Schlussbericht

zum Vorhaben

Thema:

Verbundvorhaben ERA-NET Bioenergy: Europäische Harmonisierung von Messmethoden zur Bestimmung von Methanemissionen aus Biogasanlagen (MetHarmo)

Teilvorhaben 1: Einsatz, Optimierung und Harmonisierung von Vor-Ort- und Fernmessmethoden durch vergleichende Emissionsmessungen an einer Biogasanlage

Teilvorhaben 2: Überprüfung der Anwendbarkeit einer harmonisierten Methode zur Bestimmung von Methanmassenströmen aus Biogasanlagen unter Berücksichtigung gebiets- und anlagenbedingter Parameter

Zuwendungsempfänger:

Teilvorhaben 1: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

Teilvorhaben 2: Universität Stuttgart – Institut für Siedlungswasserbau, Wassergüte- und Abfallwirtschaft

Förderkennzeichen:

22403215, 22405015

Laufzeit:

01.03.2016 bis **28.02.2018**

Monat der Erstellung:

07/2018

Datum der Einreichung:

18.12.2018

Gefördert durch:

Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) als Projektträger des BMEL für das Förderprogramm Nachwachsende Rohstoffe unterstützt. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Autoren:

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
D-04347 Leipzig
Tel.: +49 (0)341 2434-112
Fax: +49 (0)341 2434-133
E-Mail: info@dbfz.de
Internet: www.dbfz.de

Dr. rer. nat Tina Clauß
Tel.: +49 (0)341 2434-378
E-Mail: Tina.Clauss@dbfz.de
Dipl.-Ing. (FH) Torsten Reinelt
Tel.: +49 (0)341 2434-374
E-Mail: Torsten.Reinelt@dbfz.de

Universität Stuttgart, Institut für Siedlungswasserbau, Wassergüte- und Abfallwirtschaft
Bandtäle 2
D-70569 Stuttgart (Büsnau)
Tel.: +49 (0) 711 685-63721
Fax.: +49 (0) 711 685-63729
Internet: https://www.iswa.uni-stuttgart.de/

Dipl.-Met., M.Sc. Angela Vesenmaier
Tel.: +49 (0)711 685-65469
E-Mail: Angela.Vesenmaier@iswa.uni-stuttgart.de
Dr.-Ing. Martin Reiser
Tel.: +49 (0)711 685-65416
E-Mail: Martin.Reiser@iswa.uni-stuttgart.de

Gesamtseitenzahl + Anlagen 124

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis 6
I. Kurzdarstellung 10
1. Aufgabenstellung 10
2. Stand der Technik 11
2.1 On-Site Ansatz 11
2.1.1 Bestimmungsprinzip 11
2.1.2 Emissionsmessmethoden 12
2.2 Fernmessansatz 13
2.2.1 Inverse Ausbreitungsmodellierung 13
2.2.2 Tracergasmethode 13
2.2.3 Differential Absorption LIDAR 13
3. Zusammenarbeit mit anderen Stellen 13
II. Ausführliche Darstellung 15
1. Zusammenfassung 15
2. Anlagenbeschreibung 20
2.1 Kurzbeschreibung Biogasanlage 1 20
2.2 Kurzbeschreibung Biogasanlage 2 21
3. Material und Methoden 22
3.1 On-Site Ansatz – DBFZ 22
3.1.1 Identifikation von Leckagen 22
3.1.2 Quantifizierung der Methanemissionsraten 25
3.2 Material und Methoden – Remote-Sensing-Ansatz (IDMM) – DBFZ und UStutt 32
3.2.1 Eingesetzte Messtechnik 32
3.2.2 Methodik 34
3.2.3 Methodenvalidierung durch eine kontrollierte Methanfreisetzung („künstliche Emissionsquelle“) 36
3.3 Material und Methoden – Remote-Sensing-Ansatz (DIAL) – NPL 38
3.3.1 Eingesetzte Messtechnik 38
3.3.2 Methodik 39
4. Ergebnisse – On-Site-Ansatz – DBFZ 40
4.1 Erste Messphase 40
4.1.1 Identifikation von Leckagen 40
4.1.2 Quantifizierung der Methanemissionsraten: 44
4.2 Zweite Messphase 49
4.2.1 Identifikation von Leckagen 49

4.2.2 Quantifizierung der Methanemissionsraten 51
5. Ergebnisse – Remote-Sensing Ansatz – DBFZ 57
5.1 Erste Messphase 57
5.1.1 Messaufbau und Messbedingungen: 57
5.1.2 Ergebnisse 62
5.1.3 Zusammenfassung der Ergebnisse 68
5.2 Zweite Messphase 70
5.2.1 Messaufbau und Messbedingungen 70
5.2.2 Zusammenfassung der Ergebnisse 82
6. Ergebnisse – Remote-Sensing-Ansatz – UStutt 84
6.1 Erste Messphase 84
6.1.1 Messaufbau und Messbedingungen 84
6.1.2 Ergebnisse 85
6.1.3 Zusammenfassung der Ergebnisse 87
6.2 Zweite Messphase 88
6.2.1 Messaufbau und Messbedingungen 88
6.2.2 Ergebnisse 90
6.2.3 Zusammenfassung der Ergebnisse 93
6.3 Erweitere Emissionsmessungen in Deutschland mit dem Remote-Sensing Ansatz (IDMM) 94
6.3.1 Biogasanlage I 94
6.3.2 Biogasanlage II 96
6.3.3 Zusammenfassung der Ergebnisse 98
7. Ergebnisse – Remote-Sensing-Ansatz – NPL 99
8. Vergleich der Ergebnisse des internationalen Projektkonsortiums 101
8.1 Erste Messphase 101
8.2 Zweite Messphase 103
8.3 Methanfreisetzung abseits der Anlage (Remote-Sensing Ansatz) 106
9. Guideline 107
10. Verwertung 107
10.1 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit 107
10.2 Darstellung des voraussichtlichen Nutzens 107
10.2.1 Erfindungen/Schutzrechtsanmeldungen 107
10.2.2 Wirtschaftliche Erfolgsaussichten 107
10.2.3 Wissenschaftliche und/oder technische Erfolgsaussichten 108
10.2.4 Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit 108

11. Veröffentlichungen 109
III. Literaturverzeichnis 111
IV. Abbildungsverzeichnis 115
V. Tabellenverzeichnis 119
VI. Anhang 121
1. Teilvorhaben 1 (DBFZ) 121
1.1 Ziel und Gegenstand des Teilvorhabens 121
1.2 Bearbeitete Arbeitspakete 121
1.2.1 Arbeitspaket 1 – Projektmanagement 121
1.2.2 Arbeitspaket 2 – Anlagenauswahl 122
1.2.3 Arbeitspaket 3 – Vergleichende Emissionsmessphasen 122
1.2.4 Arbeitspaket 4 – Methodenharmonisierung 122
1.3 Wesentliche Ergebnisse des Teilvorhabens 123
2. Teilvorhaben 2 (UStutt) 123
2.1 Ziel und Gegenstand des Teilvorhabens 123
2.2 Bearbeitete Arbeitspakete 123
2.2.1 Arbeitspaket 1 – Projektmanagement 123
2.2.2 Arbeitspaket 2 – Anlagenauswahl 123
2.2.3 Arbeitspaket 3 – Vergleichende Emissionsmessphasen 123
2.2.4 Arbeitspaket 4 – Methodenharmonisierung 123
2.2.5 Arbeitspaket 5 – Erweiterte Emissionsmessungen in Deutschland 124
2.3 Wesentliche Ergebnisse des Teilvorhabens 124

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzung	Erklärung
BGA	Biogasanlage
BGAA	Biogasaufbereitungsanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMEL	Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
BOKU	Universität für Bodenkultur Wien
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum
DIAL	Differential Absorption LIDAR (Light Detection and Ranging)
DTU	Technical University of Denmark
EN	Europäische Norm
F	Fermentere
FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe
GF2	GasFinder 2.0 (Open-Path Laserspektrometer)
GF3	GasFinder 3 (Open-Path Laserspektrometer)
GRL	Gärrestlager
HG	Hintergrund
IDMM	Inverse Dispersion Modeling Method – Inverse Ausbreitungsrechnung
IRSTEA	Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement et l'agriculture
MOL	Monin-Obukhov-Länge
NG	Nachgärer
ng	Nicht gemessen
NPL	National Physics Laboratory
RISE	Research Institutes of Sweden
RZ	Referenzzelle
TDM	Tracer Dispersion Method - Tracergasmethode
THG	Treibhausgas
DIN	Deutsches Institut für Normung

ISO	Internationale Organisation für Normung
USA	Ultraschallanemometer
UStutt	Universität Stuttgart
ÜUDS	Über-/Unterdrucksicherung

Formelzeichen	Erklärung	Einheit
A	Querschnittsfläche	m^2
$A_{Gärrest}$	Durch die Haube eingeschlossene Gärrestoberfläche	m^2
$A_{Gärrestlager}$	Gärrestoberfläche des Gärrestlagers	m^2
$c_{CH4}/c_{CH4korr}$	(Korrigierte) CH_4-Konzentration im Biogas/Biomethan	Vol.-%
$c_{CO2}/c_{CO2korr}$	(Korrigierte) CO_2-Konzentration im Biogas/Biomethan	Vol.-%
c_{HG}	Hintergrundkonzentration	ppmv
c_L	Linienkonzentration	ppmv
$(c_L/E)_{sim}$	Simulierter Korrelationsfaktor	ppmv s g^{-1}
c_m	Massenkonzentration	mg m^{-3}, g m^{-3}
C_{Methan}	Methankonzentration im Lee	ppmv
$C_{Methan, HG}$	Methankonzentration im Luv (Hintergrundmessung)	ppmv
c_{out}	Abluftkonzentration	ppmv
c_{O2_Abgas}	Sauerstoffgehalt im Abgas eines BHKWs	Vol.-%
C_{RZ}	Konzentration in der Referenzzelle	ppmv
C_{SG}	Methankonzentration im Luv (Hintergrundmessung)	ppmv
$C_{SG, HG}$	Spurengaskonzentration im Lee	ppmv
d	Innerer Rohrdurchmesser eines runden Abluft-/Abgaskanals	m
E	Emissionsmassenstrom/Emissionsrate	mg h^{-1}, g h^{-1}, g s^{-1}, kg h^{-1}, m^3 h^{-1}
E_{Spez}	Oberflächenspezifischer Emissionsmassenstrom einer Teilfläche der Gärrestoberfläche eines offenen Gärrestlagers	g m^{-2} h^{-1}

EF	Emissionsfaktor	% CH_4
h	Höhe	m
l	Länge	m
l_{RZ}	Länge Referenzzelle	m
MW_{Methan}	Molare Masse Methan	g mol^{-1}
MW_{SG}	Molare Masse Spurengas	g mol^{-1}
P_{el}	Elektrische Leistung des BHKWs	kW
p_{Luft}	Luftdruck	hPa, kPa
p_d	Dynamischer Druck	Pa
Δp	Differenzdruck	Pa
Q_{SG}	Freisetzungsrate Spurengas	kg h^{-1}
$ratio_{CH4_Luft}$	Bedarf Verbrennungsluft	m^3_{Luft} m^{-3}_{CH4}
rH	Relative Luftfeuchtigkeit	%
v_m	Mittlere Strömungsgeschwindigkeit	m s^{-1}
V_{Haube}	Durch die Haube eingeschlossenes Volumen	m^3
$\dot{V}$	Volumenstrom unter Betriebsbedingungen	m^3 h^{-1}
$\dot{V}_N$	Volumenstrom unter Normbedingungen (0°C, 1.013,25 hPa)	m^3 h^{-1}
$\dot{V}_{N_CH4}$	Methanproduktion der Biogasanlage	m^3 h^{-1}
$\dot{V}_{N_Abgas_BGAA}$	Abgasvolumenstrom BGAA	m^3 h^{-1}
$\dot{V}_{N_Abgas_BHKW}$	Abgasvolumenstrom BHKW	m^3 h^{-1}
$\dot{V}_{N_Biomethan_output}$	Produktgastrom (Biomethan) aus der BGAA	m^3 h^{-1}
$\dot{V}_{N_Biomethan}$	Biomethanproduktion der Biogasanlage 1	m^3 h^{-1}
$\dot{V}_{N_Luft_input}$	Verbrennungsluftzufuhr zum BHKW	m^3 h^{-1}
$\dot{V}_{N_Rohgas_input}$	Rohgaszufuhr zur Gasverwertung (BGAA, BHKW)	m^3 h^{-1}
$\dot{V}_{N_Rohgas}$	Rohgasproduktion der Biogasanlage	m^3 h^{-1}

ϑ	Temperatur	°C
ρ_{Luft}	Dichte Luft	kg m^{-3}
ρ_{CH4}	Dichte Methan	kg m^{-3}, mg ml^{-1}
λ	Verbrennungsluftverhältnis	
$\frac{\partial c}{\partial t}$	Linearer Anstieg der Methankonzentration in einer geschlossenen Haube	mg m^{-3} min^{-1}

I. Kurzdarstellung

1. Aufgabenstellung

Die Detektion und Quantifizierung von Treibhausgas-(THG)-emissionen verschiedenster Emissionsquellen ist zur Erreichung der Klimaschutzziele unerlässlich. Die Ergebnisse erlauben eine Einordnung der Umweltauswirkungen von Energieerzeugungsanlagen (z. B. Biogasanlagen – BGA) und die Entwicklung von THG-Vermeidungsstrategien. Das entscheidende THG für den Biogassektor ist Methan. Die wesentlichen Gründe hierfür sind die in den Anlagen produzierten und gelagerten Mengen sowie das hohe THG-Potenzial in Höhe von 28 im Vergleich zu Kohlenstoffdioxid bezogen auf 100 Jahre [1]. Bekannte Emissionsquellen an Biogasanlagen sind Leckagen, betriebsbedingte Emissionen aus Über-/Unterdrucksicherungen (ÜUDS), die Verbrennungsabgase bzw. abgetrennten Kohlenstoffdioxidströme der Gasnutzungseinrichtungen (Blockheizkraftwerk – BHKW, Biogasaufbereitungsanlage – BGAA) und offene bzw. nicht gasdicht abgedeckte Gärrestlager. Aufgrund verschiedener Anlagenkonzepte, unterschiedlicher Voraussetzungen an den Anlagen und verschiedener Fragestellungen haben sich in der Wissenschaft und Forschung mehrere methodische Ansätze zur Bestimmung der Gesamtmethanemissionsrate etabliert. Diese einzelnen Methoden lassen sich in die sogenannten Vor-Ort- (auch Einzelquellenanalyse genannt; im Folgenden als On-Site bezeichnet) und Fernmess- (im Folgenden als Remote-Sensing bezeichnet) Ansätze zusammenfassen (vgl. Kapitel I.2.). Bisher gibt es jedoch keine einheitliche, europäische Vorgehensweise bzw. Richtlinie wie die Gesamtmethanemissionen aus Biogasanlagen zu bestimmen sind (Messtechnik, Messbedingungen, Qualifikation, etc.). Die Aufgabenstellung und das Projektgesamtziel bestanden also darin, national verfügbare Ansätze und die dazu gehörigen Methoden zur Bestimmung von Methanemissionsraten aus Biogasanlagen in ein einheitliches, europäisches Vorgehen zu vereinen und zu harmonisieren. Damit sollten die einzelnen Messansätze und -methoden vergleichbare und reproduzierbare Messergebenisse erzeugen, so dass diese dann in einen folgenden Normungsprozess einfließen können. Zur Erreichung dieses Projektzieles wurde für das internationale Gesamtvorhaben mit dem Titel „European harmonisation of methods to quantify methane emissions from biogas plants“ ein transnationales Projektkonsortium aufgestellt, so dass alle verfügbaren Messansätze und –methoden für den Harmonisierungsprozess zur Verfügung standen. Das Konsortium setzte sich aus den folgenden Projektpartnern zusammen:

- DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (Deutschland, Koordinator)
- Institut für Siedlungswasserbau, Wassergüte- und Abfallwirtschaft, Universität Stuttgart (Deutschland, UStutt)
- National Physical Laboratory (Großbritannien, NPL, Unterauftragnehmer des DBFZs)
- Institut für Abfallwirtschaft, Universität für Bodenkultur Wien (Österreich, BOKU)
- Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (Österreich, ZAMG)
- Bioenergy 2020+ GmbH (Österreich, BE2020)
- Energiforsk AB (Schweden)
- RISE Research Institutes of Sweden AB (Schweden, RISE)
- Avfall Sverige (Schweden)
- Department of Environmental Engineering, Technical University of Denmark (Dänemark, DTU, assoziierter Partner)
- Boreal Laser Inc. (Kanada, assoziierter Partner)
- Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement et l'agriculture (Frankreich, IRSTEA, assoziierter Partner, im Rahmen des Projektes akquiriert)

Der vorliegende Schlussbericht stellt die Projektergebnisse der deutschen Teilvorhaben der Projektpartner DBFZ und UStutt einschließlich des britischen Unterauftragnehmers NPL dar. Dies beinhaltet folgende Arbeitspakete (AP):

- AP 1 – Projektmanagement (DBFZ, UStutt)
- AP 2 – Anlagenauswahl (DBFZ, UStutt)
- AP 3 – Vergleichende Emissionsmessungen (DBFZ, UStutt)
- AP 4 – Methodenharmonisierung (DBFZ, UStutt)

- AP 5 – Erweiterte Emissionsmessungen in Deutschland (UStutt)

Die ausführliche Ergebnisdarstellung konzentriert sich dabei überwiegend auf die AP 3, 4 und 5, da in AP 1 und 2 weitgehend organisatorische Aufgaben bearbeitet wurden.

Zudem sind die Projektergebnisse des gesamten transnationalen Konsortiums in bündiger Form im Kapitel II.8 zusammengefasst. Die aus dem Vorhaben hervorgegangene Richtlinie (Guideline) wurde in englischer Sprache in der Schriftenreihe des DBFZs veröffentlicht (vgl. Kapitel II.9).

2. Stand der Technik

Das Forschungsvorhaben knüpfte direkt an die jeweiligen Forschungsvorhaben des gesamten transnationalen Projektkonsortiums an, die sich schwerpunktmäßig mit Emissionsmessungen an Biogasanlagen beschäftigt haben. Besonders hervorzuheben ist ein durch die Swedish Energy Agency gefördertes Vorhaben in welchem wesentliche Vorarbeiten für das Forschungsprojekt MetHarmo geleistet wurden:

- Projekttitel: „Comparison and evaluation of measurement methods to determine methane emissions from biogas plants“; Fördermittelgeber/Projektträger: Swedish Energy Agency/ Swedish Gas Technology Center (jetzt Energiforsk); Projektkoordinator: Technical Research Institute of Sweden (jetzt RISE); Projektpartner: DBFZ, DGC, DTU u. a.; Laufzeit: 2014 - 2015

Im Ergebnis dieses Vorhabens konnte erstmalig eine vergleichende Emissionsmessung mit verschiedenen On-Site- und Remote-Sensing-Methoden an einer schwedischen Bioabfallvergärungsanlage durchgeführt werden. Die Projektergebnisse wurden im Rahmen eines Projektendberichts [2] und einer Peer-Review-Veröffentlichung [3] publiziert. Aufbauend auf den dort erzielten und nachfolgend gelisteten Erkenntnissen und dem erreichten Stand der Wissenschaft und Technik wurde zum Vorhabenbeginn aufgebaut:

- Es zeigte sich innerhalb weniger Tage Messzeit eine hohe Variabilität in den gemessenen Methanemissionsraten (z. B. durch verschiedene Betriebszustände der Gasverwertung und durchgeführte Reparaturen).
- Die Untersuchung weniger großer Quellen entscheidet über die Höhe der gemessenen Gesamtemissionsrate mit dem On-Site Ansatz (hier: offenes Gärrestlager, offenes Ventil am Biomethanhauptverdichter)
- Die Auswertungsansätze müssen harmonisiert werden (z. B. Haubenmessung bei offenen Gärrestlagern des On-Site Ansatzes).
- Der Einfluss und die Vorgehensweise der Methanhintergrundmessung (Variabilität im Tagesverlauf) für die Nutzung des Remote-Sensing Ansatzes müssen geklärt werden.
- Eine Validierung des Remote-Sensing Ansatzes durch eine kontrollierte und definierte Methanfreisetzung (künstliche Quelle) oder eines Tracergases (z. B. Acetylen) ist anzustreben.
- Es muss geklärt bzw. eingegrenzt werden auf welche Faktoren die Abweichungen zwischen den einzelnen Methoden zurückzuführen sind.

Im Nachfolgenden wird der Stand der Technik verfügbaren Ansätze und Methoden in kurzer und zusammengefasster Form beschrieben.

2.1 On-Site Ansatz

2.1.1 Bestimmungsprinzip

Beim On-Site-Ansatz werden, soweit möglich, alle Emissionsquellen einer Biogasanlage einzeln detektiert, mit einer angepassten Messmethodik quantifiziert und schließlich zur Gesamtmethanemission aufsummiert [4, 5]. Da immer nur ein zeitlich begrenzter Ausschnitt jeder Emissionsquelle dargestellt werden kann, wird die Konstanz der Methanemissionen angenommen. Je nach Quellenart (Punkt-/Flächenquelle, geführt/diffus, zeit- und/oder betriebsabhängig) müssen unterschiedliche Einzelmethoden zur Quantifizierung angewendet werden.

2.1.2 Emissionsmessmethoden

Emissionsmessung an geführten Emissionsquellen:

Die Emissionsmessung an geführten Quellen erfolgt direkt in der Rohrleitung durch Konzentrations- und Volumenstrommessung nach standardisierten Verfahren wie:

- EN ISO 25140:2010 [6]
- EN ISO 25139:2011 [7]
- EN 15259:2007 [8]

Emissionsmessung an Flächenquellen:

Für die Umsetzung des On-Site-Ansatzes kann die Messung der Emissionen über geeignete geschlossene oder offene Hauben bzw. Windtunnel erfolgen [9]. Offene Systeme werden auf der Gärrestoberfläche aufgebaut und druckseitig mit einem Luftvolumenstrom beaufschlagt, so dass sich die diffusen Emissionen mit der zugeführten Frischluft vermischen und in der geführten Abluft die Konzentrations- und Volumenstrommessungen durchgeführt werden können. Anhand der, durch die Haube eingeschlossen Gärrestoberfläche und des gemessenen Emissionsmassenstrom wird eine spezifische Emissionsrate ermittelt [10].

Geschlossene Systeme benötigen keine externe Belüftung, da in diesem Fall die Konzentrationserhöhung innerhalb des geschlossenen Haubenvolumens gemessen und durch lineare Regression der Konzentrationsanstieg ermittelt wird. Dazu werden in regelmäßigen Abständen Gasproben aus dem Haubenvolumen entnommen. Mit Hilfe dieses Anstieges und der geometrischen Daten der Haube (Fläche, Volumen) kann die Emissionsrate ermittelt werden [4]. Die Messdurchgänge erfolgen im Allgemeinen an mehreren Positionen (abhängig von der Größe der Flächenquelle), die nach repräsentativen Kriterien (z. B. Schwimmschicht vs. Flüssigphase) ausgewählt werden. Die ermittelten spezifischen Emissionsmassenströme können unter der Annahme eines homogonen Emissionsverhaltens mit Hilfe der geometrischen Maße und ggf. dem Füllstand auf die gesamte Flächenquelle hochgerechnet werden.

Emissionsmessung/-überwachung an Über-/Unterdrucksicherungen:

ÜUDS sind Sicherheitsvorrichtungen, um unzulässige Betriebsdrücke in gasführenden Systemen zu verhindern. Jeder gasdichte Behälter einer Biogasanlage ist mit mindestens einer ÜÜDS auszustatten. Im Biogasbereich haben sich die Systeme Wassertasse sowie gewichtsbelastete Tauchtasse durchgesetzt. Ersteres System erzeugt den Gegendruck durch eine Wasservorlage und das zweite durch definierte Gewichte auf der Tauchtasse [11].

„Das Auslösen von ÜUDS sollte nur im absoluten Ausnahmefall auftreten, da nur dann ein ökologisch und ökonomisch effizienter Betrieb von Biogasanlagen gewährleistet ist. […] Auch ökonomische Verluste unter Berücksichtigung zunehmender Substratpreise sind zu beachten. […] Aufgrund des zeitlich stark diffusen Charakters von Methanemissionen aus ÜUDS ist eine kontinuierliche Überwachung des Auslösens für einen emissionsarmen Betrieb sehr hilfreich, da auch nur dann eine Ursache zugeordnet und Gegenmaßnahmen ergriffen werden können.“ [12].

Messtechnisch können die Klickraten (Ansprechhäufigkeit) mittels explosionsgeschützter Lichtschranken oder induktiver Näherungssensoren bei Wassertassen bestimmt werden [13, 14]. Außerdem können über explosionsgeschützte Strömungs- und Temperatursensoren die Zeiträume und emittierenden Volumenströme bei Ansprechen der ÜUDS gemessen werden [15].

Emissionsmessung an ortsunbekannten Leckagen:

In einem ersten Schritt werden die zunächst ortsunbekannten Leckagen an der gasführenden Anlagentechnik aufgespürt. Dazu werden alle gasführenden Anlagenkomponenten (Fermenter, Biogasspeicher, Biogasrohrleitungen, Verdichterstationen, etc.) separat untersucht [4, 16]. Dafür geeignete Messtechnik umfasst u. a. Infrarot-(IR)-kameras, die eine diffuse Methanemission als graue Wolke visualisiert und so Fernerkundung von Standorten ermöglicht, die nur schwer zugänglich sind. Allerdings hat eine IR-Kamera

eine bestimmte Nachweisgrenze von etwa 8 L CH_4 h^{-1} unter Laborbedingungen (reines Methan, 8 km h^{-1} Wind und 3 m Abstand) und gibt keinen Konzentrationswert aus [17]. Aus diesem Grund werden i. d. R. noch weitere Geräte zur Leckagesuche eingesetzt wie z. B. tragbare Methanlaser oder Handgeräte.

Nach der Lokalisierung der Leckagen können diese über einen offenen Windtunnel eingehaust und quantifiziert werden. Das Messprinzip ist vergleichbar zur Nutzung offener Hauben bei Flächenquellen [4]. Auch die Bestimmung über einen High Volume Sampler ist möglich [3]. Dabei wird die Methanemission mit einer hohen Menge an Verdünnungsluft mit Hilfe einer Probenahmehaube aus der Leckage extrahiert. Die Gaskonzentration der verdünnten Methanemission wird kontinuierlich abgetastet und durch einen geeigneten Methandetektor (z. B. Flammenionisationsdetektor) analysiert.

2.2 Fernmessansatz

Beim Fernmessansatz wird die zu untersuchende Anlage als Black-Box betrachtet bei der die Gesamtmethanemission aller Einzelquellen durch Messungen in der Abwindfahne bei ausreichendem Abstand erreicht wird. An Biogas- und Abwasserbehandlungsanlagen oder Deponien etablierte Fernmessmethoden umfassen die inverse Ausbreitungsmodellierung (Inverse Dispersion Modelling Method – IDMM) und die Tracergasmethode (Tracer Dispersion Method - TDM) [3, 18–20].

2.2.1 Inverse Ausbreitungsmodellierung

Bei der inversen Ausbreitungsmodellierung (IDMM) werden die Emissionen einer ausgedehnten diffusen Quelle mit Hilfe von Konzentrationsmessungen in der Abwindfahne ermittelt. Zu diesem Zweck wird optische Fernmesstechnik verwendet. I. d. R. werden dazu Open-Path Absorbtionsspektrometer mit durchstimmbaren Diodenlasern (TDLAS – Tuable Diode Laser Absorption Spectrometer) verwendet [18–20]. Des Weiteren müssen die atmosphärischen Umgebungsbedingungen erfasst werden. Insbesondere das Windfeld ist für eine anschließende Quelltermrückrechnung essenziell. Die Quelltermrückrechnung erfolgt in den allermeisten Fällen mittels eines Lagrangen Ausbreitungsmodells, z. B. implementiert in der frei verfügbaren Software „Windtrax“ [21], dass die Flugbahnen der Gasmoleküle simuliert. Weiterhin muss die Hintergrundkonzentration des untersuchten Gases in der Atmosphäre bestimmt werden. Diese Methode ist stark von den Windverhältnissen und der Umgebung der Emissionsquelle abhängig. Urbanes oder bewaldetes Gelände erschweren die Auswertung.

2.2.2 Tracergasmethode

Die Tracergasmethode (TDM) kombiniert eine kontrollierte Freisetzung eines Spurengases (Tracer) aus dem Gebiet der Biogasanlage mit Konzentrationsmessungen im Abwind der Anlage mit Hilfe eines mobilen und/oder statisch hochauflösenden Analyseinstrumentes [22–24]. Das Verfahren basiert darauf, dass das im Quellbereich freigesetzte Tracergas sich in der Atmosphäre genauso ausbreitet wie die Methanemission aus der untersuchten Anlage. Da das Konzentrationsverhältnis beider Gase entlang der atmosphärischen Ausbreitung konstant bleibt, kann die Methanemissionsrate berechnet werden, wenn der Massenstrom des freigesetzten Tracergases bekannt ist [22]. Als Tracergas wird i. d. R. Acetylen wegen seiner langen Lebensdauer in der Atmosphäre und als Konzentrationsmessgerät ein Cavity Ring Down Spektrometer mit angeschlossenem GPS (mobil) oder ein TDLAS (statisch) verwendet [22–24].

2.2.3 Differential Absorption LIDAR

Differential Absorption LIDAR (DIAL) ist ein optisches Ortungsverfahren zur Analyse von räumlich aufgelösten Konzentrationen von Spurengasen in der Atmosphäre. Zur Analyse von Methanemissionen aus Biogasanlagen werden infrarotes Laserpulse mit zwei Wellenlängen ausgesendet, zurückgestreut und durch den Detektor die Intensitätsabschwächung bzw. damit einhergehend die Methankonzentration über dem Laserpfad gemessen. Die Methankonzentration auf einer Fläche (Konzentrationskarte) wird durch Abtasten des Laserstrahls über der jeweiligen Fläche bestimmt. Die Berechnung der Methanemissionsrate erfolgt aus der Konzentrationskarte und den Winddaten.

3. Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Zur Durchführung der Vergleichsmessungen im Rahmen der ersten Messphase wurde das NPL aus Großbritannien durch einen Unterauftrag des DBFZ mit in das Forschungsvorhaben eingebunden. Das NPL

nahm erfolgreich an der ersten Messphase teil und lieferte durch einen Messbericht wertvolle Erkenntnisse, die in die Entwicklung der Richtlinie und in den vorliegenden Schlussbericht eingeflossen sind.

Im Rahmen des Projektverlaufs wurde außerdem ein weiterer assoziierter Projektpartner für die Teilnahme am Forschungsvorhaben MetHarmo gewonnen. Das Institut IRSTEA aus Frankreich nahm mit einer eigens entwickelten Quantifizierungsmethode auf Basis einer IR-Kamera (FLIR Modell GF 320) an der zweiten Messphase im Mai 2017 teil. Durch die Methode soll anhand einer visuellen Gaskonzentrations- und Gasgeschwindigkeitsmessung die aus der Leckage entweichende Emissionsrate berechnet werden. Zur Validierung dessen wurden daher Vergleichsmessungen an verschiedenen Leckagen zwischen der Kameramethode und den anderen On-Site Teams durchgeführt.

II. Ausführliche Darstellung

1. Zusammenfassung

Das ERA-NET Vorhaben „Europäische Harmonisierung von Messmethoden zur Bestimmung von Methanemissionen aus Biogasanlagen“ (MetHarmo) hatte zwei wesentliche Ziele. Zum einen sollten durch zwei gemeinsame Emissionsmesskampagnen die Abweichungen der Methoden untereinander bestimmt werden (vergleichbar zu Ringversuchen). Zum anderen sollte eine Richtlinie (im Englischen „Guideline“) entwickelt werden, mit der ein einheitliches Vorgehen bei der Durchführung und Auswertung der einzelnen Messmethoden in Zukunft sichergestellt werden soll. Dies dient ebenfalls der Gewährleistung zukünftig vergleichbarer Emissionsmessungen verschiedener Institutionen und ggf. verschiedener Messmethoden. An den beiden Messphasen waren insgesamt sieben Messteams mit insgesamt vier verschiedenen Messmethoden beteiligt:

- Die Partner DBFZ, RISE und IRSTEA nutzten den On-Site-Ansatz (vgl. Kapitel I.2.1 und II.3.1). Dabei versuchten DBFZ und RISE alle Einzelquellen zu quantifizieren, während sich der Partner IRSTEA ausschließlich auf den Quellentyp Biogasleckagen konzentrierte.
- Die Partner DBFZ, UStutt und BOKU haben einen Remote-Sensing-Ansatz, die inverse Ausbreitungsmodellierung unter Nutzung von Open Path Laserspektrometern, eingesetzt (vgl. Kapitel I.2.2.1 und II.3.2).
- Der Unterauftragnehmer NPL nutzte mit einem DIAL ebenfalls einen Remote-Sensing-Ansatz.
- Der Partner DTU hat die Tracergasmethode unter Nutzung eines Cavity Ring Down Spektrometers und des Tracergases Acetylen als weiteren Remote-Sensing Ansatz verwendet.

Zudem wurden durch den Partner BE2020 Gärrestanalysen durchgeführt und ausgewertet, die aber keinen unmittelbaren Einfluss auf die Auswertung der gemeinsamen Emissionsmessungen hatten. Weitere Informationen und eine Zusammenfassung über die Arbeit im gesamten Projektverbund stehen im Kapitel II.8. zur Verfügung. Im Nachfolgenden werden die Ergebnisse der deutschen Teilvorhaben I und II zusammengefasst.

Es wurden insgesamt zwei vergleichende Emissionsmessphasen an zwei unterschiedlichen Biogasanlagen im Rahmen des AP 3 durchgeführt und deren Messergebnisse ausgewertet (Tabelle 1).

Tabelle 1: Zusammenfassung der Messergebnisse beider vergleichender Emissionsmesskampagnen der deutschen Teilvorhaben I und II

Mess-phase	Mittelwerte des EF in % CH_4 (Normalbetrieb)			
	On-Site (DBFZ)	Remote-Sensing IDMM (DBFZ)	Remote-Sensing IDMM (UStutt)	Remote-Sensing DIAL (NPL)
I	0,3	0,6[3,2] – 0,9[2]	0,2[3,1] – 1,2[1] 0,6[3,2] – 1,2[2]	1,2
II	2,2 – 2,3	1,1[3,2] – 1,2[2]	0,8[1] – 1,8[1] 1,1[2] – 2,7[2]	---

[1] … Auswertungsmodus 1 … Standard-Auswertung von UStutt: Quellgebiet BGA **ohne** Fahrsilo; Verwendung eines Standard-Anemometers für die Modellierung (BGA_{klein} USA_{Var3})

[2] … Auswertungsmodus 3 … Harmonisierte Auswertung: Quellgebiet BGA **mit** Fahrsilo; Verwendung eines Ultraschall-Anemometers für die Modellierung ($BGA_{groß}$ USA_{Var1})

[3] … Abstandstest am 27.10.2016: Konzentrationsmesspfad von IDMM (DBFZ) befand sich zu nah an der Anlage, und von IDMM (UStutt) befand sich zu weit weg

Bei der ersten Anlage handelte es sich um eine Biogasanlage mit Biogasaufbereitung per Aminwäsche und Vor-Ort-Verstromung mit BHKW und angeschlossener Thermischer Nachverbrennung zur Reduktion des Methanschlupfes. Die Gärrestlagerung erfolgte gasdicht. Damit entsprach die Anlage weitgehend dem Stand der Technik hinsichtlich der Minderung von Methanemissionen. Im Unterschied dazu verwertete Biogasanlage 2 das produzierte Biogas ausschließlich per Vor-Ort-Verstromung in einem flexibilisiertem BHKW-Betrieb ohne wirksame Abgasnachbehandlung zur Reduktion des Methanschlupfes. Die Gärrestlagerung erfolgte in letzter Stufe offen, so dass an dieser Anlage insgesamt höhere Methanemissionsraten zu erwarten waren.

Die gemessenen Emissionsfaktoren der ersten Messphase bzw. an Biogasanlage 1 bewegten sich in einem Wertebereich zwischen 0,3 (On-Site Ansatz) und 1,2 % CH_4 (DIAL). Die Emissionsfaktoren der zweiten Messphase bzw. an Biogasanlage 2 lagen zwischen 1,1 und 2,7 % CH_4 für die IDMM (nur mit harmonisierter Auswertung) und zwischen 2,2 und 2,3 % CH_4 für den On-Site Ansatz und waren damit erwartungsgemäß höher als an Biogasanlage 1.

Die Ergebnisse der vergleichenden Emissionsmessungen, deren Erkenntnisse in die Harmonisierung der Messmethoden und die Entwicklung der Richtlinie eingeflossen sind, haben bereits vorliegende Erkenntnisse bestätigt und ebenso zu neuen Erkenntnissen geführt. So sind beide Ansätze zur Quantifizierung der Gesamtmethanemission von Biogasanlagen unter bestimmten Rahmenbedingungen geeignet. Für die Nutzung des On-Site Ansatzes bedeutet dies, dass die Quantifizierung nur dann sinnvoll ist, wenn die wesentlichen Hauptemissionsquellen und damit der überwiegende Teil der Quellstärke bestimmbar sind. Im Einzelnen sind dabei u. a. folgende Empfehlungen, die auch Bestandteil der Richtlinie sind, zu beachten:

- Planung der Emissionsmessung:

  Auch auf Basis der beiden durchgeführten Emissionsmessphasen ist festzustellen, dass für die erfolgreiche Umsetzung des On-Site Ansatzes Vorbegehungen einer zu untersuchenden Biogasanlage von Vorteil sind. Dadurch können im Vorfeld eventuell erforderliche Anpassungen an der Messtechnik und am Messequipment vorgenommen und sonstige Individuallösungen für bestimmte Emissionsquellen (z. B. ÜUDS) entwickelt werden.

- Definition und Eingrenzung des Ziels der Emissionsmessung:

  Es ist der Aufgabenbereich der On-Site Emissionsmessung im Vorfeld zu definieren und die Emissionsmesskampagne entsprechend auszugestalten. Mögliche Eingrenzungen sind:

  - eine ausschließliche Leckagesuche ohne Quantifizierung (z. B. für die Anlagensicherheit),
  - eine Leckagesuche mit Quantifizierung der Einzelquellen (z. B. für die Erstellung von THG-Bilanzen oder Zertifizierungen) oder
  - ein individuelles Emissionsmessprogramm für eine spezifische Emissionsquelle (z. B. Langzeitüberwachung von ÜUDS).

- Auswahl der zu quantifizierenden Emissionsquellen:

  Aus methodischer Sicht muss grundsätzlich jede Einzelquelle unabhängig von ihrer Quellgröße bzw. ihres Beitrages zur Gesamtemission einzeln quantifiziert werden. Der notwendige Zeitaufwand variiert jedoch in Abhängigkeit der Anlagenkonfiguration, der Anzahl und Art der Einzelquellen und des Aufwandes der jeweils notwendigen On-Site Methode. Somit ist die Messung jeder Einzelquelle nicht immer in einem angemessenen Zeitraum möglich. Dies kann sich dann mit einem potenziell hohen systematischen Fehler auf die Höhe der gemessenen Methangesamtemission auswirken. Die Bedeutung dessen war sowohl an der ersten als auch an der zweiten Biogasanlage zu beobachten:

  - An Biogasanlage 1 wurde der überwiegende Teil der Gesamtmethanemission aus einer vergleichsweise großen Anzahl von diffusen Einzelquellen (u. a. Leckagen an den Doppelmembrandächern), freigesetzt (vgl. Abbildung 15 und Tabelle 12). Diese konnten aufgrund des hohen Aufwandes zum überwiegenden Teil nicht quantifiziert werden. Gleichzeitig waren die Methanemissionsraten der geführten Quellen aufgrund der emissionsmindernden

Anlagentechnik sehr gering. Dadurch unterschätzte der On-Site Ansatz die Methangesamtemissionsrate deutlich im Vergleich zu den Remote-Sensing-Methoden (vgl. Abbildung 62).

- An Biogasanlage 2 hingegen wurde der überwiegende Teil der Gesamtmethanemission durch die Gasverwertung (drei BHKW) und das offene Gärrestlager freigesetzt. Leckagen traten nur vereinzelt auf (vgl. Abbildung 18 und Tabelle 18). Dadurch lag die gemessene Gesamtemissionsrate des On-Site Ansatzes in einem vergleichbaren Wertebereich wie die eingesetzten Remote-Sensing-Methoden (vgl. Abbildung 64).

- Durchführung der Quantifizierungsmessungen:

  Auf Basis der vergleichenden Emissionsmessungen wurden für die verschiedenen Einzelquellen Empfehlungen zur Durchführung und Qualitätskontrolle der Quantifizierungsmessungen definiert (Beispiele):

  - Geführte Emissionsquellen → Verwendung von vorhandenen Richtlinien, u. a. [6–8, 25];
  - Diffuse Quellen (Leckagen) → Verwendung von vorhandenen Richtlinien, u. a. [6–8, 25]; zur Evaluierung der entweichenden Emissionsmassenströme sollte jede Leckage mit jeweils zwei verschiedenen Volumenströmen gemessen werden; Die eingestellten Volumenströme sollten so niedrig wie möglich gewählt werden;
  - Offene Gärrestlagerung → Verwendung von vorhandenen Richtlinien [6, 7]; Beschreibung möglicher Hauben; Definition einer Vorgehensweise für die Auswertung und Extrapolation der Gärrestlageremission;
  - ÜUDS → Erstmalige Beschreibung und Definition einer Vorgehensweise zur Durchführung von Dauermessungen basierend auf den Erkenntnissen des Forschungsvorhabens BetEmBGA (Betriebsbedingte Emissionen von Biogasanlagen, Fördermittelgeber: Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft, Projektträger: FNR, Projektpartner: DBFZ, KTBL, LfULG, Laufzeit: 01.02.2015 – 31.07.2018)

- Qualitätskontrolle:

  Es wurden Kriterien zur Qualitätskontrolle bei Nutzung des On-Site-Ansatzes definiert (z. B. hinsichtlich Kalibrierung/Justierung der Messtechnik, Wiederholungsmessungen).

Für weitere Details zum Vorgehen bei Nutzung des On-Site Ansatzes sei auf die erstellte Richtlinie verwiesen (vgl. Kapitel II.9.)

Zusätzlich zu den beiden vergleichenden Emissionsmesskampagnen wurden im Rahmen des Teilvorhabens II zusätzlich erweiterte Emissionsmessungen an zwei Biogasanlagen durch UStutt durchgeführt (Tabelle 2). Diese dienten der Evaluierung der harmonisierten IDMM sowie deren Vergleich mit der bisherigen methodischen Vorgehensweise durch UStutt. Die Anlagen wurden so ausgewählt, dass geografische Limitierungen und Herausforderungen, die für den Remote-Sensing-Ansatz immer von entscheidender Bedeutung sind, genauer untersucht werden können.

Tabelle 2: Zusammenfassung der mittels IDMM ermittelten Messergebnisse der erweiterten Emissionsmessungen des deutschen Teilvorhabens II

Messphase	EF in % CH_4 (Mittelwert ± Standardabweichung)		
	Auswertungsmodus 1	Auswertungsmodus 2	Auswertungsmodus 3
BGA I 23.03.2017	1,4 ± 1,3	1,0 ± 1,0	0,4 ± 0,3
BGA I 11.04.2017[1]	7,4 ± 6,4	4,4 ± 4,1	1,9 ± 1,7
BGA II 12.04.2017	2,0 ± 1,0	3,2 ± 1,3	2,3 ± 1,0
BGA II 02.05.2017	2,2 ± 1,4	3,4 ± 2,2	1,5 ± 0,8

Auswertungsmodus 1 … Standard-Auswertung von UStutt: Quellgebiet BGA **ohne** Fahrsilo; Verwendung eines Standard-Anemometers für die Modellierung (BGA_{klein} USA_{Var3})
Auswertungsmodus 2 … Zwischenstufe: Quellgebiet BGA **mit** Fahrsilo; Verwendung eines Standard-Anemometers für die Modellierung ($BGA_{groß}$ USA_{Var3})
Auswertungsmodus 3 … Harmonisierte Auswertung: Quellgebiet BGA **mit** Fahrsilo; Verwendung eines Ultraschall-Anemometers für die Modellierung ($BGA_{groß}$ USA_{Var1})

[1] … Bei BGA I handelt es sich um eine Trockenvergärungsanlage mit Boxenfermentern. Am 11.04.2017 wurden die Boxenfermenter geöffnet und neu beladen, wodurch es zur deutlichen Erhöhung der freigesetzten Methanemissionen kam im Vergleich zum 23.03.2017.

Zusammenfassend können aus den beiden Teilvorhaben (insbesondere aus den Arbeitspaketen AP 3 und AP 5) folgende Empfehlungen für die Verwendung des Remote-Sensing-Ansatzes mittels IDMM und TDLAS gegeben werden:

- Planung der Emissionsmessung:

  Bei der Planung wird empfohlen, die Anlage im Vorfeld zu besichtigen und mögliche Aufstellungen der Messgeräte zu prüfen. Gegenfalls sollte das Messanliegen mit angrenzenden Landbesitzern abgesprochen werden. Außerdem spielt die Windrichtung eine entscheidende Rolle. Es sollte geprüft werden, bei welchen Windbedingungen eine Messung erfolgen kann. Es wird daher empfohlen, vor Messbeginn, die Windvorhersage zu überprüfen und den Messtermin dann gegebenenfalls zu verschieben.

- Durchführung der Messung:
  - Messung Hintergrund:

    Es wird empfohlen möglichst eine gleichzeitige Hintergrundmessung durchzuführen. Das kann durch ein zweites Messgerät, welches im Luv aufgestellt wird erreicht werden oder durch eine Messung auf einem zweiten Pfad, welcher keine Emissionen der Anlage detektiert (das Wechseln zwischen beiden Pfaden erfolgt mit Hilfe einer Schwenk-Neige-Vorrichtung) erreicht werden. Ist das Equipment auf ein einzelnes Messgerät und zur Bestimmung der Methankonzentration beschränkt und keine Schwenk-Neige-Vorrichtung vorhanden, muss die Messung des Hintergrunds vor und nach der Abwindmessung erfolgen, vorzugsweise für jeweils eine Stunde.
    - Tagesgang der Methanhintergrundkonzentration kann interpoliert werden
    - Temporale Fluktuationen können allerdings nicht erfasst werden
  - Positionierung USA (Erläuterung zu Var1 – Var3 siehe Abschnitt II.3.2.2):

- für Var3 ergibt sich keine Präferenz bezüglich Lee oder Luv Positionierung
- für Var1 sollte zwingend eine Lee Positionierung durchgeführt werden
- in urbanen Regionen ist der Unterschied zwischen luv- und leeseitigem Horizontalwind gering, aber leeseitige Positionierung sollte präferiert werden

- Eingabe USA:
  - Var1 oder Var2 sind tendenziell vorzuziehen, aber die Messfrequenz muss dabei 10 Hz sein
  - Bei Messfrequenz < 10 Hz ist Var3 vorzuziehen, aber nur bis Rauhigkeitslängen Z_0 < 15 cm
- Abstand Messstrecke - Emissionsquelle:

  Für die Positionierung der TDLAS-Messstrecke für die Emissionsmessung sollte der von Flesch [26] vorgegebene Abstand von 10 mal der Höhe des höchsten Gebäudes zu den Hauptemittenten (Fermenter, Gärrestlager, Biogasnutzung) eingehalten werden.
- Berücksichtigung des Fahrsilos (Ergebnisse insbesondere aus AP 5):

  In der Modellierung wird die Annahme getroffen, dass die Methanemissionen gleichmäßig über die gesamte Quellfläche austreten
  - ist das Fahrsilo zwischen Messstrecke und Hauptemittent ist der Fetch des Fahrsilos zu gering, die eigentliche Hauptemission, die stark verdünnt ist bis zur Messstrecke wird in der Simulation schwächer verdünnt da es bis zum Fahrsilo weniger weit ist
    - $BGA_{klein} > BGA_{groß}$
  - ist das Fahrsilo genau auf der anderen Seite bedeutet es erstmal für die Frachtberechnung bezüglich der Hauptemittenten nichts, allerdings wird die selbe Quellstärke auf das Fahrsilo übertragen; da das Fahrsilo aber einen deutlich geringen Emissionsfaktor hat als alles andere, wird diese Quelle überschätzt
    - $BGA_{klein} < BGA_{groß}$
  - Ist das Fahrsilo und die Hauptemittenten im gleichen Abstand zur Messstrecke (vgl. 27.10.2016)
    - $BGA_{klein} = BGA_{groß}$

  Das Fahrsilo sollte demnach nur berücksichtigt werden, wenn eine geeignete Windrichtung vorliegt, bei der die durch alle Emittenten verlaufende Achse orthogonal zur Windrichtung steht.

- Durchführung der Ausbreitungsrechnung:
  - Mittelung der Messdaten in Intervalle von 10, 15 oder 30 min (im harmonisierten Ansatz wurden 10-Minuten-Messintervalle verwendet
  - Durchführung der inversen Ausbreitungsmodellierung hier mit Hilfe des Programms windtrax (mögliche Eingabeoptionen Var 1, Var 2, Var 3, wobei sich die bevorzugte Option nach der Art und Messfrequenz des Ultraschallanemometers richtet, siehe oben)
  - Anschließende Validierung/Filterung der Ergebnisse, Fälle mit extremer atmosphärischer Stabilität oder zu geringer Abdeckung der Quellregion mit Aufsetzpunkten sollten ausgeschlossen werden (siehe auch [26] und Erläuterungen im Abschnitt 3.2.2).

Weitere Details zum Vorgehen bei der inversen Ausbreitungsmodellierung sind in der erstellte Richtlinie aufgeführt (vgl. Kapitel II.9.).

2. Anlagenbeschreibung

2.1 Kurzbeschreibung Biogasanlage 1

Die untersuchte Biogasanlage wurde ausschließlich mit Energiepflanzen beschickt. Die Nutzung des produzierten Biogases erfolgte zum Teil in der Aufbereitung zu Biomethan (ca. 60 % des Roh-Biogases) in einer BGAA (Aminwäsche). Die verbleibenden 40 % wurden in einem BHKW genutzt, wobei die bereitgestellte Wärme für die Regeneration der Waschlösung der BGAA verwendet wurde (Tabelle 3).

Tabelle 3: Kenndaten der BGA 1

Parameter	Anlagendaten
Gelände, Vegetation	Flach, keine Vegetation um die Anlage
Baujahr	2011
Substrat	Maissilage - 92,5 Masse-%, Ganzplanzensilage (Roggen) - 7,5 Masse-%
Jährliche Biogasproduktion	Ca. 10.512.000 m^3
Durchschnittlicher CH_4-Gehalt	52 Vol.-%
Mittlere Methanproduktion während Messphase I	554 $m^3\ h^{-1}$ bzw. 399 $kg\ h^{-1}$
Fermentationssystem	Nassfermentation
Vergärungsstufen	Zwei parallele Hauptfermenter, ein Nachgärer
Gärrestlagerung	Drei parallele gasdicht abgedeckte Gärrestlager
Biogasspeicher	Integriert in den pneumatisch vorgespannten Doppelmembrandächern der Fermenter und Gärrestlager
BGAA	Aminwäsche ($\dot{V}_{N_Rohgas_input}$ = 700 $m^3\ h^{-1}$), Volllastbetrieb
BHKW	Jenbacher Gasmotor, P_{el} = 845 kW + Thermische Nachverbrennung Jenbacher Cl.Air ($\dot{V}_{N_Rohgas_input}$ = 420 $m^3\ h^{-1}$), Volllastbetrieb

Die Anlage hatte zwei bekannte Methanemissionsquellen und zwar der abgetrennte Kohlenstoffdioxidstrom der BGAA sowie das Abgas des BHKWs bzw. der nachgeschalteten thermischen Nachverbrennungseinheit.

Die Biogasanlage befand sich während der Durchführung der Messphase im Normalbetrieb (vgl. Tabelle 4). In der Nacht zum Donnerstag den 27.10.2016 wurde zwischen 2 und 4 Uhr kurzzeitig (insgesamt 0,3 h) die Biogasfackel aktiviert, da die Füllstandlevel der Biogasspeicher der Hauptfermenter ihr Maximum von 100 % erreicht hatten.

Tabelle 4: Betriebsdaten von BGA 1 während der durchgeführten Messphase

Tag	Substrat-zufuhr Mg d^{-1} Mais	$\dot{V}_{N_Rohgas}$ $m^3\ h^{-1}$	$\dot{V}_{N_Biomethan}$ $m^3\ h^{-1}$	BHKW-Auslastung %	Betriebszeit der Biogasfackel h
24.10.2016	110,8	1.071,2	345,8	101,1	----
25.10.2016	105,2	1.074,5	345,8	100,6	----
26.10.2016	104,0	1.069,7	345,8	100,6	----
27.10.2016	101,2	1.076,9	345,8	100,6	0,3
28.10.2016	102,0	1.076,1	345,8	100,6	----

2.2 Kurzbeschreibung Biogasanlage 2

Die untersuchte Biogasanlage wurde überwiegend mit Energiepflanzen beschickt. Die Nutzung des produzierten Biogases erfolgte in Kraft-Wärme-Kopplung (drei BHKWs) in einem flexibilisierten Anlagenbetrieb (Tabelle 5).

Tabelle 5: Kenndaten der BGA 2

Parameter	Anlagendaten
Gelände, Vegetation	Hügelig, Baumreihe im Norden der Anlage
Baujahr	2004
Substrat	Ganzpflanzensilage (Getreide) – 34,4 Masse-%, Maissilage – 31,3 Masse-%, Grassilage – 25,3 Masse-%, Pferdemist – 6,6 Masse-%, Getreide-schrot – 2,4 Masse-%
Jährliche Biogasproduktion	ca. 3.000.000 m^3
Mittlere Methanproduktion während Messphase II	174 $m^3\ h^{-1}$ bzw. 125 kg h^{-1}
Durchschnittlicher CH_4-Gehalt	51 Vol.-%
Fermentationssystem	Nassfermentation
Vergärungsstufen	Zwei parallele Hauptfermenter, ein Nachgärer, jeweils mit Betondecke
Gärrestlagerung	Ein gasdicht abgedecktes Gärrestlager, ein offenes Gärrestlager
Biogasspeicher	Integriert im pneumatisch vorgespannten Doppelmembrandach des gasdicht abgedeckten Gärrestlagers; ein externer, liegender Gassack
BHKW	MAN Gasmotor mit P_{el} = 190 kW; MWM Gasmotor mit P_{el} = 536 kW; Jenbacher Gasmotor mit P_{el} =637 kW

Die Anlage hatte zwei bekannte Methanemissionsquellen und zwar die Abgasströme der drei BHKWs und das offene Gärrestlager.

