

## ME GDRMA

Reduzierung von Methanemissionen durch verringertes Ausblasen an Gas-Druckregelanlagen

Abschlussbericht



# Impressum

## Abschlussbericht

Reduzierung von Methanemissionen durch  
verringertes Ausblasen an Gas-  
Druckregelanlagen

## Erstellt im Auftrag von

Gaswirtschaftlicher Beirat

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

T +49 (0) 3731 4195-331

F +49 (0) 3731 4195-319

[joerg.nitzsche@dbi-gruppe.de](mailto:joerg.nitzsche@dbi-gruppe.de)

[www.dbi-gruppe.de](http://www.dbi-gruppe.de)

## Durchführung

Projektleitung

Peggy Morgner  
[peggy.morgner@dbi-gruppe.de](mailto:peggy.morgner@dbi-gruppe.de)  
T +49 341 2457-185

Melanie Eyßer  
[melanie.eysser@dbi-gruppe.de](mailto:melanie.eysser@dbi-gruppe.de)  
T +49 341 2457-130

Kontakt

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH  
Karl-Heine-Straße 109/111  
D-04229 Leipzig  
[www.dbi-gruppe.de](http://www.dbi-gruppe.de)

## Autoren

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

Peggy Morgner, Charlotte Große,  
Melanie Eyßer, Jenny Sammüller

## Laufzeit

01.04.2022 bis 31.10.2022

# Inhalt

Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	5
Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis	6
1 Einleitung	7
2 Instandhaltung von GDRMA: Funktionsprüfung	8
2.1 Vorgaben aus dem Regelwerk	8
2.2 Ablauf der Funktionsprüfung und Auftreten von Methanemissionen	9
3 Quantifizierung der Methanemissionen	12
3.1.1 Berechnung anhand von Emissionsfaktoren aus der Literatur	13
3.1.2 Berechnung anhand individueller Betrachtung der Anlage	13
3.1.3 Berechnung anhand vereinfachter standardisierter Betrachtung	14
3.1.4 Ergebnisse und Vergleich der Berechnungsmethoden	15
3.2 Messung	17
3.2.1 Überblick über verschiedene Messverfahren	17
3.2.2 Angewendetes Messkonzept	21
3.2.3 Ergebnisse der Messungen	23
3.3 Bewertung des Messkonzepts	28
4 Ansätze zur Reduzierung von Methanemissionen	30
5 Zusammenfassung und Ausblick	33
Literaturverzeichnis	35
Anhang	37

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Anlage der Testmessung	12
Abbildung 2:	Rechnerisch ermittelte Erdgas-Emissionen der Beispielanlage, aufgeschlüsselt nach Schiene und Prüfschritt	16
Abbildung 3:	Gegenüberstellung der rechnerisch ermittelten Emissionen für die Beispielanlage	17
Abbildung 4:	Turbinenmessgerät [16, S. 20]	18
Abbildung 5:	Antistatische Messbeutel des Unternehmens Heath Consultants [16, S. 18, 17]	19
Abbildung 6:	Flügelradanemometer [16, S. 19]	20
Abbildung 7:	Hitzedrahtanemometer [16, S. 19]	20
Abbildung 8:	Schematische Darstellung eines Coriolis-Durchflusssensors [20]	21
Abbildung 9:	Aufbau der Regler-Messstrecke mit BGZ und Flügelrad	22
Abbildung 10:	Skizze des Messaufbaus "Messrohr"	23
Abbildung 11:	Erdgas-Emissionen bei Prüfung des FD des Regelgeräts in der Testanlage, Messwerte und theoretische Emissionswerte	25
Abbildung 12:	Erdgas-Emissionen bei Prüfung des oberen Abschaltedrucks des SAV ( $p_{so}$ ) in der Testanlagen, Messwerte und theoretische Emissionswerte. Aufgrund der dreimaligen Ausführung der Prüfung wurden die Mittelwerte der gemessenen Werte sowie die theoretischen Werte mit dem Faktor 3 multipliziert.	26
Abbildung 13:	Erdgas-Emissionen bei Prüfung des unteren Abschaltedrucks des SAV ( $p_{su}$ ) in der Testanlage, Messwerte und theoretische Emissionswerte. Aufgrund der großen Unterschiede zwischen den HD2-Schienen und Schiene IV wurde die y-Achse zwischen 300 und 1100 l Erdgas (normiert) geteilt.	27
Abbildung 14:	Summe der Erdgas-Emissionen über alle emissionsrelevanten Prüfschritte (Mittelwerte über alle Ermittlungsverfahren) aufgeteilt nach den Schienen der Testanlage	28
Abbildung 15:	Bauliche Anpassung (lila) zur Wiedereinspeisung von bei der Funktionsprüfung anfallenden Methanemissionen im Schema einer GDRMA	31

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Geltende maximale Fristen für die Funktionsprüfung nach G 495 [7, S. 25-26]	9
Tabelle 2:	Ablaufschema einer Funktionsprüfung	11
Tabelle 3:	Einstellwerte von GDR und SAV der Testanlage	12
Tabelle 4:	Emissionsfaktoren (EF) für den Ausblasevorgänge an GDRMA, berechnet anhand von beispielhaften Gas-Druckregelanlagen in Deutschland [9, S. 123]	13
Tabelle 5:	Rechnerischer Ansatz zur Abschätzung der Emissionen	14
Tabelle 6:	Berechnete Emissionen der Schienen I-IV für die jeweiligen Prüfschritte	14
Tabelle 7:	Gegenüberstellung der rechnerisch ermittelten Emissionswerte für die Testanlage	16
Tabelle 8:	Technische Daten des Flügelrad-Anemometers, Fa. Höntzsch [21]	22
Tabelle 9:	Messwerttabelle der Erdgas-Emissionsmengen mit Vergleichswert aus theoretischer Vorbetrachtung mit detaillierten Berechnungsansatz in [I (normiert)]	24
Tabelle 10:	Abschätzung der ausgeblasenen Rohrleitungsvolumina $V_{geo}$ , der Druckunterschiede $\Delta p$ und Berechnung der Emissionsmenge an Erdgas	39

# Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis

BF:	Bewertungsfaktor
BGZ:	Balgengaszähler
BKH:	Blockkugelhahn
DVGW:	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
EF:	Emissionsfaktor
EU:	Europäische Union
FA:	Flügelradanemometer
FD:	Fließdruck
Fupro:	Funktionsprüfung
GDR:	Gas-Druckregelgerät
GDRA:	Gas-Druckregelanlage(n)
GDRMA:	Gas-Druckregel- und Messanlage(n)
HD:	Hochdruck (> 1 bar)
HD1:	Hochdruck 1 (> 1 – ≤ 5 bar)
HD2:	Hochdruck 2 (> 5 – ≤ 16 bar)
IH:	Instandhaltung
MD:	Mitteldruck (0,1-1 bar)
MFC:	Massenflussregler (engl. mass flow controller)
ND:	Niederdruck (< 0,1 bar)
l	Liter
l (normiert)	Normliter <sup>1</sup>
OGMP:	Oil & Gas Methane Partnership
OP <sub>d</sub> :	Betriebsdruck im Anlagenausgang
OP <sub>u</sub> :	Betriebsdruck im Anlageneingang
p <sub>so</sub> :	Oberer Ansprechdruck des SAV
p <sub>su</sub> :	Unterer Ansprechdruck des SAV
SAV:	Sicherheitsabsperrventil
SBV:	Sicherheitsabblaseventil
SD:	Schließdruck
TGD:	Technische Richtlinien (Technical Guidance Document) von OGMP
ZOI:	zustandsorientierte Instandhaltung

<sup>1</sup> Soweit nicht anders angegeben, beziehen sich alle Angaben in diesem Bericht auf Normbedingungen (1,01325 bar und 0 °C).

# 1 Einleitung

Die Europäische Kommission (EU-Kommission) hat mit dem European Green Deal am 11. Dezember 2019 den Klimaschutz zur obersten Priorität erklärt [1]. Ziel des Konzeptes ist die Klimaneutralität der Europäischen Union (EU) bis zum Jahr 2050. Damit möchten die europäischen Länder eine moderne, ressourceneffiziente Wirtschaft schaffen, um den Ausstoß der Treibhausgase zu minimieren. Da Methan das zweitwichtigste Treibhausgas nach Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) ist, hat die EU-Kommission mit der Unterzeichnung des Methane Pledge Ende 2021 sich eine Reduzierung um 30 % gegenüber 2020 als Ziel gesetzt [2]. Um dieses Ziel zu erreichen, soll laut EU-Methanstrategie [3] die Bestimmung und Verifizierung von Methanemissionen verbessert werden und ihre Berichterstattung soll verpflichtend sein. Trotz des höheren Anteils der Methanemissionen der Landwirtschaft, sieht die EU besonders im Energiesektor kosteneffiziente Einsparpotenziale.

Am 15. Dezember 2021 veröffentlichte die EU-Kommission einen ersten Vorschlag zur EU-Methanverordnung, welche die EU-Methanstrategie regulatorisch umsetzen soll [3]. Mit dieser Verordnung führt die EU-Kommission erstmals ein Verbot von regelmäßigem Abblasen und Abfackeln [3, Art. 15] sowie eine Melde- und Berichtspflicht von Abblasevorgängen [3, Art. 16] ein. Die endgültige EU-Methanverordnung liegt bis zum Stand dieses Berichts noch nicht vor, und wird für das Jahr 2023 in ihrer finalen Version erwartet.

Die Berichterstattung soll sich dabei an den Vorgaben der Oil & Gas Methane Partnership 2.0 (OGMP 2.0) orientieren [4]. OGMP ist eine Initiative bestehend aus über 80 Öl- und Gasunternehmen, die sich freiwillig dazu verpflichtet haben, ihre Methanemissionen zu erfassen und zu berichten. Ziel ist die Erreichung des Gold Standards in der Berichterstattung, indem das Detaillevel der Berichterstattung auf Level 5 steigt. Ab Level 4 ist die messtechnische Erfassung der Emissionen erforderlich. Das Vorgehen der Berichterstattung sowie die Berechnung der Emissionen ist in den technischen Richtlinien bzw. Technical Guidance Documents (TGD) [5] von OGMP erläutert.

Der Schwerpunkt des Projekts ist die Quantifizierung der Methanemissionen bei der Funktionsprüfung von Gas-Druckregel- und Messanlagen (GDRMA). Dafür sollen die Emissionen rechnerisch anhand der Leitungsvolumina, sowie messtechnisch bestimmt werden. Letzteres ist besonders in Hinblick auf die zu erwartende EU-Methanverordnung sowie die Anforderungen an das Berichtslevel nach OGMP-Template relevant. Weiterhin sollen verschiedene Ansätze zur Reduzierung von Methanemissionen durch verringertes Ausblasen bei Funktionsprüfungen an Gas-Druckregelanlagen untersucht werden. Dabei soll u.a. durch Anpassungen im Ablauf der Funktionsprüfung Erdgas wieder in das Leitungsnetz eingespeist und nicht in die Atmosphäre ausgeblasen werden, somit Emissionsmengen reduziert werden. Dabei erfolgt sowohl die Entwicklung eines Konzepts als auch der Praxistest einschließlich der Bewertung des Konzepts.

Anhand der ermittelten Methanemissionen an einer Beispielanlage sollen die Emissionseinsparungen, die durch die untersuchten Ansätze zu erwarten sind, bewertet werden. Erste Versuche hierzu wurden bereits in einem DBI-Projekt an Anlagen im Nieder- und Mitteldruck durchgeführt, daher sollen Messungen an Hochdruck-Anlagen (Betriebsdruck im Anlagenausgang -  $OP_d > 1$  bar) ergänzt werden.

## 2 Instandhaltung von GDRMA: Funktionsprüfung

Die Grundlagen zur Funktionsprüfung (Fupro) an GDRMA wurden bereits in einem Vorgänger-Projekt [6] eingehend herausgearbeitet. Nachfolgend werden die Vorgaben aus dem Regelwerk aus dieser Veröffentlichung zitiert. Im darauffolgenden Abschnitt wird der Ablauf der Funktionsprüfung, wie er bei dem am Projekt beteiligten Netzbetreiber durchgeführt wird, beschrieben.

### 2.1 Vorgaben aus dem Regelwerk

Die Vorgaben zur Funktionsprüfung von Gas-Druckregel- und Messanlagen (GDRMA) sind im DVGW-Arbeitsblatt G 495 „Gasanlagen – Betrieb und Instandhaltung“ beschrieben [7, S. 22f]. Diese dient als Grundlage für den Betrieb, sowie die Instandhaltung (IH) von Gasanlagen. Die Funktionsprüfung gehört zur Überwachung der Anlage, welche ein Teil der Instandhaltung ist. Die Funktionsprüfung verfolgt den Zweck, die Funktionsfähigkeit sowie vorhandene Abweichungen der Gasanlage oder ihrer Bauelemente und -gruppen festzustellen. Dies erfordert funktionale Eingriffe in die Anlage, Bauelemente oder -gruppen [7, S. 14f].

In der G 495 sind in Tabelle 3 [7, S. 35ff] die Arbeiten der IH-Maßnahmen aufgeführt. Die Methanemittierenden Schritte bei der Funktionsprüfung sind die Prüfungen der Ansprechdrücke (oberer und unterer Ansprechdruck) und dichtem Abschluss von SAV und SBV, sowie von Fließdruck, Schließdruck und dichtem Abschluss der Gasregelgeräte.

Die Funktionsprüfung von Gasanlagen erfolgt in Deutschland entweder als vorausbestimmte Instandhaltung nach statischen, zeitorientierten Zyklen, oder als zustandsorientierte Instandhaltung (ZOI), in der die maximalen Instandhaltungsintervalle abhängig vom Zustand der Bauelemente verlängert werden können. Die zustandsorientierte Funktionsprüfung setzt die Implementierung und laufende Pflege eines Bewertungssystems des Anlagenbestandes eines Gasnetzbetreibers voraus.

Die geltenden maximalen Fristen der Funktionsprüfung nach vorausbestimmter IH sowie ZOI sind in Tabelle 1 dargelegt. Die Ermittlung des Bewertungsfaktors (BF) ist in der G 495 [7] in Anhang C informativ beschrieben. Der BF kann maximal 2 betragen, sodass die Intervalle der Funktionsprüfung maximal doppelt so lang sein können, wie in der vorausbestimmten IH. Die Verlängerung der Intervalle zwischen Funktionsprüfungen stellt eine Möglichkeit der Senkung von Methanemissionen durch Instandhaltungsmaßnahme an GDRMA dar.

