

Schlussbericht

zu IGF-Vorhaben Nr. 18685N

Thema

Biogasbefuerung in der Glasproduktion zur Energieeinsparung und Emissionsreduzierung
- Untersuchung der Umsetzung an einer realen Glasschmelzwanne (Kurztitel: BG-G II) -

Berichtszeitraum

01.04.2015 - 31.03.2017

Forschungsvereinigung

Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.

Forschungsstelle(n)

1. Forschungsstelle: Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.
2. Forschungsstelle: Hüttentechnische Vereinigung der Deutschen Glasindustrie e.V.

Essen, 28.07.2017

Dipl.-Ing. Marcel Fiehl



Offenbach, 28.07.2017

Dr. Ulrich Roger



Ort, Datum

Name und Unterschrift aller Projektleiter der Forschungsstelle(n)

Gefördert durch:

Gliederung

1	Einleitung.....	4
2	Wissenschaftlich-technische und wirtschaftliche Aufgabenstellung	5
2.1	Anlass für das Vorhaben und Ausgangssituation	5
2.2	Stand Forschung und Entwicklung.....	6
3	Forschungsziel / Forschungsergebnisse / Lösungsweg	9
3.1	Forschungsziel	9
3.2	Forschungsergebnisse	9
3.2.1	Angestrebte Forschungsergebnisse	9
3.2.2	Innovativer Beitrag der angestrebten Forschungsergebnisse	9
3.3	Lösungsweg zur Erreichung des Forschungsziels.....	10
4	Beschreibung der Anlagen.....	13
4.1	Gasbeheizte Glasschmelzwanne, U-Flammenwanne	13
4.2	Biogasanlage für landwirtschaftliche Reststoffverwertung.....	15
5	Mess- und Untersuchungsmethoden – experimentell und numerisch	17
5.1	Messtechnische bzw. experimentelle Grundlagen.....	17
5.1.1	Bestimmung der Abgaskomponenten und Temperaturen durch GWI und HVG	17
5.1.2	Absaugethermometer.....	20
5.2	ergänzende emissionstechnische Messungen.....	22
5.3	Erstellen der Wärmebilanz eines Glasschmelzaggregates	23
5.3.1	Messung.....	23
5.3.2	Auswertung mit eigener Software	23
5.4	Grundlagen der numerischen Simulation reaktiver Strömungen.....	24
5.4.1	Turbulenzmodellierung.....	25
5.4.2	Wärmeübertragungsvorgänge.....	26
5.4.3	Verbrennungsmodellierung	26
6	Ergebnisse der experimentellen Untersuchungen	28
6.1	Charakterisierung des zur Verbrennung in der Glasschmelzwanne eingesetzten Biogases	28
6.1.1	Chemische Zusammensetzung des Biogases	28
6.1.2	Brenngaseigenschaften des Biogases	29
6.1.3	Berechnete Zusammensetzung des Abgases bei unterschiedlichen Zumischungsraten von Biogas 30	
6.2	Energiebilanzierung basierend auf Messungen.....	31
6.2.1	Wärmebilanz des Schmelzaggregates mit Erdgas als Brenngas	31
6.2.2	Wärmebilanz des Schmelzaggregates mit der Brenngasmischung 82,5 % Erdgas und 17,5 % Biogas 32	
6.2.3	Wärmebilanz des Schmelzaggregates mit der Brenngasmischung 70 % Erdgas und 30 % Biogas 33	
6.2.4	Vergleich der Wärmebilanzen des Schmelzaggregates	34
6.3	Ergebnisse der Messung der Inhaltsstoffe des Abgases.....	35
6.3.1	Gasförmige Inhaltsstoffe	35
6.3.2	Staub und Staubinhaltsstoffe.....	37
6.4	Messungen an der Glasschmelzwanne.....	37
6.4.1	Referenzmessung und Erfassung des IST-Zustandes	39

6.4.2	Messung mit Biogassubstitution von 17,5 %	40
6.4.3	Messung mit Biogassubstitution von 30 %	40
6.4.4	Vergleich der Messreihen	41
7	Ergebnisse der numerischen CFD-Simulationen.....	44
7.1	Untersuchung einer U-Flammenwanne mit unterschiedlichen Biogassubstitutionsraten (0 - 100 %)	44
8	Emissionsspektren von Abgas aus unterschiedlichen Brenngasgemischen	54
8.1	Berechnung und Vergleich der Emissionsspektren von Abgas aus unterschiedlichen Brenngasgemischen	54
9	CO ₂ -Bilanzierung.....	66
9.1	Mathematische Modellierung (GWI).....	66
10	Fazit und Handlungsempfehlung.....	73
10.1	Fazit der Untersuchungen	73
10.2	Empfehlungen für weitere Nutzung in Thermoprozessanlagen (Glas oder anderen Branchen)	73
11	Ausblick.....	75
12	Projektplan, Verwendung der Zuwendung.....	77
13	Gegenüberstellung von Forschungszielen und erzielten Ergebnissen	79
14	Nutzen der Forschungsergebnisse	81
14.1	Wissenschaftlich-technischer Nutzen	81
14.2	Wirtschaftlicher Nutzen für KMU	82
15	Veröffentlichungen.....	84
16	Danksagung	85
17	Abbildungsverzeichnis	86
18	Tabellenverzeichnis	88
19	Literaturverzeichnis	89

1 Einleitung

Im Gesamtkontext des EU-Klimaschutzplans erarbeitete die Bundesregierung als Teil der fungierenden Kommission für alle Mitgliedsstaaten geltende Ziele des Klimaschutzplans. Dieser sieht vor, die produzierten Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 um mindestens 40 % und bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 % im Vergleich zum Jahr 1990 zu reduzieren. Hierfür sind weitreichende Investitionen im Bereich der Modernisierung bestehender Energielieferanten hinsichtlich der Effizienz getätigt worden und es wird auch weiterhin an weiteren Einsparungspotentialen gearbeitet. Die Zukunftsvisionen richten den Fokus aber vor allem auf den Ausbau und die Integration erneuerbarer Energien als tragende Konstante der Energieversorgung [1]. Eine Möglichkeit die gesetzten Ziele sukzessive mittel- und langfristig zu erreichen, stellt die zunehmende Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen, wie z. B. von Biogas, dar. Dieses kann zukünftig, dank der Deklaration einer „Klimaneutralität“ und der hohen Flexibilität, zur Reduktion fossiler CO₂-Emissionen ein bedeutendes Segment werden, da es sich zur Stromgewinnung und zur Kraft-Wärme-Kopplung verwenden oder nach vorrausgehender Aufbereitung zu Biomethan/Bioerdgas auch direkt in das Erdgasnetz einspeisen lässt. Die angesprochene Aufbereitung ist jedoch relativ kosten- und anlagenintensiv, sodass immer häufiger Diskussionen über Verwendungsmöglichkeiten von Rohbiogas in Industrieanlagen angeregt werden.

Auch Betreiber von industriellen Thermoprozessanlagen werden zukünftig mit der Problematik des Ausstoßes klimaschädlicher Emissionen immer eindringlicher konfrontiert und stellen somit neben der Modernisierung der eingesetzten Brennertechnologien, auch Überlegungen hinsichtlich der Nutzung von regenerativen Brennstoffen z. B. Rohbiogas als primären Brennstoff an. Dabei stellt unter anderem auch eine Substitution von Erdgas durch Rohbiogas einen technischen Lösungsansatz dar.

Das Ziel dieses Forschungsvorhabens lag in einer tiefgehenden Eruierung der Nutzungsmöglichkeiten von (Roh)Biogas im erwähnten Zusammenhang. Zielsetzung hierbei waren experimentelle Versuchsreihen an einer realen Industrieanlage zur Glasherstellung bei Einbringung von (Roh)Biogas aus einer benachbarten, landwirtschaftliche Reststoffe verwertenden Anlage. Dabei ist das grobgereinigte Biogas, aus Kapazitätsgründen, dem Erdgas zugemischt worden. In der nachfolgenden Dokumentation werden, neben der generellen technischen Plausibilitätsüberprüfung, zudem Analysen von Einsparungspotentialen fossiler CO₂-Emissionen unter erwähnten Konditionen beschrieben. Hierfür werden sowohl die erhobenen Ergebnisse der Messreihen analysiert, als auch das Prozessverständnis durch mathematischen Simulation fundiert. Daraus sollen unter Berücksichtigung aller erwähnten Parameter mögliche Chancen zukünftiger Anlagenkonzepte abgeleitet 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 Nachfolgeprojekt des IGF-Forschungsprojekts AiF-FV Nr. 397 ZN ist vor allem begründet in dem stets vorhandenen Interesse der Betreiber von industriellen Thermoprozessanlagen, die Energiekosten zu senken (Beispiel Glasherstellung: dort machen die Energiekosten aktuell ca. 35 % der Gesamtkosten aus), alternative Brennstoffe für ihre Prozesse zu nutzen und den emissionstechnisch relevanten CO₂-Ausstoß zu verringern. Dabei darf die Produktqualität keine Einbußen erleiden. Bei der Glasherstellung ist das Erschmelzen des Glases der energieintensivste Prozessschritt, der bei Massengläsern ca. 75 bis 80 % des gesamten Energiebedarfs beträgt [2]. Der reale Energiebedarf zum Schmelzen des Glases bei energetisch optimierten und neuen Behälterglaswannen reicht von knapp unter 1.000 bis 1.450 kWh/t_{Glas} ([3], [4]). Er hängt jedoch auch von der Glasart, dem Aggregat, dem Alter der Anlage sowie der Befeuungsart ab. Die Versorgungssicherheit mit Erdgas und die schwankenden bzw. zukünftig auch wieder steigenden Energiepreise in Deutschland sind weitere Aspekte, die den Betreibern von Glasschmelzwannen und von anderen technischen Feuerungsanlagen Sorgen bereiten. Die alternative Befeuung bzw. die Teilsubstitution mit Rohbiogas kann zu einer Entspannung dieser Situation führen und zudem noch dazu beitragen, die Emissionen des klimaschädlichen Gases CO₂ zu minimieren und damit den Betreibern von Thermoprozessanlagen die Einhaltung der sich stetig verschärfenden CO₂-Grenzwerte zu ermöglichen. Bis zum Jahr 2020 sollen 18 % des Endenergiebedarfs von Deutschland aus erneuerbaren Energien bereitgestellt und der CO₂-Ausstoß um 40 % gesenkt werden. Dies ist das energie- und klimapolitische Ziel der Bundesregierung [5]. Durch die Nutzung von grob gereinigtem, entschwefeltem Rohbiogas (Rohbiogas = unbehandeltes Biogas aus Fermentationsanlagen) zur direkten Verbrennung in Thermoprozessanlagen kann ein Beitrag zum Erreichen dieser Ziele geleistet werden. Rohbiogas steht in Deutschland (vom Bauern bis zum Großunternehmen) fast flächendeckend zur Verfügung. Bisher wird Biogas auf zwei Arten weiter genutzt: erstens zur Verstromung oder zweitens zur Einspeisung ins deutsche Erdgasnetz. Zur Stromerzeugung wird grob gereinigtes und entschwefeltes Biogas mit Hilfe von Blockheizkraftwerken verbrannt. Die Einspeisung von Biogas beinhaltet die Aufbereitung und Konditionierung (d. h., vor allem Entfernung des CO₂) auf Erdgasqualität. Beide Varianten sind für die Biogaserzeugung mit einem erheblichen apparativen Aufwand, Wirkungsgradverlust und zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten verbunden. Eine kostengünstigere und effizientere Möglichkeit ist die direkte Nutzung des Rohbiogases, z. B. in Thermoprozessanlagen. Im Projekt „Biogasbefeuung in der Glasproduktion zur Reduzierung der CO₂-Emissionen - Untersuchungen der Auswirkungen auf die Glasqualität, das Feuerfestmaterial und die Schadstoffemissionen (BG-G)“ (IGF-Nr. 397 ZN) sind dazu grundlegende Untersuchungen für den möglichen Einsatz in Glasschmelzwannen durchgeführt worden (Abschlussbericht BG-G [6]).

Ziel dieses Anschlussprojektes war die Übertragung der im Vorgängerprojekt mit einer mobilen Versuchsanlage gewonnenen Erkenntnisse auf die einzelnen Prozessschritte des industriellen Glasherstellungsprozesses und die Entwicklung von Handlungsrichtlinien für eine Umsetzung der Rohbiogasnutzung in anderen Industriebranchen.

Die Beeinflussung einzelner Prozesskenngrößen durch den Einsatz von Rohbiogas zur Wärmeerzeugung sowie deren komplexe und miteinander gekoppelten Wirkungsmechanismen sind Untersuchungsschwerpunkte dieses Folgeprojektes. Dazu gehören die Flammentemperaturen, der Wärmeeintrag in das zu erwärmende Gut, Abgastemperaturen und Schadstoffemissionen. Die Messung

entsprechender Kenngrößen, soweit technisch und räumlich möglich, die numerische Simulation sowie die Erstellung detaillierter Energiebilanzen ermöglichten es, für den industriellen Herstellungsprozess relevante Aussagen über den Einsatz der Rohbiogaszuführung und seiner Betriebsparameter zu treffen.

2.2 Stand Forschung und Entwicklung

Aktuell gibt es in Deutschland rund 9.000 Biogasanlagen, siehe **Abbildung 2.1**. Davon speisen ca. 200 Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 122.400 m³_N/h Biomethan in das deutsche Erdgasnetz ein [7]. Die Entwicklung der letzten Jahre zur Biogaseinspeisung ist in **Abbildung 2.2** dargestellt. Im Vergleich zu den stromeinspeisenden Anlagen ist dies nur ein Bruchteil. Durch die sich nach 2012 wieder ändernden Bedingungen für Anlagenbetreiber, erfolgte eine Verlangsamung des Zubaus. Gründe hierfür sind vor allem der Wegfall des Güllebonus (EEG 2012) [8], der zum Teil zu Überproduktion geführt hatte und lähmende Sättigungseffekte auslöste. Darüber hinaus bremste die Kürzung der übrigen Förderungselemente für Strom aus Biomasse im Rahmen des EEG 2012 und EEG 2014 den Leistungszubau nachdrücklich, so dass im Jahr 2015 der geringste Zubau von Biomasseanlagen seit Bestehen des EEG verzeichnet wurde [8], [9]. Rückblickend kann festgehalten werden, dass Anlagenbetreiber ab dem Beschluss des EEG 2014 deutlich komplexeren Umständen gegenüberstanden und der Anlagenneubau massiv geschrumpft und in einigen Gebieten der Bundesrepublik Deutschland nahezu total zum Erliegen gekommen ist [10]. So sehen die Biogasanlagenbetreiber die Aussichten der weiteren Entwicklungen in diesem Bereich eher kritisch. „Die zukünftigen Geschäftsaussichten werden von den Branchenakteuren aufgrund der EEG-Reform als stark verschlechtert mit „schlecht“ beurteilt.“ [11]. Die hier geplante Umsetzung der Rohbiogaszuführung in industriellen Thermoprozessanlagen bietet den Betreibern von Biogasanlagen somit eine ökologisch und ökonomisch sinnvolle Alternative zu bisher genutzten Verwertungswegen.

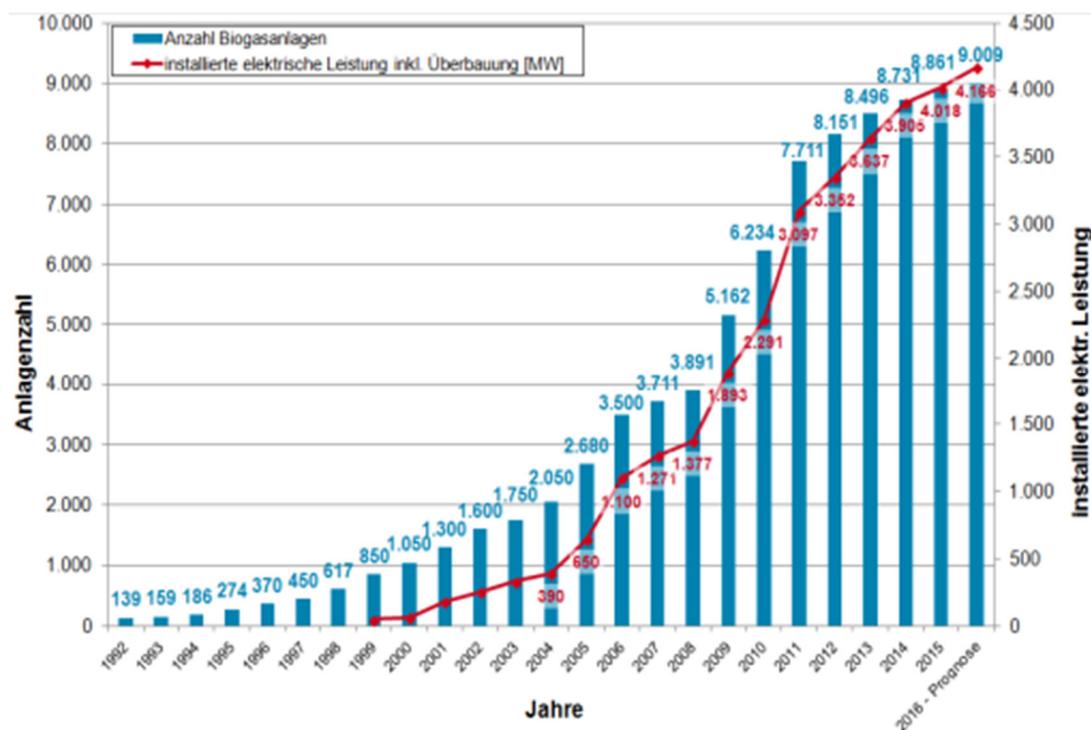


Abbildung 2.1: Entwicklung der Anzahl an Biogasanlagen in Deutschland in den Jahren 1992 – 2016, (Stand: 07/2016) [7].

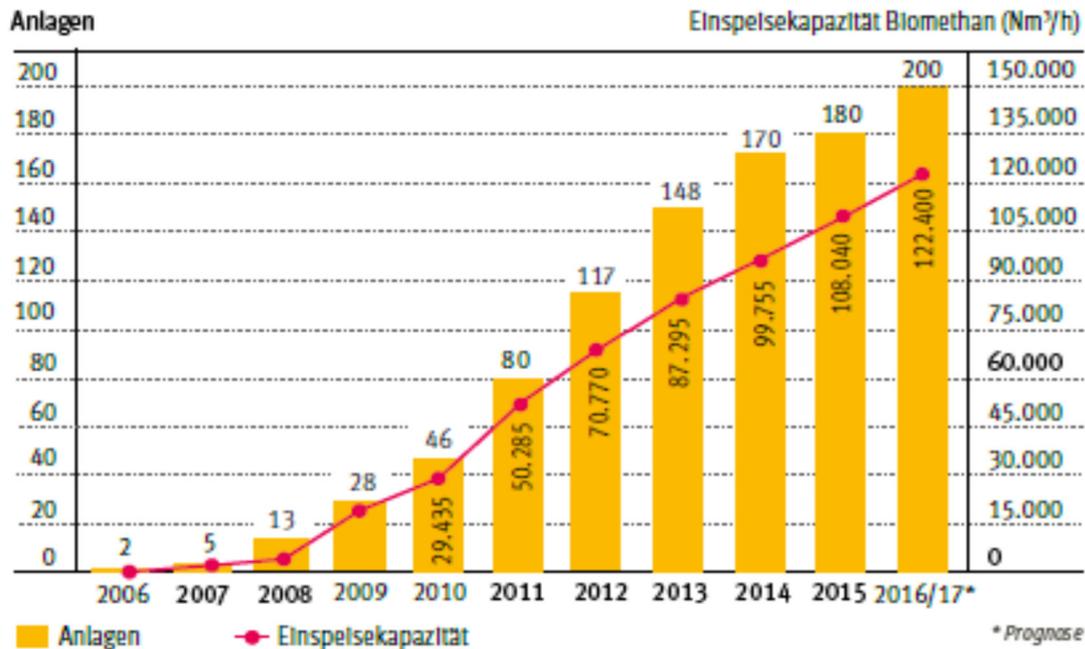


Abbildung 2.2: Entwicklung der Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz von 2006 – 2016 [7].

Die im Vorläuferforschungsvorhaben BG-G erzielten Ergebnisse zeigen, dass der industriellen Umsetzung einer Biogaszufuhr grundsätzlich nichts entgegensteht. Im Vorgängerprojekt wurden neben numerischen Simulationen und Messungen an einer Versuchsanlage zum Verbrennungsverhalten von verschiedenen Erdgas-Rohbiogas-Gemischen Untersuchungen mit einem mobilen, extra gebauten Versuchsstand, siehe **Abbildung 2.3**, an zwei Biogasanlagen durchgeführt. Diese Untersuchungen fanden an einer NaWaRo-Anlage (NaWaRo = **Nachwachsende Rohstoffe**) und einer Reststoffverwertungsanlage (Speisereste, etc.) statt und beinhalteten 4-wöchige Dauerversuche, welche die Auswirkungen der Rohbiogasverbrennung auf unterschiedliche Glasschmelzen und handelsübliche Feuerfestmaterialien untersuchte.



Abbildung 2.3: Mobiler Versuchsstand an einer NaWaRo-Biogasanlage mit verschiedenen Messstellen zur Charakterisierung der Verbrennungstrecke (Quelle: GWI).

Die Ergebnisse des Projektes zeigten, dass die Befeuerung mit grob vorgereinigtem Rohbiogas sowohl aus nachwachsenden Rohstoffen als auch aus der Reststoffverwertung keine erkennbaren Auswirkungen auf die Farbe oder Qualität des Glases haben. Exemplarisch ist dazu in **Abbildung 2.4** das Ergebnis einer Farbortbestimmung im Cie-Lab-Farbraum bei Normlicht C im Vergleich bei Einsatz von unterschiedlichen Energieträgern dargestellt. Die Glasproben wurden mit den beiden Rohbiogasen der NaWaRo- und der Resteverwertungsanlage sowie zum Vergleich mit reinem Erdgas und elektrisch geschmolzen. Die Darstellung zeigt deutlich, dass kein Trend hinsichtlich einer Beeinflussung zu erkennen ist. Die Streubreite lässt sich durch die kleinen Probenvolumina und die dadurch bedingte Inhomogenität des eingesetzten, industriellen Gemenges erklären. Für eine detaillierte Darstellung der Vorgehensweise und allen erzielten Ergebnissen sei an dieser Stelle auf den ausführliche Abschlussbericht über das Vorläufervorhaben mit der IGF-Nr. 397 ZN [6] hingewiesen.

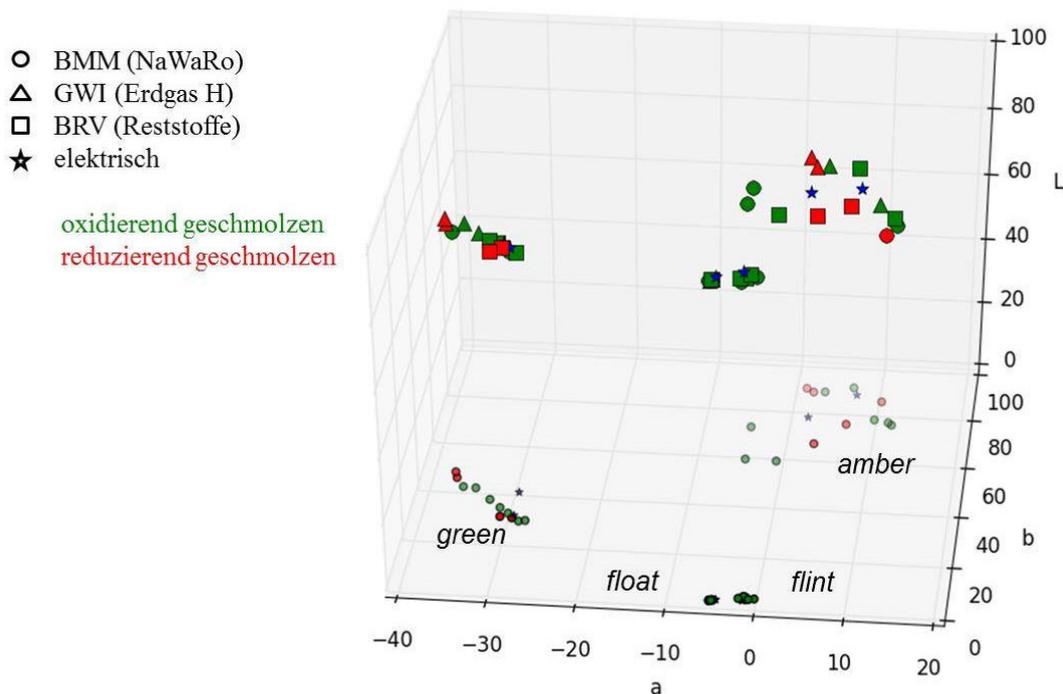


Abbildung 2.4: : Ergebnisse der Farbortbestimmung an Gläsern, erschmolzen aus industriellen Glasgemengen, im Cie-Lab-Farbraum bei Normlicht C bei unterschiedlichen Energieträgern (Quelle: HVG).

3 Forschungsziel / Forschungsergebnisse / Lösungsweg

3.1 Forschungsziel

Ziel dieses Forschungsprojektes war es, die Möglichkeiten und Auswirkungen der Substitution von Biogas im Erdgas bei der Befeuerung in Thermoprozessanlagen der glasherstellenden Industrie zu untersuchen, damit für die Betreiber dieser Anlagen der Einsatz erneuerbarer Energien (speziell hier Rohbiogas) zur Reduktion fossilbedingter CO₂-Emission generell technisch möglich und eine attraktive Lösung wird. Weiterhin sollten die Grenzen der Befeuerung von Erdgas mit substituiertem Biogas, genauso wie Lösungswege zur Vermeidung von Auswirkungen auf die gläsernen Produkte und das eingesetzte Feuerfestmaterial der Anlagen erarbeitet und aufgezeigt werden.

3.2 Forschungsergebnisse

3.2.1 Angestrebte Forschungsergebnisse

Als Ergebnis dieses Forschungsprojektes sollten Möglichkeiten aufgezeigt werden, wie (Roh)Biogas, alternativ zur Verstromung und Konditionierung auf Erdgasqualität in technischen Feuerungsanlagen genutzt werden kann, da die Arbeitsschritte der Verstromung oder Konditionierung sehr kosten-, anlagen- bzw. energieintensiv sind. Ferner sollte ermittelt werden, in wie weit sich, durch den Einsatz von Biogas, fossile CO₂-Emissionen einsparen lassen bei gleichzeitiger Gewährleistung der erforderlichen Prozessparameter (wie z. B. Ofenraumtemperatur) und der Produktqualität.

Die vielen Fragen, welche die Hersteller und Betreiber von Thermoprozessanlagen sowie Komponentenhersteller (Brenner, Feuerfestmaterial, etc.) beschäftigen, sollten umfassend und branchenübergreifend geklärt werden, um die Auswirkungen, die Möglichkeiten aber auch den zusätzlichen Aufwand und die Kosten des Einsatzes von Biogas zu beurteilen.

Die Ergebnisse dieses Forschungsprojektes können in andere Industriezweige (Ziegel, Stahl, NE usw.) übertragen werden und liefern beispielsweise für die Herstellung von keramischen Produkten oder die Planung anderer Feuerungsanlagen, z. B. zum Recycling von metallischen Reststoffen, wertvolle Hinweise zur besseren Ausnutzung vorhandener Ressourcen.

3.2.2 Innovativer Beitrag der angestrebten Forschungsergebnisse

Ein großes Innovationspotential ist in dem Projekt gegeben, da die direkte Nutzung von (Roh)Biogas als Ersatzbrennstoff für die zurzeit eingesetzten fossilen Primärbrennstoffe auch für viele andere Industriezweige interessant ist. Der potentielle Nutzerkreis der Ergebnisse ist viel größer, als der der Glasschmelzwannenbetreiber. Alle Betreiber von industriellen Feuerungsanlagen können zumindest zum Teil direkt von den im Projekt zu ermittelten Ergebnissen profitieren oder sich an der Vorgehensweise und den Ergebnissen des Projekts orientieren. Als Beispiele sind die Stahl-, Zement-, NE-Metall- und Rohstoffindustrie zu benennen. Durch den Einsatz von Brennstoffen aus nachwachsenden Rohstoffen (erneuerbaren Energien) können sich die Unternehmen - vor allem klein- und mittelständische Unternehmen (KMU) - einen Wettbewerbsvorteil für die Zukunft erarbeiten, indem Sie durch die Ergebnisse dieses Projektes in die Lage versetzt werden, schneller und flexibler auf die sich verändernden Gegebenheiten im Brennstoffmarkt zu reagieren und sich nicht erst im Ernstfall Wissen über den Einfluss von Rohbiogas auf den Produktionsprozess erarbeiten zu müssen. Für die Glasindustrie gelten, wie für andere technischen Feuerungsanlagen auch, Grenzwerte der Emissionen für Schadgase wie SO_x, CO, NO_x, CO₂ usw. festgelegt in der TA Luft 2002 [12], ergänzt um die Vollzugsempfehlungen vom Nov. 2013. Die

in diesem Projekt vorgesehenen Untersuchungen (experimentelle Messkampagnen und numerische Strömungssimulationen) an den einzelnen Prozessschritten eines industriellen Glasproduktionsprozesses können dazu beitragen, diese Grenzwerte einzuhalten oder mögliche Veränderungen im Prozess aufgrund des sich geänderten Brennstoffs aufzuzeigen, um diesen so begegnen zu können, dass die gesetzlichen Bestimmungen auch mit Rohbiogasverbrennung erfüllt werden können. Die Einhaltung der Grenzwerte und Klimaschutzziele zwingt Betreiber von fast allen Thermoprozessanlagen dazu, hier exemplarisch die Glasindustrie, ihre emissionstechnisch relevanten CO₂-Emissionen zu reduzieren. Durch die umfassende Analyse der Auswirkungen auf alle Aspekte der Rohbiogasbefeuerung (Beispiel Glasproduktion: Glasqualität, Ausbrand, Wärmeübertragung, Schadstoffemissionen, Brennermodifikationen, etc.) können die Fragen der Thermoprozessanlagenbetreiber auch anderer relevanter Industriezweige beantwortet werden. Damit wird die Bereitschaft, dieses Konzept öfters in die Realität bzw. industrielle Praxis umzusetzen, steigen. Durch die Klärung dieser Fragen 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.

Den größten Anteil an der Erwirtschaftung des deutschen Bruttoinlandsprodukts hat die Industrie. In vielen industriellen Thermoprozessanlagen in Deutschland (Stahl, NE-Metalle, Glas/Keramik, chemische Industrie, etc.) wird Erdgas als Energieträger eingesetzt. Der Anteil der Industrie am Erdgasverbrauch in D bei energetischer Betrachtung betrug im Jahr 2014 42,7 % [31]. Sehr viele Betriebe des produzierenden Gewerbes in Deutschland sind klein- und mittelständische Unternehmen, die einen Großteil der Arbeitsplätze in Deutschland abdecken. Durch die Verwendung von Rohbiogas aus nachwachsenden Rohstoffen kann der Anteil, der für die Prozesse nötigen fossilen Brennstoffe, gesenkt werden und so dazu beitragen die natürlichen Ressourcen zu schonen und vor allem fossile CO₂-Emissionen zu reduzieren. 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. KMUs sind jedoch kaum in der Lage, die notwendigen grundlegenden Untersuchungen und die Risiken einer erstmaligen Umsetzung der Rohbiogaszuführung alleine vom Aufwand und den Kosten her zu bewältigen. Deshalb leisten die im Rahmen dieses Projektes zu erarbeitenden Ergebnisse und Erkenntnisse einen wertvollen Beitrag, die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen KMU gerade in Bezug auf die anderweitige Nutzung von erneuerbaren Energien zu erhalten und auszubauen. Dadurch wird der Standort Deutschland weiter gesichert und Arbeitsplätze geschaffen.

3.3 Lösungsweg zur Erreichung des Forschungsziels

Zu Beginn des Projektes musste untersucht und festgelegt werden, an welchen Stellen im Glasproduktionsprozess ein Einsatz von Rohbiogas als Brennstoff technisch machbar, bei den lokalen Gegebenheiten umsetzbar und damit technologisch sowie ökonomisch sinnvoll ist. In der Glasproduktion gibt es eine Anzahl an unterschiedlichen Prozessbereichen, welche jeweils verschiedene Anforderungen an die eingesetzte Verbrennungstechnik (Brennerart, Flammenform und Abgaszusammensetzung) stellen. Diese mussten zusammengestellt und hinsichtlich der Nutzung von Rohbiogas als Brennstoff und der Möglichkeiten der Rohbiogazumischung analysiert werden.

Das Ergebnis dieser Betrachtungen war, dass die Umsetzung der Verbrennung mit Biogazusatz an der Schmelzwanne geschehen soll. Zum einen waren die apparativen Voraussetzungen dafür am geplanten Versuchsort fast vollständig gegeben, zum anderen war hier vom Einfluss auf den Prozess und die

Produktqualität das geringste Störpotential zu erwarten. Die Nutzung im Bereich der Feederbeheizung und des Kühlrofens wäre dagegen mit zusätzlichem technischen Aufwand bzw. Installationen und damit Kosten verbunden gewesen. Diese Prozessschritte reagieren auch deutlich empfindlicher auf Temperaturschwankungen im Bereich von einigen Kelvin als das Schmelzaggregat.

Der Fokus des Vorhabens lag insbesondere auf der experimentellen Umsetzung der, in dem Vorgängervorhaben erzielten, Erkenntnisse. Die Umsetzung erfolgte im Rahmen von insgesamt vier Messkampagnen, die jeweils unterschiedliche Substitutionsraten an Biogas aufwiesen. Nachfolgend wird exemplarisch die Versuchsdurchführung für die geplante Referenzmessung beschrieben. Die Ermittlung der Referenzwerte bei Betrieb der Thermoprozessanlagen mit Erdgas und die Auswirkungen auf das Wärmeübertragungs-, Schadstoff- und Emissionsverhalten unter realen Betriebsbedingungen des Glasschmelzprozesses waren Gegenstand der Messung. Dazu standen grundsätzlich folgende Messmethoden zur Verfügung, die abhängig von den Erkenntnissen der vorhergehenden Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten und den lokalen Gegebenheiten zum Einsatz kamen:

- Messung der Temperatur verschiedener Medien und Anlagenteile mit Thermoelementen, Pyrometern, Absaugethermometern und IR-Kameras
- Messung der Zusammensetzung von Gasströmen (Energieträger, Abgas, Prozessgas) inkl. Feuchtigkeit mit entsprechenden Absaugesonden und Analysatoren, an unterschiedlichen Stellen im Prozess (Wanne, Regenerativkammerkopf bzw. -fuß, Fuchs, Kamin, Abgaskanäle, Verbrennungsräume)
- Messung der Staubkonzentration, der Staubinhaltsstoffe und der filtergängigen Stoffe im Rohabgas und Reingas mit der entsprechenden Messtechnik
- Bestimmen von Massenströmen bzw. Durchflussmengen, Druckmessungen, ...

Folgende, im Antrag vorgesehene Messungen wurden nur unvollständig bzw. gar nicht vorgenommen und durch eine an die Ergebnisse angepasste Vorgehensweise ersetzt:

- Messung der Temperatur-, und Wärme- sowie Gasbandenstrahlung mit dem Spektralradiometer
- Nass-chemische Messung der Zusammensetzung von Glasproben; optischen Messungen an Glasproben zur Bestimmung der Transmissionseigenschaften von 0,3 bis 51,1 μm bzw. Bestimmung des Farbortes.

Die Betrachtungen zur Veränderung im Strahlungsspektrum der Abgase nach der Verbrennung mit und ohne Biogasanteil kann mit Hilfe der berechneten Spektren erfolgen und da kein Einfluss des Biogases auf die Produktqualität zu erkennen war, wurden die gesammelten Glasproben nicht näher untersucht und die freiwerdenden Kapazitäten genutzt, ergänzende Untersuchungen zur Zusammensetzung des Biogases (Analytik von Spurenstoffen) durchzuführen.

Im Anschluss an die Referenzmessung sollte die Glaswanne numerisch nachmodelliert und mit der Messung validiert werden.

Da das Biogas nur für einen beschränkten Zeitraum zur Verfügung stand (Ende Mai bis Ende November 2015), wurde in Absprache mit dem projektbegleitenden Ausschuss der Versuchs- und Arbeitsplan angepasst. Es konnte folgendes Versuchsprogramm umgesetzt werden:

- Orientierende Messungen bei Einsatz von ca. 7 bis 8 % Biogas (energetisch betrachtet):

- Biogaszusammensetzung
- Abgaszusammensetzung
- Messungen zur Erstellung einer Wärmebilanz bei ca. 15 bis 17,5 % Biogas, Abgasanalysen, Biogasanalysen, Messungen im Verbrennungsraum als Stützpunkte der CFD-Modellierung
- Messungen bei ca. 30 bis 35 % Biogasanteil (energetisch betrachtet):
 - Wärmetechnische Messungen
 - Abgashauptkomponenten
 - Biogaszusammensetzung
- Messung des Referenzfalles (reines Erdgas):
 - Messung, der für eine Wärmebilanz benötigten Daten
 - Abgascharakterisierung
 - Biogascharakterisierung
 - Messungen im Verbrennungsraum zum Abgleich mit den Ergebnissen der CFD-Modellierung

Der Anteil an Biogas war aus unterschiedlichen Gründen nicht so konstant (Liefermenge nicht konstant; Biogasbedarf nicht konstant, da leicht schwankende Betriebsbedingungen; ...) auch über die Zeit einer Messkampagne (5 Tage), dass sich je nach zeitlichem Schwerpunkt bzw. betrachteter Dauer der erfassten Daten leicht unterschiedliche Werte der Zumischung ergaben. So entstanden innerhalb der 2 Jahre Datensätze, die einen Zustand oder Messzeitraum beschreiben, aber in den Absolutgehalten der Zumischung einen Bereich von ± 3 % schwanken. Da die Ergebnisse exemplarisch für die Größenordnung der Zumischung stehen und innerhalb einer Messkampagne zu vergleichbaren Ergebnissen kommen, ist eine Korrektur der im Laufe der Projektzeit ermittelten Daten nicht in allen Fällen erfolgt. Bei der Betrachtung von Zumischraten größer 35 % wurde auf eine Verteilung der Werte geachtet, so dass man verwertbare Aussagen über die Lücke bis zur vollständigen Substitution mit Biogas erhielt. Auch hier sind nicht immer die gleichen Werte für eine Berechnung herangezogen worden, aber die erhaltenen Ergebnisse erlauben auch so gute Aussagen zur Aufgabenstellung, die der Berechnung zu Grunde lag.

Die Messungen erfolgten im Juni 2015, Juli 2015, November 2015 und Januar 2016. Die CFD-Modellierung und Betrachtung der Ergebnisse bzw. der Vergleich mit den bei den Messungen erhaltenen Daten erfolgten schwerpunktmäßig im zweiten Forschungsjahr.

Die im Projekt erzielten Ergebnisse wurden abschließend zu Handlungsempfehlungen für eine Umsetzung der Rohbiogaszuführung am Beispiel der Glasproduktion für die Glaswannenbetreiber zusammengefasst. Durch die Einbindung von Vertretern aus dem Stahl- und Keramikbereich in den PbA wurden die gewonnenen Erkenntnisse auf andere Industriebranchen übertragen.

