

**CO₂-neutraler Kessel: Nutzung von grünem Ammoniak als klimafreundliche
Alternative zur Verbrennung fossiler Brennstoffe
Teil 1: Grundlagenuntersuchung und Brennerentwicklung
(Akronym: Green-NH₃-Teil 1)
Projektlaufzeit: 01.08.2023 – 30.06.2025**



gefördert durch

Ministerium für Wirtschaft, Innovation,
Digitalisierung und Energie
des Landes Nordrhein-Westfalen



Projektpartner:

Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. Dr.-Ing. Anne Giese Hafenstraße 101 45356 Essen T: +49 (0) 201 3618-257 E: anne.giese@gwi-essen.de Förderkennzeichen: EFO 0197 A	Saacke GmbH Dr.-Ing. Christopher Rosebrock Südweststr. 13 28237 Bremen T: +49 (0) 421 6495 - 5624 E: c.rosebrock@saacke.com Förderkennzeichen: EFO 0197 B
---	---

Autoren:

Marcel Biebl, Bernd Feller, Bledar Islami, Nikola Lazaroski, Anne Giese

Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.

Johannes Burkert, Christopher Rosebrock

Saacke GmbH

Die Verantwortung für den Inhalt dieses Abschlussberichts liegt bei den Autoren.

Vorwort

Im vorliegenden Abschlussbericht werden die von den jeweiligen Projektpartnern erbrachten Arbeiten nicht gesondert gekennzeichnet. Aufgrund der engen und konstruktiven Zusammenarbeit während der Projektlaufzeit sind die inhaltlichen Beiträge der Partner in vielen Bereichen ineinander übergegangen. Eine explizite Trennung würde daher weder dem tatsächlichen Arbeitsverlauf noch dem Lesefluss gerecht. Der Bericht spiegelt somit das gemeinsame Ergebnis der kooperativen Projektarbeit wider.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	3
Tabellenverzeichnis.....	6
1 Einleitung und Motivation.....	7
2 Stand der Forschung und Motivation	10
2.1 H ₂ vs. NH ₃	10
2.2 Verwendung von Ammoniak als Brenngas in technischen Feuerungen	12
3 Forschungsziele und angestrebte Forschungsergebnisse	15
3.1 Forschungsziele	15
3.2 Angestrebte Forschungsergebnisse und innovativer Beitrag.....	16
4 Potentialanalyse und Grundlagenuntersuchung der NH₃-Nutzung in Warmwasser-, Dampf- und Kraftwerkskesseln	18
4.1 Einordnung der Ammoniaknutzung in NRW	18
4.2 Analyse der Prozessschritte von Kesselanlagen bzgl. NH ₃ -Nutzung sowie der verwendeten NO _x -Minderungsmaßnahmen.....	19
4.3 Bestimmung der relevanten Prozessparameter und möglicher Ammoniakmengen für die verschiedenen Substitutionsgrade	23
4.4 Reaktionskinetische Simulation von Verbrennungsprozessen mit Ammoniak	24
5 Experimentelle und numerische Grundlagenuntersuchungen mit Ammoniak als Brenngas	29
5.1 Experimentelle Untersuchung von NH ₃ -haltigen Brenngasen mit Brenner	29
5.2 Numerische Untersuchung des konventionellen Brennersystems.....	33
5.2.1 Energiebilanzierung der Verbrennung von Ammoniak vs. Methan.....	33
6 Entwicklung eines schadstoffarmen Brennersystems für die Ammoniaknutzung	36
6.1 Festlegung der Randbedingungen und des Brennerdesigns.....	36
6.2 Konstruktion und Fertigung des Brennersystems.....	39
6.3 Experimentellen Untersuchung des neu entwickelten Brennersystems	40
6.3.1 Modifikation und Optimierung des Brennersystems.....	43
6.3.2 Numerische Untersuchung des neu entwickelten Brennersystems.....	50
7 Übertragung der Erkenntnisse mittels CFD-Simulationen auf eine reale Anlage	57
7.1 Durchführung der Simulationen (GWI)	Fehler! Textmarke nicht definiert.
7.2 Turbulenz- und Verbrennungsmodellierung.....	57

7.3	Geometriemodellierung, CFD-Modellierung und Definition der Randbedingungen	58
7.4	CFD-Ergebnisse.....	59
8	Analyse und Bewertung, Aufzeigen von Hemmnissen, Erarbeitung von Lösungsstrategien	65
9	Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen.....	67
10	Erfolgte Veröffentlichungen/Verwertung.....	68
11	Literaturverzeichnis.....	69

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Erdgasverbrauch der Chemieindustrie in Deutschland 2008 – 2020 in Petajoule (Quelle: Statista.de, aufgerufen am 27.07.25).....	7
Abbildung 1.2: CO ₂ -Einsparung bei der Zumischung von H ₂ /NH ₃ ins Erdgas (Quelle: GWI).....	8
Abbildung 2.2: Handelsströme von H ₂ und seinen Derivaten in 2050 [8].....	12
Abbildung 2.3: Aerodynamische Stabilisierung von NH ₃ -Flammen mit sinkender Drallintensität von l. n. r., collagiert aus [9]	14
Abbildung 4.1: Kraftwerks- und Chemiestandorte kombiniert mit geplantem Wasserstoffkernnetz NRW 2025-2032; collagiert aus [24]	18
Abbildung 4.2: verschiedene Kesseltypen und Brennersysteme (Quelle: [[27], [28], [29]]).....	20
Abbildung 4.3: Abhängigkeiten der thermischen NO _x -Bildung von Temperatur und Luftzahl (Quelle: GWI).....	21
Abbildung 4.4: Entstehung von Stickoxiden	21
Abbildung 4.5: Elementflussanalysen des N-Elements für CH ₄ (oben), ein NH ₃ -/H ₂ -Gemisch (mittig) und für NH ₃ (unten) (Quelle: GWI).....	26
Abbildung 4.6: Einfluss der Verbrennungsluftstufung auf die Emissionen an NO _x (links) und N ₂ O (rechts) bei der Verbrennung von Ammoniak (Quelle: GWI).....	27
Abbildung 5.1: NH ₃ -Verdampferanlage am GWI (Quelle: GWI)	29
Abbildung 5.2: Aufnahme der Flammen an Position 1; resultierende Flammen in Abhängigkeit des NH ₃ -Anteils im Erdgas-	30
Abbildung 5.3: Aufnahme der Flammen an Position 2; resultierende Flammen in Abhängigkeit des NH ₃ -Anteils im Erdgas-NH ₃ und Wasserstoff-NH ₃ -Brenngasgemisch bei Nennleistung; obere Reihe: H ₂ , untere Reihe: Erdgas [16]	30
Abbildung 5.4: Resultierende Schadstoffemissionen in Abhängigkeit des NH ₃ -Anteils im Erdgas-NH ₃ -Brenngasgemisch [16]	31
Abbildung 5.5: Resultierende Schadstoffemissionen in Abhängigkeit des NH ₃ -Anteils im Wasserstoff-NH ₃ -Brenngasgemisch [16]	31
Abbildung 5.6: CFD-Analyse: Prozesseffizienzfaktor (li) und Wärmeübertragung über die Brennkammerwand (re).....	34
Abbildung 5.7: adiabate Flammentemperaturen von CH ₄ , H ₂ , NH ₃ und einem Brenngasgemisch für $\lambda = 1,2$	34
Abbildung 6.1: Strömungsprofil einer überkritischen Drallströmung. Entnommen aus [2]	37
Abbildung 6.2: Beispiel einer gestuften Verbrennung.....	38
Abbildung 6.3: CAD-Modell des konzipierten Feuerungssystems mit (1) dem Brenner und (2) der Vorbrennkammer	39
Abbildung 6.4: CAD-Modell des konzipierten Feuerungssystems mit (A) Primär-, (B) Sekundärluftzufuhr, (C) Gaszufuhr bzw. Lanze, (D) Drallerzeuger, (E) ausgemauerte Vorbrennkammer und (F) Luftdüsen.....	39
Abbildung 6.5: Versuchsinfrastruktur am GWI Essen e.V. (Quelle: GWI)	41
Abbildung 6.6: Einbausituation des Versuchsbrenners am 500 kW-Kessel (Quelle: SAACKE).41	

Abbildung 6.7: Bilder der resultierenden Flammen im 500 kW-Warmwasserkessel für verschiedene Einstellungen mit dem Blick seitlich auf den Brennermund	42
Abbildung 6.8: Emissionen der NH_3 Verbrennungsversuche für 70 kW, 150 kW und 300 kW: a) normierte NO_x -Emissionen, b) normierter NH_3 -Schlupf und normierte N_2O Emissionen.....	42
Abbildung 6.9: links: Anordnung der Tertiärluftdüsen in der Vorbrennkammer, rechts: exemplarische Konfiguration der Tertiärluftdüsen mit Reduzierungen und Stopfen (Quelle: SAACKE)	44
Abbildung 6.10: Exemplarischer Spezieskonzentrationsverlauf: Einfluss der Luftstufung auf die NO_x , N_2O und NH_3 - Konzentationen, $Q_{\text{th}} = 150$ kW, reiner Ammoniakbetrieb	44
Abbildung 6.11: Einfluss der geraden und schrägen Tertiärluftdüsen auf die Emissionen mit Luftstufung auf die NO_x , N_2O und NH_3 - Konzentationen, $Q_{\text{th}} = 150$ kW, reiner Ammoniakbetrieb.....	45
Abbildung 6.12: 3D-Modell des 250 kW-Kessels inklusive des neu entwickelten Brenners....	46
Abbildung 6.13: Flammenbilder für 150 kW und 100 % NH_3 in Abhängigkeit des Stufenluftanteils	47
Abbildung 6.14: Vergleich der Emissionen in Abhängigkeit des Stufenluftanteils für 150 kW und 250 kW Feuerungsleistung: a) normierte NO_x -Emissionen, b) normierter NH_3 -Schlupf und normierte N_2O Emissionen.....	47
Abbildung 6.15: Emissionen für 300 kW NH_3 -Erdgas Feuerung mit und ohne Luftstufung: a) normierte NO_x -Emissionen, b) normierter NH_3 -Schlupf und normierte N_2O Emissionen.....	48
Abbildung 6.16: resultierende Flammenbilder in Abhängigkeit des volumetrischen Ammoniakanteils (x_{NH_3}) im Brenngasgemisch mit Erdgas H	49
Abbildung 6.17: Temperaturverlauf ohne Luftstufung bei Brennerleistung 100 KW oben und 150 KW unten.....	51
Abbildung 6.18: Sauerstoffverlauf ohne Luftstufung bei Brennerleistung 100 KW oben und 150 KW unten	52
Abbildung 6.19: Axialgeschwindigkeit ohne Luftstufung bei Brennerleistung 100 KW oben und 150 KW unten.....	52
Abbildung 6.20: Stromlinien eingefärbt mit der Temperatur ohne Luftstufung bei Brennerleistung 100 KW oben und 150 KW unten	53
Abbildung 6.21: Temperaturverlauf bei Brennerleistung 100 KW oben und 150 KW unten mit Luftstufung.....	54
Abbildung 6.22: Sauerstoff Konzentration mit Luftstufung bei Brennerleistung 100 KW oben und 150 KW unten.....	54
Abbildung 6.23: Axialgeschwindigkeit mit Luftstufung bei Brennerleistung 100 kW oben und 150 kW unten.....	55
Abbildung 6.24: Stromlinien eingefärbt mit der Temperatur mit Luftstufung bei Brennerleistung 100 KW oben und 150 KW unten	56
Abbildung 7.1 Modellierung des Kessel-Brenner-Systems	59
Abbildung 7.2: Temperaturverteilung (Quelle: GWI)	60
Abbildung 7.3: OH-Verteilung (Quelle: GWI)	60
Abbildung 7.4: Sauerstoffverteilung (Quelle: GWI).....	61

Abbildung 7.5: Ammoniakverteilung(Quelle: GWI).....	62
Abbildung 7.6: Darstellung der Strömungsführung von Primär-, Sekundär- und Tertiärluft anhand von Stromlinien in der Brennkammer.....	63

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Vergleich der verbrennungstechnischen Kennwerte Wobbe-Index, Heizwert (volumen- und massebezogen) und der adiabaten Flammentemperatur für die Brennstoffe Ammoniak, Methan und Wasserstoff (Quelle: GWI und [6]).....	11
Tabelle 2.2: Vor- und Nachteile H ₂ -Transport [7]	11
Tabelle 7.1: CFD-Setup.....	58
Tabelle 7.2: Betriebsbedingungen	59

1 Einleitung und Motivation

Zur Erreichung der Klimaziele der Bundesrepublik Deutschland und der Europäischen Union muss der Einsatz von fossilen Brennstoffen und somit die Emissionen von Treibhausgasen wie Kohlendioxid (CO₂) in den Sektoren Industrie, Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Verkehr deutlich gesenkt werden. Durch die 2020 verabschiedete nationale Wasserstoffstrategie [1] wird vor Allem dem Energieträger Wasserstoff (H₂) und Wasserstoffderivaten in diesem Kontext eine über-geordnete Rolle in der zukünftigen Energielandschaft zugesprochen. In diesem Zusammenhang steigt die Notwendigkeit die anthropogenen CO₂-Emissionen in Thermoprozessanlagen der verschiedenen Industriebranchen wie z. B. Chemie, Eisen und NE-Metall, durch den Einsatz von erneuerbaren Gasen zu reduzieren.

Anhand der, vom Verband der chemischen Industrie e.V. veröffentlichten Zahlen für das Jahr 2020 ist zu erkennen, dass das Land NRW mit einem Anteil von > 28 % des Gesamtumsatzes und bundesweit den meisten Beschäftigten (> 85.000) den größten Branchenstandort darstellt. Mit der hohen Produktionskapazität der, in Nordrhein-Westfalen ansässigen chemischen Industrieunternehmen geht ein hoher Bedarf an elektrischer Energie, Dampf und Rohstoffen einher. Der Großteil der genannten Güter wird zurzeit noch mit Erdgas H gedeckt. Die nachfolgende **Abbildung 1.1** zeigt den Erdgasverbrauch der chemischen Industrie in Deutschland im Zeitraum von 2008 bis 2023. Wie zu erkennen ist, fiel der Großteil (312 Petajoule) des Erdgasverbrauchs 2020 auf die energetische Nutzung, beispielsweise zur Herstellung von Dampf.

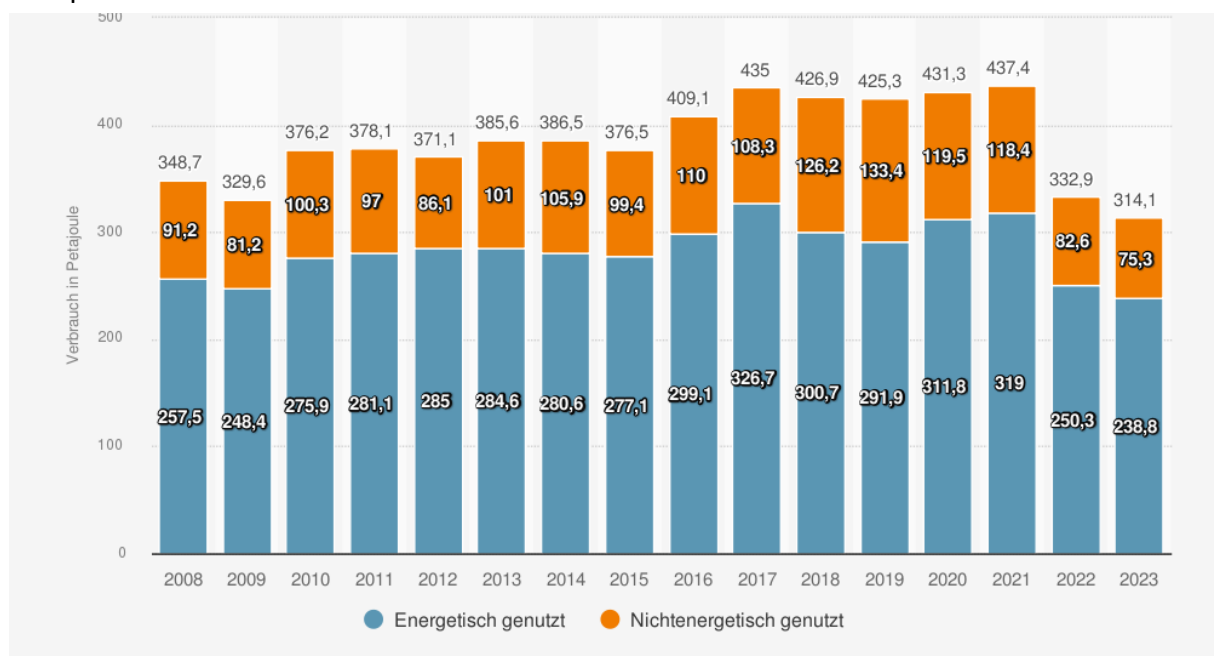


Abbildung 1.1: Erdgasverbrauch der Chemieindustrie in Deutschland 2008 – 2020 in Petajoule (Quelle: Statista.de, aufgerufen am 27.07.25)

Als Energieträger sowie als Rohstoff zur Erzeugung von chemischen Gütern ist der fossile Energieträger Erdgas nach wie vor von großer Bedeutung. Die aktuelle energiepolitische Situation zeigt nun mehr nochmals deutlich die steigende Relevanz einer Energiequellendiversität. Zur Gewährleistung der Versorgungs- und Produktionssicherheit der produzierenden Industrie ist

mehr denn je ein Richtungswechsel und eine Evaluierung bisher nicht betrachteter Energieträger gefragt. Die in diesem Kontext zielführende Dekarbonisierung der Industrie sollte insbesondere Strategien und Maßnahmen beinhalten, um die Emissionen von Treibhausgasen in der Industrie weitestgehend zu reduzieren. Auf der Suche nach alternativen Energieträgern, die bei einer Verbrennung kein CO₂ freisetzen, kann Ammoniak neben dem in der Öffentlichkeit eher diskutierten Wasserstoff (H₂) eine zunehmende Rolle spielen.

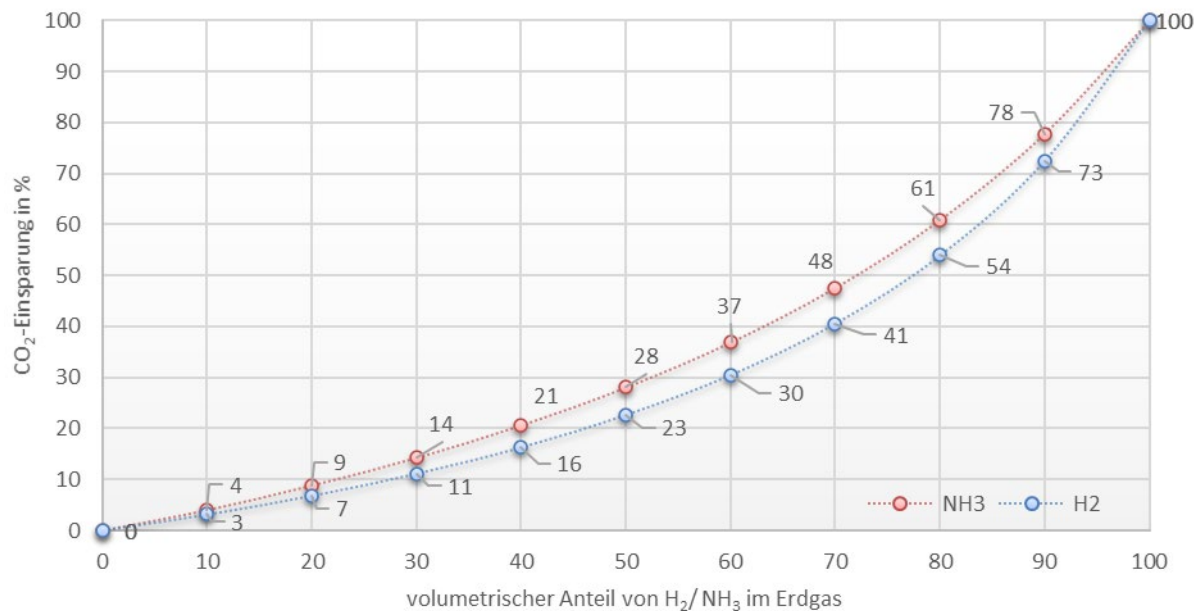


Abbildung 1.2: CO₂-Einsparung bei der Zumischung von H₂/NH₃ ins Erdgas (Quelle: GWI)

Das CO₂-Einsparpotential bei der Verwendung kohlenstofffreier Brenngase zeigt sich in der **Abbildung 1.2**. Gemäß den theoretisch ermittelten Daten ist bei einer Verwendung einer Brenngasmischung bestehend aus 75 Vol.-% Ammoniak und 25 Vol.-% Erdgas mit einer Halbierung der CO₂-Emission im Vergleich zu einer reinen Erdgasfeuerung zu rechnen. Im Idealfall würde bei einer vollständigen Substitution kein CO₂ emittiert und die Anlage damit vollständig dekarbonisiert werden. Grundsätzlich ist die Nutzung von Wasserstoff in diesem Kontext nicht weniger sinnvoll. In Anbetracht der Anlagengröße und installierten Leistung in der chemischen Industrie sind jedoch sehr hohe Energiemengen erforderlich. Hinsichtlich der Speicherung und des Transportes ist aus technischer Sicht der Ammoniak hierbei deutlich im Vorteil. Durch die energetisch weniger aufwändige Verflüssigung des Ammoniaks sind große Energiemengen sicher speicherbar und transportfähig. Zudem gehört das Handling von Ammoniak in der chemischen Industrie zum Tagesgeschäft. Die Investitionen für den Bau von Anlagen zur Herstellung von grünem Ammoniak nehmen aktuell weltweit rapide zu. Neben Standorten wie Noem, Namibia und Australien werden permanent weltweit klimatisch passende Produktionsstandorte zur Herstellung und Export von grüner Energie gesucht und weitere Megaprojekte initiiert [2], [3], [4].

Energetisch ist die Herstellung von NH₃ durch einen zusätzlichen katalytisch gesteuerten Herstellungsschritt (Haber-Bosch-Verfahren) mit einem erheblichen Aufwand verbunden, um aus

H_2 und N_2 NH_3 zu synthetisieren. Die energetische Herstellungseffizienz liegt für NH_3 aus dem Methanpfad bei rund 65 %. Für die Prozesskette zur Bereitstellung von „grünem“ NH_3 einschließlich seiner Speicherung, Transport und energetischen Verwertung inklusive Abgasreinigungsmaßnahmen bei der Verbrennung mit Luft soll in dem beantragten Projekt die Gesamteffizienz betrachtet werden. Dazu bedarf es einer detaillierten Analyse der Material- und Energiebilanzen sowie der ökonomischen Randbedingungen. Von besonderem Interesse ist dabei, wann das Gesamtverfahren wirtschaftlich werden kann. Für die wirtschaftliche Betrachtung sind insbesondere auch die Aufwendungen in der Abgasreinigung relevant. Bei der NH_3 -Verbrennung ist ohne Berücksichtigung von primären Maßnahmen mit hohen NO_x -Emissionen zu rechnen, aber auch N_2O sollte in Betracht gezogen werden, da sein THG-Potential 298-mal (GWP 100) größer ist als das von CO_2 . Um kostspielige Investitionen in Abgasnachbehandlungsverfahren (DENOX), wie z. B. SCR-Katalysatoren zu vermeiden, sollten die Primärmaßnahmen voll ausgeschöpft werden.

Soll Erdgas durch beispielsweise NH_3 ersetzt werden, muss neben dem Brennersystem (Feuerungssystem, Düsengeometrie, Armaturen) auch die Abgasreinigung, hier, die Entstickung, betrachtet werden. In der Regel sind bei Kesselanlagen CO , O_2 und NO_x nach TA Luft überwachungsbedürftig, während bei der NH_3 -Verbrennung auch der NH_3 -Schlupf eine Rolle spielen wird. Gelingt es nicht, allein primärseitig das NO_x zu mindern, müssten entweder über eine SNCR oder SCR aufwändige und kostenintensive Nachrüstungen erfolgen. NH_3 wäre dann gleichzeitig das Reduktionsmittel der Wahl, wobei die primäre Zielstellung seine vollständige Umwandlung in der Verbrennung zu H_2O und N_2 sein muss.

2 Stand der Forschung und Motivation

Ammoniak rückt als wasserstoffbasiertes Molekül in den Fokus, weil es sich im Vergleich zu Wasserstoff deutlich einfacher lagern, transportieren und skalieren lässt. Als seit Jahrzehnten global gehandelte Chemikalie stehen Speicher, Umschlag und Verteilnetze bereits in großem Umfang zur Verfügung. Die Verflüssigung bei moderaten Bedingungen und die hohe volumetrische Wasserstoffspeicherdichte ermöglichen große Energiemengen pro Tankvolumen, während bestehende Hafen-, Schienen- und Pipelineinfrastrukturen den Import und die Verteilung erleichtern. Damit eignet sich Ammoniak sowohl als Transport- und Speicherform für erneuerbaren Wasserstoff als auch zur direkten energetischen Nutzung. Kurz- bis mittelfristig eröffnet dies einen praktikablen Pfad zur CO₂-Minderung, insbesondere dort, wo eine direkte H₂-Versorgung noch nicht flächendeckend verfügbar ist. Die Verbrennung von Ammoniak stellt zugleich komplexe technische Anforderungen. Im Vergleich zu konventionellen Brennstoffen wie Wasserstoff weist NH₃ eine niedrige Reaktivität und enge Zündgrenzen mit Luft auf. Daraus resultieren ein erhöhtes Stabilitätsrisiko (Flammenabriss, Auslöschung). Emissionsseitig dominiert nicht der thermische NO-Pfad, sondern Fuel-N-Mechanismen über stickstoffhaltige Zwischenstufen; zusätzlich sind N₂O und NH₃-Schlupf als Nebenpfade zu berücksichtigen. Für den industriellen Einsatz bedeutet das: Brenner-, Mess- und Regelkonzepte müssen auf Stabilität, Effizienz und Emissionsminderung gleichermaßen ausgelegt werden. Zudem ist die Systemintegration (vom Brennraum bis zur Wärmerückgewinnung) ganzheitlich zu betrachten. Vor diesem Hintergrund bündelt das Kapitel den Stand der Technik und leitet die Motivation für die weiterführende experimentelle und numerische Untersuchung ab, um belastbare Leitlinien für die Auslegung und den Betrieb technischer Feuerungen mit Ammoniak zu entwickeln.

2.1 H₂ vs. NH₃

H₂ hat den auf ein kg bezogenen höchsten Energieinhalt mit rund 120 MJ/kg, bezogen auf das Volumen jedoch mit 10,8 MJ/m³_N einen geringeren volumetrischen Heizwert als NH₃ mit 14,2 MJ/m³_N, siehe auch **Tabelle 2.1**.

In **Tabelle 2.1** sind die unterschiedlichen Eigenschaften und Kennwerte von Methan (anstelle von Erdgas), Wasserstoff und Ammoniak gegenübergestellt. Diese unterschiedlichen Eigenschaften haben u. a. einen erheblichen technischen und energetischen Aufwand zur Speicherung von großen H₂-Mengen zur Folge (Komprimierung oder kryogene Verflüssigung). NH₃ hingegen lässt sich weitaus einfacher speichern und bei -33 °C unter Normdruck oder bei 20 °C und 9 bar verflüssigen, was den Transport im Vergleich zu H₂ erheblich vereinfacht. Transport- und Vertriebswege vor allem im maritimen Bereich existieren bereits. Ein weiterer Vorteil liegt in der Langzeitspeicherfähigkeit des flüssigen Ammoniaks, siehe auch [5]. Die Speicherung von Energie über einen längeren Zeitraum wird im Rahmen der Energiewende eine absolute Schlüsselrolle einnehmen.

Tabelle 2.1: Vergleich der verbrennungstechnischen Kennwerte Wobbe-Index, Heizwert (volumen- und massebezogen) und der adiabaten Flammentemperatur für die Brennstoffe Ammoniak, Methan und Wasserstoff (Quelle: GWI und [6])

	Einheit	CH ₄	H ₂	NH ₃
H _{i,vol}	MJ/m _N ³	35,83	10,80	14,14
H _{i,m}	MJ/kg	50,03	120,0	18,60
H _{s,vol}	MJ/m _N ³	39,75	127,76	1,09
H _{s,m}	MJ/kg	55,51	141,78	22,48
ρ _N	kg/m _N ³	0,716	0,09	0,76
W _s	MJ/m _N ³	53,28	48,24	22,0
O _{2min}	m _N ³ /m _N ³	2	0,5	0,75
L _{min}	m _N ³ /m _N ³	9,524	2,381	3,571
T _{ad} (λ = 1)	°C	1951	2106	1798
s _L (λ = 1)	cm/s	38,57	209	6,8
V _{abg,feucht} (λ = 1)	m _N ³ /m _N ³	10,52	2,88	4,82
V _{abg,trocken} (λ = 1)	m _N ³ /m _N ³	8,52	1,88	3,32
Zündgrenzen in λ ^[14]	-	0,58 – 2	0,14 – 10	0,71 – 1,59
Selbstzündtemperatur ^[14]	°C	630	520	650

Die Vor- und Nachteile der verschiedenen H₂-Transportmöglichkeiten sind in **Tabelle 2.2** dargestellt.

Tabelle 2.2: Vor- und Nachteile H₂-Transport [7]

	Technologie	Vorteile	Nachteile
Pipeline-transport	Komprimierter Wasserstoff (CGH ₂)	- Etablierte Technologie - Günstige Transportoption (bei kurzen Distanzen bzw. großen Mengen) - Kostengünstige Umwidmung von Gasleitungen möglich	- Entwicklungsbedarf bei H₂-Verdichtern - Materialverträglichkeitsprüfung bei bestehenden Leitungen erforderlich
	Verflüssigter Wasserstoff (LH ₂)	- Verflüssigung in kleinem Maßstab etabliert, Konzepte für große Verflüssiger verfügbar - Transport hochreinen H₂, hohe volumetrische H₂-Dichte - Kompatibilität mit LH₂-Trailertransport - Verdampfung im Importland für Weitertransport via Pipeline unproblematisch	- Hoher Energiebedarf der Verflüssigung (bis zu 30 % der transportierten Energiemenge) - Geringe Transporttemperaturen erforderlich + Transportverluste („boil-off“) - Schiffe mit großen LH₂-Tanks bisher nur als Prototyp - Umrüstung bestehender LNG-Terminals aufwändig
	Ammoniak (NH ₃)	- Hohe volumetrische H₂-Dichte - NH₃ wird bereits heute als Commodity gehandelt → existierende Technologien, Lieferketten und Verfahren	- Cracking (noch) nicht ausgreift (nur im kleinen Maßstab verfügbar), hoher Energiebedarf - Ggfs. Aufreinigung H₂ und N₂ erforderlich - Toxizität
	Flüssigorganische Wasserstoffträger (LOHC)	- Hohe volumetrische H₂-Dichte - LOHC-Transport auch via Trailer möglich	- Kapitalintensiv (Schiffe + Trägersubstanzen) - Energiebedarf bei Dehydrierung - Entwicklungsbedarf bei großen Reaktoren für Hydrogenierung und Dehydrogenierung

Abbildung 2.1 zeigt mögliche Importrouten von H₂ aus Regionen, in denen die Erzeugung aus Windkraft oder Photovoltaik deutlich effizienter ist. Hier zeigt sich der große Vorteil der einfacheren Speicherfähigkeit von Ammoniak.

Hinsichtlich behördlicher Auflagen und Betriebssicherheiten ist nicht zuletzt das geringere Explosionspotential der Lagerung von NH_3 im Vergleich zu Wasserstoff zu erwähnen.