Tabelle 1: Geltende maximale Fristen für die Funktionsprüfung nach G 495 [7, S. 25-26]

Maximaler Eingangsdruck [bar]	Maximaler Normvolumenstrom [m³/h]	Fristen für die Funktionsprüfung (vorausbestimmte IH)	Fristen für die Funktionsprüfung (zustandsorientierte IH)
Bis 0,1	-	Nach Bedarf	Nach Bedarf
> 0,1 bis 1	≤ 200	12-jährlich	12-jährlich x BF
	> 200	4-jährlich	4-jährlich x BF
> 1 bis 5	≤ 200	6-jährlich	6-jährlich x BF
	> 200	2-jährlich	2-jährlich x BF
> 5 bis 16		1-jährlich	1-jährlich x BF
> 16 bis 100		1/2-jährlich	1/2-jährlich x BF

## 2.2 Ablauf der Funktionsprüfung und Auftreten von Methanemissionen

Während das DVGW-Regelwerk zwar vorgibt, welche Arbeiten im Rahmen der Funktionsprüfung durchgeführt werden sollen (siehe Abschnitt 2.1), wird der detaillierte Ablauf betreiberintern festgelegt. Er kann daher zwischen unterschiedlichen Betreibern variieren. Nachfolgend sind die durchgeführten Schritte in Tabelle 2 aufgelistet. Sie unterscheiden sich in Einzelheiten vom Ablauf in einem vorangegangenen Projekt (ME PLEX, vgl. [6]), da die Messung in diesem Projekt an einer Testanlage erfolgt, die von einem anderen Gasnetzbetreiber zur Verfügung gestellt wird. Im Sinne des Ziels dieses Projekts wird nachfolgend auf die emissionsrelevanten Schritte der Funktionsprüfung besonders eingegangen, also die Schritte, bei denen Gas in die Atmosphäre ausgeblasen wird.

In der Regel wird die Reserveschiene bei einer Funktionsprüfung zuerst geprüft, da im Normalfall die Gasdruckregelung für das nachgelagerte Netz durch die Arbeitsschiene erfolgt, und somit die Reserveschiene nicht in das nachgelagerte Netz einspeist. Nach der Prüfung der Reserveschiene wird die Arbeitsschiene außer Betrieb genommen und der Funktionsprüfung unterzogen.

Im Schritt Nr. 2 (Tabelle 2) wird der Fließdruck (FD) des Reglers überprüft. Dabei strömt Erdgas mit dem entsprechenden FD über eine Entspannungsleitung in die Atmosphäre aus, und der FD wird gemessen. Der so gemessene Einstellwert des FD kann sich vom tatsächlich vorliegenden FD bei Einspeisung in das nachgelagerte Netz aufgrund der unterschiedlichen Durchflussmenge („simulierte“ Leistung) unterscheiden; allerdings führt dieses einheitliche Vorgehen zu einer besseren Vergleichbarkeit der Messwerte über längere Zeiträume hinweg. Bei der FD-Prüfung ist der Blockkugelhahn der Entspannungsleitung oft nicht komplett geöffnet, für eine bessere Vergleichbarkeit der Messwerte und theoretisch ermittelten Werte wurde für beide Betrachtungen ein Öffnungsgrad von 1/3 der vollen Öffnung eingestellt und angenommen, sowie eine Prüfdauer von 30 s.

Erdgas strömt bei diesem Prüfschritt mit konstanter Fließgeschwindigkeit und Druck gegen die Atmosphäre aus. Die Emissionsmenge ist abhängig vom FD des Reglers, dem Durchmesser der Entspannungsleitung, dem Öffnungsgrad des BKH in der Entspannungsleitung sowie der Dauer der Ausströmung.

Nachdem der FD festgestellt und dokumentiert wurde, wird die Entspannungsleitung geschlossen, und der Schließdruck (SD) im Regler stellt sich ein. Dieser wird ebenfalls dokumentiert (Schritt 3, Tabelle 2).

Im Anschluss wird der Druck in der Reglerauslaufstrecke über eine Schlauchverbindung zum Vordruck weiter erhöht, bis das SAV beim oberen Ansprechdruck  $p_{so}$  auslöst und den Gasfluss durch die Regelstrecke abschließt (Schritt 4-6, Tabelle 2). Der gemessene  $p_{so}$  wird dokumentiert. Danach wird der Druck in der Reglerauslaufstrecke über die Entspannungsleitung in die Atmosphäre um mindestens die

Wiedereinrastdifferenz des SAV entspannt, wodurch bei diesem Schritt Methanemissionen frei werden. Die Prüfung des  $p_{so}$  wird beim beteiligten Betreiber dreimal wiederholt. Bei den Messungen im Rahmen dieses Projekts wird der Druck einheitlich bis auf FD des Reglers abgesenkt.

Im nächsten Schritt (Schritt 7, Tabelle 2) wird die Reglerauslaufstrecke, sowie die Eingangsstrecke vom Regler bis zur letzten Absperrarmatur vor dem Regler bis zum unteren Schaltpunkt des SAV ( $p_{su}$ ) entspannt. Auch bei dieser Prüfung werden Methanemissionen frei. Die Höhe dieser Emissionen ist abhängig von der Druckdifferenz zwischen Eingangsdruck und  $p_{su}$ , von Vorhandensein und Volumen von Filter und Vorwärmer, von der Lage der Absperrarmaturen (vor oder nach dem Druckbehälter) und kann daher stark zwischen Anlagen variieren. Die Überprüfung des  $p_{su}$  ist bei bestimmte Reglerbauarten/-herstellern gefordert, da die untere Abschaltung ebenfalls die Sicherheit für die Membranbruchsicherung darstellt. Bei Beschädigung der Membran, muss das SAV schließen. Die Prüfung des  $p_{su}$  wird in der Regel beim beteiligten Betreiber nur einmal durchgeführt.

Sobald das SAV am unteren Schaltpunkt ausgelöst hat, wird die Eingangsarmatur geöffnet, sodass der Vordruck auf das SAV wirkt. Bei geschlossener Entspannungsleitung wird im Reglerausgang der Druck auf einen möglichen Druckanstieg überwacht. Damit wird die innere Dichtheit des SAV überprüft (Schritt 8, Tabelle 2).

Beim Vorhandensein mehrere SAVs in einer Anlage müssen einzelne Schritte natürlich für jedes SAV wiederholt werden; diesem Umstand muss auch in der Betrachtung der Emissionsmenge Rechnung getragen werden. Nach dem Durchlauf aller Prüfschritte wird die Regelstrecke wieder mit Gas beaufschlagt und in Betrieb genommen.

Weiterhin erfolgt bei dessen Vorhandensein in der Anlage die Prüfung des Ansprechdrucks des Leckgas-SBV ( $p_s$ ). Dafür wird die SBV-Leitung von der Hauptleitung mit einem BKH getrennt und diese Leitung über ein Nadelventil mit Druck beaufschlagt. Das Leckgas-SBV wird einmal ausgelöst, Gas in die Atmosphäre ausgeblasen bis zum Schließen des SBV. Für die Abschätzung der Emissionen kann wie bei den Emissionen der FD-Prüfung erfolgen und dafür der Ansprechdruck des SBV sowie eine angenommene Ausströmdauer herangezogen werden.

Im Rahmen dieses Projekts erfolgt keine Überprüfung des Ansprechdrucks des SBV, da dieses in der Testanlage nicht mehr verbaut ist. Der beteiligte Netzbetreiber baut die nicht zwingend benötigten SBV aus, und passt damit die Anlagen an das aktuelle DVGW Arbeitsblatt G 491 an. Dies erspart Zeitaufwand bei der Fupro sowie die mit der Prüfung der Leckgas-SBV verbundenen Methanemissionen.

Tabelle 2: Ablaufschema einer Funktionsprüfung

Schritt Nr.	Beschreibung	Emissionen
1.	Schließen der Absperrereinrichtung hinter der Regler-Auslaufstrecke	keine
2.	Prüfung Fließdruck (FD): Öffnen der Entspannungsleitung in der Regler-Auslaufstrecke für ca. 30 s → Fließdruck im Regler stellt sich ein	Freie Ausströmung mit FD
3.	Prüfung Schließdruck (SD): Schließen der Entspannungsleitung Überprüfung des Schließdrucks	keine
4./5./6.	Prüfung oberer Ansprechdruck ( $p_{so}$ ) des SAV: Weitere Druckerhöhung → Auslösen SAV und Prüfung $p_{so}$ → Entspannung um mindestens Wiedereinrastdruckdifferenz SAV (hier: FD) → 2 Wiederholungen	3 x Entspannung des Volumens der Regler-Auslaufstrecke von $p_{so}$ auf FD
7.	Prüfung unterer Ansprechdruck ( $p_{su}$ ) des SAV: Entspannung der Regler-Auslaufstrecke sowie -Einlaufstrecke bis zur letzten geschlossenen Absperrarmatur vor dem Regler, bis SAV auslöst und Prüfung $p_{su}$ → Wiederbefüllung auf Wiedereinrastdruck SAV	Entspannung des Volumens der Regler-Auslaufstrecke von SD auf $p_{su}$ , sowie des Rohrvolumens vor dem Regler bis zu letzten Absperrarmatur vor dem Regler von $OP_u$ auf $p_{su}$
8.	Prüfung dichter Abschluss des SAV	in Schritt 7 mit enthalten
9.	Prüfung Ansprechdruck des SBV: Druckerhöhung in SBV-Leitung bis SBV öffnet, danach Entspannung der SBV-Leitung ab Absperrarmatur bis zum Schließen des SBV	Entspannung des Volumens der SBV-Anschlussleitung von $p_{so}$ auf SD (vereinfacht: freie Ausströmung mit $p_s$ für sehr kurzen Zeitraum)

### 3 Quantifizierung der Methanemissionen

Im vorliegenden Projekt werden Methanemissionen als Erdgasemissionen berechnet und gemessen. Dies ist für Ausblaseemissionen ein praktikabler Ansatz, da deren Ermittlung volumenbasiert erfolgt, und nicht, wie es oft bei der Messung von Leckagen der Fall ist, Konzentrationen ermittelt werden. Die entstehenden und klimarelevanten Methanemissionen berechnen sich aus dem Produkt der ermittelten Erdgasemissionen mit dem Methangehalt des ausgeblasenen Erdgases.

Die nachfolgend beschriebenen Berechnungen und Messungen wurden konkret an einer Testanlage durchgeführt. Es handelt sich um eine vierschienige GDRMA mit zwei Ausgängen (Abbildung 1).



Abbildung 1: Anlage der Testmessung

Die eingestellten Regel- und Ansprechdrücke von GDR und SAV sind in Tabelle 3 zusammengestellt. Der Eingangsdruck in jede Regelschiene beträgt ca. 21 bar. Der Gasdruckregelung in den HD1-Schienen ist zusätzlich noch eine Vorwärmung vorgeschaltet, in Form eines liegenden Rohrbündelwärmetauschers.

Tabelle 3: Einstellwerte von GDR und SAV der Testanlage

Schiene	Druckstufe ausgangsseitig	FD [bar]	SD [bar]	$p_{so}$ [bar]	$p_{su}$ [bar]
I	HD2	8	8,7	12	1
II	HD2	7	7,5	14,1	1
III	HD1	3,6	3,9	4	0,1
IV	HD1	3,3	3,4	4,4	0,1

### 3.1.1 Berechnung anhand von Emissionsfaktoren aus der Literatur

Begleitend zur Messung sollen die Emissionen bei der Funktionsprüfung der Gas-Druckregelanlage theoretisch abgeschätzt werden, mit dem Ziel, verschiedene Berechnungsansätze auf ihre Anwendbarkeit zu prüfen sowie die ermittelten Messwerte zu verifizieren.

Dafür werden zum einen die Emissionen anhand von im Projekt MEEM [8] beispielhaft ermittelten Emissionsfaktoren (EF) ermittelt. Die im Jahr 2018 im Projekt berechneten EF wurden im Jahr 2020 im Projekt ME DSO [9, S. 123] nach der gleichen Berechnungsmethode für weitere Anlagengrößen erweitert, um weitere Druckstufen und Nenndurchmesser abzubilden. Tabelle 4: Emissionsfaktoren (EF) für den Ausblasevorgänge an GDRMA, berechnet anhand von beispielhaften Gas-Druckregelanlagen in Deutschland [9, S. 123] zeigt die EF, die anhand von acht beispielhaften Gas-Druckregelanlagen in Deutschland in verschiedenen Nennweiten und Druckstufen berechnet wurden. Die EF wurden pro entleerte Schiene anhand der Rohrinnenvolumina und Überdrücke in den Rohrleitungen exemplarisch berechnet.

Tabelle 4: Emissionsfaktoren (EF) für den Ausblasevorgänge an GDRMA, berechnet anhand von beispielhaften Gas-Druckregelanlagen in Deutschland [9, S. 123]

Kriterium	Kleine GDR(M)A (Schrank)	Mittlere GDR(M)A	Mittlere GDR(M)A	Große GDR(M)A	Große GDR(M)A mit Vorwärmung	Filterbühne einschl. Filter			
Eingangsdrukstufe [bar]	DP2,5	DP4	DP10	DP16	DP25	DP25	DP70	DP70	DP25
Nennweite Eingang/Ausgang	DN25/ DN50	DN50/ DN100	DN80/ DN150	DN80/ DN150	DN80/ DN150	DN250/ DN300	DN200/ DN250	DN250/ DN300	DN250
EF für Ausblasen einer Schiene [Nm³Erdgas/Vorgang]	0,004	0,075	0,242	0,318	1,22	15,6	18,8	46,6	33,1

Bei der zu untersuchenden Anlage handelt es sich um eine GDRMA der Druckstufe DP25 bar mit Eingangsnenndurchmesser DN150. Die HD1-Schienen sind im Ausgang mit DN200 dimensioniert, die HD2-Schienen mit DN100.

Für jede der vier Schienen wird der EF für „Große GDR(M)A mit Vorwärmung“ mit Nennweiten DN80/150 verwendet. Für das Ausblasen der beiden HD1-Schienen sowie der beiden HD2-Schienen berechnen sich somit Methanemissionen in Höhe von 2.440 l (normiert), jeweils in Summe für Arbeits- und Reserveschiene.

