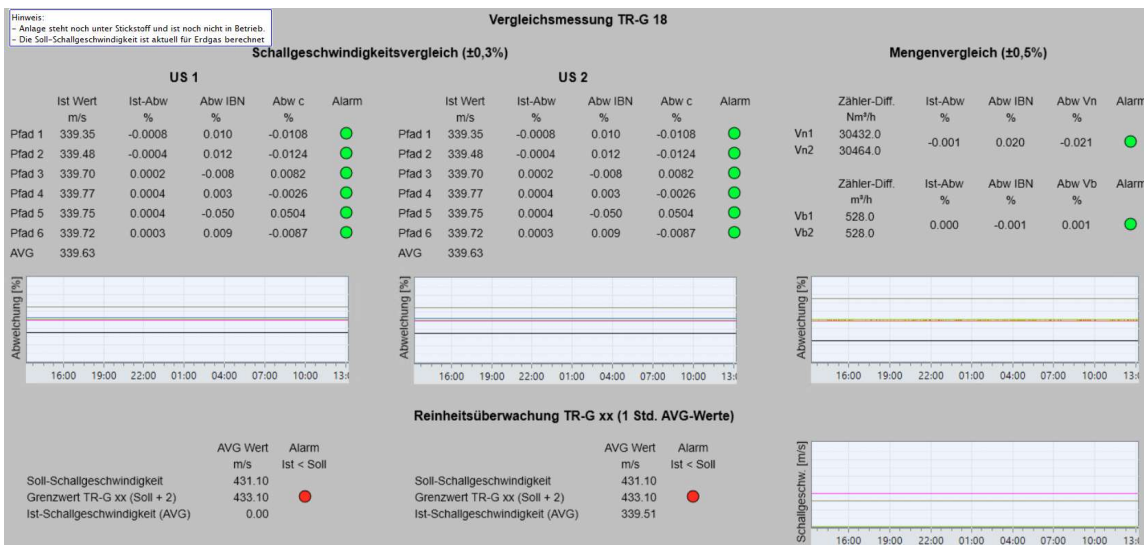


Praktische messtechnische Erfahrungen bei der Umwidmung von Erdgas auf Wasserstoff

25

Betriebliche kontinuierliche Überwachung

- ♦ Jede Minute findet eine neue Vergleichsmessungen in Anlehnung an TR-G 18 und Reinheitsüberwachung nach dem Entwurf der TR-G xxx



Praktische messtechnische Erfahrungen bei der Umwidmung von Erdgas auf Wasserstoff

26

- ◆ Die Inbetriebnahme ist für Q2 2026 geplant



13. Workshop Gasmengenmessung – Gasanlagen – Gastechnik 2026

11. & 12. März

Vortrag 9

H2 Durchflussmessungen mit RAMAN

Lavinia Appold und Theodoros Garavelis

Robert Bosch GmbH



BOSCH

Technik fürs Leben

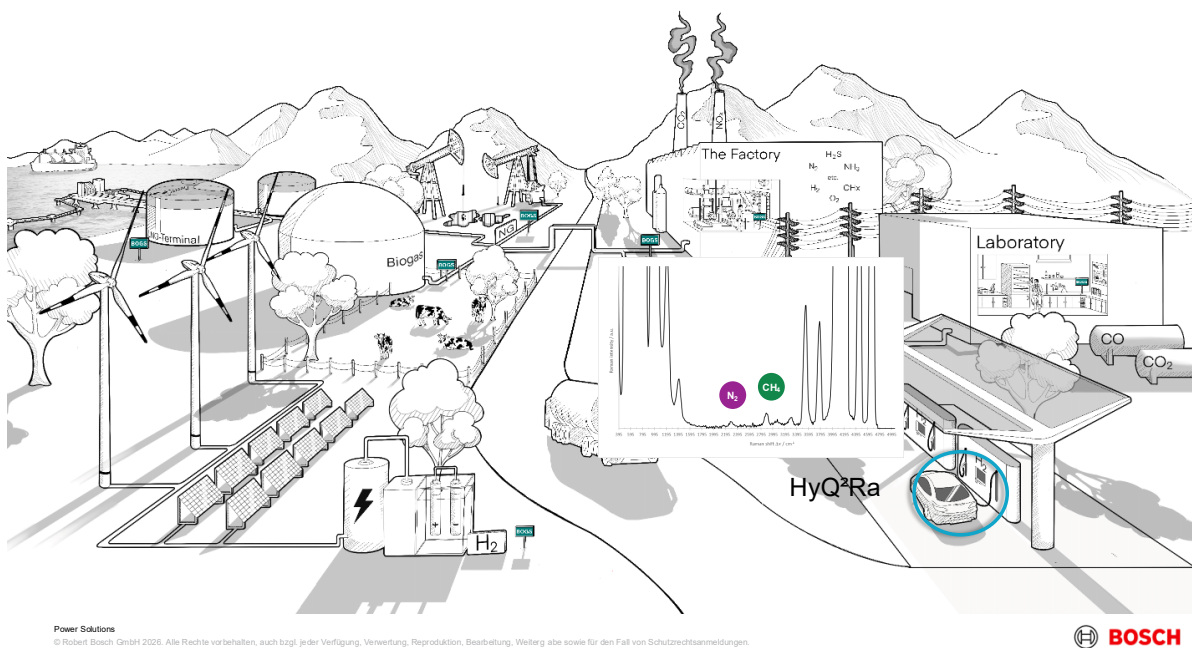


H2 Durchflussmessung mit RAMAN

Lavinia Appold, Theodoros Garavelis



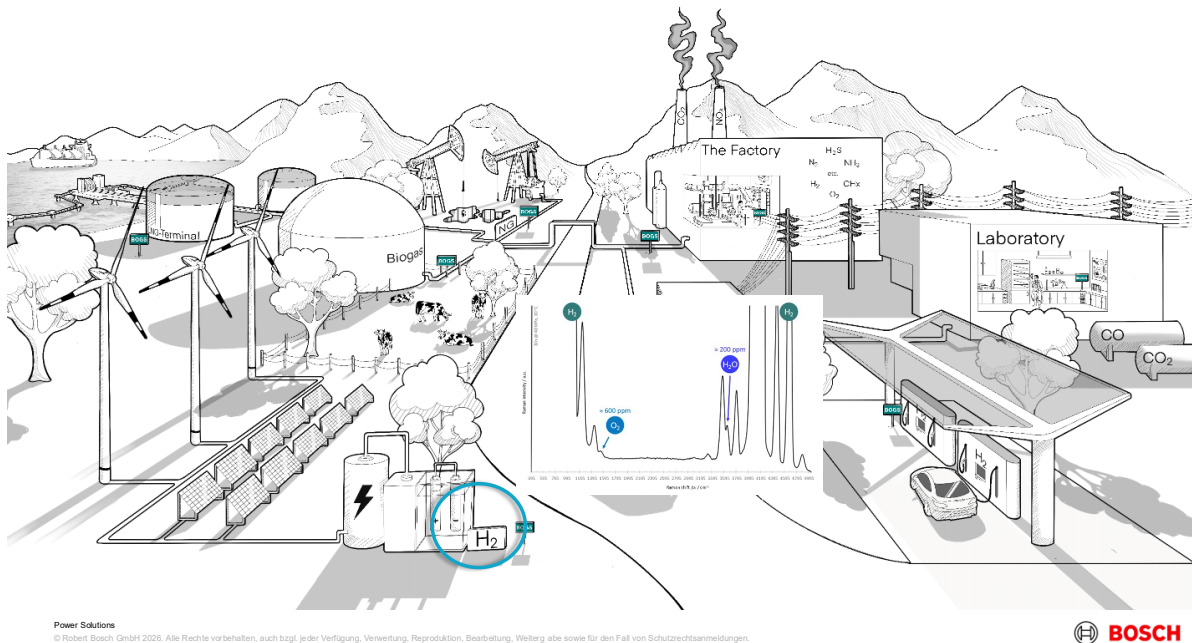
Motivation



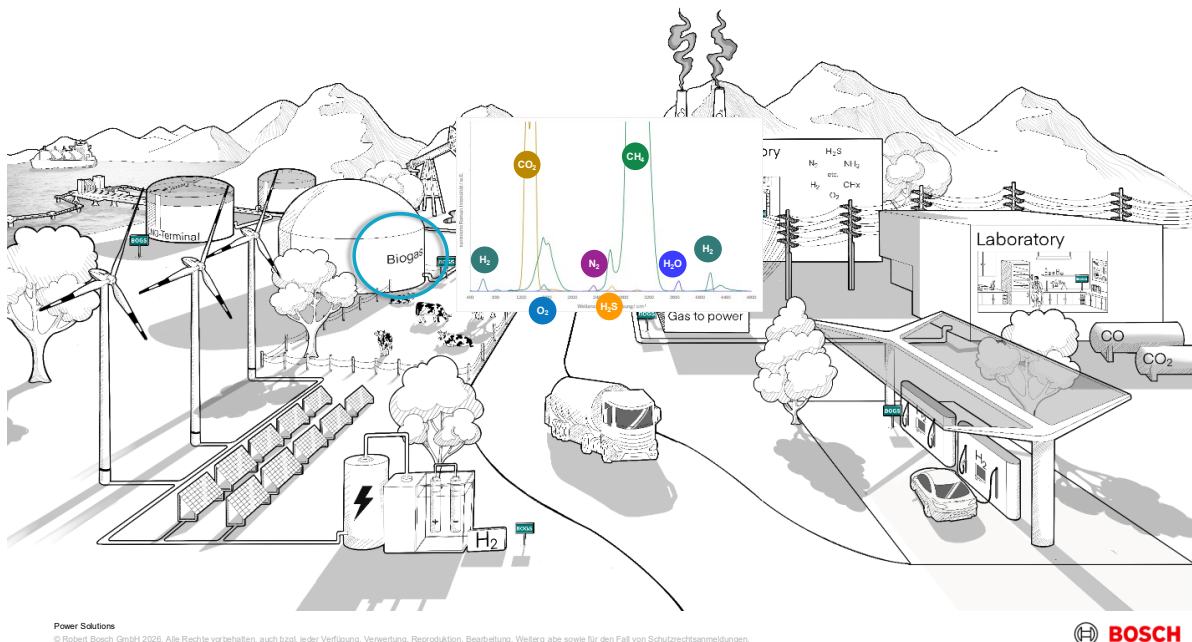
Power Solutions
© Robert Bosch GmbH 2026. Alle Rechte vorbehalten, auch bzgl. jeder Vervielfältigung, Verwertung, Reproduktion, Bearbeitung, Weitergabe sowie für den Fall von Schutzrechtsanmeldungen.



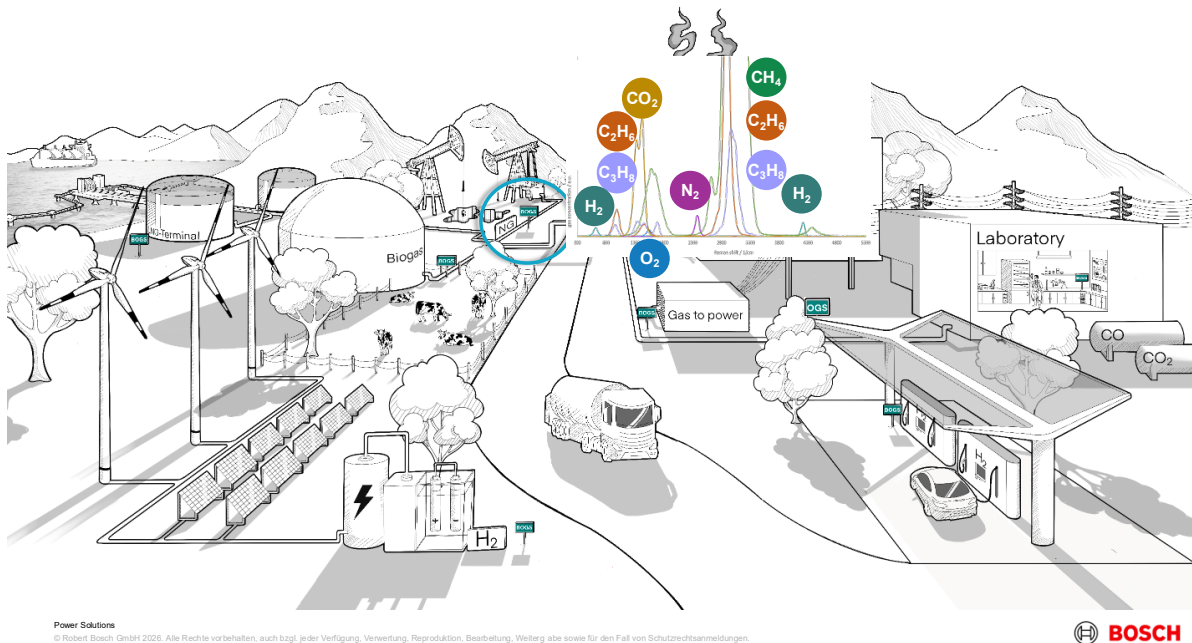
Die Übersicht visualisiert den umfassenden Wasserstoffkreislauf, von der Erzeugung bis zur Nutzung in diversen Anwendungsbereichen, wobei potenzielle Messstellen für die Gaszusammensetzung und -durchflüsse – hier als "BOGS" (Bosch Optical Gas Spectrometer) angedeutet – hervorgehoben werden. Das gezeigte Raman-Spektrum veranschaulicht ein Wasserstoffgemisch mit den typischen Verunreinigungen von CH_4 und N_2 , wie sie für die Qualitätskontrolle gemäß ISO 14687 relevant sind.



Hier wird ein Raman-Spektrum von Wasserstoff unter Druckbedingungen (40 MPa, 30°C) dargestellt, das das Hauptsignal von H_2 und geringe Konzentrationen von Verunreinigungen wie O_2 und H_2O zeigt, was die Empfindlichkeit der Methode für die Qualitätskontrolle von Wasserstoff verdeutlicht.



Ein Raman-Spektrum von Biogas zeigt die charakteristischen Signale typischer Bestandteile (z.B. CH_4 , CO_2 , H_2S , N_2 , H_2O , H_2) und illustriert die Fähigkeit der Raman-Spektroskopie zur simultanen Analyse komplexer Gasmischungen.



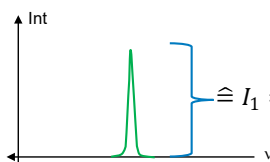
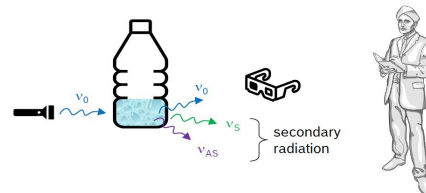
Diese Darstellung zeigt das Raman-Spektrum von Erdgas mit seinen Hauptbestandteilen, einschließlich CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , N_2 , O_2 , CO_2 und H_2 , und demonstriert die Anwendbarkeit der Raman-Spektroskopie für die quantitative Analyse von Gasgemischen in der Erdgasindustrie.

Theoretische Grundlagen

Theoretische Grundlagen Raman-Spektroskopie

Strahlungsfluss

$$\Phi(v)_{l \rightarrow m} = \frac{N_1}{V} \cdot \frac{d\sigma_{l \rightarrow m}}{d\Omega} \cdot \Omega \cdot P_L \cdot l = a_1 \cdot \frac{N_1}{V}$$

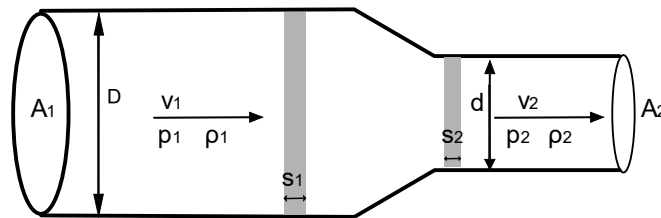


$$I_1 = t \cdot b_1 \cdot \Phi(v)_{l \rightarrow m} = t \cdot b_1 \cdot a_1 \cdot \frac{N_1}{V} = \alpha \cdot \frac{N_1}{V} = \alpha \cdot \rho$$

Die physikalischen Grundlagen der Raman-Spektroskopie, ein 1928 von Sir C.V. Raman entdecktes Phänomen inelastischer Lichtstreuung, ermöglichen die Analyse molekularer Schwingungen zur Gasarten-Identifizierung und Konzentrationsbestimmung. Der Strahlungsfluss (Φ) bei der Raman-Streuung wird durch eine Gleichung beschrieben, die das Verhältnis zwischen der detektierten Raman-Intensität und Parametern wie der Dichte der Moleküle (N_1/V), dem differentiellen Streuquerschnitt ($d\sigma_{l \rightarrow m}/d\Omega$), dem Beobachtungsraumwinkel Ω , der Laserleistung P_L und der Abbildungslänge l darstellt. Die gezeigte Grafik verdeutlicht, wie die gemessene Raman-Intensität (I_1) direkt proportional zur Konzentration (ρ) der zu analysierenden Spezies ist, was die quantitative Bestimmung von Gasen durch Raman-Spektroskopie ermöglicht.

Theoretische Grundlagen

Venturi-Rohr



Massenbilanz / Kontinuitätsgleichung: $\frac{dm}{dt} = v_1 A_1 \rho_1 = v_2 A_2 \rho_2$

Bernoulli-Gleichung: $\frac{1}{2} m \rho_1 v_1^2 + p_1 V_1 = \frac{1}{2} m \rho_2 v_2^2 + p_2 V_2$

Massendurchfluss: $\frac{dm}{dt} = A_2 \cdot E \sqrt{2 \cdot \Delta p \cdot \rho_1}$ $E = \frac{1}{\sqrt{1 - \left(\frac{d}{D}\right)^4}}$

Power Solutions

© Robert Bosch GmbH 2026. Alle Rechte vorbehalten, auch bzgl. jeder Vervielfältigung, Verwertung, Reproduktion, Bearbeitung, Weitergabe sowie für den Fall von Schutzrechtsanmeldungen.



Die präzise Durchflussmessung mittels Venturi-Rohr basiert auf den fundamentalen Prinzipien der Massenbilanz (Kontinuitätsgleichung) und der Bernoulli-Gleichung, die gemeinsam die Grundlage für die Bestimmung des Massendurchflusses bilden. Für die genaue Berechnung des Durchflusses sind die geometrischen Parameter des Venturi-Rohrs – die Querschnittsflächen (A_2), der Rohrdurchmesser (D) und der engste Durchmesser (d) – sowie der gemessene Differenzdruck (Δp) entscheidend. Eine Besonderheit dieses Ansatzes ist die innovative Integration der Dichtebestimmung: Diese wird mittels Raman-Spektroskopie direkt im Strömungskanal ermittelt und fließt als kritische Größe in die Massendurchflussberechnung ein.