Die Biogasanlage befand sich während der Durchführung der Messphase überwiegend im Normalbetrieb. Am Mittwoch den 10.05.2017 wurde die jährliche BImSch-Messung (Formaldehyd, NO_x, CO) an den BHKWs durchgeführt. In Tabelle 6 sind allgemeine Betriebsdaten während der Messphase zusammengefasst.

Tabelle 6: Betriebsdaten von BGA 2 während der durchgeführten Messphase

Tag	Substratzufuhr			$\dot{V}_{N_Rohgas}$	Elektr. BHKW-Einspeiseleistung		Betriebszeit der Biogasfackel
	Mais	Gras	Festmist		Mittelwert	Maximum	
	Mg d^{-1}			m^3 h^{-1}	kW (Mittelwert)	kW (Maximal	h
08.05.2017	34,6	5,6	2,1	386	734	1.148	----
09.05.2017	27,4	4,5	1,9	370	704	1.155	----
10.05.2017	25,6	4,2	1,6	301	572	980	----
11.05.2017	36,2	5,9	2,1	355	676	1.218	----
12.05.2017	25,8	4,2	0	317	603	722	----

3. Material und Methoden

3.1 On-Site Ansatz – DBFZ

3.1.1 Identifikation von Leckagen

Für die Anlagenbegehung kamen drei sich ergänzende Messsysteme zum Einsatz, ein bildgebendes Kamerasystem, ein tragbarer, methanspezifischer Open-Path-Laser sowie ein tragbarer Biogasmonitor. Die einzelnen Messsysteme werden im Folgenden gelistet, die zugrundeliegenden Messprinzipien erläutert und messtechnische Angaben zu den einzelnen Geräten gemacht. Das bildgebende Kamerasystem nutzt die spezifische Eigenschaft von flüchtigen organischen Stoffen in bestimmten Wellenlängenbereichen besonders viel Wärmestrahlung zu absorbieren. Für Methan existieren dabei unterschiedliche Absorptionsmaxima im IR-Spektrum. Die zum Einsatz kommende Kamera (Abbildung 1) nutzt das Wellenlängenband von ca. 3,2 - 3,4 µm.

Abbildung 1: IR-Kamera im Einsatz an der DBFZ-Forschungsbiogasanlage (© DBFZ)

Die durch das Objektiv einfallende Wärmestrahlung wird mittels Schmalbandfilter auf dieses Wellenlängenband eingeschränkt. Trifft die Strahlung anschließend auf den Detektor, wird in diesem ein Photonenfluss induziert. Eine Gaswolke zwischen Hintergrund und Objektiv ändert diesen Energiefluss, unabhängig davon ob die Gastemperatur höher oder geringer als die Hintergrundtemperatur ist, denn nur eine vorliegende Temperaturdifferenz ist wichtig. Der Detektor besteht aus einem gekühlten Focal-Plane-Array, einer Anordnung von lichtsensitiven Detektorelementen, die den Photonenfluss erfassen, basierend auf den inneren photoelektrischen Effekt. Mit Hilfe einer speziellen Bildüberlagerungstechnik wird das aus den Leckstellen austretende Gas in Form einer auf dem Kameradisplay sichtbaren Wolke visualisiert. Die thermische Empfindlichkeit der Kamera von <25 mK gewährleistet eine sehr hohe Sensitivität. Die Darstellung lässt sich als Filmsequenz abspeichern. Die wesentlichen Kenndaten der verwendeten IR-Kamera umfassen:

Hersteller:	FLIR
Typ:	GF 320
Messprinzip:	Passive IR-Messung
Detektierbare Gase:	U. a. Methan, Ethan, Propan, Buthan, Ethylen
Messbereich Temperatur:	-40 – 350 °C
Messunsicherheit Temperatur:	±1 °C für Temperaturbereich 0 – 100 °C bzw. ±2 % des Ablesewertes für Temperaturbereich > 100 °C
Messbereich Leckagemessung:	Abhängig von Temperaturdifferenz/Abstand zur Quelle; Nachweisgrenze für Methan unter Laborbedingungen (Modell: GasFindIR): 8 L h^{-1} (Freisetzung von reinem Methan, 3 m Abstand zur Quelle, 8 km h^{-1} Windgeschwindigkeit [17])
Explosionsschutz:	Nicht explosionsgeschützt

Ebenso wie die IR-Kamera ist auch das Methanlaser-Handgerät ein Fernmessverfahren zur Detektion von Biogasleckagen. Es handelt sich jedoch im Unterschied zur Kamera um eine aktive IR-Messung. Dabei wird aus dem Handgerät ein IR-Laserstrahl mit bestimmter Wellenlänge ausgesendet, an einer Fläche reflektiert und auf dem ebenfalls im Handgerät befindlichen Detektor zurückgeworfen. Auf dieser Wegstrecke nimmt die Intensität des Laserstrahles in Abhängigkeit von der Wellenzahl (reziproke Wellenlänge des Laserlichtes) nach dem Lambert-Beerschen Gesetz exponentiell ab. Durch die Auswahl einer geeigneten Laserdiode ist das Handgerät selektiv für Methan. Aus der gemessen Absorption und dem Abstand zur Reflexionsfläche berechnet das System eine pfadintegrierte Methankonzentration, angegeben in ppm·m. Wird der Anzeigewert durch den Abstand zur Reflexionsfläche dividiert, ergibt sich eine pfadgemittelte Konzentration in ppm (Abbildung 2).

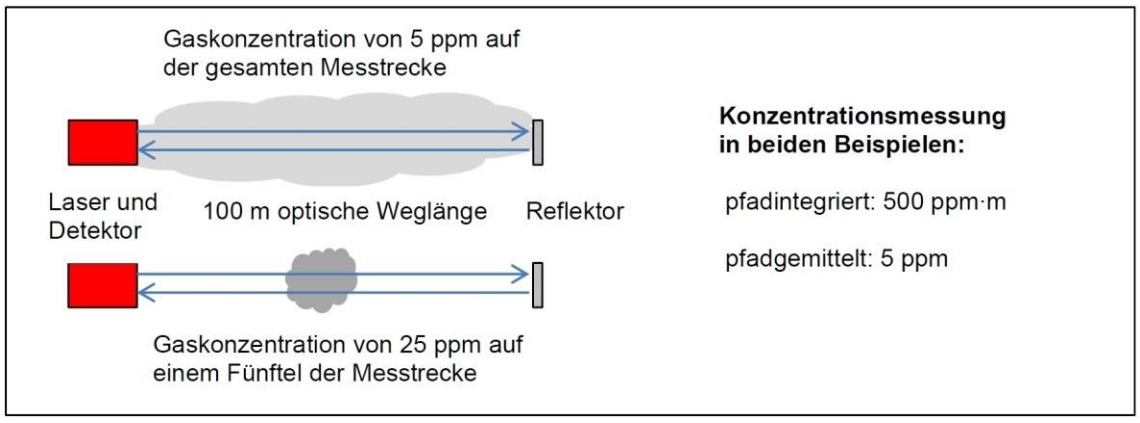


Abbildung 2: Darstellung pfadintegrierter und -gemittelter Konzentrationsangaben (©DBFZ)

Die wesentlichen Kenndaten des verwendeten, tragbaren Methanlasers (Abbildung 3) umfassen:

Hersteller:	GROWCON
Typ:	LaserMethane® *mini* Gen2
Messprinzip:	TDLAS (Tunable Diode Laser Absorption Spectroscopy)
Messbereich:	1 – 50.000 ppm·m (abhängig von Abstand/Reflexionsoberfläche)
Messunsicherheit:	± 10 % (1000 ppm·m und 2 m Abstand)
letzte Kalibrierung:	Selbstkalibrierend mit integrierter Gasmesszelle
Explosionsschutz:	II 2G Ex ib IIA T1

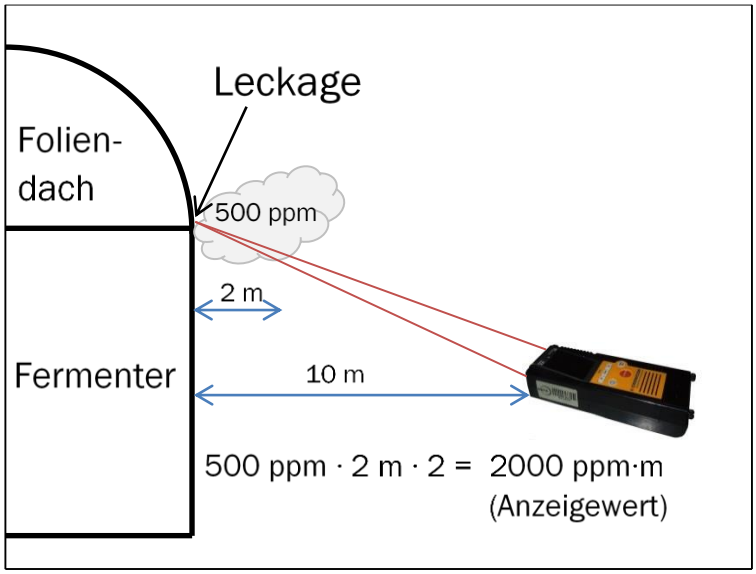


Abbildung 3: Anwendung eines Methanlaser-Handgerätes (© DBFZ)

Zur Bestimmung der Methankonzentration am unmittelbaren Quellenort einer aufgefundenen Undichtigkeit wurde ein tragbarer Biogasmonitor (Abbildung 4) verwendet.

Abbildung 4: Verfügbare Biogasmonitore (© DBFZ)

Die wesentlichen Kenndaten des verwendeten Biogasmonitors, dessen Messunsicherheit in Tabelle 7 ausgewiesen ist, umfassen:

Hersteller:	Geotechnical Instruments Ltd

Typ:	BM 2000 (vgl. linkes Gerät in Abbildung 4)
Fördervolumen Probenahmepumpe:	0,3 l min^{-1}
Integrierter Luftdrucksensor:	900 … 1100 mbar (± 5 mbar)
Explosionsschutz:	Ex II 2G EEx ibd IIA T1 Gb

Tabelle 7: Messbereich und Messunsicherheiten des BM 2000

		CH_4	CO_2	O_2
		in Vol. %	in Vol. %	in Vol. %
Messbereich		0 – 100 (IR)	0 – 100 (IR)	0 – 25 (elektrochemisch)
Messun-sicherheit	0 – 5 Vol. %	± 0,5	± 0,5	± 1,0
	5 – 15 Vol. %	± 1,0	± 1,0	± 1,0
	> 15 Vol. %	± 3,0	± 3,0	± 1,0

Für die Leckagesuche an den gasführenden Anlagenteilen wurden im Wesentlichen die IR-Kamera sowie das Methanlaser-Handgerät eingesetzt. Auf einer Übersichtsskizze der Anlage wurden die Kamerapositionen und die Fundorte der Leckagen protokolliert. Es wurden um die gasdichten Behälter und sonstigen gasführenden Anlagenteilen herum Übersichtsmessungen durchgeführt. Danach erfolgten Detailaufnahmen der gefundenen Leckagen. Detektierte Gasaustritte wurden durch Videoaufzeichnungen dokumentiert und der Gasaustritt mittels Biogasmonitor auf Plausibilität überprüft, sofern eine Erreichbarkeit der Leckage gegeben war.

3.1.2 Quantifizierung der Methanemissionsraten

Konzentrations- und Volumenstrommessung:

Die Messung der Methankonzentration erfolgte diskontinuierlich und mit der in Tabelle 8 genannten analytischen Methode.

Tabelle 8: Analytische Messmethode

Gas	Probenahme	Messmethode	Messgerät	Standard
Methan (CH_4)	Evakuierte Vials, Weniger als 10 hPa Absolutdruck	Gaschromatograph mit Auto-Sampler und Flammen-ionisationsdetektor (FID)	Agilent 7890A GC System	EN ISO 25139: 2011 [7]

Zur Bestimmung des Volumenstroms der Gebläse an den eingehausten Leckagen wurden Luftströmungsmessblenden (DEBIMO, Fa. KIMO, Montpon, Frankreich) eingesetzt. Diese besitzen ein Flügelprofil mit Druckaufnahmelöchern in definierten Abständen. Durch eine Luftströmung bildet sich ein dynamischer Druck aus, der mittels Differenzdrucksensoren (FDA 602 S6K, Fa. Ahlborn Mess- und Regelungstechnik GmbH, Holzkirchen, Deutschland) gemessen werden kann. Der Volumenstrom im Betriebszustand kann nach Formel 1 berechnet werden.

Formel 1

$$\dot{V} = BF \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot p_d}{\rho_{Luft}}} \cdot A \cdot 3.600$$

$\dot{V}$	Volumenstrom unter Betriebsbedingungen	$m^3\ h^{-1}$
BF	Blendenfaktor	0,816
p_d	Dynamischer Druck	Pa
ρ_{Luft}	Luftdichte unter Betriebsbedingungen	$kg\ m^{-3}$
A	Querschnittsfläche	m^2

Zur Bestimmung des Volumenstroms an den Belüftungsgittern von Gebäuden und der Stützluft der Doppelmembranspeicher wurden Flügelradanemometer (PCE 007, Fa. PCE Deutschland GmbH, Deutschland, Germany; Testo 416, Fa. Testo SE & Co. KGaA, Lenzkirch, Deutschland) eingesetzt. Der Volumenstrom im Betriebszustand kann nach Formel 2 berechnet werden.

$$\dot{V} = v_m \cdot A \cdot 3.600$$ Formel 2

$\dot{V}$	Volumenstrom unter Betriebsbedingungen	$m^3\ h^{-1}$
v_m	Mittlere Strömungsgeschwindigkeit	$m\ s^{-1}$
A	Querschnittsfläche	m^2

Die gemessenen Volumenströme im Betriebszustand wurden mittels Formel 3 in den Normzustand umgerechnet.

$$\dot{V}_N = \frac{\left(p_{Luft} - \left(\left(\frac{rH}{100}\right) \cdot 0{,}6112\ kPa \cdot e^{\frac{17{,}62 \cdot \vartheta}{243{,}12 + \vartheta}}\right)\right) \cdot 273{,}15\ K}{101.325\ kPa \cdot (273{,}15 + \vartheta)\ K} \cdot \dot{V}$$ Formel 3

$\dot{V}_N$	Volumenstrom im Normzustand (0°C, 101.325 kPa)	$m^3\ h^{-1}$
$\dot{V}$	Volumenstrom unter Betriebsbedingungen	$m^3\ h^{-1}$
p_{Luft}	Luftdruck	kPa
ϑ	Lufttemperatur	°C
rH	Relative Luftfeuchtigkeit	%

Tabelle 9: Verwendete Messtechnik

Gerät/Sensor	Messbereich		Genauigkeit
2x KIMO Messblende DEBIMO	3 – 100	m s^{-1}	Abhängig von der Genauigkeit des Differenzdrucksensors
2x Ahlborn Differenzdrucksensor FDA 602 S6K	± 6.800	Pa	±0,5 % vom Messbereichsendwert
2x Ahlborn Temperatursensor FPA 32 P	- 40 – 500	°C	± 0,3 K (bei 0°C)
PCE 007	0 – 45 0 – 45	m s^{-1} °C	±3 % vom Messbereichsendwert und 0,1 m s^{-1} ±1 °C
Testo 416 (PM-T-7-122)	0,6 – 40	m s^{-1}	0,2 m s^{-1} und ±1,5 % des Messwertes
1x Extech Klimadatenlogger SD 700 (PM-T-7-206)	0 – 50 700 – 1.100 10 – 90	°C hPa % RH	± 0,8 °C ± 2 hPa (10,0 – 1.000,0 hPa) ± 3 hPa (1.000,1 – 1.100,0 hPa) ± 4 % rF (10 – 70 % rF) ± 4 % vom Messwert und ± 1 % rF (70 – 90 % rF)

Berechnung der Emissionsrate:

Durch die Messung des Volumenstroms und der Gaskonzentration konnte der Emissionsmassenstrom mittels Formel 4 berechnet werden.

$$E = c_m \cdot \dot{V}_N$$ Formel 4

E	Emissionsmassenstrom	g h^{-1}
c_m	Massenkonzentration	g m^{-3}
$\dot{V}_N$	Volumenstrom im Normzustand	m^3 h^{-1}

Der Emissionsfaktor bezieht die gemessene Emissionsrate einer Emissionsquelle auf die Methanproduktion der untersuchten Biogasanlagen und wurde nach Formel 5 berechnet.

$$EF = \frac{E}{\rho_{CH4} \cdot \dot{V}_{N_CH4} \cdot 1.000}$$ Formel 5

EF	Emissionsfaktor	% CH_4
E	Emissionsmassenstrom	g h^{-1}
ρ_{CH4}	Dichte Methan	kg m^{-3}
$\dot{V}_{N_CH4}$	Methanproduktion der Biogasanlage	m^3 h^{-1}

Stationäre bzw. geführte Emissionsquellen (BHKW/BGAA):

Die Probenahme für die Messung der Methankonzentration wurde direkt am Abgasrohr über eine beheizte Leitung nach EN ISO 25139:2011 [7] durchgeführt. An den Abgasrohren der Gasnutzungseinrichtungen beider untersuchter Biogasanlagen waren keine geeigneten Messstellen für die Messung der

Strömungsgeschwindigkeit und damit des Abgasvolumenstroms vorhanden. Daher wurden die Abgasvolumenströme aus den Betriebsdaten heraus berechnet. Der abgetrennte Kohlenstoffdioxidstrom der BGAA wurde nach Formel 6 berechnet und der Abgasvolumenstrom der BHKWs mit Formel 7 bis Formel 10.

$$\dot{V}_{N_Abgas_BGAA} = \left((\dot{V}_{N_Rohgas_input} \cdot c_{CH4_korr}) + (\dot{V}_{N_Rohgas_input} \cdot c_{CO2_korr})\right) - \left((\dot{V}_{N_Biomethan_output} \cdot c_{CH4_korr}) + (\dot{V}_{N_Biomethan_output} \cdot c_{CO2_korr})\right)$$ Formel 6

$\dot{V}_{N_Abgas_BGAA}$	Abgasvolumenstrom BGAA	$m^3\ h^{-1}$
$\dot{V}_{N_Rohgas_input}$	Rohgaszufuhr zur Gasverwertung (BGAA)	$m^3\ h^{-1}$
$\dot{V}_{N_Biomethan_output}$	Produktgastrom (Biomethan) aus der BGAA	$m^3\ h^{-1}$
c_{CH4_korr}	Korrigierte CH_4-Konzentration vom In- und Output der BGAA	Vol.-%
c_{CO2_korr}	Korrigierte CO_2-Konzentration vom In- und Output der BGAA	Vol.-%

$$\lambda = \frac{0{,}2095}{0.2095 - \left(\frac{c_{O2_Abgas}}{100}\right)}$$ Formel 7

λ	Verbrennungsluftverhältnis	
c_{O2_Abgas}	Sauerstoffgehalt im Abgas des BHKW/TNV	Vol.-%
0,2095	Sauerstoffgehalt in Luft	

$$ratio_{CH4_Luft} = \frac{2}{0{,}2095} \cdot \lambda$$ Formel 8

$ratio_{CH4_Luft}$	Bedarf Verbrennungsluft	
2	Stöchiometrischer Sauerstoffbedarf für 1 m^3 CH_4	
λ	Verbrennungsluftverhältnis	
0,2095	Sauerstoffgehalt in Luft	

$$\dot{V}_{N_Luft_input} = (\dot{V}_{N_Rohgas_input} \cdot c_{CH4_korr}) \cdot ratio_{CH4_Luft}$$ Formel 9

$\dot{V}_{N_Luft_input}$	Verbrennungsluftzufuhr zum BHKW	$m^3\ h^{-1}$
$\dot{V}_{N_Rohgas_input}$	Rohgaszufuhr zum BHKW	$m^3\ h^{-1}$
c_{CH4_korr}	Korrigierte CH_4-Konzentration vom Rohgasinput zum BHKW	Vol.-%
$ratio_{CH4_Luft}$	Bedarf Verbrennungsluft	

$$\dot{V}_{N_Abgas_BHKW} = \dot{V}_{N_Luft_input} + \dot{V}_{N_Rohgas_input}$$ Formel 10

$\dot{V}_{N_Abgas_BHKW}$	Abgasvolumenstrom des BHKWs	$m^3\ h^{-1}$
$\dot{V}_{N_Luft_input}$	Verbrennungsluftzufuhr zum BHKW	$m^3\ h^{-1}$
$\dot{V}_{N_Rohgas_input}$	Rohgaszufuhr zum BHKW	$m^3\ h^{-1}$

Stützluft der Doppelmembrangasspeicher:

Die Methanemissionen der Stützluft wurden direkt an den Auslässen gemessen (vgl. den mit einem rot markierten Kreis gekennzeichneten Bereich in Abbildung 5).

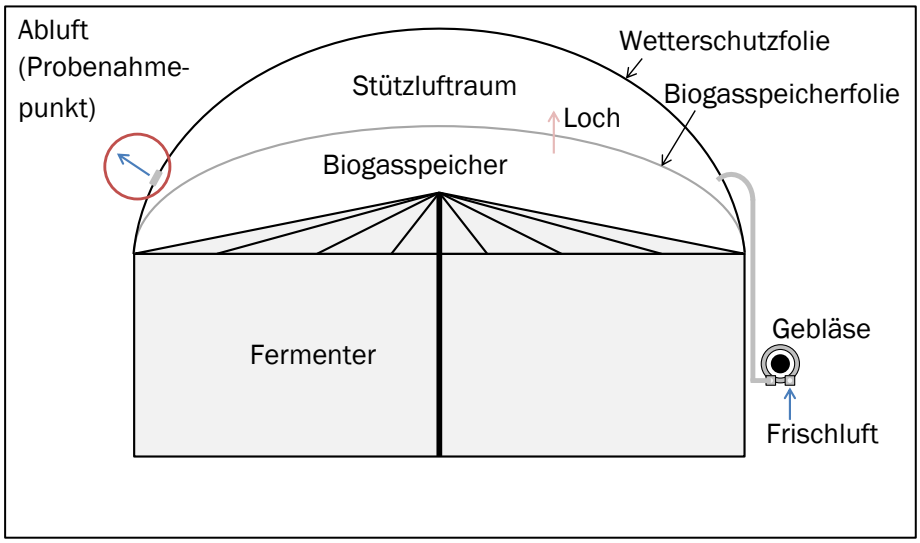


Abbildung 5: Skizze eines Doppelmembrangasspeichers mit Stützluftdach (© DBFZ)

Der Auslass wurde mit einer Folie bzw. Haube und einem Rohr eingehaust. Im Rohr wurde zum einen die Strömungsgeschwindigkeit gemessen und zur Berechnung des Volumenstroms auf die Querschnittsfläche des Rohres bezogen. Außerdem wurden über eine Probenahmeleitung Gasproben aus der Stützluft entnommen (vgl. Versuchsaufbau in Abbildung 6).

Abbildung 6: Messung der Stützluftemission an einem pneumatisch vorgespannten Doppelmembranspeicher (BGA 2, © DBFZ)

Belüftungsgitter von Gebäuden:

Die Methanemissionen aus ganzen Gebäudekomplexen wurden direkt an den Belüftungsgittern untersucht. Dort wurde die Strömungsgeschwindigkeit an 16 (BHKW Container) oder vier Punkten (BGAA und Hauptkompressor) gemessen und auf die jeweiligen Querschnittsflächen der Gitter bezogen. Die Probenahme der Abluft wurde direkt am Gitter durchgeführt (insgesamt 10 Proben). Die Proben zur Messung der Hintergrundkonzentration wurden direkt am Gitter zur Frischluftzufuhr durchgeführt (insgesamt 5 Proben).

Leckagen:

Identifizierte Leckagen wurden mittels eines belüfteten Windtunnels quantifiziert. Die Einhausung wurde mit Hilfe einer Folie durchgeführt. In der ersten Messphase hatte der Windtunnel einen Frischlufteingang und einen Abluftausgang mit verbundenen Gebläsen, die eine Luftströmung durch den Windtunnel erzeugen. In der zweiten Messphase wurden die Gebläse nur noch saugseitig angeschlossen. Das emittierende Methan aus der Leckage und die Frischluft vermischten sich im Windtunnel. Gasproben wurden aus der Frisch- und der Abluft des Windtunnels entnommen. Schließlich konnte die Emissionsrate anhand von Formel 11 berechnet werden.

$$E = \dot{V}_N \cdot \rho_{CH4} \cdot (c_{out} - c_{HG}) \qquad \text{Formel 11}$$

E	Emissionsmassenstrom	mg h^{-1}
$\dot{V}_N$	Volumenstrom im Normzustand	m^{-3} h^{-1}
ρ_{CH4}	Dichte Methan	mg ml^{-1}
c_{out}	Abluftkonzentration	ppmv
c_{HG}	Hintergrundkonzentration	ppmv

Die Messmethode ist in Abbildung 7 und Abbildung 8 schematisch sowie an einer realen Leckage (Übergang Foliendach zur Behälterwand) dargestellt.

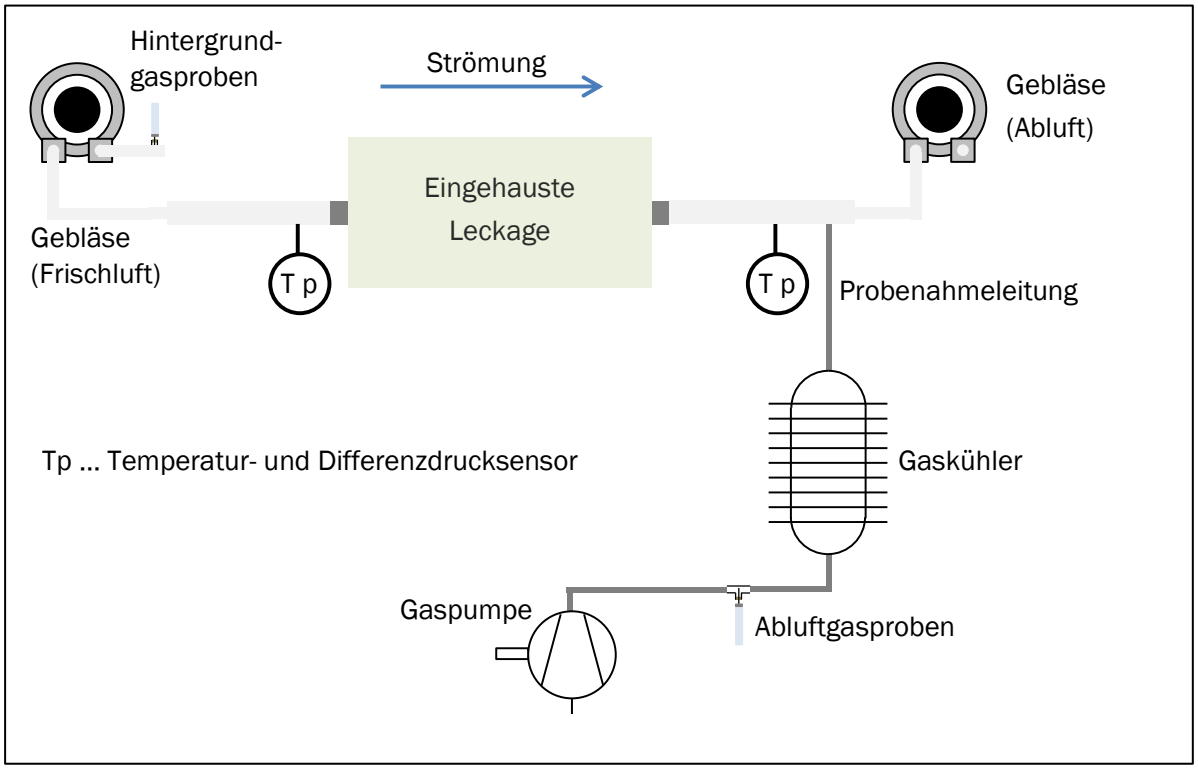


Abbildung 7: Schematischer Messaufbau an einer eingehausten Leckage (© DBFZ)

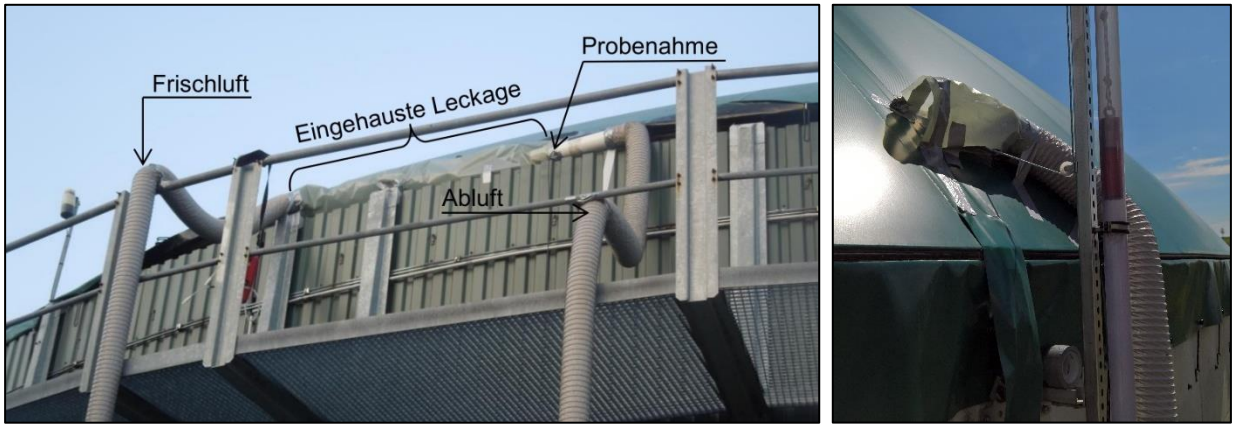


Abbildung 8: Messaufbau an einer Leckage am Übergang der Behälterwand zum Foliendach (BGA 1) und an der Biogasfüllstandmessung eines Doppelmembranspeichers (BGA 2), (© DBFZ)

Offene Gärrestlagerung:

Für die Bestimmung der Gärrestlageremission wurde eine geschlossene Haube (vgl. rechte Haube in Abbildung 9) verwendet. Das grundsätzliche Messprinzip bei der Nutzung von Hauben ist die Bestimmung einer oberflächenspezifischen Emissionsrate eines kleinen Teilstückes der Gärrestoberfläche. Diese wurde anschließend zur Extrapolation der Emissionsrate des gesamten Gärrestlagers nach Formel 12 verwendet [3, 4]. Da offene Gärrestlager meistens eine inhomogene Oberflächenstruktur, d. h. Schwimmschichten inkl. Risse in derselben sowie Flüssigphasen, aufweisen, wurde der oberflächenspezifische Emissionsmassenstrom an mehreren Messpunkten gemessen und entsprechend der Oberflächenstruktur gewichtet und gemittelt.

$$E = E_{Spez} \cdot A_{Gärrestlager}$$ Formel 12

E	Emissionsmassenstrom	$g\ h^{-1}$
E_{Spez}	Oberflächenspezifischer Emissionsmassenstrom	$g\ m^{-2}\ h^{-1}$
$A_{Gärrestlager}$	Gärrestoberfläche	m^2

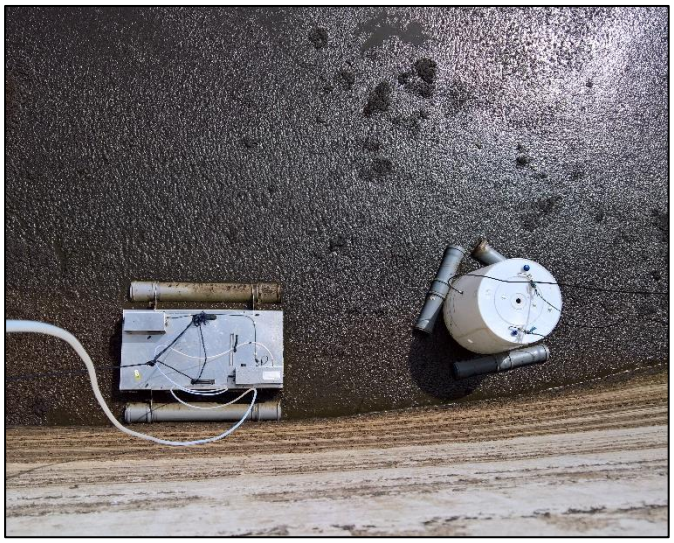


Abbildung 9: Bestimmung der Gärrestlageremission mittels geschlossener Haube (rechts, © DBFZ)

Nach dem Aufsetzen der geschlossenen Haube auf die Gärrestoberfläche, steigt die Methankonzentration infolge der Oberflächenemission innerhalb des Haubenvolumens an (Abbildung 10). Aus dem zeitlichen

Verlauf des Konzentrationsanstieges wurde der lineare Anstieg ermittelt aus dem der oberflächenspezifische Emissionsmassenstrom nach Formel 13 berechnet werden konnte.

$$E_{Spez} = \frac{\partial c}{\partial t} \cdot \frac{V_{Haube}}{A_{Gärrest}} \cdot 0{,}06$$ Formel 13

E_{Spez}	Oberflächenspezifische Emissionsmassenstrom	g m^{-2} h^{-1}
$\frac{\partial c}{\partial t}$	Linearer Anstieg der Methankonzentration in der Haube	mg m^{-3} min^{-1}
V_{Haube}	Durch die Haube eingeschlossenes Volumen	m^3
$A_{Gärrest}$	Durch die Haube eingeschlossene Gärrestoberfläche	m^2

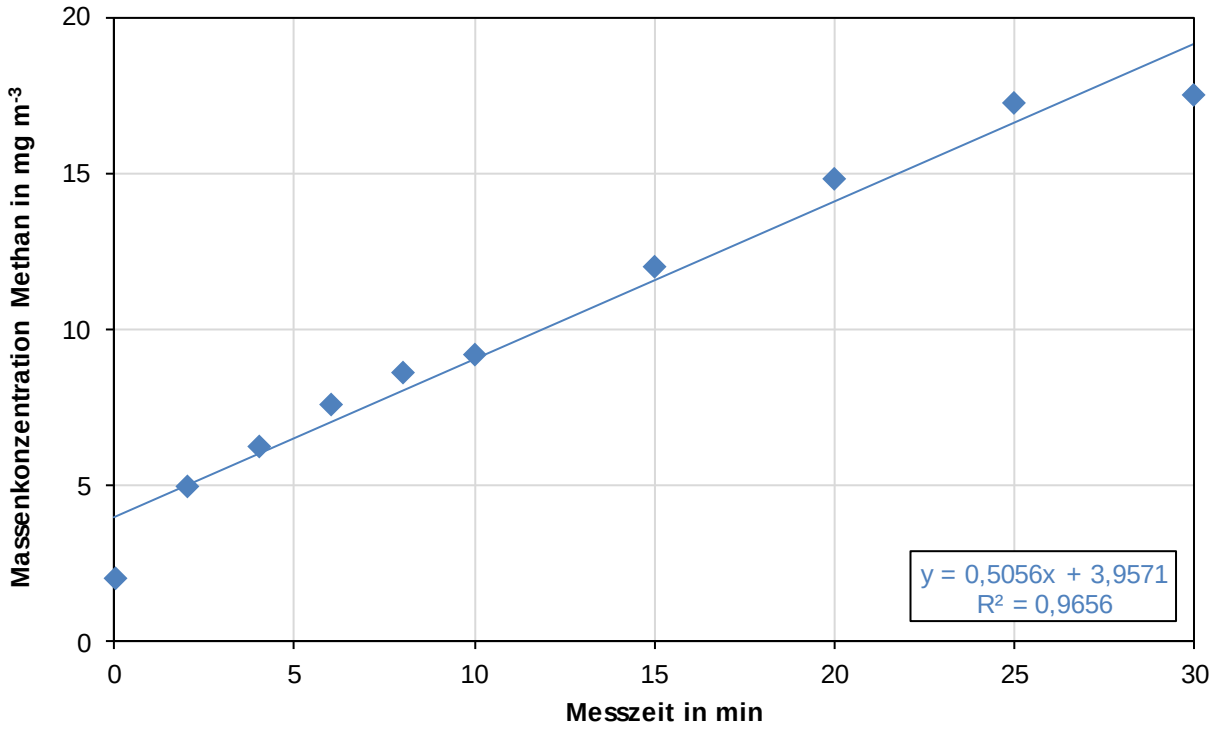


Abbildung 10: Konzentrationsanstieg von Methan in einer geschlossenen Haube (© DBFZ)

3.2 Material und Methoden – Remote-Sensing-Ansatz (IDMM) – DBFZ und UStutt

3.2.1 Eingesetzte Messtechnik

Zur Bestimmung der Methanemissionsrate einer Biogasanlage mittels IDMM wird die Methankonzentration auf einer offenen Messstrecke („Open Path“) mit Hilfe von TDLAS gemessen.. Zusätzlich zu den TDLAS-Geräten sind dafür verschiedene Reflektoren erforderlich, die je nach Länge der Messstrecke variiert werden können. Mit Hilfe einer Schwenk-Neige Vorrichtung ist es auch möglich das TDLAS-Gerät automatisch zwischen verschiedenen Messpfaden hin- und her zu bewegen. Zur Ermittlung von Kompensationsfaktoren von Temperatur- und Druckeinflüssen der Laserspektrometer, müssen regelmäßig Kalibriermessungen mit einer Referenzzelle und Prüfgas durchgeführt werden. Zusätzlich werden Sensoren für Windrichtung, Windgeschwindigkeit sowie Temperatur, Druck und Luftfeuchte zur Messung der atmosphärischen Umgebungsbedingungen eingesetzt. Folgende Geräte standen den Projektpartnern DBFZ und UStutt zur Verfügung:

- DBFZ:
  - Zwei TDLAS-Geräte vom Typ „GasFinder 2.0“ (GF2, Fa. Boreal Laser Inc., Edmonton, Kanada), davon eines zur Konzentrationsbestimmung von Methan (Abbildung 11 a) und eines für Acetylen

- Ein TDLAS-Gerät vom Typ „GasFinder 3“ (GF3, Fa. Boreal Laser Inc., Edmonton, Kanada), für die Konzentrationsbestimmung von Methan (Abbildung 11 b)
- Eine Schwenk-Neige-Vorrichtung (Fa. FLIR, Goleta, USA, Abbildung 11 a)
- Verschiedene Reflektoren (Fa. Boreal Laser Inc., Edmonton, Kanada, Abbildung 11 c)
- Eine Wetterstation mit 3-D Ultraschallanemometer, Temperatur-, Druck- und Feuchtesensor (Fa. R.M. Young, Michigan, USA, Abbildung 11 d)
- Zwei Referenzzellen (Fa. Boreal Laser Inc., Edmonton, Kanada, Abbildung 11 e) mit einer Länge von 0,5 m und einen Durchmesser von 0,125 m.

- UStutt:
  - Ein TDLAS-Gerät vom Typ „GasFinder 2.0“ (GF2, Fa. Boreal Laser Inc., Edmonton, Kanada) zur Konzentrationsbestimmung von Methan (Abbildung 11 a)
  - Verschiedene Reflektoren (Fa. Boreal Laser Inc., Edmonton, Kanada, Abbildung 11 c)
  - Ein 3-D Ultraschallanemometer mit integriertem Temperatursensor (Fa. METEK GmbH, Elmshorn, Deutschland),
  - Druck- und Feuchtesensor (Fa. PCE Deutschland GmbH, Meschede, Deutschland)
  - Eine Referenzzelle (Fa. Boreal Laser Inc., Edmonton, Kanada, Abbildung 11 e) mit einer Länge von 0,5 m und einen Durchmesser von 0,125 m.

,

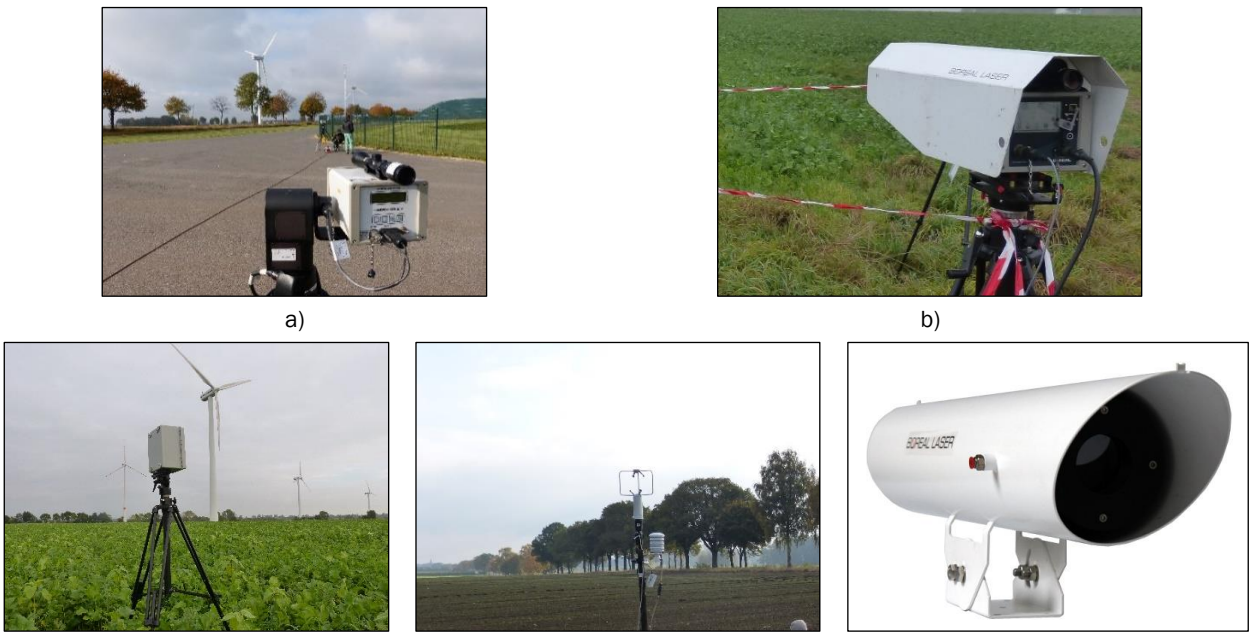


Abbildung 11: Eingesetzten IDMM-Messtechnik: (a) GF2 für Methan und Schwenk-Neige-Vorrichtung, (b) GF3, (c) Retroreflektor mit 7 Corner Cubes, (d) Ultraschall-Anemometer mit Temperatur-, Druck- und Feuchtesensor (© DBFZ), (e) Referenzzelle (© Boreal Laser Inc.)

Kenndaten der vier TDLAS Messgeräte von DBFZ und UStutt (Angaben laut Hersteller):

Hersteller:	Boreal Laser Inc.
Typ:	GF2 (für Acetylen und Methan),GF3 für Methan
Messprinzip:	Absorptionsspektroskopie mittels durchstimmbarer Laserdiode (TDLAS) im nahen IR-Bereich
detektierbare Gase:	2 Geräte für Methan, 1 Gerät für Acetylen
Absorptionswellenlänge	1653,7 nm für Methan, 1529 nm für Acetylen
Laserleistung	20 mW (GF2), 9,75 mW (GF3)

Messbereich Temperatur:	-30 °C– +50 °C
Messbereich:	0,1 - 1000 ppm
Messstreckenlänge:	Abhängig von Reflektor und Sichtverhältnissen: 0,1 - 1000 m
Messunsicherheit	1 ppmm
letzte Kalibrierung:	Selbstkalibrierend mit integrierter Gasmesszelle, Werkskalibrierung: GF2 Methan (08/2016), GF2 Acetylen (02/2012), GF3 (04/2016), zusätzlich werden mehrmals jährlich eigene Kalibriermessungen unter Verwendung von entsprechendem Prüfgas und einer Kalibriermesszelle durchgeführt

Kenndaten der beiden Ultraschallanemometer von DBFZ und UStutt (Angaben laut Hersteller):

	DBFZ:	UStutt:
Gerät:	Ultraschallanemometer	Ultraschallanemometer
Hersteller:	R. M. Young Company	METEK
Typ:	Model 81000	USA-1 Standard
Messprinzip:	Laufzeitermittelung von Ultraschallimpulsen	Laufzeitermittlung von Ultraschall-impulsen
Messbereich:	0 - 40 m s^{-1} ; 0 - 360° ; Schalltemperatur: -50 - +50°C	0 - 50 m s^{-1} ; 0 - 360° ; -30 - +50°C
Temperatur-abhängigkeit:		unter 5°C muss der Sensorkopf beheizt werden → Stromversorgung über Batterie nur bedingt möglich (andere Stromversorgung wird benötigt)
Verwendete Messfrequenz	Messung mit 1 Hz (durch Messprogramm für die gesamte Wetterstation von Boreal vorgegeben)	Messung mit 10 Hz, es werden jedoch 1-min-Mittelwerte abgespeichert
letzte Kalibrierung:	Werkskalibrierung: 2012	Werkskalibrierung 08.12.2014

Kenndaten der Referenzzellen von DBFZ und UStutt (Angaben laut Hersteller):

Gerät:	Referenzzelle
Hersteller:	Boreal Laser Inc.
Typ:	ER2, #20f
Messprinzip:	optisch

3.2.2 Methodik

Mit den TDLAS-Systemen werden pfadintegrierte Methankonzentrationen im Luv und im Lee der Anlage gemessen. Zusätzlich werden noch Windrichtung, -neigung, -geschwindigkeit, Druck, Temperatur und Feuchte bestimmt.

Außerdem ist es notwendig, die Positionen der Messpfade in Bezug auf die Anlage und die Oberflächenbeschaffenheit der Umgebung zu dokumentieren.

Die aufgenommenen Messdaten werden zunächst gefiltert, nur Signale mit ausreichender Lichtintensität (bei GF 2-Geräten Lichtwerte zwischen 3.000 und 13.000; bei GF 3-Geräten zwischen 100 µW und 3.000 µW) und einem R^2 von mindestens 0,98 wurden für die weiteren Berechnungen verwendet.

Aus den gefilterten Messdaten werden über einen Messzeitraum von mind. 10 Minuten Intervallmittelwerte der Pfadkonzentration von Hintergrundmessung (Luv) und Emissionsmessung (Lee) bestimmt. Aus den Messdaten des Ultraschallanemometers werden ebenso Mittelwerte über 10 Minuten für die Windgeschwindigkeit und die Windrichtung bestimmt und die Mittelwerte für die Schubspannung und die Monin-Obukhov-Länge (MOL), die ein Maß für die Stabilität der Atmosphäre darstellt, errechnet. Je nach verwendeter Berechnungsvariante für das Ausbreitungsmodell, kann auch noch die Standardabweichung für die einzelnen Windrichtungsvektoren benötigt werden und die Mittelwerte aus verschiedenen Produkten der aufgenommenen Messwerte.

Mit den ermittelten Mittelwerten werden Ausbreitungsrechnungen auf Basis der rückwärtsgerichteten Lagrange'schen Stochastik (bLS) durchgeführt. Hierfür wurde die kostenfreie Software Windtrax von Thunderbeach Scientific (http://www.thunderbeachscientific.com/) verwendet (siehe Abbildung 12).

WindTrax benutzt zur Bestimmung der Emissionsrate ein Modell, das auf rückwärtsgerichtete Lagrange'sche Stochastik (bLS) beruht. Ausbreitungsmodelle, die auf einer Lagrange'sche Stochastik basieren, geben die natürlich vorkommenden atmosphärischen Ausbreitungsprozesse am besten wieder. Über die Rückrechnung der Gasverteilung lässt sich anhand der in Lee der Anlage gemessenen Gaskonzentration C_L abzüglich der in Luv gemessenen Hintergrundkonzentration c_{HG} die Quellstärke E einer Flächenquelle ermitteln.

$$E = \frac{c_L - c_{HG}}{(c_L/E)_{sim}}$$ Formel 14

E	Emissionsmassenstrom	g s^{-1}
c_L	Linienkonzentration	ppmv
c_{HG}	Hintergrundkonzentration	ppmv
$(C_L/E)_{sim}$	simulierter Korrelationsfaktor	ppmv s g^{-1}

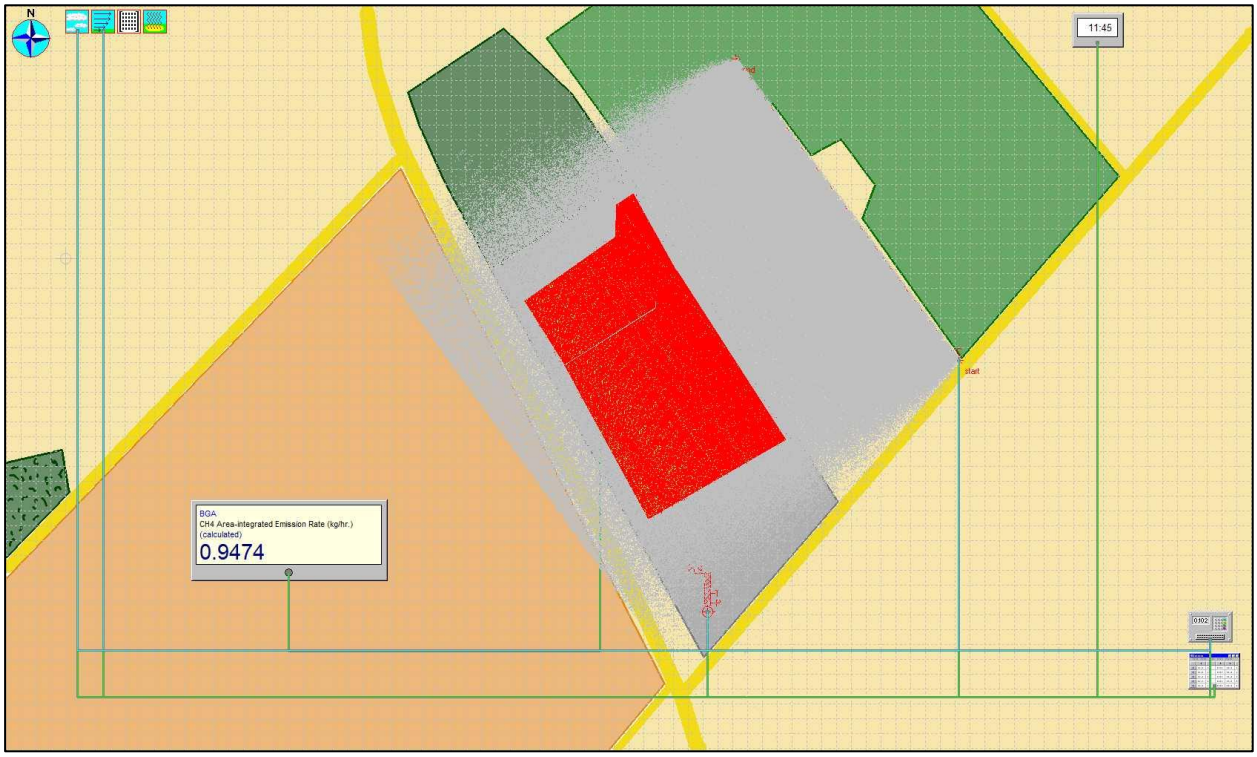


Abbildung 12: Ausbreitungssimulation der Methankonzentration an einer BGA (© UStutt)

Hierbei wurde zwischen drei Parametereingabeoptionen der meteorologischen Daten für die Eingabe in Windtrax unterschieden:

- Var1 (Ultraschallanemometer): Mittelwerte folgender Produkte über das jeweilige Messintervall (z.B. 10 Minuten): <u*u>, <u*v>, <u*w>, <v*v>, <v*w>, <w*w>, <u*T>, <v*T>, <w*T>, <T*T>. Aus diesen Werten wird dann von Windtrax u*, z0 und MOL berechnet. Werte für die Windstatistik werden von Windtrax geschätzt.
- Var2 (Standard-Anemometer + Windstatistik): Eingabeparameter sind: Mittelwerte der Windgeschwindigkeit, Windrichtung, MOL, Standardabweichung der drei Windgeschwindigkeitsvektoren im Verhältnis zu u*. Außerdem muss ein Wert für die Oberflächenrauhigkeit z0 angegeben werden.
- Var3 (Standard-Anemometer): Eingabeparameter sind: Mittelwerte der Windgeschwindigkeit, Windrichtung, MOL und z0. Werte für die Windstatistik werden von Windtrax geschätzt.

Für jedes Intervall werden 50.000 Rückwärtstrajektorien von Luftpaketen simuliert und bestimmt, ob diese im Quellgebiet aufsetzen und sich dort mit Methan aufladen konnten. Aus der Konzentrationsmessung abzüglich der Hintergrundkonzentration und der Anzahl der Trajektorien die von der Quellregion kommen, ergibt sich die Emissionsrate der Flächenquelle [26, 27].

Für die erzielten Modellergebnisse der Methanemissionsrate sollten folgende Filterkriterien erfüllt sein [26]:

- |MOL| ≤ 10 m
- u* ≤ 0,15 m/s
- ausreichende Abdeckung der Quellregion mit Aufsetzpunkten, aus Erfahrungen aller TDLAS-Teams wurde sich auf eine Abdeckungsrate von mind. 0,6 geeinigt.

Wenn diese Kriterien nicht erfüllt sind, wird das Messergebnis dieses Intervalls nicht verwendet.