### 3.1.2 Berechnung anhand individueller Betrachtung der Anlage

Eine weitere Möglichkeit zur rechnerischen Abschätzung der Emissionen besteht in der individuellen Betrachtung der ausgeblasenen Volumina für die betrachtete Anlage. Dafür werden die in Tabelle 5 aufgelisteten Ansätze für die in Abschnitt 2.2 beschriebenen Schritte der FP verwendet. Für die detaillierte Ermittlung sowie die verwendeten Formeln und Eingangsdaten sei auf den **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** verwiesen.

Tabelle 5: Rechnerischer Ansatz zur Abschätzung der Emissionen

Schritt Nr.	Beschreibung	Rechnerischer Ansatz zur Abschätzung der Emissionen
1.	Schließen der Absperreinrichtung	keine
2.	Prüfung FD	Freie Ausströmung mit FD, über EO12 Blockkugelhahn (BKH) 1/3 geöffnet → entspricht Öffnung mit hydraulischen Querschnitt von 5,8 mm; Dauer der Ausströmung: 30 s
3.	Prüfung SD	in Schritt 2 enthalten
4./5./6.	Prüfung oberer Ansprechdruck ( $p_{so}$ ) des SAV	3 x Entspannung des inneren Rohrleitungsvolumens von $p_{so}$ auf FD
7.	Prüfung unterer Ansprechdruck ( $p_{su}$ ) des SAV	Entspannung des inneren Rohrleitungsvolumens der Reglerauslaufstrecke von SD auf $p_{su}$ sowie Entspannung des inneren Rohrleitungsvolumens (inkl. Druckbehältervolumen) von letzter Absperreinrichtung vor dem SAV bis zum SAV/GDR von $OP_u$ auf $p_{su}$
8.	Prüfung dichter Abschluss des SAV	in Schritt 7 enthalten

Für die Funktionsprüfung an der Beispielanlage berechnen sich mit den genannten Ansätzen die in Tabelle 6 gezeigten Methanemissionen für die jeweiligen Prüfschritte.

Tabelle 6: Berechnete Emissionen der Schienen I-IV für die jeweiligen Prüfschritte

Prüfschritt	Berechnete Emissionen [l, normiert]			
	HD2		HD1	
	Schiene I (FD 8 bar)	Schiene II (FD 7 bar)	Schiene III (FD 3,6 bar)	Schiene IV (FD 3,3 bar)
GDR: FD	798	683	523	375
SAV: $3xp_{so}$	99	163	198	297
SAV: $p_{su}$	104	95	1.555	1.541
<b>Summe</b>	<b>1.001</b>	<b>941</b>	<b>2.277</b>	<b>2.213</b>

### 3.1.3 Berechnung anhand vereinfachter standardisierter Betrachtung

Der in Abschnitt 3.1.2 beschriebene Ansatz ist für die Abschätzung der Methanemissionen für einen großen Anlagenbestand nur mit erheblichem Zeitaufwand umsetzbar. Bei dem beteiligten Gasnetzbetreiber wird daher ein Ansatz verwendet, der sich an der im vorhergehenden Abschnitt beschriebenen Vorgehensweise anlehnt, jedoch Vereinfachungen für die in die Berechnung eingehenden Parameter vornimmt, und daher auf eine große Menge von Anlagen mit unterschiedlichen Konfigurationen anwendbar ist [10].

Für die Anwendung der Berechnung wird von folgenden Annahmen ausgegangen:

- Für die Länge  $l$  in der Berechnung des zu entspannenden Volumens  $V_{geo}$  wird die Auslaufstrecke nach dem Regler betrachtet
- Entsprechend der Herstellerangaben für den Messabgriff von 5xDN nach Störung, sowie 3xDN nach dem Messabgriff wird die Länge  $l$  in der Berechnung von  $V_{geo}$  als 8xDN angesetzt, unabhängig von verbauten Bögen und Flanschen, und als gerades Rohr berechnet.
- Bei der Volumenberechnung ist die Wandstärke (eigentlich entsprechend der Auslegungsdruckstufe) zu berücksichtigen. Diese kann einheitlich gewählt werden, um den Aufwand für die Vielzahl der Anlagen überschaubar zu halten.

Die Berechnung der Methanemissionen wird je vorhandene Schiene durchgeführt und – im Falle einer Wartung – mit den berechneten Methanemissionen für die Behälterwartung addiert. Somit erhält man die Gesamtemissionen pro Anlage und Maßnahme.

Die Berechnung der jährlichen Emissionen aus Wartungen und Funktionsprüfungen für alle Anlagen in der Betriebsführung eines Betreibers erfordert nun die Zusammenstellung der Anlagendaten nach den für diesen Ansatz benötigten Attributen der Anlage (z.B. Einstellwerte, Nenndurchmesser, Anzahl der Maßnahmen...) sowie der in dem betrachteten Jahr durchgeführten Wartungen (und Funktionsprüfungen) [10].

### 3.1.4 Ergebnisse und Vergleich der Berechnungsmethoden

Abbildung 2 zeigt die anhand Rohrleitungsgeometrie und Druckdifferenz (Ansatz beschrieben in Abschnitt 3.1.2) berechneten Erdgas-Emissionen der Testanlage aufgeschlüsselt nach dem Prüfschritt sowie den Regelschienen. Das Verhältnis der Emissionen aus den Prüfschritten der Regelschienen mit unterschiedlichen Ausgangsdrücken ist plausibel. So sind die Emissionen der FD-Prüfung in den HD2-Schienen am höchsten, da hier der FD am höchsten ist. Die Emissionen, die im Zusammenhang mit der  $p_{so}$ -Prüfung entstehen sind in den Reserveschienen (Schienen II+IV) am höchsten, da hier der zu entspannende Druckunterschied aufgrund der Druckstaffelung höher ist als in den Arbeitsschienen (Schienen I+III). Außerdem sind die  $p_{so}$ -Emissionen in den HD1-Schienen aufgrund der größeren Ausgangsnennweite höher als in Schiene I und Schiene II. Die sehr hohen Emissionen, die im Zusammenhang mit der  $p_{su}$ -Prüfung in den HD1-Schienen entstehen, sind aufgrund der großen zu entspannenden Druckdifferenz sowie des großen zu entspannenden Volumens, welches in diesen Schienen vor allem durch die Filter- und Vorwärmerbehälter viel größer ist als in den HD2-Schienen, um mindestens eine Größenordnung größer als in den HD2-Schienen.

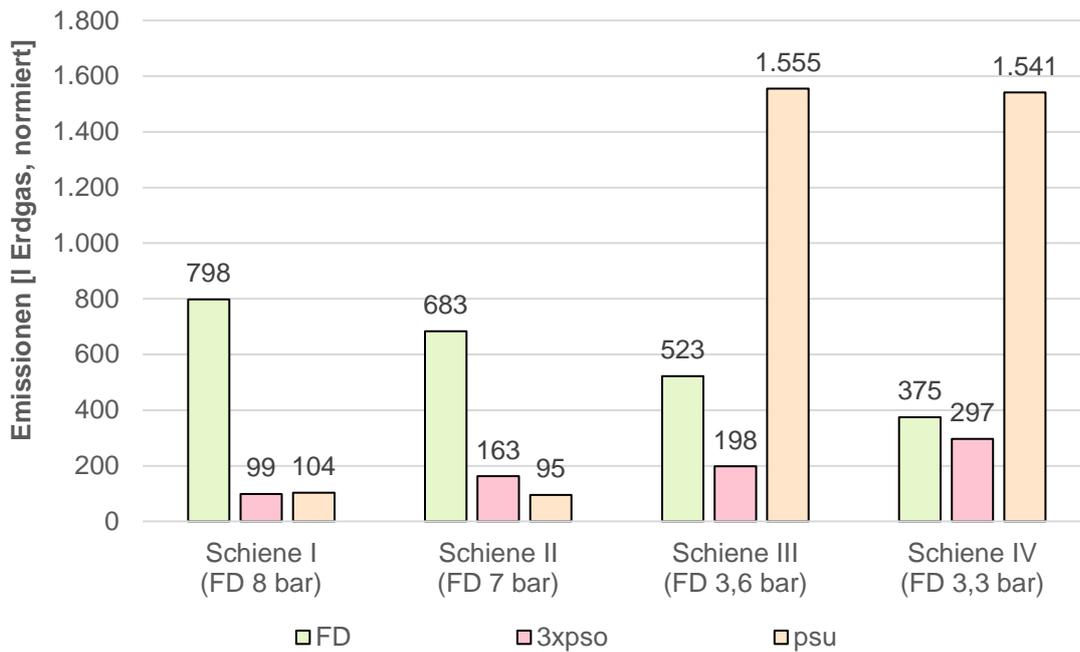


Abbildung 2: Rechnerisch ermittelte Erdgas-Emissionen der Beispielanlage, aufgeschlüsselt nach Schiene und Prüfschritt

In Tabelle 7 sind die aufgrund der Vorgehensweise in Abschnitt 3.1.1 und 3.1.2 beschriebene Vorgehensweise ermittelten Emissionen für jeweils zwei Schienen in HD1 und HD2 gegenübergestellt, und in Abbildung 3 grafisch dargestellt.

Im Fall der HD1-Schienen liegen die Emissionen basierend auf der rechnerischen anlagenspezifischen Ermittlung über den mit den Literaturwerten ermittelten Emissionen. Für die HD2-Schienen sind die Emissionen die mit den Literatur-EF berechnet wurden höher als die detailliert ermittelten Emissionen. Insgesamt stellen die Emissionen die mit den Literaturwerten aus MEEM [8] berechnet wurden eine gute Annäherung an die Ergebnisse der detaillierten Berechnung dar, obwohl diese nicht die einzelnen Schritte der Fupro einzeln betrachtet, sondern auf Basis des gesamten Rohrleitungsvolumens einer Schiene in als repräsentativ bewerteten Anlagen ermittelt wurde. Das Projekt ME PLEX zeigte ebenfalls, dass die Literaturwerte des MEEM Berichts eine adäquate Annäherung darstellen [6, S. 17, 21].

Tabelle 7: Gegenüberstellung der rechnerisch ermittelten Emissionswerte für die Testanlage

	Emissionen ermittelt mit Literatur-EF (MEEM, DBI [8])	Detaillierte rechnerische anlagenspezifische Ermittlung
HD1 Schiene III+IV	2.440	4.489
HD2 Schiene I+II	2.440	1.942

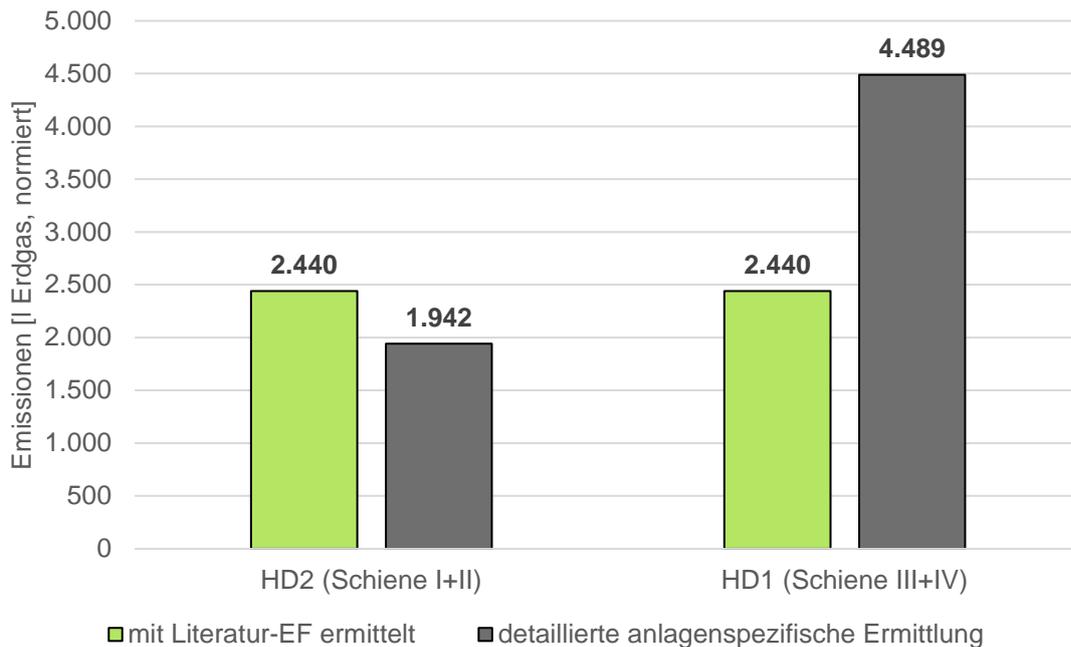


Abbildung 3: Gegenüberstellung der rechnerisch ermittelten Emissionen für die Beispielanlage

## 3.2 Messung

Neben der Berechnung der Emissionen können diese auch gemessen werden. Bei der Berichterstattung der Emissionen gemäß OGMP muss ab Level 4 die Messung der Emissionen mittels eines Bottom-Up Verfahrens erfolgen. Ab Level 5 ist zusätzlich die Verifizierung der Bottom-Up Messung mittels einer Top-Down Messung notwendig. Weitere Informationen zu OGMP und den Levels der Berichterstattung sind im OGMP Reporting Framework nachzulesen [11].

In diesem Kapitel erfolgt die Untersuchung der verschiedenen Möglichkeiten zur Messung von Ausblasemengen. Dabei werden zunächst mögliche Bottom-Up Messverfahren vorgestellt. Anschließend erfolgt die Prüfung der Anwendbarkeit der Messverfahren im Hochdruck-Bereich. Es erfolgt die Erläuterung des entwickelten Messkonzepts. Anschließend erfolgt die Darstellung der Ergebnisse der Messung sowie die Bewertung des Messkonzepts.

### 3.2.1 Überblick über verschiedene Messverfahren

Im technischen Leitfaden (TGD) zum Spülen und Ausblasen der Oil and Gas Methane Partnership 2.0 (OGMP) sind zur Berechnung der Emissionen mittels des Gasflusses die Messverfahren Flügelradanemometer, Hitzedrahtanemometer, Turbinenmessgerät, kalibrierter Entlüftungsbeutel, Coriolismessgerät, Messblende, High Flow Sampler und Wärmemengenzähler aufgelistet [12, S. 3].

