

Schlussbericht

zu IGF-Vorhaben Nr. 18188 N

Thema

Entwicklung eines Kombi-Biobrenners zur Erzeugung industrieller Prozesswärme -
Kombi-Brenner für flüssige und gasförmige Biobrennstoffe

Berichtszeitraum

01.12.2014 bis 28.02.2018

Forschungsvereinigung

Gaswärme

Forschungseinrichtung(en)

GWl Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.
OWI Oel-Waerme-Institut GmbH

Essen, 04.06.2018



Röder,



Giese,

(GWl)

Herzogenrath, 04.06.2018

Möntmann,

Grote,

Diarra,

(OWI)

Ort, Datum

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

Schlussbericht

zu IGF-Vorhaben Nr. 18188 N

Thema

Entwicklung eines Kombi-Biobrenners zur Erzeugung industrieller Prozesswärme -
Kombi-Brenner für flüssige und gasförmige Biobrennstoffe

Berichtszeitraum

01.12.2014 bis 28.02.2018

Forschungsvereinigung

Gaswärme

Forschungseinrichtung(en)

GWl Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.
OWI Oel-Waerme-Institut gGmbH

Essen, 04.06.2018

Röder,

Giese,

(GWl)

Herzogenrath, 04.06.2018

D. Möntmann *M. Grote* *D. Diarra*
Möntmann, Grote, Diarra,

(OWI)

Ort, Datum

Name und Unterschrift aller Projektleiterinnen und Projektleiter der
Forschungseinrichtung(en)



Forschungsnetzwerk
Mittelstand

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Gliederung

1	Einleitung	4
2	Wissenschaftlich-technische und wirtschaftliche Aufgabenstellung	5
2.1	Anlass für das Vorhaben und Ausgangssituation	5
2.2	Stand der Forschung und Entwicklung	9
2.2.1	Kombibrenner für den industriellen Einsatz	9
2.2.2	Prozess- und Biogase	11
2.2.3	Flüssige biogene Brennstoffe.....	16
3	Forschungsziel / Forschungsergebnisse / Lösungsweg	22
3.1	Forschungsziel	22
3.2	Forschungsergebnisse	22
3.2.1	Angestrebte Forschungsergebnisse	22
3.2.2	Innovativer Beitrag der angestrebten Forschungsergebnisse	23
3.3	Lösungsweg zur Erreichung des Forschungsziels.....	24
3.4	Festlegung der zu nutzenden Brennstoffe	26
4	Vorverdampfung von flüssigen Bio-Brennstoffen mit Hilfe von Kalte-Flammen Reaktionen und partieller Oxidation	28
4.1	Grundlagen	28
4.2	Entwicklung des Vorverdampfers.....	28
4.3	Selbstzündverhalten von Pflanzenölen	30
4.3.1	CFD 100 kW.....	32
4.3.2	CFD Scale-up 300 kW	34
5	Kombinierte Verbrennung von flüssigen und gasförmigen Brennstoffen	36
5.1	Entwicklung des Kombi-Brenners im Versuchsmaßstab	36
5.1.1	Brennerauslegung und CFD-Simulationen	36
5.1.2	Brennerdesign für 100 kW thermische Leistung.....	45
5.2	Up-Scaling auf 300 kW thermische Leistung	46
5.2.1	Brennerdesign für 300 kW thermische Leistung.....	46
5.2.2	Validierung mittels CFD	47
6	Experimentellen Untersuchungen und Ergebnisse	52
6.1	Inbetriebnahme von Brenner und Verdampfer – Voruntersuchungen am OWI.....	52
6.2	Betriebstests im kombinierten Betrieb am GWI	54
6.2.1	Hochtemperatur-Versuchsstand und Abgasanalytik	54
6.2.2	Durchgeführte Betriebsversuche bei 100 kW und Messergebnisse	57
6.2.3	Durchgeführte Betriebsversuche bei 300 kW und Messergebnisse	58
7	Analyse der Ergebnisse im Hinblick auf industrielle Anwendungen.....	61
7.1	Aufstellung von geeigneten Brennstoffkombinationen und Aufbereitungsschritten	61
7.2	Einsatzkriterien für Hochtemperatur- und Kesselanwendungen	61
8	Ausblick.....	63
9	Projektplan und Verwendung der Zuwendung	64
10	Gegenüberstellung von Forschungszielen und erzielten Ergebnissen	67
11	Nutzen der Forschungsergebnisse	70
11.1	Wissenschaftlich-technischer Nutzen	71

11.2	Wirtschaftlicher Nutzen für KMU	72
11.3	Industrielle Anwendungsmöglichkeiten	72
12	Veröffentlichungen.....	74
	Danksagung.....	75
	Abbildungsverzeichnis.....	76
	Tabellenverzeichnis.....	78
	Literaturverzeichnis.....	79

1 Einleitung

Die Verwertung und gezielte Nutzung biogener Brennstoffe spielt für den regenerativen Energiemarkt zunehmend eine Rolle. Dezentrale Energieressourcen, wie Biogas aus Fermentierungsanlagen, Deponien, Kläranlagen oder Minen sowie auch Produktgase aus Pyrolyse- und Vergasungsanlagen, bieten ein hohes Nutzungspotential für den regenerativen Energiemarkt [1]. Allerdings stellt die Nutzung schwachkalorischer Gase und flüssiger biogener Brennstoffe aus regenerativen Ressourcen eine große Herausforderung für die Entwicklung von Feuerungsanlagen und Thermoprozessen dar [2]. Geringe kalorische Gehalte und stark fluktuierende Zusammensetzungen in Abhängigkeit des biogenen Ursprungs haben großen Einfluss auf die Wärmefreisetzung, Flammgeometrie und -stabilität, ebenso wie auf die Schadstoffbildung während des Verbrennungsprozesses.

Um diesen negativen Auswirkungen entgegenzuwirken, ist die Entwicklung flexibler Feuerungssysteme erforderlich, die es ermöglichen, schwachkalorische und biogene Brennstoffe effizient und schadstoffarm für energetische Zwecke zu verbrennen. Solche Systeme werden dazu beitragen, biogene Brennstoffressourcen zu erschließen und den Ausstoß von CO₂-Emissionen fossilen Ursprungs zu verringern. Die Entwicklung eines solchen Brennersystems wurde im Rahmen dieses Forschungsvorhabens verfolgt und es konnte ein Bio-Mehrstoffbrenner mit einer Leistung von bis zu 300 kW konzipiert, gefertigt und getestet werden. Er bestand aus einem Vorverdampfer und einem Brenner und wurde so ausgelegt, dass der Brenner mit verschiedenen gasförmigen und flüssigen biogenen Brennstoffen (z. B. Biogas, Fettsäuremethylester und Pflanzenöl), aber auch mit Kombinationen (Blends) aus diesen betrieben werden kann. Die flüssigen Bio-Öle werden dazu in dem Verdampfungsreaktor vorverdampft.

Bei der Entwicklung des Bio-Mehrstoffbrenners wurden abgestimmte experimentelle Untersuchungen und numerische Simulationen eingesetzt, die Arbeiten wurden unter den Projektpartnern wie folgt aufgeteilt:

Die Untersuchungen zur Vorverdampfung flüssiger Brennstoffe wurden an der Oel-Wärme-Institut gGmbH (OWI) durchgeführt. Die Simulationsrechnungen zur Verbrennung und die anwendungstechnischen Untersuchungen der Brennermuster erfolgten am Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. (GWI). Die erreichten Ergebnisse zeigen, dass der entwickelte Bio-Mehrstoffbrenner eine stabile simultane Verbrennung der vorverdampften flüssigen und gasförmigen Bio-Brennstoffen bei geringem Schadstoffausstoß ermöglicht.

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

Das Ziel des Forschungsvorhabens wurde vollständig erreicht.

2 Wissenschaftlich-technische und wirtschaftliche Aufgabenstellung

2.1 Anlass für das Vorhaben und Ausgangssituation

Im Jahre 2011 belief sich der Primärenergiebedarf in der Bundesrepublik Deutschland auf 3.606 TWh. Der mit 30 % größte Anteil entfiel hierbei auf die Industrie, s. **Abbildung 2.1**.

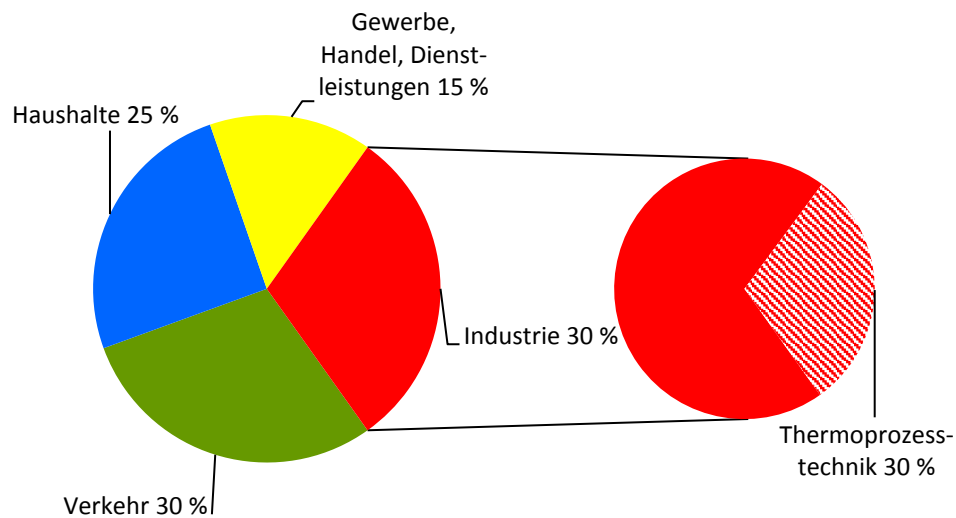


Abbildung 2.1: Endenergieverbrauch 2011 nach Sektoren [3,4].

Etwa 30 % der in Deutschland in der Industrie genutzten Energie wird in Thermoprozessanlagen (insb. Industrieöfen) genutzt. Dies entsprach 2011 einem Verbrauch von etwa 220 TWh (entsprechend dem Jahresbedarf von 10 Mio. Haushalten) [4]. Die Energiekosten für Gas und Strom von Anlagenbetreibern in Deutschland belaufen sich jährlich auf rund 30 Mrd. €. Hierbei entfällt ca. 10 % auf elektrische Energie, der Rest auf Erdgas.

Im Zuge der Vorgaben des Kyoto-Protokolls wurde das CO₂-Einsparpotential in der industriellen Energienutzung bereits früh erkannt. Als eines der frühen Anreizsysteme wurde von der Europäischen Union im Jahre 2005 das European Union Emission Trading System (kurz EU ETS) eingeführt. Zur Teilnahme am sog. Emissionshandel sind Energieversorgungsunternehmen, energieintensive Industriebetriebe und Fluggesellschaften verpflichtet. An die EU ETS-Verpflichteten wird jährlich eine definierte Menge an Emissionsberechtigungen (Zertifikate) ausgegeben. Die Gesamtanzahl der sich im Umlauf befindlichen Zertifikate soll ab 2012 jedes Jahr um 1,74 % verringert werden. Aufgrund des in den letzten Jahren eingetretenen Preisverfalls werden zusätzliche Maßnahmen zur Verknappung der Zertifikate im Handel diskutiert, um so wieder finanzielle Anreize zu schaffen. **Abbildung 2.2** zeigt die ausgegebenen Emissionsberechtigungen und den Bedarf in verschiedenen Sparten energieintensiver Industriezweige. In Anbetracht der zu erwartenden Reduzierung wächst die Notwendigkeit der CO₂-Einsparungen in einigen Bereichen.

Derzeit werden zwei Maßnahmen für die Verringerung der THG-Emissionen (THG: Treibhausgas) in Industriebetrieben gesehen:

- Eine Erhöhung der Energieeffizienz von Fertigungsprozessen.
- Die Verwendung erneuerbarer Energieträger, für deren CO₂-Emissionen keine Emissionsberechtigungen erworben werden müssen.

Um u. a. die Rolle der Bedeutung regenerativer Brennstoffe zur Erreichung der Klimaziele zu stärken, wurde von der EU im Dezember 2008 ein Klimapaket festgelegt, welches besagt, dass EU-weit bis 2020 (im Vergleich zu 1990), der Primärenergieverbrauch und die Treibhausgasemissionen um jeweils 20 % reduziert werden und die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Energiemix auf 20 % gesteigert werden soll [5,6].

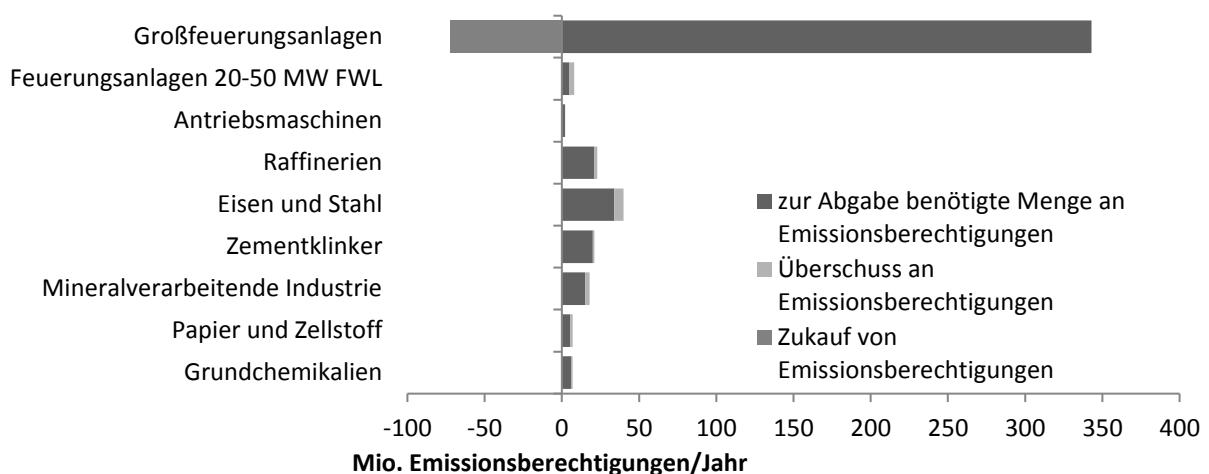


Abbildung 2.2: Ausstattung mit Emissionsberechtigungen der einzelnen Tätigkeiten im Emissionshandel in Deutschland 2011 [6].

Der Verwendung biogener Brennstoffe kommt hierbei insbesondere beim Transport und bei der industriellen und häuslichen Energieversorgung eine Schlüsselrolle zu.

Die Bedeutung biogener Brennstoffe für den Markt und die möglichen Auswirkungen auf die betroffenen Technologien wurden bereits erkannt und in der Normungsarbeit berücksichtigt. Auf europäischer Ebene existiert beispielsweise die Norm EN 14214, die die Anforderungen an FAME (FAME: Fettsäuremethylester) als Kraft- und Brennstoff und damit auch als Mischkomponente für Heizöl extra leicht (HEL) festlegt. Auf nationaler Ebene sind die Rahmenbedingungen für die Einführung alternativer Brennstoffe durch die Norm DIN SPEC 51603-6 „HEL Alternativ“ für flüssige Brennstoffe und im DVGW Arbeitsblatt G 262 für gasförmige Brennstoffe [8] erarbeitet worden.

Eine allgemeine Strategie zum direkten Einsatz erneuerbarer Energien bei der Erzeugung industrieller Prozesswärme gibt es bislang jedoch nicht. Die Nutzung regenerativer Energien in der Industrie beschränkt sich einerseits auf deren Anteil an der Stromerzeugung und auf wenige Projekte zur Erzeugung solarer Prozesswärme zur Deckung des industriellen Niedertemperaturbedarfs und andererseits auf die Verfeuerung von aufbereiteter fester Biomasse, wie z. B. Altholz, Holz aus Durchforstung, Stroh oder Bagasse oder gasförmig in Form von Faulgasen, in Heizkraftwerken zur Dampferzeugung und zur gekoppelten

Strom- und Wärmeerzeugung in Blockheizkraftwerken sowie als Bioerdgas zur Einspeisung in das deutsche Erdgasnetz [9].

Abgesehen von elektrisch beheizten Industrieöfen, erfolgt die Bereitstellung von Prozesswärme in der Regel durch die Verbrennung von fossilem Erdgas, in seltenen Fällen durch die Verbrennung von leichtem oder schwerem Heizöl. Der Einsatz biogener Brennstoff in Reinform oder als Beimischkomponente ist bislang noch die Ausnahme. Dabei ergeben sich insbesondere für die industrielle Anwendung besondere Vorteile:

- Durch die Verwendung von biogenen Brennstoffen, z. B. Pflanzenöle oder Biogase aus dem regionalen Anbau können kurze Transportwege realisiert werden, was sowohl die lokale Wirtschaft stärkt als auch die Umwelt schont.
- Im Prozess oder Betrieb anfallendes, bisher nicht verwendbares niederkalorisches Gas (z. B. aufgrund stark schwankenden Energieinhalts), kann zur internen Wärmeerzeugung genutzt werden.
- Durch die dezentrale Versorgung mit erneuerbaren Energien werden Betreiber von feuerungstechnischen Anlagen ein Stück weit unabhängiger von Energieversorgungsunternehmen und können flexibler auf die Preisentwicklung am Markt reagieren.

Anforderungen an innovative Brennerkonzepte für die Industrie

Das derzeitige Angebot an Industriebrennern bietet für die Verbrennung eines einzelnen konventionellen gasförmigen oder flüssigen Brennstoffes, eine ausgereifte Technik, die in Bezug auf Startverhalten, Flammenstabilität und Schadstoffemissionen zufriedenstellende Ergebnisse liefert. Die **Anforderungen an konventionelle Industriebrenner** sind insbesondere:

- Bereitstellung der Prozesswärme für eine optimale Wärmeausnutzung
- niedrigste NO_x- und CO-Emissionswerte (Festlegung der Grenzwerte in der TA Luft oder BImSchV für die einzelnen Anwendungen in Haushalt, Gewerbe und Industrie)
- Vermeidung der Rußbildung bei der Verbrennung flüssiger Energieträger (Rußzahl < 1)
- geringer Druckverlust des Brenners für die Gas- und Luftversorgung
- hoher Modulationsbereich
- einfache Brennergeometrie und kostengünstiger Brenneraufbau
- hohe Anforderungen an Betriebssicherheit und Lebensdauer auch bei hoher thermischer Belastung der Bauteile sowie
- geringer Wartungsaufwand

Innovative, neue Brennerkonzepte müssen diesen Anforderungen in gleicher Weise gerecht werden.

Weitere Herausforderungen ergeben sich, wenn mit konventionellen Brennern verschiedene gasförmige und/oder flüssige Brennstoffe verfeuert werden sollen [10]. Zukunftsfähige Brenner müssen in der Lage sein, flexibel auf die Entwicklungen des Brennstoffmarktes zu reagieren. Insbesondere im Bereich der biogenen Brennstoffe sind sowohl flüssige als auch gasförmige Brennstoffe verfügbar. Der Einsatz von Mehrstoffbrennern ermöglicht durch die Unabhängigkeit vom Aggregatzustand eine hohe Verfügbarkeit

sowohl konventioneller als auch biogener Brennstoffe. Allerdings ergeben sich **zusätzliche Anforderungen an Mehrstoffbrenner**, u. a.:

- Neuentwicklung und Zusammenführung von Konzepten zur Gemischbildung für gasförmige und flüssige Brennstoffe
- Möglichkeit der flexiblen und kurzfristigen Umschaltung zwischen den Brennstoffen, idealerweise im laufenden Betrieb der Anlage
- Einhaltung der gesetzlichen Schadstoffgrenzwerte für alle vorgesehenen Brennstoffe und
- Möglichkeit zur Integration innovativer Konzepte in bestehende Infrastrukturen hinsichtlich des verfügbaren Bauraums und der verfügbaren Medienströme (Systemintegration)

Wenn die einzusetzenden Brennstoffe gegenüber konventionellen Brennstoffen stark variierende verbrennungstechnische Eigenschaften aufweisen - wie es bei biogenen oft Brennstoffen der Fall ist - sind in der Regel neue Gemischbildungs- und Verbrennungskonzepte erforderlich. So zeigen die verschiedenen biogenen gasförmigen und flüssigen Brennstoffe teils erhebliche Abweichungen von Standardbrennstoffen (Erdgas und HEL) hinsichtlich ihrer verbrennungstechnischen Eigenschaften (z. B. Heizwert und Luftzahl, Ruß- und Stickoxidbildung), die selbst bei moderater Beimischung (sog. Blends) zu deutlichen Auswirkungen auf das Betriebsverhalten von Brennern führen können. Gleichzeitig variieren die Stoffeigenschaften (z. B. Zusammensetzung und Spurenelemente) biogener Brennstoffe (z. B. je nach Anbauregion) regional stark. Inhaltsstoffe, wie z. B. im Brennstoff gebundener Stickstoff oder schwefelhaltige Bestandteile, die normalerweise in Standardbrennerstoffen wie Erdgas und Heizöl nicht in den Größenordnungen vorkommen, können zu deutlich erhöhten Schadstoffemissionen (z. B. NO_x und SO_x) führen, die dann durch geeignete Verbrennungskonzepte vermieden werden müssen. Weitere **Anforderungen an Brenner für biogene Brennstoffe** sind somit:

- Gewährleistung eines stabilen Verbrennungsverhaltens bei schwankenden Gasqualitäten (Einsatz niederkalorischer Gase mit einem Heizwert $\leq 3 \text{ kWh/m}_N^3$)
- Gewährleistung der rückstandsfreien Gemischbildung und schadstoffarmen Verbrennung von biogenen flüssigen Brennstoffen mit hohen Siedetemperaturen wie z. B. Pflanzenöle
- Vermeidung brennstoffbedingter Materialschädigung (z. B. Ablagerungsbildung bei der Verwendung biogener flüssiger Brennstoffe)
- Vermeidung einer brennstoffbedingten Erhöhung der Emission von Schadstoffen, z. B. erhöhte Stickoxidemissionen aufgrund gebundenen Brennstoffstickstoffs

Aktuell stellen insbesondere die vielfältigen Anforderungen an die Brennstoffdiversität von Industriebrennern ein Hemmnis dar, die den breiten Einsatz von biogenen Brennstoffen in reiner Form oder als Beimischung in Thermoprozessanlagen erschweren. Gleichzeitig stellen sie die Forschung bei der Entwicklung von innovativen Brennerkonzepten vor große Herausforderungen.

Probleme, wie z. B. die Neigung zur Ablagerungsbildung bei der Pflanzenölverbrennung, die Vermeidung von Verbrennungsinstabilitäten bei wechselnder Qualität und Menge gasförmiger Brennstoffe, oder die Einhaltung der NO_x -Grenzwerte bei Vorhandensein von brennstoffgebundenem Stickstoff sind

bis zum heutigen Zeitpunkt nicht zufriedenstellend gelöst. Auch existieren zurzeit noch keine zufriedenstellenden Konzepte, die eine Skalierbarkeit von Mehrstoffbrennern über verschiedene Leistungsstufen gewährleisten.

In dem vorliegenden Forschungsvorhaben soll in Kooperation des Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. (kurz: GWI) und der Oel-Waerme-Institut gGmbH (kurz: OWI), ein Kombi-Biobrennstoff-Brenner entwickelt werden, der neben Erdgasen und niederkalorischen Gasen auch flüssige biogene Brennstoffe, wie z. B. Pflanzenöl effektiv, betriebssicher und vor allem schadstoffarm verbrennt.

Die Einsatzgebiete eines solchen „Biobrennstoffbrenners“ sind neben der Beheizung von Thermoprozessanlagen beispielsweise Industriekesselanlagen, Lufterhitzer und/oder Trocknungsanlagen, aber auch BHKWs, HKWs und Anlagen in der chemischen Industrie.

Die angestrebten Forschungsziele können wie folgt zusammengefasst werden:

- Entwicklung eines Brenners, der für die Verbrennung niederkalorischer bzw. stark verdünnter Brenngase unterschiedlicher Zusammensetzung geeignet ist
- Entwicklung eines Vormischkonzeptes für konventionelle und biogene, flüssige Brennstoffe
- Vermeidung von NO_x-Emissionen, die sich durch brennstoffgebundenen Stickstoff ergeben
- Ansätze zur Absicherung der Skalierbarkeit des Gesamtsystems hin zu größeren Leistungsstufen

Mit der Umsetzung der Forschungsziele liefern die Antragsteller somit einen Beitrag, die durch die vielfältigen Anforderungen an moderne Industriebrenner entstehenden Hemmnisse auf technischer Ebene aufzulösen und das Einsparpotential von Treibhausgasen durch Verwendung biogener Brennstoffe zu erschließen.

2.2 Stand der Forschung und Entwicklung

2.2.1 Kombibrenner für den industriellen Einsatz

Die Entwicklung von Mehrstoffbrennern ist schon längere Zeit im Fokus der Industrie, u. a. [11]. Zum einen soll die Möglichkeit geschaffen werden, auf verschiedene fossile Energieträger auszuweichen, um auf die aktuelle Preislage am Energiemarkt zu reagieren. Zum anderen soll es ermöglicht werden, unterschiedliche mitunter auch im Angebot schwankende intern anfallende Brennstoffe - meist mit geringem Heizwert - in Anlagen nutzbar zu machen. Entwicklungen in diesem Bereich müssen sich verschiedensten Herausforderungen stellen. Einerseits werden die Emissionsgrenzwerte immer weiter verschärft und müssen auch im variierenden Mehrstoffeinsatz eingehalten werden. Andererseits werden Anstrengungen unternommen, die Energieeffizienz der Thermoprozessanlagen immer weiter zu steigern. Besonders im Hinblick des immer wichtiger werdenden Emissionshandels sind weitere Entwicklungen zur Nutzbarmachung von regenerativen Energieträgern in industriellen Thermoprozessanlagen unabdingbar. Die Grenzwerte für NO_x- und CO-Emissionen nach der TA Luft 2002 [8] sind für gasförmige und flüssige Brennstoffe für Anlagen zur Erzeugung von Strom, Dampf etc. bis 50 MW auszugsweise in der nachfolgenden **Tabelle 2.1** aufgeführt:

Tabelle 2.1: Emissionsgrenzwerte von Heizöl und Erdgas nach der TA Luft [8]

	Heizöl	Erdgas, sonstige Gase
NO _x [mg/m ³] bez. auf 3 % O ₂	180 - 250	100 - 150
CO [mg/m ³] bez. auf 3 % O ₂	80	50 - 80

In abgeschlossenen Forschungsprojekten wurden bereits Ansätze entwickelt, verschiedenste Prozess- und schwachkalorische Gase in kombinierten Brennern zu verbrennen [13-15]. Im Projekt [10] wurde zusätzlich noch die Kombination mit leichtem Heizöl untersucht. Die Ergebnisse aus [10] zeigten, dass schon die Integration der Heizölverbrennung in die Konzepte für die Verbrennung von verschiedenen Gasen mit vielen Herausforderungen verbunden ist. Die Kombination von gasförmigen und flüssigen Biobrennstoffen ist dabei jedoch um ein Vielfaches komplexer, da die Handhabung flüssiger und gasförmiger Biobrennstoffe wesentlich schwieriger ist, wie die vorherigen und auch die nachfolgenden Ausführungen deutlich darstellen. Aufgrund der Forderung nach der Einhaltung der Emissionsgrenzwerte, Gewährleistung der Flammenstabilität für alle verwendeten Brennstoffe sowie der Verhinderung der Rußbildung bei verschiedenen biogenen flüssigen und gasförmigen Brennstoffen, ist die Konstruktion eines universellen Kombi-Biobrenners sehr komplex, aufwendig und kostenintensiv.

Für konventionelle Brenner werden für die Flammenstabilisierung meistens Drallgeometrien [16,17] verwendet, und zur Reduzierung der NO_x-Emissionen wird mit Luft- und bzw. oder Brennstoffstufung [18,19] und bzw. oder interner oder externer Rauchgasrezirkulation [20,21] gearbeitet. Mit diesen Maßnahmen werden zwar die NO_x-Emissionsgrenzwerte eingehalten, jedoch treten z. B. bei Teillastbetrieb, bei Umschaltvorgängen oder beim Einsatz von schwachkalorischen Gasen Probleme auf, die durch spezielle Anpassungen nach der ersten Inbetriebnahme korrigiert werden müssen.

Für die Verbrennung von verschiedenen gasförmigen vor allem schwachkalorischen Brennstoffen haben sich unterschiedliche Verbrennungskonzepte bewährt. Beispielsweise die flammenlose Oxidation (FLOX[®]) oder die kontinuierliche Luftstufung (COSTAIR) seien hier kurz erwähnt. Die Funktionsweise und der prinzipielle Aufbau der beiden Verbrennungskonzepte sind in den **Abbildungen 2.3 und 2.4** dargestellt. Sie ermöglichen die Verwertung schwachkalorischer Gase bei gleichzeitig niedrigen Schadstoffemissionen und guten Flammeneigenschaften [22,23]. Konkrete Anwendungen dieser technologischen Ansätze lassen sich in verschiedenen Ausführungen finden, z. B. [24].

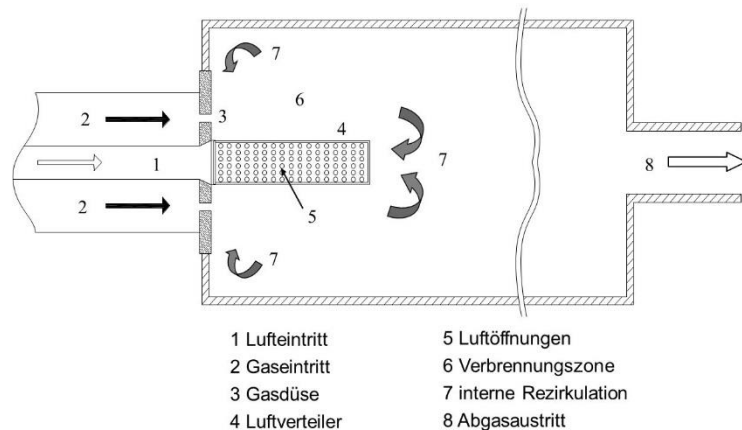


Abbildung 2.3: Schematischer Aufbau des COSTAIR-Brenners.

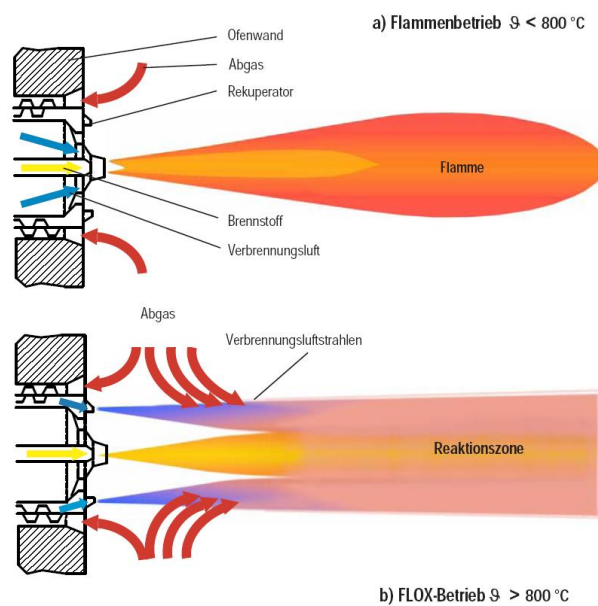


Abbildung 2.4: Funktionsweise eines FLOX-Brenners [25].

Im Rahmen verschiedener europäischer und nationaler Projekte [10,13-15,26-28] wurden die Konzepte der kontinuierlichen Luftstufung und der flammenlosen Oxidation für den Einsatz in Mikrogasturbinen bei Verwendung von unterschiedlichen Schwach- und Biogasen untersucht. Die Ergebnisse sind vielversprechend. So wurden NO_x - und CO -Emissionen unter 10 ppm bei 15 Vol.-% O_2 im Abgas für Erdgase und schwachkalorische Gase erreicht. Der Brennerbetrieb war über einen großen Luftzahlbereich (bis $\lambda = 3$) stabil.

2.2.2 Prozess- und Biogase

Die Quellen von Prozess- und Biogasen sind vielfältig. Diese können z. B. aus der Biomassevergasung oder -fermentation (Gülle, organische Reststoffe, NaWaRo), aus Klärwerken (Klärgase), von Deponien und Kohlegruben (Deponie- und Grubengase) sowie aus Industrieprozessen (Produkt-, Rest- und Schutzgase) stammen. In **Tabelle 2.2** ist die exemplarische Zusammensetzung verschiedener schwach- und niederkalorischer Gase aus unterschiedlichen Quellen den Werten von Erdgas gegenübergestellt.

Tabelle 2.2: Zusammensetzung, Heizwert und adiabate Flammentemperatur verschiedener gasförmiger Brennstoffe [10].

Gasart	Zusammensetzung /Vol.-%					Heizwert $H_{I,n}$ /kWh·m _N ⁻³	Adiabate Flammentemp. /°C
	CH ₄	CO	H ₂	CO ₂	N ₂		
Erdgas						9,871	1971
Klärgas	35	0	0	55	10	3,496	1683
Deponiegas	30	0	0	0	70	2,987	1741
Grubengas	25	0	0	10	65	2,490	1644
Gas aus Biomasse	5	20	15	10	50	1,649	1678
Holzgas	5	15	15	15	50	1,474	1572

Das Gros des Biogases in Deutschland wird in Biogasanlagen durch anaeroben mikrobiellen Abbau (Vergärung) von Gülle, Energiepflanzen, landwirtschaftlichen Nebenprodukten und Bioabfällen erzeugt. Biomasse, welche zum Großteil aus Cellulose und Lignocellulose besteht (z. B. Holz), ist für die Vergärung eher ungeeignet und wird in Vergasungsanlagen zu Biogas umgewandelt. In den letzten beiden Jahrzehnten konnte ein steter Anstieg an Biogasanlagen in Deutschland beobachtet werden. Einen besonders starken Anstieg erlebte die Branche mit dem Inkrafttreten der ersten Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Jahr 2004. In **Abbildung 2.5** ist die Entwicklung der Anzahl der Biogasanlagen und der gesamten installierten elektrischen Leistung in Deutschland seit 1992 dargestellt. Von den ca. 7.900 Biogasanlagen in Deutschland speisen ca. 124 Anlagen aufbereitetes und konditioniertes Bioerdgas in das deutsche Erdgasnetz ein [29].

Der Energieträger Biogas setzt sich im Allgemeinen aus Methan (50 – 80 Vol.-%), Kohlendioxid (20 – 50 Vol.-%), Schwefelwasserstoff (0,01 bis 0,4 Vol.-%) und sehr geringen Anteilen von Ammoniak, Wasserstoff, Stickstoff, Sauerstoff und Kohlenmonoxid zusammen. **Tabelle 2.3** zeigt die Zusammensetzung von Rohbiogas und aufbereitetem Biomethan sowie die Grenzwerte der entsprechenden Regelwerke [8,30,31]. Der Anteil des Methans bestimmt maßgeblich den Heizwert des Biogases und hängt von der jeweils verwendeten Biomasse ab. In **Abbildung 2.6** ist eine Auswahl der typischen Biomassen bezüglich ihres Methangehalts und ihres Biogasertrages in Kubikmeter pro Tonne Frischmasse gegenübergestellt. Für detailliertere Ausführungen zum Thema Biogas sei auf [30] verwiesen.

