

Schlussbericht

zu IGF-Vorhaben Nr. 20155 BG

Thema

Direkteinsatz von Rohbiogas in der Metallurgie zur Senkung der CO₂-Emissionen –
Auswirkungen von variablen Rohbiogasmengen und schwankenden Methangehalten auf die
Produktqualität und Prozessstabilität – MetaCOO

Berichtszeitraum

01.05.2018 bis 31.10.2020

Forschungsvereinigung

Gaswärme

Forschungseinrichtung(en)

Fst. 1: Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. (GWI)

Fst. 2: DBI Gastecnologisches Institut gGmbH Freiberg (DBI)

Essen, 31.05.2021



Röder,

Giese,

(GWI)

Freiberg, 31.05.2021

Steyer,



(DBI)

Ort, Datum

Name und Unterschrift aller Projektleiterinnen und Projektleiter der For-
schungseinrichtung(en)

Weitere Autoren DBI: Patrick Heinrich, Elisabeth Grube

Gefördert durch:

Gliederung

Thema	1
Berichtszeitraum	1
Forschungsvereinigung	1
Forschungseinrichtung(en)	1
1 Einleitung	4
2 Wissenschaftlich-technische und wirtschaftliche Aufgabenstellung	5
2.1 Anlass für das Vorhaben und Ausgangssituation	5
2.2 Stand der Forschung und Entwicklung	7
3 Forschungsziel / Forschungsergebnisse / Lösungsweg	9
3.1 Forschungsziel	9
3.1.1 Angestrebte Forschungsergebnisse und Lösungsweg zur Erreichung des Forschungsziels.....	9
3.1.2 Innovativer Beitrag der angestrebten Forschungsergebnisse	9
3.2 Relevante Zumischungsgrade und Biogasqualitäten	10
4 Untersuchung des Einflusses einer Biogazumischung auf das Verbrennungsverhalten metallurgischer Thermoprozesse	12
4.1 Untersuchungen an einer Niedertemperaturfeuerung	12
4.1.1 Beschreibung der Versuchsanlage und untersuchte Betriebsparameter	12
4.1.2 Auswirkungen auf die Schadstoffbildung	12
4.1.3 Auswirkungen auf den Wirkungsgrad	14
4.2 Untersuchungen an einer Hochtemperaturfeuerung	15
4.2.1 Beschreibung der Versuchsanlage und untersuchte Betriebsparameter	16
4.2.2 Auswirkungen auf die Schadstoffbildung	17
4.2.3 Auswirkungen auf die Ofenraumatmosfera	19
4.2.4 Auswirkungen auf die Flamme	21
4.2.5 Auswirkungen auf den Wirkungsgrad	22
4.3 Untersuchungen an einem Aluminiumschmelzofen	23
4.3.1 Berechnungsmodell für die numerischen Untersuchungen	23
4.3.2 Auswirkungen auf den Verbrennungsprozess	25
4.3.3 Auswirkungen auf den Energieeintrag in die Schmelze	27
4.4 Fazit	30
5 Untersuchung der Biogasqualität und Einfluss der Biogasaufbereitung	31
5.1 Biogasanlage	31
5.2 Aufbau einer mobilen Gasaufbereitungsstrecke und -analytik	32
5.3 Feldversuch an einer NaWaRo-Biogasanlage	33
5.4 Handlungsempfehlungen zur Gasaufbereitung	36
6 Auswirkungen auf die Qualität metallurgischer Produkte	37
6.1 Feldversuch mit einer mobilen Brennkammer	37
6.2 Wärmebehandlungs- und Schmelzversuche unter Rohbiogaseinsatz	38
6.3 Metallurgische Untersuchungen	39
6.4 Handlungsempfehlungen in Bezug auf die Produktqualität	44
7 Ermittlung der deutschlandweiten CO ₂ -Einsparpotenziale für den Einsatz von teilweise aufbereitetem Biogas in Metallurgiebetrieben	45

7.1	GIS-Standortrecherche zu deutschen Biogasanlagen und Metallurgiebetrieben	45
7.2	Lageabgleich zwischen erfassten Biogasanlagen und Metallurgiebetrieben	48
7.3	Ermittlung möglicher CO ₂ -Einsparpotenziale in der Metallurgie-Branche.....	55
7.4	Wirtschaftlichkeitsanalyse zur leitungsgebundenen Biogasnutzung in Metallurgiebetrieben	60
7.5	Handlungsempfehlungen in Bezug auf CO ₂ -Einsparpotentiale und Wirtschaftlichkeit.....	66
8	Ausblick.....	68
9	Projektplan und Verwendung der Zuwendung	69
10	Gegenüberstellung von Forschungszielen und erzielten Ergebnissen	72
11	Nutzen der Forschungsergebnisse	73
11.1	Wissenschaftlich-technischer Nutzen	74
11.2	Wirtschaftlicher Nutzen für KMU	75
11.3	Industrielle Anwendungsmöglichkeiten	75
12	Veröffentlichungen.....	77
	Danksagung.....	78
	Abbildungsverzeichnis.....	79
	Tabellenverzeichnis.....	81
	Literaturverzeichnis.....	82

1 Einleitung

Betreiber industrieller Thermoprozessanlagen haben ein beständiges Interesse daran, Energiekosten zu senken, dazu alternative Brennstoffe für ihre Prozesse zu nutzen und den CO₂-Ausstoß zu verringern. Durch den Einsatz alternativer Brennstoffe in der Produktionskette darf jedoch die Produktqualität keine Einbußen erleiden. Zudem sind die Versorgungssicherheit mit Erdgas und steigende Energiepreise in Deutschland weitere Aspekte, die für den wirtschaftlichen Betrieb von Thermoprozessanlagen eine entscheidende Rolle spielen und zukünftig weiter an Bedeutung gewinnen werden.

Abgesehen von elektrisch beheizten Industrieöfen, erfolgt die Bereitstellung von Prozesswärme in der Regel durch die Verbrennung von Erdgas, in seltenen Fällen durch die Verbrennung von leichtem oder schwerem Heizöl. Der Einsatz biogener Brennstoffe in Reinform oder als Beimischkomponente ist bislang noch die Ausnahme. Durch die dezentrale Versorgung mit erneuerbaren Energien werden Betreiber von feuerungstechnischen Anlagen unabhängiger von Energieversorgungsunternehmen und können flexibler auf die Preisentwicklung am Markt reagieren. Die alternative Befuerung bzw. die Teilsubstitution von Erdgas mit regenerativem Biogas kann dazu beitragen, die Emissionen des klimaschädlichen Gases CO₂ zu senken. Durch die Nutzung von grob gereinigtem, entschwefeltem Rohbiogas zur direkten Verbrennung in Thermoprozessanlagen kann ein Beitrag zum Erreichen der klimapolitischen Ziele der Bundesregierung geleistet werden.

Im Rahmen des Projektes MetaCOO sollen sowohl grundlegende Fragen zu Bedarf und Versorgung mit Rohbiogas in Deutschland als auch zur konkreten technischen Umsetzung an Industrieprozessen beantwortet werden. Zudem sollen die Auswirkungen auf die Prozess- und Produktqualität untersucht und Handlungsempfehlungen abgeleitet werden.

Aus der Sicht der Forschungsstellen und des projektbegleitenden Ausschusses konnten die im Antrag formulierten wissenschaftlich-technischen Projektziele erreicht werden.

Das Ziel des Forschungsvorhabens wurde vollständig erreicht.

2 Wissenschaftlich-technische und wirtschaftliche Aufgabenstellung

2.1 Anlass für das Vorhaben und Ausgangssituation

Die Motivation für dieses Projekt liegt sowohl im Interesse der Betreiber von Thermoprozess- als auch von Biogasanlagen. Während der Einsatz von alternativen und insbesondere regenerativen Brennstoffen für die metallurgischen Prozesse den emissionstechnisch relevanten CO₂-Ausstoß verringert und den Thermoprozessanlagen(TPA)-Betreibern neue wirtschaftliche und ökologische Erfolgspotenziale eröffnet, werden Biogasanlagen durch die Möglichkeit der direkten energetischen Nutzung des Biogases in TPA in Zeiten, wenn kein Strom benötigt wird und keine Speicher zur Verfügung stehen, flexibler, was deren Betreiber ebenfalls neue Einsatzperspektiven aufzeigt. Beispielhaft sei hier die NE-Metallindustrie und exemplarisch die Sekundäraluminiumindustrie genannt. In der Sekundäraluminiumindustrie ist das Schmelzen der Schrotte der energieintensivste Prozessschritt mit ca. 40 % bis 60 % des gesamten Energiebedarfs. Der reale Energiebedarf (der theoretische Energiebedarf liegt bei 1.060 MJ/t_{Metall}) zum Schmelzen von Aluminium bei neuen und energetisch optimierten Schmelzöfen reicht von knapp unter 1.870 bis über 4.000 MJ/t_{Al} [1,2]. Im Allgemeinen ist dieser allerdings stark von der Art des eingesetzten Schrottes, dem Aggregat bzw. Ofen, dem Anlagenalter sowie der Befeuerungsart abhängig. Zudem sind die Versorgungssicherheit mit Erdgas und die schwankenden Energiepreise in Deutschland weitere Aspekte, die für den wirtschaftlichen Betrieb von Thermoprozessanlagen eine entscheidende Rolle spielen und zukünftig weiter an Bedeutung gewinnen werden. Abgesehen von elektrisch beheizten Industrieöfen, erfolgt die Bereitstellung von Prozesswärme in der Regel durch die Verbrennung von fossilem Erdgas, in seltenen Fällen durch die Verbrennung von leichtem oder schwerem Heizöl. Der Einsatz biogener Brennstoffe in Reinform oder als Beimischkomponente wird bislang in der Thermoprozessindustrie nicht angewandt. Dabei ergeben sich insbesondere für die industrielle Anwendung folgende Vorteile:

- Durch die Verwendung von biogenen Brennstoffen, z. B. Pflanzenöle oder Biogas aus regionalen Quellen können kurze Transportwege realisiert werden, was sowohl die regionale Wirtschaft stärkt als auch die Umwelt schont.
- Die Importabhängigkeit von fossilen Brennstoffen kann deutlich verringert und die Emissionen (insb. Treibhausgasmengen) können signifikant gesenkt werden.
- Erst durch eine zunehmende Einbindung erneuerbarer Energien (energetisch und stofflich) ist eine Umstellung auf eine nachhaltige, umweltschonende Produktion auch bei energieintensiven Branchen möglich (Stärkung der BioÖkonomie 2030).

Die Preise für konventionelle Energieträger wie Erdgas oder Erdöl sind stark von weltpolitischen Gegebenheiten abhängig und schwer bzw. nicht von lokalen Verbrauchern plan- bzw. steuerbar. Durch die dezentrale Versorgung mit lokalen, erneuerbaren Energien werden Betreiber von feuerungstechnischen Anlagen unabhängiger von Weltmarktschwankungen und können flexibler bzw. bedarfsgerechter auf die Preisentwicklung am Markt reagieren. Die alternative Befeuerung mit bzw. die Teilsubstitution von Erdgas

durch regeneratives Biogas ist somit ein wichtiger Schritt in Richtung Diversifizierung und somit Entkoppelung vom Weltmarktgeschehen. Zudem hilft es, die Emissionen von klimaschädlichen Gasen zu senken und somit einen Betrag zum nationalen sowie globalen Klimaschutz zu leisten.

Bis zum Jahr 2050 sollen 60 % des deutschen Bruttoenergiebedarfs durch erneuerbaren Energien bereitgestellt und der CO₂-Ausstoß um 80 - 95 % gesenkt werden. Die Bundesregierung hat dazu bereits mit dem im Frühjahr 2016 verlängerten Förderprogramm, Nationaler AktionsPlan Energieeffizienz (NAPE) und dem Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 nachhaltige Anreize für die Umsetzung effizienter und klimafreundlicher Technologien zur Energieproduktion und -nutzung/-verwendung aus regenerativen Quellen auf den Weg gebracht. Ziel ist es, den Energiestandort Deutschland weiterhin international an der Weltspitze zu halten. Dafür sollen Maßnahmen ergriffen werden, die eine volkswirtschaftliche und energieeffiziente Nutzung regenerativer Energiequellen gewährleisten.

Der Einsatz von Rohbiogas (Rohbiogas = unbehandeltes Biogas aus Fermentationsanlagen) in der Metallurgie wird derzeit nicht durchgeführt, bietet jedoch in Zukunft große Potentiale. Es ergeben sich folgende Vorteile, z. B.:

- Verminderung der Abhängigkeit von Erdgasimporten,
- Verbesserung des CO₂-Footprints der Metallurgie,
- „Greening“ der metallurgischen Industrie,
- deutlich weniger Investitions- und Betriebskosten bei direkter Verwertung des Biogases (Wegfall kostspieliger Anlagen für die Konditionierung zur Bereitstellung von Biomethan oder für die Erzeugung von Strom mit Hilfe von BHKW's).

Rohbiogas steht in Deutschland fast flächendeckend zur Verfügung [3]. Bisher wird Biogas zum einen zur Verstromung und zum anderen für die Einspeisung in das deutsche Erdgasnetz genutzt. Während für die Strom- und Wärmeerzeugung teilaufbereitetes Biogas, d. h. grob-entschwefelt und getrocknet, zumeist in Blockheizkraftwerken (BHKW) verbrannt wird, bedarf die Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz einer deutlich aufwändigeren Aufbereitung, insbesondere die Entfernung von CO₂, sowie einer Konditionierung auf Erdgasqualität durch verfahrenstechnische Maßnahmen zur Anpassung der kalorischen Eigenschaften [4]. Beide Varianten der Biogasnutzung sind mit einem erheblichen anlagentechnischen Aufwand in Form Gasaufbereitungs- und -einspeiseanlage bzw. BHKW, Wirkungsgradverlust und zusätzlichen Investitionskosten verbunden.

Eine kostengünstigere und effizientere Möglichkeit ist die direkte Nutzung des Rohbiogases. Um die Produktionsqualität und somit die Leistungsfähigkeit der Produktionsunternehmen zu gewährleisten, bedürfen jedoch die Auswirkungen einer (teilweisen) Substitution von Erdgas durch Biogas z. B. in metallurgischen Thermoprozessanlagen einer genauen Analyse. Dabei spielen neben der grundsätzlichen Eignung des Biogases, beispielsweise auch der Einsatz von Rohbiogas in thermischen Prozessen, die zeitliche und mengenmäßige Verfügbarkeit, die Integration in den bestehenden Prozess, die Kompensation von Schwankungen in der Biogaszusammensetzung sowie die räumlichen Entfernungen zwischen der Thermoprozessanlage und der Biogasanlage (BGA) eine entscheidende Rolle. Weiterhin müssen eventuelle

Auswirkungen des Biogaseinsatzes, abhängig von der Gasaufbereitung (Entschwefelung, Trocknung, Abtrennung weiterer Störkomponenten), auf den eigentlichen Thermoprozess, das herzustellende Produkt, die Anlage an sich und die Schadstoffemissionen untersucht und berücksichtigt werden. Im Gegensatz zur Vorortverstromung in einem Blockheizkraftwerk und den damit verbundenen hohen Wartungs- und Instandhaltungskosten sind die Errichtung und der Betrieb einer Biogasleitung relativ günstig [5]. Eine differenzierte Betrachtung ist dennoch zwingend notwendig.

Aufgrund dessen, dass seit dem Jahr 2020 viele Biogasanlagen keine EEG-Vergütung mehr erhalten, da deren 20-jährige Förderung ausläuft, wird es zudem dazu kommen, dass die Biogasanlagenbetreiber nach neuen, lukrativen Biogaseinsatzmöglichkeiten suchen müssen. Die Nutzung in der Metallindustrie stellt dabei eine lohnende Alternative dar. Vor diesem Hintergrund weist das Vorhaben eine hohe inhaltliche als auch zeitliche Priorität auf. Denn sollte es nicht gelingen, den Biogasanlagenbetreibern neue Einsatzmöglichkeiten aufzuzeigen, so werden die bestehenden Anlagen vermutlich stillgelegt werden. Aus Klimaschutz- sowie aus Volkswirtschaftssicht ist dies unbedingt zu vermeiden.

2.2 Stand der Forschung und Entwicklung

Das Gas- und Wärme-Institut, die Hüttentechnische Vereinigung der deutschen Glasindustrie und die Forschungsgemeinschaft Feuerfest untersuchten 2015 den Einsatz von unbehandeltem Biogas zum Schmelzen von Glas in Industrieöfen [6,7]. Neben den Experimenten zur Auswirkung von Biogas auf den Ofenbetrieb wurden besonders die Interaktionen von enthaltenen Spurenelementen mit dem geschmolzenen Glas untersucht. Es wurden dabei Mischungen aus Biogas und Erdgas und reines Biogas als Brennstoff verwendet. Aus den Ergebnissen des Projekts geht hervor, dass Biogas aus NaWaRo-Anlagen (NaWaRo – Nachwachsende Rohstoffe) ohne Probleme eingesetzt werden kann und dabei keinen Einfluss auf die Glasqualität hat. Allerdings ist bei ausschließlicher Verwendung von Biogas eine Modifizierung des Ofens und des Brennersystems aufgrund der unterschiedlichen Eigenschaften von Biogas im Vergleich zum Erdgas (Heizwert, Dichte) erforderlich. Deshalb wird eine Mischung aus Biogas und Erdgas empfohlen. Abschließend sind Emissionen von NO_x sowie Schwefelverbindungen zu beachten.

Ellersdorfer und Weiß ermittelten 2014 die Synergieeffekte der Kombination von Biogasanlagen mit der Baustoffindustrie [8]. Der Fokus des Papers liegt auf der Kombination mit einem Zementwerk, wobei sowohl energetische als auch ökonomische Aspekte betrachtet wurden. Wichtige Synergieeffekte sind die Nutzung des Biogases als Brenngas und das Heizen des Fermenters mit Abwärme des Zementwerks. Durch die Erhöhung der Gesamteffizienz ist die Verwendung von Biogas ab einer Anlagengröße von 200 kWh_{el} wettbewerbsfähig. Allerdings sind die Abgaswerte bezüglich H_2S und NH_3 noch in erster Linie zu untersuchen. Des Weiteren sind unter anderen die Verwendung des Biogases während Wartungsarbeiten am Zementwerk sowie die Gewinnung von Ammoniak aus dem Gärrest für DeNO_x -Verfahren zu betrachten.

Colorado et al. untersuchten im Allgemeinen die flammenlose Verbrennung mit Biogas [9]. Dabei wurden die Ergebnisse zur Leistungsfähigkeit, Flammentemperatur und Abgaszusammensetzung bei der Verwendung von Biogas mit dem Normalbetrieb mit Erdgas verglichen und es wurde festgestellt, dass die Verbrennung bezüglich der Abgaszusammensetzung bzw. Schadstoffemissionen und der Leistungsfähigkeit

ähnlich abläuft. Die Flammentemperatur ist durch den höheren Anteil an CO₂ im Biogas allerdings etwas niedriger. Deshalb ist der Betrieb der flammenlosen Verbrennung mit Biogas oder einer Mischung von Biogas und Erdgas möglich.

Assis et al. betrachteten die Verwendung von Biogas in der Stahlindustrie [10]. Ein großes Einsparpotential resultiert durch den großen Erdgasbedarf in dieser Branche. Ziel ist es, die in Biogas enthaltenen Alkane (Methan bis Pentan) in ein Synthesegas aus H₂ und CO umzuwandeln. Dieses soll anschließend in den bestehenden Hochofenprozessen oder Direktreduktionsverfahren zugeführt werden.

Larsson et al. beschreiben in der „Roadmap 2015 to 2025“ die Verwendung von Biobrennstoffen in der kohlenstoffarmen Metallindustrie [11]. Ein besonderer Aspekt ist die Reduzierung von Kohlenstoffdioxidemissionen. Dabei soll unter anderem Biogas bzw. Biomethan das fossile Reduktionsmittel Kohle im Hochofenprozess teilweise ersetzen.

Erlar et al. analysieren das Potenzial der Biogaserzeugung [3]. Die Verwendung eines Geoinformationssystems (GIS) ermöglicht die standortgenaue Untersuchung des Substratanfalls. Des Weiteren ermöglicht GIS komplexe Standortanalysen mit gleichzeitiger kartografischer Visualisierung. Die deutschlandweite Datenbasis über die bestehenden Anlagen der Biogaserzeugung mit standortgenauem Erzeugungspotential stellt ein Alleinstellungsmerkmal dar.

Trotz der verschiedenen Vorarbeiten, sowohl im Biogas- als auch im Industriebereich, gibt es keine verlässliche Datengrundlage für die Umstellung bzw. schrittweise Nutzung von Biogasen in metallurgischen Thermoprozessen. Um eine zeitlich in quantitativer und qualitativer Hinsicht fluktuierende Zumischung von Rohbiogas im Rahmen eines industriellen Prozesses zu realisieren, sind weiterführende Untersuchungen notwendig, die Rahmen des Vorhabens „MetaCOO“ durchgeführt wurden.

3 Forschungsziel / Forschungsergebnisse / Lösungsweg

3.1 Forschungsziel

3.1.1 Angestrebte Forschungsergebnisse und Lösungsweg zur Erreichung des Forschungsziels

Ziel dieses Forschungsvorhabens ist die deutschlandweite Untersuchung der Einsatzmöglichkeiten von Biogas in industriellen Thermoprozessanlagen der Metallindustrie. Ausgehend von den Standorten und Kenndaten der Thermoprozessanlagen und der Biogasproduktionsstätten sollen in einem ersten Schritt Rückschlüsse auf die grundsätzliche Eignung sowie die notwendigen Aufbereitungsschritte des Biogases für die Zufeuerung z. B. in Schmelzöfen der NE-Metallindustrie gezogen werden. Zudem wird die Einbindung möglicher Biogasanlagen am Standort der metallurgischen Industrie ermittelt. Anhand von GIS-gestützten Standortanalysen sollen potenzielle Verbünde aus Biogas- und Thermoprozessanlagen erstellt werden, um die Nutzungspotentiale zu ermitteln. Darüber hinaus sollen die Auswirkungen auf die verschiedenen metallischen Erzeugnisse (Schmelzen von NE-Metall, Wärmebehandlung, Gießen von z. B. Aluminium, Blei, Zink, Kupfer, etc.) zum einen mittels einer mobilen Versuchsanlage an mindestens einem Biogasstandort (z. B. NaWaRo- und/oder Speiseresteanlage) untersucht und zum anderen die gewonnenen Erkenntnisse auf die einzelnen Prozessschritte des industriellen metallurgischen Prozesses übertragen werden. Dazu muss die Beeinflussung einzelner Prozesskenngößen durch den Einsatz von Rohbiogas zur Wärmeerzeugung sowie deren komplexe und miteinander gekoppelten Wirkungsmechanismen untersucht werden. Zu den Einflüssen gehören Flammentemperaturen, Atmosphären, der Wärmeeintrag in das zu erwärmende Gut, Abgastemperaturen und Schadstoffemissionen. Hier werden gekoppelte Untersuchungen von realen Prozessen und numerischen Simulationen durchgeführt. Die Messung entsprechender Kenngrößen, soweit technisch und räumlich möglich, die numerische Simulation der Einflüsse auf Atmosphäre, Strömung, Wärmeübertragung und Temperatur sowie die Erstellung detaillierter Energiebilanzen ermöglichen es, für den industriellen Herstellungsprozess relevante Aussagen über den Biogaseinsatz und seiner Betriebsparameter zu treffen. Aus den gewonnenen Erkenntnissen sollen Handlungsrichtlinien für eine Umsetzung der Rohbiogasnutzung im industriellen Maßstab abgeleitet und weiterer Forschungsbedarf ermittelt werden. Weiterhin werden die Nutzungsbereiche für eine Rohbiogaszufeuerung bei den verschiedenen Prozessschritten der Metallverarbeitung (z. B. Schmelzen, Gießen, Formgebung, Feuerverzinkung, Härtung, Warmhalten) und die Einspeisemöglichkeiten des Rohbiogases zu den jeweiligen Prozessschritten analysiert und hinsichtlich des Aufwandes, der zu erwartenden Auswirkungen und bezüglich der Wirtschaftlichkeit der Anwendung ausgewertet.

3.1.2 Innovativer Beitrag der angestrebten Forschungsergebnisse

Den Betreibern von Biogasanlagen, häufig ebenfalls KMU, wird durch die hier gewonnenen Erkenntnisse eine deutlich effizientere und weniger kostenintensive Alternative zur bisherigen Nutzung von Biogas geboten. Zudem wird im Ergebnis des Projektes ein weiterer Absatzpfad für Biogas aufgezeigt. Somit können

der Anlagenbestand und die wirtschaftliche Situation der biogaserzeugenden KMU auch nach Auslauf der EEG-Vergütung gesichert werden. Neue Biogasanlagen haben zudem die Möglichkeit direkt ihr Biogas an wirtschaftlich lukrative Abnehmer zu liefern und somit komplett unabhängig von staatlichen Förderbedingungen sowie den damit einhergehenden Unsicherheiten zu agieren. Im Rahmen der Sektorenkopplung können Thermoprozessanlagen zudem als Speicher genutzt werden, sobald die Produktion von Strom aus Biogas die Abnahme übersteigt. Durch flexibles Wechseln des Energieträgers kann das erzeugte Biogas ohne aufwändige Speichervorrichtungen über eine Biogasleitung einem Thermoprozess zugeführt werden.

3.2 Relevante Zumischungsgrade und Biogasqualitäten

In Biogasanlagen bilden sich in Abhängigkeit von den Ausgangssubstraten Methan, Kohlenstoffdioxid und andere Gase in verschiedenen Zusammensetzungen. Eine mögliche Biogasmatrix (feuchtes Rohbiogas) könnte wie folgt zusammengesetzt sein:

Tabelle 3.1: Beispielhafte Zusammensetzung von feuchtem Rohbiogas.

Gas	Gehalt
Methan	58 Vol.-% (±8 Vol.-%)
Kohlenstoffdioxid	33 Vol.-% (±8 Vol.-%)
Wasser	4,0 Vol.-% (±2,0 Vol.-%)
Stickstoff	1,5 Vol.-% (±0,5 Vol.-%)
Sauerstoff	1,5 Vol.-% (±0,5 Vol.-%)
Wasserstoff	1,0 Vol.-% (±0,5 Vol.-%)
Schwefelwasserstoff	10.000 ppm (±5.000 ppm)
Ammoniak	500 ppm (±200 ppm)

Die wichtigste Komponente ist hierbei das Methan. Das Biogas ist umso energiereicher, je höher der Methananteil im Biogas ist. Hingegen haben Kohlenstoffdioxid und Wasserdampf keine dienliche Eigenschaft. Als problematische Bestandteile gelten Schwefelwasserstoff und Ammoniak, womit diese chemisch aggressiven Stoffe vor der Biogaseinspeisung bzw. -verwertung entfernt werden müssen.

Im Zusammenhang mit dem im Rohbiogas enthaltenen Wasser können Reaktionen mit H_2S , NH_3 und CO_2 zur Bildung von Säuren führen. Diese führen zur Korrosion in Kompressoren, Gasspeichern und Motoren. Aus diesem Grund ist eine Vortrocknung erforderlich, bei der das Rohbiogas auf eine Taupunkttemperatur von ca. 5 °C kondensiert wird.

Ammoniak wird zum Großteil bereits aufgrund seiner sehr guten Wasserlöslichkeit durch die Entfeuchtung des Biogases eliminiert. Schwefelwasserstoff kann durch eine biologische Entschwefelung (Einbringung von Luftsauerstoff) bereits im Fermenter grob entfernt werden. Grobentschwefelungen erreichen eine Reduzierung der H_2S -Konzentrationen auf 20 - 500 ppm. Zur Feinent Schwefelung des Biogases dienen Aktivkohle und/oder Eisenmassen. Eisen-Oxo-Spezies haben im Allgemeinen einige Vorteile für die Nutzung zur Feinent Schwefelung von Biogas, wie z. B. niedrige Kosten, verfügbare Quellen, die Erzielung eines sehr niedrigen Schwefelwasserstoffgehalts im aufbereiteten Biogas und eine hohe Adsorptionskapazität

bei niedrigen Temperaturen [12]. In Anwesenheit von Luft bzw. Sauerstoff können Eisenmassen bei niedrigen Temperaturen bzw. Raumtemperatur regeneriert und anschließend für die weitere H_2S -Adsorption eingesetzt werden [13]. Allerdings führt die Bildung von elementarem Schwefel als Folge der Regeneration zu einer Verstopfung der Poren und zu einer Verringerung der spezifischen Oberfläche des Adsorbens [14].

Siloxane spielen bei Deponie- bzw. Klärgasen eine Rolle, da diese über zahlreiche Kosmetik- und Körperpflegeprodukte in häusliche Abwasser gelangen oder als Industrieprodukte in Deponien abgegeben werden und nachfolgend zum Teil als Begleitstoff der anaeroben Schlammfäulung in das Biogas eingetragen werden. Bei der Verbrennung von Biogas im BHKW werden Siloxane teilweise durch die Oxidation zu SiO_2 und Silikaten umgewandelt und führen zur Versandung des Motors.

4 Untersuchung des Einflusses einer Biogaszumischung auf das Verbrennungsverhalten metallurgischer Thermoprozesse

4.1 Untersuchungen an einer Niedertemperaturfeuerung

4.1.1 Beschreibung der Versuchsanlage und untersuchte Betriebsparameter

Die Niedertemperaturversuche wurden an einem Prüfflammrohr mit einem konventionellen Kaltluft-Hochgeschwindigkeitsbrenner mit 30 kW Feuerungsleistung durchgeführt. Die zugeführte Brennstoffleistung wurde konstant auf 30 kW gehalten, um eine Vergleichbarkeit der einzelnen Messpunkte zu gewährleisten. Bei 0 Vol.-% CO₂ in Erdgas beginnend, wurde in 5 Vol.-% Schritten der CO₂-Anteil bei einzelnen Lastpunkten bis auf 50 Vol.-% erhöht, was einem Substitutionsgrad von 100 % Rohbiogas entspricht. Unabhängig von der genutzten Gaszusammensetzung blieb der Verbrennungsprozess im ganzen Versuchsspektrum stabil und lies sich reproduzierbar stoppen und erneut zünden. Alle Flammenüberwachungseinrichtungen und Prozesskontrollen funktionierten wie vorgesehen.

4.1.2 Auswirkungen auf die Schadstoffbildung

Abbildung 4.1 zeigt die Abgasmesswerte für NO, NO₂, CO₂ und CO mit steigendem CO₂-Anteil bei der Luftzahl 1,05. Die NO und NO_x-Werte fallen mit steigendem CO₂-Anteil deutlich ab. Dies kann vor allem mit der sinkenden Verbrennungs- und Brennkammertemperatur erklärt werden, da das beigemengte CO₂ nicht am Verbrennungsprozess teil- aber zusätzlich Wärme aufnimmt und damit die Flamme abkühlt. Die sinkenden Temperaturen führen zu einer geringeren Bildungsrate an thermisch gebildeten Stickstoffoxiden.

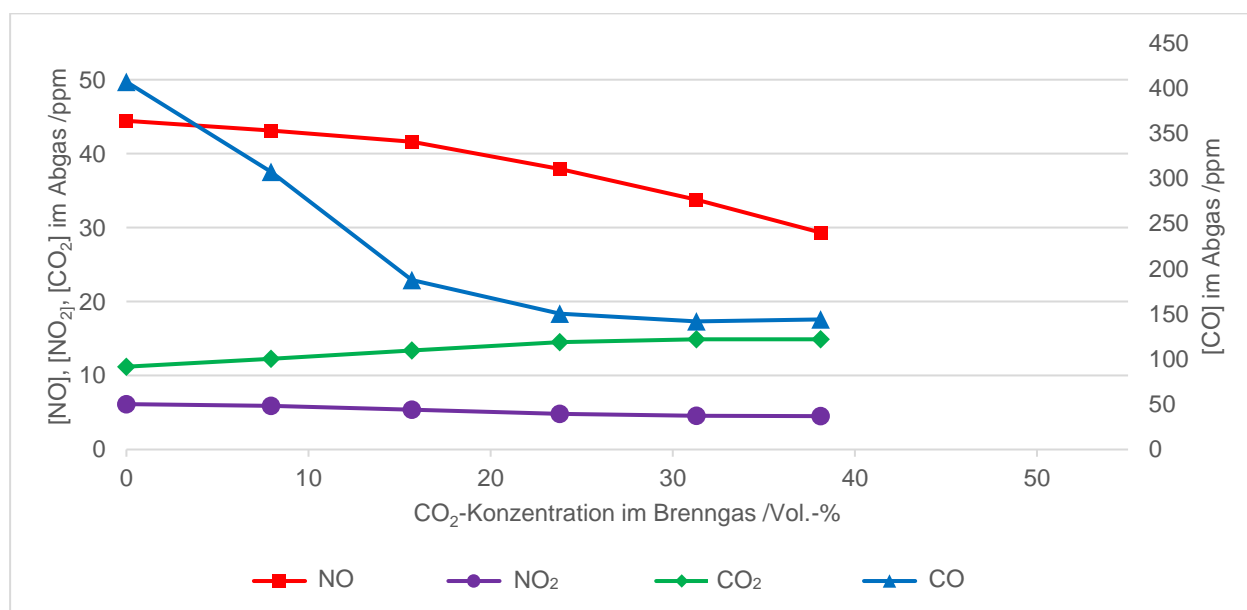


Abbildung 4.1: Abgasemissionen bei $\lambda = 1,05$ und steigenden CO₂-Konzentrationen. (Quelle: DBI)

Abbildung 4.2 zeigt die Entwicklung der Emissionen für die Luftzahl 1,25. Im Vergleich zu den vorherigen Testfahrten ist insbesondere auffällig, dass die Werte für CO bei hohem CO₂-Gehalt im Brenngas deutlich ansteigen. Wahrscheinlich wird dies dadurch verursacht, dass im Vergleich zur Messung bei $\lambda = 1,05$ der erhöhte Anteil an Verbrennungsluft neben dem zusätzlichen hohen CO₂-Anteil für eine Abkühlung der Flamme sorgt, sodass keine vollständige Verbrennung mehr erfolgen kann. Die NO_x-Emissionen sinken bei steigendem CO₂-Anteil deutlich ab, da wie bereits oben beschrieben die starke Abkühlung der Flamme eine reduzierte Bildung von thermischem NO_x verursacht. Der CO₂-Anteil steigt gleichmäßig mit steigendem Anteil im Brenngas.

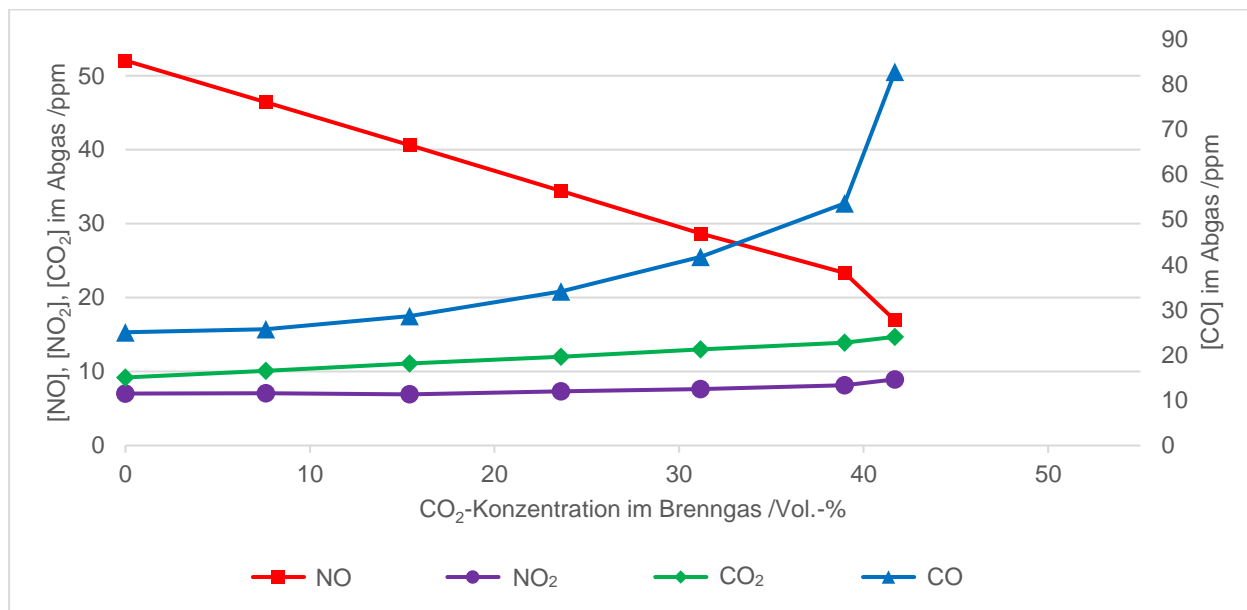


Abbildung 4.2: Abgasemissionen bei $\lambda = 1,25$ und steigenden CO₂-Konzentrationen. (Quelle: DBI)

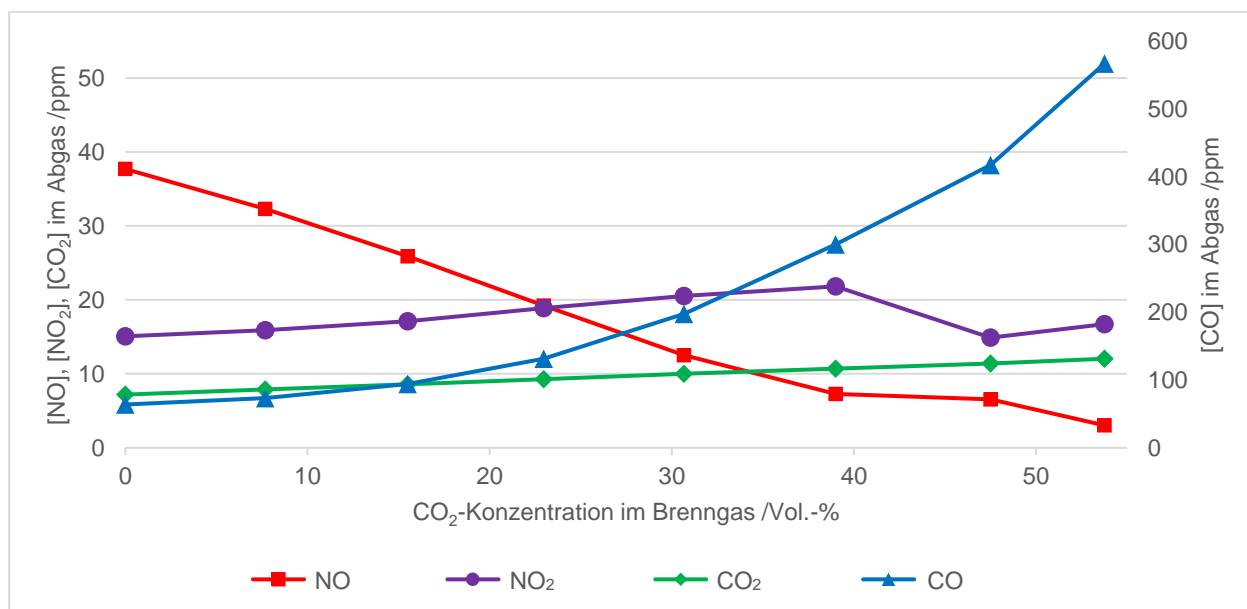


Abbildung 4.3: Abgasemissionen bei $\lambda = 1,5$ und steigenden CO₂-Konzentrationen. (Quelle: DBI)

Abbildung 4.3 zeigt die Emissionen für den Versuchsbetrieb bei $\lambda = 1,5$. Hier sind vergleichbare Entwicklungen wie bei $\lambda = 1,25$ zu erkennen. Bei hohen CO₂-Anteilen schnellte der CO-Anteil stark in die Höhe,

wobei der Effekt bei $\lambda = 1,5$ nochmals ungleich höher ausfällt. Wie bereits beschrieben, kühlt der zusätzliche inerte Volumenstrom im Brenngas die Flamme soweit ab, dass trotz hohem Luftüberschuss eine unvollständige Verbrennung erfolgt und dadurch die Emissionen von CO deutlich ansteigen. Während man bei $\lambda = 1,25$ noch ungefähr im Bereich der zulässigen Grenzwerte emittierte, werden diese bei $\lambda = 1,5$ deutlich überschritten. Wie bereits bei den anderen Luftzahlen beschrieben, sinken die NO_x -Emissionen im Gleichmaß mit steigendem CO_2 -Anteil ab.

