

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Nachhaltiges dezentrales Holzvergaserkraftwerk mit gekoppelter Mikrogasturbine (DeHoGas)

- Abschlussbericht -

Projektlaufzeit: 01.10.2010 - 31.10.2015
Projektkoordinator: Timo Zornek (DLR)
Gefördert durch: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
Datum: 01. Juni 2016
Förderkennzeichen: 03KB047 A-D

Projektpartner

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Verbrennungstechnik, Stuttgart
Institut für Energie- und Umwelttechnik e.V. (IUTA), Duisburg
Hochschule Offenburg (HS-OG), Offenburg
EnBW Energie Baden-Württemberg AG (EnBW), Karlsruhe

Autoren

DLR: Timo Zornek, Thomas Monz
IUTA: Andrew Berry, Dr. Egon Erich
HS-OG: Prof. Dr.-Ing. Joachim Jochum
EnBW: Marijke de Graaff, Dr. Alois Kessler

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Inhaltsverzeichnis

I	Kurzdarstellung	6
1	Aufgabenstellung.....	6
2	Voraussetzungen unter denen das Teilprojekt durchgeführt wurde	8
3	Planung und Ablauf des Teilprojekt	8
3.1	Zeit- und Meilensteinplanung	8
3.2	Erläuterungen zu den Meilensteinen	9
4	Wissenschaftlicher und technischer Stand	9
5	Zusammenarbeit mit anderen Stellen	11
II	Eingehende Darstellung	12
1	Verwendung der Zuwendung, erzielte Ergebnisse und Gegenüberstellung der vorgegebenen Ziele.....	12
2	Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises.....	44
3	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeiten.....	44
4	Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans.....	45
5	Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen	45
6	Erfolgte und geplante Veröffentlichungen	45
6.1	Erfolgte Veröffentlichungen	45
6.2	Geplante Veröffentlichungen	45
III	Erfolgskontrollbericht.....	45
IV	Literaturverzeichnis.....	46

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Anlagenschema zur Kopplung von atmosphärischen Festbettvergasern mit Mikrogasturbinen-BHKWs [8]	12
Abbildung 2: Stromgestehungskosten für die Anlagenkonzepte [8].....	14
Abbildung 3: Konstruktiver Aufbau der Turbec T100 und schematischer Aufbau des FLOX [®] -Brennkammersystems.....	15
Abbildung 4: Temperaturfeld der FLOX [®] -Hauptstufe	16
Abbildung 5: Aufbau des atmosphärischen Brennerprüfstands (links) und Foto des Brenners in Betrieb (rechts).....	17
Abbildung 6: Gemittelte Chemolumineszenz-Aufnahmen einer Strahlflamme der Hauptstufe [9]	18
Abbildung 7: Am atmosphärischen Brennerprüfstand ermittelte Schadstoffemissionen mit der Holzgasmischung HG1 [9].....	18
Abbildung 8: Holzgas-FLOX [®] -Brennkammersystem (Foto: DLR/Frank Eppler)	19
Abbildung 9: Betriebsdaten der Turbec T100 mit synthetischem Holzgas [11]	20
Abbildung 10:Schadstoffemissionen gemessen am Mikrogasturbinen-Prüfstand	20
Abbildung 11: Optimierungspotential der Turbec T100 für den Schwachgasbetrieb [11].....	21
Abbildung 12: Potential der Turbec T100 mit Berücksichtigung der Brennstoff-Verdichterleistung	21
Abbildung 13: Optische Brennkammer mit eingebautem Holzgas-Brenner während dem Betrieb der Mikrogasturbine	22
Abbildung 14: Schematischer Aufbau für die OH [*] -Chemolumineszenz und PLIF-Messungen.....	23
Abbildung 15: Gemittelte OH [*] -Chemolumineszenzaufnahmen für verschiedene Wasserstoffkonzentrationen bei einem konstanten Heizwert von 5,5 MJ/Nm ³	23
Abbildung 16: Ergebnisse der PLIF-Messungen: a) gemittelttes LIF-Signal, b) Mittelwerte der Gradienten und c) Einzelbilder der Gradienten	24
Abbildung 17: Prozessgaszusammensetzung	26
Abbildung 18: Kohlenwasserstoffkonzentrationen	26
Abbildung 19: Staubgehalte	27
Abbildung 20: Schematischer Aufbau der Hydrocrack-Installation	28
Abbildung 21: Gleichstromvergaser an der Hochschule Offenburg.....	30
Abbildung 22: Verfahrensfließbild der Versuchsanlage	31
Abbildung 23: Teerprobenahme nach Vornorm DIN CEN/TS 15439.....	31
Abbildung 24: Ausgetauschte Höhe des Reduktionsbetts	34
Abbildung 25: a) Pyrolyseergebnisse von Pellets und b) Zerfallene Holzpellets im Vergaser	34
Abbildung 26: Gesinterte und verglaste Miscanthus-Rückstände.....	35
Abbildung 27: Exemplarischer Verlauf der Kohlenmonoxidkonzentration im Synthesegas	35
Abbildung 28: Vergaseranlage am Demonstrationsstandort: a) Doppelfeuervergaser, b) Zyklon, c) Gaswäsche und d) E-Filter	37
Abbildung 29: Demonstrationsanlage	38
Abbildung 30: Komponenten des Mikrogasturbinen-BHKWs: a) Mikrogasturbine CPS 100, b) Holzgaskompressor und c) Heißwasser-Pufferspeicher	39
Abbildung 31: Steuerungstechnische Kopplung der Bestandsanlage mit dem Mikrogasturbinen-BHKW	39

Abbildung 32: Startvorgang der Mikrogasturbine nach längerem Stillstand	41
Abbildung 33: Holzgaszusammensetzung während des Startvorgangs	41
Abbildung 34: Betriebsbereich der Mikrogasturbine in der Demonstrationsanlage	42
Abbildung 35: Typische Schwankungen der Holzgaszusammensetzung während des Betriebs.....	43
Abbildung 36: Regelverhalten der Mikrogasturbine bei schwankenden Holzgaszusammensetzungen	43
Abbildung 37: An der Demonstrationsanlage gemessene Schadstoffemissionen.....	44

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Simulierte Betriebsdaten der Mikrogasturbine Turbec T100 mit Holzgas [1].....	13
Tabelle 2: Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsanalyse der Anlagenkonzepte [1].....	14
Tabelle 3: Untersuchte Holzgaszusammensetzungen	17
Tabelle 4: Mit der optischen Brennkammer in der MGT untersuchte Brenngasmischungen	22
Tabelle 5: Untersuchte Katalysatoren	32
Tabelle 6: Katalysatorversuche (Konstante Parameter aller Versuche: Betthöhe 25 cm, Brennstofffeuchte 6,5-7%, Brennstoff Hartholz, stückig)	32
Tabelle 7: Restliche Abfallstoffe	36

I Kurzdarstellung

1 Aufgabenstellung

Zur Deckung des wachsenden Strombedarfs sind zusätzliche Kraftwerksressourcen erforderlich. Unter diesen Randbedingungen ist eine konsequente Erhöhung der Wirkungsgrade bei gleichzeitiger Minimierung des CO₂- und Schadstoffausstoßes von höchster Priorität. Die Vergasung von Biomasse und deren Reststoffe stellt hier eine erfolgversprechende Möglichkeit zur Erzeugung elektrischer Energie und Wärme in kleinen dezentralen Anlagen dar. Durch die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird der eingesetzte Brennstoff effizienter umgesetzt, was den Anlagenwirkungsgrad und somit auch die Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit erhöht.

Je nach Anlagengröße können mit dezentralen Kraftwerken sowohl Ein- und Mehrfamilienhäuser als auch öffentliche Einrichtungen, wie z.B. Kindergärten, Schulen oder Krankenhäuser, effizient mit Energie versorgt werden. Das Ziel des geplanten Vorhabens war die Entwicklung, Umsetzung, Demonstration und Optimierung eines nachhaltigen, dezentralen Biomasse-Kraftwerks im unteren Leistungsbereich (100kW_{el}). Das Produktgas wird hierbei mittels einer Mikrogasturbine in Strom und Wärme umgewandelt. Aufgrund der hohen Brennstoff- und Lastflexibilität, der deutlich geringeren Schadstoffemissionen sowie der geringeren spezifischen Betriebs- und Instandhaltungskosten stellt die Mikrogasturbine eine technisch interessante und zukünftig wirtschaftliche Alternative zur Kolbenmaschine dar.

Das geplante Vorhaben umfasste zwei Phasen. In der ersten Projektphase wurden im Rahmen einer „Virtuellen Kopplung“ die Subsysteme Holzvergaser und Mikrogasturbine getrennt analysiert, zielgerichtet optimiert und für die Kopplung modifiziert. Zur Weiterentwicklung der Vergasertechnologie sind Messprogramme zur Beurteilung des Betriebs und der Produktgaszusammensetzung vorgesehen. Hierzu stand neben der Laboranlage an der Hochschule in Offenburg, der Holzvergaser der Firma Grüntec in Vaihingen/Enz zur Verfügung. Die geplanten Gasreinigungssysteme zur Minimierung der Staub- und Teerbelastung sollten zunächst erprobt und optimiert werden. Zur Verbrennung des Holzgases wurde ein brennstoffflexibles und schadstoffarmes FLOX[®]-Brennkammersystem entwickelt und getestet. Weiterhin wurden mittels numerischer Modelle verschiedene Anlagen- und Betriebskonzepte simuliert und analysiert. In der zweiten Projektphase „Demonstration“ erfolgten der Technologietransfer und die Umsetzung eines Demonstrationskraftwerks am vorhandenen Holzvergaserstandort in Vaihingen/Enz. Der Anlagenbetrieb diente zur Charakterisierung der Kopplung sowie zur Optimierung der Einzelkomponenten und der Gesamtanlage. Das übergeordnete Ziel war neben der Komponentenentwicklung und -optimierung der Nachweis eines zuverlässigen Betriebs des mikrogasturbinen-basierten Vergaserkraftwerks. Somit trägt dieses Projekt zur technischen, ökonomischen und ökologischen Weiterentwicklung dieses Energieerzeugungskonzepts in Deutschland bei. Im Folgenden werden die in den beiden Projektphasen geplanten Arbeitspakete beschrieben.

AP 1.1: Numerische Anlagenauslegung und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen (Verantwortlich: DLR)

Ein Schwerpunkt dieses Arbeitspakets ist die Entwicklung eines Anlagenkonzepts zur Kopplung der Mikrogasturbine mit einem atmosphärischen Festbettvergaser. Mit stationären Kreislaufsimulationen werden die thermodynamischen Prozessgrößen ermittelt. Diese dienen der Auslegung des Brennkammersystems in AP 1.2 sowie zur Wirtschaftlichkeitsanalyse des Anlagenkonzepts, das in Zusammenarbeit mit der EnBW für verschiedene Abwärmenutzungskonzepte durchgeführt wird. Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf der Analyse der bestehenden Anlage am Demonstrationsstandort sowie der Auswahl der Komponenten der Demonstrationsanlage anhand der Ergebnisse aus den Kreislaufsimulationen.

AP 1.2: Auslegung und Erprobung Brennkammersystem (Verantwortlich: DLR)

Aufgrund des niedrigen Heizwerts von Holzgas im Vergleich zu Erdgas erhöht sich der zum Betrieb der Mikrogasturbine benötigte Brennstoffmassenstrom um etwa das Zehnfache. Neben dem hohen Massenstrom unterscheiden sich die Verbrennungseigenschaften wie laminare Flammgeschwindigkeit und Zündverzugszeit deutlich zwischen Holzgas und Erdgas. Daher ist das für Erdgas entwickelte Brennkammersystem der kommerziell erhältlichen Mikrogasturbine nicht für die Verbrennung von Holzgas geeignet. Um die Mikrogasturbine mit Holzgas betreiben zu können, soll in diesem Arbeitspa-

ket ein innovatives, brennstoffflexibles und schadstoffarmes FLOX[®]-basiertes Brennkammersystem (FLOX[®] = flammenlose Oxidation) mit einer hohen Abgasrezirkulationsrate und einem geringen Druckverlust entwickelt, getestet und optimiert werden.

AP 2.1: Bestimmung der Brenngasqualität (Verantwortlich: IUTA)

Im Rahmen einer Messreihe werden exemplarisch am laufenden Holzvergaser in Vaihingen/Enz Gasanalysen in mehreren Betriebszuständen und an verschiedenen Messstellen im Gasweg durchgeführt und Gasproben genommen. Basierend auf diesen Messergebnissen sollen Aussagen hinsichtlich der Gaszusammensetzung, den Staub- und Teergehalten, dem Kondensatanfall, dem Heizwert, etc. erzielt werden. Des Weiteren wird der Gehalt an Alkalimetall-Verbindungen sowie sauren Gasbestandteilen analysiert, da diese Verbindungen eine Schädigung der Turbinenschaufeln durch Heißgaskorrosion verursachen können. Ermittelt werden die Gaszusammensetzung im Bereich der Kohlenwasserstoffe von C1-C20 sowie die Gasanteile CO, H₂, O₂, N₂, CO₂, H₂S, NH₃, HCN und Staub. Stickstoffkomponenten wie NH₃ und HCN sind insbesondere für die Standzeiten von Motorenölen sowie für die Stickoxid-Bildung entscheidend. Die Gasanalysen werden bei einer Abweichung der Zusammensetzung, z.B. durch Änderung der Gasreinigungsstufe, wiederholt.

AP 2.2: Vergaserbetrieb und -optimierung (Verantwortlich: IUTA)

Im Fokus dieses Arbeitspakts steht die Konditionierung des Produktgases an die für einen zuverlässigen Dauerbetrieb der Mikrogasturbine erforderlichen Mindestanforderungen. Um die Teer, Staub-, Partikel- und Schadstoffbelastungen im Produktgas weiter zu reduzieren, werden effiziente physikalische, thermische sowie katalytische Gasreinigungsverfahren weiterentwickelt und auf den Betrieb des KWK-Systems abgestimmt. Die Entwicklungsarbeiten und Tests der Systeme erfolgen in der ersten Projektphase.

AP 2.3: Laborversuche am Gleichstromvergaser (Verantwortlich: HS Offenburg)

Begleitend zu AP 2.2 sind Untersuchungen mit biogenen Reststoffen/ Landschaftsbiomassen an der Hochschule Offenburg geplant. Der Fokus bei den Tests soll zum Einen auf der Umsetzung der Biomasse und der Vermeidung von Versinterungen liegen. Auf der anderen Seite sollen die Gasqualität und die Tendenz der Teer- und Kondensatbildung analysiert werden. Hierfür steht an der Hochschule Offenburg eine Biomassevergaseranlage im Gleichstromverfahren bei einer thermischen Leistung von 30 kW und einem Holzdurchsatz von etwa 8 kg/h zur Verfügung. Ferner sollen an der Hochschule Offenburg zusätzlich Untersuchungen zur Teerreduzierung über Filterung, Trocknung und thermochemische Umwandlung durchgeführt werden.

AP 3.1: Anlagenaufbau und Inbetriebnahme (Verantwortlich: EnBW)

Dieses Arbeitspaket beinhaltet die Vorbereitung des Standorts in Vaihingen/Enz sowie den Aufbau der Mikrogasturbinenanlage. Eine Mikrogasturbine des Typs CPS 100 der Firma Dürr wird in Zusammenarbeit mit dem DLR Institut für Verbrennungstechnik beschafft, instrumentiert und mit dem in diesem Vorhaben entwickelten Brennkammersystem ausgerüstet. Hierbei findet der Technologietransfer aus der durch Forschung und Entwicklung geprägten ersten Phase „Komponenten- und Anlagenentwicklung“ statt.

AP 3.2: Charakterisierung und Optimierung der Pilotanlage (Verantwortlich: EnBW)

In diesem Arbeitspaket erfolgt der Betrieb zur Charakterisierung des in AP 3.1 installierten Demonstrationkraftwerks. Hierzu wird, im Rahmen des geplanten Vorhabens, eine Versuchsphase von max. 6 Monaten vorgesehen. Falls erforderlich, werden basierend auf den ersten Erfahrungen aus dem Anlagenbetrieb Anpassungen an der Gasaufbereitung und an den peripheren Komponenten durchgeführt. Zur Beurteilung der Performance des dezentralen Kraftwerks werden die relevanten thermodynamischen Größen mittels der Instrumentierung aufgezeichnet und anschließend detailliert ausgewertet.

AP 4.1: Projektkoordination (Verantwortlich: DLR)

Dieses Arbeitspaket umfasst die Koordination des Projekts zwischen den beteiligten Partnern, dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) sowie dem Projektträger Jülich (PTJ).

AP 4.2: Meetings (Verantwortlich: DLR)

Dieses Arbeitspaket umfasst die Durchführung und Organisation des Kick-off-Meetings, der geplanten Halbjahres-Meetings und des Projektabschluss-Meetings.

AP 4.3: Berichtswesen und Öffentlichkeitsarbeit (Verantwortlich: DLR)

Das Arbeitspaket umfasst die Erstellung der Projektberichte, die Pressearbeit sowie die Veröffentlichung der Arbeitsergebnisse auf Fachkonferenzen und in begutachteten Fachzeitschriften.

2 Voraussetzungen unter denen das Projekt durchgeführt wurde

Mit dem Verbundprojekt „DeHoGas“ wurden die Mikrogasturbinentechnologie und deren Kopplung mit einem Holzvergaser untersucht. Die jeweilige Expertise in den Bereichen Vergasung, Verbrennung, Produktgasreinigung sowie Kraftwerksbau und -betrieb der beteiligten Forschungs- und Industriepartner konnte dabei auf die projektspezifischen Aufgabenstellungen und Anforderungen übertragen werden. Die erforderlichen Laboranlagen und Einrichtungen wurden teilweise bereits in Vorgängerprojekten aufgebaut. Auch im Bereich der numerischen Simulation wurde zum Teil auf vorhandene Modelle und High Performance Computing (HPC) Ressourcen zugegriffen.

3 Planung und Ablauf des Projekts

Die geplante Laufzeit des Vorhabens war 01.10.2010 - 28.02.2014. Das Projekt wurde aufgrund von Verzögerungen bis zum 31.10.2015 verlängert. Der Projektabschlussbericht wurde zum 31.05.2016 eingereicht.

3.1 Zeit- und Meilensteinplanung

Nr.	AP	Datum Antrag	Datum neu	Bezeichnung	Verantwortlich
1	4.2	11/2010	-	Kick-off Meeting durchgeführt	DLR
2	2.1	01/2011	-	Gasanalysen am Holzvergaser durchgeführt	IUTA
3	3.1	02/2011	08/2012	<u>Antrag</u> : Vergaserstandort in Arnsberg-Wildshausen für die Versuche zur Produktgaskonditionierung vorbereitet <u>Geändert</u> : Abschluss Kooperationsvertrag mit einem Vergaserbetreiber zur Durchführung der Tests in TP3	EnBW
4	1.2	03/2011	-	Designkonzepte für das Brennkammersystem erstellt	DLR
5	2.3	05/2011	-	Messtechnik aufgebaut und in Betrieb genommen	HS-OG
6	1.1	02/2012	-	Relevante Anlagen- und Betriebskonzepte erstellt und bewertet	DLR
7	1.1	02/2012	-	Pilotanlage bezüglich der Anlagenperformance analysiert und die benötigten Anlagenkomponenten ausgewählt	DLR
8	1.1	02/2012	08/2012	Wirtschaftlichkeit des Anlagenkonzepts analysiert und bewertet	EnBW
9	1.2	11/2012	-	Optimiertes Betriebskonzept für das Brennkammersystem erstellt	DLR
10	2.2	11/2012	-	Versuche zur Minimierung von Kondensaten und Teerbildung durchgeführt und ausgewertet	IUTA
11	1.2	05/2013	12/2013	Experimentelle Charakterisierung des optimierten Brennkammersystems durchgeführt und ausgewertet	DLR
12	2.2	05/2013	03/2014	Zugabe von metallischen und nicht-metallischen Katalysatoren zur Biomasse erprobt und Versuchsergebnisse ausgewertet	IUTA

13	2.2	05/2013	-	Produktgasqualität an den Betrieb der Mikrogasturbine angepasst	IUTA
14	3.1	07/2013	04/2016	Pilotanlage in Betrieb genommen	EnBW DLR/EnBW
15	2.3	08/2013	-	Laborversuche zur Teerminimierung am Gleichstromvergaser durchgeführt und ausgewertet	HS-OG
16	2.3	08/2013	-	Laborversuche zur Brennstoff-Flexibilität (biogene Reststoffe/ Landschaftsbiomasse) am Gleichstromvergaser durchgeführt und ausgewertet	HS-OG
17	2.2	08/2013	entfallen	Laborversuche zur Brennstoff-Flexibilität (biogene Reststoffe/ Landschaftsbiomasse) am Gegenstromvergaser durchgeführt und ausgewertet	IUTA
18	3.2	02/2014	04/2016	Betrieb der Demonstrationsanlage charakterisiert	EnBW DLR
19	3.2	02/2014	04/2016	Optimierungspotentiale für den Anlagenbetrieb herausgearbeitet	EnBW DLR
20	4.3	08/2014	05/2016	Abschlussbericht	DLR

3.2 Erläuterungen zu den Meilensteinen

Meilenstein Nr. 3:

Der im Antrag für die Demonstrationsanlage beschriebene Standort „Arnsberg-Wildshausen“ stand zu Beginn des Projekts nicht mehr zur Verfügung. Daher musste der Meilenstein Nr. 3 auf die neue Situation angepasst werden. Siehe Zwischenberichte EnBW 2011.

Meilenstein Nr. 8:

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse wurde aufgrund eines personellen Engpasses verschoben, siehe Zwischenbericht EnBW 2011.

Meilenstein Nr. 11:

Die Durchführung der Arbeiten benötigte aufgrund der Komplexität und des Neuheitsgrades mehr Zeit als in der Vorhabensbeschreibung vorgesehen war.

Meilenstein Nr. 12:

Da IUTA kein eigener Vergaser mehr zur Verfügung stand, erfolgten die Versuche in Zusammenarbeit mit der Hochschule Offenburg.