Zusätzlich wurde vom DBFZ eine statische Tracergasmethode verwendet. Hierbei wird ein Tracer-Gas (hier Acetylen) auf der Anlage kontrolliert freigesetzt und dessen gemittelte Konzentration auf einem Messpfad direkt neben der Lee-Messstrecke der Methankonzentration bestimmt. Dafür wird ein zusätzliches TDLAS-Gerät, dessen Wellenlänge einer Absorptionslinie von Acetylen entspricht, verwendet. Die Methanemissionsrate wird dann mit folgender Formel bestimmt:

$$\frac{E}{Q_{SG}} = \frac{(C_{Methan} - C_{Methan,\,HG}) \times MW_{Methan}}{(C_{SG} - C_{SG,\,HG}) \times MW_{SG}}$$ Formel 15

E	Methanemissionsrate	kg h^{-1}
Q_{SG}	Freisetzungsrate Spurengas	kg h^{-1}
C_{Methan}	Methankonzentration im Lee	ppmv
$C_{Methan,\,HG}$	Methankonzentration im Luv (Hintergrundmessung)	ppmv
C_{SG}	Spurengaskonzentration im Lee	ppmv
$C_{SG,\,HG}$	Spurengaskonzentration im Luv	ppmv
MW_{Methan}	Molare Masse Methan	g mol^{-1}
MW_{SG}	Molare Masse Spurengas	g mol^{-1}

3.2.3 Methodenvalidierung durch eine kontrollierte Methanfreisetzung („künstliche Emissionsquelle“)

Mit dem Ziel der Validierung und Plausibilisierung wurde in beiden Messphasen eine kontrollierte Methanfreisetzung durchgeführt. Der künstliche Methanmassenstrom sollte das Messsignal der Laserspektrometer entsprechend der freigesetzten Menge erhöhen. Es kam das nachfolgend dargestellte Equipment zum Einsatz (vgl. Abbildung 13).

Kenndaten Komponenten Gasfreisetzung:

Gasflasche 99,9 % Methan

Druckminderer	Für brennbare Gase	175 bar → 1 bar
Massenflussregler	Analyt MTC	erste Freisetzungsphase 26.10.2016
	Omega FMA-2600	alle anderen Freisetzungsphasen
Gasfreisetzungseinheit:	Schwebekörper - Volumenstrommesser	
	Diffuser	
	Freisetzungshöhe	Messphase 1: 3,45 m Messphase 2: 0,95 m

Abbildung 13: Gasfreisetzung, inkl. Komponenten, Position (© UStutt) und IR-Kamera Aufnahme (© DBFZ)

Am 26.10.2016 und 27.10.2016 erfolgte die Freisetzung in Messphase I in den in Tabelle 10 dargestellten Zeiten und Massenströmen.

Tabelle 10: Freisetzungsraten

Tag	Startzeit	Endzeit	mittl. Massenstrom (kg h^{-1})	mittl. Volumenstrom (l min^{-1})
26.10.2016	15:00	15:40	0,9	20,0
	16:09	16:50	3,7	93,4
	17:19	18:00	3,7	93,5
27.10.2016	14:00	14:30	3,7	92,7
	15:00	15:30	3,7	93,0
	16:00	16:30	3,7	93,4

Auch in Messphase II wurden zu mehreren Zeitpunkten Methanfreisetzungsversuche durchgeführt. Am 09.05.2017 und 10.05.2017 wurden die Freisetzungsversuche auf dem Gelände der Biogasanlage durchgeführt, beinhalten somit zusätzlich die Methanemissionen der Anlage selbst. Am 11.05.2017 und 12.05.2017 wurden die Freisetzungsversuche fernab der Anlage durchgeführt und beinhalten somit nur die reine künstliche Emissionsquelle.

Tabelle 11: Freisetzungsraten

Tag	Startzeit	Endzeit	mittl. Massenstrom (kg h^{-1})	mittl. Volumenstrom (l min^{-1})
09.05.2017	15:00	15:30	3,9	100
	15:40	16:10	3,9	100
10.05.2017	15:30	16:40	3,9	100
11.05.2017	13:10	14:10	3,9	100
12.05.2017	11:20	13:20	3,9	100

3.3 Material und Methoden – Remote-Sensing-Ansatz (DIAL) – NPL

Die nachfolgend beschriebene Methodik wurde aus dem englischsprachigen NPL-Report in zusammengefasster Form ins Deutsche übersetzt.

3.3.1 Eingesetzte Messtechnik

DIAL-System:

Ein DIAL-System ist ein Fernmesssystem, dass räumlich aufgelöste Messungen von Konzentrationen eines Zielgases (in diesem Fall Methan) entlang des Weges eines in die Atmosphäre übertragenen, augensicheren Laserstrahls durchführen kann. Das System ist in einem Lastkraftwagen untergebracht und im Messbetrieb während der ersten Messphase dargestellt.

Abbildung 14: DIAL-Truck im Feldeinsatz an der Biogasanlage 1 (© DBFZ)

Der Laser wird abwechselnd mit zwei benachbarten Wellenlängen (im Bereich von 3,3 µm für Methan) betrieben. Eine davon wird so gewählt, dass sie von Methan absorbiert wird und die andere so, dass sie nicht signifikant von Methan absorbiert wird. Durch den Absorptionsunterschied der beiden Wellenlängen kann die Methankonzentration berechnet werden. Die Ortsauflösung wird durch das Pulsieren des Laserstrahls ermöglicht. Die Emissionsraten werden durch Abtasten des Laserstrahls durch die Atmosphäre bestimmt, um

eine Konzentrationskarte zu erstellen und diese mit den Messungen der Windgeschwindigkeit und -richtung zu kombinieren. Die DIAL-Daten quantifizieren die Emissionsraten in kg h^{-1} und liefern eine 2D/3D-Abbildung der Emissionskonzentrationen in ppm.

Messung der atmosphärischen Umgebungsbedingungen:

Der Standort der meteorologischen Überwachungsstationen wird üblicherweise vor der Ankunft am Standort durch Untersuchung der lokalen historischen Meteorologie-Daten bestimmt. Während dieser Messphase unterstützte der feste Mast, der sich südlich des Eingangstores befand, vier Windsensorpakete mit 11,9 m, 9,0 m, 6,2 m und 3,4 m Höhe vom Boden. Zusätzlich wurde ein tragbarer Mast, etwa 2,3 m Höhe, in der Nähe des DIAL-Lastwagens oder entlang der Messlinie eingesetzt. Der DIAL-Truck wurde mit einem Mast ausgerüstet, der in einer Höhe von 10,5 m betrieben wurde. Die Windsensoren des festen Mastes waren kalibrierte Windfahnen und Becher-Anemometer. Diese Instrumente wurden auch vor dem Einsatz überprüft. Die Winddaten wurden unter Verwendung von batteriebetriebenen Loggern mit Zwei-Sekunden-Intervall aufgezeichnet. Die meteorologischen Daten wurden dann verarbeitet, um vektorgemittelte Winddaten für die Perioden jeder DIAL-Abtastung zu liefern. Die Windgeschwindigkeitsdaten werden verwendet, um ein logarithmisches vertikales Windprofil zu erstellen.

3.3.2 Methodik

DIAL-Positionierung:

Für die Messung der Emissionsrate der Biogasanlage, wird das DIAL zunächst so platziert, dass eine Reihe von Abwind-(Lee)-Scans durchgeführt werden kann. Danach erfolgen die Scans im Luv zur Bestimmung der Hintergrundkonzentration. Diese kann je Situation von derselben Stelle durchgeführt werden oder das DIAL muss an eine andere Position bewegt werden. Um die Emissionsmessungen durchzuführen, muss das DIAL mit einer Mindestmessstrecke von 50 m arbeiten, so dass sich das DIAL auch nicht in der Emissionsfahne befindet. Für jede Quelle wird die Platzierung des DIALs unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit der ungehinderten Sicht auf die verschiedenen Flächen des Geländes und die aktuelle Windrichtung gewählt. Das DIAL-Position kann im Tagesverlauf variiert werden, wenn sich die Windrichtung ändert und wenn von anderen Standorten verschiedene Bereiche des Geländes gemessen werden sollen.

Die Intensität der zurückkehrenden DIAL-Strahlung hängt von den atmosphärischen Bedingungen ab, da die übertragene IR-Strahlung durch Streuung an Aerosolen bzw. Staubteilchen in der Atmosphäre reflektiert wird. Daher hängt der maximale Scanbereich des DIAL-Systems von den atmosphärischen Bedingungen ab, variiert von Tag zu Tag und kann sich auch über den ganzen Tag ändern. Für Methan liegt der Bereich typischerweise zwischen 300 m und 1 km.

Da die Eignung eines Messortes von der Windrichtung abhängt, wurde die Messstelle an der Biogasanlage 1 täglich getestet. Ziel war es, Messungen der Gesamtmethanemissionen der Anlage zu erhalten. Durch die Flexibilität des DIAL-Systems konnten Messungen entlang unterschiedlicher Richtungen von den meisten Standorten vorgenommen werden, so dass nahezu die gesamte Fläche der Biogasanlage in kurzer Zeit untersucht werden konnte.

Emissionsmessungen der verschiedenen Anlagenbereiche:

Zusätzliche Emissionsquellen im Luv der Anlage (Hintergrund) können im Allgemeinen auf drei Arten ausgeschlossen werden:

1. Wenn die auszuschließenden Emissionsquellen in der Nähe zur Biogasanlage waren und lokalisierte Abgasfahnen erzeugt haben, wurden diese räumlich von den gemessenen Raten unterschieden, indem die Bereiche des abgetasteten Gebietes integriert wurden, um die Emissionsrate nur aus der zu untersuchenden Emissionsquelle zu berechnen.
2. Wenn zusätzliche Emissionsquellen nicht räumlich unterschieden werden konnten und deren Emissionen in separaten Hintergrundmessungen im Luv der Anlage gemessen wurden, dann wurden diese Werte von der im Lee der BGA gemessenen Abwindemissionsraten subtrahiert.

3. Wenn die zusätzlichen Emissionsquellen im Luv weiter entfernt (mehr als ~ 500 m) und relativ niedrig waren, sind sie unterhalb des Messrausches bzw. der Nachweisgrenze.

Im Rahmen der Messphase an der Biogasanlage 1 konnten durch die geringen Flächenabmessungen und die variablen Windrichtungen, die an den vier Messtagen vorlagen, die Standorte einzelner Gebiete individuell gemessen werden, ohne den Beitrag anderer Gebiete zu berechnen. Es wurde keine zusätzlichen Emissionsquellen im Luv der Biogasanlage detektiert und daher wurde jede mögliche Fremdquelle unter Verwendung des dritten Punktes ausgeschlossen.

Kalibration:

Das DIAL-System verfügt über mehrere integrierte Kalibrierverfahren. Die wichtigsten sind die In-Line-Gaskalibrierzellen. Die Gaszellen wurden mit bekannten Methankonzentrationen aus NPL-Standard-Gasgemischen gefüllt, die direkt auf nationale Standards zurückzuführen sind. Ein Teil des transmittierten Strahls wurde abgespalten und die Hälfte direkt auf einen Detektor gerichtet, die andere Hälfte wurde durch die Gaszelle und dann auf einen Detektor geleitet. Dies ermöglichte eine direkte Messung der differentiellen Absorption bei den Betriebswellenlängen. Das Verhältnis zwischen der Energie auf jedem Detektor wurde während des Betriebs des Systems kontinuierlich überwacht, um eine mögliche Drift in den Laserwellenlängen zu detektieren. Zusätzlich wurde einmal pro Tag die Wellenlänge durch den Absorptionspeak des Methans abgetastet und dann auf geeignete Wellenlängen für DIAL-Messungen abgestimmt. Die Kalibrierzellen wurden ebenfalls periodisch in den Ausgangsstrahl platziert, um zu überprüfen, ob die Konzentrationsreaktion des Gesamtsystems wie erwartet war.

Messunsicherheit:

In früheren NPL-Validierungsstudien haben DIAL-Messungen der Gesamtemissionsrate eine Abweichung von bekannten Emissionsquellen von 5 – 20 % gezeigt [28, 29].

4. Ergebnisse – On-Site-Ansatz – DBFZ

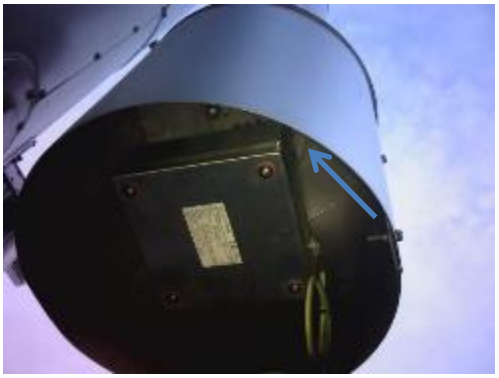
4.1 Erste Messphase

4.1.1 Identifikation von Leckagen

Abbildung 15 zeigt die bereits bekannten Emissionsquellen und die im Rahmen der Anlagenbegehung detektierten Leckagen. Die einzelnen Emissionsquellen sind farblich gekennzeichnet. Rot markierte Quellen sind Leckagen, grün markierte Quellen sind die Auslässe der Stützluft der Doppelmembrangasspeicher und blau markierte Quellen sind die Abgasrohre der stationären Quellen. GN 3 und GN 4 wurden nur durch das schwedische Team (RISE) gefunden, während GN 5 nur durch das deutsche Team (DBFZ) detektiert wurde (Tabelle 12).

Tabelle 12: Zusammenfassung der detektierten Leckagen an BGA 1 (© DBFZ)

Leckage	Kommentar	Bild
Fermenter – Abdichtung einer Rohrdurchführung (7-mal gefunden)	Mikrorisse in der Abdichtung aufgrund von Versprödung des Dichtmaterials	

Fermenter – Verbindung zwischen Foliendach und Betonwand (4-mal gefunden)	Quantifizierungsmessung von GP 4 durchgeführt	
Fermenter – Seildurchführung (5-mal gefunden)	Einfettung der Abdichtung lost sich nach Bewegen des Tauchmotorrührwerks	
Biogasanalyse – Freisetzung des Probengases (2-mal gefunden)	Das Gerät für die Biogasanalyse misst kontinuierlich die Biogaszusammensetzung und benötigt dafür das entsprechende Probengas. Dieses Gas wird entweicht über ein Überdruckventil in die Atmosphäre. Quantifizierungsmessung von GN 2 durchgeführt. GN 1 wurden nur vom schwedischen Team untersucht.	
BGAA – Flansch unter einer Haube	Diese Leckage wurde nur durch den Schwedischen Partner (SP) detektiert. Quantifizierungsmessung von GN 3 durchgeführt	

BGAA – Hydraulikventil	Diese Leckage wurde nur durch den Schwedischen Partner (RISE) detektiert. Quantifizierungsmessung von GN 4 durchgeführt	
BHKW – Manschette	Die Manschette regelt die Biogaszufuhr zum BHKW. Emission von GU 5 ist in der Emissionsrate vom BHKW Container (über das Belüftungsgitter) enthalten.	

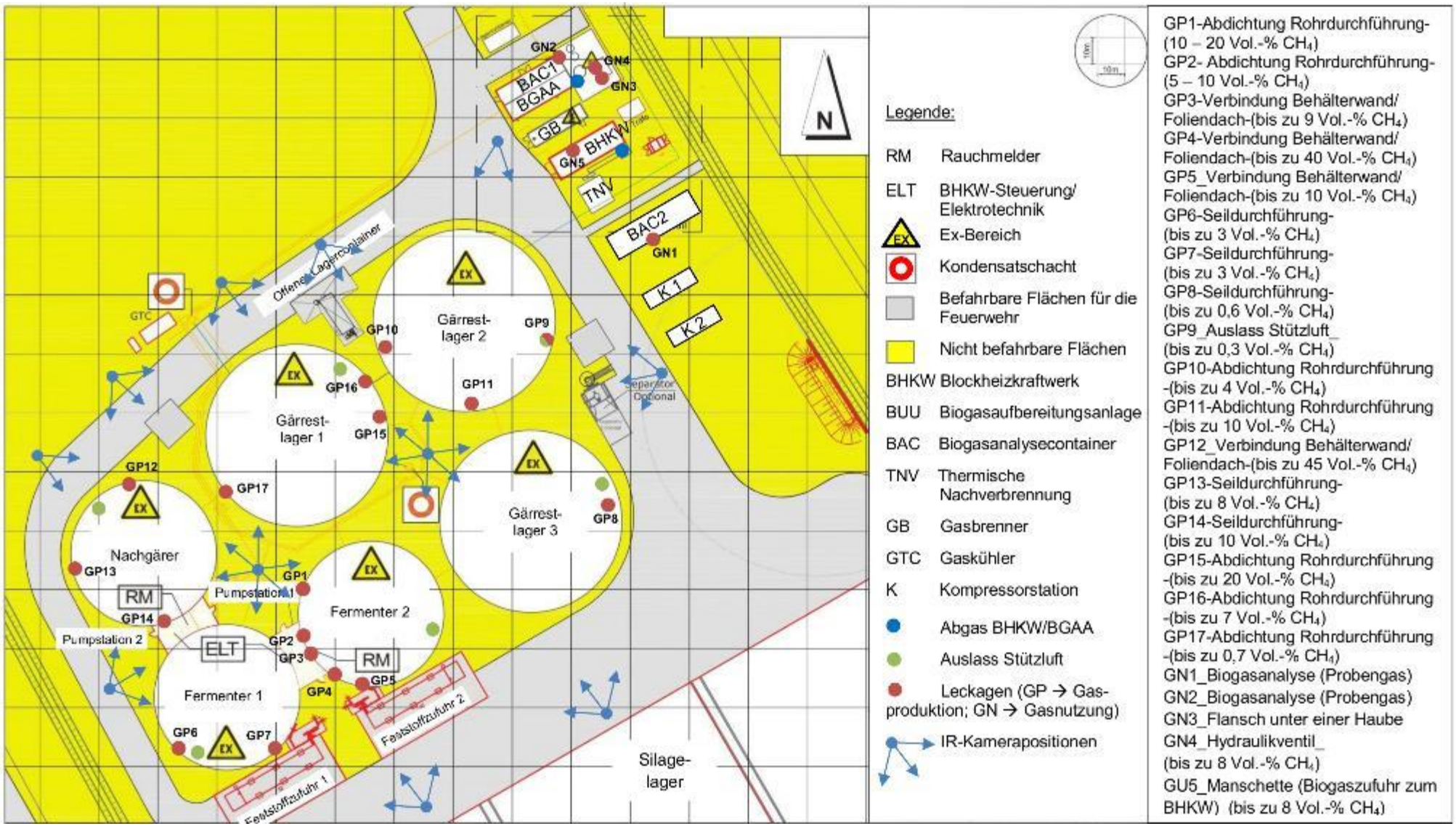


Abbildung 15: Übersichtsplan der BGA 1 (basierend auf der Feuerwehrplan der Anlage) mit den eingezeichneten Leckagen sowie den bereits bekannten Emissionsquellen. Die angegebenen Konzentrationen beziehen sich auf die direkt am Emissionspunkt gemessene Konzentration und lassen keinen Rückschluss auf die tatsächliche Emissionsrate zu. (© DBFZ)

4.1.2 Quantifizierung der Methanemissionsraten:

Geführte Emissionsquellen (BGAA/BHKW):

Die Probenahmestellen der geführten Emissionsquellen sind in Abbildung 16 und Abbildung 17 dargestellt. Die Abgasrohre verfügten über keine geeignete Messstelle für die Messung des Volumenstroms. Deshalb wurde der Abgasstrom aus den Betriebsdaten berechnet. Die Ergebnisse der Konzentrationsmessungen und der Berechnungen des Abgasvolumenstromes sind in Tabelle 13 zusammengefasst.

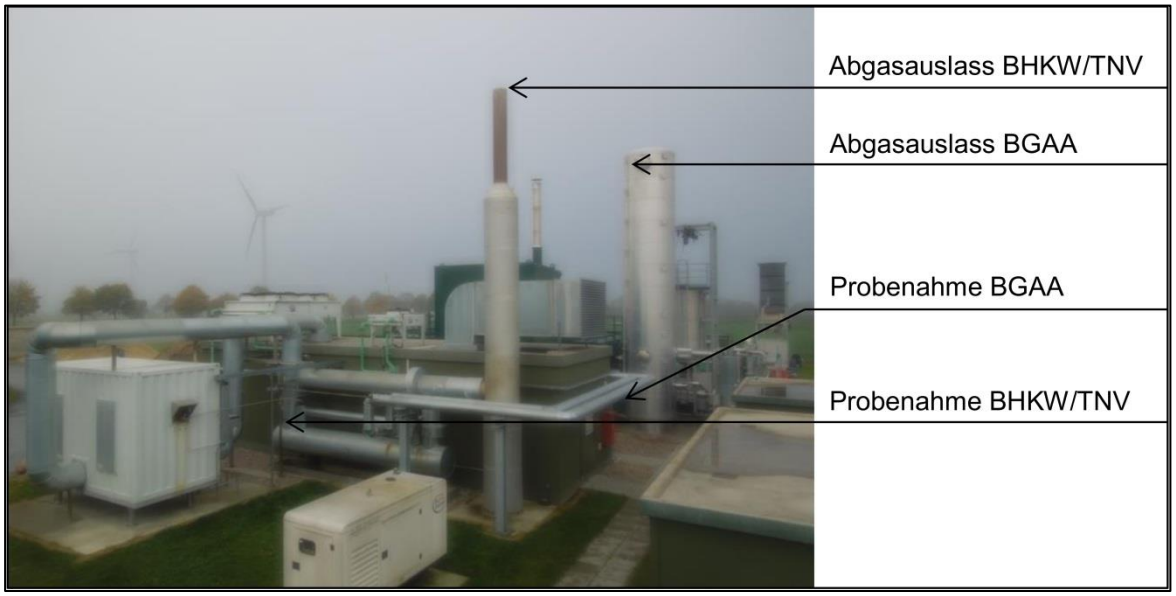


Abbildung 16: Geführte Emissionsquellen an BGA 1 (© DBFZ)

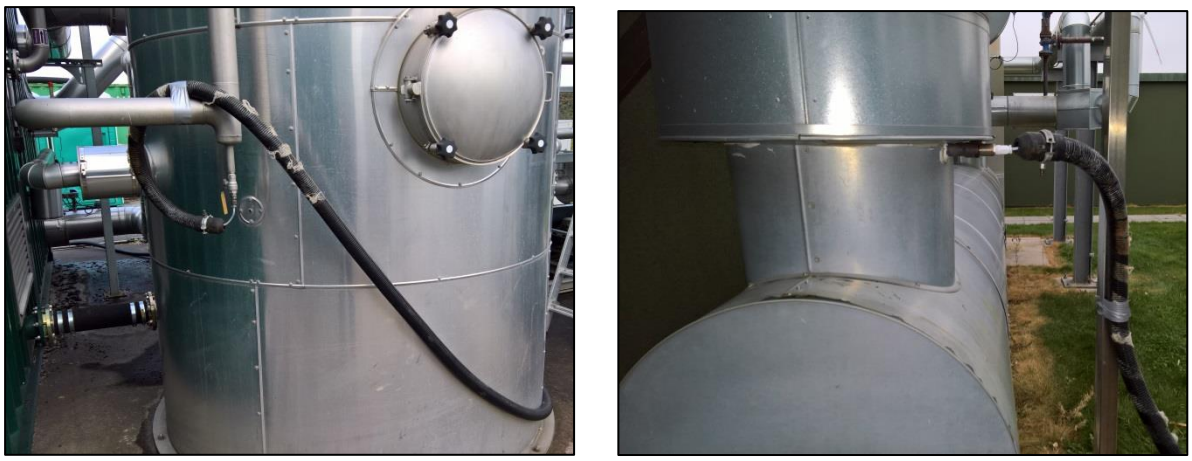


Abbildung 17: Probenahmestellen an der BGAA (links) und dem BHKW (rechts), (© DBFZ)

Tabelle 13: Messergebnisse der geführten Emissionsquellen der BGA 1

		Einheit	BGAA	BHKW/TNV
Messzeit			25.10.2016, 11:51 – 12:21	28.10.2016, 09:39 – 10:09
$\dot{V}_N$ Rohgaszufuhr		$m^3\ h^{-1}$	660,0	422,5
Gaszusammensetzung Rohgas (Input)	CH_4	Vol. %	51,8	52,1
	CO_2	Vol. %	48,8	48,8
	CH_{4_korr}	Vol. %	51,5	51,6
	CO_{2_korr}	Vol. %	48,5	48,4
$\dot{V}_N$ CH_4-Inputstrom zur BGAA		$m^3\ h^{-1}$	339,8	218,2
$\dot{V}_N$ CO_2-Inputstrom zur BGAA		$m^3\ h^{-1}$	320,2	204,3
Gaszusammensetzung Biomethan (Output)	CH_4	Vol. %	97,6	-----
	CO_2	Vol. %	1,4	-----
	CH_{4_korr}	Vol. %	98,6	-----
	CO_{2_korr}	Vol. %	1,4	-----
$\dot{V}_N$ CH_4-Outputstrom aus der BGAA		$m^3\ h^{-1}$	340,9	-----
$\dot{V}_N$ CO_2-Outputstrom aus der BGAA		$m^3\ h^{-1}$	4,9	-----
c_{O2_Abgas}		Vol. %	0	6,9 (λ = 1,49)[2]
Bedarf Verbrennungsluft[3]		$m^3_{Luft}\ m^{-3}_{CH4}$	-----	14,23
$\dot{V}_N$ Luftzufuhr[4]		$m^3\ h^{-1}$	-----	3.105,5
$\dot{V}_N$ Abgasvolumenstrom		$m^3\ h^{-1}$	314,2[1]	3.528,0[5]
c_m (Abgas)		mg m^{-3}	625,1 ± 10,9 (n = 28)	28,8 ± 22,2 (n = 29)
E		**g h^{-1}**	**196,4**	**101,5**

[1]… Berechnet nach Formel 6
[2]… Berechnet nach Formel 7
[3]… Berechnet nach Formel 8
[4]… Berechnet nach Formel 9
[5]… Berechnet nach Formel 10

Stützluft der Doppelmembrangasspeicher:

Die Ergebnisse der Methanemissionsmessungen der Stützluft der Doppelmembrangasspeicher sind in Tabelle 14 dargestellt.

Tabelle 14: Messergebnisse der Stützluftemission der Doppelmembrangasspeicher an BGA 1

	Einheit	F1	F2	NG	GRL1	GRL2	GRL3
d	m	0,1					
A	m^2	0,008					
Messzeit (26.10.2016)		11:20 – 11:35	12:09 – 12:24	16:58 – 17:13	16:10 – 16:25	15:18 – 15:33	14:20 – 14:35
v_m	$m\ s^{-1}$	3,6	4,6	5,2	6,1	4,4	3,6
$\dot{V}_N$	$m^3\ h^{-1}$	93	117	138	160	116	95
c_m (Abluft)	$mg\ m^{-3}$	18,7 ± 0,4 (n = 12)	20,4 ± 0,7 (n = 11)	407,8 ± 37,3 (n = 9)	547,5 ± 101,7 (n = 13)	2.948,6 ± 366,1 (n = 15)	91,7 ± 5,8 (n = 11)
c_m (Hintergrund)	$mg\ m^{-3}$	2,5	4,0	2,1	2,3	1,6	1,7
E	$g\ h^{-1}$	1,5	2,0	56,0	87,3	340,6	8,5
E gesamt	**$g\ h^{-1}$**	**496,0**					

Die Biogasanlage regulierte den Betrieb der Stützluftgebläse in Abhängigkeit eines vorgegebenen Druckniveaus in den Doppelmembranspeichern. In den Hauptfermentern und dem Nachgärer wurden höhere Drücke vorgegeben, so dass deren Gebläse kontinuierlich in Betrieb waren. In den Gasspeichern der Gärrestlager war das anvisierte Druckniveau geringer, so dass deren Gebläse nur in unbekannten Zeitintervallen in Betrieb waren. Daher sind die in Tabelle 14 dargestellten Gesamtemissionsraten als maximale Methanemissionsrate anzusehen unter der Bedingung, dass alle Stützluftgebläse in Betrieb sind. Die reale Methanemissionsrate schwankte jedoch zwischen 0 und 496 g h^{-1}.

Belüftungsgitter von Gebäuden:

Im Hauptkompressor 1 (K1) sowie den Gebäuden der Biogasanalyse/BGAA konnten keine oder nur vernachlässigbar geringe Methanemissionsraten gemessen werden. Nur im BHKW-Container konnte eine nennenswerte Methanemissionsrate von mehr als 90 g h^{-1} bestimmt werden. Diese Messergebnisse sind plausibel, da nur im BHKW Container eine Leckage (GN 5, vgl. Abbildung 15) zu detektieren war. Die Messergebnisse sind in Tabelle 15 zusammengefasst.

Tabelle 15: Methanemissionsraten der Belüftungsgitter der BGA 1

		Einheit	BGAA/BAC 1	BHKW	BAC 2	C 1
Dimensionen des Abluftkanals	h	m	0,47	2,42	Durchmesser 0,25	0,53
	l	m	0,47	2,07		0,545
	A	m^2	0,221	5,01	0,049	0,289
Messzeit (27.10.2016)			15:00 – 15:10	14:40 – 14:50	16:00 – 16:10	15:20 – 15:30
v_m		m s^{-1}	6.01 ± 2.46 (n = 4 Punkte)	1,14 ± 0,27 (n = 16 Punkte)	7,40 ± 0,51 (n = 5 Punkte)	5,59 ± 0,49 (n = 4 Punkte)
$\dot{V}_N$		m^3 h^{-1}	4.383	19.009	1.236	5.436
c_m (Abluft)		mg m^{-3}	2,0 ± 0,1 (n = 10)	6,6 ± 0,7 (n = 9)	2,5 ± 0,1 (n = 7)	2,0 ± 0,3 (n = 10)
c_m (Hintergrund)		mg m^{-3}	1,7 ± 0,1 (n = 4)	1,8 ± 0,1 (n = 5)	2,8 ± 0,5 (n = 3)	1,7 ± 0,1 (n = 4)
E		**g h^{-1}**	**1,4**	**91,3**	**-----**	**2,0**

Leckagen:

Aufgrund des hohen Zeitbedarfs für die Einhausung der Leckagen konnten nur ausgewählte Leckagen quantifiziert werden, die in Tabelle 16 zusammengefasst sind.

Tabelle 16: Methanemissionsraten der untersuchten Leckagen der BGA 1

	Einheit	GP4	GN2	GN3	GN4
d	m	0,125			
A	m^2	0,012			
Messzeit		25.10.2016, 17:48 – 18:18	27.10.2016, 10:17 – 10:47	27.10.2016, 11:38 – 12:08	27.10.2016, 12:52 – 13:22
Δp	Pa	24,9 ± 2,7 (n = 72)	13,3 ± 1,4 (n = 183)	9,9 ± 0,7 (n = 188)	9,2 ± 0,8 (n = 213)
ϑ	°C	10 ± 0,2 (n = 72)	12,5 ± 0,2 (n = 183)	14,0 ± 0,3 (n = 188)	14,8 ± 0,5 (n = 213)
$\dot{V}_N$	m^3 h^{-1}	221	161	139	133
c_m (Abluft)	mg m^{-3}	553,9 ± 92,8 (n = 30)	489,2 ± 92,8 (n = 28)	55,0 ± 4,2 (n = 30)	44,3 ± 1,6 (n = 29)
c_m (Hintergrund)	mg m^{-3}	3,0 ± 2,1 (n = 27)	1,8 ± 0,1 (n = 4)	1,8 ± 0,0 (n = 4)	1,7 ± 0,1 (n = 4)
E	**g h^{-1}**	**121,9**	**78,5**	**7,4**	**5,7**

Gesamtemissionsrate von Biogasanlage 1:

In Tabelle 17 sind alle gemessenen Methanemissionsraten des DBFZ On-Site Teams zusammengefasst. In Summe wurde für die gesamte Anlage ein Emissionsfaktor in Höhe von aufgerundet 0,3 % CH_4 gemessen. Allerdings sind darin zahlreiche Quellen (Leckagen sowie Seildurchführungen der Fermentationsstrecke sowie GN1 der Gasaufbereitungs-/Gasnutzungsstrecke) aufgrund des hohen Zeitaufwandes bei der Einhausung und Durchführung der Emissionsmessung nicht enthalten.

Tabelle 17: Übersicht der quantifizierten Emissionsquellen mit dem On-Site-Ansatz an BGA 1

Anlagenkomponente		E ($g\ h^{-1}$)	EF (% CH_4)
Stationäre/ Geführte Quellen	Gesamt	298	0,08
	Abgas BGAA	196	
	Abgas BHKW	102	
Stützluft der Doppelmembran-foliendächer	Gesamt	497	0,13
	Fermenter 1 (F1)	2	
	Fermenter 2 (F2)	2	
	Nachgärer (NG)	56	
	Gärrestlager 1 (GRL1)	87	
	Gärrestlager 2 (GRL2)	341	
	Gärrestlager 3 (GRL3)	9	
Belüftungsgitter von eingehausten Emissions-quellen (Gebäuden)	Gesamt	94	0,02
	Biogasanalyse Container 1 (BAC 1)	1	
	BHKW Container (enthält die Emission der Leckage GP5)	91	
	Biogasanalyse Container 2 (BAC 2)	0	
	Kompressor Gebäude (K)	2	
Leckagen	Gesamt	214	0,05
	Leckage GP4 (Übergang Behälterwand zum Foliendach)	122	
	Leckage GN2 (Freigesetztes Probengas von der Biogasanalyse)	79	
	Leckage GN3 (Flansch unter einer Haube)	7	
	Leckage GN4 (Hydraulikventil an der BGAA)	6	
Gesamt E und EF		**1.103**	**0,28**

Die geführten Emissionsquellen (Abgas BHKW und BGAA) hatten einen Anteil von 27 % an der gemessenen Gesamtmethanemission. Unter Berücksichtigung der nicht gemessenen Emissionsquellen (Leckagen), entwich der überwiegende Anteil der Gesamtmethanemission aus Biogasanlage 1 diffus über verschiedene Leckagen. Bedingt durch den hohen zeitlichen Aufwand konnten diese nur vereinzelt gemessen werden.

4.2 Zweite Messphase

4.2.1 Identifikation von Leckagen

Abbildung 18 zeigt die bereits bekannten Emissionsquellen und die im Rahmen der Anlagenbegehung detektierten Leckagen. Die einzelnen Emissionsquellen sind farblich gekennzeichnet. Rot markierte Quellen sind Leckagen, grün markierte Quellen sind die Auslässe der Stützluft des Doppelmembrangasspeichers und blau markierte Quellen sind die Abgasrohre der BHKWs. Die einzelnen Leckagen sind in Tabelle 18 zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 18: Zusammenfassung der detektierten Leckagen an BGA 2 (© DBFZ)

Leckage	Kommentar	Bild
Gasdicht abgedecktes Gärrestlager – Verbindung zwischen Foliendach und Betonwand (3-mal gefunden, Leckagen 1, 2, 5)		
Gasdicht abgedecktes Gärrestlager – Dichtung an Kabeldurchführung (einmal gefunden, Leckage 3)	Leckage wurde durch poröse Silikondichtung verursacht.	
Gasdicht abgedecktes Gärrestlager – Seildurchführung der Biogasfüllstandmessung (einmal gefunden, Leckage 4)	Tritt nur bei gefülltem Gasspeicher auf.	
Nachgärer – Dichtung am Mannloch (einmal gefunden, Leckage 6)		

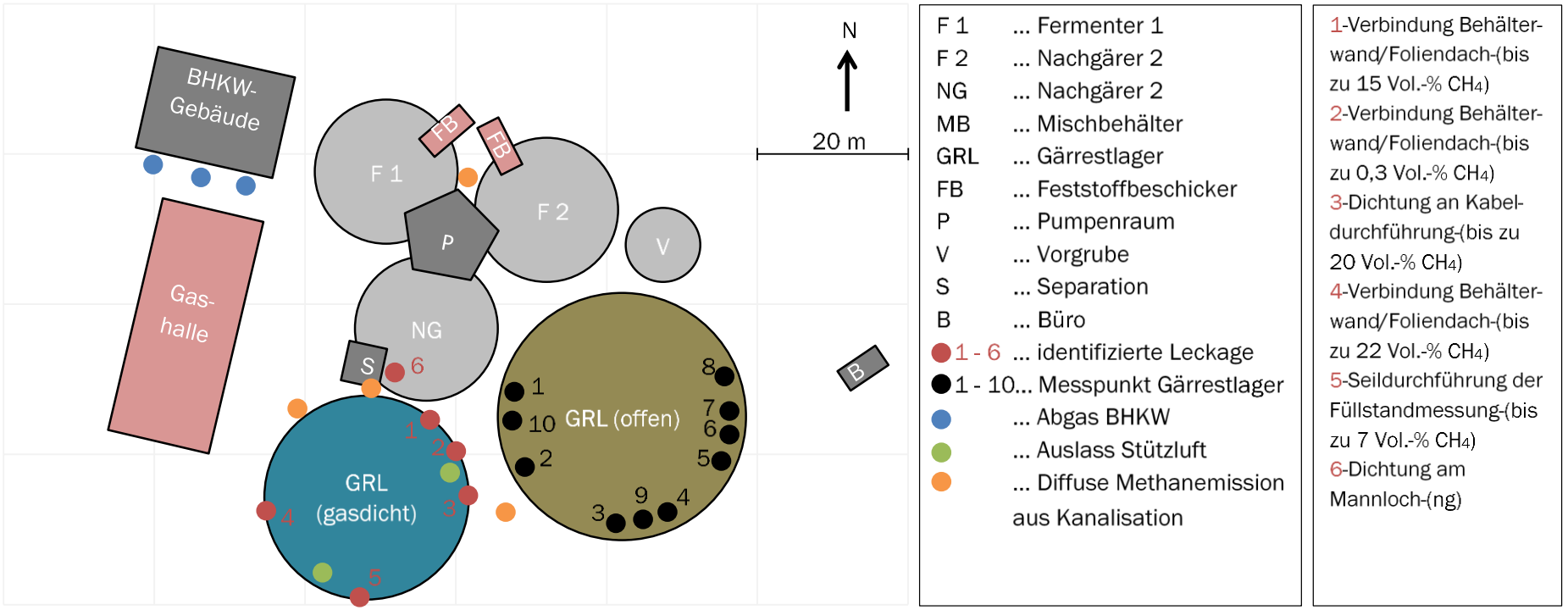


Abbildung 18: Übersichtsplan der BGA 2 mit den eingezeichneten Leckagen, den bereits bekannten Emissionsquellen und den einzelnen Messstellen am Gärrestlager. Die angegebenen Konzentrationen beziehen sich auf die direkt am Emissionspunkt gemessene Konzentration und lassen keinen Rückschluss auf die tatsächliche Emissionsrate zu. (© DBFZ)

4.2.2 Quantifizierung der Methanemissionsraten

Geführte Emissionsquellen (BHKW):

Die Probenahmestellen der BHKWs sind in Abbildung 19 dargestellt. Auch an Biogasanlage 2 verfügten die Abgasrohre über keine geeignete Messstelle zur Messung des Abgasvolumenstroms. Deshalb wurde dieser ebenfalls aus den Betriebsdaten berechnet. Die Ergebnisse der Konzentrationsmessungen und der Berechnungen des Abgasvolumenstromes sind in Tabelle 19 zusammengefasst.

Abbildung 19: Probenahmestellen an BHKW 1 und 2 (links) und BHKW 3 (rechts), (© DBFZ)

Tabelle 19: Messergebnisse der geführten Emissionsquellen von BGA 2

		Einheit	BHKW 1		BHKW 2	BHKW 3
Messzeit			08.05.2017, 13:55 – 14:25	12.05.2017, 12:08 – 12:38	08.05.2017, 13:55 – 14:25	08.05.2017, 09:38 – 10:08
BHKW-Nennleistung		kW_{el}	637	637	536	190
BHKW Leistung, real		kW_{el}	470	610	380	180
$\dot{V}_N$ Rohgaszufuhr		$m^3\ h^{-1}$	246	304	199	94
Gaszusammen-setzung Rohbiogas (Input)	CH_4	Vol. %	50,2	50,2	50,2	50,2
	CO_2	Vol. %	44,2	44,2	44,2	44,2
c_{O2_Abgas}		Vol. %	7,2 (λ=1,52[1]) DBFZ-Wert	10,6 (λ=2,02[1]) DBFZ-Wert	7,8 (λ=1,59[1]) RISE-Wert	8,0 (λ=1,62[1]) DBFZ-Wert
Bedarf Verbrennungsluft[2]		$m^3_{Luft}\ m^{-3}_{CH4}$	14,6	19,3	15,2	15,4
$\dot{V}_N$ Luftzufuhr[3]		$m^3\ h^{-1}$	1.799	2.947	1.521	732
$\dot{V}_N$ Abgas[4]		$m^3\ h^{-1}$	2.045	3.251	1.720	826
c_m Abgas		$mg\ m^{-3}$	1.114,6 ± 5,7 (n = 10)	525,9 ± 25,1 (n = 28)	564,4 ± 13,4 (n = 18)	173,6 ± 8,0 (n = 28)
Emissionsmassenstrom		**$g\ h^{-1}$**	**2.280**	**1.709**	**971**	**143**

[1]… Berechnet nach Formel 7
[2]… Berechnet nach Formel 8
[3]… Berechnet nach Formel 9
[4]… Berechnet nach Formel 10

Im Gegensatz zur Biogasanlage 1 wurden die BHKWs nicht kontinuierlich in Volllast betrieben, sondern aufgrund der Umstellung auf einen flexibilisierten Anlagenbetrieb diskontinuierlich in Volllast, Teillast oder nicht betrieben. Daher konnten die BHKW-Emissionen für einen Vergleich mit den Fernmessmethoden nicht einfach aufaddiert werden, da die Methanemissionen sonst systematisch überschätzt worden wären. Daher wurde auf Basis der täglichen BHKW-Lastgänge und der gemessenen Methanemissionsraten eine ‚mittlere' Methanemissionsrate für die gesamte Messkampagne berechnet. D. h. die Methanemissionsraten wurden mit der täglichen Betriebszeit des jeweiligen BHKWs multipliziert und eine Tagesemission berechnet (vgl. Tabelle 20). Soweit möglich und gemessen, wurden dabei Volllast- und Teillastemissionen unterschieden.

Tabelle 20: Berechnete Methanemissionen aus den BHKWs unter Berücksichtigung deren Betriebszeiten an BGA 2

Datum	BHKW	Betriebszeit	Betrieb	E		EF
		h		g h^{-1}	g d^{-1}	% CH_4
08.05.17	1	24	Teillast	2.280	54.714	
	2	11	Volllast	971	10.678	
	3	9,75	Volllast	143	1.398	
	Summe				66.791	2,00
09.05.17	1	24	Teillast	2.280	54.714	
	2	6.25	Volllast	971	6.067	
	3	13	Volllast	143	1.864	
	Summe				62.645	1,96
10.05.17	1	24	Teillast	2.280	54.714	
	2	2	Teillast	971	1.942	
	3	9	Volllast (und Teillast)	143	1.290	
	Summe				57.946	2,23
11.05.17	1	24	Teillast	2.280	54.714	
	2	6	Volllast (und Teillast)	971	5.825	
	3	15	Volllast (und Teillast)	143	2.151	
	Summe				62.689	2,04
12.05.17	1	9	Volllast	2.280	20.518	
	1	11,75	Teillast	1709	20.085	
	2	0		971	0	
	3	24	Volllast (und Teillast)	143	3.441	
	Summe				44.044	1,61

Im Mittel resultieren aus den täglichen BHKW-Emissionen ein Wochenmittel für die Methanemissionsrate bzw. den Methanemissionsfaktor in Höhe von 2.451 g h^{-1} bzw. 1,97 % CH_4.

Stützluft der Doppelmembrangasspeicher:

Die Ergebnisse der Methanemissionsmessungen der Stützluft des Doppelmembrangasspeichers sind in Tabelle 21 dargestellt.

Tabelle 21: Messergebnisse der Stützluftemission des Doppelmembrangasspeichers von BGA 2

	Einheit	GRL gasdicht Auslassstutzen 1	GRL gasdicht Auslassstutzen 2
d	m	0,1	---
A	m^2	0,008	---
Messzeit		11.05.17 09:21 – 09:51	---
v_m	$m\ s^{-1}$	0,6	---
$\dot{V}_N$	$m^3\ h^{-1}$	14,8	---
c_m (Abluft)	$mg\ m^{-3}$	1.547,7 ± 493,2 (n = 29)	---
c_m (Hintergrund)	$mg\ m^{-3}$	3,3 ± 2,4 (n = 13)	---
E	**$g\ h^{-1}$**	**22,8**	**ng**

Das gasdicht abgedeckte Gärrestlager verfügte insgesamt über zwei Auslassstutzen. Einer befand sich unmittelbar beim Stützlufteingang (vgl. Abbildung 6) und der zweite auf der gegenüberliegenden Seite des Behälters. Aus Zeitgründen wurde nur beim ersten die Methanemissionsrate gemessen, da der zweite nur schwer zugänglich war. Die Emissionsmessung wurde bei technisch vollem Zustand des Biogasspeichers durchgeführt, da in diesem Zustand von den höchsten Stützluftemissionen auszugehen war.

Leckagen:

Aufgrund des hohen Zeitbedarfs für die Einhausung der Leckagen konnten nur ausgewählte Leckagen quantifiziert werden, die in Tabelle 22 zusammengefasst sind.

Tabelle 22: Methanemissionsraten der untersuchten Leckagen der BGA 2

	Einheit	Leckage 3 (GRL gasdicht)				Leckage 4 (GRL gasdicht)		Leckage 6 (Nachgärer)	
d	m	0,122							
A	m^2	0,012							
Messzeit		10.05.17 16:57 - 17:17	10.05.17 17:30 - 17:50	11.05.17 10:50 - 11:10	11.05.17 11:20 - 11:40	11.05.17 13:18 - 13:38	11.05.17 13:52 - 14:12	10.05.17 15:04 - 15:24	10.05.17 15:38 - 15:58
Kommentar		Emissionsmessung bei hohen und niedrigem Volumenstrom; am 10.05.2017 war der Gasspeicher leer und am 11.05.17 voll → Direkte Auswirkung auf die Höhe Emissionsrate (vgl. Leckage 3)							
v_m	$m\ s^{-1}$	3,7 (n = 2)	2,1 (n = 1)	2,1 (n = 2)	3,7 (n = 2)	3,7 (n = 1)	2,3 (n = 2)	1,7 (n = 2)	3,2 (n = 2)
$\dot{V}_N$	$m^3\ h^{-1}$	134	77	74	127	130	80	60	114
c_m (Abluft)	$mg\ m^{-3}$	236,6 ± 18,9 (n = 19)	146,5 ± 41,1 (n = 19)	1.239,9 ± 39,2 (n = 19)	677,2 ± 32,1 (n = 19)	87,0 ± 12,3 (n = 19)	161,4 ± 14,2 (n = 19)	140,8 ± 22,3 (n = 19)	90,4 ± 17,2 (n = 18)
c_m (Hinter-grund)	$mg\ m^{-3}$	2,7 ± 0,9 (n = 10)	2,4 ± 0,6 (n = 9)	3,9 ± 4,6 (n = 9)	1,4 ± 0,2 (n = 9)	1,5 ± 0,4 (n = 9)	1,6 ± 0,3 (n = 10)	31,6 ± 21,8 (n = 9)	13,3 ± 17,6 (n = 9)
E	**$g\ h^{-1}$**	**31,3**	**11,1**	**90,8**	**86**	**11,1**	**12,8**	**6,6**	**8,8**

Bei der Quantifizierung der Leckagen an Biogasanlage 2 sollten der Einfluss des Volumenstroms der an der eingehausten Leckage angelegten Zwangsbelüftung und unterschiedliche Füllstände des Gasspeichers vom gasdicht abgedeckten Gärrestlager untersucht werden. Die Emissionsmessungen der Leckagen 3 und 4 wurden am 10.05.17 bei technisch leerem Gasspeicher und am 11.05.17 bei technisch vollem Gasspeicher durchgeführt (vgl. Tabelle 22). Auffällig ist die deutlich niedrigere Emissionsrate (ca. 75 %) der Leckage 3 bei leerem Zustand des Gasspeichers im Vergleich zum vollem. Weiterhin war Leckage 4 nur bei gefülltem Gasspeicher überhaupt zu detektieren und somit auch zu quantifizieren. Ursache war vermutlich ein kleiner Riss in der Biogasspeicherfolie an der Seildurchführung zur Biogasfüllstandmessung. Die Leckage war dann nur bei gefülltem Gasspeicher zu detektieren, da das Biogas direkt an der Seildurchführung austreten konnte. Bei leerem Gasspeicher hingegen trat die Biogasemission direkt in die Stützluft über und war dann nicht mehr zu detektieren. Generell stimmen die gemessenen Emissionsraten für die Leckagen 3 (am 11.05.2017) und 4 bei den jeweils verschiedenen Volumenströmen gut überein. Bei Leckage 3 (am 10.05.2017) und Leckage 6 sind die Abweichungen zueinander z. T. deutlich höher. Bei Leckage 3 wurde beim niedrigen Volumenstrom die Leckage vermutlich nicht mehr vollständig gefasst und somit unterschätzt. Leckage 6 wurde vermutlich durch die Einhausung nicht vollständig gefasst. Darauf deutet die erhöhte Methanhintergrundkonzentration hin.

Offenes Gärrestlager:

Die gemessenen Methanemissionsraten am offenen Gärrestlager waren gering (Tabelle 23) und die resultierenden Emissionsfaktoren waren geringer als 0,2 % CH_4. Es wurden insgesamt 10 Einzelmessungen (vgl. Abbildung 18) vom 08.05.2017 bis 10.05.2017 durchgeführt.

Tabelle 23: Methanemissionsraten des offenen Gärrestlagers der BGA 2

	Einheit	Schwimmschicht		Flüssig	Gärrestlager gesamt (2/3 Flüssigphase, 1/3 Schwimmschicht)	
		mit Messpunkt 4	ohne Messpunkt 4		mit Messpunkt 4	ohne Messpunkt 4
n		4	3	5	9	8
$\overline{E_{spez}}$	g m^{-2} h^{-1}	0,37	0,15	0,25	0,29	0,21
σ_{spez}	g m^{-2} h^{-1}	0,47	0,11	0,13	----	----
E	g h^{-1}	301	117	199	**233**	**172**

Für die Auswertung wurde eine Verteilung der Gärrestoberfläche von zwei Dritteln Flüssigphase und einem Drittel Schwimmschicht angesetzt. Der vierte Messpunkt auf der Schwimmschicht des Gärrestes war mit einer oberflächenspezifischen Emissionsrate von 1,06 g m^{-2} h^{-1} deutlich höher im Vergleich zu allen weiteren Einzelmessungen. Daher wurde eine maximale (mit Messpunkt 4) und minimale Emissionsrate (ohne Messpunkt 4) für das Gärrestlager berechnet. Die geringen Methanemissionsraten aus dem offenen Gärrestlager lassen sich im Wesentlichen auf folgende Faktoren zurückführen:

- Geringe Gärresttemperatur in Höhe von ca. 14 °C (Tabelle 24)
- Geringer Füllstand mit ca. 20 % der Lagerkapazität (Tabelle 24)
- Fest-Flüssig-Separation des Gärrückstandes. Dadurch wurde der Anteil verwertbarer organischer Trockensubstanz in der Flüssigphase verringert. Zum Zeitpunkt der Emissionsmessung war kein offen gelagertes Separat (feste Fraktion) an der Biogasanlage vorhanden.

Tabelle 24: Temperatur und Füllstand im offenen Gärrestlager der BGA 2

Datum	Temperatur	Füllstand		
	°C	m	m^3	% der Lagerkapazität
09.05.2017	14,4	1,2	1.002	23
10.05.2017	14,4	1,3	1.006	23
11.05.2017	14,3	1,2	980	22
12.05.2017	14,3	1,1	847	19

Tabelle 25: Chemische Parameter des vorhandenen Gärrestes

Gärrest-lager	pH	FOS	FOS/TAC	NH_4-N	TS	oTS
		g l^{-1}	g_{FOS} g_{CaCO3}^{-1}	g l^{-1}	$\%_{FM}$	$\%_{TS}$
Gasdicht	7,74	1,35	0,14	3,10	6,23	75,52
Offen	7,99	1,86	0,20	2,46	6,94	75,25

Diffuse Methanemission aus Kanalisation:

An diversen Kanalisationsöffnungen an Biogasanlage 2 (vgl. Abbildung 18) war eine zeitlich sehr stark schwankende Methanemission festzustellen. Dies hat die Messung dieser Quellen sehr erschwert, da es nicht vorhersehbar war wann die Emission erfolgte. Eine Öffnung, unmittelbar im Norden des gasdicht abgedeckten Gärrestlagers, konnte mit Hilfe einer geschlossenen Haube quantifiziert werden. Es wurde eine Methanemissionsrate in Höhe von 8,5 g h^{-1} gemessen. Für die weitere Betrachtung der Gesamtemissionsrate wurde der Wert als konstant angenommen.

Gesamtemissionsrate von Biogasanlage 2:

Tabelle 26 fasst alle gemessenen Methanemissionsraten des DBFZ On-Site Teams zusammen. In Summe wurde für die gesamte Anlage ein Emissionsfaktor in Höhe von aufgerundet 2,2 bis 2,3 % CH_4 gemessen.

Tabelle 26: Übersicht der quantifizierten Emissionsquellen mit dem On-Site-Ansatz an BGA 2

Anlagenkomponente		E ($g\ h^{-1}$)	EF (% CH_4)
Stationäre/ Geführte Quellen	**Gesamt – Wochenmittel unter Berücksichtigung der täglichen BHKW-Auslastung und -Betriebszeit**	**2.451**	**1,97**
	BHKW 1	1.709 – 2.280	1,66 – 2,57
	BHKW 2	971	1,35
	BHKW 3	143	0,44
Gärrestlager offen	**Gesamt Minimum**	**172**	**0,14**
	Gesamt Maximum	**233**	**0,19**
Stützluft der Doppelmembran -foliendächer	**Gesamt**	**23**	**0,13**
	Gasdichtes GRL Auslassstutzen 1	23	0,13
	Gasdichtes GRL Auslassstutzen 2	ng	ng
Leckagen	**Gesamt Minimum**	**29**	**0,02**
	Gesamt Maximum	**113**	**0,09**
	Leckage 1	ng	ng
	Leckage 2	ng	ng
	Leckage 3	11 – 91	0,01 – 0,07
	Leckage 4	11 – 13	0,01
	Leckage 5	ng	ng
	Leckage 6	7 – 9	0,01
Sonstiges	„Diffuse Methanemission“	9	0,01
Gesamt E und EF Minimum		**2.684**	**2,15**
Gesamt E und EF Maximum		**2.829**	**2,27**

Die geführten Emissionsquellen (Abgasströme der drei BHKWs) haben einen Anteil von 86,7 % (Minimum) bzw. 91,4 % (Maximum) an der gemessenen Gesamtmethanemission. Damit entweicht der weit überwiegende Anteil der Gesamtmethanemission der Biogasanlage 2 aus den geführten Emissionsquellen.