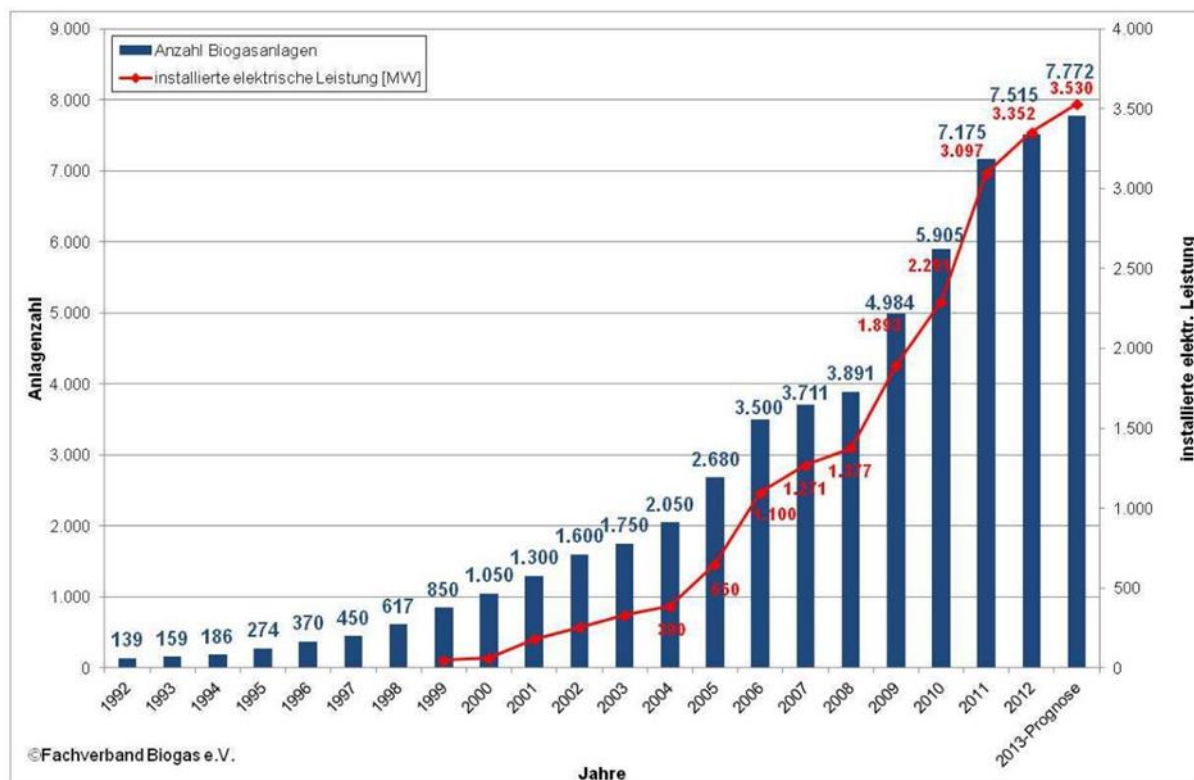


Abbildung 2.5: Entwicklung der Anzahl Biogasanlagen und der gesamten installierten elektrischen Leistung in MW (Stand: 07/2013) [32].

Tabelle 2.3: Komponenten, Brenngaseigenschaften und zulässige Grenzwerte von Rohbiogas und aufbereitetem Rohbiogas, [8,31,32].

Komponente	Symbol	Rohbiogas	Biomethan	DVGW G 260 / 262*	DVGW G 260 / G 262**
Methan	CH ₄	40 - 85 Vol.-%	88 - 99 Vol.-%	gem. Brennwert	> 90 Mol.-% (L-Gas) > 95 Mol.-% (H-Gas)
Wasserstoff	H ₂	< 1,0 Vol.-%	< 1,0 %	< 5%	Restriktionen an 1 Vol.-%
Kohlenstoffdioxid	CO ₂	14 - 57 Vol.-%	0,2 - 3,2 Vol.-%	< 6 %	< 10 Mol.-% (L-Gas) < 5 Mol.-% (H-Gas)
Stickstoff	N ₂	0 - 5,3 Vol.-%	0 - 9 Vol.-%	k. A.	k. A.
Sauerstoff	O ₂	0 - 5 Vol.-%	0 - 2 Vol.-%	0,5 % / 3,0 %	3 Mol.-% in tr. Netzen
Schwefelwasserstoff	H ₂ S	0 - 30 g/m ³	0 - 3 mg/m ³	< 5 mg/m ³	< 5 mg/m ³
Ammoniak	NH ₃	0 - 377,6 mg/m ³	k.A.	technisch frei	technisch frei
Siloxane	SiO _x	0 - 25,3 mg/m ³	0 - 31 mg/m ³	k. A.	kein Grenzwert Empfehlung < 5 mg/m ³
Kohlenwasserstoffe	C _x H _y	< 100 ppmv	< 10 ppmv	< Kondensationspunkt	- 2°C bei 1 ≤ p ≤ 70 bar
Wasser	H ₂ O	gesättigt	< 0,03 mg/m ³	< Kondensationspunkt	200 mg/m ³ (MOP ≤ 10 bar) 50 mg/m ³ (MOP > 10 bar)
Brennwert	H _{s,n}	6 - 7,5 kWh/m ³	max. 11 kWh/m ³	8,4 - 13,1 kWh/m ³	8,4 - 13,1 kWh/m ³
Wobbeindex	W _{s,n}	6 - 10 kWh/m ³	ca. 15 kWh/m ³	10,5 - 15,7 kWh/m ³	11,0 - 15,7 kWh/m ³

* Stand 2007 nach GAsNZV

** Aktueller Stand G 262 (2011) und G 260 (2013)

Durch den geringeren Anteil an Methan und den größeren Anteil an inerten Bestandteilen weichen die physikalischen Eigenschaften des nicht aufbereiteten Biogases von denen des Erdgases ab. In **Tabelle 2.4** ist ein Referenzbiogas mit 60 Vol.-% Methan, 38 Vol.-% Kohlendioxid und 2 Vol.-% weiterer inerten Bestandteile klassischen Brenngasen wie Erdgas, Propan, Methan und Wasserstoff gegenübergestellt.

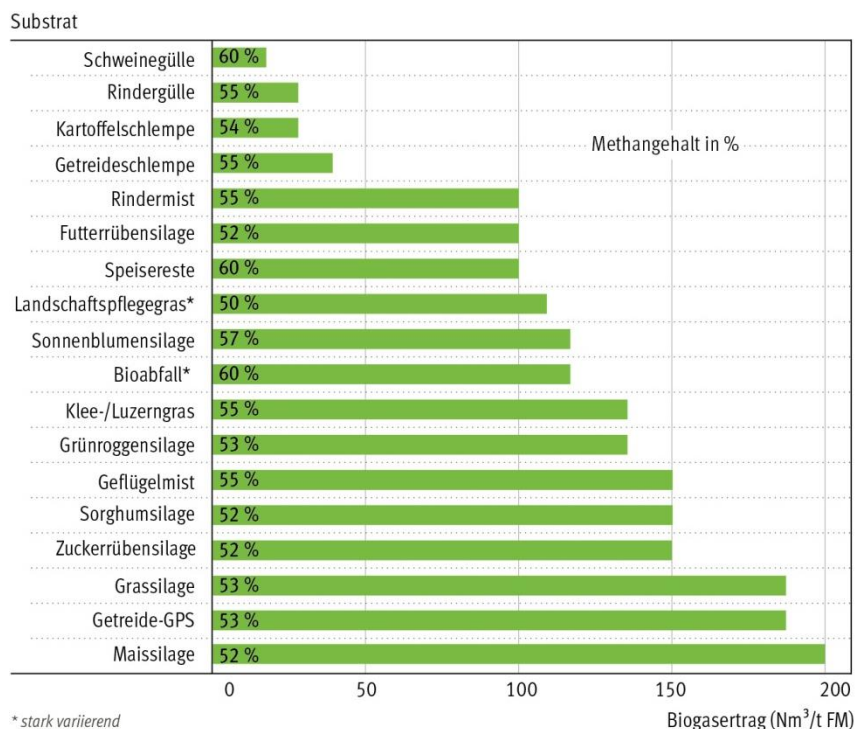


Abbildung 2.6: Vergleich Biogasrohstoffe [33,34].

Tabelle 2.4: Physikalische Eigenschaften von Biogas und weiteren Brenngasen [8,31,32].

	Biogas	Erdgas	Propan	Methan	Wasserstoff
Heizwert (kWh/m ³)	6	10	26	10	3
Dichte (kg/m ³)	1,2	0,7	2,01	0,72	0,09
Dichteverhältnis zu Luft	0,9	0,54	1,51	0,55	0,07
Zündtemperatur (°C)	700	650	470	600	560
Explosionsbreich (vol.%)	6 - 22	4,4 - 15	1,7 - 10,9	4,4 - 16,5	4 - 77
Theoretischer Luftbedarf (m ³ /m ³)	5,7	9,5	23,9	9,5	2,4

Lösungsansatz für die Reduzierung von NO_x-Emissionen aus brennstoffgebundenem Stickstoff in gasförmigen biogenen Brennstoffen:

In der Regel entsteht ein Großteil der NO_x-Emissionen bei der Verbrennung von Erdgas über den thermischen NO-Bildungspfad, da im Erdgas kein brennstoffgebundener Stickstoff vorhanden ist. Im Gegensatz zu flüssigen oder festen Brennstoffen kann über diesen Bildungspfad bis zu 95 % an den gesamten NO_x-Emissionen entstehen [34].

Jedoch zeigt sich, dass im Zuge der Biomassevergasung und -vergärung sowie der Einspeisung ins Erdgasnetz auch bei der Verbrennung von gasförmigen Brennstoffen der Anteil des NO aus brennstoffgebundenem Stickstoff nicht unerheblich sein kann. Gerade bei der Vergasung von stroh- oder güllehaltigen Reststoffen (z. B. Hühnertrockenkot) kann durch den hohen Ammoniakanteil die NO-Bildung rasant ansteigen. Messungen an einem realen Biomassevergaser zeigten [10], wie sich die verschiedenen Ausgangsbiomassen auf die NO_x-Bildung eines nachgeschalteten Brennersystems auswirken. In **Abbildung 2.7** sind die NO_x-Emissionen für verschiedene vergaste Biomassen dargestellt.

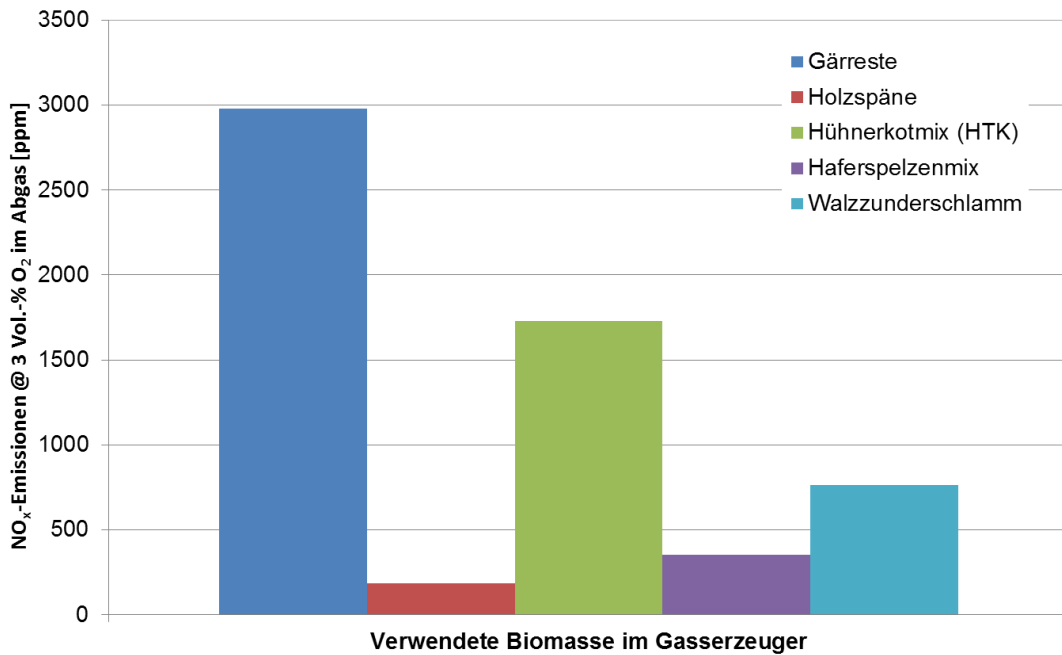


Abbildung 2.7: Gemessene NO_x-Emissionen verschiedener Biogase, verbrannt bei $\lambda = 1,2$ [10].

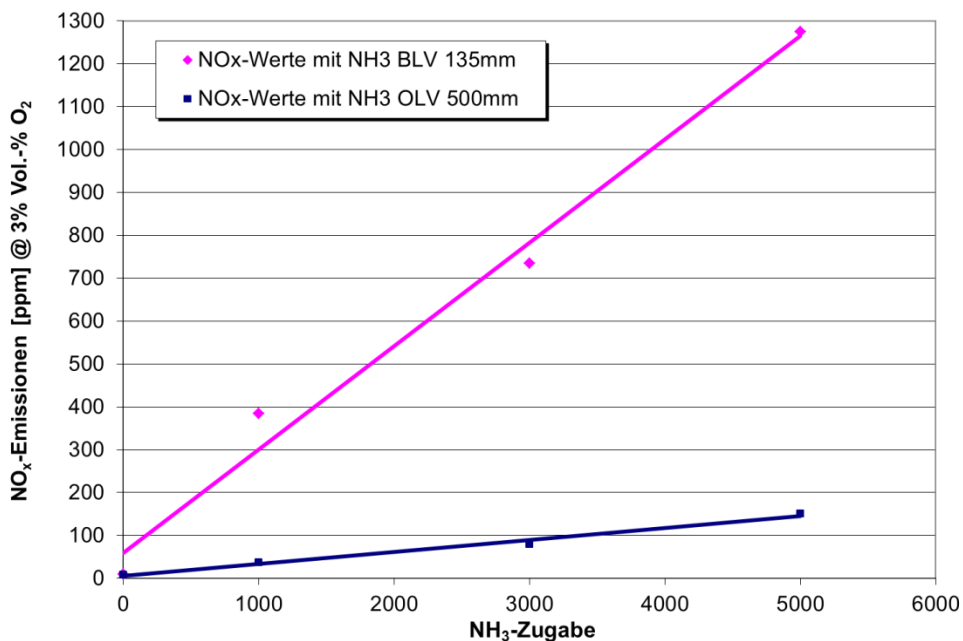


Abbildung 2.8: NO_x-Emissionen bei steigendem NH₃-Gehalt im Brenngas gemessen an einer Basis- und einer optimierten Variante des Costair-Brenners [12].

Untersuchungen im Rahmen eines weiteren Forschungsprojektes [12] am GWI verdeutlichen den Einfluss eines steigenden NH₃-Gehaltes im Brenngas auf die NO-Bildung für einen optimierten (viereckige Symbole) im Vergleich zu einem nicht optimierten Brenner (rautenförmige Symbole), s. **Abbildung 2.8**. Mit diesem Brennersystem, das auf dem Prinzip der kontinuierlichen Luftstufung basiert (COSTAIR), konnte durch eine Optimierung der Verbrennungsführung eine deutliche Minimierung der NO_x-Emissionen erzielt werden.

Die bisherigen Untersuchungen zeigen, dass die Optimierung der Brennerdesigns für die Verwertung von gasförmigen Biobrennstoffen intensive Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten beinhalten, die gerade von klein- und mittelständischen Unternehmen nicht immer zu leisten sind.

2.2.3 Flüssige biogene Brennstoffe

Bei der Vielzahl der heute am Weltmarkt verfügbaren Biobrennstoffe lässt sich zunächst zwischen Biobrennstoffen der 1. Generation und Biobrennstoffen der 2. Generation unterscheiden. Zu Biobrennstoffen der ersten Generation zählen Pflanzenöle und Tierfette. Die Stoffeigenschaften von Pflanzenöl unterscheiden sich deutlich von denen konventioneller flüssiger Brennstoffe (HEL). Biobrennstoffe der 1. Generation werden entweder aus „ölhaltigen“ oder „zuckerhaltigen“ Pflanzen hergestellt. Biobrennstoffe der 2. Generation nutzen als Grundstoffe organische Abfälle wie Stroh, Holzreste, Abfallprodukte aus der Agrarwirtschaft, Altholz, Sägerestholz und minderwertiges Waldholz.

In **Tabelle 2.5** sind Eigenschaften der gängigsten Pflanzenöle im Vergleich zu HEL, Rapsmethylester, hydrierten Pflanzenölen (HVO) und Biomass to Liquid (BtL) dargestellt [35].

Tabelle 2.5: Brennstoffspezifikationen von Pflanzenölen im Vergleich zu Dieselmotortreibstoff [36-45].

	Flammpunkt	Dichte	Heizwert	Viskosität bei 40°C	Siedebereich
	[°C]	[g/cm ³]	[MJ/kg]	[cSt]	[°C]
HEL	>55	0,86	42	3,8	85-350
Rapsmethylester	170	0,883	37,3	4,83	326-366
BtL	>70	0,770-0,785	ca. 44	3,2-4,5	
HVO	>72	0,775-0,785	ca. 44	2,9-3,5	180-320
Rapsöl	317	0,915	35,5	74	350
Sonnenblumenöl	316	0,925	36,2	65,8	350
Leinöl	320	0,933	37	51	343
Sojaöl	330	0,93	39,4	63,5	350
Olivenöl	325	0,92	40	83,8	
Palmöl	367	0,92	35	39,6	

Pflanzenöl besitzt vergleichbare Energiewerte wie HEL. Durch den hohen eingebundenen Sauerstoffanteil ist der Luftbedarf jedoch etwas geringer. Untersuchungen zeigen, dass im Brennstoff gebundener Sauerstoff zu geringeren Rußemissionen führen kann [46]. Des Weiteren ist Pflanzenöl praktisch schwefelfrei,

ungiftig und biologisch abbaubar. Nachteilig für die Verbrennung sind insbesondere die höhere Viskosität von Pflanzenölen sowie der deutlich höhere Flammpunkt von Pflanzenölen. Weiterhin kann bei der stationären Verbrennung besonders der hohe Siedepunkt von reinen Pflanzenölen zu Problemen führen (vgl. **Tabelle 2.5**). Ein hoher Siedepunkt führt zu einer langsameren Verdunstung, wodurch unverdampftes Pflanzenöl auf Brennerbauteile treffen kann, was dort eine Ablagerungsbildung begünstigt [36]. Diese Eigenschaften verhindern bisher eine direkte Anwendung in industriellen Brennersystemen.

Durch eine chemische Verarbeitung, der sogenannten Veresterung, werden Pflanzenölprodukte als Beimischkomponente für Kraft- oder Brennstoff einsetzbar. Fettsäuremethylester (engl. Fatty Acid Methyl Ester, FAME), auch „Biodiesel“ genannt, ist der einzige genormte Bio-Kraftstoff nach DIN EN 14214 im Reineinsatz (Dichte: ca. 0,88 kg/l, Brennwert: 37,1 MJ/kg) [35].

Für die Herstellung von Fettsäuremethylester (FAME) können verschiedenste Öle und Fette eingesetzt werden. Die geläufigsten Fettsäuremethylester sind RME (aus Rapsöl), SME (aus Sojaöl) und PME (aus Palmöl). Die Stoffeigenschaften liegen deutlich näher bei denen von HEL, insbesondere die Viskosität unterscheidet sich nur wenig (siehe **Tabelle 2.5**). Aus diesem Grund haben FAME bereits Einzug als biogene Beimischkomponente für Brennstoffe gehalten. Nachteilig in der CO₂-Gesamtbilanz für die Erzeugung von FAME gegenüber der Verwendung von z. B. Pflanzenöl wirkt sich allerdings der zusätzliche Prozessschritt der Umesterung aus, für den Methanol als zusätzlicher Kohlenwasserstoff benötigt wird.

Alternativ können Pflanzenöle bei hohem Druck und hohen Temperaturen unter Wasserstoffzugabe direkt hydriert werden. Das dabei entstehende Produkt wird als hydriertes Pflanzenöl (hydrogenated vegetable oil, HVO) bezeichnet und ist ein hochwertiges Kohlenwasserstoffgemisch mit einem dem HEL sehr ähnlichen Siedebereich, wie **Tabelle 2.5** zu entnehmen ist [36,37,47,48].

Verdunstungsverhalten biogener Brennstoffe

Ein wesentlicher Prozess bei der Verbrennung flüssiger Brennstoffe ist deren Überführung in die Gasphase durch Verdunstung. Das Verdunstungsverhalten eines Brennstoffs bestimmt ganz wesentlich seine verbrennungstechnischen Eigenschaften. Je ausgeprägter der Einfluss des Verdunstungsprozesses auf den Gemischbildungsvorgang, desto größer ist auch der Unterschied zwischen den Gemischbildungsvorgängen von gasförmigen und flüssigen Brennstoffen.

Die Verdunstungseigenschaften lassen sich zunächst durch den Siedeverlauf des Brennstoffes charakterisieren. Spezifikationen sind für HEL und Diesel in den Normen DIN 51603-1 und DIN SPEC 51603-6 bzw. DIN EN 590 festgelegt. Der Siedebereich biogener Brennstoffe kann sich erheblich von dem Siedebereich konventioneller technischer Brennstoffe unterscheiden (vgl. **Tabelle 2.5**). Letztere bestehen aus zahlreichen Kohlenwasserstoffverbindungen unterschiedlicher Siedetemperatur und weisen einen entsprechend breiten Siedeverlauf auf. Biogene Brennstoffe, hier beispielsweise Pflanzenöle, weisen einen sehr viel engeren Siedebereich auf, die Temperaturen für den Siedebeginn liegen zudem deutlich höher. Jedoch ist eine Verdunstung (Phasenwechsel unterhalb der Siedetemperatur) des Brennstoffes auch bei niedrigeren Temperaturen möglich.

Um das Verdunstungsverhalten der verschiedenen flüssigen Brennstoffe analysieren zu können, werden numerische Berechnungen durchgeführt, s. **Abbildung 2.9**. Die Berechnungen basieren auf dem einen vereinfachten Ansatz zur Berechnung der Tropfenverdunstung, dem sogenannten d^2 -Gesetz. Nach diesem Ansatz erfolgt die Verringerung der Oberfläche des verdunstenden Tropfens mit konstanter Geschwindigkeit. Benötigte Stoffdaten werden aus der Literatur entnommen [49-51]. Eicosan repräsentiert dabei als hochsiedende Komponente die Verdunstungszeiten von HEL. Ölsäuremethylester ist Hauptbestandteil vieler FAME-Brennstoffe. Behensäuremethylester ist eine in FAME vorkommende Komponente mit hohem Siedepunkt. Triolein und Tristearin sind Komponenten von Pflanzenölen, wobei Tristearin der hochsiedende Bestandteil ist.

Bei einer Lufttemperatur von $T = 400\text{ °C}$ verdunsten alle Eicosantropfen mit einem Durchmesser von $d \leq 150\text{ }\mu\text{m}$ innerhalb von 100 ms. Im gleichen Zeitraum verdunsten nur Tristearintropfen mit einem Durchmesser $d \leq 50\text{ }\mu\text{m}$. Daraus folgt, dass die Brennstoffverdunstungszone für die Pflanzenölverbrennung im Vergleich zum Betrieb mit HEL deutlich vergrößert werden muss bzw. die Temperaturen in dieser Zone angehoben werden müssen.

Der Vergleich der Tropfenverdunstungszeiten aller Brennstoffe bei $T = 400\text{ °C}$ zeigt, dass die FAME-Komponenten (Behensäuremethylester, Ölsäuremethylester) ähnliche Verdunstungszeiten bzw. nur leicht erhöhte Verdunstungszeiten aufweisen (Abweichung: 22 % bei $d = 150\text{ }\mu\text{m}$), vgl. **Abbildung 2.9**. Die Hauptkomponente von Pflanzenöl zeigt ebenfalls vergleichbare Verdunstungszeiten (Abweichung 32 % bei $d = 150\text{ }\mu\text{m}$). Die Verdunstung von Tristearin führt bei $d = 150\text{ }\mu\text{m}$ zu einer Verlängerung der Verdunstungszeit um das 6,3-fache.

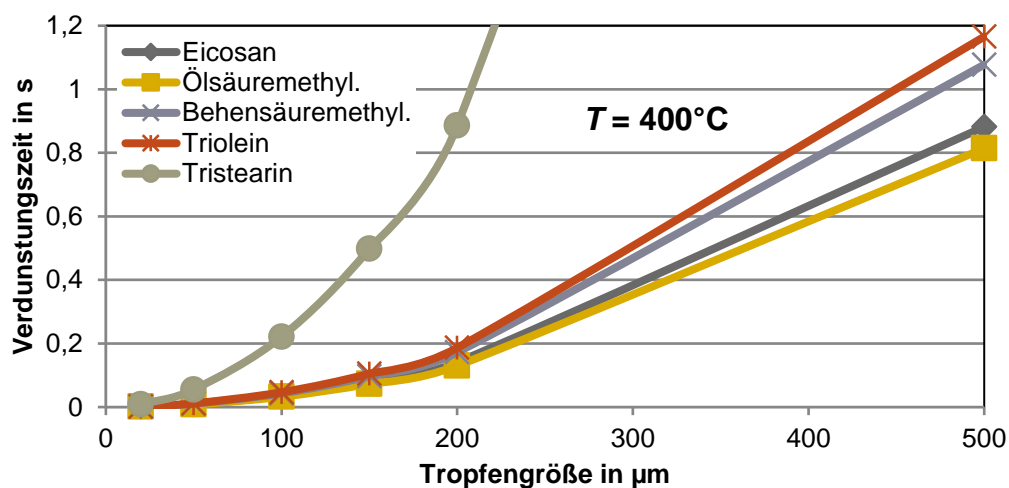


Abbildung 2.9: Verdunstungszeiten von Brennstofftropfen unterschiedlicher Tropfengröße bei einer Lufttemperatur von $T = 400\text{ °C}$.

Neben dem Verdunstungsverhalten ändert sich mit dem Einsatz biogener Brennstoffe auch das Zerstäubungsverhalten. Zudem nimmt die Sprayqualität von Pflanzenöl aufgrund höherer Brennstoffviskosität deutlich ab und damit die Tropfendurchmesser im Vergleich zu HEL deutlich zu. Wie schon erläutert wurde, kann dies durch eine gezielte Vorwärmung zum Teil kompensiert werden. Jedoch beim Aufbau und der Auslegung des Brenners bzw. der Vormischeinheit müssen diese Parameter entsprechend berücksichtigt werden.

Gemischbildungskonzepte für flüssige Brennstoffe

In **Abbildung 2.10** ist exemplarisch der Vorgang der Gemischbildung für eine konventionelle Brennertechnologie für Heizöle dargestellt. Der Brennstoff wird zunächst mit Hilfe einer Brennstoffdüse zerstäubt. Das so entstandene Brennstoffspray verdunstet und wird mit der Verbrennungsluft gemischt. Die Verdunstungswärme wird über rezirkulierende Abgase bereitgestellt. Sobald das so erzeugte Gemisch die Selbstzündtemperatur überschritten hat, erfolgt die Reaktion und die Ausbildung einer Flamme. Der gesamte Prozess lässt sich somit in drei Teilprozesse unterteilen:

- Brennstoffbereitstellung, Zerstäubung, Verdunstung
- Mischung mit dem Oxidator
- Reaktion, Ausbrand

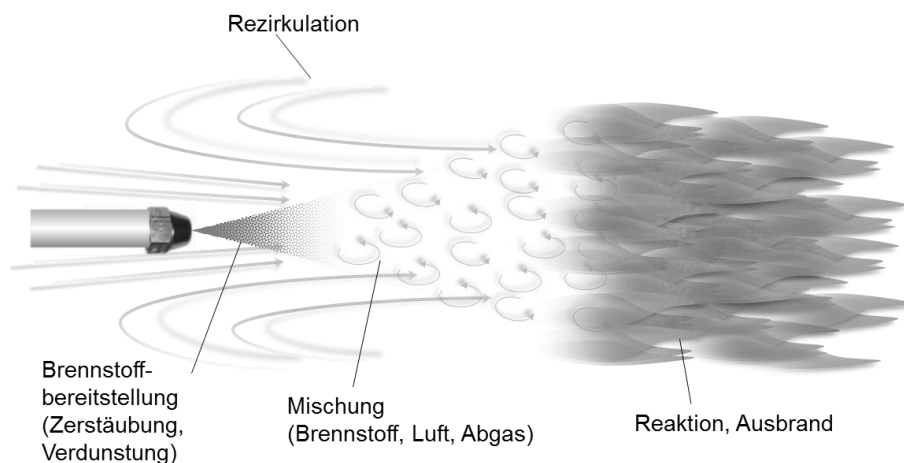


Abbildung 2.10: Schematische Darstellung der Prozesse bei der Verbrennung flüssiger Brennstoffe.

Überlagerung von Gemischbildungs- und Reaktionszone

Findet die Gemischbildung im Verbrennungsraum statt, so kommt es bei den im Verbrennungsraum vorliegenden Temperaturen nach der Verdunstung der Öltröpfchen zu einer Zündung des brennfähigen Gemisches aus Luft und gasförmigen Verdunstungsprodukten. Die Verbrennungswärme kann direkt für die Verdunstung der nachströmenden Brennstofftropfen genutzt werden, und es sind keine besonderen baulichen Maßnahmen zur Wärmerückführung in den Gemischbildner erforderlich. Bei konventionellen Brennerkonzepten überlagern sich Gemischbildungsbereich und Reaktion, d. h. die Verbrennung beginnt bereits, bevor Brennstoff und Luft vollständig durchgemischt sind. Nachteilig ist hier die Bildung unterstöchiometrischer Gebiete mit Sauerstoffmangel, die durch den schnellen Verbrauch der Verbrennungsluft direkt an der Phasengrenzfläche zwischen den Brennstofftropfen und der Luft entstehen. Bereiche unzureichender Durchmischung führen auch zu Temperaturspitzen und zu lokal stark überstöchiometrischer Verbrennung. Die Folge sind hohe Ruß-, NO_x - und CO-Emissionen.

In **Abbildung 2.11** ist ein Beispiel für das beschriebene Flammenbild gezeigt. Deutlich ist der Brennstoffkegel zu erkennen. Eine vollständige Verdunstung und Mischung mit der Verbrennungsluft ist aufgrund der räumlichen Nähe zur Reaktionszone nicht zu erwarten. Die charakteristische Gelbfärbung deutet auf einen hohen Rußanteil in der Flamme hin.

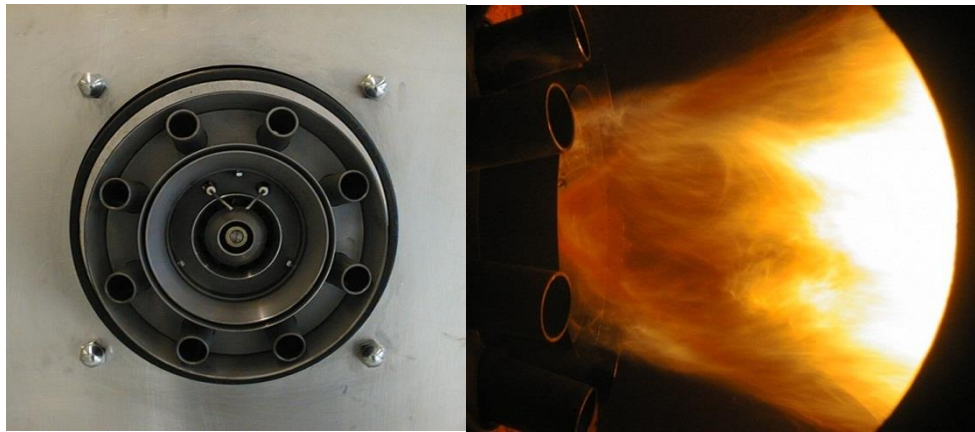


Abbildung 2.11: *Flammenbild eines radialimpulsstabilisierten Brenners für HEL mit Luftstufung [52].*

Zur Reduzierung der Emissionen, insbesondere zur Verminderung der NO_x -Emissionen existieren verschiedene Ansätze. Hierzu gehört insbesondere die sogenannte Luftstufung, bei der die Verbrennungsluft der Flamme gestuft zugeführt wird (s. **Abbildung 2.11** links). Vergleichbare Ansätze gibt es auch für die Zugabe des Brennstoffs. Hierbei wird der Brennstoff über räumlich verteilte Düsen zugeführt [53]. Die vergrößerte Gemischbildungszone erleichtert die homogene Gemischbildung zwischen Brennstoff und Luft sowie die Trennung von Gemischbildungs- und Reaktionszone.

Vormischende Verbrennung

Einen rigorosen Ansatz für die Gemischaufbereitung gasförmiger und flüssiger Brennstoffe stellt die vormischende Verbrennung dar. Hierbei erfolgt eine vollständige räumliche Trennung von Gemischbildungs- und Reaktionszone. Brennstoff und Luft werden zunächst vollständig gemischt und in den Reaktionsraum eingebracht. Die Vorteile von Vormischflammen liegen in der Möglichkeit, für die Verbrennung eine exakte Zusammensetzung zu erreichen. Da keine Mischenergie durch turbulente Strömung aufgebracht werden muss, lassen sich Vormischflammen auch als laminare Flammen umsetzen mit den bekannten Vorteilen der geräuscharmen Verbrennung.

Für Brenner kleiner Leistung in der häuslichen Energieversorgung gehören Vormischflammen für gasförmige Brennstoffe inzwischen zum Stand der Technik, und auch für flüssige Brennstoffe finden sich erste Anwendungen am Markt [54]. Für die industrielle Anwendung existieren Vormischkonzepte u. a. im Turbinenbau für gasförmige Brennstoffe [55] oder in der Glasnachbehandlung [56]. Für flüssige Brennstoffe sind derzeit keine Vormischkonzepte in der industriellen Anwendung bekannt.

Trotz dieser offensichtlichen Vorteile der vormischenden Verbrennung für flüssige Brennstoffe ist diese Technologie insbesondere im mittleren und hohen Leistungsbereich > 100 kW kaum untersucht. Wissenschaftliche und technische Herausforderungen sind insbesondere:

- **Bereitstellung der für die Verdunstung notwendigen Enthalpie**
- **Vermeidung der vorzeitigen Zündung bzw. des Flammenrückschlags**
- **Vermeidung von Ablagerungen und Kondensation**

Lösungsansatz: Vorverdunstung des Brennstoffs in inertisierter Atmosphäre (z. B. rezirkuliertes Abgas)

Eine Möglichkeit, den oben angeführten Problemen bei der Gemischbildung für flüssige Brennstoffe mit biogenen Anteilen zu begegnen ist die konsequente Trennung der Verdunstungszone und der Gemischbildungszone des Brennstoffs mit der Verbrennungsluft. Die Verdunstung flüssiger Brennstoffe erfolgt in einem separaten Reaktor mit einem inerten Trägergas, z. B. mit aus dem Verbrennungsbereich zurückgeführtem Verbrennungsabgas.

Abbildung 2.12 zeigt die Gemischtemperaturen von Abgas bei 500 °C und HEL bei unterschiedlichen Rezirkulationsverhältnissen. Bei einem Verhältnis von 30 % können Gemischtemperaturen von 300 °C bis 400 °C eingestellt werden. Anzustreben ist ein Rezirkulationsverhältnis von 50 %, da in diesem Fall Gemischtemperaturen von bis zu 400 °C zu erreichen sind. Durch entsprechend gewählte Verweilzeiten und hohe Sprayqualitäten ist damit auch eine Vorverdunstung von Pflanzenöl zu erwarten. Die Verwendung höherer Abgastemperaturen ermöglicht prinzipiell die Einstellung geringerer Rezirkulationsströme.

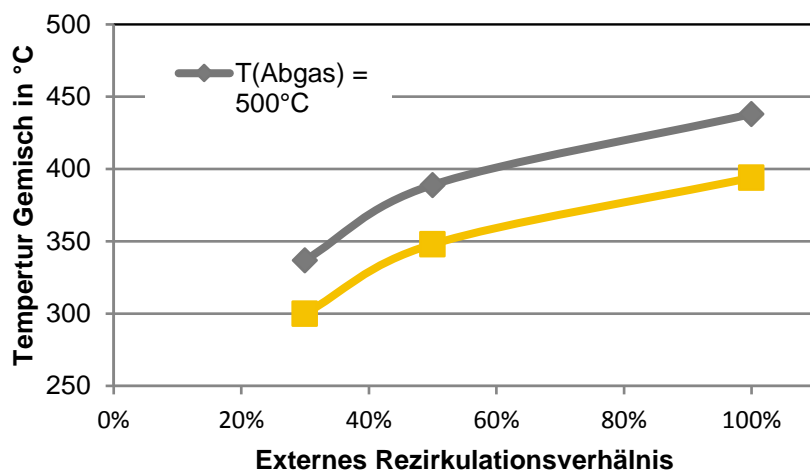


Abbildung 2.12: Berechnete Gemischtemperaturen von Hexadekan (HEL) und Abgas bei $\lambda = 1,2$ und $T_{\text{Brennstoff}} = 25 \text{ °C}$ für unterschiedliche Abgastemperaturen und Rezirkulationsverhältnisse.

