
Monitoring des Biomethanproduktionsprozesses – Vorstellung des Forschungsprojekts MONA

KTBL/FNR-Kongress:

Biogas in der Landwirtschaft – Stand und
Perspektiven

22.-23. September 2015, Potsdam

Michael Beil

Fraunhofer-Institut für Windenergie und
Energiesystemtechnik IWES
Kassel

Für das Projektkonsortium:



Inhalt

MONA



- Projektvorstellung „MONA“
- Stand der aktuellen Biogasaufbereitungsanlagentechnik
- Bestimmung der Methanverluste und -emissionen verschiedener Aufbereitungsverfahren
- Spezifische Methanemissionen an BGAA – beispielhafte Ergebnisse des Messprogramms
- *Ökonomische Aspekte der Biomethanbereitstellung*
- *KTBL-Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas (Erweiterung Modul „Biogasaufbereitung“)*

MONA



Projektvorstellung

Projektpartner



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

- Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES
- Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH DBFZ
- Fraunhofer-Institut für Umwelt, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT
- Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft KTBL
- Physikalisch-Technische Bundesanstalt PTB
- Universität Stuttgart

Das Projekt wird durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) gefördert.



Projekt



■ Gesamtziel

- **Bewertung von Biogasaufbereitungstechniken** zur Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz oder zur Nutzung als Kraftstoff hinsichtlich ihrer **Umweltauswirkungen, Wirtschaftlichkeit, Betrieb und Technik**

■ Schwerpunkt: Messprogramm an bis zu 10 großtechnischen BGAA

- Bestimmung des Methanschlupfs der Aufbereitung
- Spurengasanalytik
- Verfahrenstechnische und energetische Evaluierung
- Datenerfassung und -auswertung als Grundlage für die ökologische Bewertung

■ Inhalt / Arbeitspakete

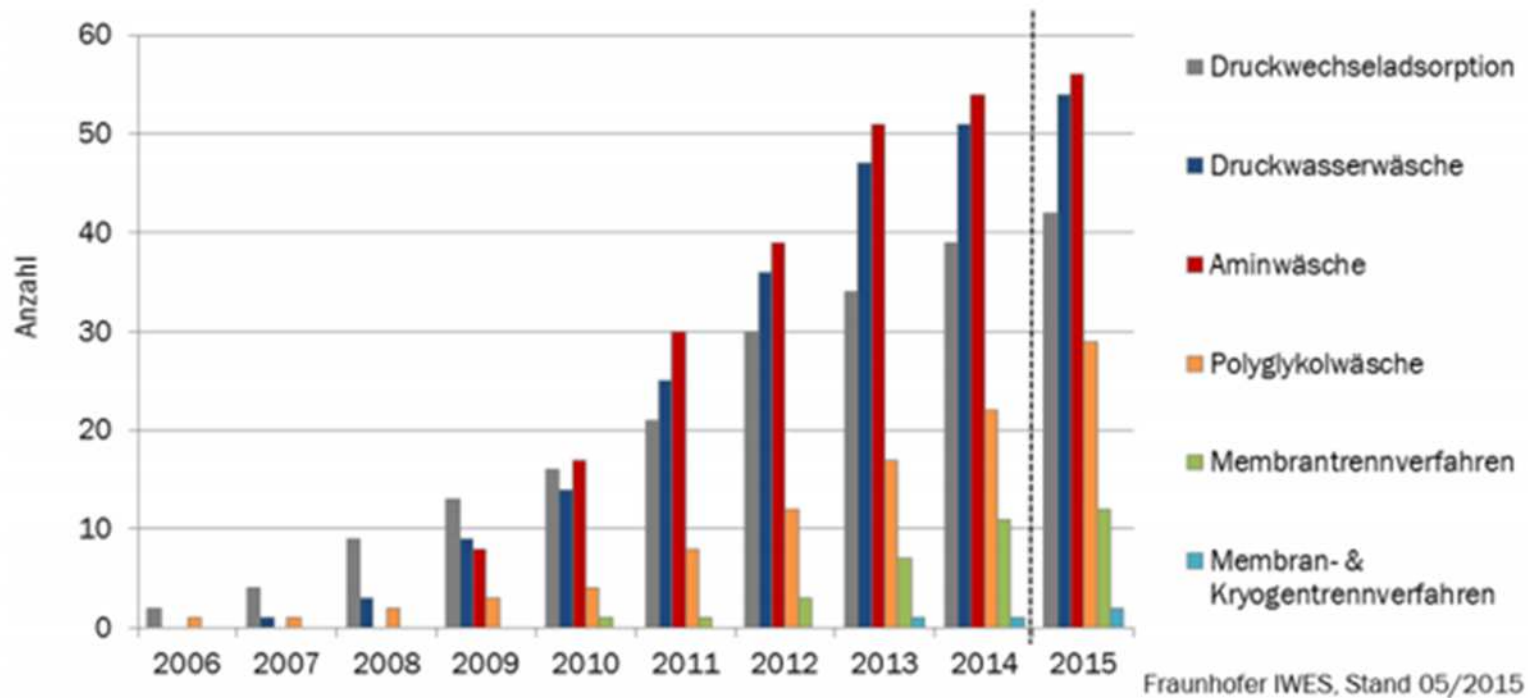
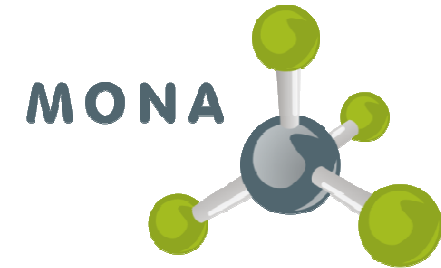
- Technologieüberblick Biogasaufbereitung (Stand und neue Technologien/Entwicklungen)
- Ökonomische Bewertung
- Ökobilanzierung
- Wissenstransfer (u.a. upgrade KTBL-Biogasrechner, um Modul „Biogasaufbereitung“)

MONA



Stand der aktuellen Biogasaufbereitungstechnik

Entwicklung Anlagenbestand



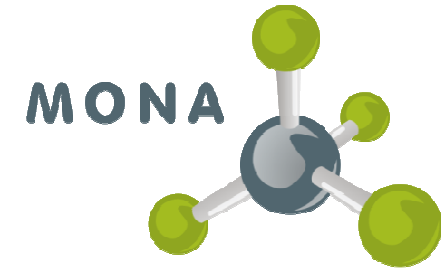
Entwicklung der Anzahl und Aufbereitungskapazität (Rohgas) von Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland im Zeitraum 2006 – 2014, Prognose 2015 (kumuliert) [Fraunhofer IWES 2015]

MONA



Bestimmung der Methanverluste und -emissionen verschiedener Aufbereitungsverfahren

Messprogramm



■ Ziel

- Vermessung von bis zu 10 großtechnischen Biogasaufbereitungsanlagen
- **Quantifizierung und Qualifizierung** der
 - Rohgas- (Biogas)
 - Produktgas (Biomethan) und
 - **Abgasströme (Ausgang Biogasaufbereitung und Ausgang Abgasnachbehandlung)**
- Durchflussmessung (Volumenstrom)
- Messung der CH₄-Konzentration
- Spurengasanalytik



**alle bis 2012 in Betrieb befindlichen
Aufbereitungsverfahren** sollen abgedeckt werden,
unterschiedliche Hersteller berücksichtigen

Messphase 2-3 Wochen



Messstellen - Mögliche Herausforderungen

- Die Auswahl der Messstelle sollte anhand der Bedingungen vor Ort in Bezug auf die Anforderungen gewählt werden:
 - Ausreichende Einlauf-/Auslaufstrecken des Rohres (Mit Strömungsgleichrichter $< 10 d$, ohne $> 20d$ / $> 3-5 d$)
 - Stabilität des Rohres
 - Wenig Turbulenzen, etc.
 - Temperatur
 - Feuchtigkeit
 - Schallbelastung
 - Druck/Druckkonstanz
 - Ex-Zone
 - Entfernung zum Messanhänger
 - Zugänglichkeit der Messstelle

PSA mit Abgasnachbehandlung (hier: Katalysator)



Potentielle Messstelle nach
Abgasnachbehandlung (hier:
Abgaskatalysator) – potentiell
(ungekühlt) ungeeignet, aufgrund zu
hoher Temp.

DWW mit Abgasnachbehandlung (hier: RTO)



Potentielle Messstelle nach RTO.

DWW mit Abgasnachbehandlung (hier: RTO)



**Geeignete
Messstelle
nach RTO.**

DWW mit Abgasnachbehandlung (hier: RTO)



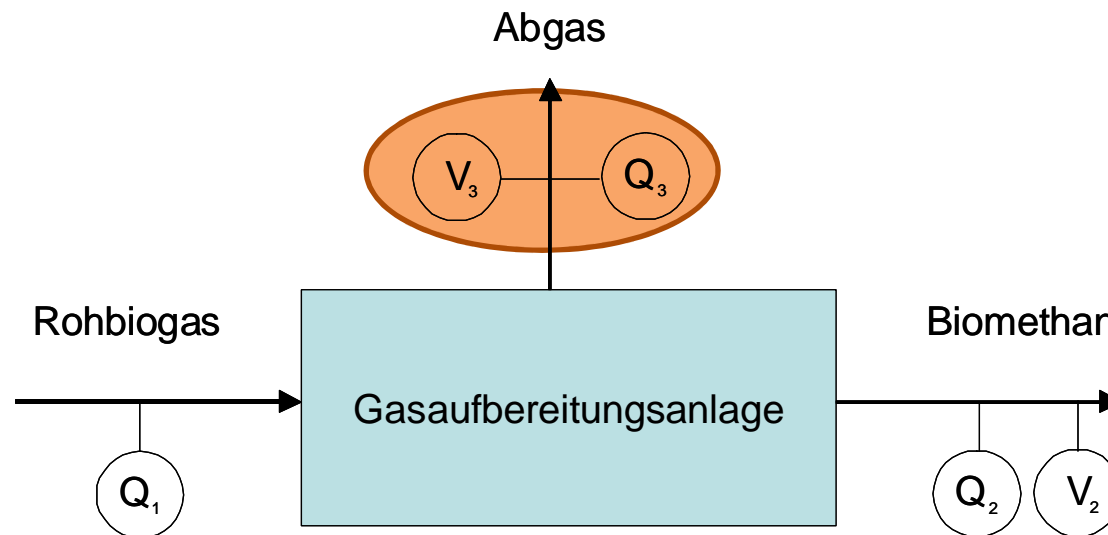
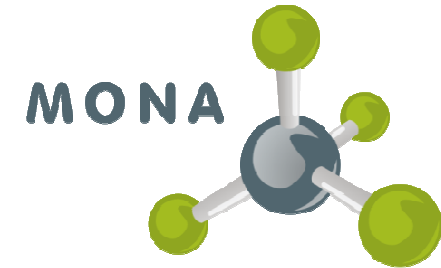
**Geeignete
Messstelle
vor RTO.**

Aminwäsche (alle Anlagen ohne Abgasnachbehandlung)