4 Beschreibung der Anlagen

In der Glasproduktion gibt es eine Anzahl an unterschiedlichen Prozessbereichen, welche jeweils verschiedene Anforderungen an die eingesetzte Verbrennungstechnik (Brennerart, Flammenform und Abgaszusammensetzung) stellen. Zu nennen sind, neben dem Glasschmelzaggregat, beispielsweise in der Behälterglasindustrie, auch der Feederbereich und der Kühllofen. Hinsichtlich der Nutzung von Rohbiogas als Brennstoff und der Möglichkeit der Rohbiogaszumischung stellte sich in diesem Projekt einzig das Glasschmelzaggregat als technisch umsetzbare Lösung heraus. Im Feederbereich werden meist sogenannte Vormischbrenner eingesetzt. Vormischbrenner werden auf ein definiertes Brenngas- / Luftverhältnis und damit auf eine bestimmte Brenngaszusammensetzung eingestellt. Variiert diese Brenngaszusammensetzung kann der sichere Flammenbetrieb, aufgrund des sensiblen Verhältnisses der Flammen- bzw. der Strömungsgeschwindigkeit des Gasgemisches gefährdet werden. Als unsichere Zustände sind, zum Beispiel der Flammenrückschlag oder das Abheben der Flammen zu nennen. Für eine detaillierte Beschreibung der Vormischverbrennung wird an dieser Stelle auf die einschlägige Literatur (z. B. Cerbe [13]) verwiesen. Die alternative Nutzung von Rohbiogas im Kühllofenbereich stellte sich auch als technisch hoch sensibel dar. Die im Kühllofen installierten Brenner erfüllen hohe Anforderung bezüglich der Temperaturregelung. Aufgrund der verfahrenstechnisch notwendigen Bereitstellung definierter Temperaturzonen im Kühllofen müssen diese Brenner auf wenige Grad genau regelbar sein. Die, aus dem Biogasherstellungsprozess resultierenden, Gasbeschaffenheitsschwankungen (siehe Kapitel 6.1) würden eine zusätzliche komplexe Anpassung der MSR-Technik zu diesem Zeitpunkt erforderlich machen. Nachfolgend wird dementsprechend der Fokus auf das Glasschmelzaggregat gelegt und in diesem Rahmen eine sog. regenerativ beheizte U-Flammenwanne betrachtet.

4.1 Gasbeheizte Glasschmelzwanne, U-Flammenwanne

Zur industriellen Herstellung von Behälter- und Flachglas ist eine kontinuierliche Betriebsweise des Glasschmelzaggregats notwendig. Je nach Anforderung an die Schmelzfläche und Durchsatz stehen zwei unterschiedliche Flammenanordnungen technologisch zur Verfügung. Breite Schmelzwannen mit Schmelzflächen von $> 80 \text{ m}^2$ werden mit einer Querflammenanordnung beheizt [14]. Für Schmelzflächen $< 80 \text{ m}^2$ fällt die Wahl auf eine sogenannte U-Flammenanordnung (siehe **Abbildung 4.1**). Je nach Anforderung gibt es auch querbeheizte Wannen, die deutlich kleiner sind, und U-Flammenwannen mit bis zu 120 m^2 Schmelzfläche.

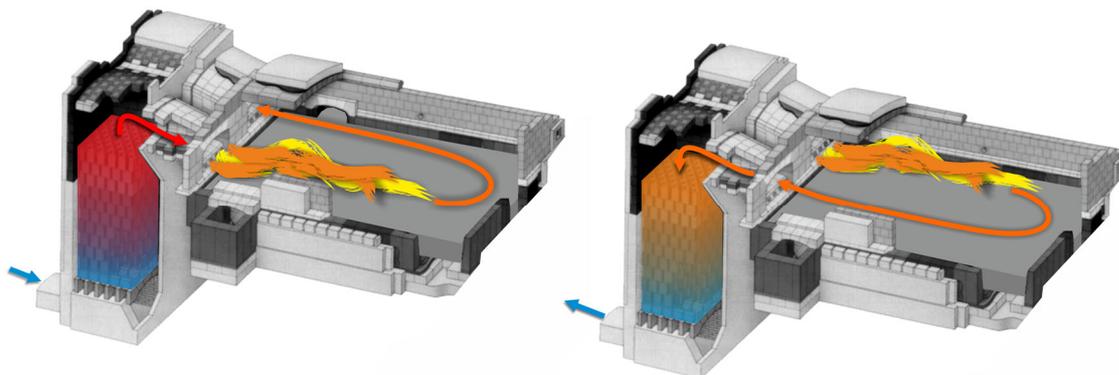


Abbildung 4.1: Arbeitsprinzip einer U-Flammenwanne [15].

Beide Wannen- und Beheizungsarten erreichen durch eine regenerative Vorwärmung der Verbrennungsluft einen hohen feuerungstechnischen Wirkungsgrad und erzielen damit energieeffizient die erforderlichen hohen Prozesstemperaturen von bis zu 1.600°C. Im Rahmen des durchgeführten Forschungsvorhabens wurde die industrielle Umsetzung einer Rohbiogasnutzung an einer realen Glasschmelzanlage messtechnisch begleitet. Bei der untersuchten Anlage handelt es sich um eine sogenannte regenerativ beheizte U-Flammenwanne für die Herstellung von Behälterglas.

Die Wanne wird über eine Underportfeuerung standardmäßig mit Erdgas beheizt. Ein periodischer Wechsel zwischen der Luft- bzw. Rauchgasführung ermöglicht eine Akkumulation thermischer Energie in den Regeneratoren. D. h., dass sich die Strömungsrichtung nach einem definierten Zeitintervall umkehrt und abwechselnd die Regeneratoren thermisch auf- und entlädt (siehe **Abbildung 4.1**). Dadurch sind je nach Dimensionierung und Auslegung der Regenerativkammern Luftvorwärmtemperaturen im Kammerkopf - höchster Punkt im Regenerator - von bis zu 1.450 °C erreichbar.

Die vorgewärmte Verbrennungsluft strömt über einen sogenannten Port in den Ofenraum. Unter dem Port wird mittels Gaslanzen das Brenngas in den Verbrennungsraum eingedüst. Durch die örtlich getrennte Zugabe der Medien im Ofenraum und der beabsichtigten nur mäßig schnellen Vermischung ergeben sich recht lange, im sichtbaren Bereich leuchtende Flammen, die sich weit über das Schmelzbad ausbreiten. Durch diese Flammengeometrie wird zum einen die Wärmeübertragung durch Strahlung an das Wärmegut (Glas) gewährleistet. Zum anderen werden durch die bewusst mäßige Mischung Temperaturspitzen in der Flamme vermieden, welche zur Bildung zusätzlicher Stickoxide führen. Aufgrund der hohen Flammen- bzw. Abgastemperaturen (≥ 1.600 °C) und der damit unvermeidlichen Bildung von thermischen Stickoxid, ist eine Vermeidung zusätzlicher NO_x -Emissionen essentiell beim Betrieb einer Glasschmelzanlage.

Die nachfolgende **Abbildung 4.2** zeigt schematisch einen Blick durch den Verbrennungsraum auf die Glasbadoberfläche der untersuchten Anlage.

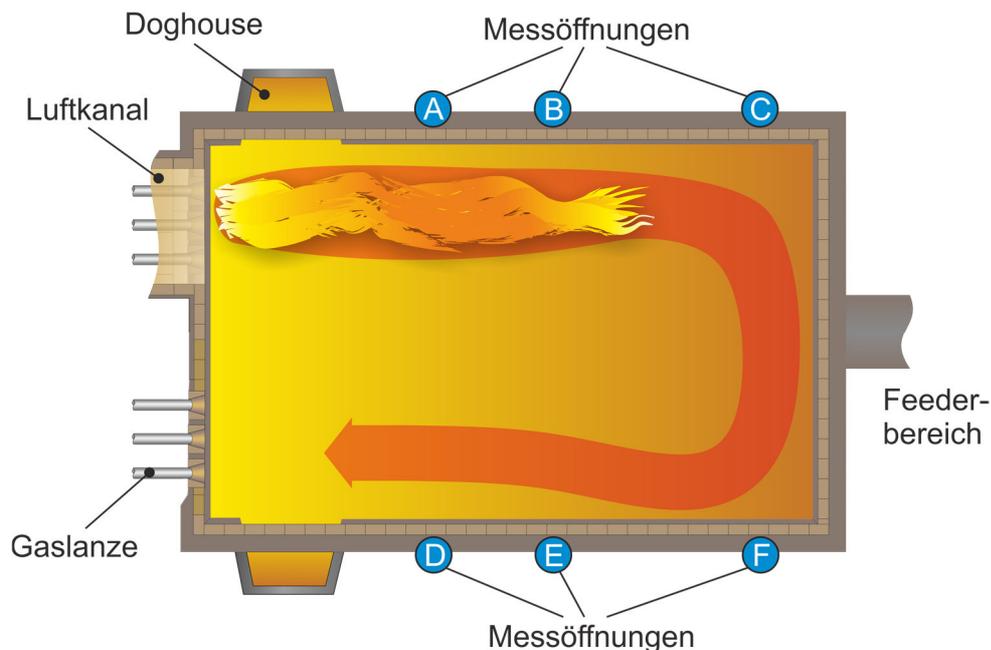


Abbildung 4.2: vereinfachte schematische Darstellung der untersuchten Glasschmelzwanne (Quelle: GWI).

Wie in der **Abbildung 4.2** zu erkennen ist, verfügt die untersuchte Anlage über drei zugängliche Messöffnungen auf jeder Seite. Beim periodischen Betrieb der Feuerung wird die Rauchgasführung in einem definierten Zeitintervall umgekehrt. Für die Vermessung eines solchen Aggregats ist es somit notwendig, für beide Zustände alle Positionen zu erfassen. Die prinzipielle Rauchgasführung ist für einen Zustand in der **Abbildung 4.2** anhand des roten Pfeils schematisch dargestellt. Die Unterportfeuerung besteht aus jeweils einem Luftkanal und drei darunter befindlichen Gaslanzen bzw. Unterportbrennern (siehe **Abbildung 7.4**). Verfahrensbedingt waren während der Messkampagnen nur zwei der drei Gaslanzen mit Brennstoff beaufschlagt worden. Weitere im Vorhaben genutzte Messöffnungen finden sich im Kammerkopf, Kammerfuß und im Abgaskanal (sog. Fuchs).

4.2 Biogasanlage für landwirtschaftliche Reststoffverwertung

Nachfolgend wird die Funktionsweise der Biogasanlage zur Herstellung von Biogas mittels Fermentation kurz beschrieben, wie sie im Projekt zum Einsatz kam.

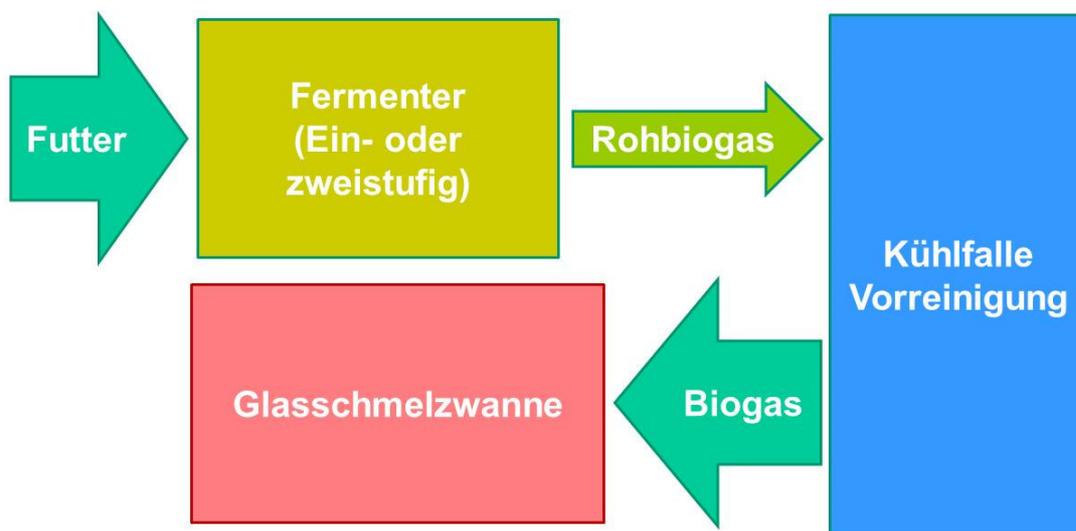


Abbildung 4.3: Skizzierung der Funktionsweise zur Herstellung von Biogas aus der Fermentation von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Nutzung als Brennstoff bei der Schmelze von Glas (Quelle: HVG).

Die **Abbildung 4.3** skizziert den Herstellungsprozess von Biogas aus fermentierten landwirtschaftlichen Reststoffen und Erzeugnissen. Als landwirtschaftliche Reststoffe und Erzeugnisse können prinzipiell folgende organischen Rohstoffe zur Erzeugung des Biogases genutzt werden:

- Maissilage (zu einem geringen Prozentsatz)
- Maische von Trauben und anderem Obst
- Trester (Presskuchen)
- Gülle und Mist
- Jauche
- Stroh
- Grasschnitt
- Verdorbenes Tierfutter
- Laub
- Abfall aus der Garten- und Landschaftspflege
- ...

Welche Rohstoffe zum Zeitpunkt der Versuche zur Fütterung der Anlage genutzt wurden, aus der das Biogas für die Versuche stammt, ist nicht exakt bekannt.

Die Rohstoffe durchlaufen den Fermentationsprozess (ein- oder zweistufig) üblicherweise in ca. 100 Tagen. Das Rohbiogas sammelt sich über dem Fermenter und kann dort mit Hilfe der Zugabe von geringsten Mengen an Luft vorgereinigt werden (Minderung von SO_2 und H_2S durch Oxidation zu SO_3). Das SO_3 wird dann in einer Kühlfalle bei ca. 5 bis 7 °C mit dem ausfallenden Wasser abgeschieden. Das dann trockene und schwefelarme Biogas, bei Bedarf mit Hilfe eines Aktivkohlefilters nachgereinigt, wird üblicherweise mit Hilfe von Motoren in elektrische Energie umgewandelt. Die Erzeugung von Strom aus nachwachsenden Rohstoffen (Biogas) wird über EEG-Gesetzgebung gefördert. Während der Versuche wurde entweder ein Teil oder das gesamte erzeugte Biogas der Glasschmelzwanne zugeführt und/oder das restliche Biogas weiterhin zur Erzeugung erneuerbarer elektrischer Energie verwendet. Dabei ist zu beachten, dass die EEG-Förderung aktuell lediglich auf die Stromerzeugung angewendet wird, jedoch nicht auf die Verwendung als Erdgassubstitut angesetzt werden kann.

Anbindung der Biogasanlage an die Glasschmelzwanne

Ausgehend von einer bereits verlegten Mikrogasleitung musste nur eine Stichleitung bis zum Gelände des Glasherstellers verlegt sowie eine geeignete Übergabestation errichtet werden. Von der Übergabestation aus wurde die Leitung direkt bis zur Glasschmelzwanne gelegt. Am Übergabepunkt wurde zur Charakterisierung, Messung und Abrechnung des Biogases in der Übergabestation ein geeignetes Messgerät angebracht. Dies lieferte seine Messdaten an die Messwarte der Glasschmelzwanne. Die Speicherung der Daten wurde durch die bestehende Software für das Energiemanagement vorgenommen. So konnte auch die Biogasmenge und die Ausregelung der Biogaseigenschaften mit der Wannensteuerung verknüpft werden.

5 Mess- und Untersuchungsmethoden – experimentell und numerisch

5.1 Messtechnische bzw. experimentelle Grundlagen

Nachfolgend wird detailliert auf die grundlegenden Messprinzipien der verwendeten Messtechnik eingegangen. Ferner werden auch Hintergründe und Methoden der numerischen Simulation (CFD) beschrieben.

5.1.1 Bestimmung der Abgaskomponenten und Temperaturen durch GWI und HVG

Prinzip der Temperaturmessung:

Zur Erfassung der Temperaturen werden Thermoelemente verwendet. Thermoelemente bestehen aus einer, je nach Typ, unterschiedlichen Metall-Metallpaarung. Bei dem Einsatz dieser Metallpaarung wird sich der thermoelektrische Effekt (= Seebeck-Effekt) beider Metalle zu Nutze gemacht. Der *Seebeck-Effekt* beschreibt die Entstehung einer Spannung während der einseitigen Erwärmung eines Metalls. Die **Abbildung 5.1** stellt diese Situation schematisch dar. Es gilt: $T_1 > T_2$. Die relativ frei beweglichen Elektronen des Materials erfahren auf der linken Seite durch die Wärmezufuhr eine Steigerung ihrer kinetischen Energie, sie werden dadurch beweglicher.

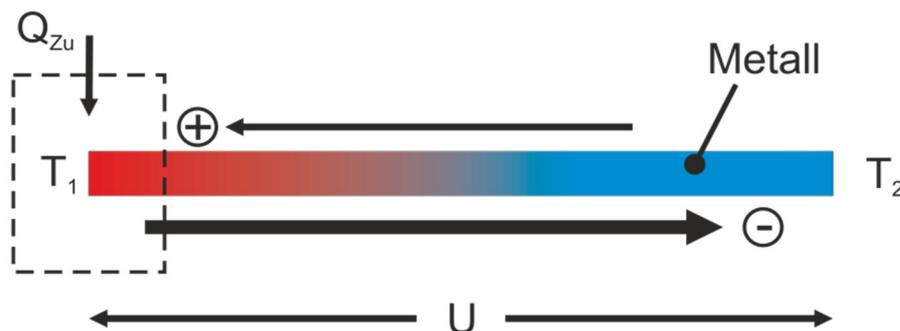


Abbildung 5.1: Seebeck-Effekt (Quelle: GWI).

Auf der rechten Seite herrscht eine geringere Temperatur. Die Folge der Temperaturdifferenz ist ein Diffusionsgefälle der Elektronen vom heißen zum kalten Ende des Metalls. Um diesen Prozess entgegen zu wirken und ein physikalisches Gleichgewicht herzustellen, baut sich eine Spannungsdifferenz auf. Die entstehende Spannungsdifferenz ist direkt proportional zur Temperaturänderung. Auf der Basis des Seebeck-Effekts ist das Prinzip eines Thermoelements nach Grote [16] wie folgt definiert:

[...]„In einem Leiterkreis mit zwei unterschiedlichen Metallen, an deren Berührungspunkten unterschiedliche Temperaturen $T_V = \text{const}$ (z. B. $0\text{ }^\circ\text{C}$) und T_M (z. B. $50\text{ }^\circ\text{C}$) herrschen, besteht eine Thermospannung“[...] Die Temperatur der Vergleichsstelle T_V entspricht in den Abbildungen 5.1 und 5.2 dabei der Temperatur T_2 und die Temperatur der Messstelle T_M wird in den Abbildungen mit T_1 bezeichnet.

Die **Abbildung 5.2** stellt die oben genannte Definition schematisch dar. Die entstehende Thermospannung lässt sich nach Grote [16] über die Gleichung (5.1) ermitteln. Hierbei sind b und c materialabhängige Größen, die sich durch eine Kalibrierung an Temperaturfixpunkten bestimmen lassen.

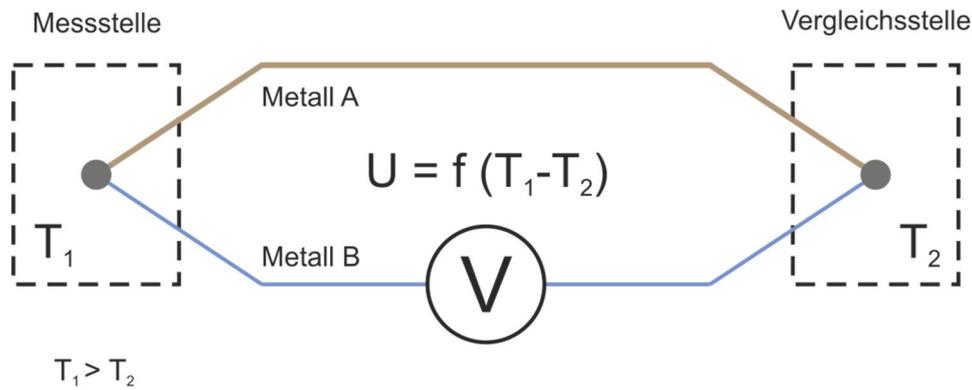


Abbildung 5.2: Prinzip eines Thermoelements (Quelle: GWI)..

$$U = b \Delta T + c \Delta T^2 \quad (5.1)$$

Die internationale Bezeichnung der Thermoelemente ist abhängig von der Metall-Metall-Paarung und vom Messbereich. Von Relevanz sind für die Messreihen auf Grund der hohen Prozesstemperaturen ($\geq 1.600 \text{ }^\circ\text{C}$) nur Thermoelemente des Typs B, bis 1.600°C des Typs S und für die Temperaturen im Kammerfuß bzw. im Fuchs Typ K bzw. Typ N.

Messung der Spezieskonzentrationen des Abgases und der Ofenraumatmosfera mit physikalischen Messmethoden:

Für die Konzentrationsmessung der Komponenten des Rohbiogases und des Rauchgases kamen zwei verschiedene Gasanalysatoren zum Einsatz. Das jeweils von der Zelle verwendete Messprinzip ist abhängig von der zu untersuchenden Spezies. Untersucht wurden die Gase auf CO_2 , CO , CH_4 , O_2 , NO und NO_2 , SO_x und H_2 . Nachfolgend werden die den verwendeten Geräten zugrundeliegenden Messprinzipien kurz erläutert.

Die Komponenten CO_2 , CO , NO und CH_4 werden nach dem *NDIR*-Verfahren (nicht dispersives *IR*-Fotometer) detektiert (**Abbildung 5.3**). Das *NDIR*-Verfahren nutzt die Eigenschaft der Gasmoleküle, infrarote Strahlung (*IR*) bei diskreten Wellenlängen zu absorbieren. Die Stärke der Absorption ist ein direktes Maß für die Konzentration der zu detektierenden Gaskomponente. Die jeweilige Gaskomponente wird dabei über die Wellenlänge der Absorptionsbanden charakterisiert.

Analog zum *NDIR*-Verfahren wird für die Detektion von NO_2 das *UV*-Verfahren angewendet. Beide Messverfahren unterscheiden sich lediglich in der Wellenlänge der Strahlungsquellen. Das *UV*-Verfahren arbeitet im ultravioletten (*UV*) Wellenlängenbereich.

Für die Konzentrationsmessung von O_2 wird das Prinzip des Paramagnetismus angewendet.

Nichtdispersive fotometrische Messung:

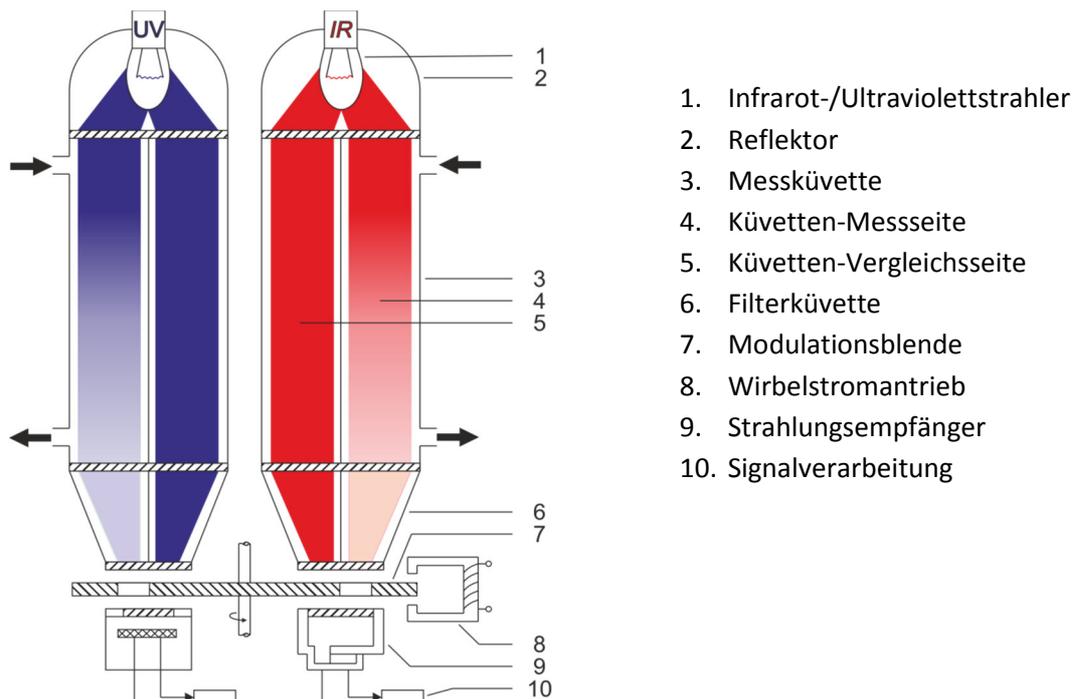


Abbildung 5.3: Schema des NDIR-/NDUV-Verfahrens (Quelle: GWI).

Nach Joos [17] nutzt die fotometrische Messung [...]“die Adsorption infraroter, ultravioletter und sichtbarer Strahlung durch die Schadgase und beruht auf dem Lambert-Beerschen-Gesetz.“ [...]

Für das Lambert-Beersche-Gesetz gilt nach Cerbe [13]:

$$I = I_0 e^{-\varepsilon(\lambda)c d} \tag{5.2}$$

Die Strahlungsintensität nach der Absorption I ist somit abhängig von der Konzentration c des Gasbestandteils sowie von der Schichtdicke d , die in **Abbildung 5.3** der Länge des Gasraumes einer Küvette entspricht. Außerdem wird die Strahlungsintensität durch den wellenlängenabhängigen Extinktionskoeffizienten $\varepsilon(\lambda)$ bestimmt. I_0 gibt die Strahlungsintensität vor der Absorption an.

Die **Abbildung 5.3** stellt das Schema einer kombinierten Messzelle dar. In dieser Zelle befinden sich jeweils ein Aufbau für das NDIR-Verfahren und ein Aufbau für das NDUV-Verfahren. Die beiden Aufbauten sind bis auf den emittierenden Strahler und die Empfänger identisch eingerichtet.

Die Basis der Analyse bildet eine Messküvette. Diese Messküvette ist in zwei Gaskammern geteilt. Eine Kammer ist mit einem Referenzgas (z. B. Stickstoff) zur Ermittlung des „Nullwertes“ gefüllt. Die andere Kammer hingegen nimmt das zu analysierende Gas auf. Beide Kammern werden von einer emittierten Strahlung abwechselnd, z. B. mit Hilfe eines sog. Choppers durchflutet. Für das NDIR-Verfahren wird ein infrarot emittierender Strahler, für das NDUV-Verfahren ein ultraviolett emittierender Strahler verwendet. Ein nachgeschalteter Filter gewährleistet die Transmission der gewünschten Wellenlängen zum Strahlungsempfänger. Das im Detektor entstehende Signal ist abhängig von der Strahlungsintensität nach der Messküvette und gibt somit Aufschluss über die Konzentration einzelner Gaskomponenten. Das

NDIR/NDUV-Verfahren arbeitet mit dem physikalischen Grundprinzip der gasspezifischen Absorption von elektromagnetischer Strahlung.

Sauerstoffmessung:

Das Messprinzip basiert auf dem paramagnetischen Verhalten von Gasen. Für die Messung genutzt wird das vergleichsweise ausgeprägte paramagnetische Verhalten von Sauerstoffmolekülen. Diese lassen sich in Anwesenheit eines Magnetfeldes „magnetisieren“.

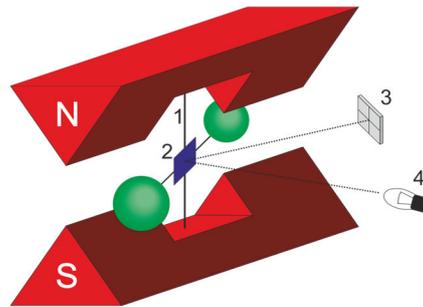


Abbildung 5.4: Schema des paramagnetischen Verfahrens zur Bestimmung des Sauerstoffgehaltes in Gasmischungen (Quelle: GWI).

Die **Abbildung 5.4** stellt den Aufbau einer Messzelle schematisch dar. Der Aufbau einer paramagnetischen Messzelle besteht im Grunde aus: einem Magneten, dessen Polschuhe über ein Torsionsband (1) miteinander verbunden sind. Das Torsionsband bildet die Halterung für eine Drehwaage, die auf jeder Seite einen Glasballon mit einer Drahtwicklung trägt. Ein Spiegel (2) ist an dem Torsionsband befestigt. Eine Infraroptik (3) liefert einen permanenten IR-Strahl auf diesen Spiegel. Die reflektierte IR-Strahlung wird so auf eine Differenzial-Fotozelle (3) geleitet.

Wird ein Gas mit Sauerstoffmolekülen in diese Messzelle geleitet, so bewirken die paramagnetischen Sauerstoffmoleküle eine Verdrehung des Torsionsbandes. Der Spiegel reflektiert aufgrund dessen die IR-Strahlung auf eine andere Position auf der Differenzial-Fotozelle. Die Position der ankommenden IR-Strahlung auf der Differenzial-Fotozelle ist somit direkt abhängig von der Anzahl an Sauerstoffmolekülen in der Messzelle.

Eine Messzelle, die nach dem Prinzip des Paramagnetismus arbeitet, verfügt jedoch über eine Querempfindlichkeit. Das Einbringen zusätzlicher Sauerstoffatome in anderen Verbindungen bzw. Molekülen als O_2 verfälscht die Messung. Ein Beispiel ist die Messung von feuchtem Abgas. Das feuchte Abgas verfügt über einen nicht geringen Anteil an Wasserdampf (H_2O). Da die enthaltenen Sauerstoffatome die Messung verfälschen, muss der Wasserdampfanteil vor Eintritt in die Messzelle entfernt werden. Diese Tatsache zeigt auch die Wichtigkeit einer Messgasaufbereitung vor Eintritt in die Messstrecke. Diese kühlt die Temperatur des heißen Abgases so weit herunter, dass der enthaltene Wasserdampf auskondensiert.

5.1.2 Absaugethermometer

Besitzen gasförmige Medien und die sie umgebenden Wände verschiedene Temperaturen, werden bei der Messung der Gastemperatur mit Thermoelementen oder anderen Messfühlern nicht unerhebliche

Fehler gemacht. Der Wärmeaustausch zwischen den festen Körpern durch Strahlung steigt mit höher werdender Temperatur überproportional an.

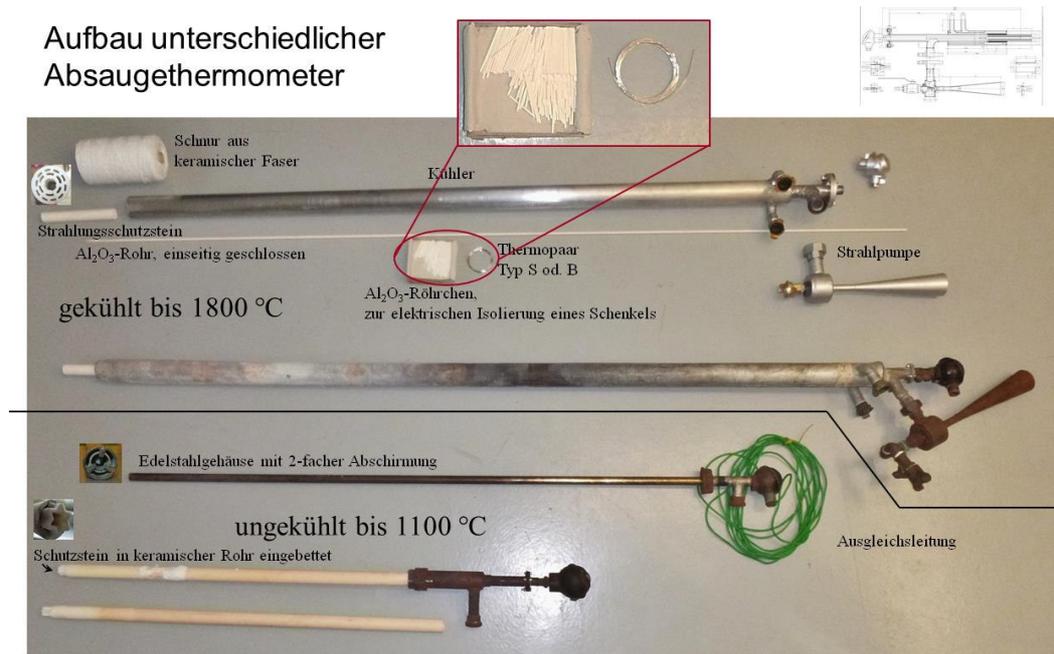


Abbildung 5.5: Absaugethermometer der HVG für unterschiedliche Messbedingungen (Quelle: HVG).

Der Temperaturfühler zeigt daher Werte, die näher an der Wandtemperatur als an der eigentlichen Gastemperatur liegen. Der Messfehler ist indirekt proportional der Energiezufuhr durch Konvektion (Wärmeübergang vom Gas zur Thermoelementperle), direkt proportional der Summe der Energiezufuhr durch Strahlungsaustausch mit der Wand und dem Gas sowie der Energieabfuhr durch die Thermoelementdrähte.

Damit folgt als wichtigste Maßnahmen zur Verringerung des Messfehlers, dass

- der konvektive Anteil der Wärmeübertragung erhöht werden sollte;
- der Einfluss der Wärmestrahlung aus der Umgebung verringert werden sollte, indem eine Strahlungsabschirmung, die konvektiv durch den Gasstrom beheizt bzw. aufgewärmt oder gekühlt wird, eingesetzt wird.

Damit der konvektive Wärmeübergang den Einfluss der Wärmestrahlung aus der direkten Umgebung des Thermoelements übertrifft, sind Strömungsgeschwindigkeiten des Gases von ca. 200 m/s nötig. Allerdings ist bei diesen hohen Strömungsgeschwindigkeiten zu beachten, dass eine adiabatische Kompression des Gases am Messfühler zu einer Temperaturerhöhung führt.

Die Strahlungsschutzrohre sind umso wirksamer, je geringer ihr Emissionsvermögen und ihre Wärmeleitfähigkeit sind. Da metallische Schutzrohre eine hohe Wärmeleitfähigkeit besitzen und nur bis ca. 1.000 °C einsetzbar sind, ist bei der Messung der Abgastemperatur bzw. der Flammentemperatur in vielen Fällen der Einsatz keramischer Bauteile zum Strahlenschutz anzuraten (siehe **Abbildung 5.6**). Allgemein gilt die Regel, dass mit abnehmender Korngröße und abnehmender Porosität der Emissionsgrad der Keramik zwar kleiner wird, das Wärmeleitvermögen hingegen zunimmt.

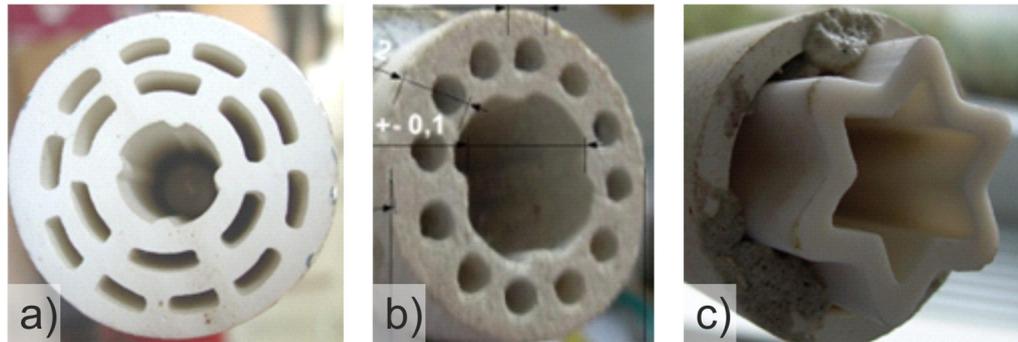


Abbildung 5.6: a) und b): Strahlenschutzsteine für Reingas c): sowie stark partikelbelastetes Rohgas (Quelle: HVG).

Neben der Wahl des Materials hat auch die Anzahl der konzentrischen Schutzrohre einen Einfluss auf die Strahlungsabschirmung. Grundsätzlich gilt, dass eine Vergrößerung der inneren Oberfläche den konvektiven Wärmeübergang vom angesaugten Gasstrom erhöht, was sich positiv auf den Effekt des Strahlungsschutzes auswirkt.

Die Gasabsaugung kann mit Hilfe einer frei ausblasenden Pressluft-Strahlpumpe erfolgen, die am kalten Ende der Messsonde angebracht ist und auch Messungen in stark staubbelasteten Strömungen erlaubt. Die Temperaturunterschiede zwischen einem fest installiertem Thermoelement und dem Absaugethermometer belaufen sich bei den Messungen der Abgastemperatur in Glasschmelzwannen von ca. 1.400 - 1.450°C auf üblicherweise 50 - 100 K. Größere Temperaturunterschiede sind jedoch möglich. Misst man die Temperaturen am Kammerfuß (üblicherweise 500 - 600°C), so beträgt die Abweichung eher um 40 - 50 K oder auch weniger.

5.2 ergänzende emissionstechnische Messungen

Neben den in Kapitel 5.1.1 beschriebenen physikalischen Methoden zur Bestimmung der Abgashauptkomponenten (CO_2 , CO , NO_x , SO_x , O_2) werden nasschemische Methoden (optische Emissionsspektrometrie mittels induktiv gekoppelten Plasmas (ICP-OES) und Ionenchromatographie (IC)) genutzt, um anorganische gasförmige Chlor- und Fluorverbindungen im Abgas zu bestimmen, den Ammoniakgehalt zu messen und die Staubinhaltsstoffe (partikelförmige und filtergängige Stoffe) zu ermitteln. Außerdem wurden, wenn verfügbar, sowohl physikalische als auch nasschemische, bei der HVG zur Verfügung stehende Methoden genutzt, um unterschiedliche Bestandteile des Biogases zu bestimmen. Als Ergänzung wurde das Labor des Engler-Bunte-Instituts (EBI) des DVGW mit entsprechenden Proben versorgt und zur Bestimmung weiterer interessanter Bestandteile herangezogen.

Beim Einsatz kontinuierlich arbeitender Messgeräte (physikalische Messmethoden) wurden die entsprechenden Messgrößen mit Hilfe von geeigneten Aufzeichnungsgeräten (Schreiber, PC, Datenlogger) registriert und aufgezeichnet und für die spätere Auswertung zur Verfügung gestellt.

Der Feuchte des Biogases und der Abgase wurde mit Hilfe geeigneter Absorptionsmedien ermittelt.