4.1.3 Auswirkungen auf den Wirkungsgrad

Abbildung 4.4 zeigt zusätzlich den Vergleich von über das Erdgas zugeführter Wärme und der vom Kühlwasser abgeführten Wärme (Q_{ab_KW}) bei steigenden CO_2 -Anteilen. Mit steigenden CO_2 -Anteilen sinkt die abgeführte Wärmeleistung. Dies wird durch den höheren inerten Volumenstrom und die erhöhte Wärmekapazität des CO_2 verursacht. Da die Verbrennungstemperaturen und Anlagentemperaturen sinken, verschlechtert sich zusätzlich das Übertragungsverhalten auf die wasserführenden Rohrwände und das Kühlwasser.

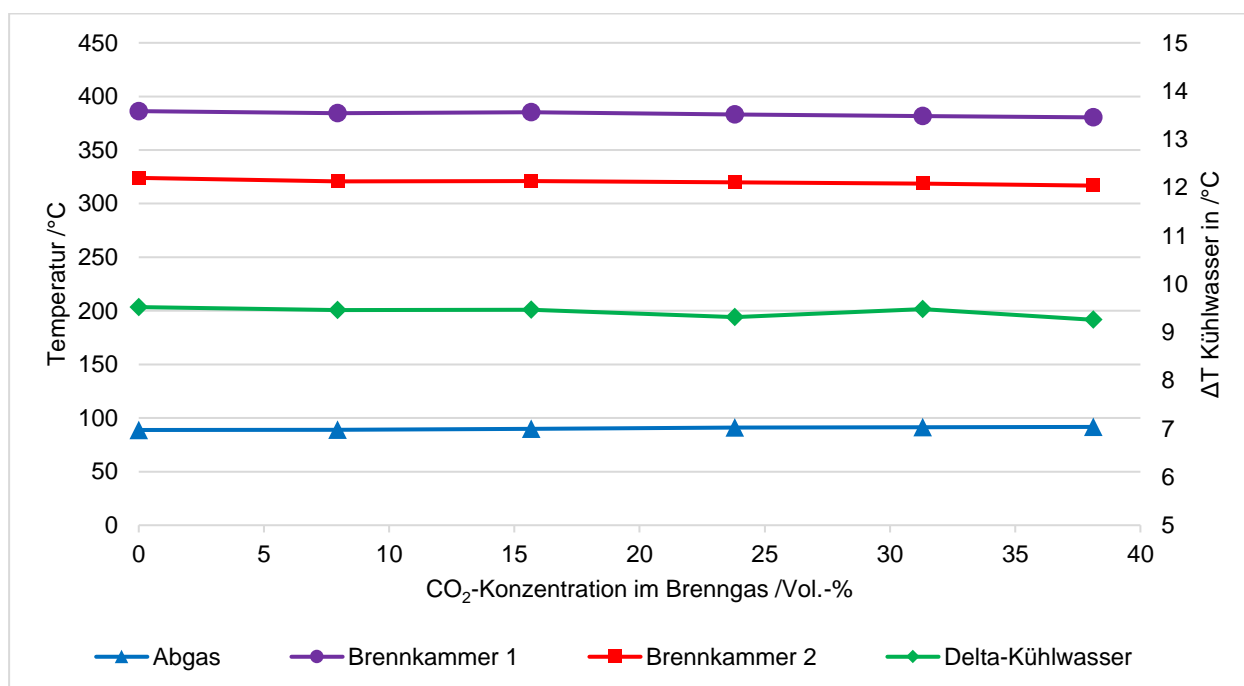


Abbildung 4.4: Temperaturen bei $\lambda = 1,05$. (Quelle: DBI)

Abbildung 4.5 zeigt zusätzlich für Luftzahl 1,05 die Verläufe der zugeführten und abgeführten Leistung über dem CO_2 -Anteil. Bei der abgeführten Wärme ist ein leichter Verlust bei hohen CO_2 -Anteilen zu verzeichnen. Dieser geht einher mit den leichten Verlusten bei den Brennkammertemperaturen und Kühlwassertemperaturen.

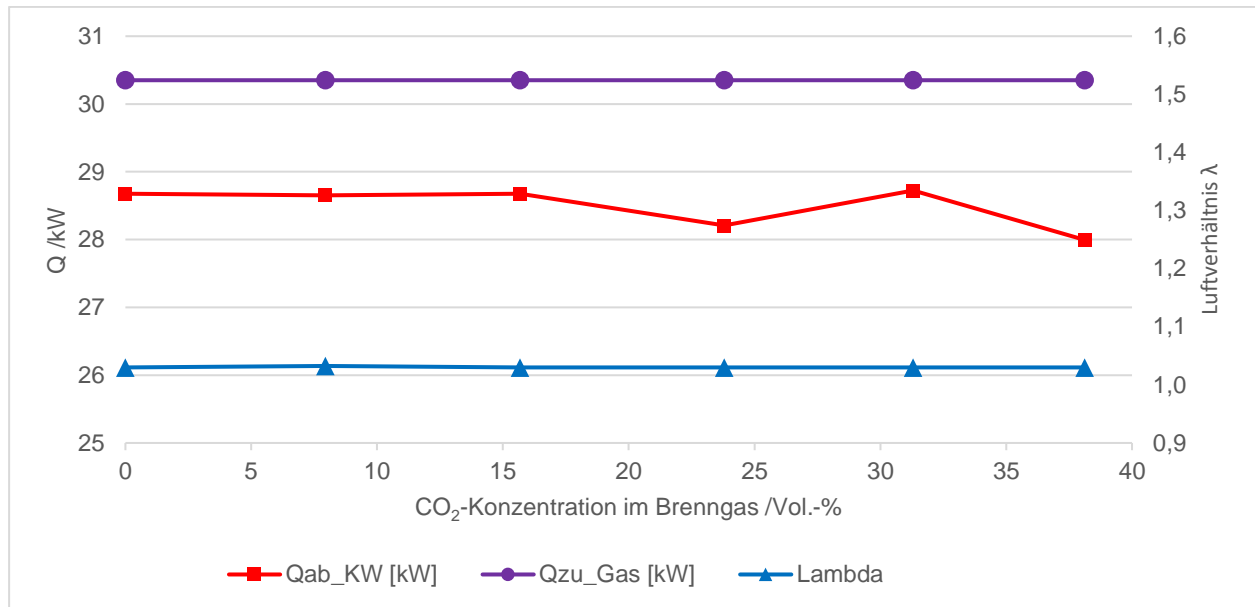


Abbildung 4.5: Vergleich der über das Erdgas zugeführten Wärme (Q_{zu_Gas}) und der über das Kühlwasser abgeführten Wärme (Q_{ab_KW}) über dem steigenden CO_2 -Anteil bei $\lambda = 1,05$. (Quelle: DBI)

Im Allgemeinen lässt sich festhalten, dass Niedertemperaturanlagen durchaus auf hohe Biogasanteile im Erdgas adaptierbar sind. Dies erfordert nicht zwangsläufig Änderungen an der Peripherie, benötigt aber gesonderter Betrachtungen hinsichtlich effektiver Rohrquerschnitte und Vordrücke auf Grund der höheren zu transportierenden Volumenströme an. Die Verbrennungs- und Überwachungstechnik und der Prozess im Allgemeinen bleiben funktionsfähig. Je höher der CO_2 -Anteil im Brenngas ist, desto größere Schwierigkeiten bereitet es, regelungstechnisch, die Flammentemperatur hoch genug zu halten. Die verursacht dementsprechende Verluste bei der übertragenen Wärme und den Brennkammertemperaturen und sorgt für einen Anstieg der CO-Emissionen bei gleichzeitiger Reduktion der NO_x -Bildung.

4.2 Untersuchungen an einer Hochtemperaturfeuerung

Die Auswirkung der Substitution von Erdgas durch Biogas auf die Verbrennung und Schadstoffbildung typischer industrieller Feuerungen der Metallurgie wurde experimentell in einem Versuchsofen untersucht. Dazu wurden Abgasanalysen zur Bestimmung der Konzentrationen der wichtigsten Verbrennungsprodukte (CO , CO_2 , NO_x) im Ofenauslass durchgeführt, sowie die Einflüsse von unterschiedlichen Ammoniakanteilen im Brenngas auf die Stickoxidbildung untersucht. Mit Hilfe von Feldmessungen wurden 2D-Spezies- und Temperaturfelder innerhalb des Ofenraums ermittelt. Bildgebende Messungen der OH^* -Chemilumineszenz gaben Aufschluss auf Veränderungen der Reaktionszone und wurden mit stationären CFD-Simulationen (RANS) verglichen. Mit Hilfe von Stoff- und Energiebilanzen wurden die Einflüsse auf den feuerungstechnischen Wirkungsgrad ermittelt. Die Ergebnisse werden hinsichtlich der Möglichkeiten und Grenzen der Erdgassubstitution durch Rohbiogas für industrielle Thermoprozesse der Metallurgie diskutiert.

4.2.1 Beschreibung der Versuchsanlage und untersuchte Betriebsparameter

Im Rahmen von Betriebsversuchen in einem temperaturgeregelten Versuchsofen wurde die Substitution von Erdgas durch Rohbiogas für zwei industrielle Brenner experimentell untersucht. Dabei wurden zwei unterschiedliche Verbrennungsverfahren betrachtet, zum einen die konventionelle Verbrennung in einer Flamme und zum anderen die flammenlose Oxidation (FLOX®) [15]. Zum Einsatz kamen zwei nicht-vorgemischt betriebene Brenner, wie sie häufig zur Erzeugung von Prozesswärme in metallurgischen Anwendungen eingesetzt werden. Der Brenner, der im Flammenbetrieb arbeitet, wird im Weiteren als „Brenner 1“, der Brenner, der nach dem FLOX®-Betrieb arbeitet, als „Brenner 2“ bezeichnet.

Die Feuerungstests wurden in einem Hochtemperaturversuchsofen ausgelegt für maximale thermische Lasten von 300 kW durchgeführt. Der Ofenraum hat eine Größe von 1,25 m × 2,1 m × 1,5 m (B × L × H) und kann mittels vier integrierter erdgasbetriebener Strahlheizrohre auf Temperaturen von bis zu 1.300 °C geregelt temperiert werden. Zudem verfügt der Ofen über vier luftbetriebene Kühlrohre zur Wärmeabfuhr im Deckenbereich. Der Ofenraum ist mit einem feuerfesten Fasermaterial (Al₂O₃) ausgekleidet. Die Brenner werden stirnseitig in den Ofen eingebaut und feuern horizontal in den Ofenraum in Richtung des Ofenauslasses. In der Seitenwand befinden sich 7 Messöffnungen auf Höhe der Brennereinbauachse für den Einschub von wassergekühlten Absaugpyrometern. Zusätzlich zu den Messöffnungen für die Messsonden, befindet sich im brennernen Bereich eine Ofenklappe, die eine optische Zugänglichkeit ermöglicht. Die Abgasuntersuchung erfolgte kontinuierlich im Abgaskanal hinter dem Ofenraum bzw. wahlweise über ein Absaugpyrometer im Ofenraum. Es wurden die stoffmengen- bzw. volumetrischen Anteile der Komponenten CO, CO₂, NO, NO₂ und O₂ im Abgas bestimmt. Für die Analyse wurden kontinuierlich Proben über einen Partikelfilter und Abgaskühler abgesaugt. Die Messungen erfolgten mit konventionellen Analysegeräten (Rosemount NGA 2000 MLT4 / Binos 100 und Eco Physics CLD 822 Sr), für die Temperaturmessungen im Abgas und Ofenraum wurden Thermoelemente vom Typ B verwendet. Die Messwerte wurden für jeden Betriebspunkt nach ausreichender Haltezeit erfasst und über mehrere Minuten zeitlich gemittelt. Die Charakterisierung der Flamme (Brenner 1) erfolgte durch die Detektion der Chemilumineszenz (OH*) mit Hilfe einer bildverstärkten CCD-Kamera (LaVision Imager E-Lite + IRO) ausgestattet mit einem Nikon Nikkor UV-Objektiv und einem UV-Bandpassfilter.

Tabelle 4.1: Brenner und Betriebsparameter.

Parameter	Brenner 1	Brenner 2
P_{th}	120 kW	150 kW
m_{pkt_Erdgas}	11,7 m ³ /h	15 m ³ /h
λ	~1,1	~1,1
T_{Ofen}	800 °C	900 °C
T_{Br}, T_{Luft}	20 °C	20 °C

Die Feuerungsversuche erfolgten bei konstanter thermischer Leistung, die Betriebsparameter sind in **Tabelle 4.1** zusammengefasst. Die Zuführung der Verbrennungsluft erfolgte (partikel- und ölfrei) durch ein Gebläse. Das Verbrennungsluftverhältnis wurde über den Restsauerstoffgehalt im Ofenabgas bestimmt.

Beide Brenner wurden mit geringem Verbrennungsluftüberschuss im Bereich von $\lambda = 1,05 - 1,15$ betrieben. Das Biogas wurde für die Versuche synthetisch hergestellt. Die Hauptbestandteile CH_4 und CO_2 wurden mit Hilfe von Erdgas (H-Qualität, 91,7 Vol.-% Methan-Anteil) bzw. CO_2 (technisch) aus Druckgasflaschenbündeln abgebildet und eine Biogasqualität mit CH_4 - und CO_2 -Anteilen von jeweils 50 Vol.-% angenommen. In den Feuerungsversuchen wurde der Biogasanteil des Brenngases durch die Zudosierung von CO_2 bis zum Erreichen der zuvor definierten Biogasqualität schrittweise in 5 bzw. 10 Vol.-% Schritten erhöht, bzw. bis die Stabilitätsgrenze für den jeweiligen Brenner erreicht wurde. Die Dosierung der Brenngasbestandteile erfolgte mit Hilfe von Massendurchflussreglern (Bronkhorst EL-FLOW). Über die Untersuchung der Auswirkungen des CO_2 -Anteils auf die Verbrennung mit einem herkömmlichen Erdgasbrenner hinaus wurde der Effekt von stickstoffhaltigen Spurengasen (Ammoniak) im Brenngas auf die Stickoxidbildung durch eine gezielte Zudosierung mit Hilfe eines Schwebekörperdurchflussmessers bis hin zu 5.200 ppm NH_3 untersucht. Durch die Konditionierung der Ofenraumtemperatur konnten zudem definierte Prozesstemperaturen dargestellt werden.

4.2.2 Auswirkungen auf die Schadstoffbildung

In **Abbildung 4.6** sind die Konzentration der gemessenen Abgasbestandteile (trockenes Abgas) über dem Biogasanteil im Brenngas dargestellt, darin zeigen die geschlossenen Symbole die Messwerte für Brenner 1 bzw. die offenen die Werte für Brenner 2. Der Bereich zwischen 0 Vol.-% und 30 Vol.-% Biogasanteil konnte mit den eingesetzten CO_2 -Massendurchflußreglern nicht abgebildet werden. In den Versuchen mit Brenner 1 war es zudem nicht möglich mit einem Anteil von > 80 Vol.-% Biogas zu feuern, da hier Instabilität und in der Folge ein Verlöschen der Flamme auftrat.

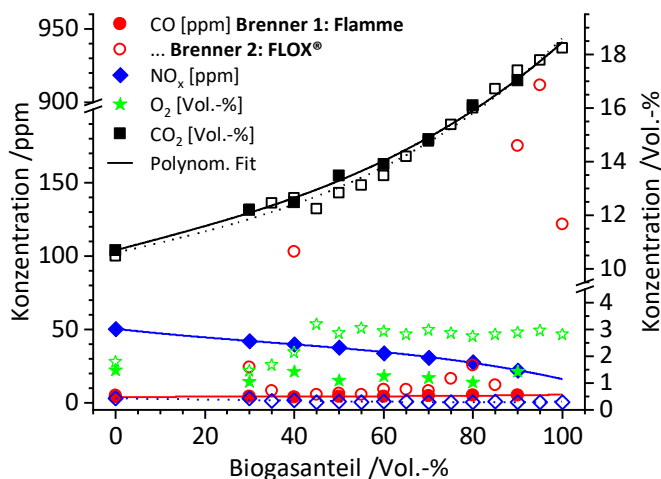


Abbildung 4.6: Trockene Abgasemissionen in Abhängigkeit vom Biogasanteil im Brenngas. (Quelle: GWI)

Die Trends der Messwerte mit zunehmenden Biogasanteilen wurden durch polynomiale Fits veranschaulicht. In beiden Versuchsreihen spiegeln sich die zunehmenden CO_2 -Gehalte im Brenngas in den Abgasmesswerten wider. Die Restsauerstoffgehalte waren über die jeweilige Versuchsreihe nahezu konstant. Während für die Verbrennung mittels flammenloser Oxidation (Brenner 2) die NO_x -Konzentrationen für alle Brenngasmischungen im niedrigen einstelligen Bereich nahe der Nachweisgrenze liegen, tritt

für Brenner 1 eine Abnahme mit zunehmenden Biogasanteil ein. Diese kann auf eine Senkung der Flammentemperaturen und in der Folge geringerer thermischer NO_x -Bildung zurückgeführt werden. Die CO -Konzentrationen lagen für Brenner 1 durchweg an der Nachweisgrenze, während für Brenner 2 zum Teil stark erhöhte Konzentrationen, bei 40 Vol.-% und oberhalb von 85 Vol.-% Biogaszumischung, im Abgas gemessen wurden. Dies kann unter Umständen auf die Änderung der Strömungsbedingungen im Ofenraum zurückgeführt werden, da in diesen Fällen unvollständig verbranntes Gas in den Kamin gelangt. Hier können CFD-Simulationen des Strömungsfeldes weiteren Aufschluss geben.

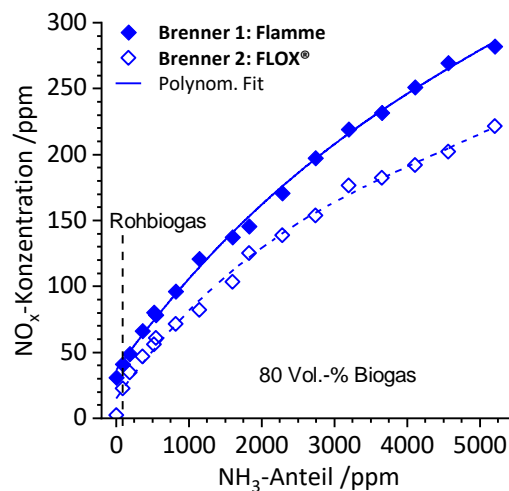


Abbildung 4.7: NO_x -Konzentrationen im Ofenabgas in Abhängigkeit vom NH_3 -Anteil im Biogas, ermittelt bei 80 Vol.-% Biogasannteil im Brenngas. (Quelle: GWI)

In **Abbildung 4.7** wird die Auswirkung der Anwesenheit von brennstoffgebundenem Stickstoff in Form von Ammoniak auf die NO_x -Emission im Abgas gezeigt. Dargestellt ist die resultierende NO_x -Konzentration im Abgas über der NH_3 -Konzentration im Brenngas. Die Zugabe von NH_3 in das Brenngasgemisch wurde bei einem Anteil von 80 Vol.-% Biogas durchgeführt, da hier noch für beide Brenner eine stabile Verbrennung gewährleistet werden konnte. Für beide Verbrennungsverfahren ist die Erhöhung der NH_3 -Konzentration mit einer starken Zunahme der NO_x -Konzentrationen verbunden, wobei der Anstieg, in der Abbildung durch polynomiale Fits angedeutet, mit zunehmenden NH_3 -Konzentrationen geringer wird. Bei der FLOX®-Verbrennung (Brenner 2) ist ein flacherer Verlauf zu beobachten. Bei der maximalen Zugabe von 5.200 ppm NH_3 wurden mit Brenner 1 NO_x -Konzentrationen zwischen 250 ppm und 300 ppm erreicht, während für Brenner 2 die maximale Konzentration zwischen 200 ppm und 250 ppm lag. Im potenziell für Rohbiogas relevanten Bereich unterhalb von 100 ppm NH_3 lagen die NO_x -Konzentrationen für Brenner 1 unterhalb von 50 ppm, also nicht höher als für die reine Erdgas-Verbrennung. Die Effekte durch die thermische NO_x -Bildung und die Bildung aus Brennstoffstickstoff wirken sich hier gegenläufig aus, während mit zunehmendem Biogasanteil durch die niedrigere Verbrennungstemperatur der Anteil an thermisch gebildetem NO_x sinkt, können wiederum durch NH_3 -Anteile vermehrt Stickoxide gebildet werden. Für die FLOX®-Verbrennung sind die NO_x -Konzentrationen zwar geringer, allerdings aufgrund des niedrigen Niveaus im Fall ohne Brennstoffstickstoff ist die Zunahme durch die NH_3 -Zugabe nicht unwesentlich.

4.2.3 Auswirkungen auf die Ofenraumatmosferaere

Im Rahmen von Feldmessungen wurden die ebenen Temperatur- und Spezieskonzentrationsverteilungen im Ofenraum für reines Erdgas, 40 Vol.-% und 80 Vol.-% Biogas ermittelt. Die aus den Messwerten der einzelnen Messpositionen (7 in Ofenlängsrichtung und gradientenabhängig jeweils variable Anzahlen und Abstände quer zur Brennerachse) durch Interpolation zwischen den Datenpunkten ermittelten Temperaturfelder sind für Brenner 1 und 2 in **Abbildung 4.8** in Form von Konturplots dargestellt. Die 2D-dimensionale Darstellung erlaubt es, Rückschlüsse auf die Änderungen der Ofenraumatmosferaere mit der veränderten Brenngaszusammensetzung zu ziehen. Für Brenner 1 ist die Senkung der Verbrennungstemperaturen durch den erhöhten CO₂-Anteil im Brenngas deutlich zu erkennen. Im Bereich der Flamme sinken die Temperaturen von etwa 1.200 °C um mehr als 100 K, wogegen sich die Temperaturverteilung im übrigen Bereich nur geringfügig ändert. Bei der FLOX®-Verbrennung ist der Effekt gegenteilig, hier sind die Temperaturen im düsen nahen Frischgasbereich für alle Brenngase relativ niedrig bei Temperaturen von 700 °C bis 750 °C. Um die Unterschiede zwischen den Zumischraten bei beiden Brennern besser zu verdeutlichen, sind für einzelne Abbildungen verschiedene Skalen gewählt worden.

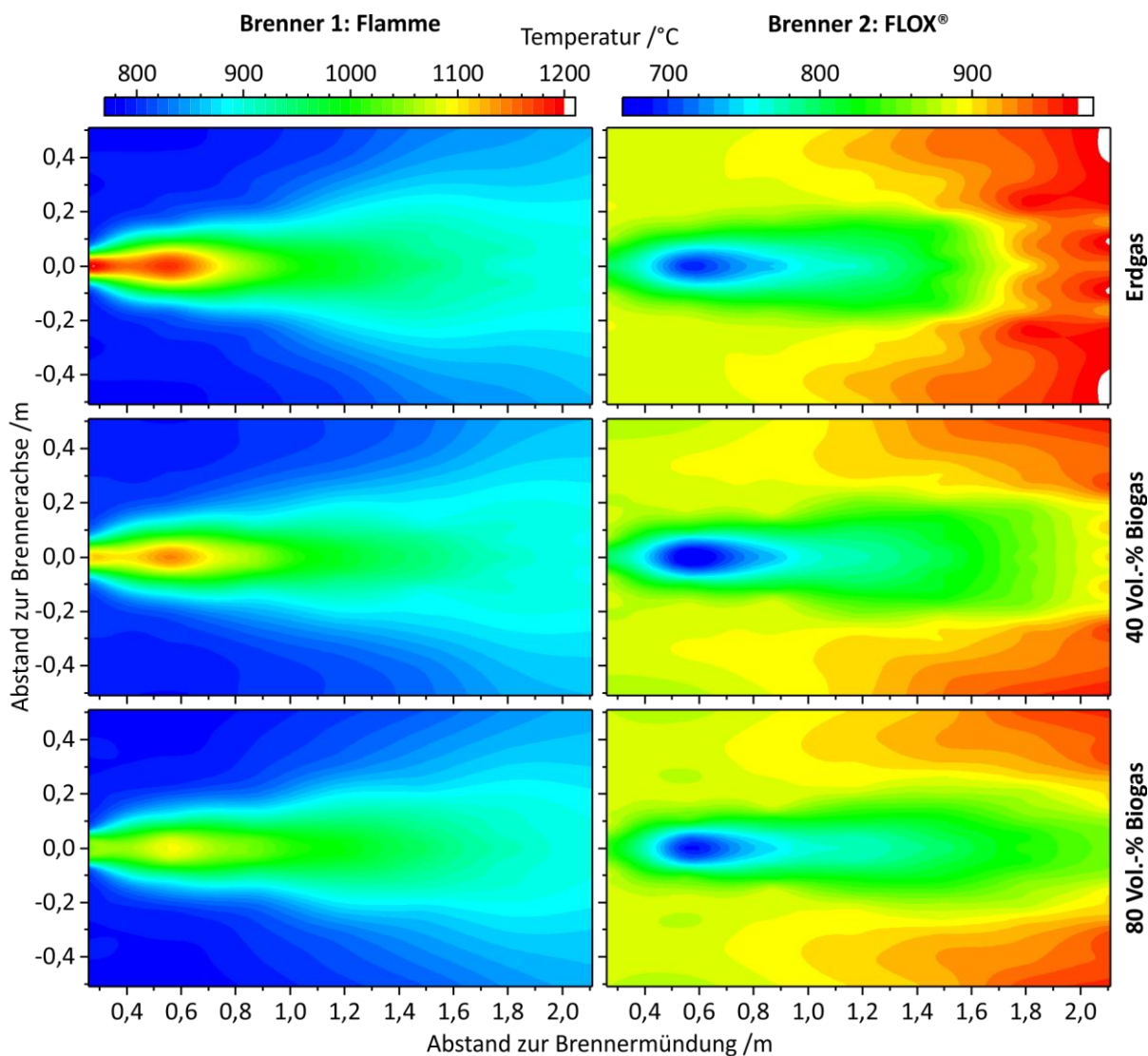


Abbildung 4.8: 2D-Temperaturverteilung im Ofenraum für unterschiedliche Substitutionsgrade von Biogas. (Quelle: GWI)

Der Bereich relativ niedriger Temperaturen erstreckt sich mit zunehmendem CO₂-Anteil im Brenngas zu nehmen in Richtung des Ofenauslasses. Während im Frischgasbereich die Verteilung ähnlich ist, stellt sich im hinteren Ofen- und dem Rezirkulationsbereich an den Ofenwänden eine deutliche Veränderung ein. Generell sind die auftretenden Maximaltemperaturen erwartungsgemäß bei der FLOX®-Verbrennung deutlich niedriger.

Die CO-Konzentrationsverteilung kann bei einer überstöchiometrischen Verbrennung näherungsweise Rückschlüsse auf die Reaktionszone zulassen. **Abbildung 4.9** zeigt die aus der Feldmessung ermittelten CO-Konzentrationsverteilungen im Ofenraum. Für Brenner 1 zeigt sich mit zunehmenden Biogasanteil eine deutliche Ausdehnung der Reaktionszone in Strömungsrichtung

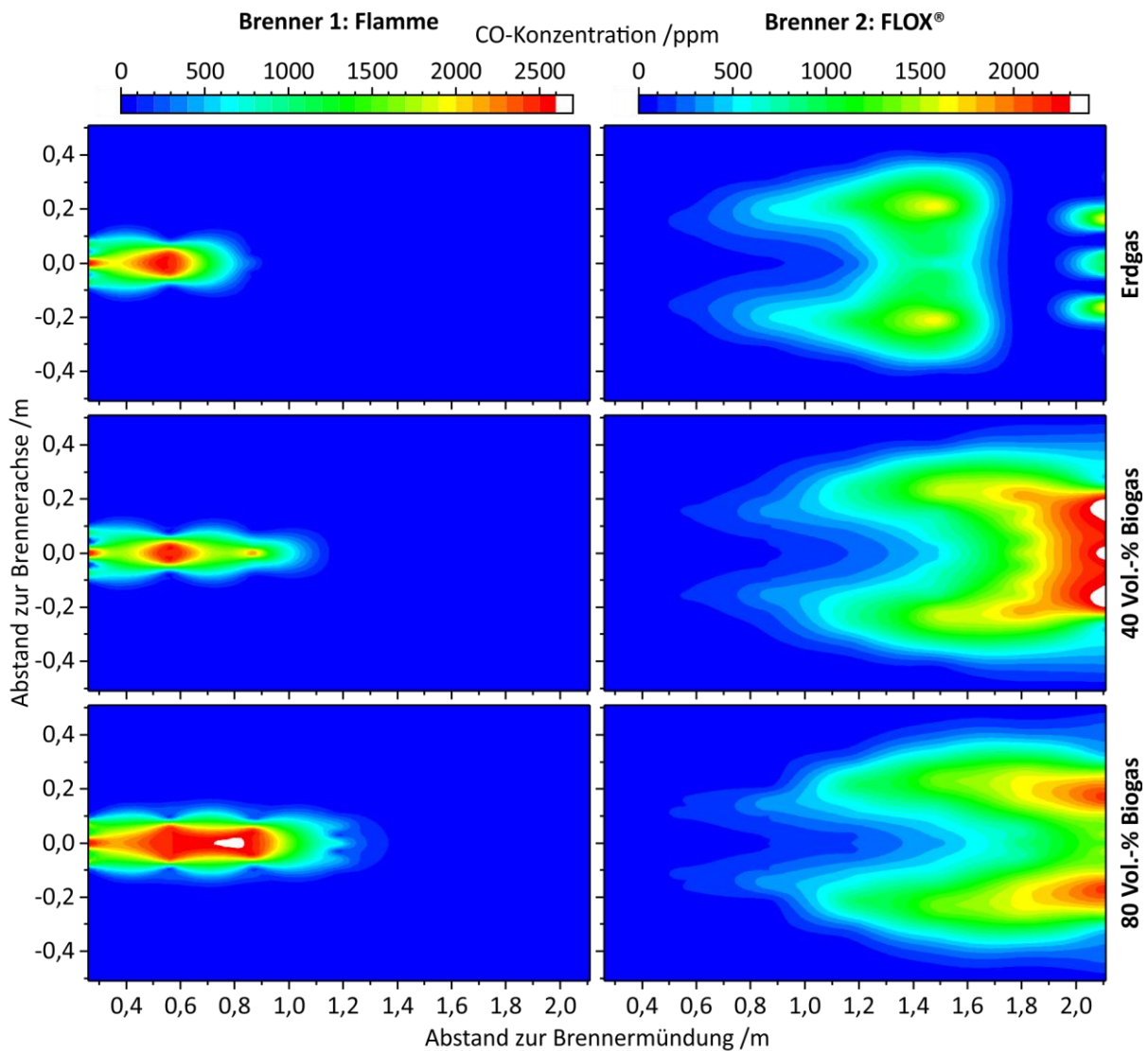


Abbildung 4.9: 2D-CO-Konzentrationsverteilung im Ofenraum für unterschiedliche Substitutionsgrade von Biogas. (Quelle: GWI)

Dies kann auf die erhöhte Strömungsgeschwindigkeit des Brenngases durch den erhöhten CO₂-Anteil bei konstant gehaltener Leistung zurückgeführt werden. In den Ergebnissen für Brenner 2 ist eine deutlich breitere Verteilung im Ofenraum stromabwärts zu beobachten, die bei der FLOX®-Verbrennung durch die prinzipbedingt rezirkulationsdominierte Verbrennungsführung entsteht. Mit zunehmenden Biogasanteil

und somit zunehmender Strömungsgeschwindigkeit kann entlang der Mittelachse die Verschiebung der Reaktionszone in Strömungsrichtung beobachtet werden. Bei einem Anteil von 40 Vol.-% Biogas im Brenngas können relativ hohe CO-Konzentrationen nahe des Ofenauslasses auftreten. Dies korreliert auch mit der Abgasuntersuchung im Abgaskanal. In diesem Betriebspunkt gelangt ein Teil des unvollständig verbrannten Gases in den Abgaskanal. Durch die Veränderung der Strömungsbedingungen und Lage der Reaktionszonen kann es bei dieser Verbrennungsführung zum Austreten nicht vollständig verbrannten Gases aus dem Ofenraum kommen. In den Abgasuntersuchungen konnte dieses Verhalten zudem auch bei Biogasanteil größer 85 Vol.-% im Brenngas beobachtet werden. Hier geben die CFD-Simulationen des Strömungsfeldes und der Rezirkulationsgebiete weiteren Aufschluss.

4.2.4 Auswirkungen auf die Flamme

Zusätzlich zu den gasanalytischen Messungen wurde eine bildgebende optische Charakterisierung der brennernen Reaktionszone für Brenner 1 anhand der OH*-Chemilumineszenz der Flamme durchgeführt, die Rückschlüsse auf die Wärmefreisetzung zulässt [16,17].

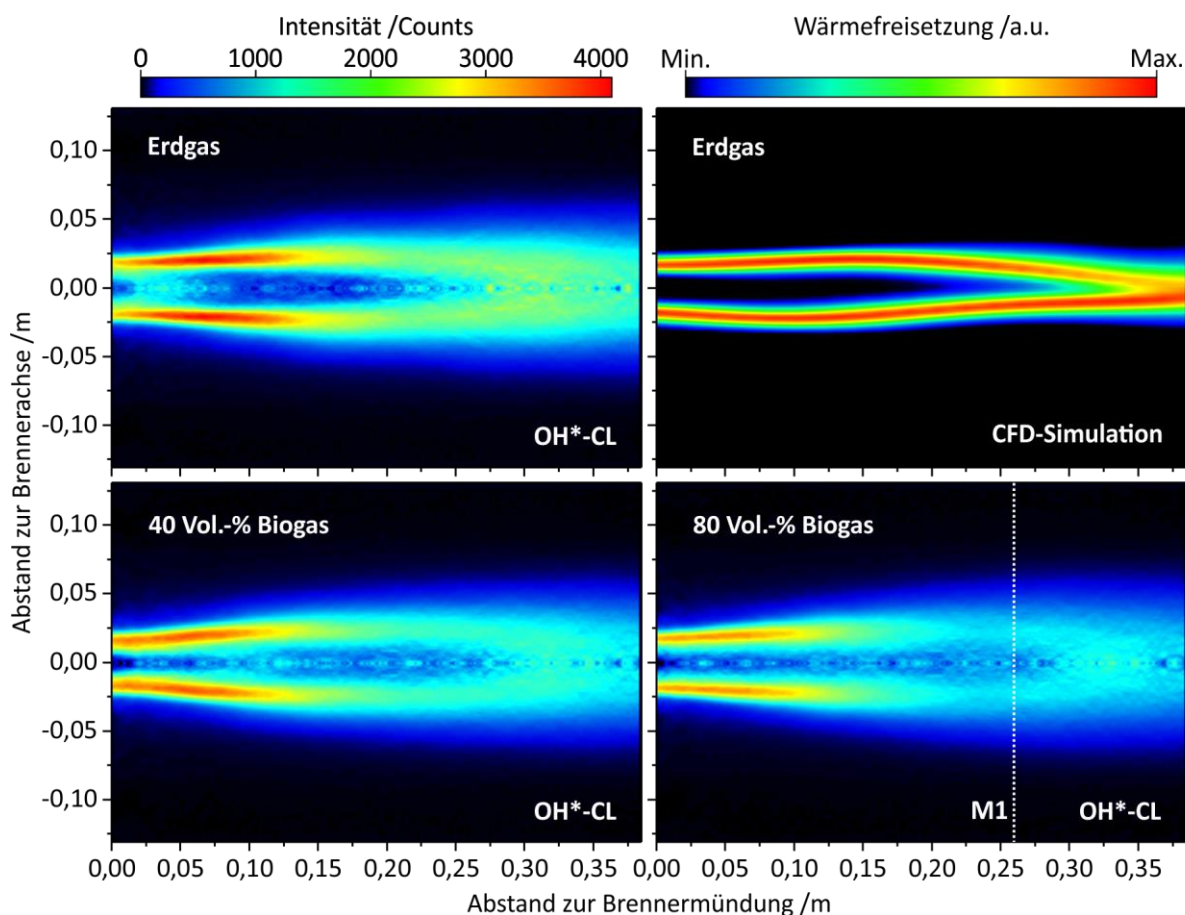


Abbildung 4.10: OH*-Chemilumineszenz-Aufnahmen (nach Post-Processing) der Erdgasflamme sowie bei 40 Vol.-% und 80 Vol.-% Biogasanteil im Brenngas (150 kW, $\lambda = 1,1$); oben rechts: CFD-Simulation der Erdgasflamme (RANS, stationär), Darstellung der Wärmefreisetzung. (Quelle: GWI)

In **Abbildung 4.10** sind die aus 100 Einzelaufnahmen mit je 1 ms Belichtungszeit zeitlich gemittelten Bilder der Erdgasflamme, sowie der Flammen mit 40 Vol.-% und 80 Vol.-% Biogasanteil im Brenngas dargestellt. Die Aufnahmen wurden jeweils nach Hintergrundabzug perspektivisch entzerrt und im Anschluss mit Hilfe

einer Abel-Transformation aus der räumlich integrierten Bildinformation eine ebene Intensitätsverteilung berechnet, unter der Annahme, dass eine um die Brennerachse rotationssymmetrische Flammgeometrie vorliegt. Zum Vergleich ist für den Erdgas-Fall in der **Abbildung 4.10** oben rechts die aus der CFD-Simulation (RANS, stationär) erhaltene Verteilung der Wärmefreisetzung dargestellt, die durch die zeitlich gemittelte OH*-Aufnahme gut repräsentiert wird. Die OH*-Aufnahmen zeigen für alle Brenngase eine ähnliche Verteilung der Intensitäten. Mit zunehmendem Biogasanteil sinken die gemessenen Signalintensitäten, was auf eine lokal niedrigere Wärmefreisetzung bzw. Temperaturverteilung zurückgeführt werden kann.