Im Vergleich zur ersten Messphase an Biogasanlage 1 liegt der mit dem On-Site Ansatz gemessene Gesamtmethanemissionsfaktor damit in einem vergleichbaren Wertebereich wie der mittels IDMM gemessene Emissionsfaktor.

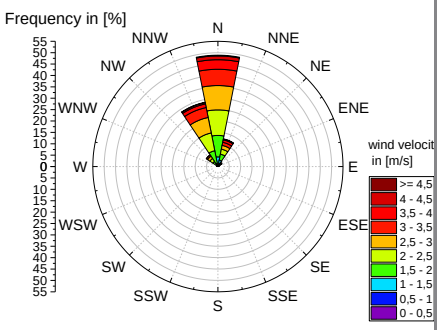
5. Ergebnisse – Remote-Sensing Ansatz – DBFZ

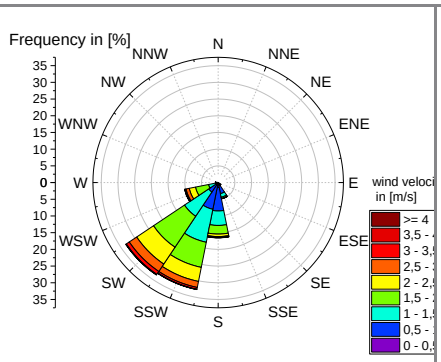
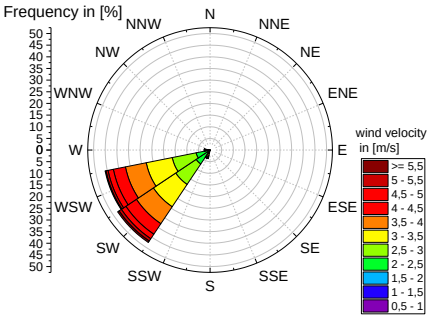
5.1 Erste Messphase

5.1.1 Messaufbau und Messbedingungen:

In Tabelle 27 sind die einzelnen Messungen und Wetterbedingungen erläutert. Da der Vergleich der einzelnen Methoden, insbesondere auch der Vergleich zwischen unterschiedlichen TDLAS-Messteams, im Vordergrund steht, wurden umfangreiche Vergleichsmessungen durchgeführt. Am Montag (24.10.2016) und am Freitag (28.10.2016) wurden die Methan-TDLAS-Geräte der verschiedenen Messteams direkt miteinander während einer gleichzeitigen Hintergrundmessung über dieselbe Messstrecke verglichen und zusätzliche Kalibriermessungen unter Verwendung von verschiedenen Prüfgasen und Kalibrierzellen durchgeführt. Am Dienstag, Mittwoch und Donnerstag wurde die Gesamtemission der Anlage bestimmt.

Tabelle 27: Übersicht der Messungen der TDLAS-Teams und der Wetterbedingungen an den einzelnen Messtagen, die Windsituation ist mit Hilfe von Windrosen dargestellt.

Datum	Wind und Wetter	Art der Messung	Anmerkungen
Montag, 24.10.2016	O 0,5 m s^{-1} Morgens Nebel; nachmittags sonnig; T = (7,5 ± 0,4) °C, p = (1012,6 ± 0,2) mbar	Vergleichs- und Kalibriermessung auf kurzer Messstrecke (10 m)	GF3 hatte Probleme mit der kurzen Messstrecke, Hintergrundmessung von 10 m und 20 m passen nicht zusammen, daher wird für den Vergleich der DBFZ-Geräte die Freitags-messung herangezogen
Dienstag, 25.10.2016	N 2 m s^{-1}  Morgens Nebel (ca. 800 m Sichtweite), T = (7,6 ± 1,0) °C p = 1015,6 6 ± 1,0) mbar	Unabhängige Messung aller TDLAS-Messteams: „Blind-Test“	DBFZ: Kontinuierliche Hintergrundmessung mit GF3 vom DBFZ, Emissionsmessung auf zwei Messstrecken südlich der Anlage mit GF2
Mittwoch, 26.10.2016	S - SW 1,3 m s^{-1}	Gleicher Messpfad für alle TDLAS-Messteams (Geräte und Reflektoren direkt nebeneinander im Abstand von ca. 1-2m); Gemeinsame kontinuierliche	Sehr hoher Methan-hintergrund (2,6 ppm) am Morgen, langsames Sinken des Methanhintergrunds auf 2,2 ppm am Abend,

	 Nebel, T = 7,0 ± 1,7°C, p = (1020,9 ± 0,4) mbar	Hintergrund-messung mit GF2 vom DBFZ; Außerdem Experimente mit kontrollierter Methan-emission auf der Anlage (dreimal für 40 min)	Teilweise ist das Hinter-grundsignal höher als das Messsignal, daher keine sinnvolle Auswertung möglich
Donnerstag, 27.10.2016	SW - WSW 3,34 ± 0,79 m s^{-1}  Morgens Nebel, T = 11,8 ± 0,9°C, p = 1021,4 ± 0,3	Messpfade der einzelnen TDLAS-Messteams in unterschiedlichen Abständen von der Anlage (DBFZ-GasFinder3: 50 m; BOKU: 100 m (idealer Abstand laut Theorie d=10*Höhe des höchsten Gebäudes; UStutt: 150 m), BOKU und DBFZ führten Messungen auf jeweils zwei Messpfaden durch (ein Messpfad zur Abdeckung der gesamten Anlage, ein Messpfad nur für das Silagelager); gemeinsame kontinuierliche Hintergrundmessung mit GF2 vom DBFZ; zusätzlich kontrollierte Methanfreisetzungsexperimente (dreimal für jeweils 30 min), außerdem Acetylenmessung und –freisetzung von DBFZ und BOKU	
Freitag, 28.10.2016	SW, 3,3 ± 1,4 m/s Nieselregen, T = 11,7 ± 0,1°C, p = 1018,3 ± 0,3 mbar	Vergleich der TDLAS-Geräte aller TDLAS-Messteams mit Hintergrundmessungen und Kalibriermessungen	

		auf langer Messstrecke (200 m und 300 m)	

Im Folgenden, ist der Messaufbau an den einzelnen Messtagen und die Verteilung der Windrichtung während der Messung dargestellt.

Dienstag, 25.10.2016:

Am Dienstag wurden unabhängige Emissionsmessungen („Blind-Test“) aller IDMM-Messteams durchgeführt. Der Messaufbau der unterschiedlichen Messpfade des DBFZ Mess-Teams ist in Abbildung 20 dargestellt. Da die Windgeschwindigkeit zunächst sehr gering war, wurden zuerst Hintergrundmessungen mit beiden TDLAS-Geräten im Nord-Osten durchgeführt.

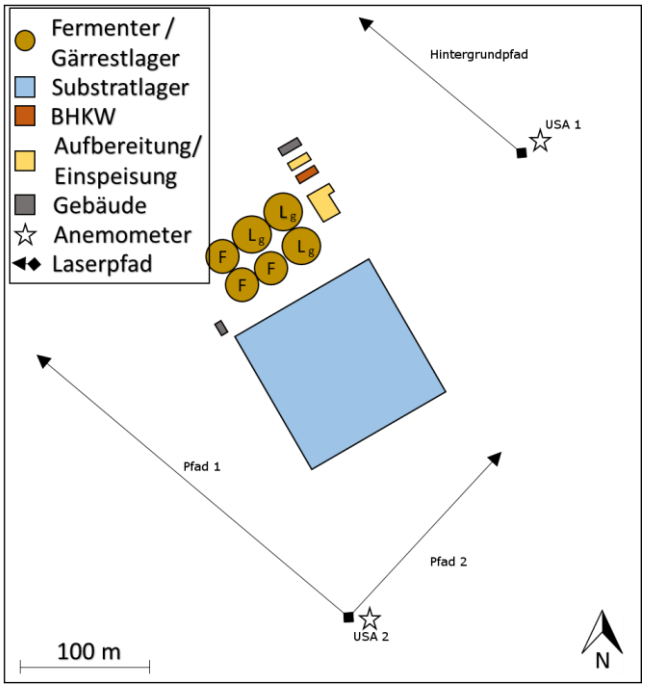


Abbildung 20: Messaufbau (während der Messung) für Dienstag 25.10.2016. Aufbau der Hintergrundpfade mit GF2 und GF3 am Vormittag. Am Nachmittag Umbau des GF2 auf den Abwindbereich der Anlage, zunächst Pfad 1, später Wechsel zwischen Pfad 1 und Pfad 2 in Messperioden von 450 s. Die Wetterstation wurde zunächst in der Nähe der Hintergrundmessung (USA 1), später in der Nähe der Emissionsmessung (USA 2) aufgebaut (adaptiert von Reinhold Ottner, [30]).

Anschließend wurde die Methankonzentration im Abwindbereich der Anlage mit dem GF2 gemessen. Der GF3 nahm währenddessen weiterhin kontinuierlich die Hintergrundkonzentration auf. Zunächst kam der Wind von Norden, daher wurde die Messstrecke südlich der Anlage eingerichtet, später änderte sich die Windrichtung auf Nord-West, daher wurde noch ein zweiter Messpfad eingerichtet und mit Hilfe der Schwenk-Neige-Einrichtung zwischen beiden Messpfaden im Abstand von 450 s hin-und hergewechselt. Die Wetterstation des DBFZ wurde vormittags nahe der Hintergrundmessung, nachmittags nahe der Emissionsmessung positioniert.

Mittwoch, 26.10.2016:

Der Messaufbau für diesen Messtag ist in Abbildung 21 dargestellt und mit Fotos in Abbildung 22 illustriert. Zunächst wurde ein gemeinsamer kontinuierlicher Hintergrundpfad für alle Messteams im Süden der Anlage installiert. Die Wetterstation des DBFZ wurde nahe dieses Pfades aufgebaut. Anschließend positionierten sich alle Messteams direkt nebeneinander im Norden der Anlage.

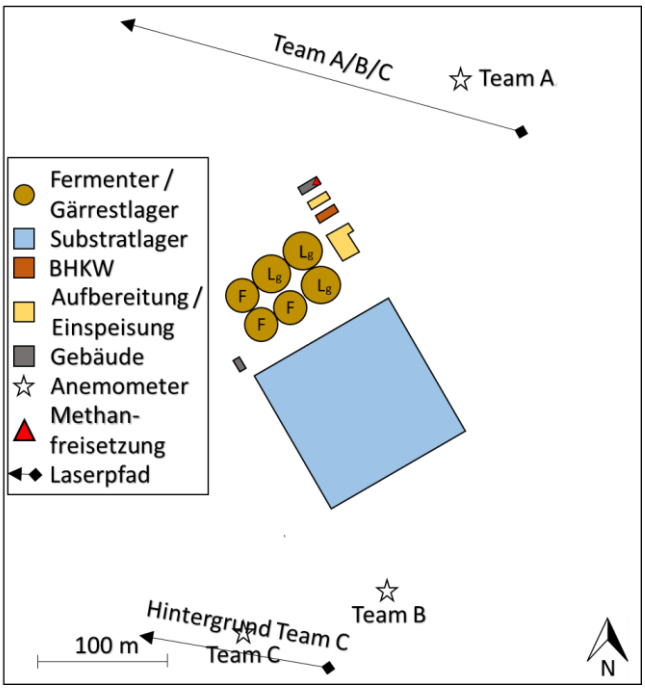


Abbildung 21: Messaufbau für Mittwoch 26.10.2016. Kontinuierliche Hintergrundmessung mit GF2 im Süden der Anlage (Hintergrund Team C), Wetterstation in der Nähe der Hintergrundmessung (Team C). Emissionsmessung auf Pfad 1 nördlich von der Anlage (Team C) (© Reinhold Ottner, BOKU, [30]).

Die Wetterstation des DBFZ befand sich nahe der Hintergrundmessung (Luv). Die Wetterstation von UStutt wurde nahe der Anlage aufgebaut, die Wetterstation der BOKU nahe der Emissionsmessung (Lee). Zusätzlich wurden auch Versuche mit kontrollierter Methanfreisetzung durchgeführt, die Freisetzungseinheit wurde im äußersten Nord-Osten der Anlage positioniert. Die Freisetzungszeiten, die freigesetzten Massenströme und die genaue Position sind in der Methodenbeschreibung in Abschnitt II.3.2.3 aufgeführt.

a) b)

c) d)

Abbildung 22: Messaufbau am Mittwoch 26.10.2016: a) Emissionsmessung der drei TDLAS-Messteams, b) Aufbau der drei Retroreflektoren im Abstand von ca. 330 m, c) Hintergrundmessung mit GF2, d) kontrollierte Methanfreisetzung auf Containerdach auf dem Anlagengelände (© DBFZ)

Donnerstag, 27.10.2016:

Der Messaufbau am Donnerstag ist in Abbildung 23 illustriert. Zunächst wurde eine gemeinsame kontinuierliche Hintergrundmessung mit dem GF2 im Südwesten der Anlage installiert. Anschließend wurde der Messpfad mit dem GF3 im Abstand von ca. 50 m von der Anlage im Osten aufgebaut. Hierfür wurden zwei Messpfade eingerichtet, der erste Messpfad deckt die gesamte Anlage ab, der zweite Messpfad nur das Silagelager. Zwischen beiden Messpfaden wurde im 60 s-Takt gewechselt. Ab 14:30 Uhr wurde lediglich auf Pfad 1 gemessen. Ebenfalls auf Pfad 1 wurde ein TDLAS-Gerät für Acetylen installiert, somit war es möglich neben der IDMM-Methode auch eine statische Tracer-Methode anzuwenden. Es wurden Kalibriermessungen mit dem TDLAS-Gerät für Acetylen durchgeführt.

Die kontrollierte Methanfreisetzung wurde vom Partner UStutt durchgeführt. Die genauen Angaben über die Zeiten, die freigesetzten Methanmassenströme, und die Position der Freisetzung sind in Abschnitt II.3.2.3 beschrieben.

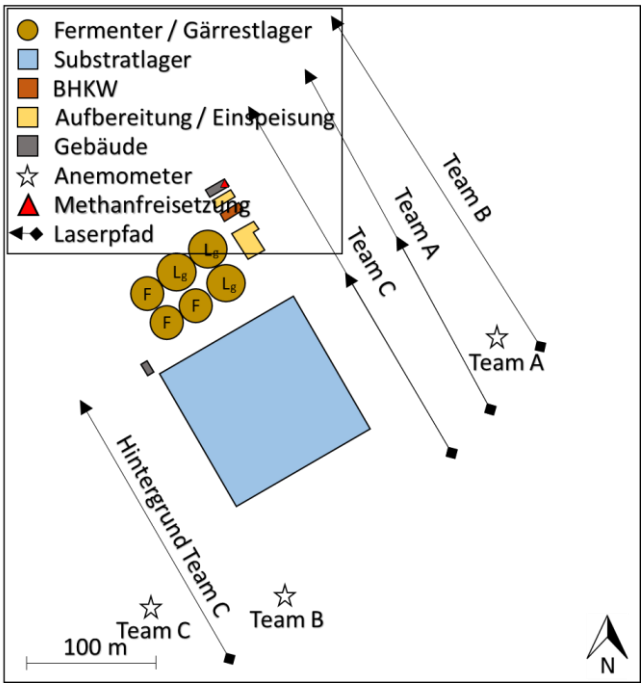


Abbildung 23: Messaufbau am Donnerstag 27.10.2016. Kontinuierliche Hintergrundmessung im Südosten der Anlage (Hintergrund Team C), USA nahe der Hintergrundmessung (Team C). Zwei Messpfade für die Emissionsmessung im Westen der Anlage, im Abstand von ca. 50 m von der Anlage (Team C). Messpfad 1 deckt die gesamte Anlage ab, Messpfad 2 deckt das Silagelager ab. Wechsel zwischen den beiden Messpfaden im 60 s-Takt (© Reinhold Ottner, BOKU, [30]).

Das USA des DBFZ wurde nahe der Hintergrundmessung (Luv) installiert; das USA der UStutt wurde nahe der Anlage positioniert; das USA der BOKU nahe der Emissionsmessung (Lee).

5.1.2 Ergebnisse

Vergleichsmessung:

In einem ersten Schritt wurden auf Grund der Vergleichbarkeit zu den anderen Messteams lediglich die direkte Vergleichsmessung und die daraus resultierenden Korrekturfaktoren für die Auswertung der Emissionsmessung herangezogen.

In einem nächsten Schritt werden Temperaturkorrekturkurven, die aus Kalibriermessungen bei unterschiedlichen Temperaturen resultieren, herangezogen und diese zur Korrektur der Messwerte bzw. dann auch für die Vergleichbarkeit der unterschiedlichen TDLAS-Geräte herangezogen. Dies ist jedoch noch nicht Teil der hier präsentierten Auswertung.

Um den Korrekturfaktor zwischen den beiden DBFZ-Geräten zu bestimmen, muss die Vergleichsmessung am Freitag (28.10.2016) herangezogen werden, da die Vergleichsmessung am Montag Probleme des GF3 auf sehr kurzen Messstrecken aufzeigte. Am 28.10.2016 wurde eine gemeinsame Hintergrundmessung aller TDLAS-Geräte auf einer Strecke von 300 m und einer Strecke von 200 m durchgeführt.

Um den Korrekturfaktor zwischen GF2 und GF3 vom DBFZ zu bestimmen, wurden die streckengemittelten Konzentrationen der gemessenen Hintergrundkonzentration auf der 200 m und 300 m Strecke für alle gleichzeitig aufgenommen Messwerte der beiden Geräte gemittelt. Für GF2 ergibt sich eine gemittelte Methankonzentration von 2,04 ppm und für den GF3 eine gemittelte Methankonzentration von 1,87 ppm. Der Korrekturfaktor C ergibt sich nun aus Division der beiden Werte zu **1,09**. Alle gemessenen Werte des GF3 werden im Weiteren mit dem Faktor 1,09 multipliziert.

Ermittlung der gesamten Methanemissionsrate der Biogasanlage:

Dienstag, 25.10.2016

Die gleichzeitige Hintergrundmessung und die Messung auf Pfad 1 und Pfad 2 am Dienstag 25.10.2016 ist in Abbildung 24 dargestellt. Die Emissionsmessung liegt jeweils deutlich über der Hintergrundmessung.

Die Datenauswertealgorithmen wurden im Laufe des MetHarmo-Projekts mit den anderen IDMM Mess-Teams abgeglichen und sich auf ein einheitliches Vorgehen abhängig von der Messfrequenz des Ultraschallanemometers geeinigt.

Aus zahlreichen Simulationen mit unterschiedlichen Varianten (unterschiedliche Parametereingabeoptionen der meteorologischen Daten in das Modell (Var 1, Var 2, Var 3, siehe Abschnitt II.3.2), und Kombination aller Konzentrationsmessungen der unterschiedlichen TDLAS-Geräte mit allen drei Ultraschallanemometer-Datensätzen) wurden Empfehlungen erarbeitet. Die Ausbreitungsrechnungen wurden von den jeweiligen TDLAS-Teams durchgeführt und in einem Vergleich, der von den österreichischen Partnern BOKU und ZAMG geleitet wurde, zusammengeführt. Es ist geplant den umfangreichen Methodenvergleich in einer Veröffentlichung detailliert darzustellen (siehe Tabelle 43). Erste Ergebnisse werden im österreichischen Schlussbericht [30] enthalten sein.

Für die Ausbreitungsrechnung des DBFZ Remote-Sensing-Teams wurden die über das jeweilige Messintervall gemittelte Windgeschwindigkeit und –richtung, und die errechnete MOL als meteorologische Modelleingangsparameter, welche aus den USA-Daten errechnet wurden, gewählt.

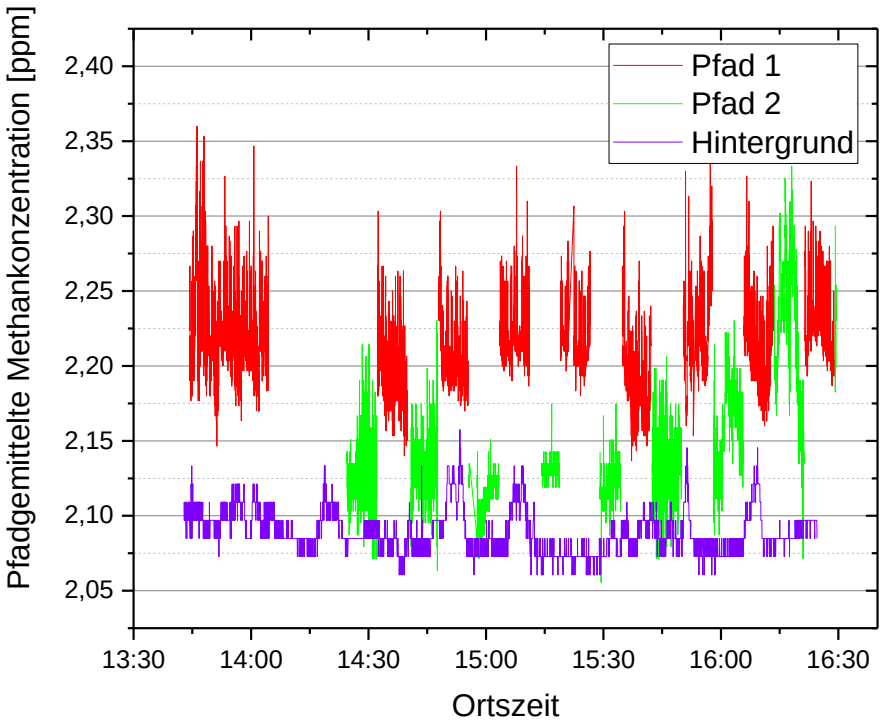


Abbildung 24: Darstellung der Konzentrationsmessung am Dienstag 25.10.2016 auf den unterschiedlichen Messpfaden.

Zusätzlich zu den gemittelten meteorologischen Eingangsparametern bilden die pfadintegrierten Methankonzentrationen aus den TDLAS-Messungen, welche über die Messintervalle gemittelt wurden, Eingangsparameter für die Ausbreitungssimulation, welche mit Windtrax durchgeführt wurde. Für die Auswertung wurde der harmonisierte Ansatz, d.h. in diesem Fall die Parametereingabeoption Var 3 verwendet.

Alle auswertbaren Intervalle, die eine Abdeckung der Aufsetzpunkte während der Simulation von mind. 0,6 aufweisen sind in Abbildung 25 dargestellt. Bei den anderen Messintervallen ist der Wert von 0,6 unterschritten und kann daher nicht für das Messergebnis herangezogen werden.

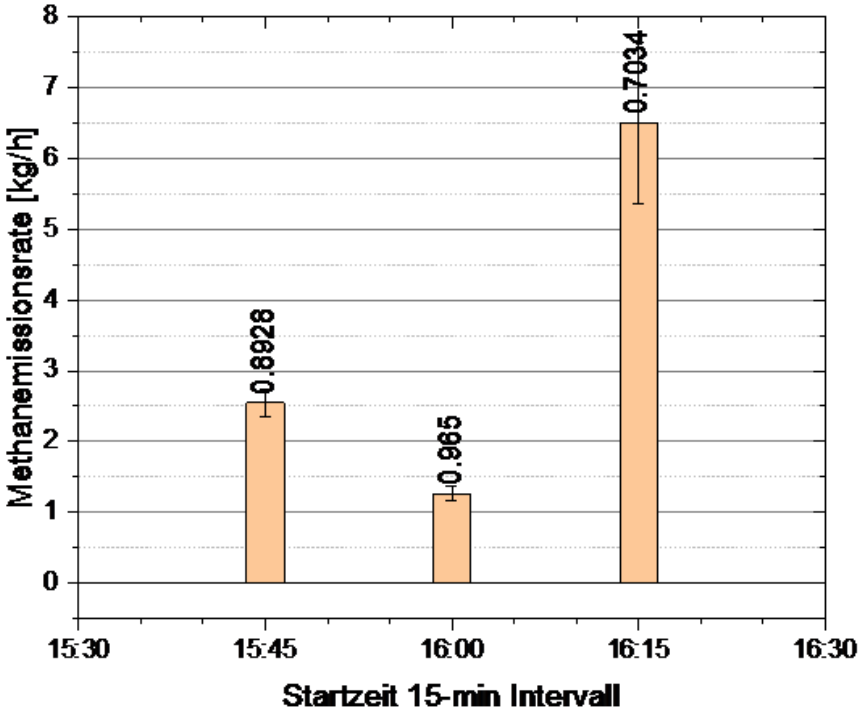


Abbildung 25: Methanemissionsrate der einzelnen 15-min-Intervalle, welche aus IDMM-Simulationen mit Windtrax ermittelt wurden. Es sind nur Ergebnisse dargestellt, die eine mind. Abdeckung der Aufsetzpunkte von 0,6 im Quellgebiet aufweisen, die Abdeckung der Aufsetzpunkte ist als Zahlenwert über den Balken dargestellt. Die durchschnittliche Methanemissionsrate für den Messzeitraum beträgt (3,44 ± 2,73) kg h^{-1}.

Am Dienstag wurde demnach eine mittlere Emissionsrate von (3,44 ± 2,73) kg h^{-1} (Standardabweichung) ermittelt. Unter Verwendung einer mittleren Methanproduktion der Anlage von durchschnittlich 554 m^3 h^{-1} während der gesamten Messwoche, kann ein Emissionsfaktor von (0,9 ± 0,7) % CH_4 (Standardabweichung) ermittelt werden.

Mittwoch, 26.10.2016

Die Messung am Mittwoch, 26.10.2016 ist in Abbildung 26 dargestellt. Es fällt auf, dass die Hintergrundmessung vor den Freisetzungsversuchen meist über der Emissionsmessung liegt. Außerdem fällt auf, dass die Hintergrundmessung am Morgen ungewöhnlich hohe Werte aufweist und dann über den gesamten Tag sinkt. Es konnte nicht geklärt werden, welche Ursache die Erhöhung des Hintergrundes an diesem Messtag hatte, eventuell sind hierfür besondere meteorologische Bedingungen, z. B. ein Anstieg der Methankonzentration in den unteren Luftschichten durch eine geringe vertikale Durchmischung verantwortlich.

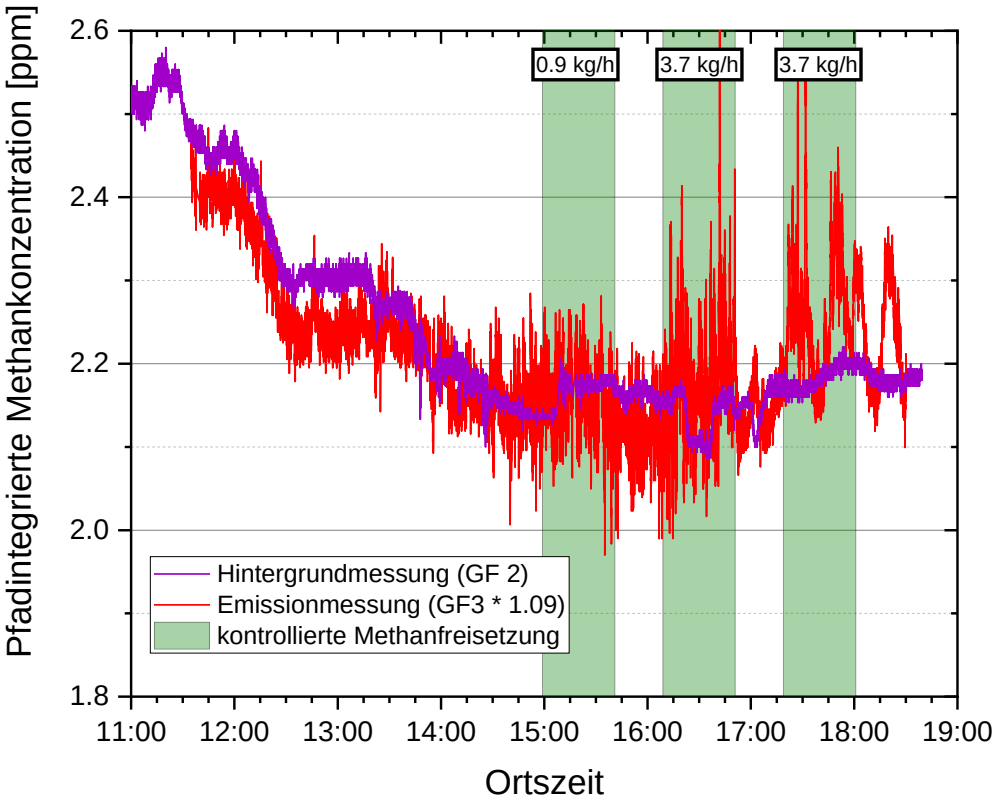


Abbildung 26: Darstellung der Konzentrationsmessung am Mittwoch, 26.10.2016, auf den unterschiedlichen Messpfaden. Die Hintergrundkonzentration war außergewöhnlich hoch an diesem Tag. Die grünen Bereiche markieren die Methanfreisetzung von 0,9 kg h^{-1} um 15.00 Uhr, von 3,7 kg h^{-1} um 16.10 Uhr und von 3,7 kg h^{-1} um 17.20 Uhr.

Die Ergebnisse aus der Windtrax-Simulation sind in Abbildung 27 dargestellt. Alle Intervalle die aufgrund der geringen Abdeckung an Aufsetzpunkten nicht auswertbar sind, sind transparent dargestellt. Durch die gewählte Pfadposition war die Abdeckung des Quellgebiets geringer, wenn man das Silagelager mit in das Quellgebiet inkludiert (durchschnittlich 0,78). Da aus dem Silagelager ohnehin nur geringe Emissionen erwartet werden, ist es daher sinnvoll in diesem Fall das Quellgebiet in der Simulation so zu wählen, dass lediglich die Anlage ohne das Silagelager eingeschlossen wird, um eine möglichst hohe Abdeckung (hier durchschnittlich 0,98) der Aufsetzpunkte in der Simulation und damit genauere Ergebnisse zu erhalten.

Aufgrund des hohen Hintergrundes ergibt sich eine negative Emissionsrate (Mittelwert vor der kontrollierten Methanfreisetzung bei -0,28 kg h^{-1}) für diesen Messtag. Der Messtag ist daher nicht auswertbar und wird aus den weiteren Betrachtungen ausgeschlossen.

Weiterhin kann die kontrolliert freigesetzte Methanfracht in den Messergebnissen nicht wiedergefunden werden, die Intervalle während der Methanfreisetzung zeigen eine Erhöhung der Emissionsrate von höchstens 1,7 kg h^{-1}, bei einer Freisetzung von 3,7 kg h^{-1}. Dies kann z.B. durch eine ungünstige gewählte Position der Freisetzungseinheit bedingt sein (diese befand sich am Rand des Quellgebiets).

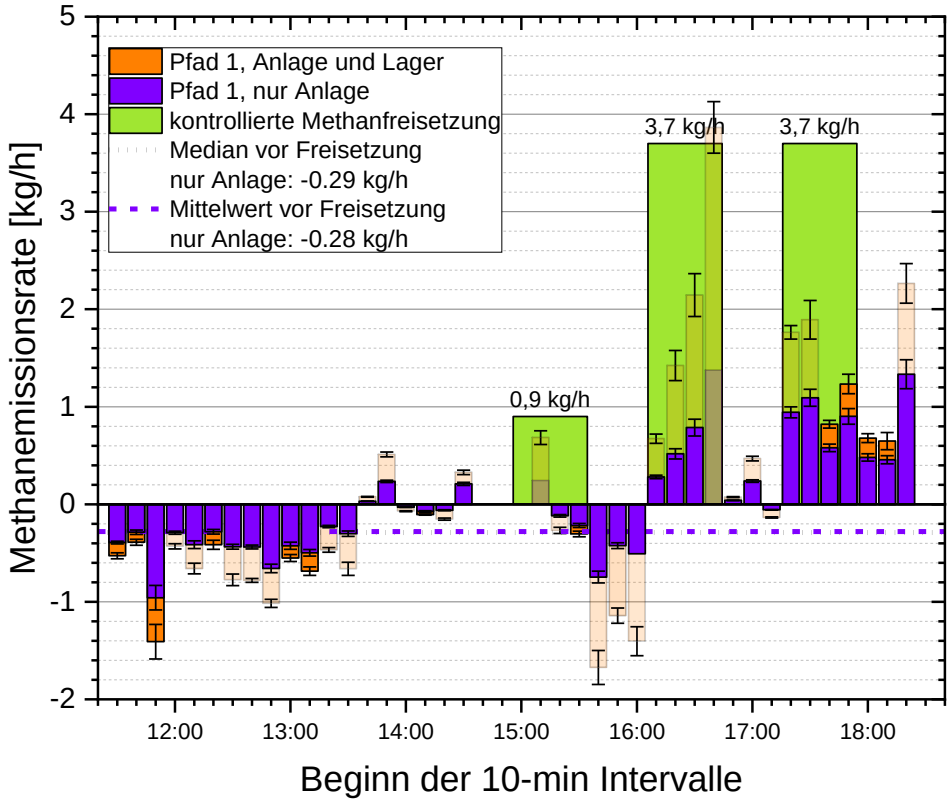


Abbildung 27: Methanemissionsrate der einzelnen 10-Minuten-Intervalle, welche aus IDMM-Simulationen mit Windtrax ermittelt wurden. Es wurden Ausbreitungsrechnungen durchgeführt, die sowohl die Anlage als auch das Silagelager als Quellregion annehmen (orange Balken) und die lediglich die Anlage ohne das Silagelager als Quellregion annehmen (lila Balken). Ergebnisse, die eine Abdeckung der Aufsetzpunkte von weniger als 0,6 im Quellgebiet aufweisen, sind transparent dargestellt. Die kontrollierte Methanfreisetzung ist mit Hilfe der grünen Balken dargestellt. Die durchschnittliche Methanemissionsrate für den Messzeitraum vor der kontrollierten Methanfreisetzung beträgt -0,29 kg h^{-1}.

Die Messergebnisse der Messung am Donnerstag 27.10.2016 sind in Abbildung 28 dargestellt. Die grünen Bereiche markieren die Zeitpunkte der Methanfreisetzung (jeweils 3,7 kg h^{-1}).

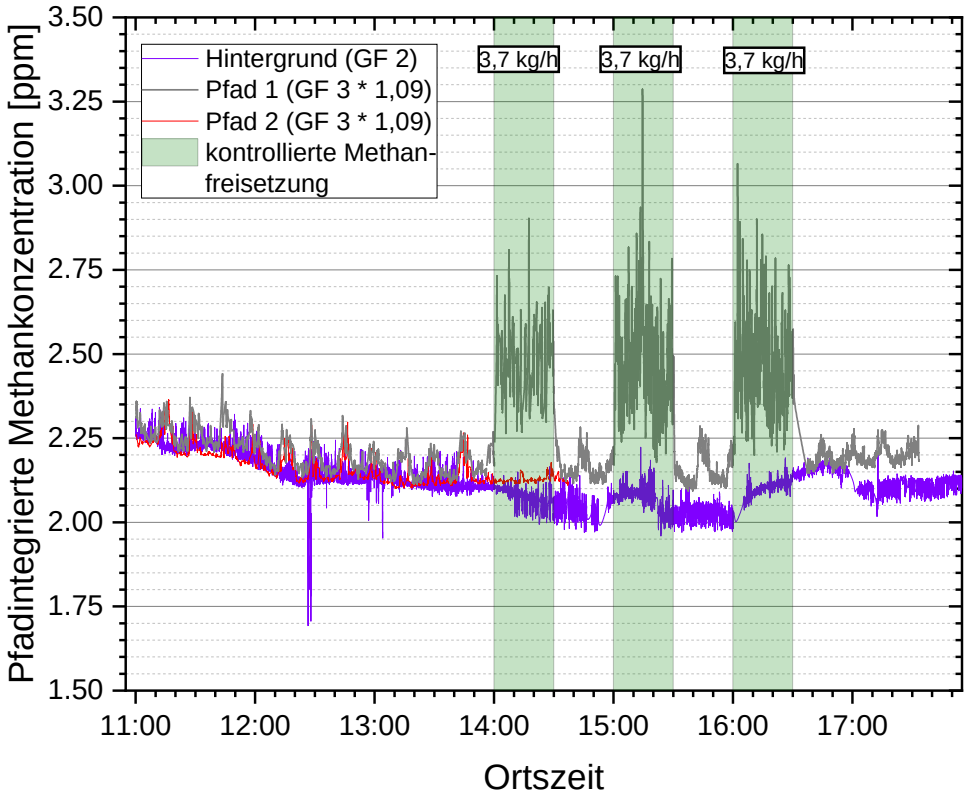


Abbildung 28: Darstellung der Konzentrationsmessung am Donnerstag, 27.10.2016 auf den unterschiedlichen Messpfaden. Die grünen Bereiche markieren die Methanfreisetzung von 3,7 kg h^{-1} um 14.00 Uhr, 15.00 Uhr und 16.00 Uhr.

Die Ergebnisse aus der Windtrax-Simulation sind in Abbildung 29 dargestellt. Auch hier wurde der harmonisierte Ansatz, d. h. die Parametereingabeoption Var 3 (siehe Abschnitt II.3.2.2) angewandt. Alle Intervalle haben eine Abdeckung der Aufsetzpunkte von mind. 0,99, damit über dem Filterkriterium von 0,6, und konnten daher ohne Einschränkung für das Ergebnis der Gesamtmethanemissionsrate der Anlage herangezogen werden.

Mit Pfad 1 konnte die gesamte Anlage abgedeckt werden. Für die Intervalle ohne kontrollierte Methanfreisetzung ergibt sich eine durchschnittliche Methanemissionsrate von (1,6 ± 1,0) kg h^{-1}., was einem Emissionsfaktor von (0,4 ± 0,3) % entspricht. Die durchschnittliche Methanemissionsrate während der Freisetzungsversuche beträgt (8,5 ± 0,8) kg h^{-1}. Die Differenz der Mittelwerte von Intervallen mit kontrollierter Methanfreisetzung und Intervallen ohne Freisetzung beträgt (6,9 ± 1,8) kg h^{-1} (Die angegebenen Fehler beziehen sich auf die Standardabweichung). Es ergibt sich damit eine Wiederfindungsrate von 1,9, d. h. die freigesetzte Methanfracht wird überschätzt.

Vor der Methanfreisetzung ergibt sich hier eine durchschnittliche Methanemissionsrate von (1,2 ± 0,8) kg h^{-1}. Es fällt auf, dass die Methanemissionsrate zwischen den Freisetzungsversuchen nicht auf dieses ursprüngliche Level zurückgeht. Das kann zum einen an Unregelmäßigkeiten in der Hintergrundmessung liegen, d.h. starke Schwankungen der gemessenen Hintergrundkonzentration zwischen den Freisetzungsversuchen (siehe Abbildung 28), oder dadurch zustande kommen, dass das freigesetzte Methan noch nicht vollständig wegtransportiert wurde. Um den zweiten Fall auszuschließen, ergibt sich die Empfehlung, dass die Freisetzungsversuche nicht in zu kurzem Abstand nacheinander durchgeführt werden sollten.

Mit Hilfe des installierten Pfad 2 kann die Methanemission des Silagelagers ermittelt werden. Diese beträgt (0,1 ± 0,2) kg h^{-1}.

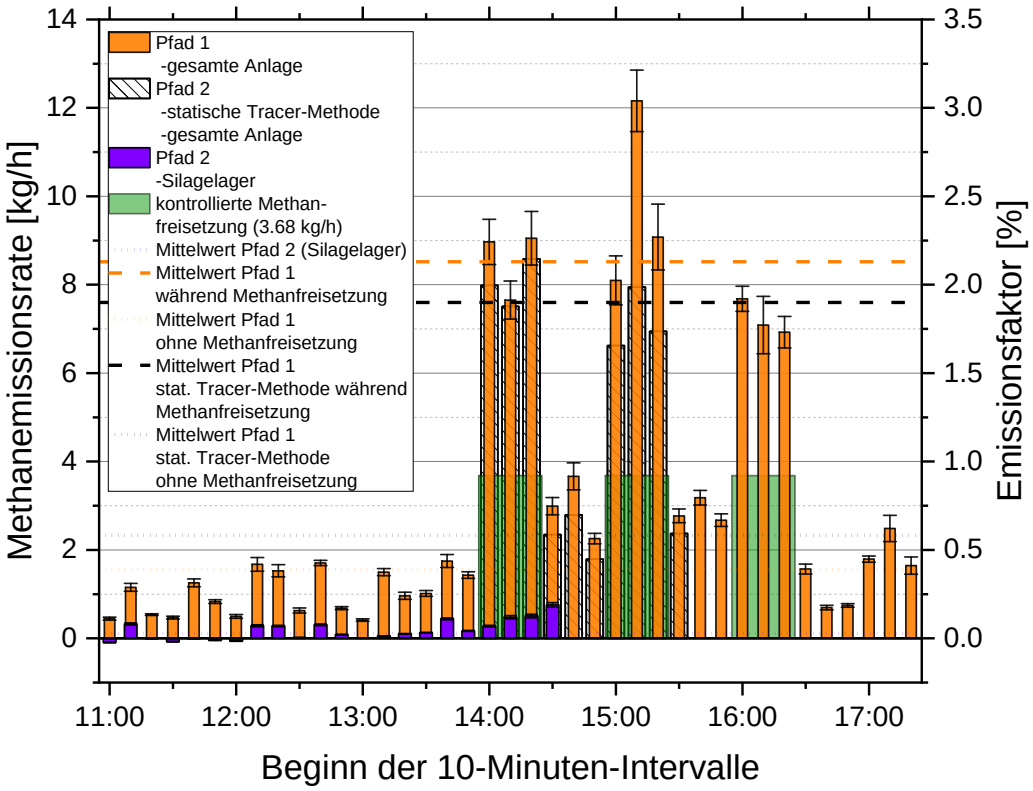


Abbildung 29: Methanemissionsrate der einzelnen 10-min-Intervalle, welche aus IDMM-Simulationen mit Windtrax unter Verwendung der Parametereingabeoption Var 3 ermittelt wurden. Die grünen Balken stellen die kontrollierte Methanfreisetzung von 3,7 kg h^{-1} dar. Die aus der Ausbreitungsmodellierung errechnete Methanemissionsrate der Messintervalle für Pfad 1 (gesamte Anlage) ist mit orangen Balken dargestellt, für Pfad 2 (nur Silagelager) mit lilafarbenen Balken. Die Ergebnisse der statischen Tracer-Methode (auf Pfad 1: gesamte Anlage) sind mit gemusterten Balken dargestellt.

Zusätzlich zur IDMM-Methode wurde am Donnerstag auch die statische Tracer-Methode verwendet. Die Ergebnisse sind als gemusterte Balken ebenfalls in Abbildung 29 dargestellt. Für die Versuche und zusätzliche Methanfreisetzung ergibt sich hier eine Methanemissionsrate von (2,3 ± 0,5) kg h^{-1}, das entspricht einem Emissionsfaktor von (0,6 ± 0,2) %. Während der Gasfreisetzung ergibt sich eine Methanemissionsrate von (7,6 ± 2,1) kg h^{-1}, das entspricht einem Emissionsfaktor von (1,9 ± 0,5) %. Die Wiederfindungsrate beträgt demzufolge 0,9 und erreicht damit eine gute Wiedergabe der freigesetzten Methanfracht.

Es muss jedoch angemerkt werden, dass sich für alle Messungen am Donnerstag 27.10.2016 die Lee-Messpfade des Remote-Sensing-Teams des DBFZ in einem zu geringen Abstand befanden (ca. 50 m anstatt der empfohlen 100 m – 10-fache Höhe der höchsten Gebäude der Anlage). Damit sollten Abhängigkeiten der Ergebnisse vom Abstand mit allen teilnehmenden IDMM-Teams ermittelt werden. Es zeigte sich hier auch, dass die beiden Teams, welche sich in zu geringem und zu hohem Abstand von der Anlage befanden geringere Emissionswerte ermittelten als das Team im optimalen Abstand (siehe auch Abschnitt II.8.1).

5.1.3 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Methanemissionsrate der Biogasanlage 1 konnte mit Hilfe inverser Ausbreitungsmodellierung für die Messtage Dienstag, 25.10.2016 und Donnerstag, 27.10.2016 berechnet werden. Zur Bestimmung der Emissionsfaktoren wurde eine mittlere Methanproduktion der Anlage von 554 $m^3 h^{-1}$ während des Messzeitraums angenommen. Die Ergebnisse aller auswertbarer Intervalle der beiden Tage sind in Abbildung 30 zusammenfassend dargestellt. Die durchschnittliche Methanemissionsrate aus diesen Intervallen beträgt 1,7 kg h^{-1}, hierfür sind 3 Intervalle aus der Dienstagsmessung und 30 Intervalle aus der Donnerstagsmessung einbezogen. Das entspricht einem Emissionsfaktor von 0,4 % CH_4. Allerdings muss angemerkt werden, dass der Abstand zur Anlage auf Grund des Abstandstests am Donnerstag mit allen teilnehmenden IDMM-Teams für das Team des DBFZ zu gering war. Das könnte auch die durchschnittlich etwas geringeren gemessenen Emissionen am Donnerstag im Gegensatz zum Dienstag erklären, allerdings ist die Messung am Dienstag mit

nur drei auswertbaren Intervallen wenig repräsentativ. Die Methanemissionsrate der Anlage für Mittwoch 26.10.2016 konnte nicht ausgewertet werden.

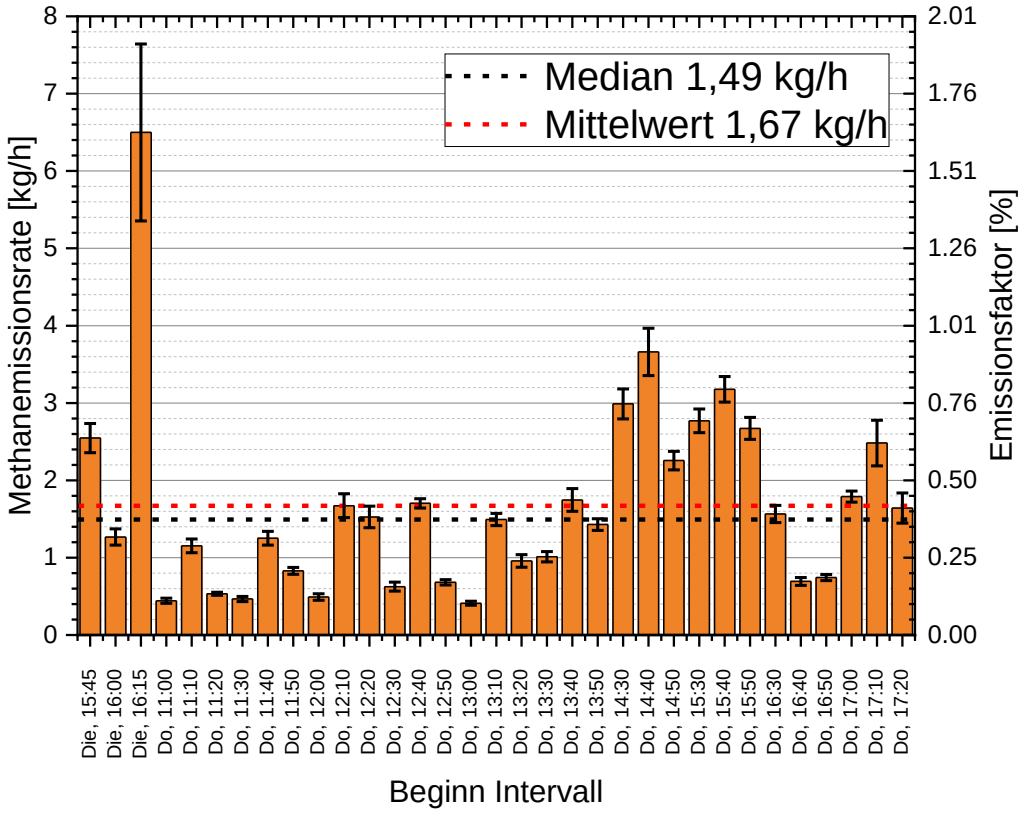


Abbildung 30: Darstellung aller mit Ausbreitungsmodellierung auswertbaren Intervalle unter Verwendung der DBFZ-Anemometer-Daten, die die Gesamtemission der Anlage widergeben. Der Mittelwert über diese Intervalle ist 1,7 kg h^{-1}.

Am Donnerstag 27.10.2016 wurden außerdem Versuche mit der statischen Tracergasmethode durchgeführt, allerdings nur während weniger Intervalle zwischen den Freisetzungsversuchen. Es ergab sich eine mittlere Emissionsrate von (2,3 ± 0,5) kg h^{-1}.

Am Donnerstag 27.10.2016 wurden außerdem Freisetzungsversuche durchgeführt, d. h. eine bekannte Methanfracht wurde zusätzlich zu den Emissionen von der Anlage auf dem Gelände der Anlage kontrolliert freigesetzt. Bei den Versuchen mittels inverser Ausbreitungsrechnung wurde diese Methanfracht mit einer Wiederfindungsrate von 1,9 weit überschätzt. Mittels der statischen Tracergasmethode konnte die kontrolliert freigesetzte Methanfracht mit einer Wiederfindungsrate von 0,9 sehr gut wiedergegeben werden. Betrachtet man nur die Messung ab 14.00 Uhr, zeigen sich bei beiden Methoden ähnliche Ergebnisse.

Mit den vorliegenden Windbedingungen am Donnerstag 27.10.2016, war es möglich die Methanemissionen aus dem Silagelager zusätzlich zu den Gesamtemissionen der Anlage mit Hilfe eines zweiten Messpfades zu bestimmen. Diese betrug (0,1 ± 0,3) kg h^{-1}, was einem Emissionsfaktor von (0,03 ± 0,05) % CH_4 entspricht.

Alle Messergebnisse zu den Gesamtemissionen der Biogasanlage 1 vom Remote-Sensing-Team des DBFZ sind zusammenfassend in Tabelle 28 dargestellt.

Tabelle 28: Übersicht über die Ergebnisse der einzelnen Messtage. Die angegebene Messunsicherheit bezieht sich auf die Standardabweichung aus der Mittelung über die einzelnen Intervalle.

Datum	Anzahl der Intervalle	E Mittelwert ± Standardabweichung (kg h^{-1})	E Mittelwert ± Standardabweichung (m^3 h^{-1})	EF (% CH_4)
Dienstag, 25.10.2016, (gesamte Anlage, IDMM)	3 (15-min-Intervalle)	3,4 ± 2,8	4,8 ± 3,8	0,9 ± 0,7
Donnerstag, 27.10.2016, (gesamte Anlage, IDMM, Abstand zu gering)	30 (10-min-Intervalle)	1,6 ± 1,0	2,1 ± 1,4	0,4 ± 0,3
Donnerstag, 27.10.2016, (gesamte Anlage ab 14.00 Uhr, IDMM, Abstand zu gering)	12 (10-min-Intervalle)	2,2 ± 0,6	3,1 ± 0,8	0,8 ± 0,2
Donnerstag, 27.10.2016 (gesamte Anlage, TDM, Abstand zu gering)	4 (10-min-Intervalle)	2,3 ± 0,5	3,2 ± 0,7	0,8 ± 0,1
Donnerstag, 27.10.2016, (Silagelager, IDMM, Abstand zu gering)	15 (10-min-Intervalle)	0,1 ± 0,2	0,2 ± 0,3	0,03 ± 0,05

5.2 Zweite Messphase

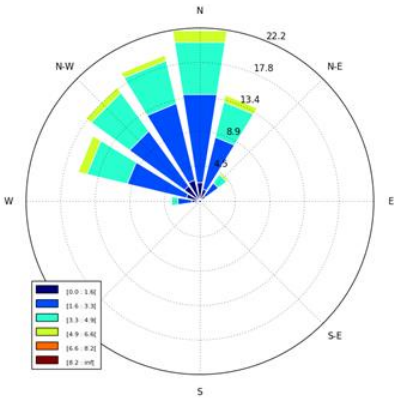
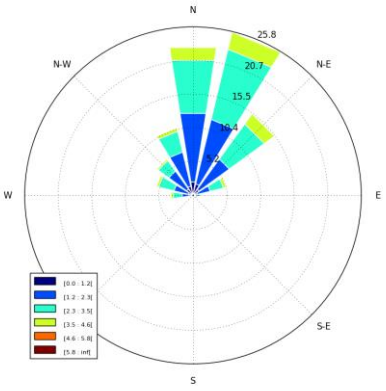
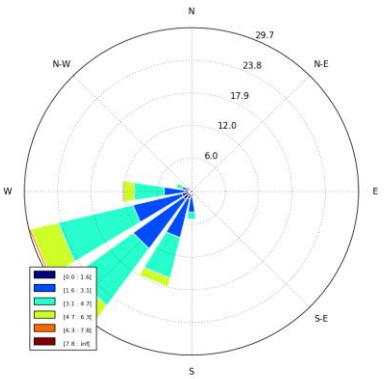
5.2.1 Messaufbau und Messbedingungen

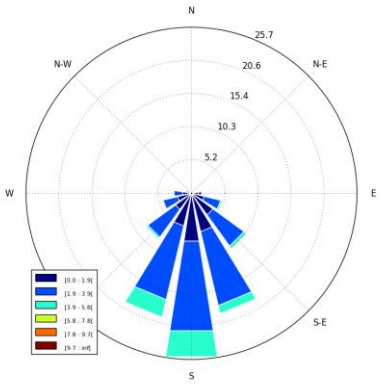
In Tabelle 29 sind die Messbedingungen und der Messablauf der IDMM-Teams an den einzelnen Tagen während der zweiten Messphase aufgeführt. Am Sonntag, den 07.05.2017 wurden Vergleichsmessungen aller TDLAS-Geräte durchgeführt, in dem diese nebeneinander aufgestellt wurden. Mit Prüfgas gefüllte Referenzgaszellen wurden Kalibriermessungen mit 500 ppm Methan gleichzeitig durchgeführt.

Die Vergleichsmessung zwischen den Geräten wurden in den folgenden Tagen von Montag, 08.05.2017 bis Mittwoch, 10.05.2017 immer vormittags wiederholt. An den Nachmittagen von Montag, 08.05.2017 bis Mittwoch, 10.05.2017 wurden die Methanemissionsrate der gesamten Biogasanlage gemessen.

