

Hermann Sewerin GmbH  
Gütersloh

# Quantifizierung klimarelevanter Gasleckagen bei Biogasanlagen Felderprobung

Abschlussbericht über das von der  
Deutschen Bundesstiftung Umwelt  
geförderte Kooperationsprojekt

Projektlaufzeit: 06.12.2016 bis 31.12.2019

Az: 31314/02

Datum: 26.02.2020

<b>Zuwendungsempfänger</b>	<b>Autoren</b>
Hermann Sewerin GmbH	Dr. rer. nat. Stephan Rosendahl Dipl.-Ing. Carsten Supply
Fachgebiet Mess- und Regelungstechnik, Universität Kassel	Dipl.-Ing. Sören Dierks, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Andreas Kroll
Fachgebiet Agrartechnik, Universität Kassel	Dr. agr. Stefanie Retz, Univ.-Prof. Dr. Oliver Hensel



**Projektkennblatt**  
der  
**Deutschen Bundesstiftung Umwelt**



Az	<b>31314/02</b>	Referat	<b>24</b>	Fördersumme	<b>338.000,00€</b>
<b>Antragstitel</b>		<b>Quantifizierung klimarelevanter Gasleckagen bei Biogasanlagen</b>			
<b>Stichworte</b>		<b>Biogasanlagen, Gasleckagen, Gasmessverfahren, Fernmesstechnik, Emissionsmessung</b>			
Laufzeit	Projektbeginn	Projektende	Projektphase(n)		
<b>3 Jahre</b>	<b>06.12.2016</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>2</b>		
Zwischenberichte					
<b>Bewilligungsempfänger</b>	Hermann Sewerin GmbH Robert-Bosch-Str. 3 33334 Gütersloh			Tel	+49 5241 934-363
				Fax	+49 5241 934-444
				Projektleitung	Carsten Supply
			Bearbeiter	Patrick Pötter-Saße	
<b>Kooperationspartner</b>	Universität Kassel – Fachgebiet Mess- und Regelungstechnik Univ.-Prof. Dr.-Ing. Andreas Kroll, Mönchebergstr. 7, 34125 Kassel				
	Universität Kassel – Fachgebiet Agrartechnik Prof. Dr. Oliver Hensel, Nordbahnhofstr. 1a, 37213 Witzenhausen				

***Zielsetzung und Anlass des Vorhabens***

Ziel dieses Projektes war es, das in der ersten Projektphase prototypisch entwickelte Messsystem zur fernmesstechnischen Quantifizierung von Gasleckagen in Biogasanlagen unter Freifeld- und Anlagenbedingungen experimentell zu validieren und die Informationsverarbeitung sowie Datenauswertung zu optimieren und weiterzuentwickeln. Bei Messungen im Freifeld und in Biogasanlagen beeinflussen verschiedenste Faktoren die Messwerte der Einzelsensoren. Das hat zur Folge, dass die Auswertung der Daten für eine Bestimmung des Methan-Normvolumenstroms nicht immer möglich ist oder aber Randbedingungen und Annahmen nicht erfüllt sind, die dem verwendeten Messmodell zugrunde liegen. Aus diesem Grund wurden die bestehenden Auswerteschritte verbessert und die verwendete Sensorik charakterisiert. Durch die Charakterisierung des Messsystems und die umfassende Erprobung durch Messkampagnen soll das Risiko einer anschließenden Produktentwicklung bewertet sowie der potenzielle Systemnutzen unter Praxisbedingungen getestet werden.

***Darstellung der Arbeitsschritte und der angewandten Methoden***

Eine Verbesserung des Messsystems wurde zum einen durch die Auswahl eines effizienteren Algorithmus erreicht, welcher eine bessere Schätzung der Gasgeschwindigkeit aus den Bildern der Gaskamera ermöglicht. Zum anderen wurde der laserbasierte Sensor zur Messung der integralen Gaskonzentration mit einem dafür aufgebauten Prüfstand kalibriert. Dadurch konnte eine systematische Abweichung der Messwerte ermittelt und korrigiert werden. Ergänzend wurde das Messmodell korrigiert. Zur Bewertung des Messsystems und der ermittelten Methan-Normvolumen-Ströme wurde die Messunsicherheit abgeschätzt.

Für die experimentelle Validierung des Messsystems unter Praxisbedingungen wurden Messkampagnen an unterschiedlichen Biogasanlagen durchgeführt, um so nicht nur die Randbedingungen aufgrund verschiedener Bauformen der Anlagen zu erfassen, sondern auch den Einfluss der Wetterbedingungen auf die Messungen bewerten zu können. Durch die Messung vorhandener realer Leckagen wurde die Einschätzung des Emissionspotenzials von Anlagentypen sowie die Berechnung der ökonomischen Verluste aufgrund von Gasleckagen ermöglicht.

### ***Ergebnisse und Diskussion***

AP1: Das Messsystem wurde durch verschiedene Verbesserungen weiterentwickelt. Die Schätzung der Gasgeschwindigkeit wurde durch die Verwendung eines effizienteren Algorithmus verbessert. Außerdem wurde der verwendete TDLAS-basierte Sensor zur Messung der integralen Methankonzentration charakterisiert und kalibriert. Dadurch kann eine systematische Abweichung der Messwerte ermittelt und korrigiert werden. Nach der Überprüfung der verwendeten Messmodellgleichung wurde diese angepasst.

AP2: Es wurden umfangreiche Messungen an verschiedenen Biogasanlagen durchgeführt. Dabei wurden Leckagen simuliert, indem ein Referenz-Methan-Normvolumen-Strom freigesetzt und mit dem Messsystem gemessen wurde. Bei den Messungen zeigte sich die deutliche Abhängigkeit der Messergebnisse von den Umgebungsbedingungen. Hier ist insbesondere die Sichtbarkeit des Gases in den Bildern als kritisch anzusehen, welche unter anderem vom Temperaturunterschied zwischen Hintergrund und Gas abhängt.

AP3: Im Rahmen der durchgeführten Messkampagnen wurden neben den Messungen der simulierten Leckagen auch reale Leckagen vermessen, die in einer vorangegangenen Prüfung der Anlage detektiert wurden. Im Rahmen des Pilotprojektes wurden Messungen gemeinsam mit einem Gasspürer durchgeführt, welcher eine Einschätzung des Messsystems bezüglich der Praxistauglichkeit gab. Daraus konnten zukünftige Verbesserungen des Messsystems abgeleitet werden.

AP4: Anhand der Messergebnisse der realen Leckagen und der verschiedenen Bauformen der Anlagen wurde das CO<sub>2</sub>-äquivalente Emissionspotenzial abgeschätzt und mit Emissionen aus konventionellen Kraftwerken verglichen. Weiterführend wurden die finanziellen Verluste durch das emittierte Methan ermittelt. Dabei ist zu beachten, ob die Verluste seitens der Einnahmen oder der Ausgaben betrachtet werden.

### ***Öffentlichkeitsarbeit und Präsentation***

Das durch die Bearbeitung des Projekts erlangte Wissen bezüglich der Quantifizierung von Leckagen in Biogasanlagen konnte im Rahmen von Vorträgen auf Fachveranstaltungen und bei Diskussionen eingesetzt werden. Es entstanden mehrere Fachveröffentlichungen. Von den Ergebnissen des Projektes können Mitarbeiter aus verschiedenen Abteilungen im Hause Sewerin direkt profitieren.

### ***Fazit***

Im Rahmen des Projektes konnte das bestehende Messsystem deutlich verbessert werden, indem einzelne Sensoren charakterisiert und kalibriert sowie Auswerteschritte verbessert wurden. Die umfangreichen Messungen in Biogasanlagen bestätigten die, im ersten Teilprojekt identifizierten, typischerweise auftretenden Leckagestellen. Durch die Messungen wird allerdings auch deutlich, dass die Qualität der Messdaten und damit die Messergebnisse stark von den Umgebungsbedingungen abhängen. Auch durch eine Selektion der Messdaten anhand logisch hergeleiteter Kriterien können die Messwerte nicht pauschal verbessert werden. Dementsprechend ist eine vorherige Einschätzung der Verwertbarkeit der Daten durch den Nutzer notwendig, wie es auch bei der Verwendung der einzelnen Sensoren als Handgeräte zur Leckagedetektion üblich ist. Die Praxistauglichkeit des Messsystems wurde im Rahmen des Pilotprojektes gemeinsam mit einem Inspekteur als gut eingeschätzt. Aufbauend auf den Messungen von realen Leckagen konnten einerseits Berechnungen zum Emissionspotenzial der einzelnen Anlagen durchgeführt werden, zum anderen konnten die finanziellen Verluste, die auf Seiten der Einnahmen oder der Ausgaben dem Betreiber entstehen, abgeschätzt werden.

# Inhalt

Inhalt .....	5
Abbildungsverzeichnis.....	6
Tabellenverzeichnis.....	7
Begriffe, Abkürzungen, Definitionen .....	8
Zusammenfassung .....	11
1 Einleitung .....	12
1.1 Motivation.....	12
1.2 Stand der Technik .....	12
1.3 Vorhabensziel .....	15
2 Weiterentwicklung der Technologie zur Quantifizierung von Leckmassenströmen .....	16
2.1 Optimierung der Gasgeschwindigkeitsschätzung .....	17
2.2 Kalibrierung und Fehlerbetrachtung .....	20
2.3 Statistische Bewertung des Messsystems.....	27
2.4 Messungen unterschiedlicher räumlicher Gasausprägungen im Labor.....	30
2.5 Zusammenfassende Bewertung .....	33
3 Leckagen im Freifeld .....	36
3.1 Einflussgrößen bei Messungen im Freifeld.....	37
3.2 Simulierte Leckagen.....	37
3.3 Reale Leckagen .....	40
3.4 Datenselektion .....	42
3.5 Zusammenfassende Bewertung .....	45
4 Anlagenbewertung .....	46
4.1 Emissionspotenzial und CH <sub>4</sub> -Fußabdruck verschiedener Anlagentypen.....	46
4.2 Berechnung ökonomischer Verluste.....	49
4.3 Pilotprojekt: Felderprobung durch Gasspürer .....	53
4.4 Prüf- und Wartungskonzept für Anlagen.....	54
4.5 Zusammenfassende Bewertung .....	55
5 Abschließende Bewertung.....	56
6 Maßnahmen zur Verbreitung der Ergebnisse .....	57
6.1 Publikationen.....	57
6.2 Dissertationen .....	57
6.3 Studentische Arbeiten .....	57
6.4 Messeteilnahme .....	58
6.5 Weiterverwendung in der Lehre.....	58

6.6	Sonstige Publikationen.....	58
7	Fazit.....	59
	Literaturverzeichnis .....	61

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1:	Mechanischer Aufbau des Messsystems.....	14
Abbildung 2.1:	Schematische Darstellung des Laborprüfstandes zur Messung an definierten Strömungen. ....	16
Abbildung 2.2:	Schematische Messszene mit Darstellung der verschiedenen Messgrößen sowie der fiktiven durchströmten Querschnittsfläche $A$ , welche in das Messmodell eingeht. ....	17
Abbildung 2.3:	Strömungsgeschwindigkeit (oben) und Strömungsrichtung (unten), die per Bildverarbeitung aus den Bildserien bestimmt wurden.....	19
Abbildung 2.4:	Verläufe der Messwerte nach Einschalten des Sensors. ....	21
Abbildung 2.5:	Prüfaufbau zur Kalibrierung des TDLAS-Sensors.....	22
Abbildung 2.6:	Schematische Skizze des Prüfaufbaus mit den Größen, die sich durch den Winkel zwischen optischer Achse und Normale der Gaszellenoberfläche ergeben. ....	23
Abbildung 2.7:	Messungen verschiedener Referenzwerte der integralen Methankonzentration $C^*$ mit dem Prüfstand und die an die Daten angepasste Kalibrierfunktion. ....	24
Abbildung 2.8:	Relative experimentelle Standardabweichung $\sigma_{rel}$ in % bezogen auf den Referenzwert der integralen Methankonzentration $C_{ref}^*$ in ppm.....	26
Abbildung 2.9:	Laboraufbau zur Simulation von linienförmigen und flächigen Leckagen..	31
Abbildung 2.10:	Beispiel einer realen Leckage. Durch rote Pfeile sind Stellen markiert, an welchen Gas austritt. ....	33
Abbildung 2.11:	Ergebnisse der Laborversuche zur Schätzung verschiedener Referenznormvolumenströme $Q_{n,ref}$ bei unterschiedlichen Strömungsgeschwindigkeiten $v_{ref}$ . ....	34
Abbildung 3.1:	Exemplarische Anordnung bei der Simulation von Leckagen in Biogasanlagen. ....	38
Abbildung 3.2:	Relative Abweichung des geschätzten Methan-Normvolumen-Stroms bei Referenzmessungen in Biogasanlagen. ....	38
Abbildung 3.3:	Exemplarische Bilder einer Referenzmessung. Links: Differenzbild des Auswertevideos. Rechts: Visuelles Bild der Szene mit Schlauch zur Gasfreisetzung. ....	39
Abbildung 3.4:	Auswerteergebnisse der Anlagenmessungen mit und ohne Datenselektion .....	44
Abbildung 4.1:	Ergebnisse der Klimabilanz von 1599 niedersächsischen Biogasanlagen in 2015 in $g\ CO_2e/kWh$ [1] .....	48
Abbildung 4.2:	Erprobung des Messsystems unter Praxisbedingungen durch einen Gasspürer. ....	53

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1:	Mittelwerte der geschätzten Strömungsgeschwindigkeiten und -richtungen.	18
Tabelle 2.2:	Referenzwerte $C_{ref}^*$ , für die Kalibrierung genutzte Mittelwerte $C_{calib}^*$ und korrigierte Mittelwerte der Validierungsdaten $C_{valid}^*$ mit der Angabe von Messunsicherheiten bzw. mittlerer experimenteller Standardabweichung. ....	25
Tabelle 2.3:	Messunsicherheiten der Einzelmessgrößen.....	28
Tabelle 2.4:	Wertebereich der Messgrößen zur Untersuchung der Modellempfindlichkeiten und betrachtete Arbeitspunkte für die Worst-Case-Abschätzung und eine typische Messsituation. ....	28
Tabelle 2.5:	Empfindlichkeiten gegenüber den Messgrößen für die Arbeitspunkte aus Tabelle 2.4. ....	29
Tabelle 2.6:	Ergebnisse der Messung simulierter linienförmiger und flächiger Leckagen. ...	32
Tabelle 3.1:	Übersicht der durchgeführten Messreihen in Biogasanlagen. ....	36
Tabelle 3.2:	Übersicht der gemessenen realen Leckagen. ....	41
Tabelle 3.3:	Übersicht der verwendeten Datenselektionskriterien. ....	42
Tabelle 4.1:	Übersicht der Biogasanlagen, die im Rahmen des Teilvorhabens untersucht wurden. ....	47
Tabelle 4.2:	Übersicht der Leckage-Orte bei den inspizierten Biogasanlagen. ....	47
Tabelle 4.3:	Übersicht der gemessenen realen Leckagen. ....	49
Tabelle 4.4:	Übersicht der Anlagendaten für die beispielhaften Berechnungen der Kosten aufgrund von Gasverlusten. ....	52

# Begriffe, Abkürzungen, Definitionen

## Symbolverzeichnis

Symbol	Beschreibung	Einheit
$\alpha$	Öffnungswinkel des RMLD-Laserkegels	rad
$A$	Querschnittsfläche des Lasermesskegels des RMLD	m <sup>2</sup>
$AB_{CH_4}^{gesamt}$	Methanausbeute der gesamten Substratmischung	$\frac{l_n}{kg}$
$AB_{CH_4}^x$	Methanausbeute des Substrates x	$\frac{l_n}{kg}$
$C^*$	Integrale Gaskonzentration	ppmm
$E_{el}$	Theoretisch erzeugte elektrische Energie	kWh
$FM^{mehr}$	Mehraufwand an Frischmasse aufgrund der Gasverluste durch Leckagen	kg
$FM^x$	Anteil des Substrates x an der Gesamtmischung	-
$FWE$	Feuerungswärmenergie	kWh
$HW_{CH_4}$	Heizwert von Methan	kWh/m <sup>3</sup>
$d$	Abstand zwischen Messsystem und Hintergrund einer Gaswolke	m
$K^x$	Kosten des Substrates x	$\frac{€}{t}$
$K^{gesamt}$	Gesamte Mehrkosten	€
$L$	Abstand zwischen TDLAS-Sensorkopf und Gaszelle des Prüfaufbaus zur Kalibrierung	m
$M_{CH_4}$	Methanverlust durch eine Leckage	m <sup>3</sup>
$ME_{CH_4}^x$	Methanertrag des Substrates x	$\frac{l_n}{kg}$
$oTM^x$	Anteil der organischen Trockenmasse des Substrates x an der Trockenmasse	-
$p_N$	Normdruck nach DIN 1343 [2]	Pa
$p_U$	Umgebungsluftdruck	Pa



$Q_n$	Berechneter Methan-Normvolumen-Strom	$\frac{l_n}{h}$
$Q_{n,ref}$	Eingestellter Methan-Normvolumen-Strom	$\frac{l_n}{h}$
$t$	Gaszellentiefe des Prüfstands zur Kalibrierung des TDLAS-Sensors	m
$TM^x$	Anteil der Trockenmasse des Substrates x an der Frischmasse	-
$T_N$	Normtemperatur nach DIN 1343 [2]	K
$T_U$	Umgebungstemperatur	K
$V$	Volumen	$m^3$
$VG_{ges}$	Vergütung für gesamte Energie	€
$VG_s$	Vergütung für Strom	$\frac{Cent}{kWh}$
$VG_w$	Vergütung für Wärme	$\frac{Cent}{kWh}$
$v_{ref}$	Mittlere eingestellte Strömungsgeschwindigkeit	$\frac{m}{s}$
$\bar{v}_{xy}$	Mittlere per Bildverarbeitung berechnete Gasgeschwindigkeit	$\frac{m}{s}$
$WG_{BHKW}$	Elektrischer Wirkungsgrad des BHKW	-
$WKZ$	Wärme Kennzahl	-
$WNG$	Wärmenutzungsgrad	-

## Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Beschreibung
AP	Arbeitspunkt
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
CH <sub>4</sub>	Methan
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
FM	Frischmasse
H <sub>2</sub> S	Schwefelwasserstoff
IR	Infrarot
KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft
l <sub>N</sub>	Normliter, d. h. Volumen von einem Liter bei Normtemperatur T <sub>N</sub> und Normdruck p <sub>N</sub>
M	Motor zum Antrieb des Lüfters bzw. der Absaugung des Laboraufbaus
MFC	Massenstromregler (engl. mass flow controller)
NAWARO	Nachwachsende Rohstoffe
ppm	parts per million
ppmm	parts per million meter
RMLD	Remote Methane Leak Detector
RMSE	Root Mean Squared Error
TDLAS	Tuneable Diode Laser Absorption Spectroscopy

## Zusammenfassung

Die Zahl der Biogasanlagen in Deutschland liegt aktuell (2018) bei ca. 9000 Anlagen [3]. Bedingt durch Alterung, technische Defekte und Konstruktionsmängel können erhebliche Gasleckagen (v. a. Methan) auftreten. Dieser zunehmende Ausstoß klimarelevanter Treibhausgase und die Gefährdung durch Gasleckagen erfordert die Entwicklung neuartiger Messsysteme, die eine einfache, zeitnahe sowie fernmesstechnische Quantifizierung der entweichenden Gasmenge durch vorhandene Leckagen ermöglichen.

Ziel dieses Projektes war es, das in der ersten Projektphase prototypisch entwickelte Messsystem zur fernmesstechnischen Quantifizierung von Gasleckagen in Biogasanlagen unter Freifeld- und Anlagenbedingungen experimentell zu validieren und die Informationsverarbeitung sowie Datenauswertung zu optimieren und weiterzuentwickeln. Die bei den Messkampagnen gemessenen Leckagen wurden genutzt, um das Emissionspotenzial der einzelnen Anlagen zu ermitteln und die finanziellen Verlusten zu berechnen.

Im Labor wurden Messungen mit verschiedenen eigens entwickelten Prüfständen zur Charakterisierung der einzelnen Sensoren und der damit bestimmten Messgrößen durchgeführt. Mittels eines explizit dafür konzipierten und aufgebauten Prüfstandes wurde der TDLAS-basierte Sensor zur Messung der integralen Gaskonzentration  $C^*$  kalibriert, um fehlerbehaftete Messwerte zu vermeiden. Anhand der Labormessungen wurde die Messunsicherheit der Sensordaten abgeschätzt und darauf aufbauend die Gesamtmessunsicherheit des Ausgabewertes mittels Fehlerfortpflanzung ermittelt. Die relative Gesamtmessunsicherheit liegt bei  $U_{rel,Q_n} = 0,4565$ . Zwar erscheint dieser Wert hoch, bei vergleichbaren anderen Messsystemen wird jedoch derzeit gar keine Angabe zur Messunsicherheit gemacht oder es werden lediglich die Werteschwankungen bei Messungen verschiedener Szenarien genannt [4, 5]. Ein weiterer Aspekt ist, dass es sich auch bei der im Labor gemessenen Gasströmung um eine turbulente Strömung handelt. Dadurch kommt es zu Schwankungen sowohl der Gasgeschwindigkeit als auch der Gaskonzentration.

Bei Messungen im Freifeld und in Biogasanlagen konnte gezeigt werden, dass verschiedenste Faktoren wie z. B. die Windgeschwindigkeit die Messwerte der Sensoren beeinflussen. Das hat zur Folge, dass die Auswertung der Daten für eine Bestimmung des Methan-Normvolumen-Stroms nicht immer möglich ist. Dadurch, dass Randbedingungen und Annahmen nicht erfüllt sind, die dem verwendeten Messmodell zugrunde liegen, kann es zudem zu fehlerhaften Messwerten kommen. Aus diesem Grund wurden die Messdaten anhand logisch hergeleiteter Kriterien selektiert, um eine Verbesserung der Messergebnisse zu erreichen. Allerdings zeigt sich, dass eine allgemeingültige Selektion der Daten anhand fester Kriterien nicht zwingend zu einer Verbesserung führt. Eine Bewertung der Messsituation durch den Bediener, wie es auch bei der Verwendung der einzelnen Sensoren als Handgeräte zur Leckagedetektion üblich ist, bleibt deshalb unerlässlich. Durch die Charakterisierung des Messsystems und die umfassende Erprobung im Rahmen von Messkampagnen soll das Risiko einer anschließenden Produktentwicklung sowie der potenzielle Systemnutzen unter Praxisbedingungen bewertet werden.

Dieses Forschungsvorhaben wurde im Verbund von der Hermann Sewerin GmbH sowie den Fachgebieten Mess- und Regelungstechnik und Agrartechnik der Universität Kassel durchgeführt und von der Deutschen Bundesstiftung Umwelt gefördert (Az: 31314/02).

# 1 Einleitung

## 1.1 Motivation

Biogasanlagen haben in den letzten Jahren in Deutschland eine große Verbreitung erreicht. Aufgrund der sich ändernden Gesetzeslage und der angepassten Förderung von Energie aus Biomasse sind die Anlagenbetreiber gezwungen, die Anlagen immer effizienter zu betreiben. Ein wichtiger Aspekt bei der Effizienz des Betriebs von Biogasanlagen nicht nur in wirtschaftlicher, sondern auch in ökologischer Hinsicht sind auftretende Gasleckagen. Zum einen kann das entweichende Methan nicht verstromt werden und senkt so die energetische und letztlich auch wirtschaftliche Effizienz der Anlage. Zum anderen wird die CO<sub>2</sub>-Bilanz der Biogasanlage durch austretendes Methan verschlechtert, da dieses einen 25-fach bis 85-fach größeren Treibhauseffekt hat als CO<sub>2</sub> (je nach betrachtetem Zeithorizont) [6]. Trotz inzwischen weitgehend ausgereifter Anlagentechnik sind Gasleckagen im praktischen Betrieb konstruktionsbedingt dauerhaft kaum zu vermeiden. In diesem Kontext ist eine Quantifizierung der ausströmenden Methanmenge nicht nur unter klimapolitischen Gesichtspunkten unerlässlich, sondern auch für die Instandhaltung und damit die Effizienz der Biogasanlagen. Darauf basierend wird außerdem eine wirtschaftliche Beurteilung der gesamten Anlage ermöglicht. In Gesprächen auf verschiedenen Messen im Rahmen des Projektes zeigte sich, dass bei Anlagenbetreibern und auch bei Dienstleistern, die Inspektionen von Biogasanlagen anbieten, der Bedarf an einer Quantifizierung der Methanemissionen in Folge von Gasleckagen vorhanden ist.