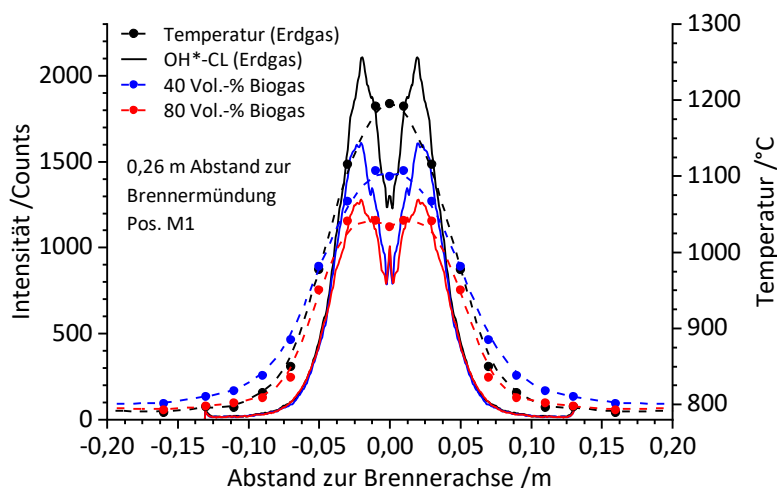


Abbildung 4.11: Gemessene Temperaturverläufe und Intensitätsprofile aus den Chemilumineszenz-Aufnahmen (OH-CL) der Erdgasflamme sowie mit 40 Vol.-% und 80 Vol.-% Biogasanteil im Brenngas (150 kW, $\lambda = 1,1$) quer zur Brennerachse in 0,26 m Abstand zur Brennermündung. (Quelle: GWI)*

In **Abbildung 4.11** wird dies anhand der Intensitätsprofile senkrecht zur Brennerachse in 0,26 m Entfernung von der Brennermündung verdeutlicht. Zum Vergleich wurden die aus der Feldmessung an dieser Stelle (1. Ofenmessöffnung, M1) ermittelten Temperaturprofile aufgetragen. Die Temperatur- und OH*-Intensitätsprofile zeigen eine gute örtliche Korrelation. Sowohl die Temperaturen als auch die OH*-Intensitäten sinken im Bereich der Flamme mit zunehmendem Biogasanteil im Brenngas in etwa gleichem Maße.

4.2.5 Auswirkungen auf den Wirkungsgrad

Eine wichtige Größe für den ökonomischen Betrieb von Thermoprozessanlagen ist der feuerungstechnische Wirkungsgrad. Durch eine Bilanzierung des Ofenraums wurde die relative Änderung des feuerungstechnischen Wirkungsgrades ausgehend von der reinen Erdgasfeuerung und mit zunehmendem Biogasanteil ermittelt.

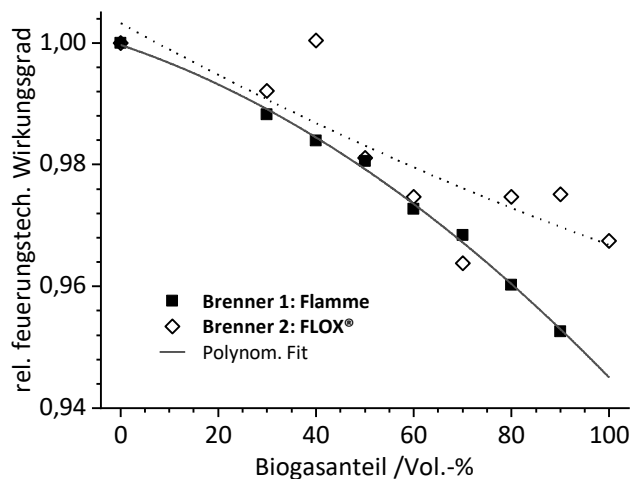


Abbildung 4.12: Experimentell ermittelter relativer feuerungstechnischer Wirkungsgrad über dem Biogasanteil im Brenngas. (Quelle: GWI)

In **Abbildung 4.12** ist der relative feuerungstechnische Wirkungsgrad über dem Biogasanteil im Brenngas für beide Brenner aufgetragen. Zur Verdeutlichung der Trends wurden Kurven an die Messdaten angefitet. Für Brenner 1 wird die Abnahme des Wirkungsgrades mit zunehmenden Biogasgehalt deutlich sichtbar. Für den Betrieb mit 100 Vol.-% Biogas würde sich demnach im Vergleich zur reinen Erdgasfeuerung ein Wirkungsgradverlust von etwa 4 % ergeben. Die Streuung der für Brenner 2 ermittelten Werte wurde durch stark schwankende Messwerte im Ofenabgas verursacht, da hier, wie bereits unter **4.2.3** erwähnt, unter bestimmten Strömungsbedingungen unvollständig verbranntes Gas in den Abgaskanal gelangt.

4.3 Untersuchungen an einem Aluminiumschmelzofen

4.3.1 Berechnungsmodell für die numerischen Untersuchungen

Im Rahmen von numerischen Untersuchungen wurden die Auswirkungen des Rohbiogaseinsatzes auf einen realen Industrieprozess untersucht. Exemplarisch wurde dazu ein erdgasbefuerter Schmelzofen für Sekundäraluminium betrachtet. **Abbildung 4.13** zeigt das Geometriemodell des Schmelzofens für die numerischen Berechnungen. Das System besteht aus einem Ofenraum mit 2 Brennern, die wechselseitig in einem Takt von 90 Sekunden feuern. Über den jeweils inaktiven Brenner wird ein Teil des Abgases über einen Regenerator abgeführt. Dazu liegen am Austritt 10 – 20 mbar Unterdruck an, die das Ausströmen des Abgases begünstigen. Das restliche Abgas verlässt die Brennkammer über ein Absaugrohr. Die Diffusionsbrenner mit einer Feuerungsleistung von jeweils 1,8 MW besitzen eine zentrale Gaslanze (rot) über die das Brenngas zugeführt wird. Vier Düsenöffnungen für die Zuführung der Verbrennungsluft sind ringförmig um die zentrale Brenngasdüse verteilt. Die Gasdüsen sind in einen kegelförmigen Brennerstein (blau) eingelassen. Im Betrieb wird eine schräg, auf den mittig in den Ofen eingebrachten Aluminiumschrott, ausgerichtete Flamme etabliert, die in einem flachen Winkel über das Schmelzbad hinweg feuert.

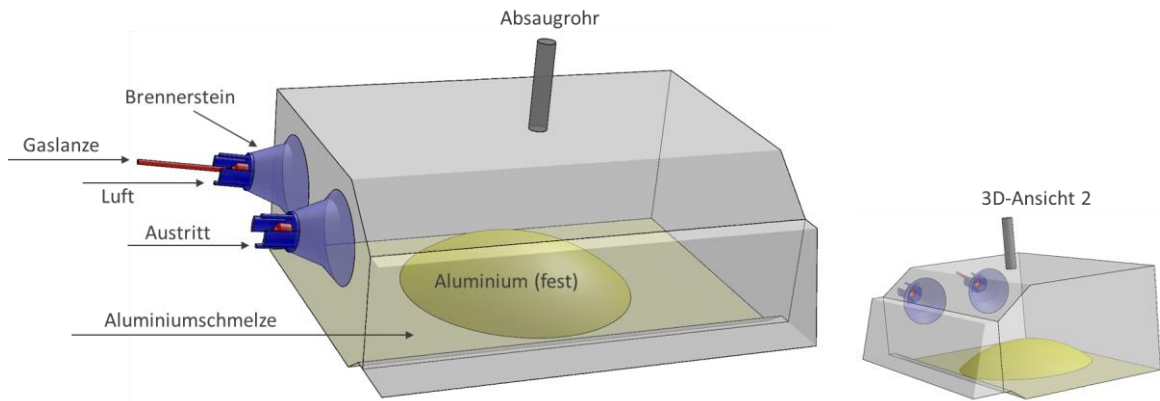


Abbildung 4.13: CFD-Geometriemodell des untersuchten Aluminiumschmelzofens. (Quelle: GWI)

Es wurden zeitlich mittelnde CFD-Simulationen (RANS, stationär) mit Ansys Fluent, Version 18 unter Verwendung des $k-\omega$ -SST Turbulenz- und non-premixed PDF-Verbrennungsmodells durchgeführt. Die betrachteten Betriebsparameter sind in **Tabelle 4.2**, die zugrundeliegenden Gaszusammensetzungen in **Tabelle 4.3** aufgeführt. Für die Simulation wird ein Prozesszeitpunkt angenommen, in dem sowohl Aluminium in festem Zustand, in **Abbildung 4.13** als Kuppel dargestellt, als auch flüssiges Aluminium im Schmelzbad vorliegt. Simuliert wird ein Brennertaktzustand bei dem die Verbrennungsluftvorwärmtemperatur 550 °C beträgt, was der mittleren Temperatur während des Taktes entspricht. Bis zu 20 Vol.-% des Abgasnormvolumenstromes können in der Praxis über einen Bypass abgeleitet werden, der Restvolumenstrom wird über den Regenerator (Öffnung „Austritt“) geführt. Aus Stabilitätsgründen wird das Absaugrohr in den numerischen Berechnungen vernachlässigt und das gesamte Abgas über den inaktiven Brenner abgeleitet.

Tabelle 4.2: Betriebsparameter.

Brennerleistung	1,8 MW
Luftzahl	1,13
Lufttemperatur	550 °C
Brennstofftemperatur	20 °C

Tabelle 4.3: Gaszusammensetzung.

[Vol.-%]	Erdgas	Biogas	Luft
CH ₄	88,71	50	-
C ₂ H ₆	6,93	-	-
C ₃ H ₈	1,25	-	-
C ₄ H ₁₀	0,28	-	-
C ₄ H ₁₀ + C _n H _m	0,07	-	-
CO ₂	1,94	50	-
O ₂	-	-	21
N ₂	0,82	-	79

4.3.2 Auswirkungen auf den Verbrennungsprozess

Nachfolgend werden die Simulationsergebnisse im Hinblick auf die Auswirkungen der Veränderung der Brennstoffzusammensetzung durch die Zugabe von Biogas dargestellt und diskutiert. Im Rahmen einer Parameterstudie wurden Fälle mit jeweils unterschiedlichen Biogasanteilen von 0 – 100 Vol.-% in 20 Vol.-% Schritten betrachtet, das bedeutet die Erdgasanteile wurden volumetrisch durch Biogas ersetzt. Die eingesetzte Brennstoffleistung betrug für alle berechneten Fälle 1,8 MW, da zunächst von einer gleichbleibenden Leistungsanforderung ausgegangen wurde. **Abbildung 4.14** zeigt die berechnete Temperaturverteilungen im Ofenraum in der vertikalen Ebene, die sich tangential zur Mittelachse des feuernenden Brenners befindet. Für alle Zumischungsgrade bildet sich eine heiße Zone oberhalb des festen Aluminiums in der Ofenraummitte aus mit einer Maximaltemperatur von ca. 1.500 °C im Falle einer reinen Erdgasfeuerung. Mit Zunehmendem Biogasanteil im Brenngas sinkt die Maximaltemperatur, bei einer reinen Biogasverbrennung fällt diese um ca. 250 °C niedriger aus. Im Gegensatz dazu kann keine merkliche Änderung der Abgastemperaturen am Ofenaustritt festgestellt werden. Aufgrund von Instabilitäten während der numerischen Berechnungen, ist die exakte Form der Verteilung nur bedingt aussagekräftig, die Tendenz mit zunehmenden Biogasanteil im Brenngas ist allerdings ersichtlich. Gleiches gilt auch für die im Weiteren betrachteten Größen.

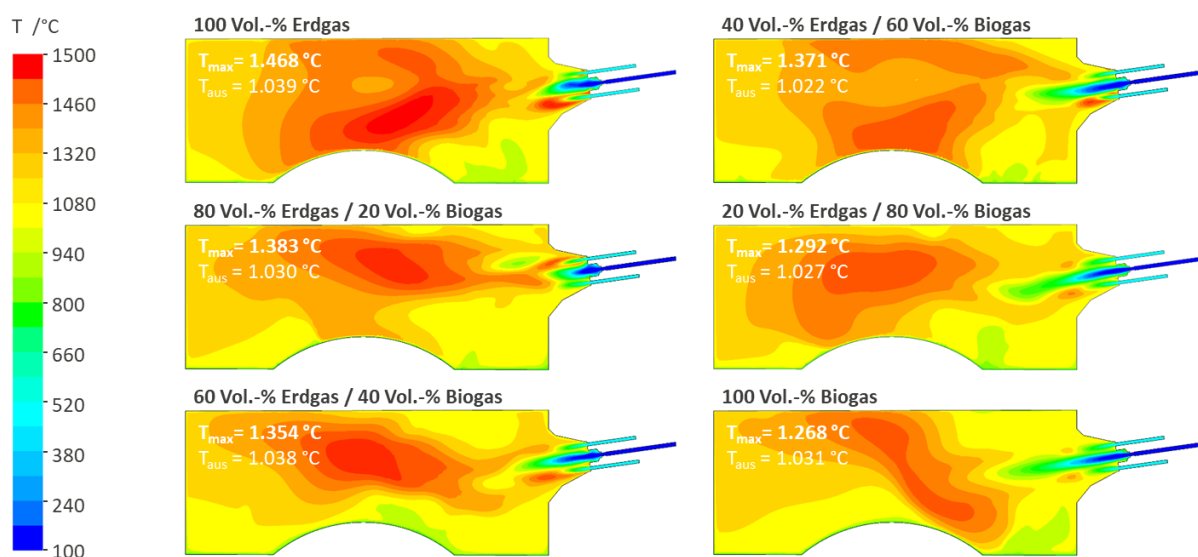


Abbildung 4.14: Berechnete Temperaturverteilung im Ofenraum für verschiedene Biogasanteile im Brenngas; Vertikaler Schnitt durch den Ofenraum, tangential zur Längsachse des feuernenden Brenners. (Quelle: GWI)

In **Abbildung 4.15** und **Abbildung 4.16** sind die CO- sowie die O₂-Konzentrationsverteilung im Ofenraum dargestellt. Die CO-Konzentrationsverteilungen geben näherungsweise Aufschluss über die Ausdehnung der Reaktionszone im Brenraum. Mit zunehmendem Biogasanteil und somit zunehmendem Brenngasvolumenstrom dehnt sich die Reaktionszone tendenziell weiter in den Ofenraum aus. Somit kann hier ein ausgedehnter Kontaktbereich der Flamme mit dem Gut entstehen. Die erhaltenen Kohlenmonoxid- und Sauerstoffkonzentrationen im Austritt lassen für alle Fälle auf einen vollständigen Ausbrand schließen, aufgrund des zunehmenden Inertgasanteiles sinkt der Restsauerstoffgehalt im Abgas mit zunehmendem Biogasanteil im Brenngas leicht. Dies ist gegebenenfalls bei einer Regelung der Luftzufuhr über den Restsauerstoffgehalt zu berücksichtigen.

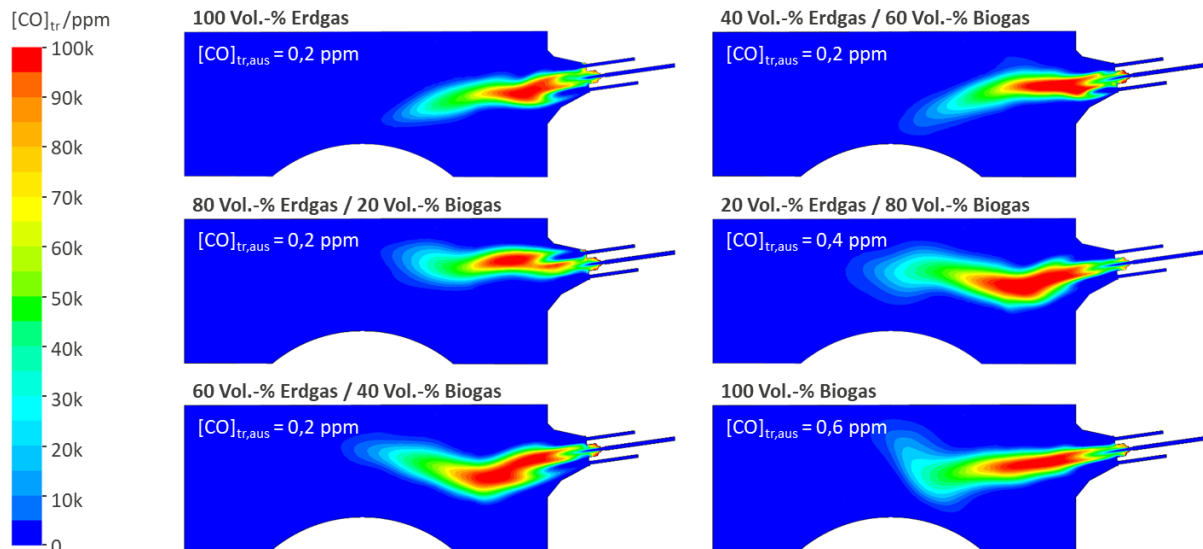


Abbildung 4.15: Berechnete trockene CO-Konzentrationsverteilung im Ofenraum für verschiedene Biogasanteile im Brenngas; Vertikaler Schnitt durch den Ofenraum, tangential zur Längsachse des feuerrnden Brenners. (Quelle: GWI)

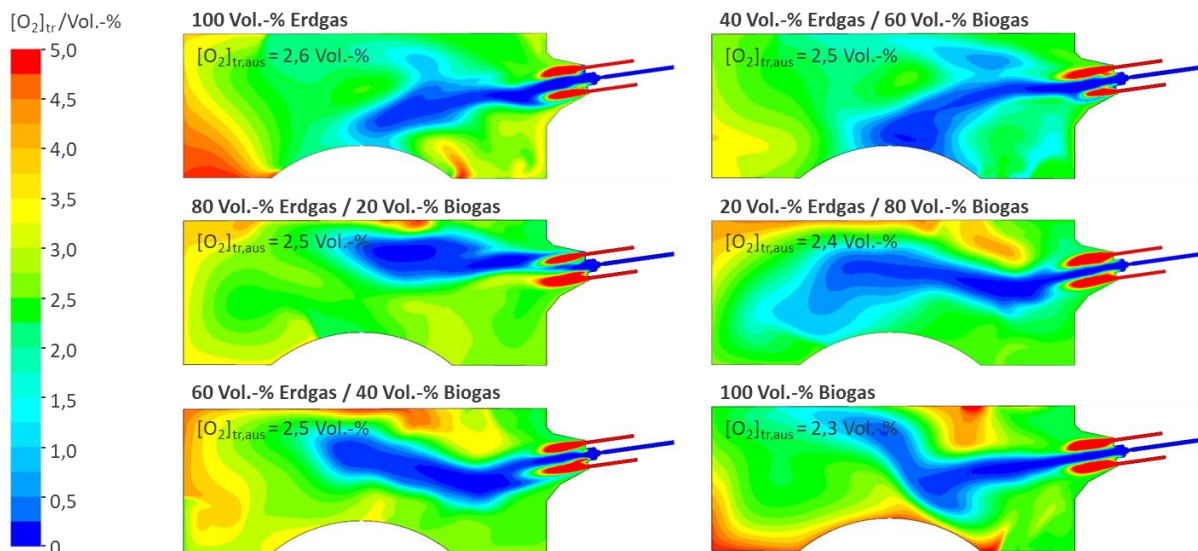


Abbildung 4.16: Berechnete trockene O₂-Konzentrationsverteilung im Ofenraum für verschiedene Biogasanteile im Brenngas; Vertikaler Schnitt durch den Ofenraum, tangential zur Längsachse des feuerrnden Brenners. (Quelle: GWI)

Abbildung 4.17 zeigt die Verteilung der Absolutgeschwindigkeit des Strömungsfeldes im Ofenraum. Die Simulationsergebnisse zeigen eine deutliche Zunahme der Geschwindigkeiten nahe der Brenndüsen, vor allem innerhalb des Brennersteins, für die Fälle mit hohen Biogasanteilen. Mit zunehmender Distanz zum Brennerstein nehmen die Strömungsgeschwindigkeiten stark ab und die Werte befinden sich in der Ofenraummitte in einem ähnlichen Bereich für alle betrachteten Fälle. Ein Einfluss der erhöhten Strömungsgeschwindigkeiten durch den Biogaseinsatz auf den Schmelzprozess kann daher aus den Simulationen nicht abgeleitet werden.

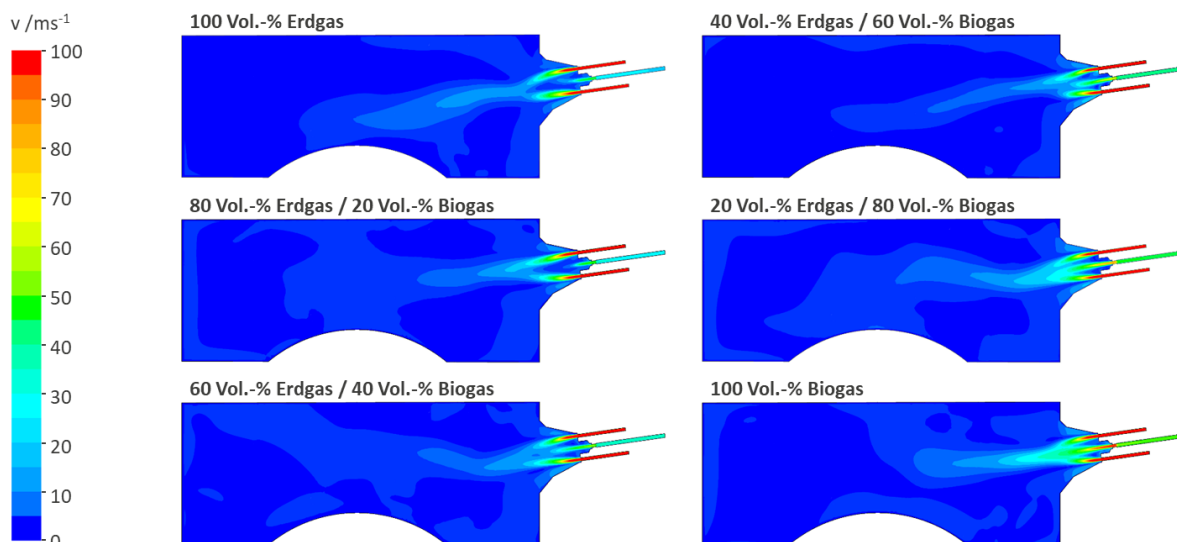


Abbildung 4.17: Absolutgeschwindigkeitsverteilung im Ofenraum für verschiedene Biogasanteile im Brenngas; Vertikaler Schnitt durch den Ofenraum, tangential zur Längsachse des feuerverbrennenden Brenners. (Quelle: GWI)

4.3.3 Auswirkungen auf den Energieeintrag in die Schmelze

Maßgeblich für den Fortschritt des Schmelzvorgangs und dessen Effizienz, ist der bei einer definierten Feuerungsleistung erzielte Wärmeeintrag in das Aluminium. Nachfolgend wird auf die Auswirkung der Biogaszumischung auf den Energieeintrag in das Aluminiumbad eingegangen. **Abbildung 4.18** zeigt die Verteilung der Wärmestromdichte auf der Oberfläche des Aluminiumschmelzbades für unterschiedliche Biogasanteile im Brenngas. Die höchste Wärmestromdichte wird dabei im Bereich der Kuppelgeometrie in der Ofenraummitte, bzw. auf dem Aluminiumfestmaterial erreicht, wo auch der erhöhte Energiebedarf für das Schmelzen benötigt wird. Dabei wird im Falle einer reinen Erdgasfeuerung ein Wärmeeintrag von etwa über 1 MW in das Aluminium erzielt. Mit zunehmendem Biogasanteil im Brenngas nimmt sowohl die maximale Wärmestromdichte als auch der Gesamtwärmeeintrag ab und liegt im Falle von 100 Vol.-% Biogas um knapp 9 % niedriger als im Falle der reinen Erdgasfeuerung

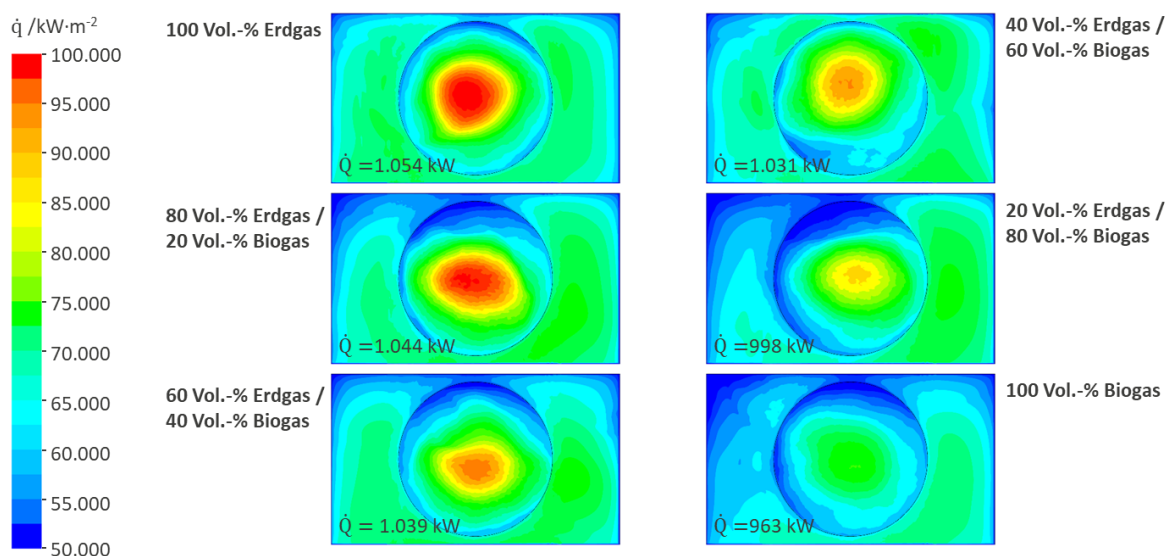


Abbildung 4.18: Verteilung der Wärmestromdichte auf der Oberfläche des Aluminiumschmelzbades; Draufsicht. (Quelle: GWI)

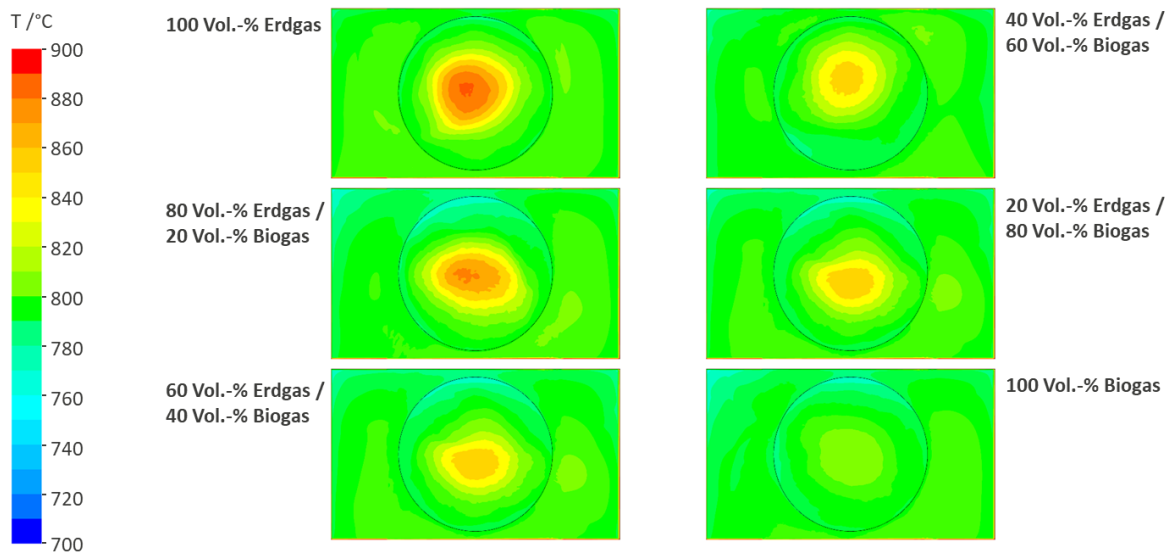


Abbildung 4.19: Verteilung der Temperatur auf der Oberfläche des Aluminiumschmelzbad; Draufsicht. (Quelle: GWI)

Dies hat Auswirkungen auf die Temperaturverteilung auf der Oberfläche des Schmelzgutes und somit des Schmelzvorgangs, die berechneten Temperaturverteilungen zeigt **Abbildung 4.19**. Während bei reiner Erdgasfeuerung Schmelztemperaturen von nahezu 900 °C auftreten, liegen diese im Betrieb mit 100 Vol.-% Biogas bei etwas über 800 °C. Die geringeren Temperaturen können einen erheblichen Einfluss auf den Schmelzvorgang an sich und die Materialeigenschaften mit sich bringen. Dies kann im realen Anwendungsfall beispielsweise durch eine Steigerung der Feuerungsleistung kompensiert werden.

Kompensation des verringerten Wärmeeintrags durch Erhöhung der Feuerungsleistung

In einer weiteren Simulation wurde die Brennstoffleistung zur Kompensation des geringeren Wärmeeintrags für den Fall der reinen Biogasfeuerung um 10 % erhöht. **Abbildung 4.20** zeigt die resultierenden Temperatur- und Geschwindigkeitsverteilungen im Ofenraum für die reine Erdgas- und die reine Biogasfeuerung bei 1,8 MW sowie bei erhöhter Leistung mit 1,98 MW für den Biogasfall. Wie zu erwarten, führt dies zu einer weiteren Steigerung der brennernen Austrittsgeschwindigkeiten und einer geringfügigen Steigerung der Maximaltemperaturen in der Gasphase. Die CO- und O₂-Konzentrationsverteilungen in **Abbildung 4.21** lassen dabei auf eine weitere Ausdehnung der Reaktionszone in Richtung des Festmaterial in der Ofenraummitte schließen. **Abbildung 4.22** zeigt die Verteilung der Wärmestromdichte und der Temperatur auf der Schmelzbadoberfläche. Durch die Erhöhung der Feuerungsleistung kann der fehlende Energieeintrag in die Schmelze bei Einsatz von Biogas kompensiert werden. Die Wärmestromdichte ist im Fall der erhöhten Leistung ähnlich verteilt wie im Fall der reinen Erdgasfeuerung. Die Temperaturverteilungen zeigen, dass durch die Anhebung der Leistung um 10 %, das Temperaturniveau der Erdgasfeuerung nahezu wieder erreicht werden kann. Es konnte gezeigt werden, dass, vorausgesetzt die eingesetzten Brenner und Peripherie sind für die hohen erforderlichen Brenngasdurchsätze ausgelegt, der Einsatz von Rohbiogas somit prinzipiell möglich ist und vergleichbare Ofenraumbedingungen erzielbar sind.

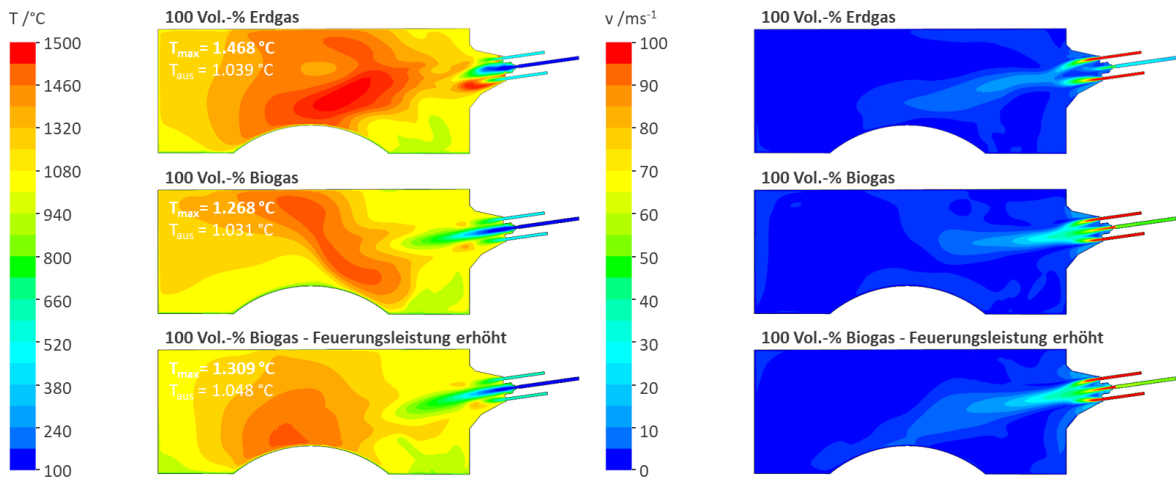


Abbildung 4.20: Temperatur- (links) und Absolutgeschwindigkeitsverteilung (rechts) im Ofenraum für verschiedene Biogasanteile im Brenngas; Vertikaler Schnitt durch den Ofenraum, tangential zur Längsachse des feuernenden Brenners. (Quelle: GWI)

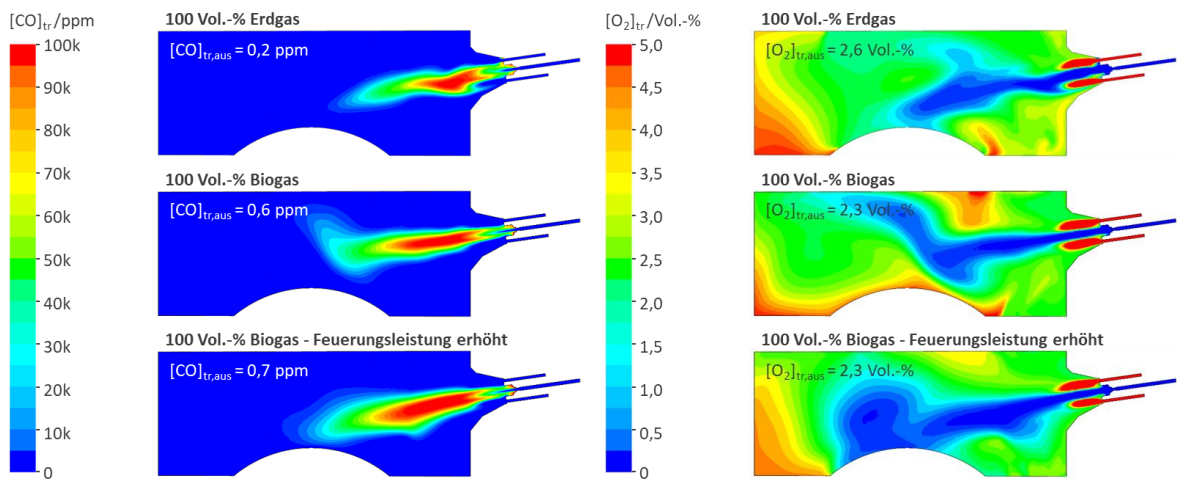


Abbildung 4.21: CO- (links) und O₂-Konzentrationsverteilung (rechts) im Ofenraum für verschiedene Biogasanteile im Brenngas; Vertikaler Schnitt durch den Ofenraum, tangential zur Längsachse des feuernenden Brenners. (Quelle: GWI)

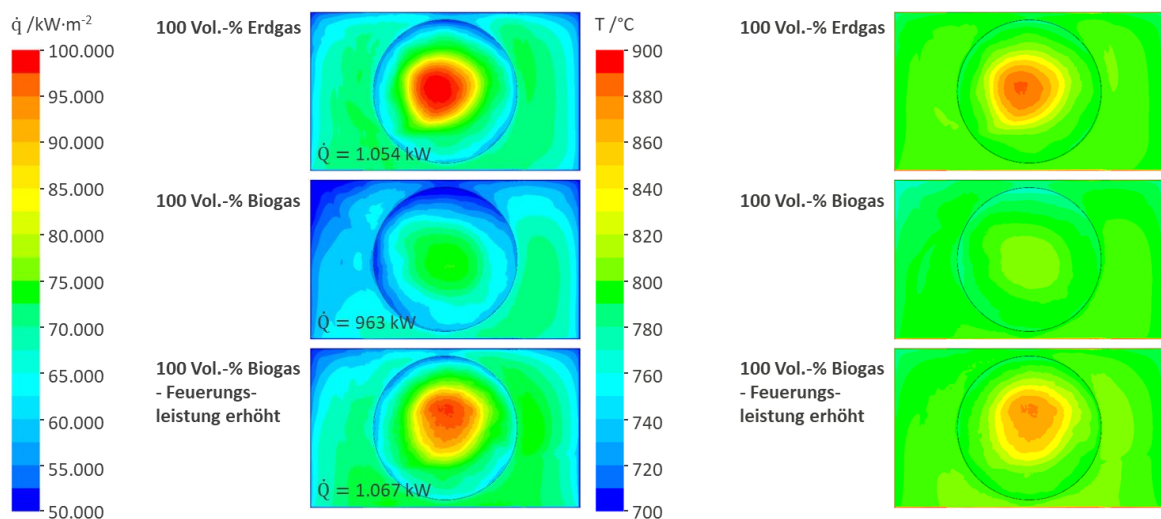


Abbildung 4.22: Verteilung der Wärmestromdichte (links) und der Temperatur (rechts) auf der Oberfläche des Aluminiumschmelzbad; Draufsicht. (Quelle: GWI)

4.4 Fazit

Insbesondere für die Verbrennung in der Flamme konnte gezeigt werden, dass die thermische NO_x -Bildung durch den Inertgasanteil (CO_2) im Biogas im Gegensatz zu Erdgas verringert wird. Potentiell können allerdings Ammoniakanteile im (Roh-)Biogas wiederum zu höheren NO_x -Emissionen führen. Mit Hilfe von 2D-Feldmessungen im Ofenraum konnte zudem der Einfluss der Biogas-Substitution auf die Temperaturverteilung und die Lage der Reaktionszone veranschaulicht werden, der vor allem bei der flammenlosen Oxidation zu einer starken Veränderung führt. Mit Hilfe von OH^* -Chemilumineszenz-Aufnahmen konnte zudem gezeigt werden, dass die lokale Wärmefreisetzung in der Flamme mit zunehmendem Biogasanteil sinkt und der ermittelte Trend sich gut mit den Temperaturmessdaten deckt. Hohe Biogasanteile größer 80 Vol.-% führten in den Versuchen zu Flammeninstabilitäten, was für den potentiellen Einsatz in realen Anlagen beachtet werden muss, ebenso wie die negative Auswirkung auf den feuerungstechnischen Wirkungsgrad, welcher eine hohe Bedeutung für den wirtschaftlichen Anlagenbetrieb hat. Generell konnte jedoch in den Versuchen und numerischen Untersuchungen gezeigt werden, dass der Einsatz von (Roh-)Biogas in Anlagen metallurgischer Thermoprozesse mit Erdgasfeuerungen prinzipiell möglich, allerdings in der Prozessführung zu berücksichtigen ist, wie Anhand von Simulationen eines Aluminiumschmelzprozesses gezeigt werden konnte.