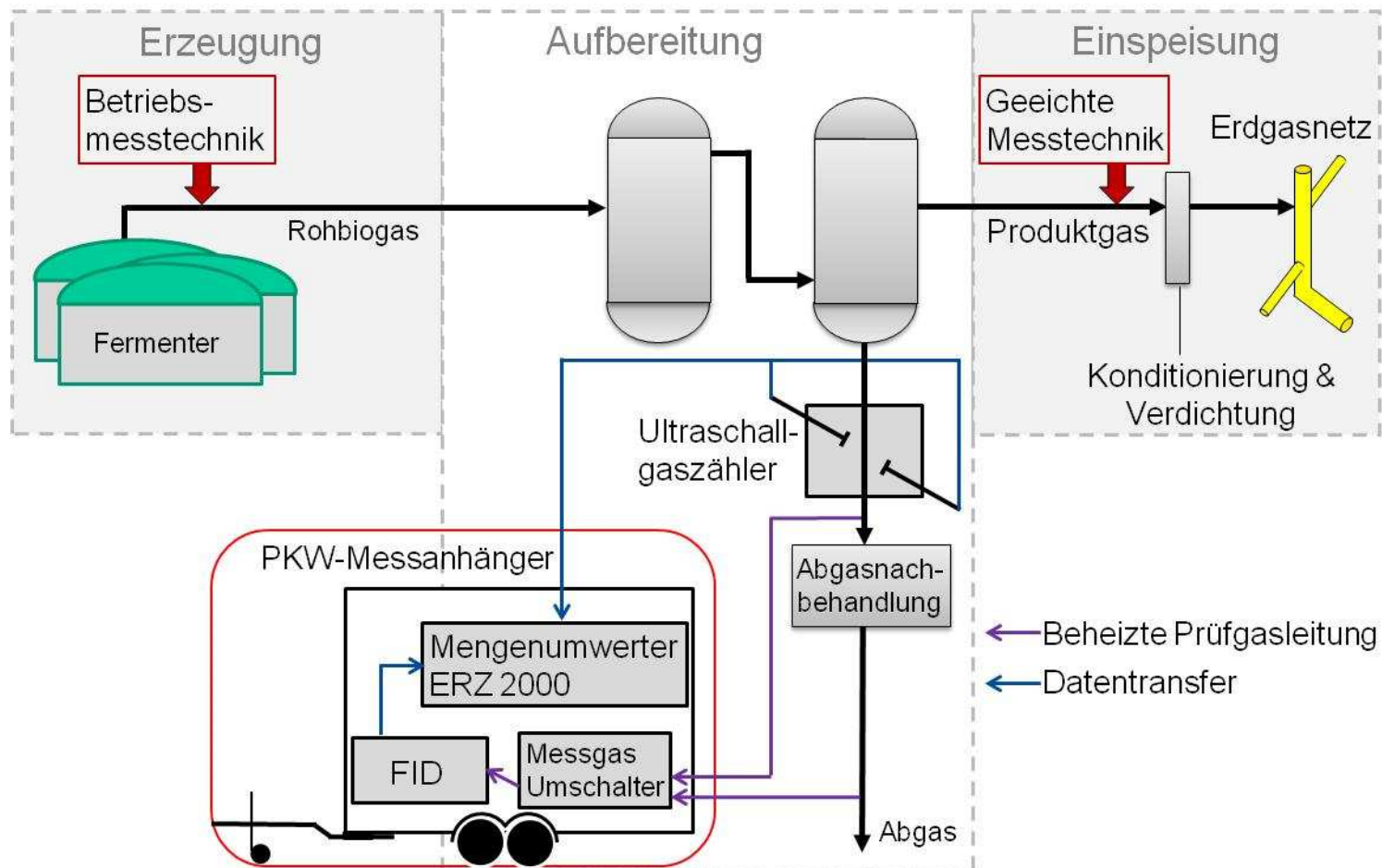
**Potentielle Messstelle für
Volumenstrom und Methan**

Messstrategie

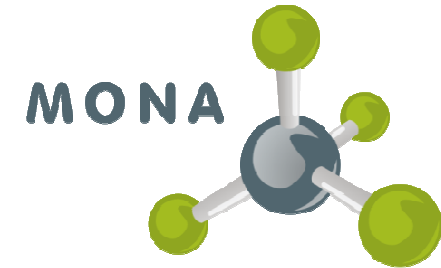


- Mögliche Messstellen zur Bestimmung der Gaszusammensetzung (Q) und -volumenströmen (V)
- Messungen finden ausschließlich im Abgasstrom statt
- Vorliegende Analysedaten der Einspeisestation (Biomethan) werden mitgenutzt

Messsstrategie



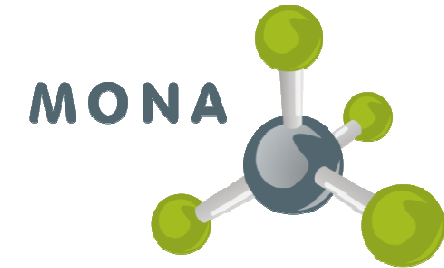
Pkw-Messanhänger



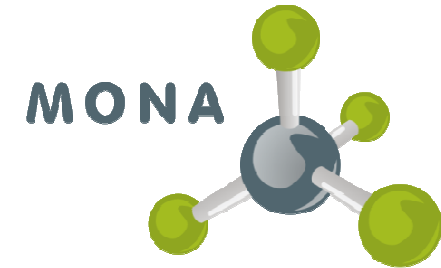
- Zwei räumlich getrennte Kammern: Gaslager und Messbereich
- Schaltschrank inkl. Niederspannungsversorgung
- Gaswarnanlage und Sicherheitskonzept
- Unterbrechungsfreie Stromversorgung für 24 V-Netz
- Belüftung
- Beheizte Messgasleitung



Pkw-Messanhänger



Messtechnik



- Messung der Methankonzentration mittels **Flammenionisationsdetektor (FID)**
- Gasmengenmessung mittels **Ultraschallgaszähler**, Messmanschetten
- Datenlogger und Datenfernübertragung
- Beheizte Messgasleitungen z.T. in Ex-Ausführung
- Prozess-Massenspektrometer (zeitweise Unterbringung im Messanhänger)
 - Die Kalibrierung und Qualifizierung der Messtechnik erfolgt vor dem Feldeinsatz in der PTB

Flammenionisationsdetektor



■ Messung der Methankonzentration: Flammenionisationsdetektor (FID)

- Nachweis des organisch gebundenen Kohlenstoffs (Kohlenwasserstoffe)
- Unempfindlich gegen Wasser
- Messung bei 100 % Wasserdampf möglich
- Kalibriergase 0,1 - 5 Vol.-% Methan in Stickstoff- und CO₂-Matrix



Flammenionisationsdetektor



■ Warum FID?

- Robust (Transport)
- Keine / kaum Mechanik
- Linearität
- Auch bei 100% Wasserdampf einsetzbar (z.B. Vergleich zu GC)
- Pot. Nachteil: Erfasst auch andere KW, aber:
 - keine weiteren Kohlenwasserstoffe neben Methan erwartet, bestätigt durch:
 - Probe im PTB-Labor
 - Auswertung der Einspeisung (Gaschromatograph)
- Erprobte Technik

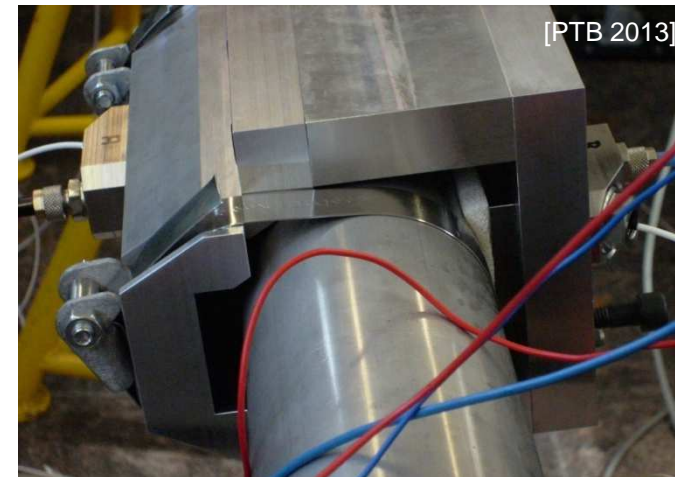
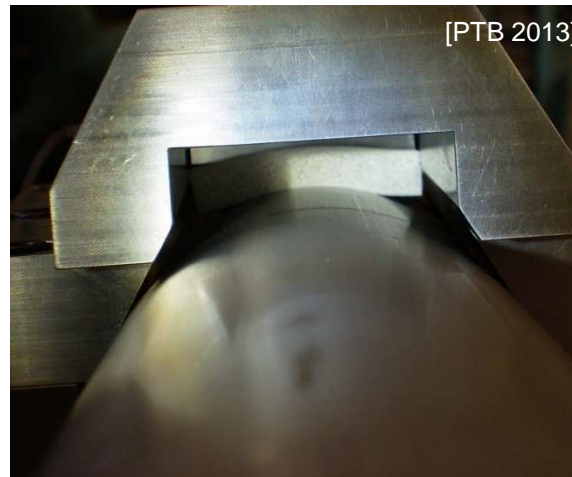
■ Erfahrungen FID

- Hohe Zuverlässigkeit (Verfügbarkeit)
- Vergleich dazu MS: Hohe Ausfallrate
- Messunsicherheit FID: < 1-2 % (auf Basis Kalibriergase als Prüfgase; Feldwerte >> 2 % aber noch nicht abschließend bestätigt → Matrixabhängigkeit [CO₂, O₂])