Major flows of hydrogen and derivatives, million tons hydrogen equivalent in 2050

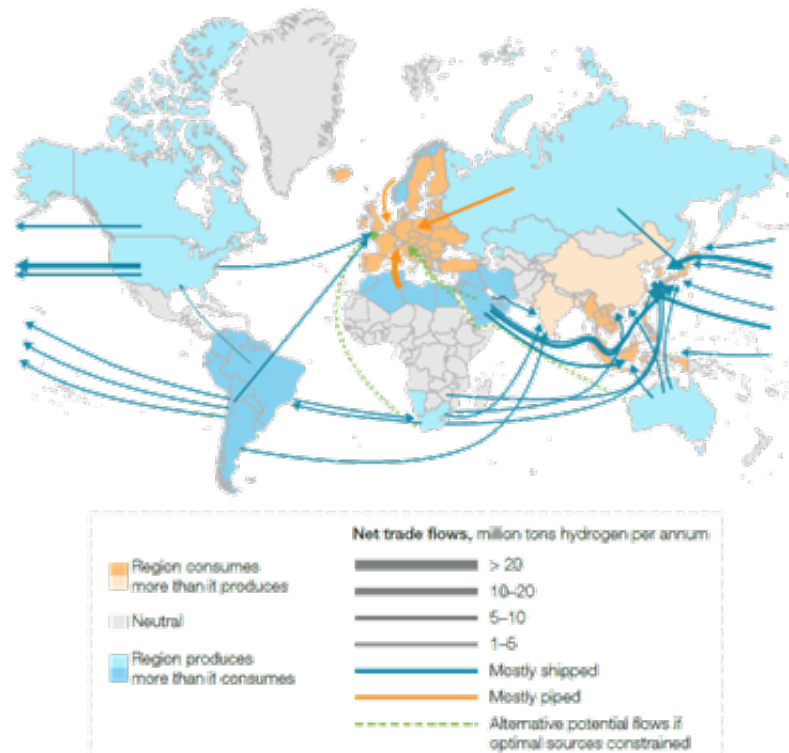


Abbildung 2.1: Handelsströme von H_2 und seinen Derivaten in 2050 [8]

2.2 Verwendung von Ammoniak als Brenngas in technischen Feuerungen

Der Einsatz von NH_3 als Brennstoff für Feuerungsanlagen beschränkt sich bisher überwiegend auf Anwendungen im Forschungsbereich und auf Demonstrationsanlagen. Erst die gestiegene Bedeutung von grünem Wasserstoff als CO_2 -neutraler Brennstoff hat die Frage nach der Speicherung und dem Transport großer Energiemengen aufgeworfen. In diesem Kontext hat Ammoniak gegenüber Wasserstoff beim Transport über große Strecken einen deutlichen Vorteil, siehe vorherige Ausführungen. Ammoniak dann vor Ort wieder aufzuspalten, würde einen deutlichen Mehraufwand an Energie und Kosten bedeuten, deshalb wird sich aktuell mit dem Thema Ammoniak als Brennstoff national und international intensiv beschäftigt.

Die Stabilisierung von NH_3 -Brennerflammen stellt sich aufgrund der Verbrennungseigenschaften von Ammoniak als anspruchsvoll dar [9]. Kujiraoka et al. [10] führten Experimente zur Co-Feuerung von NH_3 in einem schwerölbetriebenen 10 kW-Ofen zum Brennen von Zementklinkern durch, wobei der Schwerpunkt der Untersuchungen auf einem möglichen Einfluss der NH_3 -Zumischung auf die Materialeigenschaften der gebrannten Klinker lag. Daneben sind experimentelle Studien zum Strahlungsverhalten von Flammen aus der nicht vorgemischten $\text{NH}_3/\text{N}_2/\text{O}_2$ -Verbrennung dokumentiert [11]. Der Beitrag von Li et al. [12] beschreibt Untersuchungen an einem einfachen Rohrbrennermodell zur Ermittlung von Flammengeschwindigkeiten und NO_x -Emissionen von H_2/NH_3 -Flammen. Durch das Mischen beider Gase soll ein

Brenngas mit gegenüber den Einzelgasen günstigeren Verbrennungseigenschaften gebildet werden. In Ausführungen von Kobayashi [6] werden 162 ppm NO durch eine zweistufige Fahrweise des Brenners bei der NH_3 -Verbrennung erreicht. Deshalb werden viele der Anlagen mit gestufter Luftzufuhr und gegebenenfalls Rauchgasrezirkulation betrieben. Je nach Anforderung der TA Luft für den eingesetzten Brennstoff und die Leistungsgröße muss jedoch auch auf das SNCR-Verfahren als Sekundärmaßnahme zurückgegriffen werden. Für einen Brennstoffwechsel in bestehenden Anlagen, z. B. von Erdgas auf Ammoniak, müsste der Brenner an die veränderte Zünd- und Abbrandcharakteristik entsprechend angepasst werden. Da die anschließenden Geometrien zur Wärmeübertragung nicht oder nur geringfügig anpassen lassen, muss der Abbrand im bestehenden Brennersystem auch bei einem Brennstoffwechsel von beispielsweise Erdgas auf Ammoniak abgeschlossen sein, um Verschmutzungen durch rußende Flammen beim Einsatz von beispielsweise Erdgas oder Strahlenbildung durch unzureichende Vermischung etc. zu vermeiden. Von besonderer Bedeutung ist dabei die Stabilisierung der Flamme, da NH_3 eine niedrige laminare Flammengeschwindigkeit mit 0,07 m/s im Vergleich zu Methan mit 0,37 m/s aufweist und als „zündunwillig“ gilt. Die Zündgrenzen von NH_3 sind mit Luftzahlen zwischen 0,63 und 1,4 eng, verglichen mit Methan, diese liegen zwischen 0,5 und 1,7 [6].

Der aktuelle Forschungs- und Entwicklungsstand zur energetischen Nutzung von Ammoniak (NH_3) ist durch eine hohe Dynamik geprägt, jedoch im Vergleich zur Wasserstoffnutzung (zahlreiche nationale und internationale Projekte noch selten). Vorliegende Arbeiten adressieren insbesondere die reaktionskinetische Beschreibung der NH_3 -Oxidation [13] und erste Demonstrationen in Thermoprozessfeuerungen liegen grundlegende Untersuchungen zu Brennerkonzepten und Betriebsgrenzen vor [9]. Insgesamt wird übereinstimmend berichtet, dass NH_3 aufgrund niedriger Reaktivität, enger Zündgrenzen (mit Luft) und hoher minimaler Zündenergie eine verminderte Verbrennungsstabilität aufweist; die laminare Flammengeschwindigkeit ist deutlich geringer als bei CH_4 bzw. H_2 [6], [14], [15].

Zünd- und Stabilitätsverbesserung. Zur Anhebung der Reaktivität werden zwei Pfade verfolgt:

1. Brennstoffseitig durch Zumischung von H_2 oder teilweises Cracking von NH_3 zu H_2/N_2 , was Zündverzug und Zündenergie senken und die Löschneigung vermindern kann [9].
2. aerodynamisch-konstruktiv durch geeignete Strömungsführung (z. B. Drallerzeugung). Beispielhaft zeigt **Abbildung 2.2** eine NH_3 -Luft-Flamme (8 kW, $\lambda = 1,2$) mit ausgeprägter Stabilisierung ab Drallzahlen von $S \geq 0,5$, während bei $S = 0,3$ eine stark fluktuierende, technisch unzureichende Flamme auftritt [16].

Flammenüberwachung: Die Auswahl geeigneter Überwachungskonzepte ist nicht trivial, da sich Überwachungssignale mit der Gaszusammensetzung verändern. Studien zeigen bei Zumischung von H_2 zu Erdgas etwa ansteigende IR-Signale, jedoch abnehmende UV- und Ionisationssignale [17]. Für NH_3 -Flammen werden analoge Verschiebungen erwartet; die Ableitung robuster Überwachungsstrategien erfolgt häufig unter Rückgriff auf Befunde aus H_2 -Flammen (gemeinsame Zwischenprodukte, u. a. OH).



Abbildung 2.2: Aerodynamische Stabilisierung von NH_3 -Flammen mit sinkender Drallintensität von l. n. r., collagiert [9]

Emissionen und Minderungsstrategien: In technischen Feuerungen mit CH_4 oder H_2 dominiert thermisches NO (Zeldovich-Mechanismus) [18], während bei NH_3 Fuel-N-NO über NH_x -Zwischenstufen maßgeblich ist [18], [19], [20]. Emissionsmindernde Verbrennungsführung zielt auf Vermeidung lokaler Temperaturspitzen und Beeinflussung der Verweilzeiten in heißen Zonen. Hierzu zählen interne Rezirkulation, Abgasrezirkulation, Eindüsung von Kühlmedien (Wasser/Dampf) sowie zonierte Verbrennung (am/ im Brenner oder über separate Kammern) [21]. Eine Sonderform stellt die flammlose Verbrennung (MILD) dar, die in industriellen Brennern bereits breit eingesetzt wird [22]. Der Stand der Technik zeigt, dass NH_3 als Brennstoff prinzipiell einsetzbar ist, jedoch enge Stabilitätsfenster und spezifische Emissionspfade adressiert werden müssen.

3 Forschungsziele und angestrebte Forschungsergebnisse

3.1 Forschungsziele

Wie bereits im vorangegangenen Kapitel dargelegt, stellt die Reduktion von CO₂-Emissionen im chemischen und kraftwerkstechnischen Sektor eine zentrale Herausforderung dar. Eine vielversprechende Möglichkeit zur Dekarbonisierung dieses Industriebereichs bietet der Einsatz von Ammoniak zur Erzeugung von Prozesswärme und -dampf. Ziel des Forschungsvorhabens war es daher, die Auswirkungen von Ammoniakzumischungen in Erdgas sowie die vollständige Nutzung von Ammoniak als Brennstoff zu untersuchen. Neben den technischen Fragestellungen standen auch wirtschaftliche Aspekte im Fokus, wie etwa die Bewertung von Mehraufwendungen für Rauchgasreinigungen und die Vergleichbarkeit von grünem Ammoniak mit Wasserstoff als Energieträger. Auf Grundlage der gewonnenen Erkenntnisse sollten konkrete Nutzungsmöglichkeiten und Potenziale für das Bundesland Nordrhein-Westfalen abgeleitet werden. Im Rahmen des Projekts wurden folgende Aspekte betrachtet:

1. Begleitende Einordnung der Ammoniaknutzung in NRW

Ergänzend zu den geplanten technischen Untersuchungen wurde eine erste grobe Abschätzung der Einsatzpotenziale und Kostenstrukturen von grünem Ammoniak vorgenommen. Ziel war eine Einordnung möglicher Anwendungen in NRW unter Berücksichtigung bestehender Infrastruktur und eines Vergleichs mit Wasserstoff als Energieträger.

2. Untersuchung der Auswirkungen unterschiedlicher Ammoniakbeimischungen auf den Verbrennungsprozess

Ein zentrales Ziel war die Analyse des Verbrennungsverhaltens von Ammoniak-Erdgas-Gemischen sowie von reinem Ammoniak in semi-industriellen Feuerungsanlagen. Hierzu wurden reaktionskinetische Studien mit experimentellen Untersuchungen kombiniert. Für eine fundierte Brenner- und Feuerraumauslegung wurden Kenngrößen wie Zündverzugszeiten und Flammgeschwindigkeiten ermittelt. Im Mittelpunkt standen dabei Aspekte wie Effizienz, Wärmeübertragung, Temperaturverteilungen, Emissionsverhalten (v. a. NO_x und N₂O) sowie sicherheitstechnische Fragestellungen. Die Untersuchungen wurden praxisnah an Warmwasserkesseln und Hochtemperaturöfen mit Leistungen von 20 kW bis 300 kW durchgeführt.

3. Bewertung der Emissionscharakteristik unter besonderer Berücksichtigung von NO_x und N₂O

Durch den Einsatz kommerzieller Brennersysteme konnte analysiert werden, inwiefern bestehende Technik zur Ammoniakverbrennung geeignet ist. Die Ergebnisse wurden mit einem neu zu entwickelnden Brennersystem verglichen. Ziel war es, die Emissionsverläufe bei verschiedenen Ammoniakbeimischungen differenziert zu bewerten. Die experimentellen Ergebnisse wurden durch Literaturdaten ergänzt und zur Bewertung der Notwendigkeit zusätzlicher Rauchgasreinigungsmaßnahmen herangezogen.

4. Numerische Simulation von Feuerungsprozessen mit Ammoniak

Parallel zu den experimentellen Untersuchungen wurden numerische Simulationsmodelle (CFD – Computational Fluid Dynamics) entwickelt, um detaillierte Einblicke in die Strömungs-

und Reaktionsvorgänge innerhalb der Feuerungssysteme zu erhalten. Diese Modelle ermöglichen eine realitätsnahe Nachbildung von Wärmeübergang, Schadstoffbildung und Temperaturverteilung bei der Warmwasser- und Dampferzeugung unter NH_3 -Betrieb.

5. Übertragbarkeit und industrielle Umsetzung der Projektergebnisse

In einem aufbauenden zweiten Projektteil sollen die erzielten Erkenntnisse zeitnah in eine industrielle Demonstration überführt werden. Erste Gespräche mit potenziellen Industriepartnern wurden bereits aufgenommen und intensiviert, um eine praxisnahe Skalierung vorzubereiten.

3.2 Angestrebte Forschungsergebnisse und innovativer Beitrag

Ziel der Arbeiten ist es, ein belastbares, praxisrelevantes Verständnis der Verbrennungseigenschaften von Ammoniak sowie Ammoniak-Erdgas-Gemischen zu erarbeiten und daraus konkrete Auslegungs- und Betriebsleitlinien abzuleiten. Hierzu werden reaktionskinetische Modellierungen mit systematischen Labor- und Technikumsversuchen verknüpft, um grundlegende Kenngrößen wie Zündverzugszeiten, laminare Flammengeschwindigkeiten, Stabilitätsfenster und Emissionsverhalten konsistent zu erfassen. Die so gewonnenen Daten bilden die wissenschaftliche Grundlage für eine sichere, effiziente und emissionsarme Feuerungsauslegung.

Auf dieser Basis werden die Auswirkungen variabler Ammoniakzumischraten auf Effizienz, Emissionen und Wärmeübertragung in Warmwasserkesseln quantifiziert. Im Fokus stehen Prozesseffizienz, die Bildung von Schadstoffen (insbesondere NO_x und N_2O sowie NH_3 -Schlupf) und daraus abgeleitete betriebliche Anforderungen. Die Ergebnisse liefern belastbare Aussagen zu potenziellen Herausforderungen im praktischen Betrieb und zeigen, in welchen Bereichen Anpassungen der Wärmeübertrager- und Abgasführung sinnvoll sind, um Gesamtnutzungsgrade zu sichern.

Parallel dazu wird ein bestehendes, kommerzielles Brennersysteme hinsichtlich der Eignung für Ammoniak- und Mischgasbetrieb bewertet und mit einem neu zu entwickelnden Ammoniak-Brenner verglichen. Ziel ist die Identifikation und Demonstration von Technologien, die eine stabile Flammenanbindung bei gleichzeitig niedrigen Emissionen ermöglichen, sowie die Ableitung von Designparametern (z. B. Geometrie, Brennstoffeintrag, Luftführung), die sich auf weitere Anlagen übertragen lassen. Ergänzend werden die Feuerungsprozesse numerisch mittels CFD abgebildet, um Strömungs-, Wärme- und Reaktionsvorgänge dreidimensional zu analysieren und die beobachteten Emissionstendenzen und Wärmeübertragungscharakteristika zu bewerten. Die Kopplung von Experiment und Simulation ermöglicht es, Ursache-Wirkungs-Beziehungen aufzulösen, Parameterräume effizient zu durchsuchen und robuste Auslegungs- und Betriebsstrategien für den breiten Einsatz abzuleiten.

Die Dekarbonisierung industrieller Wärmeherzeugung stellt eine zentrale Herausforderung für die Energiewende dar. Während Wasserstoff vielfach diskutiert wird, ist Ammoniak als kohlenstofffreier Brennstoff mit speicherbaren und transportierbaren Eigenschaften in der industriellen Anwendung bisher kaum erforscht. Das Vorhaben leistet einen wesentlichen Beitrag zur Bewertung der technischen Machbarkeit von Ammoniak als Brennstoff für industrielle Verbrennungsprozesse. Durch die Kombination von experimentellen Untersuchungen, reaktionskinetischen Modellen und numerischen Simulationen werden fundierte Erkenntnisse über die sicherheitstechnischen, energetischen und emissionsbezogenen Auswirkungen der Ammoniaknutzung generiert. Der Fokus liegt dabei auf einer praxisnahen Umsetzung an industriellen Versuchsanlagen und der Übertragbarkeit auf reale Systeme. Darüber hinaus ermöglicht die begleitende wirtschaftliche Analyse eine erste Standortbewertung für NRW und liefert Entscheidungsgrundlagen für Politik und Industrie. Das Projekt stärkt somit die Akzeptanz und das Vertrauen in alternative Brennstoffe und schafft technische Voraussetzungen für den breiteren Einsatz von Ammoniak in industriellen Feuerungsprozessen.

4 Potentialanalyse und Grundlagenuntersuchung der NH₃-Nutzung in Warmwasser-, Dampf- und Kraftwerkskesseln

Der industrielle Dampfherstellungsprozess am Beispiel der Chemieindustrie wird nachfolgen auf die Nutzungspotenziale von Ammoniak und Erdgas-Ammoniak-Gemischen analysiert. Initial wird mit der Einordnung der Ammoniaknutzung in NRW begonnen und die aktuelle sowie die perspektivische Situation von Kraftwerks- und Chemiestandorten in NRW im Hinblick auf eine potenzielle Ammoniaknutzung betrachtet. Im weiteren Verlauf wird Ammoniak als mögliches Brenngas für Warmwasser- und Dampfkessel näher beleuchtet und entsprechende Anlagentypen vorgestellt. Grundsätzlich unterscheiden sich Erdgas und Ammoniak in verschiedenen physikalischen und verbrennungstechnischen Kenngrößen wie der Dichte, dem Heizwert und adiabaten Verbrennungstemperaturen teils deutlich. Daher gilt es, die Auswirkungen auf das Verbrennungsverhalten verschiedener NH₃-Zumischungsgrade bis zur reinen Ammoniaknutzung zu untersuchen. Zu den wichtigen Aspekten zählen z. B. die Wärmeübertragung, Schadstoffentstehung und das Strömungsverhalten.

4.1 Einordnung der Ammoniaknutzung in NRW

Die Nutzung von Ammoniak im Kraftwerks- und Chemiesektor ist gegenwärtig vor allem als kurz- bis mittelfristige Option zur Reduktion von CO₂-Emissionen zu bewerten. **Abbildung 4.1** verdeutlicht, dass insbesondere die Chemiestandorte in Nordrhein-Westfalen aufgrund ihrer Lage an Wasserstraßen sowie vorhandener Terminal- und Verteilinfrastrukturen für Ammoniak günstige Voraussetzungen aufweisen. Die überwiegend am Rhein gelegenen Chemie-parks können perspektivisch unmittelbar über den im Duisburger Binnenhafen entstehenden Ammoniakhub mit großen Mengen versorgt werden. Die Inbetriebnahme der dortigen Lager-einrichtungen ist für das Jahr 2025 vorgesehen [23].

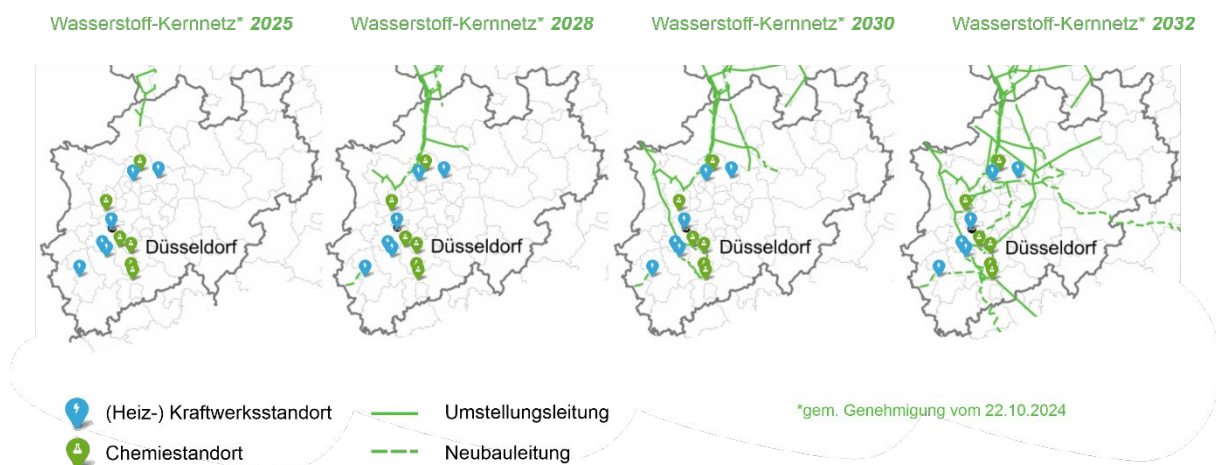


Abbildung 4.1: Kraftwerks- und Chemiestandorte kombiniert mit geplantem Wasserstoffkernnetz NRW 2025-2032; collagiert aus [24]

Auch an einer Reihe von Kraftwerksstandorten bestehen infrastrukturelle Bedingungen, die eine zeitnahe Umsetzung der energetischen Ammoniaknutzung ermöglichen. Neben der häufigen Anbindung an Wasserstraßen verfügen nahezu alle Standorte über eine leistungsfähige Schieneninfrastruktur, sodass die Belieferung per Kesselwagen technisch umsetzbar ist. Darüber hinaus existieren in NRW mehrere Kraftwerksstandorte, an denen aufgrund von bestehenden oder derzeit nicht genutzten Rauchgasentstickungsanlagen großvolumige Ammoniak-tanklager vorhanden sind. Ein Beispiel hierfür stellt das Kraftwerk Westfalen der RWE Generation in Hamm dar, an dem die erforderliche Infrastruktur bereits vorliegt und kurzfristig für eine alternative Nutzung adaptiert werden könnte [25]. Die zeitlich begrenzte Relevanz der Ammoniaknutzung wird auch durch die Ausbauplanung des nationalen Wasserstoffkernnetzes deutlich (vgl. **Abbildung 4.1**). Dieses sieht eine stufenweise Inbetriebnahme bis zum Jahr 2032 vor und berücksichtigt dabei explizit die wesentlichen Chemie- und Kraftwerksstandorte in NRW. Eine direkte Versorgung mit Wasserstoff ist aufgrund des erforderlichen infrastrukturellen Aufwands jedoch nicht vor 2030 realisierbar. Ammoniak stellt somit eine Übergangstechnologie dar, die eine Dekarbonisierung der genannten Standorte bis zur vollständigen Integration in das Wasserstoffnetz ermöglicht.

4.2 Analyse der Prozessschritte von Kesselanlagen bzgl. NH₃-Nutzung sowie der verwendeten NO_x-Minderungsmaßnahmen

Im Allgemeinen können Kesselanlagen weiter in Dampfkessel, Heißwasserkessel und Thermalölerhitzer unterteilt werden. Bei Brennersystemen für die jeweiligen Kesselanlagen handelt es sich, neben Mehrbrennersystemen bei großen Kraftwerkskesseln, meist um Einzelbrennersysteme im Leistungsbereich bis ca. 100 MW, die entweder in einer vertikalen Brennkammer als Deckenfeuerung oder in einer Horizontalbrennkammer als Seitenfeuerung ausgeführt sind [26], [27], siehe auch **Abbildung 4.2**. Den, in der Regel mit dem Arbeitsmedium (Wasser, Prozessdampf oder Thermalöl) gekühlten Brennkammern sind weitere Wärmeübertragerflächen nachgeschaltet, um das Arbeitsmedium energieeffizient zu erhitzen. Als Brennstoffe werden zurzeit noch überwiegend fossile Energieträger verwendet. Als technisch relevant für Kesselfeuerungen sind die Brennstoffe Kohle (Steinkohle, Braunkohl), Öl (Leicht – und Schweröl) sowie Erdgas und Biogas zu nennen.

Die Wahl des Brennstoffes der jeweiligen Kesselanlagen folgt neben spezifischen Standortkriterien (Brennstoffvorkommen) auch weiteren Anforderungen wie Schnellstartverhalten, Laständerungsgeschwindigkeiten und nicht zuletzt Wirtschaftlichkeit hinsichtlich der Einhaltung der behördlichen Emissionsgrenzwerte. Bezüglich letzterer Kriterien zeigen sich vor allem Gasfeuerungen von Vorteil. Moderne Gasbrennersysteme für Kesselfeuerungen ermöglichen einen stickoxidarmen Betrieb ohne Sekundärmaßnahmen (SCR, SNCR) und sorgen damit für die Einhaltung länderspezifischen Emissionsvorschriften, wie z.B. BImSchV. Durch den Wegfall einer Rauchgasnachbehandlung (E-Filter, Rauchgasentschwefelung, Entstickung, etc.) liegen diese Anlagen auch wirtschaftlich im Vorteil.

Technisch realisiert werden die geringen Stickoxidemissionen durch praxisbewährte Primärmaßnahmen, wie z. B. Low-NO_x-Brenner, einer Luft- / Brennstoffstufung, Abgasrezirkulation oder die Eindüsung von Wasserdampf [21].

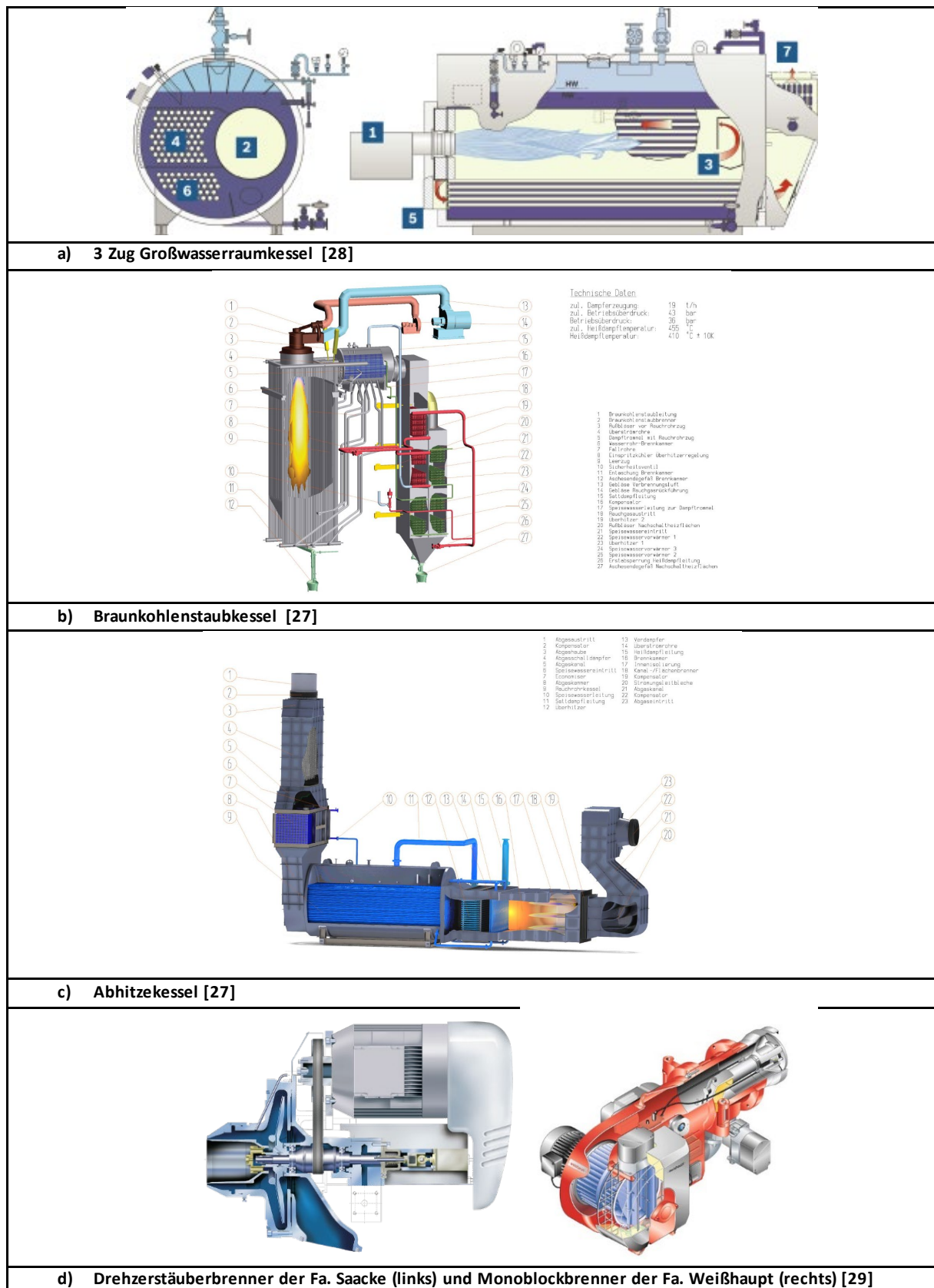


Abbildung 4.2: verschiedene Kesseltypen und Brennersysteme (Quelle: [[27], [28], [29]])

Die Bildung von NO_x -Emissionen (zusammengefasst aus Stickstoffmonoxid (NO) und Stickstoffdioxid (NO_2)) ist abhängig von der Temperatur des Verbrennungsprozesses und der Zusammensetzung des Brennstoffs und Oxidationsmittel. Sie sind gesundheits- und klimaschädlich und müssen deshalb begrenzt werden. Die Bildung von thermischem NO_x hängt mit der Temperatur im Brennraum (lokale Temperaturspitzen) und der Sauerstoffkonzentration während der Verbrennungsprozess sowie den Aufenthaltszeiten in den heißen Zonen zusammen, siehe **Abbildung 4.3**. Im Brennstoff gebundene Stickstoffverbindungen sind verantwortlich für die Bildung des sogenannten Brennstoff- NO_x [30], siehe **Abbildung 4.4**.

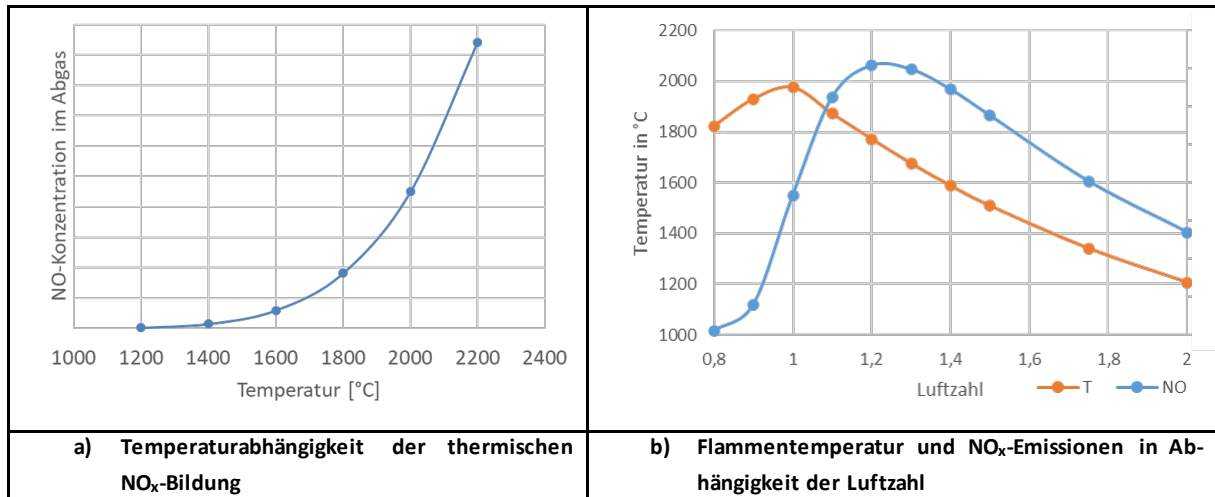


Abbildung 4.3: Abhängigkeiten der thermischen NO_x -Bildung von Temperatur und Luftzahl (Quelle: GWI)

Neben NO_x ist auch N_2O (Lachgas) eine relevante Schadstoffspezies, die ebenfalls ein Treibhausgas ist. N_2O kann entweder direkt aus molekularem Stickstoff, Sauerstoff und einem inerten Stoßparameter unter erhöhtem Druck entstehen oder über die Reaktion von NH_i -Radikalen mit NO unter Freisetzung von Wasserstoff.

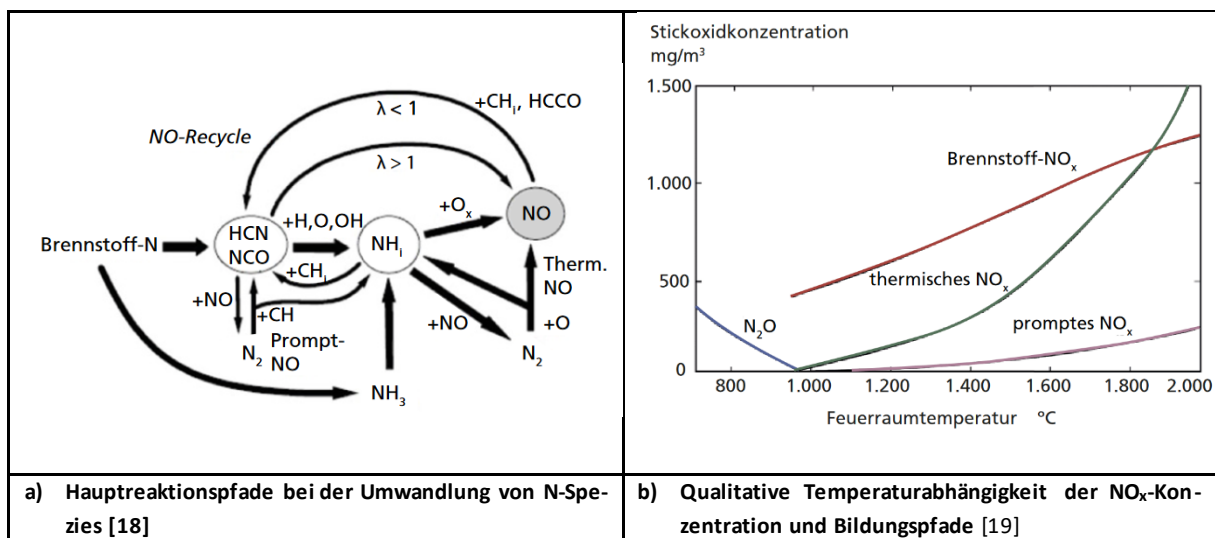


Abbildung 4.4: Entstehung von Stickoxiden

Bei höheren Temperaturen zerfällt N_2O entweder zu N_2 oder kann mit Sauerstoff weiter zu NO reagieren [30]. Oberhalb von Temperaturen von 1.300 °C nimmt der Anteil an thermischen

NO durch die Dissoziation von O_2 zu elementarem O und der Reaktion mit N_2 deutlich zu. Bei Maßnahmen zur NO_x -Reduzierung werden zwei Kategorien unterschieden, die primären und die sekundären Maßnahmen. Bei primären Maßnahmen soll die Entstehung von NO_x weitestgehend in der Feuerung vermieden werden, indem auf das Sauerstoff- bzw. Stickstoffangebot, die Verbrennungstemperatur sowie die Verweilzeit Einfluss genommen wird. Praktisch angewandt wird dies bislang durch Oxidationsmittelstufung (Luftstufung), Brennstoffstufung, Abgasrückführung oder auch generell durch eine nah-stöchiometrische Verbrennung.