Technische Umsetzung

Raman-Spektroskopie mit Gas Bosch Optical Gas Spectrometer - BOGS



Schnell und genau:

0,1 Vol.-% in weniger als 10s,
längere Analysezeit für 0,01 Vol.-%



Inline-Betrieb:

bis zu 40 °C und 40 bar



Kostengünstig:

Einfache Installation und Kalibrierung,
kein Trägergas erforderlich



Kompakte Größe:

19-Zoll Rack

Multi-Gas Analyse



Anstecken & Messen

Inline und bei hohem Druck
(ohne Probenentnahme und Trägergas)

Power Solutions

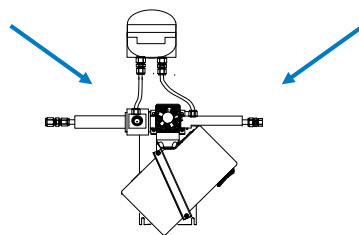
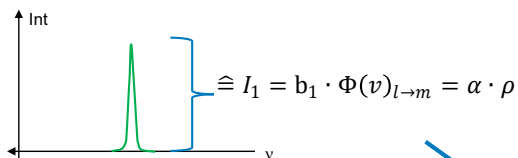
© Robert Bosch GmbH 2026. Alle Rechte vorbehalten, auch bzgl. jeder Verfügung, Verwertung, Reproduktion, Bearbeitung, Weitergabe sowie für den Fall von Schutzrechtsanmeldungen.



Weiter Infos zum BOGS unter: <https://bosch-optical-gas-spectrometer.com/>

Technische Umsetzung Neue Durchflussmesstechnik

Raman-Spektroskopie



Durchfluss

$$\frac{dm}{dt} = A_2 \cdot E \sqrt{2 \cdot \Delta p \cdot \rho_1}$$

Power Solutions

© Robert Bosch GmbH 2026. Alle Rechte vorbehalten, auch bzgl. jeder Verfügung, Verwertung, Reproduktion, Bearbeitung, Weitergabe sowie für den Fall von Schutzrechtsanmeldungen.



Technische Umsetzung

Berücksichtigung realer Strömungseffekte

Massendurchflussmessung:

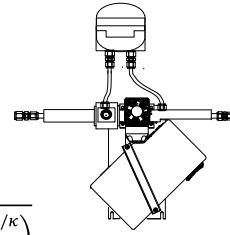
$$qm_{Gas} = \frac{dm}{dt} = A_2 \cdot E \cdot \varepsilon \cdot C \sqrt{2\Delta p \rho_1}$$

Expansionsfaktor ε : nach DIN EN ISO 5167

$$\varepsilon = \sqrt{\left(\frac{\kappa \tau^{2/\kappa}}{\kappa - 1}\right) \left(\frac{1 - \beta^4}{1 - \beta^4 \tau^{2/\kappa}}\right) \left(\frac{1 - \tau^{(\kappa-1)/\kappa}}{1 - \tau}\right)}$$

Durchflusskoeffizienten C : nach DIN EN ISO 5167-4 Konstanter Wert von 0,946

$$C = \frac{qm_{Referenzmessgerät} \sqrt{1 - \left(\frac{d}{D}\right)^4}}{A_2 \sqrt{2\Delta p \rho_1} \cdot \varepsilon}$$



Power Solutions

© Robert Bosch GmbH 2026. Alle Rechte vorbehalten, auch bzgl. jeder Verfügung, Verwertung, Reproduktion, Bearbeitung, Weitergab sowie für den Fall von Schutzrechtsanmeldungen.



Die Massendurchflussgleichung wird erweitert, um reale Strömungseffekte zu berücksichtigen, indem Korrekturfaktoren wie der Expansionsfaktor (ε) und der Durchflusskoeffizient (C) eingeführt werden, um die Genauigkeit der Messung unter praktischen Bedingungen zu verbessern.

Technische Umsetzung

Berücksichtigung realer Strömungseffekte - Durchflusskoeffizienten

- Einkalibrieren im Prüflabor gegen Normdüsen als Referenzmessgerät

$$C = \frac{qm_{Referenzmessgerät} \sqrt{1 - \left(\frac{d}{D}\right)^4}}{A_2 \sqrt{2\Delta p \rho_1} \cdot \varepsilon}$$

- Eine Funktion von $X = \left(-\frac{1}{\sqrt{Re}}\right)$ als Polynom dritten Grades

$$C(Re) = a_3 X^3 + a_2 X^2 + a_1 X + a_0$$

- Funktion von Re als iterative Vorgehen $\rightarrow qm$ mit $C = 0,946$

Power Solutions

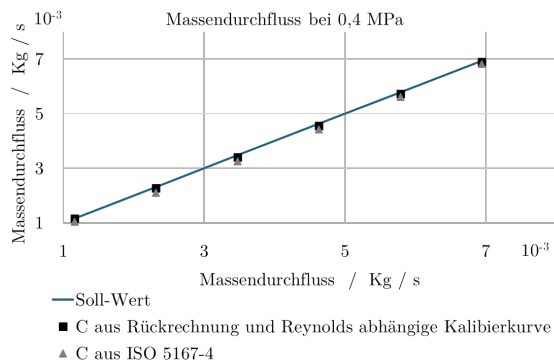
© Robert Bosch GmbH 2026. Alle Rechte vorbehalten, auch bzgl. jeder Verfügung, Verwertung, Reproduktion, Bearbeitung, Weitergab sowie für den Fall von Schutzrechtsanmeldungen.



Die Kalibrierung des Durchflusskoeffizienten (C) erfolgt im Prüflabor gegen Normdüsen als Referenzmessgerät, wobei C als Polynom dritten Grades der Reynolds-Zahl-Funktion (X) beschrieben und iterativ bestimmt wird, um präzise Ergebnisse zu erzielen.

Technische Umsetzung

Berücksichtigung realer Strömungseffekte - Durchflusskoeffizienten



- Kalibrierung: Reynolds-Zahl-abhängig für präzisen Durchfluss
- Validierung: Hohe Genauigkeit nach Kalibrierung

Power Solutions
© Robert Bosch GmbH 2026. Alle Rechte vorbehalten, auch bzgl. jeder Verfügung, Verwertung, Reproduktion, Bearbeitung, Weitergabe sowie für den Fall von Schutzrechtsanmeldungen.



Die Ergebnisse der Kalibrierung mit C-Werten gemäß ISO 5167-4 demonstrieren, dass die Reynolds-Zahl-abhängige Kalibrierung eine hohe Übereinstimmung zwischen dem berechneten und dem eingestellten Massendurchfluss erzielt.

Technische Umsetzung



$$\frac{dm}{dt} = A_2 \cdot E \cdot \epsilon \cdot C \sqrt{2 \cdot \Delta p \cdot \rho_1}$$

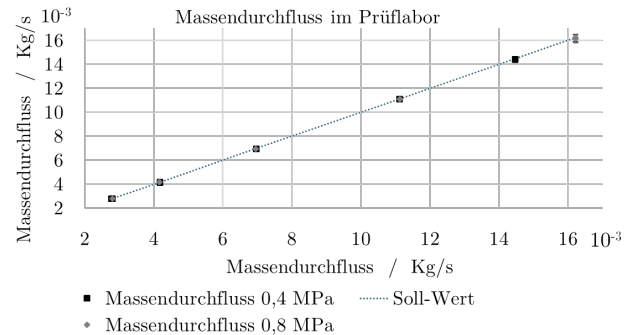
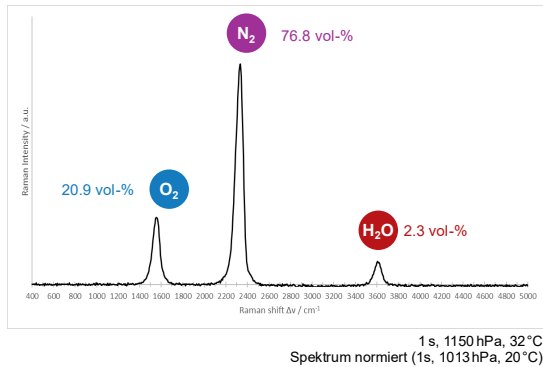
- Berechnung von ϵ
- Kalibrierformel für C
- ρ_1 mittels Raman-Spektroskopie

Power Solutions
© Robert Bosch GmbH 2026. Alle Rechte vorbehalten, auch bzgl. jeder Verfügung, Verwertung, Reproduktion, Bearbeitung, Weitergabe sowie für den Fall von Schutzrechtsanmeldungen.



Massendurchfluss an der H₂-Tankstelle

Massendurchfluss an der H₂-Tankstelle Prüflabor – Luft Messungen



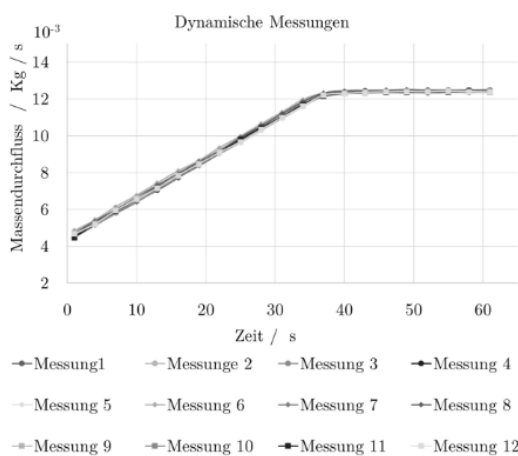
- bei niedrigen Massendurchflüssen Messfehler 1,2 %
- bei höher Massendurchflüssen Messfehler bei 0,2%

Power Solutions
© Robert Bosch GmbH 2026. Alle Rechte vorbehalten, auch bzgl. jeder Vervielfältigung, Verwertung, Reproduktion, Bearbeitung, Weitergabe sowie für den Fall von Schutzrechtsanmeldungen.



Die Darstellung zeigt die Massendurchflussmessungen von Luft im Prüflabor unter verschiedenen Druckbedingungen, wobei die hohe Präzision und geringen Messfehler der Methode – insbesondere bei hohen Massendurchflüssen – hervorgehoben werden.

Massendurchfluss an der H₂-Tankstelle Stickstoffmessungen



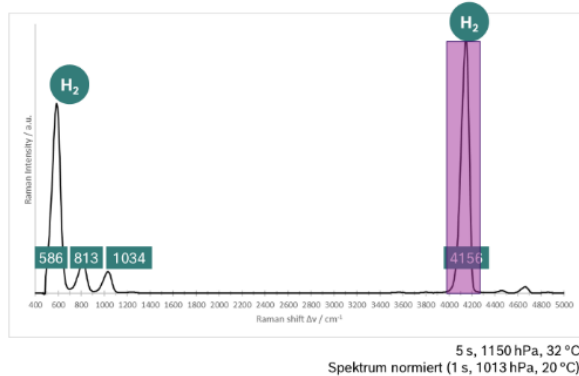
- 12 unabhängige Wiederholmessungen
- Sekundentaktige Datenerfassung
- Hohe Reproduzierbarkeit der Massenstromprofile
- Keine signifikante Drift im stationären Bereich

Power Solutions
© Robert Bosch GmbH 2026. Alle Rechte vorbehalten, auch bzgl. jeder Vervielfältigung, Verwertung, Reproduktion, Bearbeitung, Weitergabe sowie für den Fall von Schutzrechtsanmeldungen.



Die Ergebnisse von dynamischen Massendurchflussmessungen mit Stickstoff demonstrieren die hohe Reproduzierbarkeit der Massenstromprofile, die sekundentaktige Datenerfassung und die Stabilität der Messungen im stationären Bereich.

Massendurchfluss an der H₂-Tankstelle Wasserstoffmessungen



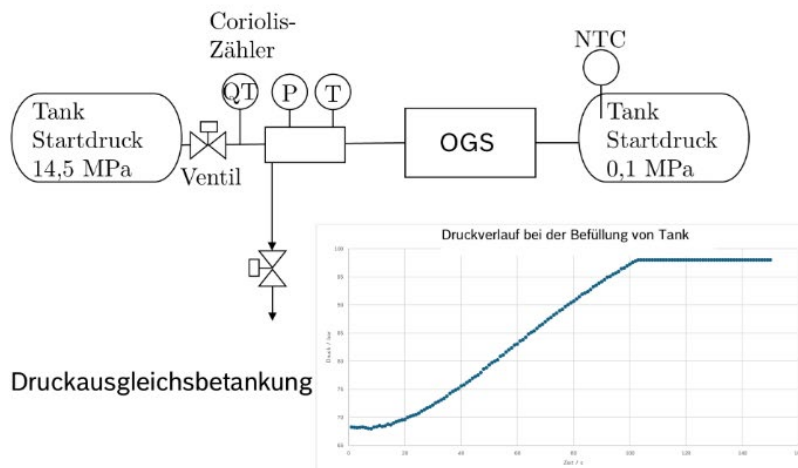
- Wasserstoff 100 %
- typ. 5 H₂ Raman-Peaks
- Auswertung nur der Vibrationspeaks

Power Solutions
© Robert Bosch GmbH 2026. Alle Rechte vorbehalten, auch bzgl. jeder Verfügung, Verwertung, Reproduktion, Bearbeitung, Weitergabe sowie für den Fall von Schutzrechtsanmeldungen.



Ein Raman-Spektrum von 100% Wasserstoff zeigt die typischen H₂-Raman-Peaks, wobei die Auswertung hauptsächlich auf den Vibrationspeaks basiert, um eine genaue Quantifizierung des Wasserstoffanteils zu gewährleisten.

Massendurchfluss Wasserstoffmessungen – Aufbau



Druckausgleichsbetankung



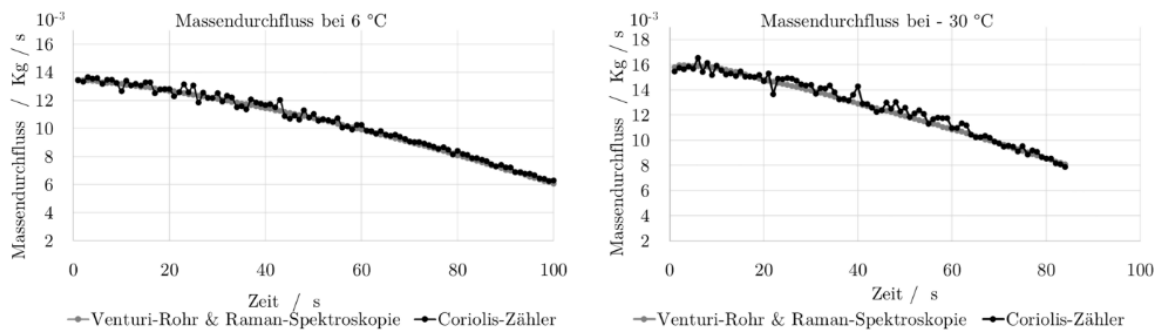
Integration vom Durchfluss-OGS ins Testfeld

Power Solutions
© Robert Bosch GmbH 2026. Alle Rechte vorbehalten, auch bzgl. jeder Verfügung, Verwertung, Reproduktion, Bearbeitung, Weitergabe sowie für den Fall von Schutzrechtsanmeldungen.



Dieser Aufbau zeigt die Integration des Durchfluss-OGS in ein Testfeld, bestehend aus einem Coriolis-Zähler, Ventilen und einem Tank, zur Überprüfung der H₂-Durchflussmessung unter realen Bedingungen.

Massendurchfluss an der H₂-Tankstelle Wasserstoffmessungen – Aufbau



Vergleich von Raman-Durchflussmesser mit Coriolis-Zähler

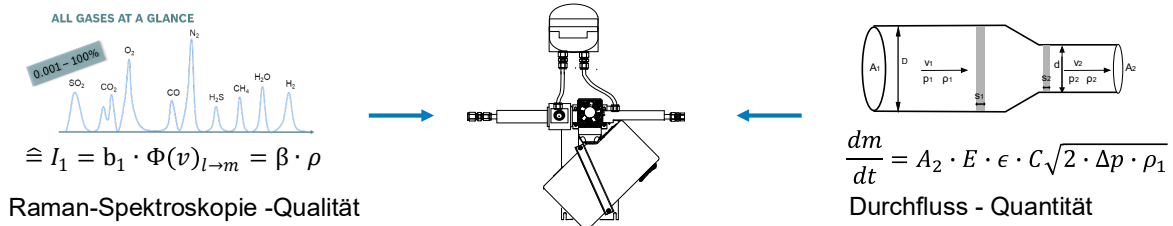
Power Solutions
© Robert Bosch GmbH 2026. Alle Rechte vorbehalten, auch bzgl. jeder Verfügung, Verwertung, Reproduktion, Bearbeitung, Weitergabe sowie für den Fall von Schutzrechtsanmeldungen.



Die Diagramme vergleichen die Massendurchflussmessungen bei 6°C und -30°C mittels des Venturi-Rohrs mit Raman-Spektroskopie und einem Coriolis-Zähler, was die gute Übereinstimmung und Zuverlässigkeit der neuen Methode bei verschiedenen Temperaturen unterstreicht.

Zusammenfassung und Ausblick

Zusammenfassung Neue Durchflussmesstechnik



Massendurchfluss mit Bosch Raman-Spektroskopie möglich

- Validierter Demonstrator
- Präzise Massendurchflussbestimmung realisiert
- Systemarchitektur industriekompatibel ausgelegt

Power Solutions
© Robert Bosch GmbH 2026. Alle Rechte vorbehalten, auch bzgl. jeder Vervielfältigung, Verwertung, Reproduktion, Bearbeitung, Weitergabe sowie für den Fall von Schutzrechtsanmeldungen.



Zusammenfassung & Ausblick Anwendungsfälle:



- Einsatz als Temperatursensor für schnelle Gas-Temperaturwechsel
- Durchflussmessung unter Bedingungen schneller Temperaturwechsel
- Durchflussmessung bei variierender Gaszusammensetzung
- Durchflussmessung bei ausgeprägten Dichteänderungen

Power Solutions
© Robert Bosch GmbH 2026. Alle Rechte vorbehalten, auch bzgl. jeder Vervielfältigung, Verwertung, Reproduktion, Bearbeitung, Weitergabe sowie für den Fall von Schutzrechtsanmeldungen.



Bosch präsentiert eine neue Durchflussmesstechnik, welche die Qualität von Raman-Spektroskopie mit der Quantität der Massendurchflussmessung innovativ verbindet. Diese innovative Methode ermöglicht vielfältige Anwendungen unter extremen Bedingungen und bietet mit einem validierten Demonstrator die Grundlage für eine vielversprechende, industriekompatible Lösung.