Eine weitere Möglichkeit, den notwendigen Abgasmassenstrom zu verringern, besteht in der Zugabe geringer Luftströme in den Gemischbildungsbereich. Bei Luftverhältnissen $< 0,1$ besteht die Möglichkeit, das Temperaturniveau im Gemischbildner durch Oxidationsreaktionen anzuheben und den Abgasmassenstrom zu reduzieren. Die unter derart starkem Sauerstoffmangel ablaufenden Reaktionen sind bislang nur wenig untersucht [57]. Allerdings ergaben sich hier bereits erste Hinweise, dass die Verdunstungsraten deutlich beschleunigt werden können.

Der verdampfte Brennstoff kann schließlich wie ein gasförmiger Brennstoff verwendet und in entsprechenden Brennerköpfen mit der Verbrennungsluft gemischt werden. Aufgrund der Verdünnung des verdunsteten Brennstoffs mit dem inerten Trägergas kann er als niederkalorisches Gas betrachtet werden. Das hier zu verbrennende Gas unterscheidet sich jedoch aufgrund seiner Zusammensetzung von typischen Schwachgasen. Die Anwendung dieses Konzeptes erfordert somit die Entwicklung eines geeigneten Brennerkonzeptes.

3 Forschungsziel / Forschungsergebnisse / Lösungsweg

3.1 Forschungsziel

Ziel dieses Projektes ist es, einen Kombi-Biobrennstoff-Brenner mit einer Leistung von bis zu 300 kW zu entwickeln. Dies geschieht im Hinblick auf ressourcenschonende und energieeffiziente Wärmeerzeugung in Kooperation des Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. und der OWI Oel Waerme-Institut gGmbH. Dieser Brenner soll einzeln mit verschiedenen gasförmigen und flüssigen biogenen Brennstoffen (z. B. Biogas, Fettsäuremethylester und Pflanzenöl), aber auch mit Kombinationen (Blends) aus diesen betrieben werden können.

Durch die geplanten Einsatzmöglichkeiten des zu entwickelnden Brenners unter Verwendung von regenerativen Energieträgern kann nicht nur durch die Reduzierung von CO₂-Emissionen die Umwelt entlastet werden, sondern auch eine teilweise Unabhängigkeit des Anlagenbetreibers vom Öl- und Gasmarkt erzielt werden. Dadurch steigt das Interesse an der Nutzung und des Einsatzes dieser Art von Brennern und es wird möglich, eine umweltschonende Verbrennungstechnik auf dem Markt zu etablieren. Die mögliche Nutzung von anfallenden bzw. zur Verfügung stehenden Schwachgase (wie Deponie-/Klär- oder Grubengas) ist ein weiteres Argument für die Nutzung des zu entwickelnden Brenners.

Ein weiteres Teilziel ist die Entwicklung eines weitestgehend eigenständigen Verdunstungskonzeptes, welches sich auch in andere Verbrennungssysteme als dem in diesem Projekt geplanten einbinden lässt.

3.2 Forschungsergebnisse

3.2.1 Angestrebte Forschungsergebnisse

Im Speziellen werden folgende Forschungsergebnisse angestrebt:

- 1 Entwicklung eines Kombibrenners für unterschiedliche flüssige und gasförmige biogene Brennstoffe, der die besondere Handhabung solcher Brennstoffe (s. vorherige Kapitel) berücksichtigt.
- 2 Entwicklung eines vormischenden/teilmischenden Verdunstungskonzeptes für flüssige konventionelle und biogene Brennstoffe.
- 3 Auslegung des Brennerkonzeptes hinsichtlich stabilen Flammenbetriebes und schadstoffarmer Betriebsweise (unterhalb der Grenzwerte der TA Luft), auch für schwierige und in ihrer Beschaffenheit stark schwankende Einsatzstoffe, z. B. hoher Anteil an brennstoffgebundenen Stickstoff.
- 4 Gewährleistung eines vollständigen Ausbrandes über einen definierten Luftzahlbereich von $\lambda = 1,05$ bis 1,5.
- 5 Festlegung einer Start- bzw. Zündstrategie des Brennersystems auch für niederkalorische Brennstoffe.

- 6 Konzipierung einer kostengünstigen Brennergeometrie, möglichst ohne komplexe Bauteile. Vermeidung von Bauelementen, die durch die eventuell enthaltenen korrosiven Bestandteile in den biogenen Brennstoffen in Mitleidenschaft gezogen werden könnten.
- 7 Entwicklung einer Regelungsstrategie für die Luftanpassung bei unterschiedlich zusammengesetzten Brennstoffen.
- 8 Untersuchungen zur Vermeidung erhöhter Stickoxid-Emissionen, bedingt durch einen erhöhten Anteil brennstoffgebundenen Stickstoffs.

3.2.2 Innovativer Beitrag der angestrebten Forschungsergebnisse

Die Entwicklung des Kombibrenners baut auf den vorliegenden Erfahrungen und dem umfassenden Know-how der beteiligten Forschungsstellen auf, die im Rahmen des Projektes zusammengeführt werden. Die Ergebnisse liefern einen Beitrag zur ressourcenschonenden Verbrennung gerade in der Industrie. Ziel der Untersuchungen ist die Erschließung des CO₂-Einsparungspotentials durch den Einsatz biogener Brennstoffe für die industrielle Feuerung. Der innovative Ansatz liegt zum einen in der Implementierung von Vormischkonzepten für flüssige und gasförmige biogene Brennstoffe sowie in der Verwendung von Konzepten der mehrstufigen Verbrennung. Derartige Methoden der Gemischbildung sind in der Industrie derzeit kaum bekannt. Durch die Anwendung von Vormischkonzepten erfolgt weitestgehend eine Entkopplung der Verbrennungseigenschaften des biogenen Brennstoffs von den Verbrennungssystemen selbst. Gleichzeitig werden die typischen Vorteile vormischender Verbrennung hinsichtlich der Verbrennungsgüte und der geringen Schadstoffemissionen genutzt. Diese Erkenntnisse werden in einem modernen Kombibrennerkonzept für gasförmige und flüssige biogene Brennstoffe umgesetzt. Hierbei sollen die Aspekte der Nutzung von Standardkomponenten und die Umsetzung in einem kompakten Brennersystem berücksichtigt werden. Idealerweise lassen sich gasförmige und flüssige Brennstoffe ohne komplizierte Umbauten am Verbrennungssystem sowohl separat als auch gleichzeitig nutzen.

Die hier angestrebten Ergebnisse liefern gerade für KMU folgenden innovativen Beitrag:

- a. Die technische Innovation liegt in der Entwicklung eines Kombibrenners für biogene gasförmige und flüssige Brennstoffe mittels eines neuen bzw. angepassten Brennerkonzeptes mit komplexen und schwierig zu handhabenden Eigenschaften.
- b. Der ökologische Beitrag liegt in der Nutzung regenerativer und alternativer Brennstoffquellen, denn dies schont sowohl die fossilen Brennstoffressourcen als auch unsere Umwelt nachhaltig. Zusätzlich werden die CO₂-Emissionen durch den Einsatz regenerativer Brennstoffe reduziert, was einen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele liefert. Weiterhin soll durch den Einsatz innovativer Brennertechnik die Stickoxidbildung gerade bei biogenen Brennstoffen (verursacht durch den hohen Anteil brennstoffgebundenen Stickstoffs) deutlich reduziert werden.
- c. Der ökonomische Vorteil liegt einerseits für die Betreiber in der teilweisen Unabhängigkeit von den Gas- oder Ölanbietern. Weiterhin sind durch den geplanten Brenner gerade im ländlichen Bereich dezentrale Anwendungen möglich, die zurzeit aufgrund fehlender Infrastruktur nicht realisiert werden können.

Des Weiteren ermöglichen die angestrebten Forschungsergebnisse auch die Nutzung von regenerativen Energiequellen sowohl gasförmiger als auch flüssiger Brennstoffe, deren Verbrennung sich zurzeit problematisch gestaltet.

Gerade den klein- und mittelständischen Unternehmen, hauptsächlich auch im ländlichen Raum, wird mit diesem Forschungsprojekt ein Weg aufgezeigt, ihre anfallenden biogenen Reststoffe energetisch und umweltschonend zum eigenen Gebrauch, z. B. in Kesselfeuerungen oder Trocknungsprozessen einzusetzen.

3.3 Lösungsweg zur Erreichung des Forschungsziels

Die Entwicklung des Funktionsmusters erfolgt in zwei Arbeitsstufen. In der ersten Stufe wird ein Brenner kleinerer Leistung bis 100 kW entwickelt. Mit diesem Schritt wird dem Umstand Rechnung getragen, dass Vorverdunstungskonzepte derzeit nur für Kleinbrenner für die häusliche Wärmeversorgung umgesetzt wurden. Die wesentlichen Erkenntnisse sowohl für die Gemischaufbereitung der flüssigen Brennstoffe als auch die Integration der Verbrennung gasförmiger Brennstoffe lassen sich im kleinen Leistungsbereich effizient und mit moderaten Brennstoffkosten (gerade für die Mischung der schwachkalorischen Gase und Biogase) erschließen. In einem anschließenden Scale-up werden notwendige Parameter für die Übertragung auf größere Leistungen bis 300 kW erarbeitet und ein Funktionsmuster realisiert, welches anschließend in verschiedenen Versuchsständen für unterschiedliche Industrieanwendungen (Hochtemperaturversuchsofen und Prüfflammrohr) umfassend getestet wird.

Die geplanten Entwicklungen sollen zum einen durch die Kombination von numerischen und ausgewählten experimentellen Untersuchungsmethoden zeit- und kosteneffektiv durchgeführt werden. Zum anderen stehen durch die beiden Forschungsinstitute GWI und OWI zwei renommierte Forschungsstellen bereit, die auf ihren jeweiligen Arbeitsgebieten ein umfassendes Wissen bzgl. der Verwendung und Verbrennung der jeweiligen Brennstoffarten besitzen.

Im Folgenden werden zwei mögliche Konzepte zur Realisierung des zu entwickelnden Kombibrenners vorgestellt.

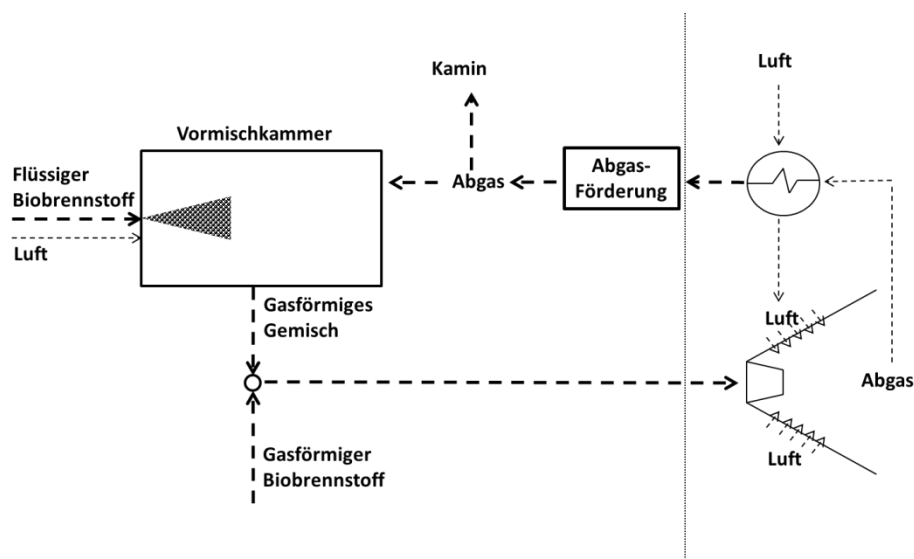


Abbildung 3.1: Schematische Darstellung der externen Gemischbildung.

Brennstoffverdampfung in einem externen Gemischbildner

Die Einstellung der notwendigen Temperaturen sowie die Bereitstellung der Verdunstungswärme können bei diesem Konzept auf zwei Wegen erfolgen (**Abbildung 3.1**):

1. Externe Abgasrezirkulation - Ein Abgasstrom ($T = 400\text{ °C} - 800\text{ °C}$) wird zusammen mit dem flüssigen Brennstoff in eine externe Vormischkammer geführt werden. Die Abgaswärme liefert die notwendige Verdampfungsenthalpie.
2. Bereitstellung Reaktionswärme - Durch die gezielte Zugabe von Luft in den Gemischbildungsbereich werden exotherme Vorreaktionen im Niedertemperaturbereich ($< 600\text{ °C}$) eingeleitet, die Reaktionswärme unterstützt den Verdampfungsprozess. Der Reaktionsfortschritt wird u. a. durch die Limitierung des Sauerstoffes kontrolliert.

Um die für die Verdampfung notwendigen Abgasströme gering zu halten, ist eine Kombination beider Methoden geplant. Durch geeignete Auswahl von Kammervolumen, Zerstäubungssystem, Rezirkulationsverhältnis und Strömungsführung wird sichergestellt, dass der Brennstoff vollständig verdampft wird. Das gasförmige Brennstoff-Abgasgemisch strömt durch den Gaseinlass in den Brenner. Alternativ strömt durch diesen Gaseinlass der gasförmige Brennstoff. Der gewählte Brennerkopf ist auch für die Verbrennung von Schwachgasen geeignet. Für die Abgasförderung wird ein Abgasrückführsystem benötigt.

Die Vorteile dieses Konzeptes sind:

- Durch konsequente räumliche Trennung wird eine konstruktive Freiheit bei der Entwicklung von Brenner und Gemischbildungseinrichtung erreicht.
- Die teilweise Entkopplung Gemischbildungseinrichtung/Brenner ermöglicht die separate Skalierung bei einer Leistungsanpassung.
- Das Modul zur Gemischaufbereitung lässt sich ggf. als Nachrüstkomponente auch für andere Brennersysteme verwenden.

Der Nachteil dieses Konzeptes ist:

- Sowohl Vormischkammer als auch das ggf. notwendige Abgasrückführsystem stellen zusätzliche Systemkomponenten dar, die die Komplexität erhöhen und die Systemintegration erschweren. Es ist daher anzustreben, einen möglichst großen Teil der Verdampfungsenthalpie über exotherme Vorreaktionen bereitzustellen.

Brennstoffverdunstung mit interner Abgasrezirkulation

Bei der internen Abgasrezirkulation wird eine Vorverdunstungszone mit intern rückgeführtem Abgas realisiert. Die für die Rückführung aufzubringende Förderleistung wird durch eine geeignete Gestaltung der Strömungswege der einzelnen Medienströme erreicht (z. B. Injektorwirkung), siehe schematisch in **Abbildung 3.2**.



Abbildung 3.2: Interne Abgasrezirkulation zur Vorverdunstung des flüssigen Brennstoffs.

Vorteile dieses Konzeptes:

- Hochintegriertes Konzept, welches geringen bis keinen zusätzlichen Bauraum benötigt, ggf. geringer Aufwand bei der Systemintegration.
- Keine zusätzlichen Förderaggregate.
- Unmittelbare Nutzung der Verbrennungsenthalpie für die Gemischaufbereitung.

Nachteile dieses Konzeptes:

- Starke Einschränkung der konstruktiven Freiheit für das Gemischbildungskonzept.
- Bauraumbedingt ggf. Einschränkung der Skalierungsmöglichkeiten.
- Aufgrund des höheren Oberflächen- Volumenverhältnisses höheres Risiko einer Ablagerungsbildung.

Zu Beginn des Projektes soll anhand von Voruntersuchungen, numerischen Simulationsrechnungen und Recherchen ein optimales Konzept herausgearbeitet werden, welches die Vorteile der beiden vorgestellten Konzepte vereinigt.

3.4 Festlegung der zu nutzenden Brennstoffe

Die **Tabellen 3.1 und 3.2** zeigen die Zusammensetzungen und Heizwerte der festgelegten flüssigen und gasförmigen Brennstoffe mit biogenem Ursprung. Es sind die Werte für die Brennstoffzusammensetzung und den Heizwert des Heizöls extra leicht (HEL) sowie für die Gaszusammensetzung für den Zustand nach dem Kalt-Flammen-Reaktor angegeben. Hier zeigt sich, dass bei biogenen flüssigen Brennstoffen die Heizwerte ähnlich sind. Die Heizwerte der biogenen gasförmigen Brennstoffe unterschieden sich hier um mehr als 50 %. Das bedeutet, dass sich die Volumenströme und damit die Eintrittsgeschwindigkeiten der gasförmigen Brennstoffe für eine bestimmte thermische Leistung erheblich unterscheiden.

Tabelle 3.1: Zusammensetzung flüssige Brennstoffe.

	Zusammensetzung in Ma.-%					H _u
	C	H	O	N	S	[MJ/kg]
HEL s-arm	85,5	13,5	0,56	-	max 50 ppm*	42,5
RME	55,6	19,4	11,7	2,65	max 10 ppm**	32,6
Rapsöl	57,8	20,2	8,2	2,76	max 10 ppm***	37,4
Palmöl	76,79	12			max 10 ppm***	37

*nach DIN 51603-1, **nach DIN EN 14214, ***nach DIN 51605

Tabelle 3.2: Zusammensetzung gasförmige Brennstoffe.

	Zusammensetzung in Vol.-%					H _u
	CH ₄	CO	H ₂	CO ₂	N ₂	[MJ/kg]
Biogas	50	0	0	50	0	13,37
Klärgas	35	0	0	55	10	8,61
Grubengas	25	0	0	10	65	7,54
Holzgas	5	15	15	15	50	4,59

Abbildung 3.3 zeigt die adiabaten Flammentemperaturen und die Zündverzugszeiten für die gasförmigen Brennstoffe. Das Biogas besitzt dabei die höchste Temperatur aufgrund des höchsten Methan-Anteils im Gasgemisch. Mit steigendem inertem Anteil im Gasgemisch sinkt die Flammentemperatur, so dass das Holzgas die niedrigste Flammentemperatur besitzt. Bei den Zündverzugszeiten besitzt das Holzgas die niedrigste Flammentemperatur besitzt. Bei den Zündverzugszeiten besitzt das Holzgas die niedrigste Zündverzugszeit aufgrund des hohen Wasserstoffanteils von 15 Vol.-%.

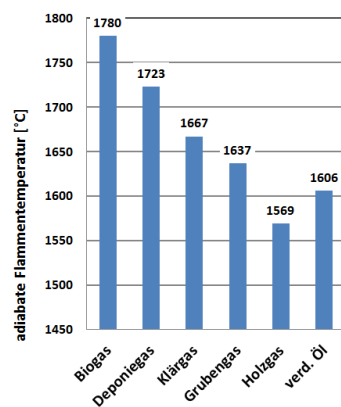
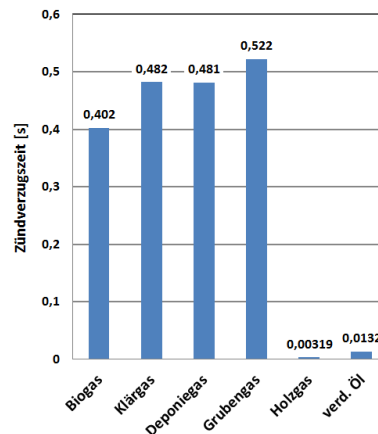
Adiabate Flammentemperatur bei $\lambda = 1,0$ Zündverzugszeiten bei $\lambda = 1,0$ ($t_{\text{start}} = 800\text{ °C}$, $p = 1\text{ bar}$)

Abbildung 3.3: Adiabate Flammentemperaturen (links) und Zündverzugszeiten (rechts) für die gasförmigen Brennstoffe bei $\lambda = 1,0$.

4 Vorverdampfung von flüssigen Bio-Brennstoffen mit Hilfe von Kalte-Flammen Reaktionen und partieller Oxidation

4.1 Grundlagen

Kalte Flammen basieren auf limitierten exothermen Reaktionen. Sie treten auf, wenn ein Brennstoff in einen vorgewärmten Luftstrom eingedüst wird. Studien für die Brennstoffe Diesel und Heizöl zeigen scharfe Reaktionsgrenzen in Abhängigkeit der Luftvorwärmtemperatur. Es bedarf einer Lufttemperatur von mindestens 310 °C, um diese exotherme Reaktion mit einer für den Brennstoff HEL charakteristischen Endtemperatur von 480 °C zu starten. Bedingt durch einen negativen Reaktionskoeffizienten bei Temperaturen oberhalb von 400 °C kann die Reaktion unter geeigneten Randbedingungen stabilisiert werden. Bis zu 10 % der Brennstoffenergie werden in der Kalten Flamme umgesetzt. Einflussfaktoren auf die Stabilität der Kalten Flammen sind das Luftverhältnis, die Lufttemperatur und Verweilzeit sowie der Reaktor-druck. Die Einflussfaktoren sind in zahlreichen Arbeiten für die Brennstoffe Diesel und Heizöl hinreichend untersucht, nicht jedoch für Öle biogenen Ursprungs.

4.2 Entwicklung des Vorverdampfers

Im Gegensatz zur Verbrennung gasförmiger Brennstoffe müssen feste und flüssige Brennstoffe erst in die Gasphase überführt werden, bevor sie mit Verbrennungsluft gemischt und verbrannt werden können. Bei flüssigen Brennstoffen kann die Gemischbildung in zwei getrennte, meist jedoch ineinandergreifende bzw. parallel ablaufende Prozesse, gegliedert werden:

- die Verdampfung des Brennstoffes sowie die nachfolgende Mischung mit der Verbrennungsluft,
- die Verbrennung des Brennstoff-Luft-Gemisches.

Laufen beide Prozesse getrennt voneinander ab, spricht man von einer vorgemischten Verbrennung. Im Idealfall wird ein homogenes Brennstoffdampf-Luft-Gemisch erzeugt bevor dieses in die Zone der Verbrennung eintritt. Gegenüber der nicht-vorgemischten Verbrennung werden die Schadstoffemissionen gesenkt. Ein Potential zur Senkung, insbesondere der NO_x-Emissionen bietet die luftgestufte Verbrennung. Das favorisierte Brennerkonzept beruht auf der räumlich getrennten Vorverdampfung des Brennstoffes von der luftgestuften Verbrennung. Die Gemischbildung und Verbrennung im eigentlichen Brenner bleibt damit von dem Verdunstungsverhalten des Brennstoffs unbeeinflusst. Für die Verdampfung des Kraftstoffs werden limitierte exotherme Reaktionen, die mit einem Teilumsatz des Kraftstoffes verbunden sind, genutzt. Die in der Reaktion freiwerdende Wärme kann für die Verdampfung des flüssigen Kraftstoffes genutzt werden, sodass unter geeigneten Randbedingungen auf eine externe Beheizung des Reaktors verzichtet werden kann. Die Auslegung wird im Wesentlichen von den Verdunstungszeiten des Brennstoffes, den Aufenthaltszeiten und der Energiebilanz des Reaktors bestimmt. Letztere ergibt sich aus der Verdampfungsenthalpie des Kraftstoffes, der aufzuheizenden Luftmenge und den Wandwärmeverlusten.

Die Auslegung des 100 kW-Vorverdampfers erfolgte mit Hilfe von numerischen Berechnungen die in einem nachfolgenden Kapitel beschrieben werden.

Eine Skizze des entwickelten Verdampfers zeigt **Abbildung 4.1**. Die für die Kalte-Flammen-Reaktion benötigte Luft wird über ein Luftplenum und eine Stauscheibe mit acht Bohrungen dem Reaktorraum zugeführt. Der Brennstoff wird mit einer konventionellen Dralldruckzerstäuberdüse in den Reaktorraum eingedüst. Für den Start der Vorverdampfung werden die Luft mit einem Luftvorwärmer und der Reaktor mit einer Begleitheizung auf ca. 320 °C vorgewärmt. Unmittelbar nach Brennstoffaufgabe zündet die Kalte-Flammen-Reaktion. Sie stabilisiert sich an Orten stationärer Wirbelströmung. Ein Teil der freigesetzten Wärme wird zur Brennstoffverdampfung mit dem heißen Gas um das Rezirkulationsrohr herum an den Prozessanfang zurückgeführt. Luftvorwärmer und Begleitheizung werden abgeschaltet.

Im autothermen Betrieb mit Pflanzenöl kam es zu Ablagerungsbildung im Bereich der Stauscheibe. Durch Abschalten der Luftvorwärmung wird die Stauscheibe gekühlt. Auf der Reaktorseite kam es darauf hin zur Kondensation von rezirkuliertem Gas und Abscheiden von Öltröpfchen. Es wuchs eine Schicht mit koksartigem Charakter auf, bis hin zum teilweisen Verschluss der Luftdüsen. Mit einer geänderten Strömungsführung der Stauscheibe konnte der Aufwuchs zu einer tolerablen Ablagerungsbildung eingedämmt werden.

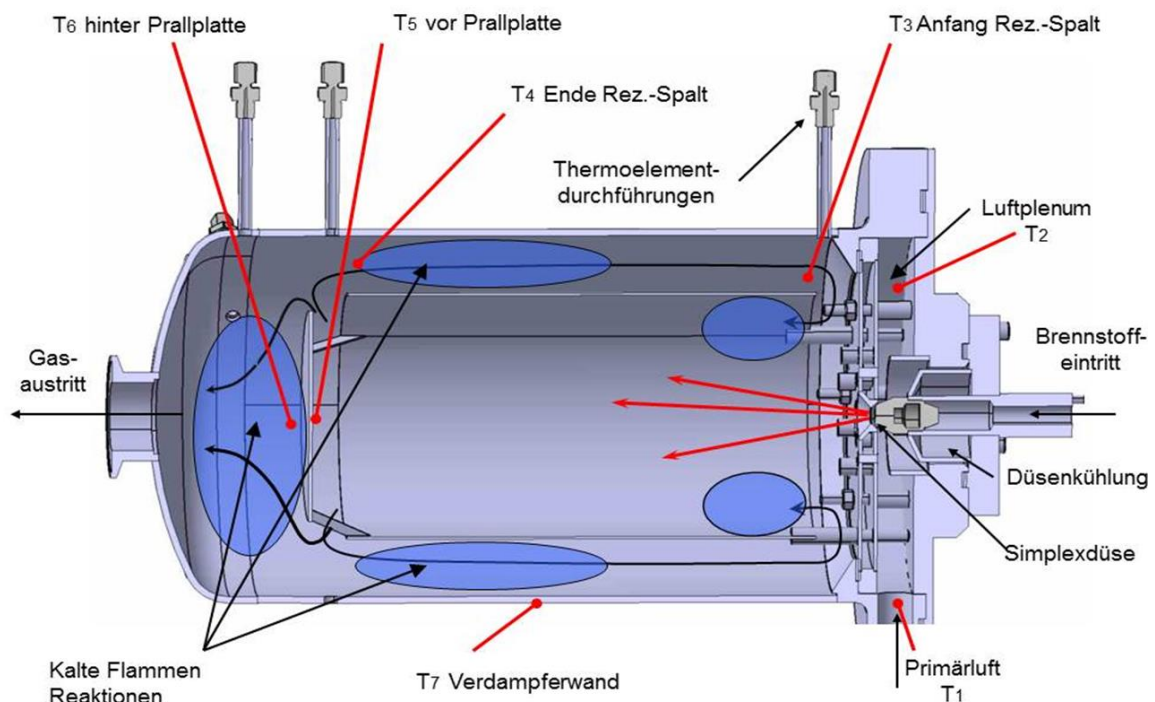


Abbildung 4.1: Kalte-Flammen-Reaktor.

4.3 Selbstzündverhalten von Pflanzenölen

Die für Pflanzenöle notwendigen höheren Verdampfungstemperaturen konnten verfahrenstechnisch nur mit Hilfe einer thermisch partiellen Oxidation bei niedrigen Luftverhältnissen ($\lambda = 0,13 - 0,15$) erreicht werden. Ob die angestrebten kalte Flammenreaktionen bei Luftverhältnissen von $\lambda = 0,2 - 0,5$ auch bei Pflanzenölen und hydrierten Pflanzenölen auftreten und ein stabiler Verdampferbetrieb damit möglich ist, wurde im Rahmen einer Masterarbeit am OWI [57] untersucht.

Der Versuchsaufbau besteht aus einem mit vorgewärmter Luft durchströmten Rohrreaktor mit einer Länge von $L = 280$ mm und einem Durchmesser von $D = 80$ mm, siehe **Abbildung 4.1**. Der Brennstoff wird zentral in den Rohrreaktor mit einer Dralldruckzerstäuberdüse eingedüst. Der Temperaturverlauf entlang der Reaktormittelachse wird mit 4 Thermoelementen gemessen. Im Reaktor herrscht atmosphärischer Druck. Bei Luftvorwärmtemperaturen ab 320°C wird der Brennstoff aufgegeben. Tritt nach Brennstoffaufgabe eine exotherme Reaktion ein, steigen die Temperaturen stromabwärts im Reaktor. Der experimentelle Versuchsaufbau zur Untersuchung des Selbstzündverhaltens ist schematisch in **Abbildung 4.2** dargestellt.

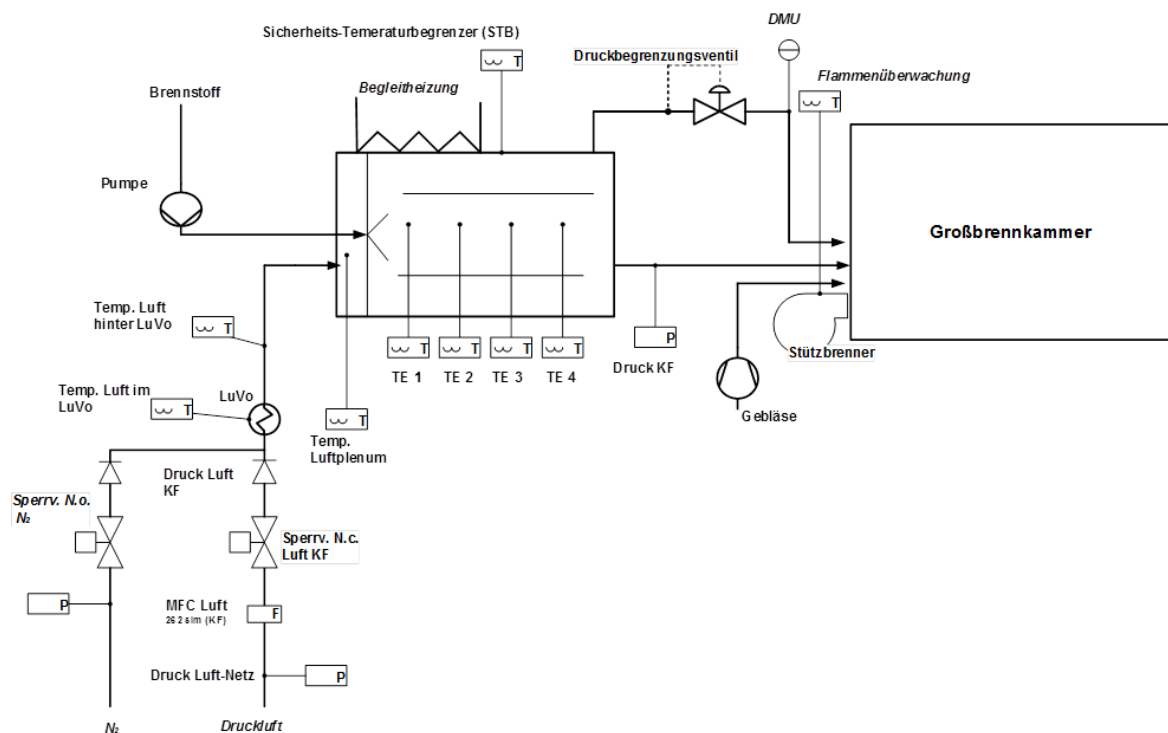


Abbildung 4.2: Versuchsaufbau zur Untersuchung des Selbstzündverhaltens biogener Öle.

Das im Versuch erzeugte Gas wird mit einem Stützbrenner in einer Brennkammer abgefackelt. Die **Abbildung 4.3** zeigt exemplarisch eine Reaktorreise für die Brennstoffe HEL und HVO. Nach Brennstoffaufgabe von HEL in den auf 320°C vorgewärmten Luftstrom, startet die kalte-Flammen-Reaktion. Deutlich zu erkennen ist der Temperaturhub stromabwärts auf 440°C für den Brennstoff HEL, und 490°C für den Brennstoff HVO.

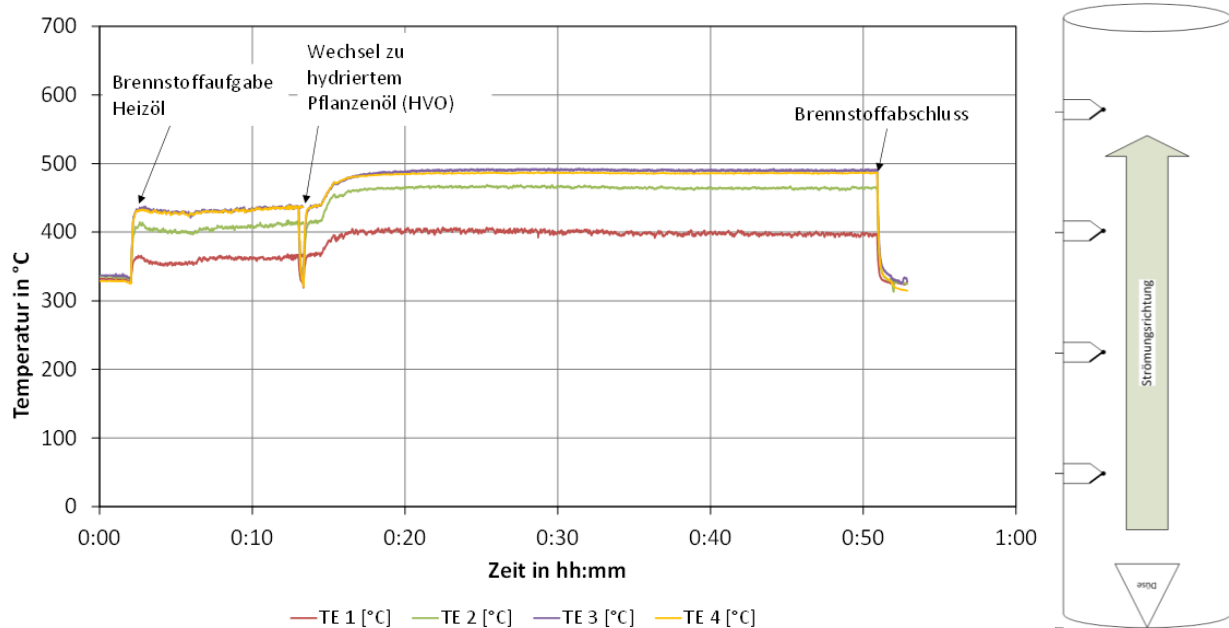


Abbildung 4.3: Limitierte exotherme Reaktionen der Brennstoffe HEL und HVO im Rohrreaktor.

Untersucht wurde das Selbstzündverhalten bei Variation der Parameter Brennstoffleistung, Luftverhältnis und Lufttemperatur. Palmöl, Heizöl (HEL), Rapsmethylester (RME) und hydriertes Pflanzenöl (HVO) zeigten limitierte exotherme Reaktionen.