#### Balgengaszähler (BGZ)

Der Balgengaszähler misst das Betriebsvolumen. Es bewegen sich die Balgen durch die entstehende Druckdifferenz zwischen dem Ein- und Auslass. Ein Balgen wird mit Gas gefüllt, der andere entleert, während sich die beiden Schieberventile öffnen bzw. schließen. Die Schieberventile übertragen ihre Bewegung an ein

Getriebe, welches dadurch in eine Drehbewegung versetzt wird. Mittels Magnetkupplung überträgt sich die Drehbewegung auf ein außenliegendes Rollenzählwert [13]. Balgengaszähler sind zur Messung bis zum Betriebsdruck von 0,5 bar zugelassen [14]. Der Balgengaszähler wurde bereits in einem früheren Projekt zur Messung von Methanemissionen bei der Funktionsprüfung an einer Anlage im Nieder- und Mitteldruck angewendet, daher wird für weitere Informationen zum Messaufbau mit einem Balgengaszähler auf [6] verwiesen.

#### Turbinenmessgerät

Beim Turbinenmessgerät (siehe Abbildung 4: Turbinenmessgerät [16, S. 20]) zeichnet ein magnetischer Aufnehmer jede Umdrehung der Turbine auf, die von einem Fluidstrom erzeugt wird. Dieses wird durch Kalibrierung in ein Durchflussvolumen umgewandelt. Der Zähler wird in der Regel in Rohrleitungen montiert; deren Länge und Durchmesser nach Bedarf angepasst werden können. Die Installation des Zählers erfolgt zehn Rohrdurchmesser vor dem Zähler und fünf Rohrdurchmesser nach dem geraden Rohr bzw. Ventile oder Anschlüsse. Als Mini-Turbinenmessgerät sind diese Geräte schon ab 2 Zoll Rohrdurchmesser erhältlich, z.B. Daniel MRT-97 vom Hersteller Emerson [15, 16, S. 9]. Für jedes Gerät sind jeweils die geeigneten Betriebsbedingungen sowie der Genauigkeitsbereich zu beachten. Vor Ort ist keine Kalibrierung des Messgeräts nötig, allerdings muss das Gerät vor dem Einsatz auf Verschmutzungen der Rotorblätter überprüft werden. Da das Turbinenmessgerät den Durchfluss des Betriebsvolumens über die Zeit misst, muss ebenso wie beim Balgengaszähler, das Volumen (unter der Berücksichtigung des Drucks und der Temperatur) in ein Standardvolumen umgerechnet werden. Zusätzlich benötigt das Turbinenmessgerät eine gute Abdichtung zwischen der Entlüftungsleitung und dem Zähler selbst. Beim Einsatz des Messgeräts an Entlüftungsleitungen ist es wichtig, den Durchmesser der Leitungen im Voraus zu kennen, damit geeignete Adapter eingesetzt werden können [16, S. 9]. Problematisch für der Volumenstrommessung von nicht druckkonstanten Gasströmen können mögliche Druckstöße werden.



Abbildung 4: Turbinenmessgerät [16, S. 20]

#### Kalibrierter Ausblasebeutel

Ein Beispiel für den kalibrierten Ausblasebeutel ist der antistatische Messbeutel des Unternehmens Heath Consultants (siehe Abbildung 5: Antistatische Messbeutel des Unternehmens Heath Consultants [16, S. 18, 17]). Dabei handelt es sich um antistatische Plastikbeutel in verschiedenen Ausführungsgrößen mit einem speziellen Hals, der über die Öffnungen der Ausbläser passt. Damit können Ausblasemengen im Niederdruckbereich gemessen werden. Die Messbeutel haben eine Genauigkeit von  $\pm 10\%$  und können Ausblasemengen bis 4 l/h messen [17].

Wie in [16, S. 10] ausführlich erläutert ist, hat der Beutel, wenn er vollständig aufgeblasen ist, ein kalibriertes Volumen. Es erfolgt die Messung der Zeitdauer der Ausdehnung des Beutels, bis er vollständig aufgeblasen ist. Ebenfalls erfolgt die Messung der Gastemperatur, durch die eine Korrektur des Volumens auf Standardbedingungen möglich ist. Zusätzlich wird die Analyse der Gaszusammensetzung empfohlen, um den Methangehalt des entlüfteten Gases zu bestimmen. Dies ist sinnvoll, da in einigen Fällen auch Luft in die Entlüftung gelangen kann, was zu einer Mischung aus Gas und Luft führt. Ein Vorteil des kalibrierten Ausblasebeutels gegenüber rotierenden Zählern (z. B. Turbinenzählern) besteht darin, dass sie keinen nennenswerten Gegendruck auf die entlüftete Komponente ausüben. Dadurch werden mögliche Störungen des Entlüftungsvorgangs vermieden und Messungen mit geringem Druckabfall ermöglicht.



Abbildung 5: Antistatische Messbeutel des Unternehmens Heath Consultants [16, S. 18, 17]

### Flügelradanemometer (FA)

Ein Flügelradanemometer (siehe Abbildung 6: Flügelradanemometer [16, S. 19]) besteht aus einem Sensor für die Strömungsgeschwindigkeit des Flügelrads sowie einem Handgerät, das die gemessene Geschwindigkeit des durch das Flügelrad strömenden Gases anzeigt. Das Gerät eignet sich insbesondere für die Messung offener Leitungen und Endrohrentlüftungen mit bekannter Querschnittsfläche. Das Flügelradanemometer wird durch eine Öffnung im Entlüftungsrrohr eingeführt, um die Geschwindigkeit der Emissionen zu messen. Die Anzahl der Umdrehungen der Ventilatorflügel wird mit einem magnetischen Aufnehmer erfasst und mit der Strömungsgeschwindigkeit korreliert. Anhand des Rohrdurchmessers erfolgt die Berechnung der Querschnittsfläche des Rohrs. Um den volumetrischen Durchsatz der Emissionen durch die Entlüftungsöffnung zu schätzen, erfolgt die Multiplikation der Querschnittsfläche mit der gemessenen Strömungsgeschwindigkeit [16, S. 11].

Für möglichst genaue Messungen sollte die Geschwindigkeit in der Mitte des Rohrs, nahe dem offenen Ende der Entlüftung, und die Temperatur des Gasstroms gemessen werden. Ein entsprechend dimensioniertes Messrohr kann verwendet werden, um zu verhindern, dass einerseits der Gasfluss den vollen Messbereich des Messgeräts überschreitet und andererseits, um einen ausreichenden Fluss zu gewährleisten, damit das Messgerät kontinuierlich misst. Situationen, in denen das Gerät einen Gegendruck auf die gemessene Entlüftung ausübt sollten vermieden werden. Zur Kalibrierung eines Flügelradanemometers empfiehlt es sich, Kalibrierkurven nach den Anweisungen des Herstellers zu erstellen. [16, S. 11]



Abbildung 6: Flügelradanemometer [16, S. 19]

### Hitzdrahtanemometer

Ein Hitzdrahtanemometer (siehe Abbildung 7: Hitzdrahtanemometer [16, S. 19]) ähnelt einem Flügelradanemometer. Es wird in den Gasstrom aus einem Rohr mit offenem Ende oder durch eine Öffnung in einer Gasflussleitung eingeführt. Im Gegensatz zum Flügelradanemometer besteht das Hitzdrahtanemometer aus einem freiliegenden Hitzdraht, der entweder durch einen konstanten elektrischen Strom erwärmt oder auf einer konstanten Temperatur gehalten wird, wenn er in einen fließenden Gasstrom eingeführt wird. Es arbeitet nach dem Prinzip der Wärmeübertragung. Das Gerät misst die Gasgeschwindigkeit, die mit dem elektrischen Strom durch den Draht kalibriert wird, während die Wärme durch den Gasstrom abgeleitet wird. Die Wärme, die durch Konvektion an die Abgase verloren geht, ist proportional zur Strömungsgeschwindigkeit des Gases. Hitzdrahtanemometer eignen sich am besten für die Messung von Entlüftungsöffnungen, Leitungen mit offenem Ende und Strömungen in geschlossenen Rohren mit bekanntem Querschnitt (z. B. Fackelleitungen). Der messbare Bereich der Gasströmungsgeschwindigkeit liegt zwischen 0,2 – 200 m/s. Zur Berechnung der volumetrischen Durchflussrate wird die Geschwindigkeit mit der Querschnittsfläche der Strömung multipliziert. [16, S. 11f]

Hitzdrahtanemometer haben bei reinen Gasströmen eine geringere Genauigkeit als andere Einführgeräte, können aber bei schmutzigen Gasströmen (d. h. Gasströme mit Flüssigkeitströpfchen oder klebrigen mitgerissenen Partikeln) die einzige Option sein. Flüssigkeitströpfchen oder klebrige Partikel könnten die Messung beeinträchtigen und/oder ein Flügelradanemometer dauerhaft beschädigen [16, S. 12].

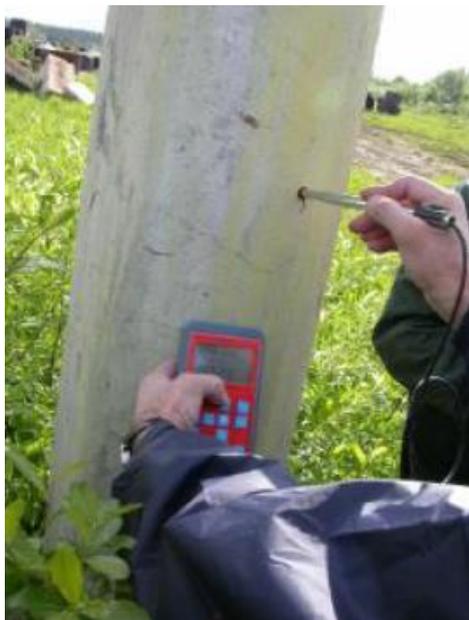


Abbildung 7: Hitzdrahtanemometer [16, S. 19]

### Coriolismessgerät

Das Coriolismessgerät bzw. Coriolis-Durchflusssensormessgerät (siehe Abbildung 8: Schematische Darstellung eines Coriolis-Durchflusssensors [20]) basiert auf der Nutzung der Corioliskraft. Das Messgerät besteht aus einem oder mehreren Messrohren, welche künstlich in Schwingung versetzt werden. Strömt Erdgas durch das Messrohr, verändert sich die Schwingung zeitlich und räumlich aufgrund der Trägheit des Erdgases. Die Veränderung, auch genannt Phasendifferenz, ist ein direktes Maß für den Massefluss. Sie wird von zwei Sensoren gemessen. Die Dichte des Erdgases kann ebenfalls erfasst werden, durch die Schwingfrequenz der Messrohre. Das Unternehmen Endress bietet Geräte mit einer typischen Messgenauigkeit von  $\pm 0,1\%$ , Premiumgeräte erreichen eine Messgenauigkeit von  $\pm 0,05\%$  [18]. Eine schematische Darstellung der Funktionsweise zeigt Abbildung 8: Schematische Darstellung eines Coriolis-Durchflusssensors [20]. Die Messergebnisse der Coriolismessgeräte sind unabhängig von der Viskosität des Gases, Temperatur und Dichte [19].

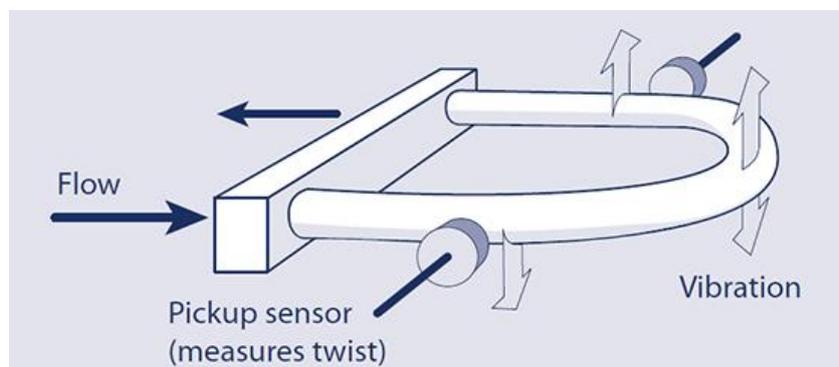


Abbildung 8: Schematische Darstellung eines Coriolis-Durchflusssensors [20]

### 3.2.2 Angewendetes Messkonzept

Die Messaufgabe in diesem Projekt ist die Messung von Ausblaseemissionen bei der Funktionsprüfung an einer Test-GDRMA, die in ein nachgelagertes Hochdruck-Netz einspeist. Bei den Prüfschritten der Funktionsprüfung treten unterschiedliche Emissionscharakteristiken auf. Bei der Prüfung des FD strömt Gas mit konstanter Geschwindigkeit und Druck aus der Ausblaseleitung aus, wohingegen bei der Entlüftung nach bzw. vor Prüfung des oberen und unteren Ansprechdrucks des SAV ein bestimmtes Leitungsvolumen um eine Druckdifferenz entspannt wird und daher Gas mit abfallendem Druck und Fließgeschwindigkeit ausströmt. Beiden Emissionscharakteristiken soll bei der Auswahl des Messverfahrens Rechnung getragen werden.

Für die Auswahl eines geeigneten Messverfahrens wurden verschiedene der in 3.2.1 vorgestellten Messverfahren untersucht. Als Auswahlkriterien wurden dabei die genannten Emissionscharakteristika betrachtet, genauso wie die aus der theoretischen Abschätzung erwarteten Emissionsvolumina sowie die kurzfristige Verfügbarkeit der Messverfahren.

Zwei Messverfahren wurden zur Anwendung ausgewählt, der Balgengaszähler und das Flügelrad. Das Flügelrad wurde in ein Messrohr mit der erforderlichen Ein- und Ausgangsstrecke eingebaut, sowie als Vergleichsmessverfahren hinter dem BGZ in einer Messstrecke mit Gasdruck-Regelung des Ausgangsdrucks.

Aufgrund der Zeit- und Budgeteinschränkungen im Projekt wurde auf vorhandene Messtechnik zurückgegriffen. Technisch wurde die Messung unterstützt durch das Dienstleistungsunternehmen VORWERK Pipeline- und Anlagenservice GmbH, sowie den beteiligten Netzbetreiber. Als Messgeräte für den Volumenstrom bzw. die Strömungsgeschwindigkeit standen ein Balgengaszähler BK4 vom Hersteller Kromschöder, sowie ein Flügelrad des Herstellers Höntzsch (technische Daten siehe Tabelle 8:

Technische Daten des Flügelrad-Anemometers, Fa. Höntzsch [21]) zur Verfügung.