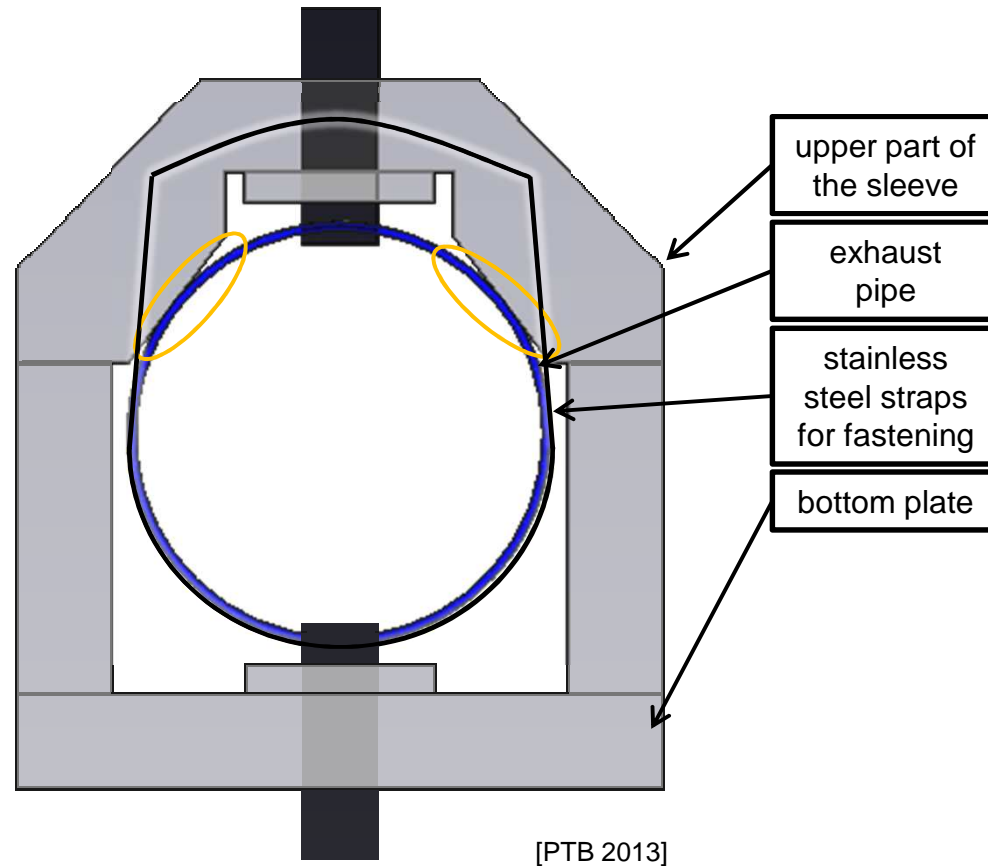
Ultraschallgaszähler



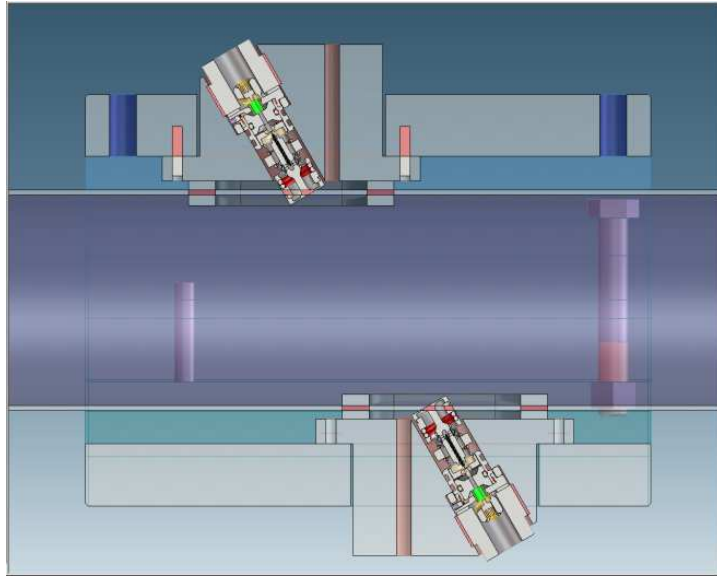
- **Gasmengenmessung mittels Ultraschallgaszähler, Messmanschetten**
- Ultraschallprinzip
- Sonderanfertigung Messmanschette, Prüfköpfe, Temperaturfühler, Drucksensor



Messmanschette



Ultraschallgaszähler

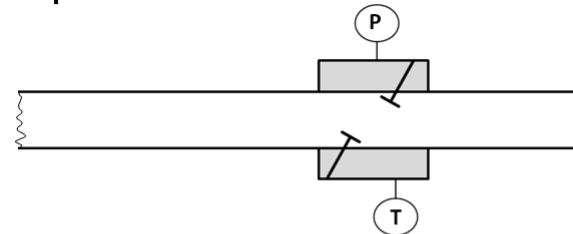


$$Q_V^* = \bar{v} \cdot \frac{D_i^2 \cdot \pi}{4}$$

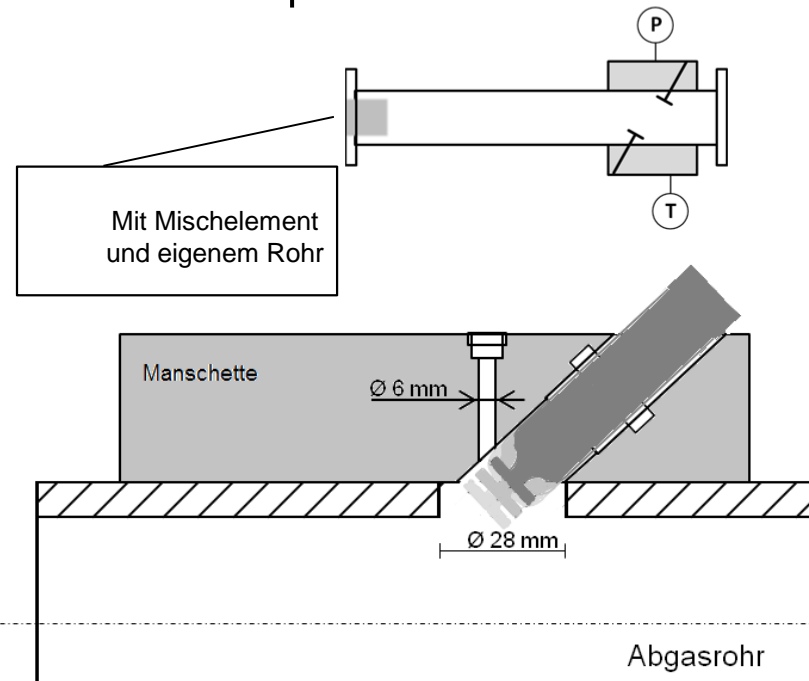
$$Q_V = Q_V^* \cdot (1 + k(Q_V^*))$$

$$k(Q_V^*) = 0$$

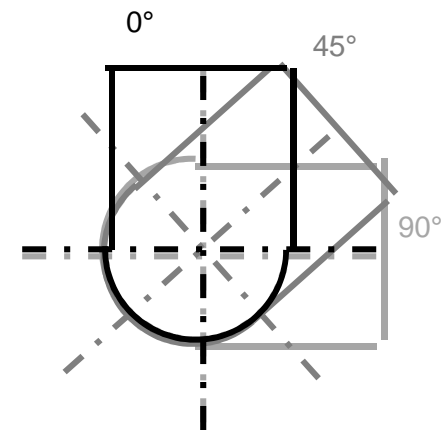
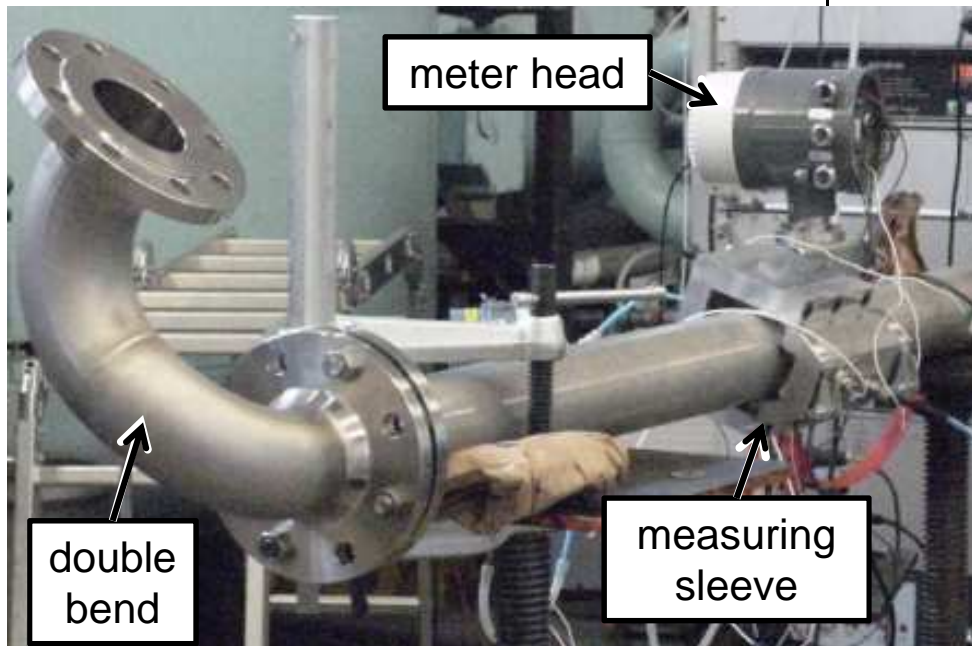
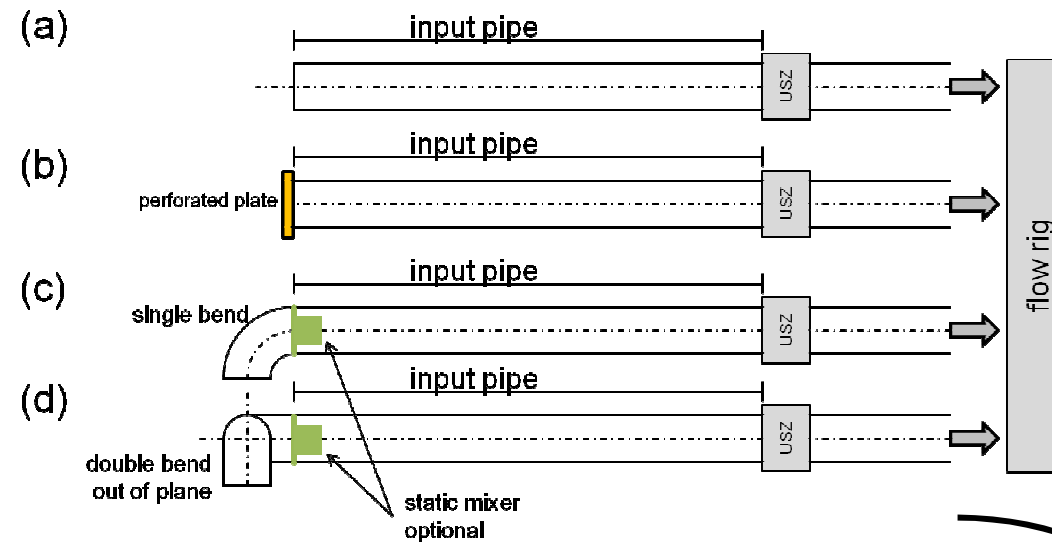
Option 1