Bei der Luftstufung wird zuerst nur ein Teil der benötigten Verbrennungsluft zugegeben. Das sorgt lokal für unterstöchiometrische Verhältnisse von Brennstoff und Luft. Auf diese Weise wird der vorhandene Sauerstoff durch die energiereichen Reaktionen verbraucht, bevor er für die verhältnismäßig langsame NO_x -Bildung zur Verfügung steht. In einer sekundären Reaktionszone wird dann die restliche Luft dem Brennraum zugeführt. Die Anordnung der Sekundärluftzugabe bestimmt die Verweilzeit in der ersten Stufe. Beispielsweise kann bei zu geringen Verweilzeiten eine Luftzugabe in der zweiten Stufe zu einer erhöhten NO_x -Bildung führen [31].

Bei der Brennstoffstufung wird zusätzlicher Brennstoff in das aus der Primärstufe gebildete Abgas eingeführt, so dass in der ersten Stufe bereits gebildete NO zu N_2 reduziert wird [30].

Bei der internen Abgasrückführung (z. B. bei Drallflammen) wird das heiße Rauchgas in die Reaktionszone zurückgesaugt. Bei der externen Abgasrückführung wird das bereits gereinigte und gekühlte Rauchgas zurück in die Brennkammer geführt. In beiden Fällen findet eine Absenkung der lokalen O_2 -Partialdrücke statt, was die NO_x -Bildung unterdrückt. Detailliert wurden diese beiden Optionen für die Glasindustrie in den AiF-Forschungsprojekten Verdünnte Verbrennung I und II untersucht [32], [33].

Die Luftstufung mit interner Abgasrückführung ist technisch am ITC/KIT als CUTNOX [34] Verfahren für die Verbrennung fester Stoffe umgesetzt worden. Ein ähnliches Verfahren wird von Firma MARTIN als Very-Low- NO_x (VLN)-Verfahren in der Abfallverbrennung [35] angeboten. Sekundärmaßnahmen zur Stickoxidminderung kommen erst zur Anwendung, wenn die Primärmaßnahmen nicht zur Einhaltung der nach der BImSchV bzw. der TA-Luft festgelegten NO_x -Emissionen Grenzwerte ausreichen. Die Sekundärmaßnahmen umfassen Abscheideverfahren, die bereits entstandene und somit im Abgas enthaltene Stickoxide mindern. Gängige Praxis sind neben einer technischen Nachverbrennung reduktive Verfahren mittels selektiver katalytischer Reduktion (SCR-Katalysatoren mit Zugabe von Ammoniak) und selektive nicht-katalytische Entstickung (SNCR: Eindüsung von Ammoniakwasser oder Harnstoff in die Brennkammer). Generell sollten zuerst Primärmaßnahmen ausgeschöpft werden, um zusätzliche Kosten oder einen erhöhten Energieaufwand durch sekundäre Maßnahmen zu vermeiden. Zusammenfassend ist zu erwähnen, dass im Rahmen der Analyse der Prozessschritte und Brennersysteme von Kesselanlagen festgestellt werden konnte, dass den primären NO_x -Minderungsmaße eine besondere Relevanz zugesprochen werden sollte. Während konventionelle Brennersysteme für die Verbrennung von Erdgas H beispielsweise über Luft- oder Brennstoffstufungen oder einer externen Rauchgasrezirkulation verfügen, um die thermisch erzeugten

Stickstoffoxide zu vermindern, muss bei stickstoffreichen Brennstoffen, wie Ammoniak, hauptsächlich die Bildung von Nitroxiden unterbunden werden. Luftmangel bzw. Brennstoffüberschuss sind bei derartigen Brennstoffen die beste Wahl. Aus der reaktionskinetischen Simulation zeigte sich insbesondere die Wirksamkeit einer Luftstufung bei der Verbrennung von ammoniakhaltigen Brenngasen. Diese Erkenntnisse werden im Design des zu entwickelnden Brenners berücksichtigt.

4.3 Bestimmung der relevanten Prozessparameter und möglicher Ammoniakmengen für die verschiedenen Substitutionsgrade

Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurde analysiert, welche Herausforderungen bei einer schrittweisen Umrüstung einer Prozess- oder Kesselfeuerung von z. B. Erdgas H auf Ammoniak bzw. ammoniakhaltige Brenngase zu beachten sind. Neben den sicherheitsrelevanten Themen, wie eine mögliche Exposition und Materialverträglichkeit/Korrosion im Umgang mit ammoniakhaltigen Brenngasen wurde folgende Parameter als maßgebend für eine Feuerung identifiziert (sortiert nach Relevanz):

- Flammengeschwindigkeit (Flammenstabilisierung)
- Ausbrandgrad bzw. Qualität (Ammoniakschlupf, NO_x-Emissionen)
- Volumetrische Ströme der Luft-, Brennstoff- und Abgasmengen (Vermischung, Druckverlust, Wärmetransport)
- Allgemein Wärmeübertragungseigenschaften (Strahlung und Konvektion)

Basierend auf der zu Verfügung stehenden Literatur zu NH₃/CH₄-Verbrennung, theoretischen Verbrennungsrechnungen und bekannten Auslegungsvorschriften für Prozessfeuerungen lässt sich unter Vernachlässigung der resultierenden Abgasemissionen eine Beimischung von ca. 30 Vol.-% NH₃ in Erdgas H bei bestehenden Feuerungssystemen als technisch möglich angeben. Die resultierende Flammengeschwindigkeit und volumetrischen Ströme sind bis zu diesem Beimischgrad in einem für gewöhnliche Feuerungssysteme tolerablen Rahmen, d. h. die Flammengeschwindigkeiten sind noch ausreichend hoch, um eine stabile Verbrennung zu gewährleisten, die resultierenden Volumenströme sind nur marginal höher bzw. teilweise vergleichbar zu einer Erdgas-Feuerung, sodass eine ähnliche Vermischung, ein gleichwertiger Druckverlust und Wärmetransport sichergestellt werden können. Auch die Zusammensetzung des Abgases verändert sich bis zu diesem Substitutionsgrad nur geringfügig – ausgenommen der Stickstoffoxiden -, weshalb die Wärmeübertragungseigenschaften vergleichbar sein sollten. Höhere Substitutionsgrade (> 30 Vol.-%) bis hin zum vollständigen Ersatz von z. B. Erdgas H werden aufgrund der ersten zwei Parameter jedoch ein angepasstes Feuerungssystem erforderlich machen, welches den herausfordernden Brenngaseigenschaften von Ammoniak

Rechnung tragen muss. Zu nennen sind hier insbesondere die Flammenstabilität und die Stickstoffoxid-Emissionen, welche sich mit steigender NH_3 -Beimischung rapide verschlechtern werden.

4.4 Reaktionskinetische Simulation von Verbrennungsprozessen mit Ammoniak

Um die Verbrennung von Ammoniak und ammoniakhaltigen Gasgemischen zu untersuchen, wurden detaillierte reaktionskinetische Simulationen durchgeführt. Speziell die Bildung von Stickoxiden ist in Kombination mit Ammoniak relevant, da durch den brennstoffgebundenen Stickstoff von einer deutlich erhöhten NO_x -Bildung auszugehen ist. Am GWI wurden bereits experimentelle Untersuchungen durchgeführt, bei denen gezeigt werden konnte, dass die Zumischung von NH_3 in Erdgas und Wasserstoff bei sonst vergleichbaren Versuchsparametern zu höheren NO_x -Emissionen führt als bei einer Verbrennung von reinem Ammoniak [16].

Mit Hilfe der Software COSILAB [36] wurden daher verschiedene Reaktionspfadanalysen für die Verbrennung von Ammoniak und von ammoniakhaltigen Brenngasgemischen mit Erdgas durchgeführt. Im Rahmen dieser numerischen Untersuchungen wurde das Modell einer laminaren 1D-Vormischflamme verwendet. Innerhalb des Modells liegen Brennstoff und Oxidator vor der Verbrennung in einem ideal vorgemischten Zustand vor und die Ausbreitung der Flamme erfolgt nur in eine Raumrichtung, wodurch Randeffekte vernachlässigt werden können. Trotz der Verwendung umfangreicher Reaktionsmechanismen halten sich die Rechenzeiten somit in Grenzen. Für die durchgeführten Reaktionspfadanalysen wurde der Reaktionsmechanismus nach Konnov verwendet, der 1.207 Reaktionsgleichungen und 127 Spezies berücksichtigt [37]. Da der Reaktionsmechanismus somit eine Vielzahl an Spezies und Reaktionsgleichungen umfasst und im Rahmen dieser Untersuchungen besonders die Bildung von NO_x , N_2O und N_2 im Fokus stand, galt es den Elementenfluss des Stickstoffelements zu analysieren und die ausschlaggebenden Spezies und Reaktionsgleichungen zu identifizieren. Auf der nachfolgenden **Abbildung 4.5** sind die Elementflussanalysen für eine reine CH_4 -Verbrennung (oben), ein 50/50 Vol.-% NH_3 -/ CH_4 -Gemisch (mittig) und eine reine NH_3 -Verbrennung (unten) dargestellt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurden die Elementflüsse zwischen NO , N_2O und N_2 nicht dargestellt. Bei der Verbrennung von Methan, welches hier stellvertretend für Erdgas genutzt wird, erfolgt die Bildung von Stickoxiden nahezu ausschließlich über den thermischen Stickoxidbildungspfad. Die hohen Temperaturen ($> 1.500\text{ °C}$) innerhalb der Flamme bewirken eine teilweise Dissoziation des in der Verbrennungsluft enthaltenen Stickstoffs, der anschließend mit Sauerstoff entweder direkt oder über die gezeigten Zwischenreaktionen zu NO reagiert (**Abbildung 4.5**, oben). Ein häufig vernachlässigter NO -Bildungsmechanismus ist der N_2O -Mechanismus bei dem N_2O analog zum thermischen NO über molekularen Stickstoff gebildet wird und anschließend über Reaktion mit Sauerstoff und einem inertem Stoßpartner zu NO reagiert. Üblicherweise ist dieser Reaktionspfad jedoch für die Verbrennung von Erdgas zu vernachlässigen, da sie nur minimal zur gesamten NO -Bildung beiträgt [18]. Die Stickoxidbildung bei der Verbrennung von Ammoniak ist dagegen völlig verschieden und erfolgt maßgeblich über den Brennstoff- NO -Pfad. Da der Stickstoff hierbei bereits elementar im Brennstoff

vorliegt, müssen reaktive Stickstoffatome nicht erst über die Dissoziationsreaktion gebildet werden, was ausschlaggebend ist für ein insgesamt deutlich erhöhtes Stickoxidbildungspotential.

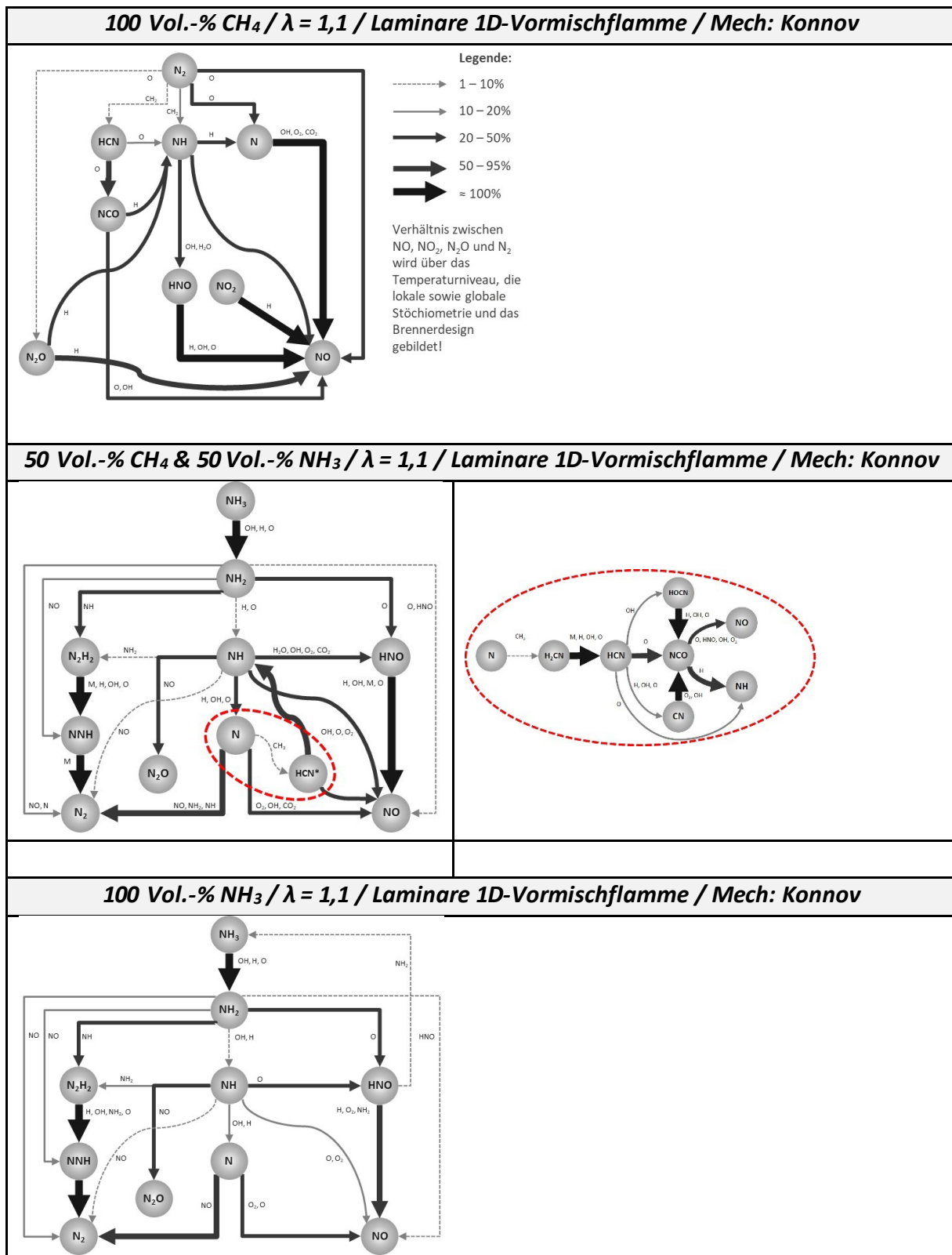


Abbildung 4.5: Elementflussanalysen des N-Elements für CH₄ (oben), ein NH₃-/H₂-Gemisch (mittig) und für NH₃ (unten) (Quelle: GWI).

Die Bildung von NO erfolgt bei der Ammoniakverbrennung nicht direkt über das NH₃ selbst, sondern über die Spezies NH₂, NH, N und HNO, wobei die Bildung über HNO den größten Anteil ausmacht (**Abbildung 4.5**, unten). Durch die Zumischung von CH₄ wird qualitativ mehr

HNO über NH_2 gebildet und gleichzeitig noch mehr NO über NH gebildet, sodass das Potenzial zur NO_x -Bildung deutlich erhöht wird. Zudem liegt durch die Anwesenheit von Kohlenstoff ein weiterer Bildungspfad für NO vor bei dem HCN die zentrale Spezies ist. Der detaillierte HCN-Pfad ist in **Abbildung 4.5**, mittig rechts dargestellt. Qualitativ sind bei ammoniakhaltigen Erdgasgemischen somit die höchsten NO-Emissionen zu erwarten.

Neben der Bildung von NO_x ist bei ammoniakhaltigen Brenngasen die Bildung von Lachgas (N_2O) ebenso relevant. Bereits bei den experimentellen Messungen konnte ein Zusammenhang zwischen NO- und N_2O -Emissionen festgestellt werden. Mit Hilfe der reaktionskinetischen Simulationen konnte dieser Zusammenhang bestätigt werden. Über die Reaktionsgleichung $\text{NH} + \text{NO} \leftrightarrow \text{N}_2\text{O} + \text{H}$ sind die Reduzierung von Stickoxiden und die Bildung von Lachgas direkt voneinander abhängig. Dieses Verhältnis wird jedoch maßgeblich durch das Temperaturniveau, die lokale sowie globale Stöchiometrie der Verbrennung und das Design des Brenners beeinflusst.

Nachdem die Reaktionspfade untersucht und relevante Bildungspfade identifiziert wurden, wurden erweiterte reaktionskinetische Simulationen durchgeführt. Ziel der erweiterten Untersuchungen war es, die Wirksamkeit gängiger Stickoxidminderungsmaßnahmen für die Verbrennung von Ammoniak zu untersuchen. Zu den untersuchten Maßnahmen zählte die Stufung der Verbrennungsluft, die Stufung des Brenngases und die Rezirkulation von Abgas. Im Zuge der reaktionskinetischen Simulationen wurde ein am GWI entwickeltes Reaktornetzwerk (CRN) genutzt, welches aus mehreren 0-dimensionalen Reaktoren besteht und unter [38] detailliert beschrieben ist. Da vor allem die Stufung der Verbrennungsluft als wirksame Methode zur Reduzierung der Stickoxide identifiziert werden konnte, sind Ergebnisse nachfolgend dargestellt.

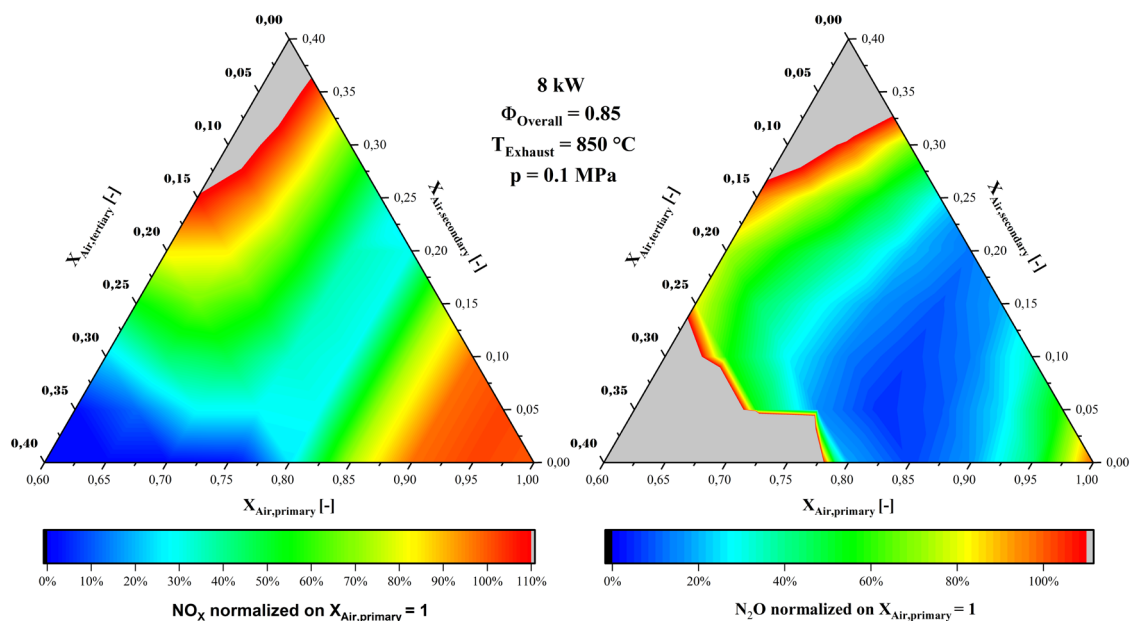


Abbildung 4.6: Einfluss der Verbrennungsluftstufung auf die Emissionen an NO_x (links) und N_2O (rechts) bei der Verbrennung von Ammoniak (Quelle: GWI)

Die in **Abbildung 4.6** gezeigten ternären Diagramme zeigen den Einfluss der Luftstufung auf die qualitativen Emissionen an NO_x (links) und N_2O (rechts) in Bezug auf den ungestuften Zustand für ein dreistufiges Simulationsmodell (Primär, Sekundär, Tertiär). Der ungestufte Zustand und Ausgangspunkt entspricht somit dem Punkt in der unteren rechten Ecke des jeweiligen ternären Diagramms. Besonders niedrige Werte werden innerhalb der beiden Diagramme blau, hohe Werte rot und Werte oberhalb des oberen Grenzwertes (ungestufte Zustand und Ausgangspunkt) grau dargestellt. Für ein zweistufiges System mit $X_{L,\text{sek}} = 0$ sollte der primäre Luftanteil bei ca. $X_{L,\text{prim}} = 0,8$ liegen, um eine signifikante NO_x -Reduzierung zu erreichen. Gleichzeitig liegt für minimale N_2O -Emissionen ein Bereich zwischen $X_{L,\text{Prim}} = 0,8$ und $X_{L,\text{Prim}} = 0,91$ vor, sodass für das im Rahmen dieser numerischen Untersuchungen betrachtete Brennersystem ein optimaler Arbeitspunkt am Punkt $X_{L,\text{Prim}} = 0,8$ und $X_{L,\text{Ter}} = 0,2$ vorliegt. Dieser „Sweet Spot“ bildet einerseits einen guten Kompromiss zwischen niedrigen Emissionen an NO_x und N_2O und andererseits bleibt die Stabilität der Flamme erhalten, was auch experimentell im Labormaßstab nachgewiesen werden konnte.

5 Experimentelle und numerische Grundlagenuntersuchungen mit Ammoniak als Brenngas

Zur Überprüfung des entwickelten Brennerdesigns werden sowohl numerisch als auch experimentell Untersuchungen in Verbindung mit einem Warmwasserkessel durchgeführt. Um die bisherigen NO_x -Minderungsmaßnahmen und Verbrennungskonzepte für die Nutzung von Ammoniak bewerten zu können, wurden zunächst Untersuchungen mit Erdgas und NH_3 sowie diversen Gemischen mit einem kommerziellen Brenner durchgeführt. Diese Versuch stellen somit die Benchmark da, weil sie die Steigerungen der NO_x -Emissionen und die zusätzliche Bildung von N_2O , die Auswirkungen auf die Verbrennung mit den bestehenden Konzepten verdeutlichten. Hierzu wurde mit Mitteln des Landes NRW eine NH_3 -Versorgung am GWI aufgebaut. Die **Abbildung 5.1** zeigt die. Die genehmigungsfreie NH_3 -Verdampferanlage, welche in Form einer Containerlösung auf dem Werksgelände des GWIs zur Lagerung von max. 1 Tonne Ammoniak aufgestellt wurde. Eine maximale Verdampferleistung von 70 kg/h ermöglicht einen kontinuierlichen NH_3 -Brennerbetrieb bei einer Brennerleistung von 300 kW.



Abbildung 5.1: NH_3 -Verdampferanlage am GWI (Quelle: GWI)

Durch die Erweiterung der NH_3 -Infrastruktur am GWI konnten somit semi-industrielle Untersuchungen bei Brennerleistungen von bis zu 300 kW durchgeführt werden. Im Kontext der Komplexität der Verbrennung von Ammoniak- und Ammoniak-Brenngasgemischen im Hinblick auf die Flammenstabilität sind experimentelle Untersuchungen essenziell, da die NH_3 -Verbrennung im Rahmen von RANS-Simulationen zum aktuellen Zeitpunkt keine fundierten Kriterien zur Flammenstabilität vorliegen. Erst durch einen Vergleich der experimentellen Ergebnisse mit den numerischen Daten können die Möglichkeiten und Grenzen der numerischen Simulation in Bezug auf Ammoniak als Brennstoff final abgeschätzt werden.

5.1 Experimentelle Untersuchung von NH_3 -haltigen Brenngasen mit Brenner

Die grundlegende Fragestellung bestand im Wesentlichen darin den maximalen Ammoniakgehalt im Brenngas bei Verwendung eines kommerziellen Brennersystems im Hinblick auf eine

stabile Verbrennung herauszufinden. Dementsprechend wurden Untersuchungen mit definierten Brenngasgemischen bestehend aus Erdgas und Wasserstoff jeweils in Kombination mit Ammoniak mit einem konventionellen Brennersystem durchgeführt. Hierzu wurde ein marktüblicher Gebläsebrenner verwendet, der für einen Nennlastbetrieb mit Erdgas H von 100 kW angegeben ist. Die Versuche zur Zumischung von Ammoniak wurden sowohl im Teillast- als auch im Vollastbetrieb durchgeführt. Die **Abbildungen 5.2** und **5.3** zeigen die, im Rahmen der Versuchsreihen dokumentierten Flammenbilder der einzelnen Brenngaskompositionen bei einer Brennerleistung von 100 kW. Neben dem grundsätzlichen Erscheinungsbild ist den jeweiligen Bildreihen zudem die maximale Ammoniakkonzentration zu entnehmen. Ab einem NH_3 -Anteil im Erdgasbrenngasgemisch von 30 Vol.-% wurde die Flamme instabil und blieb bis zu einem NH_3 -Anteil von ca. 37,5 Vol.-% aufrechterhalten. Bei einer geringen Steigerung des Ammoniakanteils im Brenngas erlosch die Flamme.

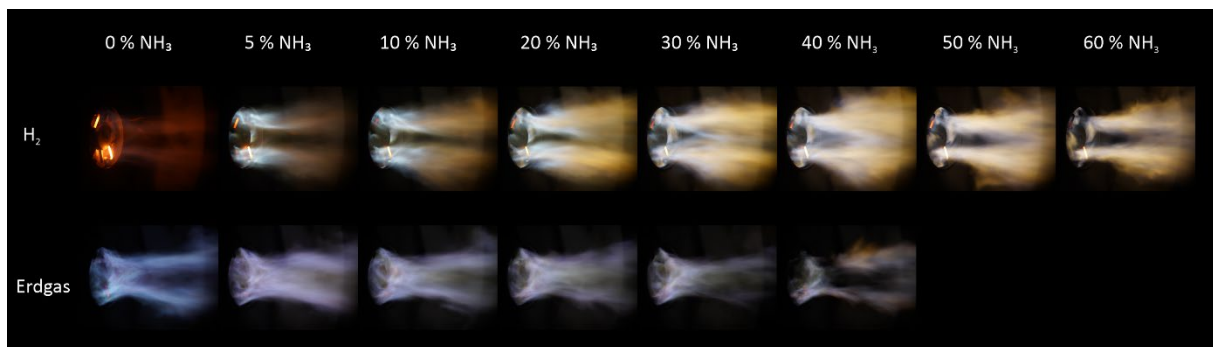


Abbildung 5.2: Aufnahme der Flammen an Position 1; resultierende Flammen in Abhängigkeit des NH_3 -Anteils im Erdgas- NH_3 und Wasserstoff- NH_3 -Brenngasgemisch bei Nennleistung; obere Reihe: H_2 , untere Reihe: Erdgas [16]

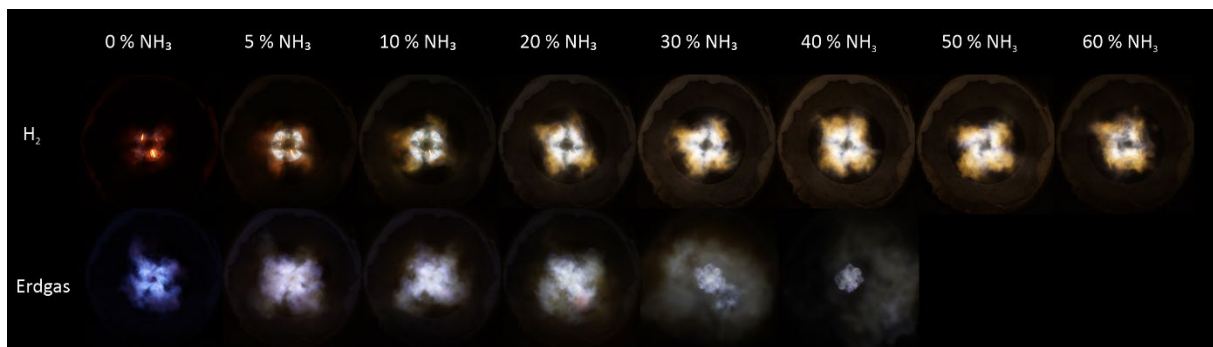


Abbildung 5.3: Aufnahme der Flammen an Position 2; resultierende Flammen in Abhängigkeit des NH_3 -Anteils im Erdgas- NH_3 und Wasserstoff- NH_3 -Brenngasgemisch bei Nennleistung; obere Reihe: H_2 , untere Reihe: Erdgas [16]

Wie bereits in vorhergehenden Experimenten [39] mit einem Industriebrenner mit vergleichbaren Brenngasgemischen im Hochtemperaturversuchsofens des GWI zeigte sich auch in der kalten Brennkammer eine Verwendung von Wasserstoff förderlich in Bezug auf die Flammenstabilität. Wie in den **Abbildungen 5.2** und **5.3** war bei Vollast (100 kW) ein stabiler Flammenbetrieb bis zu einem NH_3 -Anteil von 60 Vol.-% möglich. Im Vergleich zu den Untersuchungen im Vollastbetrieb zeigte sich die Reduzierung der Leistung auf 60 % hinsichtlich der Flammenstabilität sowohl im Erdgas- als auch im Wasserstoffbetrieb vorteilhaft. Im Erdgasbetrieb

konnte der NH_3 -Anteil auf insgesamt 50 Vol.-% erhöht werden. Neben der Erhaltung des Flammenbetriebs zeigte die Flamme zudem erst ab einer Zumischung von ca. 40 Vol.-% NH_3 Instabilitäten in Form von Pulsationen.

Die nachfolgenden Diagramme der **Abbildung 5.4** und **5.5** stellen die Ergebnisse der durchgeführten Versuchsreihen dar. Aufgetragen sind die resultierenden Schadstoffemissionen (NO_x , N_2O und NH_3) in der Einheit mg/kWh . Die Einheit wurde bewusst gewählt, um eine Vergleichbarkeit der Schadstoffe von Verbrennungsprozessen unterschiedlicher Brenngas herzustellen [9].