13. Workshop Gasmengenmessung – Gasanlagen – Gastechnik 2026

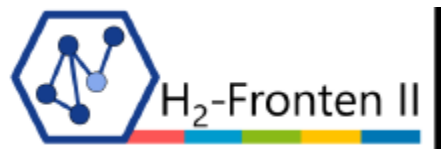
11. & 12. März

Vortrag 11

Entwicklung einer sensorgestützten
Gasbeschaffenheitsverfolgung

DVGW-Forschungsprojekt·

Sarge/Schenk/Schaldach/Mickan/Gläsener/ Bakenhus





H2-Fronten II: Entwicklung einer sensorgestützten Gasbeschaffenheitsverfolgung

DVGW-Forschungsprojekt· Sarge/Schenk/Schaldach/Mickan/Gläsener/ Bakenhus · 12. März 2026

Forschungsprojekt H2-Fronten II Projektorganisation



Projektteam



Forschungsträger



westenergie

EWEnetz

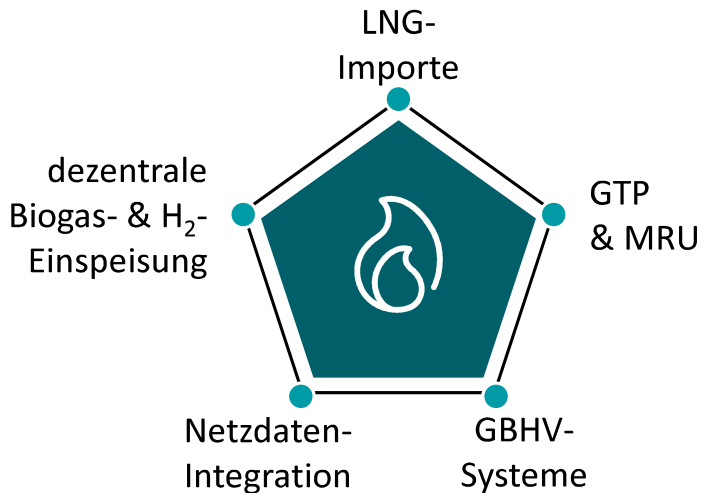
westnetz

Kooperationspartner

DVGW-Forschungsprojekt· Sarge/Schenk/Schaldach/Mickan/Gläsener/Bakenhus · 12. März 2026

2

Das Gasnetz im Wandel



Verschiedenartige Gasquellen & wechselnde Beschaffenheiten in den Verteilnetzen erfordern – für einen wirtschaftlichen Betrieb –

die Entwicklung des Gasnetzes hin zum dynamischen Energiesystem.

Rückblick H2-Fronten I



Ziel & Methode

- Bewertung der Abrechenbarkeit unter schwankenden Gasbeschaffenheiten
- Entwicklung eines Sensor-GBHV-Kopplungskonzeptes
- Identifizieren von Anforderungen an zukünftige Mess- und Abrechnungssysteme



Szenarien-Matrix

56 Szenarien

- 19 gelöst
- 11 gelöst, aber 2%-Thema
- **18 mit 2%-Problem (kritisch)**
- 8 verboten

Merke: kritische Fälle bereits ohne H2-Einspeisung



Sensorik & Datenfusion

- Messgrößen: Raman, Wärmeleitfähigkeit & Schallgeschwindigkeit
- Kombination von Messpunkten mit etablierter GBHV (Hybridisierung)
→ Grundlage für zukünftige, herstellerunabhängige Hybridverfahren

Forschungsprojekt H2-Fronten II

Erkenntnisse und Übergang H2-Fronten II



Sind die Unsicherheiten der GBHV durch Sensordaten reduzierbar?

Bewerten verschiedener Sensorprinzipien und analysieren, welche die GBHV-Modellunsicherheit im realen Netzbetrieb effektiv reduzieren können.



Können Sensoren und GBHV gekoppelt werden?

Integration von Sensorik und GBHV-Systemen in einem Pilotnetz, um nachzuweisen, dass Mischsituationen stabiler erkannt, Brennwerte sicherer bestimmt und kritische Einspeiseszenarien praktisch gelöst werden können.



Sind die Ergebnisse im realen Verteilnetz praxistauglich? (Feldtest)

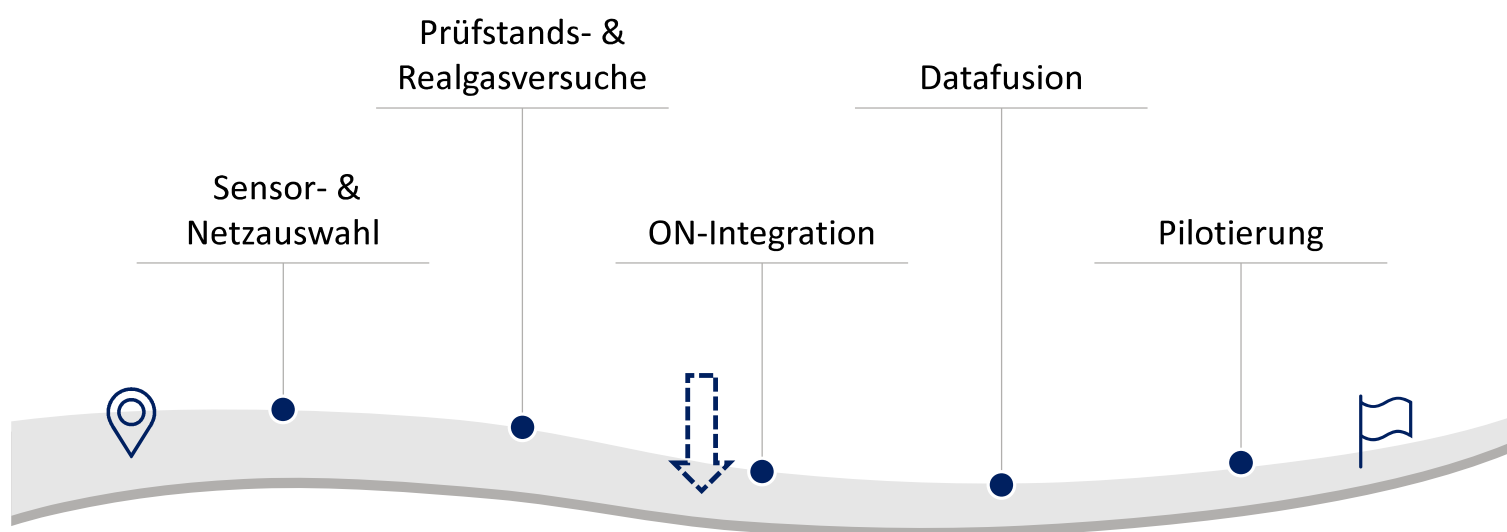
Aufbau eines neutralen, modularen Abrechnungsverfahrens, das softwareunabhängig einsetzbar ist.

DVGW-Forschungsprojekt · Sarge/Schenk/Schaldach/Mickan/Gläsener/Bakenhus · 12. März 2026

5

Forschungsprojekt H2-Fronten II

Arbeitspakete und Etappen



DVGW-Forschungsprojekt · Sarge/Schenk/Schaldach/Mickan/Gläsener/Bakenhus · 12. März 2026

6

Sensor- und Netzauswahl



$$\lambda \sim c_v \cdot \rho$$

Wärmeleitfähigkeit

$$w = \sqrt{\frac{R \cdot T}{M}}$$

Schallgeschwindigkeit

$$\eta \sim \rho \cdot v$$

Viskosität

Rel. Wärmeleitfähigkeit

- Bis 100% – H₂
- 15 Jahre Laufzeit



Schallgeschwindigkeit

- Bis 30% – H₂



Viskosität & Wärmeleitfähigkeit

- Bis 30% – H₂
- MID zertifiziert



Sensor- & Netzauswahl

Prüfstands- & Realgasversuche

ON-Integration

Datafusion

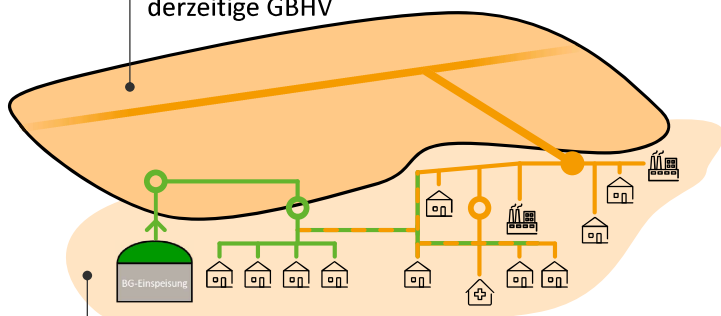
Pilotierung



Sensor- und Netzauswahl



derzeitige GBHV



erweiterte GBHV



Netzmerkmale

- hoher Vermaschungsgrad
- geringe Strömungsgeschw.
- Mehrseitenaufspeisung
- Möglichkeit der Referenzmessung
- Biogas-/ H₂-Einspeisung

Kooperationspartner stellen Netze zur Verfügung
EWE Netz: Rügen
Westnetz: Kerpen



Sensor- & Netzauswahl

Prüfstands- & Realgasversuche

ON-Integration

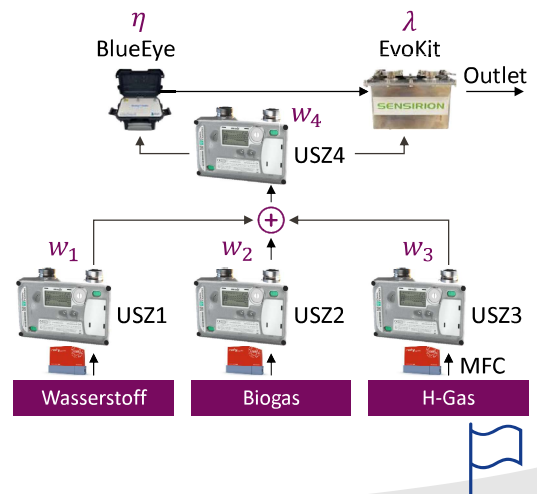
Datafusion

Pilotierung



Forschungsprojekt H2-Fronten II

Systematik der Prüfstandsversuche

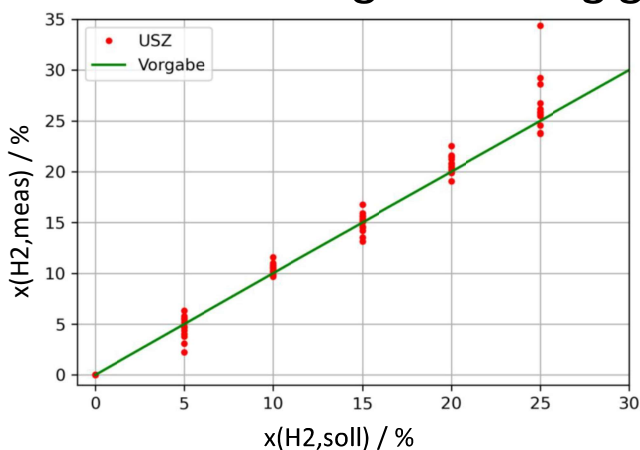


DVGW-Forschungsprojekt · Sarge/Schenk/Schaldach/Mickan/Gläsener/Bakenhus · 12. März 2026

9

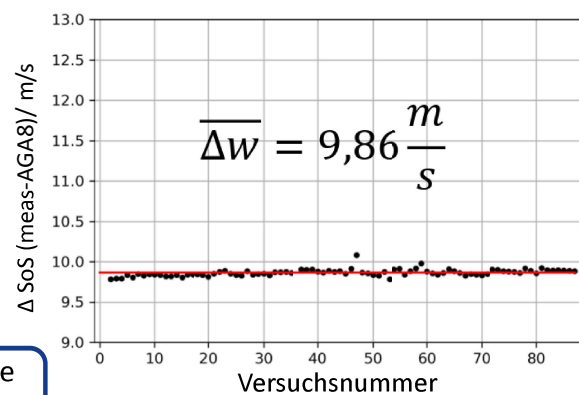
Forschungsprojekt H2-Fronten II

SoS-Messung in Abhängigkeit der Gasmischung



Messgeräte weisen gerätespezifischen Offset, der jedoch je Messgerät fest ist.

→ Einzelprüfung des gerätespezifischen Offsets im Rahmen der Eingangsprüfung auf etablierten Luftprüfständen



DVGW-Forschungsprojekt · Sarge/Schenk/Schaldach/Mickan/Gläsener/Bakenhus · 12. März 2026

10

Forschungsprojekt H2-Fronten II

Sensorkommunikation im Forschungsprojekt



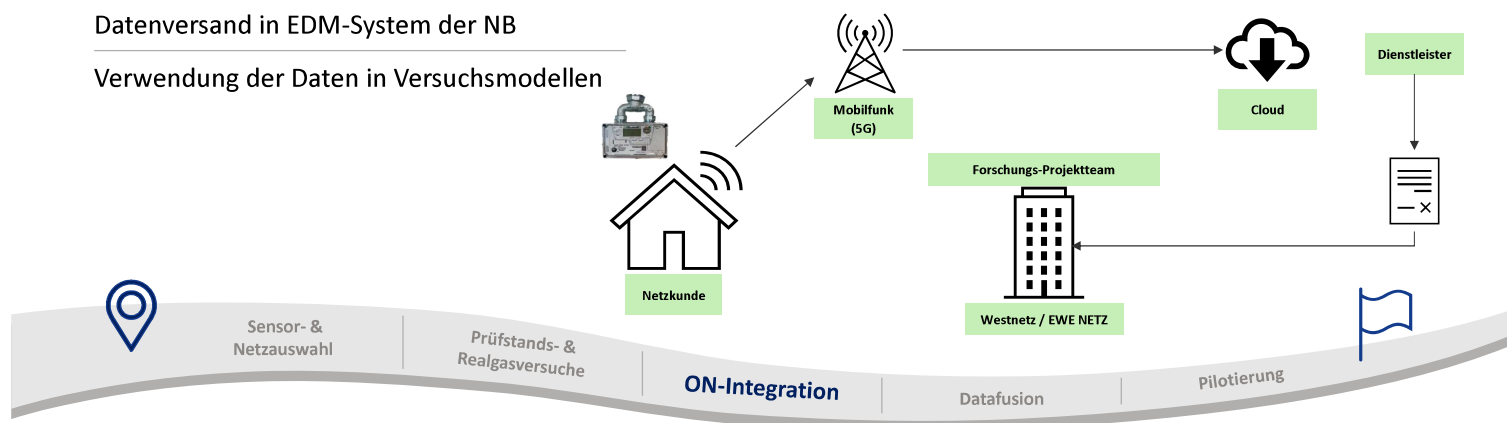
Datenversand (6h Push) via NB-IoT

Daten werden in Cloud gespeichert

Auslesen des DLMS-Protokolls der Zähler

Datenversand in EDM-System der NB

Verwendung der Daten in Versuchsmodellen



DVGW-Forschungsprojekt · Sarge/Schenk/Schaldach/Mickan/Gläsener/Bakenhus · 12. März 2026

11

Forschungsprojekt H2-Fronten II

Sensorkommunikation nach Forschungsprojekt



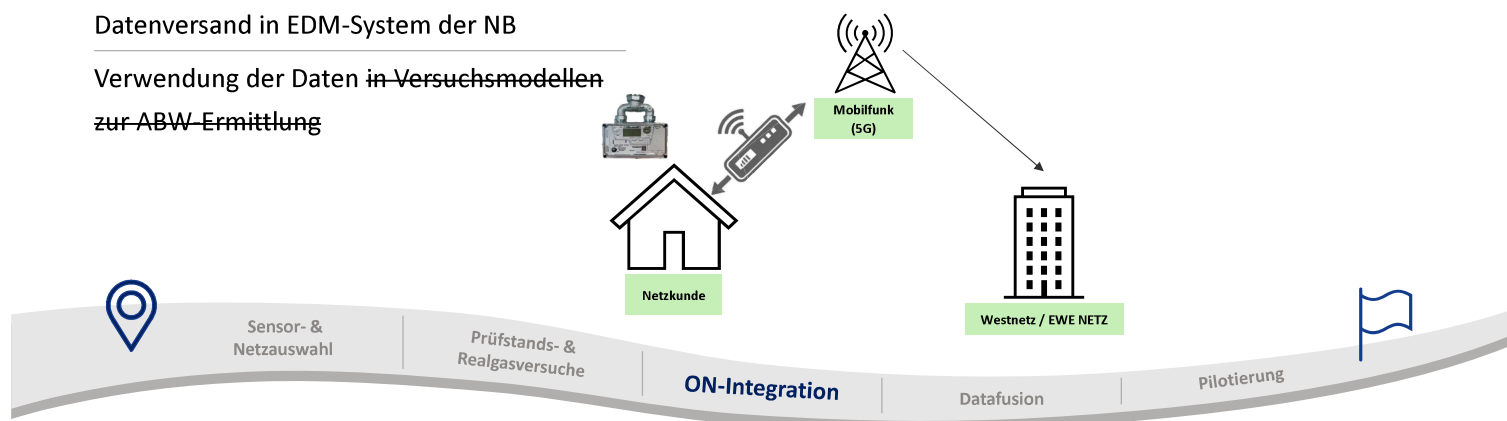
Datenversand (6h Pull) via NB-IoT

~~Daten werden in Cloud gespeichert~~

~~Auslesen des DLMS-Protokolls der Zähler~~

Datenversand in EDM-System der NB

Verwendung der Daten in Versuchsmodellen
zur ABW-Ermittlung



DVGW-Forschungsprojekt · Sarge/Schenk/Schaldach/Mickan/Gläsener/Bakenhus · 12. März 2026

12

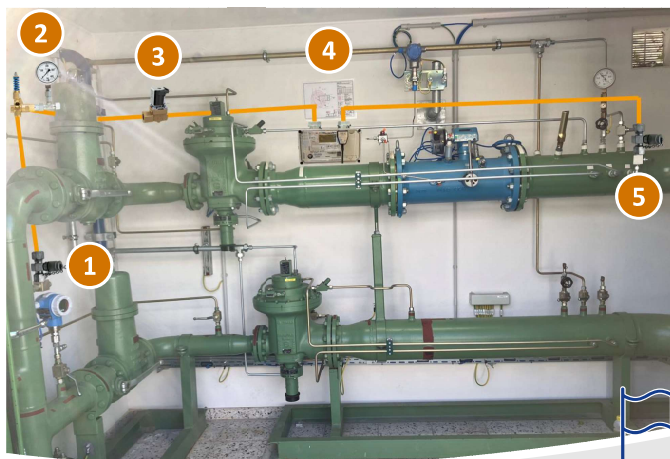
Forschungsprojekt H2-Fronten II

Sensorverbau in Ortsnetzstation



Bypass-Leitung

- 1 Minimes-Anschluss an HD-Leitung (11bar)
- 2 Druckregelung auf rd. 500mbar
- 3 Sicherheitsabsperrenteil
- 4 US-Haushaltszähler
- 5 Rückführung in MD-Leitung (380mbar)



Sensor- &
Netzauswahl

Prüfstands- &
Realgasversuche

ON-Integration

Datafusion

Pilotierung

DVGW-Forschungsprojekt · Sarge/Schenk/Schaldach/Mickan/Gläsener/Bakenhus · 12. März 2026

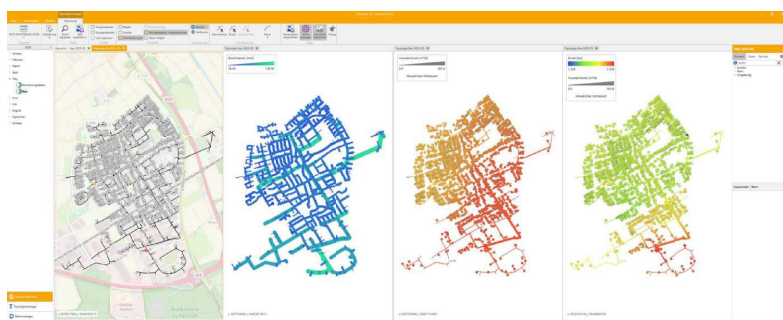
13

Forschungsprojekt H2-Fronten II

Systematik zum Sensorverbau im Verteilnetz



Ansatz 1



1. Unsicherheitsanalyse im Verteilnetz durchführen
2. Bereiche besonderer Unsicherheiten ausweisen
3. Lokationen auf Anschlusspunkte untersuchen
4. Sensoren verbauen