Meilenstein Nr. 14, 18 & 19:

Die Inbetriebnahme und der Betrieb der Demonstrationsanlage verzögerten sich im Projekt mehrfach aus verschiedensten Gründen und sind in den Zwischenberichten dargelegt. Die Hauptursachen stellen der Wegfall des ursprünglich geplanten Vergaserstandorts und die mehrfachen personellen Wechsel dar. Nach Ende der Projektlaufzeit übernahm das DLR im November 2015 in Abstimmung mit der EnBW die Fertigstellung, Inbetriebnahme und den Betrieb der Demonstrationsanlage. Die Meilensteine 14, 18 und 19 wurden im April 2016 erreicht.

Meilenstein Nr. 17:

Der in der Vorhabensbeschreibung dargestellte Gegenstromvergaser stand IUTA nicht mehr zur Verfügung. Aus diesem Grund musste dieser Meilenstein entfallen.

4 Wissenschaftlicher und technischer Stand

4.1 Holzvergaser

Die Vergasung von Biomasse zur Erzeugung eines Brenngases ist eine seit langer Zeit bekannte Technologie, die heute in der dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung genutzt wird [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7]. Das bei der Vergasung entstehende Produktgas wird in den bislang realisierten Anlagen zur Verstromung einer Kolbenmaschine zugeführt. Beispiele hierfür sind unter anderem der von den

Stadtwerken Düsseldorf AG betriebene Gleichstromholzvergaser (1 MW_{th}, 256 kW_{el}) der Fa. Biomass in Arnsberg-Wildshausen sowie die Anlagen Güssing (Wirbelschicht-Dampf-Vergaser, 8 MW_{th}, 2,5 MW_{el}) und Wiener Neustadt (Festbett-Gleichstromvergaser, 2 MW_{th}, 540 kW_{el}) in Österreich. Mit dieser Technologie sind in optimierten Anlagen zukünftig elektrische Wirkungsgrade bis zu 40% denkbar. Die derzeit erreichten elektrischen Wirkungsgrade sind jedoch deutlich geringer (Güssing: 25%; Wiener Neustadt: 27%) [8, 9].

4.2 Mikrogasturbine

Gegenwärtig werden zur dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung überwiegend Blockheizkraftwerke mit Kolbenmaschinen eingesetzt. Die Nutzung des Gasturbinenprozesses ist in Europa und Deutschland noch die Ausnahme und wird hauptsächlich zur Verbrennung von Deponiegasen eingesetzt. In den USA hat sich diese Technologie bereits am Markt etabliert und die Mikrogasturbine wird für die gekoppelte Energiebereitstellung sowohl im privaten als auch im industriellen und öffentlichen Bereich eingesetzt. Die derzeit in Deutschland installierten Mikrogasturbinen für die KWK-Anwendung befinden sich im Leistungsbereich zwischen 28 kW und 200 kW. Die Mikrogasturbinenhersteller mit den größten Marktanteilen sind derzeit Ansaldo (Italien) und Capstone (USA). Mikrogasturbinen verfügen mittel- und langfristig über das Potential, eine entscheidende Rolle bei der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung einzunehmen. Aufgrund der stationären Verbrennung bietet die Mikrogasturbine im Vergleich zur Kolbenmaschine erhebliche Vorteile hinsichtlich der Brennstoffflexibilität bei bedeutend geringeren Schadstoffemissionen. Daher kann auf die technisch aufwendige und kostenintensive Abgasnachbehandlung verzichtet werden. Ferner kann im Vergleich zur Kolbenmaschine die Mikrogasturbine über einen größeren Heizwertbereich betrieben werden und ist deutlich unempfindlicher gegenüber Schwankungen in der Produktgaszusammensetzung und -menge. Weitere Vorteile der Mikrogasturbine sind die bedeutend längeren Wartungsintervalle, die geringen spezifischen Betriebs- und Instandhaltungskosten, die größere Leistungsdichte, die einfachere Bauweise und die geringen Lärmemissionen. Die niedrigen Schadstoffemissionen und die hohen Abgasmassenströme auf einem hohen Temperaturniveau ermöglichen zudem die direkte Nutzung des Abgases der Gasturbine zur Holz Trocknung. Im Fall des Holzgases können Kolbenmaschinen nur mit einem stark eingeschränkten Verdichtungsverhältnis betrieben werden, da ansonsten der im Produktgas enthaltene Wasserstoff zu einem unkontrollierten und frühzeitigen Zünden (Klopfen) im Zylinder führen würde. Zudem haben Erfahrungen gezeigt, dass die Erhöhung des Mitteldrucks der Kolbenmaschine mit Hilfe von Turboladern ebenfalls mit unkontrollierten Zündungen des Wasserstoffs im Ansaugtrakt der Kolbenmaschine und somit zu Defekten und Ausfällen des BHKWs führen kann. Dies führt dazu, dass mit Holzgas betriebene Kolbenmaschinen im Vergleich zum Betrieb mit Erdgas häufig stark reduzierte el. Wirkungsgrade (<25%) aufweisen. Die Mikrogasturbine bietet daher eine technisch und wirtschaftlich interessante Alternative zur Erzeugung von Strom und Wärme aus Holzgas.

4.3 Flammenlose Oxidation (FLOX[®])

Um die Schadstoffemissionen von Gasturbinen zu reduzieren, werden derzeit überwiegend drallstabilisierte und mager-vorgemischte Brennerkonzepte eingesetzt. Diese Brennersysteme neigen jedoch, besonders unter mageren Bedingungen, zu Verbrennungsschwingungen, die zu Beschädigungen der Gasturbine führen können. Weitere Nachteile sind die geringe Brennstoffflexibilität und die Gefahr des Flammenrückschlags beim Einsatz von wasserstoffhaltigen Brenngasen. Vor diesem Hintergrund werden derzeit FLOX[®]-basierte Brennkammersysteme für Gasturbinen entwickelt, die Nachteile der drallstabilisierten Brenner beheben sollen. Die flammenlose Oxidation ist ein von der Firma WS Wärmeprozessstechnik GmbH in Renningen (Deutschland) patentierter Prozess, der ursprünglich für die Anwendung in industriellen Öfen entwickelt wurde. Aufgrund der niedrigen Schadstoffemissionen und der hohen Brennstoffflexibilität verfügt ein FLOX[®]-basiertes Brennkammersystem für Mikrogasturbinen über das Potential, konventionelle als auch alternative Brennstoffe zuverlässig, sicher und effizient zu verbrennen. Im Rahmen des EU-Projekts „New Combustion Systems for Gas Turbines (NGT)“ wurde unter relevanten Bedingungen nachgewiesen, dass ein Einsatz des FLOX[®]-Brenners in Gasturbinen grundsätzlich möglich und erfolgversprechend ist. Der Betrieb eines FLOX[®]-Brenners wurde im Projekt MGT-BHKW (BMWi-Förderung, FKz.0327837B) für eine mit Erdgas betriebene Mikrogasturbine (Dürr, CPS, 100 kW_{el}) erfolgreich nachgewiesen.

5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Die Durchführung des Teilprojekts 3 erfolgte gemeinsam mit dem Landschaftspflegebetrieb Grüntec GmbH. Die Grüntec GmbH stellte ihre Vergaseranlage sowie den Platz für die Mikrogasturbinenanlage zur Verfügung. Weiterhin wurde der Vergaser während des Versuchsbetriebs von Grüntec betrieben.

II Eingehende Darstellung

1 Verwendung der Zuwendung, erzielte Ergebnisse und Gegenüberstellung der vorgegebenen Ziele

1.1 Teilprojekt Kraftwerkskonzept & MGT

Autoren:

Timo Zornek, Thomas Monz

1.1.1 Numerische Anlagenauslegung und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Anlagenkonzept

Zur Kopplung eines Holzvergasers mit einem auf einer Mikrogasturbine basierenden Blockheizkraftwerks ist in diesem Arbeitspaket ein Anlagenkonzept erarbeitet worden. Das Konzept ist in [8] ausführlich beschrieben und wird an dieser Stelle zusammenfassend dargestellt. Da dem Projekt ein atmosphärischer Festbettvergaser zur Verfügung stand und dieser Vergasertyp in der Leistungsgröße am weitesten verbreitet ist, richtete sich das Konzept darauf aus. Abbildung 1 zeigt vereinfacht das Anlagenschema des geplanten Kraftwerkssystems unterteilt in zwei Teilbereiche: die Vergaseranlage mit der Brenngaserzeugung sowie der Gasaufbereitung und das im Projekt zu errichtende Mikrogasturbinen-Blockheizkraftwerk. Die wesentliche Schnittstelle stellt die Übergabestelle des Holzgases nach der Gasreinigung dar. Von da aus strömt das Gas über einen Brenngasverdichter zu der Brennkammer der Mikrogasturbine. Eine weitere mögliche Schnittstelle ergibt sich durch die Nutzung der im Abgas enthaltenen Abwärme für die Trocknung der Hackschnitzel. Ein Teil des im Abgaswärmetauscher erzeugten Heißwassers kann zur Erwärmung von Trocknungsluft verwendet werden. Dies reduziert jedoch die zur Nutzung verfügbare Wärmemenge. Bei Mikrogasturbinen ist ebenfalls die direkte Nutzung des Abgases zur Trocknung denkbar, da sie einen sehr hohen Abgasmassenstrom bei geringem Feuchtegehalt und geringen Schadstoffkonzentrationen aufweist. Auf diese Weise lässt sich eine größere Wärmemenge nutzen.

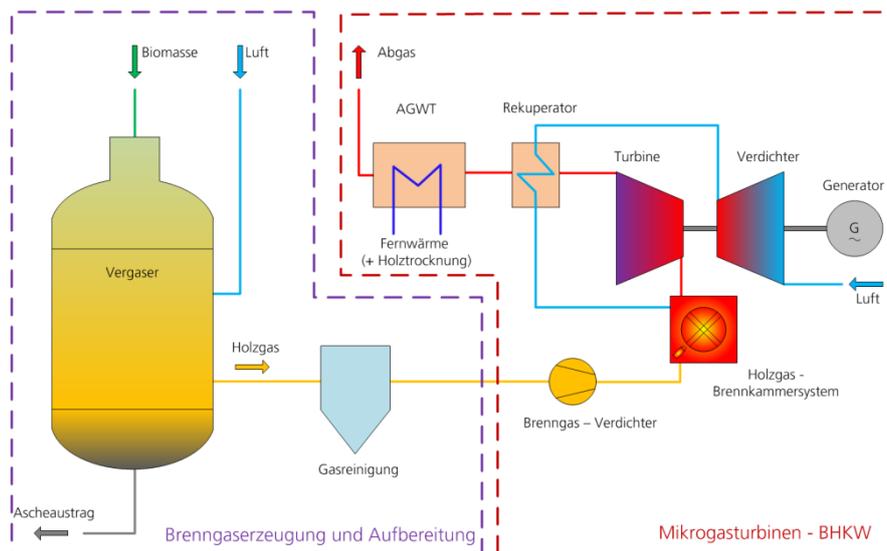


Abbildung 1: Anlagenschema zur Kopplung von atmosphärischen Festbettvergasern mit Mikrogasturbinen-BHKWs [8]

Vorauslegung

Die Vorauslegung der geplanten Demonstrationsanlage erfolgte mit dem am DLR entwickelten Simulationsprogramm für Mikrogasturbinenanlagen. Mit dem Programm ließen sich die thermodynamischen Prozessgrößen für stationäre Betriebspunkte ermitteln. Als Eingabeparameter dienten

die Brennstoffzusammensetzung sowie -temperatur, die Umgebungsbedingungen, die Maschinen-drehzahl und die maximale Turbinenaustrittstemperatur. Für die bei Festbettvergaser üblichen Heiz-Heizwerte berechneten sich die Betriebsparameter der Mikrogasturbine wie in Tabelle 1 dargestellt. Dabei wurde eine Verdichtung des Holzgases auf 6 bar ohne anschließende Rückkühlung angenommen. Das Holzgas sollte im Hinblick auf den elektrischen Wirkungsgrad der Mikrogasturbine sowie zur Vermeidung von unerwünschtem, mit Schadstoffen belastetem Kondensat nach der Verdichtung möglichst nicht zurückgekühlt werden. Zum Vergleich sind die Betriebsdaten mit Erdgas im Volllastpunkt angefügt. Die Tabelle veranschaulicht den deutlichen Anstieg des Brennstoffmassenstroms bei sinkendem Heizwert. Die Werte für den Heizwert von $H_i = 5,5 \text{ MJ/Nm}^3$ stellten die Auslegungsparameter für die Demonstrationsanlage dar, da sie den von IUTA gemessenen Werten am ausgewählten Festbettvergaser entsprechen. Mit diesem Heizwert erreicht die Mikrogasturbine bereits bei einer Drehzahl von $n = 67.500 \text{ 1/min}$ eine elektrische Leistung von $P_{el} = 112 \text{ kW}$ (ohne Berücksichtigung des Brennstoffkompressors). Die über den Abgaswärmetauscher auskoppelbare Wärmemenge Q_{th} erreicht ca. 200 kW_{th} . Die Daten dienen sowohl zur Auslegung des Brennkammersystems als auch zur Auswahl des Brennstoffkompressors und der Brennstoffventile für die Mikrogasturbine.

Tabelle 1: Simulierte Betriebsdaten der Mikrogasturbine Turbec T100 mit Holzgas [8]

Brennstoff	H_i (MJ/Nm ³)	$T_{Br, ein}$ (°C)	n (1/min)	\dot{m}_{Br} (g/s)	$P_{el, Gen}$ (kW)	Q_{th} (kW)
Holzgas	5,5	125	67500	75	112	198
Holzgas	4,7	125	67500	94	115	208
Holzgas	3,9	125	67500	126	119	220
Erdgas	40	15	70000	7,4	113	188

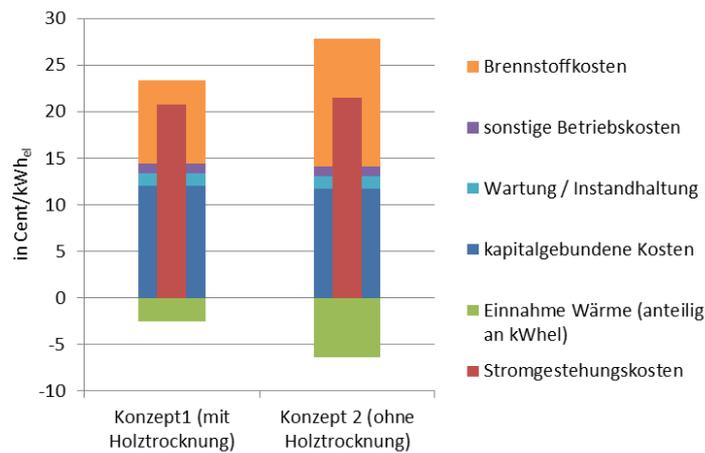
Wirtschaftlichkeitsanalyse

Auf Basis der simulierten Daten führte die EnBW eine Wirtschaftlichkeitsanalyse von zwei Varianten des Anlagenkonzeptes durch. Diese ist in [8] detailliert erläutert und wird hier ebenfalls zusammenfassend dargestellt. Während Konzept 1 vom Kauf getrockneter Hackschnitzel ausgeht, nutzt Konzept 2 einen Teil der Abwärme zur Trocknung frischer, aber ebenfalls gekaufter Hackschnitzel. Die getroffenen Annahmen zur Berechnung der Stromgestehungskosten sind in Tabelle 2 zusammengefasst. Dabei wurde für die Berechnung des elektrischen Wirkungsgrades des Mikrogasturbinen-BHKWs eine einstufige Verdichtung auf 6 bar sowie ein Verdichterwirkungsgrad von 70% angenommen. Daraus ergibt sich ein elektrischer Wirkungsgrad von ca. 25%. Unter Berücksichtigung der nutzbaren Abwärme beträgt die Gesamteffizienz der Anlage 78% (im Fall ohne Holz Trocknung). Die berechneten Stromgestehungskosten liegen im Konzept 1 bei 21 Cent/kWh und bei Konzept 2 bei 20 Cent/kWh. Beide Konzepte können damit zum jetzigen Zeitpunkt nicht wirtschaftlich betrieben werden.

Aus diesem Grund ist bei der Betrachtung weiter untersucht worden, welche Entwicklungen und Bedingungen notwendig sind, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu erreichen. Abbildung 1 zeigt die Zusammensetzung der Stromgestehungskosten. Darin wird deutlich, dass der überwiegende Teil der Kosten durch die Brennstoffkosten und die Investitionskosten verursacht werden. Eine Sensitivitätsanalyse zeigte den Einfluss des elektrischen Wirkungsgrades, der Brennstoffkosten, der Wärmeerlöse, der Vollbenutzungsstunden sowie der Gesamtinvestitionen. Die wichtigsten Stellschrauben stellten vor allem der elektrische Wirkungsgrad und die Investitionskosten dar. Sowohl bei Mikrogasturbinen als auch bei Vergasern besteht technologisch noch viel Entwicklungspotential. Daher sind hier in der Zukunft Verbesserungen in dieser Richtung möglich. Im Gegensatz dazu sind bei den Brennstoffkosten, Vollbenutzungsstunden und Wärmeerlöse keine wirklichen Verbesserungen im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit zu erwarten. Die Ergebnisse zeigen auch, dass solche Anlagen vor allem an Standorten eine Option sein können, an denen der Brennstoff vorhanden ist und der Strom und die Wärme im Idealfall vor Ort genutzt werden.

Tabelle 2: Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsanalyse der Anlagenkonzepte [8]

Annahme	Wert
Investition	500 T€
Hackschnitzel (WG 50)	55 €/t
Hackschnitzel (WG 20)	135 €/t
Wartungskosten	1,12 Cent/kWh _{el}
Generalüberholung	0,2 Cent/kWh _{el}
Vollastbetriebsstunden	6000
Wärmeerlös	3 Cent/kWh _{el}
Heizwert Holzgas	5,5 MJ/m ³
El. Wirkungsgrad MGT	25%
Gesamteffizienz MGT	78%

**Abbildung 2: Stromgestehungskosten für die Anlagenkonzepte [8]**

1.1.2 Auslegung und Erprobung Brennkammersystem

Konzept

Das Arbeitspaket 1.2 befasste sich mit der Entwicklung eines neuen Brennkammersystems für die Mikrogasturbine Turbec T100, das deren Betrieb mit Holzgas und damit die Kopplung mit einem atmosphärischen Festbettvergaser ermöglicht. Bei der Entwicklung lag ein Schwerpunkt auf der Brennstoffflexibilität des Brennkammersystems, um ein robustes Verhalten gegenüber Schwankungen in der Holzgasqualität zu erzielen. Für die Nutzung von Holzgas war die Entwicklung eines neuen Brennkammersystems notwendig, da aufgrund des sehr niedrigen Heizwerts von Holzgas sich gegenüber dem Betrieb mit Erdgas etwa zehnfach höhere Brennstoffmassenströme ergeben. Darüber hinaus unterscheiden sich die Verbrennungseigenschaften wie Flammengeschwindigkeit und Zündverzugszeit erheblich von denen des Erdgases. Der Austausch des Brennkammersystems ist bei der Turbec T100 aufgrund des einfachen konstruktiven Aufbaus gut möglich. In Abbildung 3 ist der Aufbau der Turbec T100 dargestellt. Diese verfügt über einen Radialverdichter (1), einen Rekuperator (2), ein seitlich angeordnetes Brennkammersystem (3), eine Radialturbine (4) und einen Generator (5). Turbine, Verdichter und Generator sind auf einer Welle angeordnet. Zur Nutzung der Abwärme kann zusätzlich ein Abgaswärmetauscher hinter dem Rekuperator eingesetzt werden. Die Brennkammer ist mit einem Flansch am Druckgehäuse befestigt und kann mit diesem aus der Maschine herausgezogen werden.

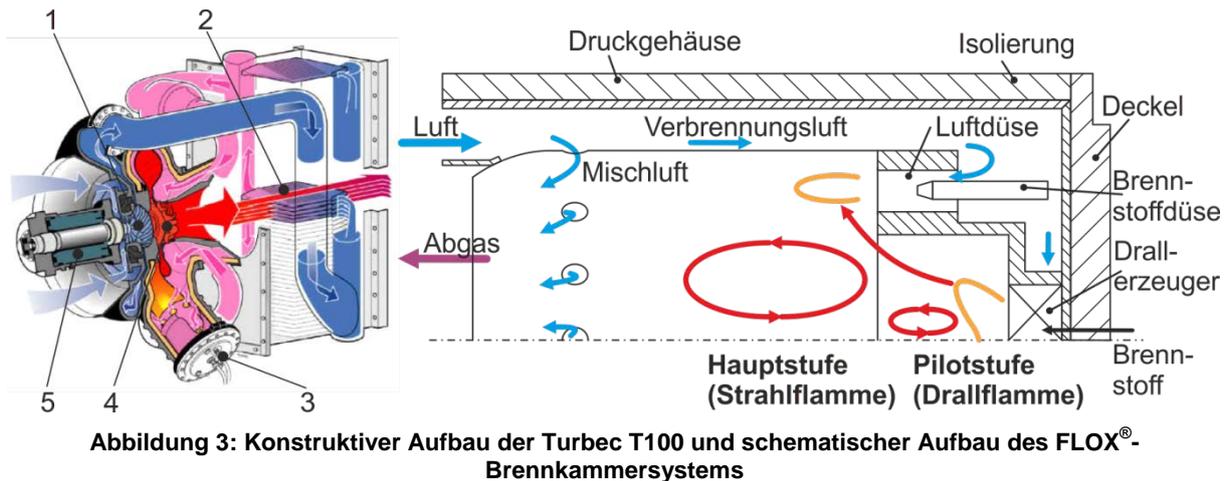


Abbildung 3: Konstruktiver Aufbau der Turbec T100 und schematischer Aufbau des FLOX®-Brennkammersystems

Der konstruktive Aufbau der Mikrogasturbine gibt den Bauraum für das neue Brennkammersystem vor. Weitere Anforderungen für die Brennkammer ergeben sich aus den verschiedenen Betriebsbedingungen, die sich zwischen Startvorgang und dem stationären Betrieb stark unterscheiden. Während der Zündung nach längerem Stillstand entspricht die Lufteintrittstemperatur der Umgebungstemperatur. Beim stationären Betrieb hingegen erwärmt sich die Luft durch die Verdichtung und durch den Rekuperator auf über 600°C. Die eingebrachte thermische Leistung variiert dabei von ca. 15 kW bis über 350 kW. Abhängig von der Drehzahl steigt der Brennkammerdruck bis zu 4 bar bei Volllast an. In diesem weiten Betriebsbereich muss das Brennkammersystem eine zuverlässige Verbrennung gewährleisten.