5.3 Erstellen der Wärmebilanz eines Glasschmelzaggregates

5.3.1 Messung

Die Messungen zur Erstellung einer Wärmebilanz lassen sich in zwei Abschnitte einteilen:

- Erfassung von Betriebsdaten (Messwerte)
- Detaillierte Messung von ergänzenden Betriebswerten

Der zeitliche Ablauf zur Erfassung der für die Erstellung einer Wärmebilanz notwendigen Mess- und Betriebsdaten benötigt vor Ort 4 bis 5 Arbeitstage und kann folgendermaßen in seiner zeitlichen Abfolge beschrieben werden:

- Aufbau der Messeinheiten bzw. Messgeräte
 - zur parallelen Erfassung der relevanten Abgaskomponenten im Kammerkopf, Kammerfuß und im Abgaskanal
 - zur Messung der Medientemperaturen (vorgewärmte Verbrennungsluft, Abgas) mit wassergekühlten bzw. ungekühlten Absaugethermometern
- Kalibrierung der Messeinheiten zur Erfassung der Abgaskomponenten
- Anbringen der Abgasabsaugung und Abgasaufbereitung mit anschließender Messung der Abgaszusammensetzung auf der ersten Seite (Kammer rechts)
- Einbringen der Absaugethermometer auf ersten Seite (Kammer rechts)
 - Wassergekühlt im Kammerkopf
 - Ungekühlte Absaugethermometer aus Stahl (oder Keramik) im Kammerfuß
- Anbringen der Abgasabsaugung und Abgasaufbereitung mit anschließender Messung der Abgaszusammensetzung auf zweiten Seite (Kammer links)
- Einbringen der Absaugethermometer auf zweiten Seite (Kammer links)
 - Wassergekühlt im Kammerkopf
 - Ungekühlte Absaugethermometer aus Stahl (oder Keramik) im Kammerfuß
- Erfassung der Wandaußentemperaturen mit Wärmebildkamera und/oder mit für die zu messenden Temperaturen geeigneten Pyrometern
- Erfassung von Temperaturen im Innern des Reaktionsraum (Wandoberflächen, Flamme, Glasschmelze) durch Schaulöcher mit geeigneten Pyrometern
- Mindestens zu Beginn der täglichen Messungen und am Ende:
 - Erfassung der relevanten Betriebsdaten des Tages bzw. der Schicht
 - Erfassung der zur Auswertung benötigten zusätzlichen Betriebsdaten
- Abbau der Messeinheiten

5.3.2 Auswertung mit eigener Software

Für die Erstellung der Wärmebilanz wird ein HVG-Softwaretool verwendet, das die entsprechenden Module zur Berechnung der Gemenge- und Glaseigenschaften, der Beschreibung der Brenngase, zur Verbrennungsrechnung und Eingabe der Betriebsdaten enthält. Bekannte Normen und allgemein anerkannte Berechnungsvorschriften zur Ermittlung von Eigenschaften bzw. Werten werden verwendet bzw. berücksichtigt. Dieses Tool wird ständig gepflegt, ergänzt und erweitert sowie an die jeweiligen Messaufgaben und Anforderungen angepasst und aktualisiert.

Die wichtigsten Vorschriften, die bei der Berechnung berücksichtigt bzw. angewandt werden, sind:

- DIN EN ISO 6976:2005 zur Berechnung der Brenngaseigenschaften
- ISO 13579-1 zur Berechnung der Wärmekapazität von trockener Luft
- VDI 4670-1:2003-02 zur Berechnung der Wärmekapazität von Abgasen mit und ohne Berücksichtigung der Dissoziation bei hohen Temperaturen
- ISO 13579-1: Grundlagen zur Wärmebilanzierung sowie Berechnung des Gesamtwirkungsgrades einer Thermoprozessanlage

Die Berechnung der Gemenge- und Glaseigenschaften erfolgt angelehnt an die Vorgehensweise, die Prof. Conradt in den letzten Jahrzehnten entwickelt sowie in vielen Veröffentlichungen beschrieben hat und die international als Standardverfahren anerkannt ist [4, 32].

Die Abschätzung der Fehlerfortpflanzung bei der Berechnung von spezifischen Energiewerten (in kWh/t) berücksichtigt die Messabweichungen im Rahmen der Temperaturmessung mit dem Absaugethermometer bei unterschiedlichen Temperaturniveaus, die Messungenauigkeiten der unterschiedlichen Methoden der Volumenstrombestimmung der unterschiedlichen Medien (Oxidator, Brenngas, Falschluff) sowie die Unterschiede der tabellierten Werte von Stoffgrößen und der sich daraus ergebenden Schwankungen. Die Abschätzung der Fehlerfortpflanzung wird für jede Messkampagne durch die Berücksichtigung entsprechender Messwerte und Randbedingungen individuell erstellt.

Auf Grund der Messabweichungen und der Fehlerfortpflanzung bei der Berechnung der Energieströme im Energieflussdiagramm (Sankey-Diagramm) kommt es dazu, dass kleinere Energieströme das Vorzeichen wechseln (Energieverluste z. B. positiv werden) und die Energiebilanzierung nicht in allen Einzelheiten aufgeht. Dies spiegelt sich auch in den drei Sankey-Diagrammen, **Abbildungen 6.3 bis 6.5**, zum Teil wider, in denen Verluste rein bilanzmäßig z. B. Energie zuführen und/oder Falschluffströme „verschwinden“. Im Rahmen der bei der Messung und Auswertung erreichbaren Genauigkeiten (s. Abbildung 6.5) können alle 3 Bilanzen als erfolgreich durchgeführt angesehen werden.

5.4 Grundlagen der numerischen Simulation reaktiver Strömungen

Einen großen Part an den im Projekt durchgeführten Arbeiten nehmen die numerischen Strömungs- und Verbrennungssimulationen ein. Im Folgenden werden kurz die allgemeine Programmstruktur einer numerischen Strömungssimulationssoftware (CFD – Computational Fluid Dynamics) sowie die verwendeten Modelle für die Allgemeine, Turbulenz- und Verbrennungsberechnung näher erläutert.

Die Geometrieerzeugung und Gittergenerierung erfolgte mit Hilfe der Software ANSYS GAMBIT. Die numerischen Strömungssimulationen wurden mit dem CFD-Programmsystem ANSYS FLUENT. Dem Programm ANSYS FLUENT liegt die Berechnung mittels der Finite-Volumen-Methode zur Grunde. Zur Lösung der Strömungs- und Wärmeübertragungsaufgabenstellungen wurden hybride Gitter generiert.

Die Basis der mathematischen Modellierung zur Bestimmung der Strömungs- und Wärmeverhältnisse in ANSYS FLUENT bilden die partiellen Differentialgleichungen für die Bilanzen der Massen-, Stoff-, Impuls- und Enthalpieströme. Dieses Gleichungssystem wird in jeder Zelle des diskretisierten Berechnungsraumes iterativ mit Hilfe numerischer Algorithmen gelöst. Für detaillierte Ausführungen wird auf die entsprechende Literatur verwiesen [18], [19]

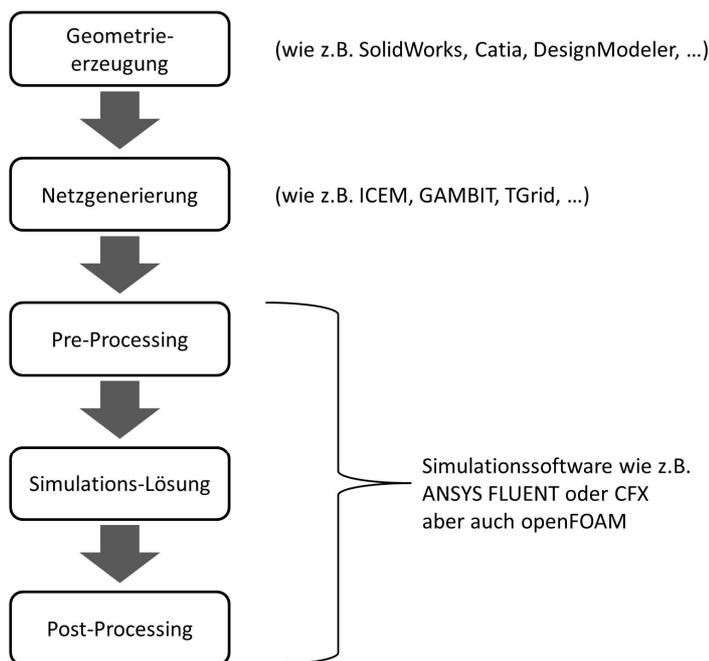


Abbildung 5.7: Allgemeine Ablaufstruktur einer numerischen Strömungssimulation (Quelle: GWI).

5.4.1 Turbulenzmodellierung

In Natur und Technik kommen hauptsächlich turbulente Strömungen und Flammen vor. Im Gegensatz zu laminaren sind turbulente Strömungen wirbelbehaftet und instationär.

Turbulente Strömungen sind nicht bestimmbar und nicht reproduzierbar. Die Prozesse, bei denen die zu beschreibenden Größen zufällige Funktionen von Ort und Zeit sind, nennt man stochastische Prozesse. Bei der Beschreibung turbulenter Strömungen besteht ein Schließungsproblem. Ein geschlossenes Gleichungssystem ist somit nicht abzuleiten. Alle bisher bekannten Methoden, das Gleichungssystem zu schließen, beruhen auf zum Teil starken Vereinfachungen und Hypothesen. Auf der untersten Stufe wird die Schließung des Gleichungssystems durch Beziehungen zwischen den scheinbaren Spannungen und dem mittleren Geschwindigkeitsfeld bewerkstelligt. Diese halbempirischen Beziehungen stellen Turbulenzmodelle dar, die die Form von algebraischen Beziehungen oder von Differentialgleichungen annehmen können und die nach der Zahl der Differentialgleichungen eingeordnet werden.

Im Programmsystem ANSYS FLUENT stehen Turbulenzmodelle für verschiedenste Anwendungszwecke zur Verfügung. Im Rahmen der hier durchgeführten Berechnungen wurde das $k-\omega$ -SST-Modell [20] zur Abbildung der in Glasschmelzwannen ablaufenden Prozesse genutzt, da es die Vorteile der guten Abbildung der Wärmeübertragungsvorgänge im Wandnahbereich ($k-\omega$) und der turbulenten Strömung im freien Strömungsfeld ($k-\epsilon$) mit einander kombiniert. Hierfür werden die Gleichungen für die turbulente kinetische Energie und die spezifische Dissipationsrate oder auch charakteristische Frequenz (Frequenz der energietragenden Wirbel) gelöst.

5.4.2 Wärmeübertragungsvorgänge

Bei Verbrennungsprozessen wird lokal unterschiedlich viel thermische Energie freigesetzt. Infolgedessen treten unterschiedliche Temperaturen auf, wodurch ein Austausch von Wärme durch Leitung innerhalb der Gasphase erfolgt. Neben der Wärmeleitung findet ein konvektiver Transport der heißen Verbrennungsabgase durch den Ofenraum statt. Dabei findet eine Wärmeübertragung an das zu wärmende Gut und an die Ofenraumwände statt. Weiterhin steht in der Gasphase jedes Kontrollvolumen im Strahlungsaustausch mit allen übrigen Kontrollvolumina sowie den Ofenraumwänden. Für Gasfeuerungen sind dies die wesentlichen Wärmeübertragungsmechanismen [21]. Zur Berechnung der Wärmeübertragung wird in FLUENT eine Energiegleichung eingeführt, in der Wärmeleitung, Konvektion und Strahlung berücksichtigt werden.

Bei Gasfeuerungen mit Temperaturen oberhalb 1.000 °C ist die Energieübertragung zwischen der Flamme und den Ofenraumwänden durch den Wärmeaustausch mittels thermischer Strahlung dominant gegenüber dem durch Konvektion und Leitung. Zur Modellierung der Strahlung sind in ANSYS FLUENT unterschiedliche Modelle vorhanden.

Das Discrete-Ordinate-Modell [22] löst die Strahlungstransportgleichung für eine endliche Anzahl von diskreten festen Winkeln. Anzahl und Wahl dieser diskreten Winkel bestimmen wiederum die Genauigkeit des Verfahrens. Das Discrete-Ordinate-Modell transformiert eine Transportgleichung für Strahlungsintensität in den räumlichen Koordinaten (x, y, z). Es umspannt den ganzen Bereich von optischen Dicken und kann Probleme der Festkörper-, aber auch der Gasstrahlung sowie die Strahlung durch semi-transparente Medien lösen.

5.4.3 Verbrennungsmodellierung

Die Verbrennung zu beschreiben, bedeutet für die wesentlichen, an der chemischen Umsetzung beteiligten Spezies, Konzentrationsverteilungen anzugeben. Um die Konzentrationsverteilung von Spezies zu berechnen, müssen Bilanzgleichungen für diese aufgestellt und gelöst werden, die alle physikalischen und chemischen Vorgänge beinhalten, die die Konzentrationen beeinflussen. Dies sind Konvektion, Diffusion und die chemische Reaktion selbst. Für einen schnellen und vollständigen chemischen Umsatz müssen die Reaktionspartner auf molekularer Ebene möglichst gut vermischt werden, da ein Molekül nur dann reagieren kann, wenn es mit seinem Reaktionspartner kollidiert. Ist die Mischungsbedingung erfüllt, läuft die Reaktion mit einer reaktionskinetisch bestimmten Geschwindigkeit ab. Der Abbrand des Brennstoffes kann nun durch die Mischung oder die eigentliche chemische Reaktion limitiert sein. Man spricht dann von mischungs- oder von kinetisch-kontrollierter Umsetzung. Zur Charakterisierung der vorliegenden Verhältnisse dient die Damköhlerzahl. Detailliertere Informationen und Grundlagen werden in [21], [23] gegeben.

Die oben beschriebene Vorgehensweise zur Modellierung der Reaktion wird in ANSYS FLUENT „generalized finite rate formulation“ genannt. Es werden Transportgleichungen für alle Spezies gelöst, die an der chemischen Umsetzung beteiligt sind. Die Bestimmung der Reaktionsraten kann über den Arrhenius (finite rate)- oder mit dem Eddy Dissipation Ansatz [24], [25] geschehen, wobei der Arrhenius-Ansatz für eine kinetisch- und der Eddy Dissipation Ansatz für eine mischungskontrollierte Umsetzung steht. Bei diesem Verfahren müssen die Reaktionsgleichungen und -parameter in ANSYS FLUENT definiert werden. Durch diese komplexe Vorgehensweise können meist nur Ein- oder Zweischrittmeechanismen von Einzelbrennstoffen, z. B. Methan anstelle von Erdgas, berücksichtigt werden. Über die so genannten Konstanten A und B für die Berechnung der Reaktionsraten kann die Flammenform sowie der Ausbrand

angepasst werden. Durch eine Kopplung der beiden Ansätze wird jeweils der die Reaktion limitierende Ansatz zur Berechnung der Konzentrationsverläufe gewählt.

6 Ergebnisse der experimentellen Untersuchungen

6.1 Charakterisierung des zur Verbrennung in der Glasschmelzwanne eingesetzten Biogases

6.1.1 Chemische Zusammensetzung des Biogases

Die Eigenschaften des Biogases, das zur Verbrennung in der Glasschmelzanlage herangezogen wurde, ist während der gesamten Zeit vom Glashersteller on-line mit Hilfe einer Messeinheit am Übergabepunkt charakterisiert worden. **Abbildung 61** zeigt einen 10-tägigen Ausschnitt dieser Messungen. Während der Versuchszeiten wurden parallel dazu mit geeigneten Geräten von GWI und HVG verschiedene Eigenschaften und Bestandteile sowie deren zeitlicher, variierender Verlauf über gewisse Zeiträume aufgenommen und dokumentiert. Außerdem wurden 2 Proben des Biogases gezogen und der Inhalt der beiden Gasmäuse vom Labor des EBI (Engler-Bunte-Institut in Karlsruhe) bezüglich der Haupt- und einiger Nebenbestandteile nasschemisch untersucht.

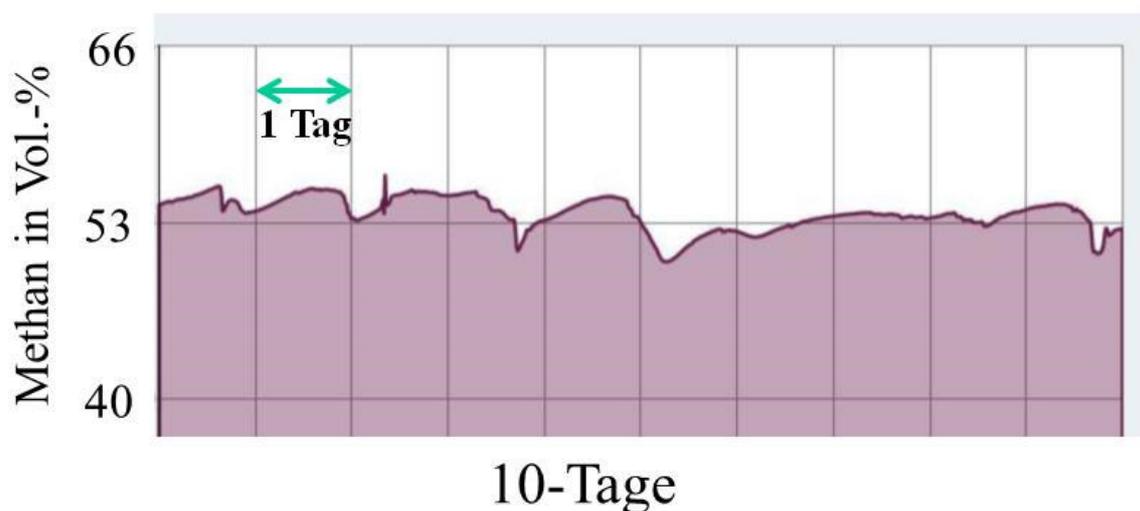


Abbildung 6.1: Schwankungen des Methangehalts im Biogas über 10 Tage.

Abbildung 6.1 zeigt die typische Varianz in der Zusammensetzung am Bsp. des Methan-Gehaltes. Diese Schwankungen in der Biogaszusammensetzung hängen von den im Fermenter genutzten Rohstoffen zur Fütterung der Biogasanlage, von der Tageszeit, vom Wetter (d. h., von der Sonneneinstrahlung und damit von der Temperatur im Fermenter) u. a. Randbedingungen ab. Im Mittel ergaben sich folgende, in **Tabelle 6.1** aufgelistete Werte für die Hauptbestandteile des Biogases, die für die Verbrennung relevant sind.

Dabei lag der Sauerstoff-Gehalt des Biogases zwischen 0,0 und 0,3 Vol.-% und der Stickstoffgehalt zw. 0,5 und 0,7 Vol.-%. Der Gehalt dieser beiden Gase war abhängig von der erzeugten Biogasmenge und der Regelung der Menge an beigemischter Luft. Die Luft wird verwendet, um das SO_2 und H_2S im Rohbiogas nach der Fermentierung teilweise zu SO_3 zu oxidieren, das dann in der Kondensat- bzw. Kühlfalle mit dem Wasser als H_2SO_4 ausfallen kann.

Der Methangehalt des Biogases bewegte sich im Wesentlichen zwischen 50 und 55 Vol.-% und der dazugehörige CO_2 -Gehalt ergab sich durch folgenden Zusammenhang:

$$\text{CO}_2 \text{ (in Vol.-%)} = 100 - \text{CH}_4 \text{ (in Vol.-%)} - 1 \quad (6.1)$$

Der Rest von einem Prozent ergab sich recht konstant als Summe von Stickstoff, Wasserstoff und Sauerstoff.

Tabelle 6.1: mittlere Zusammensetzung der Hauptbestandteile des verwendeten Biogases.

Bestandteil	Gehalt in Vol.-%
CH ₄	53,0
CO ₂	46
N ₂	0,7
O ₂	0,2
H ₂	0,1

Die Spurenanalysen durch die HVG und die Untersuchungen des zur Verbrennung verwendeten Biogases im Labor des EBI führten zu folgenden Werten bzw. Aussagen:

- Es wurden keine weiteren Alkane nachgewiesen (untersucht wurde von Ethan bis Hexan)
- Der Gehalt an Schwefelwasserstoff im verwendeten Biogas lag bei maximal 15 mg/m³(N) Biogas (entspricht ca. 10 Vol.-ppm H₂S)
- Der Gehalt an SO₂ betrug weniger als 10 mg/m³(N) Biogas (≈ 2,5 Vol.-ppm)
- NH₃ lag unter der Nachweisgrenze
- Anorganische Chlorverbindungen: ca. 1,2 mg/m³(N) Biogas (≈ 0,8 Vol.-ppm)
- Anorganische Fluorverbindungen: weniger als 1 mg/m³(N) Biogas (≈ 1 Vol.-ppm)
- Gasförmige, filtergängige metallische Verbindungen
 - Calcium: ca. 0,1 mg/m³(N) Biogas (≈ 0,056 Vol.-ppm)
 - Gesamtschwefel: ca. 0,2 mg/m³(N) Biogas (≈ 0,14 Vol.-ppm)
 - Kalium: ca. 0,3 mg/m³(N) Biogas (≈ 0,18 Vol.-ppm)
 - Natrium: ca. 0,7 mg/m³(N) Biogas (≈ 0,68 Vol.-ppm)
 - Alle anderen Elemente (As, Cd, Co, Ce, Cu, Mn, Ni, Pb, Sb, Sn, V, Ba, Be, Li) lagen maximal bei 0,025 mg/m³(N) Biogas (entspricht der Größenordnung einiger ppb)

6.1.2 Brenngaseigenschaften des Biogases

Die Berechnung der Brenngaseigenschaften nach DIN EN ISO 6976:2005 für die in Tabelle 6.1 aufgeführte Zusammensetzung ergibt für die Normbedingungen (Bezugstemperatur für Energie: 25 °C; Bezugstemperatur für Volumen: 0 °C) folgende Eigenschaftswerte:

- Volumenbezogener Heizwert H_i: 19,02 MJ/m³(N) = 5,28 kWh/m³(N)
- Volumenbezogener Brennwert H_s: 21,10 MJ/m³(N)
- Dichte: 1,2993 kg/m³(N)
- Wobbe-Index W_s: 21,04 MJ/m³(N)

- Stöchiometrischer Sauerstoffbedarf: 1,06 m³(N) Sauerstoff/ m³(N) Biogas
- Stöchiometrischer Luftbedarf: 5,06 m³(N) trockene Luft/ m³(N) Biogas

- Stöchiometrisches Abgasvolumen, feuchtes Abgas: 6,05 m³(N) Abgas/m³(N) Biogas
- Stöchiometrisches Abgasvolumen, trockenes Abgas: 4,99 m³(N) Abgas/m³(N) Biogas

Diese Eigenschaftswerte wurden bei Berechnungen der HVG genutzt.

6.1.3 Berechnete Zusammensetzung des Abgases bei unterschiedlichen Zumischungsraten von Biogas

Das Erdgas H am Standort kann beispielhaft durch folgende Zusammensetzung (Einzelanalyse) beschrieben werden (**Tabelle 6.2**):

le 6.2: Zusammensetzung der Hauptbestandteile des am Standort verfügbaren Erdgas H zu unterschiedlichen Zeiträumen.

	24. September 2015	26. - 28. Januar 2016
Bestandteil	Gehalt in Vol.-%	
Methan	92,65	96,40
Ethan	4,73	2,5864
Propan	0,44	0,155
n-Butan	0,06	0,021
i-Butan	0,09	0,042
n-Pentan	0,001	0,0003
i-Pentan	0,02	0,0018
n-Hexan	0,01	0,01
CO ₂	1,21	0,423
N ₂	0,78	0,3605
O ₂	0	--
H ₂	0	--

Die Zusammensetzung vom September 2015 wurde als Grundlage für die Berechnung der Brenngasmischung von Seiten der HVG genutzt. Die Eigenschaften des Brenngases, die sich aus dieser Zusammensetzung bei der Berechnung nach DIN EN ISO 6976:2005 ergeben, entsprechen den Eigenschaftswerten, die während der Zeit der Zumischung von Biogas für das Erdgas vom Netzbetreiber übermittelt wurden.

Die Berechnung der Abgaszusammensetzung mit Hilfe einer Verbrennungsrechnung ergibt für unterschiedliche Zumischraten (energetisch gesehen) an Biogas zum Erdgas mit der Zusammensetzung vom September 2015 die in **Tabelle 6.3** aufgelisteten Werte für die Hauptkomponenten CO₂, H₂O, N₂ bei einem Restsauerstoff von 0,5 Vol.-% (entspricht einer Luftzahl von ca. 1,05).

Tabelle 6.3: ermittelte Abgaszusammensetzung des feuchten Abgases für verschiedene Brenngasgemische und einem Restsauerstoff von 0,5 Vol.-%.

Mischung	100 % Biogas	60 % Biogas/ 40 % Erdgas	35 % Biogas/ 65 % Erdgas	15 % Biogas/ 85 % Erdgas	8 % Biogas/ 92 % Erdgas	100 % Erdgas
Abgas- zusammen- setzung						
CO ₂ in Vol.-%	16,1	12,5	11,0	10,1	9,8	9,5
H ₂ O in Vol.-%	17,0	17,7	17,9	18,1	18,2	18,2
N ₂ in Vol.-%	66,4	69,3	70,6	71,4	71,5	71,8
O ₂ in Vol.-%	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

Die im Abgaskanal bzw. im Kammerkopf mit physikalischen Messmethoden ermittelten Werte, werden im aufbereiteten, trockenen Abgas gemessen. Die zum Vergleich herangezogenen Werte der Restsauerstoffbestimmung im Kammerkopf mit Hilfe des Zirkoniumoxidsensors beziehen sich dagegen auf feuchtes Abgas. Die Zusammensetzung des trockenen Abgases ergibt mit Hilfe der Verbrennungsrechnung die in **Tabelle 6.4** dargestellten Werte.

Tabelle 6.4: ermittelte Abgaszusammensetzung des trockenen Abgases für verschiedene Brenngasgemische und einem Restsauerstoff von 0,5 Vol.-%. im feuchten Abgas.

Mischung	100 % Biogas	60 % Biogas/ 40 % Erdgas	35 % Biogas/ 65 % Erdgas	15 % Biogas/ 85 % Erdgas	8 % Biogas/ 92 % Erdgas	100 % Erdgas
Abgas- zusammen- setzung						
CO ₂ in Vol.-%	19,4	15,2	13,4	12,3	12,0	11,6
N ₂ in Vol.-%	80,0	84,2	86,0	87,1	87,4	87,8
O ₂ in Vol.-%	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6

6.2 Energiebilanzierung basierend auf Messungen

6.2.1 Wärmebilanz des Schmelzaggregates mit Erdgas als Brenngas

Die **Tabelle 6.5** fasst die während der Messkampagne geltenden Betriebsrandbedingungen zusammen.

Abbildung 6.2 zeigt die ermittelte Wärmebilanz der untersuchten Glasschmelzwanne.

Tabelle 6.5: betriebliche Randbedingungen während der Messkampagne mit Erdgas.

Datum:	25. bis 29. Januar 2016	
Tonnage:	ca. 89 %	der maximal genehmigten Schmelzleistung
Glas:	Behälterglas, Farbe A	
Scherbenanteil	ca. 60 %	

Messung im Januar 2016

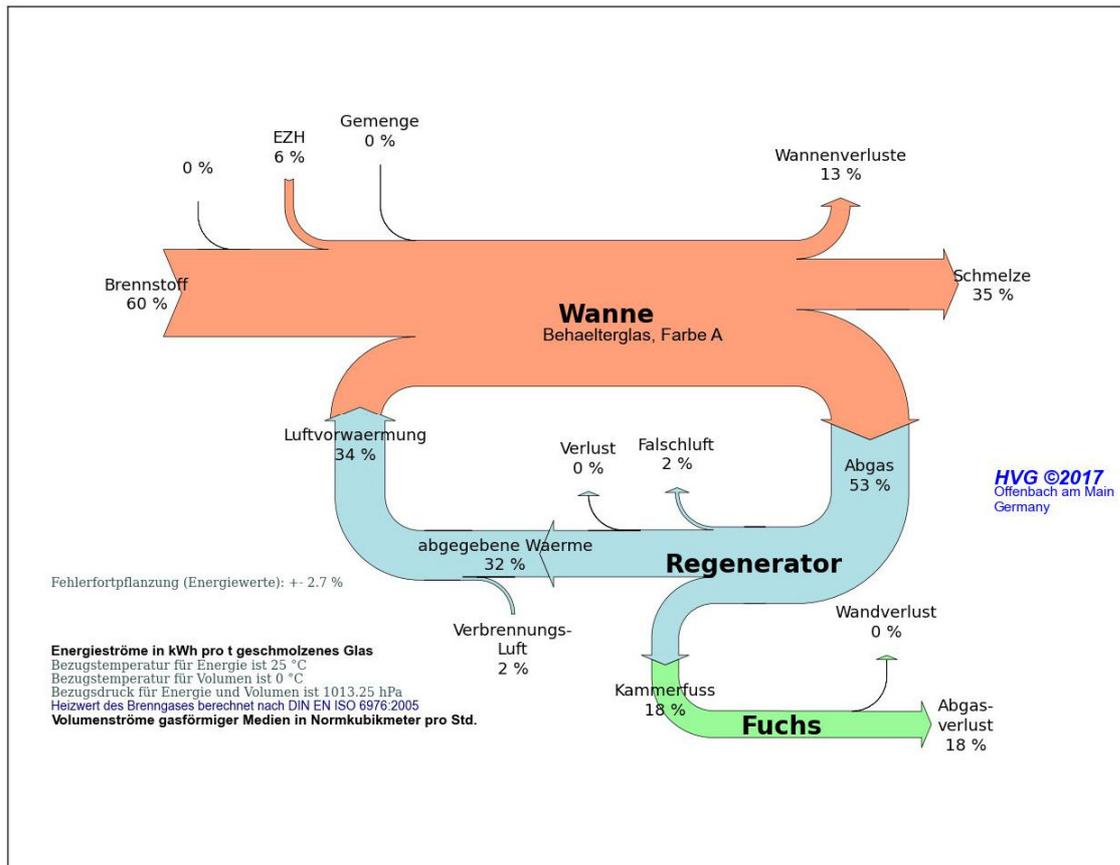


Abbildung 6.2: Wärmebilanzierung des Schmelzaggregates bei reiner Erdgasfeuerung. Die Angaben der Grafik in Prozent beziehen sich auf den Gesamtenergiebedarf der Wanne (Quelle: HVG).

6.2.2 Wärmebilanz des Schmelzaggregates mit der Brenngasmischung 82,5 % Erdgas und 17,5 % Biogas

Die **Tabelle 6.6** fasst die während der Messkampagne geltenden Betriebsrandbedingungen zusammen. **Abbildung 6.3** zeigt die ermittelte Wärmebilanz der untersuchten Glasschmelzwanne.

Tabelle 6.6: betriebliche Randbedingungen während der Messkampagne mit 17,5 % Biogas und 82,5 % Erdgas (energetisch betrachtet).

Datum:	27. bis 31. Juli 2015	
Tonnage:	ca. 85 %	der maximal genehmigten Schmelzleistung
Glas:	Behälterglas, Farbe B	
Scherbenanteil	ca. 68 %	

Messung im Juli 2015

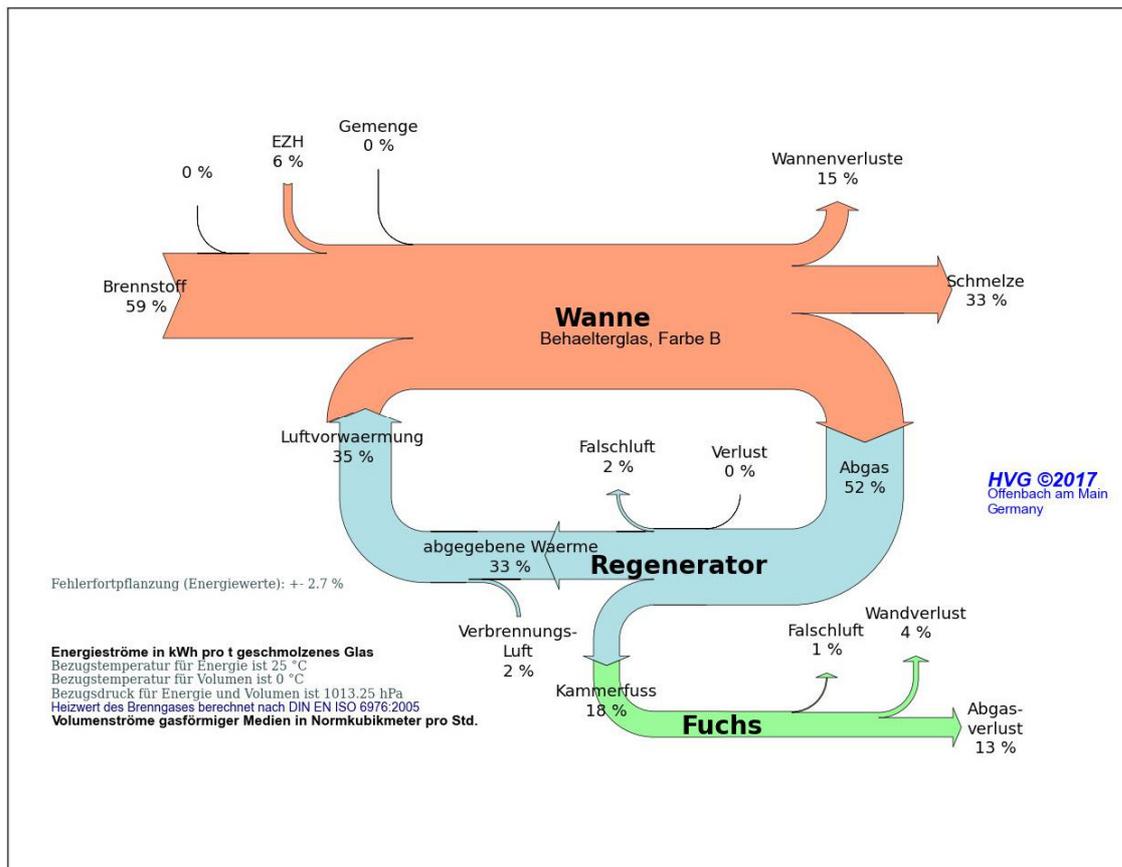


Abbildung 6.3: Wärmebilanzierung des Schmelzaggregates bei Erdgas (82,5 %)-Biogas (17,5 %)-Mischfeuerung. Die Angaben der Grafik in Prozent beziehen sich auf den Gesamtenergiebedarf der Wanne (Quelle: HVG).

6.2.3 Wärmebilanz des Schmelzaggregates mit der Brenngasmischung 70 % Erdgas und 30 % Biogas

Die **Tabelle 6.7** fasst die während der Messkampagne geltenden Betriebsrandbedingungen zusammen. **Abbildung 6.4** zeigt die ermittelte Wärmebilanz der untersuchten Glasschmelzwanne.

Der Absolutwert des ermittelten Energiebedarfes darf aus Gründen der Vertraulichkeit nicht genannt werden. Aber die Unterschiede und die Genauigkeit, basierend auf der Basis der Abschätzung der Fehlerfortpflanzung (Temperaturmessung, Volumenstrombestimmung, Genauigkeit der Eigenschaftswerte in entsprechenden Normen), ist in **Abbildung 6.5** dargestellt. Die Schwankungsbreite liegt in der Größenordnung von bis zu $\pm 3\%$ des Absolutwertes.

Neben den sich unterscheidenden Betriebsbedingungen (unterschiedliche Tonnagen, unterschiedliche Glasfarbe, leicht differierender Scherbengehalt und Gemengezusammensetzung) wurde auch die Verbrennungsführung an die sich ändernden Beimischungen von Biogas angepasst, so dass Flammenlänge und Flammenbedeckung für einen optimalen Wärmeeintrag in das Glasbad sorgten.

Beides (Messabweichungen und Fehlerfortpflanzung sowie sich unterscheidende bzw. angepasste Betriebsbedingungen) führen dazu, dass zum Einfluss der Biogasmenge auf den Energieeintrag an Hand der Wärmebilanzen keine Aussage bzgl. höherer oder niedriger Energiebedarf getroffen werden kann.

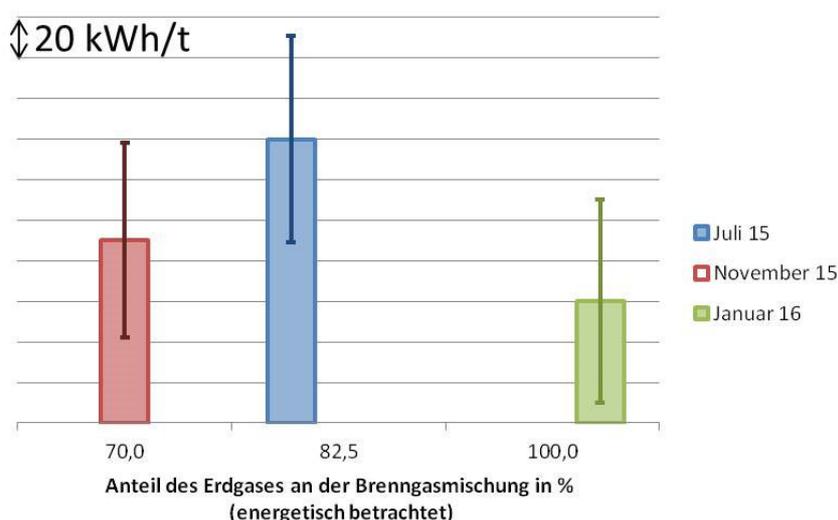


Abbildung 6.5: unterschiedlicher Energiebedarf zum Schmelzen von Glas mit Hilfe der 3 Brenngasmischungen inklusive einer Abschätzung der Fehlerfortpflanzung; Betriebsbedingungen während der 3 Messkampagnen: voneinander abweichende Tonnagen, unterschiedliche Glasfarbe, leicht differierender Scherbengehalt und Gemengezusammensetzung.

Grundsätzlich lässt sich mit Hilfe der 3 Wärmebilanzen feststellen, dass es dem Bedienpersonal gelungen ist, die Verbrennung so einzustellen bzw. anzupassen, dass die Beimischung von Biogas zu Erdgas keinen erkennbaren Einfluss auf die Energieverteilung bzw. Wärmeübertragung in der Glasschmelzwanne hatte. Im Rahmen der Fehlerfortpflanzung stimmen die Ergebnisse der drei Messkampagnen in den **Abbildungen 6.2, 6.3 und 6.4** überein. Dies deckt sich auch mit den Erfahrungen und Aussagen des Bedienpersonals.

6.3 Ergebnisse der Messung der Inhaltsstoffe des Abgases

6.3.1 Gasförmige Inhaltsstoffe

Bei der stöchiometrischen Verbrennung von Methan (allgemeiner: Alkanen) entstehen CO_2 und H_2O . Bei der Verwendung von reinem Sauerstoff sind dies die Bestandteile des Abgases. Nutzt man Luft als

Oxidationsmittel, so enthält das Abgas auch noch Stickstoff und bei überstöchiometrischer Fahrweise der Verbrennung noch Restsauerstoff.

Aus den Glasrohstoffen (Gemenge) werden üblicherweise Wasser, Kohlendioxid und Schwefeloxid abgegeben und finden sich im Abgas wieder. Mit steigendem Scherbengehalt nimmt das Volumen der Gemengegase ab. CO₂ kommt aus den Karbonaten (Kalk, Dolomit und Soda) oder geht auf organische Verunreinigungen der Scherben zurück; Wasser kommt größtenteils von der Gemenge- bzw. Scherbenfeuchte; Schwefeloxid wird vom Läutermittel Na₂SO₄ abgegeben.

Biogas enthält schon eine signifikante Menge an CO₂ (s. **Tabelle 6.1**). Dieses Kohlendioxid passiert den Verbrennungsraum ohne Reaktion, findet sich aber ebenfalls im Abgas wieder. Allerdings wird das CO₂ aus dem Biogas in der CO₂-Bewertung (Emissionshandel) anders bewertet und angerechnet.