5 Untersuchung der Biogasqualität und Einfluss der Biogasaufbereitung

5.1 Biogasanlage

Es wurden folgende grundlegende Randbedingungen für die Auswahl der Biogasanlage definiert:

- Problemlose Entnahme von bis zu $20 \text{ m}_N^3/\text{h}$ Rohbiogas im laufenden BGEA-Betrieb zur Versorgung eines Brenners mit max. 100 kW thermischer Leistung,
- vorhandene Druckerhöhung auf Brennerbetriebsdruck,
- NaWaRo-Anlage mit relativ geringen kurzfristigen Gasqualitätsschwankungen,
- sicherer Aufstellungsort mit ausreichender Fläche.

Interessenten zur Unterstützung des Vorhabens konnten mit Hilfe eines Aufrufes des Fachverbandes Biogas e.V. an seine Mitglieder erfolgreich gefunden werden. Als Ergebnis der Auswahl werden die Feldversuche im Rahmen von AP 6 an der Biogasanlage in Bielefeld Dornberg des Betreibers Jürgen Lücking durchgeführt. Die Versuche werden in enger Kooperation mit dem Anlagenbetreiber sowie den Stadtwerken Bielefeld durchgeführt.

Die Anlage in Bielefeld erzeugt $2,2 \text{ Mio. m}_N^3$ Biogas pro Jahr aus Mais und Schweinegülle des landwirtschaftlichen Betriebs Lücking und versorgt ein Blockheizkraftwerk nahe der Universität Bielefeld, das eine elektrische Leistung von 590 kW und 595 kW Nutzwärmeleistung besitzt. Die geplante Aufstellungsfläche (ca. $5 \times 10 \text{ m}$) für die mobile Brennkammer an der Entnahmestelle außerhalb der Ex-Schutz-Zone zeigt

Abbildung 5.1.



Abbildung 5.1: Ausstellungfläche für die Feldversuche an der Biogasanlage in Bielefeld Dornberg. (Quelle: DBI)

An der Entnahmestelle (1"-Leitung) nahe der Fackel steht verdichtetes Rohbiogas mit 100 mbar Überdruck an. Wasser wird in einem Gaskühler (Taupunkt $4 \text{ }^\circ\text{C}$) vor dem Verdichter abgeschieden, somit kann direkt auf vorgetrocknetes Rohbiogas zugegriffen werden. Der Durchsatz an verdichtetem Rohbiogas liegt

kontinuierlich zwischen 200 - 250 m_N³/h. Die Zusammensetzung liegt im Jahresmittel laut Analytik des Anlagenbetreibers bei 50 Vol.-% CH₄ zu 50 Vol.-% CO₂ und 50 - 100 ppm H₂S. Da die Anlage mit einer biologischen Entschwefelung betrieben wird, kann dieser Wert variieren. Im Rahmen der Begehung wurden Gasproben aus dem laufenden Betrieb genommen und die Zusammensetzung analysiert. Die Ergebnisse der Analyse sind in **Tabelle 5.1** aufgeführt.

*Tabelle 5.1: Gemessene Gasprobenzusammensetzung - Biogasanlage Bielefeld (*der Messbereich der Wasserstoffanalytik endet bei 2.000 ppm, daher liegt der tatsächliche Gehalt vermutlich höher).*

[CH ₄] /Vol.-%	[CO ₂] /Vol.-%	[O ₂] /Vol.-%	[H ₂] /ppm	[H ₂ S] /ppm	[NH ₃] /ppm
49,8	42,1	0,1 – 0,3	1.997*	43	61,5

Die Anlage ist repräsentativ in Bezug auf die in AP 3 definierte Gasmatrix. Die Ergebnisse der Analyse werden im Weiteren als Grundlage für die Auslegung der Aufbereitungsstrecke herangezogen. In der Aufbereitungsstrecke wird eine Entfernung von H₂S sowie von NH₃ berücksichtigt. Eine Entfernung und Analyse von Siloxanen ist nicht nötig, da es sich bei der Anlage nicht um Klär- oder Deponiegas handelt.

5.2 Aufbau einer mobilen Gasaufbereitungsstrecke und -analytik

Die konzipierte Gasaufbereitung besteht aus zwei Edelstahlbehältern und einer eingebundenen Gasanalytik (technische Zeichnung siehe **Abbildung 5.2**, Aufbau an der Biogasanlage Dornberg siehe **Abbildung 5.3**). Einerseits befindet sich darin eine Eisenmasse zur Entschwefelung und andererseits Aktivkohle zur Abtrennung von Ammoniak sowie als Polzeifilter für Schwefelwasserstoff. Die Reaktoren können durch unterschiedliche Schaltmöglichkeiten entweder nacheinander oder auch einzeln mit Rohbiogas beaufschlagt werden. Dabei findet jeweils am Reaktoreingang und -ausgang eine Gasanalyse statt. Innerhalb einer Stunde werden dabei alle vier Messstellen durchlaufen. Die Gasanalyse wurde in den Versuchen durch ein Gerät der Firma ExTox für folgende Gase und zugehörige Messbereiche kontinuierlich ausgeführt: CH₄ (0 - 100 Vol.-%), CO₂ (0 - 100 Vol.-%), O₂ (0 - 1 Vol.-%), H₂S (2 Sensoren: 0 - 100 ppm, 0 - 1.000 ppm), NH₃ (0 - 1.000 ppm). Pro Sensor bestand dabei der Messzyklus aus drei Phasen: Spülen mit Luft, Spülen mit Rohbiogas, Messen des Rohbiogases. Innerhalb jeden Reaktors sind jeweils vier Thermoelemente integriert. Das unterste befindet sich dabei in der reinen Gasphase und die restlichen drei innerhalb der Adsorber-Schüttung. Dies dient, vorwiegend für die Eisenmasse, zur Kontrolle der Position der reaktiven Zone innerhalb des Reaktors. Die Chemisorption von Schwefelwasserstoff an Eisen-oxo-Spezies verläuft exotherm. Somit kann anhand der Temperatur innerhalb des Reaktors ermittelt werden, wie schnell die Eisenmasse verbraucht ist und somit ausgetauscht werden muss.

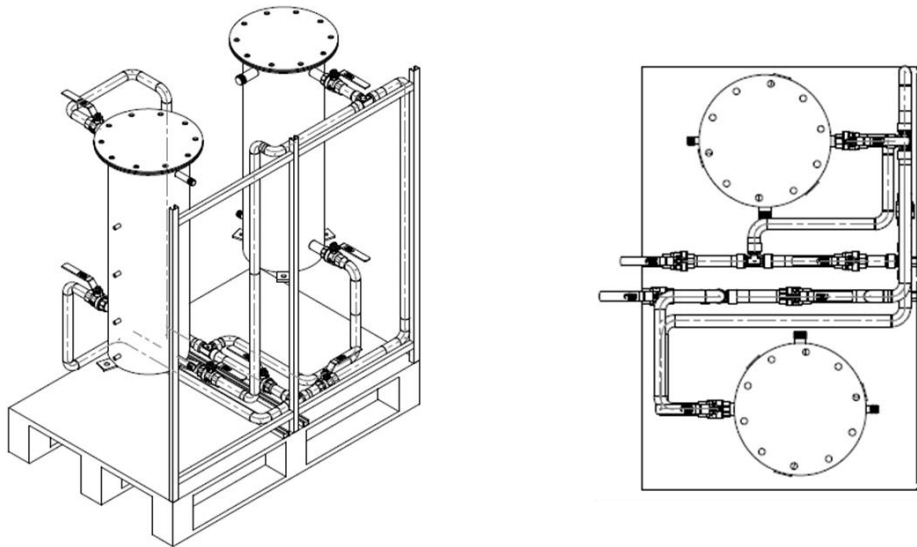


Abbildung 5.2: Technische Zeichnung der Gasaufbereitung. (Quelle: DBI)



Abbildung 5.3: Gasaufbereitung mit Analytik an Biogasanlage Dornberg. (Quelle: DBI)

5.3 Feldversuch an einer NaWaRo-Biogasanlage

Während des Feldversuchs gab es seitens des DBI zwei Hauptaufgaben. Einerseits die Aufbereitung des Biogases und andererseits die Analytik des Roh- sowie Reingases. Im ersten Zeitraum von Anfang September bis Ende Oktober 2019 wurde das Biogas für 49 Tage gereinigt zur Brennkammer des GWI geleitet. Dabei wurde zuerst die Kolonne mit der Eisenmasse und anschließend die mit Aktivkohle durchströmt. In **Tabelle 5.2** ist der Konzentrationsbereich des Biogases in diesem Zeitraum dargestellt. Durch anfängliche Schwierigkeiten und mehrfachen Brennerausfall, kam es zu stehendem Gas in den Reinigungskolonnen. Die Sensoren sind jedoch auf strömendes Gas ausgelegt, womit in diesen kurzen Zeiträumen die Aussagen zur Gasanalytik nicht eindeutig sind.

Tabelle 5.2: Konzentrationsbereiche des gereinigten Biogases.

Gaskomponente	Konzentration
CH ₄ [Vol.-%]	43 – 56
CO ₂ [Vol.-%]	39 – 54
H ₂ S [ppm]	0 – 4
NH ₃ [ppm]	1 – 23

Es kann zusammenfassend festgestellt werden, dass die Entfernung des Schwefelwasserstoffs mittels der beiden Adsorptionskolonnen effektiv war und nahezu H₂S-freies Gas der Verbrennung zugeführt werden konnte. Die Schwankungen zwischen 0 und 4 ppm können auch auf Messungenauigkeiten im unteren Messbereich des Sensors zurückzuführen sein, da dieser bis maximal 100 ppm detektiert und auf ca. 50 ppm kalibriert ist. Der Vergleich zwischen den H₂S-Konzentrationen im Roh- und Reingas ist in **Abbildung 5.4** und **Abbildung 5.5** dargestellt. Es wurden für die Abbildungen die stündlich aufgenommenen Messwerte je Tag zur Vereinfachung der Darstellung gemittelt. Es fällt dabei auf, dass die H₂S-Entfernung nicht ausschließlich durch die Eisenmasse erzielt werden konnte, was auf die geringe Verweilzeit im Reaktor zurückzuführen ist. Die Eisenmasse-Pellets stellten sich als zu groß heraus, wodurch das Gas teilweise ohne chemische Reaktion hindurch geleitet wurde. Jedoch musste hier ein Kompromiss eingegangen werden, da bei zu kleiner Adsorbermasse der Druckverlust über die Schüttung zu stark vergrößert wird, was letztendlich zu verstärkten Ausfällen des Brenners geführt hätte. Durch den Verlauf des Gases durch beide Kolonnen konnte in Summe aber eine erfolgreiche Elimination des Schwefelwasserstoffs realisiert werden.

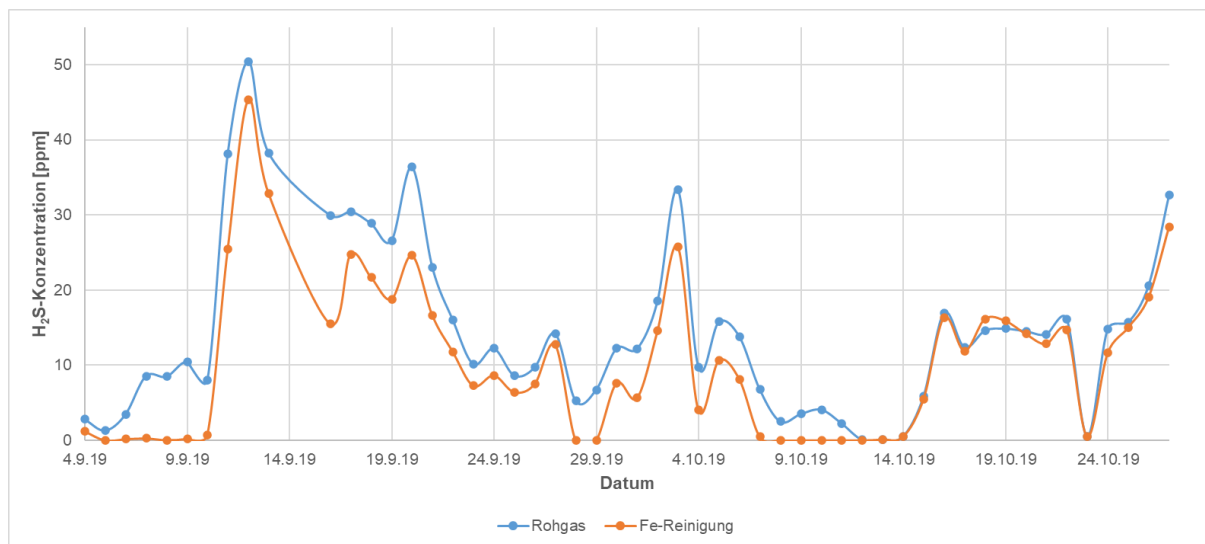


Abbildung 5.4: Gasreinigung nach Kolonne 1 (Eisenmasse). (Quelle: DBI)

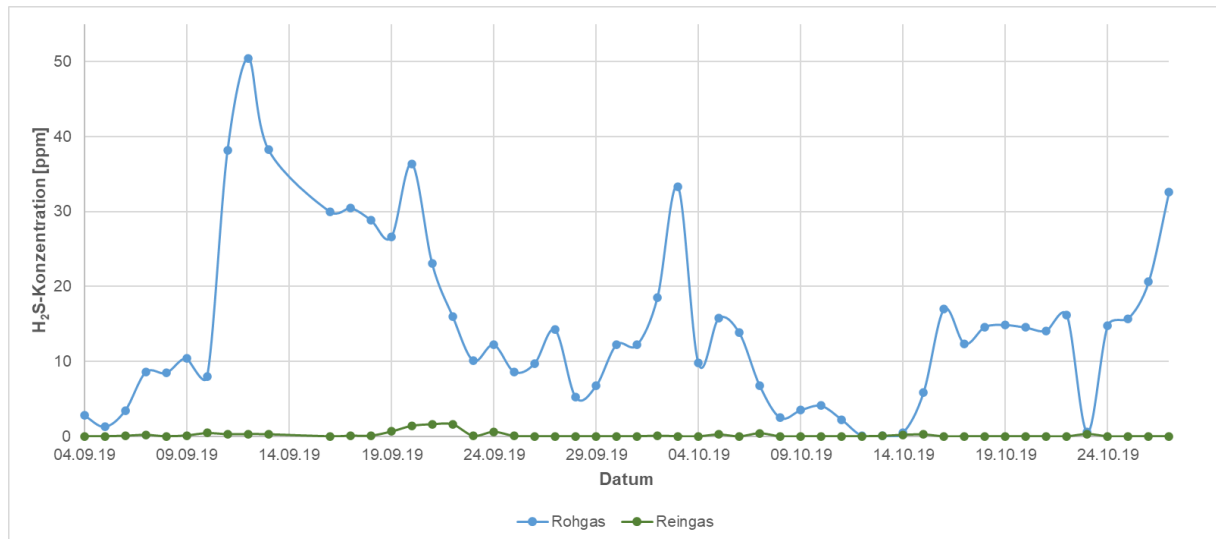


Abbildung 5.5: Gasreinigung nach Kolonne 1 und 2 (Eisenmasse und Aktivkohle). (Quelle: DBI)

Neben den Gaskonzentrationen wurden auch die Temperaturen des Rohgases am Anfang und am Ende der Kolonne aufgezeichnet (siehe **Abbildung 5.6**). Damit sollte festgestellt werden, in welchem Bereich der Kolonne sich die Reaktionszone befindet und wann die Eisenmasse ausgetauscht werden muss. Es konnte jedoch keine Temperaturerhöhung innerhalb der Kolonne während der Reinigung festgestellt werden. Das Gas hatte, wie bereits beschrieben, eine zu geringe Verweilzeit, um chemisch mit der Eisenmasse zu reagieren. Als am Ende des Feldtests das Material begutachtet wurde, konnte auch keine Verfärbung des Materials, was für den abreagierten Teil des Adsorbens gesprochen hätte, festgestellt werden.

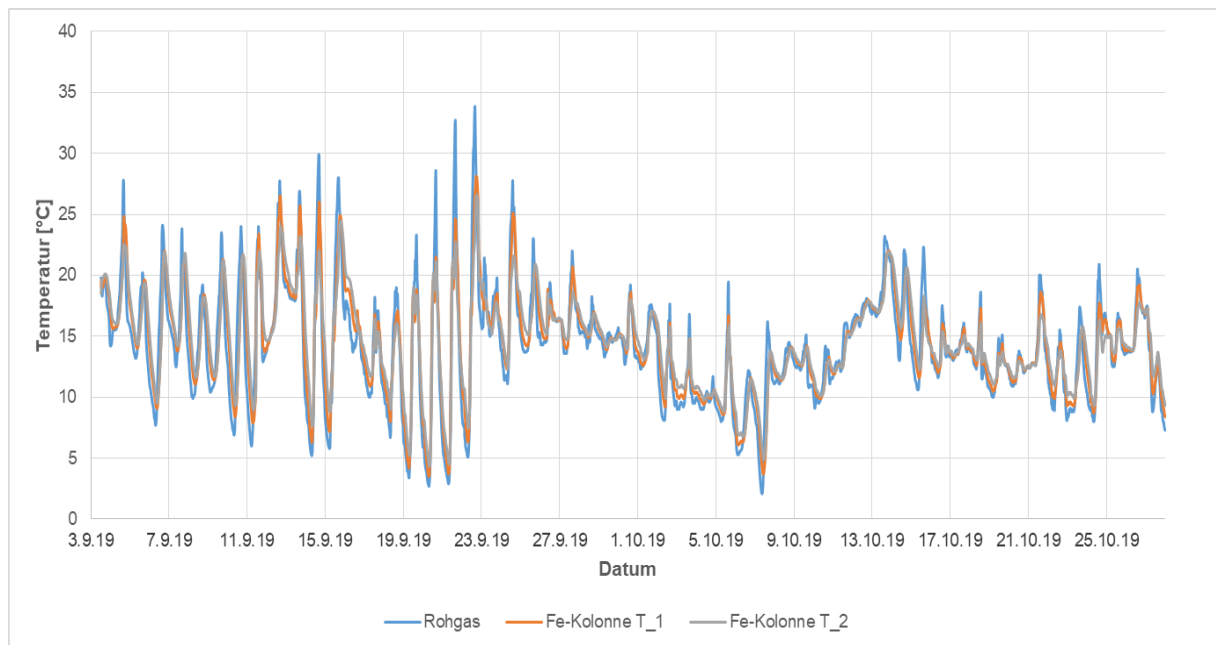


Abbildung 5.6: Temperaturprofil der Eisenmasse-Kolonne. (Quelle: DBI)

Am 28.10.2019 wurde die Zuleitung zu den Reinigungs-Kolonnen geschlossen und das Rohgas für 30 Tage direkt zum Brenner geleitet. Die Konzentrationsbereiche sind in **Tabelle 5.3** zusammengefasst. Die Maximalkonzentration von Schwefelwasserstoff betrug 52 ppm und ist für eine Biogasanlage in einem niedrigen Bereich, was mit der im Fermenter ablaufenden biologischen Entschwefelung zusammenhängt.

Tabelle 5.3: Konzentrationsbereiche des Rohgases.

Gaskomponente	Konzentration
CH ₄ [Vol.-%]	48 - 53
CO ₂ [Vol.-%]	44 - 48
H ₂ S [ppm]	7 - 52
NH ₃ [ppm]	7 - 19

5.4 Handlungsempfehlungen zur Gasaufbereitung

Die Gasaufbereitung konnte erfolgreich durchgeführt werden und es wurde Gas mit nur sehr geringen Schwefelwasserstoff- sowie Ammoniak-Konzentrationen zur Brennkammer weitergeleitet. Die Kolonne mit der Eisenmasse reichte hier für die Reinigung allein jedoch nicht aus. Für nachfolgende Versuche bzw. die Betrachtung der Umsetzung eines Demonstrationsvorhabens sollte eine mögliche Beheizung der Kolonnen in Betracht gezogen werden (kann möglicherweise über Abwärme der Biogasanlage realisiert werden). Weiterhin sollte über vorherige Simulationen ermittelt werden, welche Korngröße der Reinigungsmasse optimal ist, damit die spezifische Oberfläche für die Adsorption maximal ist, es jedoch nicht zu Druckverlusten und damit Ausfällen des Brenners kommt.

6 Auswirkungen auf die Qualität metallurgischer Produkte

6.1 Feldversuch mit einer mobilen Brennkammer

Abbildung 6.1 - rechts zeigt ein Foto des Gesamtaufbaus für den Feldversuch mit der mobilen Brennkammer des GWI an der Biogasanlage der Stadtwerke Bielefeld am Standort Dornberg. Die Brennkammer ist in 3 Zonen gegliedert, die separat von unten beladen werden können und in denen unterschiedliche Temperaturen vorherrschen. Bei entsprechender Feuerungsleistung können maximale Kammertemperaturen von bis zu 1.600 °C erzielt werden, eine detaillierte Beschreibung ist in [6] zu finden. In den Versuchen erfolgte die Entnahme des Rohbiogases über einen Bypass an der Gasfackel der Biogasanlage bei ca. 100 mbar Überdruck. Das Gas wurde von dort zunächst über Stahlflexleitungen zu den Kolonnen der Gasreinigung geleitet. Zudem war es möglich für die Feuerungsversuche mit ungereinigtem Gas beide Kolonnen der Gasaufbereitung vollständig zu umgehen. Für die Wärmebehandlungsversuche kam ein konventioneller Gebläsebrenner mit einer maximalen Leistung von 110 kW (Erdgas) zum Einsatz. **Abbildung 6.1 - links** zeigt die Entnahme von wärmebehandelten NE-Metallproben aus der Brennkammer. In den Versuchen wurden NE-Metall- und Stahlproben bei unterschiedlichen Temperaturniveaus und Verweilzeiten wärmebehandelt sowie Aluminiumschmelzproben erzeugt. **Abbildung 6.2** zeigt den Innenraum der Brennkammer mit eingebrachten Probenbehältern. Ziel der Versuche war es mit Hilfe von metallurgischen Untersuchungen der behandelten Proben Einflüsse der veränderten Verbrennungsumgebung bzw. von Spurenbestandteilen des Rohbiogases auf das Material zu untersuchen.

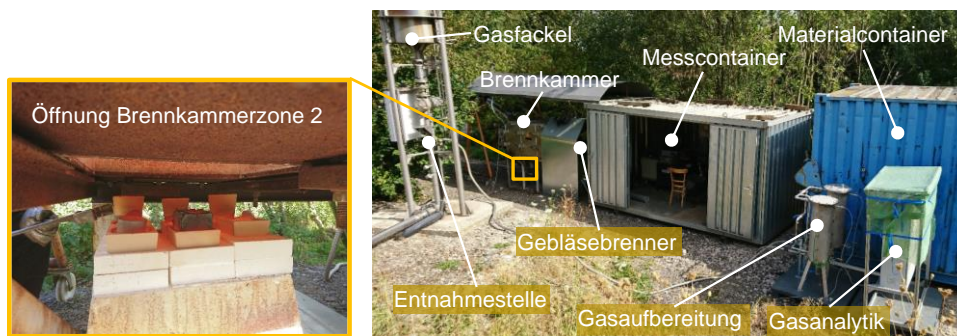


Abbildung 6.1: Mobile Brennkammer im Betrieb an der Biogasanlage der Stadtwerke Bielefeld am Standort Dornberg; rechts - Foto des Gesamtaufbaus; links - Entnahme wärmebehandelter Materialproben. (Quelle: GWI)



Abbildung 6.2: Mobile Brennkammer - Innenansicht mit Blick auf die Stirnwand und Brennermund, beladener Zustand mit Schmelzprobenbehältern im Vordergrund. (Quelle: GWI)

6.2 Wärmebehandlungs- und Schmelzversuche unter Rohbiogaseinsatz

In **Tabelle 6.1** sind die untersuchten Werkstoffe und die Form der Halbzeuge aufgeführt. In den Wärmebehandlungsversuchen wurde eine für die jeweilige Werkstoffgruppe repräsentative Auswahl legierter und unlegierter Stähle, Buntmetalle sowie eine Titanlegierung untersucht. Zudem wurde jeweils eine legierte und unlegierte Aluminiumschmelze betrachtet.

Tabelle 6.1: Untersuchte Werkstoffe.

Lfd.-Nr.	Werkstoff				Form
	Gruppe	Werkstoffnr.	Kurzname	Langname	Name
1	Stahl, unlegiert	1.0038	St37-2	unlegierter Baustahl	Rundblock
2		1.0570	St52-3		
3	Edelstahl	1.4404	X2CrNiMo17-12-2	Alloy 316L	3D-Druckbauteil
4		1.4541	X6CrNiTi18-10	Edelstahl	Rundblock
5		1.4826	X15CrNiSi20-12	hitzebeständiger Edelstahl	Rundblock
6		1.4828	X15CrNiSi20-12		Rohrstück
7		2.4816	NiCr15Fe	Inconel® 600	Rohrstück
8		2.4856	NiCr22Mo9Nb	Inconel® 625	3D-Druckbauteil
9	Aluminium	3.0275	Al99,7	unlegiert	Folie, gewalzt
10		3.3535	AlMg ₃	legiert	Rundblock
11	Sonstige NE-Metalle	3.7164	Ti6Al4V	Titan Grande 5	Bauteil massiv
12		2.1050.01	CuSn10-C - GS	Bronze	Rundblock
13		2.1096.01	CuSn5Zn5Pb5-C - GS	Rotguss	Rechteckblock

In Langzeitversuchen wurden Temperaturen im Bereich von 750 – 1.100 °C über Zeiträume von 10 bis 20 Tagen gehalten. Diese wurden bewusst länger als typische Verweilzeiten entsprechender Wärmebehandlungsvorgänge gewählt, um eventuelle Einflüsse deutlicher erfassen zu können. Die Behandlungstemperatur wurde über den jeweiligen Zeitraum und in jeweiligen Brennraumzonen durch eine kontinuierliche Feuerung konstant gehalten. Die angestrebten Temperaturen wurden durch eine Anpassung der Brennerleistung und Luftzahl erreicht. Prinzipbedingt wurde mit einem Restsauerstoffgehalt im Abgas von ca. 7 Vol.-% gearbeitet. Der hohe Sauerstoffgehalt in der Verbrennungsumgebung muss nachfolgend bei der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden. Die Werkstoffproben konnten je nach angestrebten Wärmebehandlungsvorgang bzw. Temperaturniveau zudem in zwei unterschiedliche Brennkammerzonen eingebracht werden. Die Proben wurden auf Trägern aus Schamott eingebracht.

Tabelle 6.2: Durchgeführte Wärmebehandlungs- und Schmelzversuche.

Lfd.-Nr.	Versuchsbedingungen				
	Temperatur Zone 1	Temperatur Zone 2	Verbrennungsatmosphäre	Verweildauer	Bemerkung
1	ca. 800 °C		Biogas, gereinigt	variabel	Erprobungsphase
2	950 °C	1.100 °C	Biogas, gereinigt	10 Tage	Referenzversuch
3	950 °C	1.100 °C	Rohbiogas	10 Tage	Vergleichsversuch
4	950 °C	1.100 °C	Rohbiogas	20 Tage (16 Tage)	Erhöhte Verweilzeit
5	750 °C	880 °C	Rohbiogas	20 Tage	Niedertemperaturversuch

Tabelle 6.2 gibt einen Überblick über die durchgeführten Versuche und jeweiligen Bedingungen. Nach einer Erprobungsphase (Lfd.-Nr. 1) wurden im Rahmen von 4 Versuchen (Lfd.-Nr. 2 - 5) jeweils Proben der in **Tabelle 6.1** aufgeführten Werkstoffe wärmebehandelt. In einem ersten Hochtemperaturversuch wurden Referenzproben unter Einsatz von gereinigtem Biogas (siehe **5.3**) erzeugt, bei denen Einflüsse einer verunreinigten Verbrennungsatmosphäre ausgeschlossen werden können. Im Anschluss folgten Hochtemperaturversuche mit Rohbiogas und unterschiedlichen Verweilzeiten (10, 16 und 20 Tage) sowie ein Niedertemperaturversuch (Lfd.-Nr. 5) mit einer Verweilzeit von 20 Tagen.

6.3 Metallurgische Untersuchungen

Die metallurgische Untersuchung der Proben erfolgte durch die Firma SGS Fresenius in Herten. In **Abbildung 6.3** bis **Abbildung 6.5** sind die Ergebnisse für die lichtmikroskopischen Untersuchungen ausgewählter Referenz- und unter Rohbiogas-Einsatz erzeugter Proben dargestellt und wesentliche Merkmale zusammengefasst. Sowohl für die Aluminiumschmelzen als auch für Edelstahl konnten keine Unterschiede im Gefüge für den jeweiligen Werkstoff herausgestellt werden. **Abbildung 6.6** zeigt das Ergebnis für Untersuchung des Einflusses der Verweilzeit auf das Gefüge. In beiden Fällen ist eine ausgeprägte Hochtemperaturkorrosion in den Randbereichen zu erkennen, die auf das erhöhte Sauerstoffangebot in der Verbrennungsatmosphäre zurückzuführen ist. Die **Abbildung 6.7** bis **Abbildung 6.9** zeigen die Ergebnisse für die Hochtemperaturversuche und verlängerter Verweilzeit für Edelstahl und Aluminium. Zusätzlich wurden rasterelektronenmikroskopische Aufnahmen (REM) und eine stoffliche Charakterisierung mittels energiedispersiver Röntgenspektroskopie (EDX) durchgeführt. Im Niedertemperaturbereich wurden entsprechende Versuche für die NE-Metalle und unlegierten Stähle durchgeführt, die Untersuchungsergebnisse zeigen die **Abbildung 6.10** bis **Abbildung 6.15**. Im Gegensatz zu Untersuchungen an Edelstahl und Aluminium konnten, sowohl für die NE-Metalle als auch den unlegierten Stahl jeweils in den Randbereichen der Werkstücke Einlagerungen von Silizium und Schwefel, als Bestandteile des Rohbiogases, nachgewiesen werden.

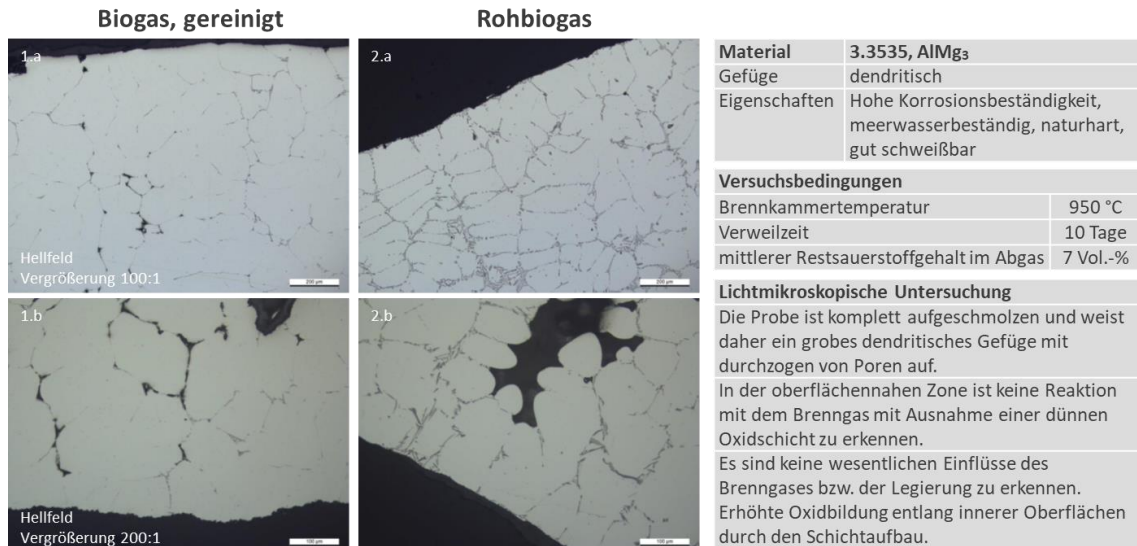


Abbildung 6.3: Ergebnisse lichtmikroskopische Untersuchung - Aluminiumschmelzprobe (AlMg₃). (Quelle: GWI)

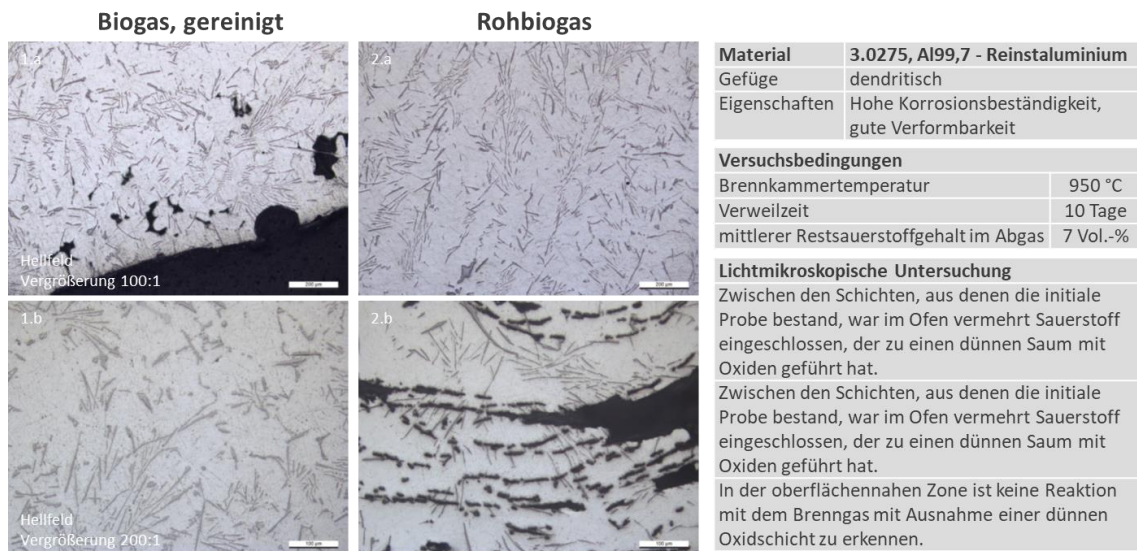


Abbildung 6.4: Ergebnisse lichtmikroskopische Untersuchung - Aluminiumschmelzprobe (Al99,7). (Quelle: GWI)

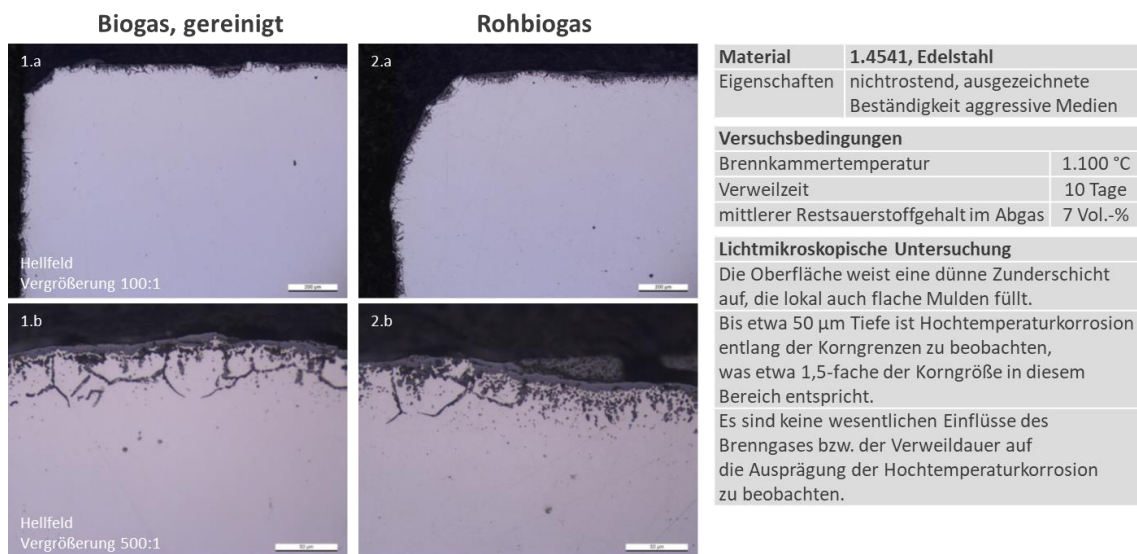


Abbildung 6.5: Ergebnisse lichtmikroskopische Untersuchung - Diffusions- / Lösungsglühen Edelstahl (1.4541). (Quelle: GWI)