Um den hohen Anforderungen gerecht zu werden, wurde das in Abbildung 3 schematisch dargestellte, zweistufige Konzept ausgewählt. Die Luft strömt über Verdichter und Rekuperator zu der Brennkammer. Dort teilt sie sich in Mischluft und Verbrennungsluft auf. Nur etwa 1/3 der Luft gelangt über Pilot- und Hauptstufe in den Brennraum. Die übrige Luft strömt über die Mischluftbohrungen ein, wobei sie das heiße Verbrennungsabgas auf eine Turbineneintrittstemperatur von max. 950°C abkühlt. Die Grenztemperatur ergibt sich aus den Materialeigenschaften der ungekühlten Radialturbine sowie des Rekuperators. Zur Flammenstabilisierung werden in Gasturbinenbrennkammern bislang überwiegend sogenannte Drallbrenner eingesetzt. Mit Hilfe von Drallerzeugern wird der Luft eine Rotationsbewegung aufgeprägt, die zu einer intensiven Mischung von Luft und Brennstoff führt. Die rotierende Strömung erzeugt dabei eine innere und eine äußere Rezirkulationszone, die heiße Abgase dem Frischgas zuführen und auf diese Weise die Verbrennung stabilisieren. Bei dem hier entwickelten Brennkammersystem ist die Geometrie der Hauptstufe basierend auf dem FLOX® (flammenlose Oxidation)-Konzept ausgeführt worden. Das Konzept ist bekannt für niedrige Schadstoffemissionen, einer hohen Brennstoffflexibilität und einer geringen Anfälligkeit für Flammenrückschlag. Gerade aufgrund der schwankenden Brennstoffzusammensetzung bei der Holzvergasung und dem hohen Wasserstoffanteil sind die hohe Brennstoffflexibilität und die Vermeidung von Flammenrückschlag besonders vorteilhaft.

Die FLOX®-Hauptstufe besteht aus zehn ringförmig angeordneten Luftdüsen, in die koaxial der Brennstoff eingedüst wird. Brennstoff und Luft treten axial mit hoher Geschwindigkeit in die Brennkammer ein. Der Impuls des Brennstoff-Luftgemischs treibt eine zentrale Rezirkulationszone an, die zu einer intensiven Mischung von Luft, Brennstoff und heißen Abgasen führt und somit die Verbrennung stabilisiert. Die starke Rezirkulation sorgt für eine homogene Temperaturverteilung in der Brennkammer, wodurch lokal hohe Temperaturen vermieden werden. Dies wirkt sich günstig auf die Bildung von Stickoxidemissionen und auf die Materialbelastung aus. Für die niedrigen thermischen Leistungen beim Zünden und bei Lastwechseln von hohen zu niedrigen Lasten wurde ein Drallbrenner als Pilotstufe neu ausgelegt. Er ist axial nach hinten versetzt und besitzt einen Drallerzeuger, in den abwechselnd Brennstoff und Luft tangential in eine zylindrische Mischstrecke einströmen. Das rotierende, teilweise vorgemischte Brennstoff-Luftgemisch tritt anschließend in den zylindrischen Pilotbrennraum aus, in dem die Flamme stabilisiert. Die heißen Abgase der Pilotstufe werden durch das austretende Gemisch in der Hauptstufe angesaugt. Auf diese Weise unterstützt die Pilotstufe die Verbrennung in der Hauptstufe zusätzlich.

Auslegung Brenner

Die Auslegung der beiden Brennkammerstufen erfolgte mit numerischer Strömungs- und Verbrennungssimulation unter Berücksichtigung der aus den Kreislaufsimulationen gewonnenen Randbedingungen. Dabei wurden Pilot- und Hauptstufe getrennt ausgelegt, so dass sie in dem gemeinsamen Auslegungspunkt den gleichen Totaldruckverlust aufweisen. Für die Berechnungen diente das DLR-eigene Programm THETA sowie das kommerzielle Programm Ansys Fluent. Bei den durchgeführten RANS-Rechnungen wurde zunächst das $k\epsilon$ -Turbulenzmodell verwendet. Als Verbrennungsmodell diente das assumed-PDF Modell, das den Einsatz des detaillierten Reaktionsmechanismus von Li et. al erlaubte, der 93 Reaktionen sowie 20 Spezies enthält. Beide Stufen wurden für Zünd-, Teil- und Vollastbedingungen simuliert, da sich die Bedingungen stark unterscheiden. Abbildung 4 zeigt beispielhaft das Temperaturfeld der Hauptstufe unter Vollastbedingungen. In der Abbildung lassen sich der weit in die Brennkammer eindringende Luft-Brennstoffstrahl sowie die homogene Temperaturverteilung in der Hauptstufe mit Verbrennungstemperaturen unter 1800 K erkennen. Der Abstand der stromabwärts eingebrachten Mischluft zur Reaktionszone ist dabei ausreichend für eine stabile Verbrennung. Die Ergebnisse der CFD-Simulationen lieferten die strömungsrelevanten, geometrischen Maße für die Fertigung eines ersten Versuchsträgers.

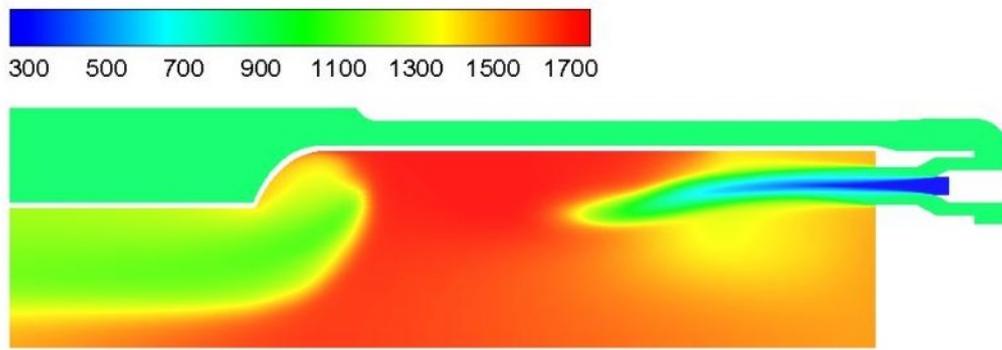


Abbildung 4: Temperaturfeld der FLOX[®]-Hauptstufe (in K)

Atmosphärische Brennerversuche

Die Charakterisierung des ersten Versuchsträgers erfolgte ohne Berücksichtigung der Mischluft, herausgelöst von der Mikrogasturbine an einem atmosphärischen Brennerprüfstand, wie in Abbildung 5 dargestellt. Dazu wurde das Holzgas synthetisch aus den Hauptkomponenten H_2 , CO , N_2 , CO_2 und Erdgas anstelle von Methan gemischt. Die untersuchten Gasmischungen zeigt Tabelle 3. Am Prüfstand wärmte ein elektrischer Lufterhitzer die Verbrennungsluft auf die Eintrittsbedingungen in der Mikrogasturbine auf. Die Variation der thermischen Leistung, des Luftverhältnisses, der Brennstoffstufen sowie der Lufteintrittstemperatur erfolgte separat. Zur qualitativen Bewertung der Flammenform und -lage diente die Messung des OH^* -Chemolumineszenz-Signals. Die Emissionsdaten von CO , CO_2 , NO , NO_2 , O_2 , H_2O sowie der unverbrannten Kohlenwasserstoffe lieferte ein Abgasanalysesystem der Firma ABB.

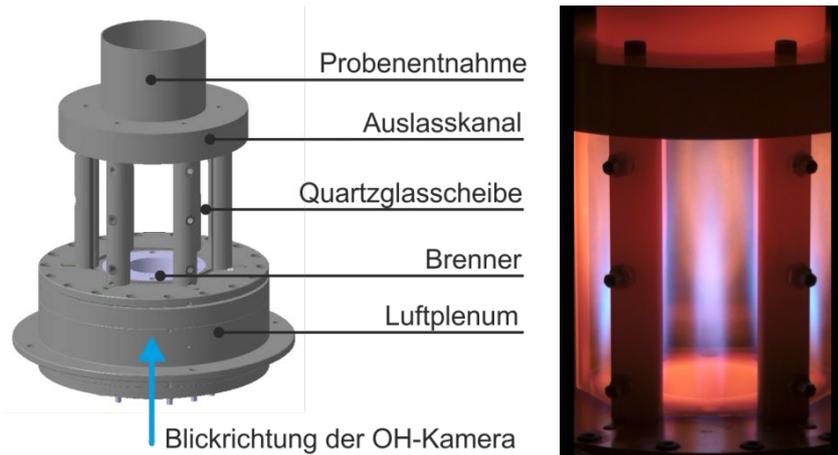


Abbildung 5: Aufbau des atmosphärischen Brennerprüfstands (links) und Foto des Brenners in Betrieb (rechts)

Tabelle 3: Untersuchte Holzgaszusammensetzungen

	H ₂	CO	Erdgas	CO ₂	N ₂	Hi
HG1	18	22	2,25	12	45,75	5,5
HG2	21	21,9	1	12	44,1	5,5
HG3	15	17,6	5	12	50,4	5,5
HG4	16,8	18	2,1	12	51,1	4,8
HG5	16	12	2	12	58	4,1

Konzentrationen in Vol.%, Hi in MJ/Nm³

In Abbildung 6 sind beispielhaft die gemittelten Chemolumineszenz-Bilder der Holzgas Mischung HG1 mit einer thermischen Leistung von 80% der Vollast und einer Lufteintrittstemperatur von 600°C für verschiedene Luftverhältnisse dargestellt. Die Ergebnisse zeigen nur geringfügige Änderungen der Flammenform und -lage über einen weiten Bereich des Luftverhältnisses. Auch die Variationen der thermischen Leistung, der Holzgaszusammensetzung und der Brennstoffstufung ergaben ein stabiles Flammenverhalten. Die Ergebnisse bestätigen damit ein robustes Verhalten, das besonders vorteilhaft für den Einsatz in der Mikrogasturbine und bei schwankenden Brenngaszusammensetzungen ist. Die Untersuchung bei thermischen Lasten von 60%, 80% und 100% sind in [9] ausführlich berichtet, der Einfluss der Holzgaszusammensetzung mit verschiedenen Heizwerten wird in [10] beschrieben. Mit abnehmender Lufteintrittstemperatur hob die Flamme der Hauptstufe zunehmend von der Brennerstirnfläche ab ohne dabei zu verlöschen. Durch eine Erhöhung des Pilotanteils ließ sich die Flamme jedoch näher am Brenner stabilisieren. Daher sollte während des Startvorgangs der Mikrogasturbine ein erhöhter Brennstoffanteil über die Pilotstufe eingebracht werden.

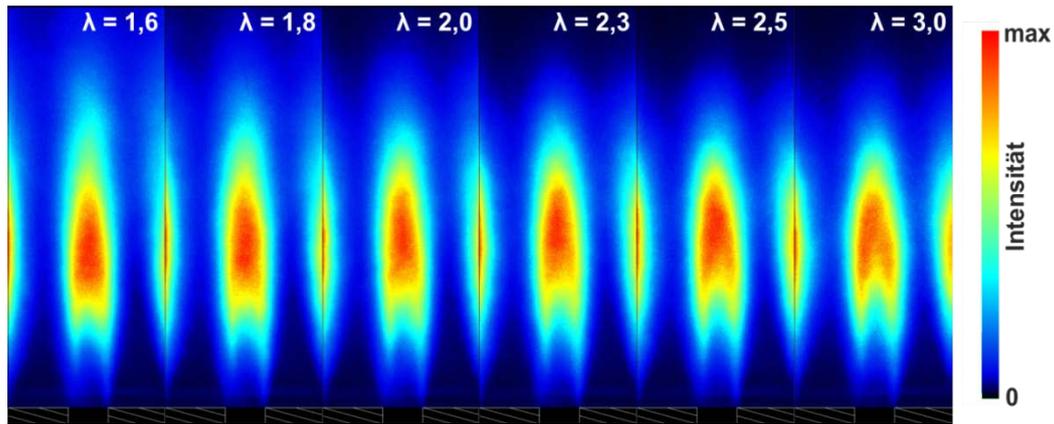


Abbildung 6: Gemittelte Chemolumineszenz-Aufnahmen einer Strahlflamme der Hauptstufe [9]

Zur Messung der Emissionen wurde ein Teilstrom des Abgases mit einer auf ca. 220°C gekühlten Sonde am Auslasskanal der Brennkammer entnommen und mit einer beheizten Leitung zum Analysegerät geführt. Die Emissionen von Kohlenmonoxid und der Stickoxide sind in Abbildung 7 für die verschiedenen thermischen Leistungen über dem globalen Luftverhältnis in der Brennkammer aufgetragen. Die Konzentrationen sind auf 15% Restsauerstoffgehalt im Abgas normiert. Das Kohlenmonoxid nahm mit steigendem Luftverhältnis bis zu einem Minimum ab. Bei sehr mageren Luftverhältnissen stiegen die CO-Konzentrationen erneut an aufgrund der sehr niedrigen Verbrennungstemperaturen. Insgesamt lag das Niveau der CO-Emissionen für niedrigere thermische Leistungen etwas niedriger. Dies lag daran, dass der Gesamtmassenstrom niedriger und damit die Verweilzeit in der Brennkammer höher waren. Aus diesem Grund stand mehr Zeit für die Oxidation des Kohlenmonoxids zur Verfügung. Die Grafik zeigt einen sehr weiten Betriebsbereich von $\lambda = 2,0$ bis $\lambda = 3,1$, in dem der Grenzwert der TA Luft von 80 ppm eingehalten wird. Bei den NO_x -Emissionen liegen die Konzentrationen weit unter dem Grenzwert von 73 ppm. Für die verschiedenen thermischen Leistungen unterscheiden sich die Messwerte kaum. Die Stickoxide nahmen aufgrund der abnehmenden Verbrennungstemperatur mit zunehmendem Luftverhältnis deutlich ab. Die positiven Ergebnisse bestätigten das mit der CFD ausgelegte Brennkammerdesign.

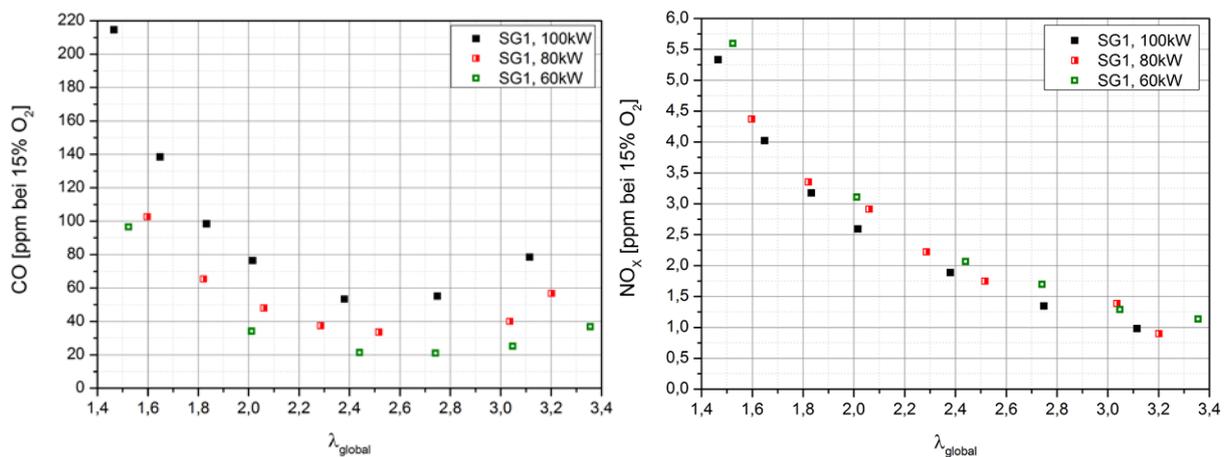


Abbildung 7: Am atmosphärischen Brennerprüfstand ermittelte Schadstoffemissionen mit der Holzgasmischung HG1 [9]

Auslegung Brennkammersystem

Die atmosphärischen Brennerversuche lieferten die Daten für die weitere Auslegung des gesamten Brennkammersystems. Ein geeigneter Betriebsbereich ließ sich anhand der Emissionswerte für die Mikrogasturbine auswählen. Um diesen in der Mikrogasturbine einzustellen wurden mit weiteren CFD-Simulationen die Mischluftbohrungen so ausgelegt, dass sich die gewünschte Luftaufteilung in der

Brennkammer ergab. Durch die Simulation des gesamten Brennkammersystems inklusive des Wärmetransports durch die Bauteile Brenner, Flammrohr und Brennstoffdüsen erfolgte die Ermittlung der Bauteiltemperaturen. Da zum Zeitpunkt, zu dem die Simulationen durchgeführt wurden, noch kein Wärmetransportmodell in Theta zur Verfügung stand, wurden hier die Simulationen mit dem kommerziellen Programm Ansys Fluent durchgeführt. Dieses verfügt über das conjugated-heat-transfer Modell. Da für die Berechnung des Wand-Wärmeübergangs eine Auflösung der Grenzschicht wichtig ist, wurde hier das $k\omega$ -SST-Turbulenzmodell verwendet. Fluent bietet als Verbrennungsmodell, das sich für detaillierte Reaktionsmechanismen wie der Li et al. Eignet, das EDC-Modell. Mit den Temperaturdaten sowie den Wärmeübergangskoeffizienten aus der CFD-Simulation ließ sich eine FEM-Analyse der gesamten Bauteile des Brennkammersystems durchführen. Die FEM lieferte die thermischen und mechanischen Belastungen der Bauteile. Auf diesen Daten basierend erfolgte die Auswahl der Materialien für eine Lebensdauer von über 10.000 h. Da keine Temperaturlastgänge bekannt waren, wurde der Einfluss von Starts, Stopps sowie Lastwechseln nicht berücksichtigt.

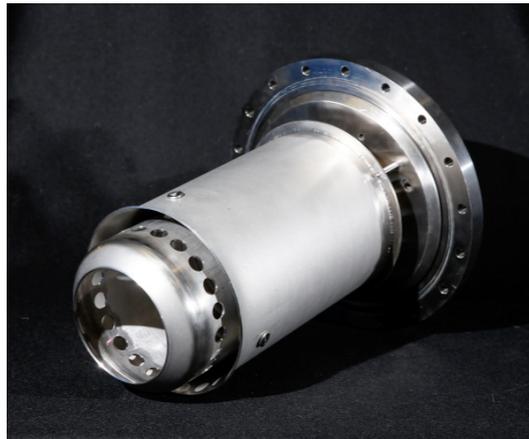


Abbildung 8: Holzgas-FLOX[®]-Brennkammersystem (Foto: DLR/Frank Eppler)

Erprobung in der Mikrogasturbine

Am Mikrogasturbinenprüfstand des Instituts für Verbrennungstechnik ließ sich die Turbec T100 durch das neu entwickelte, in Abbildung 8 abgebildete Brennkammersystem erstmalig beim Betrieb mit Holzgas detailliert charakterisieren. Eine ausführliche Beschreibung des Betriebsverhaltens findet sich in [11]. Die Versorgung mit synthetisch gemischtem Holzgas erlaubte eine gezielte Variation der Brennstoffzusammensetzung, die auch während des Betriebs der Mikrogasturbine verändert werden konnte. Die Untersuchung zeigte einen stabilen Betrieb der Mikrogasturbine im Bereich von 80% bis 100% Drehzahl bei einer elektrischen Leistung von 50 kW_{el} bis 100 kW_{el}, siehe Abbildung 9. Zum Vergleich sind die Betriebsdaten mit Erdgas und der Turbec-Brennkammer dargestellt. Bemerkenswert ist die deutlich höhere elektrische Leistung bei konstanter Drehzahl. Dies ist teilweise durch die abweichenden Umgebungsbedingungen, die einen starken Einfluss auf das Betriebsverhalten haben, verursacht [12]. Allerdings erklären sich dadurch maximal 10 kW der 20 kW höheren el. Leistung bei 90% Drehzahl. Durch den deutlich höheren Brennstoffmassenstrom fördert der Verdichter weniger Luft, weshalb eine höhere elektrische Leistung am Generator erreicht wird. Da die Maschine für Erdgas ausgelegt ist, ergaben sich engere Betriebsgrenzen beim Betrieb mit Holzgas. Diese sind gegeben durch die Betriebsgrenzen des Verdichters und der Leistungselektronik. Bei höheren Drehzahlen als 92% gelangte der Verdichter an die Pumpgrenze, an der eine zeitweise Strömungsumkehr stattfindet. Aus diesem Grund musste die Turbinenaustrittstemperatur zunehmend gesenkt werden. Folglich sinkt der Brennkammerdruck und ein stabiler Betrieb wird erreicht. Die Absenkung der Turbinenaustrittstemperatur führte jedoch auch zu einer Stagnation der elektrischen Leistung bei ca. 100 kW_{el} und einem Abfall des elektrischen Wirkungsgrades, der in Abbildung 9 dargestellt ist. Der Wirkungsgrad ist berechnet aus dem Quotienten der elektrischen Wirkleistung abzüglich der internen Verbraucher und der in die Brennkammer eingebrachten Feuerungswärmeleistung. Die Leistung für die Brennstoffverdichtung ist hier nicht berücksichtigt. Mit Holzgas erreichte die Turbec T100 einen maximalen Wirkungsgrad von 31,5% bei 92% Drehzahl. Der höhere Wirkungsgrad im Vergleich zum Erdgas ergibt sich aus den niedrigeren Außentemperaturen, den geringeren Luftmassenströmen durch den Verdichter und durch den niedrigeren Totaldruckverlust der Luft über das Brennkammersys-

tem. Dieser liegt mit 4% deutlich unter dem des Turbec-Brennkammersystems von 5,6%. Die Funktionalität des entwickelten Holzgas-FLOX-Brennkammersystems wurde mit den Untersuchungen nachgewiesen. Die erhaltenen Daten lieferten die geeigneten Betriebsbereiche für die Durchführung des Betriebs an der Demonstrationsanlage.