Derzeit gibt es unterschiedliche Verfahren zur Ortung von Gasleckagen, zur Vermessung der absoluten oder integralen Gaskonzentration in der Umgebung eines Lecks und zur Visualisierung von Gaswolken. Biogasanlagen werden in der Regel rein visuell und meist erst bei unerklärlichen Leistungsverlusten oder nach Beschwerden von Anwohnern inspiziert. Zur Leckortung werden häufig handgeführte Schnüffelsonden, infrarot-optische Gasfernmessgeräte oder sogenannte Gaskameras von technischen Sachverständigen eingesetzt, mit denen im Rahmen einer Begehung unterschiedliche Bauteile untersucht werden können. Diese Inspektionen liefern nur die Leckorte. Sie liefern entweder keine oder nur eine sehr ungenaue Information hinsichtlich der Größenordnung der freigesetzten Gasmenge und dienen insbesondere der Ortung zu reparierender Bauteile.

Verfahren, die eine Quantifizierung von Gasaustritten ermöglichen, sind entweder nicht kommerziell verfügbar oder aber die Messsysteme sind sehr teuer, wodurch ein Einsatz in Biogasanlagen nicht wirtschaftlich ist. Zudem fehlt eine umfassende Charakterisierung der bestehenden Messsysteme, wodurch eine Bewertung der Messergebnisse bspw. hinsichtlich der Genauigkeit erschwert wird.

## 1.2 Stand der Technik

Nach aktuellem Kenntnisstand existieren verschiedene Verfahren zur Abschätzung des Massenstroms freigesetzter Gase aus einem Leck. Vier davon sind In-Situ-Verfahren; zwei weitere arbeiten rückwirkungsfrei aus der Ferne, sind allerdings aufgrund kommerziell nicht verfügbarer oder zu teurer Messtechnik nicht für den Einsatz in Biogasanlagen geeignet [5, 7–11].

Beim *ersten Verfahren* [7] wird der Massenstrom indirekt anhand des inneren Drucks des Gases, der Gastemperatur und der Leckgröße berechnet. Dieses Verfahren ist rückwirkungsfrei, aber die notwendigen Messgrößen sind meistens nicht verfügbar oder müssen anhand

von Messwerten aus dem Fermenter geschätzt werden. Der resultierende Massenstromwert ist daher sehr ungenau und kann nur als sehr grobe Einschätzung verwendet werden.

Beim *zweiten Verfahren* [8] wird die Gasmischung in der Umgebung des Lecks mit einem bekannten Volumenstrom eingesaugt und analysiert. Die Messung erfolgt vor Ort, hat aber eine Rückwirkung auf das Messobjekt bzw. die Messgröße, da der Umgebungsdruck beim Einsaugen des Gasgemisches lokal verringert und dadurch möglicherweise mehr Gas aus dem Leck freigesetzt wird. Das einzige bekannte, nach diesem Verfahren arbeitende, Messgerät ist der „HiFlow Sampler“ der Firma Bacharach. Dieses ist erstens nach Herstellerangaben wegen des H<sub>2</sub>S-Anteils im Biogas nicht für Biogasanlagen geeignet und zweitens nur für große Lecks ab 1,7 m<sup>3</sup>/h konzipiert.

Beim *dritten Verfahren* wird nach Ermittlung der Leckstelle eine elastische Tüte zum Gassammeln über die Leckstelle gebracht. Nach einer definierten Zeitspanne wird die Tüte abgenommen, das Gasvolumen ermittelt und daraus ein mittlerer Massenstrom abgeleitet. Dieses Verfahren ist wie das Zweite nicht vollständig rückwirkungsfrei, da die Austrittsstelle gekapselt ist und durch die Bewegung der Tüte (z. B. durch Wind oder den Bediener) kleine Druckänderungen hervorgerufen werden. Im Vergleich zum typischen Betriebsüberdruck eines Fermenters ( $\Delta p < 0,1$  bar) kann dies zu einer signifikanten Beeinflussung des Massenstroms führen. Dies gilt auch für Verfahren mit einer starren Verkapselung der Leckstelle [9]. Des Weiteren eignen sich diese zeitaufwändigen Verfahren nicht zur effizienten Messung mehrerer Leckagen an Anlagen.

Verfahren zwei und drei erfordern zudem Tätigkeiten in unmittelbarer Lecknähe, was wegen des H<sub>2</sub>S-Gehalts des Biogases den Inspekteur u. U. signifikanten gesundheitlichen Risiken aussetzt.

Beim *vierten Verfahren* werden im Rahmen der Pipelineüberwachung die Zustandsgrößen des Fluids (Druck, Temperatur, Durchfluss) an mehreren Stellen erfasst und über mathematische Modelle die Leckmassenströme bestimmt [10]. Solche Verfahren sind bisher nur an Pipelines getestet worden und setzen eine entsprechende Instrumentierung der zu überwachenden Leitungen voraus [12]. Bereits der finanzielle Aufwand für die Beschaffung, Installation und Wartung der Sensorik ist in Biogasanlagen kaum wirtschaftlich darstellbar.

Das *fünfte Verfahren* wurde in einer wissenschaftlichen Fachzeitschrift veröffentlicht. Es arbeitet mit dem Prinzip der Gas-Korrelation [5]. Dabei wird die Infrarotstrahlung, die von der Umgebung abgegeben wird, genutzt. Die Hintergrundstrahlung, welche die Gaswolke durchstrahlt, wird über zwei verschiedene Pfade zum Detektor geleitet. Über den einen Pfad gelangt die Infrarotstrahlung direkt zum Detektor während sich im anderen Pfad eine Gaszelle befindet. Diese Gaszelle enthält das Zielgas, welches gemessen werden soll. Durch die Gaszelle wird die einfallende Strahlung derart gefiltert, dass die gesamten Strahlungsanteile bei den Absorptionsbanden des Zielgases absorbiert werden. Ähnlich dem Messprinzip des „Remote Methane Leak Detector“ (RMLD), welches in diesem Projekt verwendet wird, kann aus dem Verhältnis der beiden Intensitäten auf die integrale Gaskonzentration geschlossen werden. Zusätzlich wird die Gasgeschwindigkeit per Bildverarbeitung bestimmt. Die Gasgeschwindigkeit und die integrale Gaskonzentration werden in einen Methan-Normvolumenstrom umgerechnet. Die bei diesem Messverfahren notwendige optische Anordnung wurde eigens dafür entwickelt und ist nicht kommerziell verfügbar. Zudem muss eine Kalibrierung durchgeführt werden, damit eine korrekte Bestimmung der integralen Gaskonzentration in Abhängigkeit des Temperaturunterschiedes zwischen Hintergrund und Gas möglich ist. Aus der entsprechenden Veröffentlichung sind jedoch einige Aspekte nicht ersichtlich. Unklar ist, wie der in der Regel unbekanntes Temperaturunterschied zwischen Hintergrund und Gas bei

Messungen im Freifeld bestimmt wird. Außerdem wird nicht klar beschrieben, mit welchem Ansatz aus den verschiedenen Messgrößen der Volumenstrom bestimmt wird. Beim *sechsten Verfahren* wird eine hyperspektrale Kamera verwendet [11]. Diese zeichnet hyperspektrale Bilder auf, d. h. je Pixel erhält man die Intensitätsverteilung über den detektierten Spektralbereich. In diesem Spektralbereich werden zwei unterschiedliche Wellenlängen betrachtet.

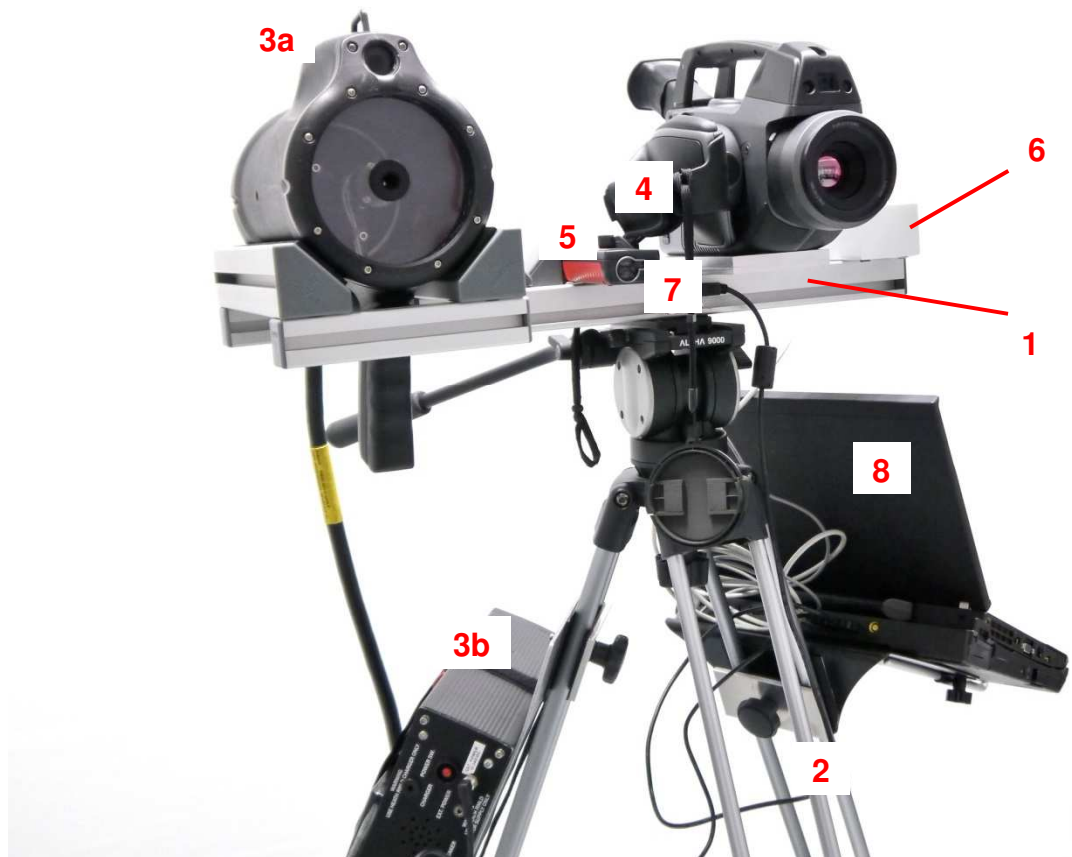


Abbildung 1.1: Mechanischer Aufbau des Messsystems

Komponenten: Messgeräteträger (1), Stativ (2), RMLD mit Detektor- (3a) und Rechenmodul (3b), Gaskamera (4), Entfernungsmesser (5), Sensor für Umgebungsdruck und -temperatur (6), visueller Kamera (7) sowie Laptop zur Messwerterfassung (8).

Die Strahlungsintensität bei beiden Wellenlängen unterscheidet sich aufgrund des wellenlängenabhängigen Absorptionswirkungsquerschnitts des Zielgases. Auch hier kann durch das Verhältnis der Strahlungsintensitäten zueinander auf die integrale Gaskonzentration geschlossen werden. Da es sich um hyperspektrale Aufnahmen handelt, können verschiedene Gase gemessen werden, wenn die jeweiligen Absorptionsbande der Gase ausgewertet werden. Wie auch beim fünften Verfahren wird die integrale Gaskonzentration dann mit der Geschwindigkeit des Gases verrechnet, um den Volumenstrom zu berechnen. Es bleibt offen, wie die Gasgeschwindigkeit aus den hyperspektralen Bildern und mit welchem Ansatz aus den verschiedenen Messgrößen der Volumenstrom bestimmt wird. Die bei diesem Verfahren genutzte hyperspektrale Kamera ist zwar kommerziell verfügbar, jedoch liegt der Preis bei ca.

800.000 – 980.000 US-Dollar\*. Die Anschaffung einer solchen Kamera ist nicht nur für die Mehrheit der Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Biogas, sondern auch für spezialisierte Dienstleister wirtschaftlich nicht darstellbar.

### **1.3 Vorhabensziel**

In der ersten Projektphase wurde ein Messsystem basierend auf kommerziell verfügbarer Sensorik entwickelt und gezeigt, dass damit die fernmesstechnische Quantifizierung von Methanleckagen prinzipiell machbar ist. Das System ist in Abbildung 1.1 dargestellt.

In dieser Projektphase wurden darauf aufbauend das Messsystem und die einzelnen Schritte der Sensordatenverarbeitung optimiert, um die Genauigkeit der Messwerte zu verbessern und die Robustheit der Auswertung zu erhöhen. Die einzelnen Messgrößen wurden hinsichtlich ihrer Messunsicherheit untersucht und für eine Abschätzung der Gesamtmessunsicherheit zusammengeführt. Ergänzend wurden umfassende Messungen in verschiedenen Biogasanlagen durchgeführt, um die Nutzbarkeit und Praxistauglichkeit des Messsystems unter realen Messbedingungen zu testen. Die Verbesserung, Weiterentwicklung und Erprobung unter praxisnahen Bedingungen ist erforderlich, um die Risiken einer Produktentwicklung und die Einsetzbarkeit in der Praxis bewerten zu können.

Ergänzend wurde basierend auf den Messungen realer Leckagen das Emissionspotenzial verschiedener Anlagen eingeschätzt sowie die exemplarische Berechnung der durch die Leckagen verursachten ökonomischen Verluste durchgeführt.

---

\* Aussage der Firma SphereOptics per E-Mail

## 2 Weiterentwicklung der Technologie zur Quantifizierung von Leckmassenströmen

Für die Laborversuche zur Untersuchung der Geschwindigkeitsschätzung und zur statistischen Bewertung des Messsystems wurde der bereits vorhandene Laboraufbau angepasst. Die Rohre wurden horizontal angeordnet, um den Aufbau zu verlängern. Dadurch konnte das Sichtfenster, in welchem die Strömung mit dem Messsystem beobachtet werden kann, vergrößert werden. So wird gewährleistet, dass die Gasstrukturen in ausreichend vielen Bildern zu sehen sind, um sie mit den Bildverarbeitungsverfahren verfolgen zu können. Allerdings musste deswegen eine dickere Folie zur Abschirmung des Sichtfensters verwendet werden als bisher, damit sich durch ein Einschnüren der Folie nicht der Strömungsquerschnitt verändert. Die dickere Folie führt dazu, dass weniger Infrarotstrahlung der Infrarotstrahler-Platte vom Hintergrund durch die Folie und das Gas auf die Gaskamera trifft, wodurch der Strahlungscontrast geringer und das Gas schlechter zu sehen ist. Schematisch ist der angepasste Laboraufbau in Abbildung 2.1 dargestellt.

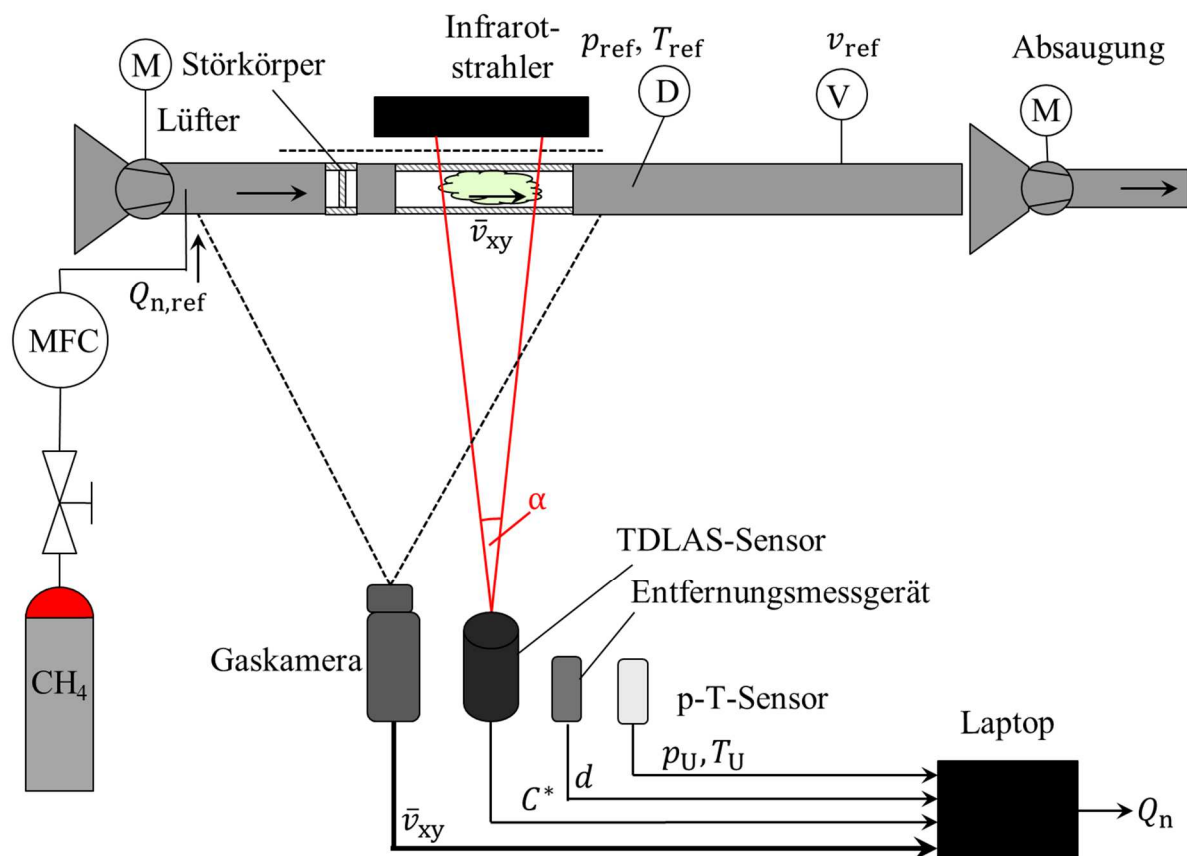


Abbildung 2.1: Schematische Darstellung des Laborprüfstandes zur Messung an definierten Strömungen.

Das verwendete Messmodell wurde überarbeitet und basierend auf der Herleitung ein Faktor 2 ergänzt (vgl. (2.1)). Dieser ergibt sich daraus, dass sich die integrale Gaskonzentration  $C^*$  auf das fiktive Volumen bezieht, das zwischen Messfleck und TDLAS-Sensor aufgespannt wird. Das Volumen ergibt sich aus der Fläche des Lasermessflecks sowie der Messentfernung und entspricht nicht dem Volumen des Messkegels, wie ursprünglich angenommen.



Dementsprechend muss als durchströmte Fläche die rechteckige Fläche  $A$  verwendet werden, die sich zwischen dem Durchmesser des Messflecks und der Messentfernung aufspannt (vgl. Abbildung 2.2) und nicht wie bisher angenommen die dreieckige Querschnittsfläche des Messkegels, wie bisher angenommen.

$$Q_n(p_U, T_U, C^*, \bar{v}_{xy}) = \frac{p_U T_N}{p_N T_U} \frac{C^*}{10^6} 2 d \tan\left(\frac{\alpha}{2}\right) \bar{v}_{xy} \quad (2.1)$$

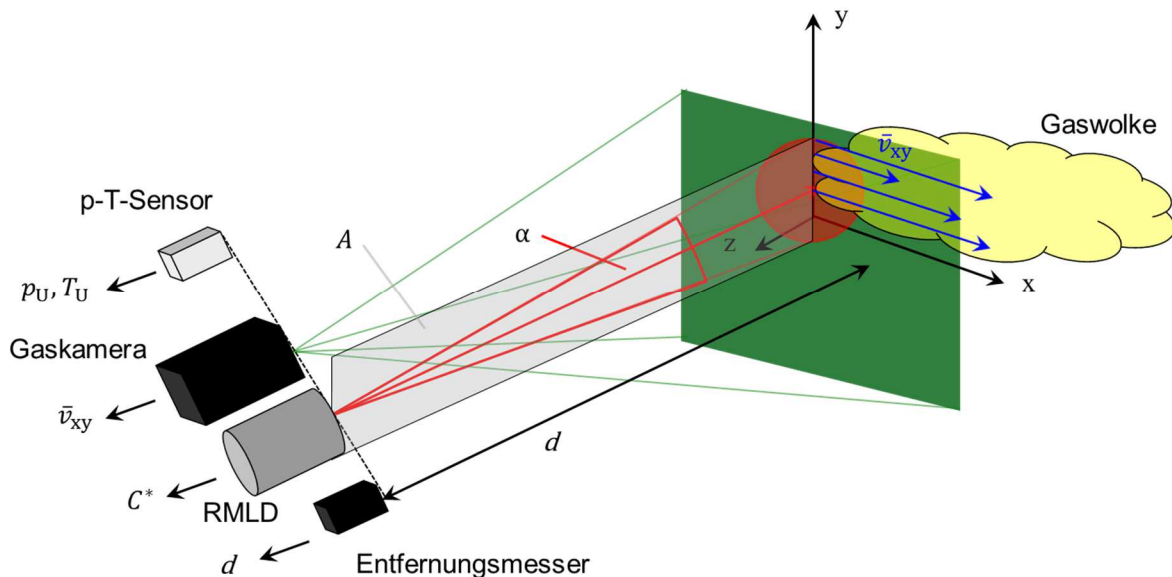


Abbildung 2.2: Schematische Messszene mit Darstellung der verschiedenen Messgrößen sowie der fiktiven durchströmten Querschnittsfläche  $A$ , welche in das Messmodell eingeht.

## 2.1 Optimierung der Gasgeschwindigkeitsschätzung

Eine zentrale Größe bei der Schätzung des Methan-Normvolumen-Stroms ist die Strömungsgeschwindigkeit  $\bar{v}_{xy}$  des Gases. Diese wird mittels Bildverarbeitungsschritten aus den Infrarotbildern der Gaskamera bestimmt. Das im Rahmen des ersten Forschungsprojekts implementierte Blockmatching-Verfahren ist relativ rechenaufwändig [13]. Aus diesem Grund und um eine möglichst gute Schätzung der Gasgeschwindigkeit umzusetzen, wurden verschiedene Verfahren zur Geschwindigkeitsschätzung anhand von Referenzmessungen miteinander verglichen. Neben dem Blockmatching-Verfahren wurde der Algorithmus nach Lucas-Kanade [14] sowie der Algorithmus nach Farnebäck [15] verwendet. Beim Lucas-Kanade-Algorithmus handelt es sich um ein gradientenbasiertes Verfahren während der Farnebäck-Algorithmus ein Polynom an die Grauwertfunktion der Bilder anpasst und anhand der Polynomparameter Verschiebungen in den Bildern bestimmt.

Um die Verfahren vergleichen zu können, wurden mit dem Laboraufbau definierte Luft-Methanströmungen eingestellt und Bildserien mit der Gaskamera aufgenommen. Dazu wurden mit dem Laborprüfstand fünf verschiedene Strömungsgeschwindigkeiten bei einem Methan-Normvolumen-Strom von 109,87 l/h eingestellt. Die Infrarotstrahler-Platte zur Erzeugung des Temperaturkontrastes zwischen Hintergrund und Gas wurde auf maximale Leistung eingestellt. Die Gaskamera wurde in einem Abstand von 1,5 m zur Rohrströmung aufgestellt. Der Abstand wurde kleiner als bei den Versuchen zur Quantifizierung gewählt, um die Gasstrukturen in den Bildern der Gaskamera höher auflösen zu können und so einen

möglichen Einfluss einer zu niedrigen Auflösung auf die Geschwindigkeitsschätzung zu vermeiden. Bei jeder eingestellten Strömungsgeschwindigkeit wurden jeweils 10 Bildserien über ca. 1 min aufgezeichnet. Anschließend wurden die Bildserien mit den verschiedenen Verfahren ausgewertet und der Mittelwert sowie die Standardabweichung der bestimmten Geschwindigkeit für jede Bildserie sowie die bestimmte mittlere Strömungsrichtung  $\bar{\varphi}$  in ° betrachtet. Die Strömungsrichtung wird von der negativen horizontalen Bildkoordinate aus im Uhrzeigersinn positiv gezählt. Dementsprechend ergibt sich bei der Rohranordnung des Prüfstandes eine Referenzströmungsrichtung von 180°. Die Ergebnisse zeigen Abbildung 2.3 und Tabelle 2.1. Die Fehlerbalken in Abbildung 2.3 stellen die empirische Standardabweichung aller Messungen in einem AP dar. In

Tabelle 2.1 entsprechen die Messunsicherheiten der Referenz den Herstellerangaben des Flügelradanemometers. Die Messunsicherheiten der geschätzten Geschwindigkeiten sowie Richtungen entsprechen der einfachen empirischen Standardabweichung.

Tabelle 2.1: Mittelwerte der geschätzten Strömungsgeschwindigkeiten und -richtungen.