Sensor- &
Netzauswahl

Prüfstands- &
Realgasversuche

ON-Integration

Datafusion

Pilotierung

DVGW-Forschungsprojekt · Sarge/Schenk/Schaldach/Mickan/Gläsener/Bakenhus · 12. März 2026

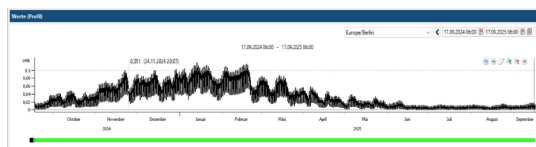
14

Forschungsprojekt H2-Fronten II

Systematik zum Sensorverbau im Verteilnetz



Ansatz 2



Kundenprofil

Kundenwert

GP-Temperatur

1. Netzanalyse zur Identifikation von Schlüsselerzweigungen
2. Kundenprofile & -werte an signifikanten Messstellen untersuchen
3. Lastgang hins. Bezugszeiträumen untersuchen
4. redundante Messungen aufbauen



DVGW-Forschungsprojekt Sarge/Schenk/Schaldach/Mickan/Gläsener/Bakenhus · 12. März 2026

15

Forschungsprojekt H2-Fronten II

Ausblick und aktueller Untersuchungsgegenstand



Technologie

- Ermitteln der Gaszusammensetzung je Einspeisung
- Bestimmen der physikalischen Größen je Einspeisung (je Technologie)
- Kontrolle der Einspeise-Zuordbarkeit je Technologie (in Abh. der Sensitivität jeweiliger Technologie)
- ggf. Anpassen der Gaseinspeise-Zusammensetzung

Sensor-lokationen

- Identifikationsmethode wählen
- Knotenpunkte auf Eignung untersuchen
- Anschreiben für Zählerwechsel/Sensorintegration versenden/ Ankündigung
- Sensoreinbau + Kommunikationskanal einrichten

Kopplung

DVGW-Forschungsprojekt Sarge/Schenk/Schaldach/Mickan/Gläsener/Bakenhus · 12. März 2026

16

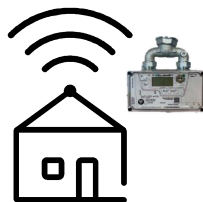
Forschungsprojekt H2-Fronten II



Anreichern des Rechenmodells durch Sensordaten



Laufzeiten und Anteile



Netzkunde



Laufzeiten und Anteile

Netzsimulation durchführen

Sensordaten aus ONS und von LV aufnehmen

Datafusion durchführen



Schwankungen & Unterschiede der Gasbeschaffenheiten in Ortsnetzen werden beherrscht



Sensor- & Netzauswahl

Prüfstands- & Realgasversuche

ON-Integration

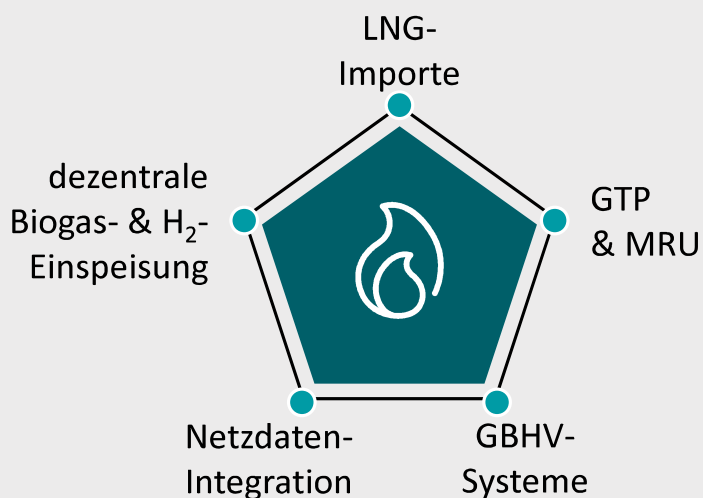
Datafusion

Pilotierung



DVGW-Forschungsprojekt · Sarge/Schenk/Schaldach/Mickan/Gläsener/Bakenhus · 12. März 2026

17



Ansprechpartner PTB

Bodo Mickan
Projektleitung

Bodo.mickan@ptb.de

Ansprechpartner NB

Fabian Schaldach
Projektleitung Westenergie Metering GmbH
F +49 152 552 331 94
fabian.schaldach@westnetz.de

13. Workshop Gasmengenmessung – Gasanlagen – Gastechnik 2026

11. & 12. März

Vortrag 12

Implementierung von Cybersicherheitsmaßnahmen für
die Gasmessung

Bernhard Thomas

Honeywell Elster GmbH



Cyberangriffe auf Unternehmen, Energieversorger und Behörden gehören mittlerweile zum Alltag. Angreifer nutzen gezielt Schwachstellen in IT- und OT-Systemen aus und können dadurch ganze industrielle Anlagen außer Betrieb setzen oder – im schlimmsten Fall – die flächendeckende Energieversorgung gefährden.

Angesichts der stetig wachsenden Bedrohung durch Cyberangriffe verfolgt die Europäische Union einen ganzheitlichen Ansatz, um die Sicherheit vernetzter Produkte und Systeme auf dem europäischen Markt nachhaltig zu stärken.

Als eines der führenden Technologieunternehmen misst Honeywell dem Thema Cybersicherheit höchste Bedeutung bei. Auch wenn die Erfahrung gezeigt hat, dass kein System jemals vollständig sicher sein kann, sind einige Schutzmaßnahmen und Methoden wirksamer als andere. Aus diesem Grund wurden sowohl die Produktentwicklungs- und Produktpflegeprozesse als auch die Produkte selbst konsequent am anerkannten Sicherheitsstandard ISA/IEC 62443 ausgerichtet und nach diesem Standard zertifiziert.



Implementierung von Cybersicherheitsmaßnahmen für die Gasmessung

13. WORKSHOP GASMENGENMESSUNG 2026

Bernhard Thomas
Honeywell Elster GmbH
12. März 2026



Agenda

- 1** Intro
- 2** ISA/IEC 62443 – Security-by-Design (Cybersicherheit durch Design)
- 3** Beispiele für umgesetzte Sicherheitsmaßnahmen
- 4** Fragen & Antworten

Honeywell Confidential – © 2026 von Honeywell International Inc. Alle Rechte vorbehalten.



WAS IST CYBERSICHERHEIT?

Cybersicherheit umfasst eine Reihe von Praktiken, Prozessen und Technologien, die kombiniert werden, um Computer, Netzwerke, elektronische Geräte und digitale Informationen vor Cyberbedrohungen zu schützen.

Eine Bedrohung in der Cybersicherheit ist eine böswillige Aktivität einer Einzelperson oder Organisation, die darauf abzielt, Daten zu manipulieren oder zu entwenden, Netzwerke zu kompromittieren oder digitale Abläufe zu stören.

ARTEN VON CYBERSICHERHEITSBEDROHUNGEN

Malware- und Ransomware-Angriffe

Daten- diebstahl und unautorisierte Zugriffe

Phishing & Social Engineering

Man-in-the-Middle-Angriffe

SQL-Injektionen

Zero-Day-Exploits

Denial-of-Service-Angriffe (DoS)

FOLGEN VON CYBERANGRIFFEN

RANSOMWARE-ANGRIFF 2021

Striking oil United States

Ransom payments, \$'000

— Average — Median

Sources: Coveware; Colonial Pipeline Company
The Economist

Median size of companies targeted by ransomware

Employees

Colonial pipeline

4

VERTEIDIGUNG GEGEN CYBERBEDROHUNGEN

Es ist wichtig, eine sichere Option zu identifizieren.

Die Erfahrung zeigt, dass kein System jemals vollständig sicher sein kann – dennoch sind einige Schutzmaßnahmen und Methoden wirksamer als andere.

Woran erkennt man, welche Produkte besser cybergeschützt sind, wenn man eine Gasmessstation entwirft oder modernisiert?

Komponenten, die unter der ISASecure® SDLA-Zertifizierung entwickelt wurden, sind widerstandsfähig gegen Cyberangriffe.

ISA/IEC 62443 IT-SICHERHEIT FÜR INDUSTRIELLE AUTOMATISIERUNGS- UND STEUERUNGSSYSTEME



Allgemeines	62443-1-1 Terminologie, Konzepte und Modelle	62443-1-2 Master-Glossar für Begriffe und Abkürzungen	62443-1-3 Metriken zur Bewertung der Systemsicherheitskonformität	62443-1-4 Sicherheitslebenszyklus des IACS und Anwendungsfälle
Richtlinien und Verfahren	62443-2-1 Einrichtung eines IACS-Sicherheitsprogramms	62443-2-2 Bewertung des Sicherheitsprogramms	62443-2-3 Patch-Management in der IACS-Umgebung	62443-2-4 Sicherheitsprogramm-anforderungen für IACS-Besitzer
System	62443-3-1 Sicherheits-technologien für IACS	62443-3-2 Bewertung des Sicherheitsrisikos für das Systemdesign	62443-3-3 Systemsicherheitsanforderungen und Sicherheitsstufen	62443-2-5 Implementierungsleitlinien für IACS-Besitzer
Komponente	62443-4-1 Sichere Produktentwicklung, Lebenszyklus-anforderungen	62443-4-2 Technische Sicherheitsanforderungen für IACS-Komponenten		

Honeywell Confidential - © 2026 von Honeywell International Inc. Alle Rechte vorbehalten.

Honeywell

SECURITY DEVELOPMENT LIFECYCLE ASSURANCE

ISA/IEC 62443-4-1 – Anforderungen an den Lebenszyklus für eine sichere Produktentwicklung.

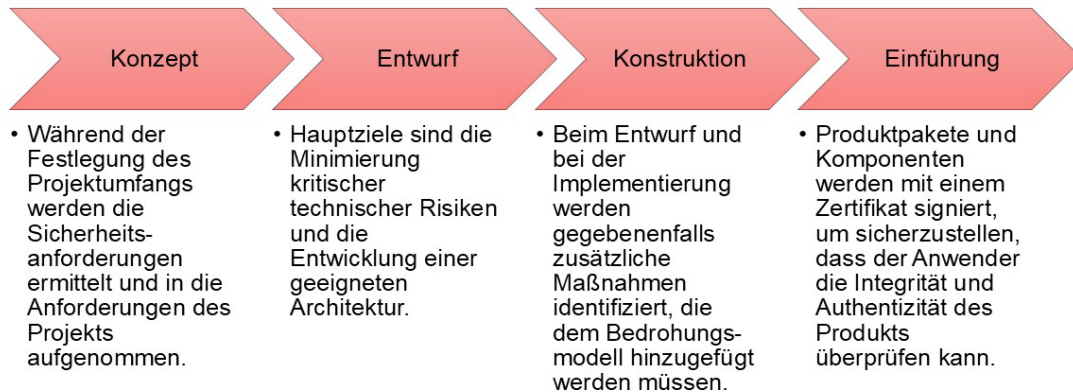


Honeywell Confidential - © 2026 von Honeywell International Inc. Alle Rechte vorbehalten.



Honeywell

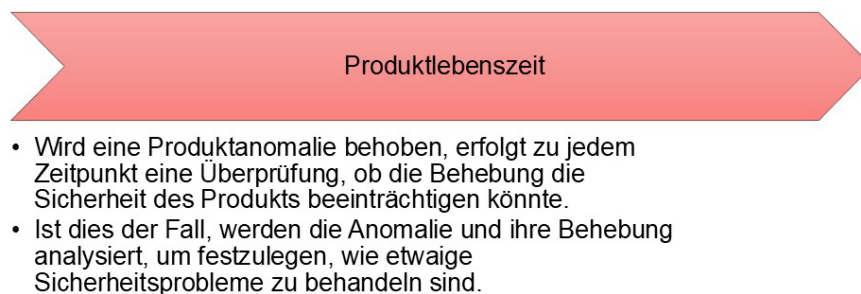
SECURE DEVELOPMENT LIFECYCLE PROCESS AKTIVITÄTEN IM ENTWICKLUNGSPROZESS



Honeywell Confidential - © 2026 von Honeywell International Inc. Alle Rechte vorbehalten.

Honeywell

SECURE DEVELOPMENT LIFECYCLE PROCESS AKTIVITÄTEN WÄHREND DER PRODUKTLEBENSZEIT



Honeywell Confidential - © 2026 von Honeywell International Inc. Alle Rechte vorbehalten.

Honeywell

SECURE DEVELOPMENT LIFECYCLE PROCESS ROLLEN IM ENTWICKLUNGSPROZESS

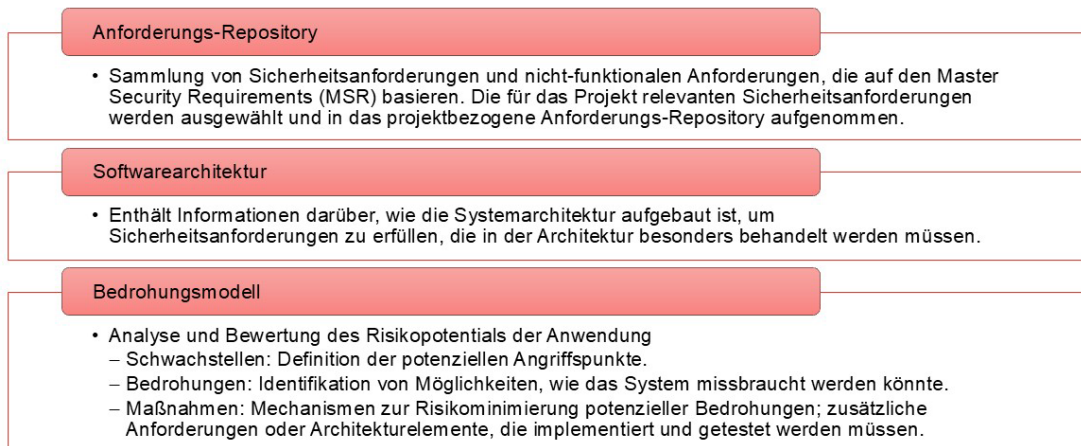


Honeywell Confidential - © 2026 von Honeywell International Inc. Alle Rechte vorbehalten.

Honeywell

SECURE DEVELOPMENT LIFECYCLE PROCESS ERGEBNISSE IM ENTWICKLUNGSPROZESS

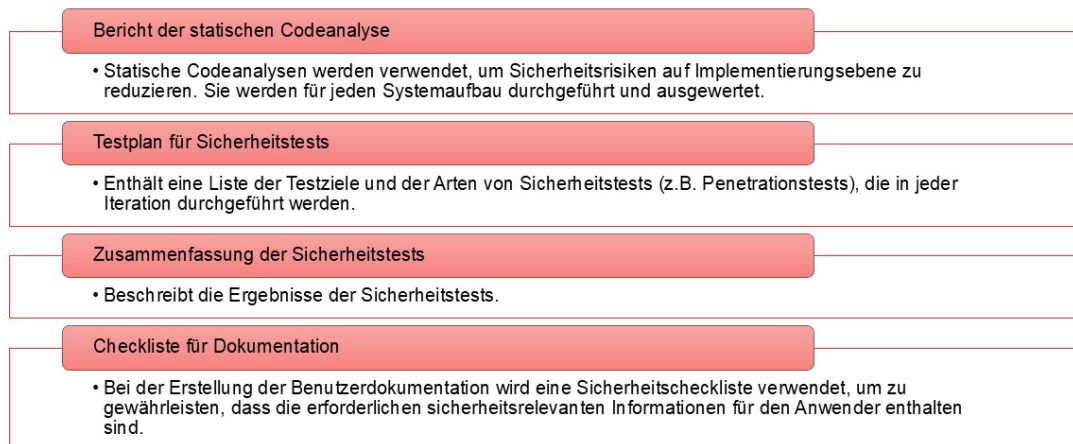
Dokumente zur Überprüfung der Ergebnisse und abschließenden Genehmigung.



Honeywell Confidential - © 2026 von Honeywell International Inc. Alle Rechte vorbehalten.

Honeywell

SECURE DEVELOPMENT LIFECYCLE PROCESS ZUSÄTZLICHE ARBEITSERGEBNISSE



Honeywell Confidential - © 2026 von Honeywell International Inc. Alle Rechte vorbehalten.

Honeywell

SECURE DEVELOPMENT LIFECYCLE PROCESS ABSCHLUSS & CTO-ABNAHME

Keine Produkteinführung ohne die Freigabe durch den Chief Technology Officer.



Security Reviews					
	Planning	Definition	Implementation	Deployment	Final
Review				Status	Progress
Security Planning Review				Approved	➔
Security Architecture Review				Approved	➔
Requirements Review				Approved	➔
Security Testing Review				Approved	➔
Data Privacy Review				Approved	➔
Security Implementation Review				Approved	➔
Supply Chain Security Review				Approved	➔
Information Development Security Review				Approved	➔
Deployment Review				Approved	➔
Security Final Review				Approved	➔

Honeywell Confidential - © 2026 von Honeywell International Inc. Alle Rechte vorbehalten.

Honeywell

SECURE DEVELOPMENT LIFECYCLE PROCESS SCHWACHSTELLENMANAGEMENT

Cyber-Sicherheitsschwachstellen werden der Honeywell-Produktsicherheitsgruppe über interne und externe Quellen gemeldet.

Interne Prozesse sind Sicherheitsbewertungen oder Sicherheitstests, Bedrohungsmodelle, statische Codeanalysen und Code-Reviews sowie Design- oder Architektur-Reviews.

Externe Meldungen erfolgen beispielsweise durch Black-Hat- oder White-Hat-Hacker, Kunden, Sicherheitsorganisationen (z.B. NIST, BSI), etc.

Gemeldete Schwachstellen werden über entsprechende Berichte im Honeywell Fehlerverwaltungssystemen erfasst und nach Prioritäten geordnet, um die Version festzulegen, in der die Behebung verfügbar sein wird.

Honeywell Confidential - © 2026 von Honeywell International Inc. Alle Rechte vorbehalten.

Honeywell

SECURE DEVELOPMENT LIFECYCLE PROCESS KOMPONENTEN VON LIEFERANTEN

Honeywell stellt sicher, dass die hohen Sicherheitsanforderungen an den zertifizierten Entwicklungsprozess in gleicher Weise für die Entwicklungsprozesse bei Lieferanten gelten, die Komponenten für Honeywell entwickeln.

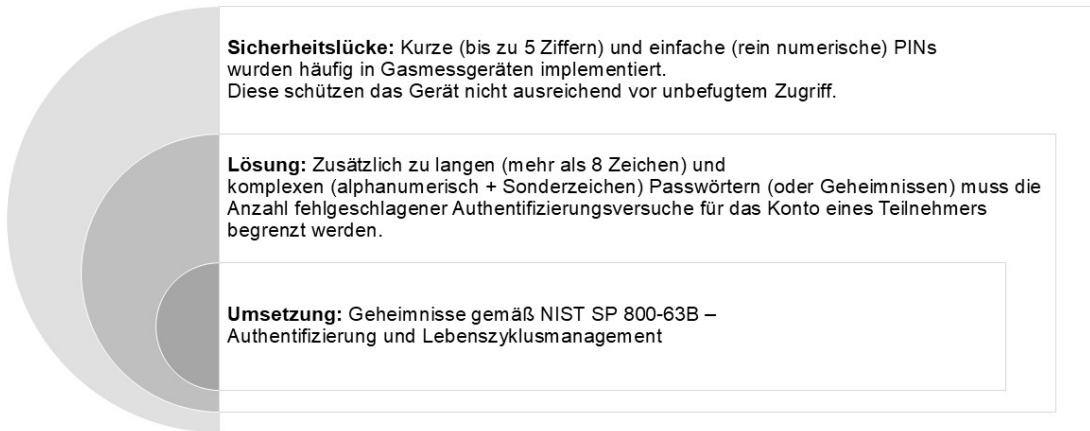
Aufgabe des Security Architects ist es sicherzustellen, dass die ausgewählten Lieferanten die definierten Sicherheitsanforderungen erfüllen, bevor sie mit der Entwicklung beauftragt werden.