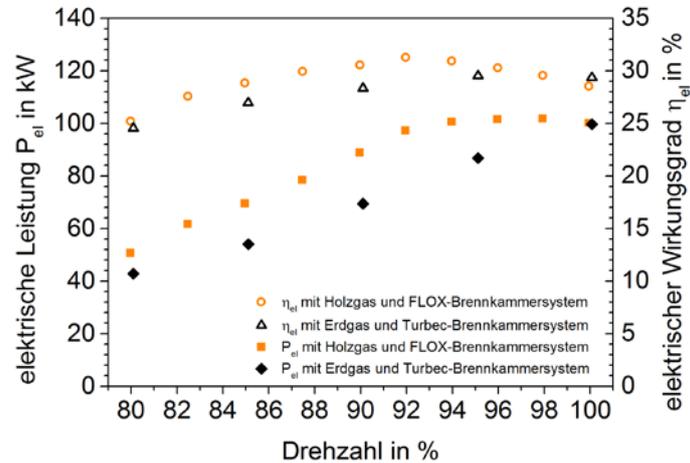


Abbildung 9: Betriebsdaten der Turbec T100 mit synthetischem Holzgas [11]

Neben dem stabilen Betrieb der Mikrogasturbine stellen die Schadstoffemissionsgrenzwerte eine grundlegende Anforderung an das Brennkammersystem. Die gemessenen Schadstoffemissionen von CO, NO_x und unverbrannten Kohlenwasserstoffen sind in Abbildung 10 dargestellt. Die Messwerte sind mit 2 Hz aufgenommen und über ein Zeitintervall von 5 min gemittelt. Die Fehlerbalken ergeben sich aus der Berechnung der Standardabweichung unter Berücksichtigung der Fehlerfortpflanzungsmethode. Bei den Stickoxiden und den unverbrannten Kohlenwasserstoffe sind die Balken so gering, dass sie in der Grafik nicht darstellbar sind. Die Grafik zeigt den deutlichen Abstand der Konzentrationen zu den Grenzwerten der TA Luft. Hervorzuheben ist hier, dass die Grenzwerte sogar über den gesamten Betriebsbereich der Mikrogasturbine eingehalten werden. Dies ermöglicht einen lastflexiblen Betrieb bei gleichzeitiger Einhaltung der Schadstoffgrenzwerte. Bislang müssen Gasturbinen die Grenzwerte nur im Bereich von 75% bis 100% der Last erfüllen.

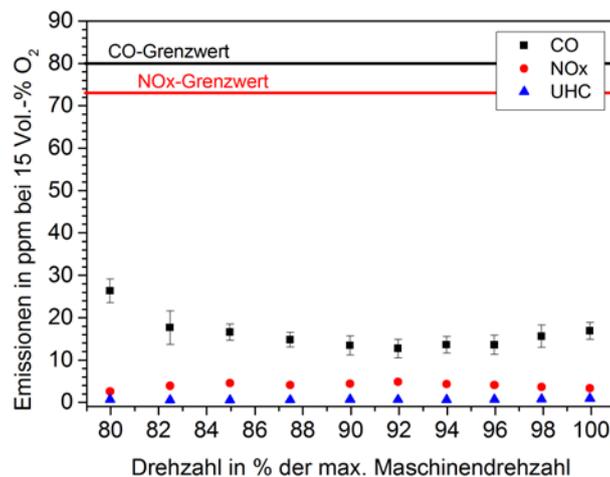


Abbildung 10: Schadstoffemissionen gemessen am Mikrogasturbinen-Prüfstand

Die Messungen zeigten die Einschränkungen der für Erdgas ausgelegten Mikrogasturbine Turbec T100 beim Betrieb mit Holzgas bzw. beim Betrieb mit niederkalorischen Brenngasen. Um Optimierungspotentiale der Mikrogasturbine für diese Anwendung zu untersuchen, wurden weitere

Simulationen mit dem stationären Kreislaufprogramm durchgeführt. Dabei dienten die gewonnenen Messdaten zur Validierung des Programms für Holzgas. Die Optimierungspotentiale wurden betrachtet unter der Annahme, dass der Verdichter sich gemäß dem Hersteller-Kennfeld verhält und nicht durch die Pumpgrenze limitiert wird. Dazu wurden zwei Rechnungen durchgeführt, einmal mit Berücksichtigung der Grenzen durch die Leistungselektronik und einmal ohne. Die Ergebnisse sind in Abbildung 11 dargestellt. Die Grafik zeigt, dass sich bei einer Erweiterung des Stabilitätsbereichs des Verdichters die elektrische Leistung auf ca. 116 kW erhöhen lässt. Dabei wird jedoch nicht die maximale Turbinenausstrittstemperatur erreicht, da die Betriebsgrenze der Leistungselektronik dies nicht zulässt. Würde die Leistungselektronik dementsprechend an den Holzgasbetrieb angepasst werden, könnte eine elektrische Leistung von bis zu 137 kW erreicht werden. In diesem Fall läge der elektrische Wirkungsgrad bei 33%. Hier ist die benötigte Leistung für die Brennstoffverdichtung allerdings noch nicht einbezogen. Diese berücksichtigt Abbildung 12 unter der Annahme einer einstufigen Verdichtung von 1 bar auf 6 bar sowie einem Verdichtervirkungsgrad von 70%. Durch die Brennstoffverdichtung reduziert sich die für die Einspeisung verfügbare, el. Leistung von max. 137 kW auf ca. 110 kW. Damit stünde ein Betriebsbereich von ca. 35 bis 110 kW_{el} zur Verfügung, ähnlich wie beim Betrieb mit Erdgas. Ein elektrischer Wirkungsgrad von 27% wäre bei dieser Anwendung ebenfalls ein guter Wert. Damit weisen die Ergebnisse der Simulation vielversprechende Potentiale der Mikrogasturbine für die Nutzung von niederkalorischen Brenngasen auf.

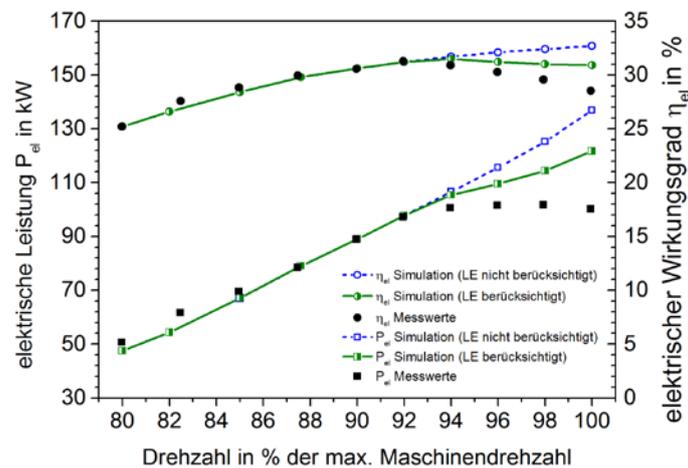


Abbildung 11: Optimierungspotential der Turbec T100 für den Schwachgasbetrieb [11]

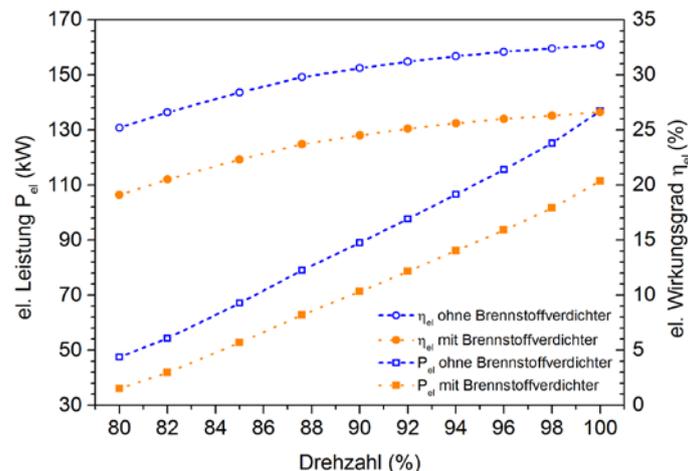


Abbildung 12: Potential der Turbec T100 mit Berücksichtigung der Brennstoff-Verdichterleistung

Ein wesentlicher Schwerpunkt bei der Entwicklung lag auf der Brennstoffflexibilität, da die Zusammensetzung der Produktgase bei der thermochemischen Vergasung von Biomasse sehr starken Schwankungen unterliegt. Da sich innerhalb der Schwankungsbreiten der einzelnen Hauptkomponenten keine bedeutenden Änderungen sowohl bei den atmosphärischen als auch bei den Versuchen unter Druck ergeben hatten, wurde mit einer optischen Brennkammer der Einfluss des Wasserstoffan-

teils weitergehend untersucht. Vorhergehende Arbeiten identifizierten den Wasserstoff als die dominierende Komponente bei der chemischen Reaktion. In dieser Arbeit wurde der Wasserstoffanteil bei konstantem Heizwert von $5,5 \text{ MJ/Nm}^3$ von 30% bis auf 0% reduziert. Die genauen Zusammensetzungen sind in Tabelle 4 angegeben. Zur Untersuchung des Verbrennungsverhaltens wurde eine optische Brennkammer, siehe Abbildung 13, eingesetzt, die es erlaubt während des Mikrogasturbinenbetriebs die Flamme der Hauptstufe mittels OH^* -Chemolumineszenz und OH-PLIF (planare laserinduzierte Fluoreszenz) zu untersuchen. In Abbildung 14 ist der messtechnische Aufbau dargestellt. Die Kamera ist wie bei den atmosphärischen Versuchen senkrecht zur Brennerachse ausgerichtet, wobei zwei Hauptstufendüsen fluchtend hintereinander mittig ausgerichtet sind. Bei den PLIF-Messungen wurde mit einem Laser und optischer Komponenten ein Laserband erzeugt, das durch zwei Düsen verläuft. Der Laser regt die OH-Moleküle in der von der Mittelachse versetzten Ebene an. Eine Beschreibung des Messverfahrens findet sich [13]. Anhand der Messdaten lässt sich die Lage der Wärmefreisetzungszone beurteilen.

Tabelle 4: Mit der optischen Brennkammer in der MGT untersuchte Brenngasmischungen

	1	2	3	4	5	6	7
H_2	30	18	15	9	6	3	0
CO	10	22	17.6	14	18	21	19
CH_4	1	2.25	5	9	9	9	11
CO_2	12	12	12	12	12	12	12
N_2	47	45.75	50.4	56	55	55	58

Konzentrationen in Vol.%

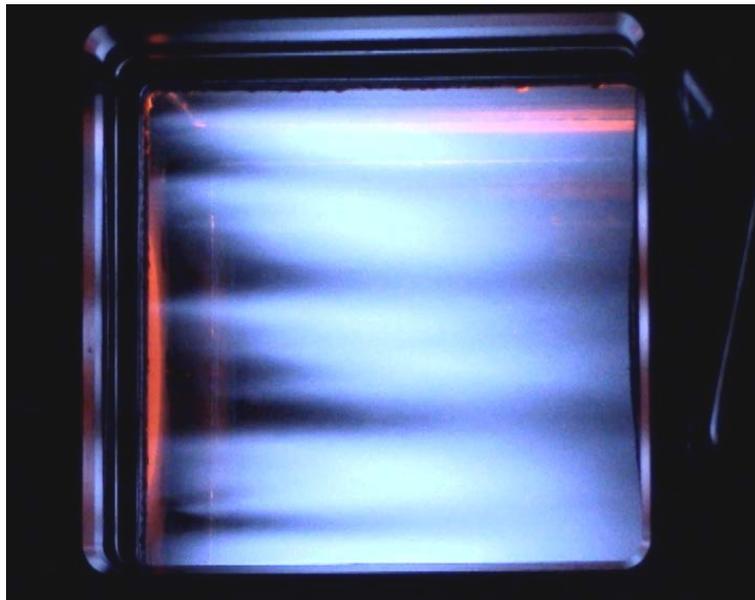


Abbildung 13: Optische Brennkammer mit eingebautem Holzgas-Brenner während dem Betrieb der Mikrogasturbine

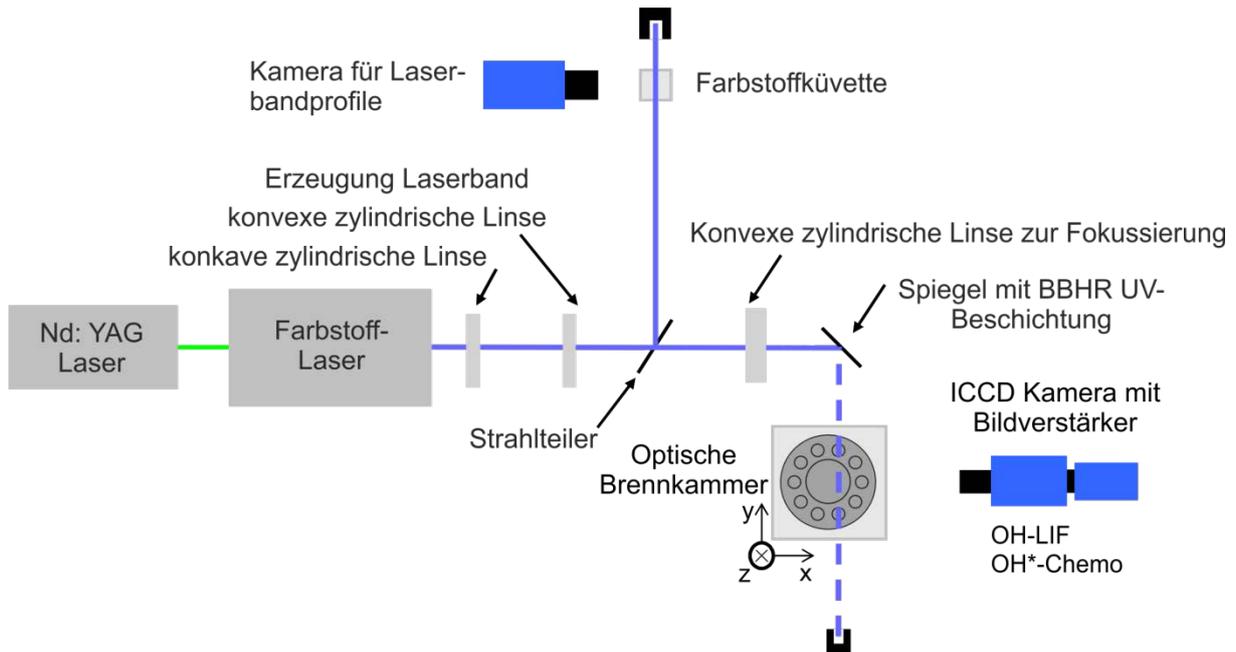


Abbildung 14: Schematischer Aufbau für die OH*-Chemolumineszenz und PLIF-Messungen

In Abbildung 15 sind die Ergebnisse der OH*-Chemolumineszenzaufnahmen für die verschiedenen Brenngasmischungen dargestellt. Dabei handelt es sich um Mittelwertbilder, die aus 500 Einzelbildern gemittelt wurden. Mit hohem Wasserstoffanteil zeigen die Chemolumineszenzbilder fünf einzelne Strahlflammen, wobei sich aufgrund der Anordnung jeweils zwei Flammen direkt überlagern und durch das integrale Verfahren als eine erscheinen. Die Bilder zeigen eine deutliche Veränderung mit sinkendem H₂-Anteil im Brennstoff. Während die Flamme mit hohem H₂-Anteil nahe der Brennerstirnfläche stabilisiert, hebt sie mit sinkender Konzentration zunehmend ab. Die schlanke, langgezogene Flammenform wird dabei kürzer und breiter. Bei einem Wasserstoffanteil von 0% sind nur noch zwei Reaktionsbereiche erkennbar, die schon weit vom Brenner stabilisieren. Die Verbrennung war jedoch immer noch stabil und es wurde kein signifikanter Anstieg der Schadstoffemissionen beobachtet.

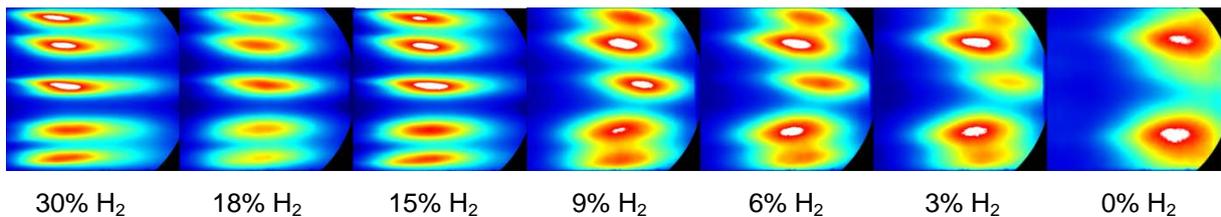
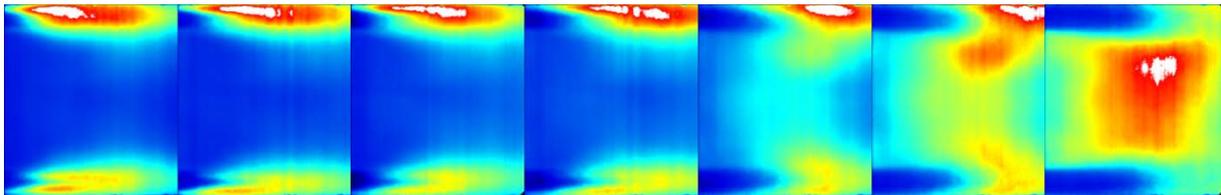


Abbildung 15: Gemittelte OH*-Chemolumineszenzaufnahmen für verschiedene Wasserstoffkonzentrationen bei einem konstanten Heizwert von 5,5 MJ/Nm³

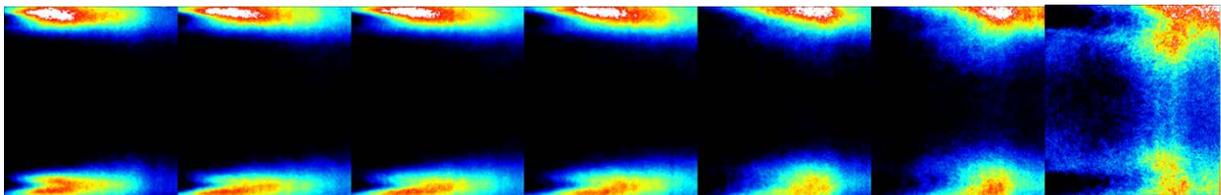
Weitere Informationen über die Lage der Reaktionszonen lieferten die in Abbildung 16 dargestellten PLIF-Messungen. Sie zeigen den Ort der mit dem Laser angeregten OH-Moleküle. Mit Wasserstoffkonzentrationen über 6% befanden sich hohe Konzentrationen des OHs auf der Achse der Hauptstufendüsen. In der zentralen Rezirkulationszone war praktisch kein OH zu sehen. Ab einer Konzentration von nur 6% wurde zunehmend OH in die Rezirkulationszone eingemischt. Bei 0% H₂ befand sich OH großflächig in der Rezirkulationszone verteilt. Da beim PLIF der Laser das gesamte OH in der Ebene anregt und dieses nicht nur in der Reaktionszone vorkommt, kann auf diese Weise die Reaktionszone nicht bestimmt werden. Besser geeignet ist dagegen die Betrachtung der Gradienten in Abbildung 16b. Die Lage der stärksten Gradienten der Intensitätsverteilung auf den Einzelbildern wurde analysiert und anschließend erneut gemittelt. Diese stellen einen guten Indikator für die Lage der Reaktionszone dar. Die Gradienten zeigen deutlich, dass es kaum Veränderungen beim Verbrennungsverhalten gab bis zu einer Konzentration von 6% H₂. Darunter weitete sich die

Reaktionszone stark auf. Wie bei 0% H_2 in den Einzelbildern zu erkennen ist, werden reagierende Bereiche in die Rezirkulationszone hineingetragen. Es ist ein Indiz dafür, dass die chemische Reaktion ohne Wasserstoff deutlich langsamer abläuft. Nichtsdestotrotz bleibt die Verbrennung auch bei 0% H_2 immer noch stabil und die Mikrogasturbine ließ sich zuverlässig betreiben. Die Messungen belegen klar die hohe Brennstoffflexibilität des entwickelten Brennkammersystems. Eine stabile Verbrennung wird weit über die gewöhnlichen Bereiche der bei der Vergasung üblichen Wasserstoffkonzentrationen hinaus erreicht. Weder Rückzündungen bei hohen H_2 -Konzentrationen noch Verbrennungsinstabilitäten oder hohe Schadstoffemissionen bei sehr niedrigen H_2 -Konzentrationen stellten ein Problem dar. Das macht das entwickelte Brennkammersystem auch interessant für die Nutzung anderer Schwachgase wie z.B. Hochofengas (Gichtgas), das ähnlich niedrige Heizwerte, jedoch nur geringe H_2 -Konzentrationen hat.

a)



b)



c)

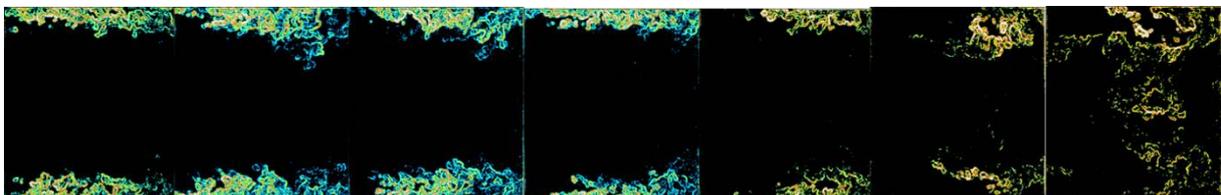
30% H_2 18% H_2 15% H_2 9% H_2 6% H_2 3% H_2 0% H_2

Abbildung 16: Ergebnisse der PLIF-Messungen: a) gemitteltetes LIF-Signal, b) Mittelwerte der Gradienten und c) Einzelbilder der Gradienten

1.2 Teilprojekt Thermische Vergasung

Autoren:

Andrew Berry, Dr. Egon Erich: Abschnitte 1.2.1 & 1.2.2

Prof. Joachim Jochum, Stefan Turad: Abschnitt 1.2.3

1.2.1 Bestimmung der Brenngasqualität

Gemäß Projektplanung sollte die Bestimmung der Brenngasqualität an dem ursprünglich für die Mikrogasturbinen-Installation vorgesehenen Vergaserstandort Arnsberg-Wildshausen vorgenommen werden, um eine umfangreiche Datenbasis für die MGT-Entwicklung zu schaffen sowie den Umfang erforderlicher Optimierungsarbeiten an den Gasreinigungsverfahren quantifizieren zu können. Zu Beginn der Durchführung des Vorhabens führten die beschriebenen Unklarheiten bzgl. der Besitzverhältnisse und des künftigen Betriebs der Vergaseranlage in Arnsberg-Wildshausen zur Su-

che nach einem alternativen Vergaserstandort. Dieses Szenario bedingte eine Anpassung der Vorgehensweise beim Arbeitspunkt „Bestimmung der Brenngasqualität“.