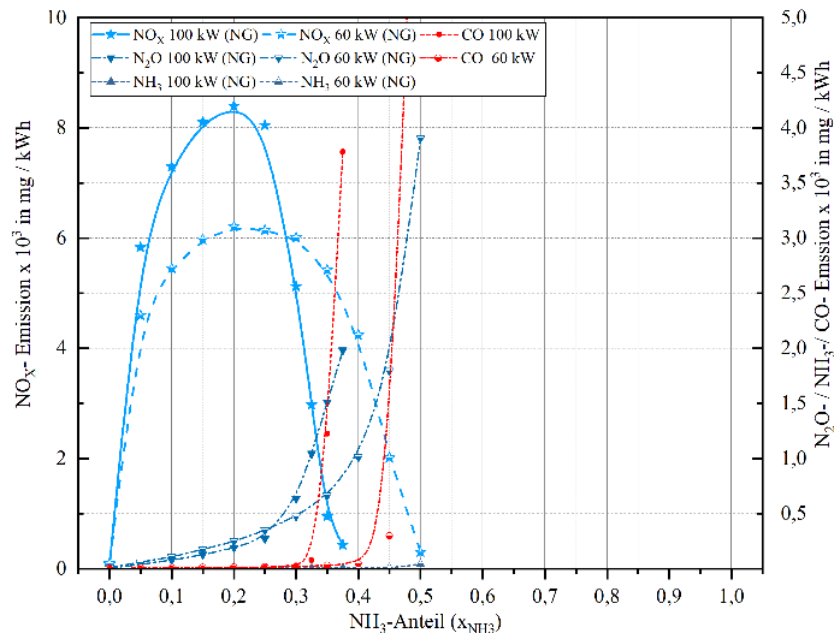


Abbildung 5.4: Resultierende Schadstoffemissionen in Abhängigkeit des NH_3 -Anteils im Erdgas- NH_3 -Brenngasgemisch [16]

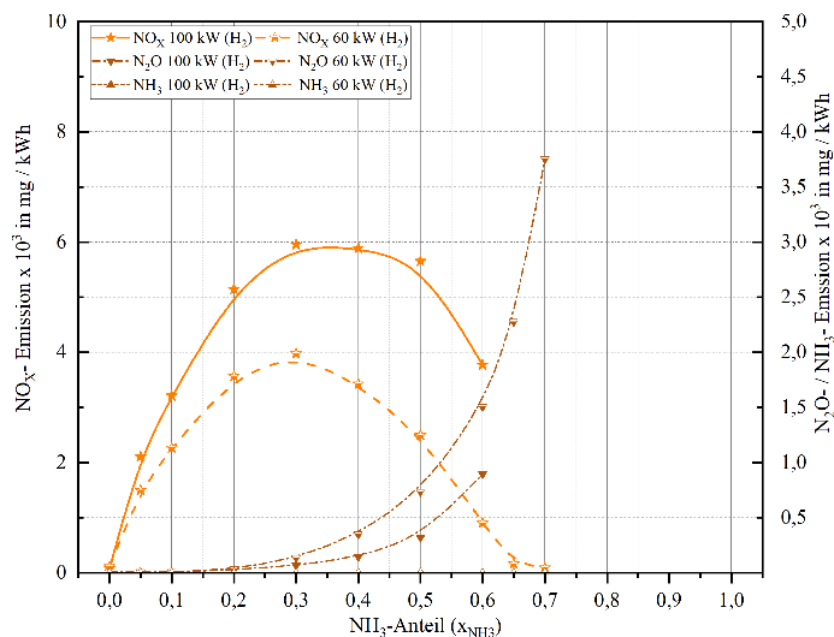


Abbildung 5.5: Resultierende Schadstoffemissionen in Abhängigkeit des NH_3 -Anteils im Wasserstoff- NH_3 -Brenngasgemisch [16]

Das Diagramm der **Abbildung 5.5** zeigt den Emissionsverlauf von NO_x , N_2O und NH_3 über dem NH_3 -Anteil im Brenngasgemisch mit Wasserstoff. Wie bereits im Rahmen weiterer Versuche festgestellt, zeichnet sich auch hier ein typischer NO_x -Emissionsverlauf mit zunehmender Ammoniakzumischung ab. Zusammenfassend kann dieser Verlauf mit einem raschen Anstieg der NO_x -Emission bereits ab geringen Ammoniakmengen, des Erreichens eines Maximalwertes an NO_x im mittleren Zumischungsbereich (ca. 35 Vol.-%) und einer anschließenden Reduzierung des NO_x -Niveaus mit zunehmendem NH_3 -Anteil im Brenngasgemisch beschrieben werden. Im Kontext von H_2 - NH_3 -Gemischen geben die Arbeiten von Mashruk et. al. [40] eine Erklärung. Die abnehmende NO -Bildung mit steigendem NH_3 -Brenngasanteil resultiert demnach aus einer erhöhten NH_2 -Produktion, die als Schlüsselspezies für den NO -Verbrauch in der Flamme durch die Kettenverzweigungsreaktion $\text{NH}_2 + \text{NO} \leftrightarrow \text{NNH} + \text{OH}$ und der Kettenabbruchreaktion $\text{NH}_2 + \text{NO} \leftrightarrow \text{H}_2\text{O} + \text{NO}$ genannt wird [40], [42]. Laut Mashruk et. al. [40] steigt zusätzlich das Bildungspotenzial von N_2O bei abnehmender NO -Produktion. Als Grund wird die für die Bildung von N_2O in Ammoniakflammen verantwortliche Reaktion $\text{NH} + \text{NO} \leftrightarrow \text{N}_2\text{O} + \text{H}$ genannt. Das gebildete N_2O wird durch die Reaktion mit H und die Drittkörperreaktion $\text{N}_2\text{O} (+\text{M}) \leftrightarrow \text{N}_2 + \text{O} (+\text{M})$ wieder reduziert [40]. In diesem Kontext sind die oben dargestellten Ergebnisse zu interpretieren: Wie bereits erwähnt, bildet sich die Wasserstoff-Ammoniakflamme im Vollastbetrieb nur bis zu einem NH_3 -Anteil von 60 Vol.-% stabil aus und zeigte bereits ab einer Zumischung von ca. 50 Vol.-% erste Instabilitäten. Analog zu diesen Beobachtungen wurde zeitlich die Steigerung der N_2O -Konzentration im Rauchgas festgestellt. Das rechte Diagramm der **Abbildung 5.5** zeigt in diesem Kontext einen exponentiellen Verlauf der Lachgasemission ab dem genannten Zumischungsgrad. Dieser Anstieg der Lachgasemission konnte sowohl im Vollast- sowie im Teillastbetrieb festgestellt werden. Ferner ist zu erwähnen, dass sich der Teillastbetrieb positiv auf die maximale NH_3 -Zumischrate auswirkte.

Analog zu den beschriebenen Versuchsreihen unter Verwendung von Ammoniak-Wasserstoff-brenngasgemischen wurden sowohl im Hinblick auf den Verlauf der NO_x -Emission als auch hinsichtlich des Lachgasemissionsverlaufs gleiches beobachten. Ferner wurde festgestellt, dass mit beginnender Instabilität der Erdgas-Ammoniakflamme ab ca. 30 Vol.-% NH_3 bei Vollast und ab ca. 40 Vol.-% NH_3 bei Teillast neben Lachgas auch Kohlenmonoxid emittiert wurde und mit zunehmendem NH_3 -Anteil im Brenngasgemisch exponentiell anstieg.

Zusammenfassung der Ergebnisse

Im Rahmen der grundsätzlichen Untersuchungen eines konventionellen Brennersystems für Kesselanwendungen unter Verwendung von Erdgas- NH_3 - und Wasserstoff- NH_3 -Brenngasgemischen zeigte sich die Komplexität der Stabilisierung von Flammen bei der Verbrennung von Ammoniak bzw. stark ammoniakhaltiger Flammen. Mit dem untersuchten Brennersysteme (Auslegungsgas: Erdgas) wurden maximale Zumischraten von 50 Vol.-% NH_3 im Erdgasteillastbetrieb und 70 Vol.-% NH_3 im Wasserstoffteillastbetrieb festgestellt. Die zunächst positiv erscheinenden hohen Zumischraten gingen in diesen Betriebspunkte jedoch mit Flammeninstabilitäten und damit verbundenen hohen Emissionen an N_2O und (im Erdgasfall) an CO einher.

Im Rahmen der Bewertung der Ergebnisse wurden auf Basis der gesammelten Erkenntnisse für den zu entwickelnden Brenner sowohl die Flammenstabilität bei hohen Ammoniakgehalten im Brenngas als auch die primäre Minderung von NO_x als Entwicklungsziel zu definiert.

5.2 Numerische Untersuchung des konventionellen Brennersystems

Für eine weiterreichende Betrachtung der Verbrennungsprozesse von Ammoniak und Ammoniak-Brenngasgemischen wurde analog zu den beschriebenen Versuchen numerische Simulationen durchgeführt. Die numerische Strömungssimulation (CFD) ist heute ein zentrales Werkzeug zur Analyse, Auslegung und Optimierung technischer Systeme. Grundlage ist die Umwandlung der Strömungsgleichungen in ein lineares Gleichungssystem, das numerisch gelöst wird. Dafür wird das Rechengebiet in ein feinmaschiges Gitter aus Millionen von Zellen zerlegt. Gerade in der industriellen Verbrennungstechnik bietet CFD Vorteile, etwa bei Brennstoffwechseln. Mit hoher räumlicher Auflösung lassen sich Strömung, Mischung und Verbrennung dreidimensional darstellen und untersuchen. Zudem sind keine messtechnischen Zugangsprobleme zu erwarten, sodass auch große oder schwer erreichbare Geometrien abgebildet werden können. Da Strömungen und Reaktionen komplex sind, beruhen die Simulationen auf vereinfachenden Modellen. Für Turbulenz, Verbrennung und Strahlung werden Näherungen verwendet, da eine vollständige modellfreie Berechnung praktisch unmöglich wäre. Deshalb sind geeignete Modellwahl und Randbedingungen entscheidend. Messdaten bleiben unverzichtbar, um Simulationen abzusichern und ihre Übertragbarkeit zu gewährleisten.

Insbesondere im Hinblick auf die Verbrennung komplexer Brennstoffe (wie Ammoniak) ist der Bewertung von RANS-Simulationen besondere Obacht geboten, da die Mischungsbruchbasierte Herangehensweise durchaus eine stabile Verbrennungsreaktion ermöglicht, die sich gegebenenfalls in der Realität nicht etablieren würde. In diesem Kontext werden die oben beschriebenen experimentellen Untersuchungen analog nachfolgend simulativ betrachtet.

Für die entsprechenden Simulationen wurde ANSYS Fluent 23R2 eingesetzt, mit stationären RANS-Simulationen und einem k - ϵ -Modell für die Turbulenz. Für die Verbrennung kam ein mischungsbruchbasiertes Modell mit vorgerechneten chemischen Datenbanken zum Einsatz, ein bewährter Ansatz bei ungewöhnlichen Brennstoffen. Strahlungswärmeübertragung wurde über das Discrete-Ordinates-Modell berücksichtigt, das die Kopplung zwischen Strömung und Wärmetransport abbildet.

5.2.1 Energiebilanzierung der Verbrennung von Ammoniak vs. Methan

Der wesentliche Vorteil numerischer Strömungs- und Reaktionsberechnungen (CFD) liegt darin, dass prinzipiell jede relevante physikalische und thermochemische Größe im Strömungs- und Temperaturfeld ausgewertet, visualisiert und quantitativ bewertet werden kann. In Kessel- bzw. Ofenanlagen wird die Nutzwärme im Wesentlichen durch Wärmeübertragung über die Wandflächen auf das zu erheizende Wasser/Dampf bereitgestellt. Zur Leistungsbewertung wird daher der Wandwärmestrom als Zielgröße herangezogen. In **Abbildung 5.6** (rechts) ist der resultierende Wandwärmestrom für verschiedene Brennstoffe dargestellt.

Für den Vergleich wird der Prozesseffizienzfaktor (PEF) eingeführt, der das Verhältnis des aktuellen Wandwärmestroms zur Referenz (Methanbetrieb) angibt (siehe **Abbildung 5.6**, links)

$\text{PEF} = \frac{\dot{Q}_{\text{Wand}}}{\dot{Q}_{\text{Wand,Ref}}(\text{CH}_4)}$	Gl. 5.1
---	---------

Die Wärmeübertragung durch Strahlung vom heißen Gasraum zur Wand folgt in erster Näherung

$\dot{Q} \approx \epsilon_{\text{eff}} \cdot \sigma \cdot (T_G - T_W)$	Gl. 5.2
--	---------

wobei T_G und T_W die Gas- bzw. Wandtemperatur, σ die Stefan-Boltzmann-Konstante und ϵ_{eff} eine aus Gas- und Wandemissivität resultierende effektive Emissivität ist. Die Strahlungsintensität steigt somit mit der vierten Potenz der Gastemperatur und mit der Emissivität der Ofenatmosphäre, die im Wesentlichen durch ihre Zusammensetzung, insbesondere durch die Anteile IR-aktiver Spezies (vor allem H_2O und CO_2 ; ggf. Rußpartikel).

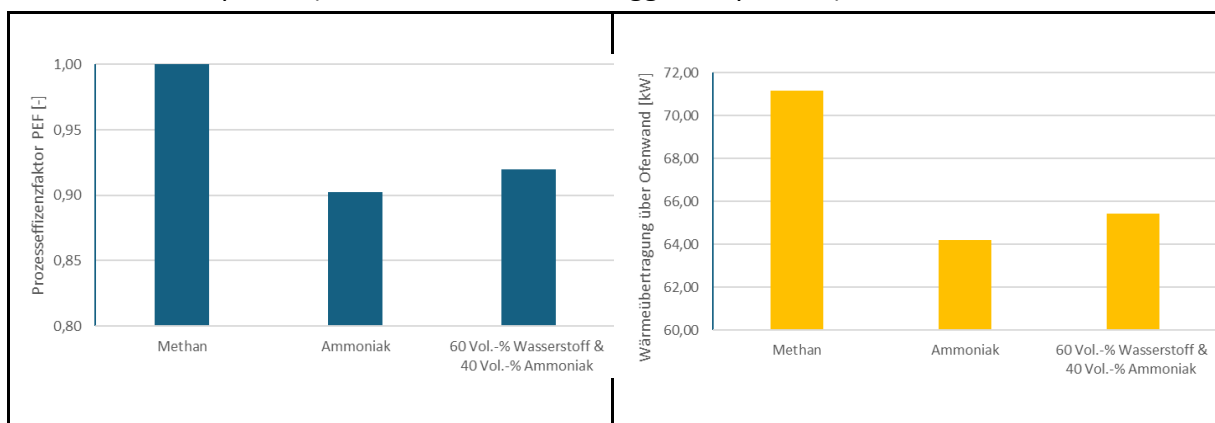


Abbildung 5.6: CFD-Analyse: Prozesseffizienzfaktor (li) und Wärmeübertragung über die Brennkammerwand (re)

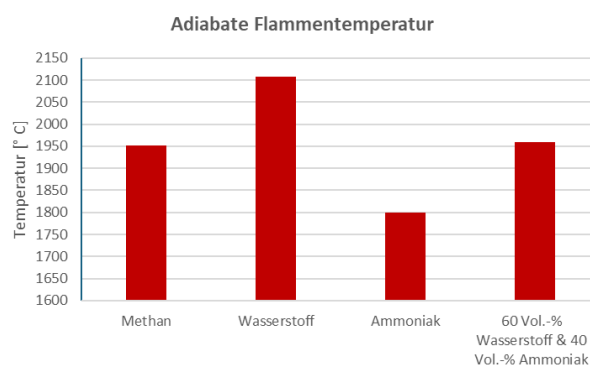


Abbildung 5.7: adiabate Flammentemperaturen von CH_4 , H_2 , NH_3 und einem Brenngasgemisch für $\lambda = 1,2$

Die Kombination aus Temperaturniveau und Gasemissivität erklärt die in **Abbildung 5.6** gezeigten Trends: Beim Methanbetrieb ist die Gasemissivität aufgrund der simultanen Präsenz von H_2O und CO_2 erhöht; zugleich liegt die adiabate Flammentemperatur höher als bei NH_3 . Beides führt zu erhöhtem ϵ_{eff} und größerem T_G und damit zu einem im Vergleich höheren Wandwärmestrom. Beim Wasserstoffbetrieb ist die Situation ambivalent: Einerseits sinkt die

Gasemissivität, da reiner Wasserdampf im IR schwächer strahlt als das Gemisch $\text{H}_2\text{O}+\text{CO}_2$; andererseits steigt die lokale Flammentemperatur (adiabate Flammentemperatur typischerweise um ca. 150 °C über Methan).

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden drei Brennstofffälle betrachtet: Methan (CH_4), Ammoniak (NH_3) sowie ein Gemisch aus 60 Vol.-% H_2 und 40 Vol.-% NH_3 . Das H_2/NH_3 -Gemisch wurde gewählt, da es der maximalen NH_3 -Zusatzrate in den experimentellen Untersuchungen des numerisch betrachteten Brenners entspricht. Unter den hier untersuchten Randbedingungen zeigen die Simulationen für Wasserstoff, Ammoniak und das H_2/NH_3 -Gemisch gegenüber der Referenz Methan eine reduzierte Wärmeübertragung an das Arbeitsmedium, was konsistent ist mit der geringeren Gasemissivität (fehlendes CO_2) und – im Fall NH_3 – zusätzlich mit der niedrigeren adiabaten Flammentemperatur.

Zusammenfassend ist zu festzustellen, dass die Strahlungswärmeübertragung fällt bei Ammoniakverbrennung im direkten Vergleich zwar geringer ausfällt, zugleich steht jedoch insbesondere bei Kesselanlagen ein höherer Abgaswärmeverluststrom hinter der Brennkammer zur Verfügung, der in den Wärmeübertragern der nachgeschalteten Rauchgaszüge (konvektive Passagen) effektiv energetisch genutzt werden kann. Damit relativiert sich der Nachteil der geringeren primären Strahlungsleistung durch eine verbesserte Nutzung der sensiblen Abgasenthalpie im Gesamtsystem.

6 Entwicklung eines schadstoffarmen Brennersystems für die Ammoniaknutzung

Die Nutzung von Ammoniak (NH_3) als alternativer Energieträger ist mit dem Potenzial erheblicher Stickoxidemissionen verbunden. Dies stellt eine zentrale Herausforderung für die technische Umsetzung dar, da eine unzureichende Kontrolle der NO_x -Bildung die ökologische Vorteilhaftigkeit dieses Brennstoffs infrage stellen würde. Ziel ist es daher, durch geeignete primärtechnische Maßnahmen die Entstehung von NO_x bereits im Verbrennungsprozess weitgehend zu unterdrücken. In diesem Zusammenhang wurden etablierte Konzepte der primären Minderung von Stickoxiden, wie die gestufte Verbrennung sowie Flammenstabilisierungskonzepte systematisch auf ihre Übertragbarkeit und Wirksamkeit bei der Ammoniakverbrennung untersucht.

Die in den vorangegangenen Kapiteln gewonnenen grundlegenden Erkenntnisse zur Reaktionskinetik, Flammenstabilität und Emissionscharakteristik von NH_3 bildeten die wissenschaftliche Basis für die Entwicklung eines schadstoffarmen Brennersystems. Darauf aufbauend erfolgte eine Bewertung der physikalisch-chemischen Grenzen konventioneller Konzepte und deren Anpassung an die spezifischen Brennstoffeigenschaften von Ammoniak. Ziel war es, ein Brennerdesign abzuleiten, das eine stabile und effiziente Verbrennung gewährleistet und gleichzeitig die NO_x -Bildung auf ein technisch und regulatorisch akzeptables Minimum reduziert.

6.1 Festlegung der Randbedingungen und des Brennerdesigns

Die in Kapitel 5.1 dargestellten Ergebnisse zeigen, dass die Verbrennung ammoniakhaltiger Brenngasgemische, insbesondere von reinem Ammoniak, mit konventionellen Feuerungskonzepten nur eingeschränkt realisierbar ist. Ursache hierfür sind die geringen laminar-turbulenten Flammengeschwindigkeiten von Ammoniak, die zu ausgeprägten Stabilitätsproblemen führen, sowie die überproportional hohen Stickoxidemissionen, die bereits ab Ammoniakanteilen von wenigen Volumenprozenten signifikant ansteigen. Diese Rahmenbedingungen erfordern ein auf die spezifischen thermo-kinetischen Eigenschaften von Ammoniak abgestimmtes Verbrennungskonzept.

Zur Verbesserung der Flammenstabilität werden im Feuerungssystem mehrere Maßnahmen integriert, die sowohl strömungsmechanische als auch thermische Effekte adressieren:

- **Unterstöchiometrische Verbrennung im Primärbereich:** Erhöhung der Flammengeschwindigkeit und Reduktion der Sauerstoffverfügbarkeit zur Förderung kinetisch limitierter Reaktionen.
- **Ausbildung überkritischer Drallströmungen:** Intensivierung der Rezirkulation und Verlängerung der Verweilzeiten im Reaktionszonenbereich.
- **Temperaturerhöhung durch Ausmauerungselemente:** Verbesserung der Zünd- und Stabilitätsbedingungen durch erhöhte Wandtemperaturen und Wärmerückkopplung.

- **Reduktion der Strömungsgeschwindigkeit durch vergrößerte Querschnitte:** Absenkung der turbulenten Flammengeschwindigkeitsanforderung und Verringerung des lokalen Löschriskos.

Reaktionskinetische Simulationen bestätigen, dass bei reinem Ammoniak die maximalen Flammentemperaturen – und damit die höchsten laminar Flammgeschwindigkeiten – im leichtunterstöchiometrischen Bereich auftreten [43]. Eine lokal sauerstoffarme Fahrweise senkt zusätzlich die Strömungsgeschwindigkeit infolge reduzierter Dichtegradienten. Für einen vollständigen Ausbrand ist jedoch eine nachgeschaltete, global stöchiometrische Betriebsweise erforderlich, bei der die zuvor zurückgehaltene Sauerstoffmenge stromabwärts gezielt zugeführt wird. Zur Kompensation der geringen Flammgeschwindigkeiten von Ammoniak wird am Brenneraustritt eine überkritische Drallströmung eingesetzt. Diese induziert in Strömungsrichtung ein Unterdruckgebiet, das eine Rückströmzone entlang der Brennerachse erzeugt (vgl. **Abbildung 6.1**). Die resultierende Rezirkulation reduziert die lokale Strömungsgeschwindigkeit im Bereich des Flammfußes und fördert dadurch eine stabile Flammenanbindung.

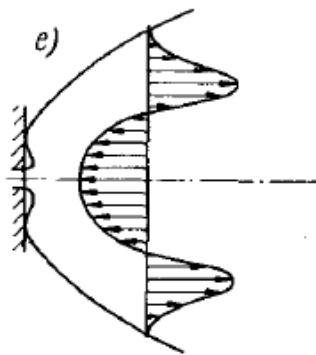


Abbildung 6.1: Strömungsprofil einer überkritischen Drallströmung. Entnommen aus [2]

Zusätzlich wird der Temperatureinfluss auf die Flammenstabilität durch den Einsatz eines nahezu adiabatisch wirkenden Ausmauerungskörpers verstärkt. Dieser erhöht die Gastemperatur des Brennstoff-Luft-Abgas-Gemisches, wodurch die Zünd- und Ausbreitungsbedingungen verbessert werden. Darüber hinaus zeigten experimentelle Untersuchungen mit einem konventionellen Brenner (siehe Kapitel 5.1) sowie [39], dass höhere Ammoniakanteile insbesondere bei reduzierter Feuerungsleistung realisierbar sind. Niedrigere thermische Leistungen gehen mit verringerten Strömungsgeschwindigkeiten einher, was die Stabilisierung von Flammen mit geringer Brenngeschwindigkeit zusätzlich begünstigt. Die Basis der nachfolgend geschilderten Brennerentwicklung ist eine Variante des SAACKE Brenners „ μ -SSB evo“, der industriell für Erdgas- und Wasserstoff-Verbrennung im Leistungsbereich bis 1,5 MW eingesetzt wird. Für das vorliegende Forschungsvorhaben wurde eine modifizierte Variante des „ μ -SSB evo“ konzipiert, die eine Feuerungsleistung von ca. 500 kW ermöglicht. Der Regelbereich im Erdgas- und Wasserstoff-Betrieb liegt erfahrungsgemäß bei 1:10. Übertragen auf den Betrieb mit Ammoniak (max. 300 kW) wurde ein Regelbereich von 1:6 zu erwartet.

Die Ergebnisse der experimentellen Arbeiten zeigen eindeutig, dass die Stickoxidemissionen bei der Verbrennung von Ammoniak – sowohl in Gemischen als auch in Reinform – deutlich über denen konventioneller Brennstoffe liegen. Im Gegensatz zu klassischen Kohlenwasserstoffflammen dominiert hier nicht der thermische NO-Bildungsmechanismus nach Zeldovich [18], der erst bei sehr hohen Temperaturen wirksam wird. Stattdessen entstehen die Emissionen vor allem über reaktionskinetische Pfade, die charakteristisch für Ammoniak sind. Dabei spielen insbesondere stickstoffhaltige Zwischenstufen (NH , NH_2 , N_2H_2) eine zentrale Rolle. Diese Radikale entstehen während der partiellen Oxidation von Ammoniak und tragen wesentlich zur Bildung von NO bei. Die oben beschriebenen reaktionskinetischen Simulationen verdeutlichen, dass diese Mechanismen bereits bei moderaten Temperaturen wirksam sind und somit auch unter Bedingungen mit reduzierter Flammentemperatur zu erheblichen Emissionen führen können. Damit erklärt sich, warum selbst bei vergleichsweise niedrigen Temperaturen ein deutlich höheres NO_x -Niveau auftritt als bei konventionellen Brennstoffen. Um die Bildung von Stickoxiden zu minimieren, muss das gebundene Stickstoffatom im Ammoniak an der Reaktion mit Sauerstoffträgern, wie z. B. Hydroxyl-Radikal (OH^*) oder atomarer Sauerstoff, gehindert und/oder die Bildung von molekularem Stickstoff (N_2) begünstigt werden. Ein bewährtes Verfahren ist die Brennstoff-/Luft-Stufung (siehe **Abbildung 6.2**). Der Brennstoff wird unter Luftmangel verbrannt, sodass der im Brennstoff gebundene (atomare) Stickstoff mit den anderen Brennstoffkomponenten (H-Atome im Falle von Ammoniak) um den vorhandenen Sauerstoff konkurrieren muss. Gleichzeitig muss der atomare Stickstoff ausreichend Verweilzeit haben, um mit einem weiteren Stickstoffatom wieder molekularen Stickstoff zu bilden.

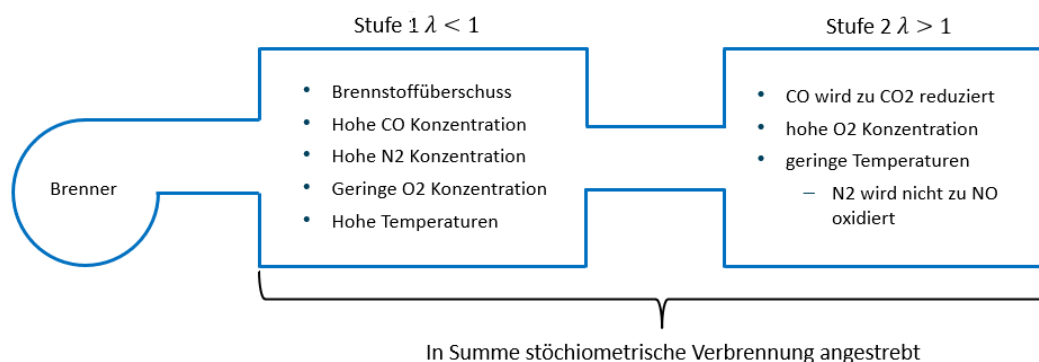


Abbildung 6.2: Beispiel einer gestuften Verbrennung

Die oben beschriebenen reaktionskinetischen Berechnungen zeigen, dass die niedrigsten Stickoxidemissionen durch eine abgestufte Luftführung mit spezifischen Luftüberschüssen in den einzelnen Verbrennungszonen erreicht werden können. Für die Primärzone ergibt sich ein optimaler Bereich zwischen $\lambda = 0,6$ und $0,8$, während in der Sekundärzone sehr geringe Luftüberschüsse von $0 < \lambda < 0,1$ vorteilhaft sind. In der Tertiärzone schließlich liegt der günstige Bereich bei $\lambda = 0,3$ bis $0,4$. Besonders die Primärzone erweist sich als maßgeblich, da eine ausreichend lange Verweilzeit hier eine Annäherung an den thermodynamischen Gleichgewichtszustand ermöglicht und dadurch die Bildung von Stickoxiden signifikant reduziert.

Diese Erkenntnisse liefern nicht nur einen wichtigen Beitrag zum grundlegenden Verständnis der Ammoniakverbrennung, sondern bilden zugleich die zentrale Grundlage für die konstruktive Umsetzung eines schadstoffarmen Brennersystems. Im nächsten Kapitel werden daher die daraus abgeleiteten Anforderungen aufgegriffen und in die konkrete Konstruktion und Fertigung des Brennersystems überführt.

6.2 Konstruktion und Fertigung des Brennersystems

Die im vorangegangenen Abschnitt beschriebenen Konzepte wurden im Rahmen des Forschungsvorhabens in ein speziell entwickeltes Feuerungssystem überführt, das sich konstruktiv in zwei Hauptkomponenten gliedert: (1) den Brenner und (2) die Vorbrennkammer mit Anbauplate (vgl. **Abbildung 6.3**).

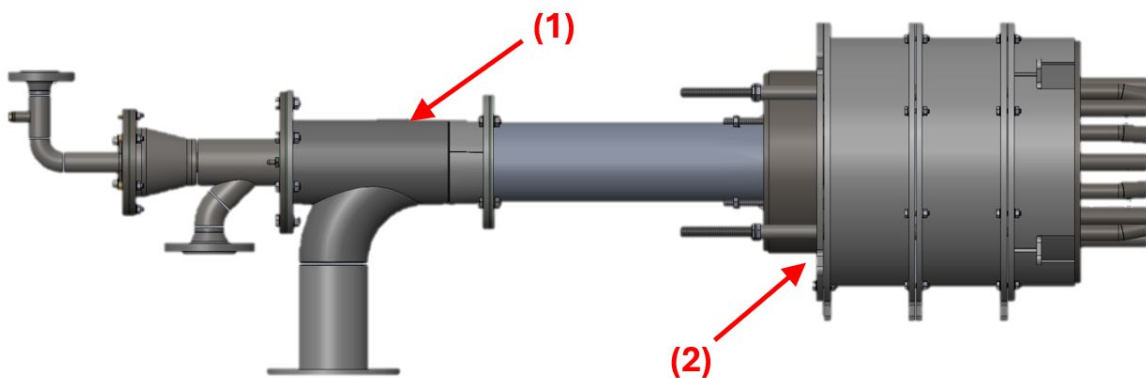


Abbildung 6.3: CAD-Modell des konzipierten Feuerungssystems mit (1) dem Brenner und (2) der Vorbrennkammer

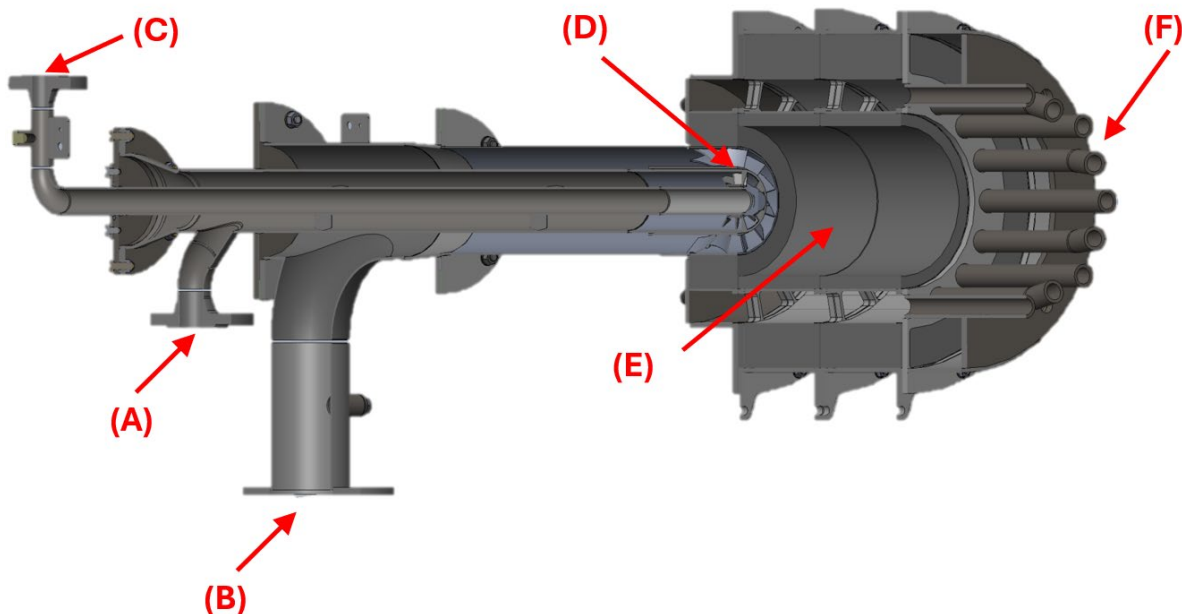


Abbildung 6.4: CAD-Modell des konzipierten Feuerungssystems mit (A) Primär-, (B) Sekundärluftzufuhr, (C) Gaszufuhr bzw. Lanze, (D) Drallerzeuger, (E) ausgemauerte Vorbrennkammer und (F) Luftdüsen.