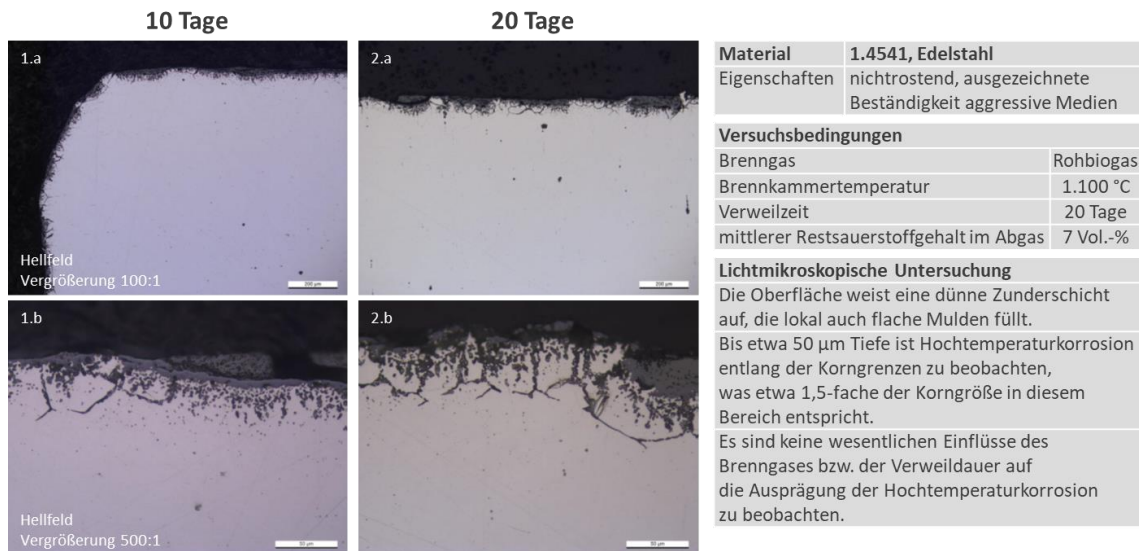


Abbildung 6.6: Ergebnisse lichtmikroskopische Untersuchung - Diffusions- / Lösungsglühen Edelstahl (1.4541) bei unterschiedlichen Verweilzeiten. (Quelle: GWI)

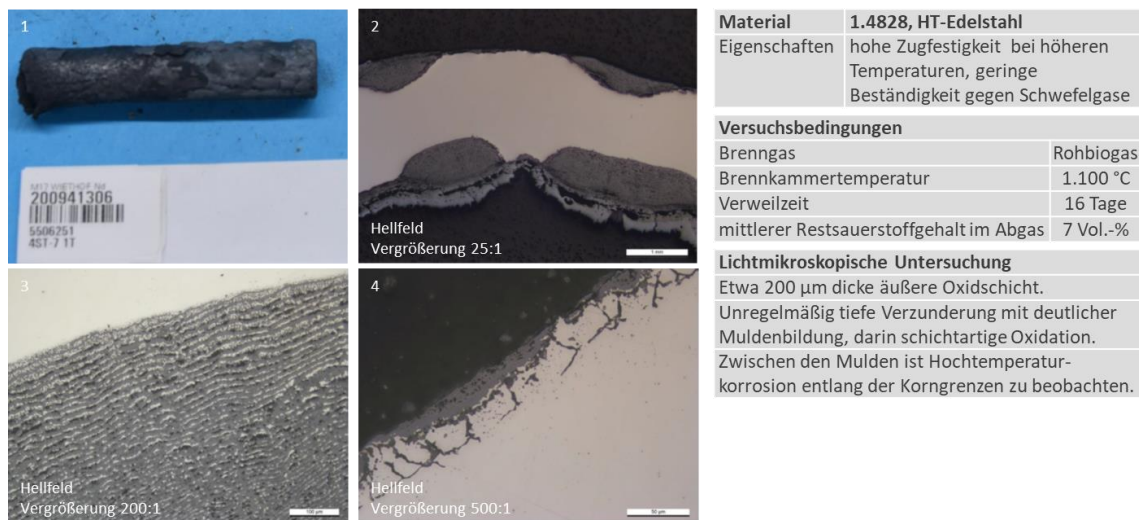


Abbildung 6.7: Ergebnisse lichtmikroskopische Untersuchung- Diffusions- / Lösungsglühen Edelstahl (1.4828). (Quelle: GWI)

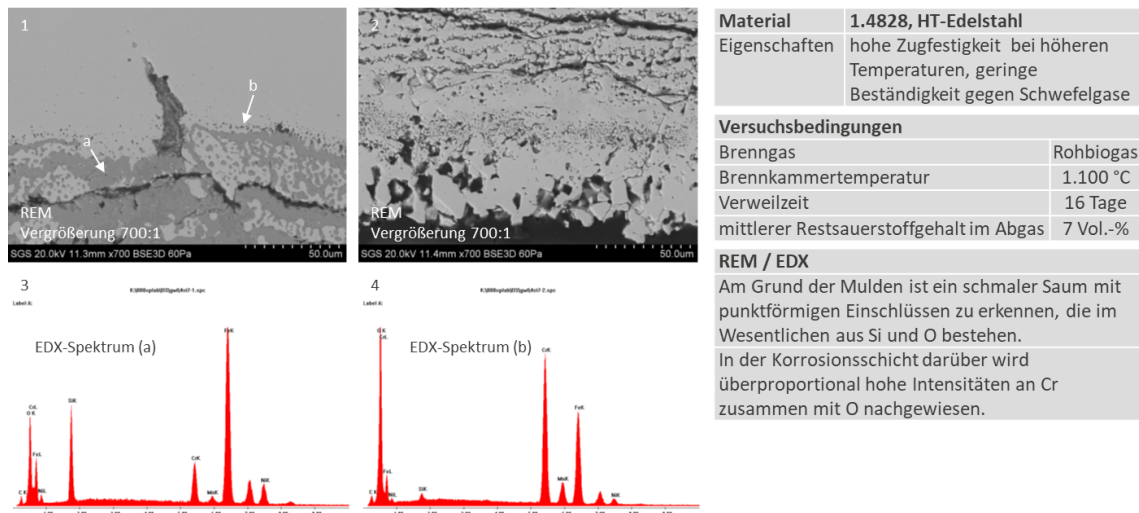


Abbildung 6.8: Ergebnisse REM- / EDX-Untersuchung- Diffusions- / Lösungsglühen Edelstahl (1.4828). (Quelle: GWI)

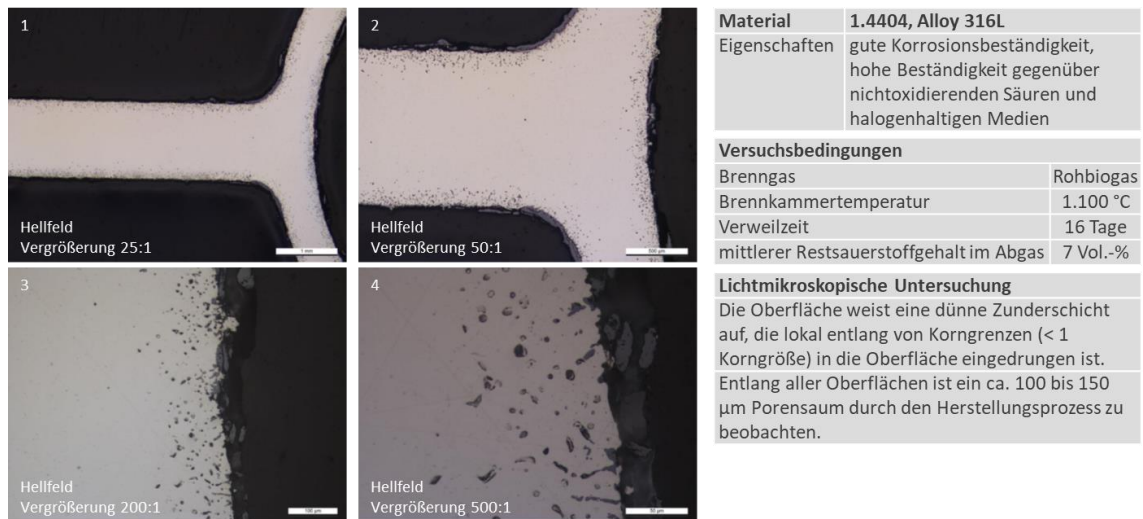


Abbildung 6.9: Ergebnisse lichtmikroskopische Untersuchung - Diffusions- / Lösungsglügen Edelstahl (1.4404). (Quelle: GWI)

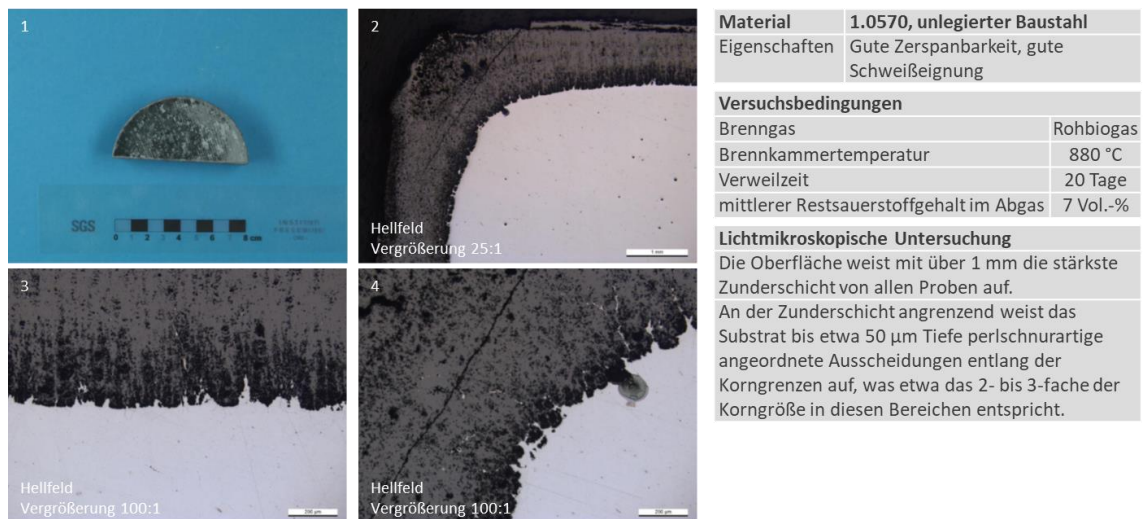


Abbildung 6.10: Ergebnisse lichtmikroskopische Untersuchung - Normalglühen / Warmumformung unlegierter Stahl. (Quelle: GWI)

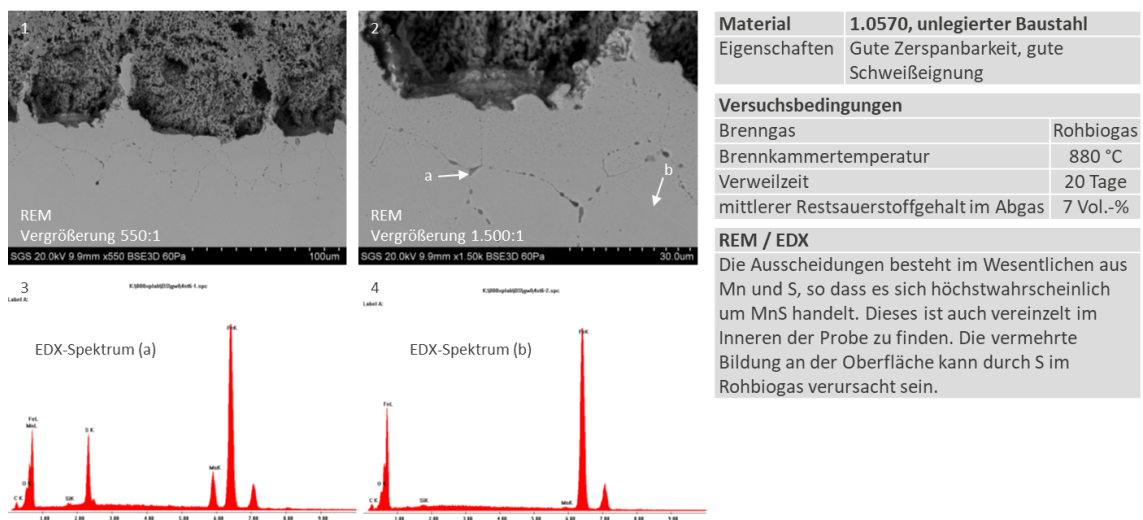


Abbildung 6.11: Ergebnisse REM- / EDX-Untersuchung - Normalglühen / Warmumformung unlegierter Stahl. (Quelle: GWI)

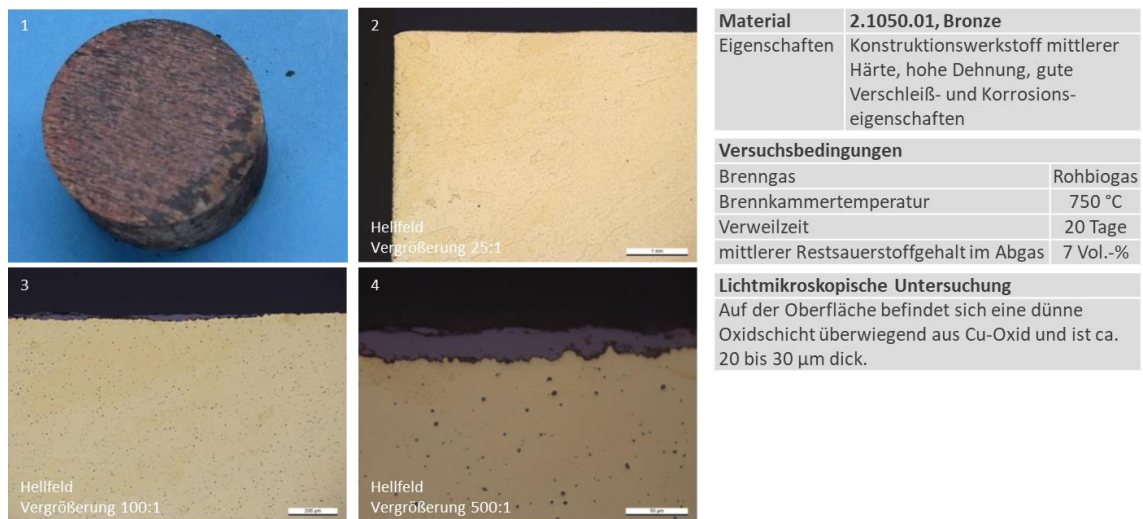


Abbildung 6.12: Ergebnisse lichtmikroskopische Untersuchung - Homogenisieren Bronze. (Quelle: GWI)

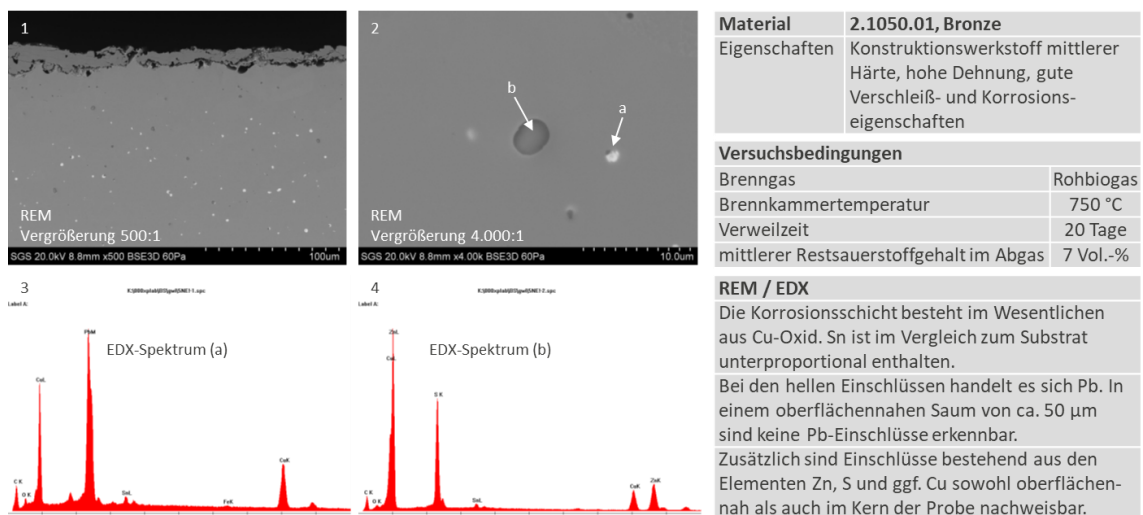


Abbildung 6.13: Ergebnisse REM- /EDX-Untersuchung - Homogenisieren Bronze. (Quelle: GWI)

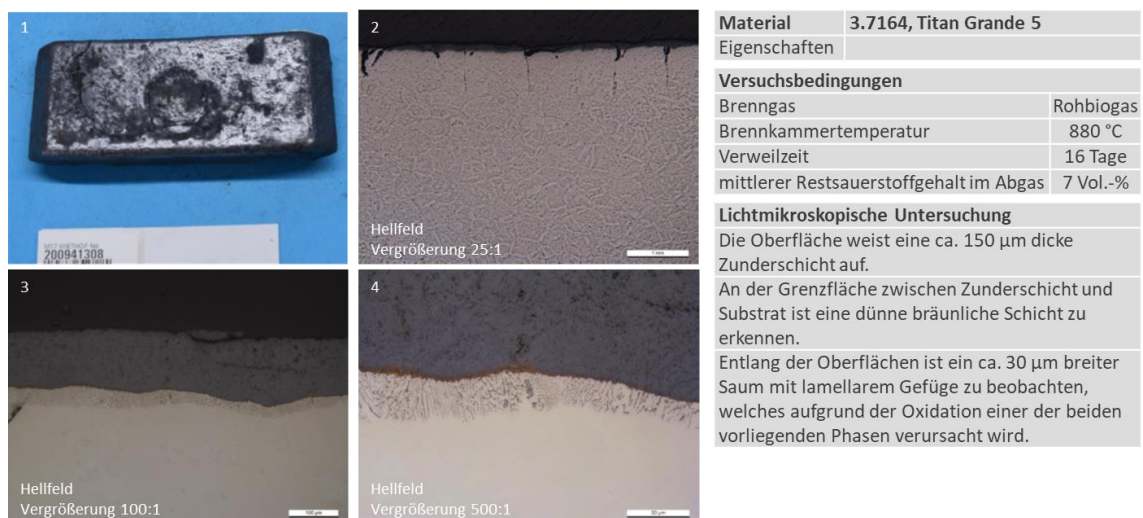


Abbildung 6.14: Ergebnisse lichtmikroskopische Untersuchung - Vollglühen Titan. (Quelle: GWI)

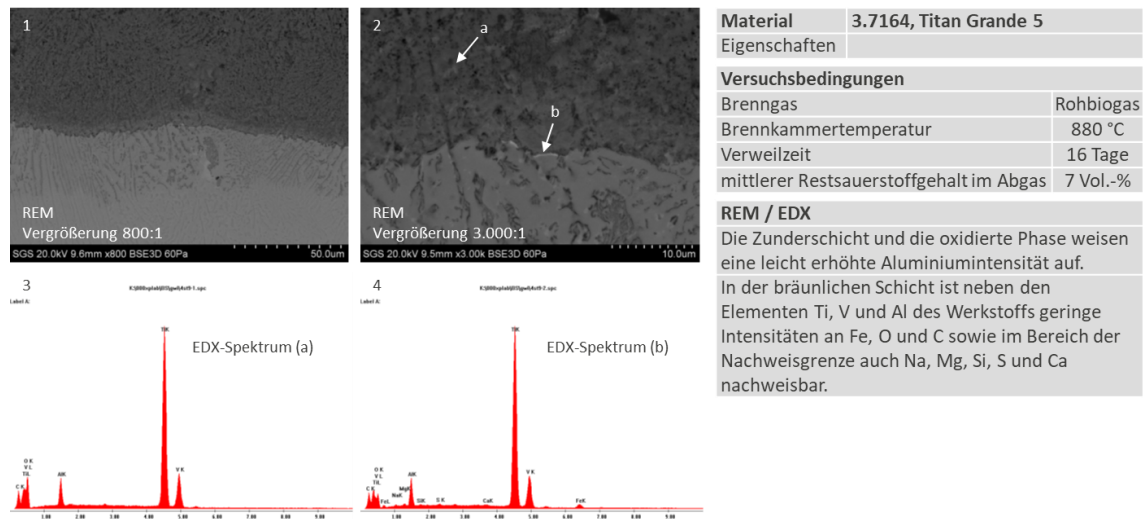


Abbildung 6.15: Ergebnisse REM- /EDX-Untersuchung – Vollglühen Titan. (Quelle: GWI)

6.4 Handlungsempfehlungen in Bezug auf die Produktqualität

Die Ergebnisse sind in **Tabelle 6.3** zusammengefasst. Für die untersuchten Edelstähle und Aluminium konnten keine Einflüsse des Brenngases bzw. der Legierung festgestellt werden. Für reale Prozesse mit deutlich kürzeren Verweilzeiten kann daher ein Einfluss von Rohbiogas auf die Produktqualität als unwahrscheinlich angesehen werden. Bei NE-Metallen, ebenso wie unlegierten Stählen konnten Einlagerungen von Spurenbestandteilen aus der Verbrennungsatmosphäre bei Einsatz von Rohbiogas nachgewiesen werden. Hier sind eine genauere Quantifizierung und Betrachtung des Einflusses der Verweilzeit zu empfehlen.

Tabelle 6.3: Ergebnisübersicht Werkstoffuntersuchungen.

Werkstoff				Ergebnis
Gruppe	Werkstoffnr.	Kurzname	Langname	
Stahl, unlegiert	1.0570	St52-3	unlegierter Baustahl	Befund
Edelstahl	1.4541	X6CrNiTi18-10	Edelstahl (hitzebeständig)	i. O.
	1.4828	X15CrNiSi20-12		i. O.
	2.4856	NiCr22Mo9Nb	Inconel® 625	i. O.
Aluminium	3.0275	Al99,7	unlegiert	i. O.
	3.3535	AlMg ₃	legiert	i. O.
Sonstige NE-Metalle	3.7164	Ti6Al4V	Titan Grande 5	Befund
	2.1050.01	CuSn10-C - GS	Bronze	Befund

7 Ermittlung der deutschlandweiten CO₂-Einsparpotenziale für den Einsatz von teilweise aufbereitetem Biogas in Metallurgiebetrieben

Neben den zur Machbarkeit durchzuführenden praktischen Tests bzw. Versuchen in den Kapiteln 4, 5 und 6 sollen im folgenden Abschnitt des Projektes deutschlandweite Potenziale für den Einsatz von teilweise aufbereitetem Biogas in Metallurgiebetrieben ausgewiesen werden. Ein Ziel hierbei ist die Erfassung von Biogasanlagenstandorten und Metallurgiebetrieben mit verschiedenen anlagespezifischen Kennwerten (Koordinaten, Adressen, Energiebedarfe, Produktionsmengen etc.) für ganz Deutschland. Weiter sind jene Metallurgiebetriebe zu identifizieren, die sich für eine Nutzung des teilweise aufbereiteten Biogases, welches von nahegelegenen Biogasanlagen bereitgestellt wird, eignen. Auf Basis dieser Identifikation sind CO₂-Einsparpotenziale für den Metallurgiesektor auszuweisen und eine Biogasnutzung wirtschaftlich zu bewerten. Bei allen in dem Kapitel durchgeführten Analysen wird auf ein Geoinformationssystem (GIS) zurückgegriffen sowie Standortdaten aus der DBI GIS-Datenbank genutzt.

7.1 GIS-Standortrecherche zu deutschen Biogasanlagen und Metallurgiebetrieben

Die Rohdaten für die Erfassung der Biogasanlagen mittels Geoinformationssystem stammen neben Eigenrecherchen des DBI hauptsächlich aus den EEG-Registerdaten der Bundesnetzagentur. Alle vorhandenen Anlageinformationen beziehen sich auf einzelne Blockheizkraftwerke, welche separat erfasst und ausgewiesen werden. Eine Biogasanlage, welche laut EEG nicht als vollständige Anlage erfasst werden muss, kann aus mehreren meldepflichtigen Blockheizkraftwerken bestehen. Für die Implementation der Datensätze in eine GIS-Software müssen im Vorfeld die X/Y-Standortkoordinaten ermittelt werden. In Summe enthält die entstandene Datenbank insgesamt ca. 11.200 standortgenaue Einträge von im EEG-Register gelisteten und mit teilweise aufbereitetem Biogas betriebenen Blockheizkraftwerken. Das Gesamtenergiepotenzial der erfassten Biogaserzeugungsanlagen beträgt ca. 98 TWh/a (ohne Berücksichtigung des energetischen Eigenbedarfs).

Abbildung 7.1 zeigt alle BHKWs bzw. Biogasanlagen, die in der zusammengeführten Datenbank gelistet sind. Jede Anlage wird entsprechend der jährlich produzierten Biogasmenge in verschiedenen Größen dargestellt. Zu erkennen ist, dass es eindeutige Ballungsräume von Biogasanlagen in Deutschland gibt. Diese befinden sich im Norden und Nordwesten sowie im Süden Deutschlands. Biogasanlagen sind auf landwirtschaftliche Erzeugnisse angewiesen, unerheblich davon, ob es sich dabei um eigens für die Vergärung gezüchtete Pflanzen oder tierische Abfälle handelt. Daher befinden sich viele Anlagen in Regionen, die landwirtschaftlich geprägt sind. Die Bundesländer mit den meisten Anlagen sind Bayern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg. Hingegen weniger vertreten sind Anlagen in einem breiten Gürtel, der sich vom Saarland, Rheinland-Pfalz und dem Süden Nordrhein-Westfalens über Hessen, Thüringen, Sachsen-Anhalt, Sachsen und Teilen Brandenburgs zieht.

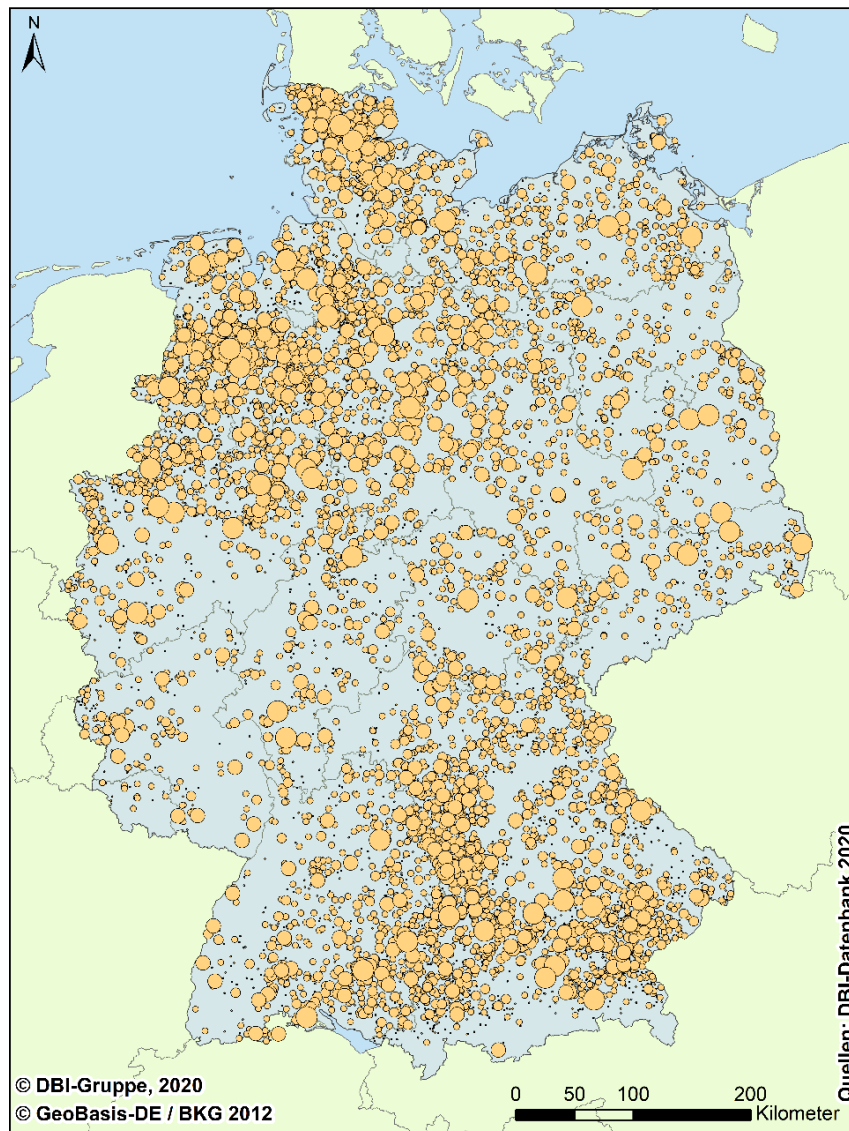


Abbildung 7.1: Standorte von Biogasanlagen nach Produktionsgröße [18,19]. (Quelle: DBI)

Analog zu den Biogasanlagen erfolgt für die Metallurgie-Branche ebenfalls eine umfassende deutschlandweite Standortanalyse. Der erste Aufschlag für die Standortrecherche wurde vom GWI durchgeführt und im Laufe des Projektes durch das DBI stetig erweitert. Hierzu erfolgte eine Auswertung frei verfügbarer Daten von Industrieverbänden, Bundes- und Landesämtern sowie Informationen aus Unternehmensauskünften.

Durch die Einbeziehung einer Vielzahl von verschiedenen Quellen war es eine große Herausforderung eine einheitliche Datenbasis zu erstellen. Teilweise existieren große Abweichungen innerhalb der Literaturwerte für gleiche Standorte. Auch gibt es große Unterschiede bei der Anzahl an erfassten Kennwerten pro Standort. Für lediglich ca. 10 % aller Datensätze liegen vollständige Informationen vor, wie das zu verarbeitende Metall, Verarbeitungsverfahren, Produkt oder eingesetzte Betriebsparameter (Anlagenart, installierte Leistung, derzeitiger Energieträger, CO₂-Emissionen etc.). Als Fazit kann festgehalten werden, dass die genutzten Quellen nur eine geringe Homogenität untereinander aufweisen. In Summe konnten für die nachfolgenden Analysen lediglich 345 der über 800 erfassten Standorte genutzt werden. Neben

der benötigten Datenqualität sind für diese Standorte auch wichtige analyserelevante Kennwerte (Wärmebedarf, Erdgasbedarf etc.) bekannt. Zum Vergleich: bereits die Eisen-, Stahl- und NE-Metallgießerei umfasst in Deutschland 600 Standorte [20]. Eine vollständige Bewertung aller Betriebe des gesamten Metallgiesektors ist somit nicht möglich. Durch intensive Rechercharbeit wurde allerdings eine umfangreiche Standortdatenbasis geschaffen, welche die Analyse in Bezug auf die Einsatzmöglichkeiten von teilweise aufbereitetem Biogas für eine große Anzahl an Standorten zulässt.

Die **Abbildung 7.2** zeigt die Standorte der 345 erfassten Metallurgiebetriebe, welche eine gute Datenbasis aufweisen. Die Mehrheit liegt in Westdeutschland, hier vor allem im Ruhrgebiet. In den neuen Bundesländern sind Ballungsräume in Sachsen und im Westen Sachsen-Anhalts erkennbar. Im Norden Deutschlands sind hingegen kaum Metallurgiebetriebe vertreten.

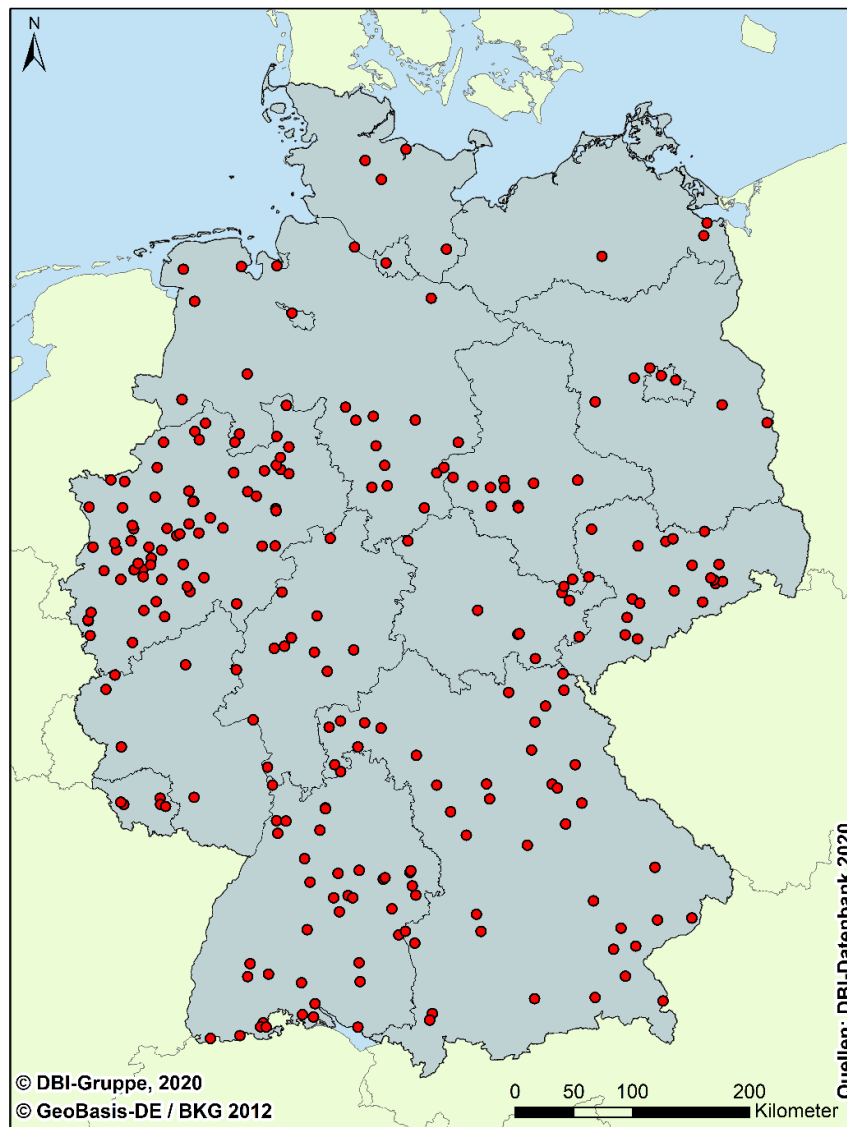


Abbildung 7.2: Erfasste Metallurgiestandorte [21]. (Quelle: DBI)

7.2 Lageabgleich zwischen erfassten Biogasanlagen und Metallurgiebetrieben

Um abzuschätzen, wieviel Biogas in den deutschen Metallurgiebetrieben Einsatz finden kann, muss ermittelt werden, welche Energieträger Biogas substituieren kann. Bezogen wird sich dabei immer auf teilaufbereitetes Biogas, welches auch in BHKWs zum Einsatz kommt. Zur Vereinfachung wird im weiteren Verlauf auf den Terminus „teilaufbereitet“ verzichtet.

Biogas kann sowohl thermisch als auch chemisch in der Metallurgie genutzt werden. Die chemische Nutzung, z. B. als Reduktionsgas in der Rohstahlerzeugung, wird in dieser Arbeit jedoch nicht weiter untersucht. Die Energieträger, welche Biogas in der Metallurgie substituieren soll, sind Koks und Kohle, Erdgas und Strom. Erdgas kann gut ohne größere technische Anpassungen durch Biogas substituiert werden. Jedoch ist hier zu beachten, dass sich ein steigender Anteil von Biogas auf die Verbrennungstemperatur, den feuerungstechnischen Wirkungsgrad und die Flammenstabilität auswirkt, da Biogas aufgrund des geringeren Methangehaltes einen niedrigeren Heizwert als Erdgas besitzt. Inwieweit diese Folgen zu tolerieren sind oder die Prozessführung angepasst werden muss, kann nicht für die gesamte Metallurgie pauschalisiert werden, sondern muss individuell für die einzelnen Bearbeitungsschritte betrachtet werden. Die großen thermischen Einsatzgebiete von Kohle und Strom, wie die Primär- und Sekundärherstellung von Eisen und Stahl, können nicht durch den Energieträger Biogas substituiert werden. Hier sind die Prozesse aus verfahrenstechnischer oder chemischer Sicht gesehen nicht für einen Biogaseinsatz ausgelegt. Insgesamt beträgt der Energieeinsatz von Erdgas in der deutschen Metallindustrie etwa 43 TWh und liegt damit bei ca. 17 % des Gesamtenergiebedarfs. Mit den eingeschränkten oder fehlenden Substitutionsmöglichkeiten für Kohle und Strom ist Biogas allein nicht in der Lage den Energiebedarf eines Metallurgiebetriebes zu 100 % zu decken.

Für den Einsatz von Rohbiogas in der Metallurgie bedarf es der räumlichen Nähe zwischen den Standorten, um den Gastransport mit möglichst wenig Aufwand und geringen Kosten zu gewährleisten. Um diese besonderen Standortbedingungen zu identifizieren, erfolgt eine Analyse mittels GIS, anhand derer die Anzahl der Biogasanlagen im Umkreis metallurgischer Betriebe ermittelt werden soll. Für die Auswertung stehen 345 Metallurgiebetriebe mit einem kumulierten jährlichen Energiebedarf von ca. 239 TWh zur Verfügung, Dem gegenüber stehen ca. 11.200 über BHKWs registrierte Biogasanlagen, die ca. 98 TWh an Biogas im Jahr zur Verfügung stellen können. Bereits an dieser Ausgangslage ist zu erkennen, dass rein bilanziell der gesamte Energiebedarf nicht vollständig durch Biogas gedeckt werden kann. Geht man jedoch nur vom Erdgasbedarf aus (ca. 17 % Anteil am Gesamtenergiebedarf) wäre in der Theorie eine mehrfache Deckung möglich.

Für eine Vorabbetrachtung wird mittels GIS ein grober Lageabgleich durchgeführt. Dabei wird analysiert, wie viele Metallurgiebetriebe sich innerhalb ausgewählter Radien in der Nähe zu Biogasanlagen befinden. Die Ergebnisse sind in **Tabelle 7.1** dargestellt.

Tabelle 7.1: Anzahl von Metallurgiebetrieben mit mindestens einer Biogasanlage innerhalb ausgewählter Radien.