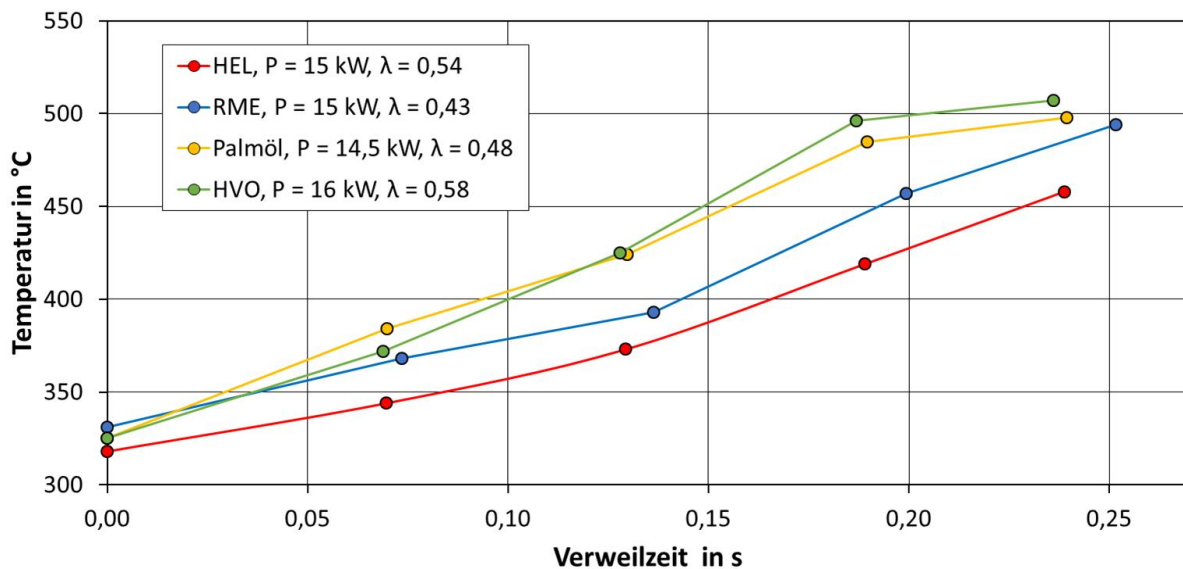


Abbildung 4.4: Temperaturverlauf im Reaktor für Brennstoffe HEL, RME, Palmöl und HVO, 14,5 – 16 kW, $\lambda = 0,43 - 0,58$.

In der **Abbildung 4.4** ist der Temperaturverlauf im Reaktor in Abhängigkeit von der Verweilzeit dargestellt. Die Verweilzeit des reagierenden Gases im Reaktor an den einzelnen Messstellen wurde mit Hilfe des Volumenstroms und des bis zu diesem Punkt durchströmten Reaktorvolumens bestimmt. Im Unterschied zu Heizöl tritt bei Palmöl, hydrierten und veresterten Pflanzenölen eine schnellere Wärmefreisetzung ein. Die erreichten charakteristischen Endtemperaturen liegen bei 520 °C. Eine Ausnahme bilden Rapsöl, Sojaöl und Sonnenblumenöl. Mit diesen Brennstoffen ist in der vorliegenden Apparatur eine Stabilisierung

limitierter exothermer Reaktionen in keinem Betriebspunkt möglich. Der Brennstoff wird immer komplett umgesetzt und führt je nach Luftverhältnis zu sehr hohen Temperaturen im Reaktor. Mit der Betriebsweise der partiellen Oxidation lassen sich aber auch diese Brennstoffe ablagerungsfrei in die Gasphase überführen. Der Sauerstoff wird soweit limitiert, dass die freigesetzte Wärmemenge dem Wärmebedarf der Brennstoffverdampfung entspricht. Damit werden auch die maximal im Reaktor erreichten Temperaturen auf ca. 520 °C limitiert. Mit der Betriebsweise der partiellen Oxidation kann ein vollständig vorge-mischtes Brennstoff-Luft-Gemisch erzeugt werden, was für das vorgesehene Brennerkonzept notwendig ist. **Tabelle 4.1** zeigt die Fettsäurezusammensetzung für verschiedene Pflanzenöle [59].

Tabelle 4.1: Fettsäurezusammensetzung ausgewählter Pflanzenöle in wt.-%.

Fettsäure	Palmöl	Sojaöl	Rapsöl	Sonnenblumenöl
Palmitinsäure 16:0	39,3 – 47,5	8,0 – 13,5	2,5 – 7,0	5,0 – 7,6
Stearinsäure 18:0	3,5 – 6,0	2,0 – 5,4	0,8 – 3,0	2,7 – 6,5
Ölsäure 18:1	36,0 – 44,0	17,0 – 30,0	51,0 – 70,0	14,0 – 39,4
Linolsäure 18:2	9,0 – 12,0	48,0 – 59,0	15,0 – 30,0	48,3 – 74,0
Linolensäure 18:3	0 – 0,5	4,5 – 11,0	5,0 – 14,0	0 – 0,3
Icosensäure 20:1	0 – 0,4	0 – 0,5	0,1 – 4,3	0 – 0,3

Die Zahlen hinter der Fettsäure geben die Anzahl der Kohlenstoffatome und der Doppelbindungen in der Kohlenwasserstoffkette an. Es fällt auf, dass Palmöl den höchsten Anteil an gesättigten Fettsäuren mit den geringsten Kettenlängen hat. Die übrigen Pflanzenöle haben höhere Anteile an mehrfach ungesättigten Fettsäuren. Es wird vermutet, dass eine hohe Anzahl Doppelbindungen ein durchzünden in die zweite Zündstufe begünstigt und damit die Stabilisierung limitierter exothermer Reaktionen verhindert.

4.3.1 CFD 100 kW

In **Abbildung 4.5** sind die Tropfenverdunstungszeiten von Heizöl und Pflanzenöl bei unterschiedlichen Lufttemperaturen dargestellt. Im Vergleich wird deutlich, dass für die Verdunstung von Pflanzenöltropfen bei gleicher Verweilzeit deutlich höhere Temperaturen im Verdampfer benötigt werden. Die bisherigen Kalte-Flammen-Verdampfer für Heizöl wurden bei Temperaturen zwischen 400 und 480 °C betrieben. Für Pflanzenöl sollten mindestens 500 °C eingestellt werden. Durch eine Reduzierung der Luftmenge auf Werte um $\lambda = 0.13$ lassen sich sowohl hohe Verweilzeiten als auch hohe Temperaturen im Verdampfer realisieren.

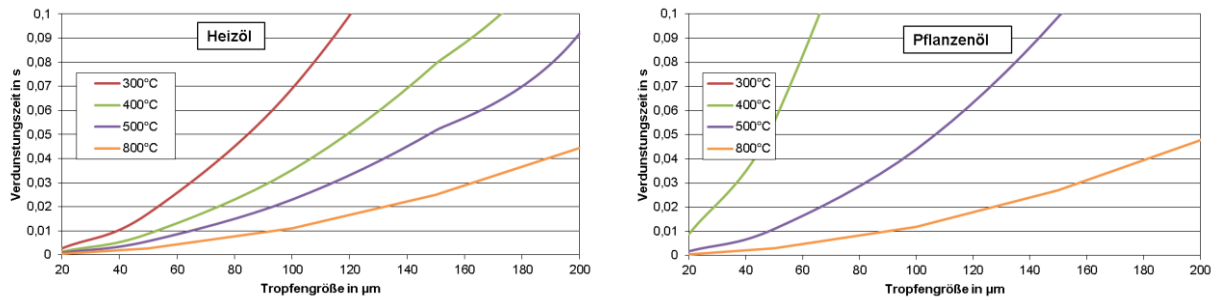


Abbildung 4.5: Tropfenverdunstungszeiten über Tropfengröße für Heizöl und Pflanzenöl in Abhängigkeit der Lufttemperatur.

Die Auslegung des 100 kW-Vorverdampfers erfolgte mit Hilfe von numerischen Berechnungen. Die berechneten Temperaturen und Tropfenbahnen des Pflanzenöls für den umgesetzten Aufbau zeigt **Abbildung 4.6**. In dem konzipierten 100 kW-Verdampfer mit einem Volumen von 5,6 l verdunsten die eingebrachten Pflanzenöltropfen bei Temperaturen bis zu 550°C vollständig.

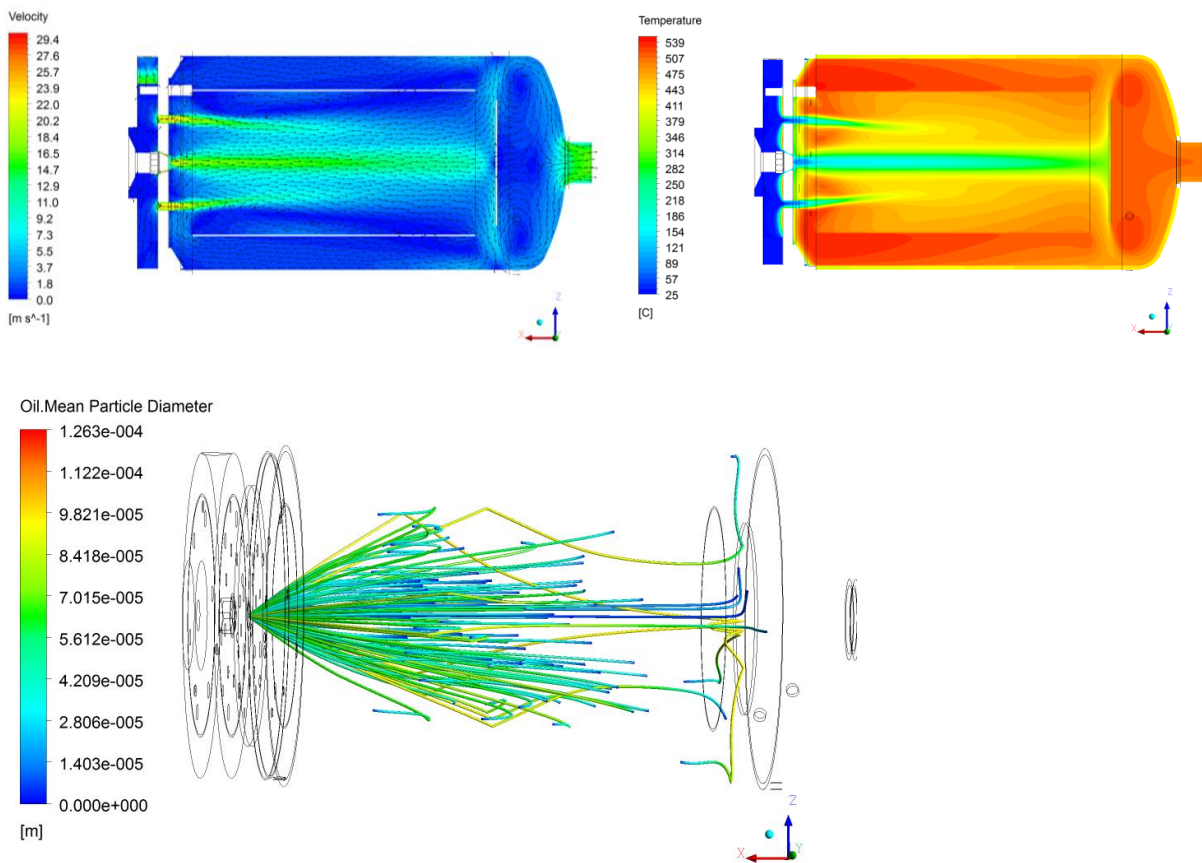


Abbildung 4.6: Mittels CFD berechnete Temperaturen und Tropfenbahnen von Pflanzenöl (100 %), $P_{th} = 100 \text{ kW}$, $\lambda = 0,13$, autotherm.

4.3.2 CFD Scale-up 300 kW

Für die Skalierung des Verdampfers von 100 kW auf 300 kW wurden unterschiedliche Varianten mit Hilfe von numerischen Berechnungen untersucht. Eine einfache Verdreifachung der Länge des Verdampfers bei Beibehaltung aller anderen Abmessungen führte zum Verlöschen der exothermen Reaktionen. Grund hierfür sind die erhöhten Wärmeverluste über die Außenwand und die Reduzierung der Rezirkulationsrate von 160 % auf 115 %. Daher wurde im nächsten Schritt der Spalt zwischen Rezirkulationsrohr und Prallplatte sowie zwischen Rezirkulationsrohr und Verdampferstauscheibe verdreifacht. Ein stabiler Betrieb mit dieser Variante ist für HEL möglich ist. Für die vollständige Verdampfung von Pflanzenöl ist jedoch eine weitere Verlängerung des Verdampfers notwendig, weswegen diese Variante verworfen wurde. Des Weiteren wurden ein klassisches Scale-up mit der Anpassung aller Verdampferabmessungen und die Einbringung von Abgaswärme in den bestehenden 100 kW-Verdampfer betrachtet. Die entsprechenden Simulationsergebnisse zeigt **Abbildung 4.7**.

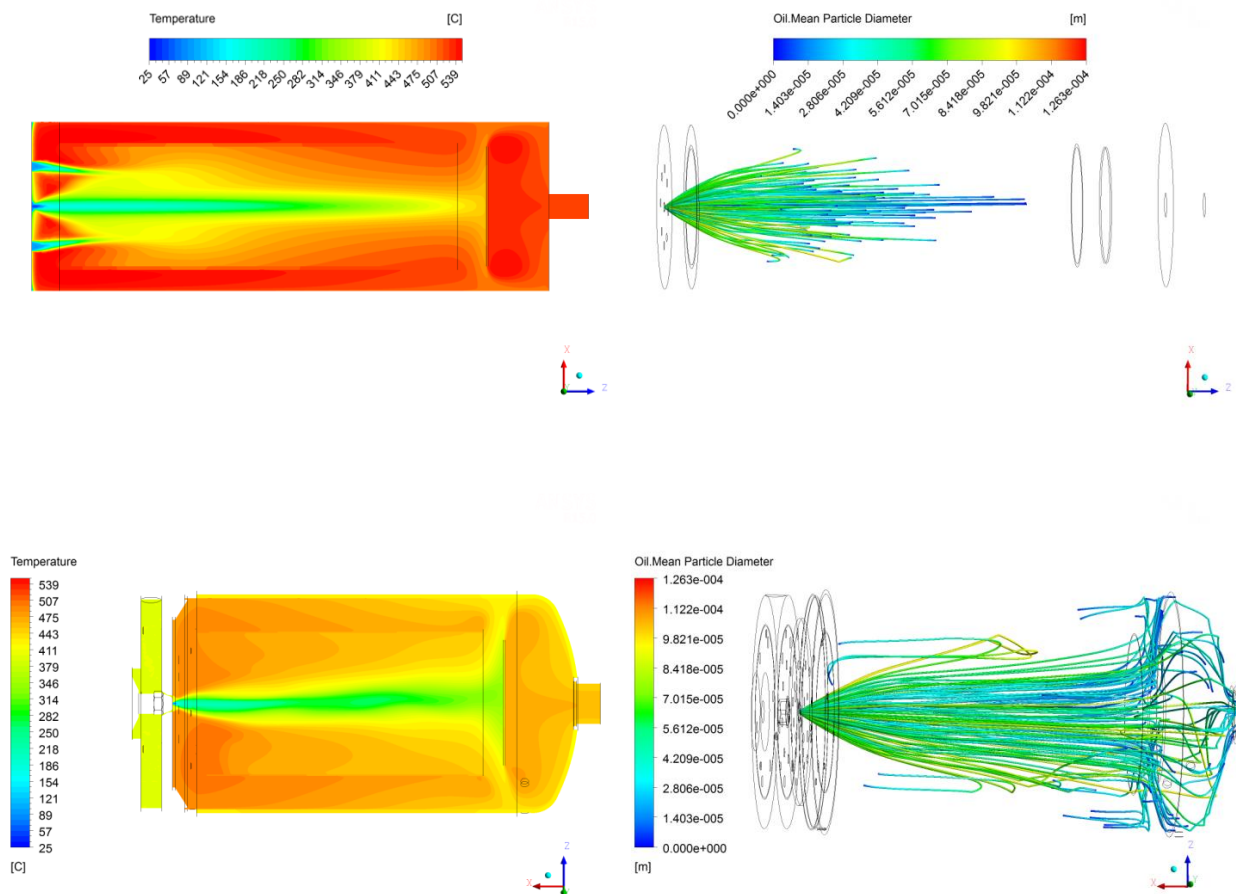


Abbildung 4.7: Scale-up des Verdampfers (oben) und 400 °C-Luftvorwärmung unter Beibehaltung der 100 kW-Verdampfergeometrie (unten) - Temperaturen und Tropfenbahnen von Pflanzenöl (100 %), $P_{th} = 300$ (100) kW, $\lambda = 0,13$, autotherm.

In dem klassisch skalierten Verdampfer verdunsteten die Pflanzenöltröpfchen nach 2/3 des Verdunstungsraums vollständig. Es wurde beim Scale-up auf eine Beibehaltung des Längen-Durchmesser-Verhältnisses von 2:1 verzichtet, um mehr Raum für die Verdunstung zu schaffen. Die Ergebnisse zeigen aber, dass eine

Reduzierung der Länge und damit des Gesamtvolumens möglich ist. Um das Potential des kleineren Verdampfers abzuschätzen, wurde auch der 100 kW-Verdampfer mit einer erhöhten Brennstoffleistung von 300 kW simuliert. Es wurde angenommen, dass die zugeführte Luft durch Abgaswärme auf Temperaturen von 400 °C erwärmt wird. Trotz der dreifachen Brennstoff- und Luftmenge verdunstet das Pflanzenöl fast vollständig im Verdampfer. Vorteil dieser Variante ist der geringere notwendige Bauraum. Allerdings müssen die zuführenden Leitungen und Verteileinrichtung im Verdampfer angepasst werden, um die Druckverluste in diesem Betriebspunkt zu reduzieren. Für die Versuche mit dem 300 kW-Brenner wurde diese Verdampfervariante eingesetzt.

5 Kombinierte Verbrennung von flüssigen und gasförmigen Brennstoffen

5.1 Entwicklung des Kombi-Brenners im Versuchsmaßstab

5.1.1 Brennerauslegung und CFD-Simulationen

Der Bio-Mehrstoffbrenner wurde mit Hilfe von zeitlich gemittelten CFD-Simulationen für die Verbrennung bei Atmosphärendruck ausgelegt und die Anordnung der Brennstoff- und Luftdüsen mit dem Ziel einer effektiven Durchmischung von Bio-Öl und Schwachgas mit der bereitgestellten Verbrennungsluft optimiert. Die CFD-Berechnungen (RANS, stationär) wurden zunächst für den Versuchsmaßstab mit einer thermischen Leistung von 100 kW für ein Luftverhältnis von $\lambda = 1,1$ bzw. einem Restsauerstoffgehalt im Abgas von 1,9 Vol.-% und verschiedene Brennstoffzusammensetzungen durchgeführt. Als Referenz-Öl wurde leichtes Heizöl (HEL) aufgrund dessen definierter Stoffzusammensetzung verwendet und mit Schwachgasen unterschiedlicher Qualitäten in den Verhältnissen 25/75 Vol.-% und 75/25 Vol.-% kombiniert. Die Schwachgasqualitäten wurden entsprechend typischer Biogas-, Klärgas-, Minengas- und Holzgas-Zusammensetzungen angenommen. In **Tabelle 5.1 und 5.2** sind die Brennstoffzusammensetzungen mit den zugehörigen Heizwerten (H_u), adiabaten Flammentemperaturen (T_{ad}) und Austrittsgeschwindigkeiten der Schwachgasströmung (v_E) aufgeführt. Die Biogasgemische weisen die höchsten Heizwerte und adiabaten Flammentemperaturen auf. Beide Werte nehmen mit abnehmendem Methangehalt ab.

Tabelle 5.1: Untersuchte volumetrische Brennstoffzusammensetzungen, 25 Vol.-% Bio-Öl-Anteil.

/Vol.-%	25 Vol.-% Bio-Öl (HEL)			
	75 Vol.-% Biogas	75 Vol.-% Klärgas	75 Vol.-% Minengas	75 Vol.-% Holzgas
H₂	0,12	0,12	0,12	11,37
O₂	0,17	0,17	0,17	0,17
N₂	18,38	25,88	67,13	55,88
CO	3,25	3,25	3,25	14,50
CO₂	38,30	42,05	8,30	12,05
H₂O	1,12	1,12	1,12	1,12
C₂H₄	0,34	0,34	0,34	0,34
CH₄O	0,23	0,23	0,23	0,23
C₂H₄O	0,18	0,18	0,18	0,18
C₇H₁₆	0,43	0,43	0,43	0,42
CH₄	37,50	26,25	18,75	3,75
H_u /kWh·m ⁻³	4,18	3,06	2,32	1,56
T_{ad} /°C ($\lambda = 1$)	1687	1587	1558	1520
v_E /ms ⁻¹	40,3	57,8	80,9	135

Tabelle 5.2: Untersuchte volumetrische Brennstoffzusammensetzungen, 75 Vol.-% Bio-Öl-Anteil.

/Vol.-%	75 Vol.-% Bio-Öl (HEL)			
	25 Vol.-% Biogas	25 Vol.-% Klärgas	25 Vol.-% Minengas	25 Vol.-% Holzgas
H ₂	0,38	0,38	0,38	4,12
O ₂	0,51	0,51	0,51	0,51
N ₂	55,15	57,65	71,40	67,65
CO	9,75	9,75	9,75	13,50
CO ₂	14,89	16,14	4,89	6,14
H ₂ O	3,36	3,36	3,36	3,36
C ₂ H ₄	1,01	1,01	1,01	1,01
CH ₄ O	0,68	0,68	0,68	0,68
C ₂ H ₄ O	0,53	0,53	0,53	0,53
C ₇ H ₁₆	1,27	1,27	1,27	1,27
CH ₄	12,50	8,75	6,25	1,25
H _u /kWh·m ⁻³	2,60	1,60	1,98	1,72
T _{ad} /°C (λ = 1)	1618	1465	1548	1536
v _E /ms ⁻¹	13	19	27	45

Für die Simulationen wurde, wie in **Abbildung 5.1** dargestellt der Feuerungsraum des GWI-Versuchsofens in ANSYS Gambit modelliert. Der Brenner ist stirnseitig mittig in die zylindrische Öffnung der Ofenwand integriert und feuert horizontal in Richtung des zylindrischen Auslasskanals. Der zylindrische Raum mit 360 mm Durchmesser in der Ofenraumwand dient der Flammenstabilisierung vor dem Eintritt in die Ofenraum. Die zylindrische Abgasöffnung liegt koaxial in der gegenüberliegenden Ofenraumwand.

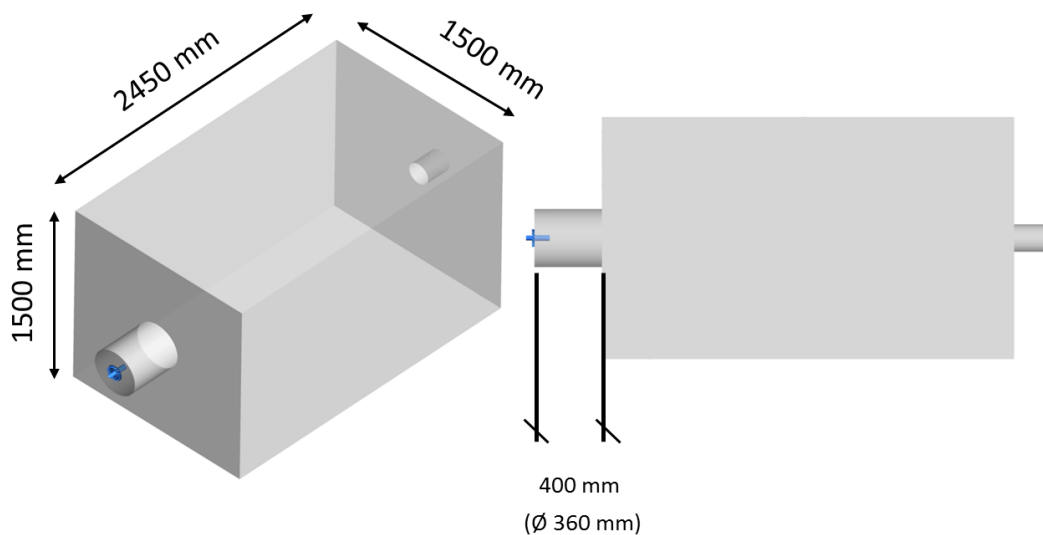


Abbildung 5.1 Darstellung des Ofenraums in ANSYS für die CFD-Simulationen.

Randbedingungen

Für die CFD-Simulationen wurden die folgenden Randbedingungen festgelegt bzw. Modelle verwendet:

Modelle:

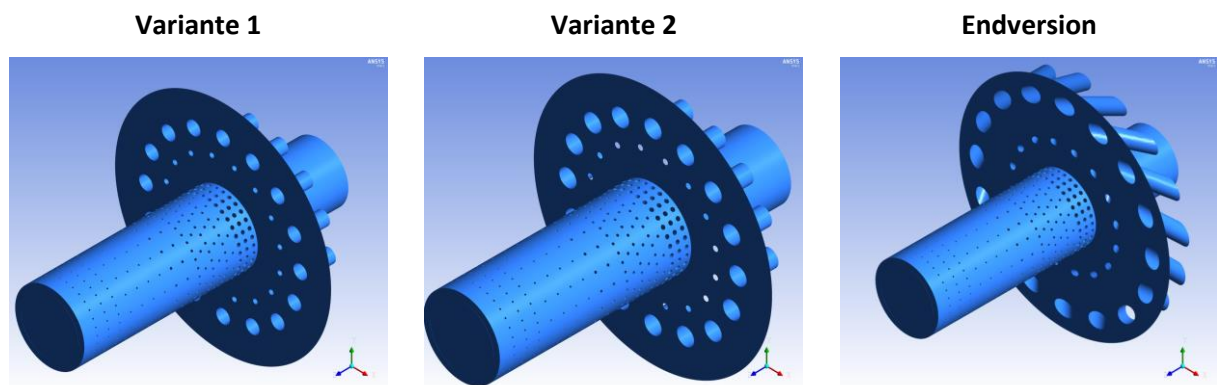
- Gitter – Insgesamt ca. 3 Mio. Zellen (hex, tet)

- Code - ANSYS Fluent v14.5 (RANS, stationär)
- $k-\omega$ -SST-Turbulenzmodell
- Non-Premixed PDF-Modell

Randbedingungen:

- Brennerleistung: 300 kW
- Schwachgas-Eintrittstemperatur: 25 °C
- Öl-Eintrittstemperatur: 480 °C
- Verbrennungslufttemperatur: 100°C
- Verbrennungsluftverhältnis (λ): 1,1

Zu Beginn der Entwicklung des Baumusters für den 100 kW bio-Mehrstoffbrenner wurden 6 verschiedene Designvarianten untersucht, die sich im Wesentlichen in der Anordnung und Größe der Brennstoffdüsen unterscheiden. Die untersuchten Varianten 1 und 2 sowie die Endversion sind in **Abbildung 5.2** mit den zugehörigen Geometriedaten aufgeführt.



Innendüsenring für Schwachgas:

- 16 Düsen
- $d_{\text{Bohrung}} = 2,4 \text{ mm}$

Außendüsenring für verd. Öl:

- 16 Düsen
- $D_{\text{Bohrung}} = 7,0 \text{ mm}$

Luftverteiler:

- $d_{\text{außen}} = 36 \text{ mm}$
- $d_{\text{innen}} = 30 \text{ mm}$
- $l = 90 \text{ mm}$

Innendüsenring für Schwachgas:

- 16 Düsen
- $d_{\text{Bohrung}} = 3 \text{ mm}$

Außendüsenring für verd. Öl:

- 16 Düsen
- $D_{\text{Bohrung}} = 8 \text{ mm}$

Luftverteiler:

- $d_{\text{außen}} = 36 \text{ mm}$
- $d_{\text{innen}} = 30 \text{ mm}$
- $l = 90 \text{ mm}$

Innendüsenring für Schwachgas:

- 16 Düsen
- $d_{\text{Bohrung}} = 3 \text{ mm}$
- 45° Tangentialwinkel
- 30 mm Lochkreis-Ø

Außendüsenring für verd. Öl:

- 16 Düsen
- $D_{\text{Bohrung}} = 8 \text{ mm}$
- 45° Tangentialwinkel
- 65 mm Lochkreis-Ø

Luftverteiler:

- $d_{\text{außen}} = 36 \text{ mm}$
- $d_{\text{innen}} = 30 \text{ mm}$
- $l = 90 \text{ mm}$

Abbildung 5.2 Designvarianten des 100 kW Bio-Mehrstoffbrenners.

Die zu Beginn untersuchten Varianten mit gerader Düsenausströmrichtung parallel zur Brennerachse wurden aufgrund eines nicht optimalen Mischungsverhaltens von Brennstoff und Oxidator im Weiteren ver-

worfen. Im Weiteren wurde eine Winkelanordnung der Austrittsbohrungen verwendet. Bei einer ausreichenden Einlauflänge der Düsenkanäle wird so der Strömung eine Geschwindigkeitskomponente in radialer Richtung aufgeprägt, es bildet sich eine Drallströmung aus. Die Bohrungslochkreise für Öl und Schwachgas stellen somit zwei unabhängige Drallerzeuger dar. In der finalen Version des 100 kW Baumusters wurde eine gegenläufige Drallrichtung mit 45°-Drallwinkel für den Öldampf- und Schwachgasstrom verwendet, mit dem Ziel eine optimale Durchmischung beider Brennstoffströme zu erreichen. Der Einsatz eines Drallbrenners verbessert zudem die Durchmischung von Brennstoff und Oxidator im Brennraum sowie weist er durch die Ausbildung von Rezirkulationszonen eine größere Verbrennungsstabilität auf.

Simulationsergebnisse für den reinen Schwachgas- bzw. Öl-Betrieb

Nachfolgend werden die Ergebnisse der CFD-Simulationen für die Endversion des 100 kW Bio-Mehrstoffbrenners dargestellt. Zunächst wurde das Verhalten für den reinen Schwachgas- bzw. Öl-Betrieb untersucht. Aufgrund der unterschiedlichen Brennstoffcharakteristik und der in der Folge bei konstanter Leistung stark unterschiedlichen Austrittsgeschwindigkeiten wurden die brennernenahen Vorgänge im Mischungsbereich für den reinen Schwachgasbetrieb mit Biogas, Klärgas und Holzgas sowie den reinen Öl-betrieb mit dem festgelegten Referenz-Öl HEL betrachtet. Die resultierenden Geschwindigkeits- und Temperaturfelder sind in **Abbildung 5.3 und 5.4** dargestellt. Aufgrund des niedrigen kalorischen Gehalts weist die Holzgasverbrennung die höchsten Strömungsgeschwindigkeiten auf, wogegen die höchsten Temperaturen bei der Ölverbrennung aufgrund seines im Vergleich hohen kalorischen Gehalts erreicht werden.

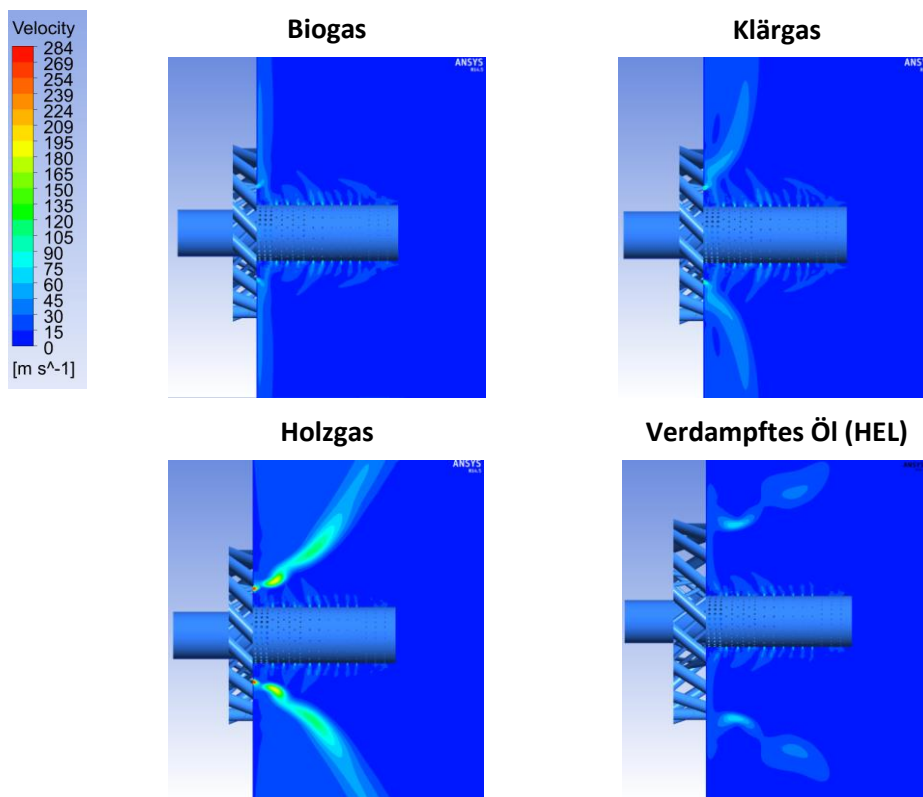


Abbildung 5.3 Simulierte Geschwindigkeitsverteilungen im düsenahen Strömungsfeld bei 100 kW.

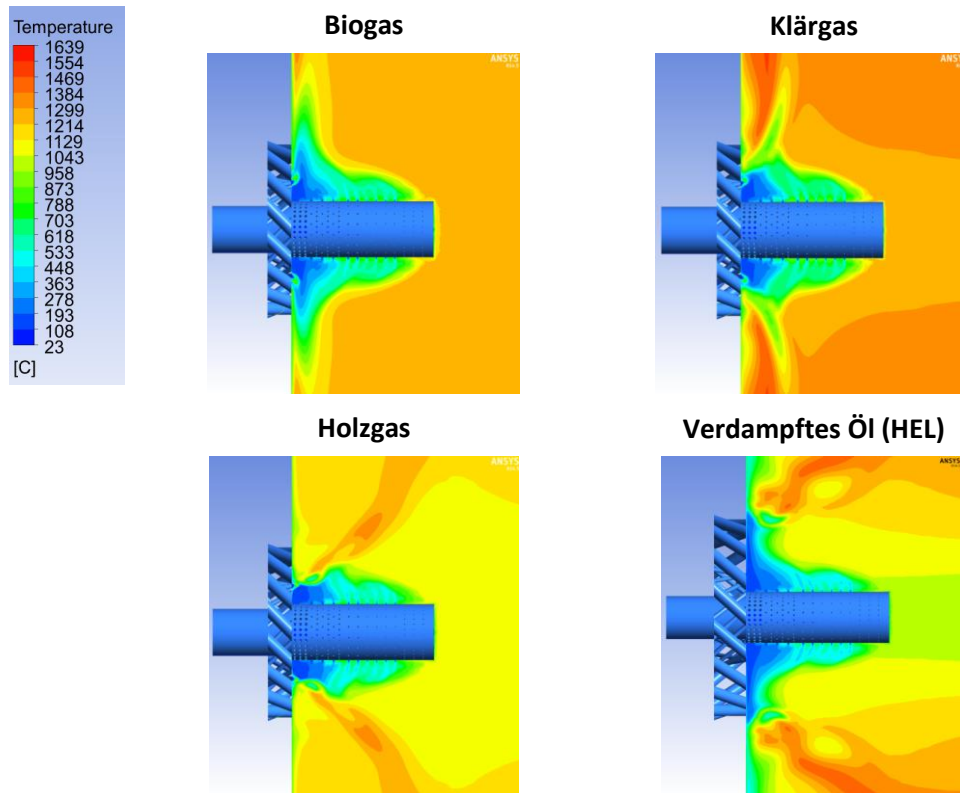


Abbildung 5.4 Simulierte Temperaturverteilungen im düsenahen Strömungsfeld bei 100 kW.