Der Brenner (**Abbildung 6.4**) ist mit zwei unabhängig regelbaren Luftzuführungen ausgestattet, die der Primärluft (A) und der Sekundärluft (B) zugeordnet sind. Beide Luftströme können gezielt mit Drall beaufschlagt werden, wodurch am Brenneraustritt (D) ein überkritischer Drall

entsteht. Dieser erzeugt eine zentrale Rezirkulationszone, die, wie zuvor erläutert, wesentlich zur Stabilisierung der Flamme beiträgt. Auf der Brennerachse ist eine zentrale Gaslanze (C) angeordnet, über die das Brenngas eingebracht wird. Die Gaslanze ist mit einer austauschbaren Düse versehen, wodurch die Einmischung des Brenngases in die verdrahlte Verbrennungsluft flexibel an unterschiedliche Betriebsbedingungen angepasst werden kann. An den Brenner schließt die Vorbrennkammer (**Abbildung 6.4**) an, deren Innenflächen mit einem feuerfesten Material (E) ausgekleidet sind. Diese feuerfeste Zustellung wirkt nahezu adiabatisch und stellt sicher, dass ein wesentlicher Anteil der freigesetzten Wärme im Reaktionsraum verbleibt, was die Flammenstabilität deutlich verbessert. Wie bereits beschrieben wurde, wird die Verbrennung innerhalb der Vorbrennkammer zunächst bewusst unterstöchiometrisch betrieben, sodass die zugeführte Luftmenge nicht für einen vollständigen Ausbrand ausreicht. Die fehlende Verbrennungsluft wird erst am Ende der Vorbrennkammer über ringförmig angeordnete Luftdüsen (F) nachgeführt. Diese (Tertiärluft-) Düsen sind durch entsprechende Einbauten variabel gestaltbar, sodass die Strömungsführung und Luftverteilung an unterschiedliche Anforderungen angepasst werden können.

6.3 Experimentellen Untersuchung des neu entwickelten Brennersystems

Im Rahmen der Entwicklungsarbeiten wurden umfangreiche experimentelle Untersuchungen mit dem neu entwickelten Brenner durchgeführt. Dabei erfolgte der Einsatz an zwei unterschiedlichen Warmwasserkessel-Versuchsständen. Zur Prüfung des Systems bei maximaler Brennerleistung von 300 kW wurde der Brenner an einem 500-kW-Warmwasserkessel betrieben. Ergänzend dazu erfolgten Versuche an einem 250-kW-Kessel, wodurch eine direkte Vergleichbarkeit mit den in Kapitel 5.1 beschriebenen Referenzuntersuchungen gewährleistet wurde. Die Einbindung des Brenners sowie der Kesselanlagen in die GWI-Technikums Infrastruktur ist in **Abbildung 6.5** schematisch dargestellt. Die dort gezeigte Brennkammer wurde in den Versuchen durch die bereits genannten Warmwasserkessel ersetzt. Zu den relevanten Anlagenteilen zählen unter anderem die Brenngasbereitstellung über einen Gasmischer sowie die Integration in einen Wasserkühlkreislauf. **Abbildung 6.6** zeigt darüber hinaus die konkrete Einbausituation des Brenners am 500 kW-Kessel sowie die erforderlichen Medienanschlüsse. Insgesamt wurde der Brenner über eine Brenngasleitung sowie drei separate Leitungen für Primär-, Sekundär- und Tertiärluft versorgt. Das Brenngas – bestehend aus Erdgas H und Ammoniak in variabler Zusammensetzung – wurde entsprechend der vorgegebenen Brenngasmatrix über die Gasmischanlage bereitgestellt. Die Verbrennungsluftströme wurden jeweils separat erfasst, geregelt und den definierten Betriebsbedingungen angepasst.

Im Verlauf der Untersuchungen wurden zentrale Betriebsparameter systematisch variiert. Dazu zählten die Brenngaszusammensetzung (Erdgas-NH₃-Gemische sowie 100 % NH₃), die Brennerleistung im Bereich von 70 bis 300 kW, die eingestellte Luftzahl sowie die Luftstufung.

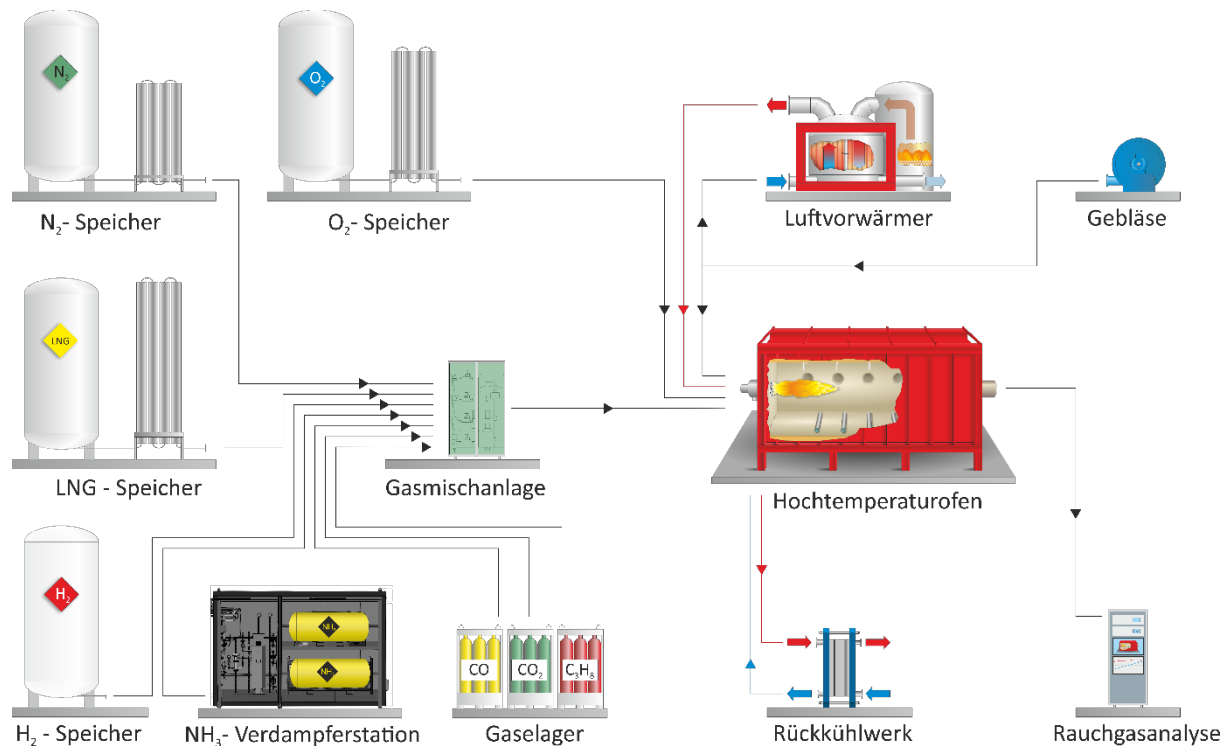


Abbildung 6.5: Versuchsinfrastruktur am GWI Essen e.V. (Quelle: GWI)

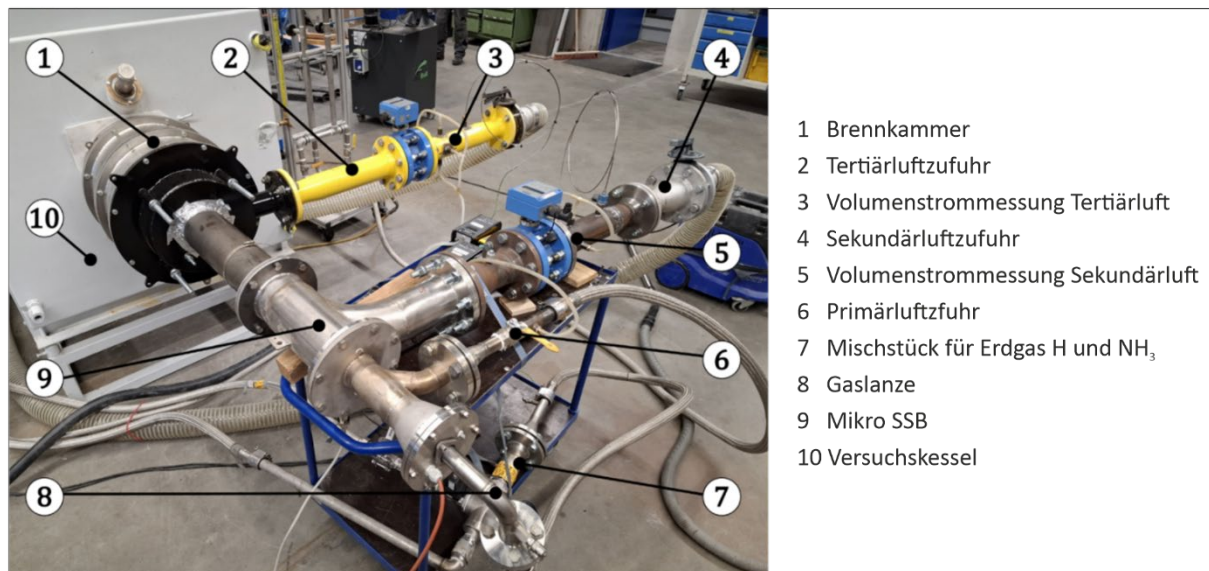


Abbildung 6.6: Einbausituation des Versuchsbrenners am 500 kW-Kessel (Quelle: SAACKE)

Das erste Ziel der Experimente galt der Erreichung einer stabilen Flamme mit 100 % NH₃. Für verschiedene Leistungen wurde ausgehend von 100 % Erdgas H schrittweise die NH₃-Zumischung bis zu 100 % erhöht. Eine Verbrennung von 100 % NH₃ konnte im Leistungsbereich von 70 bis 300 kW erreicht werden. Exemplarische Bilder der Feuerung während der Versuchsreihen am 500 kW-Warmwasserkessels sind in der nachfolgenden **Abbildung 6.7** dargestellt. Be-

dingt durch die eingeschränkte optische Zugänglichkeit ist an dieser Stelle zur Bewertung der resultierenden Flammenformen auf die Versuche in Kombination mit dem 250 kW-Kessel zu verweisen, welche im weiteren Verlauf des Kapitels beschrieben werden.

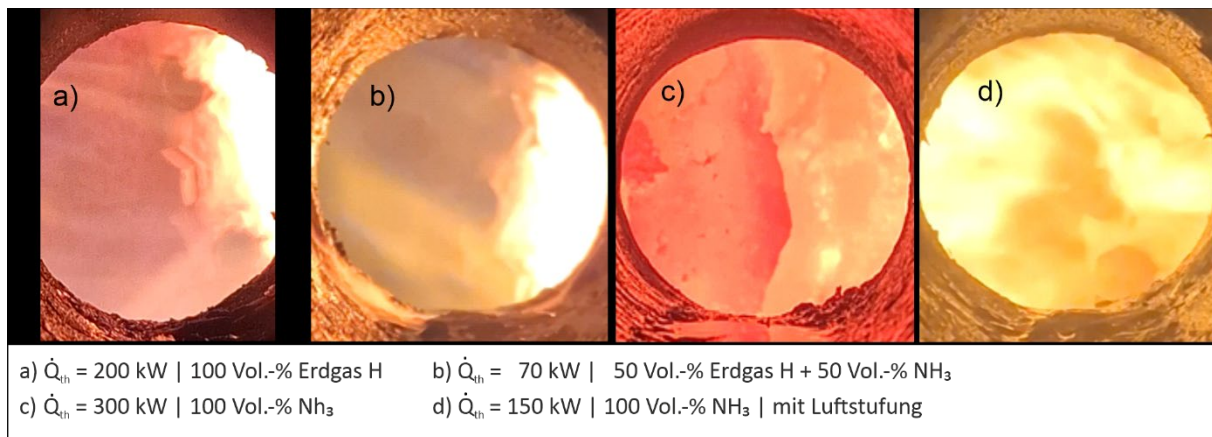


Abbildung 6.7: Bilder der resultierenden Flammen im 500 kW-Warmwasserkessel für verschiedene Einstellungen mit dem Blick seitlich auf den Brennermund

Die Emissionen (NO_x , NH_3 -Schlupf und N_2O) der ersten Verbrennungsversuche bei 70 kW, 150 kW und 300 kW sind in der nachfolgenden **Abbildung 6.8** dargestellt. Die NO_x -Emissionen sind auf Niveau von Erdgas normiert. Da NH_3 -Schlupf sowie das N_2O in einer Erdgasfeuerung nicht existieren, sind diese auf eine Konzentration von 1 ppm normiert. Generell zeigen die Ergebnisse einen Anstieg der NO_x -Emissionen mit steigendem NH_3 -Anteil im Brenngas. Der Anstieg der NO_x -Konzentrationen mit wachsendem NH_3 -Anteil ist im Wesentlichen auf brennstoffgebundene Stickstoffpfade zurückzuführen. Mit zunehmendem NH_3 -Anteil steigt die Bildung von stickstoffhaltigen Zwischenstufen (NH , NH_2 , HNO), die (abhängig von der lokalen Stöchiometrie und Radikalzusammensetzung) zu NO oxidieren. Charakteristische Nettopfade sind u. a. $\text{NH} + \text{O} \rightarrow \text{NO} + \text{H}$ sowie die HNO -Bildung und -Zerlegung zu NO (siehe **Abbildung 4.5**). Diese Mechanismen sind bereits bei moderaten Temperaturen wirksam.

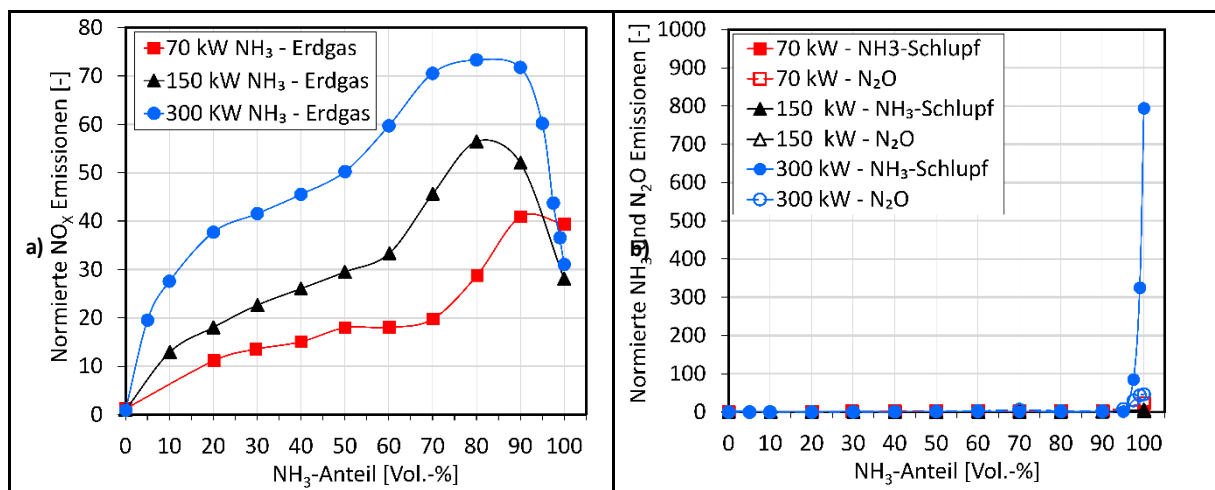


Abbildung 6.8: Emissionen der NH_3 Verbrennungsversuche für 70 kW, 150 kW und 300 kW: a) normierte NO_x -Emissionen, b) normierter NH_3 -Schlupf und normierte N_2O Emissionen

Die beobachtete NO_x -Zunahme ist daher kein Temperaturphänomen wie beim überwiegend thermischen NO in Erdgasflammen, sondern resultiert aus der chemischen Aktivierung des im Brennstoff gebundenen Stickstoffatoms. Das Emissionsmaximum bei etwa 80 – 90 Vol.-% NH_3 lässt sich als Balance zwischen oxidierenden Pfaden ($\text{NH} / \text{NH}_2 / \text{HNO} \rightarrow \text{NO}$) und reduzierenden Gegenreaktionen erklären. Bei 100 % NH_3 verschiebt sich die Radikalbilanz stärker in Richtung reduzierender Spezies (v. a. NH_2), wodurch $\text{NH}_2 + \text{NO} \rightarrow \text{N}_2 + \text{H}_2\text{O}$ sowie NNH-vermittelte Pfade NO wirksam abbauen – die NO_x -Konzentrationen fallen entsprechend ab [40], [41], [42], [44]. Der gegenüber 150 kW und 300 kW verschobene Verlauf bei 70 kW ist konsistent mit geringeren Strömungs- und Mischintensitäten: unvollständige bzw. träge Durchmischung verändert lokale λ -Werte, Radikalpools und Verweilzeiten und verschiebt so das NO-Maximum zu höheren NH_3 -Anteilen [16]. Zusammenfassend verdeutlichen die Ergebnisse der ersten Verbrennungsversuche, dass die Emissionscharakteristik von Ammoniak maßgeblich durch den Brennstoffanteil, das lokale Sauerstoffangebot und die Strömungsbedingungen (Brennerleistung) bestimmt wird. Während sich bei hohen Ammoniakanteilen deutliche Anstiege der NO_x -Emissionen zeigen, führen stöchiometrische Verschiebungen und Zwischenreaktionen zugleich zu nichtlinearen Effekten, die insbesondere bei 100 % Ammoniak markant hervortreten. Diese Erkenntnisse machen deutlich, dass das ursprüngliche Brennersystem in seiner Grundkonfiguration nur eingeschränkt den Anforderungen einer schadstoffarmen Ammoniakverbrennung genügt. Aus diesem Grund war es erforderlich, gezielte Modifikationen und Optimierungsmaßnahmen am Brennersystem vorzunehmen, die im folgenden Kapitel im Detail beschrieben werden.

6.3.1 Modifikation und Optimierung des Brennersystems

Nachdem der Betrieb mit 100 % NH_3 erfolgreich nachgewiesen werden konnte, wurde durch Vertrimmen der drei unterschiedlichen Luftmengen versucht, die NO_x -Emissionen im NH_3 -Betrieb zu minimieren. Wie bereits in den vorherigen Zwischenberichten beschrieben wurde, haben die Projektpartner sich aufgrund der reaktionskinetischen Untersuchungen sowie der Erfahrungswerte im Hinblick auf primäre NO-Minderungsmaßnahmen konzeptionell auf eine Luftstufung festgelegt. Dementsprechend ist die Verbrennungsluft auf insgesamt drei unterschiedliche Strömungswege aufgeteilt, wie **Abbildung 6.4** verdeutlicht. Gleichzeitig zeigen sich die prozesseitigen Grenzen dieser Maßnahme: eine zu weitgehende Umverteilung der Luftmengen führt zu ansteigenden N_2O -Emissionen sowie erhöhtem NH_3 -Schlupf, was auf unvollständige Oxidationsbedingungen und verschobene lokale Stöchiometrien hinweist. In den unter Kapitel 5.1 beschriebenen Versuchen erwies sich die N_2O -Konzentration als robuster Indikator für die Flammenstabilität von Ammoniakflammen. Im letzten Zeitabschnitt der **Abbildung 6.10** dokumentieren der Anstieg von N_2O und NH_3 sowie die transiente Emissionsdynamik die fortschreitende Destabilisierung des Verbrennungsprozesses bis hin zum Flammenabriss.

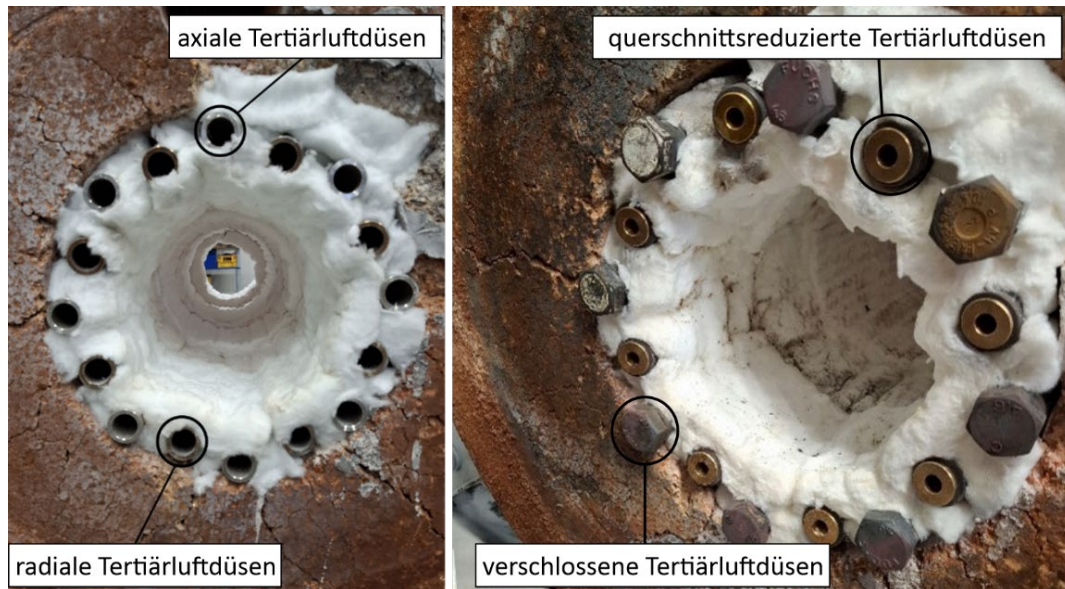


Abbildung 6.9: links: Anordnung der Tertiärluftdüsen in der Vorbrennkammer, rechts: exemplarische Konfiguration der Tertiärluftdüsen mit Reduzierungen und Stopfen (Quelle: SAACKE)

Damit bestätigt die Messkampagne: Luftstufung ist ein wirksamer, jedoch sorgfältig zu parametrierender Stellhebel, dessen Auslegung eine Balance zwischen NO_x -Minderung und Stabilitätsanforderungen erfordert.

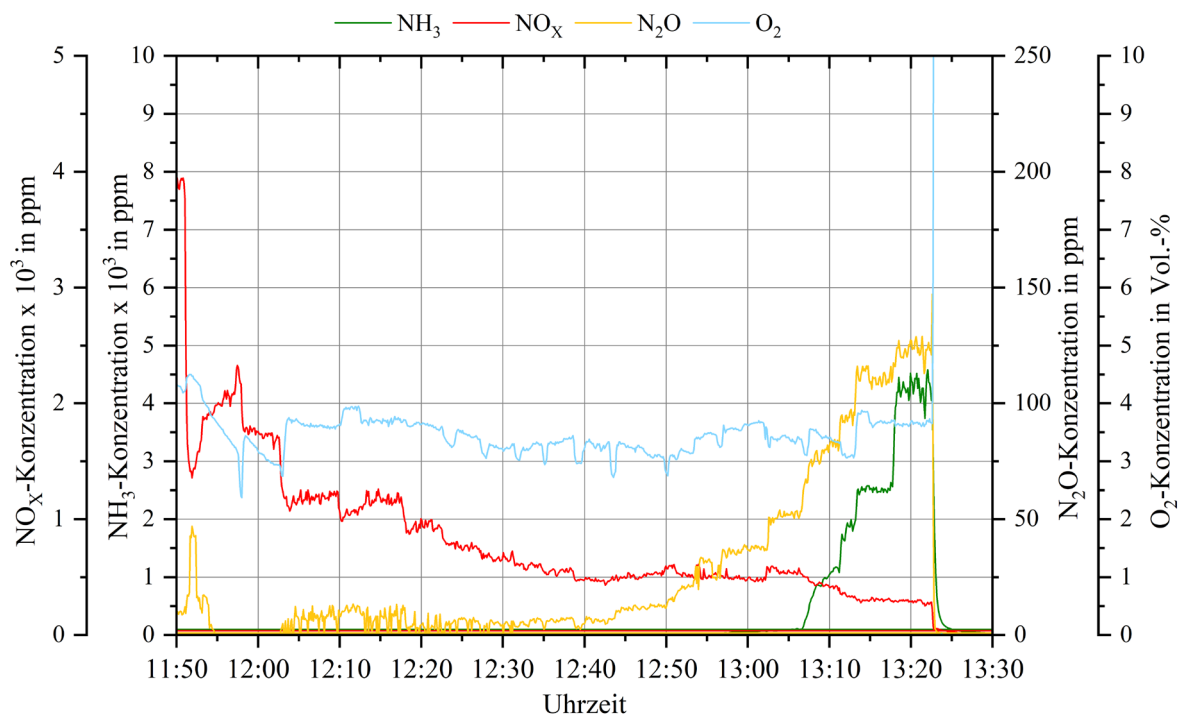


Abbildung 6.10: Exemplarischer Spezieskonzentrationsverlauf: Einfluss der Luftstufung auf die NO_x , N_2O und NH_3 -Konzentrationen, $Q_{\text{th}} = 150 \text{ kW}$, reiner Ammoniakbetrieb

Auf der Basis der gesammelten Erkenntnisse sollte darüber hinaus die Wirksamkeit der Luftstufung mit den beiden Tertiärluftdüsen genauer beschrieben werden. In dieser Versuchsreihe wurde der Einfluss der Tertiärluft hinsichtlich einer Feinvertrimmung der Verbrennungsluftmengen untersucht. Die Ergebnisse dieser Messreihe sind beispielhaft anhand der **Abbildung 6.11** dargestellt. Die Diagramme zeigen den Verlauf der NO_x -Emissionen, des NH_3 -Schlupfes und der N_2O -Emissionen in Abhängigkeit von der kombinierten Stufenluftzahl λ_{St} . Die NO_x -Emissionen sind wieder auf das Erdgas Niveaunormiert. Der NH_3 -Schlupf sowie die N_2O -Emissionen sind auf 1 ppm normiert. Die Tertiärluft wurde im Versuch fortlaufend erhöht, wodurch die primär- und sekundärseitige Luftzahl kontinuierlich reduziert wurde. Die Optimierung der Luftstufung wurde bei $\lambda_{\text{St}} = 0,10$ bzw. $0,18$ gestartet und anschließend wurde die Sekundärluft pro Stufe um $2,5 \text{ m}^3/\text{h}$ reduziert und die Tertiärluft erhöht. Erwartungsgemäß sanken die NO_x -Emissionen pro Stufe der Optimierung in beiden Tertiärluftdüsenkonfigurationen. Bei anfänglich ca. 2.000 mg/kWh (axiale Düsen) bzw. 1.400 mg/kWh (radiale Düsen) konnten die NO_x -Emissionen in beiden Fällen drastisch auf ca. 500 mg/kWh (Faktor 0 – 2) bei $\lambda_{\text{St}} = 0,4$ bzw. $0,5$ reduziert werden. An diesem Punkt setzte gleichzeitig die Bildung von N_2O und NH_3 -Schlupf ein, was ein Indiz für eine beginnende unvollständige Verbrennung und die Abnahme der Flammentemperatur ist. Die N_2O -Bildung verläuft für beide Düsenvarianten weitestgehend identisch, wobei die Verbrennung mit den axialen Düsen stabiler ist, da die Luftstufung bis ca. $\lambda_{\text{St}} = 0,5$ eingestellt werden konnte. Bei den radialen Düsen musste der Brenner bei $\lambda_{\text{St}} = 0,4$ abgeschaltet werden, da die Verbrennung zunehmend instabil wurde. Die Bildung von NH_3 -Schlupf unterscheidet sich stark zwischen den Düsen. Für die radialen Düsen steigt der NH_3 -Schlupf ab $\lambda_{\text{St}} = 0,5$ stark an und erreicht ein Maximum von ca. 8.000 ppm . Bei den axialen Düsen entsteht ebenfalls NH_3 -Schlupf, der sich aber erst ab $\lambda_{\text{St}} = 0,45$ bildet und ein Maximum von 4.300 ppm bei $\lambda_{\text{St}} = 0,5$ erreicht.

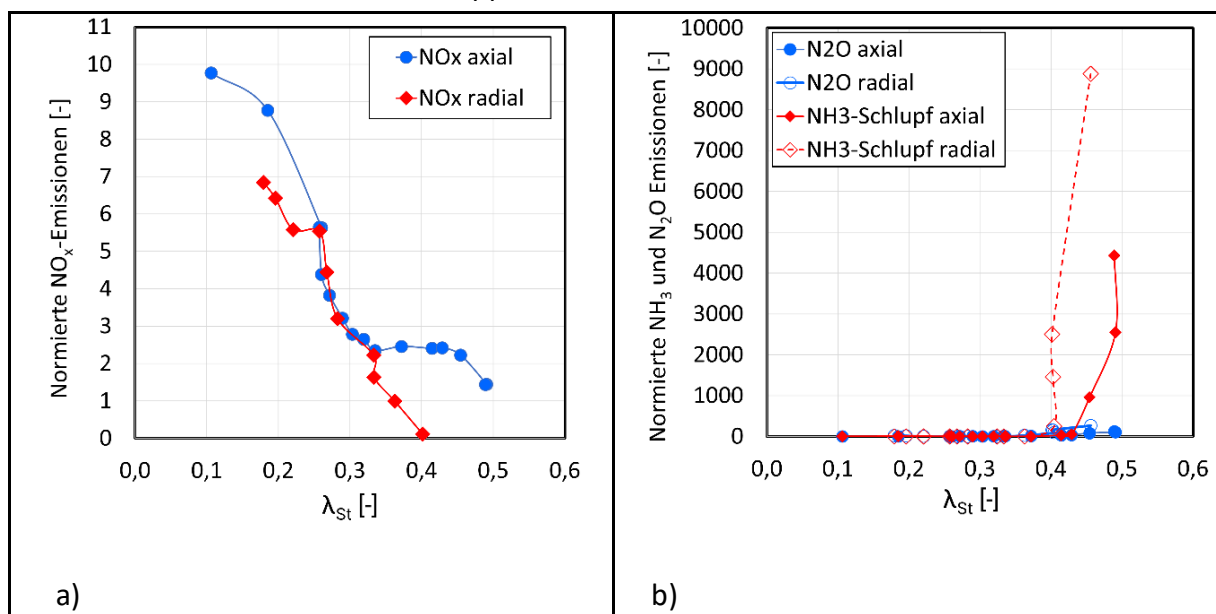


Abbildung 6.11: Einfluss der geraden und schrägen Tertiärluftdüsen auf die Emissionen mit Luftstufung auf die NO_x , N_2O und NH_3 -Konzentrationen, $Q_{\text{th}} = 150 \text{ kW}$, reiner Ammoniakbetrieb

Eine ergänzende Messkampagne an einem alternativen Prüfflammrohr (250 kW-Kessel) wurde durchgeführt (siehe **Abbildung 6.12**). Ziel war die Validierung der bisher erzielten Ergebnisse mit besonderem Fokus auf die zuvor nicht mögliche optische Beurteilung der Flamme sowie die weitergehende Optimierung der Luftstufung als primäre Maßnahme zur NO_x -Reduktion.

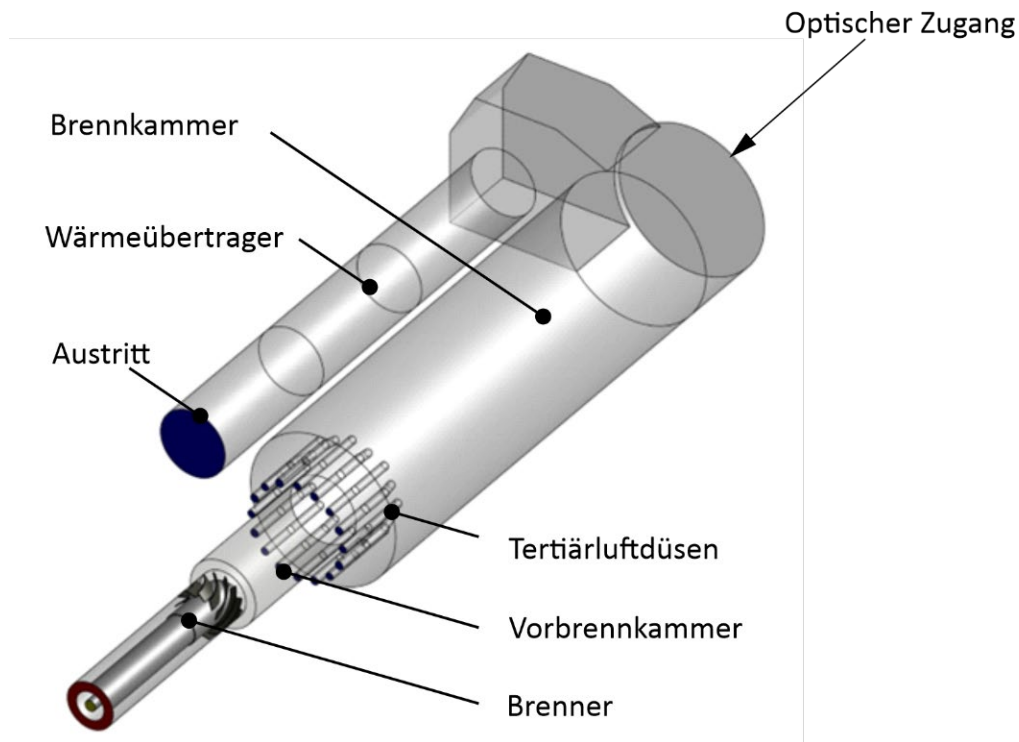


Abbildung 6.12: 3D-Modell des 250 kW-Kessels inklusive des neu entwickelten Brenners

Das Versuchsprogramm umfasste analog zu den bereits vorgestellten Messungen die systematische Variation relevanter Betriebsparameter, darunter die Aufteilung der Verbrennungsluft in Primär-/Sekundär-/Tertiärpfade, die Luftzahl, der Ammoniakanteil- im Brenngasgemisch mit Erdgas H und die Brennerleistung. Die Auswertung erfolgte im Abgleich mit den vorangegangenen Untersuchungen. Dadurch wurde die Übertragbarkeit der beobachteten Emissionstendenzen bestätigt, Instabilitätssignaturen konnten optisch einer veränderten lokalen Stöchiometrie und Strömungsführung zugeordnet werden, und die Parametrierung der Luftstufung wurde auf Basis kombinierter Emissions- und Stabilitätskriterien verfeinert. Die Versuche der zweiten Phase wurden an einer Brennkammer mit optischer Zugänglichkeit zur Flamme durchgeführt. Der Feuerraumdurchmesser betrug 400 mm und lag damit 100 mm unter dem der ersten Messkampagne, während die Brennkammerlänge mit 1.200 mm deutlich kürzer ausfiel als bei dem 500 kW-Kessel (2.000 mm). Im Fokus standen die weitergehende Untersuchung und Parametrierung der Luftstufung auf Basis der Erstversuche sowie die Erprobung alternativer Gasdüsen mit variierenden Geometrien. Zusätzlich wurde die Vorbrennkammer auf die minimale konstruktive Länge reduziert, um die Verweilzeit von NH_3 in Primär- und Sekundärzone zu verringern und damit den Zielkonflikt zwischen NO_x -Minderung und Stabilität bzw. NH_3 -/ N_2O -Emissionen gezielter adressieren zu können.