6.3.1.1 Kohlendioxid und Kohlenmonoxid

Die nach der Verbrennungsstrecke im Kammerkopf gemessenen CO₂-Werte sind in **Abbildung 6.6** zusammengefasst dargestellt. Insgesamt zeigt sich eine gute Übereinstimmung der gemessenen CO₂-Werte mit den aus der Verbrennungsrechnung des Brenngasgemisches ermittelten Werten (Kapitel 6.1.3). Die nicht völlig konstanten betrieblichen Randbedingungen führen dazu, dass das CO₂ aus den Gemengegasen (ca. 1,5 bis 2 Vol.-%) zu unterschiedlichen Zeitpunkten nicht immer den gleichen Wert aufweist (Schwankungen im Scherbengehalt, Änderung der Glasfarbe, ...). Dies spiegelt sich in den im Kammerkopf gemessenen Werten wider. In **Abbildung 6.6** wird die für die Referenzmessung mit Erdgas ermittelte Menge an Gemengegasen auch zur Berechnung des Gemengeanteils bei Zumischung von Biogas genutzt. Bei der Betrachtung der in der CFD-Simulation erhaltenen Ergebnisse muss angemerkt werden, dass die Gemengegase nicht in die Betrachtung mit einbezogen wurden, da hier nur die Verbrennung betrachtet wird.

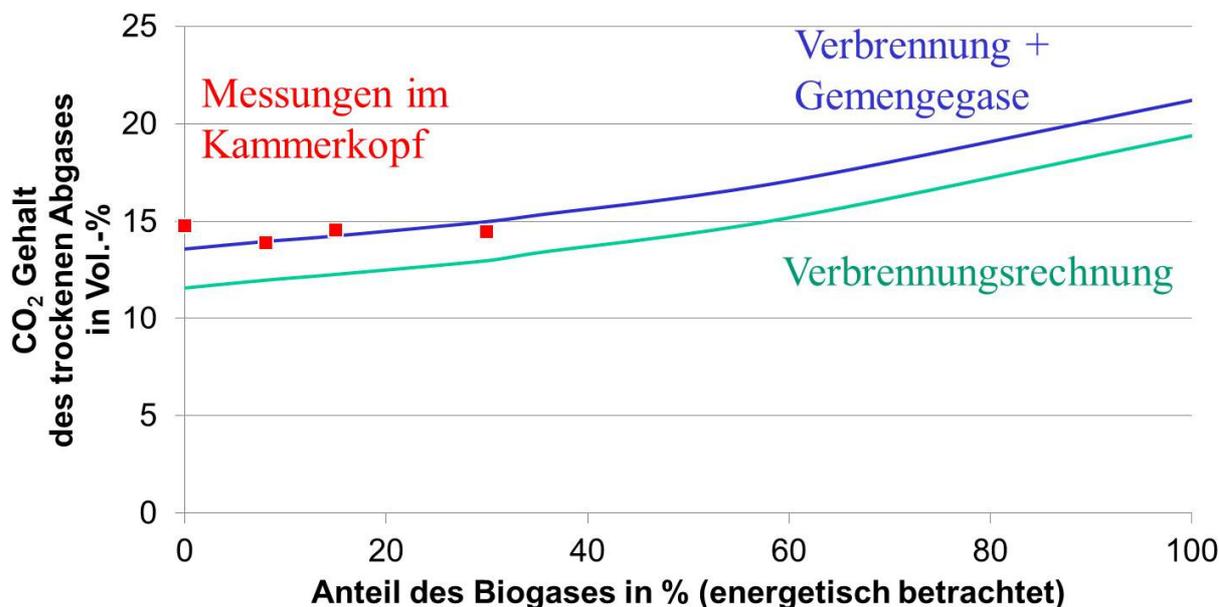


Abbildung 6.6: CO₂ Gehalt des trockenen Abgases direkt hinter der Verbrennungsstrecke (gemessen im Kammerkopf) im Vergleich zu berechneten Werten bei unterschiedlichen Zumischraten von Biogas (Zusammensetzung: s. Tabelle 6.1) zum Erdgas (Zusammensetzung: s. Tabelle 6.2) (Quelle: HVG).

Im Kammerkopf wurden geringe Gehalte an CO bis maximal 500 ppm gemessen. Die Messung der Abgaszusammensetzung im Fuchs (Abgassammelkanal) zeigt dagegen kaum oder keine nachweisbaren CO-Gehalte mehr. Hier findet im Regenerator bei Temperaturen über 800 °C eine Oxidation durch den vorhandenen Restsauerstoff aus der minimal überstöchiometrischen Verbrennung bzw. durch geringe Mengen an Falschluff statt.

6.3.1.2 Stickoxide

Die Messungen der Stickoxide im Rohgas (im Kammerkopf, Kammerfuß und im Fuchs) ließ keinen Einfluss des teilweisen Ersatzes von Erdgas durch Biogas erkennen. Die Messwerte lagen bei jeder Messkampagne im gleichen Wertebereich (Mittelwert $\pm 100 \text{ mg NO}_x/\text{m}^3(\text{N})$ bezogen auf 8% Sauerstoff). Aus Gründen der Vertraulichkeit dürfen hier keine absoluten Werte genannt werden.

Da die Temperaturen in der Wanne und im abziehenden Abgas nur eine geringe Varianz zeigten, ist auf Grund des NO_x -Hauptbildungsmechanismus (als thermisches NO_x) keine große Änderung im Stickoxidgehalt zu erwarten.

6.3.1.3 Anorganische, gasförmige Chlor- und Fluorverbindungen

Bei der Analyse der anorganischen gasförmigen Chlor- und Fluorverbindungen ist bei der Messung im Rohgas ebenfalls kein Einfluss des Biogasanteils im Brenngas zu erkennen.

6.3.1.4 Schwefeloxid

Der Schwefeloxidgehalt des Abgases wird nicht durch das Biogas bestimmt, sondern durch die SO_2 -Freisetzung des Läutermittels.

6.3.2 Staub und Staubinhaltsstoffe

Die Bestimmung des Staubgehaltes und der Staubinhaltsstoffe konnte aus zeitlichen Gründen und der Verfügbarkeit der Messtechnik nur im Juli 2015 und im Januar 2016 im Rahmen der jeweiligen Messkampagne durchgeführt werden. Beim Vergleich der Messergebnisse fällt auf, dass bei beiden Messkampagnen die Messwerte in derselben Größenordnung und nah beieinanderliegen. Dies ist als Hinweis zu werten, dass auch hier ein Einfluss des Biogases bisher nicht zu erkennen und wahrscheinlich auch nicht zu erwarten ist.

6.4 Messungen an der Glasschmelzwanne

Zur Temperaturmessung und Probenentnahme für die Analyse der Rauchgasbestandteile im Glasschmelzaggreat wurden Messungen an insgesamt sechs Positionen unter Verwendung von Absaugpyrometersonden (siehe **Abbildung 6.9**) durchgeführt. Durch den periodischen Betrieb der Feuerung erschien es zudem als sinnvoll, die Messungen für beide Betriebszustände durchzuführen. Die **Abbildung 6.7** stellt schematisch beide Betriebszustände dar. Zudem liefert die schematische Darstellung einen Überblick über die verwendeten Messöffnungen und die maßstabsgerechten Eindringtiefen der Absaugpyrometersonden.

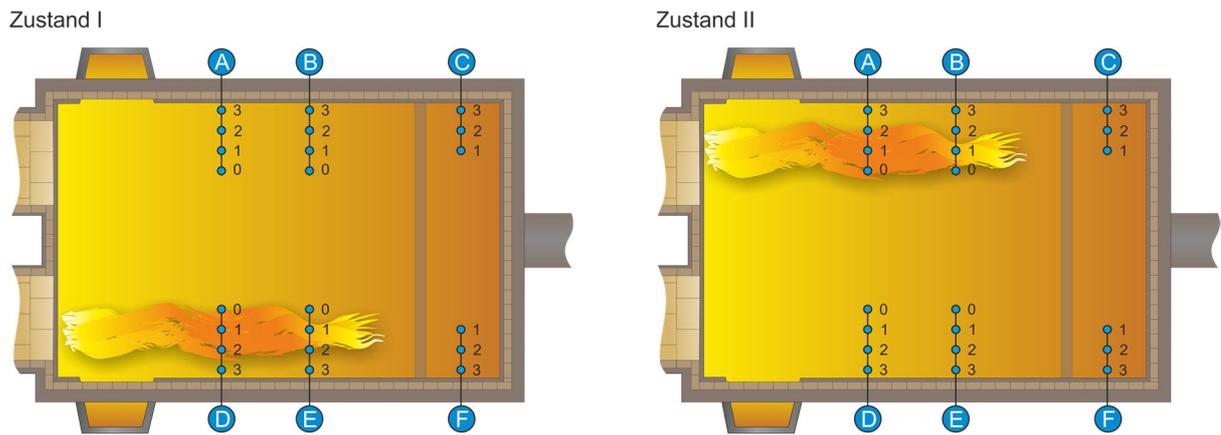


Abbildung 6.2: vereinfachte schematische Darstellung der Glasschmelzwanne mit Messraster (Quelle: GWI).

Die Messpositionen A, B, D und E wurden mittels einer Absaugpyrometersonde mit Thermoelement vermessen. An den Positionen C und F wurde eine kürzere Absaugsonde ohne Keramikspitze und ohne Thermoelement verwendet. Die Positionen C und F liegen hinter dem sogenannten Wall, der Einfluss auf die Strömung der Glasschmelze nimmt. Hinter diesem Bereich war es nicht möglich, die Absaugsonde mit Keramikspitze zu verwenden, da die Gefahr bestand, dass die Keramikspitze aufgrund mechanischer Belastung oder thermischer Spannungen beschädigt wird und Fragmente in die Schmelze fallen. Verfahrensbedingt ist die Einbringung solcher Fragmente hinter dem Wall als besonders kritisch zu sehen. Die Absaugsonde ohne Keramikspitze hat an diesen Positionen somit keine Temperaturen geliefert und aufgrund der kürzeren Länge konnte auch nicht die Eindringtiefe, wie an den Messöffnungen A, B, D und E, erreicht werden. Die **Abbildung 6.8** gibt die Eindringtiefe der Absaugsonden an den aufgezeigten Positionen in Millimetern wieder. Die maximale Eindringtiefe liegt bei 1760 mm. Die Messpositionen liegen 500 mm auseinander, sodass sich für die erste Messstelle (3) ein Abstand zur Wand von 260 mm ergibt. Wie bereits erwähnt, musste an den Messöffnungen C und F auf die Messstelle 0 verzichtet werden. Insgesamt ergaben sich so für einen Betriebszustand 22 Messpositionen.

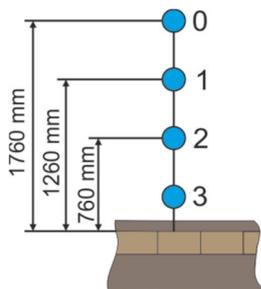


Abbildung 6.3: Messpositionen und Eindringtiefen (Quelle: GWI).

An den dargestellten Positionen wurden mit Hilfe einer Absaugsonde Rauchgasproben entnommen. Der schematische Aufbau der Absaugsonde wird in der **Abbildung 6.9** gezeigt. Darin sind zwei verschiedene Typen von Absaugsonden dargestellt. Typ A verfügt zusätzlich über ein Thermoelement, bestehend aus der Materialpaarung Pt 30% Rh-Pt 6% Rh. Zur Minderung der Strahlungseinflüsse der Umgebung (z. B. Wandstrahlung, Flamme, etc.) auf die Messstelle des Thermoelements ist dieses mit einem keramischen Schutzrohr ummantelt. Dieses Keramikrohr verfügt an der Spitze über eine Probenöffnung. Über diese Probenöffnung wird, mit Hilfe einer nachgeschalteten Messgaspumpe, das Rauchgas in die Keramikspitze

gesaugt und umströmt die Messstelle des Thermoelements. Die Rauchgasprobe passiert die Sonde und wird im Anschluss zur Abgasaufbereitung geleitet.

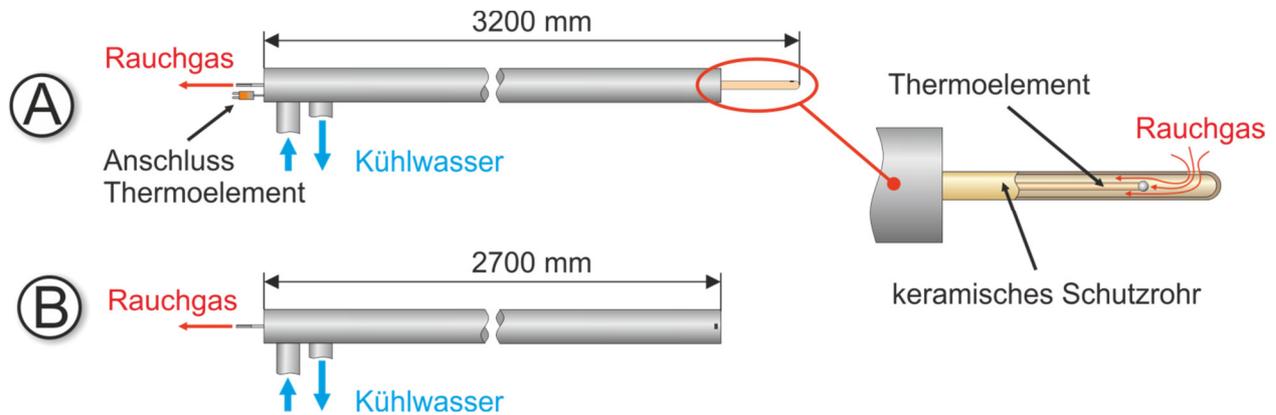


Abbildung 6.4: Übersicht und Aufbau der verwendeten Absaugsonden (Schema) (Quelle: GWI).

Die Absaugsonde des Typs B verfügt nur über eine Probenöffnung zur Entnahme von Rauchgasproben. Die **Abbildung 6.9** gibt zudem die Längen der Sonden an. Die effektiv nutzbare Länge an einer Anlage ist abhängig von Wanddicken und Zugänglichkeit. Beide Typen von Absaugsonden bestehen aus warmfesten Edelstahl. Aufgrund der hohen thermischen Belastung im Betrieb werden beide Sonden permanent mit Wasser gekühlt.

Die Rauchgasprobe wird nach Austritt aus der Sonde in die Gasaufbereitung, bestehend aus einem Gaskühler und einem Partikelfilter, geleitet. Eine nachgeschaltete Messgaspumpe sorgt für einen definierten Volumenstrom für die anschließende Gasanalyse. Zur Analyse der Rauchgaskomponenten wurde ein Gasanalysator der Firma Emerson (NGA 2000) verwendet. Der Gasanalysator verfügt über insgesamt fünf Messzellen. Die Konzentrationen von O_2 , CO_2 , CO , NO , NO_2 im Rauchgas wurden mit Hilfe des Gasanalysators ermittelt und mittels kontinuierlicher Messdatenerfassung gespeichert.

Nachfolgend werden prozentuale Substitutionsraten von Biogas im Erdgas angegeben. Diese beziehen sich auf eine energetische Substitution und stellen keine Volumenanteile im Brenngas dar (siehe Kapitel 8.1).

6.4.1 Referenzmessung und Erfassung des IST-Zustandes

Zum Vergleich der Biogassubstitutionsversuche wurde eine Referenzmessung durchgeführt. Hierfür wurde die Glaswanne unter normalen Betriebsbedingungen und unter der Verwendung von Erdgas H untersucht. Der Ablauf sowie die Messmethoden wurden in allen Untersuchungen konstant gehalten.

Es sei an dieser Stelle erwähnt, dass, aufgrund Geheimhaltungsvereinbarungen mit dem Anlagenbetreiber keine absoluten Messwerte aufgezeigt werden können. Die Referenzmessung mit Erdgas H wird im weiteren Verlauf als Basis für einen Vergleich der unterschiedlichen Biogassubstitutionsraten herangezogen. Ferner sei erwähnt, dass die durchgeführten messtechnischen Untersuchungen im Schmelzaggreat hauptsächlich der darauffolgenden numerischen Simulation dienen. Im Rahmen der Messung werden so möglichst viele Stützstellen aufgenommen. Anhand dieser Stützstellen wird die numerische Simulation validiert und verifiziert.

6.4.2 Messung mit Biogassubstitution von 17,5 %

Die **Abbildung 6.10** zeigt exemplarisch die prozentuale Abweichung der Messwerte im Vergleich zum Referenzfall (nur Erdgas) für die Messposition 1 (siehe Abbildung 6.8). Auf die Darstellung aller Messpositionen, sowie des Zustandes nach einem Feuerungswechsel, wird an dieser Stelle verzichtet und auf den Vergleich im Kapitel 6.4.4 verwiesen.

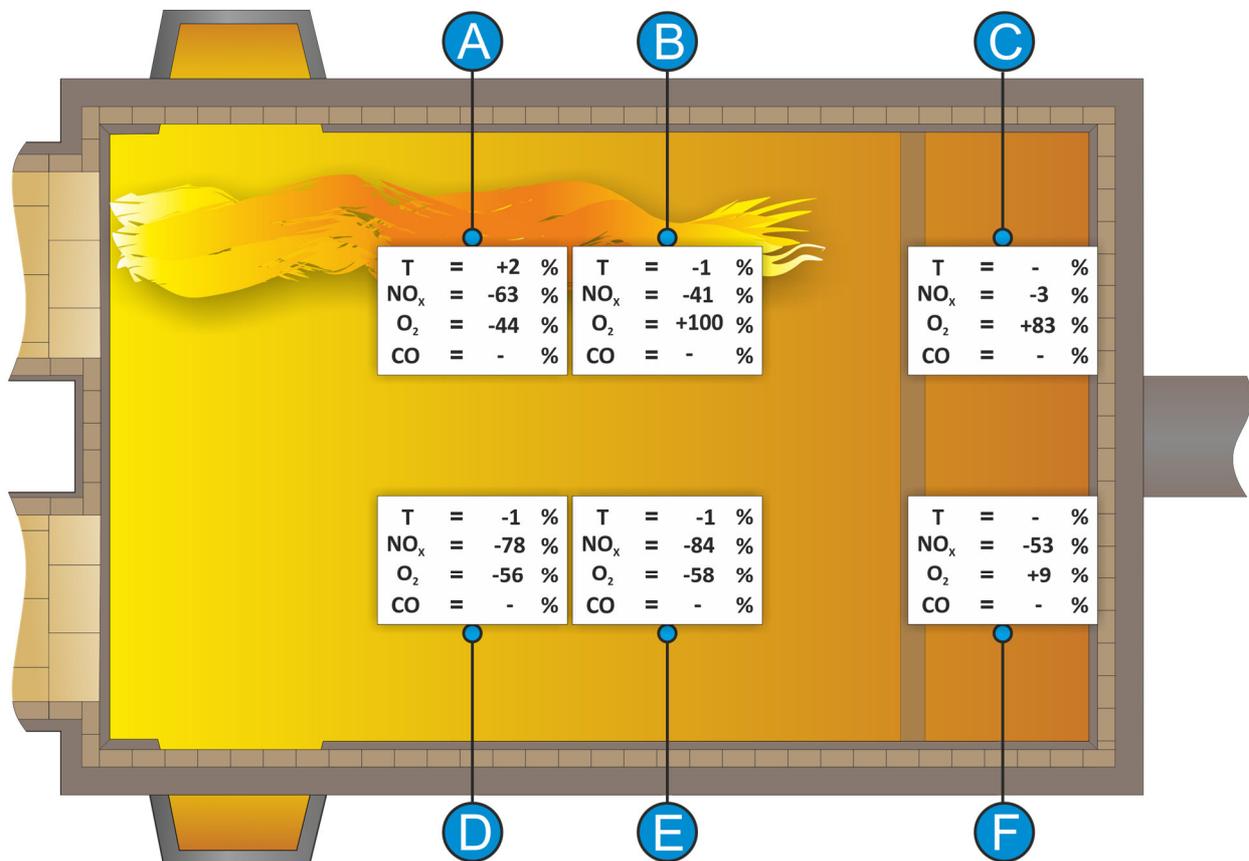


Abbildung 6.5: Messung mit 17,5 % Biogassubstitution, prozentuale Abweichung zum Referenzfall (Quelle: GWI).

Wie bereits oben erwähnt liefert die Messung an den Messöffnungen C und F keine Werte für Temperaturen. Des Weiteren konnten im Rahmen dieser Messung, aufgrund von technischen Problemen, keine Messwerte für Kohlenmonoxid aufgezeichnet werden.

6.4.3 Messung mit Biogassubstitution von 30 %

Die **Abbildung 6.11** zeigt exemplarisch die prozentuale Abweichung der Messwerte im Vergleich zum Referenzfall (nur Erdgas) für die Messposition 1.

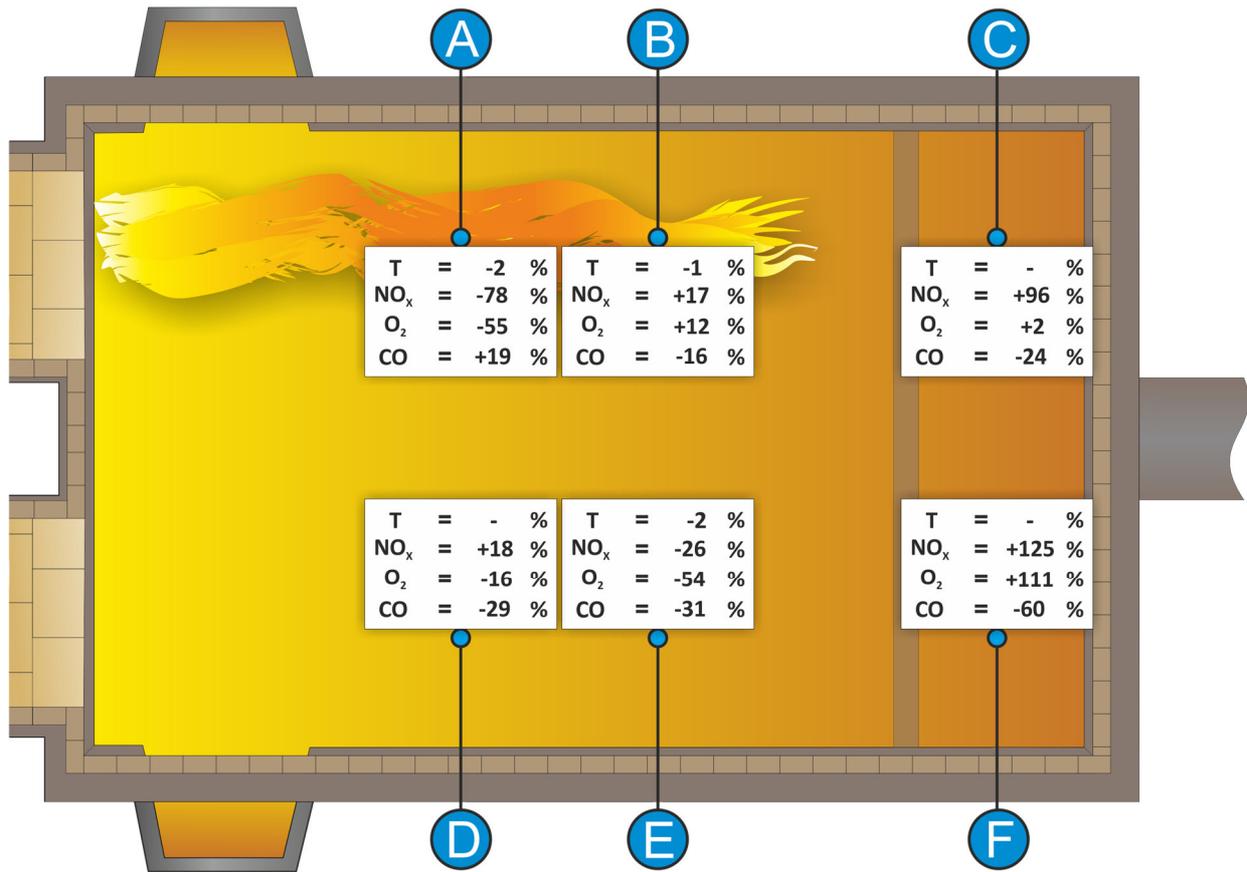


Abbildung 6.6: Messung mit 30 % Biogassubstitution, prozentuale Abweichung zum Referenzfall (Quelle: GWI).

6.4.4 Vergleich der Messreihen

Neben der exemplarischen Darstellung der prozentuellen Abweichungen der beiden Versuchsreihen zum Referenzfall, werden in den nachfolgenden **Abbildungen 6.12 - 6.14** zusätzlich beide Betriebszustände betrachtet und miteinander verglichen. Aufgrund der nur geringfügigen Temperaturänderung (< 2 %) in den Messreihen wird auf eine weitere Darstellung verzichtet. Die **Abbildung 6.12** zeigt die prozentuale Abweichung der lokalen NO_x-Konzentrationen. Die dargestellten Werte sind bereits auf einen Restsauerstoffgehalt von 8 Vol.-% im trockenen Abgas bezogen. Wie zu erkennen ist, werden teilweise große Abweichungen zum Referenzfall gemessen. Analog zu den Abweichungen der lokalen NO_x-Konzentration weichen auch die lokalen Sauerstoffkonzentrationen (**Abbildung 6.13**) in einem Bereich von - 50 % bis 230 % vom Referenzwert ab. Zurückzuführen sind diese erheblichen Schwankungen vermutlich auf die veränderten hochturbulenten Strömungsbedingungen im Schmelzofen. Trotz der Anpassung der Gaslanzengeometrie ändert sich aufgrund der mit dem Substitutionsgrad zunehmenden Brenngasmenge das Impulsverhältnis der Medien. Das Impulsverhältnis ist eine entscheidende Größe für die Vermischung von Brenngas und Verbrennungsluft. Variiert dieses Impulsverhältnis im Vergleich zum Referenzfall, so kann dies zu einer lokalen Mischungsänderung führen.

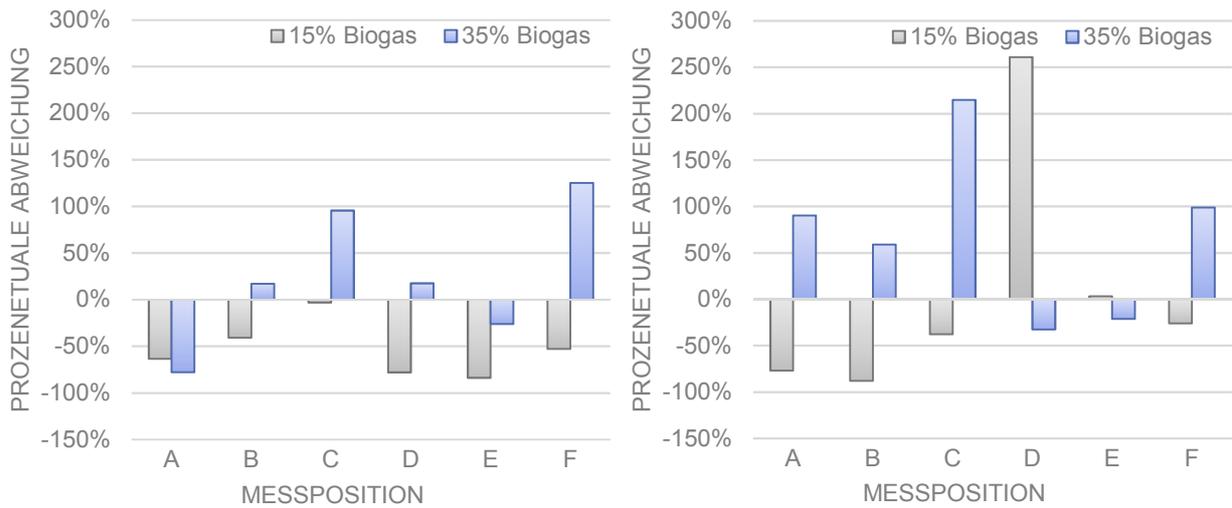


Abbildung 6.7: prozentuale Abweichung der lokalen NO_x-Konzentration, „Feuer links“ (links) und „Feuer rechts“ (rechts), im Vergleich zur Verbrennung von Erdgas an der Messposition 1 (Quelle: GWI).

*(bezogen auf 8 Vol.-% O₂ im trockenen Abgas)

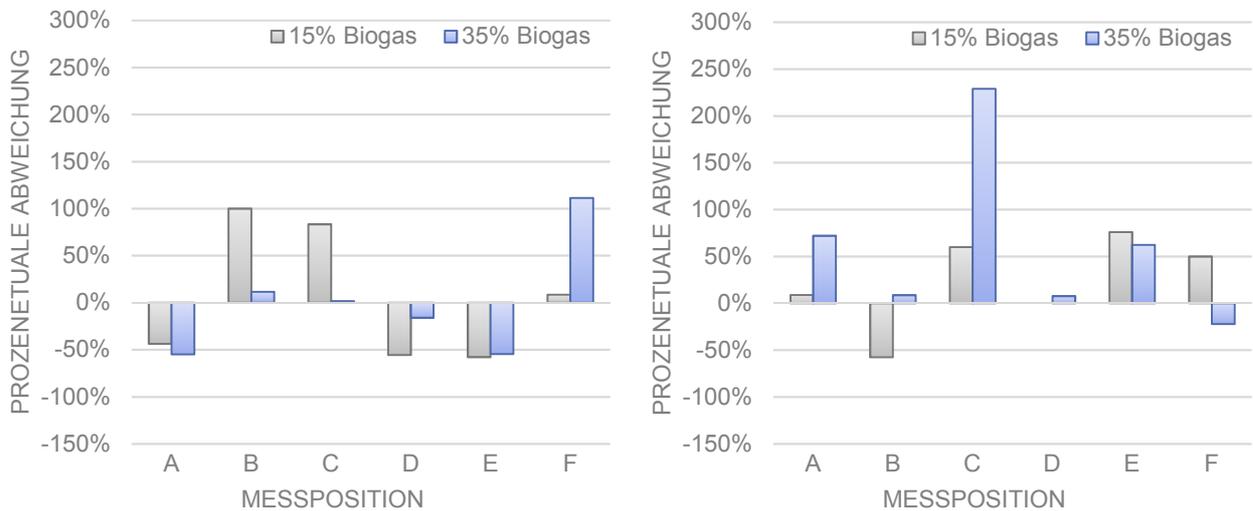


Abbildung 6.8: prozentuale Abweichung der lokalen O₂-Konzentration, „Feuer links“ (links) und „Feuer rechts“ (rechts) an Messposition 1 im Vergleich zur Verbrennung mit Erdgas (Quelle: GWI).

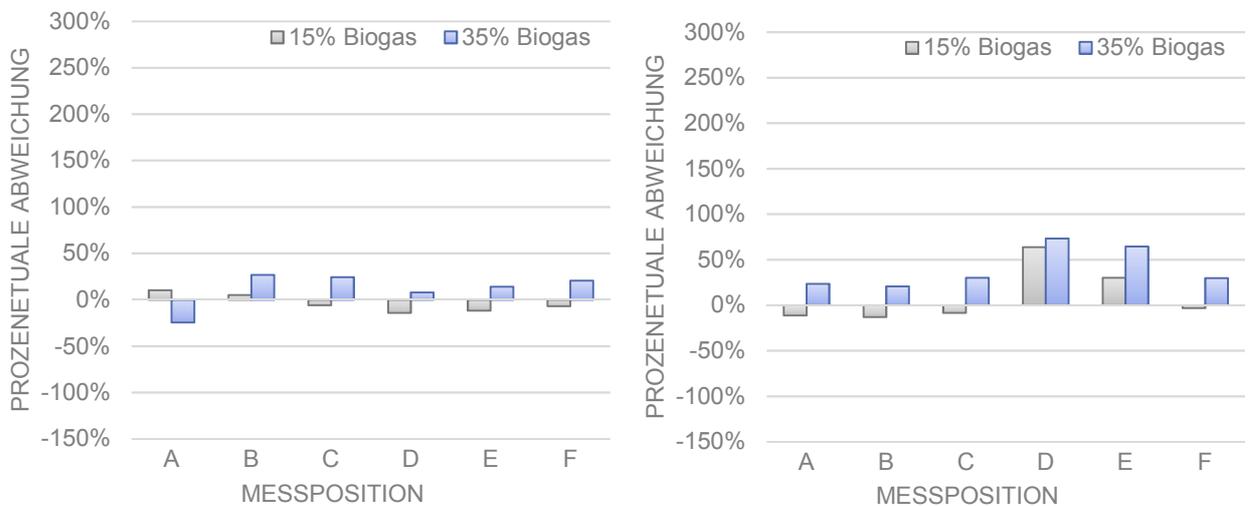


Abbildung 6.9: prozentuale Abweichung der lokalen CO₂ Konzentration, „Feuer links“ (links) und „Feuer rechts“ (rechts) an Messposition 1 im Vergleich zur Verbrennung mit Erdgas (Quelle: GWI).

Eine Veränderung in der Mischung der Medien kann neben lokalen Temperaturerhöhungen oder -senken auch lokale und zeitlich instabile Strähnen von Brenngas, Luft oder Verbrennungsprodukten auf Grund der turbulenten Strömung (Wirbelbildung) verursachen. Anhand der **Abbildung 6.13** sind Änderungen in der lokalen Sauerstoffkonzentration erkennbar. Diese lokalen und unter Umständen auch zeitlich variablen Sauerstoffansammlungen können, bei einer ausreichend hohen Temperatur, die Bildung von thermischen Stickoxiden fördern. Die geringsten prozentualen Abweichungen sind in der **Abbildung 6.14** zu finden. Die lokale CO₂-Konzentration schwankt im Rahmen der Untersuchungen in einem Bereich von -20 % bis 65 %. Die überwiegend positive, bzw. zunehmende, Abweichung ist durch die, aufgrund der Biogassubstitution, erhöhte CO₂-Konzentration im Brenngas zu erklären. Ein Einfluss wird neben der Verbrennungsseite auch dem Glasprozess als solchem zugeschrieben. So wird, in Abhängigkeit von der Glasart und den Rohstoffen auch CO₂ von der Schmelze emittiert. Um dies zu berücksichtigen, wäre ein detaillierter Vergleich der Betriebsparameter erforderlich, der die Vertraulichkeit gegenüber dem Glashersteller verletzen würde. In erster Näherung kann der prozessbedingte CO₂-Ausstoss durch die Gemengegase als konstant angesehen werden, siehe auch Kapitel 6.3.1.1.

7 Ergebnisse der numerischen CFD-Simulationen

Im Rahmen dieser Untersuchung wurde mittels einer CFD-Simulation ermittelt, welchen Einfluss die Substitution von Erdgas durch Biogas auf den Verbrennungsprozess in einer U-Flammen-Glasschmelzwanne hat. Würde man alle sich ändernden Betriebsbedingungen bei den einzelnen Messkampagnen bei der Modellierung mit Hilfe der Randbedingungen berücksichtigen, so würde die CFD-Modellierung extrem aufwändig und zeitintensiv ausfallen. Um den Einfluss einzelner Änderungsgrößen rechnerisch sauber ermitteln zu können, müssen die restlichen Betriebs- und Randbedingungen bei der CFD-Modellierung außerdem konstant gehalten werden, was bei einer industriellen Thermoprozessanlage im Produktionsbetrieb kaum möglich ist. Daher ist bei der Betrachtung der Ergebnisse der CFD-Modellierung und einem eventuellen Vergleich mit Messdaten immer mit zu betrachten, wie und ob die Randbedingungen der Modellierung mit den Betriebsbedingungen übereinstimmen bzw., sich unterscheiden.

Ein Beispiel sind auch die beiden in **Tabelle 6.2** angegebenen Zusammensetzungen für das Erdgas, das zu unterschiedlichen Zeiten zur Verbrennung zur Verfügung stand. Für die Berechnungen von GWI (Kapitel 7) und HVG (Kapitel 8) wurde je nach Zeitpunkt der Berechnungen und Betrachtungsschwerpunkt eine Zusammensetzung ausgewählt (von Seiten HVG: September 2015; von Seiten GWI: Januar 2016).

7.1 Untersuchung einer U-Flammenwanne mit unterschiedlichen Biogassubstitutionsraten (0 - 100 %)

Die experimentellen Untersuchungen am realen Glasschmelzaggregat wurden mit Hilfe von numerischer Rechensoftware nachgebildet. Der große Vorteil der numerischen Betrachtung liegt in der erzeugten Datenmenge. Während bei messtechnischen Untersuchungen die Anzahl an Messstellen eher begrenzt ist, können in einer CFD-Simulationen je nach Setup mehrere Millionen „Messzellen“ erzeugt werden. In diesen Zellen ist wiederum eine Vielzahl von Informationen (wie z. B. Temperatur, Druck, Spezieskonzentration, etc.) enthalten. Ein entscheidendes Kriterium liegt jedoch in der Aus- und Bewertung solcher Simulationen. Vorteilhaft ist es die Rechnungen mit realen Messungen überprüfen zu können. Die im Rahmen des Vorhabens durchgeführten Messungen bieten somit eine gute Basis für die Aus- und Bewertung der numerischen Simulationen. Nach der Verifizierung der Simulationen mit den Ergebnissen der realen Versuche können so noch weitere Substitutionsraten untersucht werden. Im Rahmen der Untersuchung wurden insgesamt sechs Fälle numerisch simuliert. Die **Abbildung 7.1** zeigt einen direkten Vergleich der messtechnischen Untersuchungen und den durchgeführten numerischen Simulationen. Wie bereits erwähnt, war eine reale Umsetzung höherer Biogassubstitutionsraten kapazitätsbedingt nicht möglich.

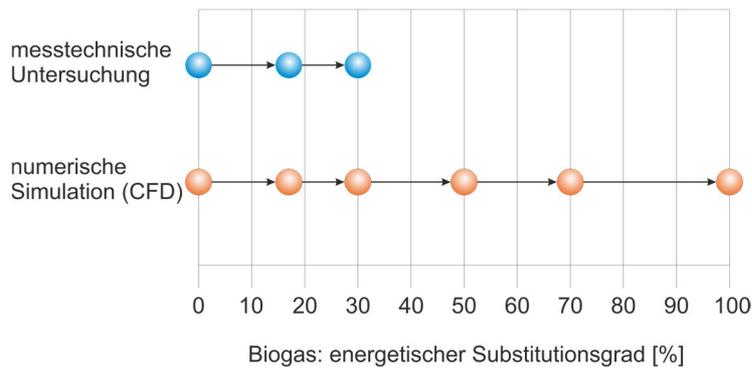


Abbildung 7.1: Vergleich der Messreihen mit den durchgeführten numerischen Simulationen (Quelle: GWI).

Für die numerische Untersuchung der Biogaszuführung wurde die untersuchte Glasschmelzwanne geometrisch nachgebildet und mit unterschiedlichen Gasmischungen beaufschlagt. Nachfolgend werden exemplarisch die Ergebnisse der Substitutionsgrade 0 %, 30 %, 70 % und 100 % aufgezeigt. Für die Darstellung der Ergebnisse wurden zwei Schnittebenen definiert. Die Gaslanzenmittelachse bildet die Höhe der horizontalen Ebene A (siehe **Abbildung 7.2**). Die vertikale Ebene B liegt in der Symmetrielinie des linken Luftkanals und schneidet zudem die mittlere Gaslanze. Die **Tabelle 7.1** gibt die genauen Brenngaszusammensetzungen der numerisch untersuchten Brenngasgemische an.