Tabelle 8: Technische Daten des Flügelrad-Anemometers, Fa. Höntzsch [21]

Flügelrad Strömungssensor	FA als Zylinder-Bauform
Durchmesser Sonde	25 mm
Messbereich Gase	2 ... 150 m/s (Betriebsgeschwindigkeit)
Temperaturbeständigkeit	-20°C ... +100°C
Druckbeständigkeit	bis 10 bar
Werkstoffe	Edelstahl, Keramik, Teflon, VITON
Ex-Schutz Kategorie	2G / Zone 1
Geschwindigkeitskalibrierung	Messunsicherheit der Referenz: < 1%, Medium: Luft, korrigiert auf Erdgas mittels Dichtekorrektur

Um einen Balgengaszähler für die erwarteten Drücke nutzen zu können, wurde eine Messstrecke konstruiert, die den Druck des ausgeblasenen Gases weiter reduziert, in den Messbereich des BGZ. Die nachfolgend als „Regler-Messstrecke“ bezeichnete Konstruktion ist in Abbildung 9 dargestellt. Über einen Schlauch mit Nennweite EO8 ist die Messstrecke an die Entspannungsleitung des Hinterdrucks der GDRMA angeschlossen. Im Bild fließt das Gas von links durch die Messstrecke. Der Regler in der Regler-Messstrecke ist auf einen FD von 20 mbar eingestellt. Nach dem Regler wurde der BGZ und dahinter das Flügelrad in die Ausblaseleitung der Reglerstrecke verbaut. Auf diese Weise konnten Vergleichsmesswerte zwischen dem BGZ und dem Flügelrad gewonnen werden.



Abbildung 9: Aufbau der Regler-Messstrecke mit BGZ und Flügelrad

Da das Flügelrad druckbeständig bis 10 bar ist, wurde in einem zweiten Messaufbau in ein Rohr mit Nennweite DN50 unter Beachtung der notwendigen Ein- und Auslaufstrecke für das Flügelrad ein Messstutzen eingebaut,

um ohne Druckreduzierung im austretenden Volumenstrom zu messen, siehe Abbildung 10.



Abbildung 10: Skizze des Messaufbaus "Messrohr"

Die Messstrecken wurden abwechselnd jeweils in der Entspannungsleitung hinter den Gasdruck-Regelgeräten der Anlage an einen Prüfanschluss mit der Anlage verbunden und der gesamte ausgeblasene Gasfluss über die Messstrecken geführt und von dort in die Atmosphäre ausgeblasen.

Für die Messungen der Emissionen bei FD-Prüfung kann die Gas-Strömungsgeschwindigkeit gemessen werden, und über die Dauer der Ausströmung das ausgeströmte Volumen berechnet werden. Das Messgerät muss für Drücke  $> 1$  bar geeignet sein. Da während des Entspannungs Vorgangs für die Prüfung der SAV-Einstellwerte die Strömungsgeschwindigkeit nicht konstant ist, genügt die alleinige Messung der Strömungsgeschwindigkeit nicht aus, um realitätsnahe Messergebnisse zu erhalten. Dazu muss an der Stelle der Geschwindigkeitsmessung zu jedem Geschwindigkeitsmesswert auch mindestens der Druck mit aufgezeichnet und bei der Berechnung des normierten Volumenstroms mit einbezogen werden.

Die Testmessung erfolgte am 14.07.2022 in Gornau an einer ausgewählten Hochdruck-Anlage ( $OP_d > 1$  bar) des beteiligten Netzbetreibers (Abbildung 1 auf S. 12). Die Messungen wurden an den Schienen I, II und IV durchgeführt. D. h. an der Arbeits- und Reserveschiene der HD2-Regelstufe (vorderer Bildteil in Abbildung 1) sowie der Reserveschiene der HD1-Regelstufe (hinterer Bildteil in Abbildung 1). Die Durchführung der Funktionsprüfung erfolgte durch den Monteur des Netzbetreibers. Es wurden nur die emissionsrelevanten Schritte der Funktionsprüfung wie in Abschnitt 2.2 beschrieben durchgeführt. Um die Messwerte statistisch abzusichern, wurden jeweils drei Messreihen (für die  $p_{su}$ -Prüfung im HD1 aus umweltschutztechnischen Aspekten nur zwei Messreihen) aufgenommen und die Ergebnisse als Mittelwert dieser Messreihen berechnet. Die Betriebs-Messwerte wurden unter Einberechnung des Absolutdrucks und Temperatur auf Normbedingungen umgerechnet. Die mit dem Flügelradanemometer gemessenen Rohwerte wurden einer Dichtekorrektur und einer Korrektur mit dem Profilkfaktor (PF) wie im Handbuch [21, S. 14-16] beschrieben, unterzogen. Die Rohwerte des Anemometers wurden als 3-Sekunden-Mittelwerte aufgezeichnet.

### 3.2.3 Ergebnisse der Messungen

Die Messergebnisse aus den beiden Messverfahren (BGZ und FA) sowie den beiden unterschiedlichen Messaufbauten ((Mess-)Regelstrecke und Messrohr) sind in Tabelle 9 aufgelistet und den nach der Vorgehensweise in Abschnitt 3.1.2 berechneten theoretischen Werten gegenübergestellt. Da die Prüfung des  $p_{so}$  in der Praxis zweimal wiederholt wird, wurden die Mittelwerte der gemessenen Werte sowie die theoretischen Werte mit dem Faktor 3 multipliziert.

Tabelle 9: Messwerttabelle der Erdgas-Emissionsmengen mit Vergleichswert aus theoretischer Vorbetrachtung mit detaillierten Berechnungsansatz in [l (normiert)]

Schiene	Prüfung	Messwerte			Theoretischer Wert
		BGZ	FA Regelstrecke	FA Messrohr	
HD2: Schiene I (FD 8 bar)	GDR: FD	53	101	401	798
	SAV: $3x_{p_{so}}$	140	261	163	99
	SAV: $p_{su}$	112	205	173	104
HD2: Schiene II (FD 7 bar)	GDR: FD	56	102	441	683
	SAV: $3x_{p_{so}}$	228	135	148	163
	SAV: $p_{su}$	104	197	97	95
HD1: Schiene IV (FD 3,3bar)	GDR: FD	59	75	231	375
	SAV: $3x_{p_{so}}$	116	172	142	297
	SAV: $p_{su}$	1.386	1.757	838	1.541

Die Ergebnisse der Messwerte für die Erdgas-Emissionen nach Prüfung des FD des GDR sind in Abbildung 11 für alle drei bemessenen Schienen dargestellt und den theoretisch ermittelten Werten gegenübergestellt. Zunächst wird deutlich, dass die Messwerte, die mit dem Messaufbau der Regel-Messstrecke ermittelt wurden, deutlich unter den Messwerten im Messrohr liegen, und dabei der BGZ in allen geprüften Regel-Schienen der Anlagen die geringsten Emissionen ermittelt hat. Der Grund dafür ist vermutlich, dass die starke Drosselung des Gasflusses durch die zusätzliche Regelung den Gasfluss verlangsamt, was das Emissionsvolumen mit freier Ausströmung verfälscht. Die Geschwindigkeit der Gasströmung ist geringer, als wenn das Gas frei gegen die Atmosphäre ausströmt. Weiterhin sind die durch den BGZ gemessenen Werte ca. halb so hoch wie die mit dem FA gemessenen Werte. Darauf wird später noch einmal dezidiert eingegangen.

Der Mittelwert, der auf verschiedene Weise gewonnenen Werte zeigt, plausibel und erwartungsgemäß an, dass die Emissionsvolumina für die Schiene mit dem höchsten FD am größten sind, und mit abnehmenden FD sinken.

Die theoretisch ermittelten Werte sind für alle geprüften Schienen höher als die Messwerte. Ein Grund dafür könnte der Druckverlust über die lange Leitung von der Ausbläserleitung der Anlage bis zur Messstrecke sein. Die Messstrecke war mit einem Schlauch von 10 m Länge an der Ausbläserleitung der Anlage verbunden. Bei der Berechnung der theoretischen Emissionen wurde der Druckverlust in der Ausbläserleitung hingegen konservativ vernachlässigt.

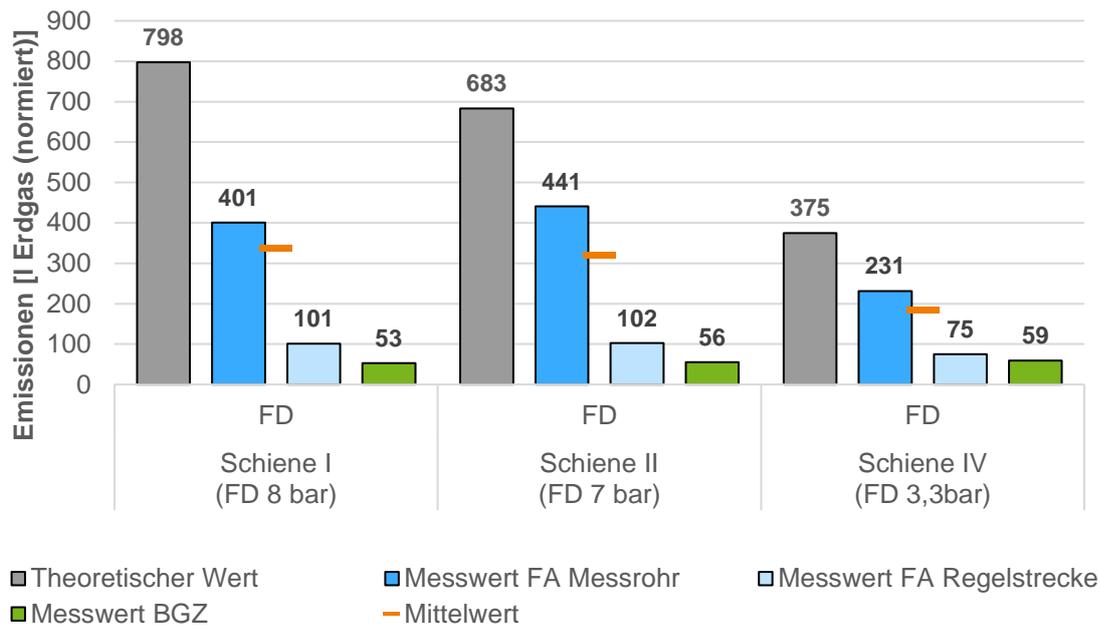


Abbildung 11: Erdgas-Emissionen bei Prüfung des FD des Regelgeräts in der Testanlage, Messwerte und theoretische Emissionswerte

Abbildung 12 zeigt die gemessenen und theoretisch ermittelten Erdgasemissionen für die Prüfung des oberen Schaltepunkts des SAV ( $p_{so}$ ). Da die Prüfung des  $p_{so}$  in der Praxis zweimal wiederholt wird, wurden die Mittelwerte der gemessenen Werte sowie die theoretischen Werte mit dem Faktor 3 multipliziert. Die entspannte Druckdifferenz zwischen  $p_{so}$  und FD ist in Schiene II mit ca. 7,1 bar am höchsten und bei gleicher Rohrgeometrie höher als in Schiene I (ca. 4 bar), weshalb an Schiene II im Mittel über alle Messverfahren auch plausibel die höchsten Emissionen gemessen wurden. In Schiene IV beträgt die entspannte Druckdifferenz nur ca. 1,1 bar, wodurch vermutlich die geringeren Messwerte zustande kommen. Bei der Berechnung der theoretischen Emissions-Volumina aus der Betrachtung der aus dem Rohrrinnenvolumen entspannten Druckdifferenz ergeben sich jedoch für Schiene IV die höchsten Emissionswerte. Bei der Berechnung geht aufgrund der höheren Nennweiten für Schiene IV ein ca. fünfmal so hohes Rohrrinnenvolumen in die Berechnung ein, als für Schiene I oder II. Warum die Messwerte jedoch einen gegenläufigen Trend zeigen, muss in einem nachfolgenden Projekt mit einem genaueren Messverfahren, welches weitere physikalische Parameter mit aufnimmt, überprüft werden.

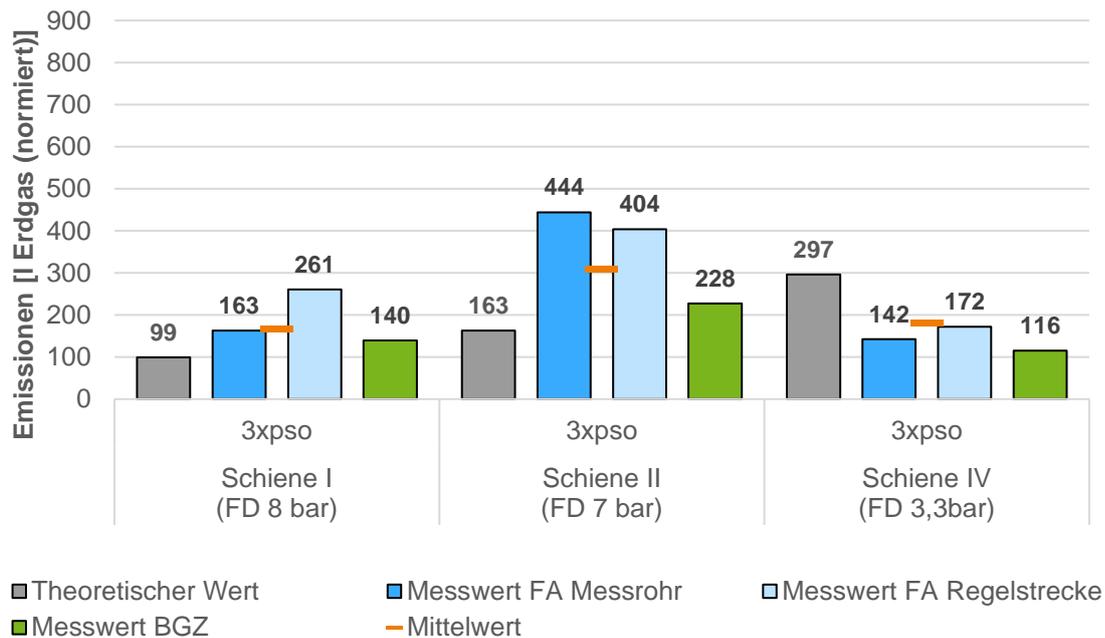


Abbildung 12: Erdgas-Emissionen bei Prüfung des oberen Abschaltedrucks des SAV ( $p_{so}$ ) in der Testanlagen, Messwerte und theoretische Emissionswerte. Aufgrund der dreimaligen Ausführung der Prüfung wurden die Mittelwerte der gemessenen Werte sowie die theoretischen Werte mit dem Faktor 3 multipliziert.