Die nachfolgende **Abbildung 6.13** zeigt exemplarisch die Flammenbilder für 150 kW Feuerungsleistung sowie 100 Vol.-% NH₃ in Abhängigkeit des Stufenluftanteils λ_{st} am 250 kW-Kessel. Der Einfluss des Stufenluftanteils (λ_{st}) auf die Emissionen wurde für Feuerungsleistungen von 150 kW und 250 kW untersucht (**Abbildung 6.14**). Mit zunehmendem λ_{st} nahmen die NO_x-Konzentrationen ab; ab etwa $\lambda_{st} \approx 0,4$ stiegen hingegen NH₃-Schlupf und N₂O an.

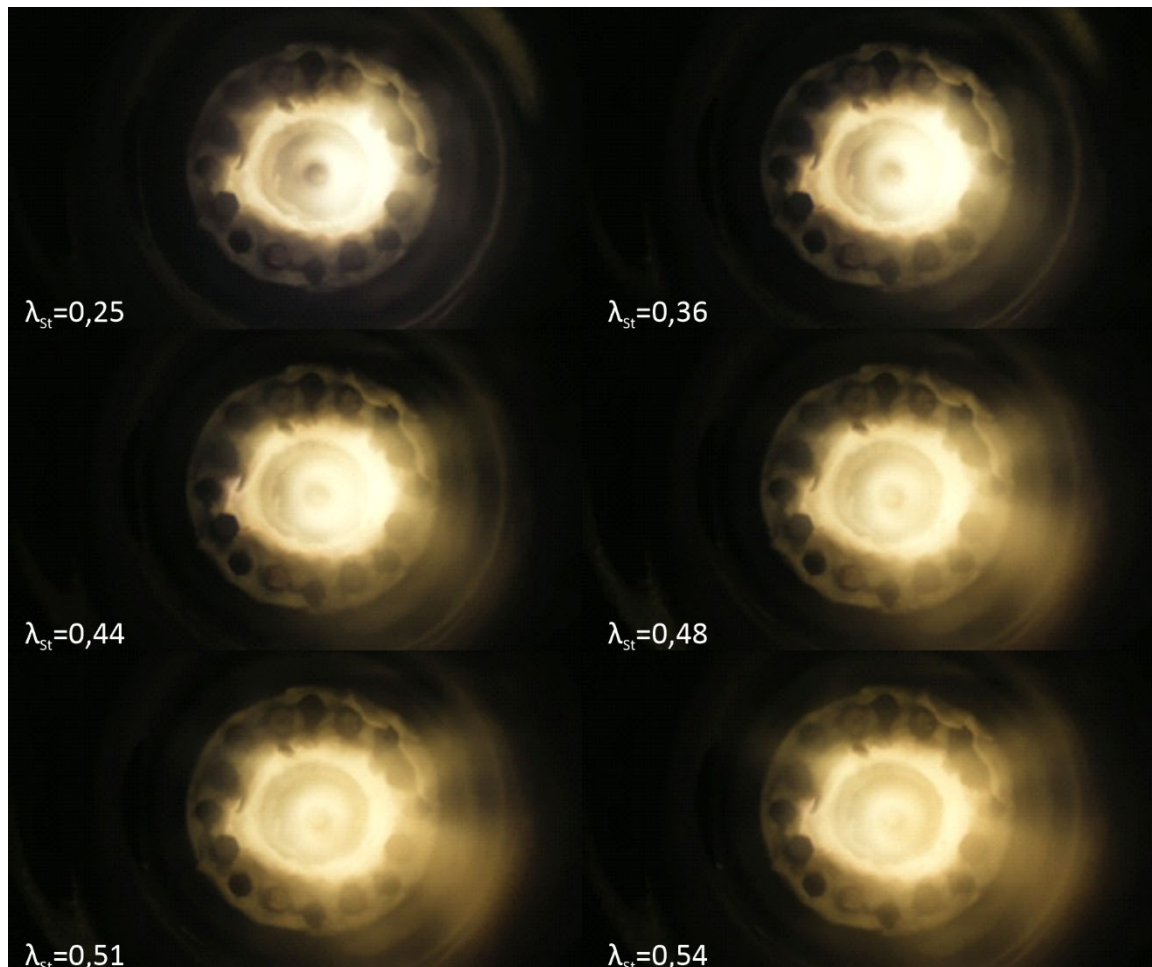


Abbildung 6.13: Flammenbilder für 150 kW und 100 % NH₃ in Abhängigkeit des Stufenluftanteils

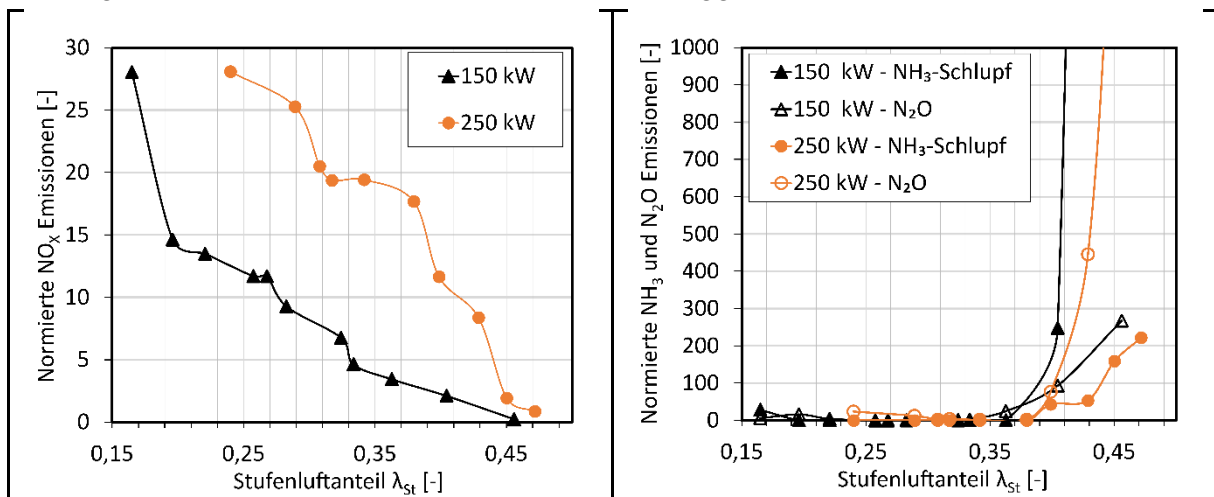


Abbildung 6.14: Vergleich der Emissionen in Abhängigkeit des Stufenluftanteils für 150 kW und 250 kW Feuerungsleistung: a) normierte NO_x-Emissionen, b) normierter NH₃-Schlupf und normierte N₂O Emissionen.

Das NO_x -Minimum trat für beide Leistungen bei einem Stufenluftanteil von rund 45 % auf. Für die höhere Feuerungsleistung verschob sich der Anstieg von NH_3 -Schlupf und N_2O leicht zu größeren λ_{St} Werten. Der qualitative Trend blieb unverändert. Aufbauend auf den lastabhängigen Untersuchungen zur Luftstufung wurden anschließend Brenngasmischungen betrachtet, beginnend mit Erdgas H und sukzessiver Beimischung von Ammoniak. Ziel war die Bewertung der Emissionsverläufe sowohl ohne Luftstufung als auch mit gestufter Luftzufuhr. **Abbildung 6.15** fasst die Ergebnisse zusammen: Das linke Diagramm zeigt die normierten NO_x -Verläufe, das rechte die Verläufe von N_2O und NH_3 . Auffällig ist, dass die Luftstufung das zuvor ausgeprägte NO -Maximum eliminiert und in einen Plateauverlauf überführt, der bei 100 % NH_3 erneut deutlich abnimmt. An diesem Punkt treten zugleich deutlich geringere NH_3 -Konzentrationen auf als im ungestuften Betrieb.

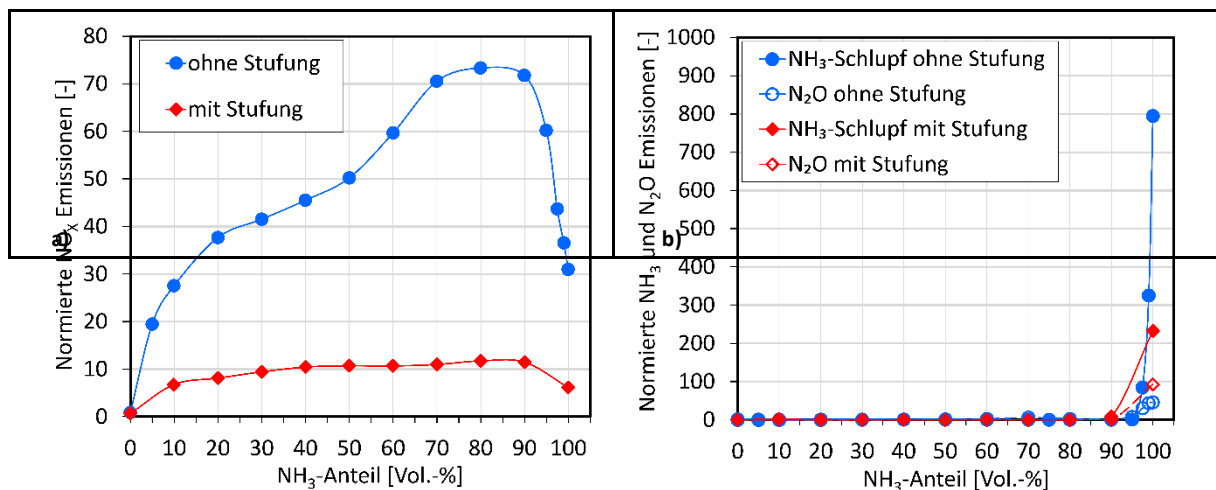


Abbildung 6.15: Emissionen für 300 kW NH_3 -Erdgas Feuerung mit und ohne Luftstufung: a) normierte NO_x -Emissionen, b) normierter NH_3 -Schlupf und normierte N_2O Emissionen

Ergänzend dokumentiert **Abbildung 6.16** Flammenaufnahmen in 10-Vol.-%-Schritten der Erdgas-/ NH_3 -Gemische und verdeutlicht die Veränderung der Primärzone, insbesondere den zunehmenden Anteil gelb-orange leuchtender Flammenanteile. Diese Beobachtungen leiten über zur detaillierten Analyse der Emissions- und Stabilitätscharakteristik entlang des Mischpfades sowie zur Ableitung geeigneter Parametrierungen der Luftstufung.

Zusammenfassend ergaben die Versuchsreihen zur Luftstufung über verschiedene Feuerungsleistungen, die Untersuchungen an zwei Kesselversuchsständen sowie die entlang des Brenngasmischpfades (Erdgas H mit sukzessiver NH_3 -Beimischung) durchgeführten Tests ein konsistentes Bild von Emissionsverhalten, Stabilität und wirksamen Stellgrößen der Ammoniakverbrennung. Ohne Luftstufung stiegen die NO -Emissionen mit wachsendem NH_3 -Anteil zunächst an, zeigten ein Maximum bei etwa 80 – 90 Vol.-% NH_3 und nahmen bei 100 % NH_3 wieder deutlich ab. Bei einer Brennerleistung von 70 kW verschob sich das Maximum infolge geringerer Strömungs- und Mischintensität zu höheren NH_3 -Anteilen. Dieses Verhalten ließ sich durch konkurrierende Brennstoff-N-Mechanismen erklären, bei denen oxidierende Pfade über $\text{NH}/\text{NH}_2/\text{HNO}$ der Reduktion von NO durch NH_2 -getriebene Reaktionen gegenüberstehen.

Unter Anwendung der Luftstufung wurde NO über den gesamten Mischpfad signifikant reduziert. Eine Parametervariation des Stufenluftanteils zeigte ein NO-Minimum im Bereich von etwa 45 %, während oberhalb von $\lambda_{St} \approx 0,4$ NH_3 -Schlupf und N_2O zunahmen und damit die Grenzen einer zu weitgehenden Stufung markierten. Diese Trends blieben über die untersuchten Leistungen qualitativ erhalten, verschoben sich bei höherer Leistung jedoch leicht zu größeren λ_{St} -Werten. Die Stabilitätsbewertung wurde durch N_2O als sensiblen Indikator gestützt: Anstiege von N_2O (und NH_3 -Schlupf) gingen mit beginnender Destabilisierung bis hin zum Flammenabriss einher. Optische Aufnahmen entlang des Mischpfads zeigten mit wachsendem NH_3 -Anteil deutliche Änderungen in der primären Verbrennungszone, insbesondere eine Zunahme gelb-orange leuchtender Flammenanteile, was auf veränderte Reaktions- und Strahlungsbedingungen sowie eine Umstrukturierung der Reaktionszonen hinwies.

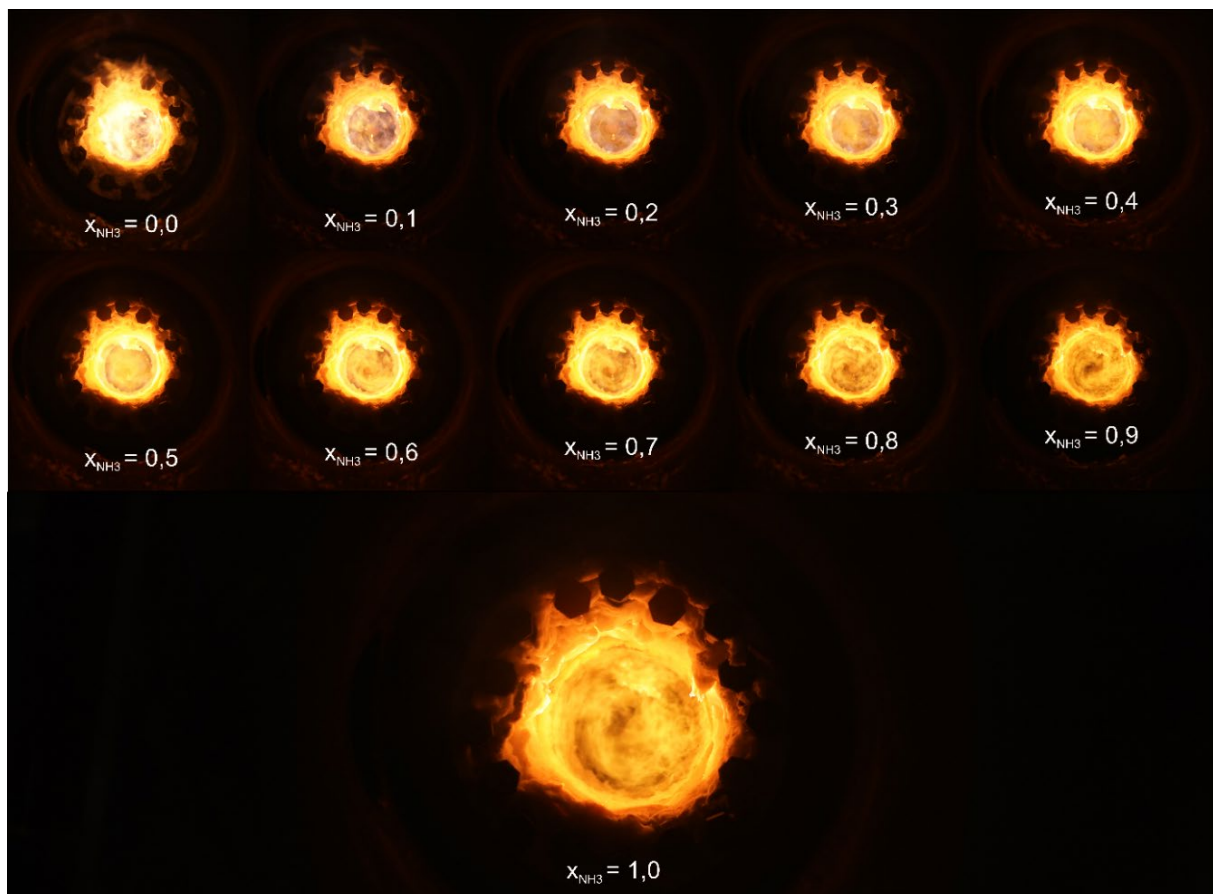


Abbildung 6.16: resultierende Flammenbilder in Abhängigkeit des volumetrischen Ammoniakanteils (x_{NH_3}) im Brenngasgemisch mit Erdgas H

Konstruktiv erwies sich das Brennerkonzept mit überkritischem Drall und zentraler Rezirkulation als wirksam zur Stabilisierung der Flamme bei den niedrigen Flammengeschwindigkeiten von NH_3 . Darüber hinaus verbesserte die nahezu adiabate Ausmauerung der Vorbrennkammer die Zünd- und flammenerhaltende Bedingungen. Niedrigere Feuerungsleistungen erleichterten die Stabilisierung durch reduzierte Strömungsgeschwindigkeiten, erforderten jedoch eine erhöhte Mischungsintensität. Anpassungen der Gasdüsengeometrie und eine verkürzte Vorbrennkammer ermöglichten eine gezieltere Beeinflussung von Verweilzeit und Mischung.

Mit einem Stufenluftanteil um etwa 45 % ergab sich ein robustes Betriebsfenster, in dem NO deutlich gemindert werden konnte, ohne NH_3 -Schlupf und N_2O überproportional zu erhöhen. Insgesamt bestätigten die Ergebnisse die grundsätzliche Eignung des untersuchten Brennerkonzepts für eine schadstoffarme Ammoniakverbrennung, sofern Luftstufung, lokale Stöchiometrie und Mischung in einem engen Parameterbereich geführt werden.

6.3.2 Numerische Untersuchung des neu entwickelten Brennersystems

Ziel dieses Kapitels ist die numerische Nachbildung der zuvor beschriebenen Versuchsreihen zur Ammoniakverbrennung, um Strömungs-, Mischungs- und Reaktionsprozesse systematisch zu analysieren und die Wirksamkeit der Luftstufung zu bewerten. Simuliert wurden die in den Experimenten untersuchten Betriebspunkte und Pfade: Lastpunkte von 100 und 150 kW bei einer Luftzahl von 1,3. Die untersuchte Brennergeometrie und die experimentell gesetzten Massenstromaufteilungen für Primär-/Sekundär-/Tertiärluft wurden dabei 1:1 als Randbedingungen in das Simulationsmodell überführt. Für die betrachteten Geometrien und Betriebsparameter wurden im Experiment stabile, angebundene Flammen nachgewiesen. Dies rechtfertigt eine stationäre RANS-Betrachtung (zeitlich gemittelte Gleichungen) als geeigneten Modellrahmen für die mittleren Felder (Strömung, Temperatur, Spezies). Transiente, großskalige Instationaritäten, die eine LES/DNS erfordern würden, standen im untersuchten Parameterraum nicht im Vordergrund. Die RANS-Annahme ist daher physikalisch konsistent und validierbar. Gleichwohl werden die Grenzen der RANS-Auflösung bei der Abbildung lokaler Auslöschungen oder kurzzeitiger Stabilitätsfluktuationen im Abschnitt „Modellunsicherheiten“ benannt.

Modellierungsansatz:

- Strömung/Turbulenz: Stationäre RANS mit realisablem $k-\varepsilon$ -Modell und gekoppelter Druck-Impuls-Lösung zur robusten Auflösung der stark verdrallten Strömung und der zentralen Rezirkulationszone.
- Verbrennung: Mischungsbruch-basierter Ansatz mit vorgenerierten, nicht-adiabaten Chemiedatenbanken (Flamelet/PDF-Rahmen). Damit werden für Erdgas-/ NH_3 -Mischungen die dominierenden Pfade der Fuel-N-NO-Bildung (über NH , NH_2 , HNO) neben oxidativen und reduktiven Gegenreaktionen konsistent erfasst.
- Strahlung: Discrete-Ordinates-Modell (DO) mit geeigneten Gasstrahlungseigenschaften; Kopplung der Strahlungsquellen in die Energiebilanz.

Für jeden Fall werden die experimentell gemessenen Massenströme, Luftaufteilungen (Primär/Sekundär/Tertiär), Stufenluftanteile (inkl. Optimum um ca. 45 %) und Abgasgegendrücke als Randbedingungen gesetzt. Die Drallintensität wird über die reale Leitgeometrie abgebildet und die Gasdüsengeometrien aus den Versuchen fließen in die Injektionsrandbedingungen ein. Damit ist die experimentelle Reproduzierbarkeit der numerischen Fälle gewährleistet. Neben der detaillierten Betrachtung der Strömungsvorgänge, Temperatur- sowie Speziesverteilung war insbesondere die Differenzierung der unterschiedlichen Betriebsmodi im Hinblick auf die Luftstufung relevant. Nachfolgend werden zunächst die Ergebnisse der Simulation

ohne Luftstufung beschrieben und im Nachgang mit denen des Betriebs mit einer Luftstufung verglichen.

In **Abbildung 6.17** ist der Temperaturverlauf für beide Brennerleistungen in einem horizontalen Schnitt durch die Brennerachse dargestellt. Bei 100 kW zeigt sich eine ausgeprägte, aber kompakte Hochtemperaturzone direkt hinter dem Brenneraustritt. Bei 150 kW verschiebt sich diese Zone weiter in die Brennkammer hinein und dehnt sich stärker aus. Insgesamt liegen die Temperaturen in beiden Fällen im Bereich von ca. 1.000 – 1.400 °C. Der Unterschied verdeutlicht die stärkere Flammenausbreitung und höhere Wärmeeinbringung bei größerer Leistung, was zu einer intensiveren, aber weniger lokal konzentrierten Verbrennung führt.

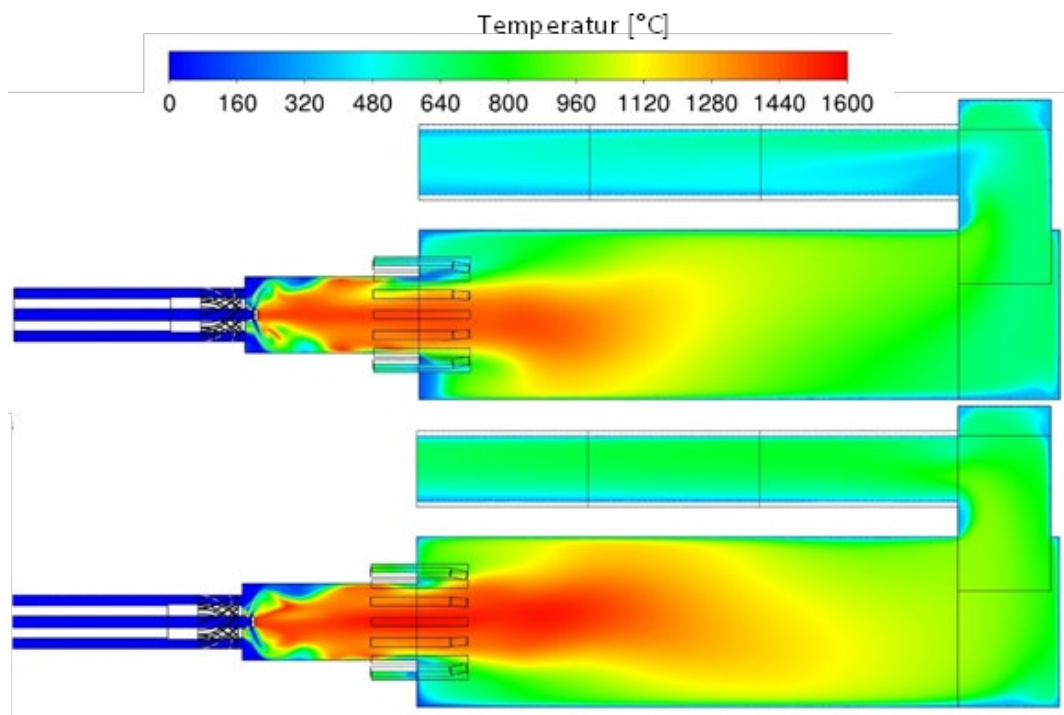


Abbildung 6.17: Temperaturverlauf ohne Luftstufung bei Brennerleistung 100 kW oben und 150 kW unten

Abbildung 6.18 zeigt die Sauerstoffkonzentration in Vol.-% trocken für beide Lastfälle. Bei beiden Lastfällen nimmt der Sauerstoffgehalt im Kernbereich der Flamme rasch ab, was eine vollständige Umsetzung des Ammoniaks anzeigt. Bei 150 kW fällt der O₂-Verbrauch schneller und großräumiger aus, was auf eine stärkere Vermischung und intensivere Reaktion hindeutet. Darüber hinaus zeigt die **Abbildung 6.19** die Axialgeschwindigkeit für beide Lastfälle. Beide Lastfälle zeigen am Brenneraustritt eine überkritische Drallströmung, die ein starkes Rückströmungsgebiet entlang der Achse erzeugt. Dieses Rezirkulationsgebiet ist für die Flammenstabilisierung entscheidend, da heiße Reaktionsprodukte zurückgeführt werden. Bei 150 kW ist die Strömungsgeschwindigkeit insgesamt höher; gleichzeitig dehnt sich die Rückströmungszone weiter in den Strömungsraum aus. Das weist auf eine stabilere, aber auch dynamischere Flammenlage hin. Die Stromlinien eingefärbt mit der Temperatur sind in **Abbildung 6.20** dargestellt. Die Stromlinien zeigen klar die Rezirkulation in der Achse und die Umströmung im Außenbereich. Bei 100 kW ist die Heißgasrezirkulation kompakter, während bei 150 kW eine

weitreichendere Rückführung heißer Gase stattfindet. Dadurch wird die Temperatur gleichmäßiger im Reaktionsraum verteilt, was einerseits zu besserem Ausbrand, andererseits zu höheren Wandbelastungen führen kann

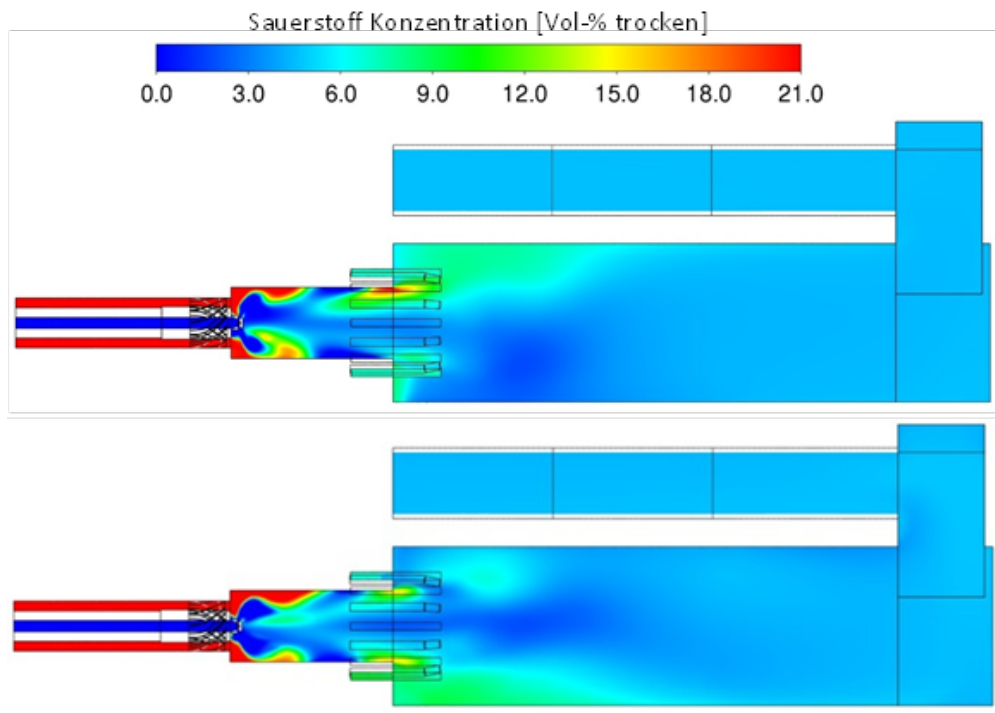


Abbildung 6.18: Sauerstoffverlauf ohne Luftstufung bei Brennerleistung 100 KW oben und 150 KW unten

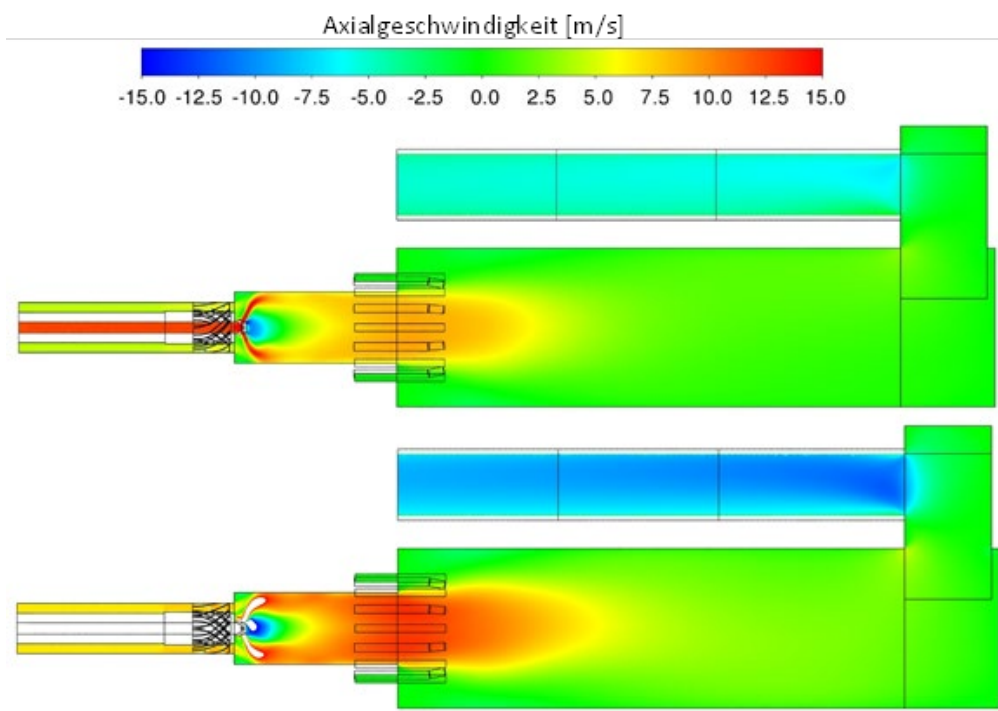


Abbildung 6.18: Axialgeschwindigkeit ohne Luftstufung bei Brennerleistung 100 KW oben und 150 KW unten

Die CFD-Simulation bestätigt die wesentliche Rolle der überkritischen Drallströmung für die Stabilisierung von NH_3 -Flammen. Mit steigender Leistung (100 → 150 kW) verstärken sich Ausbrand, Sauerstoffumsetzung und Rückströmung, wodurch die Flamme stabiler und gleichmäßiger brennt. Gleichzeitig dehnt sich die Heißgaszone aus, was potenziell höhere thermische Belastungen für die Brennkammerwände bedeutet. Für den Brennerbetrieb mit reinem Ammoniak ist die Auslegung der Luftführung entscheidend, da sie die Lage und Stabilität der Flamme bestimmt.