Honeywell Confidential - © 2026 von Honeywell International Inc. Alle Rechte vorbehalten.

Honeywell

UMGESETZTE SICHERHEITSMASSNAHMEN PASSWÖRTER + ANMELDEVERSUCHE

Gewähren Sie nur autorisierten Nutzern Zugriff.

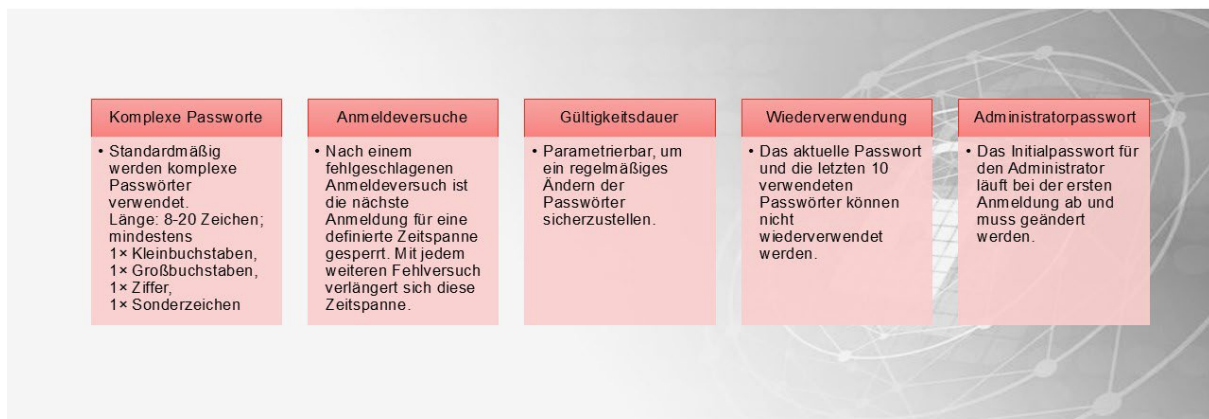


Honeywell Confidential - © 2026 von Honeywell International Inc. Alle Rechte vorbehalten.

Honeywell

UMGESETZTE SICHERHEITSMASSNAHMEN PASSWÖRTER + ANMELDEVERSUCHE

Sicherer Betrieb durch neue Passwortrichtlinie in enCore-Geräten.



Honeywell Confidential - © 2026 von Honeywell International Inc. Alle Rechte vorbehalten.

Honeywell

UMGESETZTE SICHERHEITSMASSNAHMEN VERSCHLÜSSELTE DATENKOMMUNIKATION

Schutz der Daten vor Abhören und Manipulation.



Honeywell Confidential - © 2026 von Honeywell International Inc. Alle Rechte vorbehalten.

Honeywell

UMGESETZTE SICHERHEITSMASSNAHMEN VERSCHLÜSSELTE DATENKOMMUNIKATION

Netzwerkprotokoll MMS (Manufacturing Messaging Specification) für die Kommunikation mit enCore-Geräten.

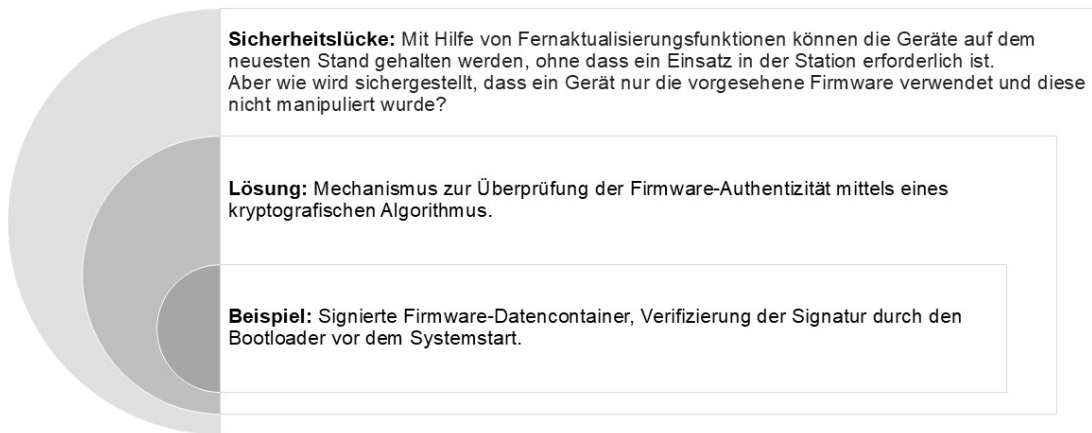


Honeywell Confidential - © 2026 von Honeywell International Inc. Alle Rechte vorbehalten.

Honeywell

UMGESETZTE SICHERHEITSMASSNAHMEN SECURE BOOT

Stellt sicher, dass das Gerät nur vertrauenswürdige Firmware startet.

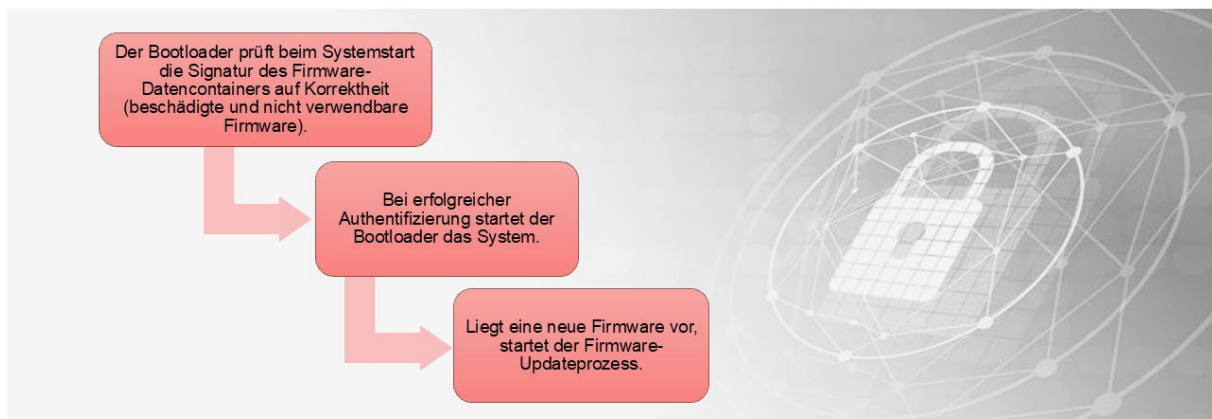


Honeywell Confidential - © 2026 von Honeywell International Inc. Alle Rechte vorbehalten.

Honeywell

UMGESETZTE SICHERHEITSMASSNAHMEN SECURE BOOT

Verhindert, dass Schadsoftware beim Systemstart geladen wird.



Honeywell Confidential - © 2026 von Honeywell International Inc. Alle Rechte vorbehalten.

Honeywell

Q&A



Honeywell Confidential - © 2026 von Honeywell International Inc. Alle Rechte vorbehalten.

Honeywell

DANKE

Honeywell

13. Workshop Gasmengenmessung – Gasanlagen – Gastechnik 2026

11. & 12. März

Vortrag 13

Messtechnik Methanemissionsmessung

Dipl.-Ing. (FH) Sebastian Kohne

Esders GmbH



Messtechnik zur Ermittlung von Methanemissionen

Referent: Sebastian Kohne – Esders GmbH

Allgemeines



Die EU-Methanemissionsverordnung

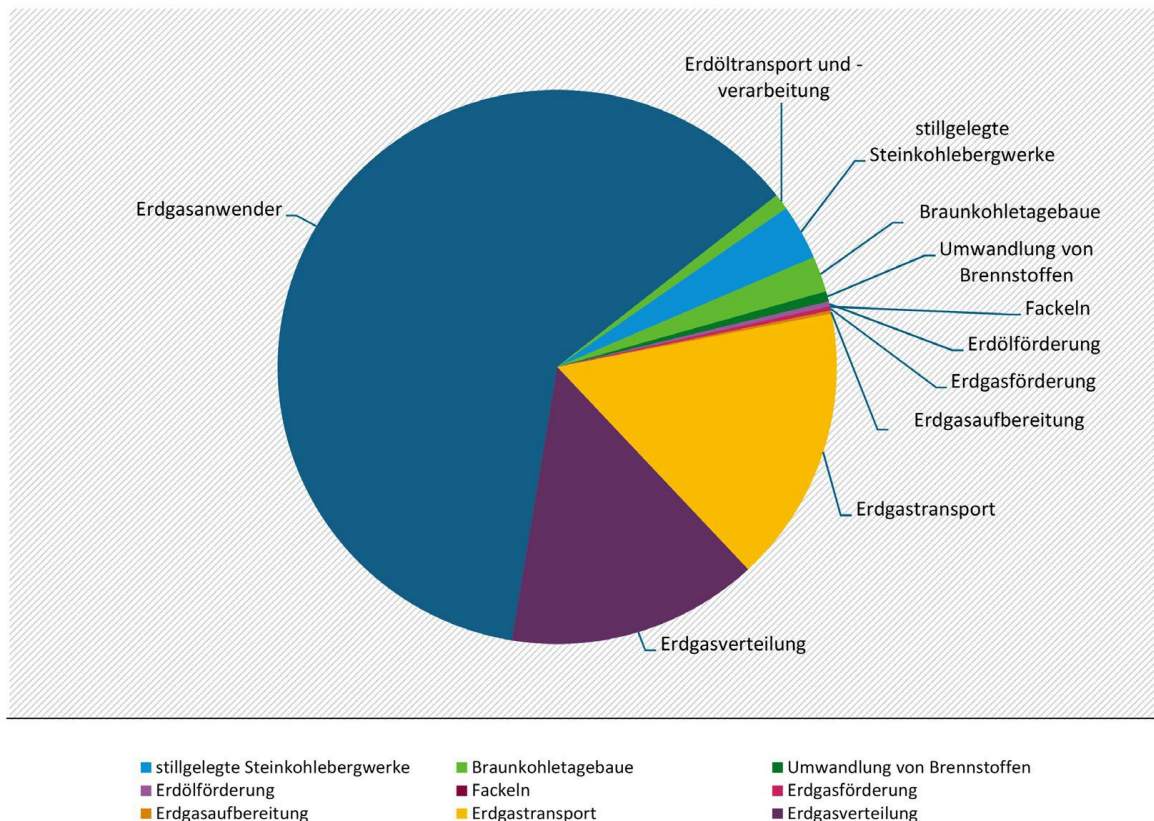
- **Verordnung** (EU) 2024/1787 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über die Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor
- Veröffentlichung: 15.07.2024
- Inkrafttreten: **05.08.2024**
- Verordnung enthält Vorschriften für **genaue Messung, Quantifizierung, Überwachung, Meldung und Prüfung** von Methanemissionen im **Energiesektor**
- Eine **Verordnung** gilt im Gegensatz zu einer Richtlinie direkt nach Inkrafttreten.

Wie viel Methan deckt die Verordnung ab?

- 80 Prozent der Methanemissionen in Deutschland kommen aus der Landwirtschaft
- Weniger als 5 % auf fossile Brennstoffe zurückzuführen

Diffuse Methanemissionen - Anteil in Deutschland 2022

Anteil an den diffusen Emissionen nach IPCC.



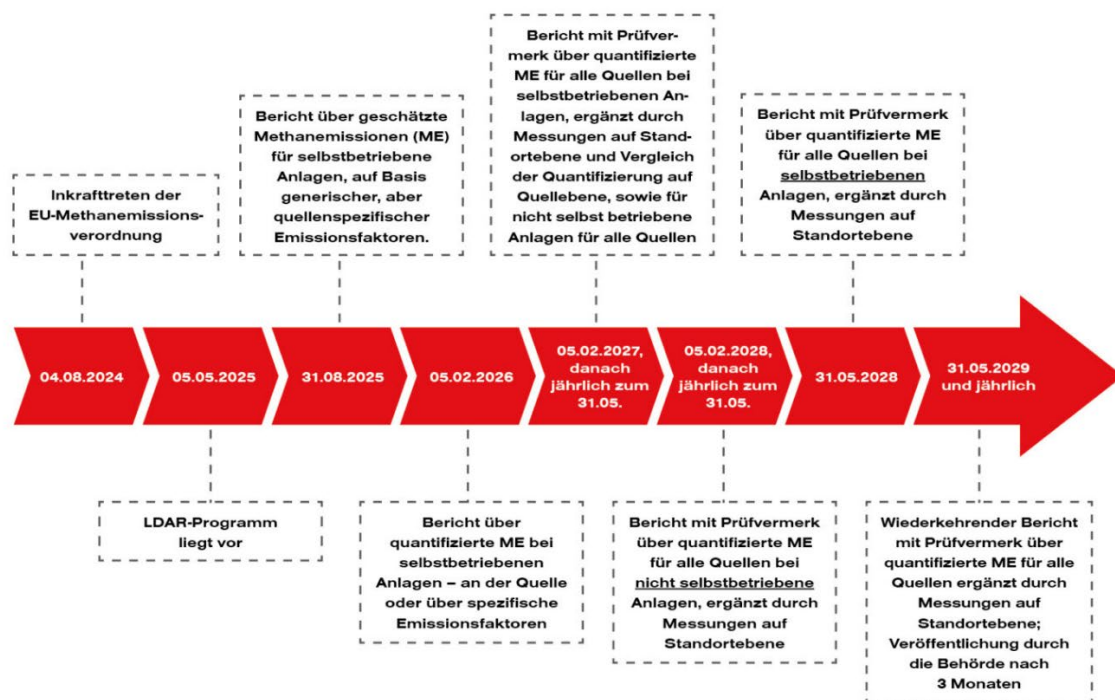
nach Territorialprinzip sind keine Emissionen, die im Ausland entstehen, hier enthalten. Nicht alle aufgeführten Emissionsquellen deckt die Verordnung ab!

Quelle: Stand UNFCCC Berichterstattung 2024 (15.04.2024): <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen>

Was gibt es zum Thema Überwachung und Berichterstattung von Methanemissionen zu beachten?

- Gastransport- und Gasverteilnetzbetreiber müssen Methanemissionen **ermitteln** und **reduzieren**. Dazu werden **Leckdetektionen** und **Messungen zur Quantifizierung** der Methanemissionen an relevanten Komponenten vorgenommen.
- Die Ergebnisse werden der Überwachungsbehörde in einem verifizierten/zertifizierten Bericht vorgelegt.
- Die Überwachungsbehörden der einzelnen Staaten sind bis zum **Februar 2025** zu bestimmen. In Deutschland obliegt die jährliche Berichterstattung dem **Umweltbundesamt**

Leak detection and repair (LDAR)



Bis zum 05.05.2025

LDAR Programm (Maßnahmenplan) muss vom Betreiber bei zuständigen Behörden vorgelegt werden.

LDAR-Programm enthält: detaillierte Beschreibung der Untersuchungen- und Tätigkeiten, einschließlich konkreter Fristen, Standards und technischen Vorschriften

Bis spätestens 31.08.2025

Beginn mit erster **LDAR Typ 2** Untersuchung aller Komponenten des Zuständigkeitsbereiches.
(Messwerte aus den beiden vorherigen Jahren dürfen einfließen) **DETEKTION**

LDAR – auf den Punkt

- Kürzere zeitliche Intervalle bei der Leckstellen-Detektion
- Strengere Reparaturgrenzwerte, unabhängig von Schadensklassen
- Striktere Reparaturzeitvorgaben
- Lecks müssen nicht nur gefunden, sondern auch quantifiziert werden.
- Die LDAR-Maßnahmen müssen dokumentiert und an zuständige Behörde übermittelt werden

Obertägige Installationen



Obertägige Installationen – Remote Gas detection

- Gaskameras - Methanemissionen mit passiver IR-Spektroskopie erkennen



■ Gaskameras – Visualisierung von Gasaustritten



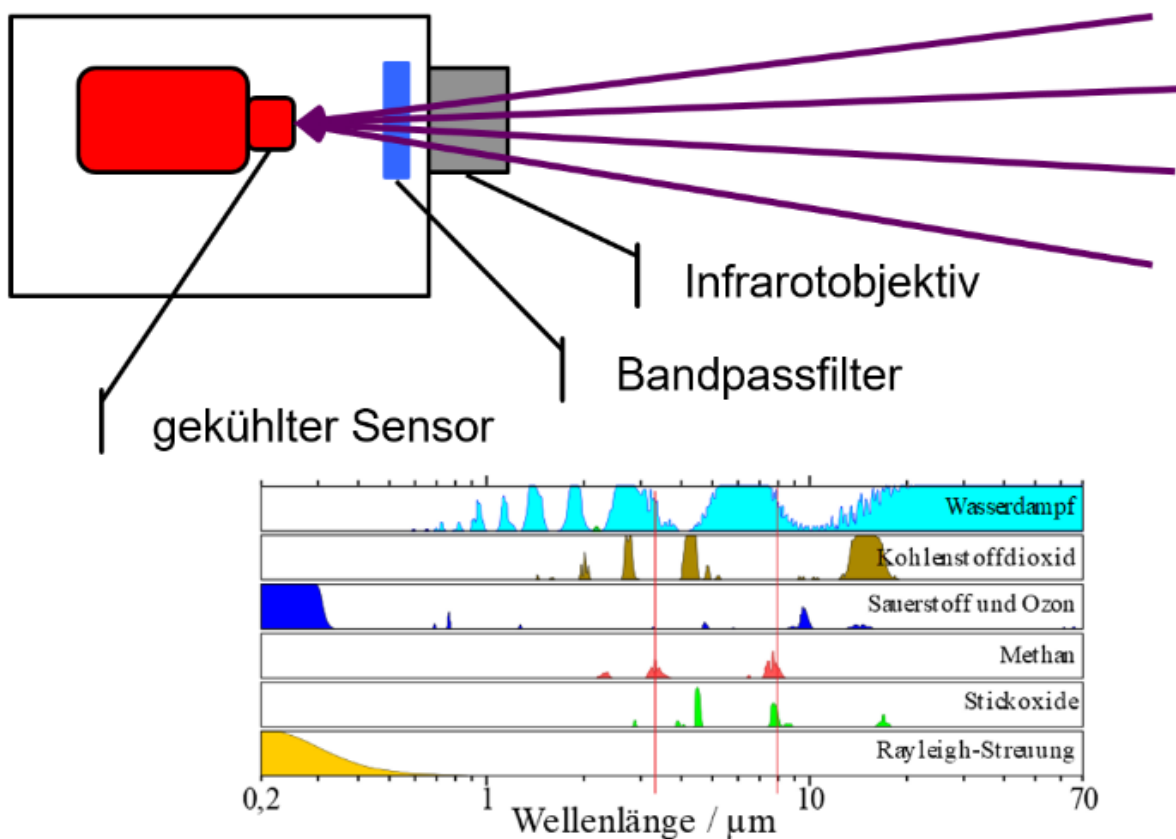
Methanemissionen werden optisch dargestellt

Gaskameras – Technik

Der Detektor der Gaskamera misst Strahlung im infraroten Frequenzband.