Blockmatching		
$\bar{v}_{\text{ref}}$ in m/s	$\bar{v}$ in m/s	$\bar{\varphi}$ in °
0,53 ± 0,11	0,37 ± 0,12	181,59 ± 1,21
0,87 ± 0,12	0,39 ± 0,14	196,57 ± 2,23
1,22 ± 0,12	0,41 ± 0,15	174,07 ± 2,26
1,55 ± 0,12	0,42 ± 0,15	170,60 ± 2,16
1,87 ± 0,13	0,42 ± 0,15	179,15 ± 2,90
Lucas-Kanade		
$\bar{v}_{\text{ref}}$ in m/s	$\bar{v}$ in m/s	$\bar{\varphi}$ in °
0,53 ± 0,11	0,33 ± 0,18	180,93 ± 2,43
0,87 ± 0,12	0,55 ± 0,46	203,72 ± 4,31
1,22 ± 0,12	0,79 ± 0,65	187,04 ± 6,33
1,55 ± 0,12	0,99 ± 0,80	185,56 ± 5,78
1,87 ± 0,13	1,12 ± 0,90	188,34 ± 4,26
Farneback		
$\bar{v}_{\text{ref}}$ in m/s	$\bar{v}$ in m/s	$\bar{\varphi}$ in °
0,53 ± 0,11	0,54 ± 0,18	177,18 ± 0,39
0,87 ± 0,12	0,79 ± 0,29	180,56 ± 0,83
1,22 ± 0,12	0,93 ± 0,35	175,70 ± 1,25
1,55 ± 0,12	1,09 ± 0,42	176,25 ± 0,94
1,87 ± 0,13	1,06 ± 0,42	176,05 ± 2,77

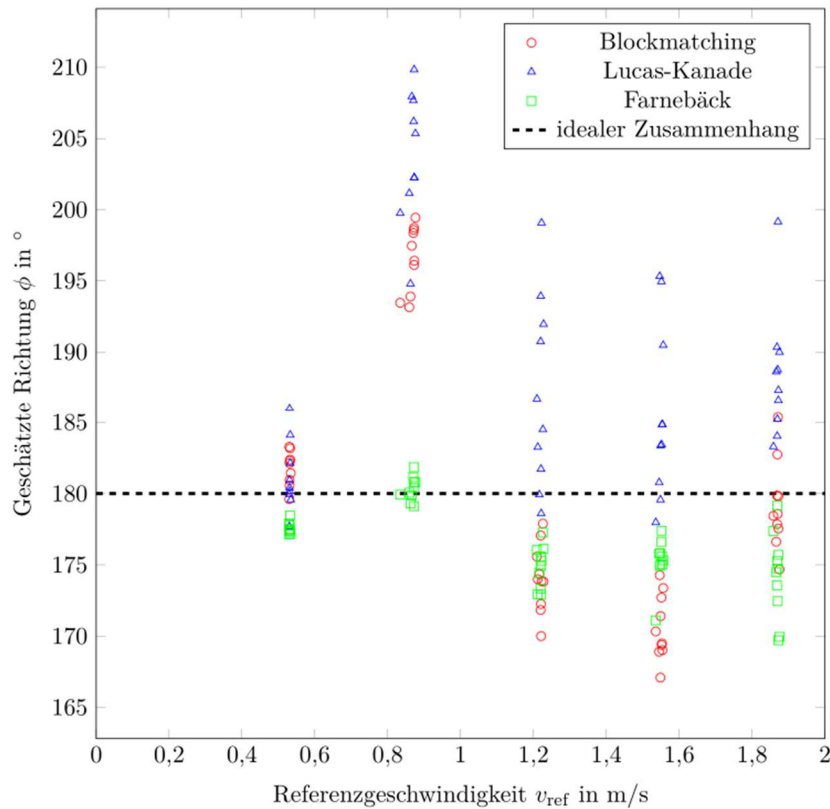
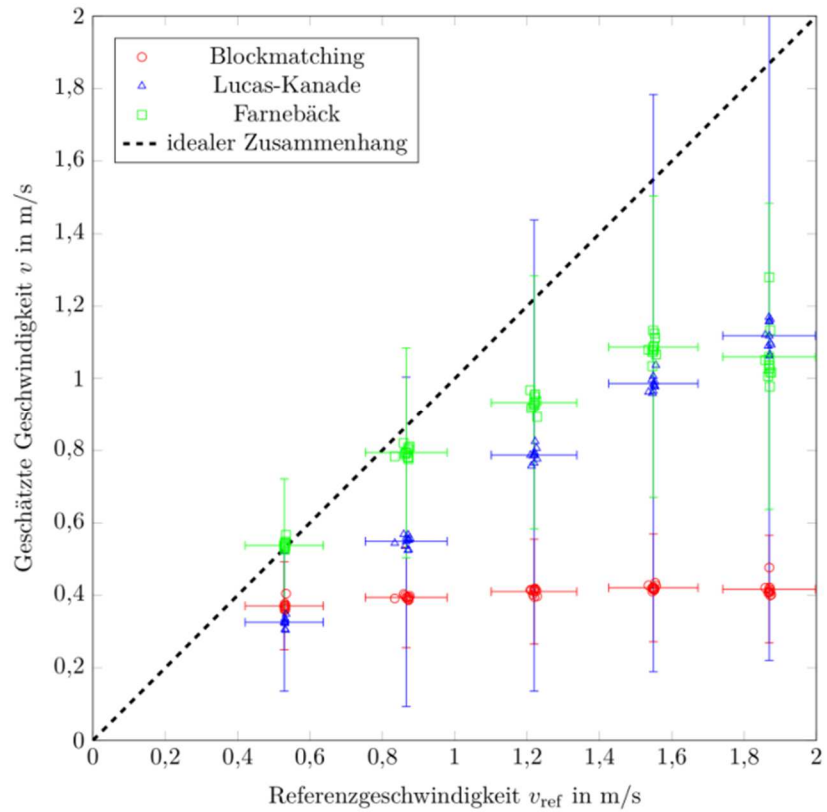


Abbildung 2.3: Strömungsgeschwindigkeit (oben) und Strömungsrichtung (unten), die per Bildverarbeitung aus den Bildserien bestimmt wurden.

Wie man sehen kann, zeigen die verschiedenen Verfahren teils deutlich unterschiedliche Ergebnisse. Die Strömungsgeschwindigkeiten werden von allen Verfahren und bei allen

Strömungsgeschwindigkeiten unterschätzt. Lediglich bei der niedrigsten Strömungsgeschwindigkeit von  $\bar{v}_{\text{ref}} = 0,53 \text{ m/s}$  liegen einige Wert bei Farnebäck auf der Referenz bzw. leicht darüber. Je höher die Referenzgeschwindigkeit ist, desto größer ist bei allen Verfahren die Abweichung zwischen bestimmter Geschwindigkeit und Referenzgeschwindigkeit. Dabei ist jedoch zu beachten, dass bei höheren Strömungsgeschwindigkeiten die Methankonzentration der Gasströmung und dementsprechend die Grauwertunterschiede geringer werden. Da die Verfahren die einander ähnlichsten Bildbereiche basierend auf den Grauwerten suchen, können ähnliche Bildbereiche bei zu geringen Grauwertunterschieden nicht mehr so gut wiedergefunden werden. Auffällig ist, dass mit der Blockmatching-Methode bei allen Referenzgeschwindigkeiten eine ähnliche Geschwindigkeit geschätzt wird. Bei Versuchen mit einer ersten Version des Prüfstandes zeigten auch die Auswertungen mit der Blockmatching-Methode einen Anstieg der Geschwindigkeiten bei steigender Referenzgeschwindigkeit. Ein Grund für die schlechteren Ergebnisse bei diesen Versuchen könnte die dickere Folie im Bereich des Sichtfensters und der daraus resultierende geringere Temperaturkontrast in den Bildern der Gaskamera sein. Dadurch sind die Unterschiede zwischen einzelnen Bildbereichen geringer und diese können durch den Vergleich von Bildblöcken nicht mehr richtig einander zugeordnet werden.

Ein Maß für die Plausibilität der geschätzten Strömungsgeschwindigkeiten ist die geschätzte Strömungsrichtung. Hier sieht man relativ geringe Abweichungen vom Referenzwert von  $\bar{\varphi} = 180^\circ$ . Allerdings zeigen auch hier die Blockmatching-Methode sowie das Verfahren nach Lucas-Kanade größere Abweichungen als Farnebäck.

Da sowohl die Strömungsgeschwindigkeit als auch die Strömungsrichtung mit dem Algorithmus nach Farnebäck am besten geschätzt werden, wurde bei den weiteren Laborversuchen sowie den Messungen im Freifeld und in Biogasanlagen dieses Verfahren für die Bestimmung der Gasgeschwindigkeit genutzt.

## 2.2 Kalibrierung und Fehlerbetrachtung

Im Rahmen des ersten Forschungsprojektes zeigte sich bei Referenzmessungen im Labor eine systematische Abweichung der bestimmten Methan-Normvolumen-Ströme von den Referenzwerten. Da der Methan-Normvolumen-Strom basierend auf verschiedenen Einzelmesswerten geschätzt wird, kann es verschiedene Ursachen für diese Abweichung geben. Zum einen wurden Annahmen bei der Herleitung des Messmodells getroffen und es müssen bestimmte Randbedingungen gelten. Werden die Annahmen verletzt oder die Randbedingungen nicht erfüllt, kann das zu einer fehlerhaften Schätzung des Methan-Normvolumen-Stroms führen. Zum anderen fließen Abweichungen der Einzelmesswerte durch die Fusion mittels Messmodell entsprechend in die Schätzung des Methan-Normvolumen-Stroms ein. Aus diesem Grund ist sowohl die Absicherung der Herleitung des Messmodells als auch die Fehlerbetrachtung der Einzelmesswerte erforderlich. Bei den durchgeführten Laborversuchen wurden Referenzwerte für Druck, Temperatur sowie die Strömungsgeschwindigkeit erfasst. Allerdings ist kein Referenzwert für die integrale Gaskonzentration bestimmbar. Da auch bei der Berechnung des Methan-Normvolumen-Stroms mit den verfügbaren Referenzwerten der in der ersten Projektphase durchgeführten Laborversuche noch eine systematische Abweichung vorhanden war, wurden verschiedene Untersuchungen des TDLAS-basierten Sensors durchgeführt. Zum einen wurde das Langzeitverhalten der Sensormesswerte betrachtet. Zum anderen wurde ein Prüfstand entworfen, um Referenzwerte der integralen Gaskonzentration definiert einstellen zu können. So können die Messwerte auf ihre Richtigkeit hin überprüft und ggf. korrigiert werden.

Die Betrachtung des Langzeitverhaltens des Sensors ist für die Stabilität der Messwerte über einen längeren Zeitraum relevant, bspw. bei dem Betrieb des Sensors über mehrere Stunden während der Messkampagnen. In [16] wurde gezeigt, dass der TDLAS-Sensor nach ca. 15 min Aufwärmphase einen stationären Endwert erreicht. Um solch eine mögliche Aufwärmphase sowie Werteschwankungen über mehrere Stunden zu charakterisieren wurden unmittelbar nach dem Einschalten des Sensors für ca. 480 min (ca. 8 h) Messwerte aufgezeichnet. Der Sensorkopf lag dabei im Transportkoffer und war auf die darin verbaute Gaszelle ausgerichtet, die für den Selbsttest des Herstellers verwendet wird. Wie in der Anleitung vorgesehen, wurde nach 5 Minuten der Selbsttest des Gerätes durchgeführt [17], weswegen die Messwerte kurzzeitig stark abfallen. Die zeitlichen Verläufe sind in Abbildung 2.4 dargestellt.

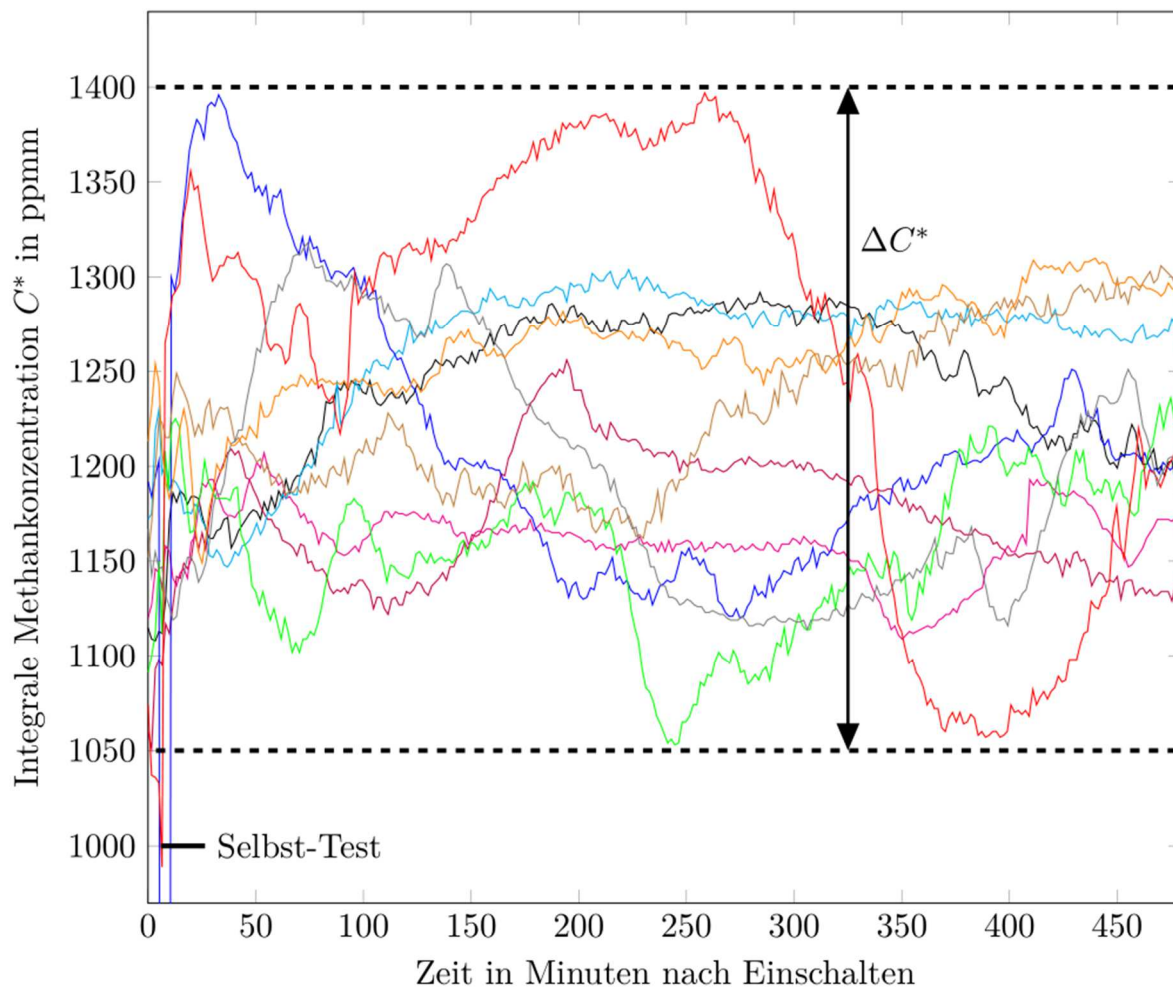


Abbildung 2.4: Verläufe der Messwerte nach Einschalten des Sensors.

Die verschiedenen Aufzeichnungen zeigen unterschiedliche Verläufe ohne wiederholbares Verhalten. Um diese Werteschwankungen in die Schätzung einer Messunsicherheit mit einzubeziehen, wird ein Korridor  $\Delta C^* = 350$  ppmm genutzt, in welchem alle Messwerte der Langzeitverläufe liegen.

Beim Prüfstand zur Erstellung von Referenzwerten ist zu beachten, dass die integrale Gaskonzentration  $C^*$  sowohl von der Gaskonzentration als auch von der Pfadlänge, in dem sich Gas befindet, abhängt. Deshalb müssen für die Einstellung eines Referenzwertes diese Werte bekannt und mindestens einer variabel einstellbar sein. Da die Einstellung von definierten Gaskonzentrationen relativ komplizierte Gasmischer benötigt, wurde der Kalibrier Aufbau so entworfen, dass eine Gaszelle mit variabel einstellbarer Tiefe mit Methan einer konstanten

Konzentration gefüllt wird. Durch die Länge verändert man die durchstrahlte Pfadlänge in der sich Methan befindet und kann so die integrale Gaskonzentration variieren. Abbildung 2.5 zeigt den Prüfaufbau:

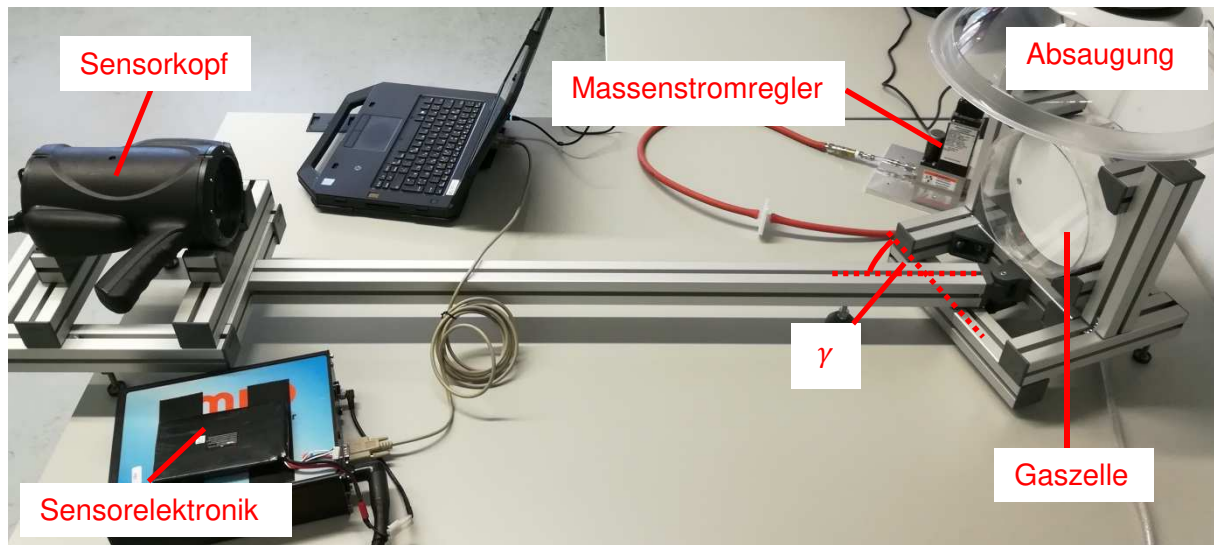


Abbildung 2.5: Prüfaufbau zur Kalibrierung des TDLAS-Sensors

Da bei Testmessungen festgestellt wurde, dass die Plastikfolie, mit der die Gaszelle abgeschlossen ist, die Messwerte beeinflusst, wenn der Laser des Sensors senkrecht auf die Folie trifft, wurde die Gaszelle unter dem Winkel  $\gamma$  zur optischen Achse des Sensors ausgerichtet. Dabei ist zu beachten, dass sich durch den Winkel die Pfadlänge ändert und somit auch der Referenzwert. Die geometrischen Zusammenhänge zeigt Abbildung 2.6.

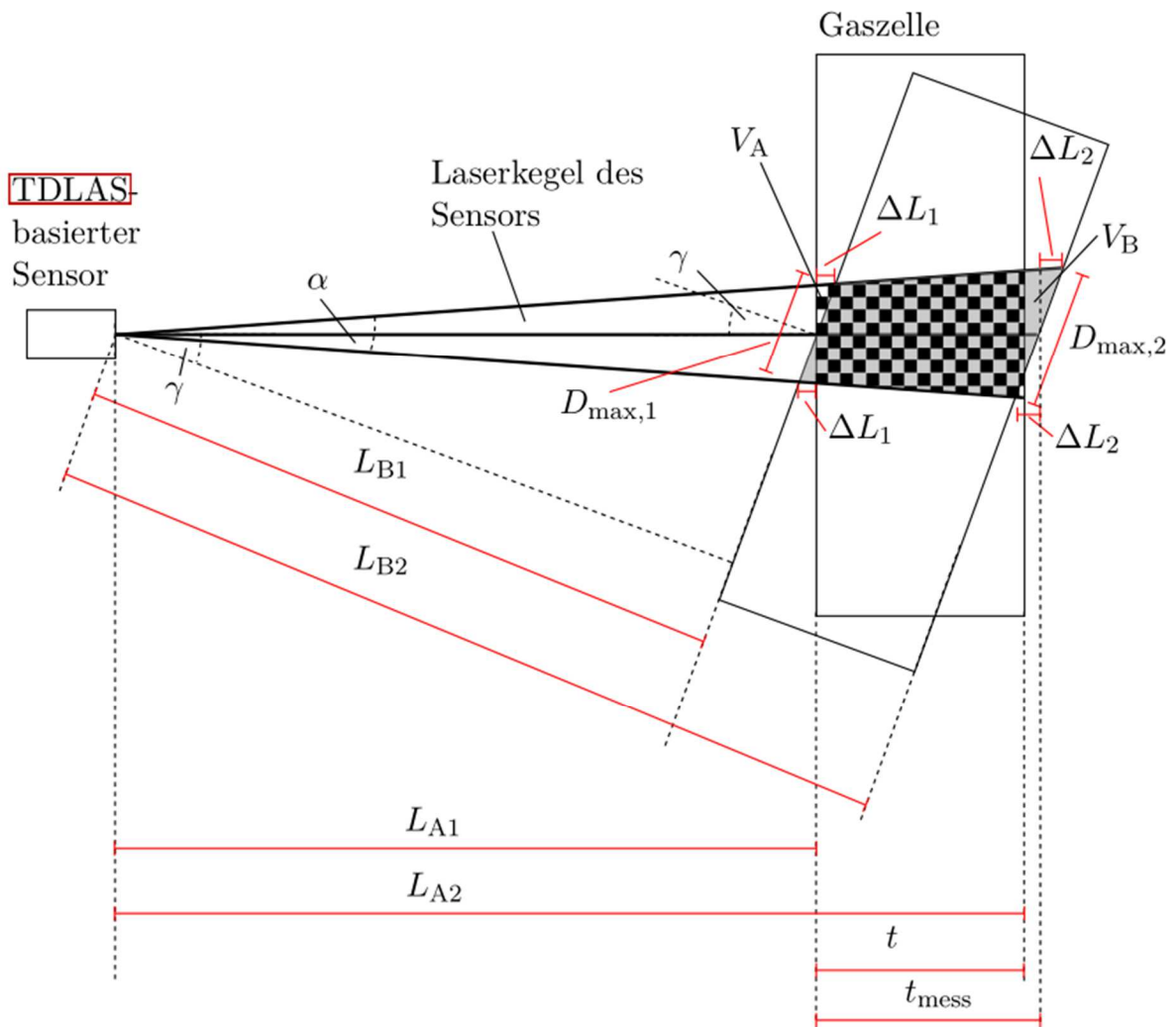


Abbildung 2.6: Schematische Skizze des Prüfaufbaus mit den Größen, die sich durch den Winkel zwischen optischer Achse und Normale der Gaszellenoberfläche ergeben.

Da sich durch die Verdrehung der Gaszelle das vom Laser des Sensors durchstrahlte Volumen ändert, ergibt sich auch ein anderer Referenzwert  $C^*$  als bei senkrechter Durchstrahlung der Gaszelle. Dabei beschreibt  $V_A$  das durchstrahlte Volumen der Gaszelle bei einem Winkel von  $\gamma = 0^\circ$  (Fläche mit Schachbrettmuster in Abbildung 2.6) und  $V_B$  das durchstrahlte Volumen der Gaszelle bei einem Winkel  $\gamma = 20^\circ$  (grau hinterlegte Fläche in Abbildung 2.6). Die Änderung des Referenzwertes ist proportional zur Änderung des durchstrahlten Volumens und kann entsprechend in Abhängigkeit der Gaszellentiefe  $t$  angegeben werden:

$$\Delta V = \frac{V_B}{V_A} = \frac{1}{\cos \gamma} \frac{\left( 3L_{A1}^2 + 3L_{A1} \frac{t}{\cos \gamma} + \frac{t^2}{\cos^2 \gamma} \right)}{(3L_{A1}^2 + 3L_{A1} \cdot t + t^2)} \quad (2.2)$$

Für den gewählten Winkel von  $\gamma = 20^\circ$  und den gewählten Abstand von  $L_{A1} = 1,04$  m ergeben sich um 6,4 bis 7 % höhere Referenzwerte  $C_{\text{ref}}^*$  (abhängig von der Gaszellentiefe  $t$ ) als bei einem Winkel von  $\gamma = 0^\circ$ .