Um erste Daten für die Auslegung der Mikrogasturbine generieren zu können, wurde, da der Großvergaser (1 MW_{therm.}) an diesem Standort nicht zur Verfügung stand, der 100 kW_{th}-Gegenstromvergaser des IUTA am Holzvergaserstandort in Arnberg-Wildshausen aufgebaut, an die gegebene Aufgabenstellung angepasst und in Betrieb genommen. Die exemplarische Bestimmung der Gasqualität erfolgte dann zunächst am Gegenstromvergaser. In insgesamt fünf mehrtägigen Versuchskampagnen mit Variation diverser Anlagen- und Betriebsparameter wurde die Qualität des bei diesem Vergasungsprozess erzeugten Holzgases charakterisiert und in den am vorliegenden Anlagentyp bestehenden Grenzen an die Einsatzbedingungen in einer Mikrogasturbine angepasst. Die messtechnisch begleiteten Versuchsfahrten führten zu einer Datenbasis, die sowohl die Mittelwerte als auch die Extrema der Konzentrationen der Gaskomponenten (CO, CO₂, H₂, CH₄, O₂), der Heizwerte, der Staubgehalte sowie der Gaszusammensetzungen im Bereich der Kohlenwasserstoffe von C1 – C20 enthält. Diese Datenbasis wurde an den Projektpartner DLR übermittelt und floss dort – ebenso wie die bereits Ende 2009 von IUTA beim Betrieb der Gleichstromgroßvergaseranlage in Arnberg-Wildshausen aufgezeichneten Messergebnisse - in die Auslegung der Brennkammer der Mikrogasturbine ein.

Die Vornahme ergänzender Messungen bei gleichzeitiger Modifikation der Gasreinigungsstufen an der Gleichstrom-Großvergaseranlage in Arnberg-Wildshausen wurde zurückgestellt, da diese nur sinnvoll an der späteren MGT-Pilotanlage durchzuführen waren. Der im Projektantrag formulierte Meilenstein 3 „Vergaserstandort (in Arnberg-Wildshausen) für die Versuche zur Produktgaskonditionierung vorbereitet“ wurde nach Beantragung mit Einverständnis des Projektträgers um 12 Monate bis 02/2012 verlängert.

Als nach intensiven Recherchen und Verhandlungen die Vergaseranlage des Betreibers Grüntec GmbH in Vaihingen/Enz als alternativer Pilotstandort für die weitere Versuchsdurchführung und die Installation der Mikrogasturbine feststand, wurden dort im weiteren Projektverlauf umfangreiche Messungen zur Charakterisierung der Brenngaszusammensetzung vorgenommen. Die messtechnische Begleitung des Vergaserbetriebs erfolgte über zwei Jahre hinweg zu unterschiedlichen Jahreszeiten und beinhaltete dabei bis zu 10-tägige Langzeit-Online-Messungen zur Bestimmung des zeitlichen Konzentrationsverlaufs der Produktgashauptbestandteile CO, CO₂, H₂, CH₄ und O₂ sowie der daraus abgeleiteten Heizwerte. Zudem wurden Probenahmen des Prozessgases und des Brennstoffs vorgenommen, deren anschließende labortechnische Auswertung zu den Teer-, Staub- und Alkalienkonzentrationen führten. Da die im Projekt zu entwickelnden Konditionierungsverfahren an unterschiedlichen Stellen des Vergasungsprozesses zum Einsatz kommen sollten, wurden drei verschiedene Probenahmestellen realisiert (hinter Vergaser, hinter Nasswäsche und hinter Elektrofilter). Zur vollständigen Charakterisierung wurden darüber hinaus die Parameter Gasvolumenstrom, Gas-temperatur und Gasfeuchte sowie der Wassergehalt der als Brennstoff eingesetzten Holzhackschnitzel bestimmt. Aufgrund der Relevanz der Betriebsparameter für den Teillastbereich der MGT, wurde die beschriebene Charakterisierung des Produktgases unter Lastvariationen von 50 bis 100% (in Intervallen von je 10%) der Nennleistung des BHKWs (100 kW) wiederholt.

Die maßgeblichen Resultate bei der Bestimmung der Produktgasqualität am Pilotstandort der MGT-Installation sind den Abbildungen 16 bis 18 zu entnehmen. Positiv zu bewerten ist, dass die Produktgaszusammensetzung, siehe Abbildung 17, sowohl im zeitlichen Verlauf als auch bei durchgeführten Lastwechseln nur geringfügigen Schwankungen unterlag. Bei den Lastwechseln lag der Mittelwert des Heizwerts konstant zwischen $H_i = 5,38 - 5,44 \text{ MJ/Nm}^3$, was einen lastflexiblen Betrieb begünstigt.

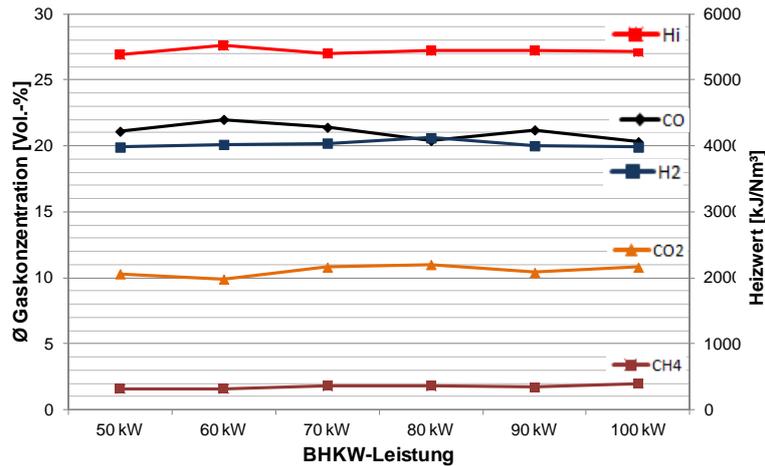


Abbildung 17: Prozessgaszusammensetzung

Die Beprobung des Produktgases zur Bestimmung der Konzentration höherer Kohlenwasserstoffe erfolgte unter Anlehnung an das European Tar Protocol DIN CEN/TS 15439:2006-08. Bei der Analyse kam das Verfahren der „Simulierten Destillation“ zum Einsatz, bei der die Kohlenwasserstoffe (KW) gaschromatographisch nach ihren Siedepunkten (SP) eluiert und die einzelnen Siedepunkte mittels korrespondierender Retentionszeiten quantifiziert werden. Abbildung 18 zeigt eine Übersicht der durchschnittlich bei den einzelnen Laststufen des BHKW im Produktgas vor dem BHKW ermittelten Kohlenwasserstoffkonzentrationen. Die Säulen auf der rechten Seite geben die Summe aller ermittelten KW-Konzentrationen an, links daneben sind die Konzentrationen für KW mit Siedepunkten < 200°C bzw. > 200°C (gängige Definition von Teeren) aufgeführt. Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die KW-Konzentrationen im Allgemeinen und im Besonderen diejenigen der Komponenten > 200°C vergleichsweise sehr gering waren. Je nach Lastbereich betrugen sie zwischen 70 und 220 mg/m³ für KW ≤ SP 196°C sowie 22 und 66 mg/m³ für KW > SP 196°C. Im höheren Lastbereich verschiebt sich das Spektrum in Richtung kurzkettiger KW. Zum Vergleich seien an dieser Stelle noch die Messergebnisse genannt, die im Jahr 2009 an der ursprünglich als Pilotstandort vorgesehenen Gleichstrom-Holzvergaseranlage in Arnshausen-Wildshausen erzielt wurden. Hier lagen die KW-Konzentrationen mit Werten zwischen 1600 und 2500 mg/m³ (vor Motor) um etwa den Faktor 10 höher als in der Vergaseranlage in Vaihingen/Enz.

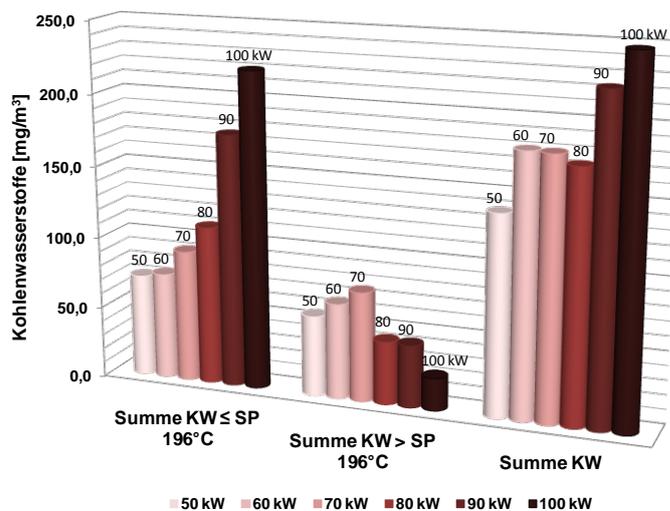


Abbildung 18: Kohlenwasserstoffkonzentrationen

In Abbildung 19 sind die im Labor aus den entnommenen Proben durch Filtrierung und Wägung bestimmten Staubgehalte des Produktgases für die verschiedenen Laststufen angegeben. Dargestellt sind die Ergebnisse, die nach Nachrüstung der Gasreinigungstufe mit einem von IUTA testweise zur

Verfügung gestellten Heißgaszyklon (nähere Erläuterungen hierzu erfolgen im Abschnitt zu AP 1.2.2) erzielt wurden. Im Bereich von 70 kW_{el} bis 90 kW_{el} wurden sehr geringe Staubkonzentrationen analysiert. Darunter sowie auch bei Vollast stiegen die Staubgehalte um bis zu Faktor 10 an. Quantitativ unterscheidet sich der Wert der Staubkonzentration nur geringfügig von demjenigen, der zu Beginn der Untersuchungen am Standort Vaihingen/Enz für den Betriebspunkt 90 kW vor Installation des Heißgaszyklons analysiert wurde. Dies lässt sich auf die Wirksamkeit des am Ende - der in Reihe geschalteten Reinigungsaggregate - angeordneten E-Filters erklären. Der Nutzen des Heißgaszyklons lag in der durch ihn erzielten Systemstabilität. Die trockene Abscheidung eines großen Staubanteils unmittelbar hinter dem Vergaser führte zu einer Entlastung der nachfolgenden Reinigungsaggregate und insbesondere des E-Filters, wodurch der Wartungs- und Reparaturaufwand erheblich gesenkt werden konnte.

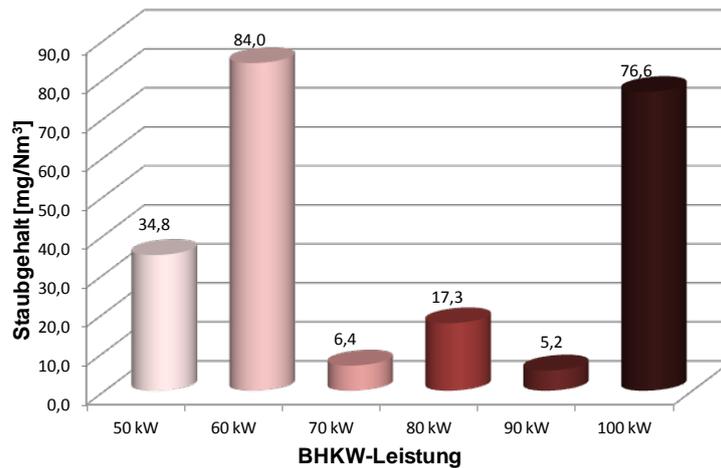


Abbildung 19: Staubgehalte

Während die Zusammensetzung des Brenngases hinsichtlich der Hauptbestandteile sowie auch der Menge vorhandener Verunreinigungen wie Teer und Staub einen eher positiven Ausblick auf die Nutzung in einer MGT zulässt, ergaben die Analysen der Alkalienkonzentrationen Werte, die deutlich über denen in der Literatur für den Gasturbinenbetrieb empfohlenen Konzentrationen liegen. Bei einer BHKW-Leistung von 90 kW_{el} wurden 3,5 mg/m³ Natrium, 0,5 mg/m³ Kalium, 6 mg/m³ Calcium und 0,2 mg/m³ Magnesium bestimmt. In der Literatur empfohlene Grenzwerte für den MGT-Einsatz liegen im Bereich 0,01 mg/m³ [14] bis 0,25 mg/m³ [15, 16]. Zumindest bei einem Dauerbetrieb der MGT bestünde daher die Gefahr des Auftretens von Heißgaskorrosion an den Turbinenschaufeln. Bei einem über den Versuchszeitraum hinausgehenden Einsatz der MGT ist deswegen abzuwägen, ob eine weitere Wasch- oder Adsorptionsstufe zur Alkalienreduktion nachgerüstet werden sollte.

1.2.2 Vergaserbetrieb und -optimierung

Die Arbeiten zur Optimierung der Produktgasreinigung konzentrierten sich aufgrund der erwähnten Standortproblematik der Pilotanlage bei Projektbeginn zunächst auf die Reinigungstechniken, die an verschiedenen Vergaseranlagen genutzt und testweise auch an der Gegenstromvergaseranlage des IUTA eingesetzt werden konnten. Im Projektantrag geplante Arbeiten, die speziell auf die Vergaseranlage in Arnsberg-Wildshausen zugeschnitten waren, wie z.B. die Optimierung des Heißgasfiltersystems, wurden zurückgestellt.

Plangemäß wurde eine Absorptionsanlage mit Füllkörpern für den Betrieb mit Biodiesel ausgelegt, konstruiert und gebaut. Die Konstruktion erfolgte dabei auf der Grundlage eines Scale-Downs eines bei IUTA im Betrieb befindlichen Wäschersystems. Die Auslegung des Wäschers sah die Übernahme eines Teilgasstroms von $\dot{V}_{\text{Produktgas}} = 30\text{-}50 \text{ m}^3/\text{h}$ und $\dot{V}_{\text{Biodiesel}} = 0,1 \text{ m}^3/\text{h}$ bei Umgebungsdruck vor.

Des Weiteren wurde das von IUTA entwickelte Hydrocracking-Gasreinigungsverfahren auf der Grundlage der katalytisch spaltenden Hydrierung so modifiziert, dass ein universeller Einsatz an unterschiedlichen Typen von Gleichstrom-Festbettvergäsern möglich wurde. Dazu wurden die Reaktoren u.a. mit einem speziell an die zu erwartende Gaszusammensetzung angepassten Katalysator auf Platinbasis ausgerüstet. Das von IUTA für den Einsatz an Holzvergäsern angepasste Verfahren beruht auf der Zerlegung langkettiger (hochsiedender) Kohlenwasserstoffverbindungen an einem

edelmetallhaltigen Katalysator zu kürzeren Bruchstücken mit niedrigeren Siedepunkten und deren Absättigung mit Wasserstoff.

Nach der Festlegung des neuen Pilotstandortes in Vaihingen/Enz wurden die Gasreinigungsaggregate an die dortigen Bedingungen angepasst. Beim Hydrocracking-Gasreinigungsverfahren war aufgrund der räumlichen Bedingungen der Holzvergaseranlage der Umbau der für den alternierenden Betrieb mit zwei Reaktoren ausgestatteten Anlage in ein erstrangiges System erforderlich. Anfang 2012 erfolgte die versuchsweise Erprobung der Konditionierung des Produktgases mit dem Hydrocracker an der Holzvergaseranlage in Vaihingen/Enz. Hierzu wurde ein Teilstrom von 30-50 m³/h des erzeugten Brenngases an einem an der Fackelleitung gesetzten Flansch entnommen und mittels eines Gebläses im Saugbetrieb dem Hydrocracker zugeführt. Abbildung 20 zeigt den schematischen Aufbau an der Versuchsanlage.

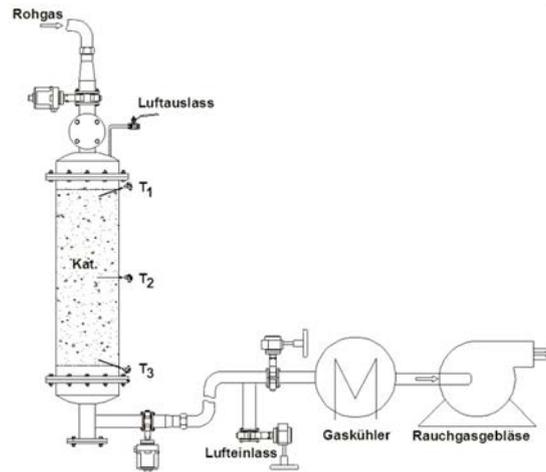


Abbildung 20: Schematischer Aufbau der Hydrocrack-Installation

Das Gas strömte über den im Hydrocrackreaktor befindlichen Katalysator aus platindotierten Edelstahlspänen, wurde in einem Gaskühler auf ca. 60 °C abgekühlt und über ein Saugzuggebläse vor den anlagenseitigen Aggregaten zur Gasaufbereitung wieder in den Hauptstrang des Produktgases zurückgeführt. Die Beurteilung der Umsetzung der Teerinhaltstoffe des Produktgases erfolgte einerseits über die Überwachung und Aufzeichnung des Temperaturprofils des Hydrocrackreaktors und andererseits über die Analyse der vor (Rohgas) und hinter (Reingas) dem Hydrocrackreaktor wiederum unter Anlehnung an das European Tar Protocol DIN CEN/TS 15439:2006-08 genommenen Gasproben. Als problematisch stellte sich bei der Versuchsdurchführung die insgesamt ca. 4-5 m lange Rohr- bzw. Leitungsstrecke zwischen Vergaserauslass und Hydrocrackereinlass heraus, die zu einem Abkühlen des Produktgases unterhalb der „Katalysatoranspringtemperatur“ führte. Da die Realisierung geeigneterer Gasentnahmestellen ohne anlagentechnisch aufwändige und den Vergaserbetrieb längerfristig unterbrechende Umbaumaßnahmen nicht möglich war, wurde die Gaseintrittstemperatur angehoben, indem der Gasweg in mehreren Schritten hochwertig gedämmt wurde, wodurch Eintrittstemperaturen oberhalb der für den Katalysatorbetrieb notwendigen Temperatur (ca. 500°C) erreicht werden konnten. Trotzdem wurde bei den Testläufen am Holzvergaser in Vaihingen/Enz der für die exotherme Reaktion der katalytisch spaltenden Hydrierung typische Temperaturanstieg über dem Reaktorbett nicht beobachtet. Als Grund hierfür kristallisierte sich nach Auswertung der Laboranalysen der roh- und reingasseitig gezogenen Proben der vergleichsweise geringe Teergehalt des Produktgases heraus (vergleiche hierzu Ausführungen unter AP 2.1). Um die exotherme Reaktion der katalytisch spaltenden Hydrierung in Gang zu bringen und aufrecht zu erhalten, ist das Vorhandensein einer ausreichenden Menge höhermolekularer KW zwingend erforderlich, was bei dem Produktgas der Holzvergaseranlage in Vaihingen/Enz nicht bzw. nicht in ausreichender Menge gegeben war. Bei den ebenfalls durchgeführten Staubanalysen wurden sowohl im Roh- als auch im Reingas Staubkonzentrationen in Höhe von ca. 180 mg/m³ nachgewiesen. Dieses Ergebnis entspricht insoweit den Erwartungen, als das dem Hydrocrackverfahren kein Partikel reduzierender Effekt zuzuschreiben ist und vom Betreiber des Holzvergasers bereits mehrfach über Schwierigkeiten mit hohen Staubkonzentrationen im Produktgas berichtet wurde.

Die Ankopplung des Biodieselwäschers an den Holzvergaser erfolgte weitestgehend analog zum Anschluss des Hydrocrackers. Die Unterschiede beschränkten sich im Wesentlichen auf das Fehlen der Rohr- und Leitungsdämmung und darauf, dass der Biodieselwäscher hinter dem Gaskühler und dem

Gebläse angeordnet war, sodass der Wäscher mit kühlem Produktgas (ca. 40 °C) im Druckbetrieb beaufschlagt werden konnte. Der zu reinigende Produktgas-Bypassstrom wurde wiederum im Bereich zwischen ca. 30-50 m³/h variiert. Das Gas durchströmte den mit Füllkörpern gefüllten Wäscherbehälter von unten nach oben im Gegenstrom zu dem am Kopf des Wäschers versprühten und als Rieselfilm auf den Füllkörpern nach unten fließenden Biodiesel ($\dot{V}_{\text{Produktgas}} = 30\text{-}50 \text{ m}^3/\text{h}$ und $\dot{V}_{\text{Biodiesel}} = 0,1 \text{ m}^3/\text{h}$). Die labortechnischen Analysen der roh- und reingasseitig vorgenommenen Probenahmen führten hinsichtlich der Kettenlängen der im Produktgas vorhandenen Kohlenwasserstoffspezies qualitativ zum gleichen Ergebnis wie bei den oben geschilderten Untersuchungen am Hydrocracker. Die Summe der Kohlenwasserstoffe des unbehandelten Gases auf der Rohgasseite entsprach etwa den bei den Hydrocrackversuchen festgestellten Werten. Auf der Reingasseite hingegen war die Summe der KW doppelt so hoch, wobei der Anteil an KW mit Kettenlängen $\leq C7$ bis zu Faktor 4 erhöht war, was auf Bestandteile des Biodiesels, die offensichtlich mit dem Gasstrom mitgerissen wurden, hinweist. Die Staubkonzentration konnte durch die Biodieselwäsche von ca. 180-120 mg/m³ auf ca. 30 mg/m³ gemindert werden. Vergleichende Messungen hinter dem Nass-Elektrofilter der Vergaseranlage (unmittelbar vor BHKW) ergaben Staubgehalte in Höhe von ca. 15 mg/m³.