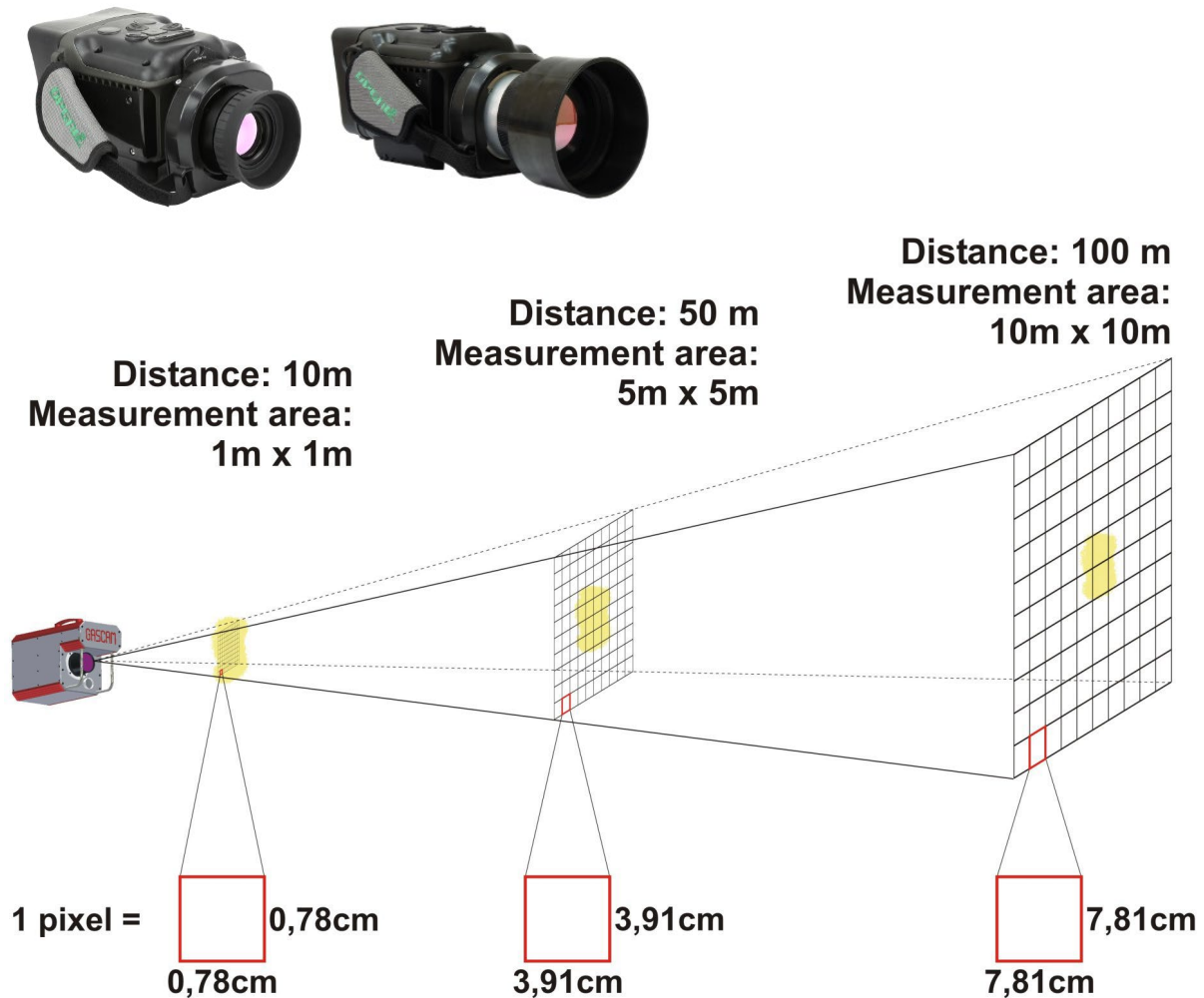
Es wird ein gekühlter Detektor verwendet, da dieser eine hohe thermische Auflösung und eine hohe Bildübertragungsrate vereint.

Über ein Bandpassfilter wird der Photonenfluss auf die für z.B. Methan spezifischen Wellenlängen gefiltert.



Gaskameras – Technik

Mit einer Gaskamera können Gasaustritte aus großer Entfernung geortet und visualisiert werden. Die Entfernung hat nur bedingten Einfluss auf die Messung. Um dies auszugleichen können z.B. Wechselobjektive verwendet werden.

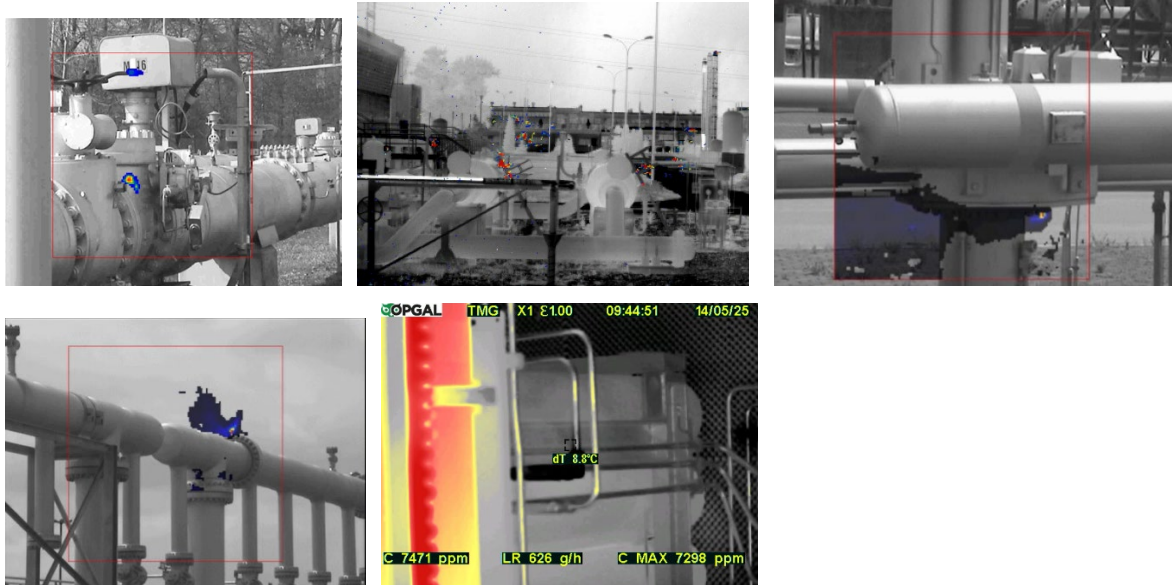


Vorteile von optischen Systemen:

- Einfache Dokumentation
- Lecksuche aus der Entfernung
 - Direkte räumliche Zuordnung
 - Es können ganze Anlagenbereiche betrachtet werden. Dadurch werden auch Gasaustritte erkannt, die nicht vermutet werden.
 - Auch schwer zugängliche Bereiche können geprüft werden.
 - Über QOGI ist eine direkte Quantifizierung möglich

Obertägige Installationen – Remote Gas detection

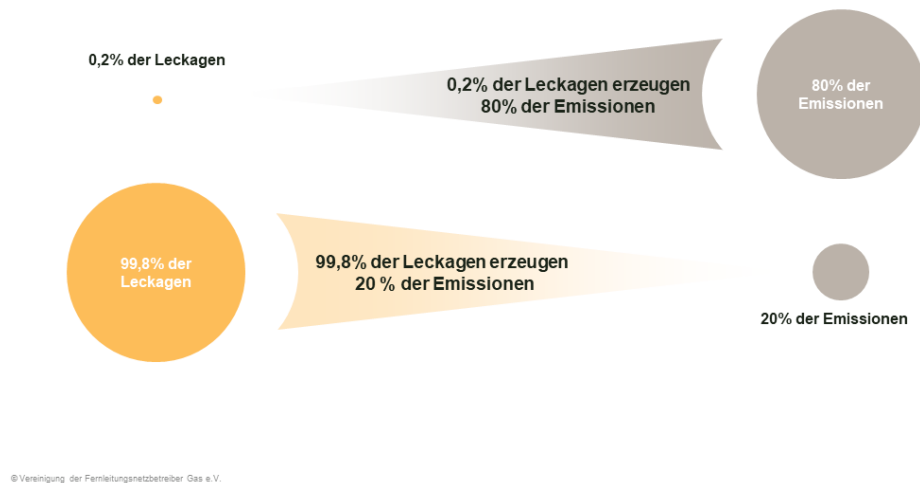
Gaskameras – Technik Beispiele:



Gaskameras – Technik Fazit:

Minderung diffuser Emissionen

0,2% der Leckagen verursachen 80 % der gemessenen Emissionen – Emissionen können schnell signifikant gesenkt werden, wenn große Leckagen früh erkannt werden.



Obertägige Installationen – Remote Gas detection

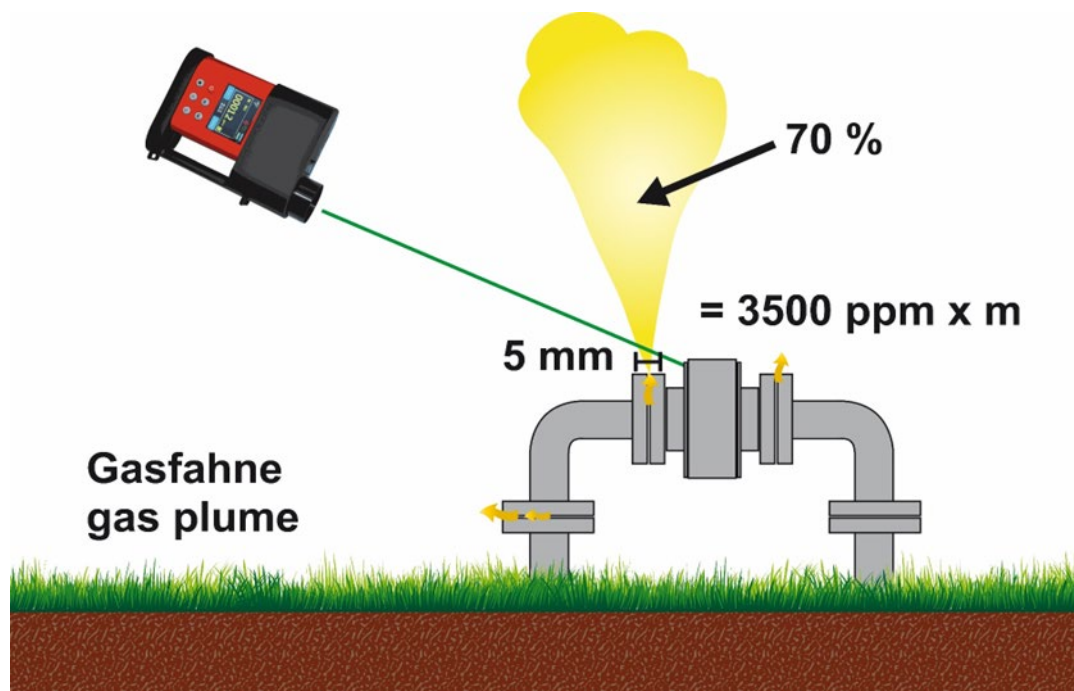
TDLS – Tunable Diode Laser Absorption Spectroscopy

Ein Laserstrahl wird auf eine zu überprüfende Anlage ausgerichtet und der reflektierte Anteil des Laserstrahls ausgewertet.

In einem speziellen Wellenlängenbereich von etwa 1,635 μm verändert die Anwesenheit von Methan die Energie.

Diese Energieabsorption wird zur Anzeige gebracht.

Es wird in der Einheit ppm x m gemessen



TDLS – Tunable Diode Laser Absorption Spectroscopy

Anwendungen

- Überprüfungen von Gasleitungen
- Überprüfung von Gefahrenzonen
- Fernüberprüfung von eingezäunten Gasanlagen
- Überprüfung von Brückenleitungen
- Kontrolle bei Fehlalarm von Gaswarneinrichtungen



Obertägige Installationen – Quantifizierung

Möglichkeiten zur Quantifizierung mit Gasmessgeräten

Die Quantifizierung in Gasanlagen kann auf unterschiedliche Weise durchgeführt werden. Unterschieden wird hier nach Quantifizierungen auf

Standort-Ebene

- GDRM-Anlagen
- Verdichterstationen
- ...

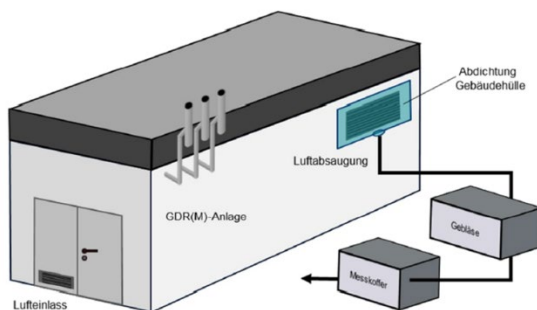
Quellen-Ebene

- Armaturen
- Flansche
- ...

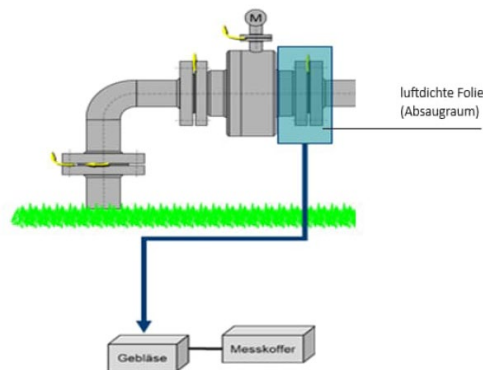
Obertägige Installationen – Quantifizierung

Möglichkeiten zur Quantifizierung mit Gasmessgeräten

Absaugmethode auf Standort-Ebene

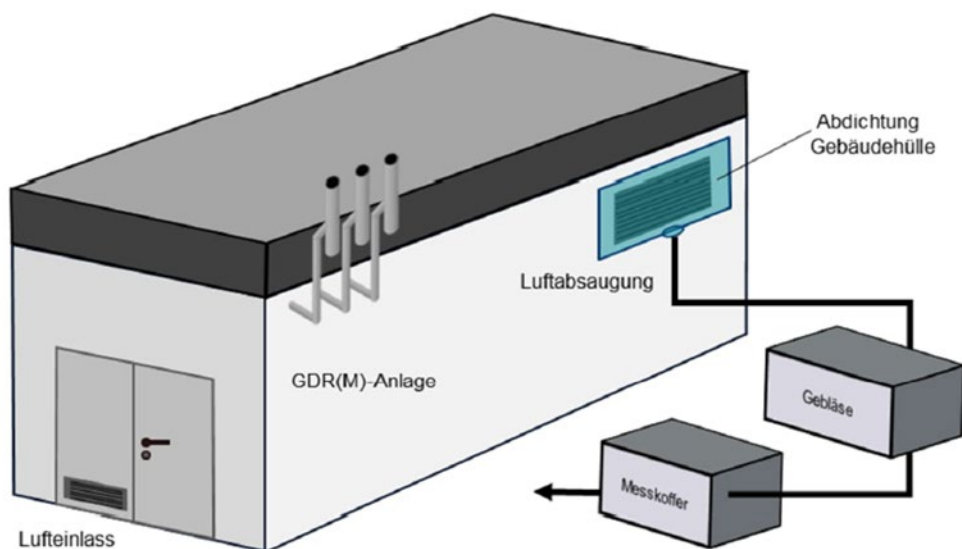


Quantifizierung auf Quellen-Ebene



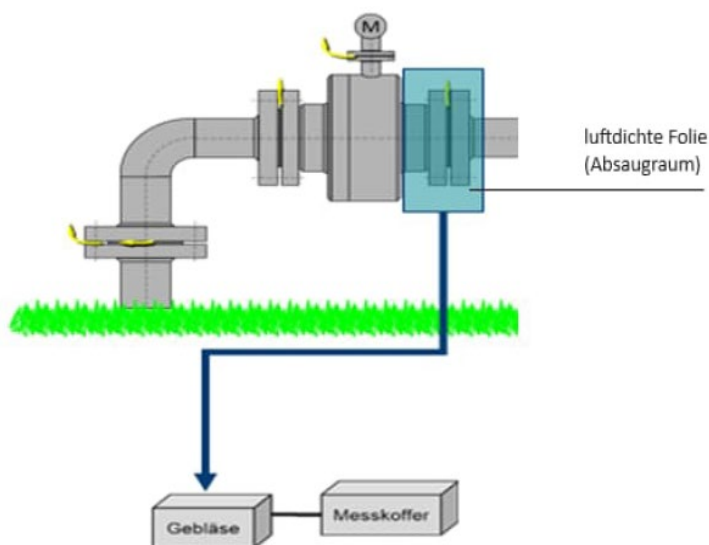
Absaugmethode auf Standort-Ebene

- Abdichten einer Gebäudehülle oder Einhausung eines Bauteils mit luftdichter Folie
- Erfassung von Absaugmenge
- Hochrechnung auf Stundenwert nach Ermittlung von Absaugvolumen und Methankonzentration
- Liegt eine konstante CH₄-Konzentration vor > Bestimmungsgrenze der Emissionsrate (g/h) aus definiertem Volumenstrom (l/h) , Pumpe und Bestimmungsgrenze (ppm) des Methandetektors



Möglichkeit zur Quantifizierung auf Quellenebene

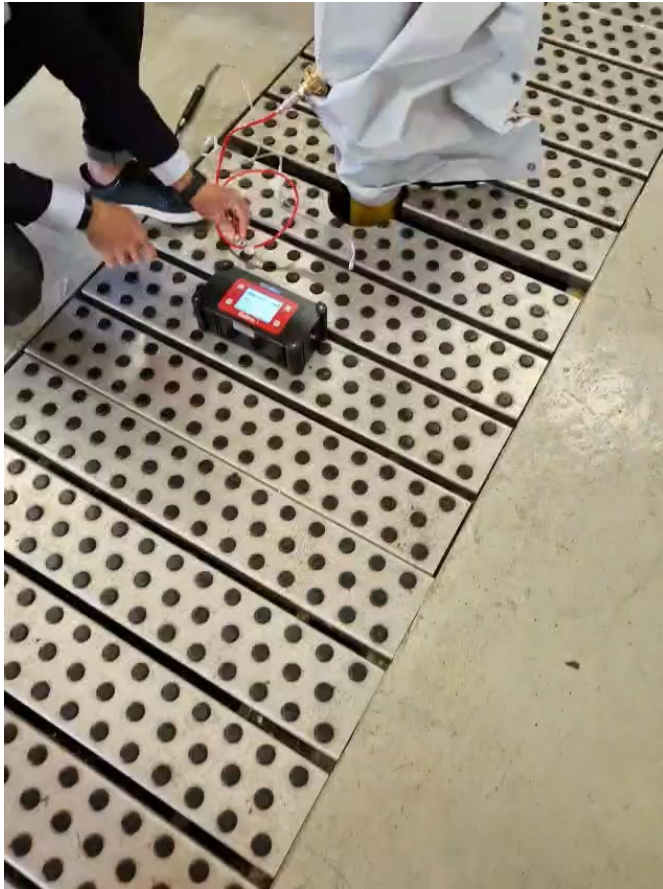
- Abdichtung mittels antistatischer Bagging-Sonden Erfassung von Absaugmenge
- Absaugraum mittels eigener Pumpleistung abgesaugt



Obertägige Installationen – Quantifizierung

Beispiel:

Quantifizierung mittels Laser Hunter und Bagging-Sonde



Obertägige Installationen – Quantifizierung

OHNE ABSAUGEINHEIT



MIT ABSAUGEINHEIT



Obertägige Installationen – Quantifizierung

Quantifizierung über High-Flow-Sampling

Beim High-Flow-Sampling wird die Leckagestelle mit einer Art „Sauger mit Methansensor“, so abgesaugt, dass das gesamte entweichende Gas abgesaugt wird.