Mit dem Aufbau wurden Messungen von 19 unterschiedlichen Referenzwerten zwischen 0 und 9629 ppm mit einer Schrittweite von ca. 532 ppm, d. h. über eine Änderung der Gaszellentiefe in Schritten von 5 mm, durchgeführt. Es wurden 10 Messserien durchgeführt,



bei denen die verschiedenen Referenzwerte sowohl aufsteigend als auch absteigend nacheinander gemessen wurden, d. h. je Messserie wurde jeder Referenzwert zweimal gemessen. Pro Messung wurden Messwerte über ca. 1 Minute aufgezeichnet, was ca. 600 Einzelmesswerten entspricht. Für jeden der eingestellten Werte wurden somit  $10 \cdot 2 \cdot 600 = 12\,000$  Einzelmesswerte aufgezeichnet. Die Hälfte der Werte wurde als Kalibrierdatensatz, die andere Hälfte als Validierungsdatensatz verwendet. Aus den Werten über 1 Minute wurden jeweils der Mittelwert und die Standardabweichung bestimmt. Die Ergebnisse der Messungen sind in Abbildung 2.7 zu sehen. Die Fehlerbalken stellen die experimentelle Standardabweichung der Messwerte  $C^*$  bezogen auf den jeweiligen Referenzwert  $C_{\text{ref}}^*$  in x-Richtung bzw. die Unsicherheit des Referenzwertes  $C_{\text{ref}}^*$  aufgrund der Unsicherheit der Gas-konzentration in y-Richtung dar.

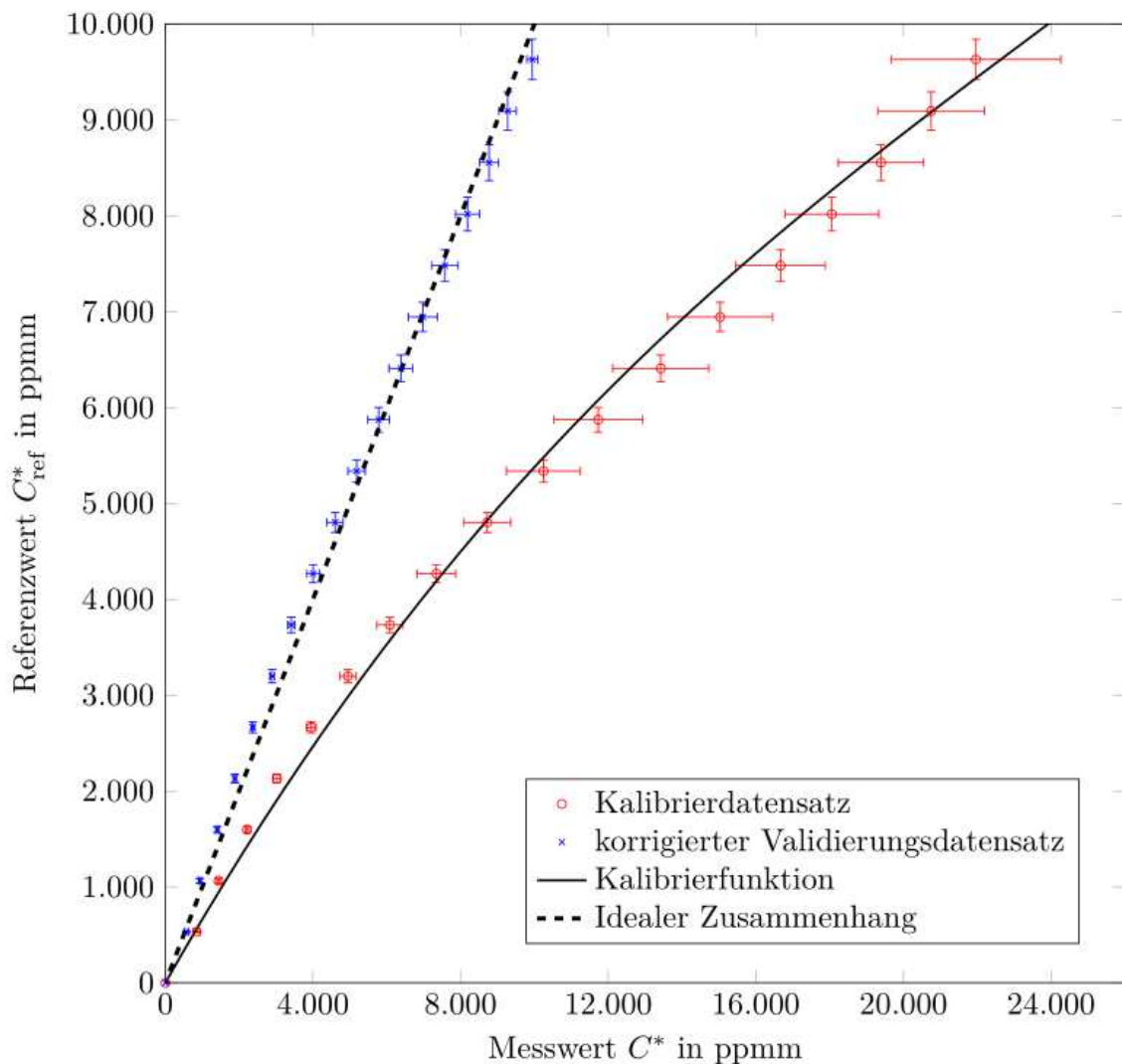


Abbildung 2.7: Messungen verschiedener Referenzwerte der integralen Methan-konzentration  $C^*$  mit dem Prüfstand und die an die Daten angepasste Kalibrierfunktion.



Tabelle 2.2: Referenzwerte  $C_{\text{ref}}^*$ , für die Kalibrierung genutzte Mittelwerte  $\bar{C}_{\text{calib}}^*$  und korrigierte Mittelwerte der Validierungsdaten  $\bar{C}_{\text{valid}}^*$  mit der Angabe von Messunsicherheiten bzw. mittlerer experimenteller Standardabweichung.

$C_{\text{ref}}^*$ in ppmm	$\bar{C}_{\text{calib}}^*$ in ppmm	$\bar{C}_{\text{valid}}^*$ in ppmm
$0 \pm 0$	$6 \pm 3$	$3 \pm 2$
$532 \pm 11$	$850 \pm 85$	$571 \pm 47$
$1065 \pm 23$	$1442 \pm 44$	$936 \pm 35$
$1598 \pm 35$	$2217 \pm 53$	$1409 \pm 41$
$2131 \pm 46$	$3021 \pm 103$	$1884 \pm 41$
$2665 \pm 58$	$3954 \pm 129$	$2371 \pm 51$
$3198 \pm 70$	$4951 \pm 225$	$2894 \pm 62$
$3733 \pm 82$	$6086 \pm 355$	$3413 \pm 99$
$4267 \pm 93$	$7343 \pm 525$	$4006 \pm 169$
$4802 \pm 105$	$8726 \pm 632$	$4603 \pm 220$
$5337 \pm 117$	$10246 \pm 1001$	$5185 \pm 236$
$5873 \pm 129$	$11730 \pm 1204$	$5783 \pm 294$
$6408 \pm 140$	$13424 \pm 1302$	$6382 \pm 323$
$6944 \pm 152$	$15033 \pm 1421$	$6977 \pm 390$
$7481 \pm 164$	$16669 \pm 1208$	$7579 \pm 355$
$8017 \pm 176$	$18058 \pm 1274$	$8188 \pm 324$
$8554 \pm 188$	$19387 \pm 1158$	$8774 \pm 259$
$9092 \pm 200$	$20749 \pm 1446$	$9278 \pm 237$
$9629 \pm 211$	$21962 \pm 2301$	$9944 \pm 148$

Als Kalibrierfunktionsansatz wurde nach Test verschiedener Funktionen ein kubisches Polynom verwendet. Anhand der Kalibrierdaten wurden die Parameter der Kalibrierfunktion geschätzt zu:

$$C_{\text{ref}}^* = f_{\text{calib}}(C^*) = 0,678 \cdot C^* - 1,627 \cdot 10^{-5} \cdot C^{*2} + 2,259 \cdot 10^{-10} \cdot C^{*3} \quad (2.3)$$

Die Wurzel der mittleren quadratischen Abweichung (engl.: root-mean-squared-error (RMSE)) als ein Maß für die mittlere Abweichung der Datenpunkte von der Kalibrierfunktion ist  $\text{RMSE}_{\text{calib}} = 190$  ppmm. Für die mit der Kalibrierfunktion korrigierten Werte ergibt sich ein Fehlermaß von  $\text{RMSE}_{\text{valid}} = 251$  ppmm bezogen auf die Referenzwerte.

Um anhand der durchgeführten Versuche die Messunsicherheit des verwendeten TDLAS-basierten Sensors abzuschätzen, wurde das Maximum der ermittelten Abweichung verwendet. Dazu wurde bei den Kalibriermessungen jeweils die relative experimentelle Standardabweichung berechnet:

$$\sigma_{\text{rel}} = \frac{\sigma}{\bar{C}^*} \quad (2.4)$$

Um die Werteschwankungen bei den durchgeführten Langzeitmessungen bei der Abschätzung der Messunsicherheit zu berücksichtigen, wurde basierend auf dem Wertekorridor  $\Delta C^*$  eine relative Abweichung berechnet.

$$\sigma_{\text{rel}}(\Delta C^*) = \frac{\Delta C^*}{\bar{C}^*} \quad (2.5)$$

Die berechneten Werte sind in Abbildung 2.8 dargestellt.

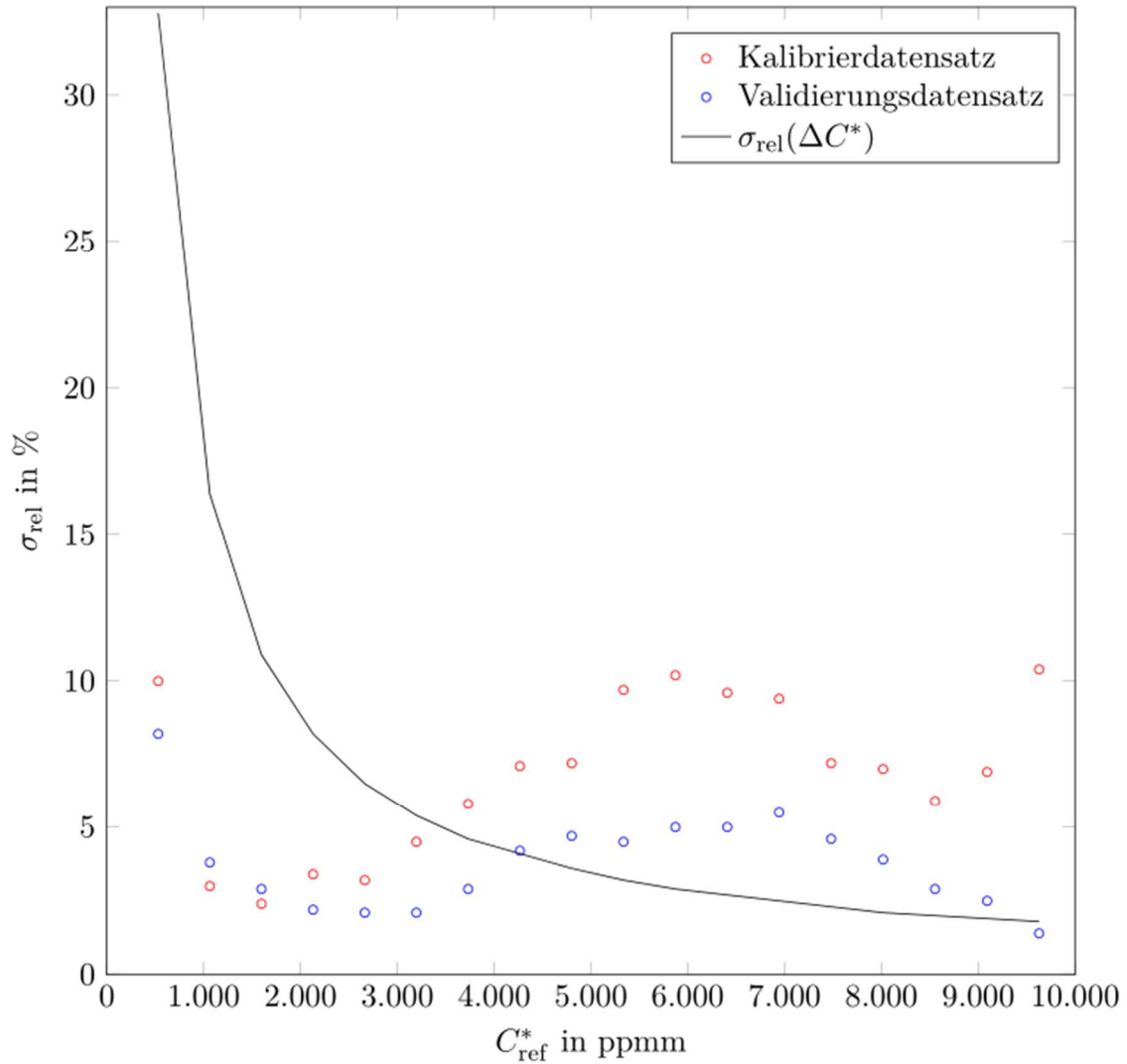


Abbildung 2.8: Relative experimentelle Standardabweichung  $\sigma_{\text{rel}}$  in % bezogen auf den Referenzwert der integralen Methankonzentration  $C_{\text{ref}}^*$  in ppmm

Zur Abschätzung der Messunsicherheit wird das Maximum der relativen experimentellen Standardabweichung verwendet. Somit kann die Messunsicherheit  $U_{\text{RMLD}}$  angenommen werden als:

$$U_{\text{RMLD}} = \begin{cases} \pm \frac{\Delta C^*}{2} & \text{für } C^* = [0, 795] \text{ ppmm} \\ \pm \max(2\sigma_{\text{rel}}) \cdot C^* & \text{für } C^* = [795, 10.000] \text{ ppmm} \end{cases} \quad (2.6)$$

bzw.

$$U_{\text{RMLD}} = \begin{cases} \pm 175 \text{ ppmm} & \text{für } C^* = [0, 795] \text{ ppmm} \\ \pm 0,22 \cdot C^* & \text{für } C^* = [795, 10.000] \text{ ppmm} \end{cases} \quad (2.7)$$

## 2.3 Statistische Bewertung des Messsystems

Um das Messsystem abschließend bewerten zu können, ist es erforderlich die Messunsicherheiten der einzelnen Messgrößen abzuschätzen, welche mit dem Messmodell fusioniert werden. Ausgehend von den jeweiligen Messunsicherheiten kann mittels des Fehlerfortpflanzungsgesetzes die Messunsicherheit des Gesamtmesssystems abgeschätzt werden. Für die Bestimmung des Gesamtfehlers bzw. der Gesamtmessunsicherheit durch das Fehlerfortpflanzungsgesetz müssen nicht nur die Fehler bzw. Unsicherheiten der Einzelmessgrößen bekannt sein, sondern auch die Empfindlichkeiten des Messmodells gegenüber den Einzelgrößen. In der ersten Projektphase wurden diese bereits bestimmt [18]. Wegen der Anpassung des Messmodells um den Faktor 2 sind auch die Empfindlichkeiten um diesen Faktor zu vergrößern. Anhand der Empfindlichkeiten  $\frac{\partial Q_n}{\partial x_i}$  und der Messunsicherheiten  $U(x_i)$  bezogen auf die einzelnen Messgrößen  $x_i$  kann die Gesamtunsicherheit  $U_{Q_n}$  des ermittelten Methan-Normvolumen-Stroms mit dem Messverfahren anhand des Fehlerfortpflanzungsgesetzes abgeschätzt werden zu [19, 20]:

$$U_{Q_n}|_{AP} = \sqrt{\sum_{i=1}^n \left( \frac{\partial Q_n}{\partial x_i} \Big|_{AP} \right)^2 U|_{AP}^2(x_i)} \quad (2.8)$$

Wie bereits im Rahmen der ersten Projektphase gezeigt, sind die Empfindlichkeiten des Messmodells gegenüber den einzelnen Messgrößen nicht konstant, sondern hängen von den Werten der anderen Messgrößen ab (vgl. [18]). Dementsprechend kann auch die Gesamtmessunsicherheit nur für einen Arbeitspunkt der einzelnen Messgrößen und die daraus resultierenden Empfindlichkeiten angegeben werden. Wie in [18] werden hier exemplarisch zwei Arbeitspunkte der Einzelmessgrößen betrachtet: zum einen Extremwerte der Einzelmessgrößen, wodurch eine Worst-Case-Abschätzung der Empfindlichkeiten und somit der Gesamtunsicherheit erfolgt, zum anderen Werte, die eine typische Messsituation abbilden sollen.

Die Messunsicherheiten der einzelnen Messgrößen wurden im Fall der Gasgeschwindigkeit sowie der integralen Gaskonzentration experimentell durch die empirische Standardabweichung der Messwerte bei Referenzmessungen abgeschätzt, da die Schätzung der Gasgeschwindigkeit selbst entwickelt wurde und somit keine Herstellerangaben oder ähnliches verfügbar sind. Für die Messwerte der integralen Gaskonzentration sind ebenfalls keine Herstellerangaben bzgl. der Messunsicherheit verfügbar. Bei den Messwerten für Messentfernung sowie Umgebungsdruck und -luft wurden die Kennwerte aus dem Datenblatt des Sensorherstellers verwendet. Die Unsicherheiten der Einzelmessgrößen sind in Tabelle 2.3 aufgeführt.

Tabelle 2.3: Messunsicherheiten der Einzelmessgrößen

Messgröße	Messunsicherheit
Gasgeschwindigkeit $\bar{v}$	$U_{\bar{v}} = 0,40 \cdot \bar{v}$
Integrale Gaskonzentration $C^*$	$U_{\text{RMLD}} = \begin{cases} \pm 175 \text{ ppmm} \\ \pm 0,22 \cdot C^* \end{cases}$
	für $C^* \in [0, 795]$ ppmm für $C^* \in [795, 10.000]$ ppmm
Umgebungsdruck $p_U$	$U_{p_U} = \pm 1,0 \text{ hPa}$
Umgebungstemperatur $T_U$	$U_{T_U} = \pm 1,0 \text{ °C}$
Messentfernung $d$	$U_d = \pm 0,0015 \text{ m}$

Die betrachteten Arbeitspunkte zur Fehlerfortpflanzung sind in Tabelle 2.4 aufgeführt. Die angegebenen Wertebereiche wurden basierend auf den Messungen, die in Biogasanlagen durchgeführt wurden, festgelegt. Entsprechend ergeben sich daraus die in

Tabelle 2.5 dargestellten Empfindlichkeiten des Messmodells gegenüber den einzelnen Messgrößen.

Tabelle 2.4: Wertebereich der Messgrößen zur Untersuchung der Modellempfindlichkeiten und betrachtete Arbeitspunkte für die Worst-Case-Abschätzung und eine typische Messsituation.

Messgröße	Wertebereich	Arbeitspunkt zur Worst-Case-Abschätzung $AP_{\text{WC}}$	Arbeitspunkt für eine typische Messsituation $AP_{\text{typ}}$
$p_U$ in hPa	[975; 1025]	1025	1005
$T_U$ in K	[270; 315]	270	293
$C^*$ in ppmm	[0; 10000]	10000	500
$d$ in m	[0; 20]	20	8
$\bar{v}_{xy}$ in m/s	[0; 2]	2	1

Für die gewählten Arbeitspunkte ergeben sich Methan-Normvolumen-Ströme von  $Q_{n|WC} = 41\,264,80 \text{ l/h}$  bzw.  $Q_{n|typ} = 248,55 \text{ l/h}$ .

Tabelle 2.5: Empfindlichkeiten gegenüber den Messgrößen für die Arbeitspunkte aus Tabelle 2.4.

Empfindlichkeit	Wert bei Verwendung von AP <sub>WC</sub>	Wert bei Verwendung von AP <sub>typ</sub>
$\left. \frac{\partial Q_n}{\partial p_U} \right _{AP}$ in $\frac{l_N}{h} / \text{hPa}$	0,403	0,003
$\left. \frac{\partial Q_n}{\partial T_U} \right _{AP}$ in $\frac{l_N}{h} / K$	-152,829	-0,848
$\left. \frac{\partial Q_n}{\partial C^*} \right _{AP}$ in $\frac{l_N}{h} / \text{ppmm}$	4,126	0,497
$\left. \frac{\partial Q_n}{\partial d} \right _{AP}$ in $\frac{l_N}{h} / m$	2063,190	31,069
$\left. \frac{\partial Q_n}{\partial \bar{v}_{xy}} \right _{AP}$ in $\frac{l_N}{h} / \frac{m}{s}$	13754,600	248,551

Die deutlichen Unterschiede der Empfindlichkeiten bei den beiden Arbeitspunkten entsprechen der Erwartung. Da z. B. die integrale Gaskonzentration  $C^*$  im AP<sub>WC</sub> 20-fach größer ist als im AP<sub>typ</sub> sind die Empfindlichkeiten dadurch ebenfalls 20-fach größer im AP<sub>WC</sub>.

Mit den angegebenen Empfindlichkeiten und den Unsicherheiten lassen sich die relativen Messunsicherheiten des geschätzten Methan-Normvolumen-Stroms für beide AP nach (2.8) bestimmen. Die Differenz zwischen den beiden Unsicherheiten ist <0,1 %, daher sind die gerundeten Werte identisch:

$$U_{rel,Q_n}|_{WC} = \frac{U_{Q_n}|_{WC}}{Q_n|_{WC}} = 0,4565 \quad (2.9)$$

$$U_{rel,Q_n}|_{typ} = \frac{U_{Q_n}|_{typ}}{Q_n|_{typ}} = 0,4565 \quad (2.10)$$

Die Unsicherheit aus der Bestimmung der Gasgeschwindigkeit (vgl. Tabelle 2.3) liefert den größten Beitrag zur Gesamtmessunsicherheit  $U_{rel,Q_n}$ . Dabei ist zu beachten, dass hier als Maß für die Unsicherheit die Standardabweichung der zeitlichen Werteschwankungen verwendet wurde [20, 21]. Da die Strömungsgeschwindigkeit zeitlich aufgrund der turbulenten Strömung mitunter starke Schwankungen aufweist und zudem dem „Messwert“ der Gasgeschwindigkeit Bildverarbeitungsschritte vorausgehen, die von verschiedenen Randbedingungen abhängen, handelt es sich basierend auf den Schwankungen der Geschwindigkeitswerte nur um eine Abschätzung der Messunsicherheit. Eine Reduzierung dieser Schwankungen und damit der Messunsicherheit könnte bspw. durch weitere Verarbeitungsschritte im Rahmen der Bildverarbeitung erzielt werden.

## 2.4 Messungen unterschiedlicher räumlicher Gasausprägungen im Labor

Dadurch, dass sich die Messwerte des TDLAS-basierten Sensors auf den Bereich des vom Sensor ausgesandten Laserkegels beziehen, ermöglicht das Messsystem die Schätzung des Methan-Normvolumen-Stroms lediglich in einem räumlich begrenzten Bereich. Wie sich allerdings bei den Messungen in Biogasanlagen zeigte, handelt es sich bei Gasleckagen in Biogasanlagen um Leckagen unterschiedlicher Form, bspw. punktuelle Gasaustritte, linienförmige Gasaustritte oder räumlich verteilte nicht eindeutig verortbare Gasaustritte. Aus diesem Grund wurde untersucht, inwieweit das entwickelte Messsystem auch die Quantifizierung von linienförmigen oder flächigen Leckagen ermöglicht. Da der Öffnungswinkel des TDLAS-Lasers und so seine räumliche Ausdehnung gerätetechnisch fest vorgegeben sind, wurde hier der Ansatz gewählt, dass über die Verwendung der Daten von mehreren Einzelmessungen eine Quantifizierung von flächigen und auch linienförmigen Leckagen ermöglicht wird. Dabei ist die Idee, Einzelmessungen durchzuführen, bei denen der Messfleck des TDLAS-basierten Sensors jeweils so ausgerichtet ist, dass er unmittelbar an die Messfleckposition bei der vorherigen Messung grenzt. So soll eine Linie „aufgespannt“ werden, durch welche das emittierte Methan der gesamten Leckage strömt und dadurch erfasst wird. Dabei wird angenommen, dass der Messfleck des TDLAS-basierten Sensors eine scharfe Grenze hat. Tatsächlich ist die Laserintensität am Rand des Messflecks kontinuierlich schwächer, dementsprechend können hierdurch Fehler verursacht werden, da sich die einzelnen Messflecke aufgrund ihrer Intensitätsunschärfe überlappen [22]. Die Vermessung der Ausdehnung und Intensitätsverteilung des Messflecks, um diese in die Auswertung einzubeziehen, war im Rahmen dieses Teilvorhabens nicht möglich, weshalb die Herstellerangaben zur Laserausdehnung verwendet und der Laserkegel als scharf abgegrenzt angenommen wurde. Voraussetzung für die Verwendung der Summe der Einzelmessungen ist dabei allerdings, dass nur die jeweiligen Daten der Einzelmessungen für die Gesamtauswertung verwendet werden dürfen, bei welchen die gleiche Strömungssituation vorliegt und das Gas durch den Laserkegel strömt. Das soll dadurch gewährleistet werden, dass die Daten selektiert werden. Es kann bspw. ein Winkelbereich der Strömungsrichtung vorgegeben werden, so dass alle Daten, bei denen das Gas nicht in diese Richtung strömt bei der Auswertung ignoriert werden. Zur Überprüfung dieses Ansatzes wurde ein Laboraufbau erstellt, der linienförmige sowie flächige Leckagen darstellen kann (vgl. Abbildung 2.9).