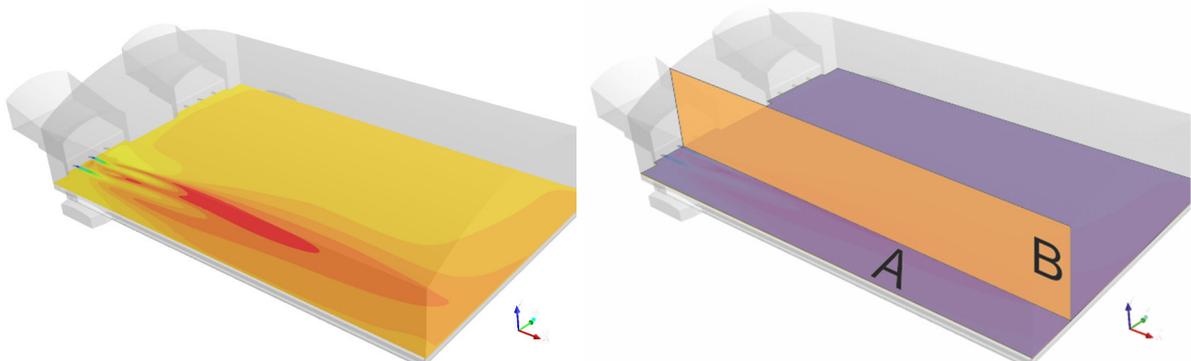


Abbildung 7.2: Geometrie der Glasschmelzwanne (li) und schematische Darstellung der Schnittebenen (re.) (Quelle: GWI).

Wie bereits zuvor erwähnt, erfolgt die Biogassubstitution nicht volumetrisch, sondern energetisch. Das heißt, dass die erforderliche Gesamtleistung aus der Summe zweier Teilleistungen gebildet wird. Diese Teilleistungen sind abhängig von der Substitutionsrate. Bei einer energetischen Substitution würde so eine Hälfte der Gesamtleistung durch die Verbrennung von Erdgas und die andere Hälfte durch die Verbrennung von Biogas bereitgestellt. Für die numerische Simulation wurden die nachfolgenden Gaszusammensetzungen (**Tabelle 7.1**) für die vier Substitutionsfälle verwendet.

Tabelle 7.1: Brenngaszusammensetzung für die numerische Untersuchung.

Brenngaskomponente	Einheit	Erdgas	Sub 30 %	Sub 70 %	Biogas
H ₂	[Vol.-%]	-	-	-	-
CH ₄	[Vol.-%]	96,47	74,79	58,07	50
C ₂ H ₆	[Vol.-%]	2,67	1,43	0,46	-
C ₃ H ₈	[Vol.-%]	0,17	0,09	0,03	-
C ₄ H ₁₀	[Vol.-%]	0,07	0,04	0,01	-
C ₅ H ₁₂ +C _n H _m	[Vol.-%]	0,01	0,01	0,00	-
H ₂ O	[Vol.-%]	-	-	-	-
CO ₂	[Vol.-%]	0,6	23,64	41,42	50
O ₂	[Vol.-%]	-	-	-	-
N ₂	[Vol.-%]	-	-	-	-

Für die Randbedingungen wurden bei allen Simulationen die nachfolgenden Betriebsparameter stets konstant eingehalten (siehe **Tabelle 7.2**), die grob die Situation am Schmelzaggregat widerspiegeln. Neben der Variation des Substitutionsgrades und damit der Brenngaszusammensetzung wurden zudem Überlegungen bzgl. einer Anpassung der Brennergeometrie angestellt.

Tabelle 7.2: Übersicht der Betriebsparameter für die numerische Simulation.

Brennerleistung	[MW]	12
Luftzahl	[-]	1,05
Vorwärmtemperatur Luft	[°C]	1.400

Die **Abbildung 7.3** stellt die Änderung der Luft- und Brenngasmassenströme in Abhängigkeit des Substitutionsgrades dar. Wie zu erkennen ist, ändert sich der Massenstrom der Luft nur marginal und ist damit vernachlässigbar. Durchaus auffälliger ist an dieser Stelle die relative Änderung des Brenngasmassenstroms um den Faktor 3,7 (100 % Biogas), der sich aus den unterschiedlichen Dichten Erdgas zu Biogas ergibt.

Im Fokus des Vorhabens lag die Aufrechterhaltung der Prozessparameter des untersuchten Glasschmelzaggregates. Es mussten die Randbedingungen, die essentiell für das Verfahren sind, stets eingehalten werden. Insbesondere stellte die Ofenraumtemperatur eine wichtige und einzuhaltende Größe dar. Die Fahrweise einer solchen Anlage ist in Hinblick auf Effizienz, Schadstoffemissionen und Produktqualität optimiert. Die vorhandenen Geometrien sind dementsprechend ausgelegt und optimiert.

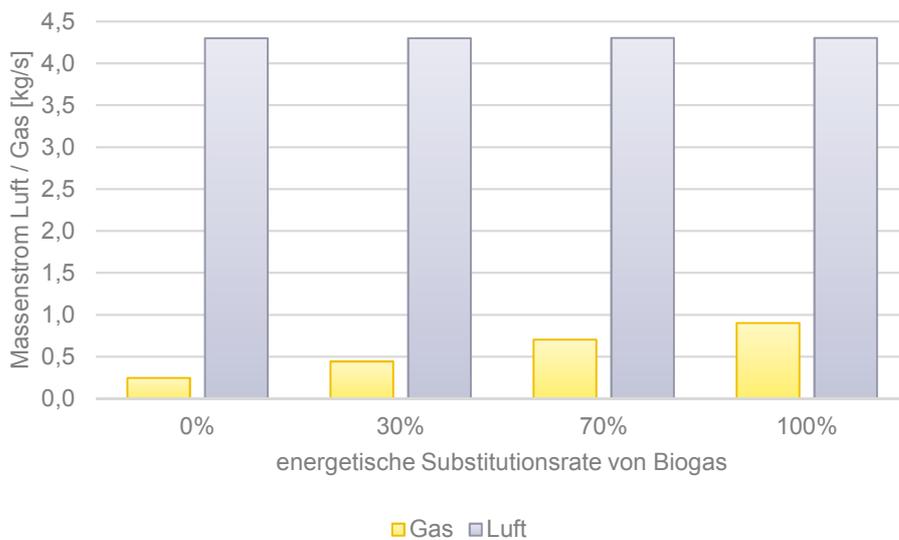


Abbildung 7.3: resultierende Luft- und Brenngasmassenströme in Abhängigkeit des Substitutionsgrades (Quelle: GWI).

Eine deutliche Erhöhung des Massenstroms (siehe **Abbildung 7.3**) bei konstanter Austrittsfläche einer Gasdüse zieht erfahrungsgemäß erhebliche Änderungen der lokalen strömungstechnischen Gegebenheiten mit sich. Dies kann sich massiv auf das nachfolgende Strömungsfeld, die resultierende Mischung der Medien und damit auf den gesamten Verbrennungsprozess auswirken.

Nach Erörterung möglicher Methoden zur Einhaltung der Randbedingungen wurde für die numerische Untersuchung das Kriterium der konstanten Eintritts-Impulsströme nach Cerbe [13] als Basis für die geometrische Änderung der Gaslanzenaustrittsflächen festgelegt.

Erfahrungsgemäß stellt das Impulsstromverhältnis eine äußerst wichtige Größe bei der Auslegung einer Feuerungsanlage dar. Die **Abbildung 7.4.** zeigt schematisch das Prinzip einer sogenannten Underportbrenneranordnung. Die Verbrennungsluft tritt durch einen Kanal in den Brennraum. Das Brenngas wird separat unter diesem Kanal in den Brennraum geleitet. Die im Brennraum erfolgende Vermischung und Reaktion der Medien wird unter anderem von dem Verhältnis beider Impulsströme beeinflusst. Der Impulsstrom ist nach Cerbe [13] das Produkt aus dem Massenstrom (\dot{m}) und der Geschwindigkeit (w).

$$\dot{i} = \dot{m} \cdot w \left[\frac{\text{kg m}}{\text{s}^2} \right] \quad (7.1)$$

Das Impulsstromverhältnis ist nach Cerbe [13] wie folgt definiert:

$$\frac{\dot{i}'_{Luft}}{\dot{i}'_{Gas}} = \frac{\dot{m}_{Luft} \cdot w_{Luft}}{\dot{m}_{Gas} \cdot w_{Gas}} \quad (7.2)$$

Das Ziel der Auslegung der drei zusätzlichen Gaslanzengeometrien liegt in der Einhaltung eines konstanten Impulsstromverhältnisses. Als Referenz gilt hier der Betriebszustand mit der Verwendung von Erdgas mit der vorgegebenen Gaslanzengeometrie.

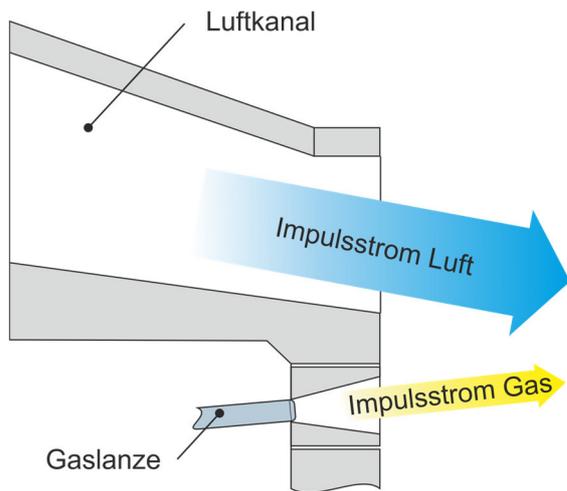


Abbildung 7.4: schematische Darstellung einer Underportanordnung (Quelle: GWI).

Werden die in der **Abbildung 7.3** aufgezeigten Massenströme in die Gleichung 7.2 eingesetzt, wird deutlich, dass die Einhaltung eines konstanten Impulsstromverhältnisses mit zunehmender Biogassubstitution nur über die Reduktion der Brenngasgeschwindigkeit möglich ist. Die Austrittsgeschwindigkeit muss somit an den steigenden Massenstrom angepasst werden. Die Anpassung der Austrittsgeschwindigkeit erfolgt maßgeblich über die Änderung der Düsenaustrittsfläche. Für die rechnerische Untersuchung war somit für jede Brenngasvariation eine Geometrievariation erforderlich.

Die folgende Beschreibung der Ergebnisse basiert auf der Einhaltung der oben genannten Betriebsparameter sowie der geometrischen Anpassung der Gasdüsendurchmesser in Abhängigkeit des Substitutionsgrades.

Die, in der **Abbildung 7.5** angegebenen Maximaltemperaturen in der vertikalen Ebene verdeutlichen die Absenkung der Temperatur unter Einfluss der CO_2 -Konzentration im Brenngas. Neben der Änderung der Temperaturverteilung in Flammennähe ist jedoch ein relativ konstantes Temperaturniveau (ca. 1.650 °C) unabhängig von Substitutionsgrad feststellbar (**Abbildung 7.6**). Eine weitere Auffälligkeit bezüglich der Temperaturverteilung lässt sich im vertikalen Schnittbild finden (**Abbildung 7.5**). Die, eng am Glasbad anliegende, Temperaturzone ($> 1800\text{ °C}$) nimmt mit zunehmenden Substitutionsgrad an Temperatur ab (ca. 1.500 °C). Gleichzeitig zeigt die Temperaturverteilung im Oberofen jedoch vergleichbare Werte mit dem Referenzfall.

Die **Abbildung 7.6** zeigt in der oberen Bildhälfte die Temperaturverteilung in der horizontalen Ebene. Insgesamt sind vier Substitutionsfälle dargestellt. Der Substitutionsgrad nimmt von links nach rechts zu. Neben der Temperaturverteilung sind zusätzlich die, über die Austrittsfläche gemittelte, Rauchgastemperatur am Austritt der Verbrennungsstrecke angegeben. Die Rauchgastemperaturen der drei weiteren Fälle weisen eine geringe Abweichung vom Referenzfall auf. Bei der energetischen Substitution von 70 % Erdgas erhöht sich die Rauchgastemperatur um 0,9 %. Bei der Verwendung von reinem Biogas sinkt die Rauchgastemperatur um 1,2 %, verglichen mit dem Referenzfall.

Die, in der **Abbildung 7.6** dargestellte Temperaturverteilung in der horizontalen Ebene zeigt hingegen eine deutliche Tendenz mit zunehmenden Biogaseanteil. Die ca. 2.000 °C heißen Bereiche auf der Flammenseite (links) schwächen mit zunehmender Biogassubstitution ab. Deutlich zu erkennen, ist ferner die

brenngasseitige Einbringung von „kaltem“ CO₂. Das, zusätzlich im Brenngas enthaltene, CO₂ zeigt sich deutlich an den, von den Gaslanzen ausgehenden, Strahlen niedriger Temperatur und trägt maßgeblich zur lokalen Senkung der Temperatur im Flammenbereich bei.

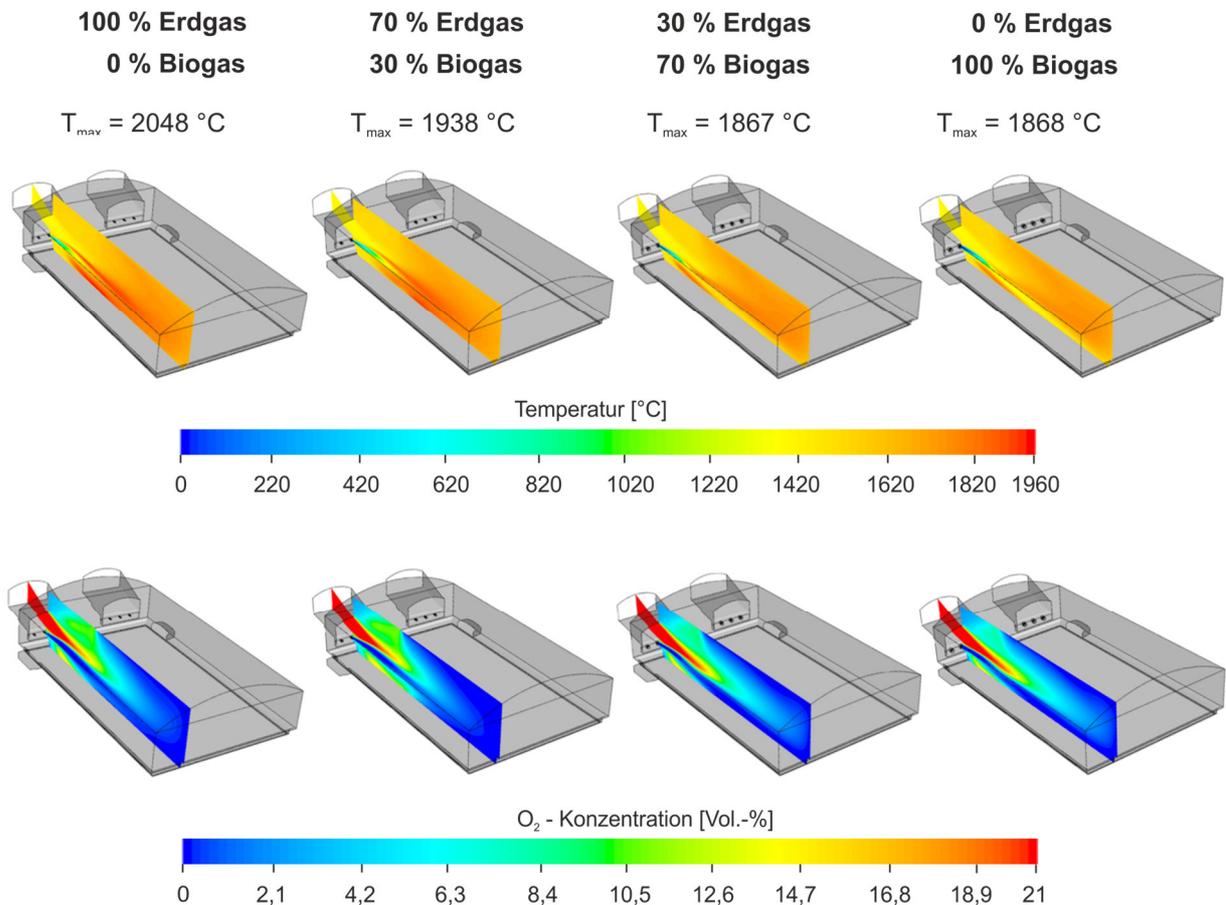


Abbildung 7.5: Temperatur- und Sauerstoffverteilung in vertikaler Ebene (Quelle: GWI).

Zur Erklärung dieser Temperatursenkung in Glasbadnähe ist die Betrachtung der Ergebnisse weiterer Größen sinnvoll. Die Sauerstoffkonzentration (siehe **Abbildung 7.5**) weist über die verschiedenen Substitutionsraten eine ähnliche Verteilung auf. Bei genauerer Betrachtung fällt jedoch in der horizontalen Ebene (**Abbildung 7.6**) ein Anstieg der lokalen Sauerstoffkonzentration in dem, im Referenzfall, sauerstoffarmen Bereich auf. Diese leichte Umverteilung deutet auf eine Änderung des lokalen Vermischungsprozesses hin. Die Betrachtung der CO-Konzentration (siehe **Abbildung 7.9**) zeigt eine deutliche Abweichung der Konzentrationsverteilung mit zunehmender Substitutionsrate. Im

Vergleich zum Referenzfall erhöht sich mit steigendem Biogasanteil die CO-Konzentration in der Reaktionszone. Zudem verlängert sich die Zone hoher Konzentration bis hin zur Ofenwand.

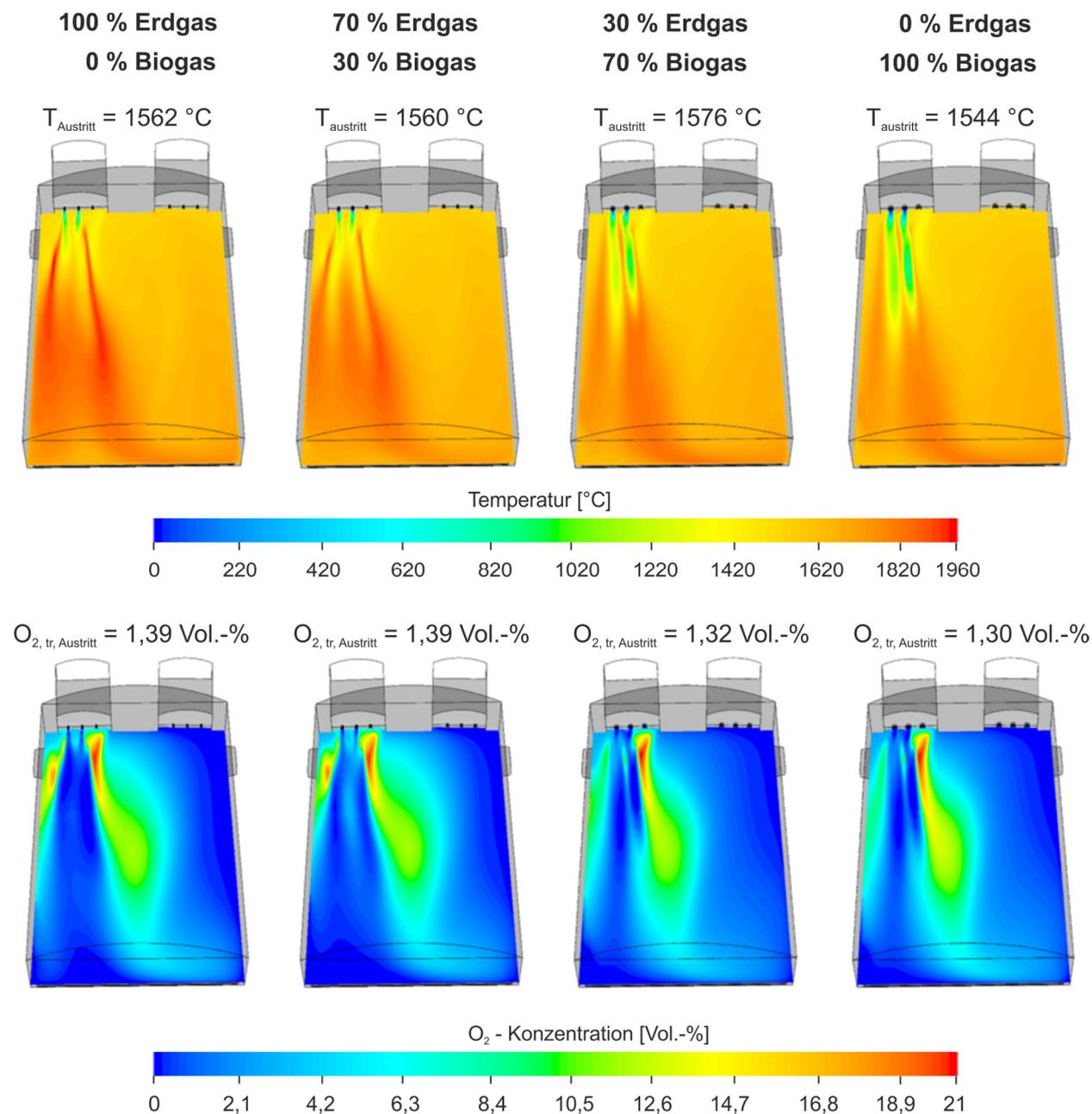


Abbildung 7.6: Temperatur- und Sauerstoffverteilung in horizontaler Ebene (Quelle: GWI).

Im vertikalen Schnitt (**Abbildung 7.8**) ist ferner eine zunehmende CO-Konzentration in Glasbadnähe zu erkennen. Als Erklärung der lokalen Erhöhung in diesem Bereich ist der Sauerstoffmangel zu nennen (siehe **Abbildung 7.5**). Die CO-Konzentration in Brennerport-Nähe nimmt tendenziell mit dem Biogasanteil zu. Als Ursache dieser lokalen Erhöhung sind grundsätzlich zwei weitere mögliche Begründungen in Erwägung zu ziehen:

1. Durch den steigenden Anteil von Kohlendioxid im Brenngas ist vermehrt mit Dissoziation von CO_2 im heißen Flammenbereich zu rechnen. Bei der Dissoziation wird das CO_2 zu CO reduziert. Für die Dissoziation müssen lokal hohe Temperaturen vorliegen.

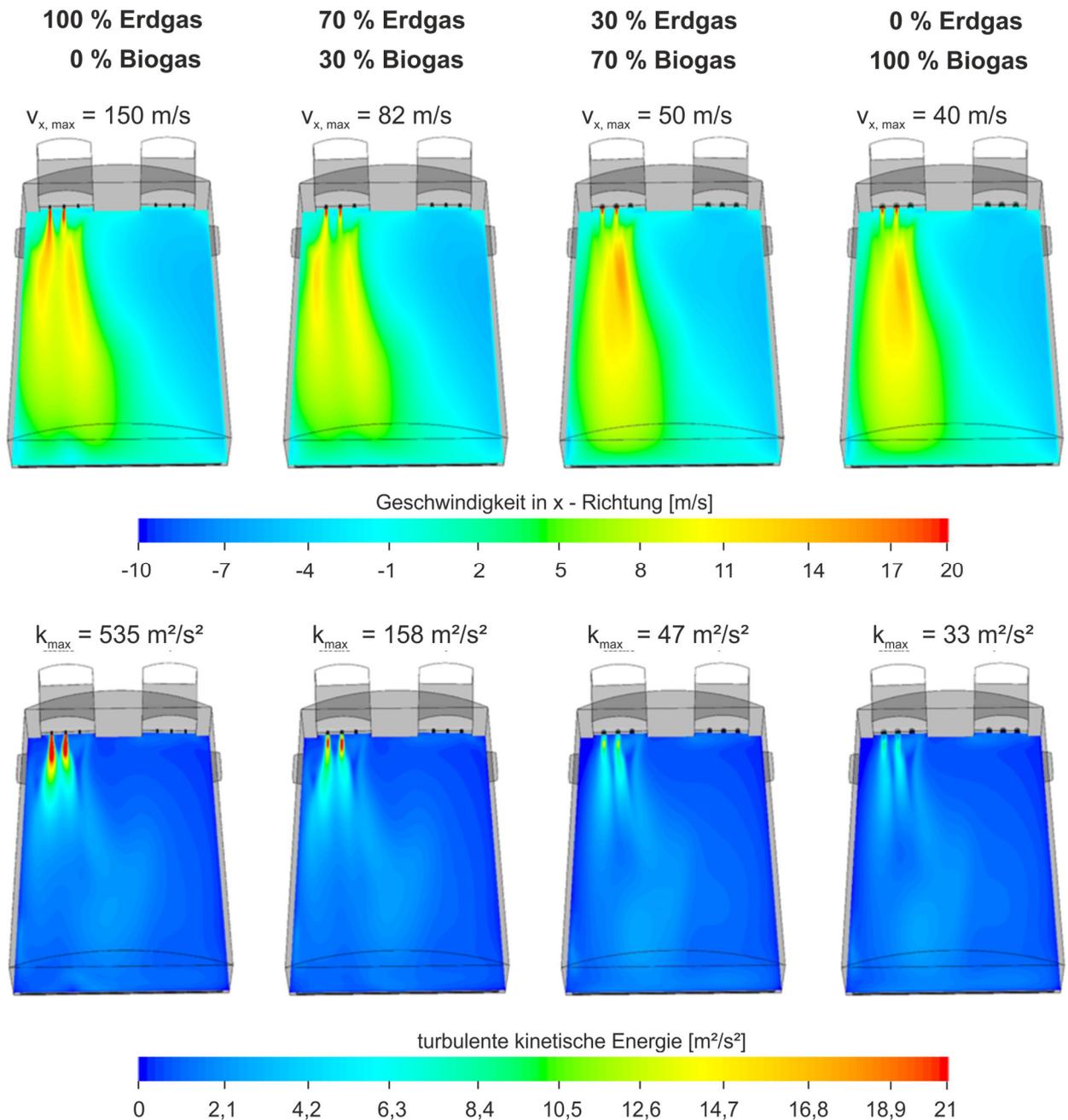


Abbildung 7.7: x-Geschwindigkeits- und turbulente kinetische Energie-Verteilung in horizontaler Ebene (Quelle: GWI).

2. Durch die Einhaltung konstanter Impulsverhältnisse bei zunehmender Brenngasdichte, bedingt durch die Steigerung des CO_2 -Anteils im Brenngas, nimmt die brenngasseitige Austrittsgeschwindigkeit mit der Substitutionsrate ab. Die **Abbildung 7.7** zeigt eine Abnahme der Maximalgeschwindigkeit um circa 73 %. Als Maß für die lokale Vermischung, die maßgeblich von der lokalen Turbulenz bestimmt wird, ist die alleinige Betrachtung der Geschwindigkeitsprofile

nicht ausreichend. Die **Abbildung 7.7** liefert neben den Geschwindigkeitsprofilen auch die Verteilung der turbulenten kinetischen Energie in der horizontalen Ebene. Die turbulente kinetische Energie ist eine geeignete Größe, um den lokalen Turbulenzgrad und damit die Mischung der Medien bewerten zu können. In der Abbildung sind zudem die Maximalwerte der turbulenten kinetischen Energie in der dargestellten Ebene angegeben. Die Werte ergeben im Vergleich des Referenzfalls mit dem reinen Biogasfall eine Abweichung von ca. 94 %. Anhand dieser erheblichen Abweichung ist trotz der Einhaltung konstanter Impulsstromverhältnisse eine Änderung im Strömungsfeld vorhanden. Die daraus resultierende Änderung der Flammgeometrie und -länge wird anhand der CO-Verteilung (**Abbildung 7.9**) ersichtlich.

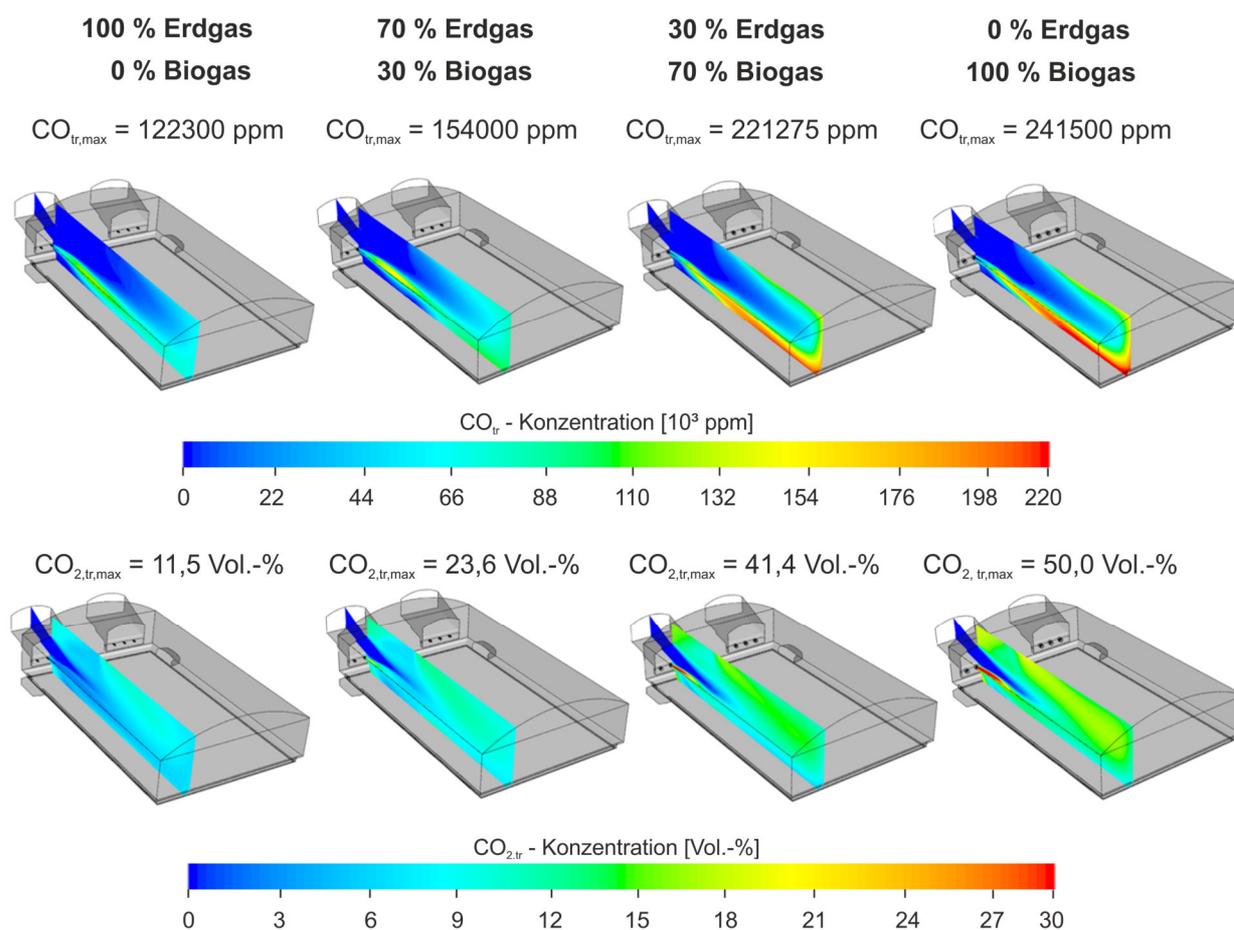


Abbildung 7.8: CO- und CO₂-Verteilung in vertikaler Ebene (Quelle: GWI).

Die Kohlenmonoxid-Konzentration im Falle der Biogassubstitution am Austritt weicht hingegen nur um circa $\pm 33\%$ vom Referenzfall ab. Bei einem energetischen Anteil von 30 % Biogas sowie bei 100 % Biogas werden höhere CO-Konzentrationen am Austritt festgestellt. Hingegen weist der Fall einer 70 %-Substitution eine geringere CO-Konzentration auf. Grundsätzlich ist jedoch festzustellen, dass auch bei abweichender Verteilung und Höhe der CO-Konzentration im Ofenraum, ähnliche Werte am Austritt erreicht werden.

Die **Abbildungen 7.8 und 7.9** zeigen zudem die Verteilung der CO₂-Konzentration. Durch den steigenden Anteil von CO₂ im Brenngas bei zunehmender Substitutionsrate erhöht sich das CO₂-Niveau im Abgas um

maximal 78 % (100 % Biogas) im Vergleich zum Referenzfall (**Abbildung 7.9**). Die Maximalwerte von 50 % in der **Abbildung 7.8** ergeben sich aus dem CO₂-Anteil im Biogas (50 Vol.-%), da die Schnittfläche auch durch die Brennerlanze geht.

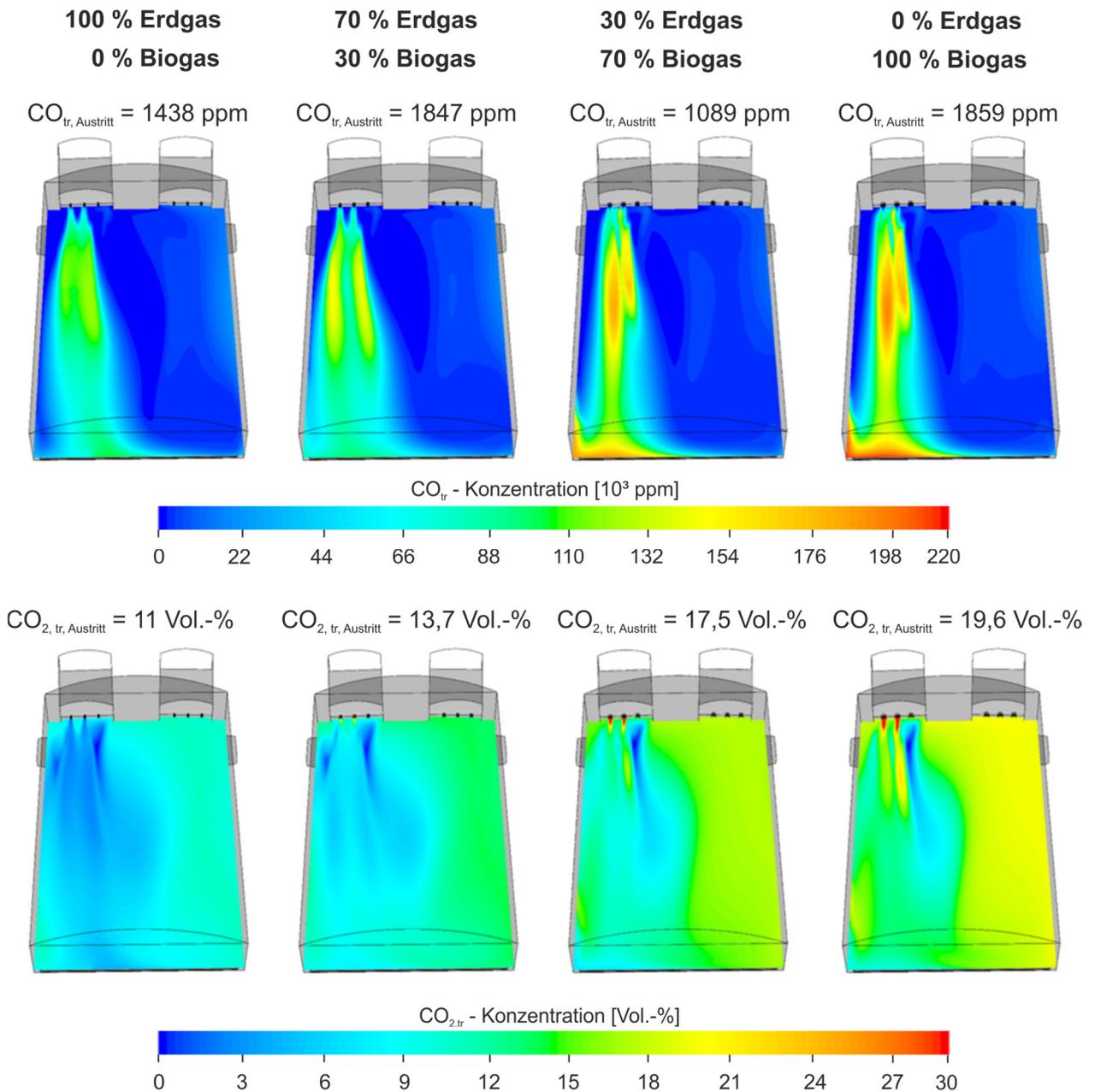


Abbildung 7.9: CO- und CO₂- Verteilung in horizontaler Ebene (Quelle: GWI).

8 Emissionsspektren von Abgas aus unterschiedlichen Brenngasgemischen

8.1 Berechnung und Vergleich der Emissionsspektren von Abgas aus unterschiedlichen Brenngasgemischen

Vorgehensweise

Mit Gasstrahlung bezeichnet man die Temperaturstrahlung (elektromagnetische Strahlung) von Gasen. Die Gasstrahlung besitzt im Gegensatz zur Temperaturstrahlung von Festkörpern kein kontinuierliches Spektrum, sondern ist ein sog. Bandenspektrum. Die durch Gasstrahlung bedingte Emission eines Gasgemisches hängt deshalb sowohl von der Zusammensetzung als auch von der Temperatur und von der Wellenlänge ab.

Nach dem Kirchhoffschen Strahlungsgesetz gilt für einen Körper im thermischen Gleichgewicht, dass Absorption und Emission bei gegebener Wellenlänge und gegebener Temperatur gleich sind. Somit können Daten zur Beschreibung des Absorptionsverhaltens auch zur Berechnung der Emissionsstrahlung eines Gasgemisches genutzt werden.

Zur Berechnung von Emissionsspektren wird von der HVG die Datenbank von HITRAN verwendet. HITRAN steht für „high-resolution transmission molecular absorption database“ [27] und ist eine Zusammenstellung spektroskopischer Parameter aus direkten Messungen, theoretischen Berechnungen aus der Quantenmechanik und halb-empirischen Werten.

Zur Verfügung gestellt werden Datensätze (**Abbildung 8.1**: Beispiel H₂O), die folgende Kennzahlen enthalten:

1. Molekül-Kennzahl
2. Isotop-Kennzahl
3. ν_{ij} Wellenzahl in cm^{-1} zur Spektrallinie des Übergangs zweier Energiezustände i und j im Vakuum
4. S_{ij} Intensität der Spektrallinie in $\text{cm}^{-1}/(\text{molecule}\cdot\text{cm}^{-2})$ bei $T_{\text{ref}} = 296 \text{ K}$
5. A_{ij} Einsteinkoeffizient A_{21} zum Übergang in s^{-1}
6. γ_{air} air-broadened halbe Halbwertsbreite in $\text{cm}^{-1}/\text{atm}$ bei 296 K und 1 atm = 101,325 kPa
7. γ_{self} self-broadened halbe Halbwertsbreite in $\text{cm}^{-1}/\text{atm}$ bei 296 K und 1 atm
8. E'' Energie im unteren Zustand des Übergangs in cm^{-1}
9. n_{air} Koeffizient der Temperaturabhängigkeit von γ_{air}
10. δ_{air} Druckverschiebung in $\text{cm}^{-1}/\text{atm}$ bei 296 K und 1 atm der Linienposition bezüglich ν_{ij}
11. Referenzen und Unsicherheiten
12. g'', g' statistische Gewichte im unteren und oberen Zustand [30]

Die Angabe von S_{ij} in $\text{cm}^{-1}/(\text{molecule}\cdot\text{cm}^{-2})$ bei der Referenztemperatur $T_{\text{ref}} = 296 \text{ K}$ hat sich bei der Eingabe in Programmcodes zur Modellierung als praktisch erwiesen. Daher sowie aus historischen Gründen verwendet HITRAN nicht das SI- sondern das cgs-Einheitensystem.

```
·11·1818.204700·1.101E-25·4.810E-04.0748
0.369·1282.91880.56-.001684·······0·1
·0·······0·0·0·8·6·3·······9·3·
6·····5552433018846722·8·····51.0··57.0
```

Zuordnung der Kennzahlen:

1. ·1 → 2 Zeichen für Molekül-Kennzahl, hier für H₂O
2. 1 → 1 Zeichen für Isotop-Kennzahl, hier für ¹H₂¹⁶O
3. ·1818.204700 → 12 Zeichen für ν_{ij} in cm⁻¹
4. ·1.101E-25 → 10 Zeichen für S_{ij} in cm⁻¹/(molecule·cm⁻²)
5. ·4.810E-04 → 10 Zeichen für A_{ij} in s⁻¹
6. .0748 → 5 Zeichen für γ_{air} in cm⁻¹/atm
7. 0.369 → 5 Zeichen für γ_{self} in cm⁻¹/atm
8. ·1282.9188 → 10 Zeichen für E'' in cm⁻¹
9. 0.56 → 4 Zeichen für n_{air}
10. -.001684 → 8 Zeichen für δ_{air} in cm⁻¹/atm
11. ······0·1·0·······0·0·0·8·6·3·······9·3·6
·····5552433018846722·8· → 79 Zeichen zu Referenzen und
Unsicherheiten
12. ···51.0 → g'' und ···57.0 → g' (je 7 Zeichen)

Abbildung 8.1: 160-Zeichen-Datensatz im HITRAN-Datenformat ab 2004 am Beispiel für H₂O (Quelle: HVG).