Radius	1 km	3 km	5 km	10 km	25 km
Metallurgiebetriebe mit Biogasanlagen im Radius	28	110	190	311	345

Für 28 der 345 betrachteten Betriebe sind bereits bei einem Abstand von maximal einem Kilometer jeweils mindestens eine Biogasanlage zu finden. Diese Zahl steigt sprunghaft für die nächstgrößeren Radien von 3 km, 5 km und 10 km an. Bei einem Umkreis von 25 km kann zu allen Metallurgiebetrieben eine Zuordnung erfolgen. Als Fazit dieser groben Vorabanalyse lässt sich festhalten, dass für 90 % der erfassten Metallurgiebetriebe mindestens eine Biogasanlage in unmittelbarer räumlicher Nähe (max. 10 km) vorhanden ist. Im Verlauf der weiteren Analysen wird sich diese Anzahl noch reduzieren, da eine Mehrfachzuweisungen von identischen Biogasanlagen sowie die pro Biogasanlage verfügbaren Biogasmengen in der Vorabanalyse noch nicht berücksichtigt werden.

Für die genaue Auswertung der zur Verfügung stehenden Daten zu Metallurgie- und Biogasstandorten in Deutschland wurde ein mehrstufiges GIS-Modell erstellt. Dieses ist in **Abbildung 7.3** dargestellt. Die Vorgehensweise dieses Modells soll im Folgenden erläutert werden.

Das gesamte Modell besteht aus vier Punkten:

- Vorbetrachtung
- übergeordnetes Hauptmodell
- untergeordnetes Hauptmodell
- Nachbereitung

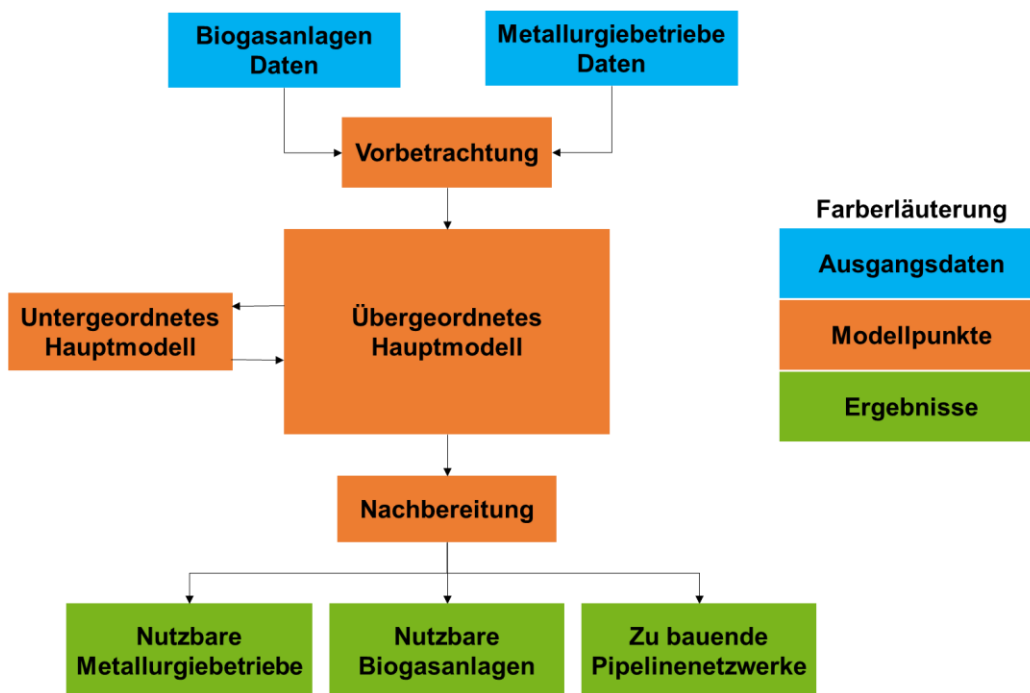


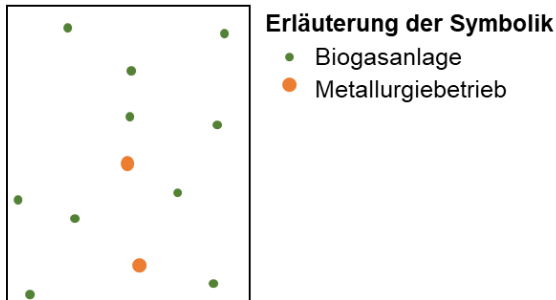
Abbildung 7.3: Schema zum Ablauf des GIS-Modells des Lageabgleiches. (Quelle: DBI)

Als Rohdaten für die Vorbetrachtung dienen die Ergebnisse der bereits vorgestellten Daten für die Metallurgie- und Biogasstandorte. Die Analyse beginnt mit einem Ranking der Metallurgiebetriebe nach Energie- bzw. Erdgasbedarf, um jene Betriebe zu identifizieren, die das größte Einsparpotenzial aufweisen. Betriebe mit einem hohen Energieverbrauch werden priorisiert, da diese größere Menge Biogas nutzen können. Wie bereits erklärt wurde, kann Biogas nicht alle in der Metallurgie verwendeten Energieträger substituieren. Infolgedessen kann nicht der gesamte Wärmebedarf des Metallurgiesektors bzw. einzelner Betriebe gedeckt werden. Aufgrund der Datenlage ist es nicht möglich, für jeden Betrieb die genaue Wärmemenge zu bestimmen, die durch Biogas substituiert werden kann. Infolgedessen werden verschiedene Szenarien definiert, um unterschiedlich große Substitutionsquoten abzubilden. Eine Biogasnutzung ist dadurch nur bis zu einem bestimmten Anteil möglich und wird dann gedeckelt. Für den Anteil des zu deckenden Wärmebedarfes werden drei Szenarien (S1, S2 und S3) betrachtet. Unterschieden wird die Biogasnutzung von bis zu 20 %, 50 % und 100 %. Der Wert von 100 % ist in der Realität nicht umsetzbar, da Biogas nicht zur Substitution aller Energieträger verwendet werden kann. Dieser Wert soll lediglich zur Abschätzung des lokalen Potenzials dienen.

Das übergeordnete Hauptmodell läuft iterativ für jeden einzelnen Metallurgiebetrieb ab. Zunächst wird für jeden Betrieb ein Betrachtungsraum definiert, welcher die maximal mögliche Entfernung für die Zuordnung einer Biogasanlage angibt. Aus der groben Vorabanalyse (siehe **Tabelle 7.1**) wird ein Untersuchungsradius von 5 und 10 km abgeleitet. Dieser wird jeweils separat für alle Szenarien (S1, S2 und S3) betrachtet. Anschließend werden alle Biogasanlagen ausgewählt, welche sich innerhalb dieses Raumes befinden. Die Biogasbelegung, ein Quotient aus der jährlichen Produktionskapazität der Biogasanlage und der jeweiligen Distanz zum Metallurgiebetrieb, wird berechnet. Die Anlage mit der höchsten Biogasbelegung wird ausgewählt und eine Leitung zwischen ihr und dem Betrieb wird modelliert. Für die modellierte Biogasleitung erfolgt anschließend eine Prüfung, ob die bereitgestellte Energiemenge der ersten Biogasanlage ausreicht, um den Wärmebedarf des Metallurgiebetriebes zu decken. Ist die Energiemenge nicht ausreichend, verbindet der Berechnungsalgorithmus so lange iterativ weitere Biogasanlagen entsprechend der Biogasbelegung mit dem Metallurgiebetrieb, bis entweder der Wärmebedarf gedeckt ist oder sich keine weiteren Biogasanlagen in räumlicher Nähe befinden. Für jeden modellierten Netzabschnitt bzw. für jede neu an das Biogasnetz angeschlossene Biogasanlage erfolgt eine Überprüfung der oben genannten Biogasbelegung. Die Biogasbelegung dient als Maß für die Wirtschaftlichkeit eines modellierten Leitungsabschnittes bzw. des gesamten Biogasnetzes. Sollte eine minimale Biogasbelegung (Grenze für die Wirtschaftlichkeit) nicht erfüllt sein, ist dies ebenfalls ein Abbruchkriterium für den iterativ agierenden Berechnungsalgorithmus. Eine Mehrfachzuweisung einer Biogasanlage zu verschiedenen Metallurgiebetrieben ist im Modell nicht möglich. Abschließend werden für jeden Metallurgiebetrieb bzw. jedes modellierte Biogasnetz verschiedene analyserelevante Kennwerte (wie bspw. standortgenau verfügbare Biogasmenge, Leitungslänge, Gesamtbiogasbelegung, prozentuale Deckung des Wärmebedarfs etc.) bestimmt. Eine schematische Darstellung des Berechnungsalgorithmus zum Lageabgleich wird in **Abbildung 7.4** gezeigt.

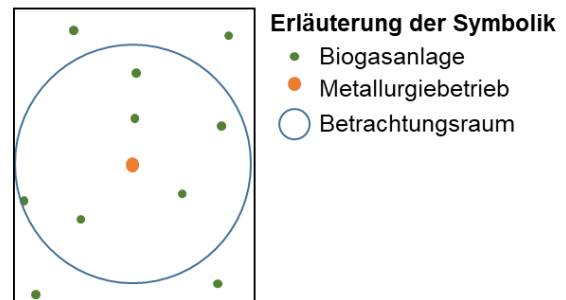
Berechnungsschritt 1:

Zusammengeführter Datenstand aus Metallurgie und Biogasanlagen



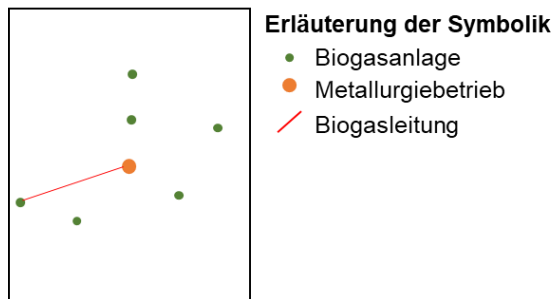
Berechnungsschritt 2:

Erstellung des Betrachtungsraumes



Berechnungsschritt 3:

Iterative Modellierung einzelner Biogasleitung



Berechnungsschritt 4:

Ausbildung des Biogasleitungsnetzes

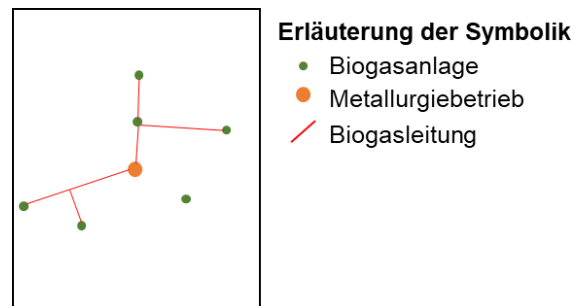


Abbildung 7.4: Vereinfachte Schematische Darstellung des Lageabgleichs zwischen Biogasanlagen und Metallurgiebetriebe sowie Biogasleitungsmodellierung. (Quelle: DBI)

Diese Analyse wurde für verschiedenen Szenarien durchgeführt. Die Szenarien (S) werden nach einer fortlaufenden Zahl für den abzudeckenden Wärmebedarf vergeben. Dabei stehen die Ziffern „1“ für 20 %, die „2“ für 50 % und die „3“ für 100 % möglicher Wärmebedarfsabdeckung. Eine weitere Zahl, welche nach der ersten Ziffer und einen Punkt ergänzt wird, steht für den Betrachtungsraum bzw. dem Untersuchungsradius. Dabei definiert die Ziffer „1“ einen Radius von 5 km und die „2“ einen Radius von 10 km. Somit ergeben sich die Bezeichnungen S1.1, S2.1, S3.1 bzw. S1.2, S2.2 und S3.2 für alle sechs Betrachtungsszenarien. Die Ergebnisse der Analyse sind in **Tabelle 7.2** und **Tabelle 7.3** zusammengefasst.

Tabelle 7.2: Zusammengefasste Ergebnisse des Lageabgleichs zwischen Metallurgiebetrieben und Biogasanlagen (Analyseteil 1).

	Maximal durch Biogas zu deckende Wärmemenge (nach Szenario)	20 %	50 %	100 %
Standort-analyse Teil 1:	Szenario Nr.	S1.1	S2.1	S3.1
5 km	Metallurgiebetriebe mit min. einer Biogasanlage	162	162	162
	Gesamtwärmebedarf aller belieferten Metallurgiebetriebe (in GWh/a)	39.214	39.214	39.214
	Anzahl Metallurgiebetriebe, deren Wärmebedarf entsprechend des Szenarios gedeckt wird	129	106	82
	zugeordnete Biogasanlagen	202	243	260
	modellierte Leitungslänge in km	537	622	662
	verfügbare Biogasmenge (in GWh/a)	1.038	1.664	2.160

Im Szenario S1.1 kann zu 162 der insgesamt 345 Metallurgiebetriebe mindestens eine Biogasanlage zugeordnet werden. Von diesen 162 Betrieben ist es für 129 möglich ihren Energiebedarf zu mindestens 20 % über Biogas zu decken. In Summe können 202 Biogasanlagen genutzt werden. Dafür sind Rohrleitungen mit einer Gesamtlänge von 537 km zu errichten. Kumuliert können in S1.1 1.038 GWh/a an Biogas in Metallurgiebetrieben verwendet werden. Für die S2.1 und S3.1 bleibt die Anzahl an belieferten Metallurgiebetrieben konstant. Durch die definierten Szenarien (20 %, 50 % und 100 % Wärmebedarfsdeckung) steigt die mit Biogas zu deckende Wärmemenge stetig an. Dies führt dazu, dass die Anzahl an Metallurgiebetrieben, bei denen eine vollständige Wärmeversorgung mittels Biogas möglich ist von 129 (S1.1) auf 82 (S3.1) sinkt. Die Anzahl der zugeordneten Biogasanlagen steigt über die drei Szenarien aufgrund des erhöhten Bedarfs bei gleichem Betrachtungsraum (5 km) leicht von 202 (S1.1) auf 260 (S3.1) an. Auf Grund dieser Tatsache zeigt sich, dass im jeweiligen Betrachtungsraum um den Metallurgiebetrieb weitere Biogasanlagen angesiedelt sind, welche im Szenario S1.1 und S2.1 aufgrund des geringer angesetzten Wärmebedarfs nicht zugeordnet wurden. Damit steigt die nutzbare Biogasmenge in Summe von 1.038 GWh/a auf 2.160 GWh/a. Theoretisch ist über die Szenarien hinweg eine Gesamtwärmebedarfsdeckung von 2,6 % in S1.1, 4,2 % in S2.1 und 5,5 % in S3.1 erreichbar. Der mögliche Einfluss des Biogases zur Substitution anderer aktuell eingesetzter Energieträger ist demnach sehr gering. Überraschend ist die Anzahl an Metallurgiebetrieben, bei denen nur eine Biogasanlage ausreichen würde, um den gesamten Wärmebedarf vollständig mit Biogas zu decken. Dies betrifft im 100 % Wärmedeckungsszenario für den Betrachtungsraum von 5 km (S3.1) 82 von 162 Metallurgiebetriebe. Teilweise existieren auch Metallurgiebetriebe, bei denen nur eine anteilig geringe Biogasversorgung möglich ist. (10 Biogasanlagen, die nur 0,6 % des Wärmebedarfs decken können). Die Ursache dieser Gegensätze liegt in den stark variierenden Energiebedarfen der erfassten Metallurgiebetriebe begründet. Der Energiebedarf schwankt von wenigen GWh bei mittelständischen Betrieben bis hin zu mehreren TWh bei Industriekonzernen wie ThyssenKrupp. Nachfolgende **Abbildung 7.5** zeigt die 162 Metallurgiebetriebe, welchen im ersten Teil der Analyse (Betrachtungsraum 5 km) mindestens eine Biogasanlage zugeordnet werden konnte.

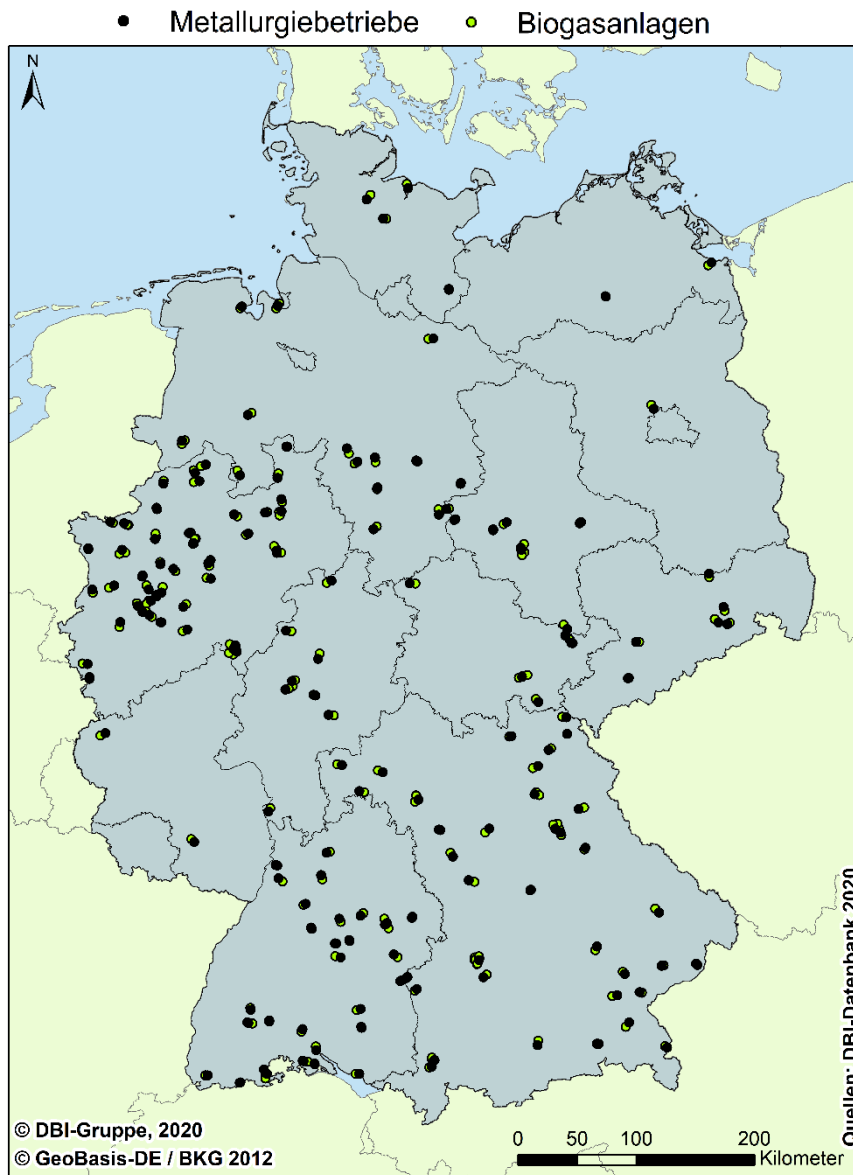


Abbildung 7.5: Metallurgiebetriebe mit Biogasanlagenzuordnung für das Szenario S1.1, Betrachtungsraum von 5 km [18,19,21]. (Quelle: DBI)

Tabelle 7.3: Zusammengefasste Ergebnisse des Lageabgleichs zwischen Metallurgiebetrieben und Biogasanlagen (Analyseteil 2).

	Maximal durch Biogas zu deckender Wärmemenge (nach Szenario)	20 %	50 %	100 %
Standortanalyse Teil 2:	Szenario Nr.	S1.2	S2.2	S3.2
10 km	Metallurgiebetriebe mit min einer Biogasanlagen	254	248	243
	Gesamtwärmebedarf aller beliefeter Metallurgiebetriebe (in GWh/a)	206.552	206.386	206.175
	Anzahl Metallurgiebetriebe deren Wärmebedarf entsprechend des Szenarios gedeckt wird	208	180	148
	zugeordnete Biogasanlagen	406	483	598
	modellierte Leitungslänge in km	1.965	2.229	2.603
	verfügbare Biogasmenge (in GWh/a)	2.474	3.830	5.305

Im zweiten Teil der Analyse wird der Betrachtungsraum auf 10 km vergrößert. Aufgrund des größeren Betrachtungsraums ist es möglich, weitere Biogasanlagen zu im ersten Teil der Analyse noch nicht betrachteten Metallurgiebetrieben zuzuordnen. So steigt die Zahl der Metallurgiebetriebe, welchen mindestens eine Biogasanlage zugeordnet werden konnte, von 162 in S1.1 auf 254 in S1.2 an. Aufgrund der steigenden Wärmedeckungsraten in den weiteren Szenarien und der priorisierten Versorgung von Metallurgiebetrieben mit hohem Wärmebedarf sinkt die Anzahl jedoch leicht auf 248 in S2.2 und 243 in S3.2. Im Vergleich dazu steigt die Anzahl der zugeordneten Biogasanlagen wie schon im Analyseteil 1 (Betrachtungsraum 5 km) über die drei Szenarien aufgrund des erhöhten Bedarfs im Betrachtungsraum von 10 km von 406 (S1.2) auf 598 (S3.2) an. Aufgrund dieser Tatsache zeigt sich, dass im jeweiligen Betrachtungsraum um den Metallurgiebetrieb weitere Biogasanlagen angesiedelt sind, welche im Szenario S1.2 und S2.2 aufgrund des geringer angesetzten Wärmebedarfs nicht zugeordnet wurden. Damit steigt die nutzbare Biogasmenge in Summe von 2.474 GWh/a auf 5.305 GWh/a. Theoretisch ist über die Szenarien hinweg für den Betrachtungsraum (10 km) eine Gesamtwärmebedarfsdeckung der erfassten Metallurgiebetriebe von 1,2 % in S1.2, 1,9 % in S2.2 und 2,6 % in S3.2 möglich. Analog zu den Ergebnissen aus Analyseteil 1, ist der mögliche Einfluss des Biogases zur Substitution anderer aktuell eingesetzter Energieträger sehr gering. Nachfolgende **Abbildung 7.6** zeigt die 254 Metallurgiebetriebe (S1.2), welchen im zweiten Teil der Analyse (Betrachtungsraum 10 km) mindestens eine Biogasanlage zugeordnet werden konnte.

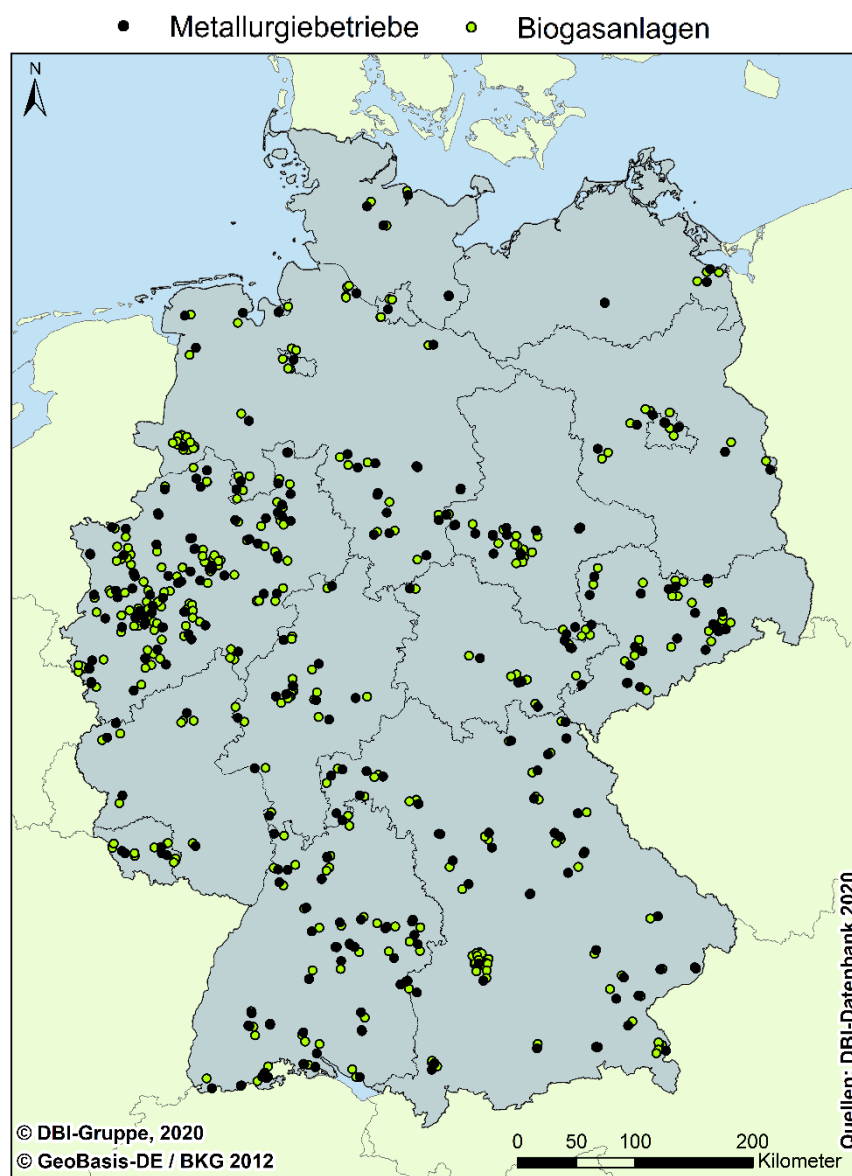


Abbildung 7.6: Metallurgiebetriebe mit Biogasanlagenzuordnung für das Szenario S1.2, Betrachtungsraum 10 km [18,19,21]. (Quelle: DBI)

7.3 Ermittlung möglicher CO₂-Einsparpotenziale in der Metallurgie-Branche

Durch den Einsatz von Biogas und der damit verbundenen Substituierung von Erdgas sollen THG-Emissionen minimiert oder vermieden werden. Um das reale Einsparpotenzial abzuschätzen zu können, ist es nötig, die CO₂-Bilanz der gesamten Wertschöpfungsketten sowohl für Erdgas, welches substituiert werden soll, als auch für Biogas zu betrachten. Die Energieträger Kohle und Strom werden nicht betrachtet, da sie, wie bereits in vorherigen Abschnitten erläutert wurde, kaum durch Biogas substituierbar sind.

Für die Analyse der Bilanzen wird das Computerprogramm GEMIS (Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme) [22] verwendet. Mit diesem ist es unter anderem möglich, für Prozessketten direkte und indirekte Emissionen zu ermitteln. Es wird sowohl vom Umweltbundesamt als auch vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit zur Erstellung von Emissionsbilanzen genutzt [23]. Eine

der Schwierigkeiten bei der genauen Bestimmung aller Emissionen einer vollständigen Wertschöpfungskette ist das Einbeziehen zwingend benötigter Vorketten. Im Gegensatz zur weit verbreiteten Meinung ist der Einsatz von Biogas nicht 100 % CO₂-neutral. Denn beim Biogasproduktionsprozess fallen indirekt weitere CO₂-Emissionen an. Beispiele hierfür sind der Einsatz von dieselbetriebenen Traktoren beim Anbau der nachwachsenden Rohstoffe (NawaRo) auf dem Feld oder die Herstellung der für die Landwirtschaft eingesetzten Düngemittel.

GEMIS ist in der Lage nahezu vollständige Wertschöpfungsketten von Biogas und Erdgas in Bezug auf die THG-Emissionen zu erstellen. Neben den CO₂-Emissionen werden durch GEMIS auch weitere Treibhausgase berücksichtigt (CH₄, N₂O etc.). Die Summe dieser THG-Emissionen wird als CO₂-Äquivalente (CO₂-eq) zusammengefasst.

Die betrachtete Wertschöpfungskette für Erdgas umfasst die Emissionen folgender Einzelpunkte:

- Erdgas Transport von den Produktionsländern (Russland, Niederlande und Norwegen) nach Deutschland,
- Aufbereitung von Erdgas,
- Verdichtung für den Transport in Pipelines,
- Thermische Nutzung des Erdgases in einem Wärmeprozess der Metallurgie.

Die betrachtete Wertschöpfungskette für das Biogas (Ausgangsstoffe: Mix aus NawaRo und Gülle) umfasst die Emissionen folgender Einzelpunkte [24-28]:

- Anbau bzw. Erzeugung der Biomasse,
- Ernte und Transport der Biomasse,
- Biogaserzeugung in einer Biogasanlage (Fermenter),
- Transport und Aufbereitung des Biogases,
- Thermische Nutzung des Biogases in einem Wärmeprozess der Metallurgie (keine direkten Emissionen bei Verbrennung).

Das Ergebnis der THG-Emissionsabschätzung ist in **Tabelle 7.4** dargestellt und umfasst die direkten sowie indirekten Emissionen von Erdgas und Biogas. Aufgeschlüsselt werden die Emissionen für die drei Treibhausgase mit den höchsten Anteilen, Kohlenstoffdioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Distickstoffmonoxid (N₂O), sowie dem summierten CO₂-eq aller beteiligter Treibhausgase. Bei der Bewertung der Ergebnisse in **Tabelle 7.4** sind die verschiedenen Faktoren der Treibhausgaswirksamkeiten der Gase zu beachten. Diese Faktoren sorgen für eine Vergleichbarkeit zwischen den THG. Sie geben an, wie potent ein Gas in Bezug auf seine Klimaschädlichkeit im Vergleich zu CO₂ ist. CH₄ wird mit dem Faktor 30, N₂O mit dem Faktor 265 verrechnet. Somit werden 1 kg N₂O der gleiche klimaschädliche Einfluss zugeschrieben wie 265 kg CO₂ [22,29].

Der Hauptbetrag der Emissionen der Erdgasnutzung entsteht bei der Verbrennung des Gases. Hierbei werden pro TJ eingesetztem Erdgas (bezogen auf den Heizwert) 56 t CO₂ emittiert. Das entspricht 86,2 % der summierten Emissionen durch Erdgas. Die Betrachtung der Vorkette hat somit in diesem Fall eine geringe Gewichtung auf das Endergebnis [22].

In der **Tabelle 7.4** werden die direkten Emissionen von Biogas als 0 beschrieben. Sämtliche Emissionen sind Vorkettenemissionen. Auffällig ist, dass lediglich 12,8 der 27,3 t CO₂-eq je TJ durch CO₂ verursacht werden. Das entspricht mit 46,9 % weniger als die Hälfte der Gesamtemissionen. Die restlichen 53,1 % teilen sich auf 13,6 % für CH₄ und 39,5 % für N₂O [22].

N₂O, umgangssprachlich auch als Lachgas bezeichnet, wird freigesetzt, wenn Mikroorganismen stickstoffhaltige Verbindungen abbauen. Dies geschieht primär bei der Massentierhaltung und in der Landwirtschaft durch den Einsatz von stickstoffhaltigem Dünger. Beide Aspekte spielen in der Vorkette der Biogaserzeugung eine maßgebliche Rolle und begründen so die vergleichsweise hohen Emissionen durch N₂O [30].

Tabelle 7.4: Direkte und indirekte THG-Emissionen von Erdgas und Biogas in t/TJ, nach [22].

		Direkt	Indirekt	Summe
Erdgas	CO ₂	56,0000	4,9944	60,9944
	CH ₄	0,0025	0,1139	0,1164
	N ₂ O	0,0015	0,0002	0,0017
	CO ₂ -eq	56,4725	8,4651	64,9376
Biogas	CO ₂	0	12,8004	12,8
	CH ₄	0	0,1244	0,1244
	N ₂ O	0	0,0407	0,0407
	CO ₂ -eq	0	27,3332	27,3332

Zusammenfassend ergeben sich für die Nutzung von einem TJ Erdgas THG-Emissionen in Höhe von 64,94 t/CO₂-eq. Für Biogas ergeben sich im Vergleich etwa 27,33 t/CO₂-eq. Somit können bei alleiniger Betrachtung der Prozessketten durch die Verwendung von Biogas 57,92 % der THG-Emissionen eingespart werden [22]. Die Differenz beträgt 37,61 t CO₂-eq/TJ bzw. 135,4 t CO₂-eq/GWh. Somit können für jede eingesetzte GWh an Biogas 135,4 t CO₂-eq eingespart werden.

Auf Basis dieser ermittelten spezifischen Einsparpotenziale, welche bei der Substitution von Erdgas durch Biogas möglich sind, lassen sich entsprechend der Betrachtungsszenarien (S1.1, S2.1, S3.1, S1.2, S2.2 und S3.2) mögliche THG-Einsparmengen bestimmen. Die potenziell nutzbaren Biogasmengen, welche im Lageabgleich identifiziert wurden (siehe **Tabelle 7.2**), werden global und für jeden einzelnen Standortwert mit den spezifischen Einsparpotenzialen multipliziert. Die Ergebnisse für die möglichen globalen Einsparpotenziale sind in **Tabelle 7.5** dargestellt. Die einzusparenden Emissionsmengen nehmen analog zu den Biogasmengen von Szenario zu Szenario zu. Der geringste Wert von 140.545 t CO₂-eq/a wird bei S1.1 erreicht. S3.2 stellt mit 718.297 t CO₂-eq/a das Maximum dar. Hierbei ist zu erwähnen, dass S3.1 und S3.2, also eine 100 % Wärmebedarfsdeckung durch Biogas, unrealistisch sind. Eine vollständige Substitution aller fossilen Energieträger durch Biogas ist nicht für alle Metallurgiebetriebe möglich.

Tabelle 7.5: Eingespartes CO₂-eq pro Jahr nach Szenario.

Szenario	Nutzbare Biogasmenge in GWh pro Jahr	Eingespartes CO ₂ -eq in t pro Jahr
S1.1	1.038	140.545
S2.1	1.664	225.306
S3.1	2.160	292.464
S1.2	2.474	334.980
S2.2	3.830	518.582
S3.2	5.305	718.297

Abbildung 7.7 zeigt das über Deutschland verteilte punktuelle THG-Einsparpotenzial für einzelne Metallurgiebetriebe. Unabhängig von den betrachteten Szenarien sind die größten Einsparpotenziale im Ruhrgebiet, Mittel- und Süddeutschland zu finden.

In Summe beliefen sich die Emissionen der Metallindustrie laut Literatur im Jahre 2007 auf einen Wert von 96,7 Mio. t CO₂-eq [31]. Das entspricht 10 % der Emissionen Deutschlands im gleichen Zeitraum [32]. Mit den berechneten nutzbaren Biogasmengen der Szenarien S1.1 bis S2.2 lassen sich somit zwischen 0,15 % und 0,54 % der Emissionen der Metallindustrie vermeiden. Gleichzeitig decken diese Szenarien 0,4 % bis 1,5 % des Energiebedarfs der Metallurgie ab, bzw. 2,4 % bis 8,9 % des Erdgasbedarfs.

Sowohl bei der Vermeidung von THG-Emissionen als auch bei der Substitution der mit Erdgas erzeugten Energiemengen kann Biogas im Metallurgiesektor nach den Ergebnissen der Analyse nur einen sehr geringen Beitrag leisten. Hauptsächlich liegt dies darin begründet, dass in Deutschland mehrere verschiedene Tätigkeitsbereiche bzw. Produktionsschwerpunkte innerhalb des Metallurgiesektors existieren. Dies und auch die Größe bzw. Produktionsmenge einzelner Metallurgiebetriebe führen dazu, dass ein sehr großer Schwankungsbereich für die Energiebedarfe zwischen den einzelnen Betrieben herrscht. So existieren sowohl viele kleine Metallurgiebetriebe mit einem geringen Energiebedarf als auch wenige sehr große energieintensive Betriebe. In Summe besitzen diese wenigen Betriebe jedoch den größten Anteil am Energiebedarf und sind für die meisten THG-Emissionen verantwortlich. Im Umkreis dieser Großverbraucher existieren jedoch nicht genügend Biogaspotenziale, um eine signifikante Substitution von Erdgas oder auch anderen fossilen Energieträgern durch Biogas zu ermöglichen. Deutschlandweit ist somit nur ein geringes Substitutions- und THG-Emissionseinsparpotenzial durch den Einsatz von Biogas im Metallurgiesektor vorhanden. Einen Beitrag kann Biogas jedoch in kleinen oder mittelgroßen Metallurgiebetrieben leisten. Kleine und mittlere Betriebe liegen in deutlich größerer Zahl vor und viele von ihnen liegen in räumlicher Nähe zu Biogasanlagen. Punktuell kann für diese Metallurgiebetriebe anteilig eine hohe THG-Emissionseinsparung erreicht werden.