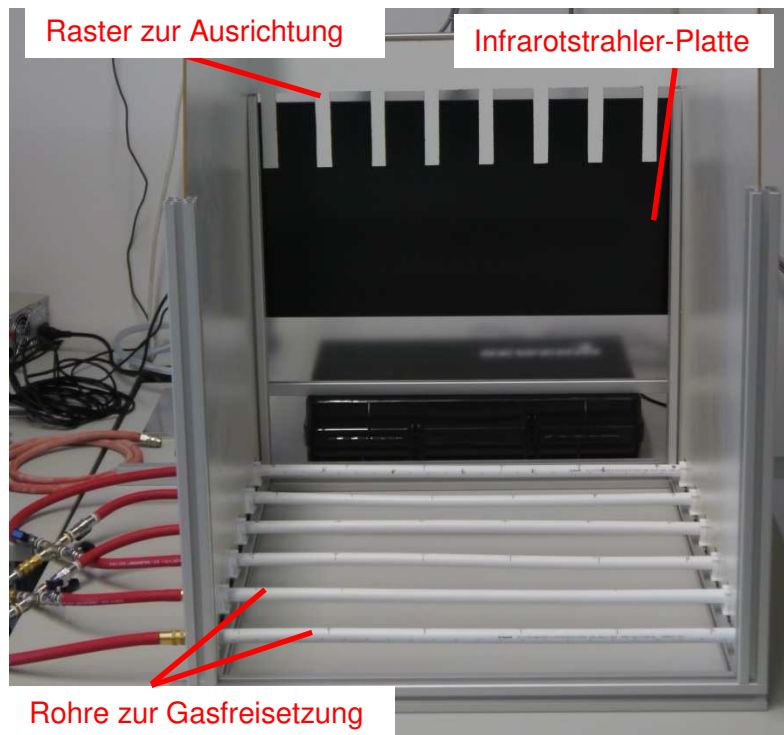


Abbildung 2.9: Laboraufbau zur Simulation von linienförmigen und flächigen Leckagen.

Für eine erste Einschätzung des Vorgehens wurde an der Infrarotstrahler-Platte des Laboraufbaus, die erforderlich ist, um einen Temperaturunterschied zwischen Hintergrund und Gas zu erzeugen, ein Raster angebracht. Dieses Raster ermöglicht bei bekannter Messentfernung zum Laboraufbau die Ausrichtung des Messsystems derart, dass sich der Lasermessfleck bei den Einzelmessungen jeweils angrenzend an die Position des Messflecks der vorherigen und der nachfolgenden Messung befindet. Die Einzelmessungen wurden ausgewertet und die dabei ermittelten Methan-Normvolumen-Ströme aller Einzelmessungen anschließend aufsummiert, um den Gesamt-Methan-Normvolumen-Strom abzuschätzen. Zur Bewertung wurde die relative Abweichung

$$\Delta Q_{n,rel} = \frac{(Q_n - Q_{n,ref})}{Q_{n,ref}} \quad (2.11)$$

zwischen dem geschätzten Volumenstrom  $Q_n$  und dem Referenzvolumenstrom  $Q_{n,ref}$  verwendet. Die Ergebnisse der Versuche sind in Tabelle 2.6 aufgeführt.

Tabelle 2.6: Ergebnisse der Messung simulierter linienförmiger und flächiger Leckagen.

	Referenzvolumenstrom $Q_{n,ref}$ in l <sub>n</sub> /h	Geschätzter Volumenstrom $Q_n$ in l <sub>n</sub> /h	Relative Abweichung $\Delta Q_{n,rel}$ in %
Linienförmiger Gasaustritt	54,94	76,68	+39,57
	82,40	108,75	+31,98
	109,87	124,37	+13,20
Flächiger Gasaustritt	54,94	158,02	+187,62
	82,40	129,76	+57,48
	109,87	142,72	+29,90

Wie man sehen kann, wurde bei den durchgeführten Versuchen der Methan-Normvolumenstrom überschätzt. Dafür kann es verschiedene Ursachen geben. Die Ausrichtung des Lasermesskegels kann ein Grund sein, aber auch mögliche Schwankungen in der Strömungsrichtung des Gases. Denn, obwohl die Messungen im Labor durchgeführt wurden, kommt es zu Verwirbelungen des Gases. Das kann dazu führen, dass der durch eine Einzelmessung erfasste Methan-Normvolumen-Strom größer ist als der Anteil, der in Summe zum wahren Methan-Normvolumen-Strom führen würde.

Bei den Messungen flächiger Gasaustritte fällt außerdem auf, dass der bestimmte Gesamtnormvolumenstrom mit zunehmendem Referenzvolumenstrom sogar abnimmt. Das deutet darauf hin, dass es bei den Einzelmessgrößen oder aber der Fusion mittels des Messmodells zu einer fehlerhaften Auswertung kommt. Ein möglicher Grund ist eine fehlerhafte Bestimmung der Gasgeschwindigkeit. Aufgrund der räumlichen Verteilung des Gases ist es nicht vom Bildrauschen zu unterscheiden. Dadurch, dass bei demselben Referenz-Methanvolumenstrom im Fall eines flächigen Gasaustrittes eine geringere Gasmenge aus jeweils einem Rohr austritt, kann es außerdem zu unterschiedlichen Strömungsgeschwindigkeiten sowie -formen kommen. Ein weiterer Aspekt ist, dass sich die Messentfernung auf den Abstand zum Hintergrund bezieht und angenommen wird, dass sich das Gas ausschließlich unmittelbar vor dem Hintergrund bewegt. Aufgrund des flächigen Gasaustritts überlagern sich jedoch die Gasbewegungen mit verschiedenen Entfernungen zum Messsystem und führen zu einer fehlerhaften Schätzung der Gasgeschwindigkeit.

Zwar zeigen die Messungen des linienförmigen Gasaustritts prinzipiell die Machbarkeit einer Bestimmung des gesamten Methan-Normvolumen-Stroms einer Leckage durch mehrere Einzelmessungen bei unterschiedlicher Ausrichtung des Messsystems. Für die Messung von realen Gasleckagen unterschiedlicher Formen in Biogasanlagen ist allerdings zu beachten, dass die erforderlichen Positionen für die Ausrichtung des Messflecks bei Einzelmessungen nicht immer eindeutig sind. Bei sehr komplexen Leckage-Geometrien ist die Ausrichtung des Messflecks vom TDLAS-basierten Sensor bei Einzelmessungen in einer Reihe nebeneinander mitunter nicht zielführend (vgl. Abbildung 2.10). Eine weitere Herausforderung besteht in der Ausrichtung des Messflecks vom TDLAS-basierten Sensor, da es nicht möglich ist diesen an



einem Raster im Bild der Gaskamera auszurichten, wie im Labor durchgeführt. Für die pixelgenaue Ausrichtung wurde getestet die Bildverschiebung mittels Bildverarbeitung zu bestimmen. Offenbar ist dies mit Verfahren zum Objekttracking (z. B. dem Mean-Shift-Verfahren) möglich, insofern im Bild ein Bildbereich mit ausreichend Bildstrukturen vorhanden ist. Die Tests und eine Implementierung des Verfahrens konnten jedoch nicht vor der Durchführung der Anlagenmessung fertiggestellt werden.



Abbildung 2.10: Beispiel einer realen Leckage. Durch rote Pfeile sind Stellen markiert, an welchen Gas austritt.

## 2.5 Zusammenfassende Bewertung

Im Rahmen dieser Projektphase konnten einzelne Teile des Messsystems deutlich verbessert werden. Zum einen wurde die Schätzung der Gasgeschwindigkeit weiterentwickelt, um die Ergebnisse zu verbessern. Dabei zeigte sich, dass der Algorithmus nach Farneböck die besten Ergebnisse liefert. Mit zunehmender Strömungsgeschwindigkeit wird dabei allerdings die Abweichung zwischen geschätzter Gasgeschwindigkeit und Referenzgeschwindigkeit größer. Das kann daran liegen, dass bei größeren Gasgeschwindigkeiten die Gaskonzentration geringer wird und dadurch das Gas weniger gut in den Bildern sichtbar ist. Eine weitere Möglichkeit ist, dass sich die Gasstrukturen bei höheren Gasgeschwindigkeiten schneller verändern und sich somit stärker in den einzelnen Bildern unterscheiden, wodurch eine Verfolgung durch den Algorithmus erschwert wird. Im Rahmen der Untersuchungen zur Verbesserung der Gasgeschwindigkeitsschätzung wurde außerdem deren Messunsicherheit abgeschätzt.

Ein weiterer Teilaspekt ist die Korrektur der Messwerte des TDLAS-basierten Sensors. Um den Sensor zu kalibrieren wurde ein Prüfstand aufgebaut und Kalibriermessungen wurden durchgeführt. Dabei zeigte sich, dass die Anzeigewerte des TDLAS-basierten Sensors über den Referenzwerten lagen. Es wurde eine Kalibrierfunktion bestimmt, mit welcher die Messwerte korrigiert werden können. Zusätzlich wurden die durchgeführten Versuche genutzt, um die Messunsicherheit dieses Sensors abzuschätzen.

Durch die Anpassungen konnte bei erneut durchgeführten Laborversuchen zur Messung verschiedener Referenznormvolumenströme bei unterschiedlichen Strömungsgeschwindigkeiten eine Verringerung der systematischen Abweichung erreicht werden (vgl. Abbildung 2.11). Allerdings zeigt sich insbesondere bei geringen Strömungsgeschwindigkeiten eine Überschätzung des Methan-Normvolumen-Stroms. Ein möglicher Grund ist die verbleibende Messabweichung der Messwerte der integralen Gaskonzentration von den Referenzmesswerten wegen der nicht idealen Kalibrierung.

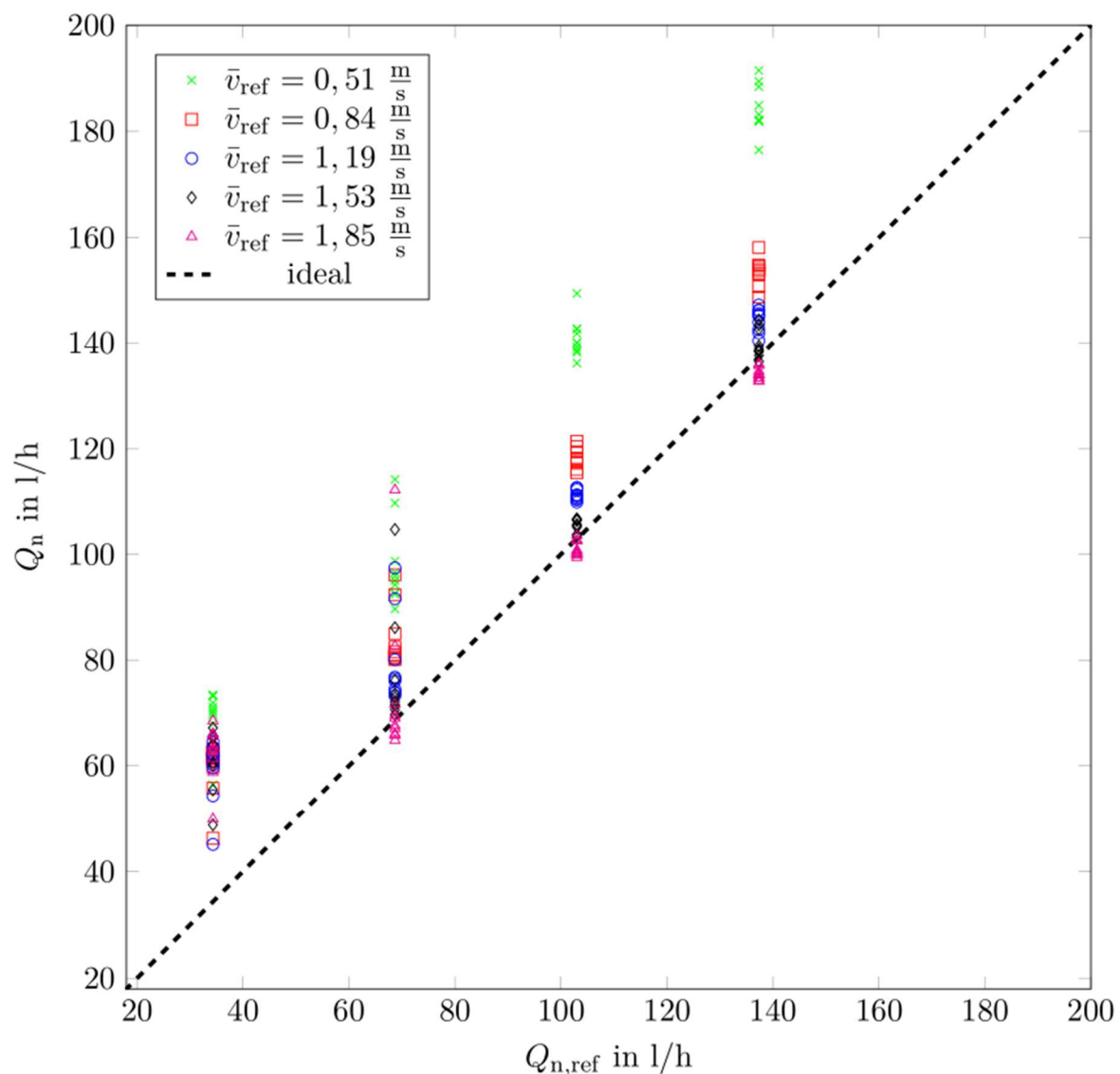


Abbildung 2.11: Ergebnisse der Laborversuche zur Schätzung verschiedener Referenznormvolumenströme  $Q_{n,ref}$  bei unterschiedlichen Strömungsgeschwindigkeiten  $\bar{v}_{ref}$ .

Die Messunsicherheiten der Einzelmessgrößen wurden genutzt, um die Messunsicherheit des Ausgabewertes des Gesamtmesssystems abzuschätzen. Für die relative Messunsicherheit des Methan-Normvolumen-Stroms ergibt sich ein Wert von  $U_{rel,Q_n} = 0,4565$ . Zwar erscheint dieser Wert zunächst sehr hoch. Allerdings ist zu beachten, dass die Unsicherheit im Wesentlichen durch die Unsicherheiten der Gasgeschwindigkeitsschätzung sowie der integralen Gaskonzentration verursacht wird. Auch im Labor sind beide Messdaten aufgrund der turbulenten Strömung mit relativ großen Schwankungen behaftet. Ein weiterer Punkt ist, dass der TDLAS-basierte Sensor vom Hersteller nicht darauf ausgelegt ist, quantitativ korrekte und hochgenaue Messwerte zu liefern. Dies zeigte sich im Rahmen der Kalibrierung und den durchgeführten Tests. Dementsprechend hat neben den einzelnen Verarbeitungsschritten auch eine Verbesserung der Sensorik das Potenzial, die Messunsicherheit weiter zu reduzieren.

Die durchgeführten Versuche zur Messung von Gasleckagen unterschiedlicher räumlicher Ausprägung zeigen, dass es prinzipiell möglich ist, anhand mehrerer Einzelmessungen auf den Gesamt-Methan-Normvolumen-Strom von bspw. linienförmigen Leckagen zu schließen. Eine Herausforderung dabei stellt jedoch die pixelgenaue Ausrichtung des Messsystems für die jeweiligen Einzelmessungen dar, um eine aneinandergrenzende Ausrichtung des Messflecks vom TDLAS-basierten Sensor zu ermöglichen. Im Rahmen der Laborversuche wurde dazu ein geometrisches Raster verwendet. Bei Messungen in Biogasanlagen ist jedoch kein solches Raster vorhanden. Hier könnte bspw. per Bildverarbeitung die Verschiebung bei der Ausrichtung des Messsystems bestimmt werden, um den Messfleck des TDLAS-Sensors zu positionieren. Eine weitere Herausforderung in Biogasanlagen stellt jedoch auch die oftmals nicht eindeutig erkennbare Leckagen-Geometrie dar (vgl. Abbildung 2.10). Zum einen ist oftmals nicht erkennbar, wo sich die Austrittsstelle des Gases befindet, zum anderen ist es schwer einzuschätzen, wie die Ausrichtung bei den Einzelmessungen erfolgen muss, um mit der Summe der Einzelmessungen den gesamten Methan-Normvolumen-Strom abzuschätzen.

### 3 Leckagen im Freifeld

Im Rahmen des Projektes wurde das Messsystem unter realen Einsatzbedingungen im Freifeld untersucht. Dazu wurden umfassende Messungen an verschiedenen Biogasanlagen durchgeführt. Durch die über den Zeitraum von einem Jahr verteilten Messungen konnten unterschiedlichste Wetterbedingungen und deren Auswirkungen auf die Messungen erfasst werden. In den Biogasanlagen wurden jeweils Messungen von Referenzleckagen sowie, falls vorhanden, von realen Leckagen durchgeführt, auf die in den folgenden Abschnitten genauer eingegangen wird. Eine Übersicht der durchgeführten Messreihen einschließlich der mit den Vergleichssensoren (Ultraschallanemometer für Windgeschwindigkeit sowie Datenlogger für Druck und Temperatur) ermittelten Messwerte gibt Tabelle 3.1.

Tabelle 3.1: Übersicht der durchgeführten Messreihen in Biogasanlagen.

Laufende Nummer	Datum	Biogasanlage	Luftdruck in hPa	Lufttemperatur in °C	Windgeschwindigkeit in m/s	Bewölkung
1	12.09.2017	BGA 1	996,41	16,7	0,83	bewölkt
2	21.09.2017	BGA 1	1014,22	14,9	0,52	klar, blauer Himmel
3	18.10.2017	BGA 2	1005,60	14,7	0,50	klar, blauer Himmel
4	24.01.2018	BGA 3	989,44	12,6	0,70	bedeckt, bewölkt
5	26.02.2018	BGA 4	1022,54	1,3	†	Schnee, bedeckt
6	08.03.2018	BGA 1	993,34	9,7	1,44	bewölkt
7	04.04.2018	BGA 5	996,52	16,3	1,86	bedeckt
8	25.04.2018	BGA 3	980,11	18,1	2,25	bedeckt, Nieselregen
9	16.05.2018	BGA 1	1008,59	19,4	0,59	bedeckt
10	16.05.2018	BGA 2	1006,78	18,3	1,09	bedeckt
11	23.05.2018	BGA 5	1015,23	27,0	1,32	bewölkt, sonnig
12	23.05.2018	BGA 4	1013,73	24,7	3,59	bedeckt
13	11.06.2018	BGA 1	1005,58	28,3	0,89	klar, blauer Himmel
14	12.06.2018	BGA 6	1006,73	20,4	1,35	bedeckt
15	23.07.2018	BGA 3	989,15	22,1	†	klar, blauer Himmel
16	24.07.2018	BGA 5	1009,50	33,5	1,01	klar, sonnig
17	24.07.2018	BGA 4	1008,13	38,2	1,20	klar, sonnig
18	20.08.2018	BGA 2	1010,20	24,6	1,29	bedeckt

† Aufgrund von Sensorproblemen keine Geschwindigkeit

### 3.1 Einflussgrößen bei Messungen im Freifeld

Im Freifeld gibt es eine Vielzahl an Einflussfaktoren, welche die Erfassung der einzelnen Messgrößen beeinflussen. Ein Aspekt sind die Messgrößen selbst, welche einen Einfluss auf eine mögliche Quantifizierung des Methan-Normvolumen-Stroms haben. Ist beispielsweise die Konzentration sehr gering, kann zwar mitunter eine integrale Gaskonzentration mit dem TDLAS-basierten Sensor ermittelt werden, das Gas ist jedoch nicht in den Bildern der Gaskamera zu erkennen. Dementsprechend kann die Gasrichtung und die Gasgeschwindigkeit und somit der emittierte Methan-Normvolumen-Strom nicht oder nur fehlerhaft aus den Bildern geschätzt werden. Ebenfalls problematisch sind hohe Windgeschwindigkeiten, wodurch das austretende Methan zum einen von der Leckageposition mit einer hohen Geschwindigkeit weggetragen wird und sich zum anderen sehr schnell mit der Umgebungsluft verdünnt. Dadurch sinkt wiederum die Konzentration und das Gas ist entsprechend schlecht in den Bildern sichtbar. Ein weiterer Einfluss auf die Sichtbarkeit des Gases in den Bildern der Gaskamera und somit auf die Bestimmung der Gasgeschwindigkeit ist der Temperaturunterschied zwischen Hintergrund und Gas. Je geringer dieser ist, umso geringer ist die Änderung der Grauwerte im Bild der Gaskamera durch das Methan. Dementsprechend kann auch bei zu geringen Temperaturunterschieden die Gasgeschwindigkeit nur schlecht geschätzt werden.

Da die verschiedenen Faktoren zusammenhängen, ist es nicht möglich allgemeingültige Grenzen der Einflussgrößen anzugeben, ab denen eine Schätzung des Methan-Normvolumen-Stroms nicht mehr möglich ist. Wenn beispielsweise die Gaskonzentration aufgrund einer relativ hohen Windgeschwindigkeit vergleichsweise gering ist, kann je nach Temperaturunterschied die Schätzung des Methan-Normvolumen-Stroms gut oder schlecht funktionieren. Deshalb ist eine Einschätzung der Messbedingungen durch den Nutzer erforderlich. Wie im Fall der manuellen Inspektion von Biogasanlagen mit Gaskamera oder TDLAS-basiertem Sensor hängt nicht nur die Interpretation der Messergebnisse, sondern auch die Einschätzung der Machbarkeit von Messungen vom Inspekteur ab.

### 3.2 Simulierte Leckagen

Für die Messung von Referenzleckagen wurde ein Mass-Flow-Controller (MFC) verwendet (Brooks SLA5800), um definierte Methan-Normvolumen-Ströme freizusetzen. Mit diesem wurden über einen Schlauch, der bspw. an der Fermenterwand in der Anlage mittels eines Magneten befestigt wurde (vgl. Abbildung 3.1), unterschiedliche Methan-Normvolumen-Ströme zwischen ca. 34 und 137 l<sub>n</sub>/h freigesetzt. Zur Messung der Leckagen wurde das Messsystem anschließend auf den Gasaustritt ausgerichtet und es wurden im Rahmen jeder Messreihe pro eingestellten Methan-Normvolumen-Strom jeweils 5 Datenserien mit jeweils 1 min Länge aufgezeichnet.

Zunächst wurden die erfassten Messdaten aller Datensätze ohne eine Bewertung der Randbedingungen ausgewertet. Die Ergebnisse aller 18 Messreihen sind in Abbildung 3.2 dargestellt.

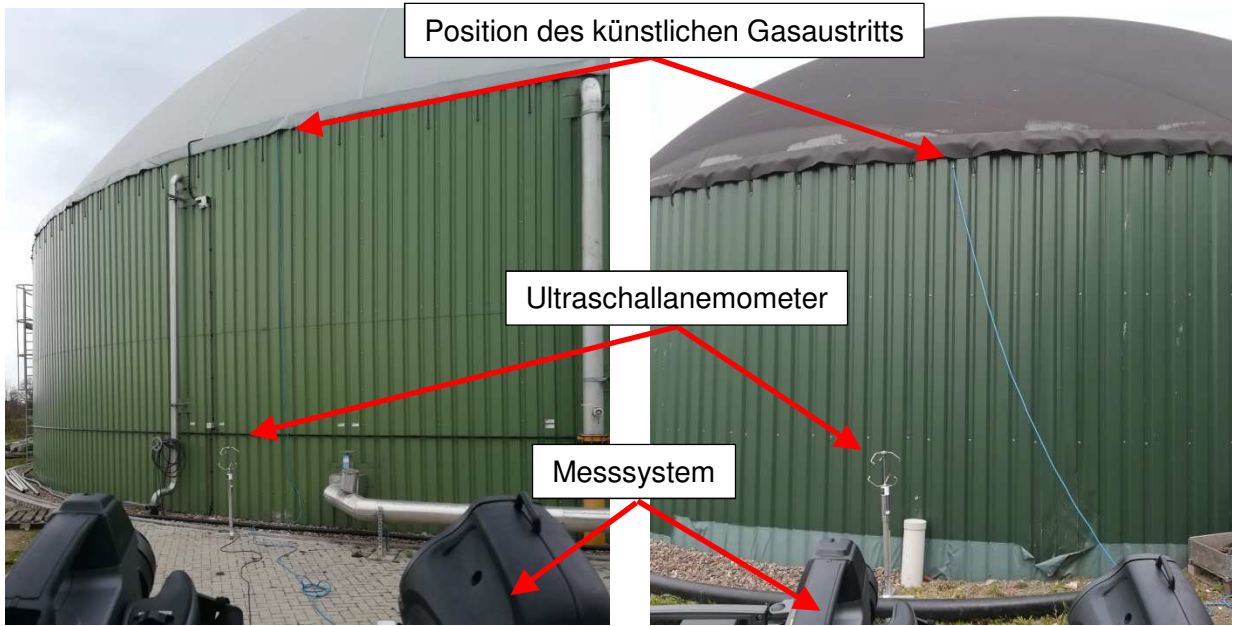


Abbildung 3.1: Exemplarische Anordnung bei der Simulation von Leckagen in Biogasanlagen.