In der weiteren Berechnung fließt die „total internal partition sum“ (TIPS) $Q(T)$ [29] mit ein:

$$Q(T) = \sum_k \left(g_k \exp \left\{ -\frac{c_2 E_k}{T} \right\} \right) \text{ über alle Zustände } k \quad (8.1)$$

mit T als Temperatur in K, E_k als Energiezustand k , $c_2 = hc/k$ als zweite Strahlungskonstante in cm·K und g_k als statistisches Gewicht des Energiezustandes k . Damit kann die Intensität der Spektrallinie S_{ij} wie folgt berechnet werden:

$$S_{ij} = I_a \frac{A_{ij}}{8\pi c \nu_{ij}^2} \frac{g' \exp \left\{ -\frac{c_2 E''}{T_{ref}} \right\} \left(1 - \exp \left\{ -\frac{c_2 \nu_{ij}}{T_{ref}} \right\} \right)}{Q(T_{ref})} \quad (8.2)$$

mit I_a als natürliche Isotopenhäufigkeit, c als Lichtgeschwindigkeit im Vakuum in cm/s.

Der Gültigkeitsbereich der Berechnungsmethode erlaubt Aussagen von 70 bis 3.000 K. Es ergibt sich folgende Formel:

$$S_{ij}(T) = S_{ij}(T_{ref}) \frac{Q(T_{ref})}{Q(T)} \frac{\exp \left\{ -\frac{c_2 E''}{T} \right\} \left(1 - \exp \left\{ -\frac{c_2 \nu_{ij}}{T} \right\} \right)}{\exp \left\{ -\frac{c_2 E''}{T_{ref}} \right\} \left(1 - \exp \left\{ -\frac{c_2 \nu_{ij}}{T_{ref}} \right\} \right)} \quad (8.3)$$

Zur Verfügung gestellt wird darüber hinaus das HITRAN Application Programming Interface (HAPI) [28]. Dabei handelt es sich um ein Python-Modul, welches die Arbeitsschritte zur Berechnung des Absorptions- und Emissionsverhaltens von Gasen unterstützt. Mit HAPI lädt man die Datensätze zu den verwendeten

Molekülen herunter, berechnet zu gegebener Temperatur und Druck den Absorptionskoeffizienten (**Abbildung 8.2**), daraus zu gegebener freier Weglänge (entspricht der Schichtdicke) das Absorptionsspektrum (**Abbildung 8.3**) und die Strahldichte. Diese lässt sich in die spektrale spezifische Ausstrahlung (**Abbildung 8.4**) umrechnen.

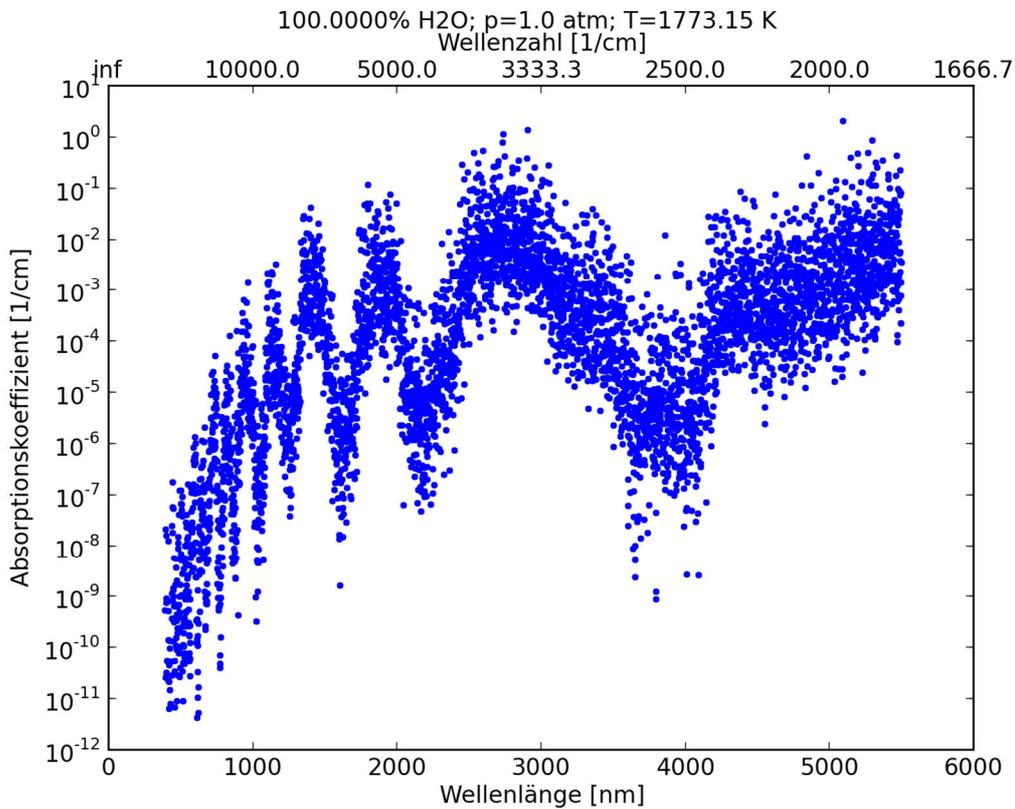


Abbildung 8.2: Absorptionskoeffizient von H₂O in Abhängigkeit der Wellenlänge (Quelle: HVG).

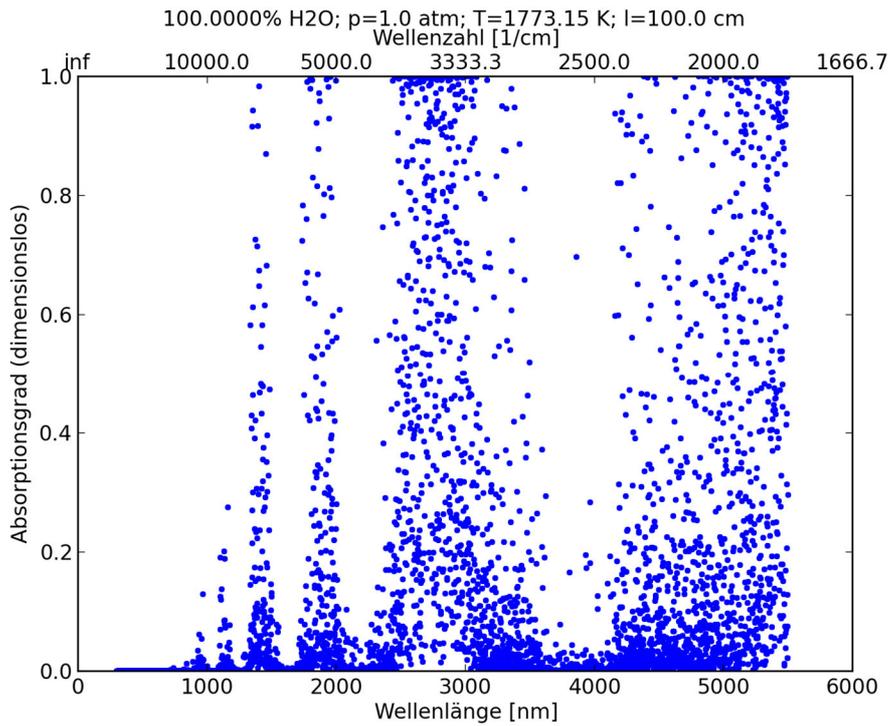


Abbildung 8.3: Absorptionsspektrum von H₂O in Abhängigkeit der Wellenlänge (Quelle: HVG).

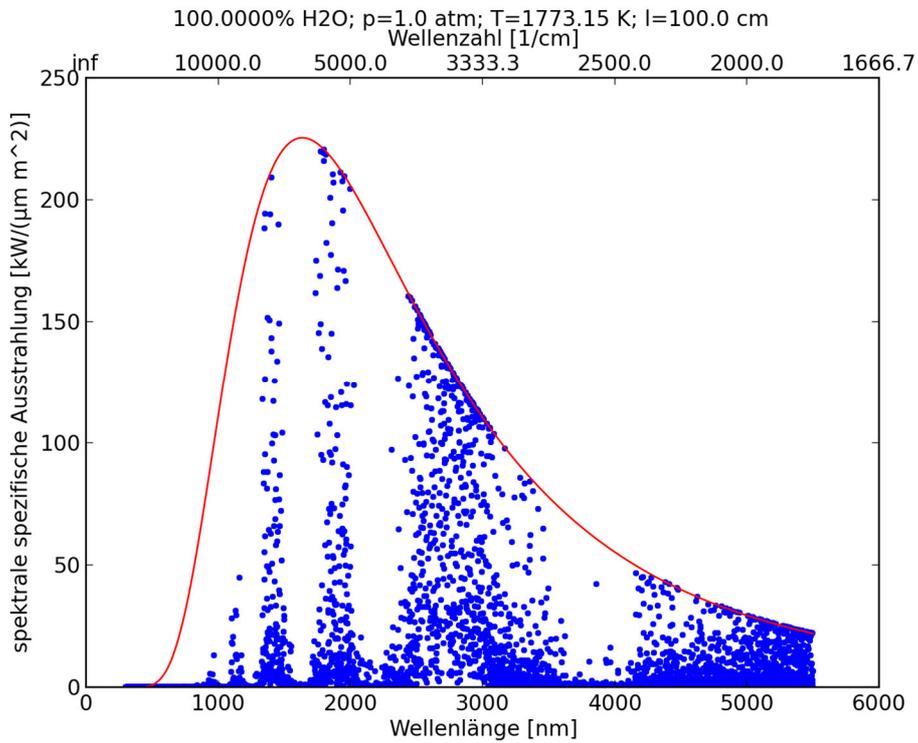


Abbildung 8.4: spektrale spezifische Ausstrahlung von H₂O bei 1.500 °C, die rote Kurve entspricht dem schwarzen Strahler bei derselben Temperatur (Quelle: HVG).

Ergebnisse

Abbildung 8.5 zeigt die wellenlängenabhängigen Absorptionskoeffizienten der einzelnen Abgasbestandteile nach der Erdgasverbrennung mit Luft. Dabei fällt auf, dass der Einfluss der unterschiedlichen Spezies sich abhängig von der Wellenlänge um Größenordnungen unterscheidet (log-Auftrag der y-Achse!). D. h., dass bei unterschiedlichen Wellenlängen entweder eine Gasspezies das Absorptions- bzw. Emissionsverhalten bestimmt oder bei bestimmten Wellenlängen im untersuchten Abgas zwei Spezies etwa jeweils zu 50 % zum Strahlungsverhalten beitragen selten aber 3 Spezies gemeinsam das Strahlungsverhalten bestimmen.

Berechnet man die Emissionsspektren der verschiedenen Abgase (s. **Tabelle 6.3**) bei einer Schichtdicke von 1 m und bei 1.450 °C, so erhält man für Erdgas die **Abbildungen 8.6 und 8.7** (unterscheiden sich nur in der Art der Auftragung für die y-Achse) sowie für Biogas (**Abbildung 8.8.**).

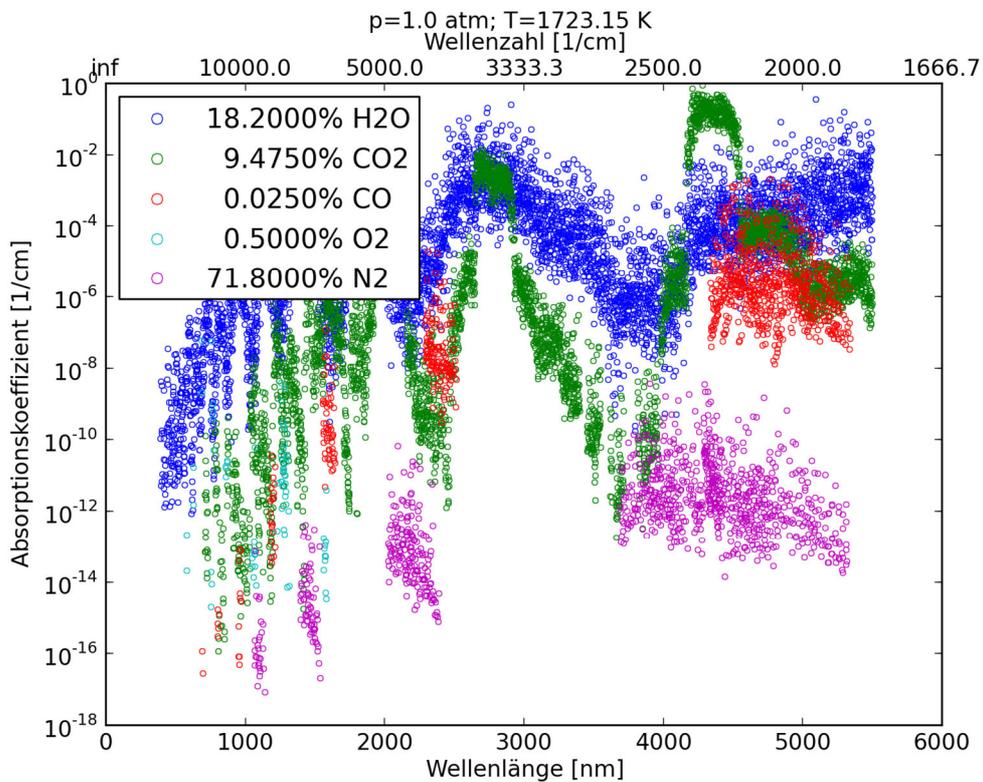


Abbildung 8.5: Beitrag der einzelnen Bestandteile im Abgas nach der Verbrennung von Erdgas zur Absorption bzw. Emission (Quelle: HVG).

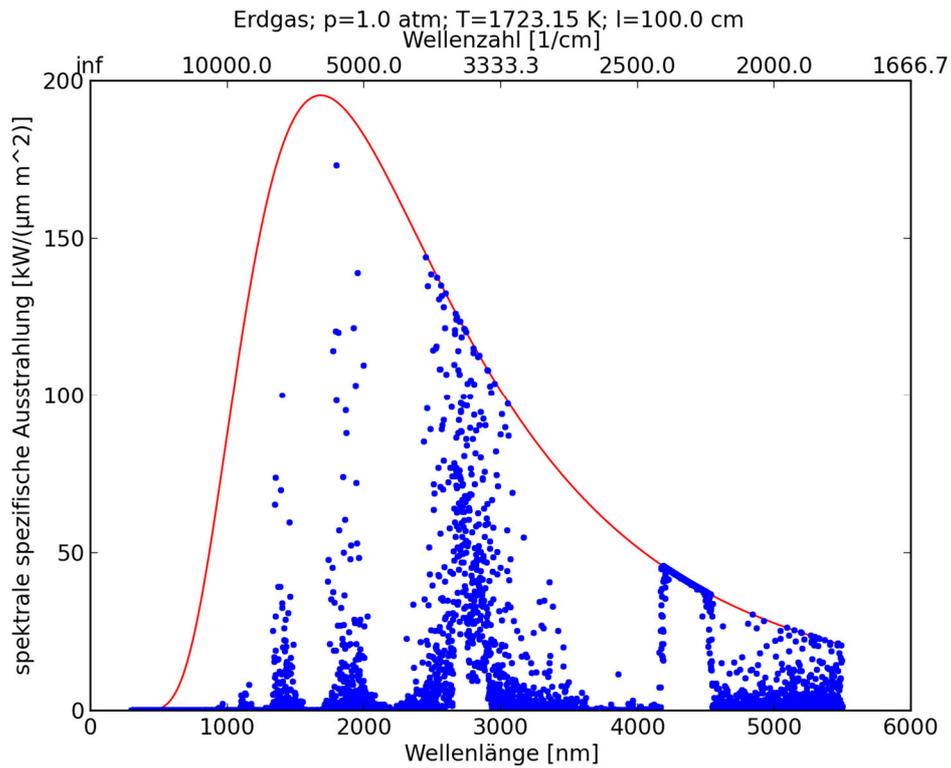


Abbildung 8.6: Spektrale spezifische Ausstrahlung eines Abgases aus der Verbrennung von Erdgas mit Luft bei einer Abgastemperatur von 1.450 °C (rote Kurve = schwarzer Strahler bei derselben Temperatur) (Quelle: HVG).

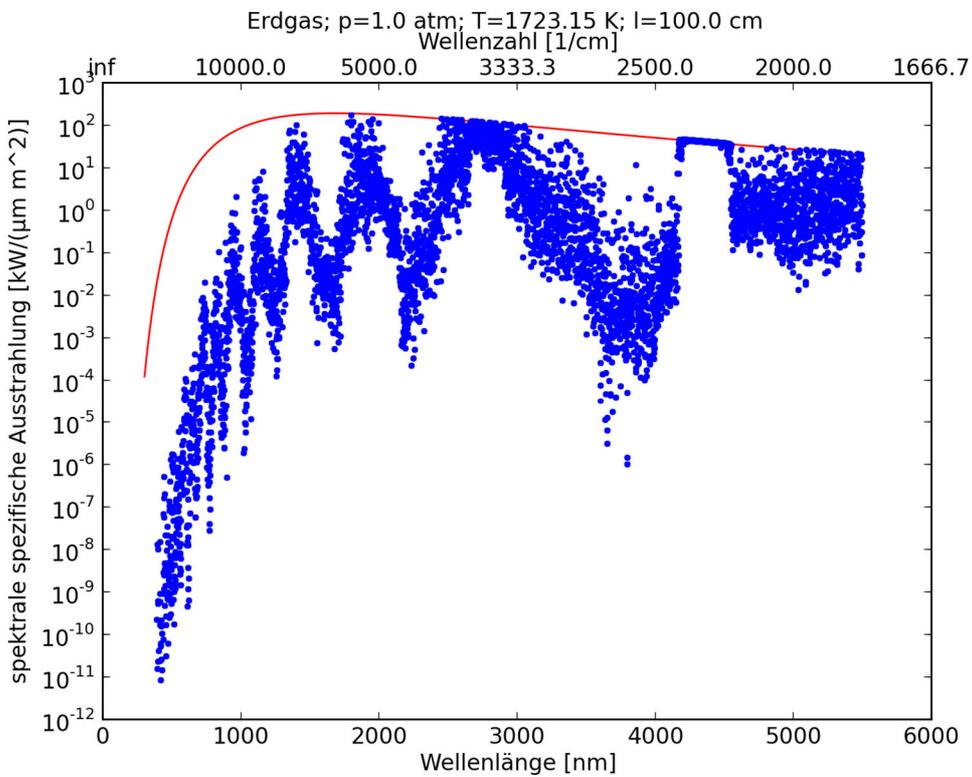


Abbildung 8.7: Spektrale spezifische Ausstrahlung eines Abgases aus der Verbrennung von Erdgas mit Luft bei einer Abgastemperatur von 1.450 °C (rote Kurve = schwarzer Strahler bei derselben Temperatur) in halblogarithmischer Auftragung (Quelle: HVG).

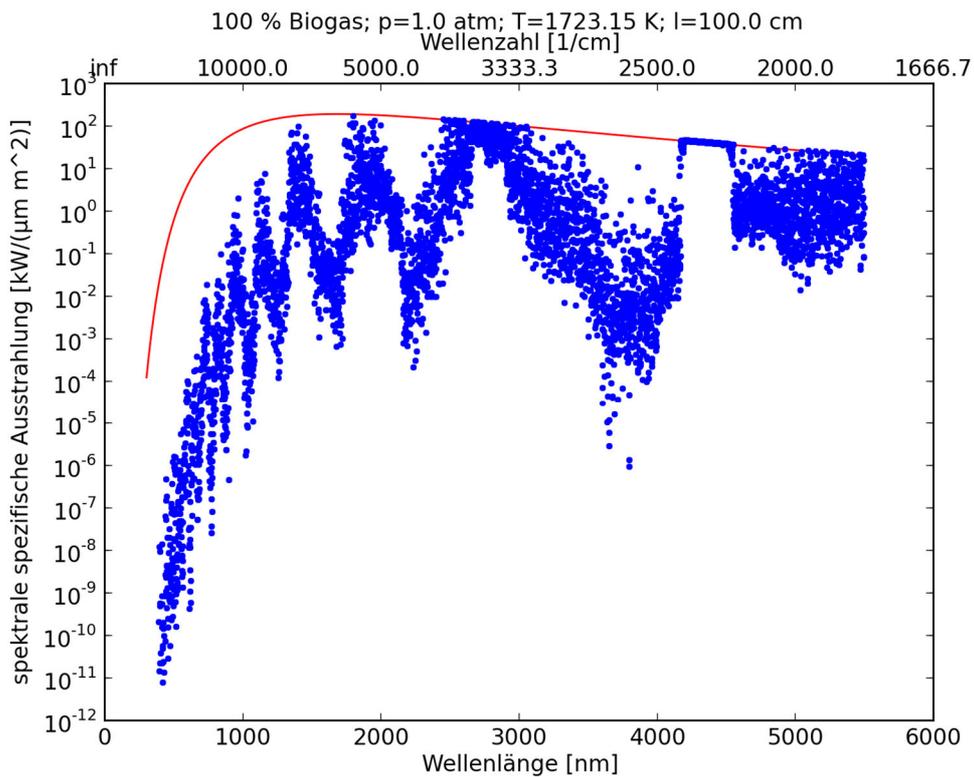


Abbildung 8.8: Spektrale spezifische Ausstrahlung eines Abgases aus der Verbrennung von Biogas mit Luft bei einer Abgastemperatur von 1.450 °C (rote Kurve = schwarzer Strahler bei derselben Temperatur) (Quelle: HVG).

Die Unterschiede der Spektren in Abbildung 8.6 bzw. 8.7, die das Abgas des Erdgases charakterisieren, zum Abgasspektrum des Biogases in Abbildung 8.8 sind in **Abbildung 8.9** dargestellt. Die gleiche Differenzbildung (Wert Mischgas - Wert Erdgas für jede Wellenlänge) wurde für alle Brenngasmischungen (8, 15, 35, 60 und 100 % Biogas, energetisch betrachtet) vorgenommen und ist in der **Abbildung 8.9** ebenfalls dokumentiert. Es fällt auf, dass bei bestimmten Wellenlängen eine Zunahme der spektralen spezifischen Ausstrahlung zu finden ist und bei anderen Wellenlänge eine Abnahme. Auffallend ist auch der Bereich zw. 4.000 und 4.500 nm, bei dem das Strahlungsverhalten des Abgases in den **Abbildungen 8.6, 8.7** und **8.8** das Verhalten eines schwarzen Strahlers annimmt. Bei der Differenzbildung wird hier der Wert Null errechnet, während an den Rändern dieses Bereiches Unterschiede im Strahlungsverhalten erkennbar sind.

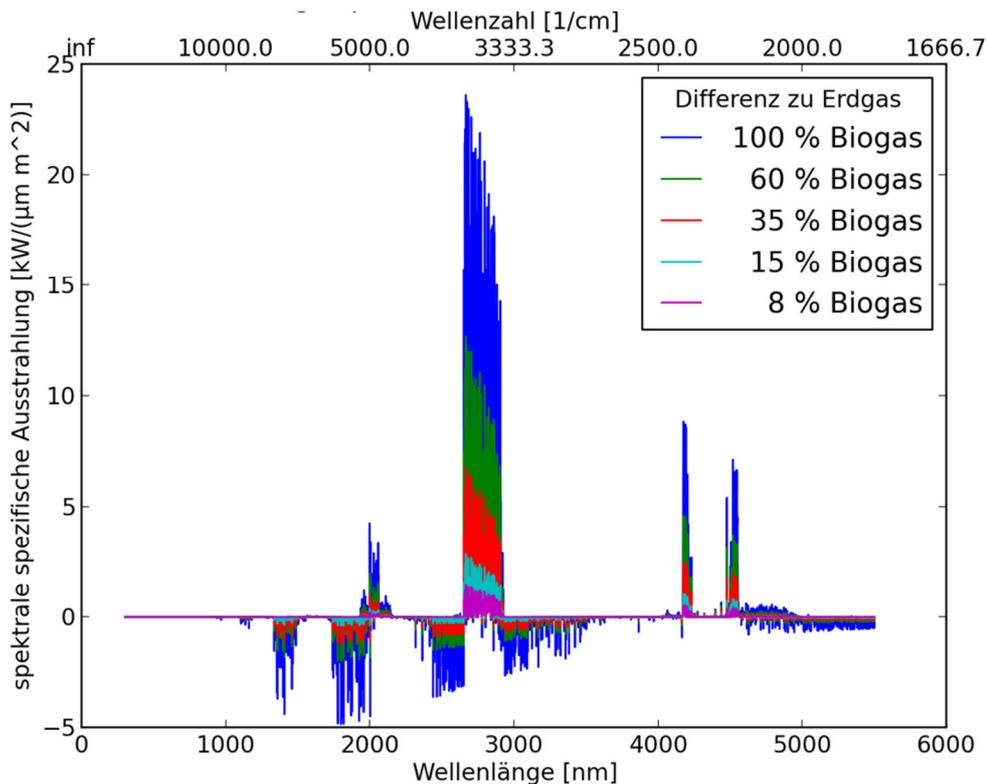


Abbildung 8.9: Differenz der spektralen, spezifischen Ausstrahlung des Abgases der Brenngasgemische im Vergleich zum Abgas der Erdgasverbrennung bei einer Temperatur von 1.723 K (bei einer Schichtdicke von 1 m) (Quelle: HVG).

Bei näherer Betrachtung der **Abbildungen 8.10 bis 8.13** zeigt sich bei bestimmten Wellenlängen jeweils eine Dominanz der Absorption durch CO₂ und/oder H₂O. Daraus ergeben sich folgende Aussagen:

- Über 5.000 nm (bis 5.500 nm): Wasser bestimmt das Absorptions- bzw. Emissionsverhalten;
- Zw. 4.500 und 5.000 nm: Wasser und CO₂ haben etwa den selben Einfluss;
- Zw. 4.000 und 4.500 nm: CO₂ bestimmt das Verhalten;
- Zw. 3.000 und 4.000 nm: Wasser ist Ausschlag gebend;
- Zw. 2.750 und 3.000 nm: Wasser und CO₂ haben etwa den selben Einfluss;
- Zw. 2.750 und 2.250 nm: Wasser ist Ausschlag gebend.
- Zw. 2.250 und 2.100 nm: CO₂ und H₂O zu gleichen Teilen
- Zw. 2.100 und 1.900 nm: Wasser
- Zw. 1.850 und 1.750 nm: beide
- Unter 1.750 (bis 400 nm): Wasser

Das oben beschriebene Verhalten gilt bei etwa gleichen Gehalten an CO₂ und H₂O im Abgas auch für andere Absolutwerte (Bsp. 30 %: **Abbildung 8.11**) und auch für verschiedene Temperaturen (vgl. **Abbildungen 8.10 mit 8.12 und 8.13**).

Im Vergleich dazu zeigt **Abbildung 8.14** mit 20 % Wasser und 10 % CO₂ (entspricht in etwa dem Abgas von Erdgas), dass der Einfluss von CO₂ bei Wellenlängen unterhalb 4.000 nm etwas geringer ist als im Biogas.

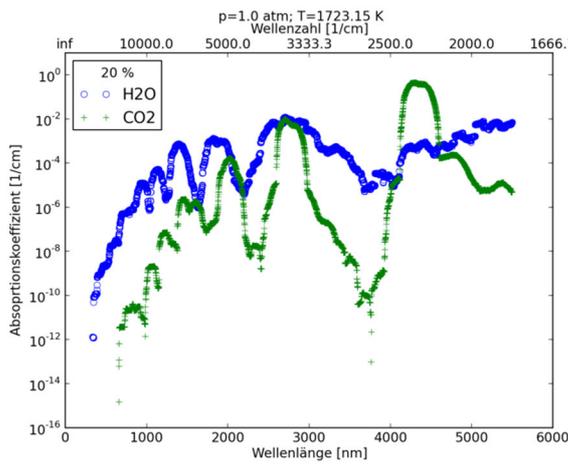


Abbildung 8.10: Absorptionskoeffizienten der Spezies H₂O und CO₂ bei gleichem Gehalt von 20 Vol.-% im Abgas und bei einer Abgastemperatur von 1.450 °C (Quelle: HVG).

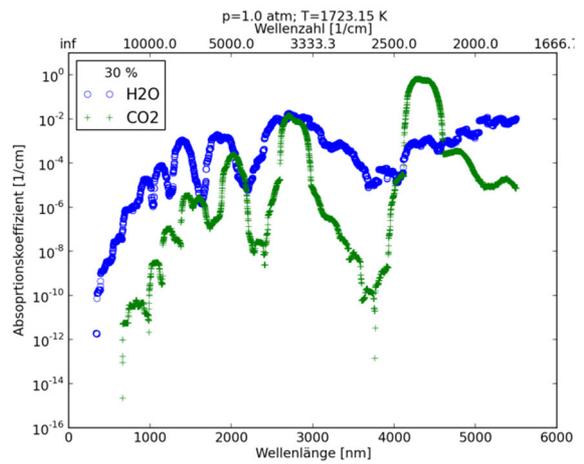


Abbildung 8.11: Absorptionskoeffizienten der Spezies H₂O und CO₂ bei gleichem Gehalt von 30 Vol.-% im Abgas und bei einer Abgastemperatur von 1.450 °C (Quelle: HVG).

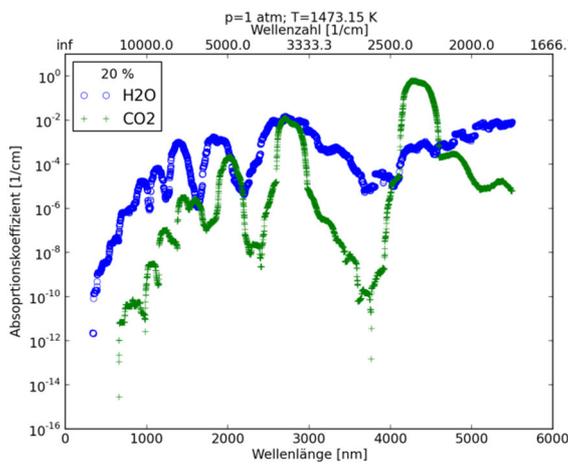


Abbildung 8.12: Absorptionskoeffizienten der Spezies H₂O und CO₂ bei gleichem Gehalt von 20 Vol.-% und bei einer Abgastemperatur von 1.200 °C (Quelle: HVG).

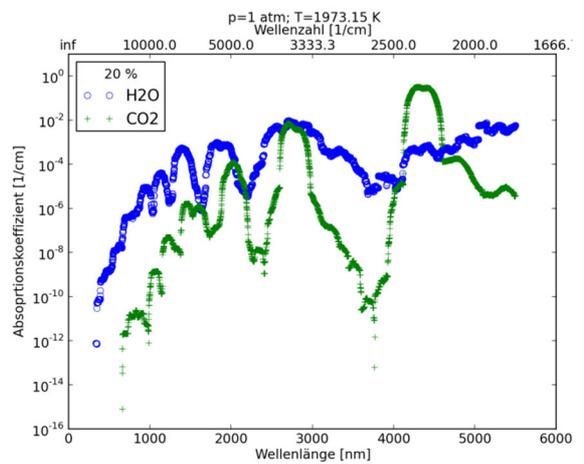


Abbildung 8.13: Absorptionskoeffizienten der Spezies H₂O und CO₂ bei gleichem Gehalt von 20 Vol.-% und bei einer Abgastemperatur von 1.700 °C (Quelle: HVG).

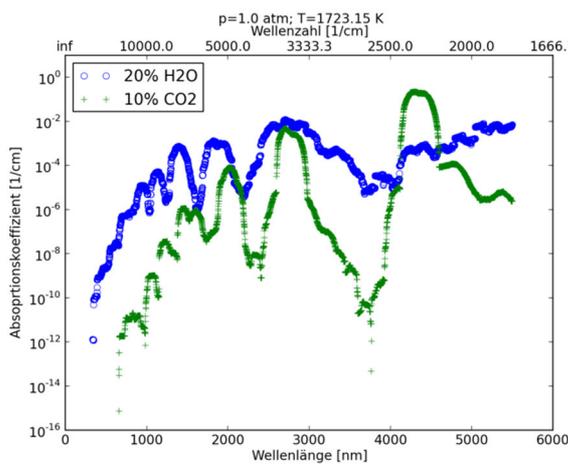
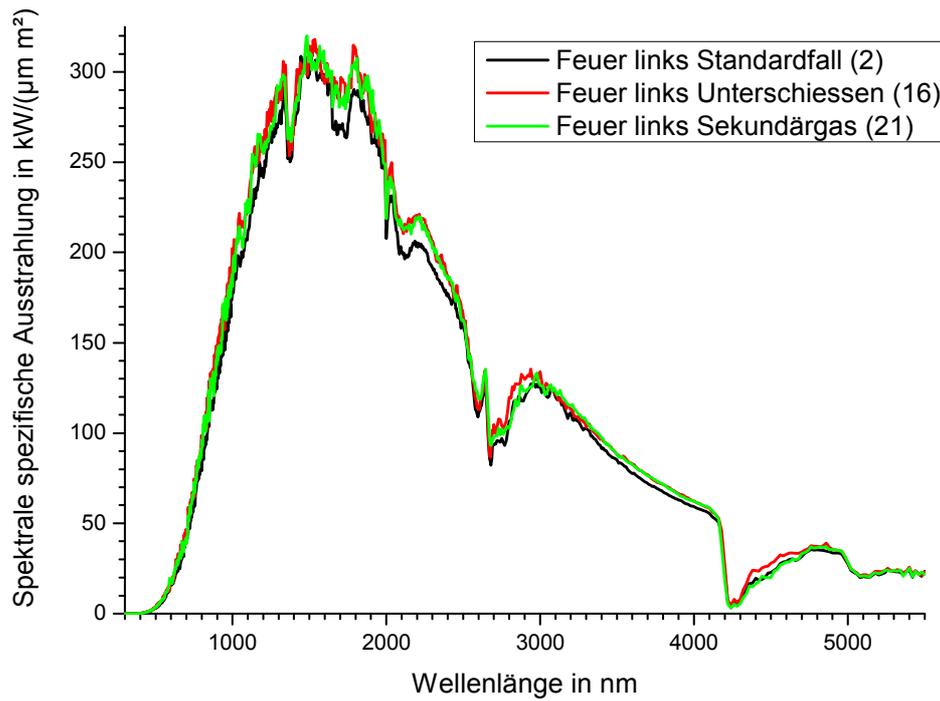
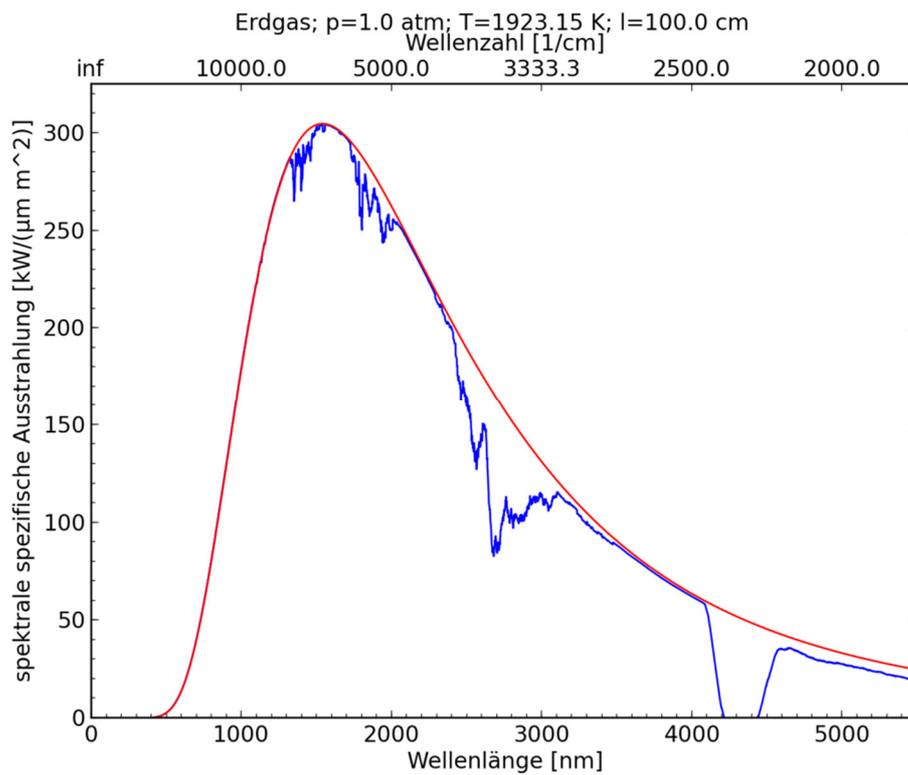


Abbildung 8.14: Absorptionskoeffizienten der Spezies H₂O und CO₂ bei 20 % Wasser und 10 % CO₂ im Abgas bei einer Abgastemperatur von 1.450 °C (Quelle: HVG).



a)



b)

Abbildung 8.15: a) Vergleich mehrerer Strahlungsspektren, aufgenommen im Verbrennungsraum einer Glasschmelzwanne und b) eines gerechneten Spektrums der Absorption einer Hintergrundstrahlung von 1.610 °C durch eine 1 m dicke Abgasschicht mit 1.650 °C mit leicht angepasster Zusammensetzung (Ende der Verbrennungstrecke) im Vergleich zur Zusammensetzung des Abgases einer Erdgasverbrennung (mit Mittelung: variabel, ähnlich Messung) (Quelle: HVG).

Bei den **Abbildungen 8.10 bis 8.13** werden dieselben Ausgangsdaten wie bei Abbildung 8.6 genutzt, allerdings wird ein fließender Mittelwert (Nennwellenlänge ± 50 nm) dargestellt. Bei der Messung von Spektren mit dem Spektralradiometer der HVG (**Abbildung 8.15 a**) geschieht genau das, da bei der nominalen Nennwellenlänge auf Grund der Eigenschaften der optischen Elemente (Gitter und Spalte) in Wahrheit immer ein Wellenlängenbereich abgebildet wird und so eine Art Mittelung auf physikalischem Wege erfolgt. Die Berechnung der Emissions- bzw. Absorptionsspektren erlaubt also detailliertere Aussagen bezüglich des Verhaltens als Funktion der Wellenlänge als gemessene Spektren, die immer einer mehr oder weniger deutlichen physikalischen, messtechnisch bedingten Mittelung unterliegen.

Das Integral der spektralen spezifischen Ausstrahlung über die Wellenlänge ergibt die Bestrahlungsstärke für die verschiedenen Abgaszusammensetzungen der einzelnen Erdgas-Biogas-Gemische. In **Tabelle 8.1** sind die Werte zum Vergleich zusammengetragen.