Nachfolgend sind in Abbildung 13 die Messwerte und die theoretisch ermittelten Werte für die Erdgas-Emissionen der Prüfung des unteren Abschaltedrucks des SAV ( $p_{su}$ ) gegenübergestellt. Die ermittelten Emissionen an Schiene IV sind im Mittel um ca. eine Größenordnung höher als die Emissionen der Schienen I und II. In Schiene IV beträgt die entspannte Druckdifferenz für das Rohrvolumen hinter dem Regler nur ca. 3,5 bar, allerdings muss auch das Rohrvolumen vor dem SAV bis zur ersten Absperrarmatur um die Druckdifferenz von ca. 21 bar entspannt werden, daher sind die im Vergleich zu den HD2-Schienen viel höheren Messwerte plausibel.

Für die HD2-Schienen liegen die theoretisch ermittelten Werte unter den mit allen Messaufbauten gemessenen Emissionen. Die gemessenen Werte für diese Schienen liegen jedoch in demselben Größenbereich, was aufgrund der gleichen Geometrie des ausgeblasenen Rohrvolumens sowie der ähnlich hohen entspannten Druckdifferenz von rund 7 bar zu erwarten ist.

Die Messwerte und die theoretisch ermittelten Emissionen für die HD1-Schiene liegen vergleichbar nah beieinander. Für die Berechnung des Messergebnisses aus den mit dem Flügelrad gemessenen Geschwindigkeiten ist die Annahme eines Gasdrucks notwendig. Da während der Entspannung für die Prüfung des  $p_{su}$  jedoch der Druck sank, und nur punktuell Druckwerte zu den Geschwindigkeitsmesswerten aufgenommen werden konnten, kann die Berechnung des Messergebnisses nicht exakter erfolgen. Für ein genaueres Messergebnis muss zu jedem aufgezeichneten Geschwindigkeitsmesswert in einer Messreihe auch ein Druckwert aufgezeichnet werden. Dies ist mit dem Anschluss eines Druck-Messwertaufnehmers an das Handgerät des verwendeten Messgeräts für zukünftige Messungen möglich und sollte mit vorgesehen werden. Alle Messwerte, die für Entspannungsvorgänge (also Emissionen die in Zusammenhang mit der  $p_{so}$  und  $p_{su}$ -Prüfung entstehen) mit dem Flügelrad bei nicht konstanten Gasdrücken gewonnen wurden, sind daher mit der daraus resultierenden Unsicherheit behaftet. Diese Unsicherheit ist jedoch am größten für die Emissionen, die im Zusammenhang mit der  $p_{su}$ -Prüfung in Schiene IV entstehen, da hier die größten Druckunterschiede innerhalb einer Messreihe vorliegen.

Die Gas-Geschwindigkeiten, die mit dem Flügelrad gemessen wurden, befinden sich im Bereich um 2 m/s und liegen damit im unteren Bereich des Messbereichs des FA-Sensors. Es wäre in einem Nachfolgeprojekt noch zu prüfen, ob die in [21] angegebenen Korrekturen auch für Geschwindigkeiten  $< 2$  m/s zutreffend angewendet

werden können.

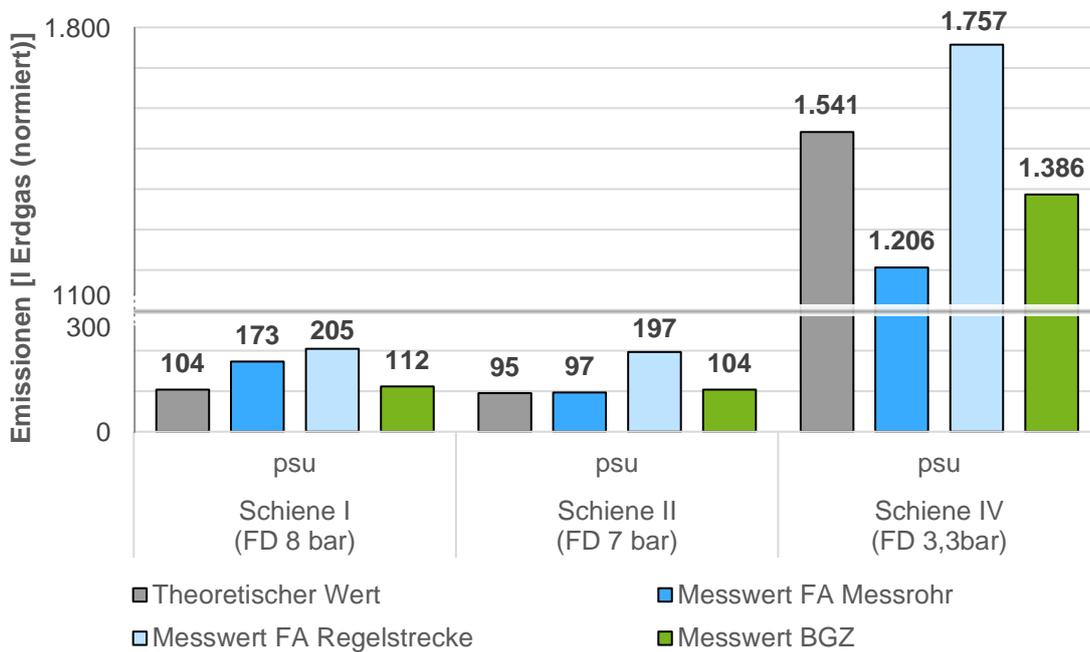


Abbildung 13: Erdgas-Emissionen bei Prüfung des unteren Abschaltedrucks des SAV ( $p_{su}$ ) in der Testanlage, Messwerte und theoretische Emissionswerte. Aufgrund der großen Unterschiede zwischen den HD2-Schienen und Schiene IV wurde die y-Achse zwischen 300 und 1100 l Erdgas (normiert) geteilt.

Die Emissionen die mit der Prüfung des  $p_{su}$  genauso wie mit der Prüfung des  $p_{so}$  in Zusammenhang entstehen liegen in der theoretischen Betrachtung für die HD2-Schienen (Schiene I+II) teilweise mehr als 50 % unter den Messwerten. Hingegen liegen diese Werte für Schiene IV über den Messwerten. Dazu könnte in einem nachfolgenden Projekt, neben der Verbesserung der Messverfahren, auch evaluiert werden, ob der theoretische Ansatz mit der Berechnung des entspannten Volumens zwischen einer Druckdifferenz für ein bestimmtes Rohrvolumen korrekt gewählt ist, und wenn ja, ob er an einigen Stellen noch nachgebessert werden sollte.

In Abbildung 14 sind nun die Ergebnisse über alle Prüfschritte als Summe der Mittelwerte über alle Ermittlungsverfahren zusammengefasst dargestellt. In der HD1-Schiene (Schiene IV) treten in Summe die höchsten Emissionen auf, was auf die Emissionen des Prüfschritts  $p_{su}$  zurückzuführen ist. Diese Emissionen sind so hoch, da für die Auslösung des SAV am unteren Abschaltedruck auch die Rohrleitung im Vordruck des SAV bis zur letzten Absperrarmatur vor dem SAV entspannt werden muss. Dort sind oftmals auch Druckbehälter (Filter und Vorwärmer) eingebaut, die mit ihrem Behältervolumen die ausgeblasenen Erdgasmengen stark erhöhen.

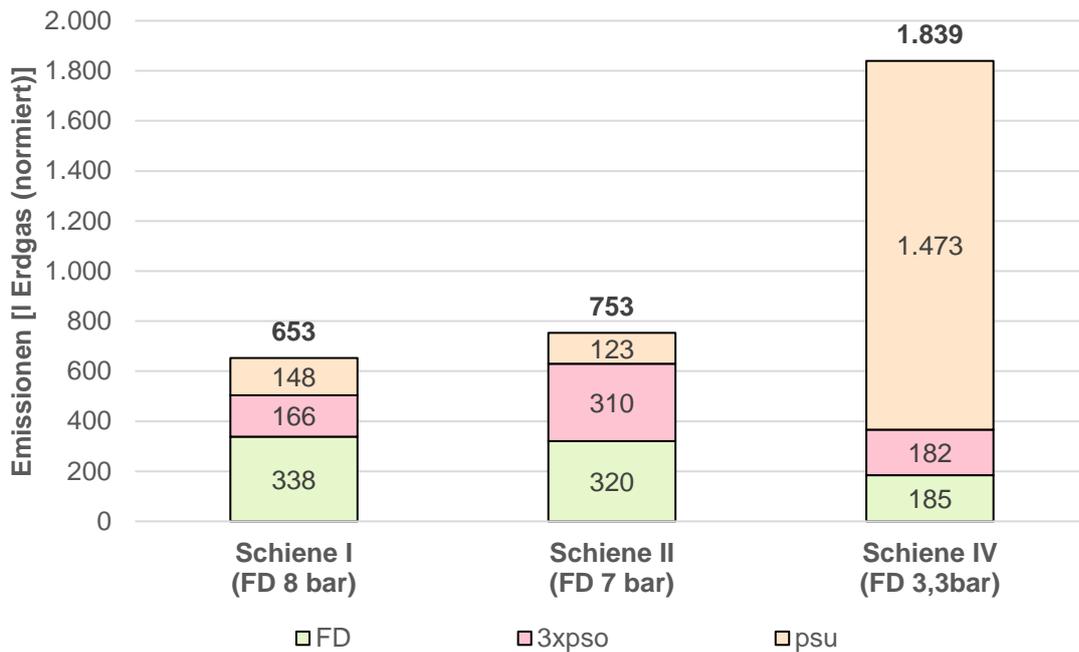


Abbildung 14: Summe der Erdgas-Emissionen über alle emissionsrelevanten Prüfschritte (Mittelwerte über alle Ermittlungsverfahren) aufgeteilt nach den Schienen der Testanlage

Aus den Ergebnissen der Ermittlung wird deutlich, dass für Emissionen die aus der Prüfung des unteren Ansprechdrucks des SAV ( $p_{su}$ ) an Regelschienen entstehen, die große Druckdifferenzen zwischen Eingangs- und Ausgangsdruck aufweisen, die größten Einsparpotentiale bestehen. An zweiter Stelle steht das Einsparpotential bei Emissionen, die mit der Prüfung des FD einhergehen. Ansätze zur Reduzierung von Methanemissionen bei der Fupro werden in Kapitel 4 beschrieben.

### 3.3 Bewertung des Messkonzepts

Aufgrund der im vorherigen Abschnitt erwähnten unterschiedlichen Emissionscharakteristika zum einen bei der Prüfung des FD (Gasausströmung mit konstantem Volumenstrom), und zum anderen bei der Prüfung der Abschaltewerte des SAV (Entspannung einer Druckdifferenz mit sinkender Gasgeschwindigkeit) wurden in diesem Projekt zwei Messkonzepte erprobt. Für die Messung der Emissionen bei der FD-Prüfung verfälscht die Messung nach der nochmaligen Druckreduzierung im Regler der Regler-Messstrecke vermutlich das Ergebnis, indem es die Gasgeschwindigkeit reduziert. Die Messung der Geschwindigkeit mit dem Flügelradanemometer in dem Messrohr ist für diese Emissionscharakteristik allerdings gut geeignet, da die konstanten Geschwindigkeiten mit dem Flügelrad gut gemessen werden können. Dennoch liegen die Messwerte unter den theoretisch ermittelten Werten. Dies könnte auf den Druckverlust des ausströmenden Gases über die Länge der Entspannungsleitung und dem Schlauch zum Messrohr zurückzuführen sein. Bei der theoretischen Betrachtung wird der FD als Druck in der Gasströmung angenommen, wobei auch bei der Fupro ohne eine nachgeschaltete Messung Druckverluste bis zum Ausbläser auftreten können. Außerdem ist die Abschätzung der theoretischen Emissionen anhand der „Düsenformel“ (Details zur Berechnung siehe Anhang) mit weiteren Annahmen verbunden, die nur abgeschätzt werden können (z.B. die Scharfkantigkeit der Öffnung).

Für die Messung der Emissionen, die bei der Entspannung für die Prüfung des  $p_{so}$  und  $p_{su}$  entstehen, liegen die Messwerte des FA in der Mess-Regelstrecke sowie im Messrohr näher zusammen, was darauf schließen

lässt, dass das Messkonzept mit der Mess-Regelstrecke, die aus dem Gasstrom mit Druckgefälle einen druckgeregelten konstanten Gasstrom weitergibt, für diese Emissionscharakteristik gut geeignet ist. Auffallend ist, dass bei den Emissionen, die in den HD2-Schienen (also in den Schienen mit der kleineren zu entspannenden Druckdifferenz) in Zusammenhang mit der  $p_{SO^-}$ , und teilweise auch den  $p_{SU}$ -Prüfungen entstehen, die Messwerte über den berechneten Emissionen liegen. Grund dafür kann entweder eine fehlerhafte Annahme in der Berechnung der theoretischen Werte sein oder fehlerhafte Messwerte. Für letzteres könnte sprechen, dass bei diesen Messreihen im Vergleich zu anderen Messwerten auch höhere Gasdrücke am Flügelrad vorherrschten, die aber nicht genau quantifiziert und den Messwerten simultan zugerechnet werden konnten. Daher sollte bei einer späteren Messkampagne zu jedem aufgezeichneten Geschwindigkeitsmesswert in einer Messreihe auch ein Druckwert aufgezeichnet werden. Dies ist mit dem Anschluss eines Druck-Messwertaufnehmers an das Handgerät des verwendeten Messgeräts von Höntzsch für zukünftige Messungen möglich und sollte mit vorgesehen werden.

Wie in Abschnitt 3.2.2 beschrieben, wurden je Messzenario drei Wiederholungsmessungen durchgeführt. Diese weisen sowohl für die Messreihen die mit dem FA gemessen wurden, also auch für die mit dem BGZ gemessenen Werte geringe Streuungen auf. Dies lässt darauf schließen, dass der statistische Fehler der Messungen und der Einfluss von unmerklichen Unterschieden bei den Schalthandlungen an der Anlage auf die gemessenen Emissionen in diesem Projekt sehr klein ist. In einem Vorgängerprojekt [6], wo an zwei Anlagen die in ein MD- bzw. ND-Netz einspeisen gemessen wurde, waren besonders bei der FD-Prüfung die relativen Abweichungen der Wiederholungs-Messwerte untereinander größer. Systematische Messfehler können allerdings nicht ausgeschlossen werden. Vor allem die Umrechnung auf den Volumenstrom aus dem Betriebszustand in den Normzustand, einschließlich der in 3.2.2 genannten Korrekturverfahren für die Messung mit dem FA in geringen Querschnitten und die dafür benötigten Parameter birgt den größten Unsicherheitsfaktor. Überschlägig wird eine Messunsicherheit von ca. 100 % abgeschätzt, wie schon im vorangegangenen Messprojekt [6]. Damit zeigen die Messwerte des FA im Messrohr und in der Regelstrecke für die meisten Messszenarien in diesem Projekt eine gute Übereinstimmung mit den theoretisch ermittelten Werten.