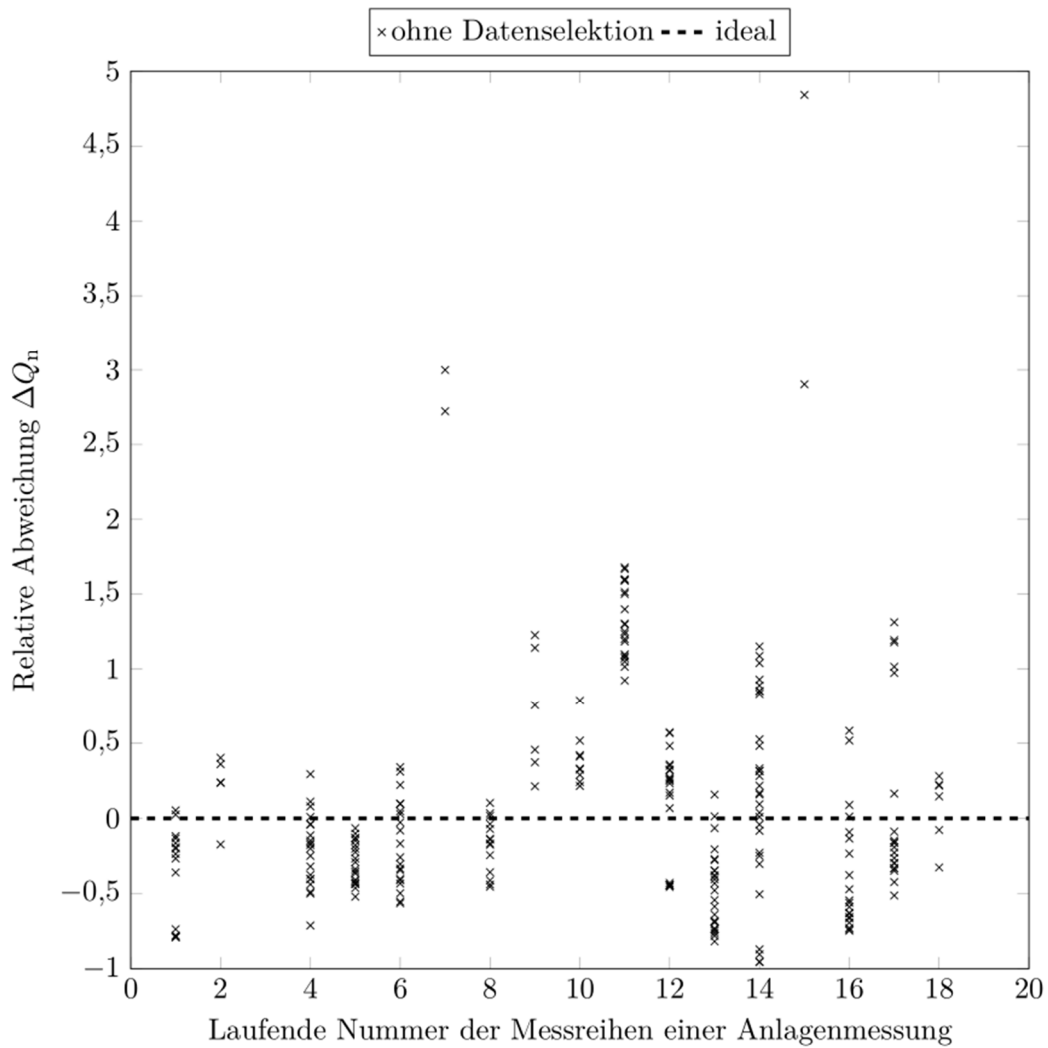


Abbildung 3.2: Relative Abweichung des geschätzten Methan-Normvolumen-Stroms bei Referenzmessungen in Biogasanlagen.



Wie man erkennen kann, kommt es aufgrund der Auswertung ohne eine Bewertung der Daten zu teilweise sehr hohen Abweichungen zwischen dem Referenz-Methan-Normvolumen-Strom und dem mit dem Messmodell geschätzten Methan-Normvolumen-Strom. Insbesondere bei Messreihe 15 kommt es zu einer Überschätzung des Methan-Normvolumen-Stroms um das 55-fache, welcher aus diesem Grunde in Abbildung 3.2 nicht vollständig dargestellt ist. Ein möglicher Grund hierfür ist, dass einzelne Vorverarbeitungsschritte der Bildverarbeitung durch andere Bildinhalte als die Gasbewegung beeinflusst werden. So werden die Grauwerte zunächst normiert. Im konkreten Fall von Messreihe 15 war ein Radlader teilweise in den Bildern der Gaskamera zu sehen, welcher diese Normierung beeinflusst haben könnte. Allgemein können die Abweichungen durch eine Vielzahl an Einflussfaktoren hervorgerufen werden. Aufgrund einer schwankenden Gasgeschwindigkeit kann es bspw. nicht nur zu stark schwankenden Gaskonzentrationen im Messpfad kommen, sondern auch wird das Gas unterschiedlich gut in den Bildern der Gaskamera erkannt. Das kann wiederum zu einer fehlerhaften Schätzung der Gasgeschwindigkeit führen. Ein Beispiel dafür ist Datensatz Nummer 7, ein exemplarisches Bild ist in Abbildung 3.3 dargestellt. Im Differenzbild des Auswertevideos (links) ist dabei der Messfleck des TDLAS-basierten Sensors als roter Kreis, der Auswertebereich der Bildverarbeitung als grünes Rechteck sowie die Anzeige des ermittelten Methan-Normvolumen-Stroms dargestellt. Der Bildbereich außerhalb des Auswertebereichs, in dem kurzzeitig das Gas erkennbar ist wurde manuell rot gestrichelt umrandet. Das Messsystem wurde auf die Gasaustrittsstelle ausgerichtet, allerdings wurde in diesem Bereich kein Gas erkannt, sondern lediglich teilweise außerhalb des Auswertebereichs, wie in Abbildung 3.3 gekennzeichnet. Hierbei kann aufgrund der schlechten Erkennbarkeit des Methans in den Bildern der Gaskamera kein Methan-Normvolumen-Strom bestimmt werden, da eine Geschwindigkeitsschätzung nicht möglich ist.

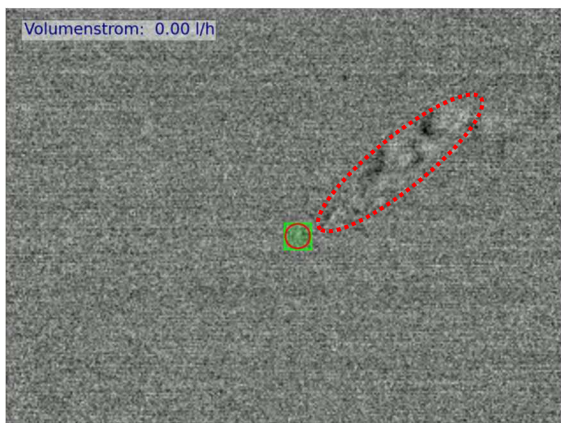


Abbildung 3.3: Exemplarische Bilder einer Referenzmessung. Links: Differenzbild des Auswertevideos. Rechts: Visuelles Bild der Szene mit Schlauch zur Gasfreisetzung.

Abgesehen von Störfaktoren und Einflussgrößen, welche die Auswertung verfälschen, sind Messungen nicht unter allen Umständen möglich. Wie auch bei der Anwendung der einzelnen Sensoren zur Inspektion von Biogasanlagen und zur Detektion von Gasleckagen ist eine Einschätzung und Bewertung der Messsituation von Inspektoren durchzuführen. Das betrifft beispielsweise die Abhängigkeit der Sichtbarkeit des Gases sowohl von der Gaskonzentration als auch vom Temperaturunterschied zwischen Gas und Hintergrund, aber auch die vorherrschenden Windgeschwindigkeiten.

### **3.3 Reale Leckagen**

Bei den durchgeführten Anlagenmessungen wurden die jeweiligen Anlagen zunächst mit den verwendeten Sensoren händisch inspiziert, um Leckagen zu lokalisieren. Falls reale Leckagen vorhanden waren, wurden diese anschließend mit dem Messsystem gemessen, um den emittierten Methan-Normvolumen-Strom zu messen. Wie bei Referenzleckagen wurden ebenfalls 5 Datenserien über jeweils 1 min aufgezeichnet. Für die anschließenden Berechnungen im Rahmen der Anlagenbewertung (vgl. Abschnitt 4) wurden jeweils die Mittelwerte aller Messungen der verschiedenen Leckagen für die entsprechende Anlage aufsummiert, um die Gesamtemissionen der Anlagen zu betrachten. Dabei ist zu beachten, dass dabei die im folgenden Abschnitt vorgestellte Datenselektion angewandt wurde, da diese zumindest teilweise eine Verbesserung der Messergebnisse ermöglicht. Die lokalisierten Leckagen sowie die mittleren bestimmten Methan-Normvolumen-Ströme sind in Tabelle 3.2 aufgeführt.



Tabelle 3.2: Übersicht der gemessenen realen Leckagen.

Laufende Nummer	Datum	Biogasanlage	Kurzbeschreibung der Leckage	Mittlerer gemessener Methan-Normvolumenstrom in I <sub>n</sub> /h
1	12.09.2017	BGA 1	Übergang Fütterung zu Fermenter	109,38
1	12.09.2017	BGA 1	Rührwerk	165,95
2	21.09.2017	BGA 1	Übergang Fütterung zu Fermenter	128,25
3	18.10.2017	BGA 2	Überdrucksicherung	2653,65
4	24.01.2018	BGA 3	Deckelverschraubung	8,94
4	24.01.2018	BGA 3	Deckelverschraubung	8,10
5	26.02.2018	BGA 4	Messstutzen	9,37
5	26.02.2018	BGA 4	Bullauge	69,32
9	16.05.2018	BGA 1	Übergang Fütterung zu Fermenter	231,67
9	16.05.2018	BGA 2	Übergang Foliendach zu Fermenter	206,49
9	16.05.2018	BGA 2	Übergang Foliendach zu Fermenter	129,30
11	23.05.2018	BGA 5	Übergang Foliendach zu Fermenter	51,64
11	23.05.2018	BGA 5	Übergang Foliendach zu Fermenter	50,48
12	23.05.2018	BGA 4	Seildurchführung	262,25
12	23.05.2018	BGA 4	Seildurchführung	299,26
13	11.06.2018	BGA 1	Übergang Fütterung zu Fermenter	166,58
14	12.06.2018	BGA 6	Mischbehälterabdeckung	679,05
14	12.06.2018	BGA 6	Mischbehälterabdeckung	485,56
15	23.07.2018	BGA 3	Öffnung Garagenfermenter	493,95
16	24.07.2018	BGA 5	Leitungsdurchführung	488,05
16	24.07.2018	BGA 5	Kabeldurchführung	73,86
17	24.07.2018	BGA 4	Seildurchführung	157,38
17	24.07.2018	BGA 4	Seildurchführung	82,59
17	24.07.2018	BGA 4	Seildurchführung	174,22
18	20.08.2018	BGA 2	Übergang Foliendach zu Fermenter	164,89
18	20.08.2018	BGA 2	Übergang Foliendach zu Fermenter	190,95

### 3.4 Datenselektion

Wie anhand der Ergebnisse in Abschnitt 3.2 deutlich wird, können bei Messungen im Freifeld aufgrund der vorhandenen Einflussgrößen die einzelnen Sensordaten nicht direkt mit dem Messmodell fusioniert werden, ohne bei dem geschätzten Methan-Normvolumen-Strom zu relativ großen Abweichungen zu führen. Gründe dafür können nicht erfüllte Randbedingungen oder Annahmen, die bspw. für die Verwendung des Messmodells erforderlich sind, sein. Mit dem Ziel, Messdaten für die Auswertung mit dem Messmodell auszuwählen, die zu einer verbesserten Schätzung des Methan-Normvolumen-Stroms führen, wurden Kriterien zur Datenselektion definiert. Wie schon in Abschnitt 3.1 angesprochen sollte eine erste Einschätzung der Messsituation durch die Inspektoren erfolgen, da unter widrigen Bedingungen (wenn bspw. das Gas nicht im Bild der Gaskamera zu sehen ist) auch durch Anwendung einer Datenselektion die Auswertergebnisse voraussichtlich nicht hinreichend verbessert werden können.

Die Selektionskriterien wurden zum einen logisch aus den Annahmen des Messmodells abgeleitet, zum anderen wurde versucht, mittels der Selektionskriterien Messsituationen zu kennzeichnen, welche zu vertrauenswürdigen Messwerten führen. Eine Übersicht der Datenselektionskriterien, bei deren Erfüllung die Daten verwendet und bei der Auswertung beachtet werden, ist in Tabelle 3.3 dargestellt:

Tabelle 3.3: Übersicht der verwendeten Datenselektionskriterien.

Selektionskriterium	Beschreibung
$C^* > 30 \text{ ppm}$	Schwellenwert der integralen Gaskonzentration.
$\sigma_{\text{Richtung}} < 40^\circ$	Maximale Standardabweichung der Strömungsrichtung im Auswertebereich pro Zeitschritt.
$\sigma_{\text{Verschiebung}} < 1$	Maximale relative Standardabweichung der Grauwertverschiebungen im Auswertebereich pro Zeitschritt bezogen auf den Mittelwert.
$\Delta v_{\text{rel}} < 0,5$	Maximale relative Änderung der mittleren Geschwindigkeit im Auswertebereich pro Zeitschritt.
$\Delta \phi < 45^\circ$	Maximale Änderung der mittleren Strömungsrichtung im Auswertebereich pro Zeitschritt.
$\Delta C^*_{\text{rel}} < 0,1$	Maximale relative Änderung der integralen Methankonzentration pro Zeitschritt.
$\Sigma_{\text{Gaspixel}} > 25$	Pixelanzahl im Auswertebereich, welche durch die Vorverarbeitung als Gas klassifiziert wurden.

Der Schwellenwert für die integrale Gaskonzentration wurde verwendet, um die Messwerte nur dann bei der Auswertung zu beachten, wenn diese höher ist als die atmosphärische Hintergrundkonzentration.

Für die Standardabweichung als Streuungsmaß der Strömungsrichtung im Auswertebereich wurde eine Grenze von  $40^\circ$  verwendet. Dieser Wert bezieht sich auf die Richtungsvariation der Verschiebungsvektoren der einzelnen Pixel im Auswertebereich. Die Annahme ist, dass eine höhere Standardabweichung auf ein Strömungsfeld ohne Vorzugsrichtung zurückzuführen ist und das Gas dann nicht ausschließlich in der Bildebene strömt oder aber verwirbelt wird. Solch eine Strömungssituation widerspricht der Modellannahme, dass das

Methan ausschließlich in der Bildebene durch den Messkegel des TDLAS-basierten Sensors strömt.

Als weiteres daran angelehntes Maß für die Streuung der Verschiebungsvektoren wurde die relative Standardabweichung der Verschiebungsvektoren im Auswertebereich verwendet. Streuen die Werte mehr als 100 % um den Mittelwert ist anzunehmen, dass die Strömung keine Vorzugsrichtung hat und zu fehlerhaften Messwerten sowohl der Gasgeschwindigkeit als auch der integralen Gaskonzentration führt.

Mit Schwellenwerten für die maximalen Änderungen von Gasgeschwindigkeit, Gasrichtung sowie integraler Gaskonzentration sollen Messwerte aussortiert werden, die aus Messsituationen resultieren, in denen die Gasströmung von kurzzeitigen Störungen wie bspw. Windböen beeinflusst wird. Letztlich wird zudem ein Mindestwert für die Anzahl der Pixel verwendet, in denen im Rahmen der Bildverarbeitung Gas erkannt wurde, um zu gewährleisten, dass ein ausreichend großer Teil des Auswertebereichs von 15 x 15 Pixeln eine sichtbare Gasbewegung enthält.

Die Ergebnisse der Auswertungen unter Anwendung der Datenselektion sind zwecks Vergleichs zusammen mit den Auswerteergebnissen ohne Datenselektion in Abbildung 3.4 zu sehen. Dabei wurde die Skalierung der vertikalen Achse auf maximale relative Abweichungen zwischen +2,5 und -1 begrenzt, um so den Großteil der Werte darzustellen ohne dass die Auflösung durch Ausreißer wie bei Datensatz 15 zu gering wird.

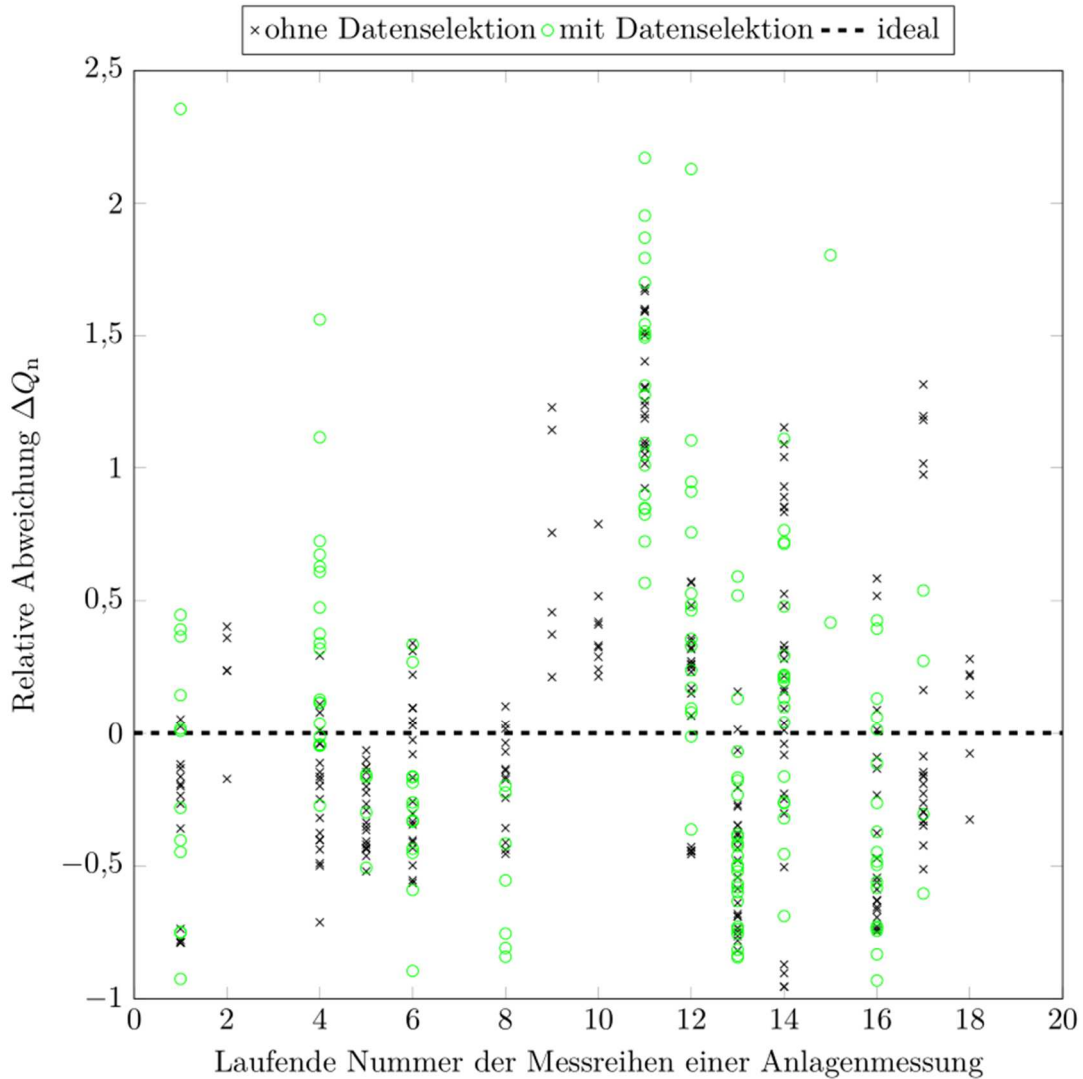


Abbildung 3.4: Auswertergebnisse der Anlagenmessungen mit und ohne Datenselektion

Wie man sehen kann, kommt es bei einigen Datensätzen, die ohne Datenselektion sehr hohe Abweichungen aufweisen, auch nach der Datenselektion zu relativ großen Abweichungen. Verhältnismäßig geringe Abweichungen zeigen sich bei den Datensätzen 2 sowie 4 bis 6, bei denen die relative Abweichung bis auf einzelne Ausreißer im Bereich von ca.  $\pm 50\%$  liegt.

Zum Teil wird durch die Datenselektion eine Verbesserung der Messwerte erreicht. Dennoch wird deutlich, dass die Umgebungsbedingungen einen starken Einfluss auf die Auswertbarkeit der Messdaten haben. Eine vollständig automatisierte Bewertung der Randbedingungen hinsichtlich der Verwertbarkeit der Messdaten durch die Datenselektion konnte im Rahmen des Projektes nicht erreicht werden. Dementsprechend ist es beim Einsatz des Messsystems bzw. der Messdatenerfassung wichtig, dass durch den Inspekteur die Messsituation eingeschätzt wird. Wie bei der Verwendung der einzelnen Sensoren als Handgeräte zur Leckage-Detektion muss basierend auf den vorherrschenden Wetterverhältnissen aber auch aufgrund der baulichen Situation etc. eingeschätzt werden, ob verwertbare Messdaten erfasst werden können. Es zeigen sich jedoch keine eindeutigen Abhängigkeiten zwischen der Abweichung des geschätzten Methan-Normvolumen-Stroms und den Umgebungsbedingungen, wie in Tabelle 3.1 angegeben.

### **3.5 Zusammenfassende Bewertung**

Im Rahmen des Vorhabens wurden Messungen in verschiedenen Biogasanlagen durchgeführt. Es zeigte sich, dass die Auswertbarkeit der Daten stark von der Messsituation abhängt. Werden Messdaten ohne Einschränkung erfasst und die entwickelten Auswertungsschritte auf die Daten angewendet, kommt es abhängig von der Messsituation und der entsprechenden Datenqualität zu großen Abweichungen des bestimmten Methan-Normvolumen-Stroms vom tatsächlichen Wert. Mit dem Ziel einer Klassifizierung der Daten hinsichtlich der Auswertbarkeit wurden Selektionskriterien hergeleitet. Zwar führt die Anwendung der Datenselektion zu einer Verringerung der Abweichungen des geschätzten Methan-Normvolumen-Stroms - dennoch hängen die Messergebnisse stark von der Messsituation und den Umgebungsbedingungen ab. Eine Bewertung und Selektion der Daten, die allgemeingültig ist und dadurch im Falle der Nutzbarkeit der Daten zu einem Messergebnis mit geringer Abweichung führt, ist so derzeit nicht möglich.

## **4 Anlagenbewertung**

Im Rahmen dieser Untersuchungen wurden fünf verschiedene Anlagen in unterschiedlicher Bauausführung auf vorhandene Leckagen untersucht. Die einzelnen Leckagen wurden erfasst und mit dem entwickelten Verfahren nach Möglichkeit quantifiziert. Da es sich bei den vorhandenen Leckagen um reale Leckagen handelt und eine Referenzmessung dieser technisch nicht möglich ist, kann die Menge des ausgetretenen Methans nur jeweils unter Berücksichtigung der vorliegenden Messungenauigkeit angegeben werden. Jedoch dient allein die Größenordnung der gemessenen Leckagen schon als wichtiger Hinweis für die Einordnung der Klimarelevanz von eventuellen Gas-Undichtigkeiten bei Biogasanlagen.