Die durchgeführten Arbeiten zur Konditionierung des Produktgases des Vergasers führten in Kombination mit Betriebsbeobachtungen, Auswertungen der Wartungs- und Störungsprotokolle sowie Gesprächen mit dem Betreiber der Vergaseranlage und dessen Mitarbeitern zu der Erkenntnis, dass - zumindest im Regelbetrieb der Anlage bei annähernd Vollast (meist ca. 90 kW_{el}) - Betriebsbeeinträchtigungen durch im Produktgas enthaltene Teerbestandteile nicht oder nur in sehr geringem Maße auftreten. Aufgrund der geringen Menge höhermolekularer Kohlenwasserstoffe im Produktgas war der Einsatz des Hydrocrackers am Vergaserstandort Vaihingen an der Enz nicht notwendig und nicht sinnvoll. Der Testbetrieb des Biodieselwäschers zeigte, dass diese Reinigungsstufe im Normalbetrieb nicht erforderlich ist, da die ohnehin geringe Menge an höhermolekularen KW durch den Biodieselwäscher nicht weiter gemindert wurde. Die Staubkonzentration wurde zwar signifikant gemindert, diesbezüglich ist der anlagenseitig vorhandene Nass-Elektrofilter aber wirkungsvoller. Ein Einsatz des Biodieselwäschers kann allenfalls im Anfah- oder Teillastbetrieb der Vergaseranlage eine sinnvolle Option sein, der Aufwand einer solchen Installation zur Übernahme des gesamten Produktgasstroms steht allerdings in keinem Verhältnis zu dessen Nutzen.

Die am neuen Vergaserstandort Vaihingen/Enz angetroffenen Produktgasqualitäten führten zu einer Verlagerung der vordringlich erforderlichen Arbeiten zur Brenngaskonditionierung. In Absprache mit den Projektpartnern, dem Betreiber des Holzvergasers und dem Fördermittelgeber wurde der Fokus der nachfolgenden Untersuchungen auf die weitergehende Staubabscheidung gerichtet. Von einer Reduzierung des Staubgehaltes unmittelbar nach dem Vergasungsprozess (vor den bereits installierten Reinigungsstufen) erwartete der Betreiber der Anlage eine Verminderung des Wartungsaufwandes sowie der häufig störsbedingt auftretenden Ausfälle. Ein störungsfreier Betrieb mit nur wenigen wartungsbedingten Schwankungen in der Gaszusammensetzung ist auch ein wichtiges Kriterium für den Betrieb der Mikrogasturbine. Daneben beugt ein möglichst geringer Partikelgehalt des Brenngases einem verstärkten Verschleiß u.a. der Turbinenschaufeln vor.

Zur Reduzierung der Staubfracht wurde ein im Bestand von IUTA befindlicher Zyklonabscheider an die Dimensionen der Holzvergaseranlage in Vaihingen an der Enz angepasst und testweise in den Hauptstrom der Vergaseranlage integriert. Begleitend wurden weitere Parameterstudien an einem Versuchszyklon im Bypass - mit einem Teilstrom des Prozessgases - durchgeführt. Der Betrieb der Vergaseranlage mit dem testweise eingebauten Zyklonabscheider zur Minderung der im Prozessgas auftretenden Staubpartikel zeigte im Vergleich zum bisherigen Betrieb deutliche Vorteile. Er führte zu deutlich geringeren Staubbelastungen im Prozessgas, zu einer merklichen Entlastung der übrigen Abscheidestufen und zu einem erheblich reduzierten Wartungsaufwand der Anlage. Der aus dem IUTA-Inventar zu Testzwecken bereitgestellte Zyklonabscheider stammte allerdings aus einer Niedertemperatur-Anwendung und war aufgrund der verwendeten Wandstärken und Konstruktionswerkstoffe nicht für den Dauerbetrieb in einer Heißgasanwendung mit abrasiven Stoffen geeignet. In Absprache mit den Projektbeteiligten wurde daher im Arbeitspaket zur Produktgaskonditionierung die Auslegung eines an die Grüntec-Holzvergaseranlage angepassten Zyklonabscheiders vorgenommen. Mit zusätzlich am Holzvergaser in Vaihingen an der Enz durchgeführten Untersuchungen an einem Versuchszyklon konnten die für zwei verschiedene Rechenmodelle von Koch und Licht [17] sowie von Enlian und Yingmin [18] zur Bestimmung der Abscheideeffizienzen erforderlichen Parameter bestimmt werden. Diese sind z.B. die thermodynamischen Zustandsgrößen des Produktgases, die Korngrößenverteilung sowie die Dichte der Partikel. Die theoretischen und praktischen Arbeiten führten zu einem Konstruktionsentwurf für einen optimierten Heißgaszyklon, der an den Betreiber der Anlage in Vaihingen/Enz als Empfehlung übergeben wurde.

1.2.3 Laborversuche am Gleichstromvergaser

Aufbau des Vergasers und Versuchsaufbau

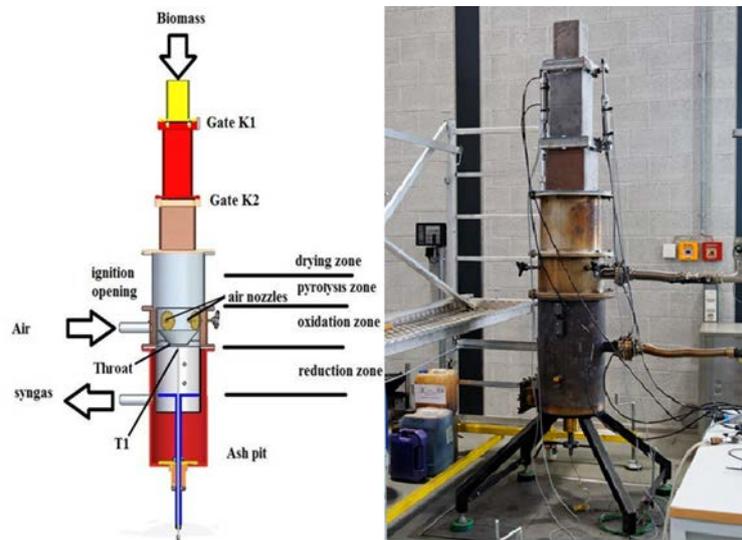


Abbildung 21: Gleichstromvergaser an der Hochschule Offenburg

Bei dem verwendeten Vergaser handelt es sich um einen an der Hochschule Offenburg anhand der Literatur [19] entworfenen und konstruierten Gleichstromvergaser, siehe Abbildung 21. Ausgelegt wurde dieser für einen Brennstoffeintrag von etwa 40 kW (etwa 8 kg/h Holz) sowie einer elektrischen Leistung von etwa 8 kW. Der schematische Aufbau der Versuchsanlage ist in Abbildung 22 dargestellt. Der Biomassevergaser D1 steht auf einer Waage A1. Der Vergaser wird manuell über ein zweistufiges Klappensystem nachgefüllt. Das Schleusensystem wurde im Rahmen dieses Projektes realisiert und ermöglicht mit kleinen Brennstoffportionen (ca. 400 g) einen stabilen Vergaserbetrieb. Mit dem Wägesignal kann ein konstanter Füllstand im Vergaser eingehalten werden. Zu Beginn des Prozesses wird der Koks in der Oxidationszone durch eine Zündöffnung unter Verwendung eines Bunsenbrenners angezündet. Ist der Vergaser thermisch im stationären Zustand, kann mit der Bilanzierung und der Teerprobenahme angefangen werden. Für die Massebilanz wird die jeweils nachgefüllte Brennstoffmenge, die Uhrzeit der Nachfüllung, die angesaugte Vergasungsluftmenge am Durchflussmesser F1 und die produzierte Synthesegasmenge über die Blendenmessung P1 und P2 bestimmt. Mit den Ergebnissen der kontinuierlichen Synthesegasanalyse Q4 und den Brennwerten der Synthesegaskomponenten sowie des Brennstoffs kann die Energiebilanz erstellt werden.

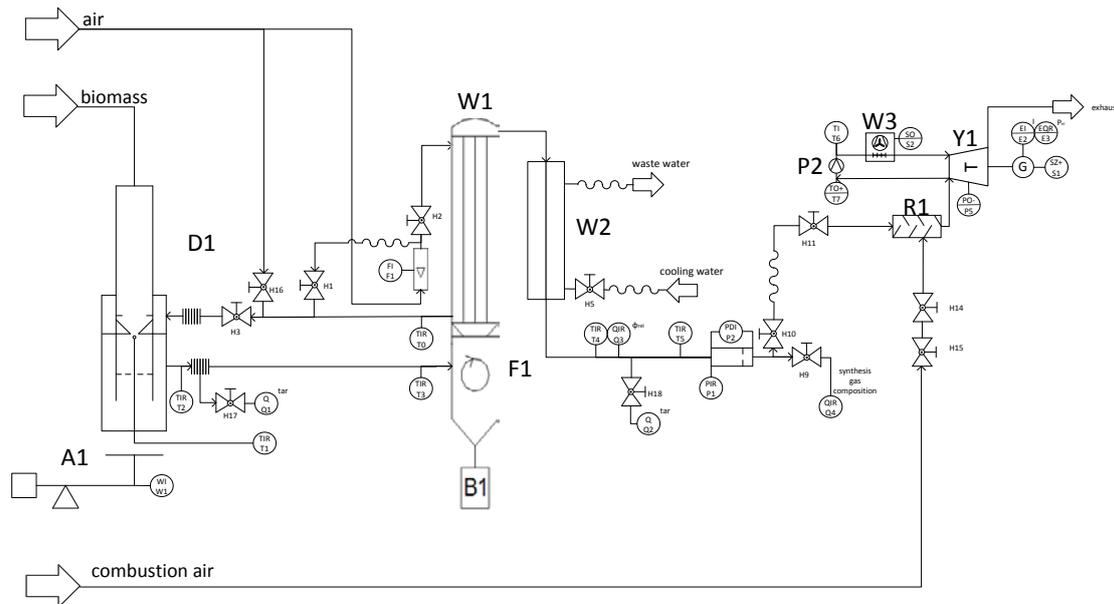


Abbildung 22: Verfahrensfließbild der Versuchsanlage

Laborversuche zur Teerminimierung

Zur Untersuchung des katalytischen Teerabbaus im Synthesegas wurde ein Seitenstrom durch einen mit dem zu untersuchenden Katalysator beladenen extern beheizten Reaktor geführt. Um zu gewährleisten, dass sich die wichtigen Parameter wie z. B. Reaktortemperatur während der Messung nicht signifikant ändern, wurde der Reaktor zunächst mindestens eine halbe Stunde vor der Teerprobenahme mit einer ähnlichen Raumgeschwindigkeit betrieben und das Gas abgesaugt. Die Vergleichsprobe ohne katalytische Behandlung wurde dem Hauptgasstrom zeitversetzt entnommen. Die Teerprobenahme und -analyse erfolgte nach der Vornorm DIN CEN/TS 15439, siehe Abbildung 23. Eine Sonde befindet sich im Gasstrom (Module 1) und saugt isokinetisch einen kleinen Teilstrom des Synthesegases ab. Anschließend werden über einen Filter (Module 2) die Partikel adsorbiert. Die Teerbestandteile werden über mit Isopropanol gefüllten Waschflaschen (Module 3) dem Gasstrom entnommen. Das mit Teer beladene Isopropanol wird anschließend im Gaschromatografen untersucht. Die Messung der Bezugsgröße Volumenstrom erfolgt mit einer Gasuhr, die isokinetische Absaugung wird über ein Schwebekörper-durchflußmesser kontrolliert (Module 4).

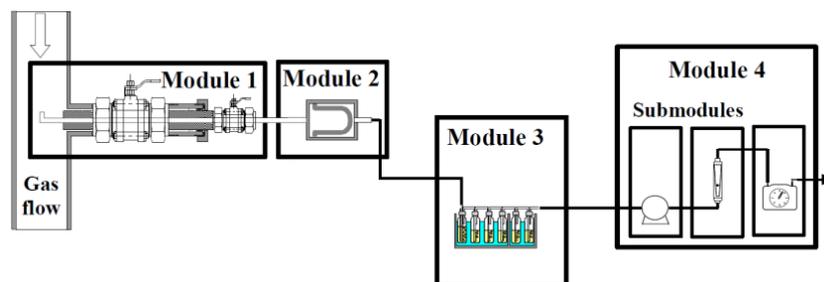


Abbildung 23: Teerprobenahme nach Vornorm DIN CEN/TS 15439

Zum Einsatz kamen die in Tabelle 5 aufgeführten Katalysatoren. Um die thermische Zersetzung der Teerbestandteile von der katalytischen Umsetzung zu unterscheiden, wurden Blindversuche mit Raschig-Ringen durchgeführt. Das Dolomit-Granulat wurde vor dem Einsatz bei 1000 °C im Stickstoffstrom vollständig kalziniert. Die beiden nickelhaltigen Katalysatoren lagen als oberflächenbeschichtete Sinterkugeln vor. Zum Einfüllen in den Reaktor wurden diese etwas zerkleinert, dies verringerte vermutlich die Oberflächenaktivität der Katalysatoren. Da der Projektpartner IUTA keine Gelegenheit hatte, Versuche am Vergaser in Arnberg-Wildshausen durchzuführen, wurde der von IUTA entwickelte Katalysator auf der Basis von mit Platin dotierten Metallspänen in Kooperation am Vergaser in Offenburg untersucht. Die Wirkungsweise dieses Katalysators beruht auf der katalytisch spaltenden

Hydrierung, bei der langkettige Kohlenwasserstoffe in kürzerkettige Bestandteile umgewandelt und mit Wasserstoff abgesättigt werden.

Tabelle 5: Untersuchte Katalysatoren

Katalysatorbasis	Katalysatorname Handelsname	Quelle bzw. Lieferant	Hauptbestandteile & Trägermaterial	Nebenbestandteile kleiner 1%	Form im Katalysatorofen	Größe in mm	Bemerkung
-	Raschig Ringe	Raschig AG	Edelstahl	-	Ringe	10x10x0,3	Füllkörper für Blindversuch
Dolomit	teilkalziniertes Dolomit KII	Schöndorfer Dolomitwerk Oberjettenberg	CaO, MgO	SiO ₂ , Al ₂ O ₃ , Fe ₂ O ₃ , TiO ₂ , K ₂ O, Na ₂ O	Granulat	2,5-4,5	wurde vor dem Versuch vollständig kalziniert
Nickel Palladium	G-31 K+Pd	Südchemie inzwischen Clariant	Ni-dotiert, Al ₂ O ₃ -Träger	Pd (0,05 %)	Kugelbruchstücke	~1-10	nur Oberflächenaktiv => Zerkleinerung verringerte u.U. Aktivität
Nickel	G-117 RR		Ni-dotiert, Al ₂ O ₃ -Träger	Al ₂ O ₃ , SiO ₂ , CaO, Fe ₂ O ₃ , NO ₃ , MgO	Kugelbruchstücke	~1-10	nur Oberflächenaktiv => Zerkleinerung verringerte u.U. Aktivität
Platin	-	IUTA	Platin, Edelstahlspäne	-	Späne, zerkleinert	~12	

Tabelle 6 zeigt die Ergebnisse der katalytischen Teerreduktionsversuche. Die Vergleichsmessung mit Edelstahlringen von Raschig ergab bei 700 °C Katalysatortemperatur keine Teerreduktion, bei 900 °C wurden allerdings schon 47 % der Teerbestandteile abgebaut. Dies wird vorwiegend ein thermischer Effekt mit geringen katalytischen Wirkungen der im Edelstahl verwendeten Edelmetalle sein. Das Naturprodukt Dolomit zeigt bei 800 °C Katalysatortemperatur nur 18 % Teerabbau, bei 915 °C jedoch schon 75 % Abbau, gegenüber dem reinen thermischen Cracken einen um ca. 28 Prozentpunkte höheren Abbaugrad, welcher den katalytisch wirkenden natürlichen Beimengungen des Dolomits zuzuschreiben ist. Sehr gute Abbauraten waren in den Versuchen erreicht, allerdings nur die beiden Nickel basierten Katalysatoren G 31 und G 117. Ein nahezu vollständiger Teerabbau wurde dort schon bei 800 °C Katalysatortemperatur beobachtet. Diese beiden Katalysatoren wären bei Temperaturen, welche in der Reduktionszone eines Vergasers auftreten, wirksam einzusetzen.

Tabelle 6: Katalysatorversuche (Konstante Parameter aller Versuche: Betthöhe 25 cm, Brennstoffeuchte 6,5-7%, Brennstoff Hartholz, stückig)

Nr.	Ort der Probenahme	Katalysatortyp	Kat.-Temp.	Teer-Konz.	Teerabbau	Synthesegastemp.	Gasvolumenstrom	η_{Teer}
	V: nach Vergaser		T10	gesamt		T2	Normbed.	
	K: nach Kat		°C	mg/m ³ _n	%	°C	m ³ /h	%
E26	V	Nickel G117		751		361	24,4	69,8
	K		800	48	94			
			900	12	98			
E27	V	Platin G31		305		353	23,3	69,3
	K		800	0	100			
			900	6	98			
E28	V	Dolomit		593		347	22,4	67,7
	K		800	485	18			
			915	146	75			
E30	V	Raschig Ringe		342		365	23,3	69,2
	K		700	338	1			
			900	180	47			

Die Versuche mit dem IUTA-Katalysator wurden von IUTA in Kooperation mit der Hochschule Offenburg am Vergaser in Offenburg durchgeführt. Die einzelnen Versuchseinstellungen wurden jeweils einmal wiederholt, wobei IUTA und die Hochschule Offenburg abwechselnd die Teerprobenahmen mit eigenem Equipment durchführten. Dieses Vorgehen diente der Überprüfung der Ergebnisse der Teermessungen beider Institute. Trotz einer in Details abweichenden Vorgehensweise bei den in An-

lehnung an das „European Tar Protocol“ durchgeführten Teerprobenahmen ergaben sich gute Übereinstimmungen bei den Ergebnissen. Die bei den Versuchen analysierte Teerreduktion selbst, lag allerdings weit hinter den Erwartungen zurück, da eine Minderung der analysierten Teerbestandteile nicht nachgewiesen werden konnte. Als mögliche Ursachen hierfür wurden der zeitliche Versatz der Messungen in Kombination mit der schwankenden Teermenge im Rohgas, eine zu hohe Raumgeschwindigkeit oder eine Ablösung der katalytischen Beschichtung aufgrund thermischer Belastung des Trägers diskutiert. Letzteres konnte durch eine EDX-Analyse widerlegt werden.

Parallel zu den Teermessungen von IUTA führte die Hochschule Offenburg eigene Teermessungen in Vaihingen-Enz durch und verglich die Ergebnisse mit denen von IUTA. Probenahme und Analyse wurden nach DIN CEN/TS 15439 durchgeführt. Obwohl unterschiedliche Analyseverfahren verwendet wurden, liegen die Ergebnisse nahe beieinander. Nach dem Gaswäscher wurde eine Konzentration von 93 mg/m³ gemessen. Der Wert liegt in dem von IUTA angegebenen Intervall von 92 – 286 mg/m³ (siehe Kap. 1.2.1)

Versuche mit verschiedenen biogenen Reststoffen

Vorüberlegung mit Austausch des Reduktionsbetts

Um sicherzugehen, dass ein Brennstoff für den Gleichstromvergaser im Dauerbetrieb geeignet ist, müssen die Versuche so durchgeführt werden, dass nach einem Brennstoffwechsel alles oder zumindest ein Großteil des Brennstoffes im Vergaser aus der entsprechenden zu untersuchenden Biomasse stammt. Deshalb wurde der Vergaser so umgebaut, dass die Austauschgeschwindigkeit der Reduktionszone experimentell gemessen werden kann. Hierzu wurde eine Metallplatte an einem Metallrohr angeschweißt. Die Metallplatte wurde so in die Reduktionszone gelegt, dass das Metallrohr aus dem unteren Ende des Vergasers hinausragt und über den Versuch beobachtet werden kann. Desto tiefer das Rohr herausragt, desto tiefer ist die Platte abgesunken. Die Austauschzeit in der Reduktionszone ist maßgeblich da diese mit dem an der HS-Offenburg betriebenen Vergaser die längste Verweilzeit besitzt (Trocknungs- und Pyrolysezone sind sehr klein, zudem besteht die Biomasse hier noch aus leicht „flüchtigen“ Bestandteilen die sich in Gas oder Teer umwandeln und aufgrund ihres Aggregatzustandes schnell durch die anderen Zonen den Vergaser verlassen). Das Reduktionsbett ist 25 cm hoch. Da der untere Teil der Reduktionszone eine geringere Temperatur besitzt, verringert sich tendenziell hier auch die „Abbaugeschwindigkeit“. Unterhalb von 500 °C verringern sich zudem die Reaktionsgeschwindigkeiten so stark, dass kaum noch Koks umgesetzt wird. Ein kompletter Austausch würde daher vermutlich zu lange andauern.

Mit den Ergebnissen aus Abbildung 24 wird ersichtlich das der Vergaser mindestens 4-6 Stunden betrieben werden sollte (eher mehr), bevor eine Bilanzierung für einen neu verwendeten Brennstoff erfolgen kann. Mit dieser Erkenntnis wurde für jeden Brennstoff zunächst ein Versuchstag (etwa 6-8 Stunden) verwendet um diesen Austausch zumindest zu einem großen Teil zu gewährleisten und ein zweiter Versuchstag, bei dem nach etwa 2-3 Stunden eine Bilanzierung für mindestens eine Stunde vorgenommen wurde.