Ergebnisse für den Betrieb mit 75 Vol.-% Schwachgas / 25 Vol.-% verdampftem Öl (HEL)

Nachfolgend sind die Ergebnisse für die Geschwindigkeits-, Temperatur und CO-Konzentrationsverteilung für den gemischten Betrieb mit Öl-Dampf und Schwachgas bei erhöhtem Schwachgasanteil dargestellt **Abbildung 5.5-7**. Die angegebenen Temperaturen T_{out} und CO-Konzentrationen $[CO]_{tr,out}$ stellen die Bedingungen am Ofenaustritt dar. Die erhöhten CO-Konzentrationen bei Klärgas und Grubengasanteil wurden auf Modellunsicherheiten zurückgeführt, für die experimentellen Untersuchungen wurde hier ein vollständiger Ausbrand erwartet.

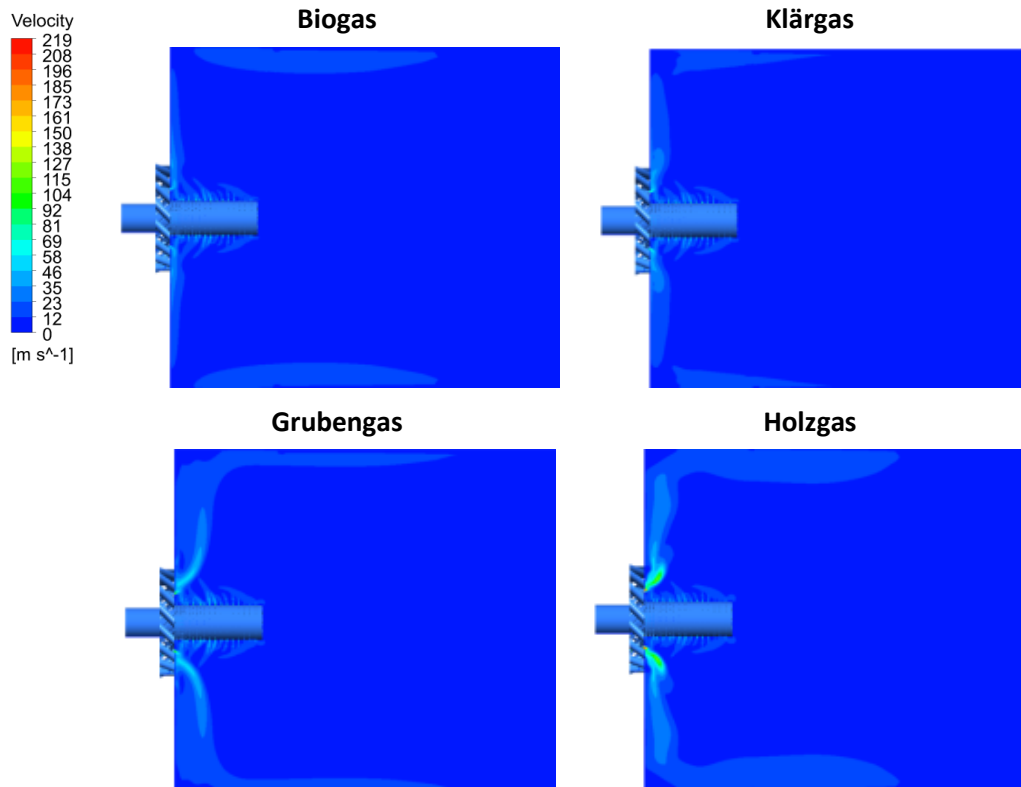


Abbildung 5.5 Simulierte Geschwindigkeitsverteilungen bei 100 kW, Brennstoffmix 25 Vol.-% Öl / 75 Vol.-% Schwachgas.

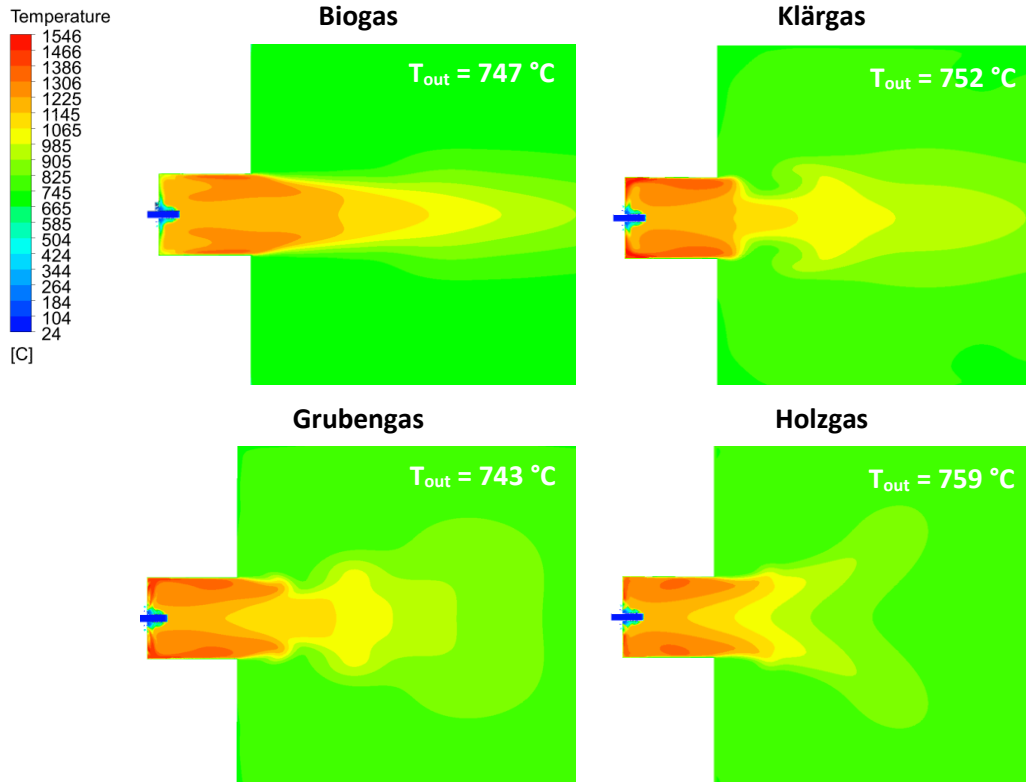


Abbildung 5.6 Simulierte Temperaturverteilungen bei 100 kW, Brennstoffmix 25 Vol.-% Öl / 75 Vol.-% Schwachgas.

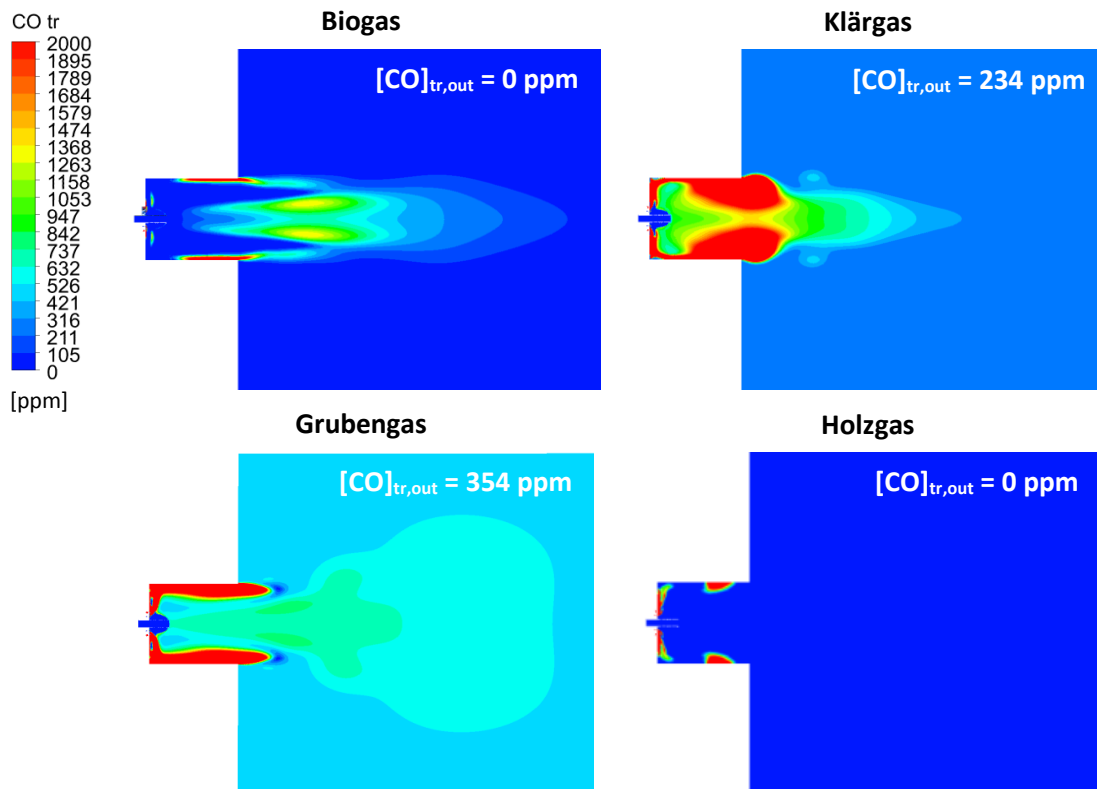


Abbildung 5.7 Simulierte CO-Konzentrationsverteilungen bei 100 kW, Brennstoffmix 25 Vol.-% Öl / 75 Vol.-% Schwachgas.

Ergebnisse für den Betrieb mit 25 Vol.-% Schwachgas / 75 Vol.-% verdampftem Öl (HEL)

Analog zu den Bedingungen mit erhöhtem Schwachgasanteil wurden die Verbrennung mit erhöhtem Anteil an vorverdampften Öl simuliert. Die Ergebnisse sind in den **Abbildungen 5.8-10** dargestellt. Aus den Ergebnissen wurde für alle Varianten ein stabiler Verbrennungszustand abgeleitet. Für die experimentelle Validierung wurde ein vollständiger Ausbrand erwartet, trotz der modellbedingt ermittelten signifikanten CO-Konzentrationen.

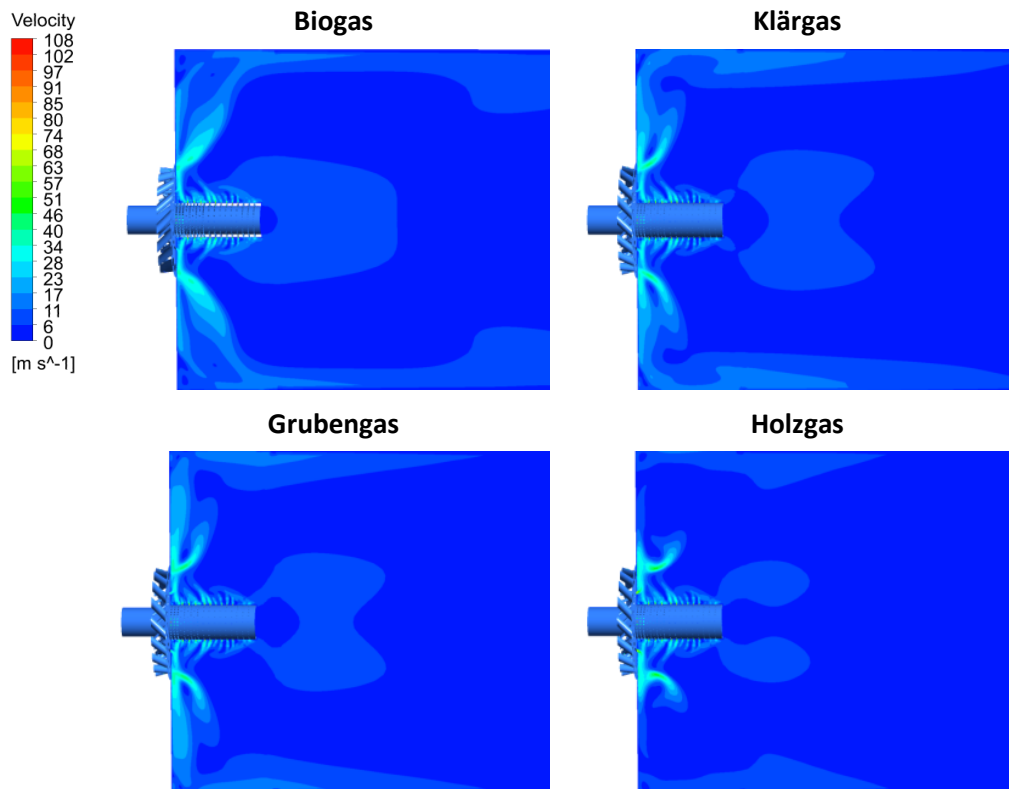


Abbildung 5.8 Simulierte Geschwindigkeitsverteilungen bei 100 kW, Brennstoffmix 75 Vol.-% Öl / 25 Vol.-% Schwachgas.

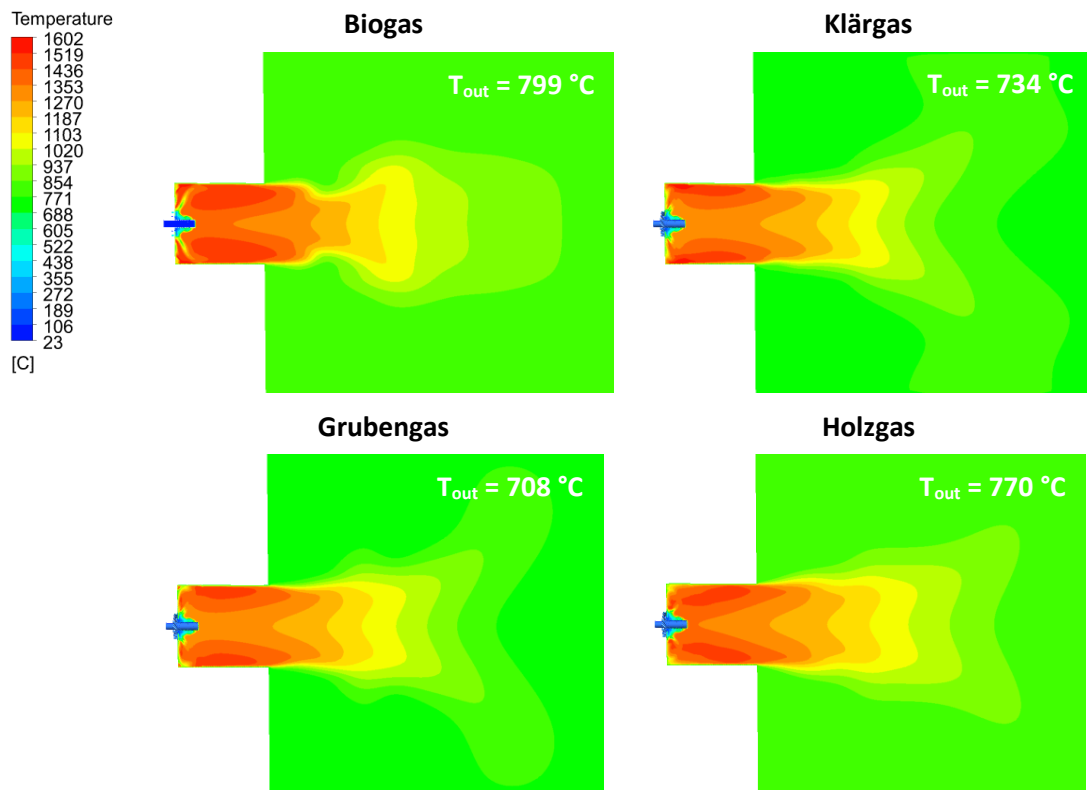


Abbildung 5.9 Simulierte Temperaturverteilungen bei 100 kW, Brennstoffmix 75 Vol.-% Öl / 25 Vol.-% Schwachgas.

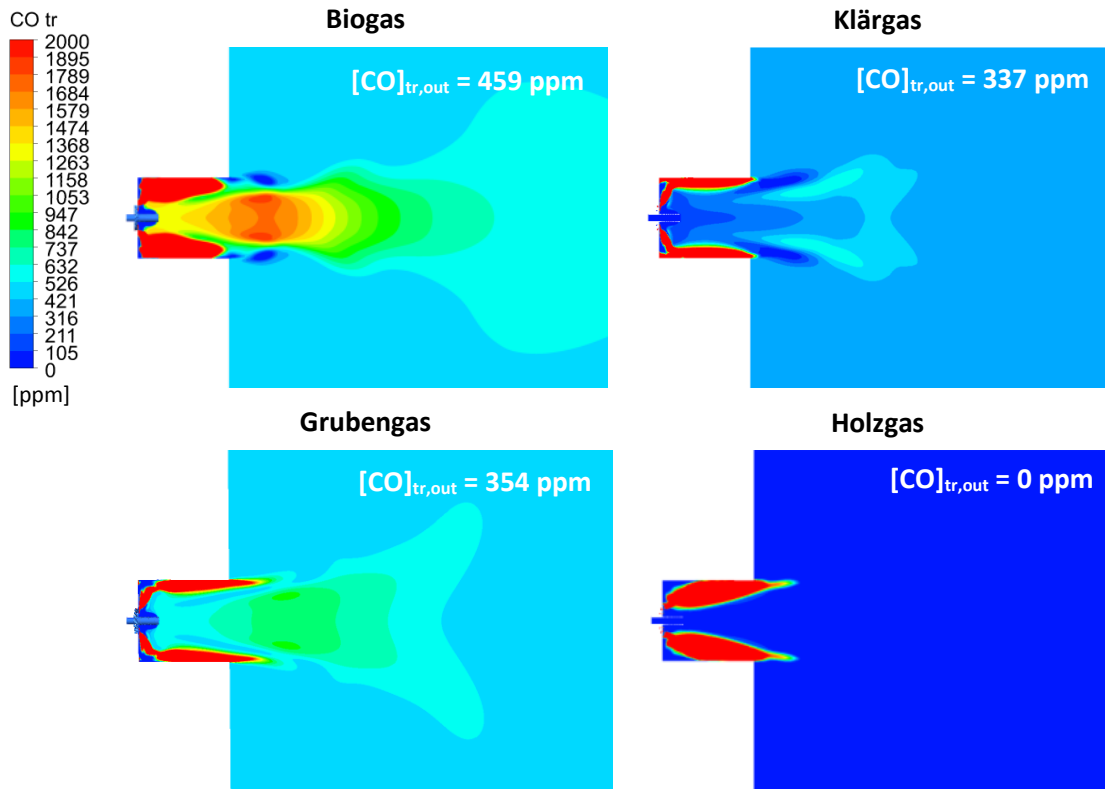


Abbildung 5.10 Simulierte CO-Konzentrationsverteilungen bei 100 kW, Brennstoffmix 75 Vol.-% Öl / 25 Vol.-% Schwachgas.

5.1.2 Brennerdesign für 100 kW thermische Leistung

Das Design des nicht-vorgemischten Drallbrenners basiert auf dem COSTAIR-Prinzip mit einer kontinuierlichen Luftstufung, das in Kapitel 2.2.1 näher beschrieben wurde. Die Stufung der Verbrennungsluft sowie die Ausbildung von Abgasrezirkulationszonen sorgen für eine stabile Verbrennungscharakteristik mit niedrigen NO_x - und CO-Emissionen. **Abbildung 5.11** zeigt eine Schnittdarstellung der Brennerkonstruktion, ausgelegt für 100 kW thermische Leistung. Der Brenner besteht aus einer zentralen, austauschbaren Luftverteilerdüse, die mittels einer Verschraubung mit ihrem Sockel gegen die Brennerplatte geklemmt wird. Die Luftverteilerdüse ist umgeben von ringförmig um diese angeordneten Brennstoffdüsen für Schwachgas (innerer Lochkreis, 0,06 m) und Öldampf (äußerer Lochkreis, 0,13 m). Durch den Bohrungswinkel von 45° wird der Brennstoffströmung eine Geschwindigkeitskomponente in radialer Richtung bzw. Drall aufgebracht.

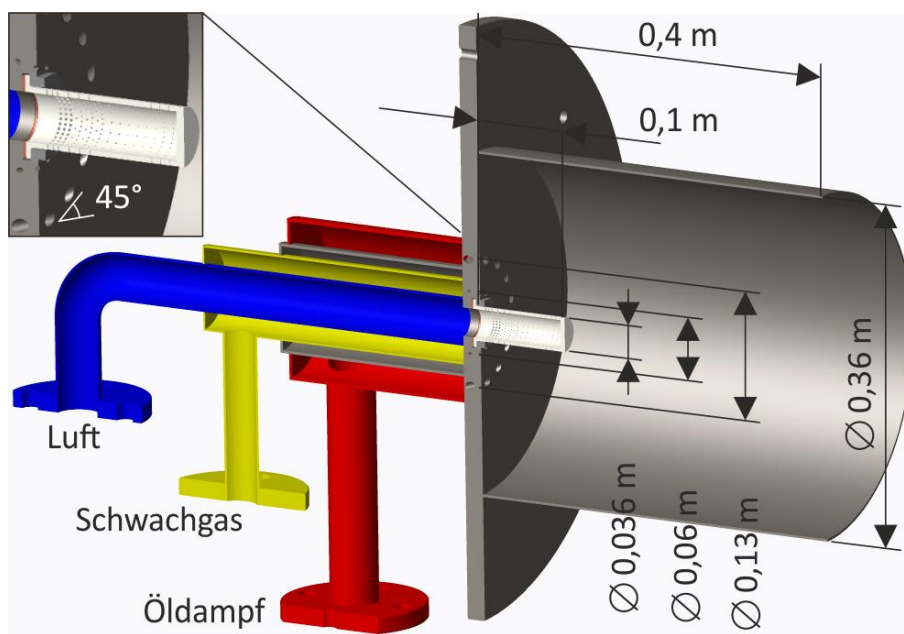


Abbildung 5.11 Schnittdarstellung der Brennerkonstruktion für die 100 kW-Variante.

Der Drall der Schwachgasströmung wird gegenläufig zur Drallströmung des Öldampfes aufgebracht. Alle Gase werden rückseitig innerhalb von vier ineinander gesetzten Rohren zugeführt. Die Zuführung der Verbrennungsluft erfolgt durch das innere Rohr (in **Abbildung 5.11** blau). Schwachgas (gelb) und Öldampf (rot) werden durch die äußeren Rohre zugeführt. Das Volumen zwischen den beiden Brennstoffzuführungen isoliert den heißen Öldampf- vom kalten Schwachgasstrom und verhindert die Bildung von Ölkondensat an der kalten Rohrwand. Für die Konstruktion wurde hitzebeständiger Stahl (1.4828) vorgesehen um hohen Temperaturbelastungen bis 1000°C standzuhalten. Für den Betrieb in den Versuchsofen wurden rückwärtig in die Basisplatte ein Schauglas sowie Zünd- und Überwachungselektroden (Flammenionisationsdetektion) integriert.

5.2 Up-Scaling auf 300 kW thermische Leistung

5.2.1 Brennerdesign für 300 kW thermische Leistung

Das Up-Scaling des 100 kW Bio-Mehrstoffbrenners erfolgte nach definierten Kriterien einer Ähnlichkeitsbetrachtung auf der Basis dimensionsloser strömungsmechanischer, thermodynamischer und reaktionskinetischer Kennzahlen. Die Ähnlichkeitsbetrachtung nimmt bei geometrischer Ähnlichkeit gleiche physikalische Eigenschaften zweier Systeme mit übereinstimmenden dimensionslosen Kennzahlen an, die Vorgehensweise ist u. a. in [10] detailliert beschrieben.

Der Konstruktion ist, wie in **Abbildung 5.12** dargestellt, analog zur 100 kW-Variante mit einem austauschbaren Luftverteiler ausgestattet. Aufgrund der zu erwartenden höheren Temperaturbelastung wurde die Luftverteilerdüse aus einer Faserkeramik (Whipox®) gefertigt. Das Material besitzt sowohl eine hohe thermische als auch mechanische Belastbarkeit. Aufgrund der hohen Materialfestigkeit wurde für die Bohrung der Düsenlöcher ein Laserverfahren eingesetzt. Die Befestigung geschieht hier ebenfalls über einen Sockel an der Düse, der mittels eines mit der Brennerplatte verschraubbaren Überwurfs gegen die Brennerplatte geklemmt wird. Die Drallerzeuger wurden ebenfalls mit einem Bohrungswinkel von 45° aber gleichgerichtet ausgeführt, das heißt mit gleicher Rotationsrichtung der austretenden Strömung, um eine gegenseitige negative Beeinflussung der generierten Drallströmungen zu vermeiden. Die Maßnahme sollte zu einer verbesserten Rezirkulation von heißem Abgas und Stabilisierung der Flamme bei den im Vergleich zum 100 kW Versuchsmaßstab auftretenden höheren Strömungsgeschwindigkeiten führen.

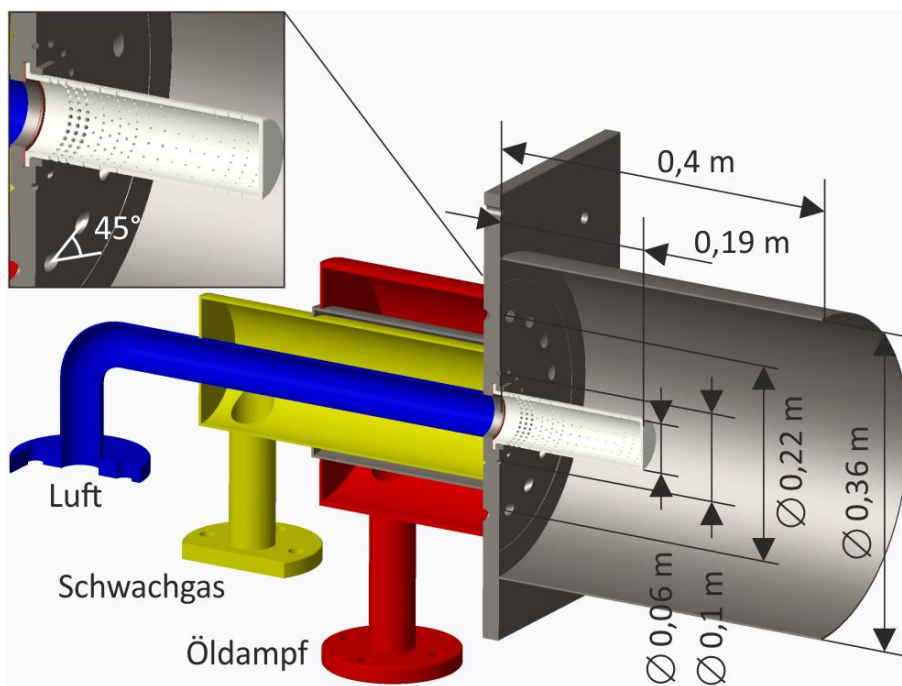


Abbildung 5.12 Schnittdarstellung der Brennerkonstruktion für die 300 kW-Variante.

5.2.2 Validierung mittels CFD

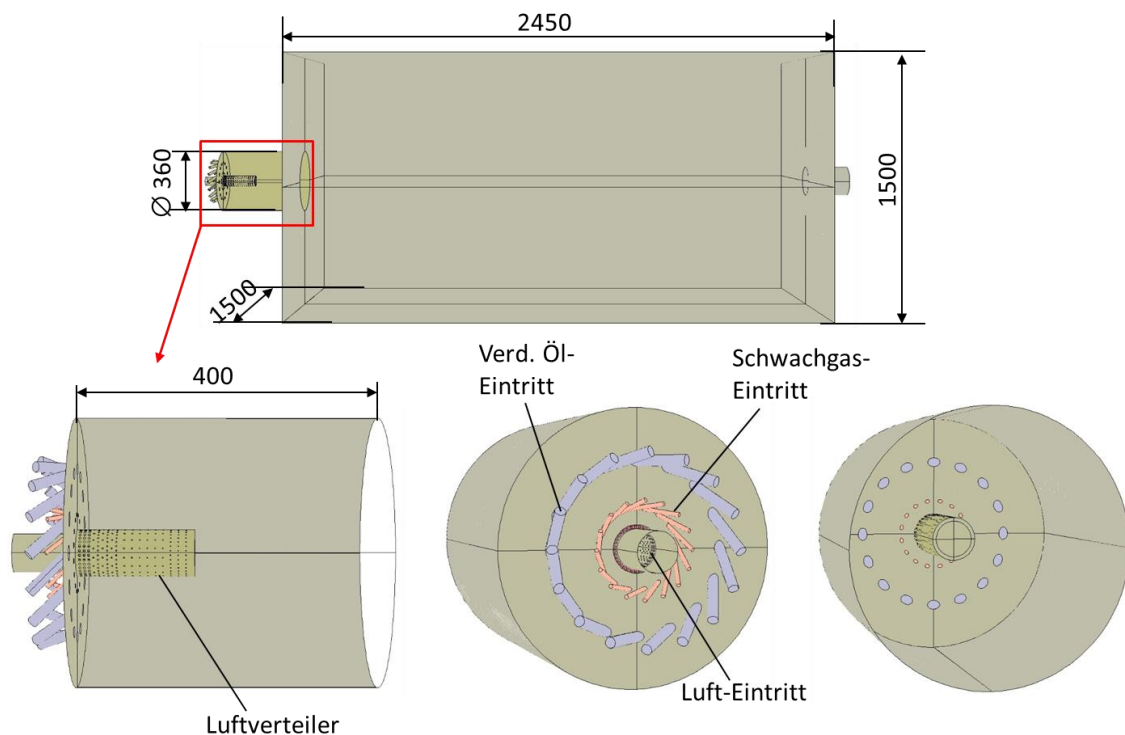


Abbildung 5.13 CFD-Modell der in den GWI-Versuchsofen integrierten 300 kW Brennervariante.

Nachfolgend werden die Validierungsergebnisse für das Scale-Up auf 300 kW vorgestellt, **Abbildung 5.13** zeigt das Geometriemodell des Brenners und der Integration in den Versuchsofen. Die Einlaufkanäle für die Brennstoffe, verdampftes Öl blau und Schwachgas rot dargestellt, sowie die Zuführung für die Verbrennungsluft in den Luftverteiler wurden in dem Modell berücksichtigt.

Ergebnisse für den Betrieb mit 75 Vol.-% Schwachgas / 25 Vol.-% verdampftem Öl (HEL)

Die für den Betrieb mit erhöhtem Schwachgasanteil bei 300 kW thermischer Leistung und einem Verbrennungsluftverhältnis von $\lambda = 1,1$ (1,9 Vol.-% Rest- O_2) berechneten Temperatur-, Geschwindigkeits- und CO-Konzentrationsfelder sind in den **Abbildungen 5.14-16** dargestellt. Das Temperaturniveau liegt im Vergleich zum Brenner kleinerer Leistung mit Ofenaustrittstemperaturen von über 1000 °C deutlich höher. Insbesondere wurden an der Luftverteilerdüse lokal für Stahl kritische Temperaturen von über 1400 °C erreicht, daher wurde hier für die Anwendung eine Faserkeramik verwendet. Die unterschiedlichen kalorischen Gehalte der Gase spiegeln sich auch bei der 300 kW-Brennervariante in verschieden ausgeprägten Temperatur- und Geschwindigkeitsfeldern wieder. Die höchsten Temperaturen in der Abgasströmung werden entsprechend für Biogas ermittelt. Die berechneten signifikanten CO-Konzentrationen liegen im Verhalten des PDF-Modells begründet, für die praktische Erprobung wurde hier ein vollständiger Ausbrand erwartet. **Tabelle 5.3** führt die ermittelten Betriebsbedingungen im Zusammenhang mit den kalorischen Gehalten der Brennstoffgemische auf.

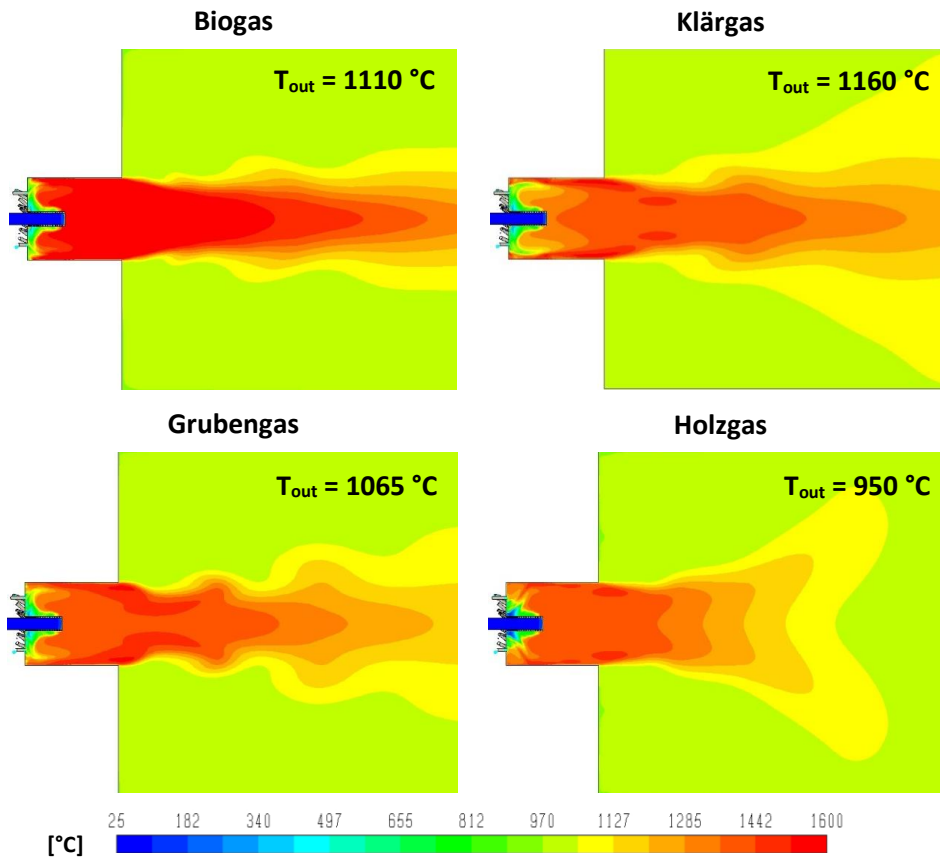


Abbildung 5.14 Simulierte Temperaturverteilungen bei 300 kW, Brennstoffmix 25 Vol.-% Öl / 75 Vol.-% Schwachgas.

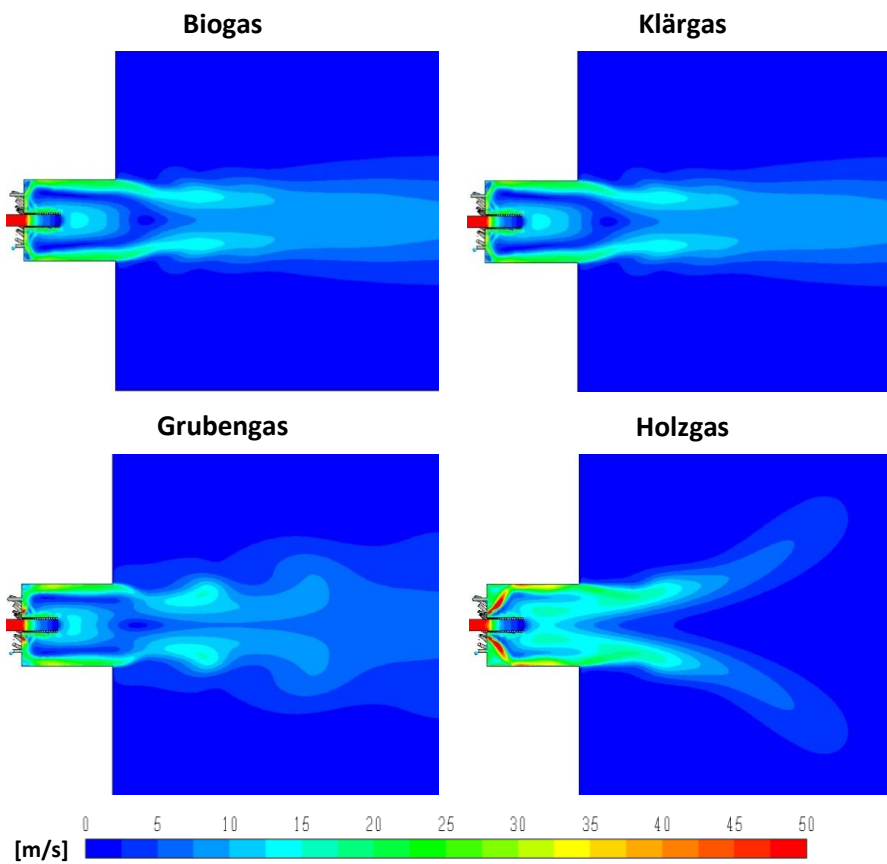


Abbildung 5.15 Simulierte Geschwindigkeitsverteilungen bei 300 kW, Brennstoffmix 25 Vol.-% Öl / 75 Vol.-% Schwachgas.