Option 2



Bestimmung der Charakteristik von Strömungsprofilen



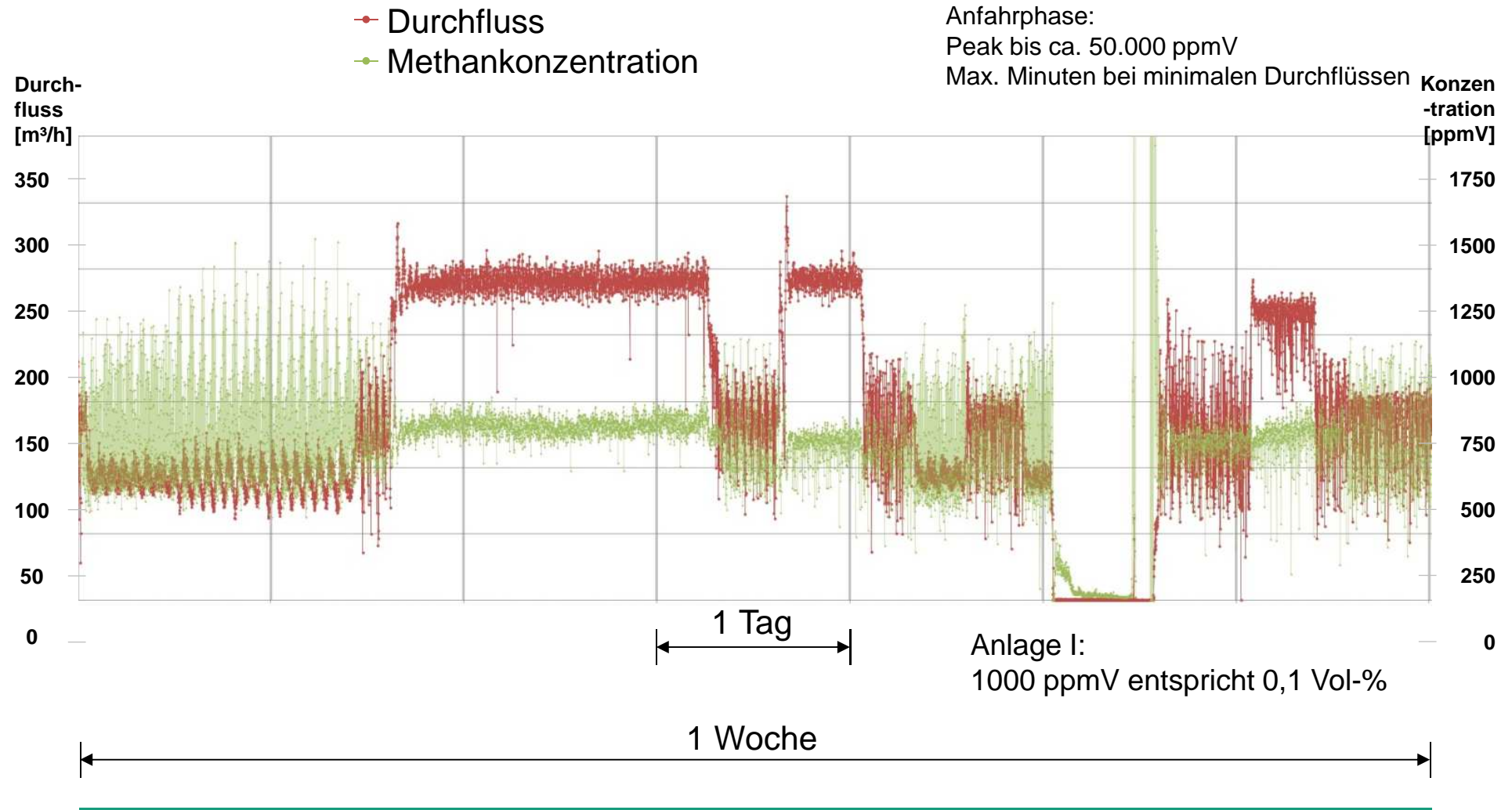
MONA



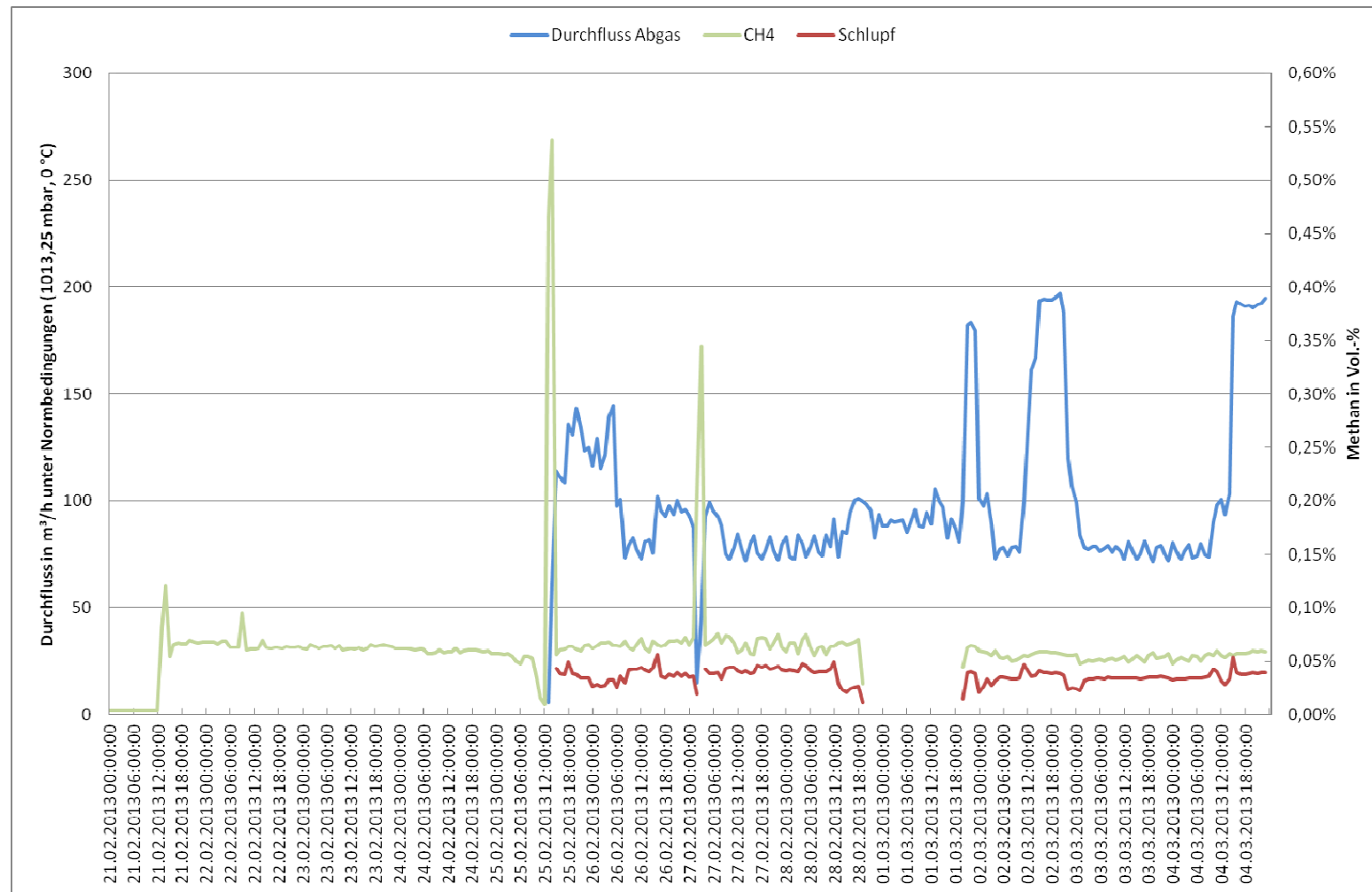
Spezifische Methanemissionen an BGAA – beispielhafte Ergebnisse des Messprogramms

Aminwäsche 1:

Durchfluss und CH₄-Konzentration Off-Gas 1 w

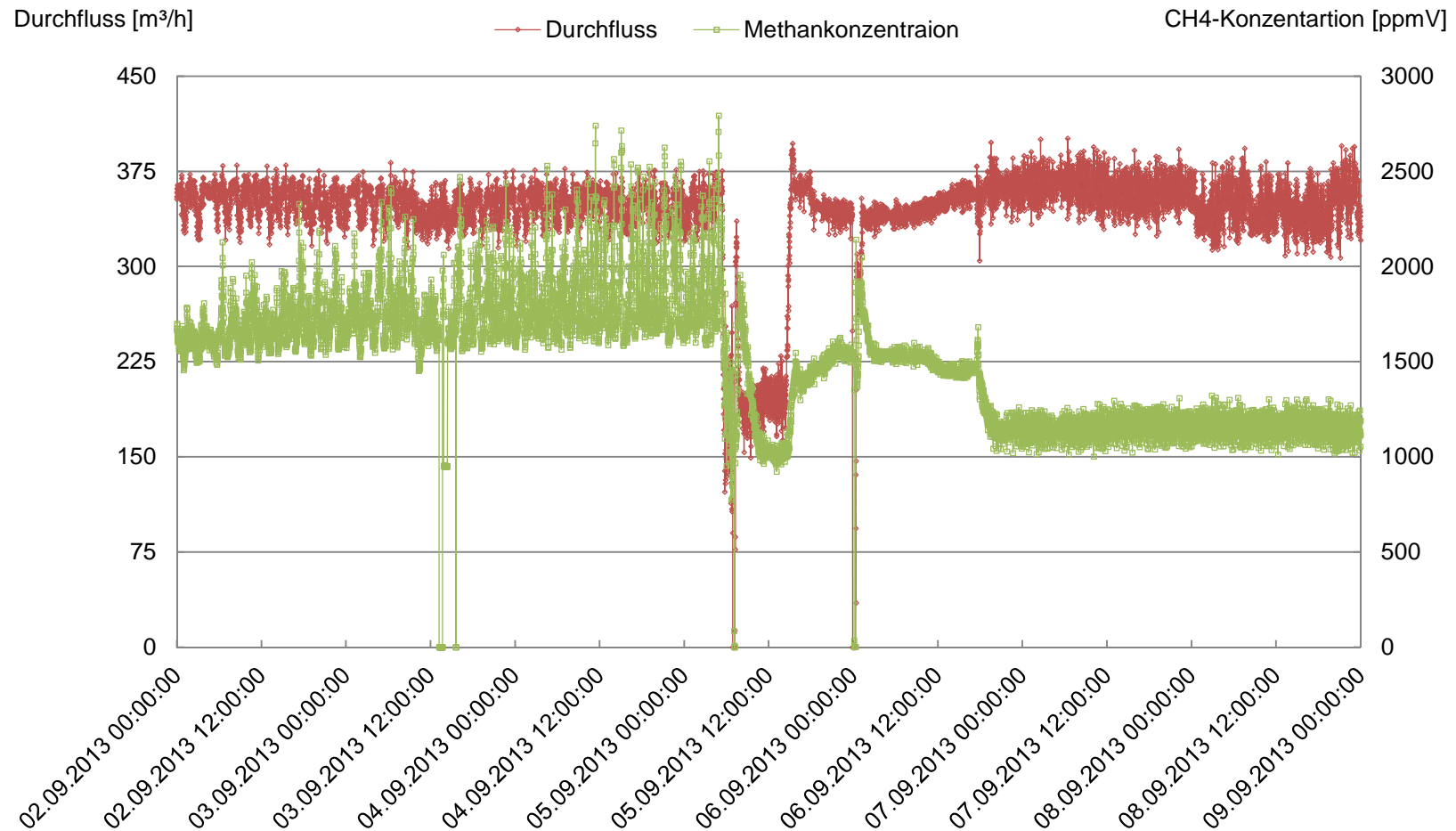


Aminwäsche 1: Durchfluss und CH₄-Konzentration Off-Gas, Schlupf



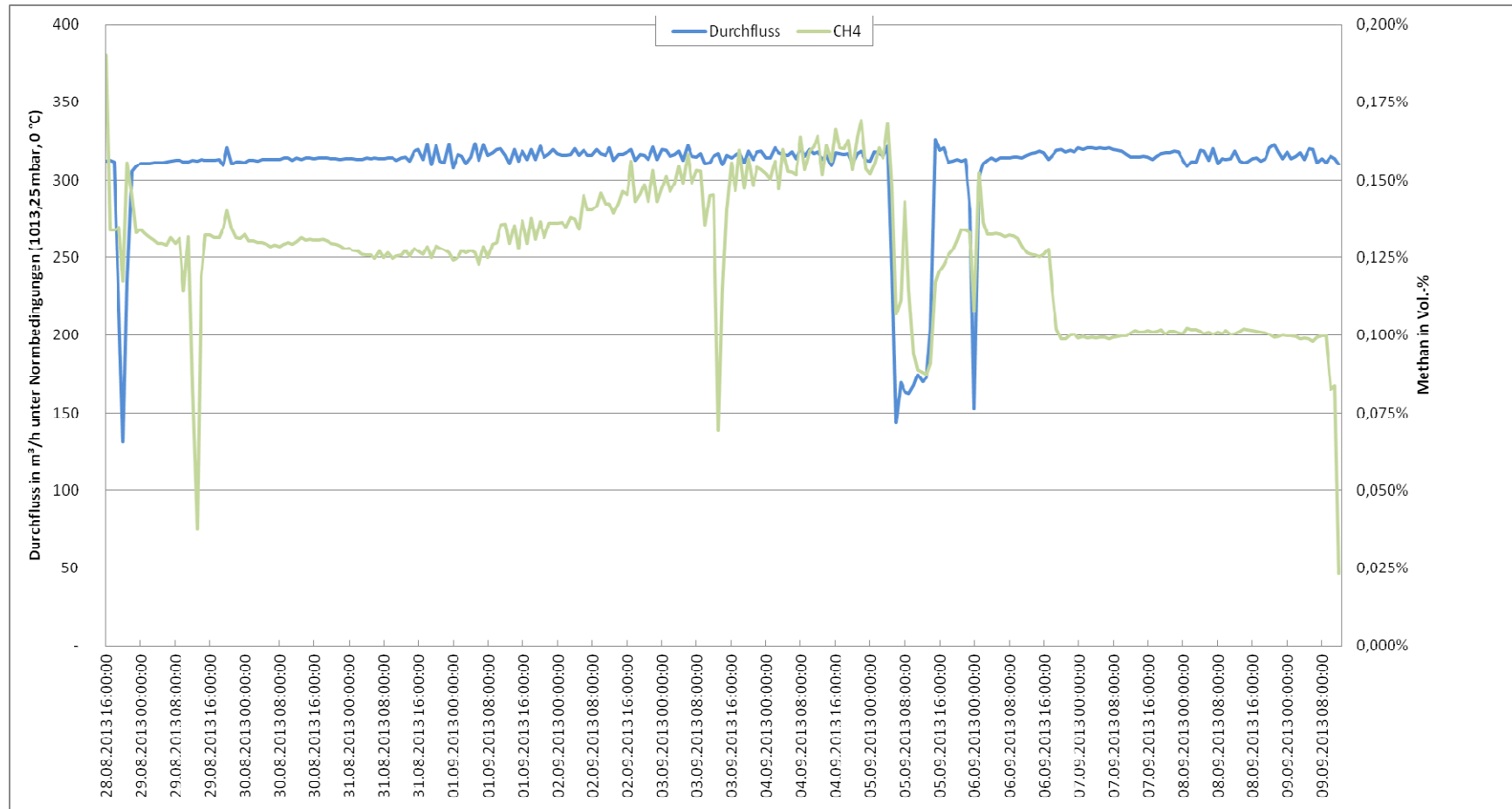
Aminwäsche 2: Durchfluss und CH₄-Konzentration Off-Gas 1 w

Anlage II: Am 06.09. Adaption durch Betreiber

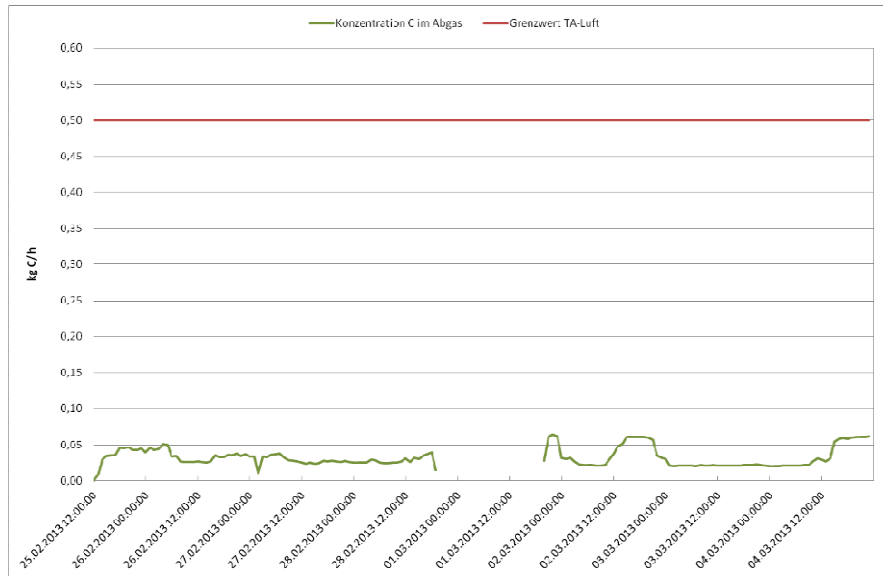


Aminwäsche 2:

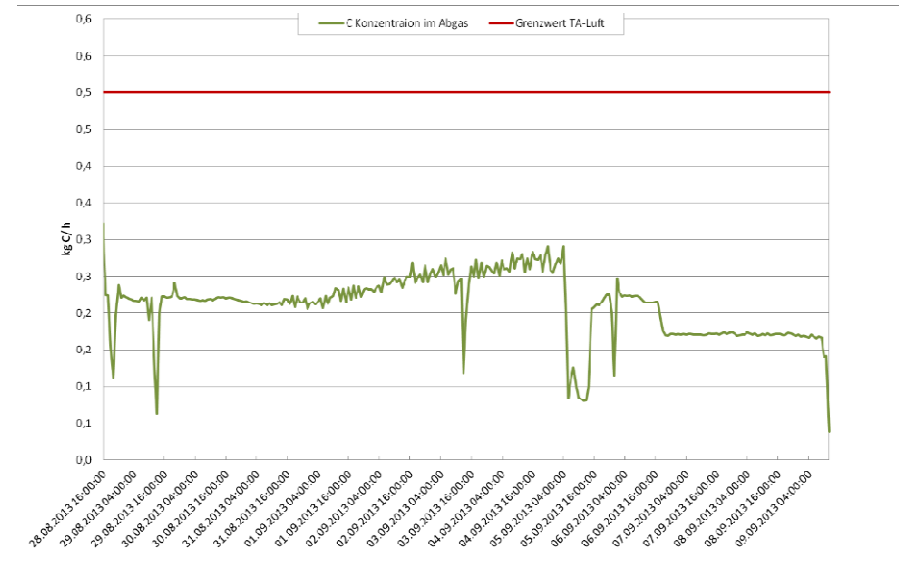
Durchfluss und CH₄-Konzentration Off-Gas



Aminwäsche 1 (links), Aminwäsche 2 (rechts): $C_{org.}$ -Massenstrom (Off-Gas) und Frachtwert TA-Luft



500 m_n³/h BG
60 % CH₄ BG



700 m_n³/h BG
52 % CH₄ BG

Fazit / Ausblick



■ Zusammenfassung

- Abschluss des Messprogramms in 08/2015 erfolgt
- 8 Anlagen (4 Verfahren) vermessen in 9 Messphasen
- Herausforderungen insbesondere bei Abgasnachbehandlungsverfahren, wenn Luft und/oder Stützgas(e) zudosiert werden
- Ergebnisse in der Breite (unterschiedliche Verfahren, Hersteller und Kapazitäten) und Tiefe (Dauer der Messungen und Messfrequenz) vielversprechend

■ Ausblick

- Es konnte keine Genosorb[®]-Wäsche vermessen werden
 - Neueste/neuere Anlagengenerationen und Verfahren konnten bisher nicht erfasst werden (z.B. neue Membrangenerationen, (L)PSA, Membran-Kryogen-Verfahren, etc.)
 - Ströme nach Abgasnachbehandlungsanlagen (Emissionen) konnten nur bedingt vermessen werden (CH₄-Konzentrationen, jedoch keine Frachten; Ausnahme Aminwäschen)
- Hier besteht aus Sicht des Konsortiums weiterer Forschungsbedarf