Die nachträgliche Auswertung der Volumenströme am BGZ zeigt durchgehend Volumenströme im Bereich 5-8 m<sup>3</sup>/h (Betriebszustand) auf. Damit wurde die obere Grenze des verwendeten G4-Gaszählers von 6 m<sup>3</sup>/h teilweise überschritten und es konnte nicht die gesamte Gasmenge erfasst werden. In nachfolgenden Messprojekten sollte daher die Konfiguration der Messgeräte überprüft werden und ggf. im Vorfeld Tests an der zu bemessenden Anlage durchgeführt werden, damit die eingesetzten Geräte für den zu erwartenden Volumenstrom auch korrekt dimensioniert sind.

Ein weiteres Messkonzept, das in diesem Projekt erprobt werden sollte, aber aufgrund von sehr langwierigen Lieferschwierigkeiten der Bauteile nicht angewendet werden konnte, ist der Messaufbau mit einem thermischen Massenflussregler (MFC, z.B. vom Hersteller Bronkhorst [22]) und dazugehöriger Druckaufzeichnung. Der MFC ist konkret auf Methan kalibriert, es wird ein bestimmter Durchfluss eingestellt, und dieser Massenfluss wird dann konstant ausgegeben, wobei der Druck mit überwacht werden sollte. Über die Zeitdauer des Entspannungsvorgangs über den MFC kann dann die Emissionsmenge eines Vorgangs ermittelt werden. Dieses Verfahren kann sehr genaue Messwerte erzielen, ist jedoch in der Messtechnik kostenintensiver.

## 4 Ansätze zur Reduzierung von Methanemissionen

Die Maßnahmen zur Reduzierung von Methanemissionen können allgemein eingeteilt werden in Maßnahmen zur Vermeidung, Reduzierung und Umwandlung der Emissionen.

### ZOI

Zur Vermeidung der Methanemissionen bei der Instandhaltung an GDRMA sei zunächst die Anwendung der zustandsorientierten Instandhaltung (ZOI) genannt. Diese wurde in Abschnitt 2.1 beschrieben. Wenn eine IH-Maßnahme aufgrund eines hohen BF nicht durchgeführt wird, werden die Emissionen dieser Maßnahme komplett vermieden.

### Rückführung der Emissionen in das Gasnetz

Methanemissionen bei der Funktionsprüfung an GDRMA können weiterhin durch die Wiedereinspeisung der entstandenen Entspannungsvolumenströme in das nachgelagerte Netz reduziert und, je nach Druckverhältnissen in der Anlage, bis auf Restmengen vermieden werden. Zunächst kann der FD in der Arbeitsschiene zu Beginn der Prüfung in der Anlage abgelesen werden, ohne externen Zugriff und Entspannung von Gas in die Atmosphäre.

Weiterhin kann als wesentliche Anpassung eine bauliche Verbindung zwischen der Reglerauslaufstrecke von Arbeitsschiene, Reserveschiene und Anlagenausgang erfolgen (Abbildung 15). Dies ermöglicht die Emissionen, die bei der Entspannung der Reglerauslaufstrecke im Zuge der Überprüfung des  $p_{so}$  des SAV in der Reserveschiene um die erforderliche Wiedereinrastdifferenz entstehen, in den Anlagenausgang einzuspeisen. Weiterhin können die Emissionen die bei der Überprüfung des FD des Reglers der Arbeitsschiene in die Reserveschiene bzw. in den Anlagenausgang entspannt werden, anstatt in die Atmosphäre. Das ist technisch möglich, da der FD der Arbeitsschiene aufgrund der Druckstaffelung höher ist als der FD der Reserveschiene. Es ist zu erwähnen, dass dieser Prüfablauf nur funktioniert, wenn Erdgas ins Netz eingespeist werden kann, da sonst die Gefahr des Schließens des in Betrieb des SAV der in Betrieb stehenden Arbeitsschiene besteht. Die Fupro nach diesem Ablauf muss also in einem Zeitraum des Jahres durchgeführt werden, in dem Erdgas im Netz abgenommen wird und sollte nicht bei Anlagen zur Einzelkundenversorgung durchgeführt werden. Abbildung 15 veranschaulicht die Verbindung zwischen Arbeitsschiene und Reserveschiene, die für diese Maßnahme erforderlich ist. Oft ist diese Verbindung bereits durch Nebenverrohrung bauseitig in der Anlage vorhanden. Zu beachten ist, dass die verbauten Blockkugelhähne (BKH) unter einer anderen Beanspruchung beim Öffnen stehen können als ursprünglich ausgelegt. Ggf. muss daher der Einbau von zusätzlichen BKH als Verschleißarmaturen, zusätzlich zu den BKH die die Entspannungsleitung abdichten sollen, vorgesehen werden.

Die Kosten des Nachrüstens fallen unterschiedlich aus, da sie abhängig von der gegebenen Bauart der Anlage sind. Sind beispielsweise Anschlüsse (z.B. Minimes) vorhanden, reicht es aus, einen Schlauch für die Verbindung anzuschaffen. Wenn dagegen keine Anschlüsse vorhanden sind, erfolgt das Setzen einer Muffe. Falls die Muffe allerdings nicht auf die Auslaufstrecke des Reglers passt, wird ein neues Formteil benötigt. Jedoch sind die Kosten in allen Fällen erschwinglich und vor allem in Anbetracht der Emissionseinsparung vertretbar. Als Einspeisepunkt in den Anlagenausgang könnte das s.g. Prüfkreuz des ggf. vorhandenen SBV dienen. Vorzugsweise sollten für diese Funktionsleitungen eher kleinere Nennweiten genutzt werden, z.B. EO12, damit die Einspeisung in den Anlagenausgang langsam erfolgt und sich kein Gegendruck zurück in die Regelschienen aufbaut.

Eine weitere Möglichkeit der Wiedereinspeisung der Ausblaseemissionen in einer GDRMA bietet sich an, wenn es sich um eine GDRMA mit mehreren Ausgängen handelt, wie es bei der im Projekt betrachteten Testanlage der Fall ist. So könnten die in den HD2-Schienen entstehenden Ausblase-Emissionen über die Verbindung zum Ausgang der HD1-Schienen umgeleitet und damit komplett vermieden werden. Die Anwendung dieser Möglichkeit ist jedoch nicht ohne weiteres möglich, da die Verbindung zwischen unterschiedlichen Druckbereichen ohne Druckabsicherung nicht zulässig ist. Sie erfordert daher zunächst die Durchführung einer Gefährdungsbeurteilung, in welcher die damit verbundenen Risiken sowie Strategien zu



Um Methanemissionen bei der Funktionsprüfung zu verringern, können auch Anpassungen im Ablaufschema der Fupro helfen. Vor allem wenn die Fupro im Rahmen einer Wartung durchgeführt wird, kann es aufgrund der Notwendigkeit, die Druckbehälter in einer GDRMA zu entleeren, Methanemissionen reduzieren, wenn basierend auf der Bewertung der einzelnen Schritte nach den benötigten Druckniveaus der Ablauf der Wartung festgelegt wird. Z.B. könnte die Entlüftung der Druckbehälter direkt im Anschluss an die Prüfung des  $p_{su}$  des SAV erfolgen, da in dessen Zuge der Druck im Bereich der Druckbehälter u.U. schon sehr niedrig abgesenkt wurde.

### Energetische Verwertung

Eine weitere Möglichkeit besteht darin, die Emissionen energetisch zur Gasvorwärmung und/oder zur Raumheizung zu verwerten. Dafür wird das auszublasende Gas in die Heizgas-Schiene eingespeist. Im Fall, dass der Heizkessel/ die Heiztherme nicht in Betrieb sind, kann über den s.g. Schornsteinfeger-Modus der Kessel manuell gestartet werden. Damit können die Emissionen zwar nicht als energetische Verwertung gutgeschrieben werden, aber die Methanemissionen werden so in weniger klimaschädlichere  $CO_2$ -Emissionen umgewandelt. Die Anwendung dieser Maßnahme sollte auf deren Machbarkeit, Kosten und Umrüstaufwand in einem nachfolgenden Projekt geprüft werden. Wie bereits bei der Umleitung der Emissionen in einen weiteren Anlagenausgang beschrieben, ist auch bei dieser Möglichkeit die Verbindung unterschiedlicher Druckbereiche ohne Sicherheitsabsperrearmatur risikotechnisch zu betrachten. In der Veröffentlichung [23] werden die möglichen Treibhausgasminderungspotentiale der technischen Lösungen zur wärmetechnischen Verwertung der Methanemissionen an Gasanlagen ausführlich rechnerisch bewertet.

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

In diesem Projekt erfolgte die messtechnische und rechnerische Ermittlung der Methanemissionen, die bei der Funktionsprüfung an einer Gas-Druckregel- und Messanlage (GDRMA) – mit Betriebsdruck im Anlagenausgang -  $OP_d > 1$  bar – entstehen. Für die messtechnische Ermittlung wurden zwei Messkonzepte entwickelt und mit zwei verschiedenen Messprinzipien (Flügelradanemometer und Balgengaszähler) gemessen. Weiterhin wurde ein Ansatz zur Reduzierung dieser Ausblaseemissionen an GDRMA untersucht.

Methanemissionen entstehen während der Funktionsprüfung bei der Überprüfung des Fließdrucks der Regelgeräte, sowie bei der Entspannung von Rohrleitungsabschnitten für die Prüfung der Ansprechdrücke (oberer und unterer) der SAV. Diese Prüfschritte produzieren unterschiedliche Emissionscharakteristika, denen sowohl bei der rechnerischen Ermittlung als auch bei der messtechnischen Ermittlung anhand unterschiedlicher Ansätze in diesem Projekt Rechnung getragen wurde.

Zusammengefasst können folgende Erkenntnisse aus der Analyse gewonnen werden:

- Die in der Literatur bereits veröffentlichten Methoden bzw. Emissionsfaktoren zur rechnerischen Abschätzung der Methanemission für GDRMA zeigen eine gute Übereinstimmung
- Für die aus der Fließdruck-Prüfung resultierenden Methanemissionen liegen die rechnerisch ermittelten Werte unterhalb der gemessenen Werte, was vermutlich aus der konservativen Vernachlässigung des Druckverlusts in der Ausblaseleitung bei der Berechnung der freien Ausströmung resultiert. Außerdem hat sich das Messprinzip mit Mess-Regelstrecke für diese Emissionscharakteristik als nicht geeignet herausgestellt, da es die ohne Messsystem real auftretenden Emissionen bei freier Ausströmung aus dem Ausbläser durch die zusätzliche Drosselung des Gasflusses in der Messstrecke verfälscht. Die Messung der Geschwindigkeit mit dem Flügelrad (FA) im Messrohr ist für diese Emissionscharakteristik allerdings gut geeignet, da konstante Geschwindigkeiten mit dem Flügelrad auch im Druckbereich  $> 1$  bar gut gemessen werden können. Die Emissionsvolumina für diesen Prüfschritt sind erwartungsgemäß für die Schiene mit dem höchsten Fließdruck (FD) am größten und sinken mit abnehmenden FD.
- Die entspannte Druckdifferenz zwischen dem oberen Abschaltedruck des SAV ( $p_{so}$ ) und FD ist in Schiene II mit ca. 7 bar am höchsten und höher als in Schiene I (ca. 4 bar), weshalb es plausibel scheint, dass an Schiene II für die Emissionen in Zusammenhang mit der Prüfung des unteren Abschaltedrucks des SAV im Mittel die höchsten Werte gemessen wurden. In Schiene IV beträgt die entspannte Druckdifferenz nur ca. 1 bar, wodurch vermutlich die geringeren Messwerte zustande kommen.
- Bei den Emissionen, die in Zusammenhang mit der Prüfung des unteren Abschaltedrucks des SAV entstehen, ergeben sich für Schiene IV die höchsten Emissionswerte. Aufgrund der höheren Nennweiten sowie mehr Rohr- und Behältervolumen im Vordruck in Schiene IV geht ein ca. fünfmal so hohes Rohrvolumen in die Berechnung ein als für Schiene I oder II. Die ermittelten Emissionen an Schiene IV sind um ca. eine Größenordnung höher als die Emissionen der Schienen I und II.

Die Emissionen der FD-Prüfung sind im Wesentlichen abhängig vom eingestellten FD des Reglers und können daher auch gut standardisiert rechnerisch ermittelt werden. Im Vergleich zu den Messwerten sind die rechnerisch ermittelten Werte höher, vermutlich, weil der Druckverlust bis zur freien Ausströmung bei der Berechnung vernachlässigt wurde. Die Emissionen, die im Zusammenhang mit der Prüfung der Ansprechdrücke des SAV entstehen, hängen von mehreren Parametern ab, wie z.B. die zu entspannende Druckdifferenz, Lage der letzten Absperrarmatur vor dem SAV, eingebaute Druckbehälter die u.U. mit entspannt werden müssen. Bei der detaillierten rechnerischen Ermittlung ist daher eine größere Anzahl von Eingangsparametern notwendig. Auch die messtechnische Ermittlung dieser Emissionscharakteristik ist anspruchsvoller. Das Messkonzept mit der Mess-Regelstrecke, die aus dem Gasstrom mit Druckgefälle einen druckgeregelten konstanten Gasstrom weitergibt, scheint für diese Emissionscharakteristik gut geeignet. Wichtig dabei ist jedoch, dass die Messgeräte dem zu erwartenden Volumenstrom entsprechend ausgewählt werden.

Insgesamt weisen die einzelnen Messreihen, die mit dem FA und dem Balgengaszähler (BGZ) gewonnen wurden, eine niedrige statistische Streuung auf, d.h. es konnten annähernd konstante Messwerte über mehrere Messreihen gewonnen werden. Dies lässt darauf schließen, dass der statistische Fehler in diesem Projekt gering ist. Systematische Messfehler können nicht ausgeschlossen werden, z.B. die Umrechnung auf den Volumenstrom aus dem Betriebszustand in den Normzustand sowie die Korrekturen der Geschwindigkeitsmessung an die Kalibrierbedingungen. Überschlägig wird eine Messunsicherheit von ca. 100 % abgeschätzt.