### **4.1 Emissionspotenzial und CH<sub>4</sub>-Fußabdruck verschiedener Anlagentypen**

#### **4.1.1 Untersuchte Anlagen und beobachtete Leckagen**

Biogasanlagen bestehen in der Regel aus mehreren Behältern: einem oder mehreren Fermentern, Nachgärern sowie Endlagern. Jeder Behälter kann in seiner Bauweise sehr verschieden sein. Zum Beispiel gibt es bei den Abdeckungen einfache Folienhauben, zusätzliche Tragluftdächer oder massive Betondecken. Die Behälter selber können aus Beton, verkleidetem Beton oder Stahl sein. Gasspeicher finden sich entweder integriert in den Behältern oder als externe Blasen. Im Rahmen dieser Studie wurde versucht einzuschätzen, ob das Emissionspotenzial einer Anlage zu bestimmen und ob die Menge und Größe von auftretenden Leckagen abhängig von der Bauweise der Biogasanlage ist. So stellen z. B. die Abdichtungen von Foliendächern eine größere Schwachstelle für Undichtigkeiten dar als solche mit soliden Schweißnähten bei Stahlbehältern oder festen Betondecken.

Es muss jedoch betont werden, dass diese Studie keinerlei Anspruch auf Vollständigkeit erhebt und eine kleine Stichprobe darstellt. Somit kann nur eine eventuelle Tendenz ermittelt, jedoch keinerlei Bauempfehlung gegeben werden. Die Anlagen, welche in dieser Studie untersucht wurden, stellten eine gewisse Bandbreite der in der Praxis üblichen Anlagentypen dar. Eine Übersicht gibt Tabelle 4.1.

Tabelle 4.1: Übersicht der Biogasanlagen, die im Rahmen des Teilvorhabens untersucht wurden.

		BGA 1	BGA 2	BGA 3	BGA 4	BGA 5	BGA 6
Fermenter	Behälter	Beton	Beton	Garagenfermenter	Stahl	Beton	Beton
	Dach	Beton	Tragluft	-	Stahl	Biolene	Tragluft
Nachgärer	Behälter	Beton	Beton	-	Beton	Beton	Beton
	Dach	Beton	Tragluft	-	Tragluft	Biolene	Tragluft
Endlager	Behälter	Beton	Beton	externe Gasblase	Beton	Beton	Beton
	Dach	Beton	Tragluft	-	Tragluft	Biolene	Tragluft
Anlagengröße		500 kW	190 kW	630 kW	550 kW	550 kW	750 kW
Jahr Inbetriebnahme		2011	2006	2011	2011	2007	2010

Zur Beurteilung der Leckage-Anfälligkeit bestimmter Bauarten muss zunächst eine Betrachtung der Leckagearten vorgenommen werden, da es im Grunde genommen zwei Formen der Leckagen gibt: wartungs- oder konstruktionsbedingte. Letztere hängen mit der Bauform zusammen und sind schwierig präventiv zu vermeiden. Wartungsbedingte Leckagen hängen jedoch vom Betriebszustand und der Pflege einer Anlage ab. Hierzu zählen insbesondere Seildurchführungen in den Behälterwänden oder Dichtungen von Rührwerken etc. Tabelle 4.2 zeigt die Orte für die Leckagen bei den untersuchten Anlagen beobachtet wurden.

Tabelle 4.2: Übersicht der Leckage-Orte bei den inspizierten Biogasanlagen.

wartungsbedingt	konstruktionsbedingt
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Durchlässe in Behälterwänden (Seilzüge, Instrumentierung)</li> <li>- Dichtungen von Rührwerken (Wassertassen, Gummidichtungen)</li> <li>- defekte Dichtungen von Luken und Fenstern</li> <li>- offene Überdrucksicherungen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- defekte Dichtung Übergang Folie/Fermenter</li> <li>- Durchlässe in Fermenterwand (Rührwerke, Substratschnecken)</li> <li>- offene Güllelager</li> </ul>

Grundsätzlich konnte beobachtet werden, dass die Dichtungen entlang von Tragluftdächern eine Schwachstelle darstellen. Besonders durch witterungsbedingte Schäden wie z. B. Frost können Leckagen entstehen. Hervorzuheben ist, dass unabhängig von der Bauweise, wartungsbedingte Leckagen an nahezu allen Anlagen beobachtet wurden. In der Regel handelte es sich aber um Undichtigkeiten, welche zügig behoben werden konnten. Bei einer Anlage wurde einmalig eine sehr kleine Leckage ( $<0,01 \text{ m}^3/\text{h}$ ) gefunden. Hierbei handelt es sich um eine Anlage mit acht „Garagenfermentern“. Die Leckage wurde an einem nicht dicht geschlossenen Schachtdeckel beobachtet. Nach Anziehen der lose sitzenden Schrauben konnte die Leckage umgehend behoben werden.

### 4.1.2 CH<sub>4</sub>-Fußabdruck

Der CH<sub>4</sub>-Fußabdruck einer Anlage ist nur individuell zu bestimmen. Um einen Vergleich einzelner Anlagen und das Ausmaß von eventuellen Leckagen darstellen zu können, müssen potenzielle Methanemissionen aus Leckagen in CO<sub>2</sub>-Äquivalente (CO<sub>2</sub>-e) Emission pro produzierter kWh umgerechnet werden. Da Methan ein ca. 25-fach bis 85-fach höheres Treibhauspotenzial hat als Kohlenstoffdioxid (je nach betrachtetem Zeithorizont) [6], wird dies als Faktor angesetzt. Die Landwirtschaftskammer Niedersachsen hat umfassende Berechnungen zum CO<sub>2</sub>-Fußabdruck von Biogasanlagen angestellt (vgl. Abbildung 4.1). Da diese detaillierten Berechnungen den Rahmen des hier beschriebenen Projektes überstiegen hätten, wird in diesem Bericht auf die Zahlen der Landwirtschaftskammer zurückgegriffen und die hier durchgeführten Messungen werden dazu in Relation gesetzt.

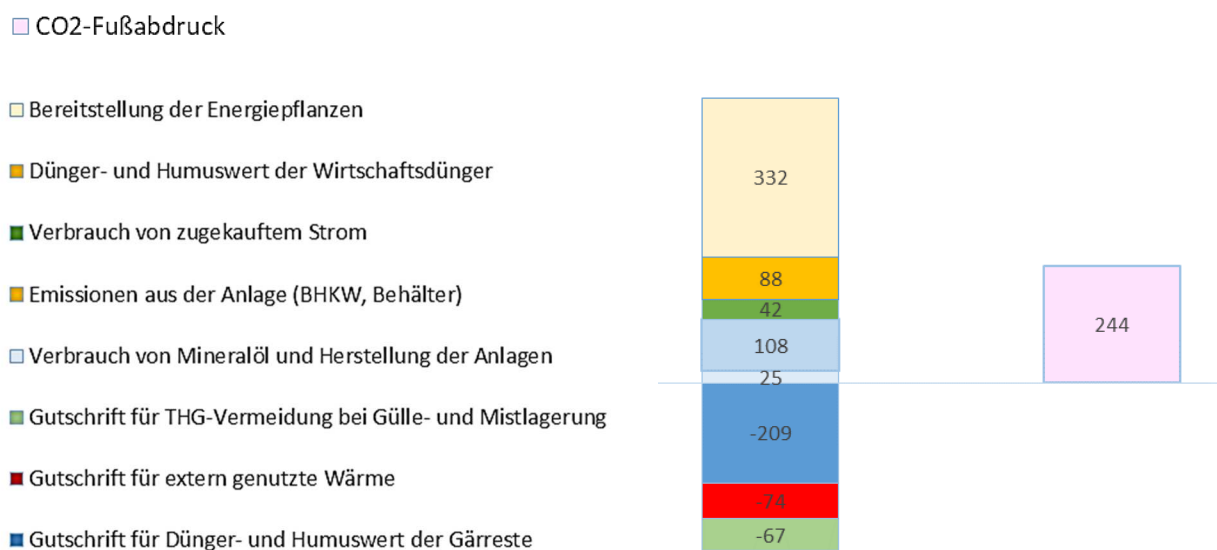


Abbildung 4.1: Ergebnisse der Klimabilanz von 1599 niedersächsischen Biogasanlagen in 2015 in g CO<sub>2</sub>e/kWh [1]

Der mittlere CO<sub>2</sub>-Fußabdruck für Biogasanlagen in Niedersachsen wird von der Landwirtschaftskammer mit 244 g CO<sub>2</sub>-e/kWh angegeben. Im Vergleich dazu verursachen Braunkohlekraftwerke mit ca. 1 000 g CO<sub>2</sub>-e/kWh viermal so viel Treibhausgasemissionen und der Strommix aus Kohle-, Gas- und Atomkraft mit ca. 750 g CO<sub>2</sub>-e/kWh etwa dreimal so viel.

Damit Biogasanlagen weiterhin einen Beitrag zum Klimaschutz leisten können, darf die Differenz zwischen den Emissionsmengen zu der konventionellen Stromerzeugung nicht durch Leckagen überschritten werden. In Tabelle 4.3 werden die in dieser Studie ermittelten Leckagen in Relation zu der angegeben Leistung der Anlage gebracht. Dies soll zeigen, ob die einzelnen Leckagen bei theoretisch dauerhafter Freisetzung von Biogas die Schwelle von ca. 500 g CO<sub>2</sub>-e/kWh (Differenz zum Fußabdruck des Strommixes) nicht überschreiten. Für die theoretische Abschätzung des prozentualen Anteils der jährlichen Gasproduktion wurden 8 000 h Vollastbetrieb pro Jahr angesetzt.



Tabelle 4.3: Übersicht der gemessenen realen Leckagen.

	BGA 1	BGA 2	BGA 3	BGA 4	BGA 5	BGA 6
Anlagengröße	500 kW	190 kW	630 kW	550 kW	550 kW	750 kW
mittlere gemessenen Leckagen Biogas	0,3 m <sup>3</sup> /h	0,7 m <sup>3</sup> /h	<0,01 m <sup>3</sup> /h	1,0 m <sup>3</sup> /h	1,3 m <sup>3</sup> /h	2,2 m <sup>3</sup> /h
Ort der Leckage	Durchführung Substratfütterung	Dichtung Foliendach	Schachtdeckel	Seildurchführungen	Kabel- u. Seildurchführungen	offener Vormischbehälter
g CO <sub>2e</sub> /kWh	6	33	0,2	17	23	28
theoretischer Anteil d. Leckage an d. ges. Gasproduktion	0,1 %	0,7 %	0,07%	0,3 %	0,4 %	0,7 %

Die Messungen ergaben Größenordnungen des Verlusts durch die erfassten Leckagen von unter 1 % der gesamten Gasmenge bzw. Werte von deutlich unter 500 g CO<sub>2-e</sub>/kWh. Auch wenn die Messungen noch eine deutliche Messungenauigkeit aufweisen und die realen Leckagen teilweise räumlich nicht komplett erfasst werden, liegen sie in einem Bereich, der die Stromproduktion durch Biogasanlagen trotz diverser Leckagen noch klimafreundlicher sein lässt als die konventionelle Stromgewinnung durch Kohle-, Gas- und Atomkraft.

Bei einer einzelnen Messung wurden bei der BGA 2 Methanverluste aus einer für Versuchszwecke offen gelassenen Überdrucksicherung quantifiziert. Diese lagen bei ca. 5 m<sup>3</sup>/h Biogas. Bei einer Anlage dieser Größe (190 kW) handelt es sich um einen mengenbezogenen Verlust von ca. 6 % der gesamten Gasmenge und somit ca. 250 g CO<sub>2-e</sub>/kWh. Bezogen auf den Klimaschutz befände sich die Leckage dieser Anlage also schon in einem nahezu kritischen Bereich. Daher soll an dieser Stelle auf die Notwendigkeit einer Gasfackel hingewiesen werden, um Emissionen dieser Größenordnungen zu vermeiden.

## 4.2 Berechnung ökonomischer Verluste

Um die ökonomischen Verluste, welche dem Anlagenbetreiber durch eventuelle Leckagen entstehen, berechnen zu können, wurde im Rahmen dieser Untersuchungen ein spezielles Kalkulationstool entwickelt. Dieses Tool verfolgt zwei verschiedene Ansätze, um die Verluste zu berechnen. Zum einen von der Seite der Einnahmen her, also welcher konkrete Gewinnverlust durch nicht eingespeistes Gas entsteht. Zum anderen im Hinblick auf die Ausgaben, also den Mehraufwand an Substrat, welches benötigt wird, um das Blockheizkraftwerk (BHKW) mit voller Leistung betreiben zu können.

### 4.2.1 Berechnung auf Einnahmenbasis

Das in einer Biogasanlage produzierte Gas wird in der Regel vor Ort in einem BHKW zu Strom umgesetzt, welcher wiederum in das Stromnetz eingespeist und dem Anlagenbetreiber von den lokalen Netzbetreibern vergütet wird. Verliert die Anlage durch eine Leckage Biogas, kann dieses nicht im BHKW verstromt werden und führt somit unmittelbar zu Einnahmeverlusten. Für eine Berechnung dieser Verluste müssen folgende Anlagenparameter in die Berechnung mit einbezogen werden:

- elektrischer Wirkungsgrad des BHKW (%)
- Wärmekennzahl
- Wärmenutzungsgrad (%)
- Vergütung für produzierte Wärme (Cent/kWh)
- Vergütung für produzierten Strom (Cent/kWh)

Der finanzielle Verlust durch nicht verstromtes Biogas, welches aus einer Leckage ausgetreten ist, wird wie folgt berechnet:

$$M_{\text{CH}_4} \cdot HW_{\text{CH}_4} = FWE \quad (4.1)$$

Wobei  $M_{\text{CH}_4}$  der Verlust an Methan durch eine gemessene Leckage in  $\text{m}^3$ ,  $HW_{\text{CH}_4}$  der Heizwert von Methan in  $\text{kWh}/\text{m}^3$  und  $FWE$  die Feuerungswärmeenergie in kWh ist.

$$FWE \cdot WG_{\text{BHKW}} = E_{\text{el}} \quad (4.2)$$

Wobei  $WG_{\text{BHKW}}$  der elektrische Wirkungsgrad des BHKWs in % und  $E_{\text{el}}$  die theoretisch produzierte elektrische Energie in kWh ist.

$$\frac{E_{\text{el}} \cdot WNG}{WKZ} = E_w \quad (4.3)$$

Wobei  $WNG$  der Wärmenutzungsgrad in % und  $WKZ$  die Wärmekennzahl ist.

$$\frac{E_{\text{el}} \cdot VG_s + E_w \cdot VG_w}{100} \cdot 24 \cdot 365 = VG_{\text{ges}} \quad (4.4)$$

Wobei  $VG_s$  die theoretische Vergütung für erzeugten Strom in Cent/kWh,  $VG_w$  die theoretische Vergütung für produzierte Wärme in Cent/kWh und  $VG_{\text{ges}}$  die theoretische Vergütung für ein gesamtes Jahr in € ist.  $VG_{\text{ges}}$  ist somit der jährliche finanzielle Verlust, der durch eine ermittelte Leckage entsteht, wenn diese nicht behoben wird. Eine Kompensation des durch eine Leckage verlorenen Biogases und somit eine Auslastung des BHKWs wird in der Regel durch einen Mehraufwand an Substrat und somit produziertem Biogas erreicht. Deshalb wird im folgenden Abschnitt der finanzielle Verlust auf Ausgabenbasis berechnet.

#### 4.2.2 Berechnung auf Ausgabenbasis

In der Regel wird eine Biogasanlage unter voller Auslastung betrieben. Dies bedeutet, dass der Motor zu annähernd 100 % ausgelastet werden soll, was wiederum bedeutet, dass so viel Biogas produziert werden soll, wie im BHKW maximal verstromt werden kann. Geht Gas durch eine Leckage verloren muss der Anlage entsprechend mehr Substrat zugeführt werden, um mehr Biogas zu produzieren und somit den Verlust zu kompensieren. Für eine Berechnung der erhöhten Ausgaben durch mehr eingebrachtes Substrat werden folgende Anlagenparameter in die Berechnung mit einbezogen:

- Anteil der einzelnen Komponenten an der gesamten Substratmischung (%)
- Trockenmasse (%)
- organische Trockenmasse (%)
- Biogasertrag der einzelnen Komponenten, geschätzt nach Angaben des Kuratoriums für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL) ( $\text{l}_n/\text{kg oTM}$ )
- Biogasausbeute, geschätzt nach Angaben der KTBL ( $\text{m}^3/\text{kg FM}$ )
- anfallende Kosten für die einzelnen Komponenten (Cent/t FM)

Der finanzielle Verlust durch den Mehreinsatz von Substrat, um aus einer Leckage ausgetretenes Biogas zu kompensieren, wird wie folgt berechnet:

$$TM^x \cdot oTM^x \cdot ME_{CH_4}^x = AB_{CH_4}^x \quad (4.5)$$

Wobei  $TM^x$  die Trockenmasse des einzelnen Substrats  $x$  in %,  $oTM^x$  die anteilige organische Trockenmasse des Substrats  $x$  in %,  $ME_{CH_4}^x$  der Methanertrag des Substrats  $x$  in  $l_n/kg$   $oTM$  und  $AB_{CH_4}^x$  die Methanausbeute in  $l_n/kg$   $FM$  ist.

Da eine exakte Untersuchung der individuell eingesetzten Substrate auf ihre vorliegenden stofflichen Eigenschaften hin aus logistischen und finanziellen Gründen nicht möglich und auch nicht sinnvoll ist, wird im Rahmen dieser Berechnung auf Basis-Daten zurückgegriffen, die eine gute Annäherung an die Gegebenheiten ermöglichen.

Bei den vorliegenden Basiswerten, welche für die Berechnung der einzelnen Methanausbeuten herangezogen werden, handelt es sich lediglich um Richtwerte aus den „Faustzahlen Biogas“ [23]. In der Praxis werden die Biogasausbeuten durch verfahrenstechnische Parameter sowie durch die Anlagentechnik erheblich beeinflusst. Die Einsatzstoffe unterliegen in der Regel Qualitätsschwankungen, welche sich auf die Stoffdaten und Gaserträge auswirken. Die Biogas- und Methanerträge können aus diesen Gründen in der Praxis von den als Mittelwert betrachteten Daten abweichen. Bei den verwendeten Richtwerten handelt es sich um Angaben aus Laboruntersuchungen.

$$\sum_i^n (AB_{CH_4,i}^x \cdot FM_i^x) = AB_{CH_4}^{gesamt} \quad (4.6)$$

Wobei  $FM^x$  der prozentuale Anteil des Substrats an der Gesamtmischung in % und  $AB_{CH_4}^{gesamt}$  die Methanausbeute der gesamten Mischung pro  $kg$   $FM$  in  $l_n$  ist.

$$\frac{M_{CH_4} \cdot 1000}{AB_{CH_4}^{gesamt}} = FM^{mehr} \quad (4.7)$$

Wobei  $FM^{mehr}$  der gesamte Mehraufwand an Substrat aufgrund des Biogasverlusts pro  $h$  ist.

$$K^x \cdot FM^{mehr} \cdot 24 \cdot 365 = K^{gesamt} \quad (4.8)$$

Wobei  $K^x$  die Kosten des Substrats pro  $t$  und  $K^{gesamt}$  die gesamten Kosten für  $FM^{mehr}$  sind. Die Berechnung des Mehrkostenaufwands zur Kompensation auf Basis der Ausgaben ist die realistischere Herangehensweise und verdeutlicht dem Anlagenbetreiber zudem unmittelbar die finanziellen Einbußen bei Nichtbeheben einer Gasleckage.

### 4.2.3 Beispielrechnungen

Für vier Anlagen wurde versucht, die durch die Gasverluste entstandenen Kosten beispielhaft darzustellen. Zu Grunde gelegt wurden die in Tabelle 4.4 aufgeführten Angaben der Betreiber.

Tabelle 4.4: Übersicht der Anlagendaten für die beispielhaften Berechnungen der Kosten aufgrund von Gasverlusten.

	BGA 1	BGA 2	BGA 5	BGA 6
Mittlere Konzentration CH <sub>4</sub> (Vol.-%)	50,5	51	52	54
elektr. Wirkungsgrad (%)	39	39	42	42
Wärme Kennzahl	0,97	0,88	0,90	1,00
Wärmenutzungsgrad (%)	60	44,3	100	42,2
Preis Wärme (cent/kWh)	3,2	2	2	4
Preis Strom (cent/kWh)	23	22	20	22
<u>Wirtschaftsdünger</u>				
Rindergülle	8 €/t (2 %)	4,5 €/t (42 %)	0 €/t (35 %)	4 €/t (20 %)
Schweinegülle	8 €/t (36 %)			
Pferdemist	8 €/t (5 %)			
Rindermist	8 €/t (10 %)	7,4 €/t (12 %)	0 €/t (10 %)	8 €/t (20 %)
<u>Nawaro</u>				
Mais-Silage	30 €/t (35 %)	38,7 €/t (41 %)	32 €/t (25 %)	35 €/t (50 %)
Gras-Silage	22 €/t (5 %)	27,7 €/t (5 %)	26 €/t (15 %)	20 €/t (10 %)
Getreide-GPS	20 €/t (1 %)		34 €/t (15 %)	
Zuckerrüben-Silage	26 €/t (6 %)			
gemessene Leckage Biogas	0,3 m <sup>3</sup> /h	0,7 m <sup>3</sup> /h	1,3 m <sup>3</sup> /h	2,2 m <sup>3</sup> /h
Referenz-Leckage Biogas	0,5 m <sup>3</sup> /h	0,5 m <sup>3</sup> /h	0,5 m <sup>3</sup> /h	0,5 m <sup>3</sup> /h
Jährliche Verluste Einnahmen	ca. 1.350 €	ca. 2.700 €	ca. 6.000 €	ca. 11.800 €
theoretische Verluste Einnahmen	ca. 2.150 €	ca. 2000 €	ca. 2.300 €	ca. 2.740 €
Jährliche Verluste Ausgaben	ca. 380 €	ca. 970 €	ca. 1.600 €	ca. 2.700 €
theoretische Verluste Ausgaben	ca. 630 €	ca. 700 €	ca. 610 €	ca. 640 €

Die grau unterlegten, theoretischen Verluste beziehen sich als Referenz auf eine angenommene Leckage von 0,5 m<sup>3</sup> Biogas pro Stunde. Da die einzelnen Anlagen unterschiedliche Kosten bezüglich der verschiedenen Substrate aufweisen und auch unterschiedliche Vergütungen für Strom und Wärme erhalten, dient die Referenz zur besseren Vergleichbarkeit. Der jährlichen Gewinnverlust bei einer theoretischen Leckage von 0,5 m<sup>3</sup> Biogas befindet sich in diesen Beispielen in einem Bereich von 2 000 bis 2 740 €. Die Verluste auf Ausgabenbasis liegen zwischen 610 und 700 €.

### 4.3 Pilotprojekt: Felderprobung durch Gasspürer

Zur praxistauglichen Beurteilung des Messsystems wurde es von einem erfahrenen Gasspürer der Firma Sewerin im Praxisversuch getestet (vgl. Abbildung 4.2).



Abbildung 4.2: Erprobung des Messsystems unter Praxisbedingungen durch einen Gasspürer.

Bewertet wurde hinsichtlich der praktischen Einsetzbarkeit um Verbesserungspotenziale abzuleiten.

Positiv bewertet wurden:

- Ein leichter und schneller Aufbau.
- Die Bedienung ist für Fachpersonal nach kurzer Einführung unkompliziert möglich.
- Die Nutzung der Sensoren als Handgeräte ist problemlos möglich, bevor diese im Gesamtmesssystem zur Quantifizierung eingesetzt werden.
- Eine flexible Positionierung des Messsystems in den verschiedenen Bereichen von Biogasanlagen ist möglich.

Als Verbesserungspotenziale wurden genannt:

- Weitere Einstellungsmöglichkeiten auf der Benutzeroberfläche (bspw. Einstellung der Aufnahmezeit ermöglichen).
- "Zoom" bzw. vergrößerte Darstellung im Gaskamerabild der Benutzeroberfläche, um eine leichtere Ausrichtung des Messsystems zu ermöglichen.
- Optimierung der Auswertung (Echtzeitfähigkeit), um vor Ort bereits erste Aussagen über den ermittelten Leckmassenstrom zu treffen.

## 4.4 Prüf- und Wartungskonzept für Anlagen

Die Prüfung von Biogasanlagen durch die Fachkräfte der Firma Sewerin erfolgt unter Berücksichtigung des DVGW<sup>‡</sup> Regelwerks, insbesondere den technische Regeln im Arbeitsblatt DVGW G 614-2 (A) Oktober 2014 „*Freiverlegte Gasleitungen auf Werksgelände hinter der Übergabestelle; Betrieb und Instandhaltung*“ sowie DVGW G 465-1 (A) Mai 2019 „*Überprüfung von Gasrohrnetzen mit einem Betriebsdruck bis 16 bar*“ für erdverlegte Leitungen.

Neben der Feststellung von Leckagen werden auch bauliche Mängel bzw. Verschleiß durch Witterung dokumentiert.