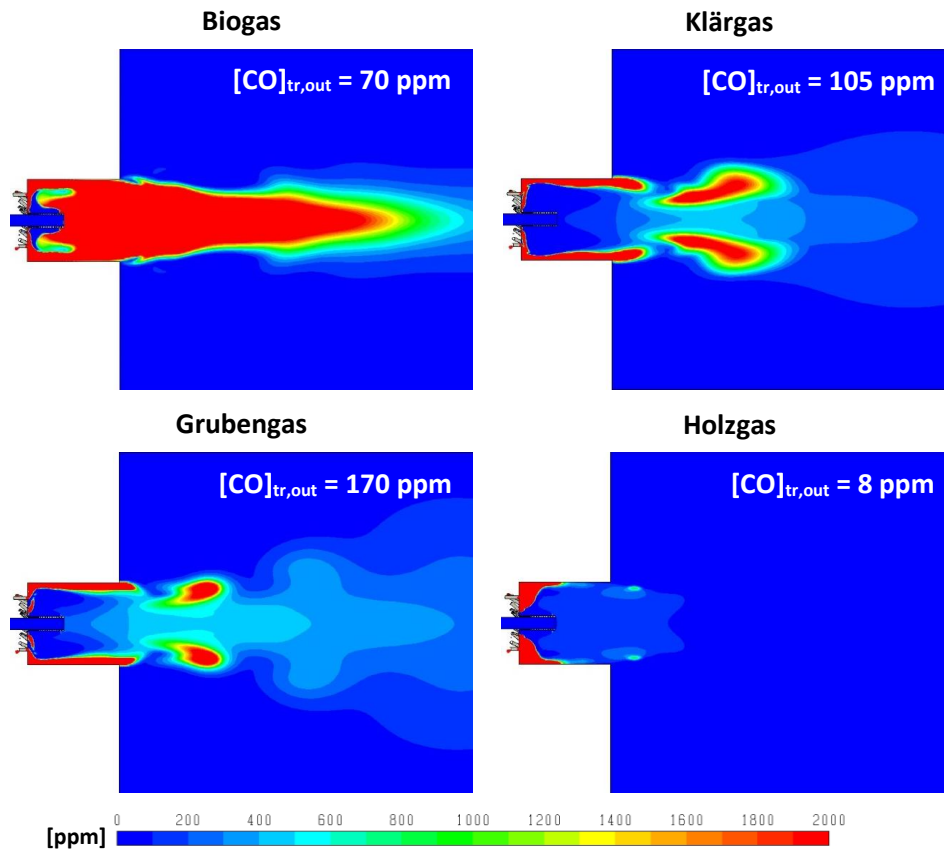


Abbildung 5.16 Simulierte CO-Konzentrationsverteilungen bei 300 kW, Brennstoffmix 25 Vol.-% Öl / 75 Vol.-% Schwachgas.

Tabelle 5.3: Betriebswerte bei 300 kW, Brennstoffmix 25 Vol.-% Öl / 75 Vol.-% Schwachgas.

Gasart	$H_{i,n}$ in kWh/m ³	T_{Auslass} in °C	Δp_{Luft} in mbar	Δp_{Gas} in mbar	$\Delta p_{\text{Verd.Öl}}$ in mbar	$\text{CO}_{\text{tr, Auslass}} - \text{Bezug}$ auf 3 Vol.-% O ₂ in ppm	$\text{NO}_{\text{x, tr, Auslass}} - \text{Bezug}$ auf 3 Vol.-% O ₂ in ppm
75%-Biogas+ 25%-Verd. Öl	4,20	1110	59,4	8,6	3,0	65	12
75%-Klärgas+ 25%-Verd. Öl	3,07	1160	59,7	14,9	3,2	98	2
75%-Grubengas+ 25%-Verd. Öl	2,32	1065	59,6	21,8	2,8	158	2
75%-Holzgas+ 25%-Verd. Öl	1,56	950	46,0	55,5	2,0	7	1

Ergebnisse für den Betrieb mit 25 Vol.-% Schwachgas / 75 Vol.-% verdampftem Öl (HEL)

Die Ergebnisse für den Betrieb mit erhöhtem Ölanteil bei 300 kW ($\lambda = 1,1$) stellen sich analog zu den Ergebnissen mit erhöhtem Schwachgasanteil dar. Die berechneten Temperatur-, Geschwindigkeits- und CO-Konzentrationsfelder sind in **Abbildung 5.17-19** dargestellt. Die sich ergebenden Betriebswerte führt **Tabelle 5.4** auf.

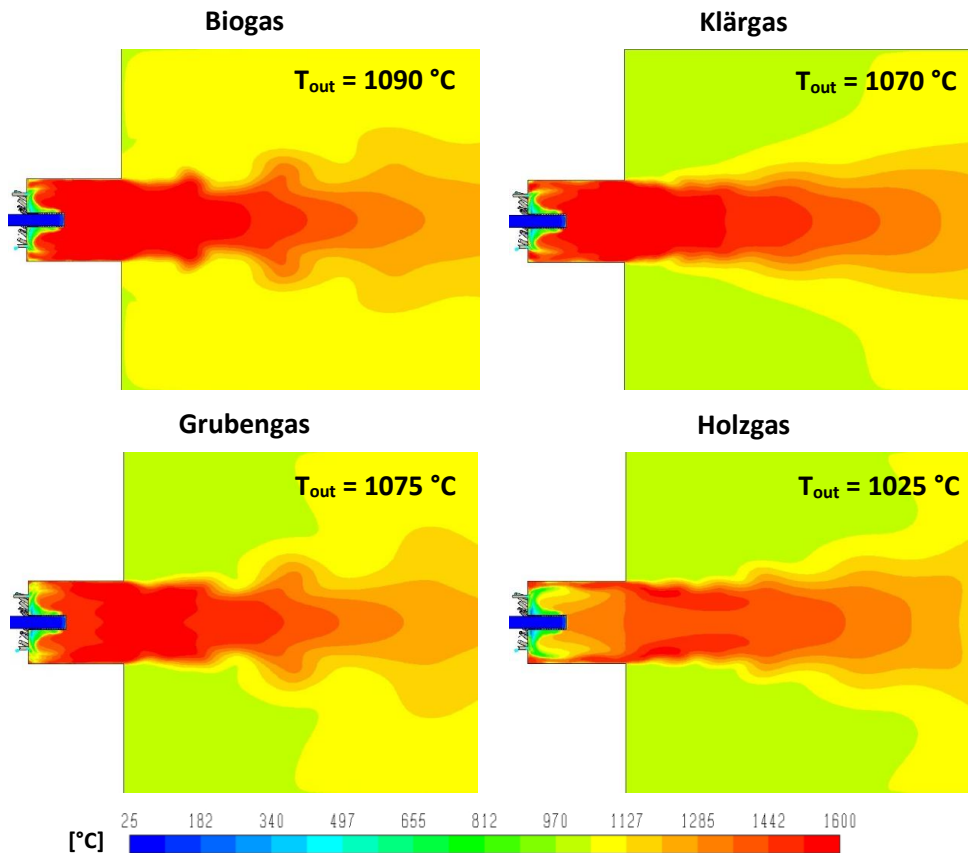


Abbildung 5.17 Simulierte Temperaturverteilungen bei 300 kW, Brennstoffmix 25 Vol.-% Öl / 75 Vol.-% Schwachgas.

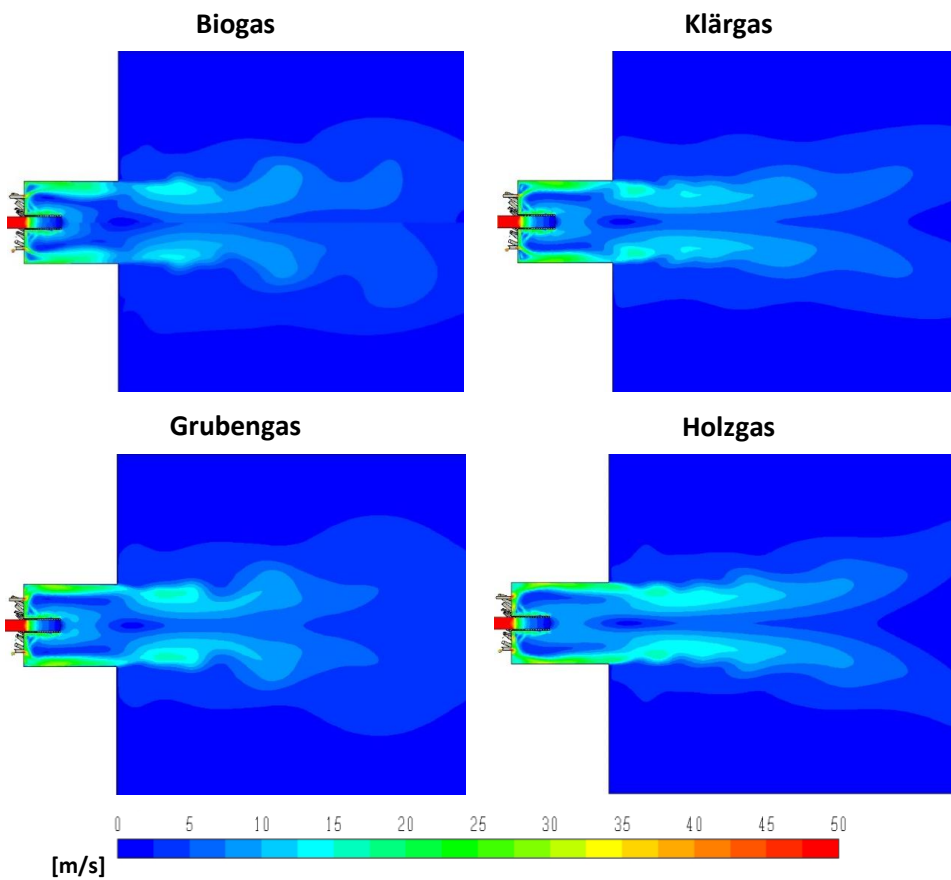


Abbildung 5.18 Simulierte Geschwindigkeitsverteilungen bei 300 kW, Brennstoffmix 25 Vol.-% Öl / 75 Vol.-% Schwachgas.

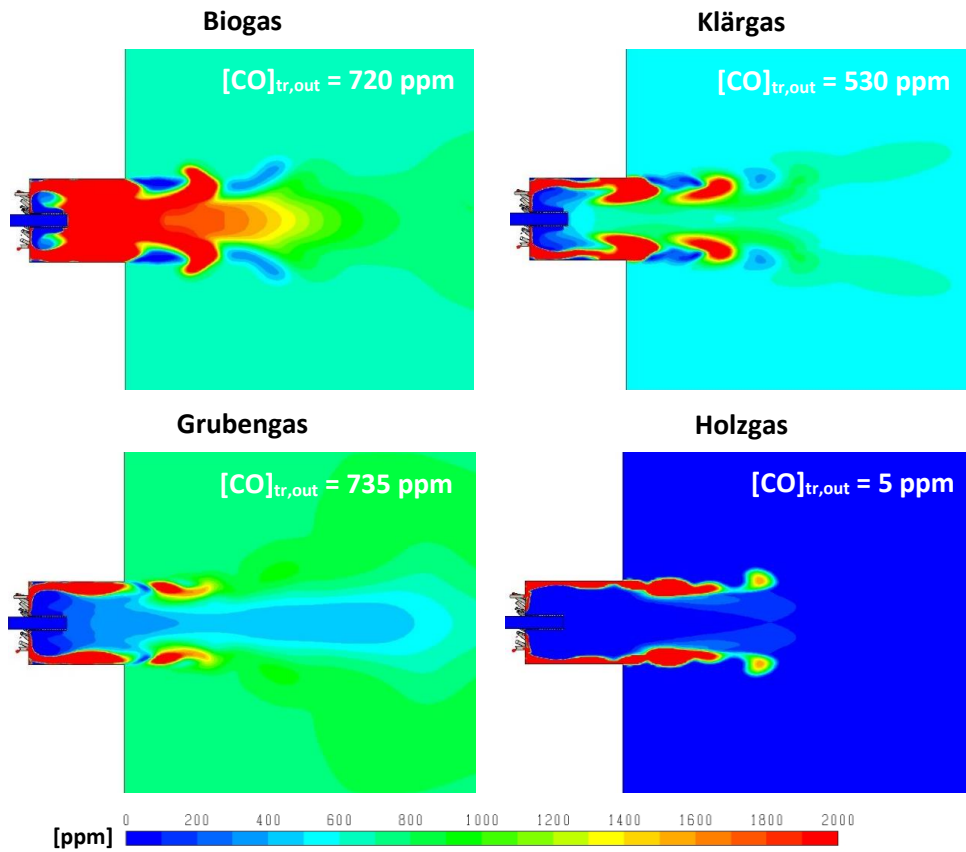


Abbildung 5.19 Simulierte CO-Konzentrationsverteilungen bei 300 kW, Brennstoffmix 25 Vol.-% Öl / 75 Vol.-% Schwachgas.

Tabelle 5.4: Betriebswerte bei 300 kW, Brennstoffmix 25 Vol.-% Öl / 75 Vol.-% Schwachgas.

Gasart	$H_{i,n}$ in kWh/m ³	$T_{Max.}$ in °C	$T_{Auslass}$ in °C	Δp_{Luft} in mbar	Δp_{Gas} in mbar	$\Delta p_{Verd.-\text{Öl}}$ in mbar	$CO_{tr, Auslass}$ – Bezug auf 3 Vol.-% O ₂ in ppm	$NO_{x,tr, Auslass}$ – Bezug auf 3 Vol.-% O ₂ in ppm
25%-Biogas+ 75%-Verd. Öl	2,60	1665	1090	47,2	3,0	2,5	660	15
25%-Klärgas+ 75%-Verd. Öl	1,60	1635	1070	52,0	4,1	2,5	485	10
25%-Grubengas+ 75%-Verd. Öl	1,98	1620	1075	51,8	4,7	7,0	675	10
25%-Holzgas+ 75%-Verd. Öl	1,72	1555	1025	47,4	9,5	7,1	5	2

6 Experimentellen Untersuchungen und Ergebnisse

6.1 Inbetriebnahme von Brenner und Verdampfer – Voruntersuchungen am OWI

Der Vorverdampfer wird über eine isolierte Versorgungsleitung mit dem Brenner gekoppelt. Das vorverdampfte Öl tritt durch separate Düsen aus der Brennerplatte in die Verbrennungszone ein. Der Vorverdampfer wird zu Betriebsbeginn elektrisch vorgeheizt. Das verdampfte Öl wird im Brennraum konventionell mit Hilfe von Zündelektroden über einen Lichtbogen gezündet.

Am OWI existiert eine Brennkammer aus dem Kooperationsprojekt KF2499805NT2 mit den Innenabmessungen $1,25 \times 2,10 \times 1,50 \text{ m}^3$ (T \times B \times H). Der Anschlussflansch und die Wandzustellung sind an den Versuchsträger angepasst worden. Der von der Fa. Runkel gefertigte Brenner wurde eingebaut und mit dem Vorverdampfer gekoppelt. Verdampfer und Brenner sind im Verbund mit HEL, RME und Palmöl betrieben worden. Die vorverdampften flüssigen Brennstoffe können bei Temperaturen $> 320 \text{ }^\circ\text{C}$ ohne Gefahr von Kondensation oder vorzeitiger Zündung durch eine Rohrleitung transportiert werden. In den Zuführungen bis Brennraum konnte keine Kondensation des vorverdampften Öls an den Leitungswänden festgestellt werden.

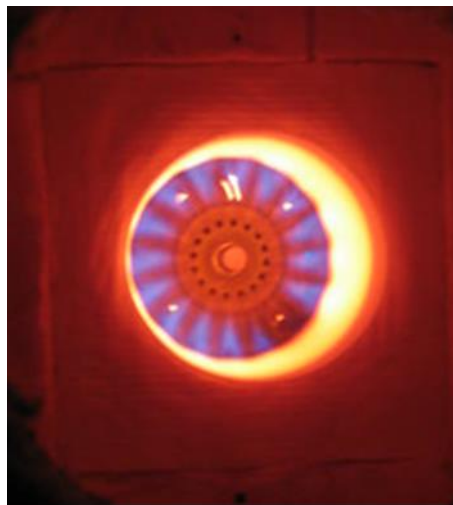


Abbildung 6.1: Bio-Mehrstoffbrenner im Betrieb mit RME bei 106 kW und $\lambda = 1,45$.

Abbildung 6.1 zeigt das Flammenbild des Brenners im Betrieb mit dem Brennstoff Rapsmethylester (RME). Die gemessenen Emissionen für die Brennstoffe Heizöl extra leicht (HEL), Palmöl und RME werden in **Abbildung 6.2** gegenübergestellt. Für alle Brennstoffe konnten bei Luftverhältnissen von mindestens $\lambda = 1,13$ (2,6 Vol.-% Rest- O_2 im Abgas) CO-Emissionen unterhalb von 25 ppm beobachtet werden. Die Abgastemperatur steigt nach wenigen Betriebsminuten auf ca. $850 \text{ }^\circ\text{C}$. Die relativ hohen NO_x -Emissionen von 30 – 130 ppm wurden durch die Versuche in der heißen Brennkammer begünstigt. Aufgrund des im Brennstoff gebundenen Stickstoffes ergeben sich für HEL die höchsten NO_x -Emissionen (70 – 30 ppm). Auffällig ist der untypische Verlauf der NO_x -Emissionen. In der Regel steigen diese über eine sinkende O_2 -

Abgaskonzentration kontinuierlich an und erreichen ihr Maximum nahe der nahstöchiometrischen Betriebsgrenze, bei der es aufgrund mangelnder Mischungsgüte zu einem Anstieg der CO-Emissionen kommt. Hier erreichen die Stickoxidemissionen bei 4 % bis 5 % O₂ im Abgas ihr Maximum.

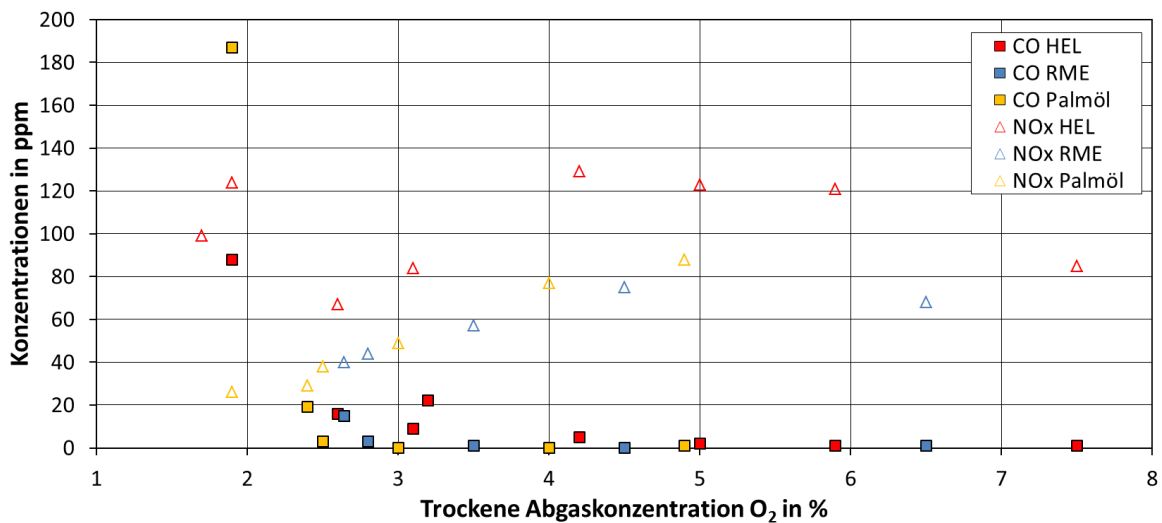


Abbildung 6.2: Abgasemissionen für die vorverdampften flüssigen Brennstoffen HEL, RME und Palmöl, 106 – 115 kW.

Thermisches NO entsteht aus dem Stickstoff der Verbrennungsluft aufgrund der Reaktion mit atomarem Sauerstoff. Wegen der starken N₂ Dreifachbindung benötigt sie eine hohe Aktivierungsenergie, die die Reaktion erst bei ausreichend hohen Temperaturen schnell genug ablaufen lässt. Neben der Temperatur sind Druck, Verweilzeit und Konzentration der Reaktanden entscheidende Parameter für die Stickoxidbildung. Ab Temperaturen > 1500 °C führt eine Erhöhung der Flammentemperatur um wenige 100 °C zu einem exponentiellen Anstieg der Reaktionsrate. Temperaturspitzen treten in Zonen mangelnder Mischung von Brennstoff und Verbrennungsluft auf. Aufgrund der kontinuierlichen Luftstufung läuft die Verbrennung im Nahbereich der Gasdüsen zunächst unterstöchiometrisch ab. Die Luftstufung durch den zentral in die Brennkammer hineinragenden Luftverteiler senkt die mittlere Flammentemperatur und vermeidet lokale Bereiche mit Temperaturspitzen und damit die Bildung von thermischem NO. Im Brennraumbereich über dem Luftverteiler kommt es infolge des herrschenden Unterdruckes zur Entstehung einer großen internen Rückstromzone. In ihr wird Abgas aus dem Brennraum rezirkuliert. Es verdünnt das Brennstoff-Luft Gemisch, streckt die Verbrennungsreaktion und trägt damit zur Vermeidung von Temperaturspitzen bei.

Aufgrund der herrschenden Austrittsimpulse funktioniert das Konzept für vorverdampfte flüssige Brennstoffe im nahstöchiometrischen Bereich besonders gut. Erst ab Luftüberschüssen > 5 % O_{2,At} überwiegt der charakteristische Abfall der NO_x-Emissionen durch Verdünnung und Flammenkühlung. Pflanzenöle enthalten gegenüber HEL keinen brennstoffgebundenen Stickstoff. Daher sind die NO_x-Emissionen für den Brennstoff HEL höher.

Auffällig beim Betrieb des Brenners waren die hohen Materialtemperaturen der Brennerplatte. Diese führten zu einem Verzug der Platte und der Ofenwand, vgl. **Abbildung 6.3**. Durch eine Isolierung auf der Innenseite könnte dieser Effekt zukünftig reduziert werden.

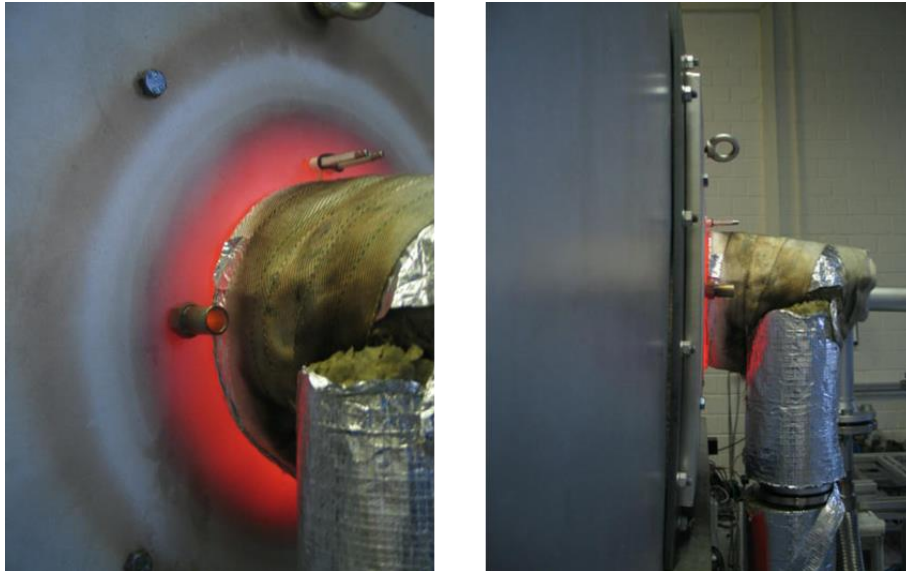


Abbildung 6.3: Brennerplatte während des Betriebs am OWI.

Reaktor, Gasleitung zum Brenner und Brenner waren nach den Versuchen ablagerungsfrei.

6.2 Betriebstests im kombinierten Betrieb am GWI

6.2.1 Hochtemperatur-Versuchsstand und Abgasanalytik

Hochtemperaturofen

Der Hochtemperaturversuchsofen des GWI ist in **Abbildung 6.4** gezeigt. Der Ofen ermöglicht den Betrieb von Brennern bis zu einer Leistung von 300 kW und einer maximalen Ofenraumtemperatur von 1350 °C. Zum Schutz vor hohen Temperaturen und Korrosion ist die Brennkammer mit Feuerfestkeramik auf Basis von Korund ausgekleidet. An der Ofendecke befinden sich vier Thermoelemente zur Bestimmung der Temperatur in der Brennkammer. Die Thermoelemente vom Typ S (geeignet bis 1600 °C) ragen bis wenige Zentimeter oberhalb der horizontalen Brennermittelebene in den Brennraum hinein. Dadurch können die Temperaturen im heißen Gasstrom erfasst werden. Die Brennkammer ist auf der rechten Seitenwand in Brennerhöhe mit sieben horizontal angeordneten Messöffnungen ausgestattet und verfügt zusätzlich über ein Beobachtungsfenster im Bereich der Flammenbildung.

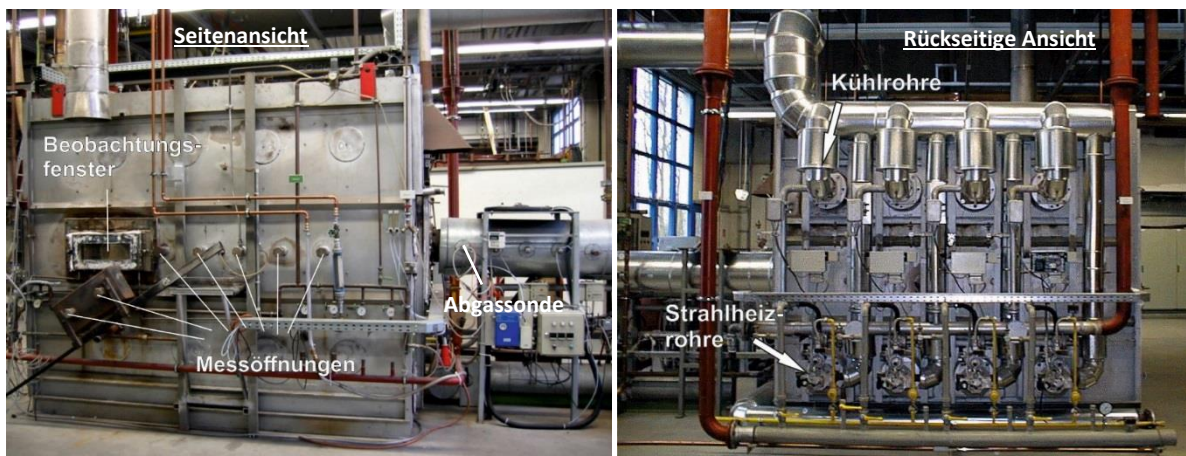


Abbildung 6.4: Hochtemperaturofen am GWI.

Weiterhin verfügt der Versuchsofen über Strahlheiz- und Kühlrohre. Strahlheizrohre werden zur indirekten Beheizung von Industrieöfen eingesetzt und haben gegenüber einer direkten Beheizung mit einem Gasbrenner den Vorteil, dass die entstehenden Rauchgase nicht in die Ofenatmosphäre eintreten. In dem hier zur Anwendung kommenden Fall werden die Strahlheizrohre mit Erdgas betrieben und dienen dem Vorheizen des Ofens, sie können aber auch als Kühlrohre eingesetzt werden. Die Strahlheizrohre (4 Stück) befinden sich im unteren Bereich der Brennkammer und sind orthogonal zur Brennerachse angeordnet (siehe **Abbildung 6.4**). Im oberen Bereich der Brennkammer sind, analog zu den Strahlheizrohren, vier Kühlrohre installiert. Sie werden durch ein separates Gebläse mit Kühlluft versorgt.

Gasmischanlage

Die unterschiedlichen Gaszusammensetzungen (Erdgas, Biogas, Wasserstoff) werden vorab mit Hilfe einer Gasmischanlage erzeugt. Die nachfolgende **Abbildung 6.5** zeigt links die Bedieneinheit der Gasmischanlage mit allen verwendbaren Gaskomponenten. Die Einstellung und Regelung der Volumenströme der jeweiligen Gaskomponenten wird in dieser Anlage über Massendurchflussregler bewerkstelligt. Die Kombination aus Durchflussmessung und Regelung des Gasstroms ermöglicht ein präzises Einstellen eines definierten Gasgemisches.

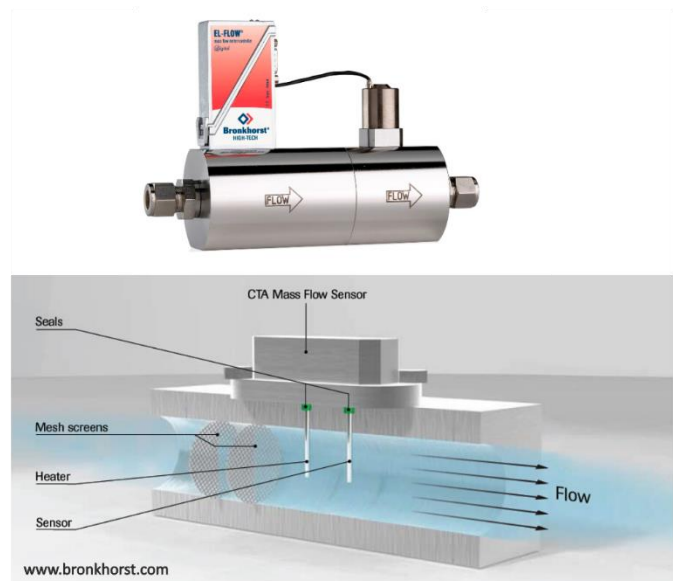
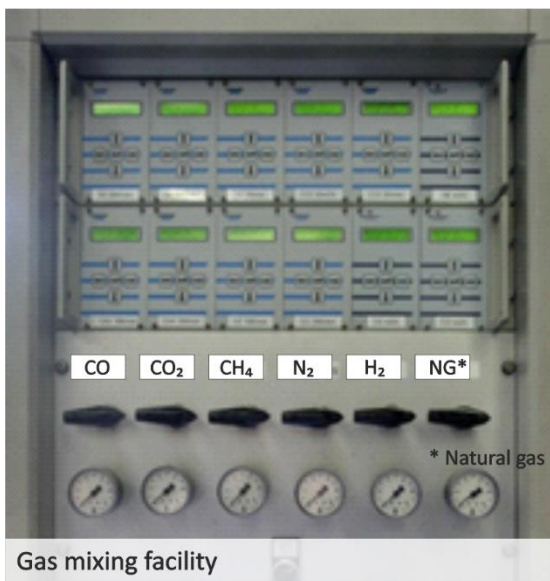


Abbildung 6.5: Gasmischanlage (links) und Massendurchflussregler (rechts).

Abgasanalytik

Im Abgaskanal, kurz hinter dem Brennkammeraustritt, befindet sich eine Abgassonde mit angeschlossenem Analysegerät zur Ermittlung des Restsauerstoffgehalts und der Abgasemissionen (CO, CO₂, NO, NO₂, NO_x). Eine Probenentnahmepumpe fördert die Abgasprobe über einen Gasfilter zum Analysegerät, wobei die Förderleitung durch einen elektrisch beheizten Schlauch oberhalb der Kondensationstemperatur des Abgases gehalten wird, um eine vorzeitige Kondensation des Abgases und dadurch bedingte Messfehler (zum Beispiel durch Absorption von Rauchgasbestandteilen im Kondensat) zu verhindern. Die gezielte

Kondensation, welche verfahrensbedingt erforderlich ist, findet im nachgeschalteten Gaskühler statt. Anschließend erfolgt die Analyse des trockenen Abgases. Die dabei eingesetzten Messverfahren sind das Chemilumineszenz-Detektionsverfahren (CLD) für den Nachweis von NO, NO₂ und NO_x, die nicht-dispersive Infrarotabsorption (NDIR) zum Nachweis von CO und CO₂, sowie ein Sauerstoffmessverfahren nach dem Prinzip des Paramagnetismus. Das Verbrennungsluftverhältnis wird näherungsweise aus den gemessenen Sauerstoffgehalten im Abgas nach (6.1) ermittelt.

$$\lambda \approx \frac{0,21}{0,21 - x_{O_2}} \quad (6.1)$$

Experimenteller Gesamtaufbau

Der Aufbau für die Betriebsversuche am GWI ist in **Abbildung 6.6** dargestellt. Die Verdampfeinheit besteht aus dem Reaktor, Steuerung und Kontrollrechner versorgt den Brenner über isolierte Versorgungsleitungen mit vorverdampften Öl. Die Verbrennungsluft wird bei Umgebungstemperatur von einem Axialgebläse bereitgestellt. Die Zündung erfolgte in den Versuchen aus Sicherheitsgründen in der auf 800 °C vorgeheizten Ofenraumatmosphäre. Der stirnseitig in den Versuchsofen integrierte Brenner feuerte horizontal in den Ofenraum.

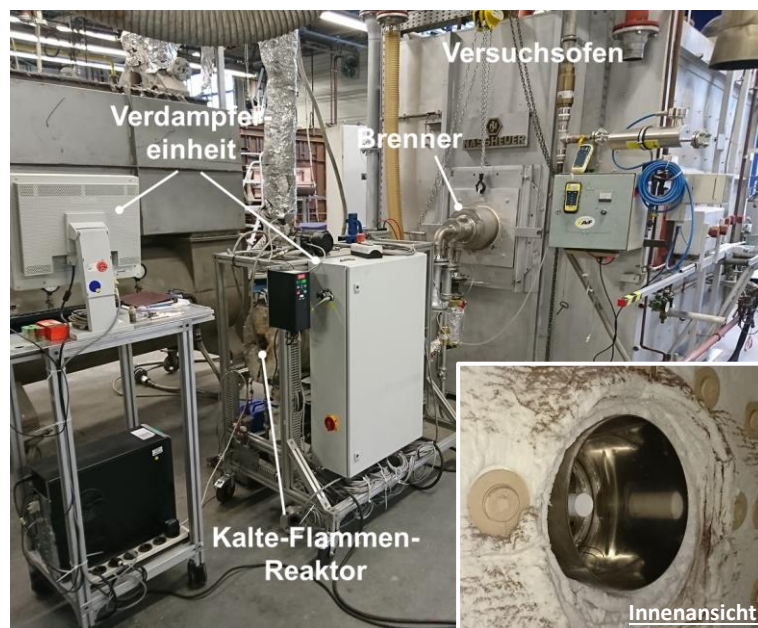


Abbildung 6.6: Versuchsaufbau am GWI, Einbauzustand des 300 kW Bio-Mehrstoffbrenners im Hochtemperaturversuchsofen.

6.2.2 Durchgeführte Betriebsversuche bei 100 kW und Messergebnisse

Der Brenner wurde im Kombibetrieb bei einer konstanten thermischen Leistung von 100 kW mit Blends der Brennstoffe HEL, RME, Holzgas, Grubengas, Klärgas und Biogas betrieben (25/75 Vol.-% und 75/25 Vol.-% Öl/Gas). Die Blends mit dem Referenzöl HEL stellen eine Vergleichbarkeit zu den in **Kapitel 5.1** beschriebenen CFD-Simulationen her. Das Verbrennungsluftverhältnis wurde im Bereich von $\lambda = 1 - 1,6$ entsprechend Restsauerstoffgehalten von 1 – 8 Vol.-% variiert. Jeder Betriebspunkt wurde bis zum Erreichen ausreichend stabiler Messwerte gehalten. Im Betrieb stellten sich leichte Überdrücke von wenigen Millibar in der Ofenraumatmosfera ein. Ein typisches Flammenbild der kombinierten Verbrennung von HEL und Biogas zeigt **Abbildung 6.7**.