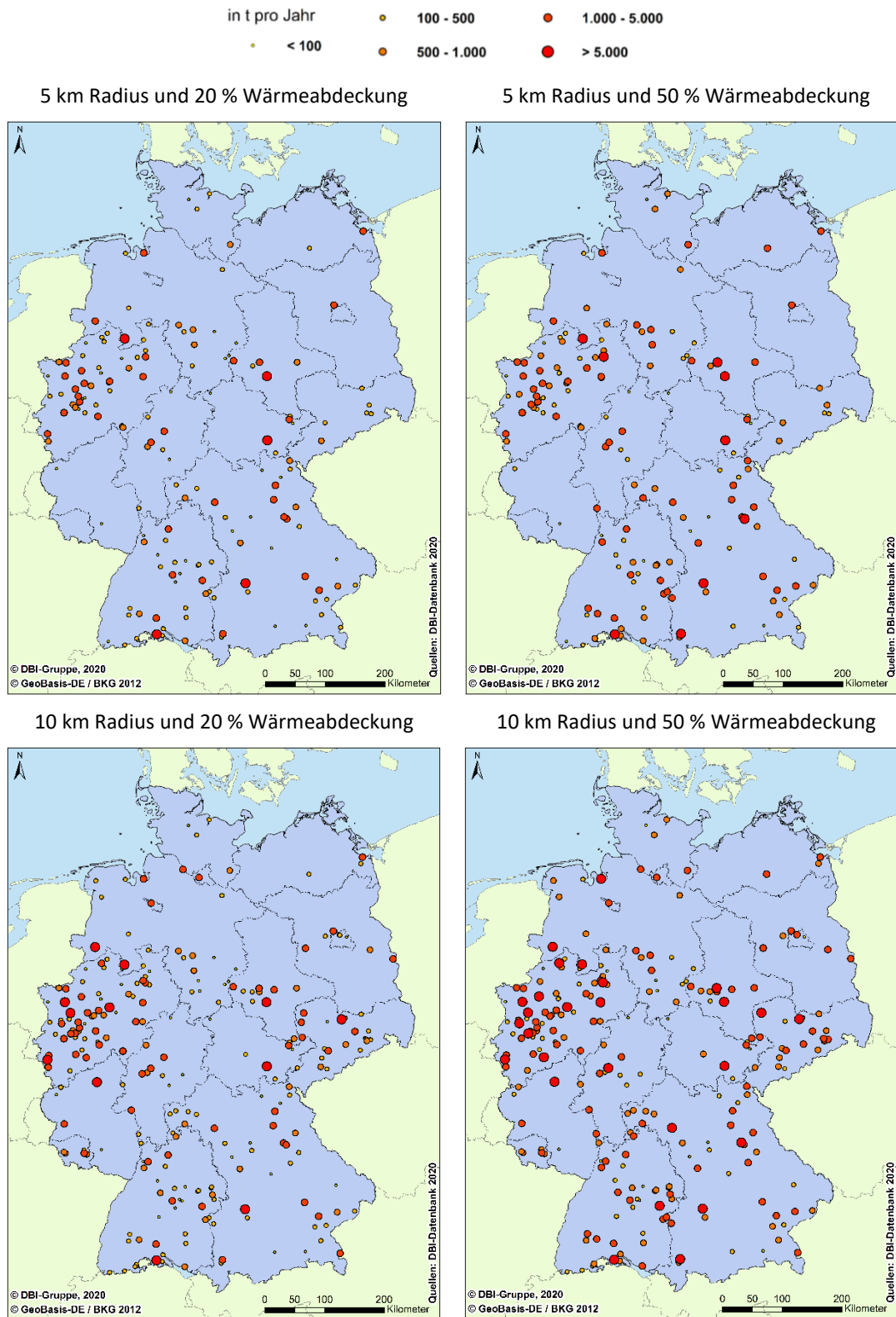


Abbildung 7.7: CO₂-Einsparpotenziale für die verschiedenen Szenarien (S1.1 links oben, S2.1 rechts oben, S1.2 links unten, S2.2 rechts unten) [18,19,21]. (Quelle: DBI)

7.4 Wirtschaftlichkeitsanalyse zur leitungsgebundenen Biogasnutzung in Metallurgiebetrieben

Maßgeblich für eine wirtschaftliche Analyse ist der Energieträgerpreis. Aus diesem Grund ist die Betrachtung aktueller Kosten für Erdgas und Biogas notwendig. Aufgrund der eingeschränkten Substitutionsmöglichkeit anderer fossiler Energieträger wird nachfolgend nur auf Erdgas eingegangen. Der Preis für Erdgas betrug im Jahr 2019 für Industriekunden durchschnittlich 2,86 ct/kWh [33]. Die Preise von Biogas weisen im Vergleich zum Erdgas eine höhere Schwankungsbreite auf. Die liegt darin begründet, dass kein nennenswerter Verkauf von Biogas stattfindet. Die zwei klassischen Vermarktungsoptionen für Biogaserzeuger waren bislang das Verstromen des Biogases vor Ort oder die Veredlung zu Biomethan und die Einspeisung in das Erdgasnetz. Aus diesem Grund werden für die Preisbetrachtung die Herstellungskosten des Biogases herangezogen. Die Höhe der Produktionskosten richtet sich stark nach der Anlagengröße. Steigt diese, wird der Substratpreis zu einem immer dominierenden Kostenpunkt. Preisangaben für die Biogasproduktion bewegen sich zwischen 5,5 bis 6,5 ct/kWh [34] und 7,04 ct/kWh [35].

Wird das Biogas weiter zu Biomethan veredelt (aufbereitet), um eine Einspeisung ins Erdgasnetz zu ermöglichen, fallen zusätzliche Kosten an und erhöhen den Produktionspreis auf ca. 7,49 ct/kWh. Verkauft wird Biomethan jedoch zu einem Preis, der unterhalb der Produktionskosten angesiedelt ist (6,44 ct/kWh). Wirtschaftlich tragbar wird dies durch die Förderungen der Biogasanlagenbetreiber. Des Weiteren ist bei den spezifischen Kosten für die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan die Anlagengröße maßgeblich [34,35].

In **Tabelle 7.6** sind die genannten Preise für Energieträger aufgeführt. Die Preise für Biogas und Biomethan sind 1,9- bis 2,5-mal so hoch wie die des Erdgases.

Tabelle 7.6: Aktuelle Preise für Energieträger.

Energieträger	Preis in ct/kWh
Erdgas	2,86 [33]
Biomethan	7,49 [35]
Biogas	5,50 – 7,04 [34,35]

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die aktuellen Preise für Energieträger ein breites Kostenspektrum abbilden. Biogas und Biomethan sind bis zu annähernd dreimal so teuer wie das Erdgas, welches sie ersetzen sollen. Mit dem Einsatz von Biogas als zusätzlicher Energieträger in der Metallurgie geht ein zusätzlicher Energiebedarf einher. So ist es nötig, beispielsweise Rohrleitungen zum Biogastransport zu errichten sowie gegebenenfalls bestehende Anlagentechnik anzupassen. Dem gegenüber stehen mögliche Einsparungen infolge der Biogasnutzung. Zu diesen gehört der reduzierte Bedarf an CO₂-Zertifikaten.

Seit 2021 existieren zwei Arten des CO₂-Emissionshandels in Deutschland. Zum einen ist dies der europäische Emissionshandel, welcher schon seit mehreren Jahren existiert [36]. Die Kosten des EU-Emissionshandels richten sich an die Energiewirtschaft, energieintensive Industrien und den innereuropäischen Luftverkehr. In Deutschland sind ca. 1000 Unternehmen zahlungspflichtig. Im Jahr 2019 betrug die Kosten hierfür im Mittel 25 € pro ausgestoßene Tonne CO₂-Äquivalent. Dieser Preis schwankte in den letzten

Jahren und es ist mit einer zukünftigen Kostensteigerung zu rechnen. Zum anderen existiert seit 2021 ein von der Bundesregierung beschlossener nationaler Emissionshandel, der sogenannte CO₂-Preis. Betroffen sind hiervon der Verkehrs- und Wärmesektor. Die Kosten belaufen sich 2021 auf 25 € pro Tonne CO₂-Equivalent und sollen bis 2025 schrittweise auf 55 € pro Tonne CO₂-Equivalent steigen [37]. Da der Metallurgiesektor aus sehr unterschiedlich großen Betrieben besteht und in der Praxis beide Emissionshandelsverfahren angewandt werden, wird sowohl der EU-Emissionshandel als auch der Nationale Emissionshandel in der Wirtschaftlichkeitsanalyse betrachtet. Für Metallurgiebetriebe, die nach EU-Emissionshandel zahlungspflichtig sind, fallen keine Kosten nach nationalem Emissionshandel an.

Mit einer Gebühr von 25 €/t CO₂-eq ergeben sich für die Kilowattstunde Erdgas zusätzliche Kosten in Höhe von 0,5 ct/kWh. Ein Preis von 55 €/t CO₂-eq ergibt somit ergänzende Kosten von 1,1 ct/kWh (Nationaler Handel im Jahr 2025). Diese Preise haben Abnehmer zusätzlich zu dem Preis von 2,86 ct/kWh für Erdgas zu bezahlen. Ab dem Jahre 2021 ergeben sich damit summierte Erdgaskosten von 3,36 ct/kWh. Unter der Annahme gleichbleibender Erdgaspreise, steigt dieser Wert bis 2025 auf 3,86 ct/kWh an. Die Gesteuerungskosten von Biogas belaufen sich auf 5,50 - 7,04 ct/kWh [34,35]. Im Gegensatz zum Erdgaseinsatz, fallen für Biogas keine Kosten für den Emissionshandel an.

Für die lokale Nutzung von Biogas, muss ein Transport des Energieträgers von der Biogasanlage hin zum Metallurgiebetrieb gewährleistet sein. Die benötigten Biogasmengen können nur über netzgebundene Infrastruktur zu den Metallurgiebetrieben transportiert werden. Deshalb wurde für jeden Metallurgiebetrieb ein Biogasnetz modelliert (sofern Biogasanlage in Reichweite), welches den Biogastransport perspektivisch übernehmen soll. Die Kosten der Erbauung und des Betriebes dieser Biogasnetze wirken sich auf den Biogaspreis aus. Aufgeschlüsselt nach den verschiedenen bereits vorgestellten Szenarien, soll ermittelt werden, welche Erhöhung des Biogaspreises die Netze zur Folge haben. Damit soll eine wirtschaftliche Vergleichbarkeit zwischen der Nutzung von Erdgas und Biogas für die Metallurgie entstehen.

Die Berechnung der Investitionskosten und der laufenden Kosten geschieht unter Zuhilfenahme der VDI-Richtlinie 2067 [38]. Hierbei wird das Annuitätenverfahren verwendet. Bei diesem Verfahren werden die einmaligen und kontinuierlichen Ein- und Auszahlungen eines Bauvorhabens in jährlich konstant anfallende Kosten umgewandelt. Über den Biogasdurchsatz je Netz ergibt sich ein Preis für den Transport des Biogases von den Biogasanlagen zu den Metallurgiebetrieben.

Die VDI-Richtlinie 2067 unterteilt die Kosten eines Projektes in vier Kostengruppen:

- Kapitalgebundene Kosten (K)
- Bedarfsgebundene Kosten (V)
- Betriebsgebundene Kosten (B)
- Sonstige Kosten (S)

Für die Ermittlung der jeweiligen zusätzlichen Kosten für Biogas durch den Bau eines lokalen Biogasnetzes werden drei verschiedene Netzkomponenten betrachtet. Diese sind Rohrleitungen, Verdichterstationen und Mess- und Regelanlagen.

Über die Rohrleitungen wird das Biogas von den Biogasanlagen zu den Betrieben gefördert. Dafür werden bis auf 10 bar Druck ausgelegte Polyethylen (PE)-Rohre verwendet. Für die Dimensionierung der Rohre muss der jeweils anliegende Gasvolumenstrom ermittelt werden. Das Volumen dieses Stromes richtet sich nach dem Druck innerhalb der Rohre. Sowohl der Druck in der Rohrleitung als auch die Strömungsgeschwindigkeit des Gases im Rohr sind im Vorfeld der Rohrauslegung festzulegen. PE-Gasrohre sind nicht in jeglichen Durchmessern erhältlich. Aus diesem Grund werden die betrachteten Innendurchmesser auf den nächsthöheren erwerbbaaren Durchmesser angehoben. Die Liste der betrachteten Durchmesser ist in **Tabelle 7.7** dargestellt.

Tabelle 7.7: Erwerbs- und Verlegkosten von Rohrleitungen pro Meter für verschiedene Innendurchmesser [39,40].

Innendurchmesser in mm	Kosten		
	Kaufpreis in € pro m	Kosten Rohrver- legung in € pro m	Kosten kombiniert in € pro m
25	3	124	127
40	6,7	124	130,7
50	10	154,5	164,5
80	19,85	182	201,85
100	29,25	198	227,25
150	61,35	237,5	298,85
200	119,82	266,5	386,32

Für jedes ausgewiesene Biogasnetz wird entsprechend dieser Daten ein zu verwendender Rohrdurchmesser festgelegt. Über diesen erfolgt die Ermittlung Kosten pro Meter Leitungsnetz, was den kapitalgebundenen Kosten entspricht. Die Lebensdauer der Rohrleitungen gibt die Länge des Betrachtungszeitraumes an. Dieser liegt im Schnitt bei 30 Jahren [38], was der typischen Abschreibedauer und dem Betrachtungszeitraum der Wirtschaftlichkeitsanalyse entspricht. Aus diesem Grund müssen keine Ersatzinvestitionen getätigt werden. Darüber hinaus benötigen die Rohrleitungen selbst für den Transport des Gases keine zusätzliche Energie. Die bedarfsgebundenen Kosten fallen damit ebenso weg. Die betriebsgebundenen Kosten im ersten Jahr betragen 0,5 % der Investitionskosten [38].

Die zweite betrachtete Netzkomponente ist die Verdichterstation. Sie ist für den Gasdruck in der Rohrleitung verantwortlich. Verdichterstationen befinden sich lokal an den Biogasanlagen und erzeugen den nötigen Druck, der für den Biogastransport nötig ist. Die Anzahl der Verdichterstationen eines Netzes richtet sich somit nach der jeweiligen Anzahl verbundener Anlagen. Die Lebensdauer einer Verdichterstation liegt mit zehn Jahren unterhalb des Betrachtungszeitraumes von 30 Jahren, weshalb zwei Ersatzinvestitionen getätigt werden müssen [41]. Die Kosten für eine Verdichterstation richten sich nach dem gewünschten Gasdruck und dem zu fördernden Volumenstrom. Die betriebs- und bedarfsgebundenen Kosten der Verdichterstation im ersten Jahr ergeben sich aus dem Volumen des jährlich verdichteten Biogases. So fallen pro Normkubikmeter Biogas ca. 2 ct für den Energieaufwand der Verdichtung und ca. 0,9 ct für die Anlagenwartung an [42].

Die dritte Komponente des Netzes sind die Mess- und Regelanlagen. Messanlagen dienen der Ermittlung des geförderten Volumenstroms. Darüber hinaus bestimmen sie den Anteil der verschiedenen Stoffkomponenten des Biogases. Diese Angaben bestimmen, wie viel Erdgas substituiert werden kann und sind deshalb für die Metallurgiebetriebe wichtig. Regelanlagen dienen der Überwachung und Regelung des Gasdruckes. Sie schützen nachfolgende Komponente und Geräte vor zu hohem Druck [42]. Die Mess- und Regelanlage wird am Ende des Biogasnetzes vor dem Metallurgiebetrieb installiert. Somit ist pro Netz jeweils eine Anlage von Nöten. Es werden netzunabhängig die gleichen Anlagen verbaut. Somit ergeben sich für alle Netze in diesem Punkt identische Kosten. Die Lebensdauer von Mess- und Regelanlagen wird mit 15 Jahren angegeben. Es bedarf somit genau einer Ersatzinvestition [38]. Die betriebsgebundenen Kosten im ersten Jahr setzen sich für die Mess- und Regelanlagen aus jeweils 1,5 % für Instandhaltung und Wartung zusammen, bezogen auf die kapitalgebundenen Kosten [38]. Für die bedarfsgebundenen Kosten im ersten Jahr liegen keine nutzbaren Literaturwerte für Mess- und Regelanlagen vor. Dieser Wert wurde abgeschätzt und auf 0,5 % festgelegt.

Für alle drei Komponenten wurden zur Bestimmung der sonstigen Kosten im ersten Jahr die jeweiligen Erstinvestitionen mit einem dafür gängigen Faktor von 0,005 multipliziert [43].

Die Zahlen zu den Lebensdauern, den betriebsgebundenen, bedarfsgebundenen und sonstigen Kosten sind für die drei Komponenten in Tabelle 7.8 zusammengefasst. Die prozentualen Kosten für das erste Jahr beziehen sich immer auf den Investitionsbetrag der jeweiligen Komponente.

Tabelle 7.8: Komponentenspezifische finanzmathematische Kennzahlen [38-43].

	Rohrleitung	Verdichterstation	Mess- und Regelanlage
Lebensdauer in Jahren	30	10	15
betriebsgebundene Kosten im ersten Jahr	0,5 %	0,9 ct/kWh	3 %
bedarfsgebundene Kosten im ersten Jahr	-	2 ct/kWh	0,5 %
sonstige Kosten im ersten Jahr	0,5 %	0,5 %	0,5 %

Die Berechnung der netzgebundenen Biogaskosten wurde für sämtliche Biogasnetze aus den sechs Szenarien S1.1 bis S3.2 durchgeführt. Über die sechs Szenarien summiert ergeben sich somit 1.231 modellierte Netze, für die eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt wird. Die durchschnittlichen Biogaskosten, welche sich aus den betrachteten Szenarien ergeben, sind in **Tabelle 7.9** aufgeführt. Dargestellt werden die durchschnittlichen Biogaskosten ohne vorhandene Extremwerte. Unter Extremwerten werden jene netzgebundenen Kosten verstanden, welche die Marke von 10 ct/kWh überschreiten. Die netzgebundenen Kosten übersteigen in diesen Fällen die Biogasgestehungskosten von 5,50 - 7,04 ct/kWh [34, 35] teils um ein Vielfaches. Für die wirtschaftliche Betrachtung sind diese Biogasnetze nicht von Belang und können ausgeklammert werden.

Tabelle 7.9: Durchschnittliche netzgebundene Biogaskosten nach Szenario.

Szenario	durchschnittliche Kosten der Netze ohne Extremwerte in ct/kWh
S.1.1	2,17
S2.1	1,68
S3.1	1,33
S1.2	2,51
S2.2	2,03
S3.2	1,67

Der Anteil der Extremwerte an den Gesamtwerten ist nicht konstant. Er beträgt für die Szenarien S1.1 und S1.2 ca. 10 %. Die Szenarien S1.1, S3.1, S2.2 und S3.2 weisen mit 3 - 4 % weniger Extremwerte auf. Die Verteilung der netzgebundenen Kosten ist für die 162 Netze aus S1.1 in **Abbildung 7.8** dargestellt. Der Anstieg der Kosten über die Biogasnetze kann als exponentiell beschrieben werden. Die Extremwerte kommen zustande, wenn die Biogasabnahme eines Metallurgiebetriebes sehr gering ist und über eine gewisse Länge des Biogasnetzes nur sehr wenig Biogas pro Jahr abgesetzt werden kann (sehr niedrige Biogasbelegung).

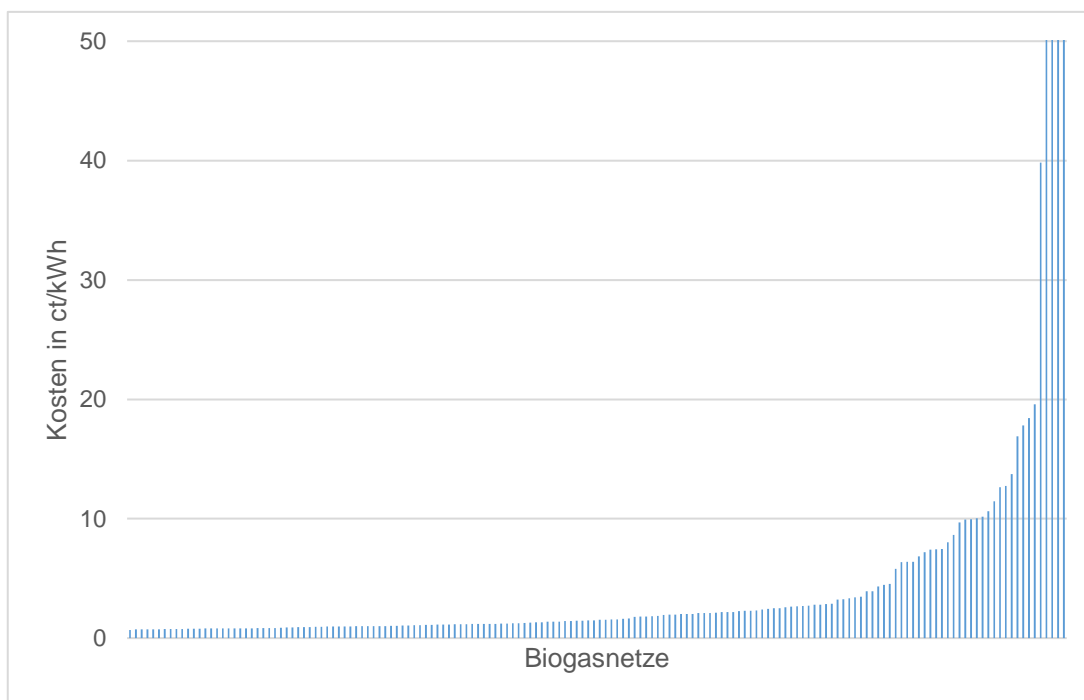


Abbildung 7.8: Netzgebundene Biogaskosten für das Szenario S1.1. (Quelle: DBI)

Aus den Ergebnissen der **Tabelle 7.9** ist abzuleiten, dass die Szenarien mit einer höheren Biogasabdeckung am Gesamtenergiebedarf niedrigere Biogaskosten aufweisen. Grund hierfür sind die größeren Biogasmengen, die über gleiche Leitungsentfernungen transportiert werden (hohe Biogasbelegung).

Des Weiteren kann den Ergebnissen entnommen werden, dass bei gleicher Biogasabdeckung, die Erhöhung des Betrachtungsraumes von 5 km auf 10 km eine Steigerung der netzgebundenen Kosten mit sich trägt. In diesem Fall überwiegen die zusätzlichen Kosten längerer Biogasnetze, welche im Verhältnis weniger Biogas transportieren (niedrige Biogasbelegung).

Die Szenarien S3.1 und S3.2 stellen weiterhin hypothetische Werte dar, da eine Biogasabdeckung von 100 % in der Metallurgie meist nicht umsetzbar ist. Damit bildet das Szenario S2.1 mit durchschnittlichen netzgebundenen Kosten in Höhe von 1,68 ct/kWh den geringsten und damit wirtschaftlichsten Wert.

Bei der Bewertung der Ergebnisse muss auf Schwächen in der Modellierung eingegangen werden. Wie bereits erläutert, werden die Rohrleitungen nur auf dem kürzesten Wege modelliert (Luftlinie) und berücksichtigen nicht die Topografie. Zur Vereinfachung der Rohrleitungsauslegung, wird die Netzgeometrie nicht beachtet. In welcher Anordnung die Biogasanlagen miteinander und mit dem Metallurgiebetrieb verbunden sind, fließt dabei nicht in die Modellierung mit ein. Zusätzlich werden bei der Auslegung der Netze stets die gleichen Verdichterstationen sowie Regel- und Messanlagen verwendet. Ob die mit diesen angeführten Punkten verbundenen Fehler sich innerhalb der Ergebnisse aufaddieren oder sich gegebenenfalls teilweise gegenseitig aufheben, ist nicht abzuschätzen.

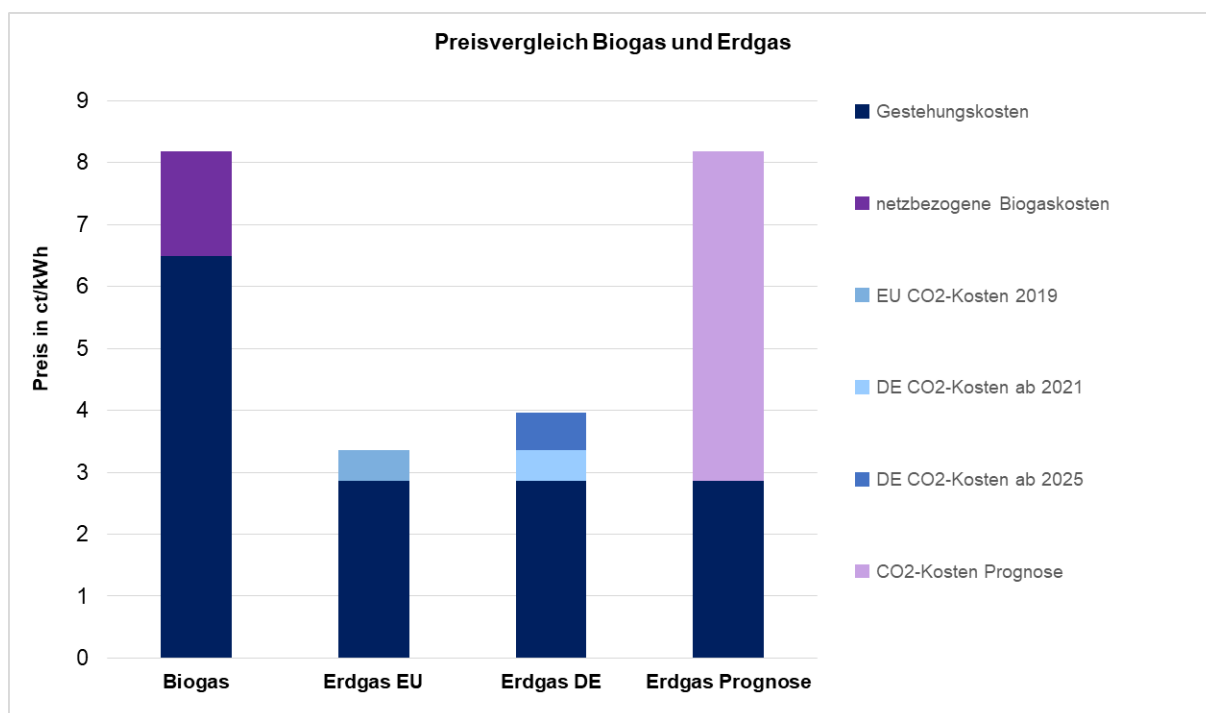


Abbildung 7.9: Vergleich der Kosten für Biogas und Erdgas. (Quelle: DBI)

Nach aktuellen Gesichtspunkten sind mit der Nutzung von Biogas mehr als doppelt so hohe Kosten verbunden als mit der Erdgasnutzung, siehe **Abbildung 7.9**. Hauptgrund sind hierfür die Gestehungskosten des Biogases. Somit wäre nach wirtschaftlicher Betrachtungsweise der Biogaseinsatz nicht zu empfehlen.

Eine wirtschaftliche Biogasnutzung kann in Erwägung gezogen werden, wenn die Kosten von Bio- und Erdgas sich auf einem Niveau befinden. Ist dies nicht der Fall, gibt es für Betriebe keinen finanziellen Anreiz, den Energieträger zu wechseln.

Eine Möglichkeit den Erdgaspreis auf das Niveau von Biogas zu bringen, ist eine stärkere CO₂-Bepreisung seitens der Bundesregierung. Die notwendigen Abgaben pro Tonne CO₂ würden dafür 265 € betragen. Dieser Wert übersteigt die gesetzten Preise der Bundesregierung für das Jahr 2021 um mehr als das Zehnfache und ist daher als unrealistisch einzustufen.

Ein weiteres Mittel zur Angleichung der Preisniveaus sind Vergütungen für den Einsatz von Biogas. Aktuell werden für die Verstromung von Biogas solche Vergütungen an die Anlagenbetreiber gezahlt. Dies ist jedoch konträr zu der eigentlichen Motivation der Biogasfeuerung. Ziel ist es gewesen, Anlagenbetreibern eine wirtschaftliche Alternative nach Beendigung staatlicher Förderungen zu bieten und nicht erneut von Förderungen abhängig zu sein.

In der bisherigen Preisgestaltung von Biogas wurde aufgrund fehlender Datenlage nicht betrachtet, welche Anpassungen der Anlagentechnik seitens der Metallurgie nötig sind, um einen Biogaseinsatz zu ermöglichen. Für die Nutzung von Biogas als Brennstoff in Thermoprozessfeuerungen bzw. in der Metallurgie gibt es bisweilen keine Referenzdaten, auf welche Bezug genommen werden kann. Welche Anpassungen die Anlagentechnik für eine Biogasnutzung, bzw. die Biogaszuführung benötigen, wurde in **Kapitel 4** betrachtet. Es steht außer Frage, dass die Substitution von Erdgas durch Biogas negative Auswirkungen auf die industriellen Feuerungen hat. Somit müssten zumindest die Einstellungen der Brenner angepasst werden. Die vorzunehmenden Anpassungen sind in jedem Fall mit Kosten verbunden, welche auf die Biogaskosten zu addieren sind. Der Biogaseinsatz wird damit noch unwirtschaftlicher.

Es kann zusammengefasst werden, dass der Einsatz von Biogas als Brennstoff in der Metallurgie aktuell und in naher Zukunft in Summe betrachtet keine wirtschaftliche Alternative darstellt. Die Kosten für Biogas übersteigen die Kosten von Erdgas um das Doppelte. Finanzielle Anreize zur Biogasnutzung können nur durch den gezielten Eingriff des Staates geschaffen werden. An bestimmten lokalen Standorten kann jedoch ein wirtschaftlicher Einsatz möglich sein, wenn zum einen der Metallurgiebetrieb eher klein ist und bisher Erdgas nutzt und zum anderen ein ausreichendes Biogaspotenzial durch umliegende Biogasanlagen besteht. Hierfür müsste in Zukunft ein detaillierter Blick auf kleinere Betriebe gerichtet werden.

7.5 Handlungsempfehlungen in Bezug auf CO₂-Einsparpotentiale und Wirtschaftlichkeit

In Summe lässt sich feststellen, dass zwar viele der Metallurgiebetriebe bis zu 100 % mit Biogas versorgt werden können, dies aber nur einen Bruchteil des Gesamtenergiebedarfs des Metallurgiesektors abdeckt. Gerade an Standorten mit sehr hohen Energiebedarfen kann aufgrund der räumlichen Entfernung zwischen dem Metallurgiebetrieb und einer ausreichenden Anzahl Biogasanlagen nur ein Bruchteil des Energiebedarfs durch Biogas gedeckt werden. Eine Substitution von fossilen Energieträgern durch Biogas trägt somit kaum zu einer signifikanten CO₂-Einsparung in der deutschen Metallindustrie bei. Jedoch kann teilaufbereitetes Biogas gerade für ausgewählte kleinere Standorte mit verhältnismäßig geringem Energiebedarf (Erdgas) und kurzen Wegen zu nahegelegenen Biogasanlagen eine zukünftig spannende Versorgungsalternative darstellen. Hierfür ist jedoch eine staatliche Förderung der Biogasnutzung nötig, da bisher der ökonomische Nachteil bei der Substitution von Erdgas zu Biogas immens ist (siehe Kapitel **7.4**).

Eine Minimierung der Preisdifferenz zwischen Biogas und Erdgas muss somit durch beispielsweise eine stärkere CO₂-Bepreisung angestrebt werden. Eine weitere Möglichkeit, um Prozesse in Metallurgiebetrieben „grüner“ zu gestalten, ist die verstärkte Aufbereitung von Biogas zu Biomethan und nachfolgender Einspeisung in das Erdgasnetz. Somit wird vermehrt Methan auf Basis von erneuerbaren Energien in die Gasinfrastruktur eingespeist, wovon somit auch die Metallurgiebetriebe als Abnehmer profitieren.

8 Ausblick

Eine technische Umsetzung im industriellen Maßstab innerhalb eines Zeithorizonts von ca. zwei Jahren nach Projektende wird von den beteiligten Forschungsstellen als erreichbar eingeschätzt. Die Forschungsstellen schlagen als Folgeschritt ein Demonstrationsvorhaben an einem der ermittelten Standorte mit ökologischem und ökonomischen Optimierungspotential vor, an dem die technische Umsetzung demonstriert und die ermittelten theoretischen Einsparpotentiale in der Praxis validiert werden können.

9 Projektplan und Verwendung der Zuwendung

Der Zeitplan für das Projekt „MetaCOO“ (siehe **Abbildung 9.1**) sah eine Projektlaufzeit von Mai 2018 bis Oktober 2020 vor. Dieser Zeitplan wurde von den Partnern eingehalten. Die im Rahmen des Projektes vorgesehenen Forschungsarbeiten wurden im Oktober 2020 vollständig abgeschlossen.

**Alle Arbeiten, die im Rahmen des Projektplans durchgeführt wurden,
waren notwendig und angemessen.**

Die geplanten Arbeiten konnten wie in dem begutachteten und bewilligten Antrag beschrieben und in der im Projektplan vorgegebenen Reihenfolge durchgeführt werden. Die gesetzten Meilensteine wurden im Laufe des Vorhabens erreicht.

Für die durchgeführten theoretischen und praktischen Arbeiten waren die eingeplanten Mitarbeiter (Techniker und Ingenieure) im beantragten Umfang tätig. Nachfolgend sind die Angaben zu den aus der Zuwendung finanzierten Ausgaben für Personenmonate des wissenschaftlich-technischen Personals gemäß Beleg über Beschäftigungszeiten (Einzelansatz A.1 des Finanzierungsplans), für Geräte (Einzelansatz B des Finanzierungsplans und für Leistungen Dritter (Einzelansatz C des Finanzierungsplans) für die beiden Forschungseinrichtungen aufgeführt.

Tabelle 9.1: Personaleinsatz im Projektzeitraum, GWI.

- wissenschaftlich-technisches Personal (Einzelansatz A.1 des Finanzierungsplans)

	2018	2019	2020	gesamt
A.1 PM wiss.-techn. Personal HPA A	5,75	5,90	9,46	21,11
A.1 PM Fachpersonal HPA C	1,25	3,25	5,22	9,72
A.1 PM Hilfskräfte / Student HPA F	2,00	3,00	7,75	12,75

- Geräte (Einzelansatz B des Finanzierungsplans)
 - Es wurden keine Geräte beschafft.
- Leistungen Dritter (Einzelansatz C des Finanzierungsplans)
 - Es wurden Leistungen Dritter in Wert von 5.742,00 € im Rahmen der metallurgischen Untersuchungen von Schmelzproben erbracht.

Tabelle 9.2: Personaleinsatz im Projektzeitraum, DBI.

- wissenschaftlich-technisches Personal (Einzelansatz A.1 des Finanzierungsplans)

	2018	2019	2020	gesamt
A.1 PM wiss.-techn. Personal HPA A	5,42	2,00	8,34	15,76
A.1 PM wiss.-techn. Personal HPA B	2,79	7,54	2,75	13,08
A.1 PM Fachpersonal HPA C / E	1,69	0,00	6,21	7,90
A.1 PM Hilfskräfte / Student HPA F	0,00	0,00	6,00	6,00

- Geräte (Einzelansatz B des Finanzierungsplans)
 - Versuchsanlage zur Gasaufbereitung von Biogas im Wert von 29.000,00 €.
- Leistungen Dritter (Einzelansatz C des Finanzierungsplans)
 - Es wurden keine Leistungen Dritter erbracht.

Nachfolgend ist der Projektplan dargestellt. Das Projekt war auf eine Laufzeit von 30 Monaten ausgelegt und wurde im geplanten Zeitraum vollumfänglich durchgeführt.

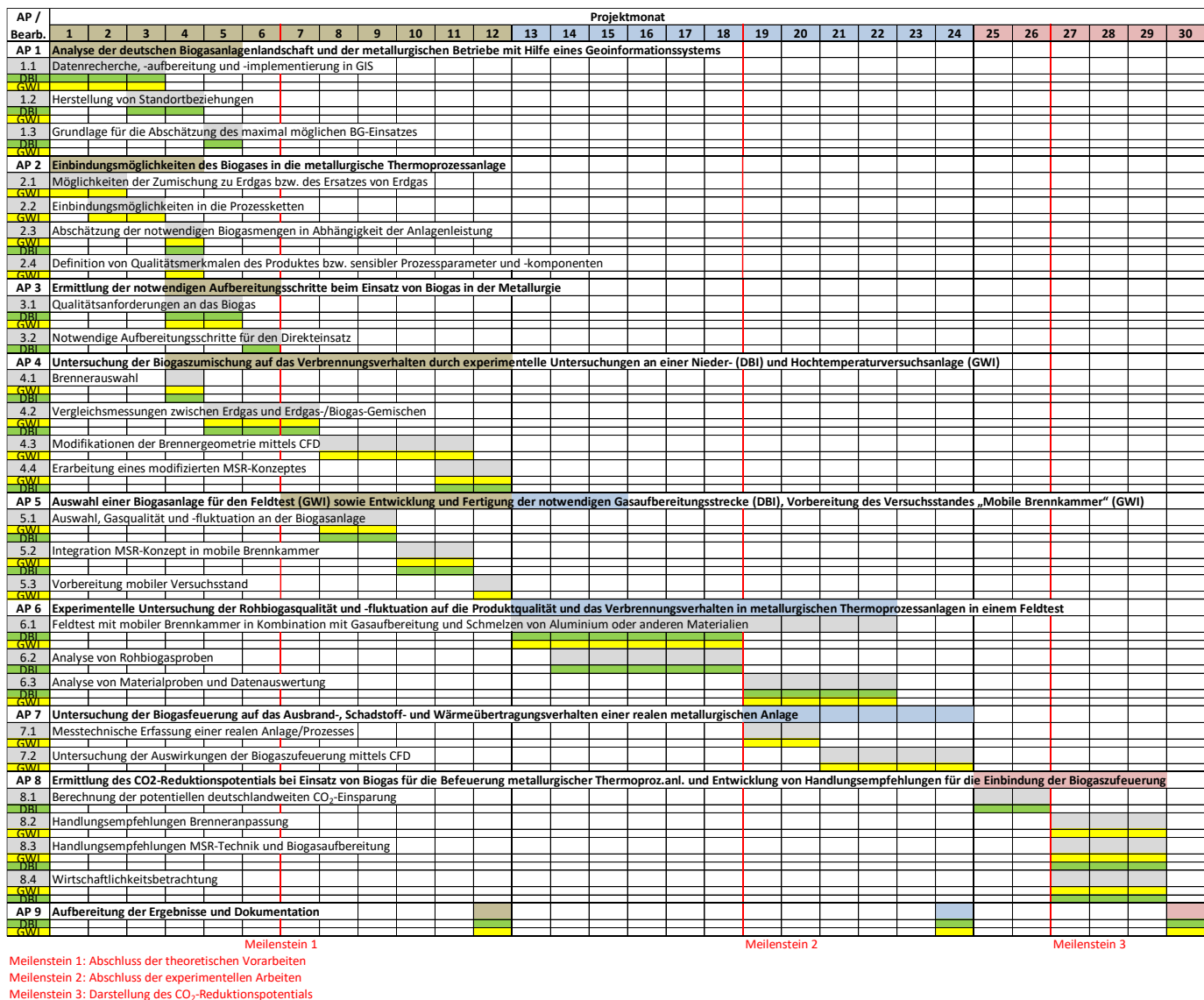


Abbildung 9.1: Zeitplan des Projektes "MetaCOO".