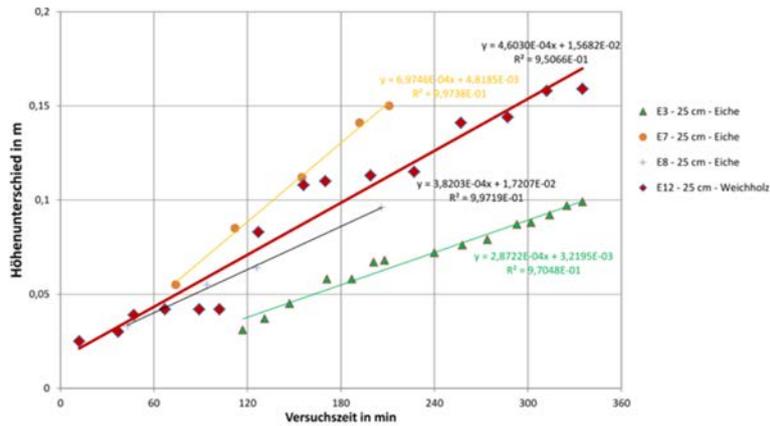


Abbildung 24: Ausgetauschte Höhe des Reduktionsbetts

Vorversuche zur Einschätzung des Reduktionsbetts

Vier verschiedene Brennstoffe in pelletierter Form wurden zunächst im Pyrolysereaktor untersucht um ihre Eignung für den Holzvergaserbetrieb einschätzen zu können. Die Gaszusammensetzungen, siehe Abbildung 25 a) weisen bereits einen recht hohen Anteil an Kohlenstoffdioxid und damit einen geringen Anteil an brennbaren Bestandteilen auf. Der gebildete Koks aller untersuchten Brennstoffe zerfiel in kleine Partikel. Diese Partikel würden im Holzvergaser dazu führen, dass das Synthesegas nicht mehr durch die Hohlräume strömen kann und brächte somit den Vergasungsprozess zum Erliegen. Diese Annahme wurde in einem Versuch mit Holzpellets bestätigt wie in Abbildung 25 b) zu sehen ist.

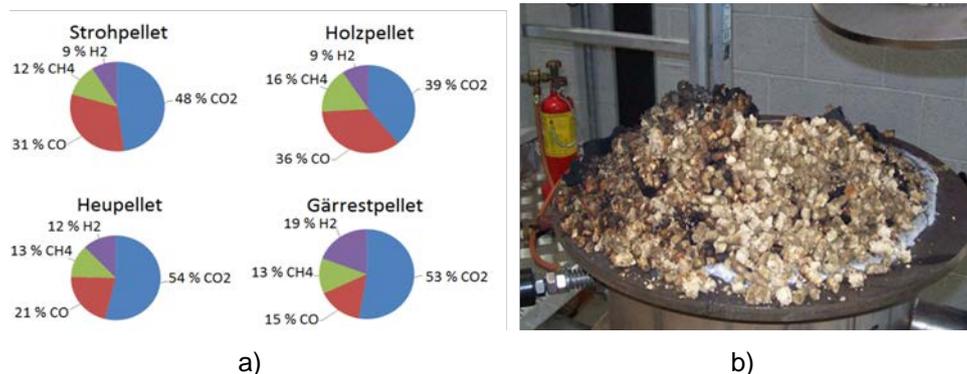


Abbildung 25: a) Pyrolyseergebnisse von Pellets und b) Zerfallene Holzpellets im Vergaser

Untersuchung verschiedener Biomassen im Holzvergaser

Miscanthus

Aufgrund des hohen Wasseranteils und der Partikelgröße war eine Vorbehandlung notwendig. Die Miscanthuspartikel wurden zunächst an der Sonne luftgetrocknet und anschließend zu Briketts gepresst. Bei der Vergasung des Miscanthus zeigten sich nach dem Öffnen des Reaktors mehrere Probleme: Es gab größere massive Partikel in der Reduktionszone und glasartige Partikel an der Blende der Oxidationszone, siehe Abbildung 26. Der hohe Alkaligehalt in der Miscanthusasche setzt an den Ascheschmelzpunkt herab. Zusammengesinterte Aschepartikel können den Vergaser verstopfen. Außerdem wurde ein Zerfallen von Miscanthuspresslingen in Oxidations- und Reduktionszone beobachtet. Der schnelle Temperaturanstieg in den Briketts führte zu einer starken Gasbildung in den Presslingen und lässt diese zerplatzen. Die kleinen Partikel lassen keine Hohlräume frei was zu einem erhöhten Druckverlust führt und der Reaktor verstopft. Durch den verminderten Synthesegasstrom kühlt der Reaktor ab, Synthesegasqualität verschlechtert sich und der Teergehalt im Gas steigt an.



Abbildung 26: Gesinterte und verglaste Miscanthus-Rückstände

Mechanisch gepresstes Holz

In Kooperation mit einem regionalen Sägewerk wurden Versuche mit mechanisch gepressten Holz hackschnitzeln durchgeführt. Üblicherweise werden Holz hackschnitzel energieintensiv thermisch getrocknet oder langsam luftgetrocknet. Berücksichtigt man, dass 2009 allein in Baden Württemberg etwa 4 Mio. m³ Waldholz (Waldstückholz und Wald hackschnitzel) energetisch genutzt wurden, kann das Potential dieses Brennstoffes auch für die Vergasung interessant sein. Zunächst wurden Versuche durchgeführt mit einer 50 % Mischung aus mechanisch entwässertem Holz mit 50 % Holzabfall einer Parkettfabrik. Hierbei traten keine Störungen oder Unregelmäßigkeiten im Betrieb des Holzvergasers auf. Die Zusammensetzung des Synthesegases betrug etwa 20-25% CO, 10-15% CO₂, ~15% H₂, 1,5% CH₄ und der Rest Stickstoff mit geringen Mengen an Sauerstoff (etwa 0,3-0,8%). Beim Verwenden von 100 % des mech. entwässerten Holzes brach der Prozess in weniger als einer Stunde komplett zusammen, siehe Abbildung 27. Beim Öffnen des Reaktors wurde ersichtlich, dass die Partikelgröße und Stabilität nicht ausreichten, um genügend Hohlräume für das Synthesegas zu bilden. Untersucht wurden verhältnismäßig kleine Holz hackschnitzel. Es wird vermutet dass mit größeren Holz hackschnitzeln ein stabiler Vergasungsbetrieb möglich ist.

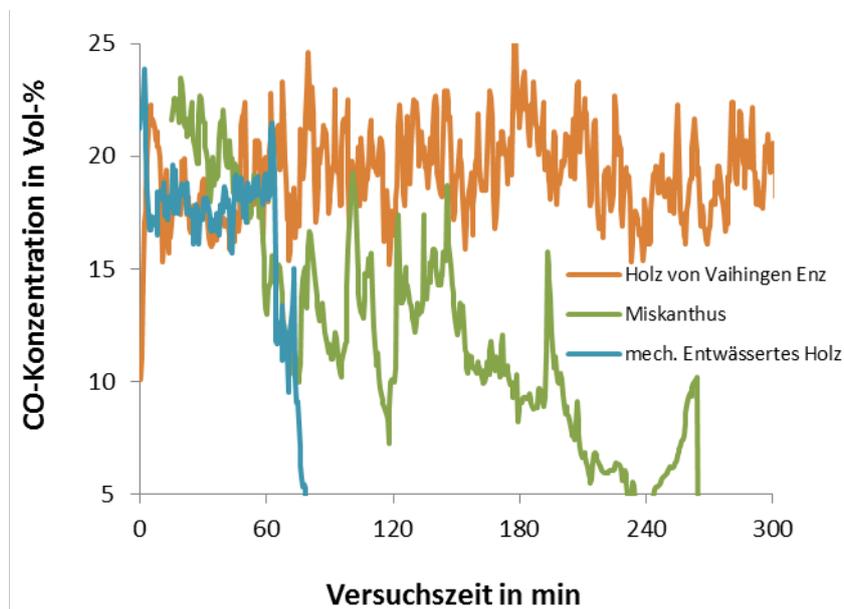


Abbildung 27: Exemplarischer Verlauf der Kohlenmonoxidkonzentration im Synthesegas

Restliche untersuchte Abfallstoffe

Bei den restlichen Brennstoffen, siehe Tabelle 7, handelt es sich um Abfallstoffe aus Produktionsbetrieben und der Landschaftspflege. Bei allen diesen Reststoffen war auch nach einem Vergasungsbetrieb über mindestens 10 Stunden keine Veränderung des Betriebsverhaltens beobachtbar. Langzeituntersuchungen wurden nicht durchgeführt. Die Gaszusammensetzung lag im Bereich der Versuche mit der Mischung aus Parkettholz und mechanische gepresstem Holz.

Tabelle 7: Restliche Abfallstoffe

Substrat	Herkunft	Form
Hartholz (Buche)	Parket- fabrik	Quader
Weichholz (Fichte)	Dach- latten	
Hackschnitzel (Mischholz)	<u>Grüntec</u>	ungleich- mäßig

Zusammenfassung

Sowohl das mechanisch entwässerte Holz als auch die Miscanthus Briketts eigneten sich innerhalb dieser Untersuchungen nicht als Brennstoff für Vergaser. Im Falle der entwässerten Holzhackschnitzel wird vermutet, dass mit größeren Partikeln ein stabiler Betrieb möglich ist. Mit beiden Brennstoffen ist in Abbildung 27 bereits nach ein bis zwei Stunden ein signifikanter Rückgang der Kohlenstoffmonoxidkonzentration zu sehen. Im Falle der restlichen Abfallstoffe (Holzhackschnitzel aus Vaihingen-Enz, Abfälle einer Parkettfabrik und zerkleinerte Dachlatten) war ein stabiler Betrieb möglich. Als Beispiel wurde in Abbildung 27 das Holz aus Vaihingen-Enz gezeigt.

1.3 Teilprojekt Demonstrationsanlage

Autoren:

Timo Zornek, Marijke de Graaff, Dr. Alois Kessler

1.3.1 Anlagenaufbau & Inbetriebnahme

Bestandsanlage

Die Möglichkeit die Demonstrationsanlage, wie ursprünglich im Projekt geplant, am Standort in Arnsberg-Wildshausen aufzubauen, ist zu Beginn der Projektlaufzeit entfallen. Aus diesem Grund musste ein neuer Standort gesucht werden. Mit der Firma Grüntec GmbH wurde ein Landschaftspflegebetrieb gefunden, der eine Vergaseranlage mit Hackschnitzeln aus Landschaftspflegeholz betrieben hatte. Die Anlage bestand aus einem Festbettvergaser, einer Gasaufbereitung und einer Holz Trocknung zur Verwendung frischer Hackschnitzel. Zur Erzeugung von Strom und Wärme wurde ein Motor-BHKW mit einer elektrischen Leistung von 100 kW_{el} und einer thermischen Leistung von 150 kW eingesetzt. Aufgrund der gleichen Leistungsgröße wie die geplante Mikrogasturbine eignete sich der Standort für die Durchführung des Projekts. Die Nähe des Standorts zu den Projektpartnern EnBW und DLR trug zusätzlich zur Auswahl des Standorts bei.

Bei dem Vergaser, siehe Abbildung 28 a), handelt es sich um einen Doppelfeuervergaser der Firma A.H.T. Die Anlage ist auf eine maximale Feuerungsleistung von ca. 400 kW ausgelegt, was den Betrieb der Mikrogasturbine anstelle des Motor-BHKWs ermöglichte. Im unteren Teil des Reaktors befindet sich ein Ascheaustrag, der in bestimmten Zeitintervallen die verbleibende Asche mit einer Schnecke in einen Auffangbehälter fördert. Am Reaktorkopf füllt eine Zellradschleuse die Hackschnitzel nach. Der Transport der Hackschnitzel erfolgt über Förderbänder sowie einen Schubboden, der zur Trocknung der Hackschnitzel von unten mit Luft durchströmt wird. Diese wird mit einem Teil der Abwärme des BHKWs erwärmt. Das entstehende Holzgas verlässt den Vergaser mit einer Temperatur von ca. 600-700°C und strömt zur Gasaufbereitung. Diese besteht an dieser Anlage aus 3 Stufen: Die erste Stufe ist der in Abbildung 28 b) abgebildete Zyklonabscheider. Der Zyklon wurde an der Anlage im Projekt ergänzt und dient zur Abscheidung von größeren Staubpartikeln. In der anschließenden Gaswäsche, siehe Abbildung 28 c), durchläuft das Gas verschiedene Abscheider, in die Waschwasser eingesprüht wird. Ein Wäschergebläse in der Mitte der Gaswäsche fördert das Holzgas durch die gesamte Gasreinigungsstrecke. Nach der Gaswäsche folgt in der dritten Stufe ein elektrostatischer Nassabscheider, siehe Abbildung 28 d). Vom Auslass des E-Filters strömt das Gas entweder zum BHKW oder zur Gasfackel. Letztere ermöglicht das Anfahren des Vergasers und das Abbrennen des Holzgases beim Stillstand des BHKWs. Für das Zünden des Vergasers kann mit einem zusätzlichen Fackelgebläse das Holzgas auch vor der Gasreinigung abgezogen und über die Fackel abgeleitet werden.



a)

b)



c)

d)

Abbildung 28: Vergaseranlage am Demonstrationsstandort: a) Doppelfeuerversgaser, b) Zyklon, c) Gaswäsche und d) E-Filter

Demonstrationsanlage



Abbildung 29: Demonstrationsanlage

Für die Demonstrationsanlage ist ein Mikrogasturbinen-BHKW aufgebaut und mit der bestehenden Vergaseranlage gekoppelt worden. In Abbildung 29 ist die Anlage mit den beiden neu erbauten Betriebsräumen (rechts im Bild) zu sehen. Die Schnittstellen der bestehenden Anlage und der neuen Mikrogasturbinenanlage bestehen in der Übergabestelle des Holzgases nach der Gasreinigung und in der Verbindung mit dem vorhandenen Wärmenetz. Da am Standort bereits ein Motor-BHKW vorhanden war, wurde ein Pufferspeicher mit ca. 3000 L als hydraulische Weiche installiert. Dieser ermöglichte die Kopplung des Abgaswärmetauschers der Mikrogasturbine mit dem Motor-BHKW und dem Wärmenetz. Um die Mikrogasturbine zu betreiben, muss das Holzgas auf einen Druck von ca. 6 bar verdichtet werden. Dazu wurde ein ölgeschmierter Schraubenkompressor mit einer maximalen Fördermenge von 260 Nm³/h installiert. Der Kompressor verfügte über eine elektrische Nennleistung von 37 kW. Innerhalb des Schraubenkompressors wird das Holzgas nach der Verdichtung auf max. 20°C über der Umgebungstemperatur heruntergekühlt. Das dabei anfallende Kondensat sammelt sich in einem Auffangbehälter aufgrund der möglichen Schadstoffbelastung. Das verdichtete Holzgas strömt vom Kompressor zur Mikrogasturbine. Verbaut wurde eine CPS100 der Firma Dürr, die auf der Mikrogasturbine Turbec T100 basiert. Für die Demonstrationsanlage wurde dazu die neu entwickelte Holzgas-Brennkammer sowie passende Brennstoffventile eingebaut. Die Anpassung der Brennstoffventile und -regelung erfolgte anhand der Ergebnisse, die in AP 1 ermittelt worden sind. Zur Nutzung der Abgaswärme wurde ein Wärmetauscher installiert, der über eine Bypassregelung verfügte. Da die Anlage nicht wärmegeführt betrieben wurde, wurde je nach Wärmebedarf ein Teil oder die gesamte Abgasmenge über ein Bypassventil direkt in den Abgaskamin geleitet. Dadurch war für einen kontinuierlichen Betrieb der Mikrogasturbine kein zusätzlicher Notkühler nötig.



Abbildung 30: Komponenten des Mikrogasturbinen-BHKWs: a) Mikrogasturbine CPS 100, b) Holzgas-kompressor und c) Heißwasser-Pufferspeicher

Um den gekoppelten Betrieb der Vergaseranlage mit dem Mikrogasturbinen-BHKW zu ermöglichen ist eine übergeordnete Steuerung installiert worden. Abbildung 31 erläutert den Signalaustausch der beiden Anlagenteile durch die übergeordnete Steuerung sowie die Integration von zusätzlichen sicherheitstechnischen Komponenten. Bei der Steuerung handelt es sich um eine drahtbruchsichere Übertragung von Steuersignalen. Es war dazu keine Software erforderlich. Die Steuerung funktioniert wie folgt: Sobald der Vergaser eine ausreichende Temperatur und Gasqualität erreicht, sendet er eine Freigabe an die Steuerung. Zusätzlich wird die im Holzgas gemessene O₂-Konzentration übermittelt. Sobald diese einen voreingestellten Schwellwert unterschreitet, die Freigabe des Vergasers und die manuelle Freigabe des Betreibers anliegen sowie keine Störung durch die Raumbelüftung und der Gaswarnanlage vorliegen, wird die Freigabe an die Mikrogasturbine geschaltet. Die Mikrogasturbine selbst signalisiert ihre Bereitschaft bzw. sendet ein Störsignal. Im Anfahrvorgang sendet die Mikrogasturbine den Gasbedarf, wodurch der Vergaser vom Fackelbetrieb in BHKW-Betrieb umschaltet. Während der Startroutine schaltet die Mikrogasturbine den Gaswäscher zunächst auf eine minimale Last, da anfangs nur wenig Brennstoff benötigt wird. Erst kurz vor der Beschleunigungsphase schaltet die MGT die zweite Laststufe, die während des gesamten, stationären Betriebs aktiv ist. Bei den Versuchen funktionierte die steuerungstechnische Kopplung der beiden Systeme störungsfrei.

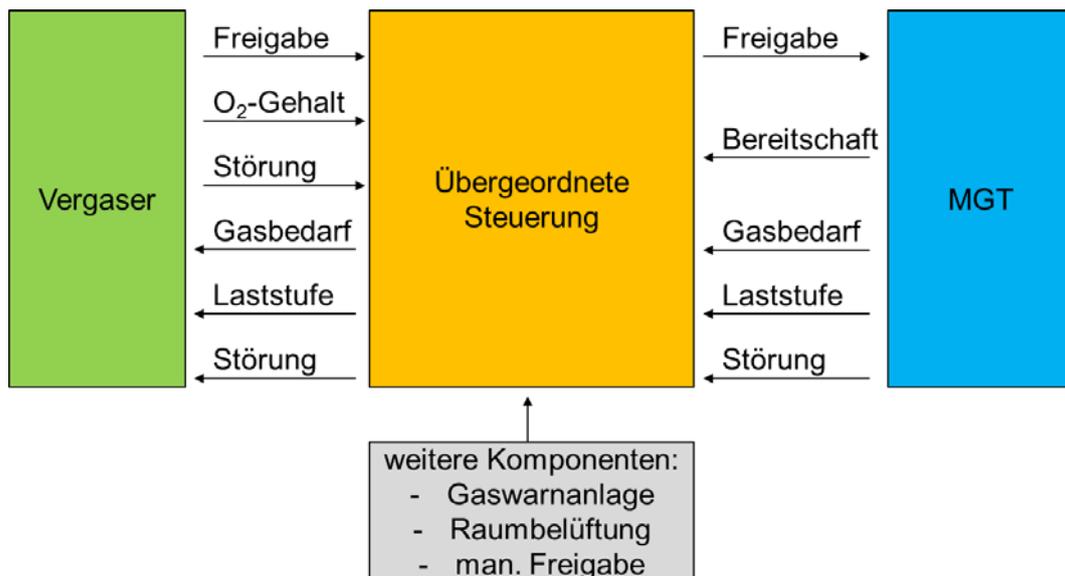


Abbildung 31: Steuerungstechnische Kopplung der Bestandsanlage mit dem Mikrogasturbinen-BHKW

1.3.2 Charakterisierung der Demonstrationsanlage

Anfahrvorgang

Das Anfahren der gekoppelten Mikrogasturbine mit der Vergaseranlage stellt einen komplexen Vorgang dar, da der schnelle Anstieg im Brenngasbedarf einen großen Einfluss auf den Vergaser und damit auf die Gaszusammensetzung hat. Abbildung 32 zeigt den Start der Mikrogasturbine nach längerem Stillstand. Aufgetragen ist die Drehzahl, die Turbinenauslasstemperatur TOT sowie die elektrische Leistung P_{el} über der Zeit. Zum Vergleich ist in Abbildung 33 der Verlauf der Holzgaszusammensetzung und des Heizwerts abgebildet. Um die Mikrogasturbine starten zu können, muss der Vergaser bereits in Betrieb sein. Dies geschieht üblicherweise im Fackelbetrieb, während dem das erzeugte Holzgas über eine Gasfackel geleitet wird. Dies ist notwendig um eine für den Start der Mikrogasturbine ausreichende Gasqualität zu erreichen. In Abbildung 33 ist zu sehen, dass der Heizwert des Holzgases vor dem Start nur $3,3 \text{ MJ/Nm}^3$ betrug. Dies war der Fall, da im Fackelbetrieb der Durchsatz durch den Vergaser noch niedrig war und deutlich unter dem Durchsatz des stationären Betriebsbereichs der MGT lag.

Während der Startroutine der Mikrogasturbinenanlage läuft zunächst der Brennstoffkompressor an, der den Druck in der Leitung auf 5,5 bar erhöhte. Diese kurze Abnahme zeigte im Verlauf des Heizwerts einen kleinen Anstieg. Zu diesem Zeitpunkt fand zunächst eine Dichtheitskontrolle statt, bevor die Mikrogasturbine anlief. Abbildung 32 zeigt wie die Mikrogasturbine zunächst auf eine Drehzahl von 26% ihrer maximalen Drehzahl startete. Bei dieser Drehzahl spült die Maschine aus Sicherheitsgründen mit Luft für eine Zeitdauer von 60 s. Damit wird sichergestellt, dass sich kein Brennstoff im Inneren befindet. Anschließend erfolgte die Zündung, die an einem Anstieg der Turbinenauslasstemperatur zu erkennen ist.