Abbildung 6.7: Flammenbild im 100 kW-Kombibetrieb mit HEL und Biogas.

Die gemessenen CO- und NO_x-Emissionen im Abgas sind **Abbildung 6.8** über dem Restsauerstoffgehalt im trockenen Abgas aufgetragen. Die CO-Emissionen liegen für alle Blends bis nahe zur Stöchiometrie ($\lambda = 1$) an der Nachweisgrenze und steigen dann bei sehr geringen Restsauerstoffgehalten sprunghaft an, somit besteht eine sehr scharfe Schwelle zum Eintreten unvollständiger Verbrennung durch lokalen Sauerstoffmangel. Die Änderungen der NO_x-Emissionen mit dem Restsauerstoffgehalt verdeutlichen Polynom-Fit Kurven. Die NO_x-Emissionen liegen im Allgemeinen deutlich unterhalb der von TA Luft und RAL UZ9 „Blauer Engel“ geforderten Grenzwerte (siehe **Tabelle 2.1**). Die bei < 5% O_{2 Atr} sinkenden NO_x-Emissionen konnten im Kombibetrieb mit niederkalorischen Gasen nicht beobachtet werden. Es zeigt sich der charakteristische Abfall der NO_x-Emissionen durch Verdünnung und Flammenkühlung mit steigendem Luftüberschuss. Die Brennstoffgemische mit erhöhtem Öl-Anteil weisen deutlich höhere NO_x-Konzentrationen auf. Bei einem Vergleich der HEL und RME Blends, in der **Abbildung 6.8** die Kurven mit 75 Vol.-% HEL bzw. RME / 25 Vol.-% Biogas, wurden für HEL durchweg höhere NO_x-Emission gemessen, die möglicherweise auf einen signifikanten Anteil an brennstoffgebundenem Stickstoff zurückgeführt werden können.

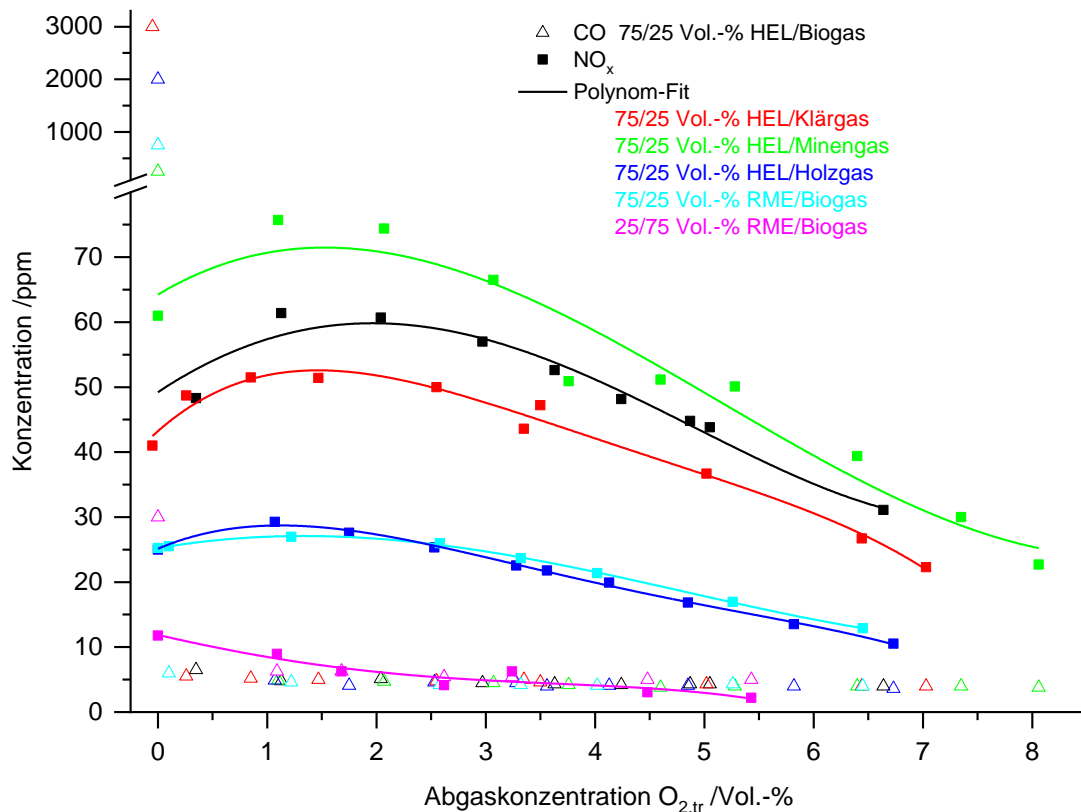


Abbildung 6.8: Abgasemissionen für verschiedene Brennstoffblends bei 100 kW.

6.2.3 Durchgeführte Betriebsversuche bei 300 kW und Messergebnisse

Die Versuche im Kombibetrieb mit 300 kW wurden analog zu den Versuchen mit der 100 kW-Brennervariante durchgeführt. Die gemessenen CO- und NO_x-Emissionen zeigt **Abbildung 6.9**. Zusätzlich zu den Blends der Brennstoffe HEL, RME, Holzgas, Grubengas, Klär gas und Biogas (25/75 Vol.-% und 75/25 Vol.-% Öl/Gas) wurde hier HVO als weiterer Biobrennstoff eingesetzt. Wie auch im 100 kW liegen die CO-Emission über einen weiten Bereich mit vorhandenem Restsauerstoffgehalt an der Nachweisgrenze, bis nahe an stöchiometrische Bedingungen. Daraus kann auch eine vollständige und stabile Verbrennung geschlossen werden. Die NO_x-Emissionen liegen für alle Blends bei einem Restsauerstoffgehalt von 3 Vol.-% unterhalb von 100 ppm und erfüllen somit die Grenzwerte der TA-Luft. Ein Einfluss von brennstoffgebundenem Stickstoff auf die Stickoxidbildung konnte für die Blends mit HEL-Anteil nicht bestätigt werden. Das Ziel der Entwicklung eines Mehrstoffbrenners für eine schadstoffarme kombinierte Verbrennung von flüssigen und gasförmigen biogenen Brennstoffen im industriellen Leistungsmaßstab konnte somit ohne Einschränkung erreicht werden.

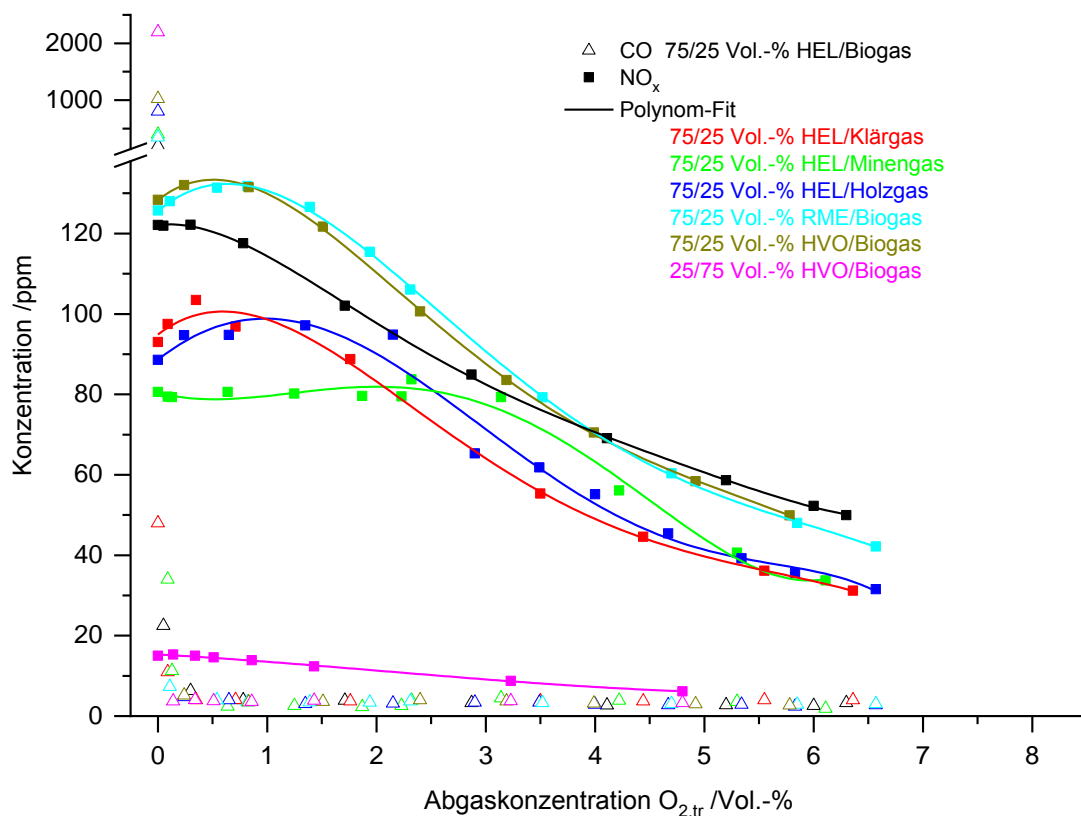


Abbildung 6.9: Abgasemissionen für verschiedene Brennstoffblends bei 300 kW.

Betriebserfahrungen

Im Betrieb zeigte sich eine hohe thermische Belastung der Brennerplatte. Bei den verwendeten Blends mit höheren kalorischen Gehalten und generell bei hohen Öl-Anteilen, konnte ein Glühen an der Rückseite der Brennerplatte beobachtet werden, siehe **Abbildung 6.10**. Die hohen Temperaturen im Material waren auf den äußeren ungekühlten des Brenners beschränkt. Dies kann allerdings konstruktiv, zum einen durch eine breitflächigere rückseitige Anströmung mit Frischgas sowie der Isolierung der Brennerplatte von den heißen Verbrennungsgasen vermieden werden. **Abbildung 6.11** zeigt eine Ansicht im Versuchsofen mit Blick auf die Brennerdüsen, vor Inbetriebnahme (links) und nach den Betriebsversuchen (rechts). Die Austrittsöffnungen von Brennstoff, sowohl für Brenngas, als auch für das verdampfte Öl waren nach etwa 50 Betriebsstunden ablagerungsfrei. Die Schweißkonstruktion wies trotz der hohen thermischen Materialbelastung keinerlei offensichtliche Schäden auf. Die gelbliche Verfärbung des inneren Teilbereichs der Brennerplatte lassen auf deutlich niedrigere thermische Materialbeanspruchung im rückwärtigen durch die Eingangsstoffe angeströmten Bereich schließen, während im äußeren ungekühlten Bereich, nahe des Flammenhalters und am Flammenhalter selbst, die hohe Belastung an der Materialverfärbung und Zunderbildung erkennbar ist.

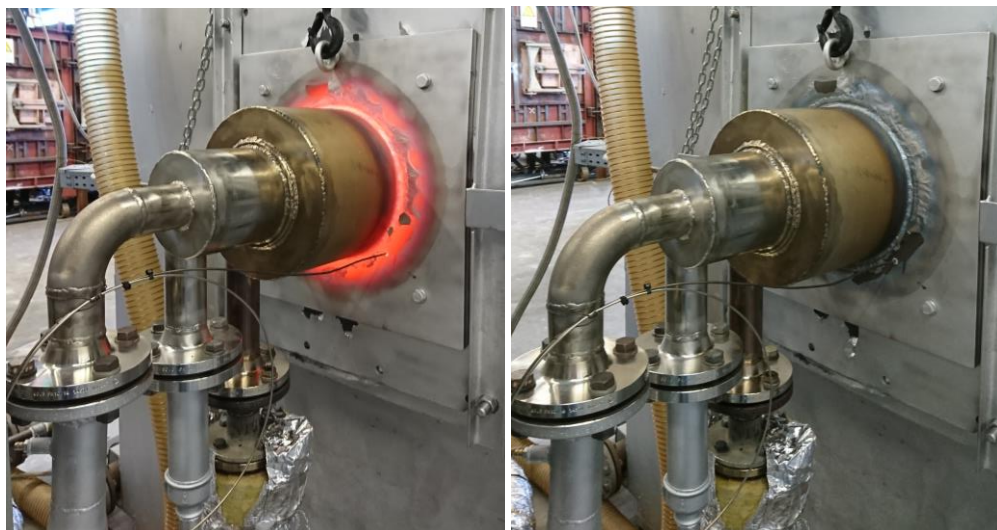


Abbildung 6.10: Rückansicht des 300 kW Bio-Mehrstoffbrenner unter hoher thermischer Belastung im Betrieb (links) und Zustand nach den Betriebsversuchen (rechts).



Abbildung 6.11: 300 kW Bio-Mehrstoffbrenner im Neuzustand (links) und nach ca. 50 Betriebsstunden (rechts).

Der Luftverteiler aus Faserkeramik (Whipox®) sowie dessen Verschraubung waren nach den Versuchen vollständig intakt. Der Luftverteiler wies nur geringfügige Ablagerungen (Ruß) auf, die Bohrungen waren nach wie vor vollständig offen. Die hier verwendete Faserkeramik stellte sich in den Versuchen als hervorragend geeignet für hoch thermisch belasteten Brennerkomponenten heraus, die durch große Temperaturunterschiede in der Gasströmung hohen Materialspannungen ausgesetzt werden und kurzzeitigen Temperaturwechselbeanspruchungen standhalten müssen.

7 Analyse der Ergebnisse im Hinblick auf industrielle Anwendungen

7.1 Aufstellung von geeigneten Brennstoffkombinationen und Aufbereitungsschritten

Anhand der Voruntersuchungen und gesammelten Betriebserfahrungen können folgende flüssige und gasförmige Brennstoffe und -gemische für den Betrieb des hier entwickelten Bio-Mehrstoffbrenners als geeignet eingestuft werden.

Tabelle 7.1: Für die Mehrstoffverbrennung geeignete Brennstoffe und Gemische.

Kategorie	Brennstoff
<ul style="list-style-type: none"> Flüssige biogene Brennstoffe der ersten und zweiten Generation 	<ul style="list-style-type: none"> Rapsmethylester, hydriertes Pflanzenöl
<ul style="list-style-type: none"> Gasförmige biogene Brennstoffe der ersten und zweiten Generation 	<ul style="list-style-type: none"> Biogas, Klärgas, Grubengas, Holzgas
<ul style="list-style-type: none"> Blends aus gasförmigen und flüssigen biogenen Brennstoffen 	<ul style="list-style-type: none"> Beliebige Anteilsverhältnisse der oben genannten gasförmigen und flüssigen Brennstoffe
<ul style="list-style-type: none"> Konventionelle gasförmige und flüssige Brennstoffe (als Beimischkomponente oder Backup-Lösung) 	<ul style="list-style-type: none"> Heizöl (extra leicht), Erdgas

Folgende Aufbereitungsschritte werden dazu als notwendig erachtet.

Tabelle 7.2: Notwendige Brennstoffaufbereitungsschritte.

Brennstoff	Aufbereitungsschritte
<ul style="list-style-type: none"> Flüssige biogene Brennstoffe der ersten und zweiten Generation 	<ul style="list-style-type: none"> Filterung, ggf. Additiveren zur Erhöhung der Lagerungsstabilität
<ul style="list-style-type: none"> Gasförmige biogene Brennstoffe der ersten und zweiten Generation 	<ul style="list-style-type: none"> Reinigungsverfahren zur Entfernung von Schwefel- und Fluorverbindungen, Siloxanen und anderen Verunreinigungen

7.2 Einsatzkriterien für Hochtemperatur- und Kesselanwendungen

Der Bio-Mehrstoffbrenner ermöglicht eine brennstoffflexible Wärmebereitstellung für eine Vielzahl von Anwendungen. Nachfolgend sind die Einsatzkriterien für Hochtemperatur und Kesselanwendungen aufgeführt.

Tabelle 7.3: Einsatzkriterien für Hochtemperatur- und Kesselanwendungen.

Kriterium	Einsatzmöglichkeit
<ul style="list-style-type: none"> ● Prozesstemperatur 	<ul style="list-style-type: none"> ● Hochtemperaturanwendungen > 600 °C ● Schmelzöfen, Erwärmungsöfen, Wärmebehandlungsanlagen mit Abgasatmosphäre, in Eisen-, Stahl-, Bunt- und Leichtmetallindustrie ● Tunnelöfen, Brenn- und Kammeröfen in Ziegelei und Keramikindustrie <hr/> <ul style="list-style-type: none"> ● Niedertemperaturanwendung < 600 °C ● Trocknungsanlagen ● Wasserkessel (Warmwasser, Dampf, Thermo-Öl)
<ul style="list-style-type: none"> ● Brennstoffverfügbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> ● Biogene Brennstoffe: Pflanzenöle, hydrierte und veresterte Pflanzenöle, niederkalorische Gase ● Fossile Brennstoffe: Erdgas, Heizöl
<ul style="list-style-type: none"> ● Wärmerückgewinnung 	<ul style="list-style-type: none"> ● Wird das Abgas über eine Absaugöffnung neben dem Flammrohr aus dem Ofenraum abgezogen, kann die Verbrennungsluft mit einem Rekuperator oder einem Regenerator vorgewärmt werden. Ein paarweiser Betrieb ist ebenfalls möglich.
<ul style="list-style-type: none"> ● Flammenlage 	<ul style="list-style-type: none"> ● Der Flammenhalter der untersuchten Brennermuster ist zylindrisch. Denkbar ist auch ein achssymmetrisch, auf Ofenwandniveau auslaufender Brennerstein, der die Flamme radial an die Ofenwand umlenkt. Das zu erwärmende Gut wird über die Strahlung der Ofenwand erwärmt. Eine lokale Überhitzung durch die Prallströmung einer gerichteten Flamme wird so vermieden.

8 Ausblick

Die in dem Vorhaben erzielten Forschungsergebnisse konnte ein neuer Ansatz für eine flexible Mehrstoffverbrennung erfolgreich umgesetzt und ein Betrieb mit geringen Schadstoffemissionen unter Einhaltung der gültigen Grenzwerte demonstriert werden. Die technische Realisierbarkeit eines Mehrstoffbrenners für Biobrennstoffe der 1. Generation konnte im Rahmen dieses Vorhabens nachgewiesen werden. Die gewonnenen Erkenntnisse stellen für KMU eine neue Möglichkeit der Erzeugung einer brennstoffflexiblen Erzeugung von Prozesswärme dar und können sowohl auf Hoch- als auch auf Niedertemperaturanwendungen übertragen werden.

Eine Umsetzung der hier demonstrierten Technologie in ein serienreifes Produkt innerhalb eines Zeithorizonts von ca. zwei Jahren nach Projektende wird von den beteiligten Forschungsstellen als erreichbar eingeschätzt. Dazu sind allerdings weitere Entwicklungsschritte notwendig. Mögliche Weiterentwicklungspfade zu einem vermarktungsfähigen Produkt stellen z. B. die Einbindung des Verdampfungskonzepts in einen Mehrstoffbrenner sowie die Umsetzung von Energierückgewinnungskonzepten, bis hin zu der Entwicklung einer vollständig integrierten Gesamtlösung dar. Die hier gesammelten Betriebserfahrungen können für die Entwicklung einer technischen Gesamtlösung einen wertvollen Beitrag leisten. Darüber hinaus stellt auch die Ausdehnung der Brennstoffmatrix auf Biokraftstoffe der dritten Generation weiteres Entwicklungspotential dar.

9 Projektplan und Verwendung der Zuwendung

Der Zeitplan für das Projekt „Kombi-Biobrenner“ (siehe **Abbildung 9.1**) sah eine Projektlaufzeit von Dezember 2014 bis Mai 2017 vor. Dieser Zeitplan wurde von den Partnern um insgesamt 9 Monate überschritten. Eine kostenneutrale Verlängerung um 6 Monate sowie um zusätzliche 3 Monate wurden beantragt und genehmigt. Die im Rahmen des Projektes geplanten Forschungsarbeiten wurden im Februar 2018 vollständig abgeschlossen.

Die entwickelten Brennervarianten wurden von einem Industriepartner als vorhabenbezogene Leistung der Wirtschaft gefertigt. Die Bereitstellung der Brenner hatte sich aufgrund von Kapazitätsgrenzen, unvorhersehbar langen Materiallieferzeiten und fertigungstechnischen Problemen um mehrere Monate verzögert. Der Umbau des Öl-Verdampfersystems auf die für den Brennerbetrieb im Zuge des Up-Scaling benötigte Verdampfungsleistung erforderte ebenfalls eine längere Bearbeitungszeit als im Projektplan vorgesehen. Nach Fertigstellung der Brenner und des Verdampfersystems konnte der Projektverlauf mit den geplanten Betriebstests fortgesetzt werden.

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

Die geplanten Arbeiten konnten wie in dem begutachteten und bewilligten Antrag beschrieben und in der im Projektplan vorgegebenen Reihenfolge durchgeführt werden. Die gesetzten Meilensteine wurden im Laufe des Vorhabens erreicht, allerdings mit Verzögerungen aus den beschriebenen Gründen.

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

Tabelle 9.1: Personaleinsatz im Projektzeitraum, GWI.

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

	2014 und 2015	2016	2017	2018	gesamt
A.1 PM wiss.-techn. Personal HPA A	5,89	12,08	4,44	0,67	23,08
A.1 PM Fachpersonal HPA C	2,59	5,62	2,23	0,10	10,54
A.1 PM Hilfskräfte / Student HPA F	8,48	11,63	5,64	0	25,75

- Geräte (Einzelansatz B des Finanzierungsplans)
 - keine
- Leistungen Dritter (Einzelansatz C des Finanzierungsplans)

- keine

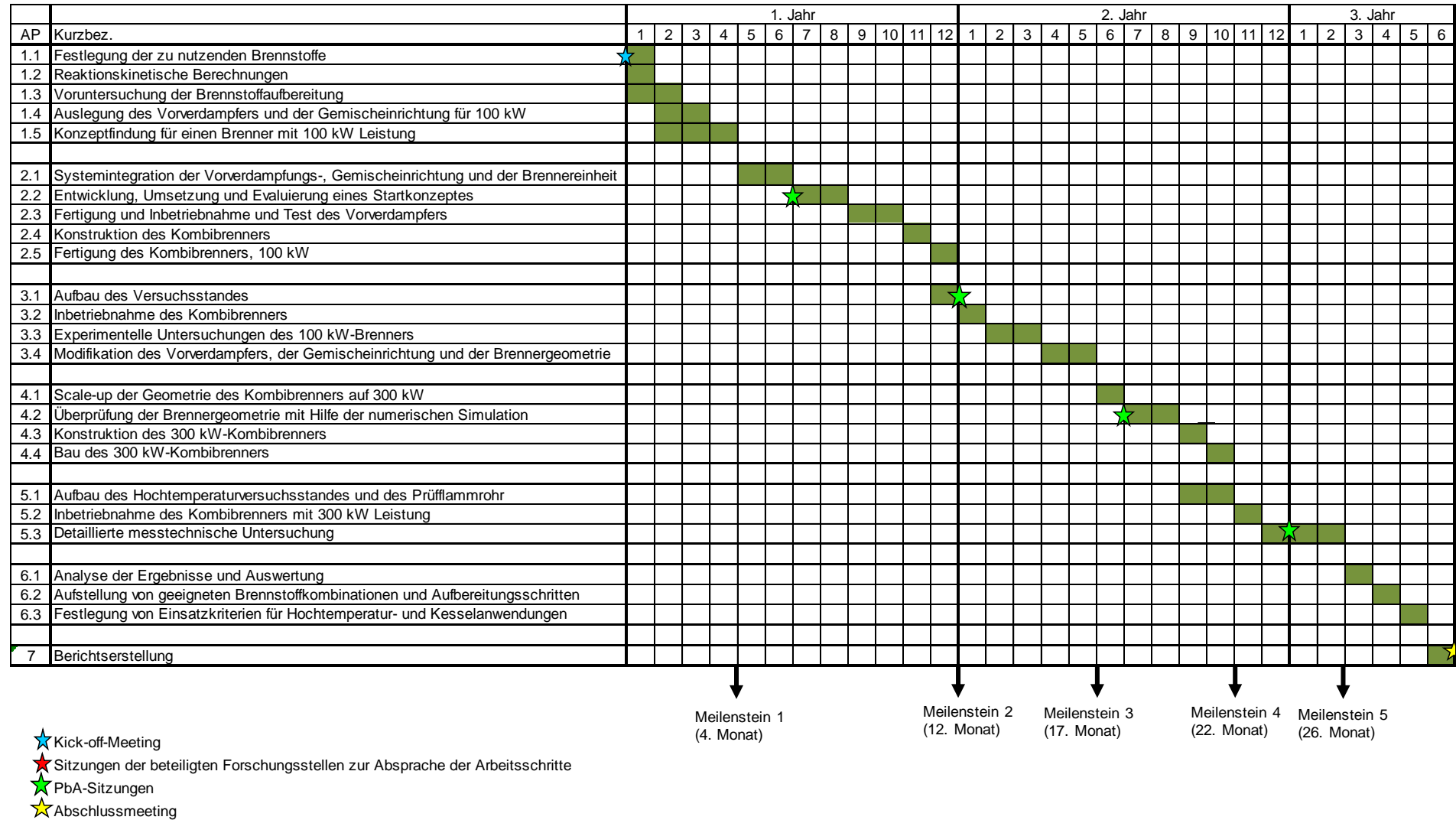
Tabelle 9.2: Personaleinsatz im Projektzeitraum, OWI.

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

	2014 und 2015	2016	2017	2018	gesamt
A.1 PM wiss.-techn. Personal HPA A	28,61	3,5	1,3	0,2	33,42
A.1 PM Fachpersonal HPA C	-	-	-	-	-
A.1 PM Hilfskräfte / Student HPA F	-	-	-	-	-

- Geräte (Einzelansatz B des Finanzierungsplans)
 - keine
- Leistungen Dritter (Einzelansatz C des Finanzierungsplans)
 - Keine

Nachfolgend ist der Projektplan dargestellt. Das Projekt hatte eine Laufzeit von ursprünglich 30 Monaten. Diese wurde kostenneutral auf 39 Monate verlängert (12/2014 – 02/2018) um das Projekt in vollem Umfang erfolgreich abzuschließen.



↓
Meilenstein 1
(4. Monat)

↓
Meilenstein 2
(12. Monat)

↓
Meilenstein 3
(17. Monat)

↓
Meilenstein 4
(22. Monat)

↓
Meilenstein 5
(26. Monat)

- ★ Kick-off-Meeting
- ★ Sitzungen der beteiligten Forschungsstellen zur Absprache der Arbeitsschritte
- ★ PbA-Sitzungen
- ★ Abschlussmeeting

Abbildung 9.1: Zeitplan des Projektes "Kombi-Brenner".

10 Gegenüberstellung von Forschungszielen und erzielten Ergebnissen

Forschungsziel	Erzieltes Ergebnis
<ul style="list-style-type: none"> • Vorverdampfung von flüssigen biogenen Brennstoffen mit 100 kW Brennstoffleistung 	<ul style="list-style-type: none"> • Von den untersuchten unbehandelten Ölen konnte mit Palmöl eine Kalte-Flammen-Reaktion stabilisiert werden. Alle weiteren untersuchten Öle konnten mit einer partiellen Oxidation vorverdampft werden.
<ul style="list-style-type: none"> • Vorverdampfung eines Altreifenpyrolyseöles 	<ul style="list-style-type: none"> • Das Pyrolyseöl enthält polymerartige Kohlenwasserstoffverbindungen welche die Ölfiler verlegen und die feinen Kanäle einer Dralldruckzerstäuberdüse verstopfen. Da die Entwicklung von Brennerkomponenten nicht Gegenstand dieses Projektes ist, wurde von einer weiteren Verwendung abgesehen. Die vorhabensbezogene Sachleistung der Fa. CCT konnte daher nicht verwendet werden.
<ul style="list-style-type: none"> • Vorverdampfung von flüssigen biogenen Brennstoffen bis 300 kW Brennstoffleistung. 	<ul style="list-style-type: none"> • Die Simulation eines Reaktors mit nur 5,6 l Volumen zeigte die fast vollständige Verdampfung von Pflanzenöl mit einer erhöhten Brennstoffleistung von 300 kW. In der Versuchsdurchführung wurde die Luft elektrisch vorgeheizt. In einer industriellen Ausführung würde die die zugeführte Luft durch Abgaswärme auf Temperaturen von 400 °C erwärmt. Im praktischen Versuch wurde eine Brennstoffleistung von 280 kW erreicht.
<ul style="list-style-type: none"> • Entwicklung eines Kombibrenners für unterschiedliche flüssige und gasförmige biogene Brennstoffe 	<ul style="list-style-type: none"> • Auf Basis des COSTAIR-Prinzips wurde ein Brenner für die kombinierte Verbrennung von flüssigen und gasförmigen biogenen Brennstoffen im Versuchs- (100 kW) und industriellen Maßstab (300 kW) erfolgreich entwickelt und erprobt.
<ul style="list-style-type: none"> • Auslegung des Brennerkonzeptes hinsichtlich stabilen Flammenbetriebes und 	<ul style="list-style-type: none"> • Der Brenner wurde für sich in ihrer Zusammensetzung und ihrem kalorischen

<p>schadstoffarmer Betriebsweise (unterhalb der Grenzwerte der TA Luft), auch für schwierige und in ihrer Beschaffenheit stark schwankende Einsatzstoffe, z. B. hoher Anteil an brennstoffgebundenen Stickstoff.</p>	<p>Gehalt stark unterschiedliche Brennstoffzusammensetzung erfolgreich ausgelegt. Ein stabiler und schadstoffarmer Betrieb mit Emissionen unterhalb der Grenzwerte der TA Luft konnte nachgewiesen werden.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Gewährleistung eines vollständigen Ausbrandes über einen definierten Luftzahlbereich von $\lambda = 1,05$ bis $1,5$. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sowohl der Brenner im 100 kW-Versuchsmaßstab als das 300 kW Scale-up erreichte CO-Emissionen im Abgas nahe der Detektionsgrenze für den angestrebten Luftzahlbereich und alle Brennstoffkombinationen. Daraus kann auf einen vollständigen Ausbrand geschlossen werden.
<ul style="list-style-type: none"> • Festlegung einer Start- bzw. Zündstrategie des Brennersystems auch für niederkalorische Brennstoffe. 	<ul style="list-style-type: none"> • Für den reinen Öl-Betrieb im kalten Ofen konnte eine Zündung mit Hilfe von Zündelektroden erfolgen (100 kW-Variante), im konditionierten Versuchsofen erfolgte die Zündung an der heißen Ofenraumatmosfera (100 und 300 kW-Variante). Für die industrielle Anwendung käme die Integration eines gas- oder öl-betriebenen Zündbrenners in Frage.
<ul style="list-style-type: none"> • Konzipierung einer kostengünstigen Brennergeometrie, möglichst ohne komplexe Bauteile. Vermeidung von Bauelementen, die durch die eventuell enthaltenen korrosiven Bestandteile in den biogenen Brennstoffen in Mitleidenschaft gezogen werden könnten. 	<ul style="list-style-type: none"> • Durch die Umsetzung des COSTAIR-Prinzips konnte eine simple und kostengünstige Bauweise realisiert werden. Für den stark temperaturbeanspruchten Luftverteiler wurde erfolgreich eine Faserkeramik (Whipox®) der Fa. WPX Faserkeramik GmbH eingesetzt. Hier konnten neue Erfahrungen mit dem Material und den Fertigungsmethoden (Laserbearbeitung) gesammelt werden.
<ul style="list-style-type: none"> • Entwicklung einer Regelungsstrategie für die Luftanpassung bei unterschiedlich zusammengesetzten Brennstoffen. 	<ul style="list-style-type: none"> • In den Betriebsversuchen hat sich die Anpassung der Luftmenge über die Messung des Restsauerstoffgehaltes im Abgas bewährt.
<ul style="list-style-type: none"> • Untersuchungen zur Vermeidung erhöhter Stickoxid-Emissionen, bedingt durch einen 	<ul style="list-style-type: none"> • Auch bei der Verwendung von Brennstoffen mit erhöhtem Anteil an

erhöhten Anteil brennstoffgebundenen Stickstoff.	brennstoffgebundenem Stickstoff (HEL), konnte die Wirksamkeit des Verbrennungsprinzips hinsichtlich geringer NO _x -Bildung nachgewiesen werden.
--	--

11 Nutzen der Forschungsergebnisse

Durch die umfangreiche Expertise in den Themenbereichen Gas- und Öl wurde durch die Zusammenarbeit des Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. und der Oel-Waerme-Institut gGmbH das Ziel des Forschungsvorhabens vollständig erreicht und die technische Umsetzbarkeit einer schadstoffarmen Mehrstoffverbrennung biogener Brennstoffe demonstriert. Die Erkenntnisse aus diesem Vorhaben stehen der Entwicklung neuer Systemlösungen für die industrielle Verbrennungstechnik zur Verfügung. Dazu wurden zahlreichen Maßnahmen zum Transfer der erzielten Ergebnisse in die Wirtschaft vorgenommen.

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

Die Transferergebnisse wurden vollständig erreicht.

Bisherige und in 2018 geplante Tätigkeiten zum Ergebnistransfer:

Tabelle 11.1: Durchgeführte Transfermaßnahmen.

Zeitraum / Termin	Maßnahme	Ziel/Bemerkung
- Kick-off-Meeting: 10.02.2015 - 1. PbA-Sitzung: 22.10.2015 - 2. PbA-Sitzung: 12.12.2016 - 3. PbA-Sitzung: 12.12.2017	Sitzung des projektbegleitenden Ausschusses (PbA)	Einbeziehung der Industrie in die Forschungsaktivitäten, Ergebnis und Wissensaustausch mit Industrie
Jährlich	Tätigkeitsberichte in den Druckmedien Gaswärme International - gwi Ausgabe 01/2015	Bericht über den Fortschritt öffentlich geförderter Projekte am Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.
Jährlich	Veröffentlichung der erzielten Projektergebnisse auf der Homepage des GWI und des OWI	Schnelle und aktuelle Bekanntmachung der Ergebnisse

Quartalsweise	Newsletter des Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.	Regelmäßiges Update der Ergebnisse
Juli 2016	Masterarbeit (OWI)	Untersuchung zum Selbstzündverhalten von Pflanzenölen und Pflanzenmethylestern
März 2017	DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e. V. ProcessNet-Jahrestreffen	Posterbeitrag zur Vorstellung der Ergebnisse vor Fachpublikum und Diskussion (OWI)
April 2017	8 th European Combustion Meeting	Paper und Posterbeitrag zur Vorstellung der Ergebnisse vor internationalem Fachpublikum und Diskussion (GWI)
April 2017	Gaswärme International	Fachbericht
Mai 2017	1. Aachener Ofenbau- und Thermoprocess Kolloquium	Vortrag und Paper zur Vorstellung der Ergebnisse vor Fachpublikum und Diskussion (GWI)
September 2017	28. Deutscher Flammentag	Vortrag und Paper zur Vorstellung der Ergebnisse vor Fachpublikum und Diskussion (OWI)
März 2018	DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e. V. ProcessNet-Jahrestreffen	Vortrag und Paper zur Vorstellung der Ergebnisse vor Fachpublikum und Diskussion (OWI)
Ende des Projektes	Abschlussbericht	Zusammenstellung der Ergebnisse und Bereitstellung für PbA und interessierte KMU, Veröffentlichung auf der GWI-Homepage

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

11.1 Wissenschaftlich-technischer Nutzen

Mehr als 40 % des Energiebedarfs in der Industrie und im Gewerbe werden in Form von gasförmigen oder flüssigen fossilen Brennstoffen bereitgestellt. Diese Verbrauchergruppe hat den weitaus größten Anteil am deutschen Bruttoinlandsprodukt. Der überwiegende Teil der Betriebe des produzierenden Gewerbes in Deutschland sind klein- und mittelständische Unternehmen, die einen Großteil der Arbeitsplätze in Deutschland sichern.