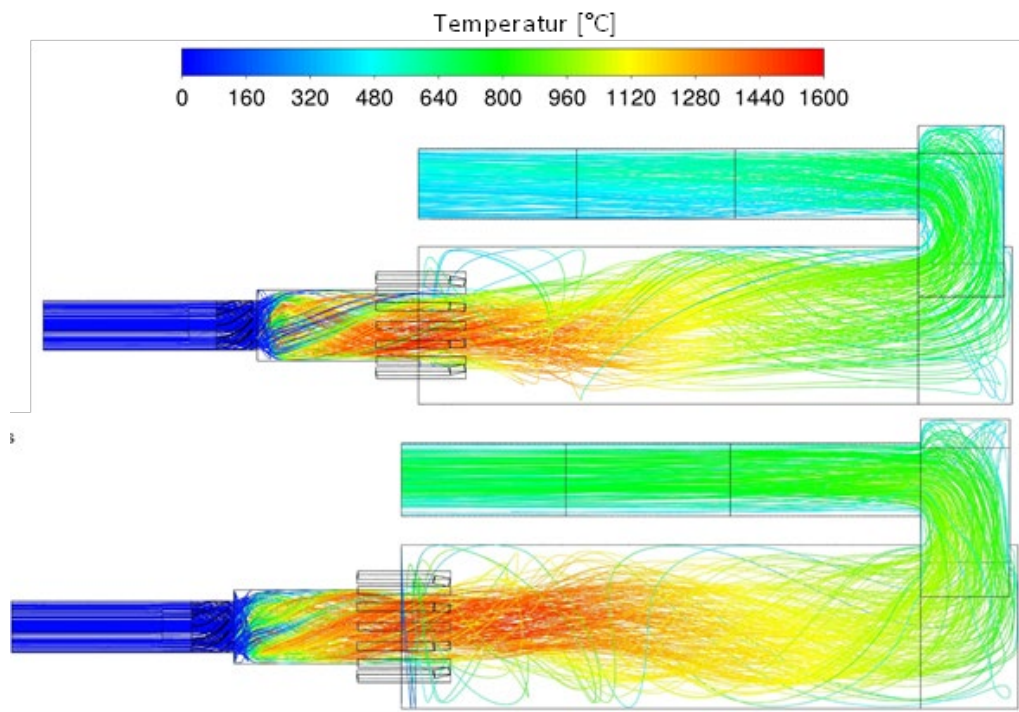


Abbildung 6.19: Stromlinien eingefärbt mit der Temperatur ohne Luftstufung bei Brennerleistung 100 kW oben und 150 kW unten

Simulationen mit einer Luftstufung sind ebenfalls durchgeführt worden. Hierbei wurden 70 % der Verbrennungsluft über die Sekundärluft und 30 % über die Tertiärluftdüsen zugeführt. Die Simulationen verdeutlichen, dass die Einführung einer gestuften Luftzufuhr einen signifikanten Einfluss auf die Temperaturfelder hat. Diese sind in **Abbildung 6.17** dargestellt. Bei einer Brennerleistung von 100 kW resultiert eine kompakte, jedoch durch die Luftstufung weniger intensiv ausgeprägte Hochtemperaturzone unmittelbar hinter dem Brenneraustritt. Die gestufte Zufuhr bewirkt eine homogenere Wärmefreisetzung, wodurch lokale Temperaturmaxima reduziert werden. Bei 150 kW verschiebt sich die Heißgaszone tiefer in die Brennkammer, wobei durch die Luftstufung eine Abflachung der Temperaturspitzen erreicht wird. Insgesamt führt dies zu einer gleichmäßigeren Wärmeverteilung im Strömungsraum und zu einer Verringerung der thermischen Wandbelastung. Die Sauerstoffkonzentrationen in **Abbildung 6.22** belegen die veränderte Reaktionsführung infolge der gestuften Luftzufuhr. Während bei der Luftzufuhr ohne Stufung eine rasche Sauerstoffabnahme im Kernbereich der Flamme auftritt, verbleiben bei gestufter Zufuhr höhere O_2 -Gehalte in der Basisregion der Flamme. Dadurch wird die Oxidation des Brennstoffs in eine verlängerte Reaktionszone verlagert.

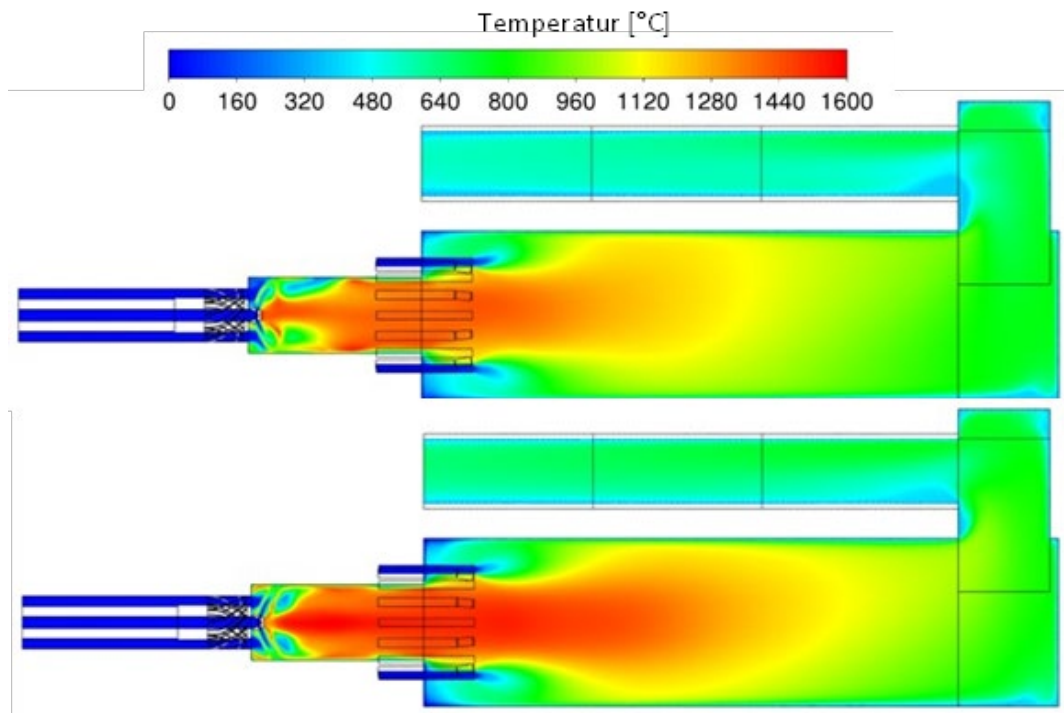


Abbildung 6.20: Temperaturverlauf bei Brennerleistung 100 KW oben und 150 KW unten mit Luftstufung

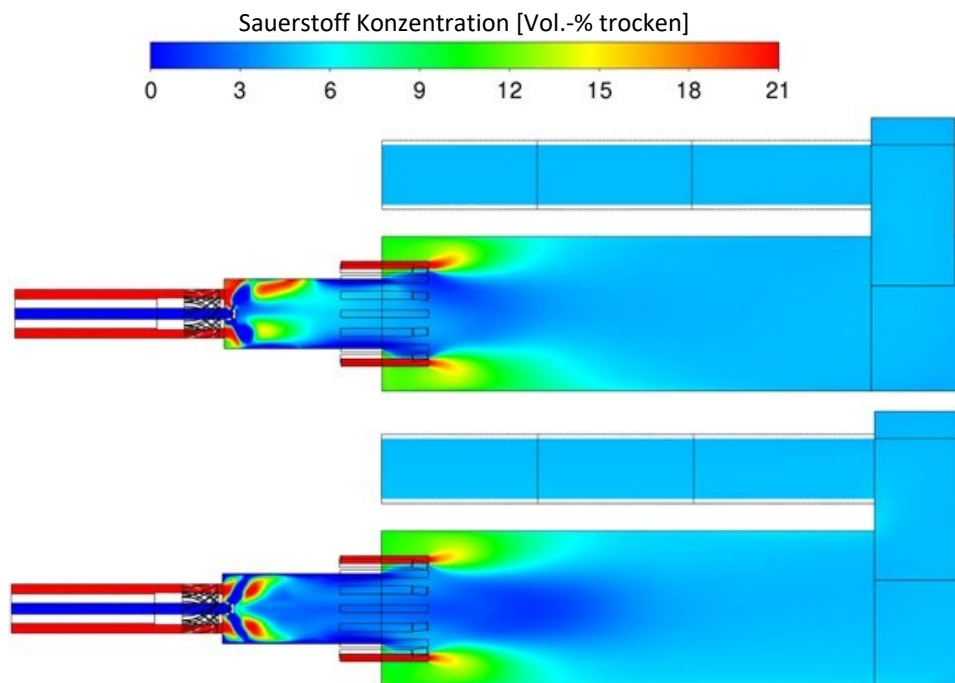


Abbildung 6.21: Sauerstoff Konzentration mit Luftstufung bei Brennerleistung 100 KW oben und 150 KW unten

Insbesondere bei 150 kW ist ein großflächiger Rest-O₂-Anteil im äußeren Flammenbereich erkennbar, was auf eine verstärkte Durchmischung durch die Tertiärluftdüsen zurückzuführen ist. Dies begünstigt eine gestreckte, weniger lokal konzentrierte Umsetzung des Ammoniaks. Die Analyse der Axialgeschwindigkeit in **Abbildung 6.23** zeigt, dass die charakteristische über-

kritische Drallströmung auch bei gestufter Luftzufuhr erhalten bleibt. Diese induziert weiterhin ein ausgeprägtes Rezirkulationsgebiet entlang der Brennerachse, welches für die Flammenstabilisierung durch Rückführung heißer Reaktionsprodukte essenziell ist. Bei 100 kW manifestiert sich dieses Rückströmungsgebiet kompakt, während es sich bei 150 kW deutlich in die Brennkammer hinein ausdehnt. Die zusätzliche Zufuhr von Tertiärluft wirkt strömungsstabilisierend und intensiviert die Rezirkulation, was zu einer robusteren Flammenlage führt. Die mit der Temperatur eingefärbten Stromlinien in **Abbildung 6.24** bestätigen die Wirkung der Luftstufung auf die Rezirkulationsstruktur. Bei 100 kW ist die Rückführung der heißen Reaktionsgase lokal begrenzt, jedoch klar erkennbar. Bei 150 kW bewirkt die Luftstufung eine weitreichendere Heißgasrückführung, wodurch sich eine homogenere Temperaturverteilung im Reaktionsraum einstellt. Diese gleichmäßigere Durchmischung begünstigt einerseits eine verbesserte Ausnutzung des Brennraums und eine vollständigere Umsetzung, andererseits wird das Risiko lokaler Überhitzungen reduziert.

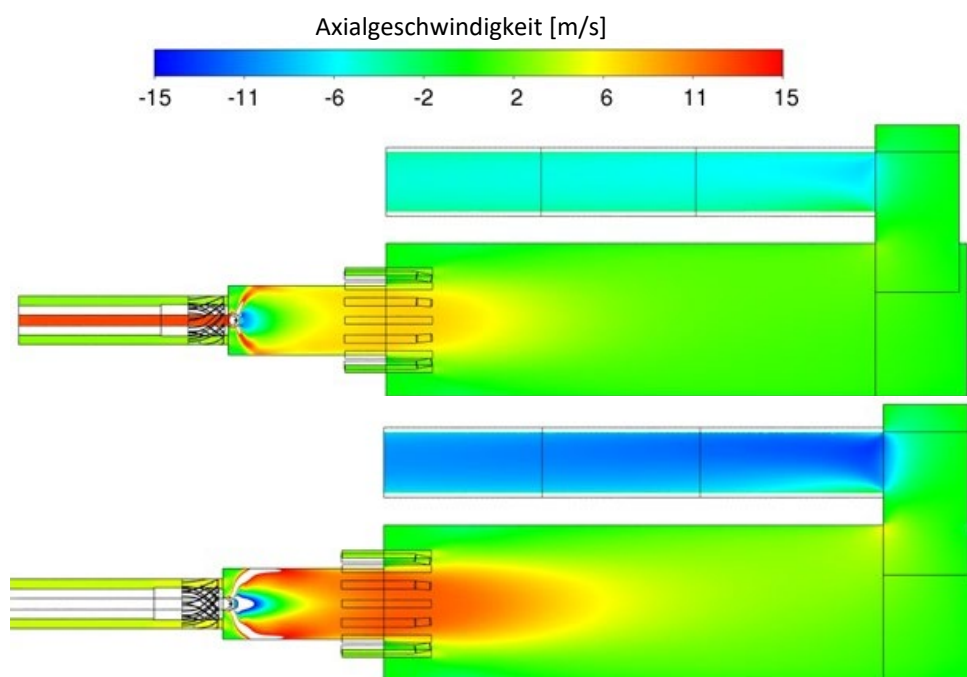


Abbildung 6.22: Axialgeschwindigkeit mit Luftstufung bei Brennerleistung 100 kW oben und 150 kW unten

Die CFD-Ergebnisse zeigen, dass die Luftstufung ein wirksames Instrument zur Beeinflussung der Flammencharakteristik bei der Verbrennung von Ammoniak darstellt. Durch die gestufte Luftzufuhr werden:

- Temperaturspitzen reduziert und Hotspots vermieden,
- die Sauerstoffnutzung effizienter gestaltet,
- die Flammenstabilität über eine verstärkte Rezirkulation erhöht,

sowie eine homogenere Wärme- und Stoffverteilung im Brennraum erreicht.

Besonders bei höheren Lasten (150 kW) treten diese Effekte verstärkt auf, da die Flamme insgesamt größer und ausgedehnter ist. Die Luftstufung trägt somit nicht nur zur Stabilisierung

des Verbrennungsprozesses bei, sondern bildet zugleich die Grundlage für eine Schadstoffminderung (insbesondere NO_x -Reduktion) durch die Vermeidung lokaler Hochtemperaturbereiche.

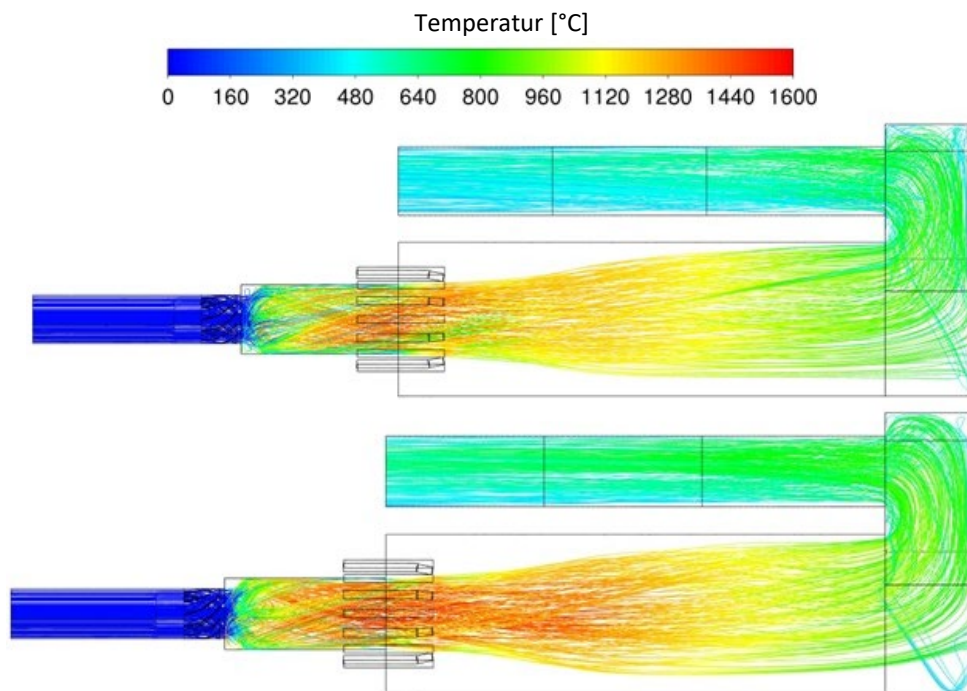


Abbildung 6.23: Stromlinien eingefärbt mit der Temperatur mit Luftstufung bei Brennerleistung 100 KW oben und 150 KW unten

7 Übertragung der Erkenntnisse mittels CFD-Simulationen auf eine reale Anlage

Die Option, experimentelle Untersuchungen während des Betriebs durchzuführen, ist mit Risiken und Produktionsausfällen verbunden. Fehler aufgrund von Unkenntnis bei der Durchführung der Versuche können erhebliche Zusatzkosten verursachen. Neben den thermochemischen und physikalischen Bedenken kommen noch praktische Hindernisse hinzu. Die Zugänglichkeit einer Anlage sowie die Durchführbarkeit der Versuche können ein deutliches Hindernis darstellen.

Computational Fluid Dynamics (CFD) Simulationen ermöglichen es, eine Anlage zu analysieren, auszulegen und zu optimieren, ohne dabei experimentelle Kosten und Risiken in Kauf nehmen zu müssen. Einige Vorteile von CFD-Simulationen sind die erzeugten Datenmengen sowie die Möglichkeit, verschiedene Parameter- oder Geometriestudien mit einem vertretbaren Aufwand durchführen zu können. Der Arbeitsaufwand kann hier in drei Schwerpunkte gegliedert werden kann. Im ersten Teil, dem sogenannten Pre-Processing, wird die Geometrie modelliert und anschließend vernetzt. Dabei ist zu beachten, dass potenzielle Geometrievereinfachungen nicht die Aussagekraft der Simulation beeinflussen dürfen. Die Netzgenerierung ist ein sehr wichtiger Schritt, weil die Konvergenz der Simulation in vielen Fällen von einem guten Gitter abhängt. Als nächstes werden im CFD-Programm die Randbedingungen angegeben sowie die Modelle ausgewählt. Hierbei ist die Erfahrung des Anwenders und die richtige Auswahl der Modellkombinationen eine grundlegende Voraussetzung für ein optimales Ergebnis. Im zweiten Schritt, dem Processing, erfolgt die Simulation. Die Rechenzeit hängt von der Auswahl des Turbulenz- und Verbrennungsmodells sowie von Anzahl der Gitterzellen ab. Im letzten Schritt, dem Post-Processing, erfolgt die Auswertung der Ergebnisse.

7.1 Turbulenz- und Verbrennungsmodellierung

Grundsätzlich bieten kommerzielle CFD-Anwendungen eine ganze Reihe von verschiedenen Modellen zur Beschreibung von Turbulenz und Verbrennung an, die alle ihre Stärken und Schwächen haben. Welche Modelle herangezogen werden, hängt von der Aufgabenstellung ab. Die Modellauswahl ist daher grundsätzlich mit Bedacht zu treffen. Hier fließt auch die Erfahrung des CFD-Ingenieurs ein.

In dem vorliegenden Fall wird die Strömung mit dem k - ϵ -realizable-Modell simuliert. Dieses Modell eignet sich für hoch-turbulente Strömungen und wird oft für industrielle Aufgabenstellungen eingesetzt. Die Verbrennung wird mit dem PDF-Gleichgewichts-Modell betrachtet, da dieses Modell für verschiedene Brennstoffzusammensetzungen, wie sie hier vorliegen, geeignet ist. Bei der anderen Modellfamilie, den sogenannten Wirbelzerfallsmodellen, hingegen werden aussagekräftige Reaktionsmechanismen benötigt, um den Besonderheiten der verschiedenen Brennstoffe Rechnung zu tragen. Diese Mechanismen sind jedoch oft sehr umfangreich und daher auch rechenzeit-intensiv. Deshalb ist ein tabellenbasiertes Modell wie

das nicht-adiabate PDF-Gleichgewichtsmodell (PDF: Probability Density Function) für derartige Untersuchungen besser geeignet, wie bereits auch in vorangegangenen Untersuchungen belegt wurde [17].

PDF-Gleichgewichtsmodelle basieren auf sogenannten Look-Up-Tables. Bei diesem Modellierungsansatz wird vorausgesetzt, dass bei nicht-vorgemischten Flammen die chemische Reaktion viel schneller abläuft als die turbulente Mischung der Reaktionspartner. Durch die Annahme „gemischt = verbrannt“ wird der Verbrennungsprozess durch das Mischungsverhalten von Oxidator mit Brenngas bestimmt. Anders als bei den Wirbelzerfallsmodellen, wo für jede Spezies eine Transportgleichung bilanziert wird, werden bei tabellenbasierten Verfahren nur zwei weitere Transportgleichungen für den mittleren Mischungsbruch und die mittlere Varianz des Mischungsbruches gelöst. Der numerische Aufwand bleibt damit überschaubar. Die Strahlung wird mit dem Discrete-Ordinates-Model modelliert. In **Tabelle 7.1.** sind die Setup Einstellungen für den CFD-Code zusammengefasst.

Tabelle 7.1: CFD-Setup

Code	Ansys Fluent v2021 R1 (Reynolds Averaged Navier-Stokes, stationär)
Turbulenzmodell	Realizable k- ϵ -Modell
Strahlungsmodell	Discrete Ordinates Modell (DO)
Verbrennungsmodell	Nicht-Adiabates PDF-Gleichgewichtsmodell
Wände	Nicht adiabat

7.2 Geometriemodellierung, CFD-Modellierung und Definition der Randbedingungen

Wie beschrieben, basieren numerische Strömungssimulationen (fast) immer auf Gitternetzen, mit denen das Rechengebiet diskretisiert wird. Die Auflösung, d. h. die Anzahl der Gitterzellen, die für die Beschreibung eines Rechengebiets verwendet wird, ist wichtig hinsichtlich der Qualität und Aussagekraft der Simulation, aber auch dem damit verbundenen Rechenzeit- und Hardwarebedarf. Die Gitter, die im Rahmen der hier vorgestellten Simulationen eingesetzt wurden, bestanden jeweils aus etwa 3,8 Millionen Zellen. Es handelt sich um unstrukturierte Hybridgitter, d. h. Zellen unterschiedlicher Form wurden kombiniert, um die Geometrien bestmöglich mit einer vertretbaren Zellzahl abzubilden. **Abbildung 7.1** zeigt eine Darstellung des simulierten Rechengebiets. Der Kessel wird unter definierten Betriebsbedingungen mit einer thermischen Leistung des Brenners von 2 MW bei einer Luftzahl von $\lambda = 1,18$ betrieben. Ziel der Untersuchung ist die Analyse der Auswirkungen von Ammoniak (NH_3) auf den Verbrennungsprozess, die Wärmeübertragung sowie das Strömungsverhalten im Ofen.

Zur Realisierung einer stufengeführten Verbrennung ist das System mit drei separaten Luftzuführungen ausgestattet. Die Gesamtluftmenge wird dabei in Primärluft (10 %), Sekundärluft (60 %) und Tertiärluft (30 %) aufgeteilt. Die Wandtemperatur des Kessels wird durch ein Kühlsystem konstant auf 180 °C gehalten.



Abbildung 7.1 Modellierung des Kessel-Brenner-Systems

Die Betriebsbedingungen werden in Form von Massenströmen an den jeweiligen Brenngas- und Oxidatoreinlässen vorgegeben, sodass ein definierter und reproduzierbarer Versuchsaufbau gewährleistet ist.

Tabelle 7.2: Betriebsbedingungen

Leistung	[MW]	2
Luftzahl	[-]	1,18
Primärluft-Anteil	[%]	10
Sekundärluft-Anteil	[%]	60
Tertiärluft-Anteil	[%]	30

7.3 CFD-Ergebnisse

In einem Dampfkessel ist die Temperatur ein entscheidender Parameter, da sie direkt die Dampferzeugung und damit die Leistungsfähigkeit der Anlage bestimmt. Nur wenn die Temperatur im zulässigen Bereich liegt, kann das Wasser zuverlässig in Dampf umgewandelt werden, ohne dass es zu Betriebsstörungen oder Gefahren kommt. Eine zu niedrige Temperatur führt zu geringem Wirkungsgrad und unzureichender Dampfproduktion, während zu hohe Temperaturen Schäden an Materialien, Leitungen oder Armaturen verursachen können. Zudem beeinflusst die Temperatur maßgeblich den Wirkungsgrad des Kessels, die Brennstoffausnutzung sowie Schadstoffemissionen, wie die von Stickstoffoxiden. In den folgenden **Abbildungen** sind die Ergebnisse der CFD-Simulationen dargestellt. Die dargestellte Abbildung verdeutlicht die charakteristische Temperaturverteilung im betrachteten Ofensystem. In unmittelbarer Nähe der Ofenwand werden Temperaturen von etwa 800 °C erreicht, während im Bereich der Flammenfront deutlich höhere Werte zwischen 1.400 °C und 1.600 °C vorliegen. Am Ofenaustritt sowie in der Umlenkammer stabilisieren sich die Temperaturen bei ungefähr

1.100 °C. Die beobachtete Verteilung lässt auf die Ausbildung langgestreckter Flammen schließen.

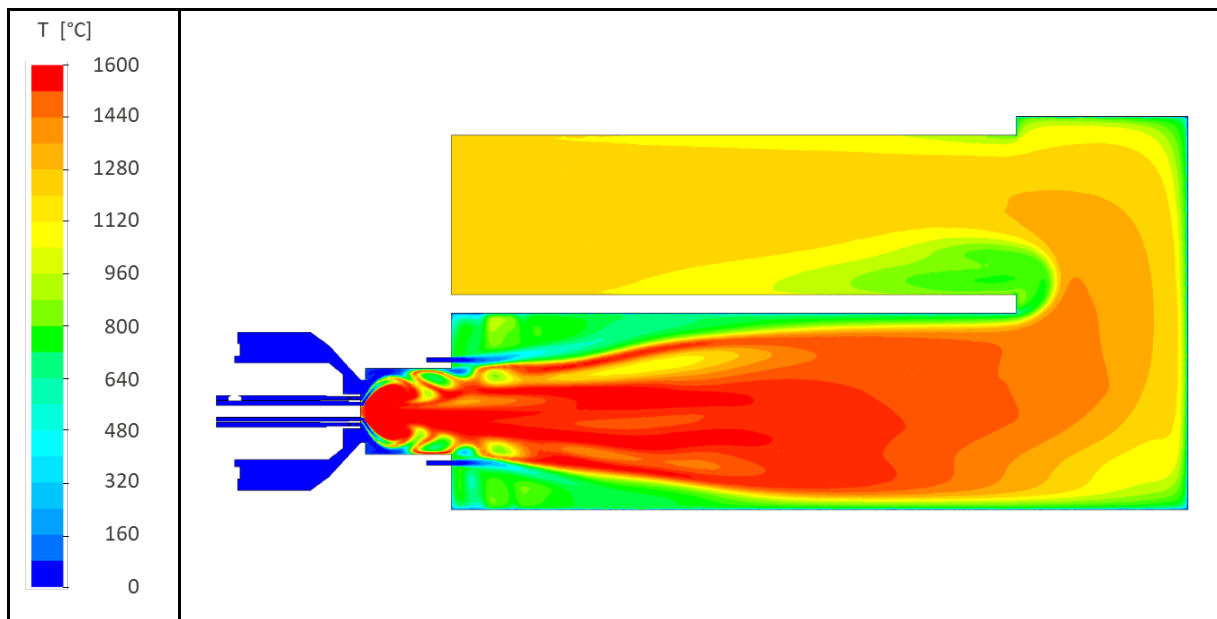


Abbildung 7.2: Temperaturverteilung (Quelle: GWI)

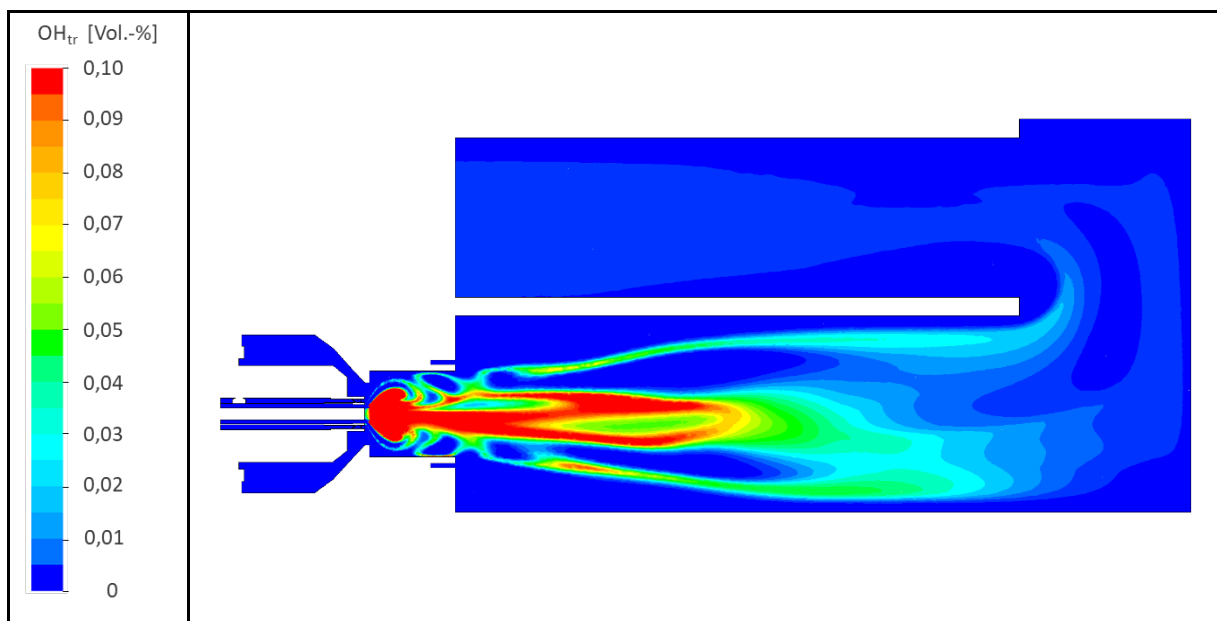


Abbildung 7.3: OH-Verteilung (Quelle: GWI)

Eine Bestätigung dieser Interpretation ergibt sich aus der Analyse der OH-Radikalkonzentrationen. Bei der Verbrennung wasserstoffhaltiger Brennstoffe, wie beispielsweise Ammoniak (NH_3), entstehen in der primären Reaktionszone zunächst OH-Radikale. Diese reagieren, bei hinreichender Sauerstoffverfügbarkeit, rasch weiter zu Wasserdampf (H_2O). Folglich stellt die OH-Verteilung im Ofen einen geeigneten Indikator zur Lokalisierung der Flammen sowie zur Abschätzung ihrer Ausdehnung dar (siehe **Abbildung 7.3**). Die Ausbildung der langen Flammen ist auf die Stufenverbrennung zurückzuführen, die infolge einer unvollständigen Durchmischung von Brennstoff und Luft charakterisiert ist. Dies wird durch die im Ofen beobachtete Sauerstoffverteilung bestätigt (siehe **Abbildung 7.4**). Bei einer globalen Luftzahl von 1,18 erfolgt die Zufuhr von rund 70 % der gesamten Luftmenge über Primär- und Sekundärluft. Im vorderen Ofenbereich, d. h. in der ersten Stufe, liegt die lokale Luftzahl folglich bei 0,826, sodass die Verbrennung deutlich unterstöchiometrisch verläuft. Unter diesen Bedingungen entstehen zunächst reaktive Radikale, die aufgrund des Sauerstoffmangels nicht unmittelbar weiterreagieren können. Darüber hinaus zeigt sich, dass die Tertiärluft in der zweiten Stufe nicht optimal in den Strömungskern eingebracht wird. Ursache hierfür ist die Kombination aus Zuführungsposition und Strömungsführung, die das Eindringen der Tertiärluft in den zentralen Strömungsbereich behindert. Verstärkend wirkt die Expansion im Strömungskern infolge der Verbrennung, die eine radiale Auslenkung der Strömung nach außen verursacht. Infolgedessen wird ein Teil der Tertiärluft oberhalb bzw. unterhalb der Einblasstelle verdrängt und strömt im weiteren Verlauf entlang der Ofenwände.