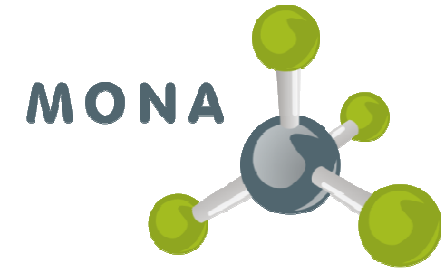
MONA



Ökonomische Aspekte der Biomethanbereitstellung



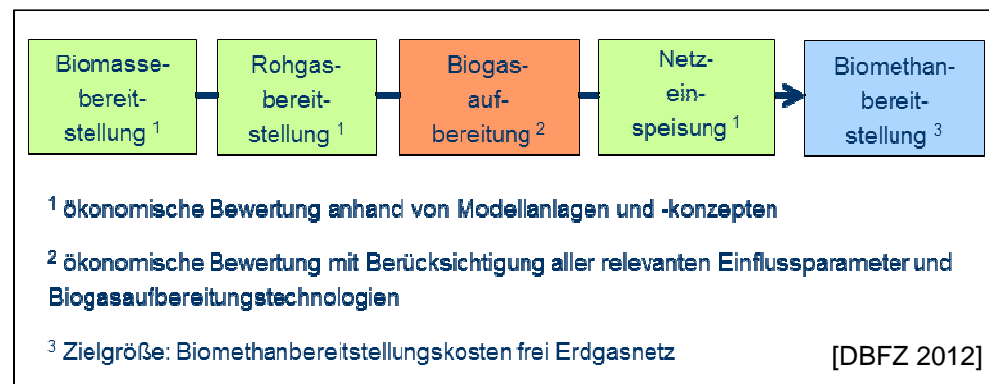
Ökonomische Bewertung



■ **Ziel:** Darstellung der Bereitstellungskosten von Biomethan

■ **Ökonomische Bewertung**

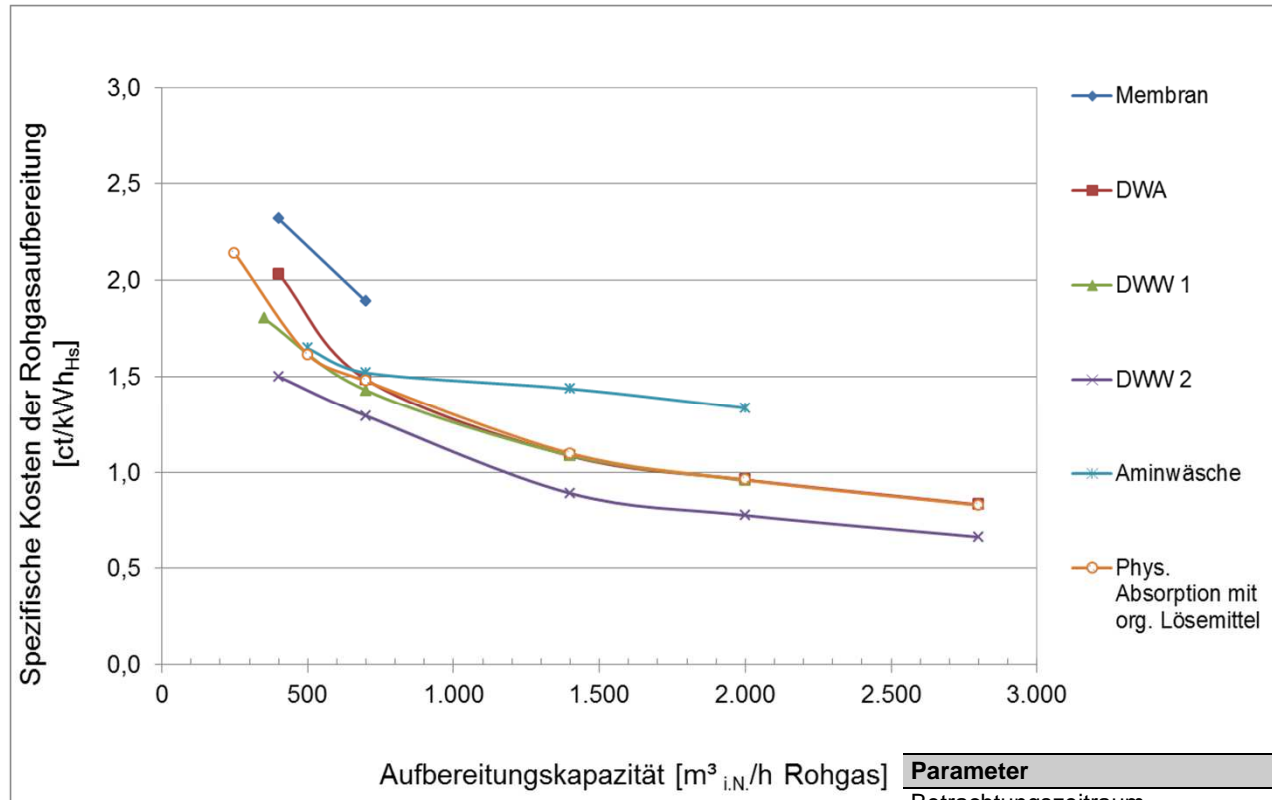
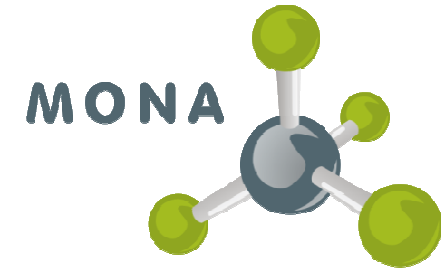
- Biomassebereitstellung
- Rohgasbereitstellung
- Netzeinspeisung
- Aufbereitung



Berechnung der durchschnittlichen Aufbereitungskosten mit Hilfe der Annuitätenmethode in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067

➔ Ergebnisse werden im Wirtschaftlichkeitsrechner des KTBL ergänzt und dienen als Basis für das neue Gasverwertungsmodul „Biomethaneinspeisung“

Ökonomische Bewertung



[DBFZ 2015]

Parameter	Einheit	Wert
Betrachtungszeitraum	a	20
Mischkalkulationssatz für Gesamtkapital	%	7
Inflation für kapitalgebundene Kosten	% p.a.	1
Inflation verbrauch-, betriebsgebundene, sonstige Kosten	% p.a.	2
Instandsetzung bezogen auf die Gesamtinvestition	% p.a.	2
Anlagenverfügbarkeit	%	96
Strompreis (in Abhängigkeit der Anlagengröße gestaffelt)	ct/ kWh _{el}	10 - 15
Wärmepreis (für Aminwäsche)	ct/ kWh _{th}	5
Versicherung	% p.a.	0,5

MONA



KTBL-Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas





Der KTBL-Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas hilft bei der Abschätzung der wirtschaftlichen Tragfähigkeit mit...

- Substraterträge und deren Kosten
- Auslegung der Anlage (Größe und Leistung)
- der Schätzung der Investitionen
- der Leistungs-Kosten-Kalkulation (Direktvermarktung; EEG 2012/14)
- einer Gewinn-/Verlustbetrachtung und Handlungsempfehlung

Möglichkeiten der Biogasverwertung:

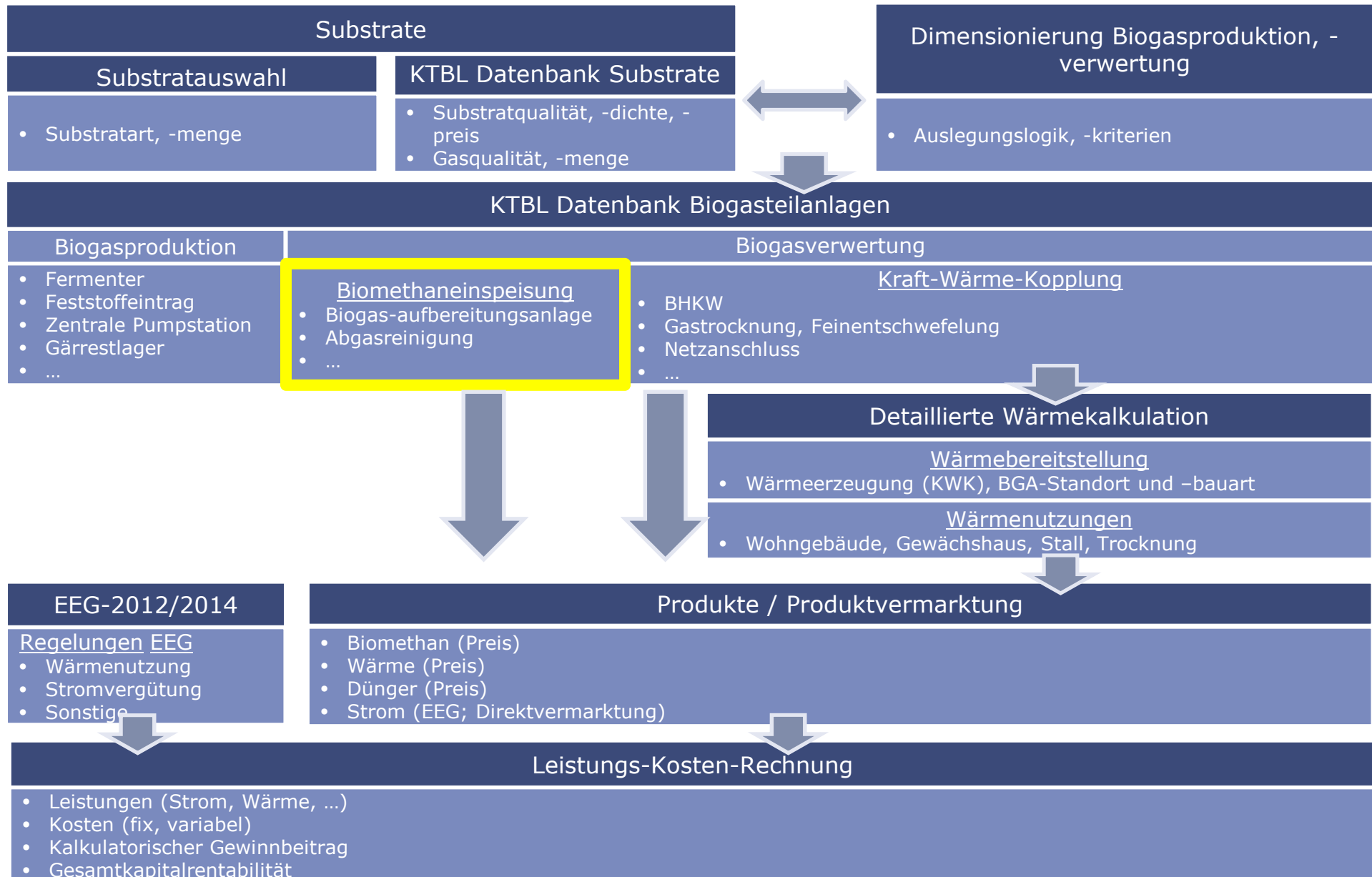
- „Vor-Ort-Verstromung“ mit oder ohne detaillierter Wärmekalkulation (zeitlich kalkulierte interne & externe Wärmenutzung)