Am Donnerstag und Freitag wurden Freisetzungsversuche mit einer kontrollierten Methanfreisetzung abseits der Anlage durchgeführt.

Tabelle 29: Bedingungen und Messablauf der IDMM Teams während der zweiten Messphase. Windrosen an Hand der DBFZ-Anemometer Daten erstellt.

Datum	Wind	Wetter und Atmos. Stabilität	Anmerkungen zum Messablauf
So., 07.05.17		Sehr wenig Wind	Vergleichs- und Kalibriermessung (mit 500 ppm Prüfgas) auf 227 m Messstrecke
Mo., 08.05.17	 MW Windgeschwindigkeit: 3,6 m s^{-1}	Bewölkt, nachmittags etwas sonnig; Neutrale Schichtung; T=11,7°C;	VM: gemeinsame Hintergrundmessung, DBFZ GF2 kontinuierliche HG-Messung, DBFZ Anemometer in Luv NM: gleiche Laserpositionierung in Lee BOKU GF2 + DBFZ GF3 zwei Messstrecken (simultane BG-Messung), BOKU und UStutt Anemometer in Lee
Die., 09.05.17	 MW Windgeschwindigkeit: 2,3 m s^{-1}	Neutrale bis instabile Schichtung; Bewölkt; T=8,4°C	VM: gemeinsame Hintergrundmessung, DBFZ GF2 kontinuierliche HG-Messung, DBFZ Anemometer in Luv NM: gleiche Laserpositionierung in Lee, BOKU und UStutt Anemometer in Lee, Kontrollierte CH_4-Freisetzung in der BGA, Rührung offenes GR-Lager
Mi., 10.05.17	stark drehend  MW Windgeschwindigkeit: 2,9 m s^{-1}	Neutrale Schichtung; Leicht bewölkt bis sonnig; T=14,0°C	VM: gemeinsame Hintergrundmessung, DBFZ GF3 und BOKU GF2 zwei Messstrecken (simultane HG-Messung, 2. Messstrecke für WSW-Winde), BOKU und UStutt Anemometer in Luv, DBFZ Anemometer in Lee NM: Positionierung DBFZ GF2 und UStutt GF 2 im Norden der Anlage (für SW-Winde), Rührung offenes GR-Lager, kontrollierte CH_4-Freisetzung in der BGA

Do., 11.05.17	stark drehend, geringe Windgeschwindigkeit  MW Windgeschwindigkeit: 2,4 m s^{-1}	Neutrale Schichtung; Sonnig; T=20,8°C	kontrollierte Methanfreisetzung abseits der BGA → gleichzeitige Messung mit DTU, Vergleichsmessung aller Laser, Prüfgastest mit 1000 ppm CH_4 in Stickstoff
Fr., 12.05.17	SW MW Windgeschwindigkeit: 3,5 m s^{-1}	Neutrale Schichtung; Regen; T=16,8°C	Kontrollierte Methanfreisetzung abseits der BGA, gleichzeitige Messung mit DTU, nur BOKU Anemometer in Luv

Montag, 08.05.2017:

Die Aufstellung der Lasermesspfade am Montag ist in Abbildung 31 dargestellt. Der Wind kam aus Norden. Am Vormittag wurden Vergleichsmessungen und Hintergrundmessungen mit allen TDLAS-Teams im Norden der Anlage durchgeführt. Der GF2 des DBFZ und das DBFZ-Ultraschallanemometer wurden über den ganzen Tag im Norden der Anlage belassen. Emissionsmessungen wurden mit den anderen TDLAS-Geräten im Süden der Anlage durchgeführt. Mit den am Mittwoch herrschenden Windbedingungen war es möglich mit Hilfe der Schwenk-Neige-Vorrichtung einen simultanen Hintergrund-Messpfad zu bedienen. Zwischen beiden Pfaden wurde automatisch geschwenkt; auf dem Luv-Pfad (Hintergrundmessung) betrug die Messzeit 60 s, auf dem Lee-Pfad 240 s.

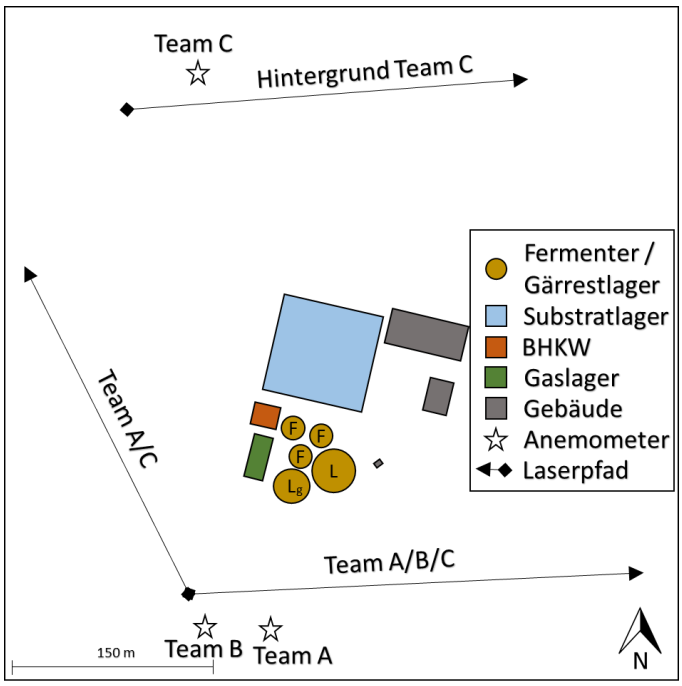


Abbildung 31: Messpfade am Montag, 08.05.2017. Hintergrund und Vergleichsmessungen im Norden der Anlage. Emissionsmessungen im Süden mit gleichzeitiger Hintergrundmessung im Westen der Anlage (© Reinhold Ottner, BOKU, [30]). Die Messpfade des DBFZ sind mit Team C gekennzeichnet.

In Abbildung 32 sind die Daten aus der Methankonzentrationsmessung der unterschiedlichen Messpfade dargestellt. Es wurde sowohl eine Hintergrundkonzentration am Vormittag mit beiden TDLAS-Geräten bestimmt, als auch die Hintergrundkonzentration im Lee mit dem GF2 und die Simultane Hintergrundkonzentration auf einem zweiten Messpfad im Westen der Anlage mit dem GF3. Für die Auswertung können dann die verschiedenen Hintergrundoptionen miteinander verglichen werden.

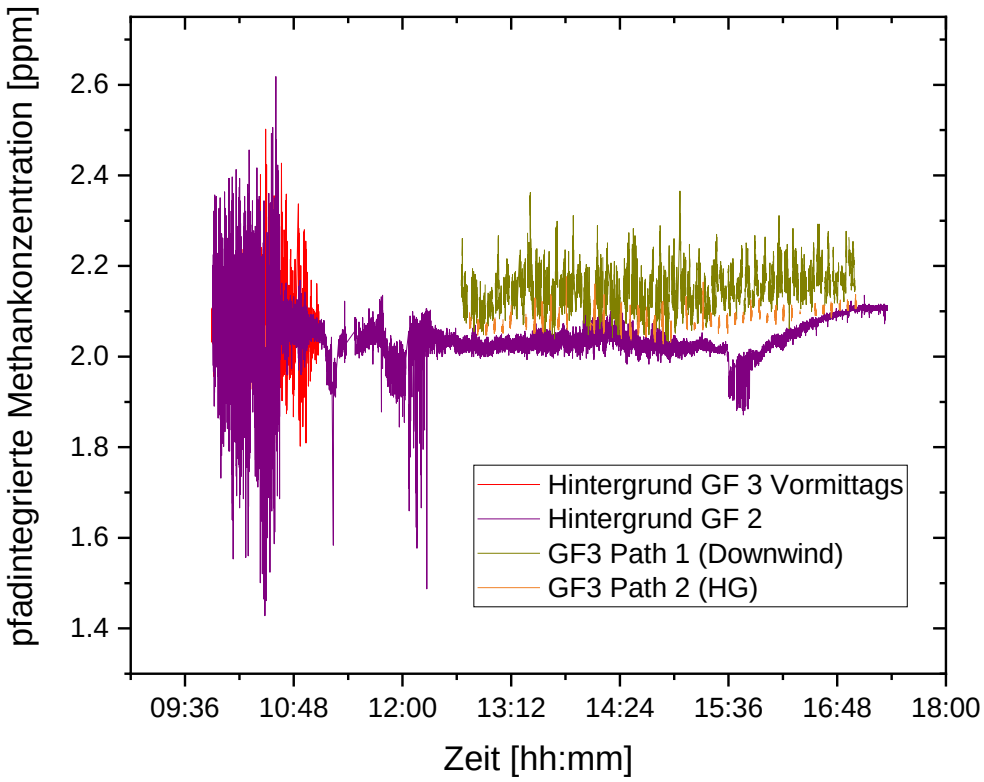


Abbildung 32: Pfadintegrierte Methankonzentration auf den unterschiedlichen Messstrecken des DBFZ (Messfrequenz 1 Hz). Die Werte des GF3 sind gegenüber den Werten des GF2 mit einem Faktor von 1,09 korrigiert. Bei der Emissionsmessung wurde ein simultaner Hintergrund gleichzeitig zur Emissionsmessung mit dem GF3 gemessen. Dafür wurde mit der Schwenk-Neige-Vorrichtung zwischen Hintergrund Luv (60 s) und Lee (240 s) gewechselt.

Dienstag, 09.05.2017

Am Dienstag, den 09.05.2017 kam der Wind ebenfalls aus nördlicher Richtung, daher ähnelt sich der Aufbau der Messgeräte und die Vorgehensweise an beiden Tagen. Allerdings wurden hier die TDLAS-Geräte im Südosten der Anlage aufgebaut, so dass der zweite Pfad (simultane Hintergrundmessung) im Osten der Anlage liegt, nicht im Westen wie am Montag. Der Aufbau ist in Abbildung 33 schematisch dargestellt. Abbildung 34 zeigt ein Bild der verwendeten Messgeräte der unterschiedlichen Messteams im Südosten der Anlage.

Zudem wurden am Dienstag, den 09.05.2017 Methanfreisetzungsversuche auf der Anlage durchgeführt (15.00 Uhr bis 15.30 Uhr und 15.40 Uhr bis 16.10 Uhr) und die Methanemission der Anlage während eines Rührvorgangs (16.30 Uhr bis 16.50 Uhr) gemessen (siehe Abschnitt II.3.2.3)

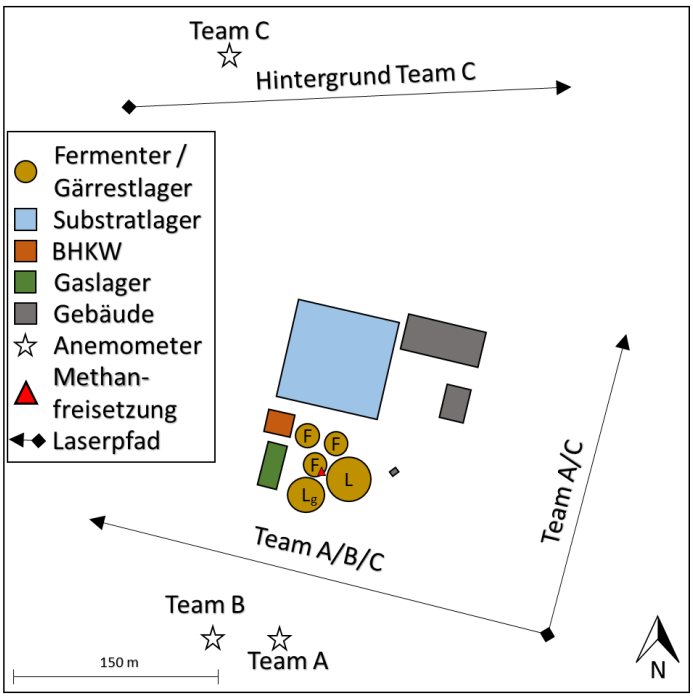


Abbildung 33: Messpfade am Dienstag, 09.05.2017. Hintergrund und Vergleichsmessungen im Norden der Anlage. Emissionsmessungen im Süden mit gleichzeitiger Hintergrundmessung im Osten der Anlage. Die Messpfade des DBFZ sind mit C gekennzeichnet (© Reinhold Ottner, BOKU [30]).

Abbildung 34: Messaufbau im Lee am Dienstag, 09.05.2017. Drei TDLAS-Geräte messen auf der gleichen Messstrecke.

Die Ergebnisse der pfadintegrierten Methankonzentrationsmessung sind in Abbildung 35 dargestellt. Unter Verwendung der Korrekturfaktoren liegen die drei Hintergrundmessungen übereinander.

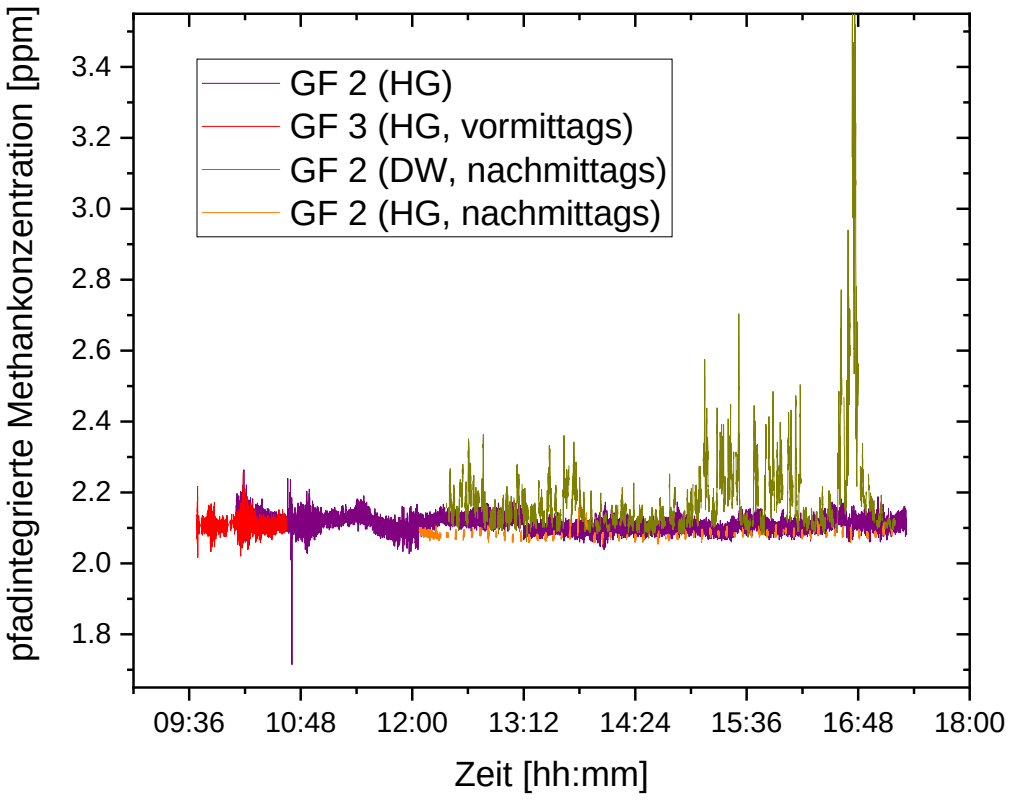


Abbildung 35: Pfadintegrierte Methankonzentration auf den unterschiedlichen Messstrecken des DBFZ. Die Werte des GF3 sind gegenüber den Werten des GF2 mit einem Faktor von 1,09 korrigiert. Bei der Emissionsmessung wurde ein simultaner Hintergrund gleichzeitig zur Emissionsmessung mit dem GF3 gemessen. Dafür wurde mit der Schwenk-Neige-Vorrichtung zwischen Hintergrund (60 s) und Downwind (240 s) gewechselt.

Mittwoch, 10.05.2017

Am Mittwoch waren die Windverhältnisse sehr schwierig. Durch den stark drehenden Wind und die Baumreihen im Norden der Anlage und das hügelige Gelände war es sehr schwierig bzw. unmöglich geeignet Messpfade einzurichten. Am Vormittag wurde eine Vergleichs- und Hintergrundmessung mit allen TDLAS-Geräten im Süden der Anlage durchgeführt. Am Nachmittag wurden die Methankonzentration im Lee, östlich und nördlich der Anlage, gemessen. Die Messpfade sind schematisch in Abbildung 36 dargestellt.

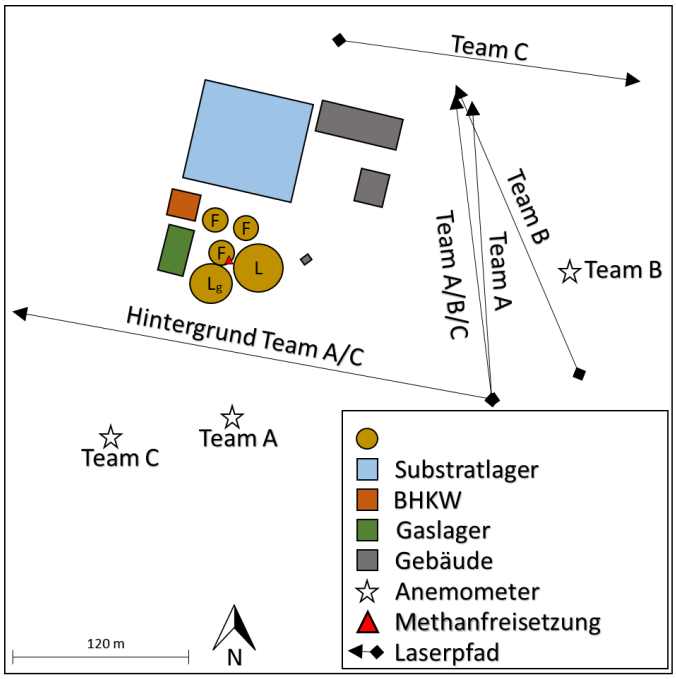


Abbildung 36: Messpfade am Mittwoch, 10.05.2017. Die Messpfade des DBFZ sind mit C gekennzeichnet (© Reinhold Ottner, BOKU [30]).

Donnerstag, 11.05.2017

Am Donnerstag wurden Vergleichs- und Kalibriermessungen abseits der Anlage durchgeführt. Zudem wurden die Ultraschallanemometer an diesem Tag nebeneinander aufgestellt und ermöglichen somit einen Vergleich der verschiedenen Geräte. Neben den Vergleichsmessungen, wurde auch Methan kontrolliert über einen Diffuser freigesetzt (siehe Abschnitt II.3.2.3). Die Freisetzungsversuche erwiesen sich auf Grund der geringen Windgeschwindigkeit an diesem Tag jedoch als schwierig. Eine schematische Darstellung der Positionen der einzelnen Messgeräte an diesem Tag und eine Abbildung des Versuchsaufbaus mit allen TDLAS-Geräten und Referenzgaszellen ist in Abbildung 37 dargestellt.

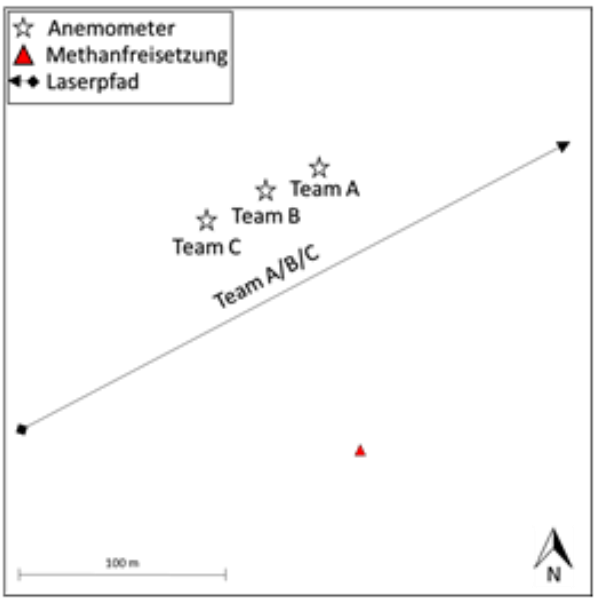


Abbildung 37: Links: Schematische Darstellung des Messaufbaus am Donnerstag, 11.05.2017. Die Messgeräte des DBFZ sind mit C gekennzeichnet (© Reinhold Ottner, BOKU [30]). Rechts: Messaufbau im Luv am Donnerstag, 11.05.2017. Alle TDLAS-Geräte messen auf der gleichen Messstrecke. Durchführung von Vergleichsmessungen, Kalibriermessungen und kontrollierter Methanfreisetzung abseits der Anlage.

Freitag, 12.05.2017

Am Freitag wurden Methan-Freisetzungsversuche abseits der Anlage durchgeführt (siehe Abschnitt II.3.2.3). Es wurde nur das Anemometer von Team A verwendet. Der Aufbau ist in Abbildung 38 schematisch dargestellt. Des Weiteren zeigt die Abbildung die Freisetzungseinheit (Diffuser) während der Versuche am Freitag.

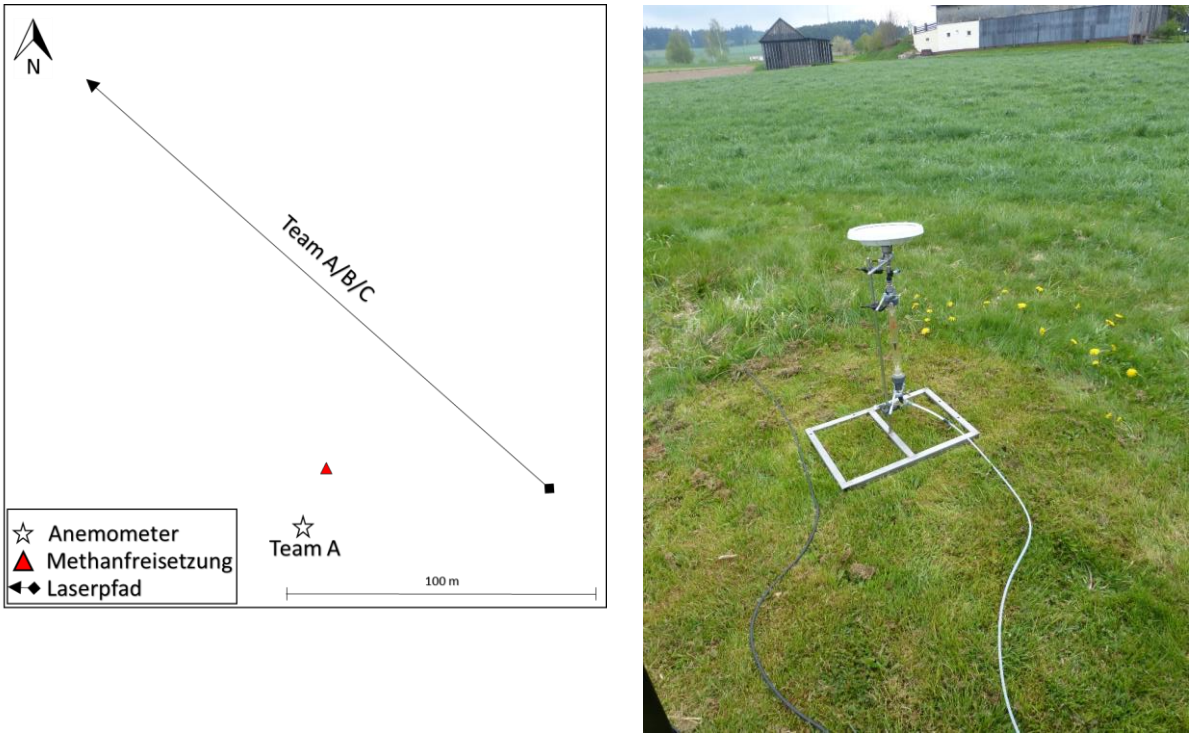


Abbildung 38: Links: Schematische Darstellung des Messaufbaus am Donnerstag, 12.05.2017. Die Messgeräte des DBFZ sind mit C gekennzeichnet (© Reinhold Ottner, BOKU [30]). Rechts: Kontrollierte Methanfreisetzung über einen Diffuser abseits der Anlage am Freitag, 12.05.2017.

Ermittlung der Methanemissionsrate der Biogasanlage

Montag, 08.05.2017

Am Montag wurden die Emissionen unter Verwendung von Ausbreitungsrechnungen mit Windtrax (Parametereingabeoption Var 3) mit den verschiedenen Hintergrundoptionen (Hintergrund konstant und Hintergrund simultan) bestimmt.

In der Zeit zwischen 13.10 Uhr und 13.50 Uhr gab es einen Messausfall der Wetterstation (USA, Temperatursensor, Drucksensor). Die Messdaten für diesen Zeitraum sowie die durchschnittliche Windgeschwindigkeit und –richtung, MOL, Druck und Temperatur wurden interpoliert.

Die Ergebnisse wurden mit den in Abschnitt II.3.2 beschriebenen Filterkriterien gefiltert. Die validen Intervalle sind in Abbildung 39 grafisch dargestellt. Die Emissionen mit simultanem Hintergrund sind im Allgemeinen höher, da die Hintergrundkonzentration am Morgen durchschnittlich höher war und stark schwankte. Im Laufe des Tages stabilisierte sich die Hintergrundkonzentration auf einem niedrigeren Wert (siehe auch Abbildung 32). Es ist daher unbedingt zu empfehlen, gleichzeitige Hintergrundmessungen durchzuführen, wenn es die Möglichkeit gibt. Eine noch genauere Betrachtung über die einzelnen Hintergrundoptionen wurde von der ZAMG durchgeführt und ist im österreichischen Projektbericht festgehalten [30]. Es ergibt sich für den Montag eine durchschnittliche Methanemissionsrate von (1,6 ± 1,3) kg h^{-1} für die simultane Hintergrundmessung. Das entspricht einem Emissionsfaktor von (1,3 ± 1,0) %.

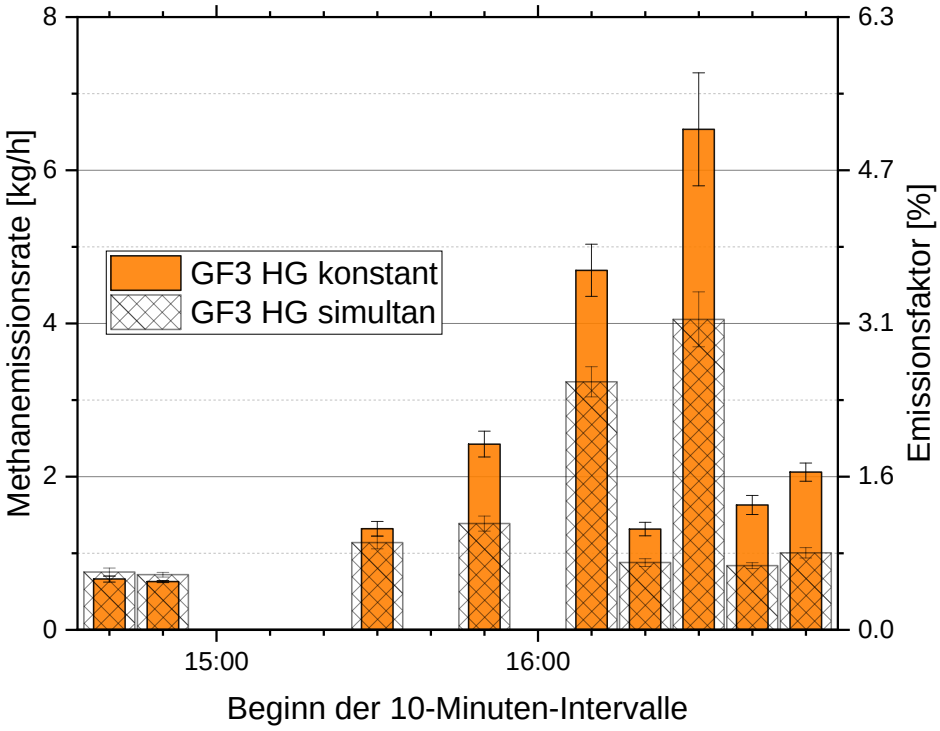


Abbildung 39: Ergebnisse der Ausbreitungsrechnung mit Windtrax für die Messung vom Montag, 08.05.2017. Dargestellt sind alle validen Intervalle, mit zwei verschiedenen Hintergrundoptionen (orange: konstanter Hintergrund; gemustert: simultaner Hintergrund). Die Verwendung einer simultanen Hintergrundmessung ist vorzuziehen. Die durchschnittliche Methanemissionsrate bei simultanem Hintergrund beträgt (1,6 ± 1,3) kg h^{-1}

Dienstag, 09.05.2017

Am Dienstag wurden sowohl Emissionsmessungen an der Anlage als auch Freisetzungsversuche an der Anlage durchgeführt. Des Weiteren wurden die Emissionen während eines Rührvorgangs am Gärrestlager bestimmt.

Die ermittelten Emissionsraten über 10-Minuten-Interalle während dieses Messtages sind in Abbildung 40 dargestellt für alle Intervalle mit ausreichender Abdeckung von Aufsetzpunkten im Quellgebiet in der Ausbreitungsmodellierung. Die Modellierung wurde für zwei verschiedene Hintergrundoptionen durchgeführt, einmal die Verwendung eines konstanten Hintergrunds aus der Vormittagsmessung, und einmal unter Verwendung des simultan auf Pfad 2 gemessenen Hintergrunds. Wendet man die Filterkriterien für MOL und u*, sind nur drei Intervalle, für die Gesamtmethanemission der Biogasanlage 2, verfügbar.

Die durchschnittliche gemessene Emissionsrate der Anlage an diesem Messtag beträgt (1,4 ±1,1) kg h^{-1} (nur Berücksichtigung der validen Messintervalle).

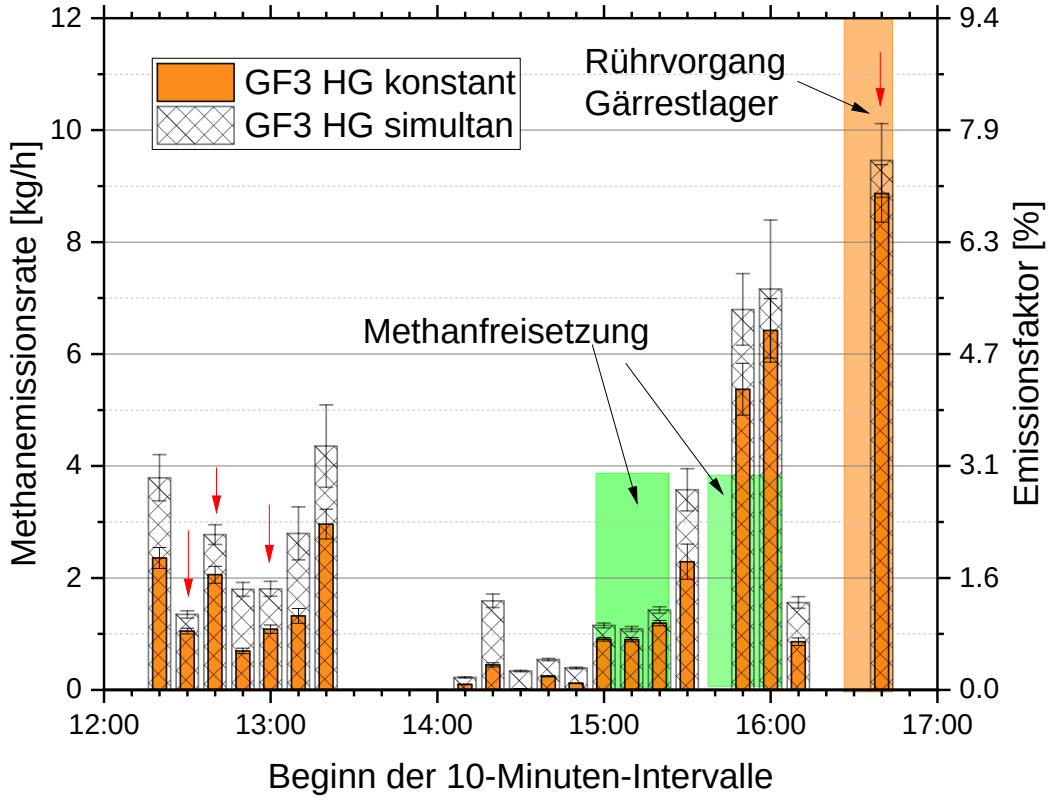


Abbildung 40: Ergebnisse der Ausbreitungsrechnung mit Windtrax für die Messung vom Montag, 09.05.2017. Dargestellt sind alle Ergebnisse für Intervalle, welche eine ausreichende Abdeckung von Aufsetzpunkten in der Ausbreitungsmodellierung gewährleisten. Es sind zwei verschiedenen Hintergrundoptionen dargestellt (orange: konstanter Hintergrund; gemustert: simultaner Hintergrund). Die Perioden mit kontrollierter Methanfreisetzung sind grün unterlegt, die Periode während des Rührvorgangs ist mit orange gekennzeichnet. Nur die vier Intervalle, welche mit rotem Pfeil gekennzeichnet sind erfüllen auch die restlichen Filterkriterien (für MOL und u*). Die durchschnittliche Methanemissionsrate der BGA 2 bei simultanem Hintergrund für die drei validen Intervalle beträgt 1,4 kg h^{-1}.

Mittwoch, 10.05.2017

Am Mittwoch herrschten sehr ungünstige Windbedingungen. Der Wind war stark drehend aus östlicher bis südlicher Richtung. Aufgrund der Baumreihen im Norden der Anlage und der Topographie war es nicht möglich geeignete Messpfade für diese Windsituation zu finden.

Ein Beispiel für eine Ausbreitungsrechnung mit Windtrax in Abbildung 41 zeigt, dass nur wenige Aufsetzpunkte im Quellgebiet sind. Diese Situation zeigt sich bei allen Messintervallen. Eine Auswertung der Messdaten vom Mittwoch, 10.05.2017 ist daher nicht möglich.

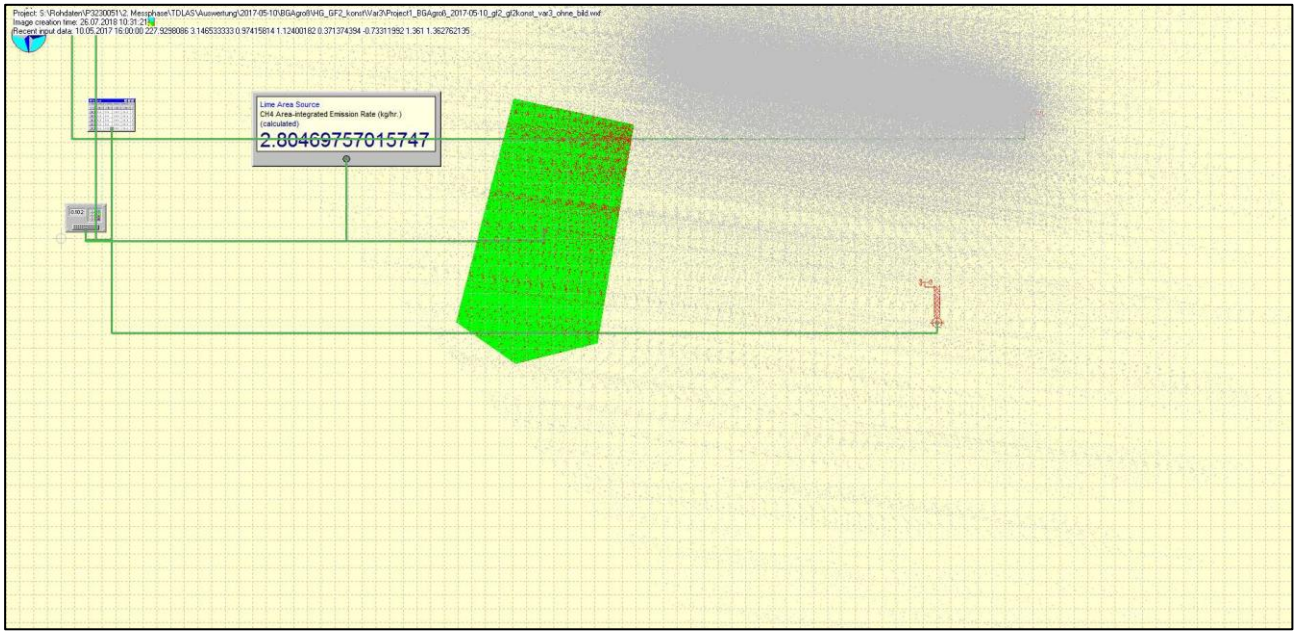


Abbildung 41: Grafische Darstellung der Ausbreitungsrechnung eines Intervalls am Mittwoch mit Windtrax. Die Anzahl der Aufsetzungspunkte im Quellgebiet war bei allen Messintervallen am Mittwoch sehr gering.

Experimente mit kontrollierter Methanfreisetzung abseits der Anlage

Donnerstag, 11.05.2017

Am Donnerstag wurden keine Emissionen an der Anlage gemessen, sondern weitere Vergleichs- und Kalibriermessungen abseits der Anlage durchgeführt. Es wurden auch Methanfreisetzungsversuche durchgeführt, allerdings war die Windgeschwindigkeit so gering, dass eine Auswertung nur schwer möglich war. Bei zwei 10-Minuten-Messintervallen sind die Filterkriterien erfüllt, diese sind in Abbildung 42 dargestellt. Allerdings konnte hier nur weniger als die Hälfte der freigesetzten Methanfracht gemessen werden. Die großen Fehlerbalken sind durch die sehr kleine Quellfläche bedingt. Aufgrund der zu geringen Windgeschwindigkeit sollten die Ergebnisse dieses Freisetzungsversuchs im Weiteren nicht betrachtet werden.

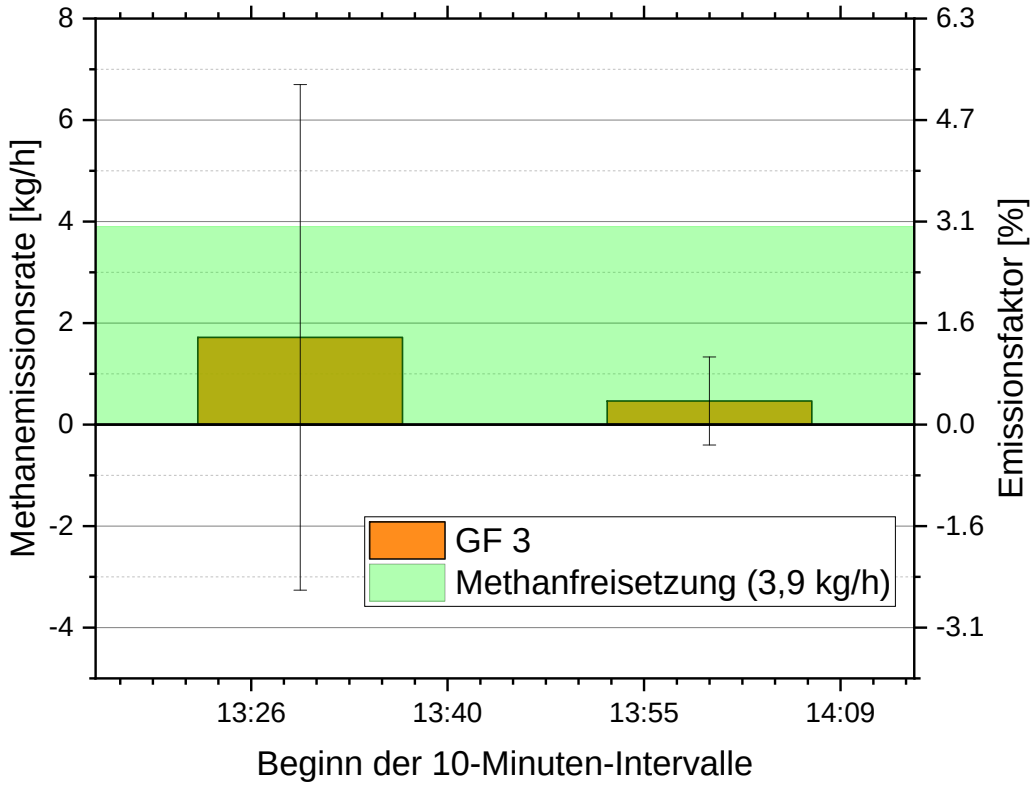


Abbildung 42: Emissionsrate während der Freisetzungsversuche am 11.05.2017. Es wurden 3,9 kg h^{-1} Methan abseits der Anlage freigesetzt.

Freitag, 12.05.2017

Am Freitag wurden ebenfalls Freisetzungsversuche mit 3,9 kg h^{-1} freigesetztem Methan abseits der Anlage durchgeführt (vgl. Abschnitt II.3.2.3). Als Hintergrundkonzentration wurde ein konstanter Wert, der sich aus der durchschnittlichen Hintergrundkonzentration in den 30 min nach den Freisetzungsversuchen ergibt, angenommen.

Durchschnittlich ergibt sich eine Emissionsrate von (3,9 ± 0,9) kg h^{-1} (Standardabweichung) für den GF2. Das entspricht einer Wiederfindungsrate von 1,0. Für den GF3 ergibt sich eine durchschnittliche Emissionsrate von (3,3 ± 1,0) kg h^{-1} (Standardabweichung). Das entspricht einer Wiederfindungsrate von 0,9. Die Freisetzungsrate kann daher innerhalb des angegebenen Fehlerbereichs mit den vorhandenen Methoden bestimmt werden. Der Freisetzungsversuch wurde mit allen IDMM-Messteams und dem TDM-Messteam durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Abschnitt II.8.3 dargestellt.

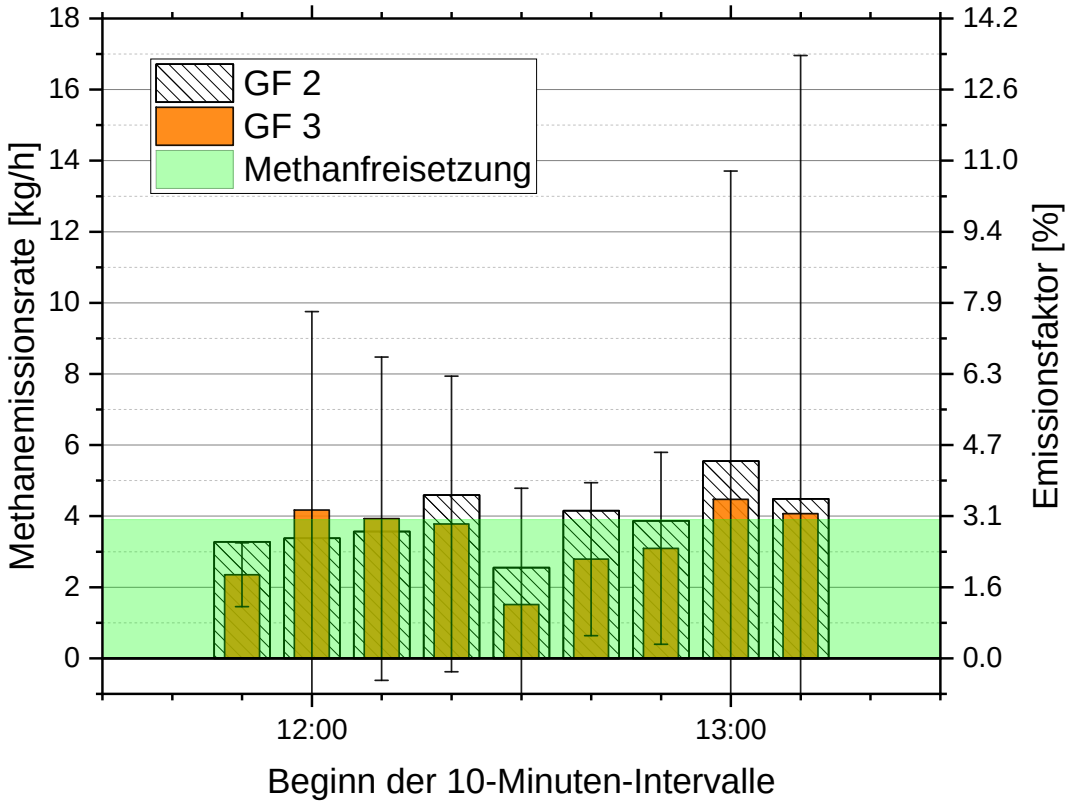


Abbildung 43: Ermittelte Emissionsrate während der Freisetzungsversuche (3,9 kg h^{-1} Methan) abseits der Anlage am Freitag, 12.05.2017, mit den beiden TDLAS-Geräten des DBFZ, GF2 (gemustert) und GF3 (orange).

5.2.2 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die ermittelte Emissionsrate der Gesamtanlage während aller auswertbaren Messintervalle ist in Abbildung 44 dargestellt. Daraus ergibt sich eine mittlere Emissionsrate der Anlage von 1,5 kg h^{-1}. Es muss jedoch angemerkt werden, dass die Emissionen der betrachteten Biogasanlage abhängig von der BHKW-Last schwankten. Da die BHKWs die Hauptquelle an dieser Anlage darstellen, haben die Lastverschiebungen der BHKWs erheblichen Einfluss auf die Emissionen. Eine Darstellung der BHKW-Last zusammen mit den gemessenen Emissionen ist in Abschnitt II.8.2 gezeigt.

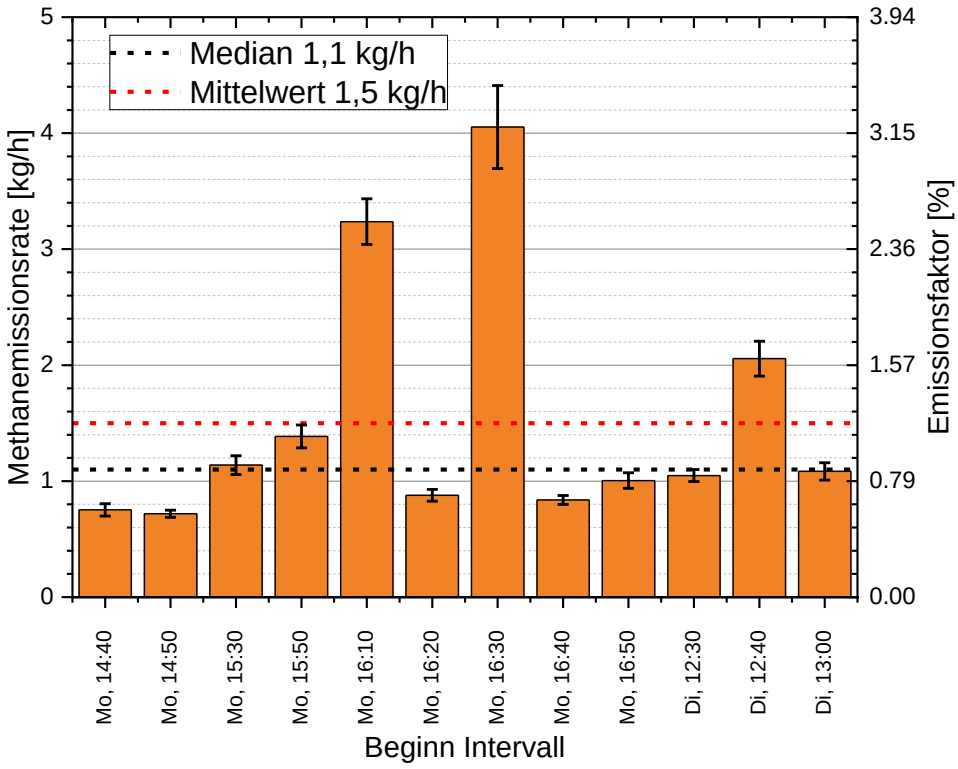


Abbildung 44: Darstellung der ermittelten Emissionsrate aller auswertbaren Intervalle unter Verwendung der DBFZ-Anemometer-Daten, die die Gesamtemission der Anlage widergeben. Der Mittelwert über diese Intervalle ist 1,5 kg h^{-1}.

In Tabelle 30 sind alle ermittelten Emissionsraten und Emissionsfaktoren der zweiten Messkampagne aufgelistet.

Tabelle 30: Übersicht über die Ergebnisse für die Gesamtemissionen der BGA 2 während der einzelnen Messtage. Die angegebene Messunsicherheit bezieht sich auf die Standardabweichung aus der Mittelung über die einzelnen Intervalle.

Datum	Anzahl der Intervalle	E Mittelwert ± Standardabweichung (kg h^{-1})	E Mittelwert ± Standardabweichung (m^3 h^{-1})	EF (% CH_4)
Montag, 08.05.2017, gesamte Anlage	9	1,6 ± 1,3	2,2 ± 1,8	1,3 ± 1,0
Dienstag, 09.05.2017, gesamte Anlage	3	1,4 ±1,1	2,0 ± 1,5	1,1 ± 0,9
Dienstag, 09.05.2017, Rührvorgang	1	8,9	12,4	7,1

6. Ergebnisse – Remote-Sensing-Ansatz – UStutt

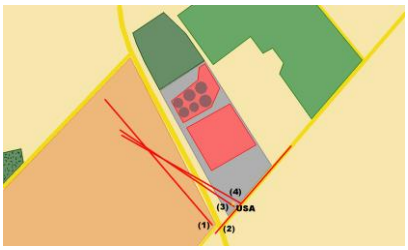
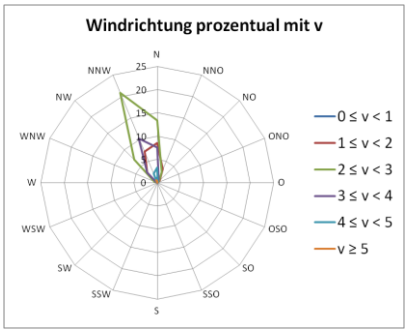
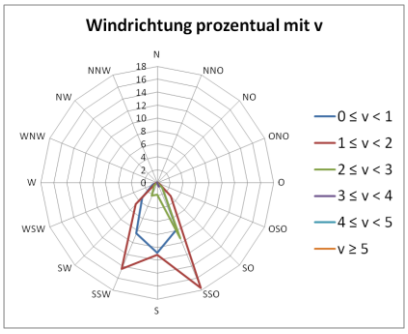
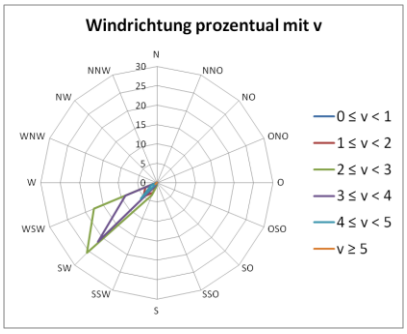
6.1 Erste Messphase

6.1.1 Messaufbau und Messbedingungen

TDLAS-Positionierung:

Da die Eignung eines Messortes von der Windrichtung abhängt, wurde die Messstelle an der Biogasanlage 1 täglich angepasst. Ziel war es, Messungen der Gesamtmethanemissionen der Anlage zu erhalten. Durch die Flexibilität des TDLAS-Systems konnten Messungen entlang unterschiedlicher Richtungen von den meisten Standorten vorgenommen werden. Die aufgebauten Messsetups und die Messbedingungen sind Tabelle 31 zusammengefasst.

Tabelle 31: Übersicht über den Messaufbau und die Messbedingungen an BGA 1

25.10.2016	26.10.2016	27.10.2016
		
		

Vor Beginn der eigentlichen Messungen, wurde abseits der Biogasanlage eine Kalibriermessung durchgeführt. Die dazu benötigte Referenzzelle (siehe Abbildung 11 e) wurde am 24.10.2016 nacheinander mit Prüfgas in verschiedenen Konzentrationen (500 ppm, 1000 ppm, 2000 ppm CH_4 in Stickstoff) befüllt. Am 28.10.2016 wurde der Versuch in Anlagennähe luv-seitig mit 500 ppm wiederholt.

6.1.2 Ergebnisse

Kalibrierung:

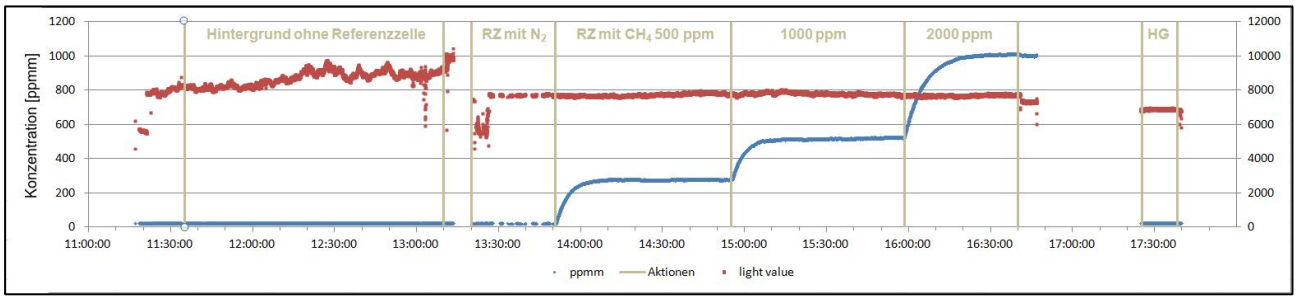


Abbildung 45: 24.10.2017 Ergebnisse der TDLAS gemessenen Methankonzentration

Für die Berechnung der Gaskonzentration in der Referenzzelle wurden jeweils die Zeiträume des Konzentrationsanstieges während der Befüllung entsprechend nicht berücksichtigt. Die Berechnung der Hintergrundkonzentration wurde nach Formel 16 und die Konzentration in der Referenzzelle nach Formel 17 durchgeführt:

$$c_{HG} = \frac{C_L}{l}$$ Formel 16

c_{HG}	Hintergrundkonzentration	ppmv
C_L	Linienkonzentration	ppmv · m
l	Länge Messstrecke	m

$$c_{RZ} = \frac{C_L - ((l - l_{RZ}) \cdot c_{HG})}{l_{RZ}}$$ Formel 17

c_{RZ}	Konzentration in Referenzzelle	ppmv
l_{RZ}	Länge Referenzzelle	m

Tabelle 32: Methan-Konzentrationsbestimmung bei verschiedenen Befüllungen der Referenzzelle am 24.10.2016

	C_L (ppmm)	l (m)	c_{HG} (ppm)	c_{RZ} Ist (ppm)	Δ (Ist/Soll)
Hintergrund ohne RZ	23,5	9,90	2,4		
RZ mit N_2	22,2	9,90 (9,40)	2,4		
500 ppm	278,0	9,90		511	1,01
1000 ppm	518,0	9,90		991	0,99
2000 ppm	1009,3	9,90		1 975	0,99

Mit Wiederfindungsraten von nahezu 100 % bei allen drei Prüfkonzentrationen gilt der TDLAS-Laser bei einer Außentemperatur um die 10 °C als verlässliches Messsystem und bedarf keiner weiteren Kalibrierung.