Im Folgenden wird der derzeitige Prüfablauf skizziert und die möglichen Anwendungen der entwickelten fernmesstechnischen Quantifizierungsmethode beleuchtet.

### 1) **Vorbesprechung und Prüfplanung**

Der Umfang der Prüfarbeiten wird mit dem Anlagenbetreiber definiert, wobei die konstruktiven Eigenschaften der Anlage, wie Anlagentyp, Anzahl der Behälter (Fermenter, Gasspeicher oder Gärrestelager) und deren Dimensionen betrachtet werden. Weiterhin werden bekannte Schwachpunkte aus vorangegangenen Prüfungen aufgelistet sowie die Lage der vorhandenen erdverlegten Leitungen unter Berücksichtigung des Planwerks bestimmt. Aus der Vorbesprechung erstellt der Gasspürer den Prüfplan sowie die Aufstellung der benötigten Gerätschaften (Verwendung von Teleskopstangen oder Arbeitsbühnen). Hierbei sind insbesondere Informationen über die Behälterhöhen sowie das Vorhandensein von begehbaren Leitern und Stegen notwendig.

### 2) **Prüfung Fermenter/Gasspeicher/Gärrestelager**

Es werden nacheinander die vorhandenen Behälter inklusive der Dächer geprüft, wobei insbesondere die Übergänge von der Behälterwand zu den Dachmembranen, die Durchführungen von Rührwerken oder die Bullaugen bekannte Schwachstellen darstellen. Die konventionelle Technik unter Verwendung von Gasspür-, Gaswarn-, Gaskonzentrationsmessgeräten (z.B. Ex-Tec PM4 oder Ex-Tec HS-680 mit Teleskopstange, Fa. Sewerin) erfordert den Einsatz von Teleskopstangen oder Arbeitsbühnen (bei großen Höhen über 6 m). Dennoch sind Behälerteile unter Umständen nicht zugänglich. Hier stellt das neue Messsystem, basierend auf Infrarotspektroskopie und Bildverarbeitung, eine gute Alternative zur herkömmlichen Methode dar. Die Prüfung der Behälter kann vom Boden aus erfolgen und zudem können vorhandene Leckagen direkt quantifiziert und die Notwendigkeit einer Instandsetzung auf Basis von Gas- bzw. Ertragsverlusten angegeben werden. Zur Prüfung der Dachmembranen wird weiterhin die CH<sub>4</sub>-Konzentration in der Abluft des Gebläses untersucht. Auch hier lässt sich die Quantifizierungsmethode einsetzen, um die Ausprägung der Leckage zu bewerten.

### 3) **Prüfung Blockheizkraftwerk**

Es werden alle (frei-)verlegten Leitungen zum Verdichter sowie die Leitungen zur Fackel geprüft. Hierbei sind verschraubte Leitungen bekannte Schwachstellen. Auch hier lässt sich das optische Messsystem einsetzen, um schlecht erreichbare Stellen zu untersuchen sowie eventuell vorhandene Leckagen bewerten zu können.

### 4) **Prüfung erdverlegter Leitungen**

Im Anschluss werden erdverlegte Leitungen geprüft. Die konventionelle Technik sieht hier den Einsatz von Teppichsonden vor. Die Eignung von optischen Instrumenten zur Prüfung von erdverlegten Leitungen gilt es noch zu prüfen. Jedoch lassen sich oberirdisch verlegte Übergangspunkte mit dem optischen Fernmesssystem erfassen.

---

<sup>‡</sup> DVGW: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V. – technisch-wissenschaftlicher Verein.

#### 5) Erstellung von Prüfprotokoll und –bericht

Abschließend wird vor Ort ein Prüfprotokoll über die durchgeführten Prüfungen erstellt, sowie ggf. die gefundenen Mängel aufgelistet und dem Betreiber ausgehändigt. Im Anschluss erhält der Anlagenbetreiber von der Geschäftsstelle der Fa. Sewerin einen offiziellen Prüfbericht, womit die Prüfung abgeschlossen ist.

Parallel zum DVGW-Regelwerk gilt die kürzlich erschienene „*Technische Regel für Anlagensicherheit - Sicherheitstechnische Anforderungen an Biogasanlagen (TRAS 120, 2019)*“.

Darin wird Folgendes gefordert:

- *Eine wiederkehrende „Prüfung auf Leckagen mittels eines geeigneten, methan-sensitiven, optischen Verfahrens ist jeweils nach Ablauf von drei Jahren zwischen den Dichtheitsprüfungen durchzuführen“ (aus Kapitel 2.6.4 Prüfung und Instandhaltung).*
- *„Bestehende einschalige Membransysteme müssen täglich auf mechanische Beschädigungen kontrolliert, mindestens wöchentlich an relevanten Stellen wie z. B. dem Behälteranschluss und Revisionsöffnungen der Membrane mit Hilfe von transportablen Gasspürgeräten und mindestens halbjährlich mit Hilfe von methan-sensitiven optischen Verfahren (Gaskamera) auf Leckagen geprüft werden. Das Ergebnis der Prüfung ist gemäß Kapitel 2.6.4 Absatz 1 zu dokumentieren.“ (aus Kapitel 3.5 Membransysteme, Gasspeicher)*

Mit dem neuentwickelten Verfahren lassen sich diese Anforderungen erfüllen und darüber hinaus noch eine wirtschaftliche Bewertung der Leckagen durchführen.

## 4.5 Zusammenfassende Bewertung

Die Ermittlung der Emissionspotenziale und die Abschätzung des CH<sub>4</sub>-Fußabdrucks der Beispielanlagen haben gezeigt, dass es baulich bedingte Schwachstellen, wie z. B. die Dichtung entlang von Tragluftdächern an Anlagen gibt. Allerdings handelte es sich bei den untersuchten Anlagen größtenteils um wartungsbedingte Leckagen, welche durch eine gewissenhafte Führung der Anlagen zum Großteil schnell zu beheben bzw. im Vorhinein zu vermeiden sind. Diese wartungsbedingten Leckagen sind unabhängig von der Bauart der Biogasanlage und stehen in direktem Zusammenhang mit der regelmäßigen Kontrolle aller bekannten Schwachstellen wie sämtlicher Durchführungen durch die Behälterwände, und der umgehenden Behebung von eventuell gefundenen Leckagen.

Die in diesem Projekt ermittelten Leckagen befanden sich in Größenordnungen, welche die Stromproduktion durch Biogasanlagen nach wie vor klimafreundlicher darstellt, als die Stromproduktion mittels Gas-, Kohle- oder Atomkraft. Zusätzliche Anforderungen entstehen durch die Flexibilisierung der Verstromung. Hier muss ein angemessener und vorausdenkender Umgang mit den Anlagen voraus gesetzt werden, welcher zeitlich begrenzte große Methanverluste, wie durch offene Überdruckventile verursacht, vermeidet. Eine Flexibilisierung der Verstromung und entsprechend große Gasspeicher können hier zur Vermeidung von Verlusten dieser „Spitzen“ beitragen.

Die wirtschaftliche Berechnung der Gasverluste zeigt zusätzlich, dass der wirtschaftliche Schaden besonders groß ist, wenn über die Gewinnseite kalkuliert wird. Die reinen Mehrkosten des zusätzlich eingesetzten Substrats sind deutlich geringer als die Einnahmeverluste durch nicht verstromtes Gas. Auch hier zeigt sich, dass eine Flexibilisierung der Verstromung von Biogas die Betreiber deutlich stärker motivieren kann, die Anlage möglichst gasdicht zu betreiben.

## 5 Abschließende Bewertung

Im Rahmen des Projektes konnte das bestehende Messsystem verbessert werden, indem die Datenverarbeitungsschritte optimiert und die Sensorik kalibriert sowie charakterisiert wurde. Die relative Messunsicherheit bezüglich der Bestimmung des Methan-Normvolumen-Stroms konnte anhand der Messunsicherheiten der Einzelmessgrößen bestimmt werden und liegt bei  $U_{rel,Q_n} = 0,4565$ . Dieser Wert ist zwar im messtechnischen Kontext kritisch zu sehen, da er verhältnismäßig groß ist. Im Kontext der fernmesstechnischen Quantifizierung von Gasemissionen ist aber zu bedenken, dass es zum einen aufgrund der turbulenten Gasströmung zu Schwankungen der Gaskonzentration sowie der Gasgeschwindigkeit kommt. Diese Schwankungen fließen in die empirische Standardabweichung der Messwerte ein, welche zur Abschätzung der Messunsicherheit verwendet wurde. Zum anderen ist zu beachten, dass bei ähnlichen Messsystemen, die zur Quantifizierung von Gasemissionen eingesetzt werden, keine Angaben über die Messunsicherheit verfügbar sind. Dennoch sollte im Rahmen einer möglichen Produktentwicklung die Reduzierung der Messunsicherheit angestrebt werden.

Die durchgeführten Messungen in Biogasanlagen zeigen, dass es eine Vielzahl von Einflussfaktoren gibt. Ein definierter Zusammenhang zwischen einzelnen Störgrößen und der Abweichung bei der Schätzung des Methan-Normvolumen-Stroms konnte jedoch nicht bestimmt werden. Auch durch die Selektion der Messdaten anhand logisch abgeleiteter Kriterien konnte keine allgemeine Verbesserung der Auswerteergebnisse erreicht werden. Kritisch für die Schätzung der Gasgeschwindigkeit ist beispielsweise die Sichtbarkeit des Gases in den Bildern der Gaskamera. Zwar hängt die Sichtbarkeit von der Gaskonzentration sowie dem Temperaturkontrast zwischen Gas und Hintergrund ab. Anhand der Umgebungstemperatur lässt sich aber nicht abschätzen, ob das Gas gut sichtbar ist. Vielmehr muss eine Einschätzung der Umgebungsbedingungen und der Messsituation durch die Inspektoren erfolgen, wie es auch beim Einsatz der verwendeten Sensoren als Handgeräte erfolgt.

Die Tests zur Erfassung von linienförmigen oder flächigen Leckagen zeigten, dass prinzipiell eine Abschätzung des emittierten Methan-Normvolumen-Stroms linienförmiger Leckagen durch Aufsummierung von Einzelmessungen möglich ist. Kritisch ist hierbei die genaue Ausrichtung vom Messfleck des TDLAS-basierten Sensors. Dafür wäre es sinnvoll, per Bildverarbeitung die Verschiebung während der Neuausrichtung des Messsystems aus den Bildern der Gaskamera zu bestimmen, um eine pixelgenaue Ausrichtung zu erreichen. Bei realen Leckagen, die eine sehr komplexe Geometrie aufweisen, ist es zudem schwierig den Messfleck bei den Einzelmessungen so auszurichten, dass alle Emissionsquellen erfasst werden (vgl. Abbildung 2.10).

Die durchgeführten exemplarischen Berechnungen basierend auf den Messungen realer Leckagen zeigen, dass die Stromerzeugung durch Biogasanlagen trotz der Leckagen klimafreundlicher ist als die konventionelle Stromerzeugung. Die Berechnung der ökonomischen Verluste zeigt, dass die Mehrkosten durch zusätzlich eingesetztes Substrat, um den Gasverlust von Leckagen zu kompensieren, deutlich geringer sind als die Einnahmeverluste basierend auf nicht zur Stromerzeugung genutztem Gas.



## 6 Maßnahmen zur Verbreitung der Ergebnisse

Die Ergebnisse des Vorhabens wurden von den Projektpartnern anhand verschiedener Maßnahmen verbreitet.

### 6.1 Publikationen

DIERKS, Sören; KROLL, Andreas: Quantification of Methane Gas Leakages using Remote Sensing and Sensor Data Fusion. In: *Proceedings of Sensors Applications Symposium (SAS)*, Glassboro, USA, 13-15.03.2017

DIERKS, Sören; KROLL, Andreas: Schätzung von Gasgeschwindigkeiten aus Differenzbildserien einer Infrarotkamera zur Gasvisualisierung. In: *Ausgewählte Beiträge der Jahreskolloquien KomMA und BVAu 2016 zum 10jährigen Jubiläum des inIT – Institut für industrielle Informationstechnik*, S. 188-203, 2018

DIERKS, Sören; KROLL, Andreas: Experimental Characterization of a Tuneable Diode Laser Absorption Spectroscopy Based Sensor. In: *Proceedings of Sensors Applications Symposium (SAS)*, Seoul, Korea, 12-14.03.2018

DIERKS, Sören; KROLL, Andreas: Evaluierung von Verfahren zur optischen Bestimmung von Gasgeschwindigkeiten In: *Technisches Messen, FOCUS SECTION Durchflussmesstechnik, DE GRUYTER, OLDENBOURG, 2020 Volume 87, ISSUE 1.*

### 6.2 Dissertationen

DIERKS, Sören: Fernmesstechnische Quantifizierung von Methanleckagen mittels Sensordatenfusion. (In Bearbeitung)

### 6.3 Studentische Arbeiten

Einzelne Projektaspekte dienen der praxisnahen Ausbildung von Studierenden in Form von studentischen Arbeiten. Die im Projektzeitraum durchgeführten studentischen Arbeiten sind:

- HOLSTEIN, Simon: Zur Segmentierung von Bewegungen in Differenzbildserien. Semesterarbeit, Fachgebiet Mess- und Regelungstechnik, Universität Kassel, 2017
- SACHCHITHANANTHAN, Thibahan: Erstellung von CFD-Simulationen turbulenter Gasströmungen mit simFlow. Semesterarbeit, Fachgebiet Mess- und Regelungstechnik, Universität Kassel, 2017
- SACHCHITHANANTHAN, Thibahan: Zur Bewertung eines Bildverarbeitungsalgorithmus mittels 3D-CFD-Simulationen. Bachelorarbeit, Fachgebiet Mess- und Regelungstechnik, Universität Kassel, 2018
- HOLSTEIN, Simon: Zur automatisierten Sensorausrichtung mittels der Bestimmung von Bildverschiebungen. Bachelorarbeit, Fachgebiet Mess- und Regelungstechnik, Universität Kassel. (In Bearbeitung).

## 6.4 Messteilnahme

Die Firma Sewerin hat ihre Dienstleistungen auf dem Gebiet der Gasleckortung auf folgenden Messen dem Fachpublikum vorgestellt:

- Biogas Convention, Dez 2019 Nürnberg
- Biogasbranchentreff Rendsburg Juni 2019
- Biogasinfortage Januar 2019 Ulm
- Energy decentral Nov 2018
- Biogasbranchentreff Rendsburg Juni 2018
- IFAT Mai 2018
- Biogas Convention Nürnberg Dez 2017

## 6.5 Weiterverwendung in der Lehre

Die Untersuchungsergebnisse und vertieften Kenntnisse bzgl. der Schätzung der Gasgeschwindigkeit basierend auf der Bestimmung des optischen Flusses wurde im Rahmen der Lehrveranstaltung „Signal- und Bildverarbeitung“ des Fachgebiet Mess- und Regelungstechnik im Wintersemester 2018/2019 verwendet.

## 6.6 Sonstige Publikationen

Die Bedeutung der Dichtigkeitsprüfung der Anlagen, sowie die Dienstleistungsangebote der Firma Sewerin sind vom verantwortlichen Mitarbeiter (Herrn Stefan Hoffmann) den Biogasanalgenbetreibern in mehreren Abendveranstaltungen, organisiert von der Landwirtschaftskammer NRW, erläutert worden. Dabei wurden die Techniken, sowie die Ergebnisse des Projekts verwendet und präsentiert.

Termine:

19.09.2018	Köln-Auweiler
04.02.2019	Dülmen
23.01.2019	Warendorf

## 7 Fazit

Im Rahmen des Projektes konnte das bestehende Messsystem verbessert werden. Zum einen wurde der TDLAS-basierte Sensor kalibriert. Dadurch werden systematische Fehler der Messwerte reduziert. Zum anderen wurde die Bestimmung der Gasgeschwindigkeit durch die Verwendung eines Algorithmus optimiert, welcher eine bessere Schätzung der Gasgeschwindigkeit ermöglicht. Ergänzend wurde im Rahmen einer ausführlichen Betrachtung des Messmodells die Modellgleichung zur Schätzung des Methan-Normvolumen-Stroms korrigiert. Durch diese Verbesserung konnte die im ersten Teilprojekt festgestellte systematische Abweichung des geschätzten Normvolumenstroms bei Laborversuchen verringert werden. Allerdings kommt es bei geringen Strömungsgeschwindigkeiten zu einer Überschätzung des Methan-Normvolumen-Stroms (vgl. Abbildung 2.11).

Die einzelnen Messgrößen wurden charakterisiert, um eine Abschätzung der Messunsicherheiten sowohl der einzelnen Messgrößen als auch der daraus abgeleiteten Größe des Methan-Normvolumen-Stroms zu bestimmen. Zwar erscheint die bestimmte relative Messunsicherheit von  $U_{\text{rel},Q_n} = 0,4565$  verhältnismäßig hoch. Allerdings ist zu beachten, dass bei bisherigen Verfahren zur Quantifizierung von Emissionen gar keine Angaben zur Messunsicherheit der Verfahren gemacht werden. Zudem ist auch die Bestimmung des Methan-Normvolumen-Stroms mit solch einer Unsicherheit ein wichtiger Beitrag zur Bewertung von Gasleckagen in Biogasanlagen. Nur so wird eine Einschätzung möglich, wie kritisch auftretende Gasverluste und wie zeitnah Handlungen notwendig sind.

Trotz der Verbesserungen des Messsystems zeigte sich bei den umfangreichen Messungen in Biogasanlagen, dass die Messergebnisse sehr stark von den Umgebungsbedingungen und insbesondere von der Sichtbarkeit des Gases in den Bildern der Gaskamera abhängen. Zum einen kann es durch die Umgebungsbedingungen dazu kommen, dass Randbedingungen für die Verwendung des Messmodells nicht erfüllt sind, da das austretende Gas beispielsweise sehr stark verwirbelt wird und sowohl die Gasgeschwindigkeit als auch die integrale Gaskonzentration nicht korrekt bestimmt werden können. Zum anderen werden fehlerhafte Gasgeschwindigkeiten geschätzt, wenn das Gas nicht in den Bildern der Gaskamera sichtbar ist. Das zeigt, dass beim Einsatz des entwickelten Messsystems eine Einschätzung der Umgebungsbedingungen durch die Inspektoren unerlässlich ist. Wie bei dem Einsatz der verwendeten Sensoren als Handgeräte müssen die Umgebungsbedingungen in die Bewertung der Messwerte mit einbezogen werden und führen mitunter dazu, dass Messwerte nicht vertrauenswürdig sind.

Im Rahmen eines Pilotprojektes, bei welchem Messungen von einem Gasspürer durchgeführt wurden, konnte die Praxistauglichkeit des Messsystemprototyps aufgrund des schnellen und unkomplizierten Aufbaus sowie der leichten Bedienung festgestellt werden. Dennoch wurden Verbesserungspotenziale für eine mögliche Produktentwicklung identifiziert. Dazu gehören die Implementierung von weiteren Funktionen der Datenerfassungssoftware wie bspw. ein Zoom im Bild der Gaskamera oder eine einstellbare Aufnahmezeit, aber auch die Ermöglichung der Auswertung von Messdaten in Echtzeit, damit unmittelbar nach den Messungen erste Ergebnisse zur Verfügung stehen.

Durch auf den Messungen aufbauende Berechnungen wurde nicht nur eine Einschätzung des Emissionspotenzials der verschiedenen Anlagen bzw. der gemessenen realen Leckagen ermöglicht. Es konnte außerdem eine Abschätzung des finanziellen Verlusts durch die emittierte Gasmenge erfolgen. Dabei ist zu beachten, ob die Verluste seitens der Einnahmen oder der

Ausgaben betrachtet werden. Die Verluste auf Seiten der Einnahmen sind dabei deutlich höher als auf Seiten der Ausgaben. Für die Praxis ist allerdings die Betrachtung seitens der Ausgaben realistischer, da mögliche Gasverluste über einen erhöhten Substrataufwand ausgeglichen werden.

## Literaturverzeichnis

- [1] LANDWIRTSCHAFTSKAMMER NIEDERSACHSEN: *Treibhausgasbericht der Landwirtschaft in Niedersachsen*. Oldenburg, 2018
- [2] Norm DIN 1343. Januar 1990. *Referenzzustand, Normzustand, Normvolumen*
- [3] STATISTA: *Anzahl der Biogasanlagen in Deutschland in den Jahren 1992 bis 2015*. URL <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/167671/umfrage/anzahl-der-biogasanlagen-in-deutschland-seit-1992/> – Überprüfungsdatum 2016-07-13
- [4] GÅLFALK, M.; BASTVIKEN, D.: *Remote sensing of methane and nitrous oxide fluxes from waste incineration*. *Waste management* 75 (2018), S. 319–326
- [5] SANDSTEN, J.; ANDERSSON, M.: *Volume flow calculations on gas leaks imaged with infrared gas-correlation*. *Optics Express* 20 (2012), Nr. 18, S. 20318–20329
- [6] STOCKER, T. (Hrsg.): *Climate change 2013: The physical science basis: Working Group I contribution to the Fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*: Cambridge University Press, 2014
- [7] SONNLEITNER, M.: *BioErdgas - Methanverluste und deren Messung* (17. Symposium Bioenergie). Bad Staffelstein, 2008
- [8] BACHARACH INCORPORATED: *HI FLOW Sampler. For Natural Gas Leak Rate Measurement*. URL <http://www.mybacharach.com/wp-content/uploads/2015/08/0055-9017-Rev-7.pdf> – Überprüfungsdatum 2016-07-06
- [9] HUMMELT, C.: *Untersuchung gasförmiger Emissionen an Rohrleitungsflanschen*. Dissertation. Düsseldorf: VDI-Verlag, 2002 (Fortschritt-Berichte / VDI Reihe 3, Verfahrenstechnik 760)
- [10] ZHANG, J.: *Designing a cost-effective and reliable pipeline leak-detection system*. *Pipes and Pipelines International* 42 (1997), Nr. 1, S. 20–26
- [11] GÅLFALK, M.; OLOFSSON, G.; CRILL, P.; BASTVIKEN, D.: *Making methane visible*. *Nature Climate Change* 6 (2015), Nr. 4, S. 426–430
- [12] IPPA, A.; SWIDERSKY, H.: *Integration modellbasierter Leckerkennungs- und Ortungssysteme*. *Technische Überwachung* 45 (2004), S. 16–19
- [13] DIERKS, S.; KROLL, A.: Schätzung von Gasgeschwindigkeiten aus Differenzbildserien einer Infrarotkamera zur Gasvisualisierung. In: *Kommunikation und Bildverarbeitung in der*

*Automation: Ausgewählte Beiträge der Jahreskolloquien KomMA und BVAu 2016 zum 10jährigen Jubiläum des inIT - Institut für industrielle Informationstechnik, 2016*

- [14] LUCAS, B. D.; KANADE, T.: An Iterative Image Registration Technique with an Application to Stereo Vision. In: *Proceedings of Imaging Understanding Workshop*, 1981, S. 121–130
- [15] FARNEBÄCK, G.: *Two-Frame Motion Estimation Based on Polynomial Expansion*. Linköping University, Department of Electrical Engineering. Dissertation. 2002
- [16] BONOW, G.: *Gasleckortungsmethoden für autonome mobile Inspektionsroboter mit optischer Gasfernmessstechnik in industrieller Umgebung*. Universität Kassel, Fachgebiet Mess- und Regelungstechnik. Dissertation. 2014
- [17] HEATH CONSULTANTS: *Remote Methane Leak Detector. User's Manual*. Houston, Texas, 2005
- [18] KLAUS, D.; DIERKS, S.; RETZ, S.; SUPPLY, C.; HENSEL, O.; KROLL, A.: *Quantifizierung klimarelevanter Gasleckagen bei Biogasanlagen: Abschlussbericht über das von der Deutschen Bundesstiftung Umwelt geförderte Kooperationsprojekt*. Az: 31314/01. September 2016
- [19] HEDDERICH, J.; SACHS, L.: *Angewandte Statistik*: Springer Berlin Heidelberg, 2018
- [20] DIN 1319-3. 1996. *Grundlagen der Meßtechnik - Teil 3: Auswertung von Messungen einer einzelnen Meßgröße, Messunsicherheit*
- [21] JOINT COMMITTEE FOR GUIDES IN METROLOGY: *Evaluation of measurement data - Guide to the expression of uncertainty in measurement*. Genf, 2008
- [22] ORDONEZ MÜLLER, A.; KROLL, A.: Effects of beam divergence in hand-held TDLAS sensors on long distance gas concentration measurements, Bd. 12. In: *International Workshop on Advanced Infrared Technology and Applications - AITA*, 2013, S. 9–13
- [23] DÖHLER, H.: *Faustzahlen Biogas*. 3. Aufl. Darmstadt: KTBL, 2013