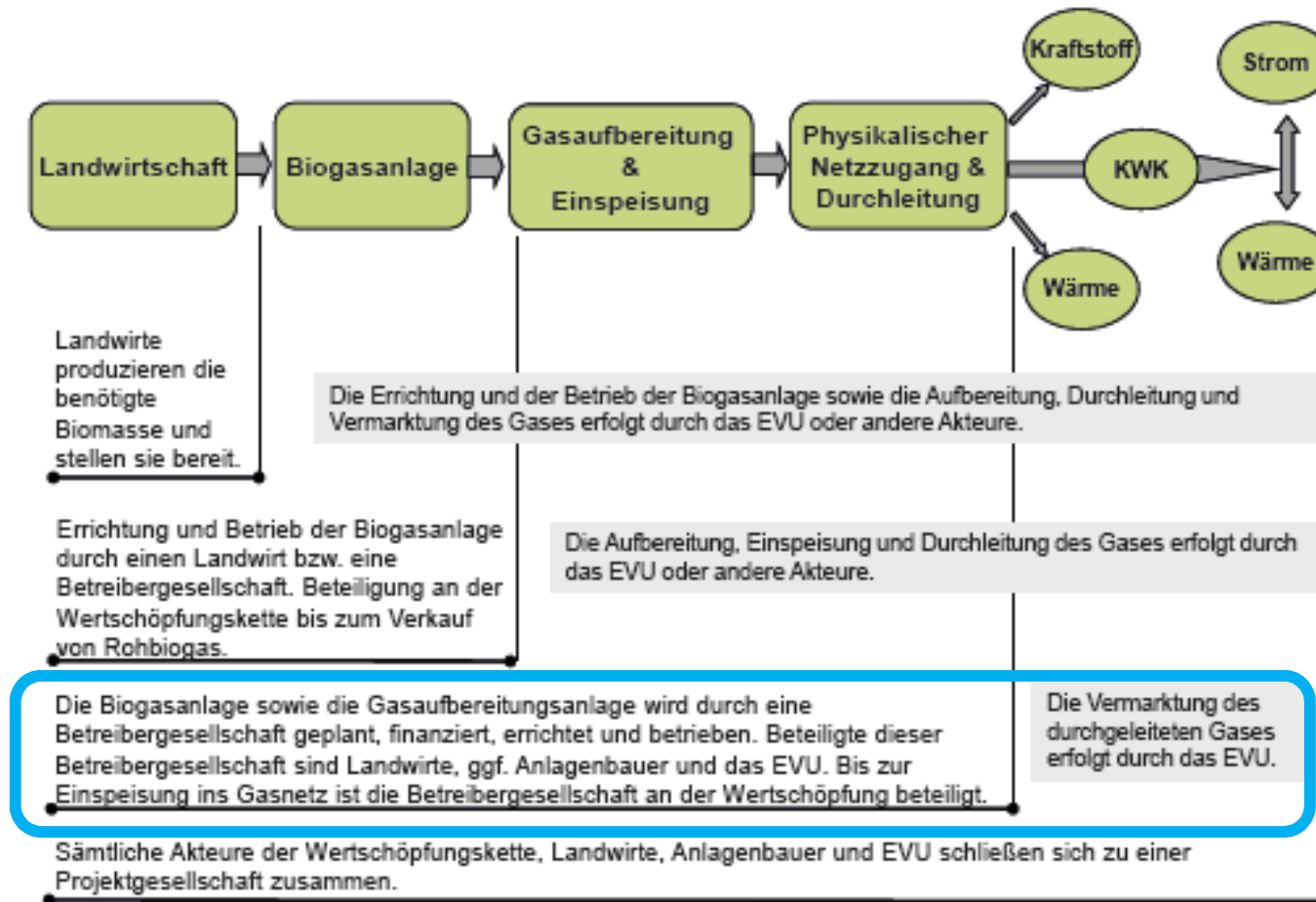
seit Okt. 2014 „Biomethaneinspeisung“!!!

kostenfrei im Internet unter www.ktbl.de in der Rubrik „Online-Anwendungen“ abrufbar!

Aufbau des „Wirtschaftlichkeitsrechners Biogas“ und Erweiterung mit dem Modul „Biomethaneinspeisungen“



Geschäftsmodelle der Biomethanbereitstellung in der Landwirtschaft



Quelle: Biomethaneinspeisung in der Landwirtschaft, KTBL-Schrift 495, 2012

Webanwendung: Kalkulation der „Biomethaneinspeisung“



In vier Schritten zur Biomethaneinspeisung:

- Schritt 1 | Anlagenkonzeption
- Schritt 2 | Auswahl der Substrate
- Schritt 3 | Kennzahlen für die Anlagenauslegung, Gärreste und Stromvergütung
- Schritt 4 | Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Ein Beispiel:

Substrate	Rindergülle, Maissilage, Grassilage, Getreide-GPS
Biogasaufbereitungsverfahren	Druckwasserwäsche
Aufbereitungskapazität [m_n^3/h Rohgas]	700
Inbetriebnahmejahr	2015
Wärmebereitstellung der Fermenter	Über BHKW

Webanwendung: Kalkulation der „Biomethaneinspeisungen“

-> Schritt 1: Anlagenkonzeption



Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas

- Startseite
- Anlagenkonzeption
- Substrate
- Kennzahlen
- Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Weiterführende Information EEG 2012

Weiterführende Information EEG 2014

- Nutzungsbedingungen
- Kontakt
- Impressum
- KTBL Startseite

Projektpartner
Fraunhofer
IWES



Fraunhofer
UMSICHT



gefördert durch



Schritt 1 | Anlagenkonzeption

INFO |

Das in einer Biogasanlage produzierte Biogas kann in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) zur Strom- und Wärmeerzeugung verwendet werden (Vor-Ort-Verstromung), oder in einer Biogasaufbereitungsanlage zu Biomethan aufbereitet und anschließend in das Erdgasnetz eingespeist werden.

ANLEITUNG | Was ist bei der Auswahl der Gasverwertung zu beachten?

Zuerst wählen Sie die Art der Gasverwertung aus. Nach der Eingabe weiterer Parameter werden Sie zur Auswahl der Substrate auf eine neue Seite weitergeleitet. [...mehr](#)

Eingangsdaten |

1 Auswahl der Gasverwertung

Gasverwertung

- Vor-Ort-Verstromung
- Biomethaneinspeisung

2 Biogasaufbereitungsanlage

Kapazität der Aufbereitungsanlage
 Aufbereitungsverfahren
 Vollbenutzungsstunden

Biogasaufbereitungsverfahren	Aufbereitungskapazität [m_n^3/h Rohgas]
Druckwechseladsorption (PSA)	400; 700; 1400; 2000; 2800
Druckwasserwäsche (DWW)	350; 700; 1400; 2000
Aminwäsche	500; 700; 1400; 2000
Polyethylenglykolwäsche (PEG-Wäsche)	250; 500; 700; 1400; 2000; 2800
Membranverfahren	400; 700

3 Wärmebereitstellung für die Anlage

Wärmebereitstellung über
 Jahr der Inbetriebnahme
 Vollbenutzungsstunden

Externe Wärmeabnehmer
 Maximale Heizlast
 Jahreswärmemenge
 Wärmeverkaufspreis

- BHKW
- Sonstige Wärmeerzeuger (Wärmebereitstellungskosten variabel)

[Weiter zur Auswahl der Substrate](#)

[weiter »](#)

Webanwendung: Kalkulation der „Biomethaneinspeisungen“

-> Schritt 2: Auswahl der Substrate



Schritt 2 | Auswahl der Substrate

INFO | Substrate

Die Substrate sind in drei Gruppen unterteilt. Die Gruppen "Pflanzen und Pflanzenteile" sowie "Wirtschaftsdünger" enthalten Substrate, die größtenteils den Einsatzstoffklassen I und II nach Anlage 2 und Anlage 3 der Biomasse-Verordnung zuzuordnen sind. In der Gruppe "Sonstige" befinden sich auch Stoffe, die unter das Abfallrecht fallen.

ANLEITUNG | Was ist bei der Substratauswahl zu beachten?

Wählen Sie zuerst die Substratgruppe und anschließend das Substrat aus. Im nächsten Schritt geben Sie die in die Biogasanlage eingebrachte Jahresmenge an. Mit „hinzufügen“ werden die Daten des Substrates in die Tabelle übernommen. Sie können beliebig viele Substrate auswählen. [...mehr](#)

SUBSTRATWAHL | Gehalte, Erträge, Mengen und Preise

1 Substratwahl

1. Pflanzen und Pflanzenteile
2. [Substrat]



2 Jahresmenge eingeben

t Frischmasse/a



3 Auswahl bestätigen

[hinzufügen](#)

Gruppe	Bezeichnung	Inhaltsangabe
1	Pflanzen und Pflanzenteile	Im wesentlichen Nachwachsende Rohstoffe gemäß Erneuerbare Energiegesetz (EEG)
2	Wirtschaftsdünger	Wirtschaftsdünger von Nutztieren
3	Sonstige	Reststoffe aus Nahrungs- und Futtermittelherstellung und Abfälle

AUSGEWÄHLTE SUBSTRATE

	Substrat	Trockenmasse (TM)		Richtwert Biogas-ertrag (Normgas)		Methan-gehalt	Jahres-menge		Substrat-preis	Subst-kost
		% i.d. Frischmasse (FM)	davon organisch (oTM) % i.d. TM	I _N /kg oTM	m _N ³ /t FM		t FM/a	Gew.-%		
<input type="checkbox"/>	Rindergülle mit Futterresten, 10% TM	10,0	80,0	380,0	30,4	55,0	5.000	13,0	0,00	0,00
<input type="checkbox"/>	Maissilage, 35% TM	35,0	95,0	650,0	216,1	52,0	10.000	26,0	35,00	350.000,00
<input type="checkbox"/>	Getreide-GPS, 35% TM	35,0	95,0	620,0	206,1	53,0	18.000	46,8	34,00	612.000,00
<input type="checkbox"/>	Grassilage, 35% TM	35,0	90,0	600,0	189,0	53,0	5.500	14,3	31,00	170.500,00
	Summe						38.500	100		1.132.500,00
	Gewogenes Mittel	31,8	93,6	617,3		52,7				
	Die Biogasaufbereitungsanlage ist zu 99,1 % ausgelastet.									
	Das BHKW zur Wärmebereitstellung hat eine Leistung von 300,0 kW _{el} . Die Bemessungsleistung beträgt 285 kW _{el} .									
	Ihre Substratauswahl entspricht einer Biogasanlage nach § 44 EEG 2014.									

Alle weiß hinterlegten Felder können innerhalb festgelegter Grenzen verändert werden!

☐ alle Tabelleneinträge auswählen
[selektierte Tabelleneinträge löschen](#)

[Seite drucken](#)

[berechnen](#)

Webanwendung: Kalkulation der „Biomethaneinspeisungen“

-> Schritt 3: Kennzahlen (1/3)



KENNZAHLEN, GÄRRESTE UND STROMVERGÜTUNG		
Kennzahlen	Gärreste	Stromvergütung nach EEG 2014
Fermentation und Erträge		
Substrate		38.500 t/a
Substratzufuhr Trockenmasse (TM)		31,8 % der FM
Substratzufuhr Organische Masse (oTM)		93,6 % der TM
Mittlere Verweilzeit im Fermenter		107 d
Erforderlicher Fermenterraum (Nettovolumen)		12.540 m ³
Faulraumbelastung		2,5 kg oTM/(m ³ Fermenterraum · d)
Wärmebedarf Fermenter		2.194.964,0 kWh _{th} /a
Rohgaserzeugung		7.063.450 m _n ³ /a
		806,3 m _n ³ /h
davon Methan		3.725.056 m _n ³ /a
Energiegehalt		
Rohgas (H _{i,n})		37.138.806 kWh/a
Rohgas (H _{s,n})		41.149.798 kWh/a
BHKW		
Motorart des BHKW	Gas-Otto-Motor	
Rohgas		1.238.699 m _n ³ /a
		141 m _n ³ /h
Energiegehalt		
Rohgas (H _{i,n})		6.511.628 kWh/a
Rohgas (H _{s,n})		7.218.448 kWh/a
Vollbenutzungsstunden		8.400 h/a
Elektrische Leistung		300 kW _{el}
Elektrischer Wirkungsgrad ⁱ		38,7 %
BHKW- und Trafoverluste		1,0 %
Thermische Leistung		363 kW _{th}
Thermischer Wirkungsgrad ⁱ		45,6 %
Bemessungsleistung		285 kW _{el}
Eingespeiste Strommenge		2.494.800 kWh _{el} /a
Erzeugte Wärmemenge		3.050.880 kWh _{th} /a
davon extern genutzte Wärmemenge		140.000 kWh _{th} /a