Tabelle 8.1: Integral über die Wellenlänge der spektralen spezifischen Ausstrahlung von 300 bis 5.500 nm (Bestrahlungsstärke) für unterschiedliche Abgase von Biogas-Erdgas-Gemischen.

Zumischung (energetisch betrachtet)	100 % Biogas	60 % Biogas/ 40 % Erdgas	35 % Biogas/ 65 % Erdgas	15 % Biogas/ 85 % Erdgas	8 % Biogas/ 92 % Erdgas	100 % Erdgas
Eigenschaft						
Integral der spektralen spezifischen Ausstrahlung in kW/m ²	48.972,4	47.908,5	47.307,4	46.987,0	46.903,5	46.732,0
Differenz (Mischgas – Erdgas) in kW/m ²	2240,4	1176,5	575,3	255,0	171,4	0,0

Damit wirft sich die Frage auf; wieviel darf das Abgas aus Biogas kälter sein, als das Abgas aus Erdgas, damit das Integral über die Wellenlänge den gleichen Wert wie bei der Verbrennung von Erdgas annimmt. Bei den bisher angenommenen Randbedingungen ergibt sich eine Temperaturdifferenz von ca. 35 K (s. **Tabelle 8.2**) für reines Biogas.

Tabelle 8.2: Bestrahlungsstärke für Abgase nach der Verbrennung von Erdgas im Vergleich zu reinem Biogas bei unterschiedlichen Temperaturen.

	Erdgas	Biogas				
T in K	1.723	1.723	1.713	1.703	1.693	1.683
Spezifische Ausstrahlung in kW/m ²	46.732	48.972	48.313	47.654	46.992	46.330

Berechnet man die adiabate Flammentemperatur der Brenngasgemische, so erniedrigt sich diese mit zunehmendem Biogasanteil. In **Tabelle 8.3** sind die Unterschiede zur adiabaten Flammentemperatur des Erdgases angegeben. Berechnet wurden die Werte für den Fall vorgewärmte Luft (1.400°C) als Oxidator und Luftzahl = 1,05 unter Berücksichtigung der Dissoziation. Berechnet man das Integral der spektralen spezifischen Ausstrahlung über die Wellenlänge, so zeigt sich, dass die Absenkung der Flammentemperatur durch die minimal verbesserte Emission rechnerisch nicht vollständig kompensiert werden kann (**Tabelle 8.3**).

Am Ende der **Tabelle 8.3** sind die Temperaturdifferenz angeben, um die das Abgas kälter sein dürfte, um die gleiche Bestrahlungsstärke zu zeigen wie Erdgas.

Tabelle 8.3: Vergleich der Bestrahlungsstärke der verschiedenen Brenngasgemische und Einfluss der Temperatur.

	100 % Erdgas	8 % Biogas/ 92 % Erdgas	15 % Biogas/ 85 % Erdgas	35 % Biogas/ 65 % Erdgas	60 % Biogas/ 40 % Erdgas
Spezifische Ausstrahlung in kW/m ²	46.732	45.976	45.263	43.391	41.381
bei T in K	1.723	1.708	1.696	1.661	1.622
ΔT der adiabaten Flammentemperatur in K zum reinen Erdgas	0	15	27	62	101
Adiabate Flammentemperatur in °C bei vorgewärmter Luft (1.400°C) und $\lambda = 1,05$	2.440	2.425	2.413	2.378	2.339
ΔT in K für Bestrahlungsstärke gleich Erdgas bei 1.723 K	0	3	4	9	18

9 CO₂-Bilanzierung

Die Durchführung dieses Folgeprojektes (BG-G II) sah die Kopplung einer Biogasanlage und einer industriellen Glasschmelzanlage zur konstanten Biogasbereitstellung in der erforderlichen Menge vor. Dabei sei erwähnt, dass ein kompletter Austausch des Erdgases durch Biogas mangels notwendiger Anlagenkapazität nicht zu realisieren war. Das Erdgas wurde somit während der experimentellen Untersuchungen durch Rohbiogas in den Substitutionsraten von 0 bis 35 % der Gesamtfeuerungsleistung anteilig ersetzt.

Nachfolgend wird hinsichtlich einer Analyse der gewonnenen Erkenntnisse der Fokus auf die Anlagenparameter des Glasschmelzaggregates und der Biogasanlage gelegt. Wie bereits erwähnt, liegt der Schwerpunkt auf der Fragestellung, in wie weit der fossilbedingte CO₂-Ausstoß von Industrieanlagen durch die Verwendung von Rohbiogas reduziert werden kann. In vorangegangenen Untersuchungen konnte anhand einer Versuchsanlage nachweislich gezeigt werden, dass zur Bereitstellung identischer Prozessbedingungen (z. B. Temperatur) zwar, aufgrund des geringeren Heizwertes, mehr Brenngas erforderlich, aber ein Betrieb unter ähnlichen Bedingungen erreichbar ist. Ferner konnte festgestellt werden, dass effektiv mehr CO₂ emittiert wird, es sich aber hierbei um das CO₂ aus der Rohbiogasfeuerung und dem CO₂-Anteil aus dem Rohbiogas handelt. Somit kann das so entstehende CO₂ als „klimaneutral“ definiert werden. Die Reduktion fossiler CO₂-Emissionen kann damit bei 100 % liegen. Die Praxis zeigt jedoch, dass aufgrund der Kapazitäten momentan darstellbarer Biogasanlagen, z. Zt. eine Versorgung energieintensiver Industrieanlagen allein mit Biogas nicht möglich ist. Daraus entwickelte sich die Fragestellung, ob sich durch die Substitution durch Biogas im Hinblick auf die fossile CO₂-Reduktion quantifizierbare Effekte einstellen.

9.1 Mathematische Modellierung (GWI)

Die nachfolgende Tabelle liefert einen Überblick über die Zusammensetzung der angenommenen Brenngaskomponenten.

Tabelle 9.1: Übersicht der verwendeten Brenngase.

Brenngascharakterisierung	Einheit	100 % Methan	Rohbiogas
Methan	[Vol.-%]	100	50
Kohlenstoffdioxid	[Vol.-%]	-	50
Dichte (0 °C)	[kg/m _N ³]	0,72	1,35

Wie in der **Tabelle 9.1** ersichtlich, ist für die nachfolgende Bilanzierung hinsichtlich einer deutlicheren Ergebnisdarstellung für die Erdgaskomponente ein Gas bestehend aus 100 Vol.-% Methan angenommen. Das Biogas hingegen besteht im Wesentlichen aus den zwei Hauptkomponenten: Methan (ca. 50 Vol.-%) und Kohlendioxid (ca. 50 Vol.-%).

CO₂-Bilanzierung

Der folgende Diskurs hat das primäre Ziel die Berechnung der CO₂-Emissionen, bei Substitution von Erdgas durch Biogas, exemplarisch darzustellen. Dabei wird im Wesentlichen zwischen den beiden Mischungsarten „*volumetrische Substitution*“ und „*energetische Substitution*“ differenziert.

Der Fokus liegt im Rahmen dieser theoretischen Betrachtung auf einer Abschätzung der Potentiale zur Senkung der fossilbedingten CO₂-Emissionen. Hierbei werden den CO₂-Emissionen, bedingt durch die Substitution von Rohbiogas im Erdgas, insgesamt drei verschiedenen Quellen zugeordnet. Im Detail handelt es sich dabei um:

1. Inertes CO₂ aus dem Rohbiogas (ca. 50 Vol.-%), welches im Wesentlichen nicht an einer Verbrennungsreaktion teilnimmt
2. Produziertes CO₂ aus der chemischen Reaktion des Methans aus dem Rohbiogas
3. Produziertes CO₂ aus der Verbrennungsreaktion des Methans fossilen Ursprungs (Erdgas)

Für eine spätere Bewertung der Reduzierung der fossilen CO₂-Emissionen sind diese drei Anteile somit zu unterscheiden.

Energetische Substitution:

Das Ziel der energetischen Substitution liegt in der partiellen Bereitstellung einer definierten Wärmemenge durch das zu substituierende Brenngas. D. h., dass die Gesamtwärmeleistung auf zwei Gase, hier Erdgas und Biogas, aufgeteilt und jeweils anteilig bereitgestellt wird. Beispielsweise wird so bei einem Substitutionsgrad von 50 % die Hälfte der Gesamtleistung jeweils von den beiden Brenngasen eingebracht. Mit steigendem Substitutionsgrad erhöht sich nach Gleichung 9.4 der Massenstrom des Biogases, parallel sinkt der Massenstrom des Erdgases durch den niedrigeren Wärmemengenbedarf. Auf der Basis rein theoretischer Betrachtungen lässt die nachfolgende **Abbildung 9.1** einen linearen Zusammenhang zwischen dem Substitutionsgrad und der möglichen Einsparung bzw. Senkung der fossilen CO₂-Emissionen erkennen. Nach der Gleichung 9.4 ist die Leistung bei konstantem Heizwert H_u proportional zu dem Gasmassenstrom. Folglich fällt bei einer energetischen Substitution der Erdgasvolumenstrom mit dem Faktor des Substitutionsgrades ab. Äquivalent dazu erfolgt auch die Reduktion der fossilen CO₂-Emissionen. Es ist festzuhalten, dass dieser Zusammenhang vollkommen losgelöst von der Wahl der Biogaszusammensetzung eine Gültigkeit besitzt. Basierend auf dieser Erkenntnis erübrigten sich weiterreichende Betrachtungen des hier beschriebenen Zusammenhanges unter angesprochenen Parametern.

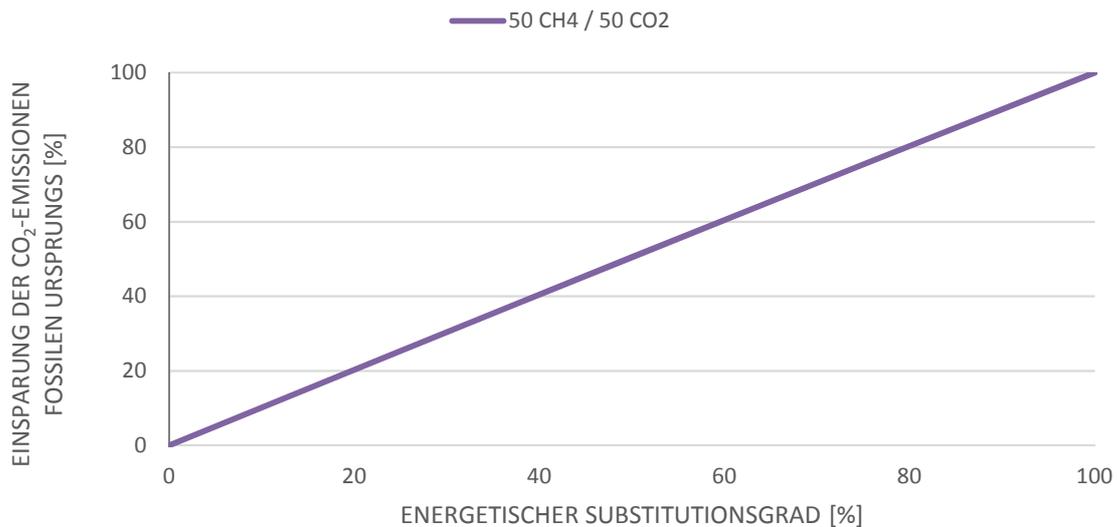


Abbildung 9.1: Senkung von CO₂ fossilen Ursprungs in Abhängigkeit vom Substitutionsgrad bei energetischer Substitution.

Im Folgenden wird die mathematische Nachweisführung einer volumetrischen Betrachtung, sowie die dabei erzielten Ergebnisse erörtert.

Volumetrische Substitution

Im Gegensatz zu der energetischen Substitution, wird bei der volumetrischen Substitution die Gesamtbrennerleistung nur von einem Brenngasgemisch geliefert. Dieses Gemisch verfügt jedoch in Abhängigkeit des Substitutionsgrades über einen individuellen Heizwert. Für die Bereitstellung einer konstanten Leistung, bei unterschiedlichen Substitutionsgraden, muss nach Gleichung 9.4 der Gesamtvolumenstrom angepasst werden. Nachfolgend wird die volumetrische Substitution exemplarisch für verschiedene Substitutionsraten anhand einer fest definierten Rohbiogaszusammensetzung betrachtet.

Im Rahmen der Bilanzierung sind zuvor die erforderlichen Volumenströme des Brenngasgemisches zu ermitteln. Hierfür werden einleitend, die in **Tabelle 9.2** genannten, Betriebsparameter herangezogen.

Für die allgemeine Reaktionsgleichung von Methan und Sauerstoff gilt nach Cerbe [13]:



Somit gilt weiter für die Reaktion von Methan mit Luft [17]:



Zur Vereinfachung werden die Gase als ideal angenommen. Unter dieser These erfolgt auch die Darstellung des vereinfachten Zusammenhanges zwischen der Stoffmenge und dem Volumen. Hier wird ein Mol als Äquivalent zu einem Kubikmeter fixiert. Für die nachstehende mathematische Beweisführung gilt außerdem zur Argumentation die Gleichung 9.3 nach Cerbe [13]:

$$\dot{Q}_B = \dot{V}_B \cdot H_B \quad (9.3)$$

Nach Umstellung der Gleichung 9.3 ergibt sich der Zusammenhang zu 9.4:

$$\dot{V}_B = \frac{\dot{Q}_B}{H_B} = \frac{12MW}{35,894MJ/m_N^3} = 1203,5m_N^3/h \quad (9.4)$$

Die folgende **Tabelle 9.2** ermöglicht einen Überblick über die rechnerisch ermittelten Daten bei Annahme von Erdgas mit einem Methananteil von 100 Vol.-%.

Tabelle 9.2: Randbedingungen für die Bilanzierung bei 100 % Methan.

Daten	Einheit	
angenommene Leistung	MW	12
Heizwert Methan	MJ/m ³	35,894
Volumenstrom Methan	m _N ³	1.203,5
Volumenstrom O ₂	m _N ³	2.407,1

Basierend auf den in **Tabelle 9.2** gezeigten Daten ergeben sich für die Bilanzierung, unter Annahme einer vollständigen Verbrennung die in **Abbildung 9.2** ersichtlichen Volumenströme.

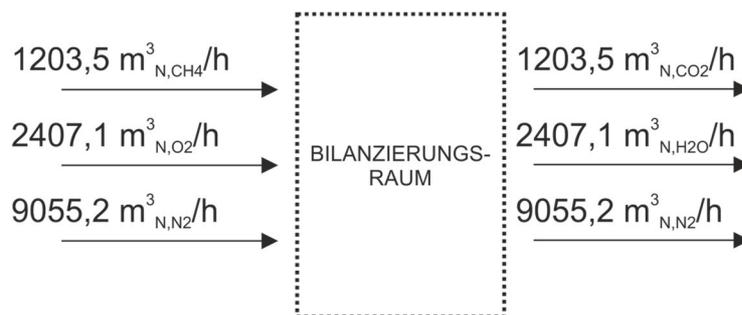


Abbildung 9.2: Bilanzierung der Volumenströme bei reiner Methanbefeuerung (Quelle: GWI).

Wie in **Abbildung 9.2** zu erkennen, wird bei Verwendung eines Erdgases mit angenommenem Methangehalt von 100 % und einer Feuerungsleistung von 12 MW 1.203,5 m_N³ CO₂ pro Stunde ausgestoßen. Unter Annahme eines ganzjährigen Betriebs der beschriebenen Anlage ohne störungsbedingte Pausen oder ähnlich einzuordnende Unterbrechungen des Betriebs, d. h. im kontinuierlichen Dauerbetrieb, würde sich somit ein jährlicher Ausstoß von fossilem CO₂ von insgesamt 10.543.043 m_N³ oder rund 20.000 t ergeben.

Analog zu der vorgestellten Bilanzierung des reinen Erdgasfalles liefert die **Tabelle 9.3** exemplarisch Werte einer Rohbiogassubstitution von 50 Vol.-%. Die in **Tabelle 9.3** aufgeführten Volumenströme lassen sich durch Einsetzen in die Reaktionsgleichung 9.5 direkt den resultierenden CO₂ Volumenströmen zuordnen. Die farbliche Markierung soll hierbei die Zuordnung vereinfachen.

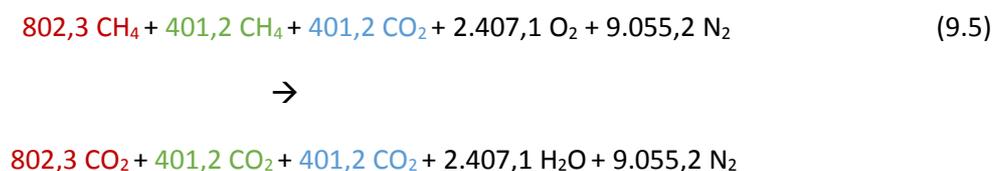


Tabelle 9.3: Randbedingungen für die Bilanzierung bei Substitution mit Rohbiogas.

Leistung	12 MW
Substitution von Methan durch Biogas	50 Vol.-%
Zusammensetzung - Methan	100 Vol.-%
Zusammensetzung - Biogas	50 Vol.-% CH ₄ und 50 Vol.-% CO ₂
Zusammensetzung - Gemisch	75 Vol.-% CH ₄ und 25 Vol.-% CO ₂
Heizwert - Methan	35,894 MJ/m ³
Heizwert - Biogas	17,947 MJ/m ³
Heizwert - Gemisch	26,921 MJ/m ³
Volumenstrom - Brenngasgemisch	1.604,6 m ³ /h
Volumenstrom - Methan	802,3 m ³ /h
Volumenstrom - Biogas	802,3 m ³ /h
Volumenstrom – Biogas_CO ₂	401,2 m ³ /h
Volumenstrom – Biogas_CH ₄	401,2 m ³ /h

Die Berechnung der Volumenströme verhält sich analog zu der Betrachtung des reinen Erdgasfalles. Aufgetragen über den Bilanzierungsraum ergeben sich so in **Abbildung 9.3** vorgestellte Volumenströme. Dort ist zu erkennen, dass die Volumenströme von Methan und Kohlenstoffdioxid jeweils ihrem Ursprung entsprechend aufgeteilt sind.

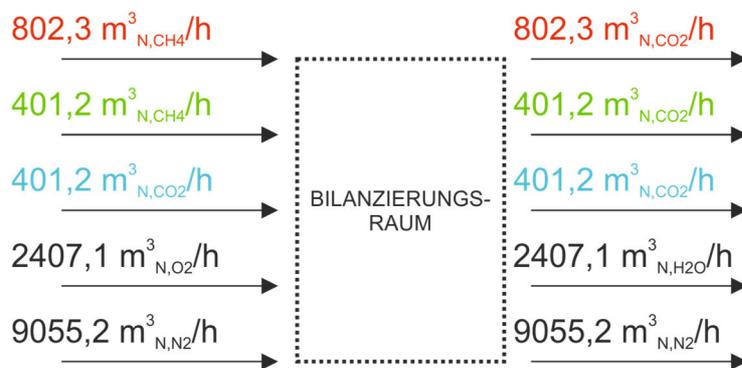


Abbildung 9.3: Bilanzierung der Volumenströme bei Rohbiogassubstitution (Quelle: GWI).

Für eine Ermittlung der Reduzierung fossiler CO₂-Emissionen, kann so die durch das fossile Brenngas produzierte Kohlendioxid-Senkung in Relation zur Gesamtproduktion gesetzt werden. Demzufolge gilt:

$$CO_2 \text{ * -Senkung} = \frac{401,2 m^3_{N, CO_2} / h}{12032,5 m^3_{N, CO_2} / h} = \frac{1}{3} = 33,33\% \quad (9.6)$$

*(fossilen Ursprungs)

Nach Einsetzen der Volumenströme in die Gleichung 9.6 ergibt sich für die volumetrische Substitution von Rohbiogas bestehend aus 50 Vol.-% CH₄ und 50 Vol.-% CO₂, in Methan eine Reduzierung fossiler CO₂-

Emissionen von ca. 33 %. An dieser Stelle kann ebenfalls, wie oben ermittelt, eine CO₂-Ausstoßbilanz unter äquivalenten Annahmen aufgestellt werden. Hierbei ergeben sich ein jährlicher Ausstoß fossiler CO₂-Emissionen von rund 13.000 t und ein jährlicher Ausstoß von klimaneutralen CO₂-Emissionen von rund 6.500 t durch die Substitution von Rohbiogas und weiteren rund 6.500 t inertem CO₂ aus dem Rohbiogas. Zusammengenommen also auch rund 13.000 t.

In nachfolgender **Tabelle 9.4** sind die Ergebnisse der exemplarisch angestellten Rechnungen zusammengefasst. Hier werden die Ergebnisse von Rechnungen mit Variation der Brenngaszusammensetzung und des Substitutionsgrades aufgezeigt. Dabei ist anzumerken, dass alle weiteren errechneten Fälle analog zur oben gezeigten Vorgehensweise abgehandelt wurden.

Tabelle 9.4: Einsparung fossil-bedingter CO₂-Emissionen bei Substitution mit Rohbiogas

fossile CO ₂ -Ersparnisse in %	Rohbiogaszusammensetzung (CH ₄ : CO ₂)			
	Sub-Vol-%	<u>25 : 75</u>	<u>50 : 50</u>	<u>75 : 25</u>
0	0	0	0	0
10	2,7	5,26	7,69	10
20	5,88	11,11	15,79	20
30	9,68	17,65	24,32	30
40	14,29	25	33,33	40
50	20	33,33	42,86	50
60	27,27	42,86	52,94	60
70	36,84	53,85	63,64	70
80	50	66,67	75	80
90	69,23	81,82	87,1	90
100	100	100	100	100

Die visuelle Ergebnisdarstellung erfolgt in der **Abbildung 9.4**. Aufgetragen ist hierbei die fossile CO₂-Einsparung über dem Substitutionsgrad des Rohbiogases.

Das Diagramm der **Abbildung 9.4** zeigt für die Verwendung von Rohbiogas mit einem Methananteil von 100 % einen linearen Kurvenverlauf über den gesamten Substitutionsbereich. Die Einsparung fossiler CO₂-Emission liegt somit bei einem theoretischen Substitutionsgrad von 100 % logischerweise bei 100 %. Bei der Betrachtung der Kurvenverläufe der drei weiteren Biogaszusammensetzungen zeigt sich, dass, mit abnehmenden Methananteil des Rohbiogases, die Kurvenverläufe zunehmend von dem linearen Verlauf abweichen. Ofenkundig erfährt der Kurvenverlauf der Biogaszusammensetzung mit dem geringsten Methananteil die bedeutendste Abweichung von der Linearität. Der, hier als nahezu parabelförmig zu bezeichnende, Kurvenverlauf nimmt mit steigender Substitutionsrate an Steigung zu, sodass hohe CO₂-Senkungsraten erst bei hohen Substitutionsgraden (ab circa 80 %) resultieren. Für Biogaszusammensetzung mit Methananteilen im Bereich von 50 Vol.-% ist die Abweichung zum linearen Kurvenverlauf jedoch relativ gering. Das parabelförmige Verhalten entsteht durch die Kompensation des zunehmend sinkenden Heizwertes des Gasgemisches und der damit einhergehenden Steigerung des

Brenngasvolumenstroms. D. h., dass zur Bereitstellung einer konstanten Wärmeleistung bei variierendem Substitutionsgrad stets das Gesamtbrenngasgemisch verändert wird und damit auch der fossile Anteil variiert. Ein linearer Zusammenhang wie bei der energetischen Substitution ist somit nur im Falle der Verwendung von 100 % biogenen Methans möglich (siehe **Abbildung 9.4**).

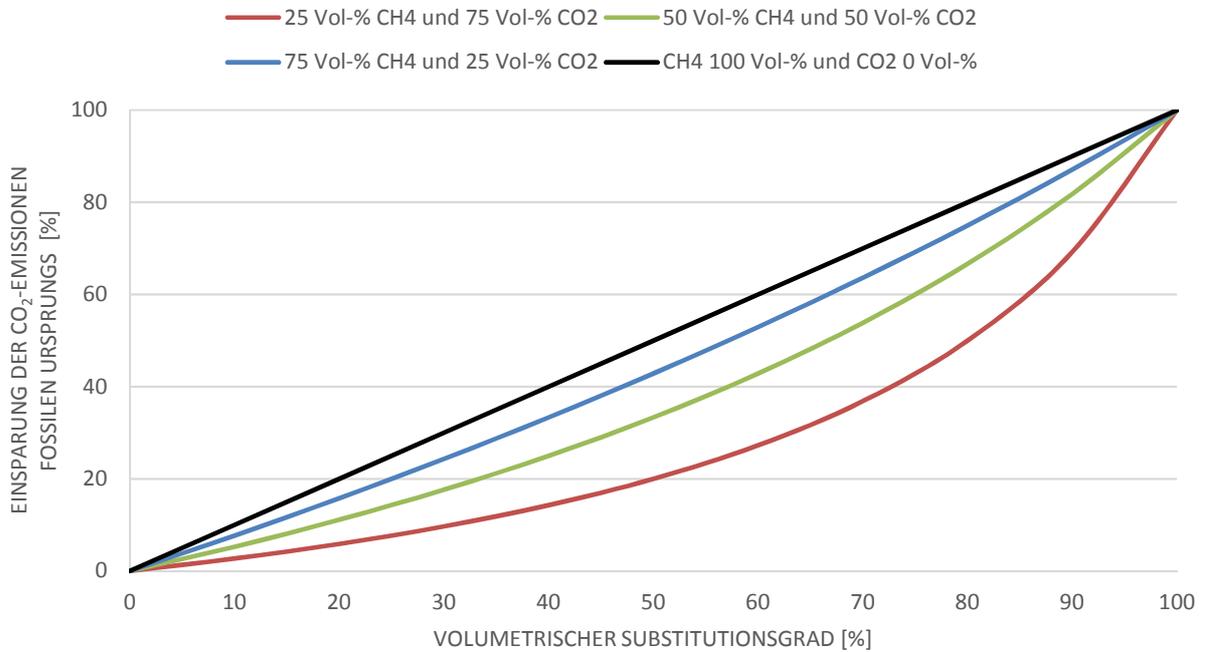


Abbildung 9.4: Differenzierung unterschiedlicher volumetrischer Substitutionsgrade (Quelle: GWI).

10 Fazit und Handlungsempfehlung

10.1 Fazit der Untersuchungen

Als wichtigste Aussage des Betreibers der Glasschmelzanlage ist zu sehen, dass in der fast 6-monatigen Versuchszeit kein Einfluss der Rohbiogasbeimischung auf die Glas- bzw. Produktqualität zu beachten war:

- keine Probleme mit Gispfen, Blasen oder Farbe;
- keine Probleme mit Brennern oder Verbrennung
- keine Probleme bei den Abgaswerten.

Ein systematischer Einfluss der Rohbiogasbeimischung auf den Energieverbrauch war ebenfalls nicht erkennbar. Dazu unterschieden sich die betrieblichen Randbedingungen zumindest während der drei Messkampagnen trotz nur kleiner Änderungen zu stark und überlagerten bzw. verwischten eventuelle Effekte. Auch das Bedienpersonal konnte keine signifikanten Energie-Mehrverbräuche feststellen.

Von Seiten der Technik sind nach Aussage des Glasherstellers keine Einschränkungen bei der Verwendung von Rohbiogas bei den während der Projektphasen getesteten Zumischungsverhältnissen zu erwarten.

Dennoch muss angemerkt werden, dass gewisse Rahmenbedingungen geschaffen werden mussten sowie die Wannenföhrer Erfahrungen mit den Biogasmengen machen mussten, um die Flamme ideal einstellen zu können. Insbesondere bei plötzlichem Wegfall der Biogasmengen - oder plötzlicher Zufuhr - könnten hier Probleme entstehen.

10.2 Empfehlungen für weitere Nutzung in Thermoprozessanlagen (Glas oder anderen Branchen)

Die Verwendung von lediglich entschwefeltem, aber ansonsten unbehandeltem Rohbiogas in einer industriellen Thermoprozessanlage ist auch deswegen energetisch sinnvoll, da bei der Herstellung kein zusätzlicher Energieaufwand für eine vorgeschaltete aufwändige CO₂-Wäsche des Biogases notwendig ist, wie z. B. bei der Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz.

Für eine ständige Nutzung von Biogas in industriellen Thermoprozessanlagen sind folgende Voraussetzungen auf Grund der im Projekt gemachten Erfahrungen sinnvoll:

- Lokale Versorgungsnetze für sichere Versorgung mit unterschiedlichen Biogasmengen, je nachdem ob Stromerzeugung oder Verbrennung in Thermoprozessanlagen ökologisch sinnvoller ist (z. B.: bei Überangebot an Strom)
- Biogas aus Reststoffverwertung verwaltungstechnisch als Brennstoff und nicht als Abfallstoff behandeln
- Regellanzen vollautomatisch einstellbar: stufenlose Regelung der Blendendurchmesser über MSR-Technik von Messwarte aus, abhängig von der Zumischmenge an Biogas und nicht per Hand oder über Düsenwechsel
- Eingangskontrolle der Stoffeigenschaften bei Biogas und Erdgas für MSR-Aufgaben/Verbrennungsregelung zwingend notwendig
- Ankopplung mehrerer Biogasanlagen / Ausweitung Mikrogasnetz

Ökonomisch ist unter den z. Zt. gegebenen Randbedingungen (EEG Zulage für Verstromung von Biogas und niedriger Erdgaspreis) ein Einsatz von Rohbiogas zur Schmelze von Glas nicht sinnvoll, da sich im Preis pro kWh ungefähr der Faktor 4 ergab.

11 Ausblick

Die Ergebnisse des durchgeführten Forschungsvorhabens zeigen eine grundsätzliche Anwendbarkeit der vorgestellten Technologie. Die Versuche an der Glasschmelzwanne erfolgten bis zu einer energetischen Substitution des Erdgases durch Rohbiogas von 30 % ohne nachweisliche Auswirkungen auf die Prozessparameter und die Glasqualität. Die numerische Simulation (unter Einhaltung eines konstanten Impulsstromverhältnisses) verdeutlicht die Relevanz einer Anpassung der Brennertechnik für höhere Substitutionsraten. Festzuhalten ist jedoch, dass nach Anpassung der Brenner selbst mit der ausschließlichen Verbrennung von Rohbiogas die erforderlichen Prozesstemperaturen erreicht werden können.

Der technologische Ansatz der direkten Verwendung von, nur grobentschwefeltem, Rohbiogas ist zudem als absolut sinnvoll für weitere industrielle Verfahren anzusehen, wie z. B. Alu-Recycling oder andere Grundstoffindustrien. Die chemische Industrie, die hohe Ansprüche an die Qualität der Brenngase stellt, werden das, naturgemäß Schwankungen unterliegende, Rohbiogas vermutlich nicht ohne weiteres einsetzen können, vor allem bei der stofflichen Umsetzung. Grundsätzlich ist der mögliche Einsatz von Biogas für jede Anlage und jeden Prozess individuell zu prüfen.

Für die industrielle Nutzung des Rohbiogases müssten neben dem erfolgten Nachweis der technologischen Anwendbarkeit noch weitere Faktoren berücksichtigt werden:

1. Für die Einbindung von Rohbiogas in eine industrielle Infrastruktur ist vor allem die Versorgungssicherheit von essentieller Wichtigkeit. Eine Feuerungsanlage, die z. B. auf dem vollständige Rohbiogasnutzung ausgelegt ist, kann bei einem Ausfall der Biogasversorgung ohne die entsprechende Ausstattung der Mess- und Regeltechnik nicht einfach auf ein hochkalorisches Erdgas umgestellt werden. Hierfür müssten technische Lösungsansätze erörtert werden, wie und ob im Störfall ein Alternativbrennstoff verwendet werden kann. Ferner erscheinen Mikrogasnetze, die mehrere Biogasanlagen untereinander und mit der Industrieanlage verbinden, als sinnvolle Lösung. Der Vorteil eines solchen Mikrogasnetzes liegt neben der Versorgungssicherheit auch in der Bereitstellung der erforderlichen Kapazitäten.
2. Für diesen alternativen Biogasnutzungspfad liegt bis dato noch keine gesetzliche Regelung vor. Im Besonderen kann es problematisch werden, wenn das Rohbiogas von einer reststoffverwertenden Anlage bereitgestellt wird. Die Verbrennung eines solchen Gases gilt zurzeit als Abfallverbrennung und wird emissionstechnisch abweichend zur industriellen Gasverbrennung kategorisiert. Grundsätzlich besteht für die Durchsetzung dieser Technologie noch behördlicher Klärungsbedarf bzw. der genauen Deklaration des Rohbiogases.

Aus ökologischer Sicht ist die Verwendung von Rohbiogas in industriellen Anlagen jedoch als äußerst sinnvoll anzusehen. Wie oben aufgezeigt, steigt die prozentuale Einsparung von Kohlendioxid fossilen Ursprungs linear mit der Biogassubstitutionsrate, da das, bei der Verbrennung von Biogas, emittierte CO₂ als klimaneutral bewertet wird.

Aus ökonomischer Sicht ist die industrielle Nutzung von Rohbiogas bis dato trotz alledem unwirtschaftlich. Die Begründung liegt in den zu hohen Kosten für das Biogas. Eine Kilowattstunde Biogas liegt zurzeit um den Faktor vier höher als eine kWh Erdgas. Ein wirtschaftlicher Vorteil könnte sich jedoch im Handel mit CO₂-Klimazertifikaten ergeben, da industrielle CO₂-Intensivemitteln durch die Einsparung fossil

bedingten CO₂-Emissionen den Einkauf von Zertifikaten reduzieren bzw. mit überschüssigen Zertifikaten Handel betreiben könnten. In diesem Punkt ist zukünftig Potential, welches für die industrielle Nutzung des Rohbiogases spricht, zu sehen: Würden, beispielsweise, die Kosten für CO₂-Zertifikate, aufgrund der behördlichen Verschärfung klimapolitischer Ziele, steigen, dann wird aus einem betriebswirtschaftlichen Vorteil ein Wettbewerbsvorteil.

12 Projektplan, Verwendung der Zuwendung

Der Zeitplan für das Projekt „BG-G II“ (siehe **Abbildung 12.1**) sah eine Projektlaufzeit von April 2015 bis März 2017 vor. Dieser Zeitplan wurde von den Partnern eingehalten!

Die Arbeiten, die im Rahmen des Projektplans durchgeführt wurden, waren notwendig und angemessen!

Die geplanten Arbeiten konnten wie in dem begutachteten und bewilligten Antrag zeitgemäß durchgeführt werden. Es wurden lediglich Aufgaben innerhalb des Projektzeitraumes aufgrund planerischer Gegebenheiten der industriellen Partner zeitversetzt bzw. verschoben. Auf Grund der veränderten Vorgehensweise (da Biogas nur vom Mai bis November 2015 zur Verfügung stand, mussten die Praxisversuche vorgezogen werden) hat sich die Abfolge der Meilensteine verändert oder sind teilweise völlig obsolet geworden. Nach Abschluss des Projektes kann man sagen, dass die Meilensteine 1, 2, 3 und 4 im Laufe des Vorhabens erreicht wurden, wenn auch nicht in der gedachten Reihenfolge und zum angedachten Zeitpunkt. Für die bisher durchgeführten Rechnungen, Messungen, numerischen Simulationen und Auswertungen der zu untersuchenden Versuche und Versuchsreihen waren die geplanten Mitarbeiter (Techniker und Ingenieure) im beantragten Umfang tätig.