Ein Einhausen der Leckstelle ist somit nicht notwendig.

Anhand des Durchflusses sowie der gemessenen Methankonzentration wird die Menge des austretenden Methans berechnet.



Quelle: sensors-inc.com

Kontaktsuche mit Gasspürgerät

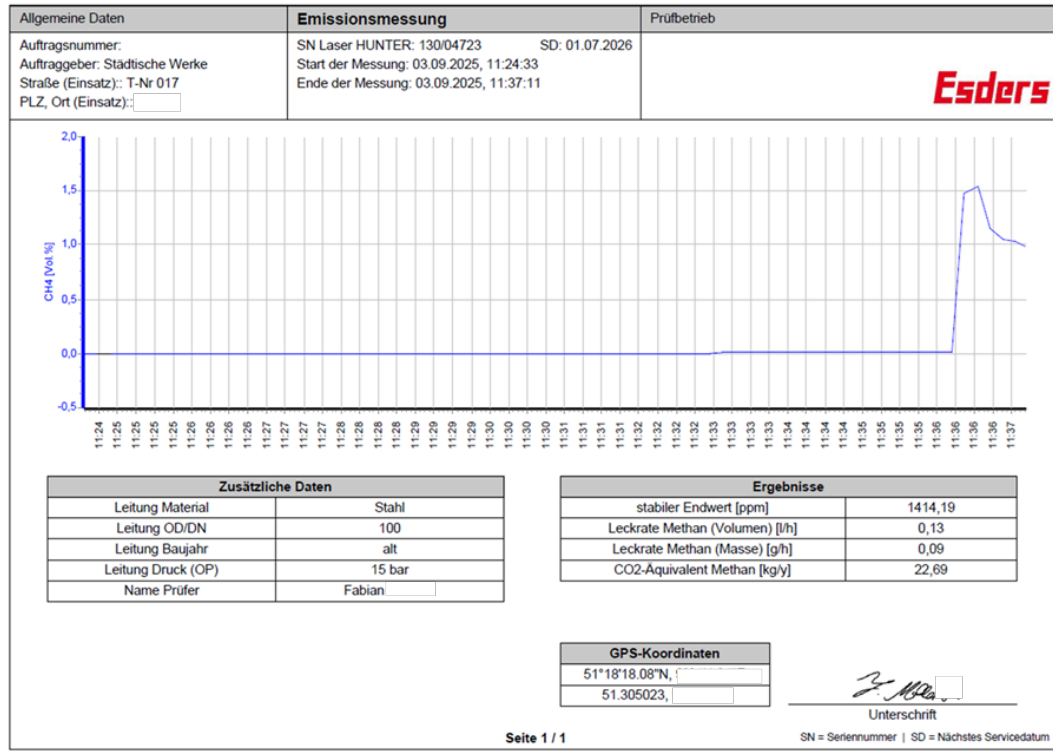
Über die gemessene Gaskonzentration und der Pumpenleistung kann die Emission **abgeschätzt** werden. Für die Berechnung wird vorausgesetzt, dass die komplette Austrittsmenge abgesaugt wird.



Erstellung von Berichten

Emissionsmessungen müssen Dokumentiert und die Emissionen gemeldet werden.

Beim Laser Hunter in Verbindung mit Esders Connect kann automatisch ein Bericht erstellt werden.



Erdverlegte Leitungen



Erdverlegte Leitungen – Lecksuche

Klassische Rohrnetzprüfung

- Anzeigetest vor der Begehung (10ppm Test)
- Verwendung von Teppichsonde oder Glockensonde (Sonde wird „dicht“ aufgesetzt, um Einflüsse wie Wind, Autoabgase usw. zu minimieren)
- Maximale Geschwindigkeit von 5 km/h
- Digitale Dokumentation über GIS-Software möglich
- Vorortung von Leckagen
- Oft kombiniert mit Aufnahme von Mängeln



Erdverlegte Leitungen – Lecksuche

Fahrzeuggestützte Rohrnetzprüfung

- **Scooter**
 - Keine zusätzliche Pumpeneinheit notwendig
 - Max. Geschwindigkeit 10 km/h
- **Quad /PKW**
 - Zusätzliche Pumpeneinheit wird benötigt, damit die Gasprobe schnell genug auf den Sensor gelangt (längerer Ansaugweg)
 - Max. Geschwindigkeit 30 km/h
- **PKW**
 - Mindestnachweisgrenze: $\leq 20\text{ppb}$ (in Bezug auf die Luftgrundkonzentration)

Scooter

- Durch die Kombination aus einem modifizierten E-Scooter und hochempfindlichen Gasspür- und Gasmessgerät kann die Leitungsstrecke mit bis zu 10 km/h geprüft werden.
- Dadurch erhöhte Prüfleistung bei gleichem Personalaufwand
- Gleichzeitig wird das Personal entlastet, da deutlich weniger gelaufen werden muss (auch zwischen den Leitungsabschnitten)



PKW / Quad für Erdverlegte Leitungen

- Absaugung über mehrere Sonden an Fahrzeugfront über komplette Fahrzeugbreite
- Analyse der Gaskonzentration durch Lasermesstechnik
- Einmaliges befahren ausreichend



Fahrzeuggestützte Rohrnetzprüfung

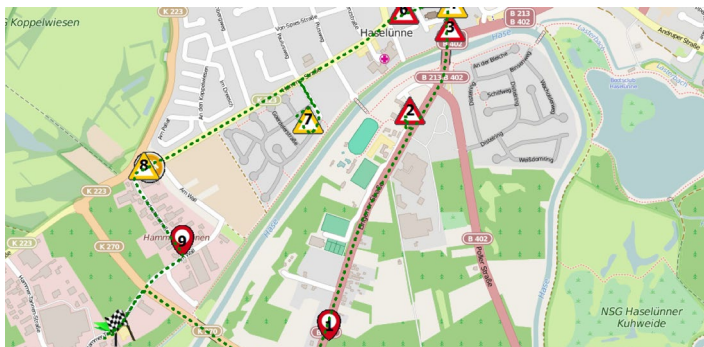
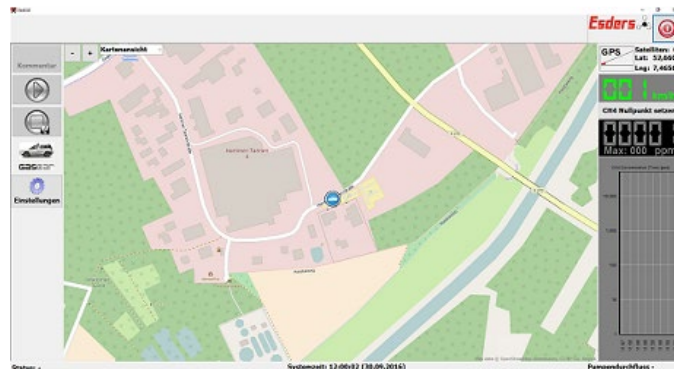
Beispiel für die Montage an einem Quad



Fahrzeuggestützte Rohrnetzprüfung PKW / Quad (für erdverlegte Leitungen)

Softwareanforderungen:

- Automatisches speichern von
 - GPS - Position
 - Gaskonzentration
 - Geschwindigkeit
 - Optional Windgeschwindigkeit/Windrichtung
- Anzeige von Rohrleitungsdaten
- Automatisches setzen von Markern auf Karte



Fahrzeuggestützte Rohrnetzprüfung

PKW / Quad (mittels Konzentrations- und Windmessung)

- Analyse der Umgebungsluft mit sehr hoher Genauigkeit (≤ 20 ppb)
- Messung der Windrichtung und Geschwindigkeit um die Richtung zu bestimmen
- Max. Geschwindigkeit: 80 km/h
- Leitungen müssen bei verschiedenen Umgebungsbedingungen 4x innerhalb von 5 Tagen überfahren werden (daher oft Nachts)
- Angabe von Verdachtsfällen
- Finden der Leckagen über klassische Rohrnetzprüfung

Luftgestützte Gasferndetektion

Beispiel: CHARM® (OGE)

- Lichtimpulse (Laserstrahlen) werden annähernd senkrecht aus der Luft zum Boden gesendet und Reflexionen werden ausgewertet.
- Flughöhe: 80 bis 140 m
- Fluggeschwindigkeiten: 50 bis 150 km/h
- Nachweißgrenze < 2 ppm*m
- Es müssen unterirdische Undichtigkeiten von max. 150 l/h erkannt werden können.

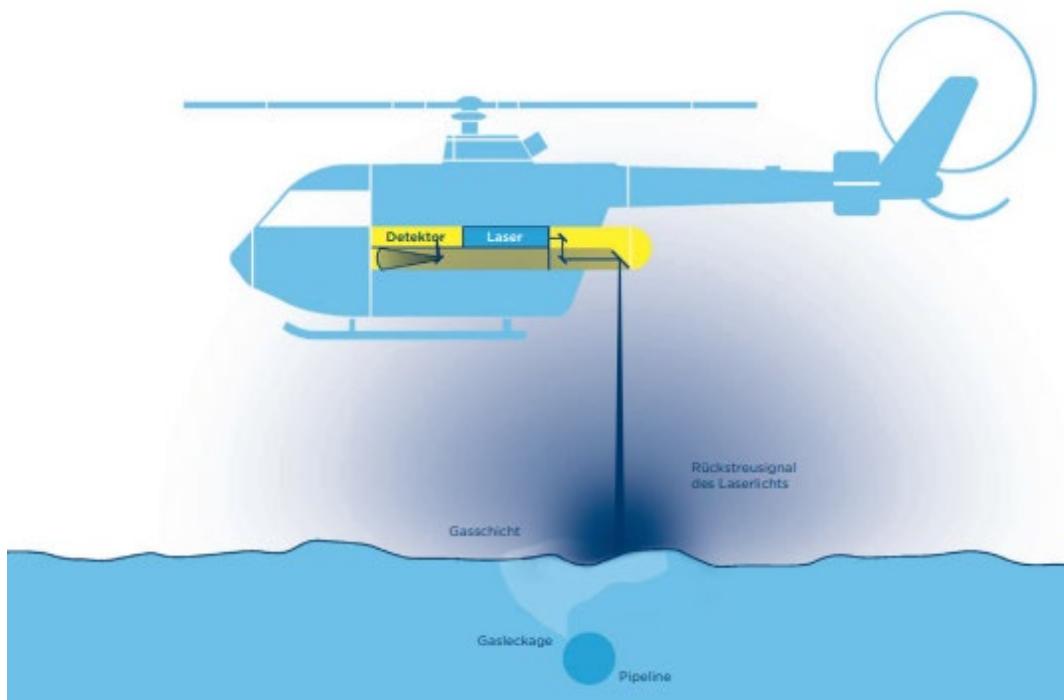
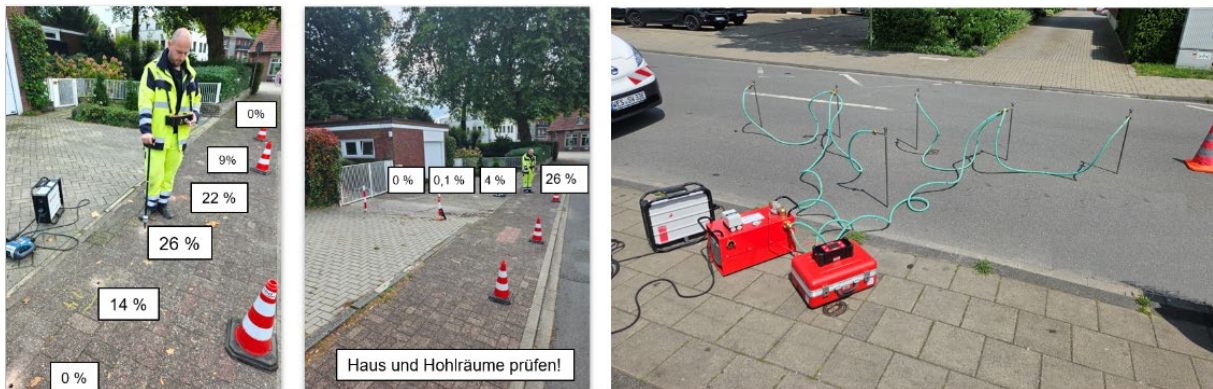


Bild: oge.net

2. Schritt: Lokalisation



Warum lokalisieren?

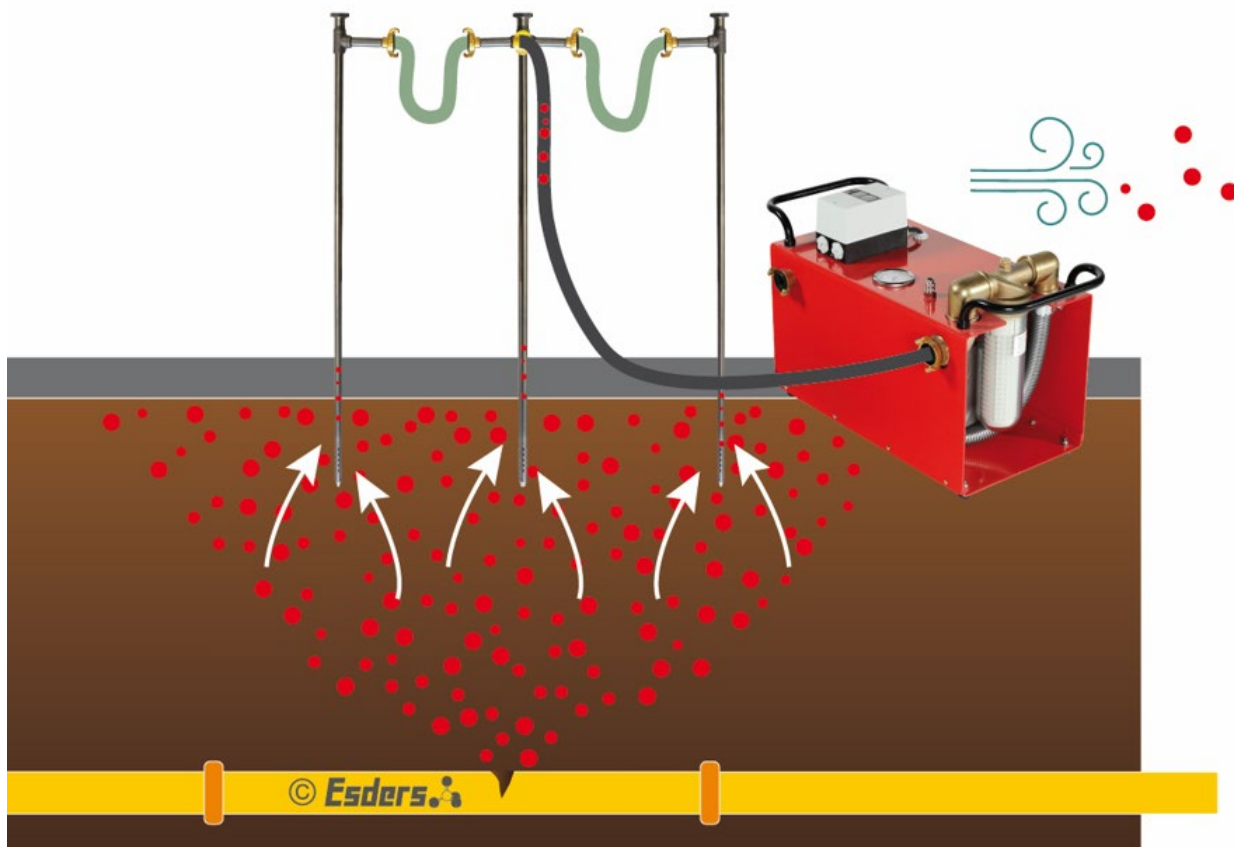


Lokalisieren

Eine Verbesserung lässt sich durch das Absaugen des Gases erzielen.

Abgesaugt wird so lange, bis in allen Sondenlöchern annähernd 0 Vol% angezeigt wird.

Danach werden die Bohrlöcher weiter ausgemessen und die sich dann ergebende Spitzenanzeige kennzeichnet die Schadenstelle.



Erdverlegte Leitungen – Quantifizierung

3. Schritt: Quantifizierung (nach DVGW G425)

Warum Quantifizieren?