Webanwendung: Kalkulation der „Biomethaneinspeisungen“

-> Schritt 3: Kennzahlen (2/3)



Biogasaufbereitungsanlage	
Verfahren der Biogasaufbereitung	Druckwasserwäsche
Rohgas	5.824.751 m ³ /a
	665 m ³ /h
Energiegehalt	
Rohgas (H _{s,n})	33.943.418 kWh/a
Angestrebte Vollbenutzungsstunden	8.400 h/a
Kapazität der Aufbereitungsanlage	700 m ³ /h
Auslastung der Biogasaufbereitungsanlage	99,1 %
Methanschlupf	1,0 %
Methananteil Produktgas	98 %
Strombedarf	0,25 kWh/m ³ Rohgas
Nutzbare Wärme durch Wärmeauskopplung	0,15 kWh/m ³ Rohgas
Produktgasmenge	3.103.147 m ³ /a
	369 m ³ /h
Verbrauchte Wärmemenge	0 kWh _{th} /a
Eingespeiste Energiemenge Biomethan (H _{s,n})	33.603.984 kWh/a
Gärreste und Gärrestlager	
Gärreste	29.176 t/a
Abbaurrate der Gesamtmasse	24,2 % der FM
Abbaurrate der organischen Masse	81,5 %
Angestrebte Lagerzeit	6,0 Monate
Gärrestlager (Nettovolumen)	14.588 m ³

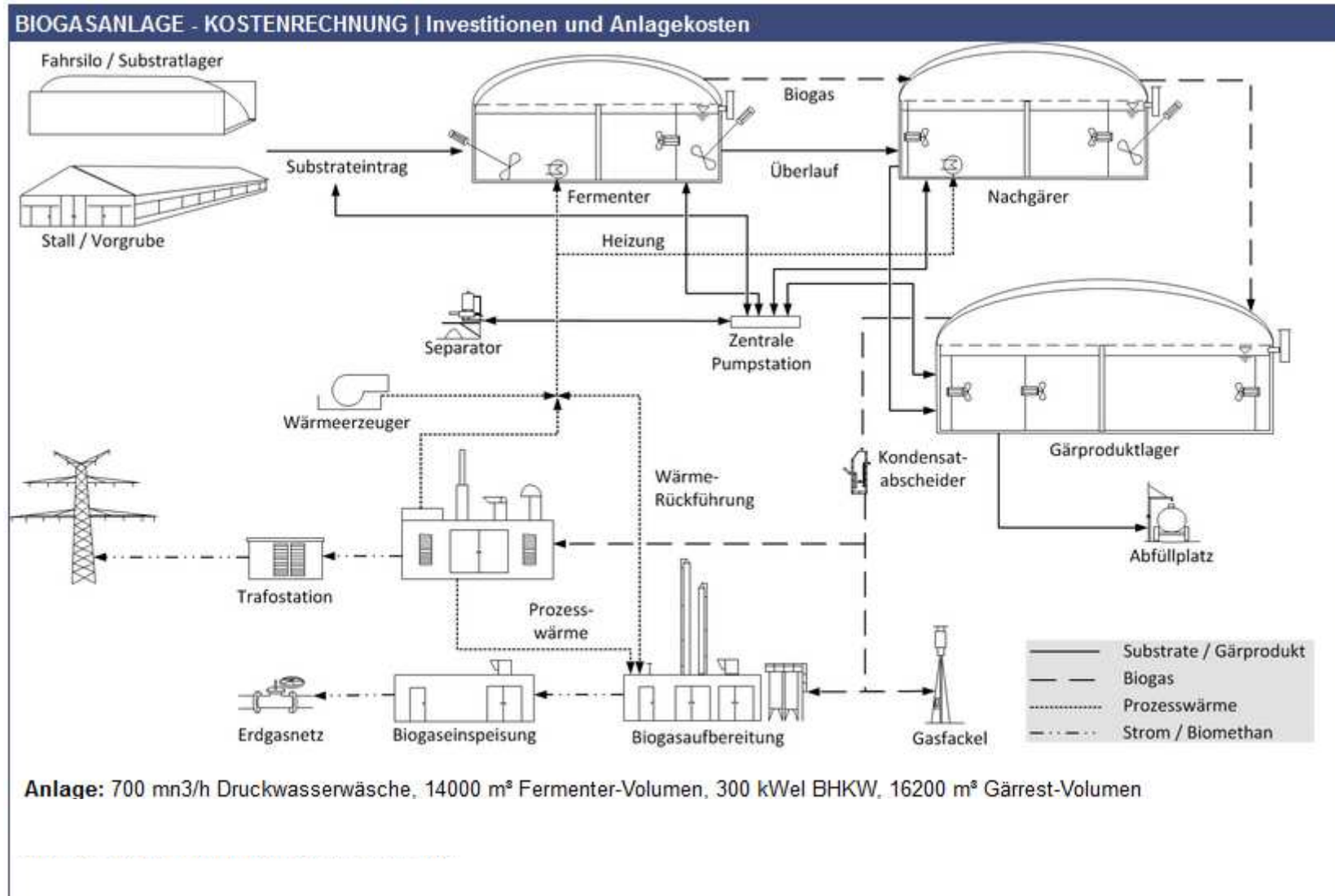
Änderbar von 0,5 bis 2,0 %

Änderbar von 90 bis 100 %

Änderbar von 0,2 bis 0,3 kWh/m³

Änderbar von 0 bis 0,2 kWh/m³

Webanwendung: Kalkulation der „Biomethaneinspeisungen“ -> Schritt 4: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (1/3)





Webanwendung: Kalkulation der „Biomethaneinspeisungen“ -> Schritt 4: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (2/3)

Investitionen und Jahreskosten		Leistungen und Kosten			
Kennwert	Investition €	Abschreibung €/a	Zinskosten €/a	Reparatur und Wartung €/a	Betriebsstoffe €/a
Feststoffeintrag, 80 m³ Vorlagebehälter (2 Stück)	271.272	35.313,30	5.425,44	10.842,65	82.094,40
Mobiltechnik für Feststoffe	134.354	26.257,83	2.687,08	8.899,17	9.313,50
Vorgrube, 100 m³ Bruttovolumen	25.758	1.941,23	515,16	292,20	421,20
Fermenter, 3500 m³ Bruttovolumen (2 Stück)	701.158	53.281,78	14.023,16	6.254,40	79.104,00
Nachgärer, 3500 m³ Bruttovolumen (2 Stück)	650.078	44.768,45	13.001,56	5.254,40	52.248,00
Gärrestlager, 5400 m³ Bruttovolumen (3 Stück)	1.000.836	64.047,80	20.016,72	7.306,38	14.148,00
BHKW inkl. Peripherie; Gas-Otto-Motor, 300 kW	292.767	29.571,38	5.855,34	30.864,14	20.434,68
Mess-, Steuer-, Regeltechnik für 2000 kW Biogasanlage mit Gasfackel (900-1400 m³/h)	230.000	21.833,33	4.600,00	11.528,80	0,00
Druckwasserwäsche, 700 m³/h	1.932.000	101.811,76	38.640,00	35.908,99	335.122,68
Zentrale Pumpstation, 85 m³/h Förderleistung	43.220	5.402,50	864,40	3.158,50	5.615,57
Einhausung 20-Fuß-Container für Pumpen	25.000	2.500,00	500,00	125,27	0,00
Biogaseinspeiseanlage	250.000	25.000,00	5.000,00	0,00	0,00
Summe, ohne Grundstück und Nebenkosten	5.556.443	411.729,37	111.128,86	120.434,90	598.502,03
Zuschlag für Planung, Genehmigung, Sonstiges	10,00 %	27.782,21	11.112,89		
Summe, ohne Grundstück	6.112.087	439.511,58	122.241,74	120.434,90	598.502,03
davon Fördermittel	0	0,00	0,00		
Zinsverbilligter Betrag	0				
Zinsverbilligung [Prozentpunkte]	2,00 %		0,00		
Investition und Jahreskosten	6.112.087	439.511,58	122.241,74	120.434,90	598.502,03

Seite drucken

berechnen

Detailansicht ein

Betriebsstoffe, Zins

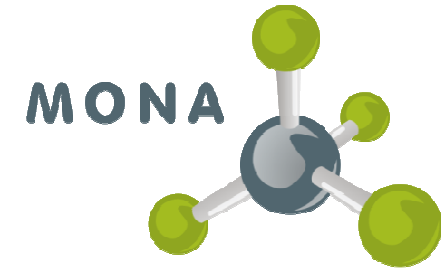
Webanwendung: Kalkulation der „Biomethaneinspeisungen“ -> Schritt 4: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (3/3)



Investitionen und Jahreskosten		Leistungen und Kosten			
Leistungen / Kosten	Einheit	Menge Einheit/a	Preis €/Einheit	Betrag €/a	in % der Leistung
Leistungen					
Stromeinspeisung (Direktvermarktung)	kWh _{el}	2.494.800	0,093	232.620,00	
Wärmeverkauf	kWh _{th}	140.000	0,02	2.800,00	
Biomethanverkauf	kWh _{th}	33.603.984	0,07	2.352.278,88	91
Gärrestverkauf	t	29.176	0,00	0,00	0
Summe Leistungen				2.587.698,88	
Variable Kosten					
Substrate					
Rindergülle mit Futterresten, 10% TM	t	5.000	0,00	0,00	0,00
Maissilage, 35% TM	t	10.000	35,00	350.000,00	13,53
Getreide-GPS, 35% TM	t	18.000	34,00	612.000,00	23,65
Grassilage, 35% TM	t	5.500	31,00	170.500,00	6,59
Reparatur und Wartung				120.434,90	4,65
Betriebsstoffe				598.502,03	23,13
Laboranalysen	Anzahl	2	200,00	400,00	0,02
Zinskosten Umlaufvermögen	€	1.851.836,92	4,0 %, 6 Monate	37.036,74	1,43
Summe variable Kosten				1.888.873,66	72,99
Deckungsbeitrag				698.825,22	27,01
Fixe Kosten					
Abschreibung				439.511,58	16,98
Zinskosten				122.241,74	4,72
Versicherung (in % vom Investitionsbedarf)	0,50 %			27.782,21	1,07
Lohnkosten	AKh	2.239	17,50	39.187,75	1,51
Summe fixe Kosten				628.723,29	24,30
Einzelkostenfreie Leistung				70.101,93	2,71
Gemeinkosten					
Gemeinkosten, pauschal				3.000,00	0,12
Kalkulatorischer Gewinnbeitrag				67.101,93	2,59
Gesamtkapitalrentabilität				7,41 %	

Änderbar von 0,06 bis 0,85 €/kWh_{th}

Vielen Dank!



Kontakt



Michael Beil

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES

Bereich Energieverfahrenstechnik

Abteilung Bioenergie-Systemtechnik

Gasaufbereitung, -einspeisung und -netze

Königstor 59

34119 Kassel

Tel.: +49 (0) 561 7294-421

Michael.Beil@iwes.fraunhofer.de

www.mona-biomethan.de