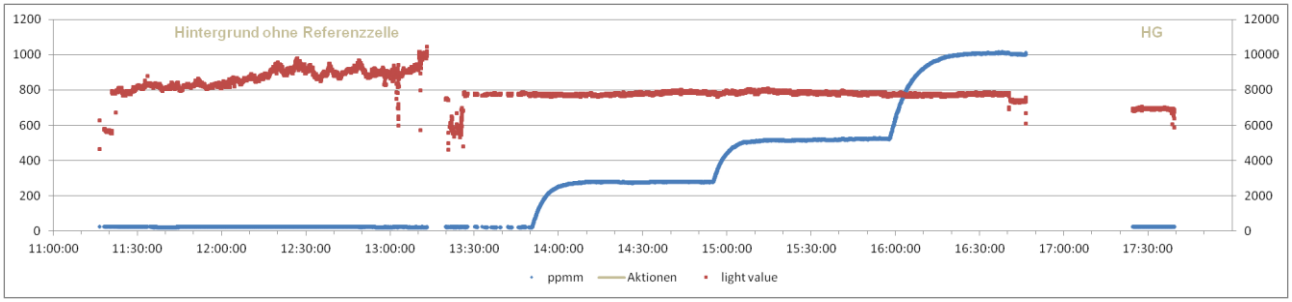


Abbildung 46: 28.10.2017 Ergebnisse der TDLAS gemessenen Methankonzentration

Tabelle 33: Methan-Konzentrationsbestimmung bei verschiedenen Befüllungen der Referenzzelle am 28.10.2016

	C_L (ppmm)	l (m)	c_{HG} (ppm)	c_{RZ} Ist (ppm)	Δ (Ist/Soll)
Hintergrund 304 m	591,6	304	1,9		
Hintergrund 251 m	492,8	251	2,0		
Hintergrund 200 m	394,3	200	2,0		
$RZ_{504\ ppm}$	625,2	200		464	0,92

Da suboptimale Umgebungsbedingungen bei der Messung am 28.10.2016 vorlagen, wird die Auswertung des Ergebnisses nicht weiter in Betracht gezogen.

Ermittlung der Methangesamtemissionsrate der Biogasanlage:

In Abbildung 47 bis Abbildung 49 sind die gemessenen Konzentrationen, die Hintergrundkonzentrationen und die ermittelten Emissionsraten jedes einzelnen Messtages abgebildet. Des Weiteren sind Messstreckenumbauten oder die Zeitpunkte der Gasfreisetzungen durch senkrechte Balken erkenntlich gemacht worden.

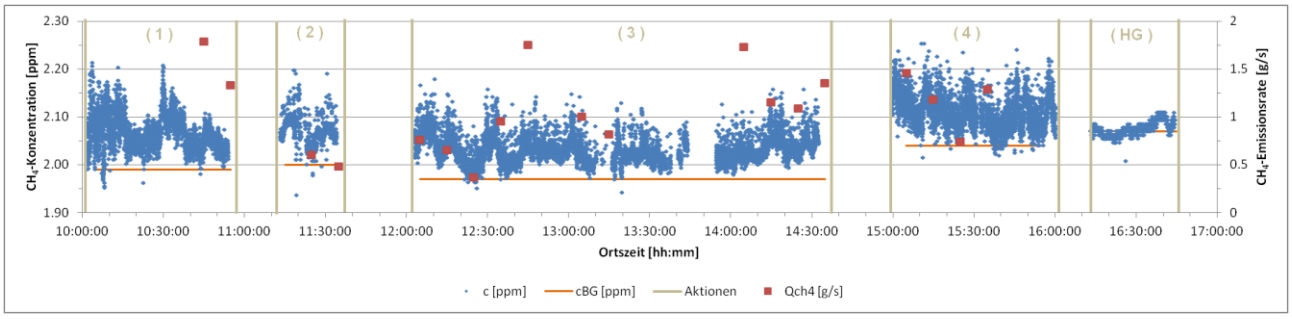


Abbildung 47: 25.10.2017 "Blind-Test"

Während des „Blind-Test“-Versuchs galt es die Hintergrundkonzentration nach eigenem Versuchsaufbau zu bestimmen. Da nur ein TDLAS-Gerät zur Verfügung steht, wird zunächst die Abwindkonzentration gemessen und anschließend ein Umbau für die Bestimmung der Hintergrundkonzentration vorgenommen.

Da zum Zeitpunkt der Hintergrundmessung die Konzentrationen deutlich oberhalb der Abwindkonzentrationen liegen, ist davon auszugehen, dass die Hintergrundkonzentration an dem Standort nicht als zeitlich konstant anzunehmen ist. Aus diesem Grund wurde für jede Messstrecke eine Periode gewählt, in der die Konzentrationsfahne nicht auf die Anlage zu zuschreiben ist, um die Hintergrundkonzentration (orangene Datenreihe) zu bestimmen.

Im „Blind-Test“ wurden Methanemissionsraten zwischen 2,7 – 7,3 kg h^{-1} ermittelt. Der Mittelwert für die Methangesamtfracht der Anlage über den gesamten Messzeitraum beträgt (4,6 ± 1,6) kg h^{-1}.

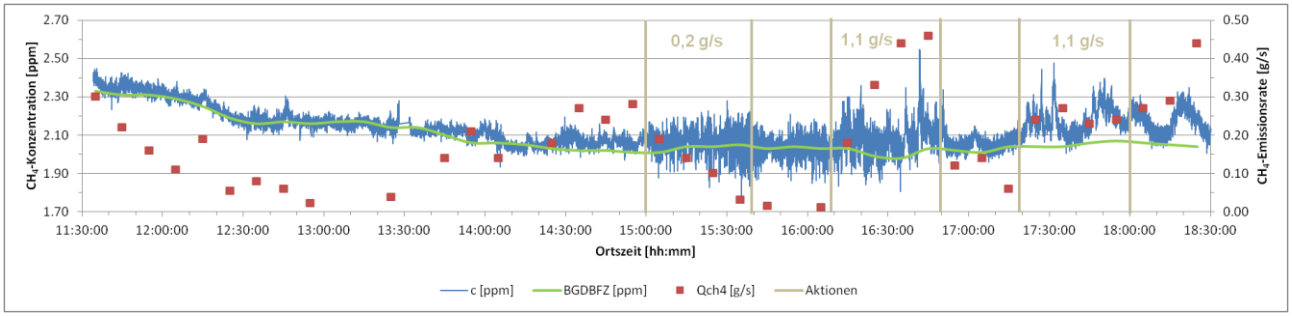


Abbildung 48: 26.10.2017 "Parallel-Versuch"

Während des „Parallel-Versuchs“ wurde die Hintergrundkonzentration (grüne Datenreihe) simultan mit dem GF2 des DBFZ Remote-Sensing-Teams aufgenommen. Über die Hintergrundmessung vom 28.10.2016 wurde der Korrelationsfaktor zum UStutt-GF mit $c_{UStutt} = 0{,}94 \cdot c_{DBFZ}$ bestimmt (siehe Abschnitt II.5.1.2 „Vergleichsmessungen“).

Die berechneten Methanemissionsraten vor den Freisetzungsversuchen nehmen Werte von maximal 1,5 kg h^{-1} an. Der Mittelwert für die Methangesamtfracht der Anlage über den gesamten Messzeitraum (bis 15.00 Uhr) beträgt 0,8 kg h^{-1}. Ab 15:00 Uhr starteten die Methanfreisetzungsversuche. Die bekannte Gasfreisetzungsrate kann nicht in den Ergebnissen der Modellierung abgebildet werden. Dies kann einer ungünstigen Positionierung des Freisetzungssystems zu Grunde liegen.

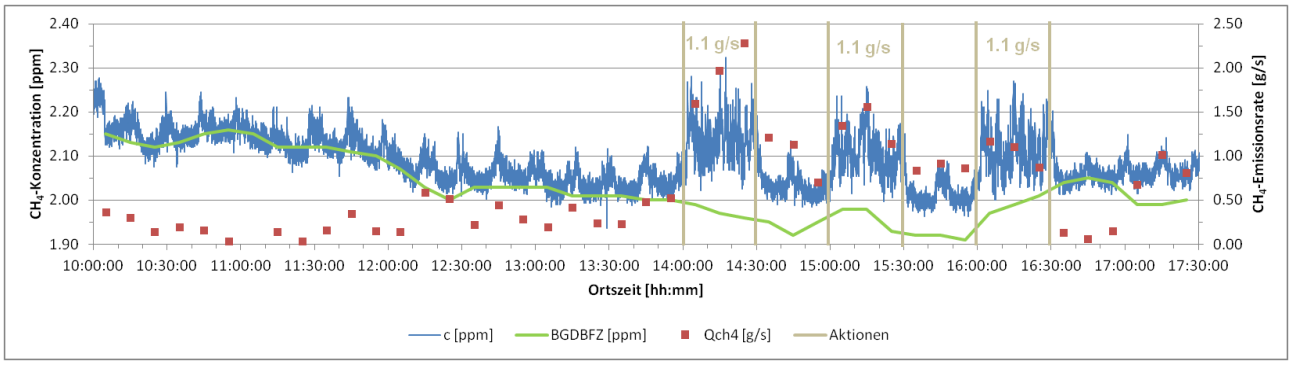


Abbildung 49: 27.10.2017 "Abstands-Versuch"

Während des „Abstand-Versuchs“ wurde die Hintergrundkonzentration (grüne Datenreihe) simultan mit dem GF2 des DBFZ Fernmessteams aufgenommen. Der Korrelationsfaktor ist wie zuvor $c_{UStutt} = 0{,}94 \cdot c_{DBFZ}$.

Die berechneten Methanemissionsraten vor den Freisetzungsversuchen nehmen Werte von maximal 2,1 kg h^{-1} an. Der Mittelwert für die Methangesamtfracht der Anlage über den gesamten Messzeitraum (bis 14.00 Uhr) beträgt $(0{,}9 \pm 0{,}6)$ kg h^{-1}). Ab 14:00 Uhr starteten die Methanfreisetzungsversuche. Die bekannte Gasfreisetzungsrate kann zumindest in der ersten und dritten Freisetzungsphase in den Ergebnissen der Modellierung abgebildet werden. Die Perioden zwischen den Freisetzungsversuchen sind sehr wahrscheinlich vom freigesetzten Methan beeinflusst (Rückstände bei zu geringem Luftaustausch).

6.1.3 Zusammenfassung der Ergebnisse

Mit den Konzentrationswerten und den Winddaten als Eingangsgrößen erfolgt in einer Modellrechnung die Ermittlung der von der Quelle emittierten Methanfracht. Die mit dem Anemometer ermittelten Parameter sind die Basis für eine Ausbreitungsmodellierung mit dem frei verfügbaren Programm WindTrax von Thunder Beach Scientific. WindTrax benutzt zur Bestimmung der Emissionsrate ein Modell, das auf eine rückwärtsgerichtete Lagrange‘sche Stochastik (bLS) beruht. Ausbreitungsmodelle, die auf einer Lagrange’sche Stochastik basieren, geben die natürlich vorkommenden atmosphärischen Ausbreitungsprozesse am besten wieder. Über die Rückrechnung der Gasverteilung lässt sich anhand der in Lee der Anlage gemessenen Gaskonzentration C_L abzüglich der in Luv gemessenen Hintergrundkonzentration c_{BG} die Quellstärke E einer Flächenquelle ermitteln.

$$EF = \frac{E}{\dot{V}_{N_CH4}}$$ Formel 18

EF	Emissionsfaktor	% CH_4
E	Emissionsmassenstrom	kg h^{-1}
$\dot{V}_{N_CH4}$	Methanproduktion der Biogasanlage	399 kg h^{-1}

Tabelle 34: Übersicht der quantifizierten Gesamt-Methanemissionsraten mit dem UStutt-TDLAS-System

Messtag	E Mittelwert ± Standardabweichung (kg h^{-1})	EF (% CH_4)
25.10.2016	4,6 ± 1,6	1,2
26.10.2016	0,8 ± 0,4	0,2
27.10.2016	0,9 ± 0,6	0,2

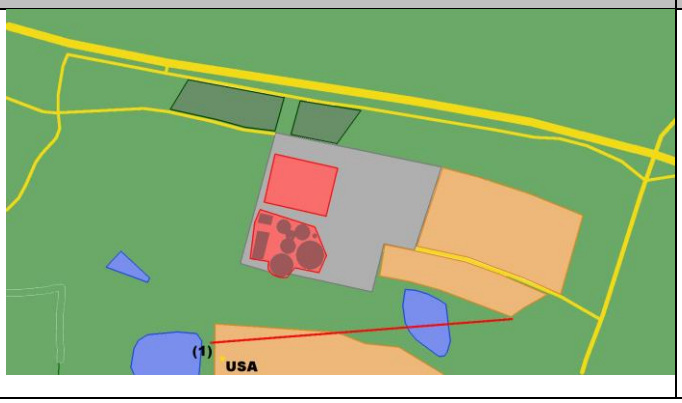
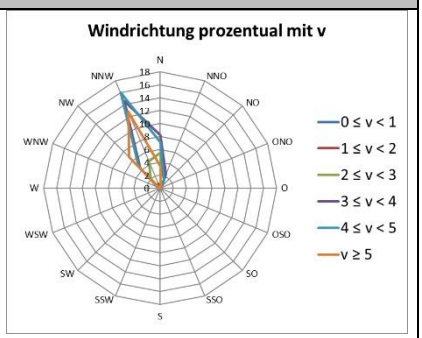
6.2 Zweite Messphase

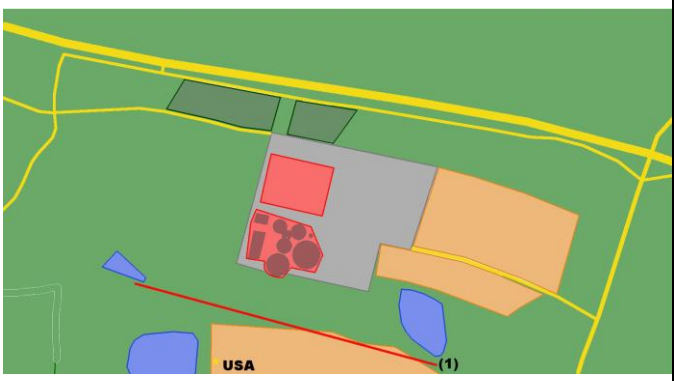
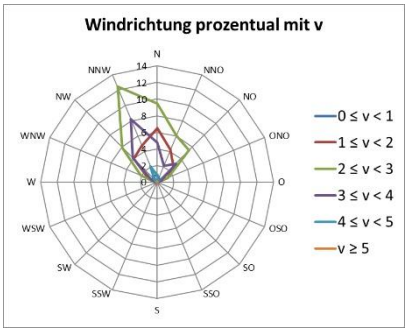
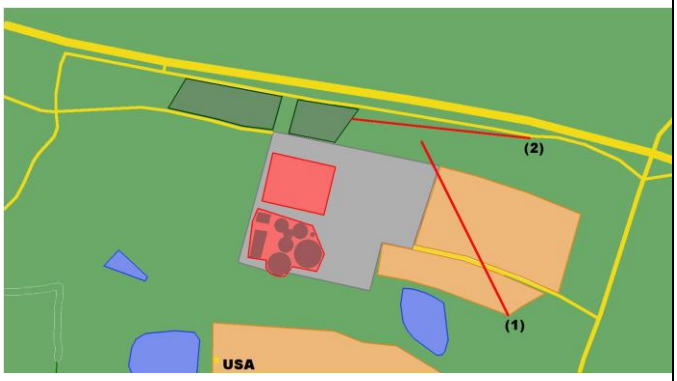
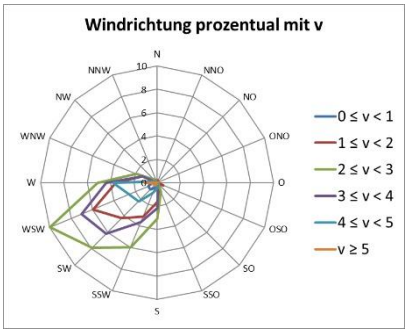
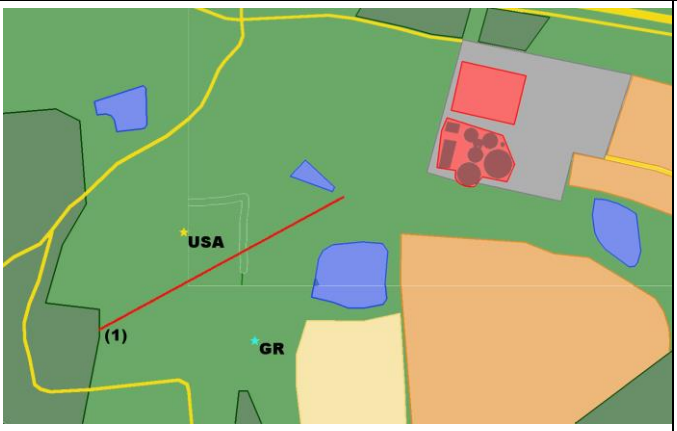
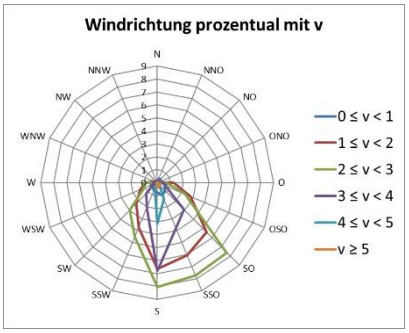
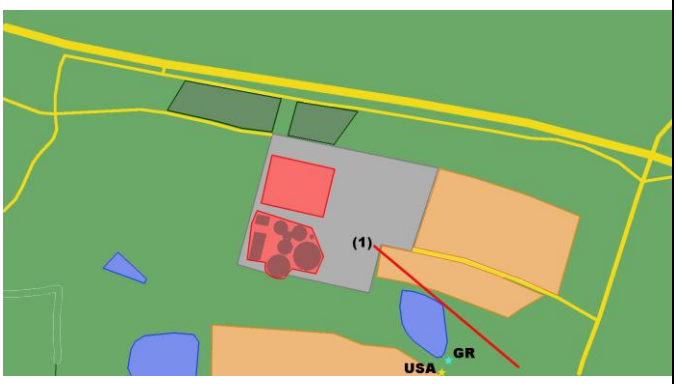
6.2.1 Messaufbau und Messbedingungen

TDLAS-Positionierung:

Ähnlich wie in der ersten Messphase, wurde die Messstelle an der Biogasanlage 2 täglich angepasst. Ziel war auch hier, Messungen der Gesamtmethanemissionen der Anlage zu erhalten. Durch die Flexibilität des TDLAS-Systems konnten Messungen entlang unterschiedlicher Richtungen von den meisten Standorten vorgenommen werden.

Tabelle 35: Übersicht über den Messaufbau und die Messbedingungen an BGA 2.

Messtag	Gerätepositionierung	Wetter
08.05.17		 T = 10,7 ± 1,0 °C p = 948,5 ± 0,6 hPa

09.05.17		 T = 4,8 ± 1,0 °C p = 950,5 ± 0,3 hPa
10.05.17		 T = 10,4 ± 1,7 °C p = 943,1 ± 0,9 hPa
11.05.17		 T = 18,4 ± 0,8 °C p = 937,4 ± 1,0 hPa
12.05.17		T = 13,8 ± 0,3 °C p = 938,5 ± 0,3 hPa

Vor Beginn der eigentlichen Messungen, wurde abseits der Biogasanlage eine Kalibriermessung durchgeführt. Die dazu benötigte Referenzzelle (siehe Abbildung 11 e) wurde am 07.05.2017 mit Prüfgas in bekannter Konzentration (500 ppm CH_4 in Stickstoff) befüllt. Am 11.05.2017 wurde der Versuch in Anlagennähe luv-seitig mit 1000 ppm CH_4 in Stickstoff wiederholt.

6.2.2 Ergebnisse

Kalibrierung:

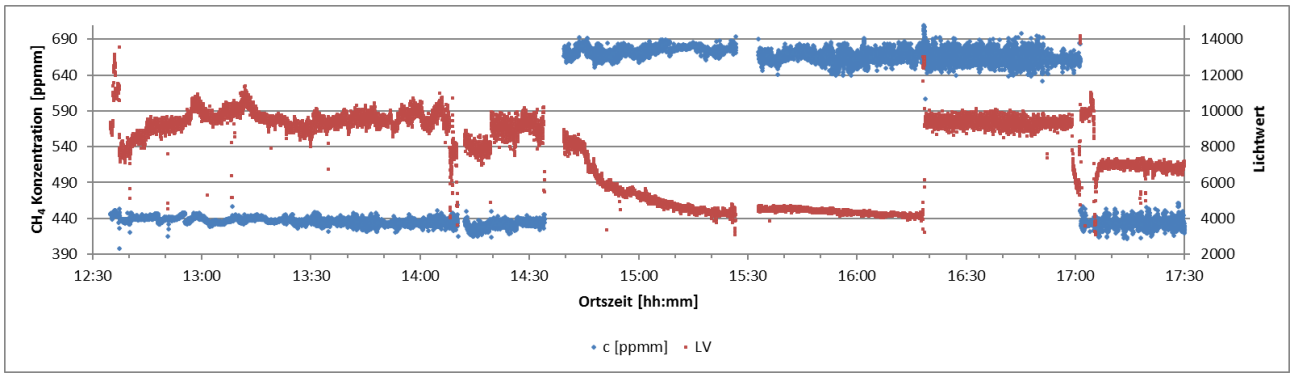


Abbildung 50: 07.05.2017 Ergebnisse der TDLAS gemessenen Methankonzentration und Lichtwert

Für die Berechnung der Gaskonzentration des Hintergrundes und der in der Referenzzelle wurden jeweils die Zeiträume mit ungeeigneten Lichtwerten entsprechend nicht berücksichtigt. Die Berechnung der Hintergrundkonzentration wurde, wie bereits bei der ersten Messkampagne, nach Gleichung (Formel 16) und die Konzentration in der Referenzzelle nach Gleichung (Formel 17) durchgeführt:

Tabelle 36: Methan-Konzentrationsbestimmung bei verschiedenen Befüllungen der Referenzzelle am 07.05.2017

	C_L (ppmm)	l (m)	c_{HG} (ppm)	c_{RZ} Ist (ppm)	Δ (Ist/Soll)
Hintergrund ohne RZ	435,3	227,0	1,9		
500 ppm	668,9	227,0		477,1	0,94
Hintergrund ohne RZ	433,5	227,0	1,9		

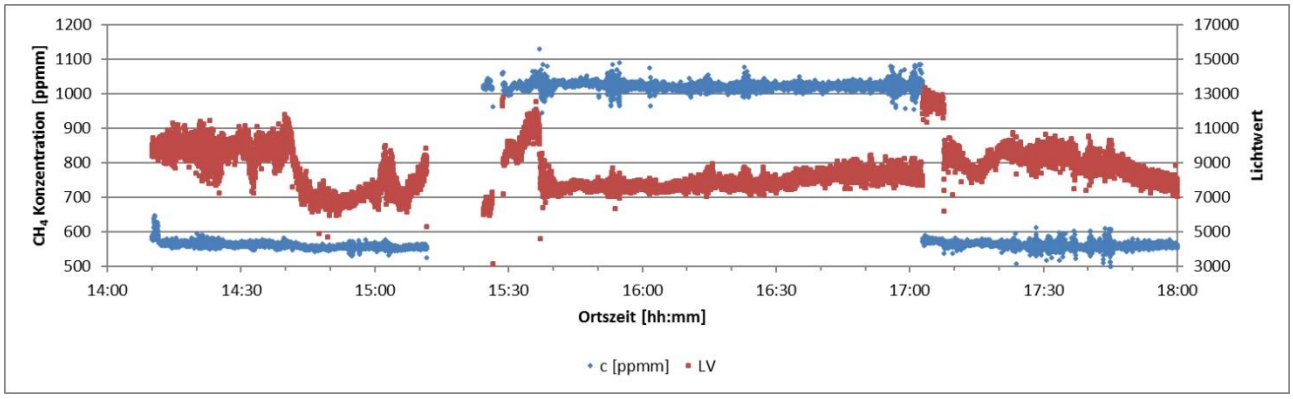


Abbildung 51: 11.05.2017 Ergebnisse der TDLAS gemessenen Methankonzentration und Lichtwert

Tabelle 37: Methan-Konzentrationsbestimmung bei verschiedenen Befüllungen der Referenzzelle am 11.05.2017

	C_L (ppmm)	l (m)	c_{HG} (ppm)	c_{RZ} Ist (ppm)	Δ (Ist/Soll)
Hintergrund ohne RZ	561,8	303,0	1,9		
1000 ppm	1022,5	303,0		925,7	0,92
Hintergrund ohne RZ	561,3	303,0	1,9		

Mit Wiederfindungsraten von 0,92 und 0,94 kann von einer akzeptablen Messgenauigkeit des TDLAS ausgegangen werden. Einen großen Variationseinfluss haben mitunter auch Schwankungen in der Hintergrundkonzentration, die bei der Messdistanz ins Gewicht fallen (25 bzw. 50 % von C_L ist auf den Hintergrund zurückzuführen).

Ermittlung der Methangesamtemissionsrate der Biogasanlage:

In Abbildung 52 bis Abbildung 54 sind die gemessenen Konzentrationen, die Hintergrundkonzentrationen und die ermittelten Emissionsraten jedes einzelnen Messtages abgebildet. Hierbei ist zu beachten, dass die Ergebnisse dargestellt sind, die aus dem ursprünglichen Auswertemodus der UStutt resultieren, d. h. es wurde in der Ausbreitungsrechnung ein kleines Quellgebiet (ohne Silagelager) gewählt und die Umrechnung der Konzentrationsmessdaten von ppm in mg m-3 unter Verwendung der Druck- und Temperaturdaten der Uni-Stuttgart verwendet. Hingegen sind die in Abschnitt 8.2 dargestellten Ergebnisse mit dem unter Verwendung eines großen Quellgebiets in der Ausbreitungsrechnung (mit Silagelager) und den Druck- und Temperaturdaten des DBFZ berechnet (gemeinsamer IDMM-Ansatz).

Der Hintergrund wurde vormittags etwa eine Stunde lang gemessen. Da sich während dieser Zeit der Hintergrund sehr stabil verhielt, wurde der mittlere Hintergrund für den gesamten Messtag angenommen. Des Weiteren sind Messstreckenumbauten oder die Zeitpunkte der Gasfreisetzungen durch senkrechte Balken erkenntlich gemacht worden.

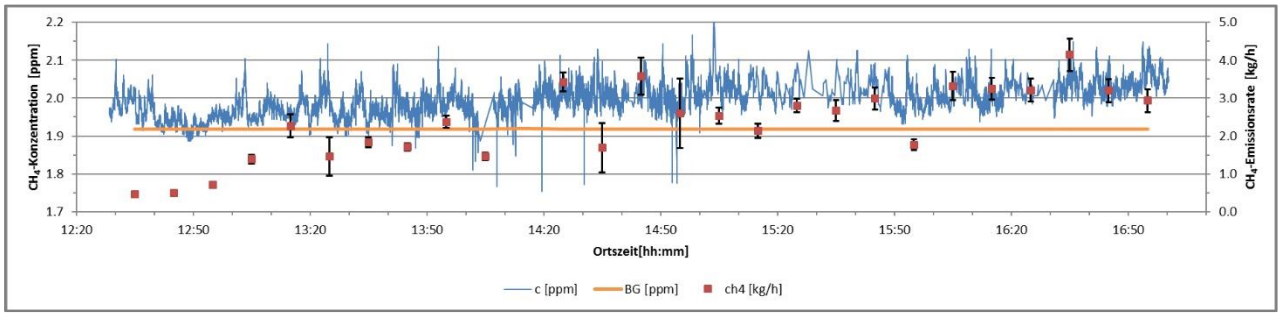


Abbildung 52: 08.05.2017 „Normalbetrieb“

Am ersten Messtag wurden Methanemissionsraten zwischen 0,5 und 4,1 kg h^{-1} ermittelt. Der Mittelwert für die Methangesamtfracht der Anlage über den gesamten Messzeitraum beträgt 2,3 ± 1,0 kg h^{-1}.

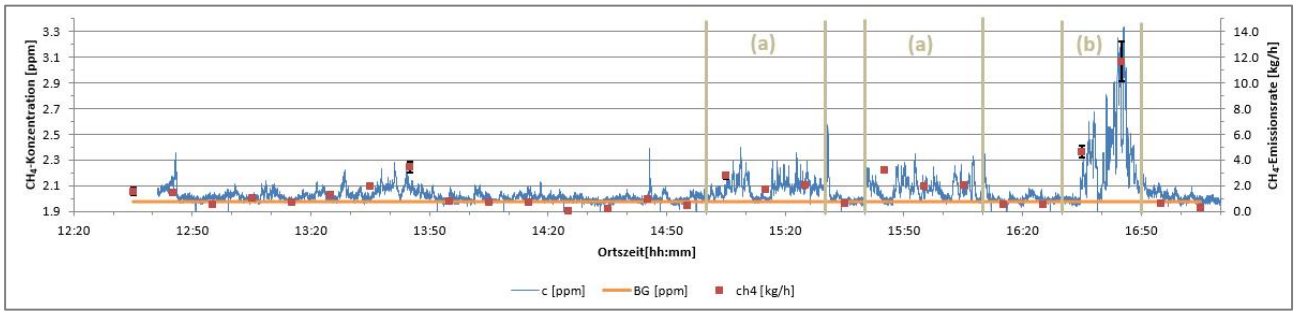


Abbildung 53: 09.05.2017

Der Mittelwert für die Methangesamtfracht der Anlage über den Messzeitraum bis 15:00 Uhr beträgt 0,9 ± 0,8 kg h^{-1}. Ab 15:00 Uhr starteten die Methanfreisetzungsversuche (a). Die bekannte Methan-Freisetzungsrate kann in den Ergebnissen nicht reproduziert werden. Zwischen 16:33 Uhr und 16:45 Uhr wurde der Gärrest im offenen Gärrestlager gerührt (b).

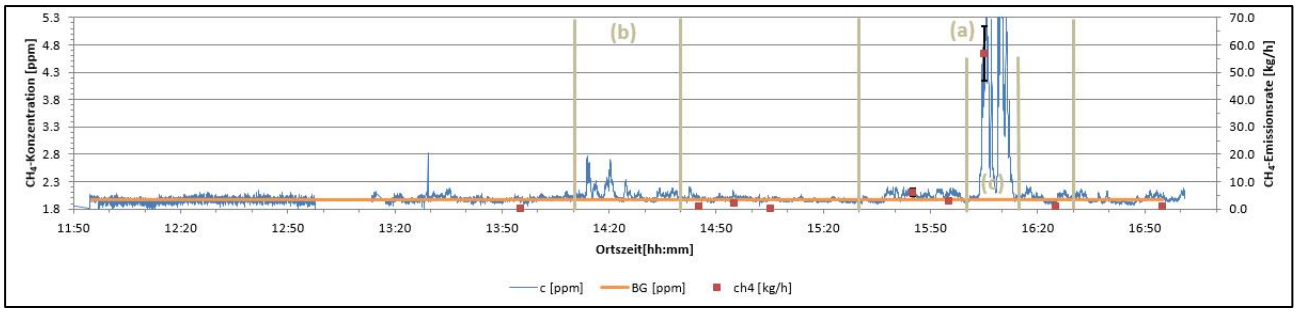


Abbildung 54: 10.05.2017

Der Mittelwert für die Methangesamtfracht der Anlage über den gesamten Messzeitraum bis 15:30 Uhr beträgt 1,0 ± 0,9 kg h^{-1}. Exkludiert ist dabei die Zeitperiode (b) von 14:10 Uhr bis 14:40 Uhr, in der der Gärrest im offenen Gärrestlager gerührt worden ist. Ab 15:30 Uhr startete der Methan-Freisetzungsversuch (a). Während der Gasfreisetzung kam es zusätzlich zwischen 16:00 Uhr und 16:15 Uhr zu einem Havariefall (c), bei dem durch einen Wartungsfehler an einem BHKW überschüssig produziertes Biogas unverbrannt über die Gasfackel freigesetzt wurde. In diesem Zeitraum entwichen nahezu 50 % des produzierten Biogases unverbrannt in die Atmosphäre.

Auch in dem Methan-Freisetzungsversuch an diesem Tag konnten keine reproduzierbaren Ergebnisse der bekannten Freisetzungsrate gefunden werden. Die Anlage selbst, aufgrund ihrer Bebauungsstruktur, nimmt großen Einfluss auf die Ausbreitung der künstlichen Quelle. Somit kommen für Validierversuche nur Methan-Freisetzungsversuche ohne Bezug zur Biogasanlage in Frage.

Ermittlung der Methanemissionsrate der künstlichen Methanquelle ohne BGA-Bezug:

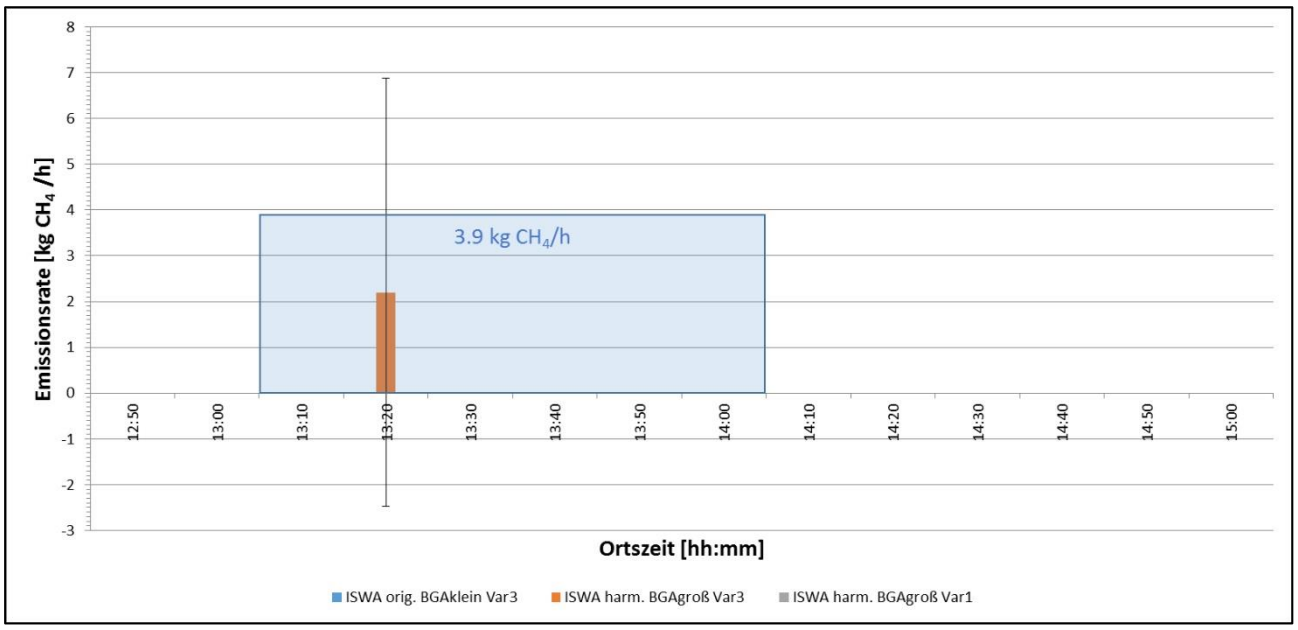


Abbildung 55: 11.05.2017

Während der Freisetzungsphase am 11.05.2017 ging nur ein verwertbarer Wert aus der Modellierung hervor. Mit 2,2 ± 4,7 kg h^{-1} liegt die Wiederfindungsrate bei nur 56 %. Aufgrund der hohen Standardabweichung des

Ergebnisses, welche aus den unzureichenden Wetterbedingungen resultiert, ist dieser Freisetzungsversuch inadäquat.

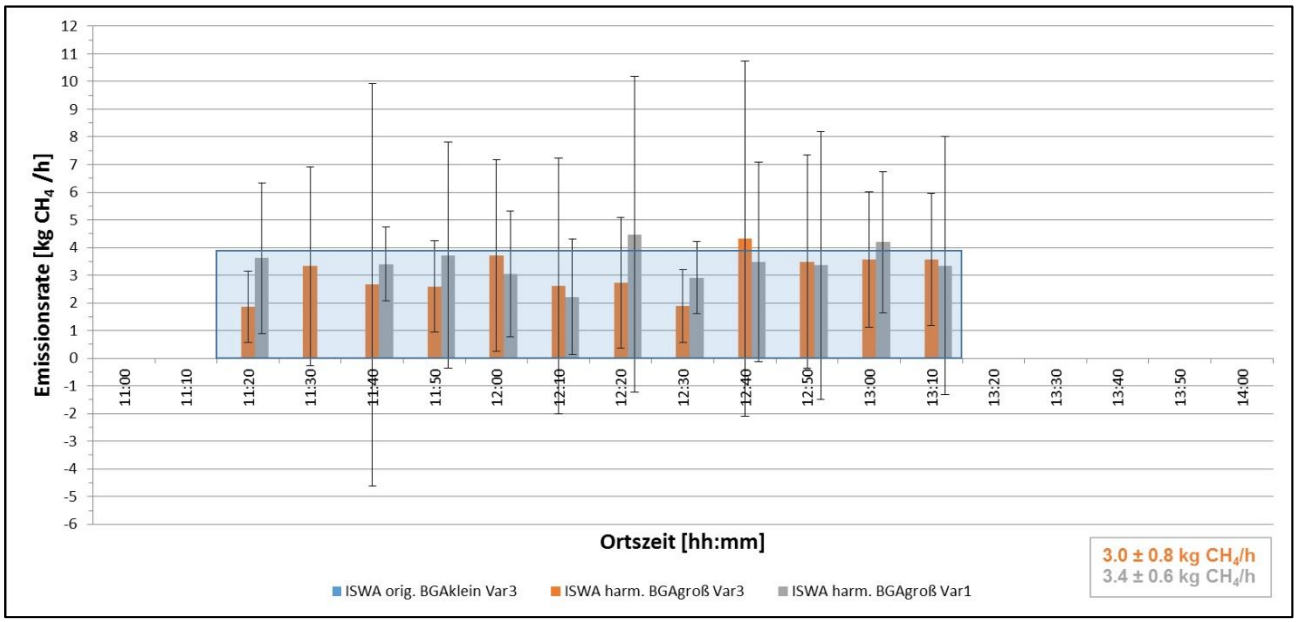


Abbildung 56: 12.05.2017

Der Mittelwert für die ermittelte Methanfracht aus dem Freisetzungsversuch am 12.05.2017 über den gesamten Messzeitraum beträgt 3,4 ± 0,6 kg h^{-1}. Damit liegt die Wiederfindungsrate bei diesem Freisetzungsversuch bei 87 %.

6.2.3 Zusammenfassung der Ergebnisse

Auch hier wurden die Emissionsfaktoren, genau wie bereits in der ersten Messphase, nach Formel 18 berechnet.

$\dot{V}_{N_CH4}$ Methanproduktion der Biogasanlage 125 kg h^{-1}

Tabelle 38: Übersicht der quantifizierten Gesamt-Methanemissionsraten mit dem UStutt-TDLAS-System

Messtag	E Mittelwert ± Standardabweichung (kg h^{-1})	EF (% CH_4)
08.05.2017	2,3 ± 1,0	1,8
09.05.2017	0,9 ± 0,8	0,8
10.05.2017	1,0 ± 0,9	0,8

6.3 Erweitere Emissionsmessungen in Deutschland mit dem Remote-Sensing Ansatz (IDMM)

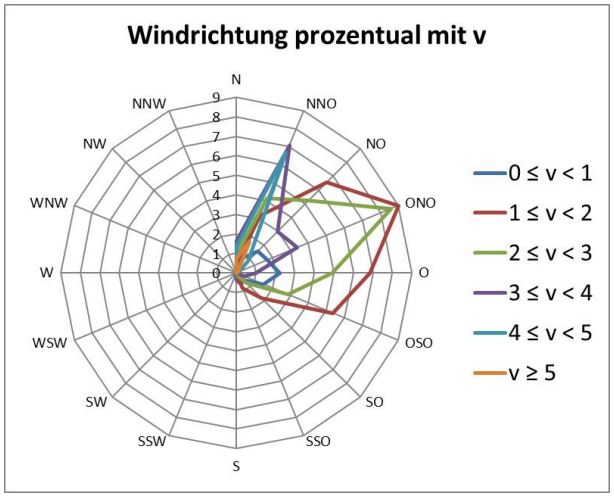
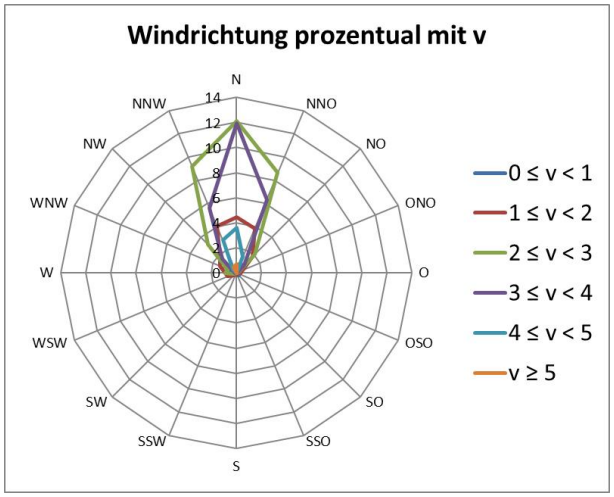
6.3.1 Biogasanlage I

Messaufbau und Messbedingungen:

Ziel der erweiterten Emissionsmessungen war es, die harmonisierte Methode aus AP 4 auf andere Anlagen mit unterschiedlichen technischen und geografischen Faktoren zu übertragen und gegebenenfalls weitere Kriterien zur harmonisierten Methode zu definieren.

Dabei sollten möglichst Messungen der Gesamtmethanemissionen der Anlage erzielt werden. Durch die Flexibilität des TDLAS-Systems können Messungen entlang unterschiedlicher Richtungen vorgenommen werden. An der Biogasanlage I (Box-Vergärung) war dies durch den urbanen Standort je nach Windrichtung merklich limitiert.

Tabelle 39: Übersicht über den Messaufbau und die Messbedingungen an BGA I

23.03.2017	11.04.2017
	
T = 11,7 ± 2,0 °C p = 965,5 ± 0,5 hPa	T = 9,4 ± 1,1 °C p = 976,5 ± 1,0 hPa

Die Positionierung des TDLAS-Messgerätes wurde nun so gewählt, wie es durch die Methodenharmonisierung vorgeschlagen. Da kein weiteres TDLAS-Gerät oder eine automatische Drehvorrichtung zur Verfügung stand, wurde die Messung des Hintergrundes vor und nach der eigentlichen Biogasanlagenmessung für jeweils eine Stunde durchgeführt. Das Anemometer wurde am ersten Messtag im Luv der Anlage und am zweiten Messtag im Lee positioniert.

Ergebnisse:

In Abbildung 57 und Abbildung 58 sind die Ergebnisse der Biogasanlage I dargestellt. Dabei wurden jeweils drei verschiedene Modellierungsmodi aufgeführt. In blau dargestellt ist der originale Auswertungsmodus von UStutt, in dem die Quellfläche auf die Hauptemittenten (Fermenter, Gärrestlager, BHKW-Gebäude) beschränkt ist und in der Modellierung ein Standard-Anemometer (Var3, vgl. Abschnitt II.3.2.2) verwendet wird. In grau dargestellt ist der im Harmonisierungsansatz bevorzugte Modus, der zur Quellfläche zusätzlich das Fahrsilo miteinbezieht und in der Modellierung ein Ultraschall-Anemometer (Var1 vgl. Abschnitt II.3.2.2) verwendet. Bei diesem Modus können die Anfangsbedingungen bezüglich der Messgeräteeinstellung von UStutt nicht erfüllt werden (Anemometeroutput soll: 10 Hz, ist: 0,1 Hz). In orange dargestellt ist die Zwischenstufe bei der Quellfläche inkl. Fahrsilo und Var3 gilt.

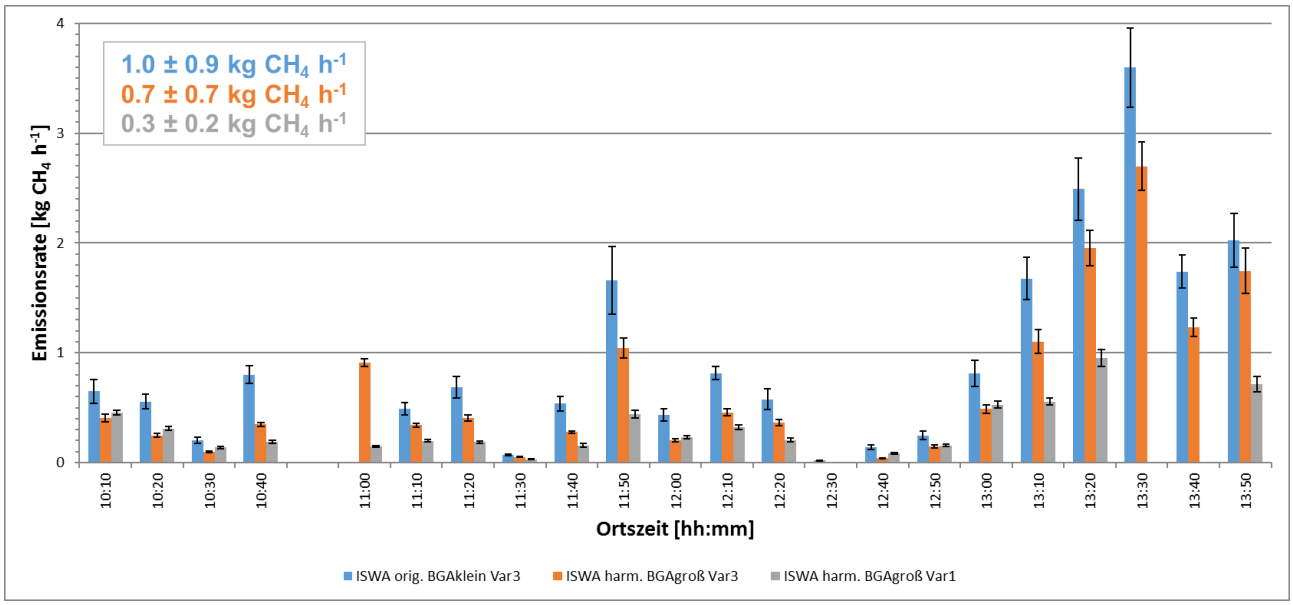


Abbildung 57: 23.03.2018 "Normalbetrieb"

Die verschiedenen Auswertemodi ergaben mittlere Methanemissionsraten zwischen 0,3 und 1,0 kg h^{-1}, wobei sich der Tagesgang bei allen drei Modi gleich verhalten. Der Originalauswertungsmodus ergab die höchsten Emissionsraten und die Ergebnisse des Zwischenmodus liegen minimal darunter. Die Emissionsraten aus dem harmonisierten Modus kommen nur auf ein Drittel der Ergebnisse der anderen beiden Modi.

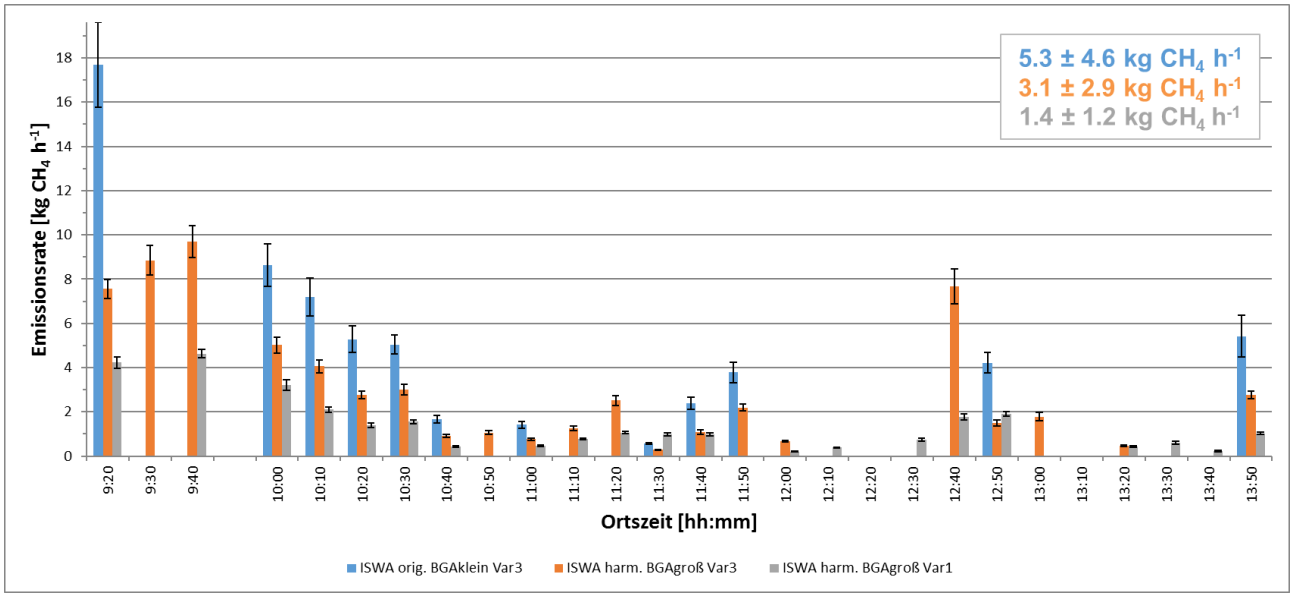


Abbildung 58: 11.04.2017 "Aus-/Eintrag"

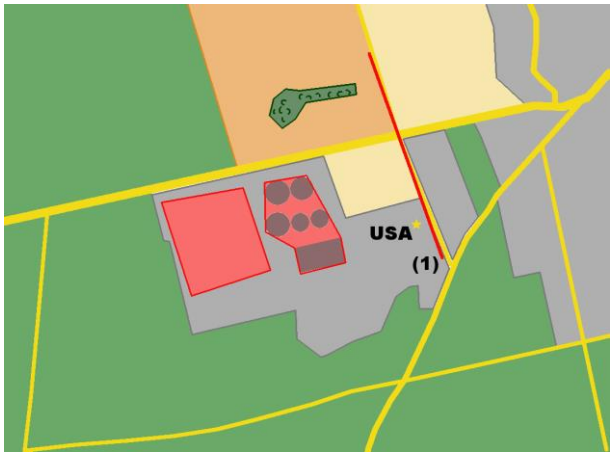
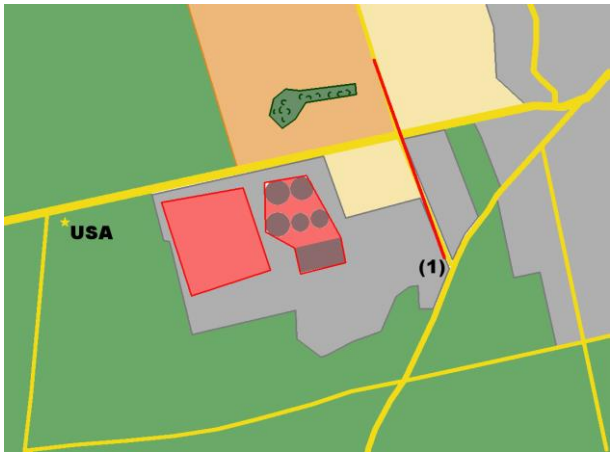
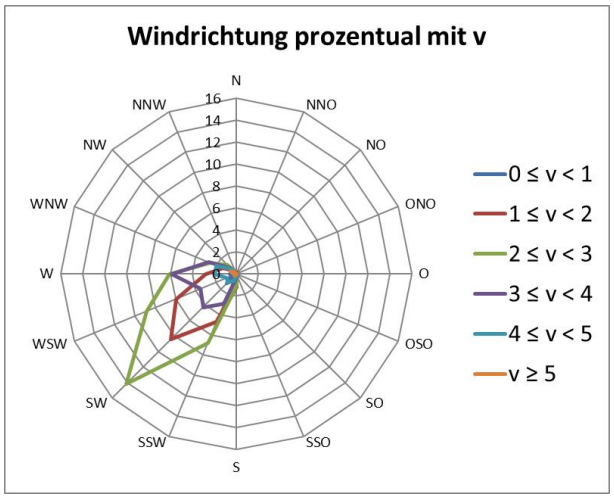
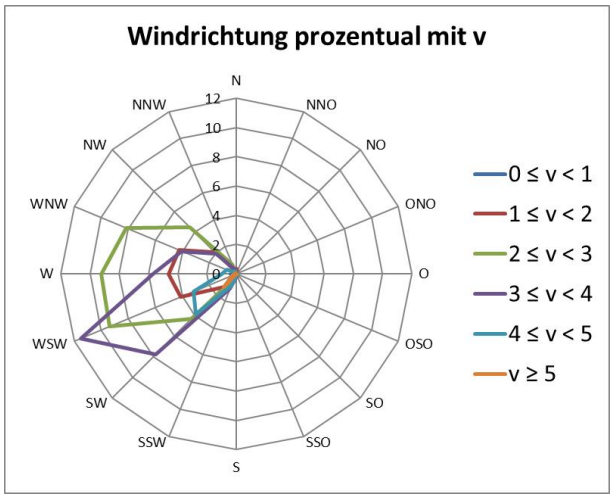
Am zweiten Messtag an der Biogasanlage I wurde Aus-/Eingetragen in einer der fünf Fermenterboxen. Deshalb lagen hier die mittleren Methanemissionsraten zwischen 1,4 und 5,3 kg h^{-1}, Wie am ersten Messtag ergab der Originalmodus die höchsten Methanemissionsraten. Der Zwischenmodus ist diesmal aber deutlich niedriger im Vergleich zum Originalmodus und die Ergebnisse des harmonisierten Modus sind nahezu um das Vierfache geringer als die des Originalmodus.