Reparaturschwellenwerte (Typ2) EU-Methanverordnung

- Messung an oberirdischen Komponenten: (so nah wie möglich an der Emissionsquelle)
 - **≥ 500 ppm oder $\geq 1\text{g/h} = 1,4\text{l/h}$**
 - Messung an unterirdischen Komponenten:
 - Erster Schritt: Grenzfläche Boden und Atmosphäre
 - Zweiter Schritt: nah an der Emissionsquelle
- ≥ 1000 ppm oder $\geq 5\text{g/h} = 7\text{l/h}$**

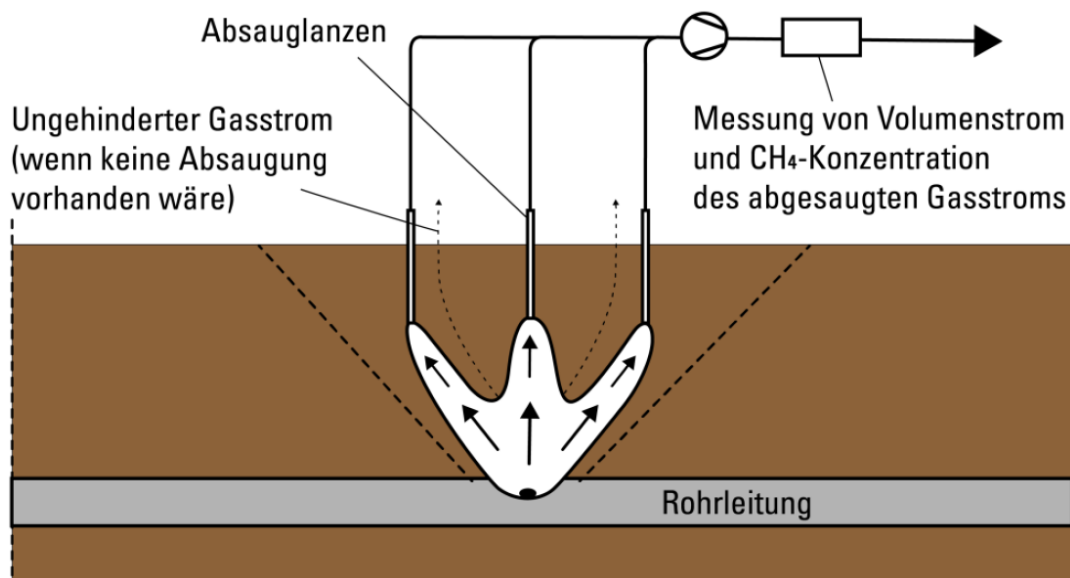
Die Reparatur einer solchen Leckage muss innerhalb der ersten 5 Tage begonnen werden, nach 30 Tagen muss sie abgeschlossen sein

Absaugmethode an erdverlegten Installationen

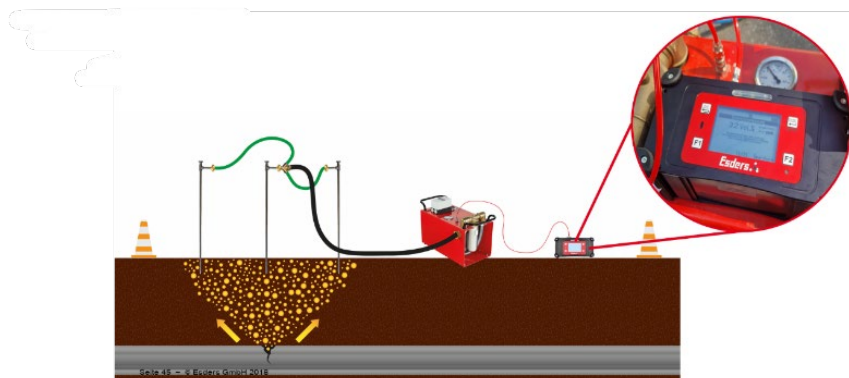
!! Messmethodik

Fixer Volumenstrom + Zunehmend stabile Gaskonzentration

= **Stabile Netto-Leckrate**



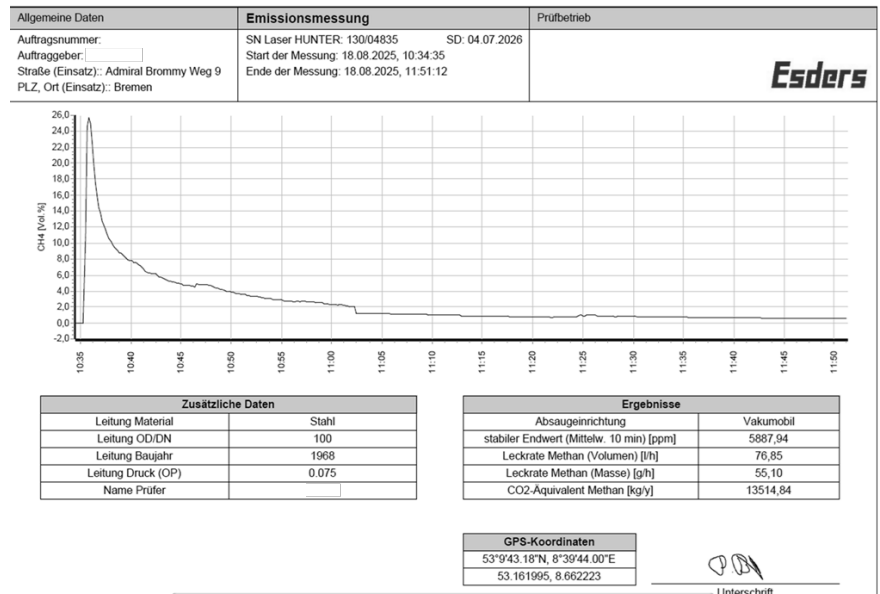
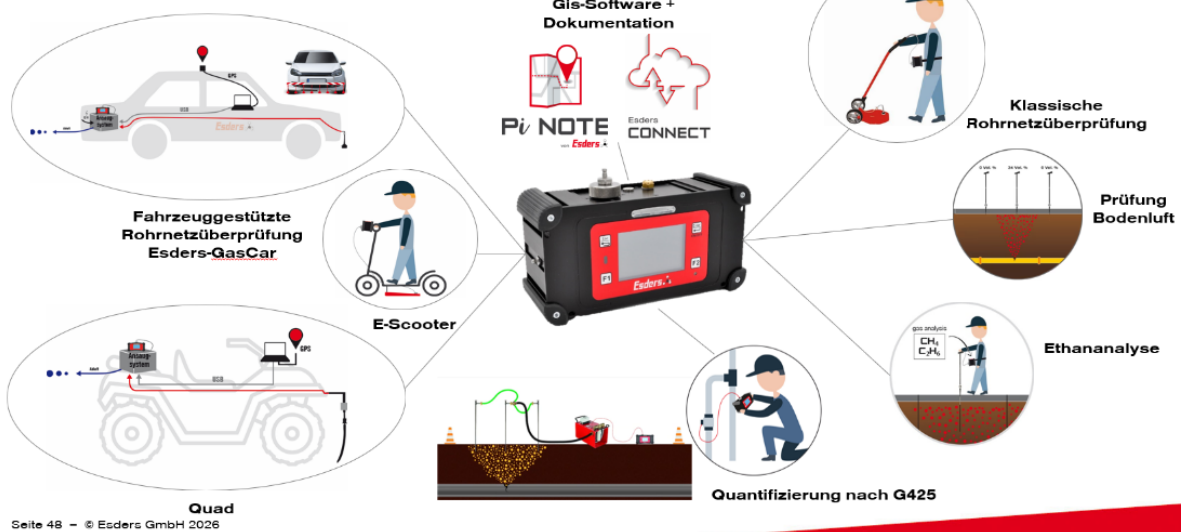
Absaugmethode an erdverlegten Installationen



Dokumentation:

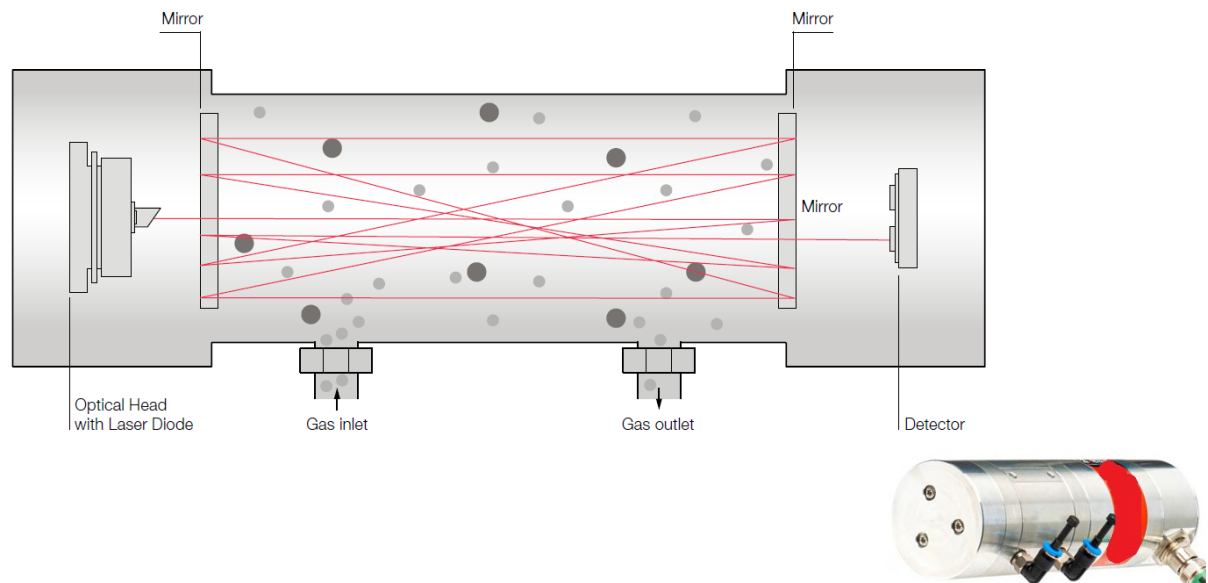
Zeigt die Methankonzentration einen stabilen Wert an, kann davon ausgegangen werden, dass jetzt nur das nachströmende Gas aus der Leckage abgesaugt wird.

Der stabile Endwert (min. 10 Min.) wird dann für die Berechnung der Leckrate verwendet.

**Messtechnik – Laser HUNTER****Messtechnik – Laser HUNTER**

Messtechnik – Laser HUNTER

- Optische, kontaktlose und hoch präzise Lasermessung
- Hohe Selektivität für das Zielgas
- Messung von bis zu zwei Gasen (CH_4 & C_2H_6) gleichzeitig möglich. Dadurch kann zwischen Erdgas und Faulgas unterschieden werden.
- Schnelle Reaktionszeit
- Auflösung bis zu 0,5 ppm



Vermeidung von Methanemissionen

Vermeidung von Methanemissionen durch abfackeln



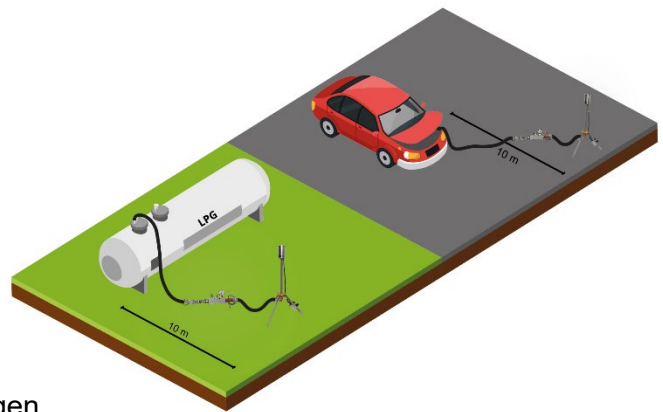
Beschränkung für das Ausblasen und Abfackeln

- Ausblasen grundsätzlich verboten
- Ausblasen ist nur erlaubt, wenn Abfackeln technisch nicht durchführbar ist, die Sicherheit gefährdet oder schlechtere Umweltauswirkungen hätte
- Notwendigkeit des Ausblasens muss dokumentiert und nachgewiesen werden
- Abfackeln ist nur erlaubt, wenn Weiterleitung, Lagerung, Wiedereinspeisung und Nutzung vor Ort nicht durchführbar sind
- Notwendigkeit des Abfackelns muss nachgewiesen werden
- Anforderung an die Gasfackel: Zerstörungs- und Abscheidegrad von 99 % (ab 05.02.2026)
- Ausblas- und Abfackelvorgänge müssen berichtet/dokumentiert werden

Vermeidung von Methanemissionen

Typische Anwendungsfälle

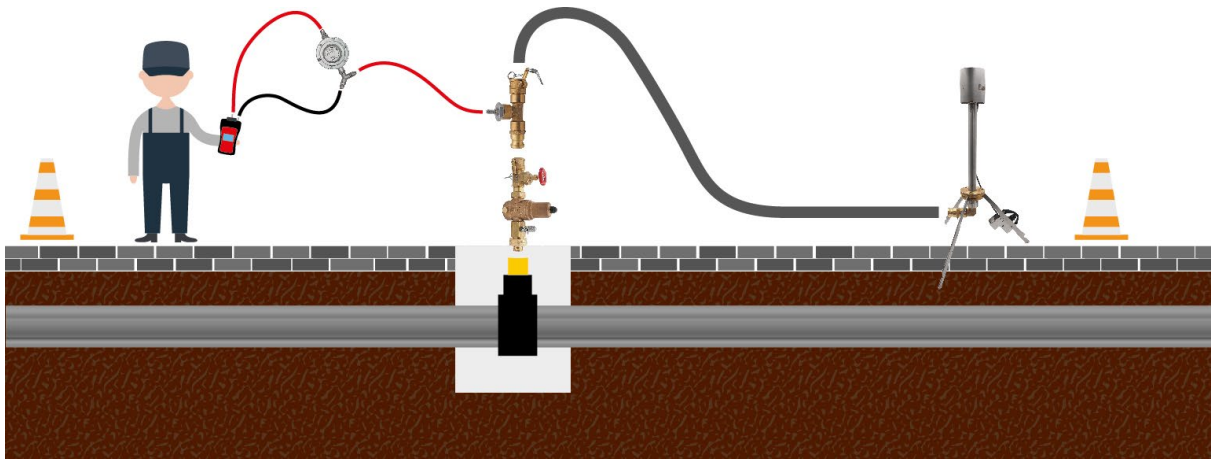
- Inbetriebnahme von Gasleitungen
- Reparaturarbeiten
- Außerbetriebnahme von Gasleitungen
- THT-Messungen
- Funktionsprüfung in Gasdruckregelanlagen
- Sicheres Entleeren von LPG-Tanks



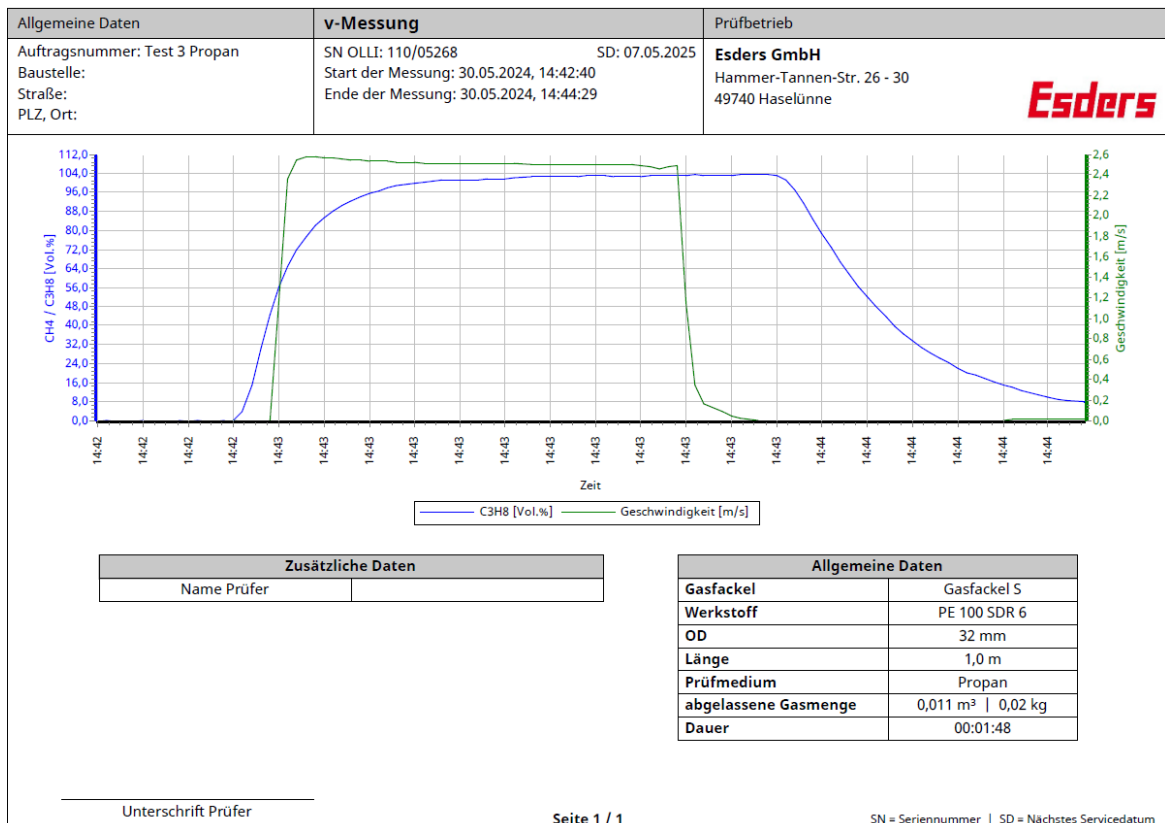
Vermeidung von Methanemissionen

Dokumentation von Abfackelvorgängen

- Ist Teil der EU-Methanemissionsverordnung (Artikel 12, Abs. 3-4)
- Der Bericht muss die entstandenen bzw. verhinderten Methanemissionen enthalten und muss in Form eines Prüfberichtes/Prüfprotokolls vorliegen.
- Bei zusätzlicher Gas-Geschwindigkeitsmessung (m/s) kann die nach G465-2 beim Spülgang geforderte Fließgeschwindigkeit von 3 bis 7 m/s angezeigt und somit besser eingehalten werden. Dies verhindert eine Gas-Schichtenbildung innerhalb des Rohres.



Dokumentation von Abfackelvorgängen



Weltweit im Einsatz.

KÖTTER Consulting Engineers bietet Unternehmen Unterstützung in allen Teilen der Welt an. Unsere Spezialisten sind international anerkannt.



ÄGYPTEN
BAHRAIN
BELGIEN
BRASILien
CHILE
CHINA
DÄNEMARK
DEUTSCHLAND
FINNLAND
FRANKREICH
GRIECHENLAND
GROSSBRITANNIEN
INDIEN

INDONESIEN
IRAN
IRLAND
ITALIEN
KASACHSTAN
KATAR
KOREA
KROATIEN
KUWAIT
LIBYEN
LITAUEN
MALAYSIA
MEXIKO

NIEDERLANDE
NORWEGEN
ÖSTERREICH
PANAMA
POLEN
PORTUGAL
RUMÄNIEN
RUSSLAND
SAUDI-ARABIEN
SCHWEDEN
SCHWEIZ
SINGAPUR
SPANIEN

SÜDAFRIKA
SÜDKOREA
TAIWAN
THAILAND
TSCHECHISCHE REPUBLIK
TUNESIEN
TÜRKEI
TURKMENISTAN
UKRAINE
UNGARN
USA
VEREINIGTE ARABISCHE
EMIRATE

Das ganze Spektrum der Schall- und Schwingungstechnik

Messung · Planung · Berechnung · Beratung · Gutachtenerstellung · Troubleshooting

Maschinendynamik:

- Anlagenschwingungen
- Dauerüberwachung
- Schwingungsisolierungen

Technische Akustik:

- Forschung & Entwicklung
- Lärminderungsplanung
- Konstruktionsakustik

Immissionsschutz:

- Gewerbe- und Baulärm
- Messungen und Prognosen
- Dauerüberwachung

Strömungstechnik:

- Pulsationen
- Mengenumfehler
- Strömungssimulation

Erschütterungen:

- Bauwerksdynamik
- Rammarbeiten
- Dauerüberwachung

Bauphysik:

- Bauakustik
- Raumakustik
- Bauteilprüfung

Pulsationsstudien:

- Rohrleitungsschwingungen
- Kolben- und Turbokompressoren
- Kolbenpumpen

Windenergie:

- Prognosen (Schall- und Schattenwurf)
- Schalltechnische Messungen
- Konstruktionsakustik

KCE-Akademie:

- Seminare
- Workshops
- Schulungen

Standort Rheine:

KÖTTER Consulting Engineers GmbH
Bonifatiusstraße 400 · 48432 Rheine
Telefon: +49 5971 9710-0
Telefax: +49 5971 9710-43
rheine@koetter-consulting.com

Standort Berlin:

KÖTTER Consulting Engineers GmbH
Balzerstraße 43 · 12683 Berlin
Telefon: +49 30 526788-0
Telefax: +49 30 5436016
berlin@koetter-consulting.com