Ökologische, aber auch ökonomische Rahmenbedingungen erfordern neue Technologien bzw. die Weiterentwicklung vorhandener, um die von der Bundesregierung vorgegebenen Ziele für die Umsetzung der

Energiewende zu erreichen. Dies betrifft die industrielle Thermoprozesstechnik in besonderem Maße, da strenge Auflagen für die Schadstoffemissionen von Verbrennungsprozessen einzuhalten sind und weitere Verschärfungen (z. B. Neuregelung der TA Luft) absehbar sind. Der Einsatz biogener Brennstoffe kann hier einen entscheidenden Beitrag leisten.

Insbesondere klein- und mittelständischen Unternehmen betreiben in ländlichen Gebieten verschiedenste Kessel- und Trocknungsanlagen im kleineren Leistungsbereich. Da die Anbindung, z. B. an die Erdgasinfrastruktur vor allem in ländlichen Regionen nicht immer gewährleistet ist, können durch den entwickelnden Bio-Kombibrenner Betreiber solcher Anlagen ihre Energieversorgung mit Hilfe erneuerbaren Brennstoffe sicherstellen. Wie in diesem Projektrahmen demonstriert wurde, ermöglicht der entwickelte Bio-Mehrstoffbrenner den simultanen Einsatz eine Vielzahl gasförmigen und flüssigen Brennstoffe verschiedenartiger Zusammensetzungen. Diese hohe Brennstoffflexibilität des Bio-Mehrstoffbrenners kann auch zur Erschließung lokaler, bisher ungenutzter biogener Brennstoffquellen mit stark schwankender Versorgungssicherheit beitragen.

11.2 Wirtschaftlicher Nutzen für KMU

Durch die Ausführung als Kombibrenner für gasförmige und flüssige Brennstoffe werden die Betreiber in die Lage versetzt auf aktuelle Brennstoffpreisentwicklung zu reagieren. Die hervorgegangenen Ergebnisse bieten den in Deutschland angesiedelten KMUs die Möglichkeit, alternative erneuerbare Energieträger einzusetzen und so ihre Unabhängigkeit von lokalen Energielieferanten auszubauen. Außerdem wird den in ländlichen Gebieten ansässigen KMU eine neue Möglichkeit gegeben ihre benötigte Prozesswärme selbst zu erzeugen. KMUs besitzen nicht die entsprechenden Kapazitäten, um solche Entwicklungsarbeiten eigenständig durchzuführen. Das Projekt zeigt Handlungsempfehlungen für die Aufbereitung der einzusetzenden biogenen Brennstoffe auf und gibt z. B. Brennerherstellern Kriterien für die Auslegung solcher Systeme an die Hand.

Ziel ist es somit, die gewohnt hohe Produktivität und Wettbewerbsfähigkeit der deutschen KMUs im Hinblick auf den Einsatz erneuerbarer Energien in ihre Prozesse zu erhalten und damit die Arbeitsplätze in Deutschland langfristig zu sichern. Damit kann Deutschland seinen Know-how-Vorsprung in Bezug auf die Umsetzung der Klimaschutzziele und die Vorreiterrolle zum Thema Umweltschutz weiter ausbauen. Der im Rahmen des Projektes erarbeitete Wissensvorsprung führt bei der Herstellung von Pflanzenölen und in der Landwirtschaft zu einer Absatzsicherung und Stärkung der Position auch auf internationaler Ebene.

11.3 Industrielle Anwendungsmöglichkeiten

Die in dem Vorhaben erzielten Forschungsergebnisse stellen eine gute Voraussetzung für eine schnelle industrielle Umsetzung der hier demonstrierten Bio-Mehrstoffbrenner-Technologie dar. Steigende Energiepreise und der politische Wille, Treibhausgas-Emissionen zu reduzieren, fördern den industriellen Einsatz von Biobrennstoffen. Eine Umsetzung der hier demonstrierten Technologie in ein serienreifes Produkt innerhalb eines Zeithorizonts von ca. zwei Jahren nach Projektende wird von den beteiligten Forschungsstellen als erreichbar eingeschätzt.

Die erzielten Ergebnisse können sowohl auf Hoch- als auch auf Niedertemperaturanwendungen übertragen werden. Dazu zählen beispielsweise der Einsatz in Schmelz-, Erwärmungsöfen sowie Wärmebehandlungsöfen mit Abgasatmosphäre in der Eisen-, Stahl- und Leichtmetallindustrie, oder auch Tunnelöfen, Brenn- Kammeröfen in der Ziegelei und Keramikindustrie, aber auch Trocknungsanlagen und Kesselfeuerungen z. B. zur Medienerwärmung im Niedertemperaturbereich. Die erreichte hohe Brennstoffflexibilität lässt darüber hinaus die Erschließung von in Verfügbarkeit und Zusammensetzung stark schwankenden biogenen Brennstoffquellen zu.

Die Einbindung von Brenner- und Komponentenherstellern, Anlagenbauern, Anlagenbetreibern und Hersteller von Biobrennstoffen in den projektbegleitenden Ausschuss (mehrheitlich KMUs) garantierte einen direkten Kenntnistransfer der Forschungsergebnisse in die relevanten Industriezweige. Um die praktische Umsetzung der Forschungsergebnisse branchenweit, unternehmensübergreifend und diskriminierungsfrei allen Beteiligten zur Verfügung zu stellen, wurde eine exklusive Nutzung der Ergebnisse durch eine oder mehrere Unternehmen ausgeschlossen.

Die erzielten Forschungserkenntnisse werden durch die Maßnahmen des Ergebnistransfers direkt an interessierte Brennerhersteller weitergegeben. Die Erprobung des Bio-Mehrstoffbrenners im industriellen Maßstab belegt die Realisierbarkeit sowie den ökonomischen und ökologischen Nutzen für KMU. Durch das Aufstellen der Scale-up-Kriterien und den Nachweis der Anwendbarkeit kann das Verbrennungskonzept auch auf größere Leistungsklassen übertragen werden. Der hier entwickelte Bio-Mehrstoffbrenner eröffnet Biogasanlagenbetreibern und landwirtschaftliche KMUs die Möglichkeit eigene biogene Rohstoffe umweltfreundlich selbst zu verwerten.

12 Veröffentlichungen

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

- Witton, M.: „Untersuchung zum Selbstzündverhalten von Pflanzenölen und Pflanzenmethylestern“, Masterarbeit, Universität RWTH Aachen / Oel-Waerme-Institut gGmbH, Aachen / Herzogenrath, 2016
- Möntmann, D., Grote, M., Diarra, D., Röder, M., Giese, A., Al-Halbouni, A.: „Selbstzündverhalten von hydrierten-, veresterten-, und unbehandelten Pflanzenölen“, DECHEMA - Jahrestreffen der ProcessNet-Fachgruppen Abfallbehandlung und Wertstoffrückgewinnung, Energieverfahrenstechnik, Gasreinigung, Hochtemperaturtechnik, Rohstoffe und Kreislaufwirtschaft, 21.–23. März 2017, Frankfurt am Main (Poster)
- Röder, M., Giese, A., Al-Halbouni, A., Möntmann, D., Grote, M., Diarra, D.: „Burner System for Combined Combustion of Gaseous and Liquid Biofuels“, 8th European Combustion Meeting, 18.–21. April 2017, Dubrovnik, Kroatien (Paper und Poster)
- Röder, M., Giese, A., Al-Halbouni, A., Möntmann, D., Grote, M., Diarra, D.: „Feuerungssystem zur kombinierten Verbrennung von flüssigen und gasförmigen Bio-Brennstoffen“, 1. Aachener Ofenbau- und Thermoprocess-Kolloquium, 11.–12. Mai 2017, RWTH Aachen (Vortrag und Paper)
- Röder, M., Giese, A., Al-Halbouni, A., Möntmann, D., Grote, M., Diarra, D.: „Mehrstoffbrenner für den simultanen Einsatz von flüssigen und gasförmigen Bio-Brennstoffen“, gwi - Gaswärme International, Nr. 4, S. 37–42, 2017 (Zeitschriftenbeitrag)
- Möntmann, D., Grote, M., Diarra, D., Röder, M., Giese, A., Al-Halbouni, A., Görner, K.: „Entwicklung eines Feuerungssystems zur Erzeugung industrieller Prozesswärme aus biogenen Brennstoffen“, 28. Deutscher Flammentag, Verbrennung und Feuerung, 6.–7. September 2017, TU Darmstadt (Vortrag und Paper)
- Möntmann, D., Grote, M., Diarra, D., Röder, M., Giese, A., Al-Halbouni, A.: „Entwicklung eines Feuerungssystems zur Erzeugung industrieller Prozesswärme aus biogenen Brennstoffen“, DECHEMA - Jahrestreffen der ProcessNet-Fachgruppen Mehrphasenströmungen (MPH), Wärme- und Stoffübertragung (WSUE), Computational Fluid Dynamics (CFD), Hochtemperaturtechnik (HTT), Abfallbehandlung und Wertstoffrückgewinnung (AuW), Kristallisation (KRI) und Partikelmesstechnik (PMT), 6.–9. März 2018, Bremen (Vortrag)
- Röder, M., Giese, A., Al-Halbouni, A., Möntmann, D., Grote, M., Diarra, D.: „Combustion System for Gaseous and Liquid Biofuels with Low Pollutant Emissions“, 26th European Biomass Conference & Exhibition, 14.–17. Mai 2018, Kopenhagen, Dänemark (Poster)

Danksagung

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

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

Die durchführenden Forschungsvereinigungen bedanken sich bei der Runkel GmbH für die Fertigung der Versuchsbrenner und die technische Unterstützung sowie bei der WPX Faserkeramik GmbH für die Unterstützung bei der Düsenentwicklung.

Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 2.1: ENDENERGIEVERBRAUCH 2011 NACH SEKTOREN [3,4].....	5
ABBILDUNG 2.2: AUSSTATTUNG MIT EMISSIONSBERECHTIGUNGEN DER EINZELNEN TÄTIGKEITEN IM EMISSIONSHANDEL IN DEUTSCHLAND 2011 [6].	6
ABBILDUNG 2.3: SCHEMATISCHER AUFBAU DES COSTAIR-BRENNERS.	11
ABBILDUNG 2.4: FUNKTIONSWEISE EINES FLOX-BRENNERS [25].....	11
ABBILDUNG 2.5: ENTWICKLUNG DER ANZAHL BIOGASANLAGEN UND DER GESAMTEN INSTALLIERTEN ELEKTRISCHEN LEISTUNG IN MW (STAND: 07/2013) [32].	13
ABBILDUNG 2.6: VERGLEICH BIOGASROHSTOFFE [33,34].....	14
ABBILDUNG 2.7: GEMESSENE NO _x -EMISSIONEN VERSCHIEDENER BIOGASE, VERBRANNT BEI $\lambda = 1,2$ [10].....	15
ABBILDUNG 2.8: NO _x -EMISSIONEN BEI STEIGENDEM NH ₃ -GEHALT IM BRENNGAS GEMESSEN AN EINER BASIS- UND EINER OPTIMIERTEN VARIANTE DES COSTAIR-BRENNERS [12].	15
ABBILDUNG 2.9: VERDUNSTUNGSZEITEN VON BRENNSTOFFTROPFEN UNTERSCHIEDLICHER TROPFENGRÖÙE BEI EINER LUFTTEMPERATUR VON T = 400 °C.	18
ABBILDUNG 2.10: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER PROZESSE BEI DER VERBRENNUNG FLÜSSIGER BRENNSTOFFE.	19
ABBILDUNG 2.11: FLAMMENBILD EINES RADIALIMPULSSTABILISIERTEN BRENNERS FÜR HEL MIT LUFTSTUFUNG [52].	20
ABBILDUNG 2.12: BERECHNETE GEMISCHTEMPERATUREN VON HEXADEKAN (HEL) UND ABGAS BEI $\lambda = 1,2$ UND T _{BRENNSTOFF} = 25 °C FÜR UNTERSCHIEDLICHE ABGASTEMPERATUREN UND REZIRKULATIONSVERHÄLTNISSE.	21
ABBILDUNG 3.1: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER EXTERNEN GEMISCHBILDUNG.	24
ABBILDUNG 3.2: INTERNE ABGASREZIRKULATION ZUR VORVERDUNSTUNG DES FLÜSSIGEN BRENNSTOFFS.	26
ABBILDUNG 3.3: ADIABATE FLAMMENTEMPORATUREN (LINKS) UND ZÜNDVERZUGSZEITEN (RECHTS) FÜR DIE GASFÖRMIGEN BRENNSTOFFE BEI $\lambda = 1,0$	27
ABBILDUNG 4.1: KALTE-FLAMMEN-REAKTOR.	29
ABBILDUNG 4.2: VERSUCHSAUFBAU ZUR UNTERSUCHUNG DES SELBSTZÜNDVERHALTENS BIOGENER ÖLE.	30
ABBILDUNG 4.3: LIMITIERTE EXOTHERME REAKTIONEN DER BRENNSTOFFE HEL UND HVO IM ROHRREAKTOR.	31
ABBILDUNG 4.4: TEMPERATURVERLAUF IM REAKTOR FÜR BRENNSTOFFE HEL, RME, PALMÖL UND HVO, 14,5 – 16 kW, $\lambda = 0,43 - 0,58$	31
ABBILDUNG 4.5: TROPFENVERDUNSTUNGSZEITEN ÜBER TROPFENGRÖÙE FÜR HEIZÖL UND PFLANZENÖL IN ABHÄNGIGKEIT DER LUFTTEMPERATUR.....	33
ABBILDUNG 4.6: MITTELS CFD BERECHNETE TEMPERATUREN UND TROPFENBAHNEN VON PFLANZENÖL (100 %), P _{TH} = 100 kW, $\lambda = 0,13$, AUTOTHERM.	33
ABBILDUNG 4.7: SCALE-UP DES VERDAMPFERS (OBEN) UND 400 °C-LUFTVORWÄRMUNG UNTER BEIBEHALTUNG DER 100 kW-VERDAMPFERGEOMETRIE (UNTEN) - TEMPERATUREN UND TROPFENBAHNEN VON PFLANZENÖL (100 %), P _{TH} = 300 (100) kW, $\lambda = 0,13$, AUTOTHERM.	34
ABBILDUNG 5.1 DARSTELLUNG DES OFENRAUMS IN ANSYS FÜR DIE CFD-SIMULATIONEN.	37
ABBILDUNG 5.2 DESIGNVARIANTEN DES 100 kW BIO-MEHRSTOFFBRENNERS.	38
ABBILDUNG 5.3 SIMULIERTE GESCHWINDIGKEITSVERTEILUNGEN IM DÜSENAHEN STRÖMUNGSFELD BEI 100 kW.	39
ABBILDUNG 5.4 SIMULIERTE TEMPERATURVERTEILUNGEN IM DÜSENAHEN STRÖMUNGSFELD BEI 100 kW.....	40
ABBILDUNG 5.5 SIMULIERTE GESCHWINDIGKEITSVERTEILUNGEN BEI 100 kW, BRENNSTOFFMIX 25 VOL.-% ÖL / 75 VOL.-% SCHWACHGAS.	41
ABBILDUNG 5.6 SIMULIERTE TEMPERATURVERTEILUNGEN BEI 100 kW, BRENNSTOFFMIX 25 VOL.-% ÖL / 75 VOL.-% SCHWACHGAS.	41
ABBILDUNG 5.7 SIMULIERTE CO-KONZENTRATIONSVERTEILUNGEN BEI 100 kW, BRENNSTOFFMIX 25 VOL.-% ÖL / 75 VOL.-% SCHWACHGAS.	42
ABBILDUNG 5.8 SIMULIERTE GESCHWINDIGKEITSVERTEILUNGEN BEI 100 kW, BRENNSTOFFMIX 75 VOL.-% ÖL / 25 VOL.-% SCHWACHGAS.	43
ABBILDUNG 5.9 SIMULIERTE TEMPERATURVERTEILUNGEN BEI 100 kW, BRENNSTOFFMIX 75 VOL.-% ÖL / 25 VOL.-% SCHWACHGAS.	43

ABBILDUNG 5.10 SIMULIERTE CO-KONZENTRATIONSVERTEILUNGEN BEI 100 kW, BRENNSTOFFMIX 75 VOL.-% ÖL / 25 VOL.-% SCHWACHGAS.	44
ABBILDUNG 5.11 SCHNITTDARSTELLUNG DER BRENNERKONSTRUKTION FÜR DIE 100 kW-VARIANTE.	45
ABBILDUNG 5.12 SCHNITTDARSTELLUNG DER BRENNERKONSTRUKTION FÜR DIE 300 kW-VARIANTE.	46
ABBILDUNG 5.13 CFD-MODELL DER IN DEN GWI-VERSUCHSOFFEN INTEGRIERTEN 300 kW BRENNERVARIANTE.	47
ABBILDUNG 5.14 SIMULIERTE TEMPERATURVERTEILUNGEN BEI 300 kW, BRENNSTOFFMIX 25 VOL.-% ÖL / 75 VOL.-% SCHWACHGAS.	48
ABBILDUNG 5.15 SIMULIERTE GESCHWINDIGKEITSVERTEILUNGEN BEI 300 kW, BRENNSTOFFMIX 25 VOL.-% ÖL / 75 VOL.-% SCHWACHGAS.	48
ABBILDUNG 5.16 SIMULIERTE CO-KONZENTRATIONSVERTEILUNGEN BEI 300 kW, BRENNSTOFFMIX 25 VOL.-% ÖL / 75 VOL.-% SCHWACHGAS.	49
ABBILDUNG 5.17 SIMULIERTE TEMPERATURVERTEILUNGEN BEI 300 kW, BRENNSTOFFMIX 25 VOL.-% ÖL / 75 VOL.-% SCHWACHGAS.	50
ABBILDUNG 5.18 SIMULIERTE GESCHWINDIGKEITSVERTEILUNGEN BEI 300 kW, BRENNSTOFFMIX 25 VOL.-% ÖL / 75 VOL.-% SCHWACHGAS.	50
ABBILDUNG 5.19 SIMULIERTE CO-KONZENTRATIONSVERTEILUNGEN BEI 300 kW, BRENNSTOFFMIX 25 VOL.-% ÖL / 75 VOL.-% SCHWACHGAS.	51
ABBILDUNG 6.1: BIO-MEHRSTOFFBRENNER IM BETRIEB MIT RME BEI 106 kW UND $\lambda = 1,45$	52
ABBILDUNG 6.2: ABGASEMISSIONEN FÜR DIE VORVERDAMPFTEN FLÜSSIGEN BRENNSTOFFEN HEL, RME UND PALMÖL, 106 – 115 kW.	53
ABBILDUNG 6.3: BRENNERPLATTE WÄHREND DES BETRIEBS AM OWI.	54
ABBILDUNG 6.4: HOCHTEMPERATUROFEN AM GWI.	55
ABBILDUNG 6.5: GASMISCHANLAGE (LINKS) UND MASSENDURCHFLUSSREGLER (RECHTS).	55
ABBILDUNG 6.6: VERSUCHSAUFBAU AM GWI, EINBAUZUSTAND DES 300 kW BIO-MEHRSTOFFBRENNERS IM HOCHTEMPERATURVERSUCHSOFFEN.	56
ABBILDUNG 6.7: FLAMMENBILD IM 100 kW-KOMBIBETRIEB MIT HEL UND BIOGAS.	57
ABBILDUNG 6.8: ABGASEMISSIONEN FÜR VERSCHIEDENE BRENNSTOFFBLENDEN BEI 100 kW.	58
ABBILDUNG 6.9: ABGASEMISSIONEN FÜR VERSCHIEDENE BRENNSTOFFBLENDEN BEI 300 kW.	59
ABBILDUNG 6.10: RÜCKANSICHT DES 300 kW BIO-MEHRSTOFFBRENNER UNTER HOHER THERMISCHER BELASTUNG IM BETRIEB (LINKS) UND ZUSTAND NACH DEN BETRIEBSVERSUCHEN (RECHTS).	60
ABBILDUNG 6.11: 300 kW BIO-MEHRSTOFFBRENNER IM NEUZUSTAND (LINKS) UND NACH CA. 50 BETRIEBSSTUNDEN (RECHTS).	60
ABBILDUNG 9.1: ZEITPLAN DES PROJEKTES "KOMBI-BRENNER".	66

Tabellenverzeichnis

TABELLE 2.1: EMISSIONSGRENZWERTE VON HEIZÖL UND ERDGAS NACH DER TA LUFT [8]	10
TABELLE 2.2: ZUSAMMENSETZUNG, HEIZWERT UND ADIABATE FLAMMENTEMPORATUR VERSCHIEDENER GASFÖRMIGER BRENNSTOFFE [10].	12
TABELLE 2.3: KOMPONENTEN, BRENNGASEIGENSCHAFTEN UND ZULÄSSIGE GRENZWERTE VON ROHBIOGAS UND AUFBEREITETEM ROHBIOGAS, [8,31,32].	13
TABELLE 2.4: PHYSIKALISCHE EIGENSCHAFTEN VON BIOGAS UND WEITEREN BRENNGASEN [8,31,32].	14
TABELLE 2.5: BRENNSTOFFSPEZIFIKATIONEN VON PFLANZENÖLEN IM VERGLEICH ZU DIESELKRAFTSTOFF [36-45].	16
TABELLE 3.1: ZUSAMMENSETZUNG FLÜSSIGE BRENNSTOFFE.	27
TABELLE 3.2: ZUSAMMENSETZUNG GASFÖRMIGE BRENNSTOFFE.	27
TABELLE 4.1: FETTSÄUREZUSAMMENSETZUNG AUSGEWÄHLTER PFLANZENÖLE IN WT.-%.....	32
TABELLE 5.1: UNTERSUCHTE VOLUMETRISCHE BRENNSTOFFZUSAMMENSETZUNGEN, 25 VOL.-% BIO-ÖL-ANTEIL.....	36
TABELLE 5.2: UNTERSUCHTE VOLUMETRISCHE BRENNSTOFFZUSAMMENSETZUNGEN, 75 VOL.-% BIO-ÖL-ANTEIL.....	37
TABELLE 5.3: BETRIEBSWERTE BEI 300 kW, BRENNSTOFFMIX 25 VOL.-% ÖL / 75 VOL.-% SCHWACHGAS.	49
TABELLE 5.4: BETRIEBSWERTE BEI 300 kW, BRENNSTOFFMIX 25 VOL.-% ÖL / 75 VOL.-% SCHWACHGAS.	51
TABELLE 7.1: FÜR DIE MEHRSTOFFVERBRENNUNG GEEIGNETE BRENNSTOFFE UND GEMISCHE.	61
TABELLE 7.2: NOTWENDIGE BRENNSTOFFAUFBEREITUNGSSCHRITTE.....	61
TABELLE 7.3: EINSATZKRITERIEN FÜR HOCHTEMPERATUR- UND KESSELANWENDUNGEN.	62
TABELLE 9.1: PERSONALEINSATZ IM PROJEKTZEITRAUM, GWI.	64
TABELLE 9.2: PERSONALEINSATZ IM PROJEKTZEITRAUM, OWI.	65
TABELLE 11.1: DURCHGEFÜHRTE TRANSFERMAßNAHMEN.	70

Literaturverzeichnis

- [1] Dobski, T., Kruszewski, W., Szewczyk, D., Świdarska, A., 6th European Conference on Industrial Furnaces and Boilers, Estoril-Lissabon, Portugal, 2002
- [2] Syred, C., Griffiths, A. J., Syred, N., 7th International Conference on Energy for a Clean Environment, Lissabon, Portugal, 2003
- [3] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V., Breiter Energiemix in privaten Haushalten, Pressemitteilung vom 23.01.2012, http://www.ag-energiebilanzen.de/component/download.php?filedata=1327308563.pdf&filename=AGEB_Pressedienst_01_2012.pdf&mimetype=application/pdf, 2012
- [4] VDMA, „Leitfaden Energieeffizienz von Thermoprosessanlagen“, 2011
- [5] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Kyoto-Protokoll, http://www.bmu.de/klimaschutz/internationale_klimapolitik/kyoto_protokoll/doc/20226.php, 2012
- [6] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, „Klimaschutz in Zahlen: Klimaschutzziele Deutschland und EU“ https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutz_in_zahlen_klimaziele_bf.pdf, 2018
- [7] Umweltbundesamt - Deutsche Emissionshandelsstelle, eigene Zusammenstellung, Stand 31.03.2012
- [8] Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G262: „Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung“, Bonn, 2011
- [9] Altfeld, K., Schley, P.: „Entwicklung der Erdgasbeschaffenheiten in Europa“, gwf Gas/Erdgas, S. 544–550, 2011
- [10] Abschlussbericht zum AiF-Forschungsvorhaben (IGF-Fördernr.: 16202 N): „Entwicklung eines Mehrstoffbrenners für Heizöl-, Erdgas- und Schwachgasbetrieb (MSB)“, Gas- und Wärme-Institut Essen e. V., 2012
- [11] MacLean, S., Giese, A., Kutzner, D., Traxler, H.: „Untersuchungen eines Mehrstoffbrenners zur energetischen Nutzung schwachkalorischer Gase“, gwi Gaswärme International, (60) Nr. 5, S. 393–396, 2011
- [12] Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft- TA Luft) Vom 24. Juli 2002
- [13] Abschlussbericht zum AiF-Forschungsvorhaben (IGF-Fördernr.: 15533 N): „Untersuchungen zur Minderung der NO_x-Emissionen bei der Verbrennung von N-haltigen biogenen Produktgasen in Thermoprosessanlagen“, Gas- und Wärme-Institut Essen e. V., 2010
- [14] Abschlussbericht zum EU-Forschungsvorhaben (Projekt-Nr.: SES6-CT-2003-502812): „New Burner Technologies for Low Grade Bio Fuels to Supply Clean Energy for Processes in Biorefineries“, Gas- und Wärme-Institut Essen e. V., 2007

- [15] Abschlussbericht zum AiF-Forschungsvorhaben (AiF-Nr.: 13246 N): „Neue Brennersysteme zur dezentralen Nutzung von schwachkalorigen Gasen in Mikro-Gasturbinen (MGT)“, Gas- und Wärme-Institut Essen e. V., 2004
- [16] Munoz, G., Millares, R., Espino, H., Garza, E., Gonzalez, M.: „Influence of burner design on formation of pollutant emissions in oil combustion“, 6th Int. Conference on Technologies and Combustion for a Clean Environment, 9–12. Juni 2001, Porto, Portugal
- [17] Ehrhardt, K., Schöbel, A., Leuckel, W.: „Optimierung der Flammenstabilität eines Mehrstoffbrenners für heizwertarme Industrieabwässer“, VDI-Bericht, Nr. 1313, S. 151–156, 1997
- [18] Ngendakumana, P., Tartari, P.: „Investigations of pollutants emissions of hot water fuel oil boiler-burner combinations“, 6th Int. Conference on Technologies and Combustion for a Clean Environment, 9–12. Juni 2001, Porto, Portugal
- [19] Schopf, N., Sternberg, J., Sterner, D.: „Thermische Nutzung hochstickstoffhaltiger Reststoffe in der betrieblichen Wärmeerzeugung“, VDI-Bericht, Nr. 1313, S. 299–302, 1997
- [20] Brönneke, C. B., Wiedmann, U., Wulf, G.: „NO_x-arme Feuerungssysteme für Kesselanlagen“, gwi Gaswärme International, (48), S. 362–364, 1999
- [21] Hauswirth, M.: „Konzepte für schadstoffarme Industriekesselfeuerungen“, gwi Gaswärme International, (42), S. 155–162, 1993
- [22] Carlowitz, O., Neese, O.: „Anforderungen an thermische Abgasreinigungsanlagen im Hinblick auf die novellierte TA Luft“ VDI Bericht, Nr. 1722, 2002
- [23] Brink, A., Huppa, M., Kurkela, E., Suomalainen, M.: „Nitric oxide yield from combustion of a low calorific gasification product gas: numerical and experimental results“, Progress in Computational Fluid Dynamics, vol. 6, no. 4–5, 2006
- [24] Giese, A., Tali, E.: „Entwicklung eines Mehrstoffbrenners für Heizöl-, Erdgas- und Schwachgasbetrieb“, gwi Gaswärme International, Nr. 4, S. 47–54, 2013
- [25] Bine-Informationsdienst: „Glas herstellen - energieeffizient und schadstoffarm“, Projektinfo 05/2008
- [26] Abschlussbericht zum EU-Forschungsvorhaben (Projekt-Nr.: ENK5-CT-2001-00564): „New combustion systems for gas turbines (NGT)“, Gas- und Wärme-Institut Essen e. V., 2004
- [27] Al-Halbouni, A.; Giese, A.: „Einsatz von scale-up- Kriterien und numerischer Simulation zur Aufstellung von Brennersystemen für schwachkalorige Gase“, gwi Gaswärme International, (52) Nr. 6, S. 376–380, 2003
- [28] Al-Halbouni, A., Flamme, M., Giese, A., Scherer, V., Michalski, B.; Wüning, J. G.: „New burner systems with high fuel flexibility for gas turbines“, Second Int. Conf. on Industrial Gas Turbine Technologies, 29.–30. April 2004, Bled, Slovenia
- [29] [http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/\\$file/13-05-22_Bio-gas%20Branchenzahlen_2012-2013.pdf](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/13-05-22_Bio-gas%20Branchenzahlen_2012-2013.pdf) (30.07.2013)
- [30] Graf, F., Bajohr, S.: „Biogas – Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung Oldenbourg“, Industrieverlag GmbH, 2011
- [31] Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G260 (A): „Gasbeschaffenheit“, Bonn, 2013

- [32] <http://mediathek.fnr.de/grafiken/daten-und-fakten/bioenergie/biogas/gasausbeuten-verschiedener-substrate-fm.html>
- [33] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR): „Bioenergie die vielfältige erneuerbare Energie“, 4. vollständig überarbeitete Auflage, <http://mediathek.fnr.de/bioenergie.html>, 2012
- [34] Giese, A.: „Verbrennungstechnisch bedingte Emissionen – Stickoxidbildung“, Beitrag in „Effiziente Verbrennungstechnik für die Glasindustrie“, HVG-Fortbildungskurs 2011, Verlag der deutschen glastechnischen Gesellschaft, Offenbach am Main, 2011
- [35] Watter, H.: „Nachhaltige Energiesysteme“, Verlag Vieweg + Teubner, 1. Auflage, ISBN 978-3-8348-0742-7, 2009
- [36] Schmiedel, H.-P.: „Biokraftstoffe - Eigenschaften und Erfahrungen bei der Anwendung“, Fortschreibung, DGMK-Forschungsbericht 611-1, DGMK, ISBN 3-936418-28-4, 2004
- [37] Mittelbach, M., Remschmidt, C.: „Biodiesel the comprehensive handbook“, ISBN 3-200-00249-2, 2006
- [38] Mollenhauer, K., Tschöke, H.: „Handbuch Dieselmotoren“, Springer Verlag Berlin Heidelberg, ISBN 978-3-540-72164-2, 2007
- [39] EG-Sicherheitsdatenblatt Rapsöl entsäuert, gemäß 2001/58/EG, Stand 2007, <http://www.sels.de/pdf/sicherheitsdatenblaetter/Sicherheitsdatenblatt.Rapsoel.entsaeuert.2007Feb.de.pdf>
- [40] Sicherheitsdatenblatt Sojaöl, gemäß Verordnung (EG) Nr. 1907/2006, Stand 2013, http://www.carlroth.com/media/_de-ch/sdpdf/3686.PDF
- [41] EG-Sicherheitsdatenblatt Sonnenblumenöl entsäuert, gemäß 2001/58/EG, Stand 2006, <http://www.meinpharmaversand.de/daten/0466193.pdf>
- [42] Sicherheitsdatenblatt Leinöl, gemäß Verordnung (EG) Nr. 1907/2006, Stand 2011, http://www.carlroth.com/media/_de-ch/sdpdf/9338.PDF
- [43] Sicherheitsdatenblatt HVO, Verordnung (EG) Nummer 1907/2006 (REACH-Verordnung), Stand 2012, 36, <http://s00.static-shell.com/content/dam/shell-new/local/corporate/trading-ship-ping/downloads/msds/in-country/netherlands-str/bio-hvo-cas-928771-01-1---str---de.pdf>
- [44] Dittmann, H.-J.: „Öl- und Gasfeuerung“, ISBN 978-3-87247-697-5, Gentner Verlag GmbH 2008
- [45] „Flüssige Brennstoffe - Heizöle - Teil 1: HEL, Mindestanforderungen“, Beuth Verlag, 2011
- [46] Choi, C. Y., Reitz, R. D.: „An experimental study on the effects of oxygenated fuel blends and multiple injection strategies on DI diesel engine emissions“, Fuel 78, S. 1303–1317, 1999
- [47] Aral AG: „Hydrierte Pflanzenöle – Veredelung von Pflanzenölen“, Informationswebseite der Aral AG, 2012, www.aral.de/aral/sectiongenericarticle.do?categoryId=9011886&contentId=7022734
- [48] Sauer mann, P.: „Hydriertes Pflanzenöl als Brücke in die Kraftstoff-Zukunft“, BP Pressemitteilung vom 22.08.2007
- [49] Daubert, T. E., Danner, R.P., Sibul, H. M., Stebbins, C. C., Rowley, R. L., Wilding, W.V., Oscarson, J. L., Adams, M. E., Marshall, T. L., Zundel, N. A.: „Physical And Thermodynamic Properties Of Pure Chemicals“, ISBN-10: 1560328967, 2000
- [50] Yuan, W., Hansen, A.C., Zhang, Q.: „Vapor pressure and normal boiling point predictions for pure methyl esters and biodiesel fuels“, Fuel 84, S. 943–950, 2005

- [51] Perry, E. S., Weber, W. H., Daubert, B. F.: „Vapor Pressure of Phlegmatic Liquids. Simple and Mixed Triglycerides“, Journal of the American Chemical Society, 1949
- [52] Kleine Jäger, F., Köhne, H., Wu, Y.; Zhang, J., Zobl, P.; Goebel, D.; Lück, K.: „Optimierung der Prozessführung bei der Verbrennung stickstoffreicher Brennstoffe - Entwicklung einer Mischeinrichtung für den Leistungsbereich 500 kW bis 3 MW, 3. Aachener Kolloquium - Heizwärme aus Ölverbrennung, Shaker Verlag Aachen, 2000
- [53] „multiflam“, Schutzrecht, DE39908918, Max Weishaupt GmbH, 1999
- [54] „Öl-Brennwertgerät Weishaupt Thermo Condens – 5,5 bis 15 kW“, Produktkatalog, Max Weishaupt GmbH, 2012
- [55] Grimm, F., Magni, F., Geng, W., Pennell, D. A.: „Vormischbrenner für eine Gasturbine“, Schutzrecht, EP 2 423 597 A2, 2012
- [56] Giese, A.: „Brennertechnik“, Beitrag in „Effiziente Verbrennungstechnik für die Glasindustrie“, HVG-Fortbildungskurs 2011, Verlag der deutschen glastechnischen Gesellschaft, Offenbach am Main, 2011
- [57] Abschlussbericht zum AiF- Forschungsvorhaben (AiF-Nr.: 14804 N): „Entwicklung eines Diesel-Crackers zur Synthesegaserzeugung für Brennstoffzellen“, Oel-Waerme-Institut gGmbH, 2008
- [58] Witton, M.: „Untersuchung zum Selbstzündverhalten von Pflanzenölen und Pflanzenmethylestern“, Masterarbeit, Universität RWTH Aachen / Oel-Waerme-Institut GmbH, Aachen / Herzogenrath, 2016
- [59] Gunstone, F. D., Harwood, J. L., Padley, F. B.: „The lipid handbook“, 3rd ed., Chapman and Hall, London, 2007