6.3.2 Biogasanlage II

Messaufbau und Messbedingungen:

An der Biogasanlage II (Nass-Vergärung) war die Messgerätepositionierung durch das bergige Gelände stark limitiert. Messungen sind somit nur an Tagen mit geeigneter Windrichtung möglich. Die Messung des Hintergrundes wurde ebenfalls vor und nach der eigentlichen Biogasanlagenmessung für jeweils eine Stunde durchgeführt. Das Anemometer wurde am ersten Messtag im Lee der Anlage positioniert und am zweiten Messtag im Luv.

Tabelle 40: Übersicht über den Messaufbau und die Messbedingungen an BGA 2

12.04.2017	02.05.2017
	
	
T= 12,7 ± 1,6 °C p= 976,7 ± 0,9 hPa	T = 9,5 ± 1,1 °C p = 929,3 ± 0,3 hPa

Ergebnisse:

In Abbildung 59 und Abbildung 60 sind die Ergebnisse der Biogasanlage II dargestellt. Dabei wurden jeweils die drei verschiedenen Modellierungsmodi, wie bei Biogasanlage I, aufgeführt.

sind die gemessenen Konzentrationen, die Hintergrundkonzentrationen und die ermittelten Emissionsraten jedes einzelnen Messtages abgebildet. Der Hintergrund wurde vormittags etwa eine Stunde lang gemessen. Da sich während dieser Zeit der Hintergrund sehr stabil verhielt, wurde der mittlerer Hintergrund für den gesamten Messtag angenommen. Des Weiteren sind Messstreckenumbauten oder die Zeitpunkte der Gasfreisetzungen durch senkrechte Balken erkenntlich gemacht worden.

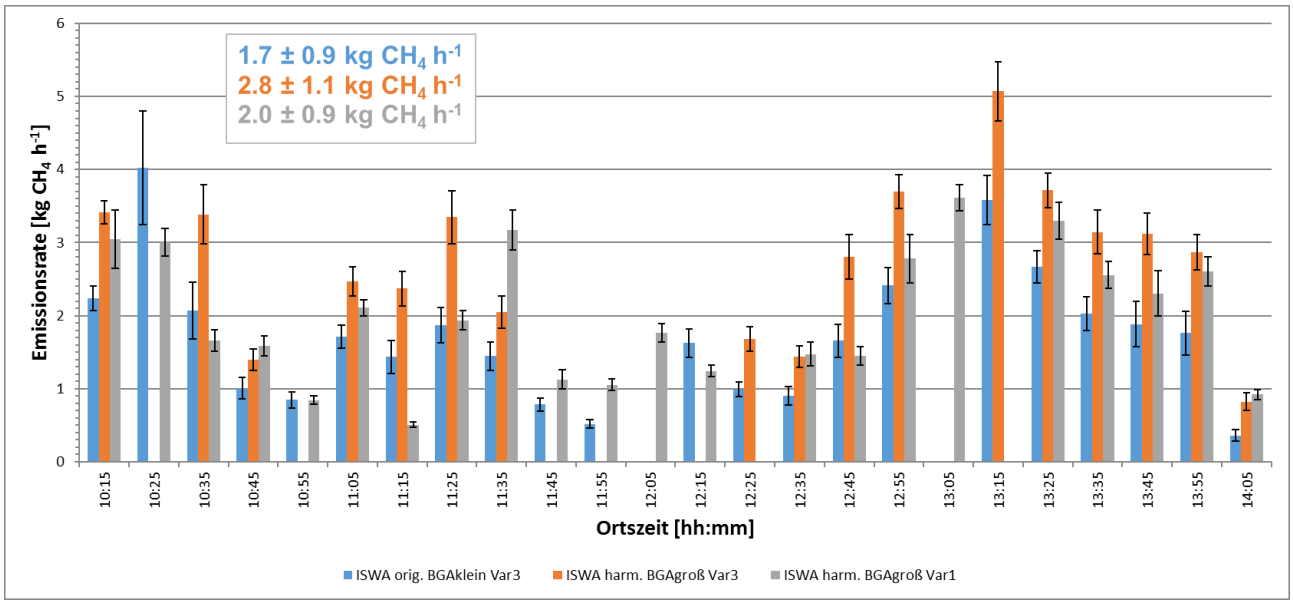


Abbildung 59: 12.04.2018 "Normalbetrieb"

Am ersten Messtag ergaben die verschiedenen Auswertungsmodi mittlere Methanemissionsraten zwischen 1,7 und 2,8 kg h^{-1}. Anders als bei Biogasanlage I ergab der Zwischenmodus die höchsten und der Originalmodus die geringsten Methanemissionsraten.

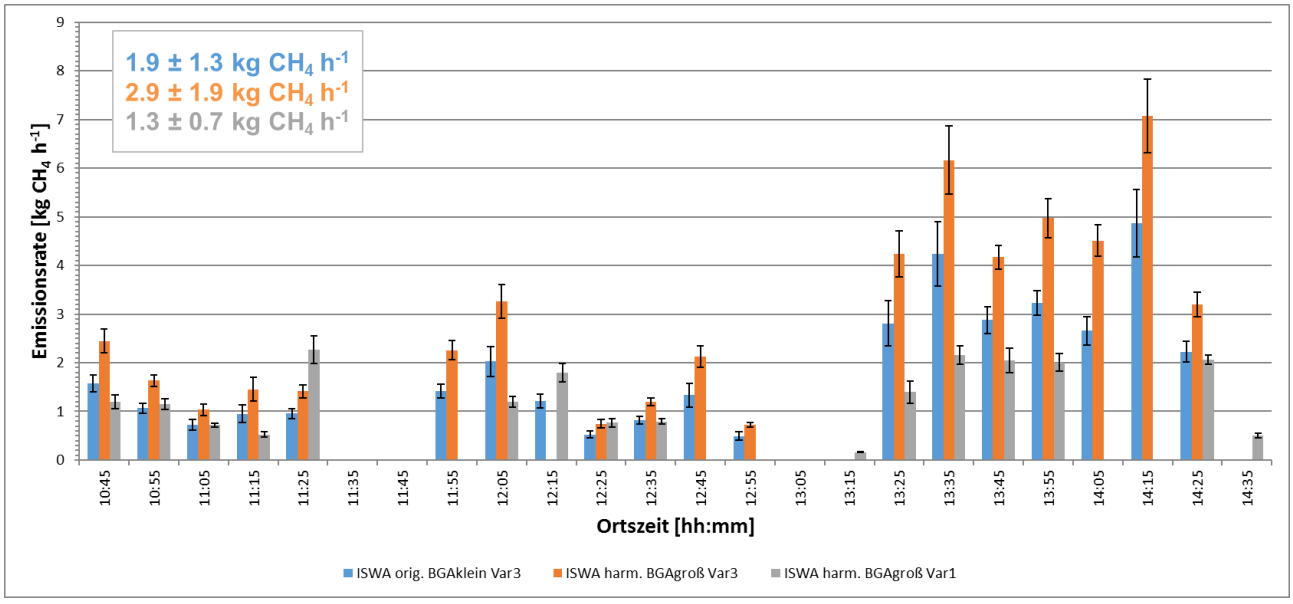


Abbildung 60: 02.05.2017 "Normalbetrieb"

Am zweiten Messtag ergaben die verschiedenen Auswertemodi mittlere Methanemissionsraten zwischen 1,3 und 2,9 kg h^{-1}. Auch ergab der Zwischenmodus an der Biogasanlage II die höchsten Methanemissionsraten.

Sowohl im Zwischenmodus als auch im Originalmodus wurden an beiden Messtagen ähnlich hohe Methanemissionsraten bestimmt. Die Ergebnisse aus dem harmonisierten Modus vom zweiten Messtag (Anemometer luvseitig positioniert) sind deutlich niedriger als die vom ersten Messtag (Anemometer leeseitig).

6.3.3 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die gemessenen Emissionsmassenströme und die zugehörigen Emissionsfaktoren, berechnet mit den nachfolgend aufgeführten Methanproduktionsraten der beiden Anlagen, sind in Tabelle 41 zusammengefasst.

Biogasanlage I	$\dot{V}_{N_CH4}$	Methanproduktion der Biogasanlage	71 kg h^{-1}
Biogasanlage II	$\dot{V}_{N_CH4}$	Methanproduktion der Biogasanlage	87 kg h^{-1}

Tabelle 41: Übersicht der quantifizierten Gesamt-Methanemissionsraten mit dem UStutt-TDLAS-System

	Messtag	Auswertungsmodus 1 (Mittelwert ± Standardabweichung)		Auswertungsmodus 2 (Mittelwert ± Standardabweichung)		Auswertungsmodus 3 (Mittelwert ± Standardabweichung)	
		E (kg h^{-1})	EF (% CH_4)	E (kg h^{-1})	EF (% CH_4)	E (kg h^{-1})	EF (% CH_4)
BGA I	23.03.2017	1,0 ± 0,9	1,4 ± 1,3	0,7 ± 0,7	1,0 ± 1,0	0,3 ± 0,2	0,4 ± 0,3
	11.04.2017	5,3 ± 4,6	7,4 ± 6,4	3,1 ± 2,9	4,4 ± 4,1	1,4 ± 1,2	1,9 ± 1,7
BGA II	12.04.2017	1,7 ± 0,9	2,0 ± 1,0	2,8 ± 1,1	3,2 ± 1,3	2,0 ± 0,9	2,3 ± 1,0
	02.05.2017	1,9 ± 1,3	2,2 ± 1,4	2,9 ± 1,9	3,4 ± 2,2	1,3 ± 0,7	1,5 ± 0,8

Auswertungsmodus 1 … Standard-Auswertung von UStutt: Quellgebiet BGA **ohne** Fahrsilo; Verwendung eines Standard-Anemometers für die Modellierung (BGA_{klein} USA_{Var3})
Auswertungsmodus 2 … Zwischenstufe: Quellgebiet BGA **mit** Fahrsilo; Verwendung eines Standard-Anemometers für die Modellierung ($BGA_{groß}$ USA_{Var3})
Auswertungsmodus 3 … Harmonisierte Auswertung: Quellgebiet BGA **mit** Fahrsilo; Verwendung eines Ultraschall-Anemometers für die Modellierung ($BGA_{groß}$ USA_{Var1})

Die aus den erweiterten Messungen heraus identifizierten Empfehlungen für die Anpassung der IDMM sind bereits in Kapitel II.1) zusammengefasst.

7. Ergebnisse – Remote-Sensing-Ansatz – NPL

Der Unterauftragnehmer NPL hat nur an der ersten Messphase an Biogasanlage 1 teilgenommen. Die Ergebnisse der durchgeführten DIAL-Messungen sind in Tabelle 42 zusammengefasst.

Tabelle 42: Übersicht der quantifizierten Emissionsquellen mit dem DIAL-System

Emissionsquelle	E Mittelwert ± Standardabweichung (kg h^{-1})	EF Mittelwert ± Standardabweichung (% CH_4)	Anzahl Scans
Fahrsilo	0,3 ± 0,2	0,1 ± 0,1	6[1]
Fermenter + Gärrestlager	1,9 ± 0,4	0,5 ± 0,1	4[2]
BGAA + BHKW + Kompressoren	1,4 ± 0,5	0,4 ± 0,1	4[3]
Gesamtanlage (Emissionsspitze)	10,9 ± 1,4	2,7 ± 0,4	5[4]
Gesamtanlage (Normalbetrieb)	4,7 ± 0,7	1,2 ± 0,2	22[5]

[1]… 6 Scans vom 26.10.2016
[2]… 4 Scans vom 27.10.2016
[3]… 4 Scans vom 25.10.2016
[4]… 1 Scan vom 24.10.2016, 2 Scans vom 26.10.2016, 2 Scans vom 27.10.2016
[5]… 2 Scans vom 24.10.2016, 3 Scans vom 25.10.2016, 6 Scans vom 26.10.2016, 11 Scans vom 27.10.2016

Das DIAL-System registrierte neben den Methanemissionen im Normalbetrieb in Höhe von 4,7 kg h^{-1} auch kurze Emissionsspitzen bei denen sich die Methanemissionen mehr als verdoppelt haben (10,9 kg h^{-1}). Die exakte Ursache lässt sich aus dem Betrieb der Anlage nicht nachvollziehen, allerdings ist kurzzeitiges Öffnen der Überdrucksicherungen an den Gärrestlagern eine mögliche Ursache, da deren Gasspeicher laut Betriebsdaten kontinuierlich vollständig gefüllt waren. Dagegen spricht allerdings, dass die Emissionsspitzen im Bereich der BGAA und nicht im Bereich der Fermentationsbehälter gemessen wurden (Abbildung 61). Für den Vergleich des internationalen Projektkonsortiums dienten die Ergebnisse des DIAL Teams als Grundlage (vgl. Kapitel II.8.1).

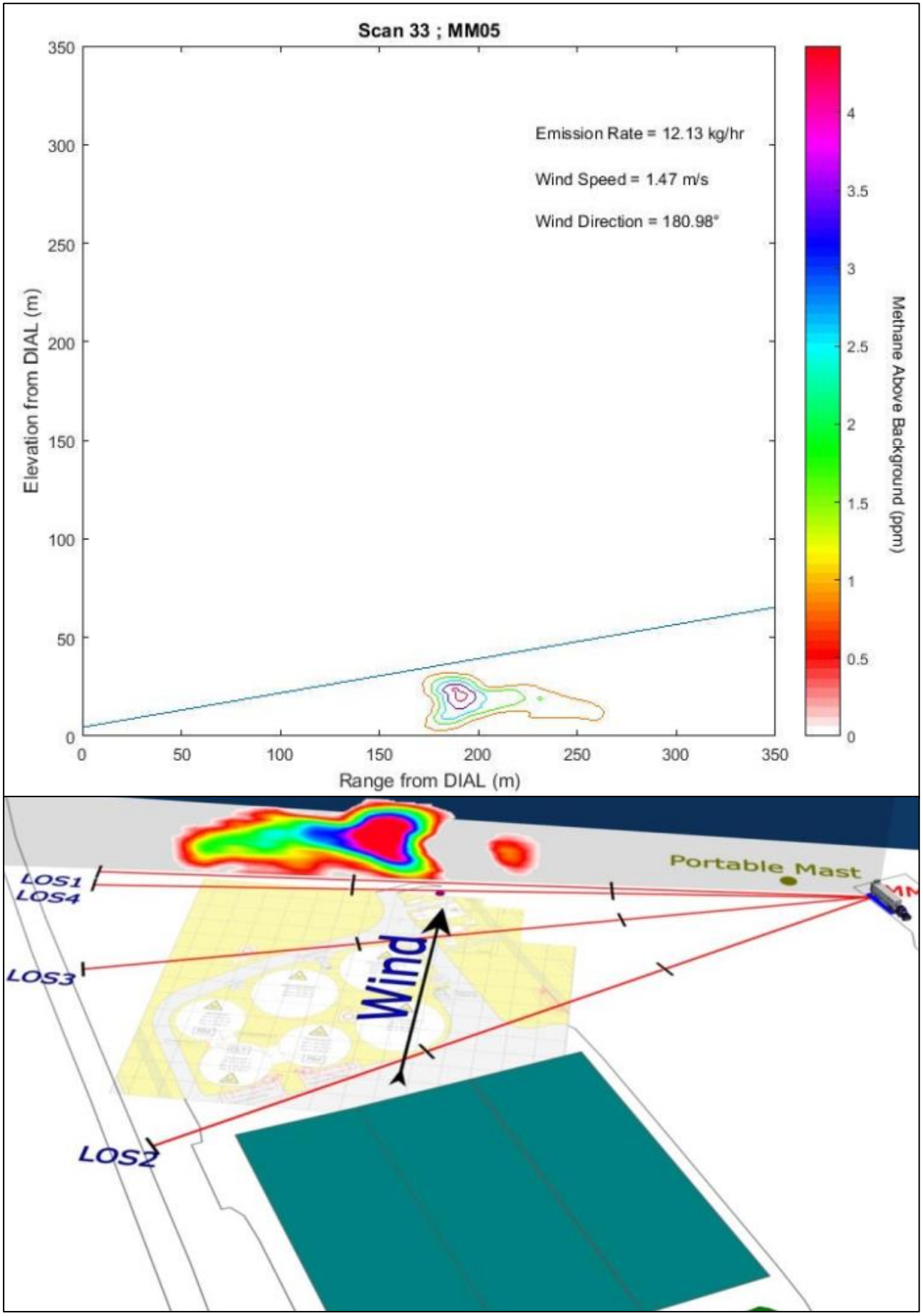


Abbildung 61: Visualisierung von Scan 33, während dem eine Emissionsspitze im Bereich der BGAA der Biogasanlage 1 detektiert wurde [31]

8. Vergleich der Ergebnisse des internationalen Projektkonsortiums

8.1 Erste Messphase

Bei der ersten Messphase nahmen fünf Remote-Sensing Teams, inklusive das Team mit dem DIAL-System, und zwei On-Site Teams an den Vergleichsmessungen teil. In Abbildung 62 und Abbildung 63 sind die Ergebnisse aller Teams und Messtage an Biogasanlage 1 zusammengefasst. Abbildung 62 zeigt die Emissionen der Anlage und Abbildung 63 zeigt die Ergebnisse während der Freisetzungsversuche. Bei den Freisetzungsversuchen wurden 3,9 kg h^{-1} Methan auf dem Gelände der Anlage freigesetzt.

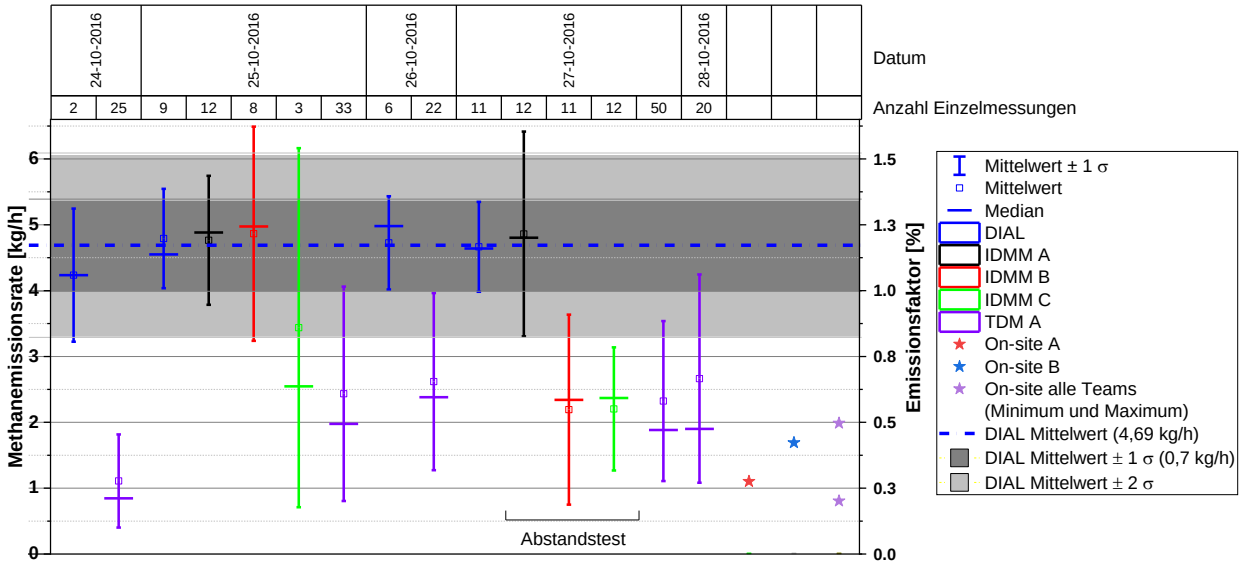


Abbildung 62: Ermittelte Methanemissionsrate der gesamten Anlage aus den Messungen der aller Messteams an BGA 1, aufgeteilt nach Messtagen. Am 27.10.2016 hatten die IDMM Teams unterschiedliche Abstände zur Anlage, Team IDMM A war im optimalen Abstand von 100 m zur Anlage positioniert (IDMM B war im Abstand von 150 m und IDMM C im Abstand von 50 m zur Anlage positioniert, Messdaten der IDMM-Teams ab 14.00 Uhr).

Die Anzahl der Einzelmessungen beziehen sich hier beim DIAL-System auf die Anzahl der durchgeführten Lee-Scans (Dauer ca. 20 min), bei den IDMM-Messungen auf die Ausbreitungsrechnungen aus den gemittelten Messwerten über 10-Minuten-Intervalle (Ausnahme: 15 Minuten Mittelwerte bei IDMM C am 25.10.2016) und bei der TDM-Messung auf die Anzahl der Transects (Durchfahrt durch die Abwindfahne).

An BGA 1 (Messphase I) wurde durch alle Remote-Sensing Teams eine stabile Methanemissionsrate registriert. Die Stabilität der erhaltenen Messwerte ist aufgrund des vorliegenden Normalbetriebes der Anlage und der konstanten Methanproduktion als plausibel zu bewerten. Nur die DIAL-Messungen zeigten vereinzelte Emissionsspitzen (vgl. Tabelle 42) deren Ursache aus den Betriebsdaten heraus nicht identifizierbar war.

Am Donnerstag wurde von den IDMM Teams ein Abstandstest durchgeführt. Demzufolge befand sich Team IDMM A im optimalen Abstand (100 m, das 10-fache der Hindernishöhe) zur Anlage, Team IDMM B zu weit entfernt (150 m) und Team IDMM C zu nah (50 m) an der Anlage. Team IDMM A mit dem optimalen Abstand erhielt ähnliche Ergebnisse wie das DIAL-System. Die anderen beiden IDMM Teams liegen deutlich darunter. Die Messdaten der IDMM Teams sind ab 14.00 Uhr dargestellt, da hier eine gleichzeitige Messung aller Teams stattfand.

Das DIAL-System stellt eine sehr genaue Methode zur Bestimmung von Emissionsraten dar. Vergleichsstudien zeigten eine Abweichung von 5-20 % von bekannten Emissionsquellen [28, 29]. Das DIAL Team registrierte eine mittlere Methanemissionsrate von 4,7 kg h^{-1} was einem Emissionsfaktor von 1,2 % CH_4 entspricht. Die Ergebnisse der Teams IDMM A und IDMM B sind ähnlich. Bei IDMM C konnten am Dienstag nur drei Intervalle ausgewertet und damit verwendet werden. Daher ist eine repräsentative statistische Auswertung hier nicht möglich. Die Ergebnisse des Teams TDM A fallen deutlich niedriger aus. Bei TDM A ergibt sich eine durchschnittliche Emissionsrate über die einzelnen Messtage von 2,2 kg h^{-1} bzw.

ein Emissionsfaktor von 0,55 % CH_4. Das entspricht 47 % der mit dem DIAL-System gemessenen Emissionsrate.

Es ist jedoch festzustellen, dass die Fehlerbereiche der Remote-Sensing Methoden (doppelte Standardabweichung) innerhalb der doppelten Standardabweichungen der DIAL-Messung liegen, ausgenommen der TDM A-Messung am 24.10.2016.

Die gemessenen Methanemissionsraten bzw. -emissionsfaktoren der On-Site Teams sind deutlich niedriger im Vergleich zu den Remote-Sensing Teams und betragen 1,1 kg h^{-1} (0,3 % CH_4, On-Site A) und 1,7 kg h^{-1} (0,4 % CH_4, On-Site B). Damit wurden nur 23 bzw. 36 % der Emissionsrate des DIAL Teams gemessen. Durch Kombination der Emissionsraten beider On-site Teams ergibt sich als Minimum 0,8 kg h^{-1} bzw. 0,2 % CH_4, sowie als Maximum 2,0 kg h^{-1} bzw. 0,5 % CH_4). Damit erreichen die On-Site Werte ca. 17 bzw. 42 % der Emissionsrate des DIAL Teams. Dies lässt sich im Wesentlichen darauf zurückführen, dass die beiden geführten Emissionsquellen an BGA 1 (BHKW und BGAA) durch ihre emissionsmindernde Technik nur geringe Methanmassenströme emittierten. Im Vergleich dazu erlangen die vielen kleinen Leckagen an den Foliendächern der Gasspeicher erheblich an Bedeutung. Diese konnten aufgrund des hohen Aufwandes zum überwiegenden Teil nicht durch die On-Site Teams erfasst werden. Dadurch ist die Gesamtemissionsrate der On-Site Teams in Messphase 1 systematisch deutlich niedriger im Vergleich zu den Remote-Sensing Teams. Der Unterschied in der gemessenen Gesamtemissionsrate zwischen beiden On-Site Teams lässt sich überwiegend auf die Emissionsquelle GN 1 (vgl. Abbildung 15, Probengas des Biogasanalysecontainers 2) und auf die Emissionen aus der Stützluft zurückführen. Die Quelle GN 1 wurde nur durch On-Site Team B mit einer recht hohen Methanemissionsrate von 0,55 kg h^{-1} bestimmt und durch On-Site Team A nicht. Die Methanemissionen aus der Stützluft wurden durch On-Site Team B mit 0,82 kg h^{-1} und durch On-Site Team A mit 0,5 kg h^{-1} (vgl. Tabelle 14) quantifiziert. Die höhere Emissionsrate von Team B lässt sich im Wesentlichen auf die unterschiedliche Methodik der Volumenstrommessung zurückführen. Während On-Site Team A den austretenden Volumenstrom direkt am Stützluftausgang quantifizierte, erfolgte die Messung durch On-Site Team B am Eingang des Stützluftgebläses, wodurch höhere Volumenströme und demensprechend auch höhere Emissionsmassenströme resultierten.

Abbildung 63 zeigt die Freisetzungsversuche an der Anlage während der ersten Messphase. Der graue Bereich zeigt den Mittelwert der DIAL-Messungen (4,7 kg h^{-1}) zuzüglich der Freisetzungsrate von 3,7 kg h^{-1}. Der graue Bereich gibt den Fehlerbereich mit einfacher Standardabweichung an.

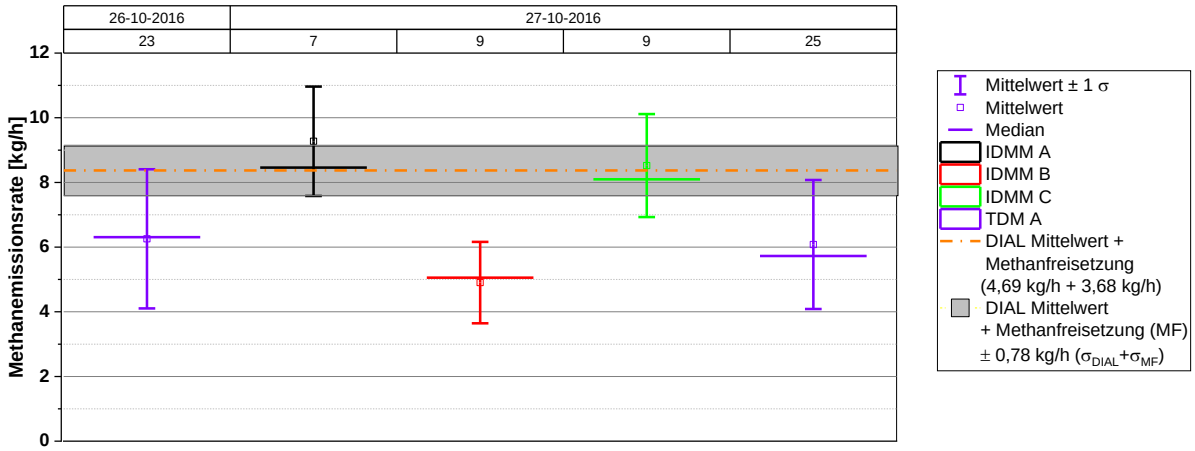


Abbildung 63: Ermittelte Methanemissionsrate der gesamten Anlage zuzüglich der freigesetzten Methanfracht (Freisetzungsversuche) aus den Messungen der unterschiedlichen Messteams während der ersten Messphase aufgeteilt nach Messtagen.

IDMM A zeigt eine durchschnittliche Emissionsrate von 9,3 kg h^{-1} bzw. TDM A von 6,2 kg h^{-1}. Die Differenz zur durchschnittlichen Emissionsrate ohne Freisetzungsversuch beträgt 4,4 kg h^{-1} bei IDMM A und 3,9 kg h^{-1} bei TDM A, was eine Wiederfindungsrate von 1,2 bzw. 1,1 ergibt. Im Vergleich zu den durchschnittlichen

Ergebnissen aus den Messungen der Anlage ohne Freisetzung kann die freigesetzte Emissionsrate demzufolge von beiden Methoden gut wiedergegeben werden.

Die Wiederfindungsrate bei IDMM B beträgt 0,7 (einbezogen sind nur die Messergebnisse der Messung am 27.10.2016 ab 14.00 Uhr). Es wird demnach zu wenig freigesetztes Methan bestimmt. Das liegt daran, dass der Messpfad für IDMM B an diesem Tag für den Abstandstest zu weit von der Anlage entfernt war.

Die Wiederfindungsrate bei IDMM C ist 1,7 (einbezogen sind nur die Messergebnisse der Messung am 27.10.2016 ab 14.00 Uhr). Die ermittelte Emissionsrate der freigesetzten Methanfracht ist demnach zu hoch. Das lässt sich damit erklären, dass sich der Messpfad von IDMM C für den Abstandstest an diesem Tag zu nah an der Anlage befand.

8.2 Zweite Messphase

An der zweiten Messphase nahmen vier Remote-Sensing-Teams teil, d. h. nun ohne das DIAL-Team. Außerdem kam ein drittes On-Site-Team hinzu, dass sich bei der Emissionsquantifizierung auf die Quellenart Leckagen beschränkte.

In Abbildung 64 sind die ermittelten Methanemissionsraten der Biogasanlage 2 aufgeteilt nach den einzelnen Methoden und Messtagen dargestellt. Die durchschnittliche Methanemissionsrate aus allen Methoden beträgt 2,7 kg h^{-1}. Das entspricht einem Emissionsfaktor von 2,1 % CH_4.

Die dargestellten Gesamtmittelwerte wurden aus den Mittelwerten der einzelnen Methoden gebildet. Sie geben an, wie die ermittelten Emissionsraten in Bezug auf die anderen Methoden einzuordnen sind.

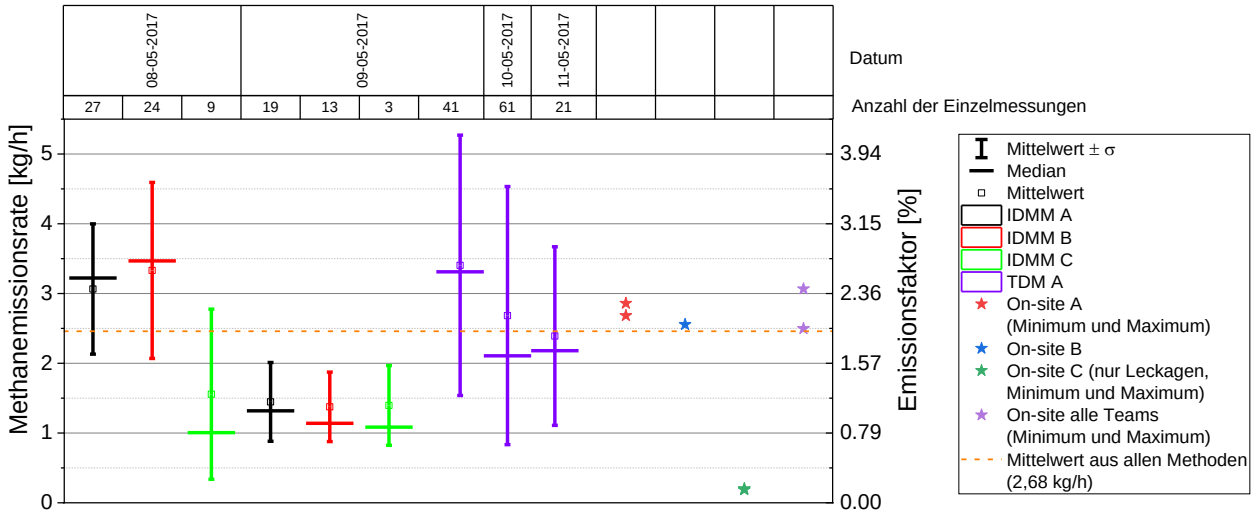


Abbildung 64: Ermittelte Methanemissionsrate der gesamten Anlage aus den Messungen der unterschiedlichen Messteams während der zweiten Messphase aufgeteilt nach Messtagen.

Im Unterschied zur ersten Messphase unterliegt die Methanemission aus der Anlage größeren zeitlichen Schwankungen. Die Hauptemissionsquelle der Anlage ist der Methanschlupf aus der Gasverwertung (drei BHKWs). Diese wurden durch den Umstieg auf einen flexibilisierten Anlagenbetrieb z. T. in Teillast und zeitlich diskontinuierlich betrieben.

Die Abgasströme der BHKWs wurden durch beide On-Site Teams quantifiziert. Die Emissionsmessungen wurden allerdings an verschiedenen Tagen (On-Site Team A: 08./12.05.2017; On-Site Team B: 09.05.2017) und zum Teil bei verschiedenen elektr. Leistungen durchgeführt:

- On-Site Team A:
  - BHKW 1: P_{el} = 610 und 470 kW
  - BHKW 2: P_{el} = 380 kW
  - BHKW 3: P_{el} = 180 kW
- On-Site Team B:
  - BHKW 1: P_{el} = 470 kW
  - BHKW 2: P_{el} = 510 kW
  - BHKW 3: P_{el} = 180 kW

Daher mussten bei der Ermittlung der Methangesamtemissionsrate der Anlage durch die On-Site-Teams die Betriebszeiten der BHKWs berücksichtigt und mit der BHKW-Leistung über den gesamten Messzeitraum interpoliert (vgl. Tabelle 20) werden.

Im Unterschied zur ersten Messphase an BGA 1 waren die geführten Emissionsquellen der Hauptemittent. Die ermittelten Methanemissionsraten der On-Site Teams befinden sich daher im selben Bereich wie die ermittelten Emissionen der Remote-Sensing-Teams (vgl. Abbildung 64). Damit zeigt sich für den On-Site Ansatz die große Bedeutung der Berücksichtigung der Hauptemissionsquellen für die Bestimmung der Gesamtemissionsrate. Die ermittelten Methanemissionsraten der On-Site Teams A und B für das offene Gärrestlager (zweitgrößte Emissionsquelle) stimmten sehr gut überein (Max.-Wert Team A: 233 g h^{-1}, Team B: 231 g h^{-1}). Die Leckagen spielten für die Gesamtemissionsrate nur eine untergeordnete Rolle. Zum Teil waren gute Übereinstimmungen bei den Ergebnissen zwischen On-Site Team A und C feststellbar, z. B.:

- beim Auslassstutzen der Stützluftemission → Team A: 23 g h^{-1}; Team C: 26 g h^{-1}
- bei Leckage 3 (10.05.2017, leerer Gasspeicher) → Team A: 31 g h^{-1} (Max.-Wert); Team C: 34 g h^{-1}

Allerdings zeigten sich ebenso auch hohe Abweichungen bei quantifizierten Leckagen, z. B.:

- bei Leckage 3 (11.05.2017, voller Gasspeicher) → Team A: 91 g h^{-1} (Max.-Wert); Team C: 48 g h^{-1}
- bei Leckage 4 (11.05.2017, voller Gasspeicher) → Team A: 13 g h^{-1} (Max.-Wert); Team C: 4 g h^{-1}

Es empfiehlt sich in jedem Fall gemäß der Vorgehensweise von On-Site Team A bei der Quantifizierung von Leckagen zwei verschiedene Volumenströme zur Validierung der gemessenen Emissionsmassenströme an die Einhausung anzulegen (vgl. Tabelle 22). Die zu wählenden Volumenströme sollten so niedrig wie möglich sein, um ein „Absaugen“ der entweichenden Methanemission zu vermeiden. Gleichzeitig müssen sie so hoch sein, dass die Methanemissionskonzentration aus Sicherheitsgründen 20 % der unteren Explosionsgrenze von Methan nicht übersteigt.

Da die Höhe der Methanemissionen von BGA 2 damit offensichtlich von der Auslastung und den Betriebszeiten der BHKWs abhängt, sind in Abbildung 65 die Ergebnisse der einzelnen Remote-Sensing Teams und zusätzlich die jeweilige BHKW-Auslastung dargestellt.

Die ermittelten Methanemissionsraten von TDM A zeigen eine Abhängigkeit von der BHKW-Auslastung. Dies ist bei den IDMM Teams nicht zu beobachten. Der wesentlichste Einflussfaktor war vermutlich eine nicht ausreichende Durchmischung der Atmosphäre aufgrund der vergleichsweise niedrigen Windgeschwindigkeiten.

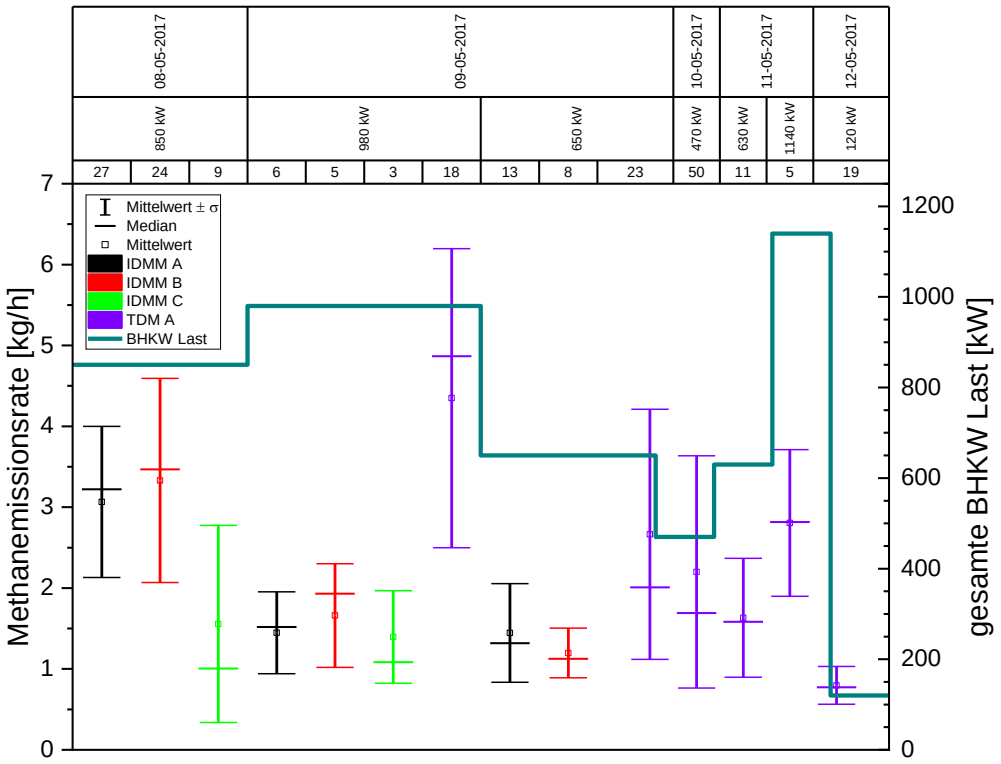


Abbildung 65: Ermittelte Methanemissionsraten der Remote-Sensing Teams von BGA 2 in Zeiträumen mit konstanter BHKW-Leistung, aufgeteilt nach Messtagen und BHKW-Leistung entsprechend des Lastfahrplans der Anlage. Zeiträume, in denen die BHKW-Leistung nicht konstant war, wurden in dieser Darstellung vernachlässigt.

In Abbildung 66 sind die Ergebnisse aus den Freisetzungsversuchen auf der Anlage dargestellt. Da die Emissionen der Anlage von der BHKW-Last abhängen, wurden die gemessenen Emissionen in aufgeteilt nach Messtagen und BHKW-Last dargestellt. Insbesondere das Team TDM A findet mit 1,2 bei einer Gesamtlast der BHKWs von 650 kW (9.5.2017) und mit 0,9 bei einer Gesamtlast von 470 kW (10.5.2017) die freigesetzte Methanfracht gut wieder. Die IDMM Teams haben in diesen Versuchen zu geringe Emissionsraten gemessen. Die Wiederfindungsrate beträgt hier 0,7 bei IDMM A und 0,5 bei IDMM B (es wurden nur Messwerte bei einer BHKW-Gesamtlast von 650 kW betrachtet.

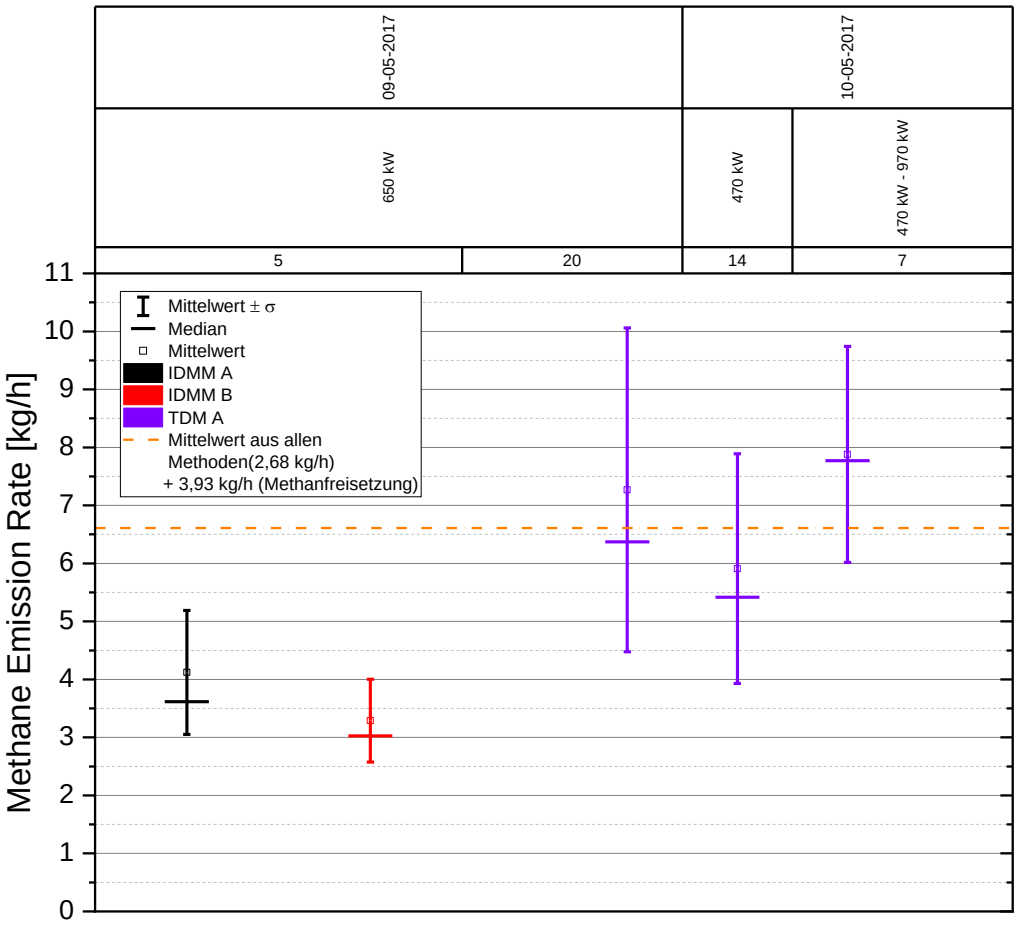


Abbildung 66: Ermittelte Methanemissionsrate der gesamten Anlage zuzüglich der freigesetzten Methanfracht (Freisetzungsversuche) der Remote-Sensing Teams an BGA 2, aufgeteilt nach Messtagen und BHKW-Last.

8.3 Methanfreisetzung abseits der Anlage (Remote-Sensing Ansatz)

Um einen Vergleich der Methoden mit einer bekannten Emissionsrate zu gewährleisten, wurden während der zweiten Messphase Freisetzungsversuche abseits der Anlage durchgeführt.

In Abbildung 67 sind die Wiederfindungsraten aus den Freisetzungsversuchen abseits von Biogasanlage 2 dargestellt. Es zeigt sich, dass die freigesetzte Methanfracht durch alle Methoden innerhalb des Fehlerbereichs wiedergegeben werden kann.

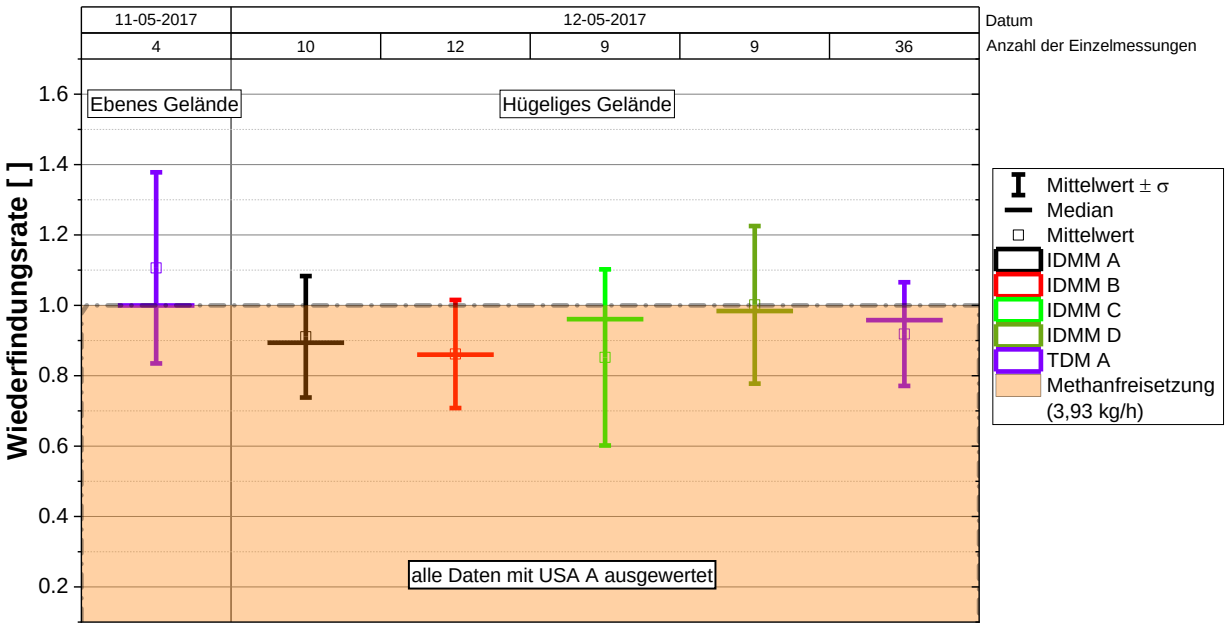


Abbildung 67: Wiederfindungsrate der einzelnen Messmethoden bei Freisetzungsversuchen abseits der Anlage.

9. Guideline

Die erstellte Richtlinie wurde in der Schriftenreihe des DBFZ in englischer Sprache als DBFZ-Report Nr. 32 veröffentlicht und ist unter dem Link https://www.dbfz.de/referenzen-publikationen/dbfz-reports.html abruf- und einsehbar.

10. Verwertung

10.1 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Die Durchführung der vorhabenbezogenen Arbeiten durch das DBFZ und dem Projektpartner UStutt sowie des internationalen Projektkonsortiums ermöglichten umfangreiche und sehr aufwendige Ringversuche für die Emissionsmessung an Biogasanlagen. Dabei konnte im Rahmen eines Unterauftrages auch ein Messdienstleister (NPL) aus Großbritannien, welcher über ein DIAL Messsystem verfügt, an den Emissionsmessungen beteiligt werden. Zudem wurde ein zusätzliches Messteam aus Frankreich (IRSTEA) für weitere Vergleichsmessungen gewonnen. Die Auswertung und Evaluation der Messergebnisse und die daraus ableitende Entwicklung eines harmonisierten Vorgehens hat sich als überaus aufwendig dargestellt und konnte dennoch erfolgreich abgeschlossen werden. Diese Arbeiten hätten trotz wissenschaftlichem Eigeninteresse nicht aus Eigenmitteln des deutschen Projektkonsortiums finanziert werden können. Nur durch die zusätzliche, zugewendete finanzielle Unterstützung durch das BMEL und dessen Projektträger FNR konnte die Durchführung des Vorhabens auf deutscher Seite sichergestellt werden.

10.2 Darstellung des voraussichtlichen Nutzens

10.2.1 Erfindungen/Schutzrechtsanmeldungen

Im Rahmen des Vorhabens wurden keine Schutzrechte angemeldet.

10.2.2 Wirtschaftliche Erfolgsaussichten

Das Vorhaben MetHarmo selbst hatte keine direkten wesentlichen wirtschaftlichen Ziele. Im Rahmen des Projektverlaufs wurde jedoch durch Einbindung des französischen Projektpartners IRSTEA eine neue Quantifizierungsmethode auf Basis einer IR-Kamera (FLIR Modell GF 320) evaluiert. Diese Methode wurde bis dato nur im Labormaßstab im Windtunnel getestet. Im Rahmen des MetHarmo-Vorhabens konnte die Methode erstmalig mit den anderen verfügbaren Quantifizierungsmethoden (Windtunnel) verglichen werden. Die ersten Vergleichsmessungen in der zweiten Messphase auf Basis von Windtunneln im MetHarmo-Projekt waren dabei vielversprechend. Die Methodenentwicklung ist jedoch noch nicht abgeschlossen. Sollte sie sich

aber langfristig tatsächlich für die Bestimmung von Emissionsraten diffuser Quellen (insbesondere Leckagen an gasführenden Anlagenteilen) an Biogasanlagen eignen, könnte dieser Ansatz insbesondere von bereits bestehenden Messdienstleistern (ITEMA; SGS-RUK Umweltanalytik; bonalytic, TÜV, etc.) genutzt werden. Dann wäre neben einer reinen Leckagedetektion auch eine Quantifizierung der entweichenden Methanemissionen schnell und unkompliziert möglich. Dies würde einen wirtschaftlichen Ausblick für den Anlagenbetreiber erlauben.

Die Fernmessmethoden (z. B. IDMM, Laserspektrometer) könnten durch Kooperationen zwischen wissenschaftlichen Institutionen (z. B. DBFZ, UStutt) und nach BImSchG zugelassenen Messstellen möglicherweise in den Markt integriert werden. Dies könnte beispielsweise durch die Leihe der Laserspektrometer für eine bestimmte Anzahl von Messungen oder durch ein Teilen des Know-Hows zur Durchführung der Messungen ermöglicht werden. Auf diese Weise würden die hohen Investitionskosten der Messgeräte entfallen und ein wirtschaftlich tragfähiges Dienstleistungsprodukt könnte entstehen. Dazu sind jedoch erhebliche Weiterentwicklungen bei der Effizienz der Durchführung und Auswertung der Emissionsmessungen notwendig um eine wirtschaftlich tragfähige Lösung anbieten zu können.

10.2.3 Wissenschaftliche und/oder technische Erfolgsaussichten

Die im Projektantrag angenommenen Erfolgsaussichten haben sich weitgehend eingestellt. Erstmalig konnten Ringversuche zur Emissionsmessung mit allen verfügbaren Messmethoden durchgeführt und evaluiert werden. Diese Erkenntnisse haben zur Optimierung der Messmethoden beigetragen und sind dementsprechend in die Entwicklung der Richtlinie eingeflossen. Die kanadische Firma Boreal Laser Inc. konnte durch das Vorhaben ihren neuesten Laser (GF 3) in der Praxis evaluieren und damit Erkenntnisse für die weitere Optimierung der Messtechnik sammeln Das Vorhaben hat die wichtigsten Akteure in Europa, die an der Forschung über Methanemissionen aus Biogasanlagen beteiligt sind, vereint. Damit wurde deren Know-how in einen gemeinsamen, harmonisierten Ansatz für die Quantifizierung und Bewertung diffuser Methanemissionen konzentriert.

Zudem befindet sich der europäische Biogas-Dachverband European Biogas Association (EBA) derzeit zunehmend mit der Frage flüchtiger/diffuser Methanemissionen aus Biogasanlagen konfrontiert. Aus diesem Grund wurde eine Einbindung der EBA in das MetHarmo Projekt initiiert, u. a. durch den Besuch eines EBA-Mitarbeiters an der ersten Messphase des Vorhabens. Die EBA wird mittelfristig (voraussichtlich im Nachfolgeprojekt, siehe II.10.2.4) ein Positionspapier zu diesem Thema verfassen, mit dem sie die Biogasbranche gegenüber den EU-Institutionen vertreten wollen.

10.2.4 Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit

Aufgrund der im Vorhaben MetHarmo erreichten Fortschritte und Optimierungen an den Messmethoden hat sich ein überwiegender Teil des Projektkonsortiums (DBFZ, UStutt, BOKU, BE 2020+, RISE, DTU, Avfall Sverige) sowie diverse Biogasverbände einzelner europäischer Staaten (Fachverband Biogas in Deutschland; ARGE Kompost & Biogas in Österreich, Ökostrom Schweiz; Svenskt Vatten in Schweden) zu einem neuen Konsortium zusammengeschlossen und einen Projektantrag beim „11th Joint Call for Research and Development Proposals of the ERA-NET Bioenergy“ eingereicht. Das beantragte Projekt („Evaluation and reduction of methane emissions from different European biogas plant concepts – EvEmBi“) wurde im Rahmen der Evaluierungsphase als förderwürdig befunden und hat im Frühjahr 2018 auf Basis eines vorzeitigen Maßnahmenbeginns begonnen. Im Rahmen des EvEmBi-Projektes sollen die in Europa vorwiegend eingesetzten Biogasanlagenkonzepte (z. B. landwirtschaftliche, Abfallvergärungs- und Klärgasanlagen) hinsichtlich ihrer Gesamtmethanemissionen untersucht und bewertet werden. Unter Verwendung der MetHarmo-Richtlinie soll das Projektkonsortium erstmalig tatsächlich vergleichbare und repräsentative Emissionsfaktoren der verschiedenen Biogasanlagenkonzepte der jeweiligen am Projekt beteiligten Länder für die nationalen Treibhausgasinventare messen und entwickeln. Dabei werden nicht nur die durchzuführenden Emissionsmessungen eine Rolle spielen, sondern auch die Aquise von existierenden Emissionsdaten über Messdienstleister. Nach Bestimmung der Emissionsfaktoren werden an den beteiligten Biogasanlagen Emissionsminderungsstrategien entwickelt, umgesetzt und geprüft. Auf Basis dessen sollen Positionspapiere hinsichtlich Methanemissionen und deren Vermeidung durch die nationalen Biogasverbände und durch den europäischen Dachverband EBA entwickelt werden. Zusätzlich soll ein „European Voluntary

System" zur Emissionskontrolle im Biogassektor entwickelt und in Kooperation mit den Biogasverbänden ggf. auf nationaler Ebene umgesetzt werden.