Tabelle 12.1: Personaleinsatz im Projektzeitraum, GWI

2015	A+B	C	F
Januar	0,00	0,00	0,00
Februar	0,00	0,00	0,00
März	0,00	0,00	0,00
April	0,51	1,14	1,65
Mai	0,46	0,96	1,42
Juni	0,57	1,00	1,57
Juli	0,98	0,00	0,98
August	1,20	0,00	1,20
September	1,20	0,00	1,20
Oktober	1,37	0,00	1,37
November	1,66	0,00	1,66
Dezember	1,42	0,00	1,42
Summe	9,37	3,10	12,47

2016	A+B	C	F
Januar	1,22	0,50	0,74
Februar	1,24	0,50	0,74
März	0,74	0,83	0,74
April	1,23	0,50	0,74
Mai	1,34	0,34	0,74
Juni	1,28	0,29	0,74
Juli	1,16	0,29	1,49
August	0,67	0,40	1,50
September	0,79	0,31	1,21
Oktober	0,81	0,00	0,05
November	0,41	0,00	0,00
Dezember	0,61	0,00	0,00
Summe	11,50	3,96	8,69

2017	A+B	C	F
Januar	0,79	0,26	0,64
Februar	0,79	0,26	0,64
März	0,77	0,25	0,58
Summe	2,35	0,77	1,86

Gesamt	23,22	7,83	23,02
---------------	--------------	-------------	--------------

Tabelle 12.2: Personaleinsatz im Projektzeitraum, HVG

Zeitraum: 01.04.2015 bis 31.03.2017			
A	B	C	D
28,15	5,00	2,75	1,81

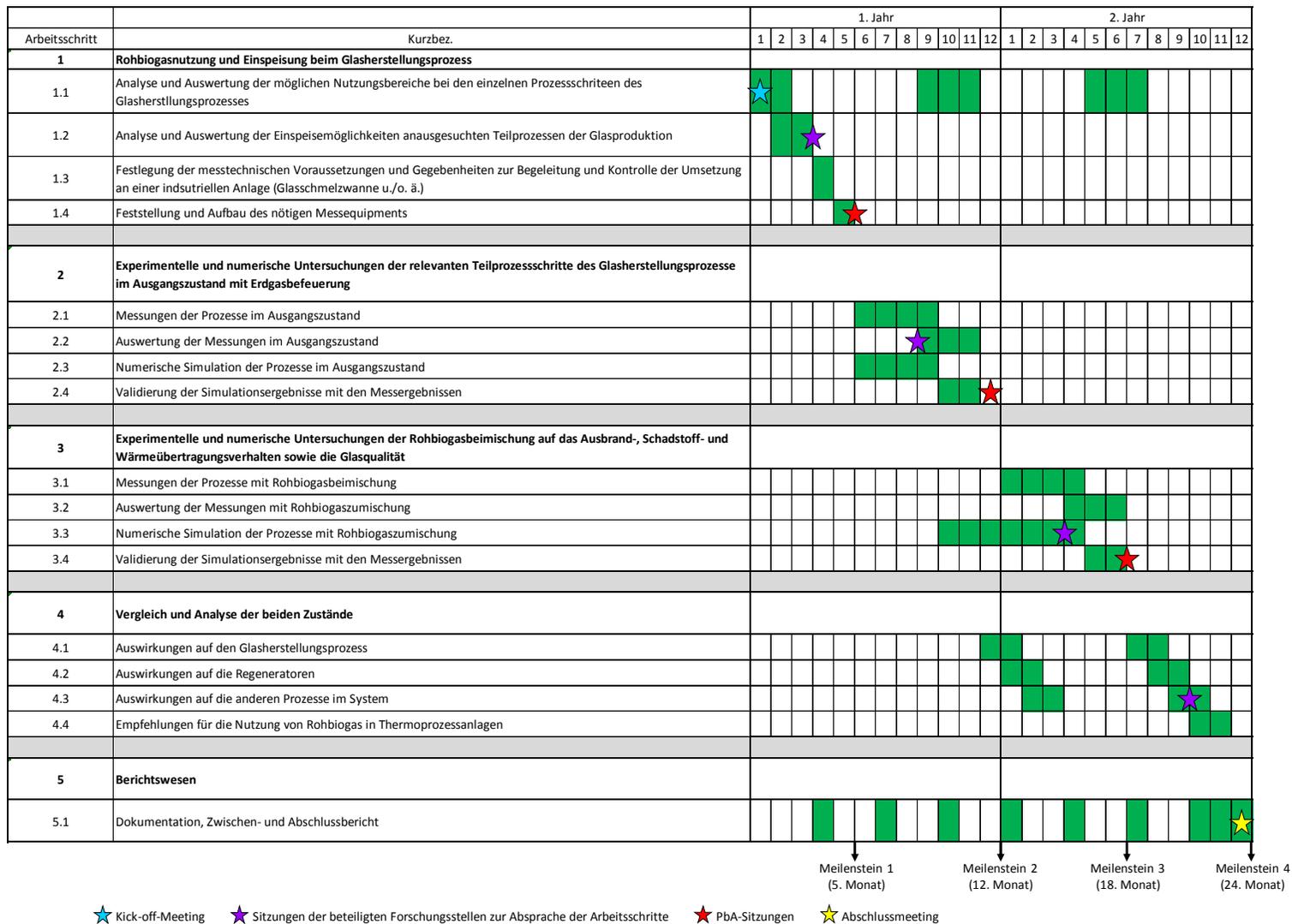


Abbildung 12.1: Zeitplan des Projektes "BG-G II"

13 Gegenüberstellung von Forschungszielen und erzielten Ergebnissen

Tabelle 13.1: Gegenüberstellung von Forschungszielen und erzielten Ergebnissen

Forschungsziel	Erzieltes Ergebnis
<ul style="list-style-type: none"> ● Analyse der Anwendbarkeit für andere Verbrennungsprozesse im Glasherstellungsprozess 	<ul style="list-style-type: none"> ● Die Analyse ergab, dass eine Einspeisung im Rahmen dieses Vorhabens nur am Glasschmelzaggregat sinnvoll ist. Weitere Bereiche, wie z. B. Feeder, Kühlofen, etc. können, aufgrund des vorhandenen Brennersystems (Vormischbrenner) oder hohe Anforderungen an die Regelung nicht ohne weiteres auf Biogas umgestellt werden. Hier würde zusätzlicher Modifikations- und Investitionsbedarf erforderlich werden.
<ul style="list-style-type: none"> ● Festlegung der messtechnischen Voraussetzungen und Gegebenheiten zur Begleitung und Kontrolle der Umsetzung an einer industriellen Anlage ● Durchführung der Messungen an einer Glasschmelzwanne mit dem Einsatz verschiedener Erdgas-/Biogas-Gemische ● Analyse und Auswertung der Versuche 	<ul style="list-style-type: none"> ● Die Randbedingungen für die Versuche sowie für deren messtechnisch Begleitung wurde in enger Zusammenarbeit und in Absprache mit dem Glaswannenbetreiber erörtert und abgestimmt. ● Insgesamt wurde über einen Versuchszeitraum von sechs Monaten eine Glasschmelzwanne mit Rohbiogas in unterschiedlichen Substitutionsraten befeuert. Es wurden insgesamt vier Messkampagnen durchgeführt, die grundsätzlich dem gleichen Messablauf mit unterschiedlichem Aufwand folgten: verbrennungstechnische Untersuchungen, Wannenmessung, Brenngas und Abgas charakterisieren. Die Messung der Strahlung wurde aus verfahrenstechnischen Gründen durch eine Berechnung der HVG ersetzt. ● Die Analyse der Versuche wurde in detaillierte Weise vollzogen ● Untersuchung Glasproben: Proben wurden gesammelt, aber da keine Änderungen bzw. Einfluss von Biogas ersichtlich, wurden die Proben nicht analysiert, dafür wurden zusätzliche Untersuchungen der

	<p>Spurenhaltstoffe des Biogases durchgeführt.</p>
<ul style="list-style-type: none"> ● Numerische Simulation der Biogaszuführung in der Glasschmelzwanne ● Validierung der Ergebnisse der Biogasbeführung und dem Referenzfall (100 % Erdgas) 	<ul style="list-style-type: none"> ● Numerische Simulation einer realen Glasschmelzwanne wurde für den Referenzfall, die Versuchsparameter und für weitere Substitutionsraten durchgeführt ● Validierungen der Modellkombinationen einer realen Glasschmelzwanne wurden durchgeführt
<ul style="list-style-type: none"> ● Analyse der Auswirkung auf den Glasherstellungsprozess ● Analyse der Auswirkungen auf die Regeneratoren ● Analyse der Auswirkungen auf die anderen Prozesse im System ● Erstellung einer Handlungsempfehlung für die Nutzung von Rohbiogas in Thermoprozessanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> ● Die Analyse ergab keine Auswirkungen auf den Glasherstellungsprozess ● Im Zeitraum von sechs Monaten konnten keine Auswirkungen festgestellt werden ● Die Biogasbeführung der Glasschmelzwanne hat nachweislich die anderen Prozesse im System nicht beeinflusst. ● Eine Empfehlung für die Nutzung von Rohbiogas in Thermoprozessanlagen, anhand des Beispiels einer Glaswanne, ist in Kapitel 10.2 beschrieben worden.

14 Nutzen der Forschungsergebnisse

Die Zusammenarbeit des Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. und der Hüttentechnischen Vereinigung der deutschen Glasindustrie e. V. gewährleistete eine fach- und branchenübergreifende sowie umfassende Aufarbeitung der Fragestellung bzw. der Zielstellung des Projektes. Über die beteiligten Gesellschaften ist auch ein schneller Transfer der Ergebnisse zu den Betreibern der jeweiligen Branche gegeben. Auf Grund der unterschiedlichen, sich ergänzenden Sach- und Fachkenntnisse sowie einer branchenübergreifenden Herangehensweise sind eine maximale Erfolgsquote und ein Transfer der Ergebnisse in weitere Branchen sichergestellt. Die zwei Forschungsvereinigungen haben dabei die theoretischen, numerischen, labor- und messtechnischen Untersuchungen in enger Abstimmung mit den Firmenvertretern des projektbegleitenden Ausschusses durchgeführt. Diese Diskussionen sorgen auch dafür, dass erste Ergebnisse den beteiligten Firmen sehr schnell zur Verfügung stehen. Die Gewährleistung der praktischen Umsetzbarkeit wird durch die beteiligten Firmen aus den unterschiedlichsten Bereichen (Glasherstellung, Ofenbau, Brennerhersteller, Biogasanlagenhersteller und -betreiber, Hersteller von Feuerfestmaterialien, etc.) und ihre Teilnahme an den Sitzungen der projektbegleitenden Arbeitsgruppe garantiert.

Die Transferergebnisse wurden vollständig erreicht!

Bisherige und in 2017 geplante Tätigkeiten zum Ergebnistransfer:

Bisher wurden zu Beginn des Projektes (Mai 2015) ein Kick-Off-Meeting und eine weitere Sitzung (November 2016) mit dem projektbegleitenden Ausschuss zur Absprache der geplanten Arbeiten durchgeführt. Eine abschließende Sitzung im März 2017 führte alle Teilnehmer der Projektgruppe noch einmal zusammen, in der die positiven Ergebnisse des Forschungsprojekts den unterschiedlichen Sparten (Glashersteller, Anlagenbetreiber, Ofenbauer, FF-Hersteller, etc.) dargestellt wurden. Weiterhin fanden zahlreiche Gespräche mit beteiligten Industrieunternehmen und Biogasanlagenbetreibern statt.

Der wissenschaftliche Beirat der HVG wurde bei seiner jährlichen Sitzung im März in den Jahren 2015 bis 2016 über die aktuellen Entwicklungen im Rahmen des Forschungsvorhabens unterrichtet. In den Tätigkeitsberichten der Jahre 2015 und 2016 des GWI und der HVG wurde ebenfalls über den Stand der Arbeiten berichtet. Die Aufsichtsgremien des GWI und der HVG wurden regelmäßig über die Arbeiten informiert.

Eine Auflistung der bisher erfolgten Vorträge, Veröffentlichungen und von Messeauftritten ist in Kapitel 15 angegeben.

14.1 Wissenschaftlich-technischer Nutzen

Die Verwendungsmöglichkeit von grob gereinigtem Biogas als Brenngas für industrielle Thermoprozessanlagen konnte prinzipiell nachgewiesen werden. In Versuchen an einem realen Glasschmelzaggregat wurden Substitutionsraten mit maximal 30 % Rohbiogas (energetisch substituiert) nachweislich ohne Auswirkungen auf den Prozess, die Glasqualität und die Feuerfestmaterialien durchgeführt. Ferner konnten die Grenzwerte für die Schadstoffemissionen eingehalten werden. Zusammenfassend kann somit eine Substitution von Rohbiogas im Erdgas für die Verwendung von Thermoprozessanlagen gleicher Bauart grundsätzlich als technisch durchführbar gelten.

Mit Hilfe von numerischen Simulationen (CFD) konnten, neben den durchgeführten Versuchen, auch höhere Substitutionsraten betrachtet werden, die bis zu einer reinen Rohbiogasverwendung nachweislich

konstante Prozesstemperaturen im Ofenraum ergaben. Nach Auswertung und Analyse der erzeugten Daten ist der Brennertechnik eine Schlüsselrolle zu zusagen. Durch die gezielte Anpassung der Brennergeometrie kann der Verbrennungsprozess bei der Verwendung von Rohbiogas in Hinblick auf die Prozessparameter und Schadstoffemissionen optimiert werden.

Die abgeschlossenen Untersuchungen werden helfen, viele weiter offene Fragen hinsichtlich des Nutzungs- und Gefährdungspotentials von Biogas in industriellen Thermoprozessanlagen zu beantworten. Auch der Fragenkomplex „Verunreinigungen“ und Spurenelemente im Brenngas und etwaige Folgen für Anlagen und Produkte konnte zumindest für die Glasherstellung, sowohl hinsichtlich des Einflusses auf die Glasqualität zufriedenstellend behandelt und beantwortet werden. Ein Transfer dieser Ergebnisse auch auf andere, entsprechende Produktionsprozesse ist in vielen Bereichen der Thermoprozessfeuerungen möglich.

14.2 Wirtschaftlicher Nutzen für KMU

Glaswannenbetreiber sind oft klein- und mittelständische Unternehmen und in ländlichen Gebieten ansässig. Dort liegt auch der Standort der zahlreich gebauten und geplanten Biogasanlagen in Deutschland, die in den meisten Fällen KMU sind.

Die Nutzung von grob gereinigtem, minimal aufbereitetem Biogas erhöht die Effektivität der Biogasanlagen (da eine aufwändige Konditionierung oder Verstromung entfällt) und schont damit nachhaltig die Umwelt, da der Primärenergieträger Erdgas und/oder Öl durch einen alternativen, erneuerbaren Energieträger ersetzt wird. Damit rückt die Einhaltung der Klimaschutzziele der Bundesregierung ein Stück näher.

Ein weiterer Aspekt ist die Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit Brennstoff. Durch die immer unsicherer werdende Lage bezüglich der Gewährleistung der Erdgaslieferungen sind immer mehr Betreiber von Thermoprozessanlagen bemüht, teure Back-up-Lösungen, beispielsweise mit Flüssiggas, zur Weiterführung ihrer Produktion zu realisieren. Die dezentrale Biogasbefeuerung mittels einer Biogasanlage bietet hierfür eine gute, klimafreundliche und nachhaltige Alternative.

Die in diesem Projekt erzielten Ergebnisse geben den Glaswannen- und Biogasanlagenbetreibern bzw. Biogasbauern ein Werkzeug an die Hand, die Biogasbefeuerung in ihren Aggregaten zu realisieren. Es wird hier aufgezeigt, mit welchen Auswirkungen zu rechnen bzw. wie diesen zu begegnen ist; zum Beispiel durch eine gezielte Reinigung des Biogases von den störenden Komponenten, eine entsprechende Abgasbehandlung und eventuell erforderliche Brennermodifikationen.

Von diesen Ergebnissen profitieren ebenfalls die angrenzenden Industriezweige, wie Hersteller von Feuerfestmaterial, Brennern, Mess- und Regeltechnik, Biogasanlagen und den entsprechenden Zubehörkomponenten, da sich damit neue Geschäftsfelder ergeben und diese Ergebnisse auch in andere Industriezweige wie die Keramik-, Ziegel-, Zement-, Stahl-, NE-Metall- und Rohstoffindustrie übertragen werden können. Somit sind die hier erzielten Ergebnisse einem großen Nutzerkreis von Thermoprozessanlagen- und Biogasanlagenbetreibern zugänglich und fördern den innovativen Know-how-Vorsprung des Standortes Deutschland.

Die Bundesregierung hat sich als Ziel gesetzt, bis 2020 18 % des Endenergiebedarfs aus erneuerbaren Energien bereitzustellen und gegenüber 1990 den Treibhausgasausstoß um 40 % zu senken. Seit 2012 kommt der CO₂-Handel auch für Glaswannenbetreiber zum Tragen. Das kann gerade für klein- und

mittelständische Betriebe zu existenziellen Problemen führen, da das Schmelzen von Glas bis zu 80 % des Energieeinsatzes bei der Glasproduktion benötigt. Durch die Möglichkeit, den Primärenergieträger Erdgas und/oder Öl durch erneuerbare Energien, wie z. B. Biogas zu ersetzen, können die Glaswannenbetreiber den relevanten (fossilen) CO₂-Ausstoß drastisch reduzieren, wettbewerbsfähig bleiben und somit auch Arbeitsplätze sichern. Weiterhin wird die Umwelt nachhaltig durch die Reduzierung der CO₂-Emissionen geschont.

Bei der energetischen Substitution von Rohbiogas steigt die Einsparung fossiler CO₂-Emissionen linear mit der Substitutionsrate von Biogas. Damit sind selbst bei der Verwendung von geringen Biogasmengen direkt Einsparungen fossiler CO₂-Emissionen möglich und schaffen damit Vorteile bei dem Handel mit CO₂-Klimazertifikaten und der Einhaltung der Klimaziele.

Die Ergebnisse, die im Rahmen dieses Forschungsprojektes erzielt werden, verschaffen dem Standort Deutschland und damit vor allem klein- und mittelständischen Unternehmen, die sich meist keine eigene FuE-Abteilung leisten können, einen deutlichen Know-how-Vorsprung bei der Nutzung von Rohbiogas in Thermoprozessanlagen.

Durch die Klärung der Fragen bezüglich Auswirkungen auf die Gesamtheit des Glasschmelzprozesses, aber auch auf die einzelnen Anlagenkomponenten, können die beteiligten Industriezweige neue Aufgabenfelder erschließen, neue Produkte entwickeln und somit ihre Wettbewerbsfähigkeit sichern und sich gegenüber der Konkurrenz durch fundiertes Wissen abgrenzen.

15 Veröffentlichungen

Das Projekt wurde auf folgenden Messen/Konferenzen/Tagungen/Fachsitzungen (zum Teil mit mehreren Vorträgen auf einer Veranstaltung) präsentiert:

- Linde Expertentreffen, Weiherhammer, 18. November 2015
- Glastechnische Tagung, Goslar, 06. - 08. Juni 2016
- ESG Conference, Sheffield (GB), 05. - 08. September 2016
- Glasstec, Düsseldorf, 19. - 20. Oktober 2016
- Fachausschuss II und VI der Deutschen Glastechnischen Gesellschaft e. V., Würzburg, 15. März 2017
- Innovationstag Mittelstand des BMWi, Berlin, 18. Mai 2017
- 44th IFRF TOTeM, Essen, Deutschland, 14. - 15. Juni 2017
- Glastechnische Tagung Weimar, 29. - 31. Mai 2017

Weitere Veröffentlichungen und Vorträge sind sowohl für das Jahr 2017 eingereicht als auch geplant. Unter anderem:

- 11th European Conference INFUB, Gaia (Porto), Portugal, 18. - 19. April 2017
- Glasstec, Düsseldorf, 23. - 26. Oktober 2018
- Bericht in der Fachzeitschrift "Gaswärme international"

Darüber hinaus ist die Bereitstellung des Abschlussberichtes im Downloadbereich der Internetseiten des GWI und der HVG fest eingeplant.

16 Danksagung

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

Die beiden Forschungsvereinigungen bedanken sich besonders herzlich bei den Kollegen aus der Glasindustrie, speziell bei der Firma Verallia Deutschland AG, die die Messungen an einer Glasschmelzwanne ermöglichten, die technischen Voraussetzungen schafften und die Messungen sowie Untersuchungen mit entsprechendem Personalaufwand begleiteten.

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

17 Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 2.1: ENTWICKLUNG DER ANZAHL AN BIOGASANLAGEN IN DEUTSCHLAND IN DEN JAHREN 1992 – 2016, (STAND: 07/2016) [7].	6
ABBILDUNG 2.2: ENTWICKLUNG DER EINSPEISUNG VON BIOMETHAN IN DAS ERDGASNETZ VON 2006 – 2016 [7].	7
ABBILDUNG 2.3: MOBILER VERSUCHSSTAND AN EINER NAWARO-BIOGASANLAGE MIT VERSCHIEDENEN MESSSTELLEN ZUR CHARAKTERISIERUNG DER VERBRENNUNGSSTRECKE (QUELLE: GWI).	7
ABBILDUNG 2.4: : ERGEBNISSE DER FARBORTBESTIMMUNG AN GLÄSERN, ERSCHMOLZEN AUS INDUSTRIELLEN GLASSGEMENGEN, IM CIE-LAB-FARBRAUM BEI NORMLICHT C BEI UNTERSCHIEDLICHEN ENERGIETRÄGERN (QUELLE: HVG).	8
ABBILDUNG 4.1: ARBEITSPRINZIP EINER U-FLAMMENWANNE [15].	13
ABBILDUNG 4.2: VEREINFACHTE SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER UNTERSUCHTEN GLASSCHMELZWANNE (QUELLE: GWI).	14
ABBILDUNG 4.3: SKIZZIERUNG DER FUNKTIONSWEISE ZUR HERSTELLUNG VON BIOGAS AUS DER FERMENTATION VON LANDWIRTSCHAFTLICHEN RESTSTOFFEN ZUR NUTZUNG ALS BRENNSTOFF BEI DER SCHMELZE VON GLAS (QUELLE: HVG).	15
ABBILDUNG 5.1: SEEBECK-EFFEKT (QUELLE: GWI).	17
ABBILDUNG 5.2: PRINZIP EINES THERMOELEMENTS (QUELLE: GWI)..	18
ABBILDUNG 5.3: SCHEMA DES NDIR-/NDUV-VERFAHRENS (QUELLE: GWI).	19
ABBILDUNG 5.4: SCHEMA DES PARAMAGNETISCHEN VERFAHRENS ZUR BESTIMMUNG DES SAUERSTOFFGEBHALTES IN GASMISCHUNGEN (QUELLE: GWI)..	20
ABBILDUNG 5.5: ABSAUGETHERMOMETER DER HVG FÜR UNTERSCHIEDLICHE MESSBEDINGUNGEN (QUELLE: HVG).	21
ABBILDUNG 5.6: A) UND B): STRAHLENSCHUTZSTEINE FÜR REINGAS C): SOWIE STARK PARTIKELBELASTETES ROHGAS (QUELLE: HVG).	22
ABBILDUNG 5.7: ALLGEMEINE ABLAUFSTRUKTUR EINER NUMERISCHEN STRÖMUNGSSIMULATION (QUELLE: GWI).	25
ABBILDUNG 6.1: SCHWANKUNGEN DES METHANGEBHALTS IM BIOGAS ÜBER 10 TAGE.	28
ABBILDUNG 6.2: VEREINFACHTE SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER GLASSCHMELZWANNE MIT MESSRASTER (QUELLE: GWI).	38
ABBILDUNG 6.3: MESSPOSITIONEN UND EINDRINGTIEFEN (QUELLE: GWI).	38
ABBILDUNG 6.4: ÜBERSICHT UND AUFBAU DER VERWENDETEN ABSAUGSONDEN (SCHEMA) (QUELLE: GWI).	39
ABBILDUNG 6.5: MESSUNG MIT 17,5 % BIOGASSUBSTITUTION, PROZENTUALE ABWEICHUNG ZUM REFERENZFALL (QUELLE: GWI).	40
ABBILDUNG 6.6: MESSUNG MIT 30 % BIOGASSUBSTITUTION, PROZENTUALE ABWEICHUNG ZUM REFERENZFALL (QUELLE: GWI).	41
ABBILDUNG 6.7: PROZENTUALE ABWEICHUNG DER LOKALEN NOX -KONZENTRATION, „FEUER LINKS“ (LINKS) UND „FEUER RECHTS“ (RECHTS), IM VERGLEICH ZUR VERBRENNUNG VON ERDGAS AN DER MESSPOSITION 1 (QUELLE: GWI).	42
ABBILDUNG 6.8: PROZENTUALE ABWEICHUNG DER LOKALEN O2 -KONZENTRATION, „FEUER LINKS“ (LINKS) UND „FEUER RECHTS“ (RECHTS) AN MESSPOSITION 1 IM VERGLEICH ZUR VERBRENNUNG MIT ERDGAS (QUELLE: GWI).	42
ABBILDUNG 6.9: PROZENTUALE ABWEICHUNG DER LOKALEN CO2 KONZENTRATION, „FEUER LINKS“ (LINKS) UND „FEUER RECHTS“ (RECHTS) AN MESSPOSITION1 IM VERGLEICH ZUR VERBRENNUNG MIT ERDGAS (QUELLE: GWI).	42
ABBILDUNG 7.1: VERGLEICH DER MESSREIHEN MIT DEN DURCHFÜHRTEN NUMERISCHEN SIMULATIONEN (QUELLE: GWI).	45
ABBILDUNG 7.2: GEOMETRIE DER GLASSCHMELZWANNE (LI) UND SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER SCHNITTEBENEN (RE.) (QUELLE: GWI).	45
ABBILDUNG 7.3: RESULTIERENDE LUFT- UND BRENNGASMASSESTRÖME IN ABHÄNGIGKEIT DES SUBSTITUTIONSGRADES (QUELLE: GWI).	47
ABBILDUNG 7.4: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG EINER UNDERPORTANORDNUNG (QUELLE: GWI).	48
ABBILDUNG 7.5: TEMPERATUR- UND SAUERSTOFFVERTEILUNG IN VERTIKALER EBENE (QUELLE: GWI).	49
ABBILDUNG 7.6: TEMPERATUR- UND SAUERSTOFFVERTEILUNG IN HORIZONTALER EBENE (QUELLE: GWI).	50
ABBILDUNG 7.7: X- GESCHWINDIGKEITS- UND TURBULENTE KINETISCHE ENERGIE- VERTEILUNG IN HORIZONTALER EBENE (QUELLE: GWI).	51
ABBILDUNG 7.8: CO- UND CO2- VERTEILUNG IN VERTIKALER EBENE (QUELLE: GWI).	52
ABBILDUNG 7.9: CO- UND CO2- VERTEILUNG IN HORIZONTALER EBENE (QUELLE: GWI).	53
ABBILDUNG 8.1: 160-ZEICHEN-DATENSATZ IM HITRAN-DATENFORMAT AB 2004 AM BEISPIEL FÜR H2O (QUELLE: HVG).	55
ABBILDUNG 8.2: ABSORPTIONSKOEFFIZIENT VON H2O IN ABHÄNGIGKEIT DER WELLENLÄNGE (QUELLE: HVG).	56
ABBILDUNG 8.3: ABSORPTIONSSPEKTRUM VON H2O IN ABHÄNGIGKEIT DER WELLENLÄNGE (QUELLE: HVG).	57

ABBILDUNG 8.4: SPEKTRALE SPEZIFISCHE AUSSTRAHLUNG VON H ₂ O BEI 1.500 °C, DIE ROTE KURVE ENTSPRICHT DEM SCHWARZEN STRAHLER BEI DERSELBEN TEMPERATUR (QUELLE: HVG).	57
ABBILDUNG 8.5: BEITRAG DER EINZELNEN BESTANDTEILE IM ABGAS NACH DER VERBRENNUNG VON ERDGAS ZUR ABSORPTION BZW. EMISSION (QUELLE: HVG).	58
ABBILDUNG 8.6: SPEKTRALE SPEZIFISCHE AUSSTRAHLUNG EINES ABGASES AUS DER VERBRENNUNG VON ERDGAS MIT LUFT BEI EINER ABGASTEMPERATUR VON 1.450 °C (ROTE KURVE = SCHWARZER STRAHLER BEI DERSELBEN TEMPERATUR) (QUELLE: HVG).	59
ABBILDUNG 8.7: SPEKTRALE SPEZIFISCHE AUSSTRAHLUNG EINES ABGASES AUS DER VERBRENNUNG VON ERDGAS MIT LUFT BEI EINER ABGASTEMPERATUR VON 1.450 °C (ROTE KURVE = SCHWARZER STRAHLER BEI DERSELBEN TEMPERATUR) IN HALBLOGARITHMISCHER AUFTRAGUNG (QUELLE: HVG).	59
ABBILDUNG 8.8: SPEKTRALE SPEZIFISCHE AUSSTRAHLUNG EINES ABGASES AUS DER VERBRENNUNG VON BIOGAS MIT LUFT BEI EINER ABGASTEMPERATUR VON 1.450 °C (ROTE KURVE = SCHWARZER STRAHLER BEI DERSELBEN TEMPERATUR) (QUELLE: HVG).	60
ABBILDUNG 8.9: DIFFERENZ DER SPEKTRALEN, SPEZIFISCHEN AUSSTRAHLUNG DES ABGASES DER BRENNGASGEMISCHE IM VERGLEICH ZUM ABGAS DER ERDGASVERBRENNUNG BEI EINER TEMPERATUR VON 1.723 K (BEI EINER SCHICHTDICKE VON 1 M) (QUELLE: HVG)...	61
ABBILDUNG 8.10: ABSORPTIONSKOEFFIZIENTEN DER SPEZIES H ₂ O UND CO ₂ BEI GLEICHEM GEHALT VON 20 VOL.-% IM ABGAS UND BEI EINER ABGASTEMPERATUR VON 1.450 °C (QUELLE: HVG).	62
ABBILDUNG 8.11: ABSORPTIONSKOEFFIZIENTEN DER SPEZIES H ₂ O UND CO ₂ BEI GLEICHEM GEHALT VON 30 VOL.-% IM ABGAS UND BEI EINER ABGASTEMPERATUR VON 1.450 °C (QUELLE: HVG).	62
ABBILDUNG 8.12: ABSORPTIONSKOEFFIZIENTEN DER SPEZIES H ₂ O UND CO ₂ BEI GLEICHEM GEHALT VON 20 VOL.-% UND BEI EINER ABGASTEMPERATUR VON 1.200 °C (QUELLE: HVG).	62
ABBILDUNG 8.13: ABSORPTIONSKOEFFIZIENTEN DER SPEZIES H ₂ O UND CO ₂ BEI GLEICHEM GEHALT VON 20 VOL.-% UND BEI EINER ABGASTEMPERATUR VON 1.700 °C (QUELLE: HVG).	62
ABBILDUNG 8.14: ABSORPTIONSKOEFFIZIENTEN DER SPEZIES H ₂ O UND CO ₂ BEI 20 % WASSER UND 10 % CO ₂ IM ABGAS BEI EINER ABGASTEMPERATUR VON 1.450 °C (QUELLE: HVG).	62
ABBILDUNG 8.15: A) VERGLEICH MEHRERER STRAHLUNGSSPEKTREN, AUFGENOMMEN IM VERBRENNUNGSRAUM EINER GLASSCHMELZWANNE UND B) EINES GERECHNETEN SPEKTRUMS DER ABSORPTION EINER HINTERGRUNDSTRAHLUNG VON 1.610 °C DURCH EINE 1 M DICKE ABGASSCHICHT MIT 1.650 °C MIT LEICHT ANGEPASSTER ZUSAMMENSETZUNG (ENDE DER VERBRENNUNGSTRECKE) IM VERGLEICH ZUR ZUSAMMENSETZUNG DES ABGASES EINER ERDGASVERBRENNUNG (MIT MITTELUNG: VARIABEL, ÄHNLICH MESSUNG) (QUELLE: HVG).	63
ABBILDUNG 9.1: SENKUNG VON CO ₂ FOSSILEN URSPRUNGS IN ABHÄNGIGKEIT VOM SUBSTITUTIONSGRAD BEI ENERGETISCHER SUBSTITUTION.	68
ABBILDUNG 9.2: BILANZIERUNG DER VOLUMENSTRÖME BEI REINER METHANBEFEUERUNG (QUELLE: GWI).	69
ABBILDUNG 9.3: BILANZIERUNG DER VOLUMENSTRÖME BEI ROHBIOGASSUBSTITUTION (QUELLE: GWI).	70
ABBILDUNG 9.4: DIFFERENZIERUNG UNTERSCHIEDLICHER VOLUMETRISCHER SUBSTITUTIONSGRADE (QUELLE: GWI).....	72
ABBILDUNG 12.1: ZEITPLAN DES PROJEKTES "BG-G II"	78

18 Tabellenverzeichnis

TABELLE 6.1: MITTLERE ZUSAMMENSETZUNG DER HAUPTBESTANDTEILE DES VERWENDETEN BIOGASES.	29
LE 6.2: ZUSAMMENSETZUNG DER HAUPTBESTANDTEILE DES AM STANDORT VERFÜGBAREN ERDGAS H ZU UNTERSCHIEDLICHEN ZEITRÄUMEN.	30
TABELLE 6.3: ERMITTELTE ABGASZUSAMMENSETZUNG DES FEUCHTEN ABGASES FÜR VERSCHIEDENE BRENNGASGEMISCHE UND EINEM RESTSauerstoff von 0,5 Vol.-%.	31
TABELLE 6.4: ERMITTELTE ABGASZUSAMMENSETZUNG DES TROCKENEN ABGASES FÜR VERSCHIEDENE BRENNGASGEMISCHE UND EINEM RESTSauerstoff von 0,5 Vol.-%. IM FEUCHTEN ABGAS.	31
TABELLE 6.5: BETRIEBLICHE RANDBEDINGUNGEN WÄHREND DER MESSKAMPAGNE MIT ERDGAS.	32
TABELLE 6.6: BETRIEBLICHE RANDBEDINGUNGEN WÄHREND DER MESSKAMPAGNE MIT 17,5 % BIOGAS UND 82,5 % ERDGAS (ENERGETISCH BETRACHTET).	33
TABELLE 6.7: BETRIEBLICHE RANDBEDINGUNGEN WÄHREND DER MESSKAMPAGNE MIT 30 % BIOGAS UND 70 % ERDGAS (ENERGETISCH BETRACHTET).	34
TABELLE 7.1: BRENNGASZUSAMMENSETZUNG FÜR DIE NUMERISCHE UNTERSUCHUNG.	46
TABELLE 7.2: ÜBERSICHT DER BETRIEBSPARAMETER FÜR DIE NUMERISCHE SIMULATION.	46
TABELLE 8.1: INTEGRAL ÜBER DIE WELLENLÄNGE DER SPEKTRALEN SPEZIFISCHEN AUSSTRAHLUNG VON 300 BIS 5.500 NM (BESTRAHLUNGSSTÄRKE) FÜR UNTERSCHIEDLICHE ABGASE VON BIOGAS-ERDGAS-GEMISCHEN.	64
TABELLE 8.2: BESTRAHLUNGSSTÄRKE FÜR ABGASE NACH DER VERBRENNUNG VON ERDGAS IM VERGLEICH ZU REINEM BIOGAS BEI UNTERSCHIEDLICHEN TEMPERATUREN.	64
TABELLE 8.3: VERGLEICH DER BESTRAHLUNGSSTÄRKE DER VERSCHIEDENEN BRENNGASGEMISCHE UND EINFLUSS DER TEMPERATUR.	65
TABELLE 9.1: ÜBERSICHT DER VERWENDETEN BRENNGASE.	66
TABELLE 9.2: RANDBEDINGUNGEN FÜR DIE BILANZIERUNG BEI 100 % METHAN.	69
TABELLE 9.3: RANDBEDINGUNGEN FÜR DIE BILANZIERUNG BEI SUBSTITUTION MIT ROHBIOGAS.	70
TABELLE 12.1: PERSONALEINSATZ IM PROJEKTZEITRAUM, GWI.	77
TABELLE 12.2: PERSONALEINSATZ IM PROJEKTZEITRAUM, HVG.	77
TABELLE 13.1: GEGENÜBERSTELLUNG VON FORSCHUNGSZIELEN UND ERZIELTEN ERGEBNISSEN.	79

19 Literaturverzeichnis

[1] Quelle: http://www.bmub.bund.de//klimaschutzplan_2050_bf.pdf ,

Aufgerufen: 03.07.2017

[2] A. Hassan, "Möglichkeiten, Potenziale, Hemmnisse und Instrumente zur Senkung des Energieverbrauchs und der CO₂-Emissionen von industriellen Branchentechnologien," in *Expertenworkshop vom IREES*, Frankfurt/Main, 2010.

[3] Nebel, R., "Der Energieverbrauch von Schmelzwannen – gestern, heute und morgen," presented at the 77. Glastechnische Tagung, 2003, pp. 3–8.

[4] Conradt, R.; Overath, J.; Roger U.; Schaefer-Rollfs W.; de Hesselle M., "Zur Darstellung des Energieverbrauches von Glasschmelzwannen," *DGG Journal*, no. 4, pp. 6–9, 2005.

[5] Bio-Erdgas, "Wirtschaftliche Energie trotz verringerter Einspeisevergütung," *Gas*, vol. 61, no. 2, pp. 19–22, 2010.

[6] M. Martin, A. Giese, B. Fleischmann, and H. Wuthnow, "Biogasbefuerung in der Glasproduktion zur Reduzierung der CO₂-Emissionen - Untersuchungen der Auswirkungen auf die Glasqualität, das Feuerfestmaterial und die Schadstoffemissionen," Gas- und Wärme-Institut Essen e.V., Essen, Abschlussbericht zum IGF-Forschungsprojekt Nr. 397 N, Jul. 2014.

[7] Quelle: [http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/\\$file/16-09-](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/16-09-23_Biogas_Branchenzahlen-2015_Prognose-2016.pdf)

[23_Biogas_Branchenzahlen-2015_Prognose-2016.pdf](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/16-09-23_Biogas_Branchenzahlen-2015_Prognose-2016.pdf) , Aufgerufen: 05.07.2017

[8] Quelle: [http://www.bioenergyfarm.eu/wp-](http://www.bioenergyfarm.eu/wp-content/uploads/2015/09/Basisdaten_Bioenergie_FNR_2016.pdf)

[content/uploads/2015/09/Basisdaten_Bioenergie_FNR_2016.pdf](http://www.bioenergyfarm.eu/wp-content/uploads/2015/09/Basisdaten_Bioenergie_FNR_2016.pdf) , Aufgerufen: 05.07.2017

[9] Quelle: [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Gesetze-](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Gesetze-Verordnungen/gesetz_fuer_den_vorrang_erneuerbarer_energien.pdf?__blob=publicationFile&v=1)

[Verordnungen/gesetz_fuer_den_vorrang_erneuerbarer_energien.pdf?__blob=publicationFile&v=1](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Gesetze-Verordnungen/gesetz_fuer_den_vorrang_erneuerbarer_energien.pdf?__blob=publicationFile&v=1) ,

Aufgerufen: 05.07.2017

[9] Quelle: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2014/gesamt.pdf , Aufgerufen:

06.07.2017

[10] Quelle: [http://www.proplanta.de/Agrar-Nachrichten/Energie/Bau-von-Biogasanlagen-massiv-](http://www.proplanta.de/Agrar-Nachrichten/Energie/Bau-von-Biogasanlagen-massiv-eingebrochen_article1415930111.html)

[eingebrochen_article1415930111.html](http://www.proplanta.de/Agrar-Nachrichten/Energie/Bau-von-Biogasanlagen-massiv-eingebrochen_article1415930111.html) , Aufgerufen: 06.07.2017

[11] M. Edel, A. Blume, T. Reinholz, and K. Völler, "Branchenbarometer Biomethan," Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Jan. 2014.

[12] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft –TA Luft) Vom 24. Juli 2002

[13] G. Cerbe, „Grundlagen der Gastechnik; Gasbeschaffung, Gasverteilung und Gasverwendung“, 5. Auflage, Carl-Hanser-Verlag, 1999

[14] W. Trier: „Glasschmelzöfen, Konstruktion und Betriebsverhalten“;

Springer Verlag 1984

[15] C. P. Ross; G. L. Tincher; M. Rasmussen: "Glass melting technology: a technical and economic assessment"

[16] K. Grote: „Dubbel, Taschenbuch für den Maschinenbau“, 22. Auflage, Springer Verlag, Berlin/Heidelberg 2007

[17] Joos, F.: Technische Verbrennung, 1. Auflage, Springer Verlag, Hamburg 2006

[18] ANSYS FLUENT Users Guide, 2013

[19] ANSYS FLUENT Theory Guide, 2013

[20] WILCOX, D. C.: Turbulence Modeling for CFD (1998)

[21] K. Görner.: Technische Verbrennungssysteme. Berlin, Springer-Verlag, 1991

[22] RAITHY, G. D., CHUI, E. H.: A Finite-Volume Method for Predicting a Radiant Heat Transfer in Enclosures with Participating Media. In: J. Heat Transfer (1990), Nr. 112

[23] LAUNDER, B. E., SPALDING, D. B.: The Numerical Computation of Turbulent Flows. In: *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering* (1974), S. 269–289

[24] MAGNUSSEN, B. F., HJERTAGER, B. H.: On mathematical models of turbulent combustion with special emphasis on soot formation and combustion. The Combustion Institute, 1976

[25] MAGNUSSEN, B. F.: The Eddy Dissipation Concept: A Bridge between Science and Technology. Lissabon, Portugal, 2005

[26] GIESE, A.: Verbrennungstechnisch bedingte Emissionen – Stickoxidbildung. In: *Effiziente Verbrennungstechnik für die Glasindustrie*. Offenbach am Main: Deutsche Glastechnische Gesellschaft, 2011

[27] Rothman, L. S.; Gordon, I. E.; Babikov, Y. et al.: The HITRAN 2012 Molecular Spectroscopic Database. *Journal of Quantitative Spectroscopy and Radiative Transfer* 130(2013), 4-50.

[28] Kochanov, R.V. ; Gordon, I.E.; Rothman, L.S.; Wcislo, P.; Hill, C.; Wilzewski, J.S.: HITRAN Application Programming Interface (HAPI): A comprehensive approach to working with spectroscopic data. *J. Quant. Spectrosc. Radiat. Transfer* 177(2016), 15-30

[29] Laraia, A. L. ; Gamache, R. R.; Lamouroux, J.; Gordon, I. E. ; Rothman, L. S.: Total internal partition sums to support planetary remote sensing. *Icarus* 215(2011), 391-400

[30] Šimečková, M. ; Jacquemart, D.; Rothman, L. S.; Gamache, R. R.; Goldman, A.: Einstein A-coefficients and statistical weights for molecular absorption transitions in the HITRAN database. *J. Quant. Spectrosc. Radiat. Transfer* 98(2006), 130-155

[31] Quelle: <http://www.euogas.org/uploads/2016/flipbook/statistical-report-2015/index.html#p=6> ;
aufgerufen am 31.07.2017

[32] Conradt, Reinhard: Thermodynamics of glass melting. In: Wallenberger, F. T.; Bingham, P. A. (ed.):
Fiberglass and Glass Technology. Energy-friendly compositions and applications. Springer
Science+Business Media, New York. 2010. S. 385 – 412. Mit 52 Literaturzitenen.