10 Gegenüberstellung von Forschungszielen und erzielten Ergebnissen

Forschungsziel	Erzieltes Ergebnis
<ul style="list-style-type: none"> Erstellen einer deutschlandweiten Standortdatenbank für metallurgische Thermoprozessanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> Umfangreiche Standortdatenbank der metallurgischen Thermoprozess- und Biogasanlagen in GIS.
<ul style="list-style-type: none"> GIS-Analysen zu den Nutzungspotentialen. 	<ul style="list-style-type: none"> Algorithmen für die Ermittlung von Nutzungspotentialen, Detaillierte Analyse von Einsatzszenarien, Standortverknüpfungen für verschiedene Einsatzszenarien und Bewertung, Ermittlung von CO₂-Einsparpotentialen.
<ul style="list-style-type: none"> Ermittlung notwendiger Aufbereitungsschritte für Rohbiogas 	<ul style="list-style-type: none"> Technische Konzepte für die Rohbiogasaufbereitung und -analytik, Ergebnisse experimenteller Untersuchungen, Empfehlungen für den Einsatz unterschiedlicher Reinigungsverfahren / -materialien.
<ul style="list-style-type: none"> Konzepte für die technische Umsetzungen der Rohbiogaszumischung 	<ul style="list-style-type: none"> Technisches Konzept für die Zumischung in industriellen Erdgasfeuerungen und mögliche Nutzungsbereiche.
<ul style="list-style-type: none"> Ermittlung der Einflüsse auf Hoch- und Niedertemperaturfeuerungen 	<ul style="list-style-type: none"> Einflüsse auf die Wärmefreisetzung, das Temperatur- und Schadstoffverhalten sowie den Wirkungsgrad, Ergebnisse experimenteller Untersuchungen an einer Erdgas-Nieder- und Erdgas-Hochtemperaturfeuerung.
<ul style="list-style-type: none"> Ermittlung von Einflüssen auf den realen industriellen Prozess 	<ul style="list-style-type: none"> Einflüsse auf den Thermoprozess am Beispiel eines Aluminiumschmelzofens, Ergebnisse numerischer Untersuchungen, Auswirkungen auf die Prozesstemperatur und Energiebilanzen, Kompensationsmöglichkeiten.
<ul style="list-style-type: none"> Ermittlung des Einflusses auf die Produktqualität 	<ul style="list-style-type: none"> Einflüsse der veränderten Verbrennungsatmosphäre und von Spurengasen auf Aluminium, Stahl und Buntmetalle in Langzeitfeldversuchen, Ergebnisse metallurgischer Untersuchungen.

11 Nutzen der Forschungsergebnisse

Durch die umfangreiche Expertise in den Themenbereichen Gasverfahrenstechnik und Thermoprozesstechnik wurde durch die Zusammenarbeit des DBI Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg und des Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. das Ziel des Forschungsvorhabens vollständig erreicht und die notwendigen Erkenntnisse für die technische Umsetzung der Rohbiogaszumischung gewonnen. Die Erkenntnisse aus diesem Vorhaben stehen für die Umsetzung in realen industriellen Thermoprozessen zur Verfügung. Dazu wurden zahlreichen Maßnahmen zum Transfer der erzielten Ergebnisse in die Wirtschaft vorgenommen.

Über die beteiligten Gesellschaften ist ein schneller Transfer der Ergebnisse zu Herstellern und Anwendern gegeben. Durch die unterschiedlichen, sich ergänzenden Sach- und Fachkenntnisse sowie einer branchenübergreifenden Herangehensweise ist eine weitere Verbreitung der Ergebnisse auch in andere Branchen sichergestellt. Die beteiligten Forschungsinstitute haben die theoretischen und praktischen Arbeiten in enger Abstimmung mit den Vertretern der Industrie des projektbegleitenden Ausschusses durchgeführt. Der enge Austausch trug dazu bei, dass die Forschungsergebnisse den beteiligten Firmen unmittelbar zur Verfügung stehen. Die praktische Umsetzbarkeit wird durch die beteiligten Firmen aus unterschiedlichsten Bereichen (u. a. Brenner, Feuerfestmaterialien, Anlagenbau, Biogas) und ihre Teilnahme an den Sitzungen der projektbegleitenden Arbeitsgruppe gewährleistet.

Die Transferergebnisse wurden vollständig erreicht.

Bisherige und im Jahr 2021 geplante Tätigkeiten zum Ergebnistransfer:

Tabelle 11.1: Durchgeführte Transfermaßnahmen.

Zeitraum / Termin	Maßnahme	Ziel/Bemerkung
- Kick-off-Meeting: 16.06.2018 - 1. PbA-Sitzung: 04.04.2019 - Abschlusssitzung: 30.10.2020	Sitzung des projektbegleitenden Ausschusses (PbA)	Einbeziehung der Industrie in die Forschungsaktivitäten, Ergebnis und Wissensaustausch mit Industrie
Jährlich	Tätigkeitsbericht des GWI	Bericht über den Fortschritt öffentlich geförderter Projekte am Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.
Jährlich	Veröffentlichung der erzielten Projektergebnisse auf der Homepage des GWI und DBI	Schnelle und aktuelle Bekanntmachung der Ergebnisse
Quartalsweise	Newsletter des Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.	Regelmäßiges Update der Ergebnisse

April 2019	Bachelorarbeit (GWI)	Untersuchung des Direkteinsatzes von Rohbiogas in Thermoprozessanlagen der Metallurgie und Ermittlung der CO ₂ -Einsparungspotentiale
September 2019	29. Deutscher Flammentag	Paper und Posterbeitrag zur Vorstellung der Ergebnisse vor Fachpublikum und Diskussion (GWI)
Oktober 2019	2. Aachener Ofenbau- und Thermoprozess-Kolloquium	Paper und Vortrag zur Vorstellung der Ergebnisse vor internationalem Fachpublikum und Diskussion (GWI)
November 2020	12 th European Conference on Industrial Boilers and Furnaces	Paper zur Vorstellung der Ergebnisse vor internationalem Fachpublikum und Diskussion (GWI)
Juni 2021 (geplant)	Biogas Journal	Fachbeitrag zur Vorstellung der Ergebnisse (DBI/GWI)
Ende des Projektes	Abschlussbericht	Zusammenstellung der Ergebnisse und Bereitstellung für PbA und interessierte KMU, Veröffentlichung auf der GWI-Homepage

Über das Projekt wurde im Rahmen der jährlichen Tätigkeitsberichte sowie der Internetpräsenzen der beteiligten Forschungsinstitute berichtet. Die Aufsichtsgremien des GWI und des DBI sowie der technische Beirat wurden regelmäßig über das laufende Projekt informiert. Darüber hinaus ist die Bereitstellung des Abschlussberichtes im Downloadbereich der Internetpräsenzen der beteiligten Forschungsinstitute geplant.

11.1 Wissenschaftlich-technischer Nutzen

Die in diesem Projekt vorgesehenen Untersuchungen (experimentelle Messkampagnen, numerische Strömungssimulationen, Potentialanalysen und Machbarkeit der Umsetzung) an einzelnen metallurgischen Prozessschritten sollen gewährleisten, Grenzwerte für den Schadstoffausstoß der TA Luft [44] einzuhalten und mögliche Veränderungen im Prozess aufgrund des veränderten Brennstoffs aufzuzeigen. Die Einhaltung der Grenzwerte und Klimaschutzziele zwingt Betreiber von fast allen Thermoprozessanlagen dazu, ihre CO₂-Emissionen zu reduzieren. Durch die umfassende Analyse der Auswirkungen auf alle Aspekte der Rohbiogasbefuerung (Ausbrand, Wärmeübertragung, Schadstoffemissionen, Brennermodifikationen etc.) können die Fragen der Thermoprozessanlagenbetreiber auch anderer relevanter Industriezweige beantwortet werden. Durch die Beantwortung dieser Fragestellungen können die beteiligten Partner (v. a. Zulieferindustrie und Anlagenbauer) auch in anderen Industriezweigen neue Aufgabenfelder erschließen, neue zugeschnittene Produkte mitentwickeln oder optimieren und somit ihre Wettbewerbsfähigkeit sichern und sich gegenüber der Konkurrenz durch fundiertes praktisches Wissen und Erfahrung abgrenzen. In vielen industriellen Thermoprozessanlagen in Deutschland (Stahl, NE-Metalle, Glas/Keramik, chemische Industrie etc.) wird Erdgas als fossiler Energieträger mit einem Anteil von mehr als 35 % eingesetzt. Durch

die Verwendung von Rohbiogas aus nachwachsenden Rohstoffen, kommunalen und industriellen Reststoffen kann der Anteil der fossilen Brennstoffe gesenkt werden.

11.2 Wirtschaftlicher Nutzen für KMU

Die direkte Nutzung von Rohbiogas als Ersatzbrennstoff, für das derzeit in der Metallurgie überwiegend zum Einsatz kommende Erdgas, bietet ein großes Innovationspotential und ist zudem für weitere Industriezweige von Interesse. Der potentielle Nutzerkreis der Ergebnisse umfasst die gesamte Metallindustrie. Zudem können alle Betreiber von industriellen Thermoprozessanlagen, z. B. in der Zement- und Rohstoffindustrie, direkt von den im Projekt zu erwartenden Ergebnissen profitieren oder sich an der Vorgehensweise und den Ergebnissen des Projekts orientieren. Durch den Einsatz von Brennstoffen aus nachwachsenden Rohstoffen, kommunalen und industriellen Reststoffen können sich die Unternehmen - vor allem klein- und mittelständische Unternehmen (KMU) - einen Wettbewerbsvorteil für die Zukunft erarbeiten. Dabei wird zudem eine Entkopplung von staatlichen Subventionen (wie z. B. der EEG-Vergütung erreicht), sodass eine langfristige und nachhaltige wirtschaftliche Entwicklung ermöglicht wird. Die Ergebnisse von MetaCOO erlauben es KMU zudem, schneller und flexibler auf die sich verändernden (weltpolitischen) Gegebenheiten im Brennstoffmarkt zu reagieren sowie sich davon zu entkoppeln. Ebenso entstehen neue Produkte und Dienstleistungen, welche in Deutschland, aber auch weltweit verkauft werden können. Von den Untersuchungsergebnissen von Rohbiogas auf den Produktionsprozess können somit verschiedenste Akteure profitieren. Das Gesamtziel ist die hohe Produktivität und Wettbewerbsfähigkeit der deutschen KMUs im Hinblick auf den Einsatz erneuerbarer Energien in ihre Prozesse zu erhalten und damit die Arbeitsplätze in Deutschland langfristig zu sichern. Damit kann Deutschland seinen Know-how-Vorsprung in Bezug auf die Umsetzung der Klimaschutzziele und die Vorreiterrolle zum Thema Umweltschutz weiter ausbauen.

11.3 Industrielle Anwendungsmöglichkeiten

Die Nutzung der FuE-Ergebnisse kann branchenübergreifend erfolgen und vor allem folgenden Nutzergruppen technische und wirtschaftliche Vorteile bringen:

- Die Betreiber von Thermoprozessanlagen (IThE) können durch die direkte Nutzung von Rohbiogas bzw. teilaufbereitetem Biogas zur Befuerung bzw. Zufuerung ihre Technologie flexibler gestalten und den emissionstechnisch relevanten CO₂-Ausstoß reduzieren.
- Das ursprünglich auf metallurgische IThE fokussierte FuE-Ergebnis kann in andere Branchen (z. B. Baustoffindustrie) übernommen und angewendet werden (technische Anschlussfähigkeit des Ergebnisses).
- Betreiber von Biogasanlagen können für ihr Produkt Biogas neue Absatzwege erschließen und möglicherweise Gewinne erzielen, die z. B. die Verluste aus dem Stromgeschäft (Einspeisevergütung, EEG-Novellierung) kompensieren und somit zur Erhaltung der Wettbewerbsfähigkeit beitragen. Falls erforderlich, kann der Biogaserzeuger auch das neue Produkt „anwenderspezifisch aufberei-

tetes Biogas“ in seine Wertschöpfungskette eingliedern. Da IThE ganzjährig und möglichst kontinuierlich betrieben werden, entsteht dem Biogasanbieter zudem eine nicht fluktuierende Absatzmöglichkeit, im Gegensatz z. B. zum Stromabsatz.

Die Projektergebnisse können von industriellen Anwendern unmittelbar für die technische Umsetzung genutzt werden.

12 Veröffentlichungen

Das Projekt wurde während seiner Laufzeit auf internationalen Konferenzen vorgestellt und es wurden Artikel in Fachzeitschriften publiziert. Nachfolgend sind die aus dem Projekt hervorgegangenen Veröffentlichungen einschließlich der abgeschlossenen studentischen Arbeiten in chronologischer Reihenfolge aufgeführt:

- Feller, B.-H.: „Untersuchung des Direkteinsatzes von Rohbiogas in Thermoprozessanlagen der Metallurgie und Ermittlung der CO₂-Einsparungspotentiale“, Bachelorarbeit, Ruhr-Universität Bochum / Gas- und Wärme-Institut Essen e. V., Bochum, 2019
- Röder, M., Feller, B.-H., Schneider, T., Giese, A., Görner, K.: „Substitution von Erdgas durch Rohbiogas zur Verbesserung der CO₂-Bilanz industrieller Feuerungen - Auswirkungen auf die Verbrennung und Schadstoffbildung“, 29. Deutscher Flammentag, 17.-18. September 2019, Ruhr-Universität Bochum
- Röder, M., Pietsch, P., Schneider, T., Giese, A., Erler, R., Görner, K.: „Einsatz von Rohbiogas zur Verbesserung der CO₂-Bilanz metallurgischer Thermoprozesse - Auswirkungen auf die Feuerung“, 2. Aachener Ofenbau- und Thermoprozess-Kolloquium, 10.-11. Oktober 2019, Universität RWTH Aachen
- Röder, M., Schneider, T., Pietsch, P., Giese, A., Erler, R., Görner, K.: “Raw Biogas as a Potential Substitute for Natural Gas in Metallurgical Thermal Processes – Impact on Combustion and Pollutant Emissions“, 12th European Conference on Industrial Boilers and Furnaces, INFUB-12, 10.-11. November 2020, Porto, Portugal

Danksagung

Die Autoren möchten sich an dieser Stelle bei den Partnern des Projektbegleitenden Ausschusses für deren Mitarbeit und unentgeltliche Bereitstellung von Material, Personal sowie technischer und fachlicher Unterstützung bedanken.

Ein besonderer Dank gilt der Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungsvereinigungen (AiF) für die Bereitstellung der finanziellen Mittel aus Haushaltsmitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi).

Die durchführenden Forschungsvereinigungen bedanken sich bei der Stadtwerke Bielefeld GmbH insbesondere Herrn Rainer Hagemann und Peter Kreuzer sowie dem Betreiber der Biogasanlage Bielefeld-Dornberg, Herrn Jürgen Lücking, für die Bereitstellung der Anlage im Rahmen des Feldversuchs und für die hervorragende Zusammenarbeit während der Versuche.

Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 4.1: ABGASEMISSIONEN BEI $\lambda = 1,05$ UND STEIGENDEN CO ₂ -KONZENTRATIONEN. (QUELLE: DBI)	12
ABBILDUNG 4.2: ABGASEMISSIONEN BEI $\lambda = 1,25$ UND STEIGENDEN CO ₂ -KONZENTRATIONEN. (QUELLE: DBI)	13
ABBILDUNG 4.3: ABGASEMISSIONEN BEI $\lambda = 1,5$ UND STEIGENDEN CO ₂ -KONZENTRATIONEN. (QUELLE: DBI)	13
ABBILDUNG 4.4: TEMPERATUREN BEI $\lambda = 1,05$. (QUELLE: DBI)	14
ABBILDUNG 4.5: VERGLEICH DER ÜBER DAS ERDGAS ZUGEFÜHRTEN WÄRME (QZU_GAS) UND DER ÜBER DAS KÜHLWASSER ABGEFÜHRTEN WÄRME (QAB_KW) ÜBER DEM STEIGENDEN CO ₂ -ANTEIL BEI $\lambda = 1,05$. (QUELLE: DBI).....	15
ABBILDUNG 4.10: TROCKENE ABGASEMISSIONEN IN ABHÄNGIGKEIT VOM BIOGASANTEIL IM BRENNNGAS. (QUELLE: GWI)	17
ABBILDUNG 4.11: NO _x -KONZENTRATIONEN IM OFENABGAS IN ABHÄNGIGKEIT VOM NH ₃ -ANTEIL IM BIOGAS, ERMITTELT BEI 80 VOL.-% BIOGASANTEIL IM BRENNNGAS. (QUELLE: GWI).....	18
ABBILDUNG 4.12: 2D-TEMPERATURVERTEILUNG IM OFENRAUM FÜR UNTERSCHIEDLICHE SUBSTITUTIONSGRADE VON BIOGAS. (QUELLE: GWI)	19
ABBILDUNG 4.13: 2D-CO-KONZENTRATIONSVERTEILUNG IM OFENRAUM FÜR UNTERSCHIEDLICHE SUBSTITUTIONSGRADE VON BIOGAS. (QUELLE: GWI).....	20
ABBILDUNG 4.14: OH*-CHEMILUMINESZENZ-AUFNAHMEN (NACH POST-PROCESSING) DER ERDGASFLAMME SOWIE BEI 40 VOL.-% UND 80 VOL.-% BIOGASANTEIL IM BRENNNGAS (150 kW, $\lambda = 1,1$); OBEN RECHTS: CFD-SIMULATION DER ERDGASFLAMME (RANS, STATIONÄR), DARSTELLUNG DER WÄRMEFREISETZUNG. (QUELLE: GWI)	21
ABBILDUNG 4.15: GEMESSENE TEMPERATURVERLÄUFE UND INTENSITÄTSPROFILE AUS DEN CHEMILUMINESZENZ-AUFNAHMEN (OH*-CL) DER ERDGASFLAMME SOWIE MIT 40 VOL.-% UND 80 VOL.-% BIOGASANTEIL IM BRENNNGAS (150 kW, $\lambda = 1,1$) QUER ZUR BRENNERACHSE IN 0,26 M ABSTAND ZUR BRENNERMÜNDUNG. (QUELLE: GWI).....	22
ABBILDUNG 4.16: EXPERIMENTELL ERMITTELTEN RELATIVEN FEUERUNGSTECHNISCHER WIRKUNGSGRAD ÜBER DEM BIOGASANTEIL IM BRENNNGAS. (QUELLE: GWI)	23
ABBILDUNG 4.17: CFD-GEOMETRIEMODELL DES UNTERSUCHTEN ALUMINIUMSCHMELZOFENS. (QUELLE: GWI)	24
ABBILDUNG 4.18: BERECHNETE TEMPERATURVERTEILUNG IM OFENRAUM FÜR VERSCHIEDENE BIOGASANTEILE IM BRENNNGAS; VERTIKALER SCHNITT DURCH DEN OFENRAUM, TANGENTIAL ZUR LÄNGSACHSE DES FEUERNDEN BRENNERS. (QUELLE: GWI)	25
ABBILDUNG 4.19: BERECHNETE TROCKENE CO-KONZENTRATIONSVERTEILUNG IM OFENRAUM FÜR VERSCHIEDENE BIOGASANTEILE IM BRENNNGAS; VERTIKALER SCHNITT DURCH DEN OFENRAUM, TANGENTIAL ZUR LÄNGSACHSE DES FEUERNDEN BRENNERS. (QUELLE: GWI)	26
ABBILDUNG 4.20: BERECHNETE TROCKENE O ₂ -KONZENTRATIONSVERTEILUNG IM OFENRAUM FÜR VERSCHIEDENE BIOGASANTEILE IM BRENNNGAS; VERTIKALER SCHNITT DURCH DEN OFENRAUM, TANGENTIAL ZUR LÄNGSACHSE DES FEUERNDEN BRENNERS. (QUELLE: GWI)	26
ABBILDUNG 4.21: ABSOLUTGESCHWINDIGKEITSVERTEILUNG IM OFENRAUM FÜR VERSCHIEDENE BIOGASANTEILE IM BRENNNGAS; VERTIKALER SCHNITT DURCH DEN OFENRAUM, TANGENTIAL ZUR LÄNGSACHSE DES FEUERNDEN BRENNERS. (QUELLE: GWI).....	27
ABBILDUNG 4.22: VERTEILUNG DER WÄRMESTROMDICHTEN AUF DER OBERFLÄCHE DES ALUMINIUMSCHMELZBADS; DRAUFSICHT. (QUELLE: GWI)	27
ABBILDUNG 4.23: VERTEILUNG DER TEMPERATUR AUF DER OBERFLÄCHE DES ALUMINIUMSCHMELZBADS; DRAUFSICHT. (QUELLE: GWI)	28
ABBILDUNG 4.24: TEMPERATUR- (LINKS) UND ABSOLUTGESCHWINDIGKEITSVERTEILUNG (RECHTS) IM OFENRAUM FÜR VERSCHIEDENE BIOGASANTEILE IM BRENNNGAS; VERTIKALER SCHNITT DURCH DEN OFENRAUM, TANGENTIAL ZUR LÄNGSACHSE DES FEUERNDEN BRENNERS. (QUELLE: GWI)	29
ABBILDUNG 4.25: CO- (LINKS) UND O ₂ -KONZENTRATIONSVERTEILUNG (RECHTS) IM OFENRAUM FÜR VERSCHIEDENE BIOGASANTEILE IM BRENNNGAS; VERTIKALER SCHNITT DURCH DEN OFENRAUM, TANGENTIAL ZUR LÄNGSACHSE DES FEUERNDEN BRENNERS. (QUELLE: GWI)	29
ABBILDUNG 4.26: VERTEILUNG DER WÄRMESTROMDICHTEN (LINKS) UND DER TEMPERATUR (RECHTS) AUF DER OBERFLÄCHE DES ALUMINIUMSCHMELZBADS; DRAUFSICHT. (QUELLE: GWI).....	29
ABBILDUNG 5.1: AUSSTELLUNGSFLÄCHE FÜR DIE FELDVERSUCHE AN DER BIOGASANLAGE IN BIELEFELD DORNBERG. (QUELLE: DBI)	31

ABBILDUNG 5.2: TECHNISCHE ZEICHNUNG DER GASAUFBEREITUNG. (QUELLE: DBI)	33
ABBILDUNG 5.3: GASAUFBEREITUNG MIT ANALYTIK AN BIOGASANLAGE DORNBERG. (QUELLE: DBI)	33
ABBILDUNG 5.4: GASREINIGUNG NACH KOLONNE 1 (EISENMASSE). (QUELLE: DBI)	34
ABBILDUNG 5.5: GASREINIGUNG NACH KOLONNE 1 UND 2 (EISENMASSE UND AKTIVKOHLE). (QUELLE: DBI).....	35
ABBILDUNG 5.6: TEMPERATURPROFIL DER EISENMASSE-KOLONNE. (QUELLE: DBI).....	35
ABBILDUNG 6.1: MOBILE BRENNKAMMER IM BETRIEB AN DER BIOGASANLAGE DER STADTWERKE BIELEFELD AM STANDORT DORNBERG; RECHTS - FOTO DES GESAMTAUFBAUS; LINKS - ENTNAHME WÄRMEBEHANDELTEN MATERIALPROBEN. (QUELLE: GWI)	37
ABBILDUNG 6.2: MOBILE BRENNKAMMER - INNENANSICHT MIT BLICK AUF DIE STIRNWAND UND BRENNERMUND, BELADENER ZUSTAND MIT SCHMELZPROBENBEHÄLTERN IM VORDERGRUND. (QUELLE: GWI)	37
ABBILDUNG 6.3: ERGEBNISSE LICHTMIKROSKOPISCHE UNTERSUCHUNG - ALUMINIUMSCHMELZPROBE (ALMG ₃). (QUELLE: GWI)	40
ABBILDUNG 6.4: ERGEBNISSE LICHTMIKROSKOPISCHE UNTERSUCHUNG - ALUMINIUMSCHMELZPROBE (AL99,7). (QUELLE: GWI).....	40
ABBILDUNG 6.5: ERGEBNISSE LICHTMIKROSKOPISCHE UNTERSUCHUNG - DIFFUSIONS- / LÖSUNGSGLÜHEN EDELSTAHL (1.4541). (QUELLE: GWI)	40
ABBILDUNG 6.6: ERGEBNISSE LICHTMIKROSKOPISCHE UNTERSUCHUNG - DIFFUSIONS- / LÖSUNGSGLÜHEN EDELSTAHL (1.4541) BEI UNTERSCHIEDLICHEN VERWEILZEITEN. (QUELLE: GWI)	41
ABBILDUNG 6.7: ERGEBNISSE LICHTMIKROSKOPISCHE UNTERSUCHUNG- DIFFUSIONS- / LÖSUNGSGLÜHEN EDELSTAHL (1.4828). (QUELLE: GWI)	41
ABBILDUNG 6.8: ERGEBNISSE REM- / EDX-UNTERSUCHUNG- DIFFUSIONS- / LÖSUNGSGLÜHEN EDELSTAHL (1.4828). (QUELLE: GWI)	41
ABBILDUNG 6.9: ERGEBNISSE LICHTMIKROSKOPISCHE UNTERSUCHUNG - DIFFUSIONS- / LÖSUNGSGLÜHEN EDELSTAHL (1.4404). (QUELLE: GWI)	42
ABBILDUNG 6.10: ERGEBNISSE LICHTMIKROSKOPISCHE UNTERSUCHUNG - NORMALGLÜHEN / WARMUMFORMUNG UNLEGIERTER STAHL. (QUELLE: GWI)	42
ABBILDUNG 6.11: ERGEBNISSE REM- / EDX-UNTERSUCHUNG - NORMALGLÜHEN / WARMUMFORMUNG UNLEGIERTER STAHL. (QUELLE: GWI)	42
ABBILDUNG 6.12: ERGEBNISSE LICHTMIKROSKOPISCHE UNTERSUCHUNG - HOMOGENISIEREN BRONZE. (QUELLE: GWI)	43
ABBILDUNG 6.13: ERGEBNISSE REM- /EDX-UNTERSUCHUNG - HOMOGENISIEREN BRONZE. (QUELLE: GWI)	43
ABBILDUNG 6.14: ERGEBNISSE LICHTMIKROSKOPISCHE UNTERSUCHUNG – VOLLGLÜHEN TITAN. (QUELLE: GWI).....	43
ABBILDUNG 6.15: ERGEBNISSE REM- /EDX-UNTERSUCHUNG – VOLLGLÜHEN TITAN. (QUELLE: GWI)	44
ABBILDUNG 7.1: STANDORTE VON BIOGASANLAGEN NACH PRODUKTIONSGRÖÖE [18,19]. (QUELLE: DBI)	46
ABBILDUNG 7.2: ERFASSTE METALLURGIESTANDORTE [21]. (QUELLE: DBI)	47
ABBILDUNG 7.3: SCHEMA ZUM ABLAUF DES GIS-MODELLS DES LAGEABGLEICHES. (QUELLE: DBI)	49
ABBILDUNG 7.4: VEREINFACHTE SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DES LAGEABGLEICHES ZWISCHEN BIOGASANLAGEN UND METALLURGIEBETRIEBE SOWIE BIOGASLEITUNGSMODELLIERUNG. (QUELLE: DBI)	51
ABBILDUNG 7.5: METALLURGIEBETRIEBE MIT BIOGASANLAGENZUORDNUNG FÜR DAS SZENARIO S1.1, BETRACHTUNGSRAUM VON 5 KM [18,19,21]. (QUELLE: DBI).....	53
ABBILDUNG 7.6: METALLURGIEBETRIEBE MIT BIOGASANLAGENZUORDNUNG FÜR DAS SZENARIO S1.2, BETRACHTUNGSRAUM 10 KM [18,19,21]. (QUELLE: DBI).....	55
ABBILDUNG 7.7: CO ₂ -EINSPARPOTENZIALE FÜR DIE VERSCHIEDENEN SZENARIEN (S1.1 LINKS OBEN, S2.1 RECHTS OBEN, S1.2 LINKS UNTEN, S2.2 RECHTS UNTEN) [18,19,21]. (QUELLE: DBI).....	59
ABBILDUNG 7.8: NETZGEBUNDENE BIOGASKOSTEN FÜR DAS SZENARIO S1.1. (QUELLE: DBI).....	64
ABBILDUNG 7.9: VERGLEICH DER KOSTEN FÜR BIOGAS UND ERDGAS. (QUELLE: DBI).....	65
ABBILDUNG 9.1: ZEITPLAN DES PROJEKTES "METACOO"	71

Tabellenverzeichnis

TABELLE 3.1: BEISPIELHAFTE ZUSAMMENSETZUNG VON FEUCHTEM ROHBIOGAS	10
TABELLE 4.1: BRENNER UND BETRIEBSPARAMETER.	16
TABELLE 4.2: BETRIEBSPARAMETER.....	24
TABELLE 4.3: GASZUSAMMENSETZUNG.	24
TABELLE 5.1: GEMESSENE GASPROBENZUSAMMENSETZUNG - BIOGASANLAGE BIELEFELD (*DER MESSBEREICH DER WASSERSTOFFANALYTIK ENDET BEI 2.000 PPM, DAHER LIEGT DER TATSÄCHLICHE GEHALT VERMUTLICH HÖHER).....	32
TABELLE 5.2: KONZENTRATIONSBEREICHE DES GEREINIGTEN BIOGASES.	34
TABELLE 5.3: KONZENTRATIONSBEREICHE DES ROHGASES.	36
TABELLE 6.1: UNTERSUCHTE WERKSTOFFE.....	38
TABELLE 6.2: DURCHGEFÜHRTE WÄRMEBEHANDLUNGS- UND SCHMELZVERSUCHE.....	39
TABELLE 6.3: ERGEBNISÜBERSICHT WERKSTOFFUNTERSUCHUNGEN.	44
TABELLE 7.1: ANZAHL VON METALLURGIEBETRIEBEN MIT MINDESTENS EINER BIOGASANLAGE INNERHALB AUSGEWÄHLTER RADIIEN.....	49
TABELLE 7.2: ZUSAMMENGEFASSTE ERGEBNISSE DES LAGEABGLEICHS ZWISCHEN METALLURGIEBETRIEBEN UND BIOGASANLAGEN (ANALYSETEIL 1).	52
TABELLE 7.3: ZUSAMMENGEFASSTE ERGEBNISSE DES LAGEABGLEICHS ZWISCHEN METALLURGIEBETRIEBEN UND BIOGASANLAGEN (ANALYSETEIL 2).	54
TABELLE 7.4: DIREKTE UND INDIKRETE THG-EMISSIONEN VON ERDGAS UND BIOGAS IN T/TJ, NACH [22].	57
TABELLE 7.5: EINGESPARTES CO ₂ -EQ PRO JAHR NACH SZENARIO.	58
TABELLE 7.6: AKTUELLE PREISE FÜR ENERGIETRÄGER.	60
TABELLE 7.7: ERWERBS- UND VERLEGEKOSTEN VON ROHRLEITUNGEN PRO METER FÜR VERSCHIEDENE INNENDURCHMESSER [39,40]. .	62
TABELLE 7.8: KOMPONENTENSPEZIFISCHE FINANZMATHEMATISCHE KENNZAHLEN [38-43].....	63
TABELLE 7.9: DURCHSCHNITTLICHE NETZGEBUNDENE BIOGASKOSTEN NACH SZENARIO.	64
TABELLE 9.1: PERSONALEINSATZ IM PROJEKTZEITRAUM, GWI.	69
TABELLE 9.2: PERSONALEINSATZ IM PROJEKTZEITRAUM, DBI.....	70
TABELLE 11.1: DURCHGEFÜHRTE TRANSFERMAßNAHMEN.	73

Literaturverzeichnis

- [1] Boin, U., Linsmeyer, T., Neubacher, Fr., Winter, B.: „*Stand der Technik in der Sekundäraluminiumerzeugung im Hinblick auf die IPPC-Richtlinie*“ Umweltbundesamt, Wien (2002).
- [2] Schmitz, C.: „*Handbook of Aluminium Recycling*“, Vulkan-Verlag (2006).
- [3] Erler, R. et al.: „*Potenzialstudie zur nachhaltigen Erzeugung und Einspeisung gasförmiger, regenerativer Energieträger in Deutschland*“ (Biogasatlas), Bonn (2013).
- [4] „*Biogas: Erzeugung - Aufbereitung - Einspeisung*“, 2nd ed., Edition GWF, Gas, Erdgas (Eds: Graf, F., Bajohr, S.), Oldenbourg Industrieverlag, München (2013).
- [5] Krause, H.: „*Sammelleitungen von Rohbiogas für eine zentrale Aufbereitung zur Einspeisung in Erdgasnetze*“ (2008).
- [6] Märtin, M., Giese, A., Fleischmann, B., Wuthnow, H.: „*Biogasbefeuerung in der Glasproduktion zur Reduzierung der CO₂-Emissionen - Untersuchungen der Auswirkungen auf die Glasqualität, das Feuerfestmaterial und die Schadstoffemissionen*“, Abschlussbericht, Essen (2014).
- [7] Leicher, J. et al.: „*Investigations on the Use of Biogas for Glass Melting*“ (2015).
- [8] Ellersdorfer, M., Weiß, C., *Renewable Energy* (61), 125 (2014).
- [9] Colorado, A. F., Herrera, B. A., Amell, A. A., *Bioresource Technology* (11), 2443 (2010).
- [10] Assis, P. S. et al., *AISTech Proceedings of the Iron & Steel Technology Conference* (1), 249 (2010).
- [11] Larsson, M., Anheden, M., Uhlir, L.: „*Roadmap 2015 to 2025: Biofuels for low-carbon steel industry*“ (2015).
- [12] Liu, D., Li, B., Wu, J., Liu, Y.: „*Sorbents for hydrogen sulfide capture from biogas at low temperature: a review*“, *Environmental Chemistry Letters*, pp. 113-128 (2019).
- [13] Davydov, A., Chuang, K. T., Sanger, A. R.: „*Mechanism of H₂S Oxidation by Ferric Oxide and Hydroxide Surfaces*“, *The Journal of Physical Chemistry B*, pp. 4745-4752 (1998).
- [14] Mehne, M.: „*Wissensbasierte Entwicklung von Eisen-oxo-Spezies für die Schwefelwasserstoff- und Sauerstoffentfernung aus Biogas*“, Diplomarbeit, TU Bergakademie Freiberg (2017).
- [15] Wünning, J. G.: „*Handbuch der Brennertechnik für Industrieöfen*“, Vulkan-Verlag, Essen (2019).
- [16] Hardalupas, Y., Orain, M.: „*Local Measurements of the Time-Dependent Heat Release Rate and Equivalence Ratio using Chemiluminescent Emission from a Flame*“, *Combust. Flame*, 139, 188-207 (2004).
- [17] Lauer, M.: „*Determination of the Heat Release Distribution in Turbulent Flames by Chemiluminescence Imaging*“, Dissertation, Technische Universität München (2011).
- [18] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, „*Datenbasis EEG-Register 2015*“ (2015) [Online]. Available: <http://www.energymap.info/download.html>.
- [19] Bundesnetzagentur, „*EEG-Registerdaten und -Fördersätze: EEG-Anlagenstammdaten (außer PV-Gebäudeanlagen)*“, (2018) [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Instituti

- onen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html.
- [20] Gießerreien in Deutschland (2020) [Online]. Available: [https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/\\$file/19-07-12_Biogas_Branchenzahlen-2018_Prognose-2019.pdf](https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/19-07-12_Biogas_Branchenzahlen-2018_Prognose-2019.pdf). [Zugriff am 09 Juni 2020].
- [21] Rohdaten Zusammenfassung Metallurgie DBI (2020).
- [22] GEMIS - Globales Emissions-Modell integrierter Systeme“ (2020) [Online]. Available: <http://iinas.org/gemis-de.html>. [Zugriff am 09 Juli 2020].
- [23] Fritsche, U. R.: „Globales Emissions-Modell integrierter System. CO₂-Faktoren - wie werden sie ermittelt,“ in Beitrag zum GdW-Workshop „Praxis Wohnungswirtschaft: CO₂-Emissionen: Bilanzierung, Monitoring, Strategien“, Berlin (2016).
- [24] Ziegler, A.: „Ansatzpunkte und Potentiale zur Minderung des Treibhauseffektes aus Sicht der fossilen Energieträger“, Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Hrsg. (1992).
- [25] Suter, P., Frischknecht, R.: „Ökoinventare von Energiesystemen. Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz“, Bundesamt für Energiewirtschaft, Hrsg. (1996).
- [26] Fritsche, U. R.: „Umweltanalyse von Energie-, Transport- und Stoffsystemen“ (1994).
- [27] Rausch, L., Fritsche, U. R.: „Aktualisierung von Ökobilanzdaten für Erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe“, Darmstadt (2012).
- [28] Fritsche, U. R., Rausch, L., Schmidt, K.: „Stand und Entwicklung von Treibhausgasemissionen in den Vorketten für Erdöl und Erdgas“ (2006).
- [29] Paschotta, D.R.: „CO₂-Äquivalente“ (2020) [Online]. Available: https://www.energie-lexikon.info/co2_aequivalente.html. [Zugriff am 17 Juli 2020].
- [30] Umweltbundesamt, „Die Treibhausgase“ (2020) [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/treibhausgas-emissionen/die-treibhausgase>. [Zugriff am 07 Juli 2020].
- [31] Fleiter, T., Hrsg., „Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien. Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente“, Stuttgart: Fraunhofer-Verlag (2013).
- [32] Umweltbundesamt, „Treibhausgas-Emissionen in Deutschland“ (2020) [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#emissionsentwicklung-1990-bis-2017>. [Zugriff am 16 Juni 2020].
- [33] Bundesnetzagentur, „Monitoringbericht 2019 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes“ (2019).
- [34] Adler, P., Billig, E., Brosowski, A., Daniel-Gromke, J., Falke, I., Fischer, E.: „Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung“, Gülzow-Prüzen: FNR (2014).
- [35] Bundeskartellamt, „Biogas-Monitoringbericht“, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn (2014).

- [36] Zábóji, N, Frankfurter Allgemeine, 8 11 (2020) [Online]. Available: <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/klima-energie-und-umwelt/enplify-zahlen-industrie-zahlt-co2-abgabe-doppelt-16898730.html>. [Zugriff am 22 4 2021].
- [37] „BMU Klimaschutz – CO₂-Bepreisung“ (2019) [Online]. Available: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutz_zahlen_2019_fs_co2_bepreisung_de_bf.pdf.
- [38] Verein Deutscher Ingenieure, „VDI 2067 Blatt 1: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen. Grundlagen und Kostenberechnungen“.
- [39] Pipelife Austria GmbH & Co KG, „Preisliste Tiefbau-Rohsysteme“ (2014).
- [40] Nussbaumer, Thomas; „Dimensionierung von Fernwärmenetzen“, (2017). [Online]. Available: <https://www.ingenieur.de/fachmedien/bwk/energieversorgung/dimensionierung-von-fernwaermenetzen/>. [Zugriff am 30 Juli 2020].
- [41] Energieagentur NRW, „Druckluft. Störungsfreie, kostengünstige und energieeffiziente Bereitstellung“, in RAVEL NRW.
- [42] „Biogas Netzeinspeisung“, (2020) [Online]. Available: <https://www.biogas-netzeinspeisung.at/technische-planung/biogasnutzung-netzeinspeisung>. [Zugriff am 04 August 2020].
- [43] Paar, A., Herbert, F., Pehnt, A., Ochse, S., Richter, S., Maier, S., Kley, M., Huther, H., Kühne, J., Weidlich, I.: „Transformationsstrategien Fernwärme“, AGFW Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., Frankfurt am Main, (2013).
- [44] „Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft - TA Luft“, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, TA Luft (2002).