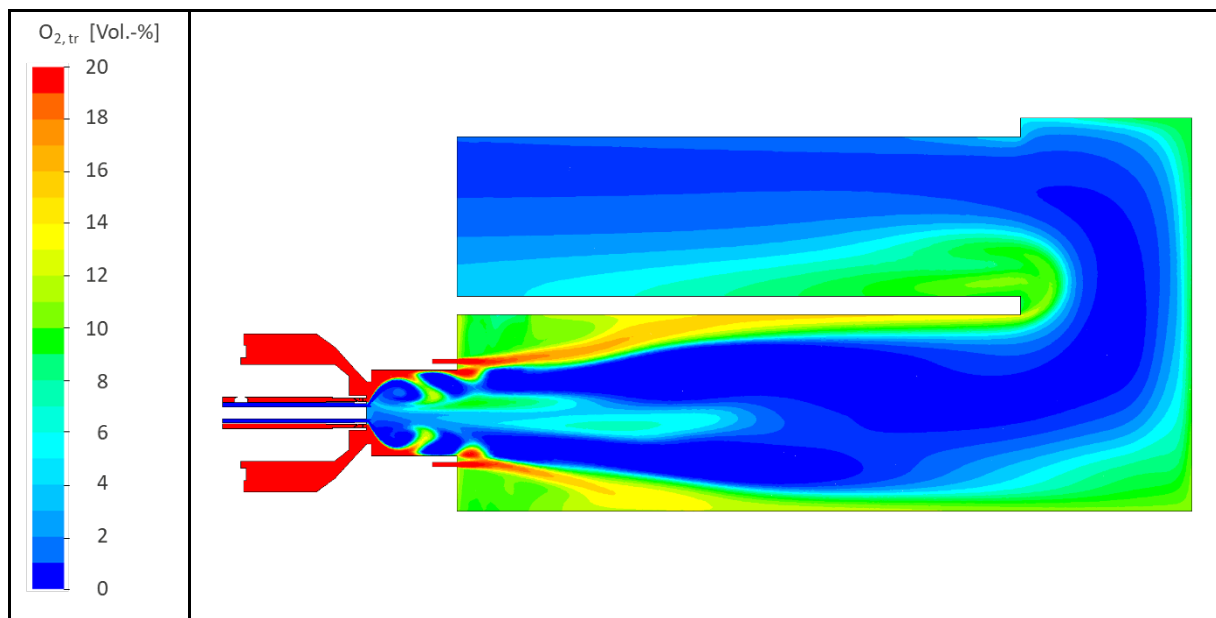


Abbildung 7.4: Sauerstoffverteilung (Quelle: GWI)

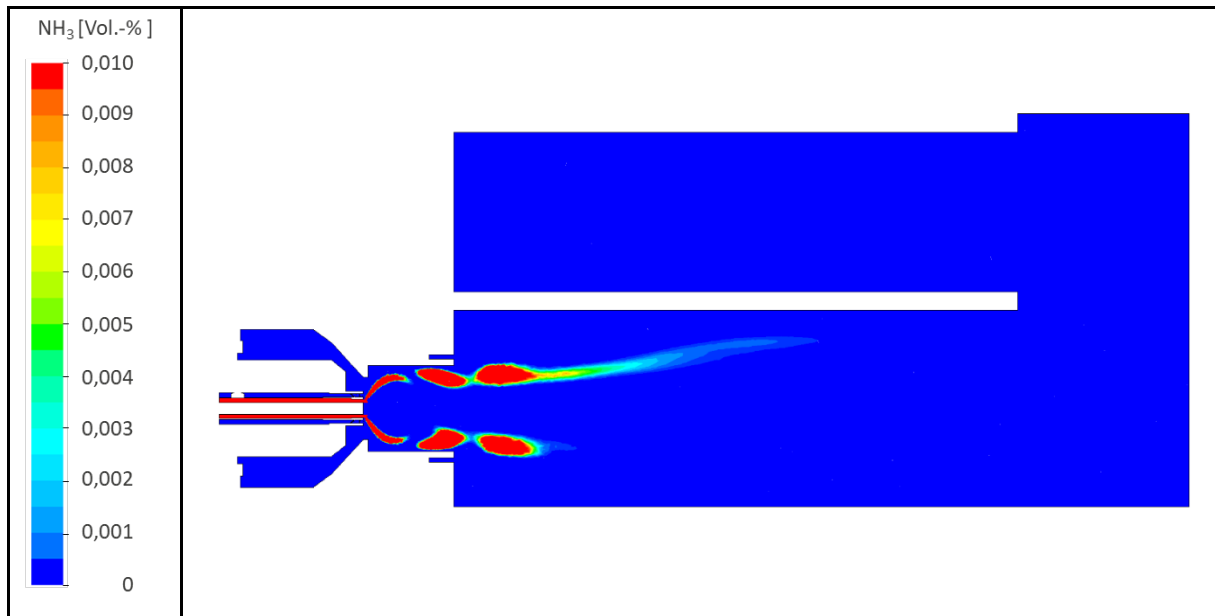


Abbildung 7.5: Ammoniakverteilung(Quelle: GWI)

Diese Strömungsverhältnisse bewirken eine verzögerte Durchmischung von Brennstoff und Luft, was letztlich die Ausbildung der langen Flammen, wie zuvor dargestellt, begünstigt. Gleichzeitig führt die Kombination aus Stufenverbrennung und Strömungsführung zu einer verlangsamten Umsetzung von Ammoniak (vgl. **Abbildung 7.5**). Ziel dieser Betriebsweise ist die Vermeidung lokaler Temperaturspitzen in der Flamme, um dadurch die Bildung von Stickstoffoxiden (NO_x) zu minimieren.

Für ein vertieftes Verständnis der Strömungsvorgänge wird im letzten Schritt die Führung von Primär-, Sekundär- und Tertiärluft anhand von Stromliniendarstellungen analysiert: Im oberen Bild der **Abbildung 7.6** (Primärluft) zeigt sich ein weitgehend gleichmäßiger Strömungsverlauf. Die Stromlinien treten am Brenneinlass aus und erstrecken sich entlang der Brennerachse in Richtung Brennkammer. Im brennnahen Bereich ist die durch den Drallerzeuger induzierte Verdrallung der Strömung deutlich erkennbar. Ausgeprägte Rückströmungen oder rezirkulierende Blasen treten in diesem Fall kaum auf, was auf eine stabile, überwiegend axiale Strömungsführung hinweist. Das mittlere Bild der **Abbildung 7.6** (Sekundärluft) verdeutlicht hingegen eine deutlich komplexere Strömungsstruktur. Unmittelbar nach dem Austritt am Brenneinlass entstehen aufgrund der konstruktionsbedingten Strömungsführung ausgeprägte Wirbelstrukturen. Die stark verwundenen Stromlinien lassen auf eine intensive Rezirkulation im vorderen Bereich der Brennkammer schließen. Diese Rückströmungsgebiete bewirken eine Rückführung heißer Verbrennungsgase, was für die Flammenstabilisierung von zentraler Bedeutung ist. Das untere Bild der **Abbildung 7.6** (Tertiärluft) zeigt ein Strömungsfeld, das durch eine Kombination von Rückströmungen und wandnahen Umströmungen charakterisiert ist. Besonders hervorzuheben ist eine großflächige Rezirkulationszone im vorderen Brennkammerbereich, die sich stromabwärts sukzessive auflöst und in eine wandgebundene Strömung übergeht. Dieses Verhalten erklärt die entlang der Brennkammerwand gemessenen Sauerstoffkonzentrationen von etwa 10 Vol.-%. Darüber hinaus wird deutlich, dass die Luftführung in Kombination mit der Brennerkonstruktion einen erheblichen Strömungswiderstand für die

Tertiärluft darstellt. Infolgedessen wird diese in wandnahe Bereiche verdrängt und entlang der Wand in die Brennkammer geleitet.

Auf Basis der experimentellen Ergebnisse und der validierten Modellspezifikation bestätigte die beschriebene numerische Untersuchung der 2-MW-Konfiguration die grundsätzliche Eignung des hochskalierten Brenners für einen stabilen Verbrennungsbetrieb.

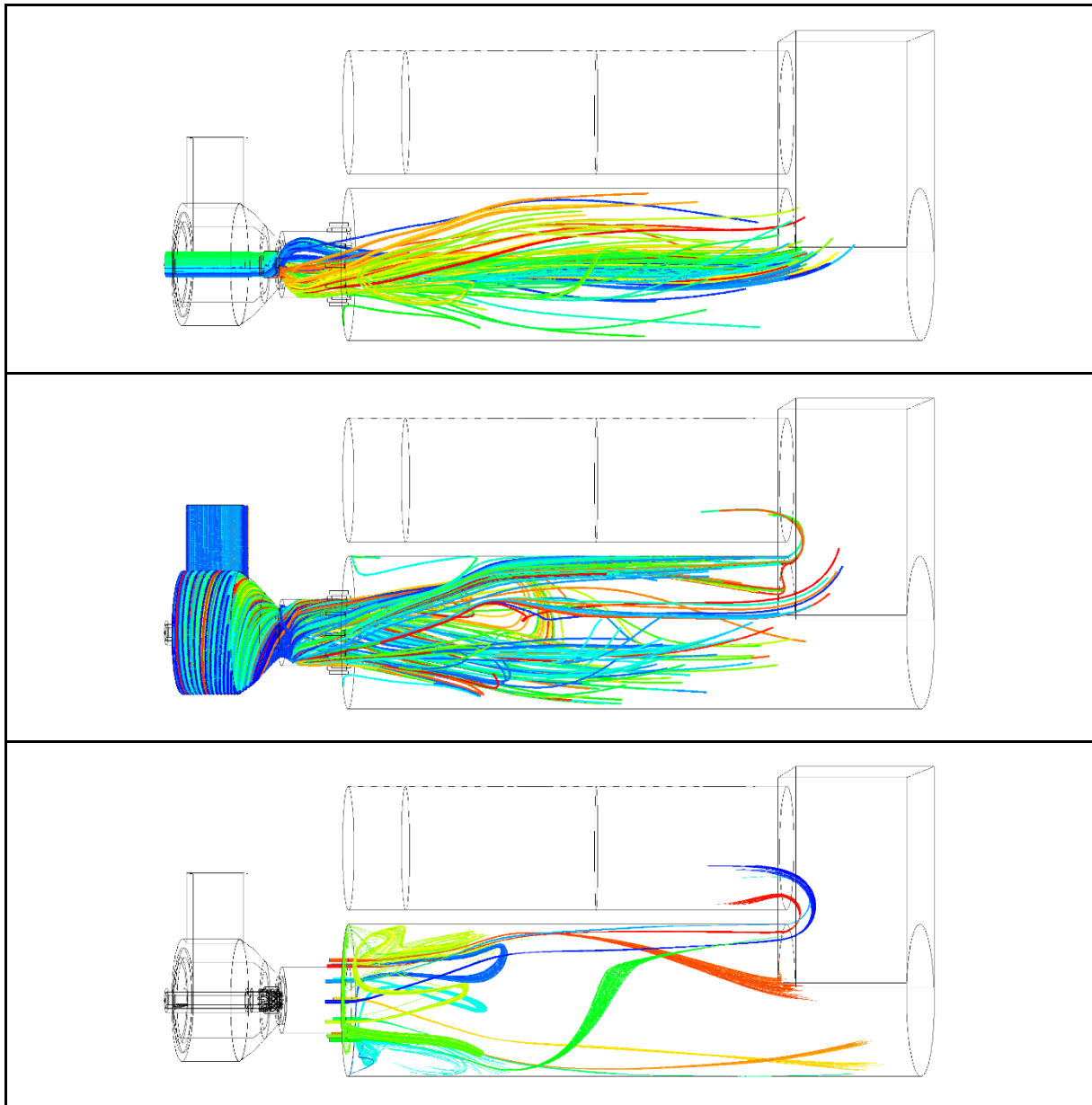


Abbildung 7.6: Darstellung der Strömungsführung von Primär-, Sekundär- und Tertiärluft anhand von Stromlinien in der Brennkammer

Temperatur-, Spezies- und Strömungsfelder zeigten eine konsistente, angebundene Reaktionszone mit langgestreckter Flamme. Im Wandbereich lagen Temperaturen von etwa bei 800 °C, in der Flammenzone 1.400 – 1.600 °C und am Ofenaustritt bzw. in der Umlenkammer rund 1.100 °C vor. Dementsprechend wurde das vorgegebene Wandtemperaturniveau von 180 °C eingehalten. Daraus ergab sich insgesamt ein robustes Wärmeübertragungsregime mit moderatem Strahlungsanteil im Feuerraum und ausreichender Abgasenthalpie für die nachgeschalteten konvektiven Züge. Strömungsseitig bestätigte sich die Funktionsaufteilung der

Luftpfade: Primärluft mit überwiegend axialer Strömung, Sekundärluft mit hoher Drallintensität zwecks Flammenstabilisierung und Tertiärluft mit begrenzter Kerndurchdringung und tendenziell wandnaher Strömung. Die damit verbundene verzögerte Durchmischung erklärt die Flammenlänge und die verlangsamte NH_3 -Umsetzung im vorderen Brennkammerbereich und erfüllt zugleich den Zweck das lokale Sauerstoffangebot und Temperaturspitzen zu vermeiden. Für die anlagentechnische Bewertung ist jedoch der gesamte Kesselverbund maßgeblich (Brennraum, Umlenk-/Strahlungszone, konvektive Rauchgaszüge). Aufgrund der stufungsbedingt längeren Reaktionszone sollte der erforderliche Brennraum größer ausfallen als bei einer Erdgasflamme. Im vorliegenden Beispiel ist der Temperaturverlauf nach dem Brennraum als kritisch einzuschätzen: Entweder ist die Brennraumlänge anzupassen (verlängern), um den thermischen Abbau kontrolliert in die ersten Züge zu verlagern, oder die Stufung (Einblasposition/Impuls der Tertiärluft, Luftaufteilung) so zu optimieren, dass eine leicht kürzere, kompaktere Flamme entsteht und die Temperaturspitzen räumlich günstiger liegen. Beide Wege zielen darauf, die Wärmeübergabe an die nachgeschalteten Wärmetauscher zu harmonisieren, NH_3 -Restgehalte weiter zu senken und gleichzeitig die NO_x -Bildung niedrig zu halten. In Summe liefert die Großanlagen-Simulation, gestützt auf die experimentell verifizierte Flammenstabilität, ein positives Betriebsfazit: stabile Anbindung, kontrollierte Temperaturfelder und eine zum Kesselverbund passende Wärmeübertragung. Für die Skalierung sind geometrische Anpassungen des Brennraums bzw. feinjustierte Stufungsstrategien die naheliegenden Hebel, um Reaktionszonendichte, Emissionsniveau und Gesamtwirkungsgrad der Anlage weiter zu optimieren.

8 Analyse und Bewertung, Aufzeigen von Hemmnissen, Erarbeitung von Lösungsstrategien

Die Nutzung von Ammoniak im Kraftwerks- und Chemiesektor ist derzeit vor allem als kurz- bis mittelfristige Option zur CO₂-Minderung zu bewerten. Für Nordrhein-Westfalen ergeben sich dafür günstige Ausgangsbedingungen: Chemieparks entlang des Rheins verfügen über Wasserstraßenanbindung sowie Terminal- und Verteilinfrastrukturen, die perspektivisch eine unmittelbare Versorgung über den im Duisburger Binnenhafen entstehenden Ammoniakhub ermöglichen. Auch an zahlreichen Kraftwerksstandorten sind die logistischen Voraussetzungen gegeben, da neben der Wasseranbindung in der Regel leistungsfähige Schienenwege vorhanden sind und teils großvolumige Ammoniaktanks aus der Rauchgasentstickung bereits existieren und adaptiert werden können. Vor dem Hintergrund der schrittweisen Inbetriebnahme des Wasserstoff-Kernnetzes bis 2032 und der damit verbundenen zeitlichen Lücke bis zur flächendeckenden H₂-Verfügbarkeit bietet Ammoniak einen realistischen Übergangspfad zur Dekarbonisierung wesentlicher Standorte.

Systemisch stehen drei Pfade im Fokus: die direkte Nutzung von Wasserstoff, der Import von Ammoniak mit nachgeschalteter Rückwandlung zu Wasserstoff sowie die unmittelbare energetische Nutzung von Ammoniak. Kurzfristig ist vor allem der dritte Pfad attraktiv, weil er bestehende Logistik nutzt und Umwandlungsverluste vermeidet. Mittel- bis langfristig können Import und Cracking eine flexible Ergänzung darstellen, sobald entsprechende Anlagen verfügbar und wirtschaftlich sind; die direkte H₂-Versorgung über das Kernnetz wird perspektivisch den dauerhaften Zielzustand bilden. Insgesamt entsteht so ein gestuftes Transformationsszenario, in dem Ammoniak als Brückentechnologie Planbarkeit schafft, bis die Infrastruktur für Wasserstoff flächig greift.

Hinsichtlich Energieeffizienz, Anlagenlebensdauer und Emissionen ist mit veränderten Betriebscharakteristika gegenüber Erdgas zu rechnen. Wärmetechnisch verschiebt sich die Balance zwischen Strahlungs- und Konvektionsanteilen; in Kesselverbünden kann dies durch eine stärkere Nutzung der Abgasenthalpie in nachgeschalteten Wärmetauschern teilweise kompensiert werden. Für die Betriebssicherheit und Lebensdauer sind angepasste Überwachungs- und Regelkonzepte, geeignete Werkstoffe und Dichtungssysteme sowie ein belastbares Leckage- und Warnmanagement maßgeblich. Emissionsseitig sind technische Maßnahmen und eine saubere Betriebsführung erforderlich, um Grenzwerte dauerhaft einzuhalten; begleitende Messtechnik und prozessnahe Regelung erhöhen dabei die Robustheit. Insgesamt zeigt die Bewertung: Bei sinnvoller Parametrierung und Integration in das jeweilige Anlagenumfeld lassen sich Effizienzeinbußen begrenzen und betriebliche Anforderungen erfüllen.

Als Hemmnisse und Grenzen sind vor allem vier Aspekte zu nennen. Erstens die Verfügbarkeit und Kostenpfade der Energieträger: Die Wirtschaftlichkeit hängt von Lieferketten, globalen Preisschwankungen und der Synchronisierung mit dem Wasserstoff-Netzausbau ab. Zweitens der regulatorische Rahmen: Zulassungs-, Sicherheits- und Emissionsanforderungen müssen standortspezifisch erfüllt und gegebenenfalls fortgeschrieben werden. Drittens die Anlagensicherheit und der Umgang mit dem Gefahrstoff Ammoniak: Lager-, Umschlags- und Betriebsprozesse erfordern etablierte Schutzkonzepte, qualifiziertes Personal und geeignete Detektions- und Lüftungsstrategien. Viertens die betrieblich-technische Integration: Bestehende Kessel- und Peripheriesysteme sind hinsichtlich Wärmeübergabe, Regelbarkeit und Lastfolgeverhalten anzupassen; die Einbindung in Wärmeverbünde und Wärmerückgewinnung bestimmt die Gesamteffizienz wesentlich.

Zusammenfassend eröffnet Ammoniak für den Kesselsektor in NRW kurzfristig ein nutzbares Dekarbonisierungspotential, gestützt auf vorhandene Logistik und an vielen Standorten bereits verfügbare Infrastruktur. Die größten Hebel liegen in einer umsichtig geplanten Systemintegration, einer belastbaren Mess- und Regelstrategie sowie in klaren Sicherheits- und Genehmigungskonzepten. Grenzen ergeben sich primär aus Energieverfügbarkeit, Kosten und regulatorischer Absicherung; sie sind jedoch adressierbar und erlauben—in Verbindung mit dem Hochlauf des Wasserstoff-Kernnetzes—einen schrittweisen, planbaren Transformationspfad.

9 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

Ammoniak besitzt als wasserstoffbasiertes Energieträgermolekül ein hohes Potenzial für klimaaarme Prozesswärme, erfordert in technischen Feuerungen jedoch angepasste Brennerkonzepte. Prägend sind die geringen laminaren Flammengeschwindigkeiten und Brennstoff-N-getriebene NO-Bildung über NH_x -Zwischenstufen, die eine gleichzeitige Sicherstellung von Flammenstabilität und Emissionsminderung notwendig machen. Ein strömungs- und temperaturgeführter Ansatz hat sich dabei als wirksam erwiesen: überkritischer Drall mit zentraler Rezirkulation am Brenneraustritt, eine nahezu adiabate Vorbrennkammerausmauerung sowie eine zonierte Luftzufuhr mit separat regelbaren Primär-/Sekundär-/Tertiärströmen. Unter diesen Randbedingungen konnten stabile Flammen über verschiedene Lastpunkte realisiert werden. Ohne Luftstufung zeigen NO-Emissionen entlang der Ammoniakzumischung (Erdgas H → steigender NH_3 -Anteil) typischerweise einen Anstieg bis zu hohen Ammoniakanteilen und fallen bei 100 % NH_3 wieder ab. Mit Luftstufung konnte dieses Maximum deutlich abgeflacht bzw. in einen Plateauverlauf überführt werden. Gleichzeitig markiert eine zu starke Stufung die Grenzen des Ansatzes: NH_3 -Schlupf und N_2O nehmen zu und korrelieren mit beginnender Destabilisierung bis hin zum Flammenabriss, wobei sich N_2O als sensibler Stabilitätsindikator bewährt. Insgesamt ergibt sich ein enges, aber robustes Betriebsfenster, in dem NO signifikant gesenkt werden kann, ohne Nebenemissionen und Stabilität zu gefährden. Die optimale Parametrierung liegt in einem moderaten Bereich des Stufenluftanteils und einer primär unterstöchiometrischen Fahrweise. Für die wärmetechnische Bewertung ist die Strahlungswärmeübertragung maßgeblich. Methanflammen profitieren von hoher Gasemissivität ($\text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$) und höherem adiabaten Temperaturniveau. Hingegen ist bei Ammoniak die Strahlungsleistung geringer. Unter vergleichbaren Randbedingungen resultiert daraus eine niedrigere primäre Wärmeübertragung an die Strahlungsflächen. In Kesselanwendungen relativiert sich dieser Effekt jedoch, da der höhere Abgaswärmeverluststrom hinter der Brennkammer in den konvektiven Rauchgaszügen energetisch effizient zurückgewonnen werden kann.

Kurzfristig eröffnet die anteilige Substitution von Erdgas durch Ammoniak in Bestandskesseln ein direktes Minderungspotenzial der CO_2 -Emissionen, das im Wesentlichen proportional zum ersetzten fossilen Energieanteil ist und—bei moderater Mitverbrennung im stabilen, emissionsoptimierten Betriebsfenster—typischerweise in den unteren zweistelligen Prozentbereich reicht. Die Nettowirkung hängt maßgeblich vom Herstellpfad des eingesetzten Ammoniaks (strombasiert vs. fossil mit/ohne CO_2 -Abscheidung), der lokalen Verfügbarkeit und Kosten sowie vom erreichbaren NO-Minderungsniveau (Luftstufung, ggf. Sekundärmaßnahmen) ab. Höhere Substitutionsgrade sind technisch erreichbar, erfordern jedoch weitergehende Anpassungen an Brennergeometrie, Luftführung, Mischungsintensität und Wärmetauscher-Auslegung, um Flammenstabilität, geringe Nebenemissionen und einen hohen Gesamtwirkungsgrad gleichzeitig sicherzustellen. Insgesamt ist Ammoniak damit kurzfristig als Brückentechnologie für CO_2 -Minderungen in geeigneten Feuerungen nutzbar, während der Übergang zu höheren Substitutionsanteilen und vollständigen Brennstoffwechseln eine schrittweise, konstruktiv-verfahrenstechnische Weiterentwicklung voraussetzt.

10 Erfolgte Veröffentlichungen/Verwertung

Das Projekt und erste Ergebnisse wurden auf folgenden Konferenzen, auf Webseiten und in folgenden Zeitschriften vorgestellt und veröffentlicht:

1. Projektsteckbrief: https://www.gwi-essen.de/medien/publikationen/aktuelle-steckbriefe/green_nh3.pdf
2. Biebl, M, Leicher, J., Giese, A., Wieland, C.: „A comprehensive study of non-premixed combustion of ammonia and its blends: Flame stability and emission reduction” Journal Fuel, Elsevier 2025
3. Vortrag und Konferenzpaper: Biebl, M, Leicher, J., Giese, A., Görner, K.: „ Experimental investigations of the combustion of ammonia for decarbonised process heat” gehalten auf der 14th European Conference on Industrial Furnaces and Boilers (INFUB14), Algarve, Portugal, April 2024
4. Vortrag und Konferenzpaper: Feller, B., Biebl, M., Leicher, J., Giese, A., Wieland, C.: „ Low NOx Ammonia Combustion: Chemical Reactor Network Simulations vs Experiments” gehalten auf der 37th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems (ECOS2024), Rhodos, Griechenland, Juni 2024
5. Vortrag und Konferenzpaper: Bukert, J., C. Rosebrock, M. Biebl, B. Feller: „ Kann die Verbrennung von Ammoniak der Schlüssel in eine emissionsfreie Zukunft sein? Ein Erfahrungsbericht aus einer 300-kW-Versuchsanlage“ Kraftwerkstechnisches Kolloquium der TU Dresden, Dresden, Oktober 2025

Weiterhin sind folgende Veröffentlichungen geplant:

- Abschlussbericht auf den Webseiten der Forschungspartner

11 Literaturverzeichnis

- [1] „Nationale Wasserstoffstrategie“. Zugegriffen: 9. Mai 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html>
- [2] „China eyes green ammonia exports by late 2024“, Argus Media. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.argusmedia.com/en/news-and-insights/latest-market-news/2434148-china-eyes-green-ammonia-exports-by-late-2024>
- [3] „Green Ammonia Market Poised for Explosive Growth with 68% CAGR, Projected to Reach USD 14.76 Billion by 2033“, FMI Blog. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.fmi-blog.com/2024/08/08/green-ammonia-market-poised-for-explosive-growth-with-68-cagr-projected-to-reach-usd-14-76-billion-by-2033/>
- [4] „World’s largest green ammonia projects could clean up half the market.“, newatlas.com. [Online]. Verfügbar unter: www.newatlas.com/energy/largest-green-ammonia-projects
- [5] M. Wietschel, A. Bekk, B. Breitschopf, I. Boie, W. Eichhammer, und M. Klobasa, „Chancen und Herausforderungen beim Import von grünem Wasserstoff und Syntheseprodukten“, FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SYSTEM- UND INNOVATIONSFORSCHUNG ISI, März 2020.
- [6] Kobayashi, H., Hayakawa, A., Kunkuma, K.D., Somarathne, A., Okafor, E.C., „Science and technology of ammonia combustion“, *Proceedings of the Combustion Institute*, Bd. 37, S. 109–133, 2019.
- [7] Albrecht, U., Ball, M., Bünger, U., Kutz, C., Michalski, J., „Emissionsfreie Stahlerzeugung - Metastudie zu den technischen, technologischen und wirtschaftlichen Parametern für die Umstellung der deutschen Stahlindustrie auf eine emissionsarme Stahlproduktion auf Basis von grünem Wasserstoff“, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Ottobrunn, 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://lbst.de/wp-content/uploads/2022/04/2022-03-30-HySteel-LBST_Emissionsfreie_Stahlerzeugung.pdf
- [8] M. S. Seleem, R. Sameh, R. R. Esily, und M. I. Dalia, „A closer look at bio-hydrogen strategy in post-carbon age and its prospect in Egypt“, *Journal of Environmental Management*, Bd. Volume 345, Nr. 118773, Nov. 2023.
- [9] M. Biebl, J. Leicher, A. Giese, und K. Görner, *Wasserstoff 2023: Hydrogen*, 1. Auflage. Freiberg: IKS-Verlag, 2023.
- [10] Kujiraoka, H. et al., „Evaluation of the cement clinker fired in the combustion furnace of heavy-oil and NH_3 “, gehalten auf der AIChE Annual Meeting 2018, Pittsburgh, USA, 2018.
- [11] Murai, R., Omori, R., Kano, R., Tada, Y., Higashino, H., Nakatsuka, N., Hayashi, J., Akamatsu, F., Iino, K., Yamamoto, Y., „The radiative characteristics of $\text{NH}_3/\text{N}_2/\text{O}_2$ non-premixed flame on a 10 kW test furnace“, *Energy Procedia*, Bd. 120, S. 325–332, 2017.
- [12] Li, J., Huang, H., Kobayashi, N., He, Z., Nagai, Y., „Study on using hydrogen and ammonia as fuels: Combustion characteristics and NO_x formation“, *International Journal of Energy Research*, Bd. 38, S. 1214–1223, 2014.
- [13] Ali, A., Nemitallah, M.A., Abdelhafez, A., Imteyaz, B., Kamal, M.M., Habib, M.A., „Numerical and experimental study of swirl premixed $\text{CH}_4/\text{H}_2/\text{O}_2/\text{CO}_2$ flames for controlled-emissions gas turbines“, *International Journal of Hydrogen Energy*, Nr. August, Art. Nr. August, 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.07.210.
- [14] Mashruk, S., Viguera-Zuniga, M.O., Tejeda-del-Cueto, M.E., Xiao, H., Yu, C., Maas, U., Valera-Medina, A., „Combustion features of $\text{CH}_4/\text{NH}_3/\text{H}_2$ ternary blends“, *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.03.254>

- [15] A. Ichikawa, A. Hayakawa, und Y. Kitagawa, „Laminar burning velocity and Markstein length of ammonia/ hydrogen/air premixed flames at elevated pressures“, Nr. Nr. 30, S. 9570–9578, 2015.
- [16] M. Biebl, J. Leicher, A. Giese, und C. Wieland, „A comprehensive study of non-premixed combustion of ammonia and its blends: Flame stability and emission reduction“, *Fuel*, Nr. Volume 386, 15. April 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2025.134501>
- [17] A. Huber, „Auswirkung von Wasserstoff und Erdgas-Wasserstoffgemischen auf Gebläse-brenner“, *Prozesswärme*, Nr. Sonderdruck, Apr. 2020.
- [18] Warnatz, J., Maas, U., Dibble, R. W., *Verbrennung: Physikalisch-Chemische Grundlagen, Modellierung und Simulation, Experimente, Schadstoffentstehung*, 3. Aufl. Springer-Verlag, 2001.
- [19] Joos, F., *Technische Verbrennung: Verbrennungstechnik, Verbrennungsmodellierung, Emissionen*. Berlin: Springer-Verlag, 2006.
- [20] I. Glassman und R. A. Yetter, *Combustion*, 4th ed. Amsterdam Boston: Elsevier, 2008.
- [21] Baukal, C.E., Jr., Hrsg., *Industrial Burners Handbook*. Boca Raton: CRC Press, 2003. [Online]. Verfügbar unter: <ftp://ftp.demec.ufmg.br/ema867j/Livros%20selecionados/QueimadoresInd/>
- [22] J. G. Wüning, Hrsg., *Handbuch der Brennertechnik für Industrieöfen: Grundlagen, Brennertechniken, Anwendungen*, 3. Auflage. Essen: Vulkan-Verl, 2019.
- [23] „Beitrag zur Energiewende: Im Duisburger Hafen entsteht das erste Lager für Tankcontainer mit grünen Energieträgern“. [Online]. Verfügbar unter: <https://duisport.de/beitrag-zur-energiewende-im-duisburger-hafen-entsteht-das-erste-lager-fuer-tankcontainer-mit-gruenen-energetraegern/>
- [24] „Wasserstoffkernnetz NRW 2032“. [Online]. Verfügbar unter: <https://fnb-gas.de/wasserstofftransport/h2-netz-2050/>
- [25] „Handlungsempfehlung bei Störfall im Kraftwerk Westfalen“, *RWE Generation*. Zugriffen: 25. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.rwe.com/-/media/RWE/documents/01-der-konzern/betriebsstandorte/richtiges-verhalten-bei-stoerfaellen-kraftwerk-westfalen.pdf>
- [26] Sobbe, W., Janzen, J., Schiemann, M., Braun, H., „Effiziente dampfkesselanlagen für industrielle Heizkraftwerke sowie Hilfskesselanlagen für Kraftwerke“, *VGB PowerTech*, Nr. 7, 2011.
- [27] Sobbe, W., „Dampfkesselanlagen zur dezentralen Energieversorgung“, 2008.
- [28] „Kesselbauarten“, 25. November 2022. Zugriffen: 25. November 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.kesselplanung.com/technik/kessel/bauarten.html>
- [29] „Feuerung und Beheizung“, 25. November 2022. Zugriffen: 25. November 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.kesselplanung.com/technik/komponenten/feuerung-und-beheizung.html>
- [30] Beckmann, M., „Beschreibung unterschiedlicher Techniken und deren Entwicklungspotentiale zu Minderung von Stickoxiden im Abgas von Abfallverbrennungsanlagen“, *Texte Bundesumweltamt*, Bd. 71, S. 132, 2011.
- [31] Malek, C., Jeschar, R., Scholz, R., „Verfahrenstechnik zur schadstoffarmen Verbrennung von Erdölrückständen“, *VDI-Berichte*, Bd. 922, S. 271–282, 1991.
- [32] Giese, A., „Energieeinsparung und NOx-Minderung an regenerativ befeuerten Glasmelzwannen durch verdünnte Verbrennung“, Gaswärme-Institut e. V. Essen, Essen, Abschlussbericht AiF-Forschungsprojekt 14755 N, 2008. [Online]. Verfügbar unter:

<https://www.gwi-essen.de/fileadmin/dateien/abschlussberichte/Abschlussbericht-B121.pdf>)

- [33] Märtin, M., Giese, A., Fleischmann, B., „Auslegung, Optimierung und Nachweis der Anwendbarkeit der Verdünnten Verbrennung an regenerativ befeuerten Glasschmelzwannen zur NO_x-Minderung und Energieeinsparung (Verdünnte Verbrennung II, Anschlussprojekt zum IGF-Projekt 14755 N)“, Essen, Abschlussbericht IGF-Nr. 16851 N, 2013.
- [34] Hunsinger, H., Seifert, H., „Primärmaßnahmen zur NO_x-Minderung in Abfallverbrennungsanlagen“, in *Energie aus Abfall*, Bd. 9, Neuruppin: TK-Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2012, S. 573–590.
- [35] Gohlke, O., Koralewska, R., „Feuerungstechnische Maßnahmen zur NO_x-Reduzierung in Abfallverbrennungsanlagen - Very Low NO_x-Verfahren.“, in *Energie aus Abfall*, Bd. 9, Neuruppin: TK-Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2012, S. 559–572.