11. Veröffentlichungen

Folgende Veröffentlichungen des Vorhabens MetHarmo wurden seitens des Projektpartners DBFZ bereits publiziert:

1. Vorträge:
    a. Liebetrau, Jan; Reinelt, Torsten; Clauß, Tina (2017): Methodenvereinheitlichung bei der Bestimmung diffuser Methanemissionen aus Biogasanlagen. VDI Wissensforum: Diffuse Emissionen. Frankfurt am Main, 10.05.2017. [32]
    b. Liebetrau, Jan; Reinelt, Torsten; Clauß, Tina (2017b): Quantification and Minimization of Methane Emissions in the Biogas Sector. Industrial Methane Measurement Conference. Antwerpen (Belgien), 29.11.2017. [33]
    c. Reinelt, Torsten; Clauß, Tina; Hrad, Marlies; Scheutz, Charlotte (2017b): "MetHarmo" is setting the standards. Joint European research project develops standards for determining methane emissions from anaerobic digestion plants. 16th International Waste Management and Landfill Symposium. S. Margherita di Pula (Italien), 02.10.2017 [34]
2. Tagungsbeiträge:
    a. Reinelt, Torsten; Clauß, Tina; Liebetrau, Jan (2017c): Methodenvereinheitlichung bei der Bestimmung diffuser Methanemissionen aus Biogasanlagen. In: Diffuse Emissionen. Fachtagung Frankfurt, 11. und 12. Mai 2017. Diffuse Emissionen. Frankfurt am Main, 11.-12.05.2017. Düsseldorf: VDI (VDI-Berichte, 2306), S. 49–58. [35]
    b. Reinelt, Torsten (2017): Messtechnische Überwachung diffuser, betriebsbedingter und/oder zeitlich variabler Methanemissionen aus Biogasanlagen. In: KTBL (Hg.): Biogas in der Landwirtschaft. Stand und Perspektiven. FNR/KTBL-Kongress vom 26. bis 27. September 2017 in Bayreuth. FNR/KTBL-Kongress. Bayreuth, 26.-27.09.2017. Darmstadt: KTBL (KTBL-Schrift, 512), S. 237–249. [36]
    c. Reinelt, Torsten; Clauß, Tina; Hrad, Marlies; Scheutz, Charlotte (2017): "MetHarmo" is setting the standards. Joint European research project develops standards for determining methane emissions from anaerobic digestion plants. In: Proceedings of Sardinia 2017. Sixteenth International Waste Management and Landfill Symposium. 16th International Waste Management and Landfill Symposium. S. Margherita di Pula (Italien), 02.-06.10.2017. [37]
3. Poster:
    a. Clauß, Tina (2016): Measurement of Methane Emission on Biogas Plants using Tunable Diode Laser Absorption Spectrosopy. Leipzig (OSA - Light, Energy and the Environment Congress), 14.11.2016. [38]
    b. Clauß, Tina; Reinelt, Torsten; Liebetrau, Jan (2017): Standardization of methods for determining methane emission rates from biogas plants. Peking (China) (15th IWA World Conference on Anaerobic Digestion), 17.10.2017. [39]
4. Zeitschriftenartikel (nicht peer-reviewed):
    a. Clauß, Tina; Reinelt, Torsten; Liebetrau, Jan (2016): Setting the standards. European researchers assess methane emission measurements. In: *Bioenergy Insight* 7 (6), S. 36–37. [40]
    b. Reinelt, Torsten; Clauß, Tina; Liebetrau, Jan (2017d): Monitoring of methane emissions from biogas plants. In: *Gas for Energy* (2), S. 28–33. [41]
    c. Reinelt, Torsten; Hrad, Marlies; Fredenslund, Anders Michael; Piringer, Martin (2017e): MetHarmo. quantifying methane emissions from biogas plants. In: *NEWSLETTER ERA-NET BIOENERGY / BESTF3* (October), S. 3. [42]

Die in Tabelle 43 gelisteten Peer-Review-Veröffentlichungen der deutschen Projektpartner in Kooperation mit dem internationalen Konsortium befinden sich noch in der Planung und Realisierung.

Tabelle 43: Geplante Peer-Review-Veröffentlichungen mit Zeitplan und Verantwortlichkeiten

Inhalt der Publikation	Erstautor	Korrespond-ierender Autor	Erstentwurf	Einreichung	Geplantes Journal
Ergebnisse des On-Site Ansatzes	Torsten Reinelt (DBFZ)	Torsten Reinelt (DBFZ)	31.07.2018	31.10.2018	Bioresource Technology
Ergebnisse des Remote-Sensing Ansatzes (DIAL und TDM)	Anders M. Fredenslund (DTU)	Anders M. Fredenslund (DTU)	30.04.2018	30.06.2018	Atmospheric Environment
Ergebnisse des Remote-Sensing Ansatzes (IDMM)	Marlies Hrad (BOKU)	Tina Clauß (DBFZ)	30.04.2018	30.06.2018	Atmospheric Environment oder Atmospheric Measurment Technique
Vergleich der Gesamtergebnisse	Tina Clauß (DBFZ)	Marlies Hrad (BOKU)	30.09.2018	31.12.2018	Bioresource Technology oder Biomass & Bioenergy

III. Literaturverzeichnis

[1] MYHRE, Gunnar ; SHINDELL, Drew ; BRÉON, François-Marie ; COLLINS, William ; FUGLESTVEDT, Jan ; HUANG, Jianping ; KOCH, Dorothy ; LAMARQUE, Jean-François ; LEE, David ; MENDOZA, Blanca ; NAKAJIMA, Teruyuki ; ROBOCK, Alan ; STEPHENS, Graeme ; TAKEMURA, Toshihiko ; ZHANG, Hua: Anthropogenic and Natural Radiative Forcing. In: STOCKER, Thomas F.; QIN, Dahe; PLATTNER, Gian-Kasper; TIGNOR, Melinda M.B.; ALLEN, Simon K.; BOSCHUNG, Judith; NAUELS, Alexander; XIA, Yu; BEX, Vincent; MIDGLEY, Pauline M. (Hrsg.): *Climate change 2013* : *The physical science basis ; Working Group I contribution to the fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. 1. publ. New York NY : Cambridge Univ. Press, 2013, S. 659–740

[2] HOLMGREN, Magnus Andreas ; NØRREGAARD HANSEN, Martin ; REINELT, Torsten ; WESTERKAMP, Tanja ; JØRGENSEN, Lars ; SCHEUTZ, Charlotte ; DELRE, Antonio: *Measurements of methane emission from biogas production* : *Data collection and comparison of measurement methods*. Malmö, 2015 (REPORT 2015:158)

[3] REINELT, Torsten ; DELRE, Antonio ; WESTERKAMP, Tanja ; HOLMGREN, Magnus A. ; LIEBETRAU, Jan ; SCHEUTZ, Charlotte: *Comparative use of different emission measurement approaches to determine methane emissions from a biogas plant*. In: *Waste management* 68 (2017), Supplement C, S. 173–185

[4] LIEBETRAU, Jan ; REINELT, Torsten ; CLEMENS, Joachim ; HAFERMANN, Carsten ; FRIEHE, Jörg ; WEILAND, Peter: *Analysis of greenhouse gas emissions from 10 biogas plants within the agricultural sector*. In: *Water science and technology* 67 (2013), Nr. 6, S. 1370–1379

[5] DANIEL-GROMKE, Jaqueline ; LIEBETRAU, Jan ; DENYSENKO, Velina ; KREBS, Christian: *Digestion of bio-waste - GHG emissions and mitigation potential*. In: *Energy, Sustainability and Society* 5 (2015), Nr. 3

[6] EN ISO 25140. 2010. *Stationary source emissions - Automatic method for the determination of the methane concentration using flame ionisation detection (FID) (ISO 25140:2010)*

[7] EN ISO 25139. 2011. *Stationary source emissions - Manual method for the determination of the methane concentration using gas chromatography (ISO 25139:2011)*

[8] EN 15259. 2007. *Air quality - Measurement of stationary source emissions - Requirements for measurement sections and sites and for the measurement objective, plan and report*

[9] ROCHETTE, Philippe ; MCGINN, Sean M.: Methods for Measuring Soil-Surface Gas Fluxes. In: ÁLVAREZ-BENEDÍ, Javier (Hrsg.): *Soil-water-solute process characterization* : *An integrated approach*. Boca Raton Fla. u.a. : CRC Pr, 2005, S. 465–502

[10] JIANG, Kaiyun ; BLISS, Peter J. ; SCHULZ, Terry J.: *The Development of a Sampling System for Determining Odor Emission Rates from Areal Surfaces: Part I. Aerodynamic Performance*. In: *Journal of the Air & Waste Management Association* 45 (1995), Nr. 11, S. 917–922

[11] REMDE, Christoph: *Methanemissionen aus Über- und Unterdrucksicherungen bei Biogasanlagen in Deutschland*. Leipzig, 2013

[12] REINELT, Torsten: *Betriebsbedingte Emissionen aus Über-/Unterdrucksicherungen*. 2014, S. 79–80

[13] BIOGASKONTOR KÖBERLE GMBH: *Zubehör*. 2017. URL https://www.biogaskontor.de/index.php?id=28

[14] LEHNER, Andreas ; EFFENBERGER, Mathias ; GRONAUER, Andreas: *Optimierung der Verfahrenstechnik landwirtschaftlicher Biogasanlagen*. Freising-Weihenstephan, 2010 (Schriftenreihe der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft 2)

[15] REINELT, Torsten ; LIEBETRAU, Jan ; NELLES, Michael: *Analysis of operational methane emissions from pressure relief valves from biogas storages of biogas plants*. In: *Bioresource technology* 217 (2016), S. 257–264

[16] CLEMENS, Joachim: *Erfahrungen bei der Untersuchung von Biogasanlagen auf Gasdichtheit*. In: *gwf-Gas|Erdgas* (2014), 03/2014, 128–130. URL http://www.bonalytic.de/cps/bonalytic/ds_doc/GE_03_2014_Clemens.pdf – Überprüfungsdatum 2017-10-18

[17] BENSON, Robert ; MADDING, Robert ; LUCIER, Ron ; LYONS, James ; CZEREPUSZKO, Paul: Standoff Passive Optical Leak Detection of Volatile Organic Compounds using a Cooled InSb Based Infrared Imager, Bd. 4. In: *99th Annual Conference and Exhibition of the Air and Waste Management Association 2006* : *June 20-23, 2006, New Orleans, Louisiana, USA*. Pittsburgh, PA : Air & Waste Management Association, 2006

[18] FLESCH, Thomas K. ; DESJARDINS, Raymond L. ; WORTH, Devon: *Fugitive methane emissions from an agricultural biodigester*. In: *Biomass and Bioenergy* 35 (2011), Nr. 9, S. 3927–3935

[19] HRAD, Marlies ; PIRINGER, Martin ; HUBER-HUMER, Marion: *Determining methane emissions from biogas plants* : *Operational and meteorological aspects*. In: *Bioresource technology* 191 (2015), S. 234–243

[20] GROTH, Angela ; MAURER, Claudia ; REISER, Martin ; KRANERT, Martin: *Determination of methane emission rates on a biogas plant using data from laser absorption spectrometry*. In: *Bioresource technology* 178 (2015), S. 359–361

[21] THUNDERBEACHSCIENTIFIC. URL http://www.thunderbeachscientific.com/

[22] MØNSTER, Jacob G. ; SAMUELSSON, Jerker ; KJELDSEN, Peter ; RELLA, Chris W. ; SCHEUTZ, Charlotte: *Quantifying methane emission from fugitive sources by combining tracer release and downwind measurements - a sensitivity analysis based on multiple field surveys*. In: *Waste management* 34 (2014), Nr. 8, S. 1416–1428

[23] MØNSTER, Jacob ; SAMUELSSON, Jerker ; KJELDSEN, Peter ; SCHEUTZ, Charlotte: *Quantification of methane emissions from 15 Danish landfills using the mobile tracer dispersion method*. In: *Waste management* 35 (2015), S. 177–186

[24] YOSHIDA, Hiroko ; MØNSTER, Jacob ; SCHEUTZ, Charlotte: *Plant-integrated measurement of greenhouse gas emissions from a municipal wastewater treatment plant*. In: *Water research* 61 (2014), S. 108–118

[25] ISO 16911-1. 2013. *Stationary source emissions - Manual and automatic determination of velocity and volume flow rate in ducts - Part 1: Manual reference method*

[26] FLESCH, T. ; WILSON, J. ; HARPER, L. ; CRENNA, B.: *Estimating gas emissions from a farm with an inverse-dispersion technique*. In: *Atmospheric Environment* 39 (2005), Nr. 27, S. 4863–4874

[27] FLESCH, T. K. ; WILSON, J. D. ; HARPER, L. A. ; CRENNA, B. P. ; SHARPE, R. R.: *Deducing Ground-to-Air Emissions from Observed Trace Gas Concentrations* : *A Field Trial*. In: *Journal of Applied Meteorology* 43 (2004), Nr. 3, S. 487–502

[28] PIKELNAYA, Olga ; POLIDORI, Andrea ; TISOPULOS, Laki: *Controlled-release experiment to validate field measurements from different optical remote sensing techniques*. URL http://www.aqmd.gov/docs/default-source/fenceline_monitroing/controlled_release/controlled-release_awma_west_oct2016.pdf?sfvrsn=6 – Überprüfungsdatum 2018-01-23

[29] BARTHE, Pascal ; CHAUGNY, Michel ; ROUDIER, Serge ; SANCHO, Luis D.: *Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas*. URL http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/REF_BREF_2015.pdf – Überprüfungsdatum 2018-01-23

[30] HRAD, Marlies ; LENZ, Sabine ; OTTNER, Reinhold ; HUBER-HUMER, Marion ; FLANDORFER, Claudia ; STENZEL, Sirma ; PIRINGER, Martin ; MEIXNER, Katharina ; PADINGER REINHARD: *Europaweite Harmonisierung von Messmethoden zur Quantifizierung von Methanemissionen aus Biogasanlagen*. Wien, 2018

[31] INNOCENTI, Fabrizio ; HOWES, N. ; ROBINSON, Rod ; GARDINER, Tom: *NPL Report ENV (RES) 023 - Differential Absorption LIDAR (DIAL) measurements of methane from the Apensen biogas plant*, 2017

[32] LIEBETRAU, Jan ; REINELT, Torsten ; CLAUß, Tina: *Methodenvereinheitlichung bei der Bestimmung diffuser Methanemissionen aus Biogasanlagen* (VDI Wissensforum: Diffuse Emissionen). Frankfurt am Main, 10.-11.05.2017

[33] LIEBETRAU, Jan ; REINELT, Torsten ; CLAUß, Tina: *Quantification and Minimization of Methane Emissions in the Biogas Sector* (Industrial Methane Measurement Conference). Antwerpen (Belgien), 29.-30.11.2017

[34] REINELT, Torsten ; CLAUß, Tina ; HRAD, Marlies ; SCHEUTZ, Charlotte: *"MetHarmo" is setting the standards* : *Joint European research project develops standards for determining methane emissions from anaerobic digestion plants* (16th International Waste Management and Landfill Symposium). S. Margherita di Pula (Italien), 02.-06.10.2017

[35] REINELT, Torsten ; CLAUß, Tina ; LIEBETRAU, Jan: Methodenvereinheitlichung bei der Bestimmung diffuser Methanemissionen aus Biogasanlagen. In: *Diffuse Emissionen* : *Fachtagung Frankfurt, 11. und 12. Mai 2017*. Düsseldorf : VDI, 2017 (VDI-Berichte, 2306), S. 49–58

[36] REINELT, Torsten: *Messtechnische Überwachung diffuser, betriebsbedingter und/ oder zeitlich variabler Methanemissionen aus Biogasanlagen* (5. KTBL/FNR- Kongress). Bayreuth, 26.-27.09.2017

[37] REINELT, Torsten ; CLAUß, Tina ; HRAD, Marlies ; SCHEUTZ, Charlotte: “MetHarmo” is setting the standards : Joint European research project develops standards for determining methane emissions from anaerobic digestion plants. In: *Proceedings of Sardinia 2017* : *Sixteenth International Waste Management and Landfill Symposium*, 2017

[38] CLAUß, Tina: *Measurement of Methane Emission on Biogas Plants using Tunable Diode Laser Absorption Spectrosopy*. Leipzig : 14.-17.11.2016

[39] CLAUß, Tina ; REINELT, Torsten ; LIEBETRAU, Jan: *Standardization of methods for determining methane emission rates from biogas plants*. Peking (China) : 17.- 20.10.2017

[40] CLAUß, Tina ; REINELT, Torsten ; LIEBETRAU, Jan: *Setting the standards* : *European researchers assess methane emission measurements*. In: *Bioenergy Insight* 7 (2016), S. 36–37

[41] REINELT, Torsten ; CLAUß, Tina ; LIEBETRAU, Jan: *Monitoring of methane emissions from biogas plants*. In: *Gas for Energy* (2017), Nr. 2, S. 28–33

[42] REINELT, Torsten ; HRAD, Marlies ; FREDENSLUND, Anders Michael ; PIRINGER, Martin: *MetHarmo* : *quantifying methane emissions from biogas plants*. In: *NEWSLETTER ERA-NET BIOENERGY / BESTF3* (2017), October, S. 3

[43] LIEBETRAU, Jan: *Methane emissions from biogas plants* : *status quo* (Workshop “European harmonisation of methods to quantify methane emissions from biogas plants”). Leipzig, 10.08.2016

[44] REINELT, Torsten: *MetHarmo – European harmonisation of methods to quantify methane emissions from biogas plants* (Workshop: MetHarmo). Leipzig, 10.08.2016

[45] REINELT, Torsten: *Direct methods for determining methane emissions from single sources of biogas plants* (Workshop “European harmonisation of methods to quantify methane emissions from biogas plants”). Leipzig, 10.08.2016

[46] REINELT, Torsten ; CLAUß, Tina ; LIEBETRAU, Jan: *Methane emissions from biogas plants* (Workshop: Quantifying Methane Emissions). Lund, 01.02.2018

[47] CLAUß, Tina ; REINELT, Torsten: *The MetHarmo project – European harmonisation of methods to quantify methane emissions from biogas plants* (Workshop: Quantifying Methane Emissions). Lund, 01.02.2018

[48] CLAUß, Tina: *The results of the MetHarmo measurement campaigns and presentation of the harmonized guideline* (Workshop: Quantifying Methane Emissions). Lund, 01.02.2018

IV. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: IR-Kamera im Einsatz an der DBFZ-Forschungsbiogasanlage (© DBFZ) 22
Abbildung 2: Darstellung pfadintegrierter und -gemittelter Konzentrationsangaben (©DBFZ) 23
Abbildung 3: Anwendung eines Methanlaser-Handgerätes (© DBFZ) 24
Abbildung 4: Verfügbare Biogasmonitore (© DBFZ) 24
Abbildung 5: Skizze eines Doppelmembrangasspeichers mit Stützluftdach (© DBFZ) 29
Abbildung 6: Messung der Stützluftemission an einem pneumatisch vorgespannten Doppelmembranspeicher (BGA 2, © DBFZ) 29
Abbildung 7: Schematischer Messaufbau an einer eingehausten Leckage (© DBFZ) 30
Abbildung 8: Messaufbau an einer Leckage am Übergang der Behälterwand zum Foliendach (BGA 1) und an der Biogasfüllstandmessung eines Doppelmembranspeichers (BGA 2), (© DBFZ) 31
Abbildung 9: Bestimmung der Gärrestlageremission mittels geschlossener Haube (rechts, © DBFZ) 31
Abbildung 10: Konzentrationsanstieg von Methan in einer geschlossenen Haube (© DBFZ) 32
Abbildung 11: Eingesetzten IDMM-Messtechnik: (a) GF2 für Methan und Schwenk-Neige-Vorrichtung, (b) GF3, (c) Retroreflektor mit 7 Corner Cubes, (d) Ultraschall-Anemometer mit Temperatur-, Druck- und Feuchtesensor (© DBFZ), (e) Referenzzelle (© Boreal Laser Inc.) 33
Abbildung 12: Ausbreitungssimulation der Methankonzentration an einer BGA (© UStutt) 35
Abbildung 13: Gasfreisetzung, inkl. Komponenten, Position (© UStutt) und IR-Kamera Aufnahme (© DBFZ) 37
Abbildung 14: DIAL-Truck im Feldeinsatz an der Biogasanlage 1 (© DBFZ) 38
Abbildung 15: Übersichtsplan der BGA 1 (basierend auf der Feuerwehrplan der Anlage) mit den eingezeichneten Leckagen sowie den bereits bekannten Emissionsquellen. Die angegebenen Konzentrationen beziehen sich auf die direkt am Emissionspunkt gemessene Konzentration und lassen keinen Rückschluss auf die tatsächliche Emissionsrate zu. (© DBFZ) 43
Abbildung 16: Geführte Emissionsquellen an BGA 1 (© DBFZ) 44
Abbildung 17: Probenahmestellen an der BGAA (links) und dem BHKW (rechts), (© DBFZ) 44
Abbildung 18: Übersichtsplan der BGA 2 mit den eingezeichneten Leckagen, den bereits bekannten Emissionsquellen und den einzelnen Messstellen am Gärrestlager. Die angegebenen Konzentrationen beziehen sich auf die direkt am Emissionspunkt gemessene Konzentration und lassen keinen Rückschluss auf die tatsächliche Emissionsrate zu. (© DBFZ) 50
Abbildung 19: Probenahmestellen an BHKW 1 und 2 (links) und BHKW 3 (rechts), (© DBFZ) 51
Abbildung 20: Messaufbau (während der Messung) für Dienstag 25.10.2016. Aufbau der Hintergrundpfade mit GF2 und GF3 am Vormittag. Am Nachmittag Umbau des GF2 auf den Abwindbereich der Anlage, zunächst Pfad 1, später Wechsel zwischen Pfad 1 und Pfad 2 in Messperioden von 450 s. Die Wetterstation wurde zunächst in der Nähe der Hintergrundmessung (USA 1), später in der Nähe der Emissionsmessung (USA 2) aufgebaut (adaptiert von Reinhold Ottner, [30]). 59
Abbildung 21: Messaufbau für Mittwoch 26.10.2016. Kontinuierliche Hintergrundmessung mit GF2 im Süden der Anlage (Hintergrund Team C), Wetterstation in der Nähe der Hintergrundmessung (Team C). Emissionsmessung auf Pfad 1 nördlich von der Anlage (Team C) (© Reinhold Ottner, BOKU, [30]). 60
Abbildung 22: Messaufbau am Mittwoch 26.10.2016: a) Emissionsmessung der drei TDLAS-Messteams, b) Aufbau der drei Retroreflektoren im Abstand von ca. 330 m, c) Hintergrundmessung mit GF2, d) kontrollierte Methanfreisetzung auf Containerdach auf dem Anlagengelände (© DBFZ) 61
Abbildung 23: Messaufbau am Donnerstag 27.10.2016. Kontinuierliche Hintergrundmessung im Südosten der Anlage (Hintergrund Team C), USA nahe der Hintergrundmessung (Team C). Zwei Messpfade für die Emissionsmessung im Westen der Anlage, im Abstand von ca. 50 m von der Anlage (Team C). Messpfad 1 deckt die gesamte Anlage ab, Messpfad 2 deckt das Silagelager ab. Wechsel zwischen den beiden Messpfaden im 60 s-Takt (© Reinhold Ottner, BOKU, [30]) 62

Abbildung 24: Darstellung der Konzentrationsmessung am Dienstag 25.10.2016 auf den unterschiedlichen Messpfaden. 63
Abbildung 25: Methanemissionsrate der einzelnen 15-min-Intervalle, welche aus IDMM-Simulationen mit Windtrax ermittelt wurden. Es sind nur Ergebnisse dargestellt, die eine mind. Abdeckung der Aufsetzpunkte von 0,6 im Quellgebiet aufweisen, die Abdeckung der Aufsetzpunkte ist als Zahlenwert über den Balken dargestellt. Die durchschnittliche Methanemissionsrate für den Messzeitraum beträgt (3,44 ± 2,73) kg h^{-1}. 64
Abbildung 26: Darstellung der Konzentrationsmessung am Mittwoch, 26.10.2016, auf den unterschiedlichen Messpfaden. Die Hintergrundkonzentration war außergewöhnlich hoch an diesem Tag. Die grünen Bereiche markieren die Methanfreisetzung von 0,9 kg h^{-1} um 15.00 Uhr, von 3,7 kg h^{-1} um 16.10 Uhr und von 3,7 kg h^{-1} um 17.20 Uhr. 65
Abbildung 27: Methanemissionsrate der einzelnen 10-Minuten-Intervalle, welche aus IDMM-Simulationen mit Windtrax ermittelt wurden. Es wurden Ausbreitungsrechnungen durchgeführt, die sowohl die Anlage als auch das Silagelager als Quellregion annehmen (orange Balken) und die lediglich die Anlage ohne das Silagelager als Quellregion annehmen (lila Balken). Ergebnisse, die eine Abdeckung der Aufsetzpunkte von weniger als 0,6 im Quellgebiet aufweisen, sind transparent dargestellt. Die kontrollierte Methanfreisetzung ist mit Hilfe der grünen Balken dargestellt. Die durchschnittliche Methanemissionsrate für den Messzeitraum vor der kontrollierten Methanfreisetzung beträgt -0,29 kg h^{-1}. 66
Abbildung 28: Darstellung der Konzentrationsmessung am Donnerstag, 27.10.2016 auf den unterschiedlichen Messpfaden. Die grünen Bereiche markieren die Methanfreisetzung von 3,7 kg h^{-1} um 14.00 Uhr, 15.00 Uhr und 16.00 Uhr. 67
Abbildung 29: Methanemissionsrate der einzelnen 10-min-Intervalle, welche aus IDMM-Simulationen mit Windtrax unter Verwendung der Parametereingabeoption Var 3 ermittelt wurden. Die grünen Balken stellen die kontrollierte Methanfreisetzung von 3,7 kg h^{-1} dar. Die aus der Ausbreitungsmodellierung errechnete Methanemissionsrate der Messintervalle für Pfad 1 (gesamte Anlage) ist mit orangen Balken dargestellt, für Pfad 2 (nur Silagelager) mit lilafarbenen Balken. Die Ergebnisse der statischen Tracer-Methode (auf Pfad 1: gesamte Anlage) sind mit gemusterten Balken dargestellt. 68
Abbildung 30: Darstellung aller mit Ausbreitungsmodellierung auswertbaren Intervalle unter Verwendung der DBFZ-Anemometer-Daten, die die Gesamtemission der Anlage widergeben. Der Mittelwert über diese Intervalle ist 1,7 kg h^{-1}. 69
Abbildung 31: Messpfade am Montag, 08.05.2017. Hintergrund und Vergleichsmessungen im Norden der Anlage. Emissionsmessungen im Süden mit gleichzeitiger Hintergrundmessung im Westen der Anlage (© Reinhold Ottner, BOKU, [30]). Die Messpfade des DBFZ sind mit Team C gekennzeichnet. 72
Abbildung 32: Pfadintegrierte Methankonzentration auf den unterschiedlichen Messstrecken des DBFZ (Messfrequenz 1 Hz). Die Werte des GF3 sind gegenüber den Werten des GF2 mit einem Faktor von 1,09 korrigiert. Bei der Emissionsmessung wurde ein simultaner Hintergrund gleichzeitig zur Emissionsmessung mit dem GF3 gemessen. Dafür wurde mit der Schwenk-Neige-Vorrichtung zwischen Hintergrund Luv (60 s) und Lee (240 s) gewechselt. 73
Abbildung 33: Messpfade am Dienstag, 09.05.2017. Hintergrund und Vergleichsmessungen im Norden der Anlage. Emissionsmessungen im Süden mit gleichzeitiger Hintergrundmessung im Osten der Anlage. Die Messpfade des DBFZ sind mit C gekennzeichnet (© Reinhold Ottner, BOKU [30]). 74
Abbildung 34: Messaufbau im Lee am Dienstag, 09.05.2017. Drei TDLAS-Geräte messen auf der gleichen Messstrecke. 74
Abbildung 35: Pfadintegrierte Methankonzentration auf den unterschiedlichen Messstrecken des DBFZ. Die Werte des GF3 sind gegenüber den Werten des GF2 mit einem Faktor von 1,09 korrigiert. Bei der Emissionsmessung wurde ein simultaner Hintergrund gleichzeitig zur Emissionsmessung mit dem GF3 gemessen. Dafür wurde mit der Schwenk-Neige-Vorrichtung zwischen Hintergrund (60 s) und Downwind (240 s) gewechselt. 75

Abbildung 36: Messpfade am Mittwoch, 10.05.2017. Die Messpfade des DBFZ sind mit C gekennzeichnet (© Reinhold Ottner, BOKU [30]).....76
Abbildung 37: Links: Schematische Darstellung des Messaufbaus am Donnerstag, 11.05.2017. Die Messgeräte des DBFZ sind mit C gekennzeichnet (© Reinhold Ottner, BOKU [30]). Rechts: Messaufbau im Luv am Donnerstag, 11.05.2017. Alle TDLAS-Geräte messen auf der gleichen Messstrecke. Durchführung von Vergleichsmessungen, Kalibriermessungen und kontrollierter Methanfreisetzung abseits der Anlage. 76
Abbildung 38: Links: Schematische Darstellung des Messaufbaus am Donnerstag, 12.05.2017. Die Messgeräte des DBFZ sind mit C gekennzeichnet (© Reinhold Ottner, BOKU [30]). Rechts: Kontrollierte Methanfreisetzung über einen Diffuser abseits der Anlage am Freitag, 12.05.2017.....77
Abbildung 39: Ergebnisse der Ausbreitungsrechnung mit Windtrax für die Messung vom Montag, 08.05.2017. Dargestellt sind alle validen Intervalle, mit zwei verschiedenen Hintergrundoptionen (orange: konstanter Hintergrund; gemustert: simultaner Hintergrund). Die Verwendung einer simultanen Hintergrundmessung ist vorzuziehen. Die durchschnittliche Methanemissionsrate bei simultanem Hintergrund beträgt (1,6 ± 1,3) kg h^{-1}.....78
Abbildung 40: Ergebnisse der Ausbreitungsrechnung mit Windtrax für die Messung vom Montag, 09.05.2017. Dargestellt sind alle Ergebnisse für Intervalle, welche eine ausreichende Abdeckung von Aufsetzpunkten in der Ausbreitungsmodellierung gewährleisten. Es sind zwei verschiedenen Hintergrundoptionen dargestellt (orange: konstanter Hintergrund; gemustert: simultaner Hintergrund). Die Perioden mit kontrollierter Methanfreisetzung sind grün unterlegt, die Periode während des Rührvorgangs ist mit orange gekennzeichnet. Nur die vier Intervalle, welche mit rotem Pfeil gekennzeichnet sind erfüllen auch die restlichen Filterkriterien (für MOL und u*). Die durchschnittliche Methanemissionsrate der BGA 2 bei simultanem Hintergrund für die drei validen Intervalle beträgt 1,4 kg h^{-1}. 79
Abbildung 41: Grafische Darstellung der Ausbreitungsrechnung eines Intervalls am Mittwoch mit Windtrax. Die Anzahl der Aufsetzungspunkte im Quellgebiet war bei allen Messintervallen am Mittwoch sehr gering. 80
Abbildung 42: Emissionsrate während der Freisetzungsversuche am 11.05.2017. Es wurden 3,9 kg h^{-1} Methan abseits der Anlage freigesetzt. 81
Abbildung 43: Ermittelte Emissionsrate während der Freisetzungsversuche (3,9 kg h^{-1} Methan) abseits der Anlage am Freitag, 12.05.2017, mit den beiden TDLAS-Geräten des DBFZ, GF2 (gemustert) und GF3 (orange). 82
Abbildung 44: Darstellung der ermittelten Emissionsrate aller auswertbaren Intervalle unter Verwendung der DBFZ-Anemometer-Daten, die die Gesamtemission der Anlage widergeben. Der Mittelwert über diese Intervalle ist 1,5 kg h^{-1}. 83
Abbildung 45: 24.10.2017 Ergebnisse der TDLAS gemessenen Methankonzentration.....85
Abbildung 46: 28.10.2017 Ergebnisse der TDLAS gemessenen Methankonzentration.....86
Abbildung 47: 25.10.2017 "Blind-Test".....86
Abbildung 48: 26.10.2017 "Parallel-Versuch" 87
Abbildung 49: 27.10.2017 "Abstands-Versuch" 87
Abbildung 50: 07.05.2017 Ergebnisse der TDLAS gemessenen Methankonzentration und Lichtwert 90
Abbildung 51: 11.05.2017 Ergebnisse der TDLAS gemessenen Methankonzentration und Lichtwert 90
Abbildung 52: 08.05.2017 „Normalbetrieb“ 91
Abbildung 53: 09.05.2017.....91
Abbildung 54: 10.05.2017.....92
Abbildung 55: 11.05.2017.....92
Abbildung 56: 12.05.2017.....93
Abbildung 57: 23.03.2018 "Normalbetrieb" 95
Abbildung 58: 11.04.2017 "Aus-/Eintrag" 95

Abbildung 59: 12.04.2018 "Normalbetrieb" 97
Abbildung 60: 02.05.2017 "Normalbetrieb" 97
Abbildung 61: Visualisierung von Scan 33, während dem eine Emissionsspitze im Bereich der BGAA der Biogasanlage 1 detektiert wurde [31].....100
Abbildung 62: Ermittelte Methanemissionsrate der gesamten Anlage aus den Messungen der aller Messteams an BGA 1, aufgeteilt nach Messtagen. Am 27.10.2016 hatten die IDMM Teams unterschiedliche Abstände zur Anlage, Team IDMM A war im optimalen Abstand von 100 m zur Anlage positioniert (IDMM B war im Abstand von 150 m und IDMM C im Abstand von 50 m zur Anlage positioniert, Messdaten der IDMM-Teams ab 14.00 Uhr). 101
Abbildung 63: Ermittelte Methanemissionsrate der gesamten Anlage zuzüglich der freigesetzten Methanfracht (Freisetzungsversuche) aus den Messungen der unterschiedlichen Messteams während der ersten Messphase aufgeteilt nach Messtagen. 102
Abbildung 64: Ermittelte Methanemissionsrate der gesamten Anlage aus den Messungen der unterschiedlichen Messteams während der zweiten Messphase aufgeteilt nach Messtagen. 103
Abbildung 65: Ermittelte Methanemissionsraten der Remote-Sensing Teams von BGA 2 in Zeiträumen mit konstanter BHKW-Leistung, aufgeteilt nach Messtagen und BHKW-Leistung entsprechend des Lastfahrplans der Anlage. Zeiträume, in denen die BHKW-Leistung nicht konstant war, wurden in dieser Darstellung vernachlässigt. 105
Abbildung 66: Ermittelte Methanemissionsrate der gesamten Anlage zuzüglich der freigesetzten Methanfracht (Freisetzungsversuche) der Remote-Sensing Teams an BGA 2, aufgeteilt nach Messtagen und BHKW-Last. 106
Abbildung 67: Wiederfindungsrate der einzelnen Messmethoden bei Freisetzungsversuchen abseits der Anlage. 107

V. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zusammenfassung der Messergebnisse beider vergleichender Emissionsmesskampagnen der deutschen Teilvorhaben I und II 15
Tabelle 2: Zusammenfassung der mittels IDMM ermittelten Messergebnisse der erweiterten Emissionsmessungen des deutschen Teilvorhabens II 18
Tabelle 3: Kenndaten der BGA 1 20
Tabelle 4: Betriebsdaten von BGA 1 während der durchgeführten Messphase 21
Tabelle 5: Kenndaten der BGA 2 21
Tabelle 6: Betriebsdaten von BGA 2 während der durchgeführten Messphase 22
Tabelle 7: Messbereich und Messunsicherheiten des BM 2000 25
Tabelle 8: Analytische Messmethode 25
Tabelle 9: Verwendete Messtechnik 27
Tabelle 10: Freisetzungsraten 37
Tabelle 11: Freisetzungsraten 38
Tabelle 12: Zusammenfassung der detektierten Leckagen an BGA 1 (© DBFZ) 40
Tabelle 13: Messergebnisse der geführten Emissionsquellen der BGA 1 45
Tabelle 14: Messergebnisse der Stützluftemission der Doppelmembrangasspeicher an BGA 1 46
Tabelle 15: Methanemissionsraten der Belüftungsgitter der BGA 1 47
Tabelle 16: Methanemissionsraten der untersuchten Leckagen der BGA 1 47
Tabelle 17: Übersicht der quantifizierten Emissionsquellen mit dem On-Site-Ansatz an BGA 1 48
Tabelle 18: Zusammenfassung der detektierten Leckagen an BGA 2 (© DBFZ) 49
Tabelle 19: Messergebnisse der geführten Emissionsquellen von BGA 2 51
Tabelle 20: Berechnete Methanemissionen aus den BHKWs unter Berücksichtigung deren Betriebszeiten an BGA 2 52
Tabelle 21: Messergebnisse der Stützluftemission des Doppelmembrangasspeichers von BGA 2 53
Tabelle 22: Methanemissionsraten der untersuchten Leckagen der BGA 2 54
Tabelle 23: Methanemissionsraten des offenen Gärrestlagers der BGA 2 55
Tabelle 24: Temperatur und Füllstand im offenen Gärrestlager der BGA 2 55
Tabelle 25: Chemische Parameter des vorhandenen Gärrestes 55
Tabelle 26: Übersicht der quantifizierten Emissionsquellen mit dem On-Site-Ansatz an BGA 2 56
Tabelle 27: Übersicht der Messungen der TDLAS-Teams und der Wetterbedingungen an den einzelnen Messtagen, die Windsituation ist mit Hilfe von Windrosen dargestellt. 57
Tabelle 28: Übersicht über die Ergebnisse der einzelnen Messtage. Die angegebene Messunsicherheit bezieht sich auf die Standardabweichung aus der Mittelung über die einzelnen Intervalle. 70
Tabelle 29: Bedingungen und Messablauf der IDMM Teams während der zweiten Messphase. Windrosen an Hand der DBFZ-Anemometer Daten erstellt. 71
Tabelle 30: Übersicht über die Ergebnisse für die Gesamtemissionen der BGA 2 während der einzelnen Messtage. Die angegebene Messunsicherheit bezieht sich auf die Standardabweichung aus der Mittelung über die einzelnen Intervalle. 83
Tabelle 31: Übersicht über den Messaufbau und die Messbedingungen an BGA 1 84
Tabelle 32: Methan-Konzentrationsbestimmung bei verschiedenen Befüllungen der Referenzzelle am 24.10.2016 85
Tabelle 33: Methan-Konzentrationsbestimmung bei verschiedenen Befüllungen der Referenzzelle am 28.10.2016 86
Tabelle 34: Übersicht der quantifizierten Gesamt-Methanemissionsraten mit dem UStutt-TDLAS-System 88

Tabelle 35: Übersicht über den Messaufbau und die Messbedingungen an BGA 2. 88
Tabelle 36: Methan-Konzentrationsbestimmung bei verschiedenen Befüllungen der Referenzzelle am 07.05.2017.....90
Tabelle 37: Methan-Konzentrationsbestimmung bei verschiedenen Befüllungen der Referenzzelle am 11.05.2017.....91
Tabelle 38: Übersicht der quantifizierten Gesamt-Methanemissionsraten mit dem UStutt-TDLAS-System.....93
Tabelle 39: Übersicht über den Messaufbau und die Messbedingungen an BGA I 94
Tabelle 40: Übersicht über den Messaufbau und die Messbedingungen an BGA 2 96
Tabelle 41: Übersicht der quantifizierten Gesamt-Methanemissionsraten mit dem UStutt-TDLAS-System.....98
Tabelle 42: Übersicht der quantifizierten Emissionsquellen mit dem DIAL-System 99
Tabelle 43: Geplante Peer-Review-Veröffentlichungen mit Zeitplan und Verantwortlichkeiten.....110

VI. Anhang

1. Teilvorhaben 1 (DBFZ)

1.1 Ziel und Gegenstand des Teilvorhabens

Das Vorhabenthema des Teilvorhabens 1 lautete „Einsatz, Optimierung und Harmonisierung von Vor-Ort- und Fernmessmethoden durch vergleichende Emissionsmessungen an einer Biogasanlage“ aus dem sich folgende wesentliche Vorhabenziele ableiteten:

- Koordination von vergleichenden Emissionsmesskampagnen als wissenschaftliche Grundlage einer Methodenharmonisierung
- Koordination der Methodenharmonisierung und Erstellung einer Richtlinie zur Messung von Methanemissionen an Biogasanlagen
- Koordination und Organisation der Ergebnispräsentation und –verbreitung durch internationale Workshops mit thematischer Fokussierung auf die Messung von Methanemissionen von Biogasanlagen

Zur Erreichung dieser Ziele obliegte dem Teilvorhaben I und damit dem DBFZ die Koordination des gesamten transnationalen Kooperationsverbundes (AP 1), die Auswahl der zu untersuchenden Biogasanlagen (AP 2), die Organisation und die Teilnahme an den Emissionsmesskampagnen (AP 3) sowie die Koordination und Mitwirkung an der Methodenharmonisierung bzw. der Erstellung der Richtlinie (AP 4).

1.2 Bearbeitete Arbeitspakete

1.2.1 Arbeitspaket 1 – Projektmanagement

Das AP 1 beinhaltete das allgemeine Projektmanagement (Projekttreffen, Kommunikation, Ausschreibung Unterauftrag), die Einhaltung der Berichtspflichten sowie die Organisation und Durchführung der internationalen Workshops in Deutschland und Schweden.

Zur Sicherstellung des Projektfortschrittes und der Abstimmung der weiteren Schritte fanden regelmäßig Projekttreffen statt:

- Das Kick-off-Gespräch im Rahmen einer Telefonkonferenz am 04.03.2016,
  - Themen: Anlagenauswahl, Veröffentlichungen, Planung erster Workshop
- das zweite Projekttreffen in Räumlichkeiten des DBFZs in Leipzig am 11.08.2016,
  - Auswertung Workshop, Planung erste Messphase
- das dritte Projekttreffen in Räumlichkeiten der BOKU in Wien am 22./23.02.2017 und
  - Auswertung erste Messphase, Planung zweite Messphase
- das vierte Projekttreffen in Räumlichkeiten von RISE in Lund am 02.02.2018.
  - Auswertung des zweiten Workshops, Planung Richtlinie, Veröffentlichungen

Für die erste Emissionsmesskampagne war die Teilnahme eines Unterauftragnehmers geplant, der die Emissionsmessung durch den Einsatz eines DIAL-Systems ergänzt. Dieser Unterauftrag wurde im Rahmen des AP 1 freihändig an den britischen Unterauftragnehmer NPL vergeben.

Bei beiden Workshops meldeten sich jeweils 33 Teilnehmer an, davon jeweils ca. ein Drittel externe Teilnehmer. Der erste Workshop diente der einführenden Darstellung aktueller Rahmenbedingungen, des Projektes sowie der Funktionsweise und dem Harmonisierungsbedarf der einzelnen Messmethoden. Weitere Informationen zum Programm sind unter dem Link https://www.dbfz.de/index.php?id=1082&L=0 abrufbar. Seitens des DBFZs haben Jan Liebetrau (Einführungsvortrag zu Methanemissionen an Biogasanlagen [43]), Torsten Reinelt (Einführungsvortrag zum Projekt MetHarmo [44], Vorstellung der On-site Methoden [45]) und Tina Clauß teilgenommen. Die Teilnehmer erhielten ein Handout mit allen Vorträgen.

Im Rahmen des zweiten Workshops wurden aktuelle rechtlichen Rahmenbedingungen mit dem Schwerpunkten Anlagensicherheit und Emissionen in Deutschland, Schweden und Dänemark vorgestellt. Zudem erfolgte die Darstellung der Ergebnisse der Emissionsmesskampagnen sowie die Vorstellung der Struktur des Richtlinienentwurfs. Weitere Informationen zum Programm sind unter dem Link

https://www.sp.se/en/training/Sidor/MetHarmoWorkshop.aspx abrufbar. Seitens des DBFZs haben Torsten Reinelt (Einführungsvortrag zu Methanemissionen an Biogasanlagen [46]) und Tina Clauß (Einführungsvortrag zum Projekt MetHarmo [47], Vorstellung der Projektergebnisse [48]). Auch im Rahmen dieses Workshops erhielten die Teilnehmer ein Handout mit allen Vorträgen.

1.2.2 Arbeitspaket 2 – Anlagenauswahl

Das AP 2 beinhaltete die Auswahl von Biomethan- und Biogasanlagen für die Durchführung der beiden Emissionsmesskampagnen in AP 3. Es wurden potenzielle Biogasanlagen kontaktiert und begangen und die Auswahl der Anlagen (vgl. Kapitel II.2) fand in Abstimmung mit dem Projektkonsortium statt.

1.2.3 Arbeitspaket 3 – Vergleichende Emissionsmessphasen

In AP 3 wurden alle vorbereitenden Maßnahmen für die Emissionsmessungen und die Durchführung der beiden Messkampagnen selbst bearbeitet. Die Ergebnisse der Emissionsmessungen sind detailliert in den Kapiteln II.4. – II.7. dargestellt.

Die erste Messkampagne fand vom 24. – 28.10.2016 an einer Biogasanlage mit Biogasaufbereitung und Vor-Ort-Verstromung statt. Von Seiten des DBFZs haben das On-site Team und das Remote-Sensing Team sowie auch der britische Unterauftragnehmer erfolgreich an der Messkampagne teilgenommen. Die Messteams haben folgende Methanemissionsfaktoren für die gesamte Biogasanlage gemessen:

- On-site: 0,3 % CH_4
- Remote-Sensing – IDMM: 0,6 – 0,9 % CH_4
- Remote-Sensing – DIAL: 1,2 % CH_4

Insbesondere die Emissionen des On-site Teams waren deutlich niedriger als die der Remote-Sensing Teams (auch des sonstigen Konsortiums). Maßgeblicher Grund hierfür waren die äußerst geringen Emissionen aus den beiden geführten Emissionsquellen (BHKW, BGAA). Diese hatten entweder technologisch bedingt geringe Methanemissionen (Aminwäsche bei der BGAA) oder verfügten über eine entsprechende Abgasnachbehandlung (Thermische Nachverbrennung beim BHKW). Daher wurde der überwiegende Teil der Methanemissionen aus den zahlreichen, für sich kleinen, aber in Summe relevanten Leckagen freigesetzt. Aufgrund des hohen Aufwandes war die Einzelmessung aller Leckagen nicht möglich, so dass die gemessene Methanemissionsrate systematisch bedingt deutlich kleiner war im Vergleich zu den Remote-Sensing Methoden.

Die zweite Messkampagne fand vom 08. – 12.05.2017 an einer Biogasanlage mit Vor-Ort-Verstromung statt. Von Seiten des DBFZs haben das On-site Team und das Remote-Sensing Team erfolgreich an der Messkampagne teilgenommen. Die Messteams haben folgende Methanemissionsfaktoren für die gesamte Biogasanlage gemessen:

- On-site: 2,2 – 2,3 % CH_4
- Remote-Sensing – IDMM: 1,1 – 1,2 % CH_4

Die gemessene Methangesamtemission des On-site Teams bewegte sich diesmal in einer vergleichbaren Größenordnung wie die Ergebnisse der Remote-Sensing Teams des Gesamtkonsortiums. Maßgeblicher Grund hierfür waren diesmal die deutlich höheren Methanemissionen aus den drei geführten Quellen (BHKWs), die auch den Hauptteil der Gesamtemission bildeten. Die BHKWs verfügten nicht wie das BHKW von Biogasanlage 1 über eine Thermische Nachverbrennung als Abgasnachbehandlung, so dass der Methanschlupf entsprechend hoch ausfiel. Zudem waren nur wenige Leckagen vorhanden, so dass die Anzahl nicht gemessener Emissionsquellen und damit auch der systematische Fehler gering war.

1.2.4 Arbeitspaket 4 – Methodenharmonisierung

Auf Basis der beiden Messkampagnen und den daraus resultierenden Ergebnissen wurde die Richtlinie zur Durchführung von Emissionsmessungen an Biogasanlagen (vgl. Kapitel II.9) entwickelt. Darin sind alle verfügbaren Emissionsmessmethoden, die im Rahmen des Projektes zum Einsatz kamen, beschrieben. Zudem werden Vorschriften und Empfehlungen zur Durchführung und Auswertung von Emissionsmessungen gegeben.

1.3 Wesentliche Ergebnisse des Teilvorhabens

Für die Darstellung der Ergebnisse des Teilvorhabens 1 sei auf die vorhergehende Beschreibung der Arbeitspakete sowie auf die Zusammenfassung der Ergebnisse in Kapitel II.1. verwiesen.

2. Teilvorhaben 2 (UStutt)

2.1 Ziel und Gegenstand des Teilvorhabens

Das Vorhabenthema des Teilvorhabens 2 lautete „Überprüfung der Anwendbarkeit einer harmonisierten Methode zur Bestimmung von Methanmassenströmen aus Biogasanlagen unter Berücksichtigung gebiets- und anlagenbedingter Parameter“ aus dem sich folgende wesentliche Vorhabenziele ableiteten:

- Mitwirkung an vergleichenden Emissionsmesskampagnen als wissenschaftliche Grundlage einer Methodenharmonisierung
- Mitwirkung an der Methodenharmonisierung und Erstellung einer Richtlinie zur Messung von Methanemissionen an Biogasanlagen
- Mitwirkung an der Ergebnispräsentation und –verbreitung durch internationale Workshops mit thematischer Fokussierung auf die Messung von Methanemissionen von Biogasanlagen
- Koordination von erweiterten Emissionsmessungen zur Überprüfung der Anwendbarkeit der harmonisierten IDM Methode

Zur Erreichung dieser Ziele obliegte dem Teilvorhaben II und damit dem Partner UStutt die Mitwirkung im transnationalen Kooperationsverbund (AP 1), Beiträge zur Auswahl von zu untersuchenden Biogasanlagen (AP 2), die Mitwirkung an den Emissionsmesskampagnen (AP 3), die Mitwirkung am Prozess der Methodenharmonisierung bzw. der Erstellung der Richtlinie (AP 4) sowie die Koordination und Durchführung der erweiterten Emissionsmesskampagnen (AP 5).

2.2 Bearbeitete Arbeitspakete

2.2.1 Arbeitspaket 1 – Projektmanagement

UStutt nahm an den drei Projekttreffen (Leipzig, Wien, Lund), an den beiden Workshops (Leipzig, Lund) sowie an den mehrfach stattgefundenen Videokonferenzen teil und war dabei durch Angela Vesenmaier und Martin Reiser vertreten. Angela Vesenmaier referierte im Rahmen des ersten Workshops über das Thema „Quantification of methane emissions from biogas plants by the use of an inverse-dispersion modelling method“.

Des Weiteren wurden die Zwischenberichte und Endberichte, sowohl für ERA-NET als auch für die FNR, in Zusammenarbeit mit dem DBFZ angefertigt.

2.2.2 Arbeitspaket 2 – Anlagenauswahl

Das AP 2 diente der Auswahl einer geeigneten Biogasanlage für das AP 3, die zu den speziellen Anforderungen der Messmethoden aller Projektpartner korrespondieren sollte. In Zusammenarbeit mit allen Projektpartnern wurden schlussendlich zwei Biogasanlagen ausgewählt.

2.2.3 Arbeitspaket 3 – Vergleichende Emissionsmessphasen

Das AP 3 umfasste die Ausführungen der zwei gemeinsamen Emissionsmessungen an zwei deutschen Biogasanlage. Bei den Vorbereitungen wurde dabei die Kalibrierung des eigenen Gerätes vorgenommen. Während der Messkampagnen selbst, mussten die Messaufbauten stetig überwacht und gegebenenfalls optimiert werden. Anschließend erfolgte die Datenauswertung und die Modellierungen der Gesamtmethanemissionen der Anlage.

2.2.4 Arbeitspaket 4 – Methodenharmonisierung

Die Harmonisierung der Ergebnisse aller Projektpartner aus AP 3, war im AP 4 angesetzt. Umfassende Telefonkonferenzen unter allen Projektpartnern führten zu einer optimalsten Ausführungsweise einer Methanemissionsbestimmung. UStutt beteiligte sich in der Anfertigung der Richtlinie. Besonders bei den IDMM

Teams (DBFZ, BOKU, UStutt) wurden dazu verschiedene Vergleichsmodellierungen durchgeführt um zu der bestgeeignetsten Methodenausführung zu gelangen.

2.2.5 Arbeitspaket 5 – Erweiterte Emissionsmessungen in Deutschland

Das AP 5 war ein Solovorhaben von UStutt. Dabei wurden zwei zusätzliche Messungen an zwei Biogasanlagen im süddeutschen Raum durchgeführt. Ziel war es, die harmonisierte Methode aus AP4 auf andere Anlagen mit unterschiedlichen technischen und geografischen Faktoren zu übertragen und gegebenenfalls weitere Kriterien zur harmonisierten Methode zu definieren.

2.3 Wesentliche Ergebnisse des Teilvorhabens

In den Vergleichs-Messkampagnen zeigte sich, dass die bisherige Bearbeitungsweise zur Quantifizierung von Methanemissionen aus Biogasanlagen von UStutt vergleichbare Ergebnisse zu den anderen teilgenommenen Institutionen liefert. Dennoch konnten in der Methoden-Harmonisierung technisch wertvolle Anpassungen gefunden werden, die in der Richtlinie zusammengeführt sind.

Die erweiterten Emissionsmessungen (AP 5) trugen essentiell zur Verifikation der harmonisierten IDM Methode aus AP 4 bei. An Anlagen mit unterschiedlichen technischen und geografischen Faktoren war der Einsatz der IDMM stark limitiert. Die Methode wurde so übertragen und es wurden weitere Kriterien zur harmonisierten Methode definiert.

Für die Darstellung der Ergebnisse des Teilvorhabens 2 sei ebenfalls auf die Zusammenfassung der Ergebnisse in Kapitel II.1. verwiesen.