Um genauere Messergebnisse zu bekommen, sollte insbesondere für die Messung im Messrohr zu jedem aufgezeichneten Geschwindigkeitsmesswert in einer Messreihe auch ein Druckwert aufgezeichnet werden, um die Korrekturberechnungen und die Umrechnung auf Norm-Volumenströme exakter durchführen zu können. Daher sollte in Nachfolgeprojekten der Anschluss eines Druck-Messwertaufnehmers an das Handgerät des verwendeten Messgeräts erfolgen und die Druckwerte mit den gemessenen Geschwindigkeiten aufgezeichnet und ausgewertet werden.

Die Gas-Geschwindigkeiten, die mit dem Flügelrad gemessen wurden, befinden sich im Bereich um 2 m/s und liegen damit im unteren Bereich des Messbereichs des FA-Sensors. Es wäre in einem Nachfolgeprojekt noch zu prüfen, ob die im Handbuch des Sensors [21] angegebenen Korrekturen auch für Geschwindigkeiten < 2 m/s zutreffend angewendet werden.

Aus den Ergebnissen der Ermittlung wird deutlich, dass die größten Einsparpotentiale für Emissionen bei der Prüfung des unteren Ansprechdrucks des SAV ( $p_{su}$ ) sowie bei der FD-Prüfung bestehen. Um diese Einsparpotentiale zu heben, wurden verschiedene Ansätze vorgeschlagen.

Am 15. Dezember 2021 veröffentlichte die EU-Kommission einen ersten Vorschlag zur EU-Methanverordnung, welche die EU-Methanstrategie regulatorisch umsetzen soll [3]. Der Vorschlag enthält auch die Verpflichtung, Methanemissionen zu messen oder mit detaillierten ingenieurtechnischen Berechnungen zu ermitteln. Beide Vorgehensweisen wurden in diesem Vorhaben untersucht und es konnte gezeigt werden, dass beide zu vergleichbaren Ergebnissen führen.

Des Weiteren enthält der Vorschlag der EU-Kommission die Forderung zur Reduzierung von Methanemissionen sowie ein weitgehendes Verbot von Ausblasen. Auch diesen beiden Forderungen trägt das Projekt Rechnung. Stand jetzt (Dezember 2022) steht noch nicht fest, wann und wie genau die Verordnung Inkrafttreten wird. Es wird von Q2-Q3 2023 ausgegangen.

# Literaturverzeichnis

- [1] Europäische Kommission, *Europäischer Grüner Deal: Erster klimaneutraler Kontinent werden*, [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_de](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_de).
- [2] *Homepage | Global Methane Pledge*, <https://www.globalmethanepledge.org/> **2022**.
- [3] Europäische Kommission, *Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates: über die Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor und zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/942*, Brüssel, [https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:06d0c90a-5d91-11ec-9c6c-01aa75ed71a1.0015.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:06d0c90a-5d91-11ec-9c6c-01aa75ed71a1.0015.02/DOC_1&format=PDF) **2021**.
- [4] Oil and Gas Methane Partnership (OGMP), *Home | OGM Partnership*, <https://www.ogmpartnership.com/> **2022**.
- [5] Oil and Gas Methane Partnership (OGMP), *Templates & Guidance | OGM Partnership*, <https://www.ogmpartnership.com/templates-guidance> **2022**.
- [6] C. Große, M. Eyßer, J. Sammüller, *ME PLEX: Methanemissionsreduzierung mit dem PLEXOR System*, Leipzig **2021**.
- [7] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., *Gasanlagen - Betrieb und Instandhaltung: DVGW G 495 (A)* **2015**.
- [8] G. Müller-Syring, C. Große, A. Wehling, M. Eyßer, *Methane Emission Estimation Method for the Gas Distribution Grid (MEEM): Requirements for a Benefit-Effort Optimized Method, Potential for Improvements and Need for Further Research* **2018**.
- [9] C. Große, M. Eyßer, S. Lehmann, J. Sammüller, M. Behnke, *Ermittlung von Methanemissionen des Gasverteilnetzes (ME DSO): Inventur der Datenlage zur Abschätzung von Methanemissionen aus dem deutschen Gasverteilnetz, Entwicklung und Durchführung eines repräsentativen Messprogramms zur Erhebung der erforderlichen Daten* **2022**.
- [10] C. Große, M. Eyßer, J. Sammüller, *ME VNB 2: Befüllung des OGMP Templates für die Jahre 2019 und 2020 und Entwicklung eines Berechnungs-Tools für Drittschäden*, Leipzig **2022**.
- [11] United Nations Environmental Programme (UNEP), *2.0 Framework* **2020**.
- [12] Oil and Gas Methane Partnership (OGMP), *TGD - Purging and venting, starts and stops* **2022**.
- [13] Molliné, *Balgengaszähler: Modular Serie GR | Molliné*, <https://www.molline.de/produkte/balgengaszaehler-modular-serie-gr/> **2022**.
- [14] DIN Deutsches Institut für Normung e. V., *DIN EN 1359 (2017): Gaszähler - Balgengaszähler; Deutsche Fassung EN 1359:2017*, Berlin **2017**.
- [15] Daniel, Emerson, *MRT 97-M Totalizer: Installation and Operation Instructions* **2012**.
- [16] Oil and Gas Methane Partnership (OGMP), Climate and Clean Air Coalition (CCAC), *Appendix A: Conducting Emission Surveys, Including Emission Detection and Quantification Equipment, Guidelines & Tools* **2017**.
- [17] Heath Consultants, *Anti-Static Measurement Bag: Three Cubic Foot Anti-Static Measurement Bag*, Houston, USA.
- [18] Endress, *Coriolis-Massendurchflussmessung*, <https://www.endress.com/de/messgeraete-fuer-die-prozesstechnik/durchflussmessung-produktuebersicht/coriolis-massendurchflussmessung> **2022**.
- [19] Smart Measurement, *Coriolis-Durchflussmesser | Coriolis-Messgerät | Intelligente Messung*, <https://www.smartmeasurement.com/de/coriolis-flow-meters/> **2021**.
- [20] Bronkhorst, *Coriolis Massendurchfluss-Messprinzip*, <https://www.bronkhorst.com/de-de/service-und-support/theorien-und-technologien/coriolis-massendurchfluss-messprinzip/> **2022**.

- [21] Höntzsch GmbH & Co. KG, *Handbuch-Anemometer flowtherm Ex: Auftrag 21-117*.
- [22] Bronkhorst, *Datenblatt F-201CV: Massedurchflussregler für Gase*.
- [23] J. Mischner, B. Kraft, A. Huhn, *gwf Gas + Energie* **2022**, 163 (11), 62 – 72.

# Anhang

## Berechnung des ausgeblasenen Volumens (Theoretische Betrachtung)

### Rechnerischer Ansatz zur Abschätzung der Emissionen in Zusammenhang mit **FD-Prüfung**

Die Emissionen bei der Prüfung des FD (Schritt Nr. 2) wird als freie Ausströmung aus einer Düse modelliert. Der Innendurchmesser des EO12-Rohres beträgt 10 mm, und für die Berechnung wird angenommen, dass der Querschnitt für 1/3 der Durchgangsfläche geöffnet ist.

Die vorhandenen Tools [10] nehmen zur Berechnung der Betriebsdichte an, dass es sich um ideale Gase handelt. Die Berechnung der Betriebsdichte  $\rho_{int}$  und des Realgasfaktors Z sind in Formel 1 und 2 erläutert. Der Realgasfaktor beträgt jedoch bei den vorliegenden Fließdrücken immer 1,00.

$$\rho_{int} = \rho_n \cdot \frac{p_{int}}{p_n} \cdot \frac{T_n}{T_{int}} \cdot \frac{Z_n}{Z_{int}} \quad 1$$

$$Z_{int} = 1 - 3,520 \cdot \left(\frac{p_{int}}{p_c}\right) \cdot e^{\left[-2,260 \cdot \left(\frac{T_{int}}{T_c}\right)\right]} + 0,274 \cdot \left(\frac{p_{int}}{p_c}\right)^2 \cdot e^{\left[-1,878 \cdot \left(\frac{T_{int}}{T_c}\right)\right]} \quad 2$$

Mit

$T_c$	Kritische Temperatur von Erdgas bei Referenzbedingungen (190,56 K)
$p_c$	Kritischer Druck von Erdgas bei Referenzbedingungen (45,99 bar)
$Z_n$	Referenz-Realgasfaktor für Normbedingungen (in guter Näherung = 1 für Erdgas)
$p_{int}$	Absolutdruck in der Rohrleitung (hier: $FD + p_n$ )
$p_n$	Luftdruck (hier: 1022 hPa)
$T_{int}$	283 K
$\kappa$	Adiabatischer Koeffizient [-], $\approx 1,3$ für Erdgas
$A_h$	Hydraulischer Querschnitt [m <sup>2</sup> ], (hier: 2,62E-5 m <sup>2</sup> )
$c_D$	Druckverlustbeiwert [-], $\approx 0,61$ für scharfkantige Öffnungen

Die Berechnung des kritischen Drucks im Betriebsfall erfolgt nach Formel 3.

$$p_{krit} = p_{int} * \left[ \left( \frac{2}{\kappa + 1} \right)^{\frac{\kappa}{\kappa - 1}} \right] \quad 3$$

Fallunterscheidung zwischen dem unter- und überkritischen Fall nach Formeln 4 und 5.

$$\text{Unterkritischer Fall: } p_{atm} \geq p_{krit} \quad 4$$

$$\text{Überkritischer Fall: } p_{atm} < p_{krit}$$

$$\text{Ausflussfunktion (Anwendung im unterkritischen Fall):} \quad 5$$

$$\Psi = \sqrt{\frac{\kappa}{\kappa - 1} \left[ \left( \frac{p_{atm}}{p_{int}} \right)^{\frac{2}{\kappa}} - \left( \frac{p_{atm}}{p_{int}} \right)^{\frac{\kappa + 1}{\kappa}} \right]}$$

Maximale Ausflussfunktion (Anwendung im überkritischen Fall):

6

$$\Psi_{max} = \sqrt{\frac{\kappa}{\kappa + 1}} * \left(\frac{2}{\kappa + 1}\right)^{\frac{1}{\kappa - 1}}$$

Der austretende Volumenstrom wird nach Formeln 7 bis 9 berechnet. Im unterkritischen Fall wird die Ausflussfunktion entsprechend Formel 5 und im überkritischen Fall die maximale Ausflussfunktion entsprechend Formel 6 eingesetzt.

$$\dot{m} = c_D * A_h * \sqrt{2 * p_{int} * \rho_{int}} * \Psi = \left[\frac{kg}{s}\right] \quad 7$$

$$\dot{V} = \frac{\dot{m} * 3600 \frac{s}{h}}{\rho_n} = \left[\frac{m^3}{h}\right] \quad 8$$

Das ausgeströmte Volumen  $V$  wird dann nach Multiplikation mit der Austrittszeit  $\Delta t$  berechnet:

$$V = \dot{V} \cdot \Delta t \quad 9$$

#### Rechnerischer Ansatz zur Abschätzung der Emissionen in Zusammenhang mit **Entspannungsvorgängen**

Die Emissionen die theoretisch bei den Entspannungsvorgängen für die Prüfung des oberen und unteren Ansprechdrucks des SAV (Schritte 4-7) entstehen werden mithilfe der Zustandsgleichung (Formel 10) idealer Gase berechnet. Die Realgasfaktoren  $\left(\frac{Z_n}{Z_{int}}\right)$  werden konservativ als =1 angesetzt.

$$V_{int} = V_{geo} \cdot \frac{\Delta p + p_{atm}}{p_n} \cdot \frac{T_n}{T_{int}} \cdot \left(\frac{Z_n}{Z_{int}}\right) \quad 10$$

Die ausgeblasenen Rohrleitungsvolumina  $V_{geo}$  und Druckunterschiede  $\Delta p$  wurden wie in nachfolgender Tabelle 10 aufgeführt abgeschätzt. Das berechnete ausgeblasene Volumen ist in der letzten Spalte eingetragen.

Tabelle 10: Abschätzung der ausgeblasenen Rohrleitungsvolumina  $V_{geo}$ , der Druckunterschiede  $\Delta p$  und Berechnung der Emissionsmenge an Erdgas

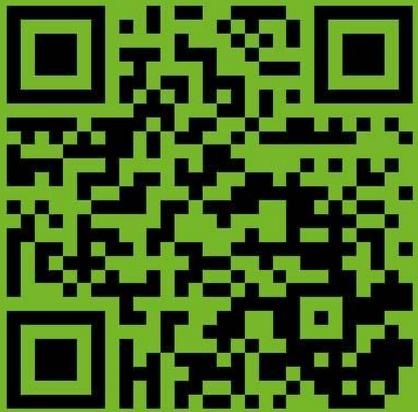
	<b>Entspanntes Rohrinnenvolumen <math>V_{geo}</math> [l (Betriebszustand)]</b>	<b>Druckunterschied <math>\Delta p</math> [bar]</b>	<b>Emissionsmenge Erdgas [l, normiert]</b>
HD2 Schiene I	downstream: 7,2	SAV,o: $p_{so} - FD = 4$	33 <sup>†</sup>
	upstream: 2,3	SAV,u: $SD - p_{su} = 7,8$ OPu - $p_{su} = 20$	104
HD2 Schiene II	downstream: 7,2	SAV,o: $p_{so} - FD = 7,2$	54 <sup>†</sup>
	upstream: 2,3	SAV,u: $SD - p_{su} = 6,5$ OPu - $p_{su} = 20$	95
HD1 Schiene III	downstream: 50,9	SAV,o: $p_{so} - FD = 0,4$	66 <sup>†</sup>
	upstream: 66,0	SAV,u: $SD - p_{su} = 3,8$ OPu - $p_{su} = 20,9$	1.555
HD1 Schiene IV	downstream: 50,9	SAV,o: $p_{so} - FD = 1,1$	99 <sup>†</sup>
	upstream: 66,0	SAV,u: $SD - p_{su} = 3,5$ OPu - $p_{su} = 20,9$	1.555

---

<sup>†</sup> Pro Vorgang, Prüfung wird dreimal durchgeführt

[www.dbi-gruppe.de](http://www.dbi-gruppe.de)

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



[info@dbi-gruppe.de](mailto:info@dbi-gruppe.de)

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

Karl-Heine-Straße 109/111

D-04229 Leipzig