Während der gesamten Versuchskampagne wurde eine zuverlässige Zündung beobachtet, sogar bei sehr niedrigen Gasqualitäten. Nach der Zündung erhöhte die Maschine die Drehzahl langsam bis auf 45%. Diese Drehzahl ist im Vergleich zu 35% bei der Originalkonfiguration der MGT erhöht worden. Nach Erreichen der 45% beschleunigt die MGT mit einem steilen Gradienten auf 70%, da sie im Bereich von 50% bis 55% Drehzahl den Bereich ihrer Eigenschwingungen durchfährt. Die Maschine hielt die 70% für einen gewissen Zeitraum ehe sie auf die vorgegebene Drehzahl regelte. Üblicherweise findet diese Haltephase bei 75% statt. Hier wurde der Wert reduziert, um die Beschleunigungsrampe aufgrund des niedrigen Heizwerts kurz zu halten. Da dies jedoch zu Problemen mit der Sperrluftversorgung an den Lagerstellen führen kann, sollte der Wert normalerweise mindestens 75% betragen. Während der Beschleunigungsphase führte die schnell ansteigende Holzgasabnahme zu einer kurzzeitigen Verschlechterung des Heizwerts. Obwohl die Regelung der Maschine darauf mit einer weiter erhöhten Brennstoffabnahme reagiert, verschlechterte sich der Heizwert nicht zunehmend. Mit dem Ende der Beschleunigungsphase nahm der Heizwert wieder zu und stieg aufgrund des höheren Durchsatzes auf ein höheres Niveau von hier ca. $4,5 \text{ MJ/Nm}^3$.

Mit laufender Betriebszeit verbesserte sich die Gasqualität weiterhin, da die Temperatur im Vergaser durch den höheren Durchsatz zunahm. Aufgrund des zu Startbeginn sehr niedrigen Heizwertes und den damit verbundenen hohen Massenströmen war es notwendig, die Mikrogasturbine auf einen niedrigen Teillastpunkt zu starten und die Last langsam zu erhöhen. Auf diese Weise konnte der Vergaser aufgeheizt und in einen höheren Betriebspunkt gebracht werden. Startversuche, bei denen zu Beginn der Heizwert unter 3 MJ/Nm^3 lag, waren nicht erfolgreich, da während der Beschleunigungsphase durch das Einbrechen des Heizwerts der Brennstoffbedarf so groß wurde, dass die Kapazität des Brennstoffkompressors nicht ausreichte, damit die Mikrogasturbine die TOT gemäß des Referenzwerts in der Regelung steigern konnte. Um diese Schwierigkeiten zu beseitigen, ließe sich bei zukünftigen Anlagen die Gasfackel auf den Brennstoffbedarf der Teillast anpassen. So könnte der Vergaser bereits im Fackelbetrieb langsam auf einen höheren Betriebspunkt gebracht werden, bei dem der Heizwert zu Beginn des MGT-Starts höher liegt.

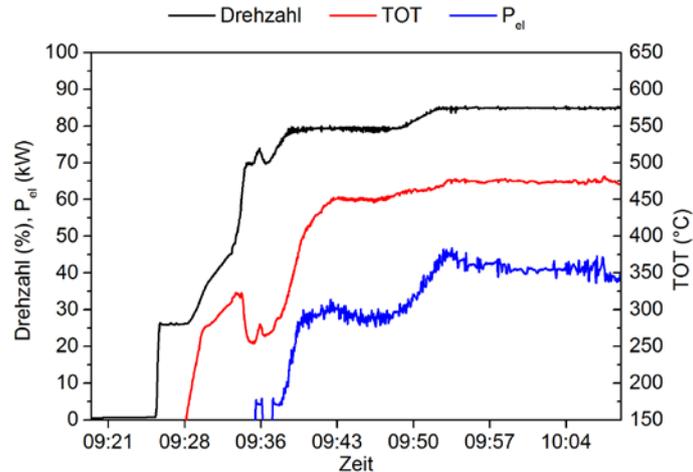


Abbildung 32: Startvorgang der Mikrogasturbine nach längerem Stillstand

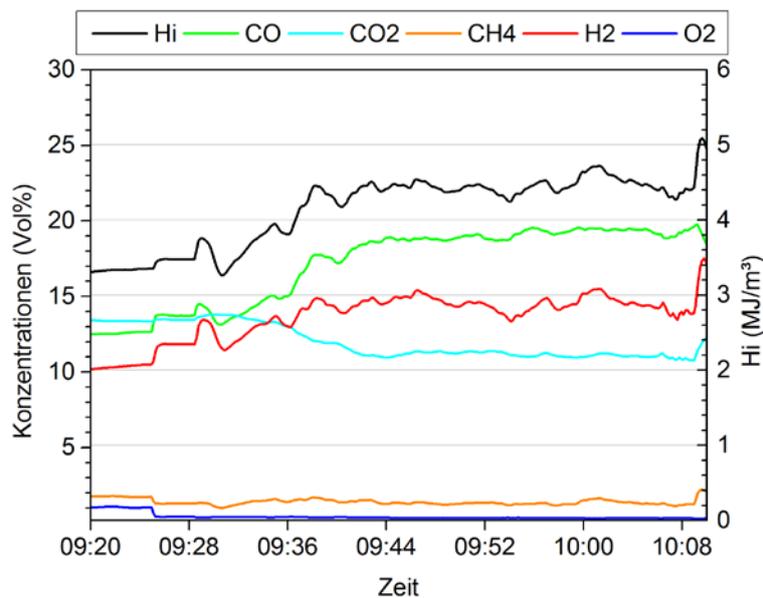


Abbildung 33: Holzgaszusammensetzung während des Startvorgangs

Betriebsbereich

Die Mikrogasturbine CPS100 bzw. die Turbec T100 ist für ein Drehzahlbereich von 75-100% ihrer Maximaldrehzahl ausgelegt. Welche elektrische Leistung in diesem Bereich möglich ist, hängt von mehreren Faktoren ab. Die Umgebungsbedingungen wie Temperatur der angesaugten Luft, der Luftdruck sowie die relative Feuchte haben einen starken Einfluss auf die erreichbare elektrische Leistung. Ein weiterer Einflussfaktor ist die Turbinenaustrittstemperatur, die bei der CPS maximal 645°C beträgt. Eine Absenkung der TOT führt zu einer niedrigeren elektrischen Leistung sowie zu einem verminderten elektrischen Wirkungsgrad. Neben diesen Randbedingungen gibt es weitere Betriebsgrenzen, die durch den Generator und die Leistungselektronik bestimmt werden. Die Leistungselektronik weist zwei Spannungsgrenzen auf, innerhalb derer die elektrische Spannung liegen kann. Die beiden Grenzen bestimmen die elektrische Leistung, die bei einer spezifischen Drehzahl vom Generator erzeugt werden kann. In Abbildung 34 sind die über mehrere Versuchstage aufgenommenen Betriebspunkte in Abhängigkeit der Turbinenaustrittstemperatur und der Drehzahl dargestellt. Die beiden Spannungskurven geben näherungsweise die Betriebsgrenzen der Leistungselektronik wieder. An der Demonstrationsanlage ließ sich die Mikrogasturbine in einem weiten Bereich betreiben. Die gemessenen Betriebspunkte sind über einen Zeitraum von 15 min gemittelt. Die Grafik zeigt, dass bei maximaler TOT der Betrieb mit Holzgas durch die Leistungselektronik eingeschränkt

wird. Bei Drehzahlen unter 85% konnte die maximale TOT nicht erreicht werden. Der Betrieb bei hohen Drehzahlen und elektrischen Leistungen wurde bei der Demonstrationsanlage aus mehreren Gründen nicht erreicht. Zum einen lagen an den Messtagen die vorherrschenden Lufteintrittstemperaturen bei 20-26°C. Zum anderen führten die hohen Brenngastemperaturen am Einlass des Kompressors sowie der niedrigere Heizwert im Vergleich zur Auslegung dazu, dass die erforderliche Brennstoffmenge nicht erreicht wurde. Mit dazu beigetragen hatte auch ein sehr hoher Druckverlust an den verbauten Flammenrückschlagsicherungen. Der Heizwert schwankte während des Betriebs und an den unterschiedlichen Messtagen zwischen 4,3 und 5,4 MJ/Nm³. Die Grafik mit den gemessenen Betriebspunkten zeigt deutlich die gelungene Kopplung der Mikrogasturbine mit einem Festbettvergaser. Das in diesem Projekt entwickelte Brennkammersystem ermöglichte auch in der Demonstrationsanlage einen stabilen Betrieb der Mikrogasturbine in weiten Bereichen. Es ermöglichte die Mikrogasturbine mit realem Holzgasbetrieb zu charakterisieren und Optimierungspotentiale der Mikrogasturbine als auch des Anlagenaufbaus zu erkennen. Um den Betriebsbereich nun noch weiter zu vergrößern und das Potential der Mikrogasturbine besser auszuschöpfen, sind Anpassungen weiterer Komponenten wie der Leistungselektronik und des Luftverdichters notwendig.

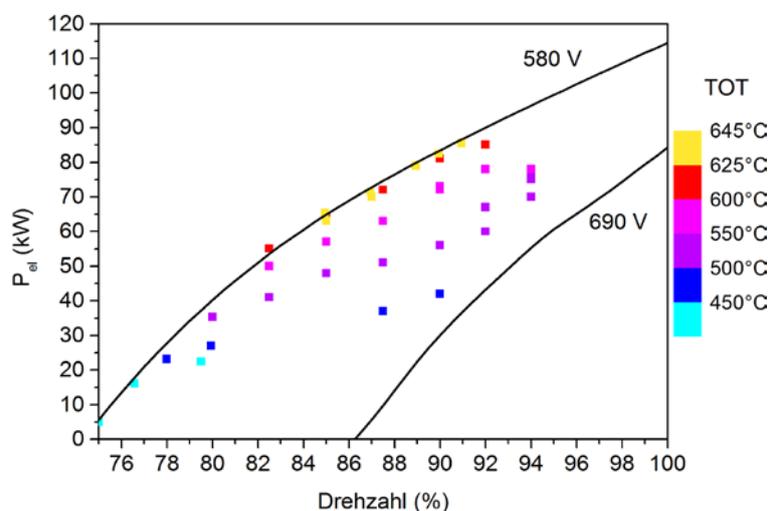


Abbildung 34: Betriebsbereich der Mikrogasturbine in der Demonstrationsanlage

Brennstoffflexibilität

Vergaseranlagen weisen typischerweise Schwankungen in der Gaszusammensetzung und demzufolge im Heizwert auf. Vorgänge wie das diskontinuierliche Befüllen, die Bewegung des Ascheaustrags oder Bewegungen in der Schüttung können schlagartig die Gaszusammensetzung verändern. Dazu kommen die Schwankungen aufgrund des Vergasungsprozess und der Variationen in den Hack-schnitzeigenschaften. Abbildung 35 zeigt beispielhaft den Verlauf der Gaszusammensetzungen über mehrere Stunden. Die Konzentrationen von Kohlenmonoxid, Kohlendioxid, Methan, Wasserstoff sowie dem Sauerstoff sind zusammen mit dem Heizwert über der Zeit aufgetragen. In dem Verlauf sind neben ständigen, moderaten Schwankungen auch einzelne starke Sprünge zu erkennen. Diese Sprünge erzeugen eine deutliche Änderung im Heizwert von bis zu 17%. Solche sprunghaften Änderungen stellen große Herausforderungen an die nachgeschaltete Verbrennungskraftmaschine. Aus diesem Grund war die Brennstoffflexibilität bzw. die Robustheit gegenüber Schwankungen ein wichtiges Kriterium bei den Untersuchungen. In Abbildung 36 sind die Drehzahl und die TOT der MGT sowie der Sollwert für das Brennstoffventil der Hauptstufe für den gleichen Zeitraum dargestellt. In der Graphik ist ein stabiler Verlauf der Maschinendrehzahl zu sehen. Die Spitzen im Heizwert führen zu einem kurzzeitigen Anstieg der TOT. Dieser ist zwar nicht sehr hoch, weist jedoch einen steilen Gradienten auf. Die Regelung der MGT reagiert schnell genug und fährt das Brennstoffventil weiter zu, wodurch die Änderung des Heizwerts ausgeglichen wird. Das beobachtete Verhalten ist ein Beleg für ein sehr robustes Verhalten gegenüber schlagartigen Änderungen in der Gasqualität.

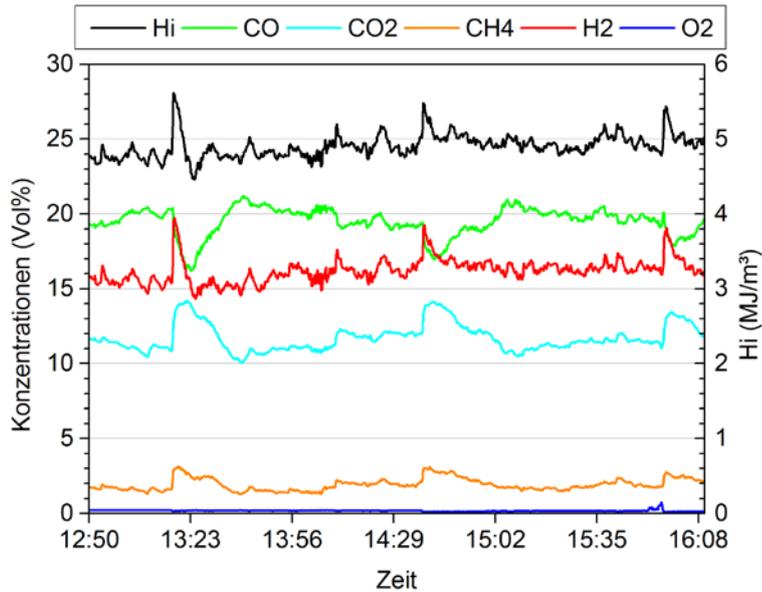


Abbildung 35: Typische Schwankungen der Holzgaszusammensetzung während des Betriebs

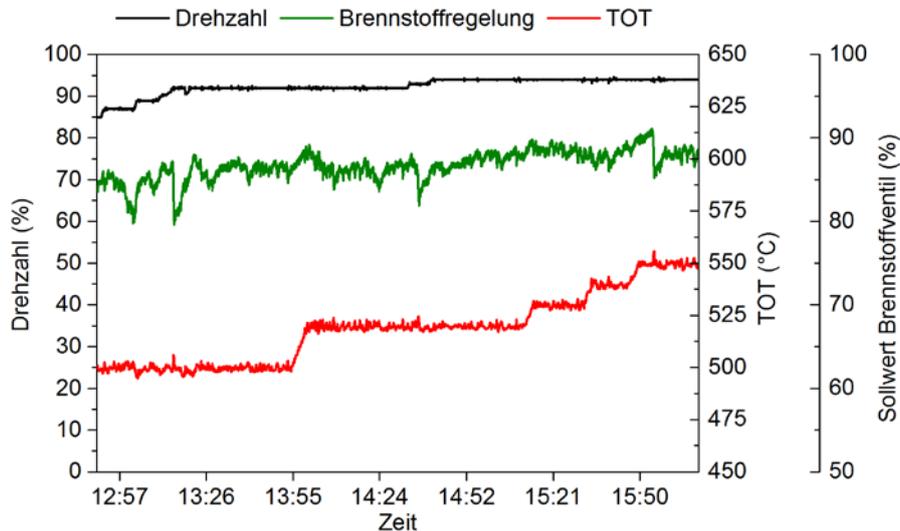


Abbildung 36: Regelverhalten der Mikrogasturbine bei schwankenden Holzgaszusammensetzungen

Emissionen

Das im Teilprojekt 1 entwickelte Brennkammersystem zeigte bei den Untersuchungen am DLR-Mikrogasturbinenprüfstand mit synthetisch gemischtem Brenngas niedrige Emissionswerte. An der Demonstrationsanlage wurde untersucht, ob diese Werte auch in der Praxis mit einem gekoppelten Festbettvergaser erreicht werden. Die Abbildung 37 zeigt die gemessenen Kohlenmonoxid- und Stickoxidemissionen der Demonstrationsanlage im Vergleich zu den am Prüfstand gemessenen Werten. Die Werte sind der TA Luft entsprechend auf einen Restsauerstoffgehalt von 15 Vol% im Abgas normiert. Die Messwerte der Demonstrationsanlage wurden über einen Zeitraum von 15 min bei einer Erfassungsrate von 1 Hz gemittelt. Die Messungen belegten die bereits am Prüfstand ermittelten, niedrigen Schadstoffemissionswerte klar. Die Grenzwerte der TA-Luft liegen weit über den gemessenen Konzentrationen. Die Ergebnisse der Stickoxide waren nahezu identisch zu den am Prüfstand. Bei den Konzentrationen an Kohlenmonoxid gab es dagegen sichtbare Unterschiede. Diese lagen an der Demonstrationsanlage sogar unterhalb der am Prüfstand gemessenen Werte. Eine mögliche Erklärung für diesen Unterschied ist die stromabwärts gelegene Messstelle. Während am Prüfstand das Abgas direkt hinter dem Rekuperator entnommen wurde, befand sich die Messstelle an der Demonstrationsanlage hinter dem zusätzlichen Abgaswärmetauscher. Die Abgastemperatur lag hier unter 200°C, während sie hinter dem Rekuperator bis zu 300°C betragen hatte. In diesem Bereich können

der Temperaturunterschied und die etwas längere Aufenthaltszeit beim Kohlenmonoxid im Gegensatz zu den Stickoxiden einen Unterschied verursacht haben. Die niedrigen Kohlenmonoxidemissionen sind auch ein Indiz für einen vollständigen Ausbrand des Holzgases. Daher sind keine nennenswerten Emissionen an unverbrannten Kohlenwasserstoffen zu erwarten. Die Messungen bestätigen damit die erfolgreiche Entwicklung des Holzgas-Brennkammersystems und dessen Potential für eine nachhaltige und saubere Energieversorgung. Es ist gelungen die Schadstoffemissionen von CO und NO_x in einer Mikrogasturbine auf unter 10 ppm zu senken.

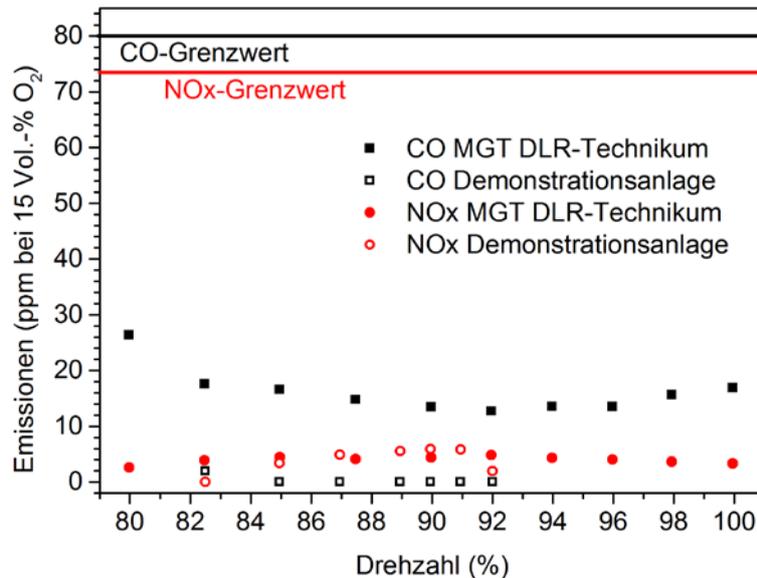


Abbildung 37: An der Demonstrationsanlage gemessene Schadstoffemissionen

2 Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Der zahlenmäßige Nachweis ist in einem separaten Dokument verfasst und dem Projektträger zur Verfügung gestellt worden.

3 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeiten

Der Verlauf der Arbeiten im Verbundprojekt DeHoGas folgte der Planung in der Vorhabensbeschreibung und den während der Projektlaufzeit kommunizierten Projektänderungen. Der Betrieb des MGT-basierten Holzvergaserkraftwerks fand aufgrund des Standortwechsels sowie unvorhergesehener Herausforderungen und Verzögerungen beim Aufbau und der Inbetriebnahme verspätet und verkürzt im März und April 2016 statt. Die Inbetriebnahme und Erprobung der Demonstrationsanlage war zur Bewertung der technischen Machbarkeit des MGT-basierten Holzvergaser-BHKWs unerlässlich. Zusätzlicher Aufwand durch die Projektverlängerung und die Reparatur des Vergasers sind von EnBW und DLR getragen worden. Durch die experimentellen Untersuchungen und den erfolgreichen Betrieb der Demonstrationsanlage konnten wichtige Erkenntnisse zum Betrieb des Vergasers, der Produktgasreinigung, der Mikrogasturbine sowie zu deren Kopplung gewonnen und Optimierungspotentiale abgeleitet werden. Diese sind für die Weiterentwicklung von Holzvergaser-BHKWs von großer Bedeutung.

Die steuerungs- und sicherheitstechnische Verknüpfung des Holzvergasers mit der Mikrogasturbine hat sich als schwierig herausgestellt. Für einen automatisierten Betrieb sind weitere sicherheitstechnische Verbesserungen notwendig, wie z.B. beständige, schnell ansprechende und sicherheitstechnisch zugelassene Sauerstoffsensoren. Diese sind momentan kommerziell nicht verfügbar, weshalb der Betrieb der Anlage nur unter Aufsicht möglich war.

4 Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans

Das in diesem Projekt entwickelte FLOX[®]-Brennkammersystem ermöglichte erstmalig den Betrieb einer Mikrogasturbine mit Holzgas. Die gewonnenen Ergebnisse über das Betriebsverhalten, den Betriebsbereich sowie dessen Grenzen lieferten wertvolle Informationen über weiteren Forschungs- und Entwicklungsbedarf um die Technologie voranzutreiben. Damit stellt es eine Basis für Folgeprojekte auf diesem Gebiet für die Projektpartner dar.

Sowohl für das Brennkammersystem als auch für die Mikrogasturbine konnte nachgewiesen werden, dass sie sich zur Nutzung von Schwachgasen mit schwankenden Gasqualitäten eignen. Zudem weist das Brennkammersystem das Potential auf, auch andere Schwachgase nutzen zu können. Damit erweitert es die Einsatzmöglichkeit von Mikrogasturbinen zusätzlich. Zur Nutzung des Brennkammersystems plant das DLR Lizenzen an Dritte zu vergeben.

Die Messungen in Vaihingen an der Enz erweiterten die Datenbasis über die in Vergaseranlagen erreichbare Gasqualität in Abhängigkeit der Fahrweise des Holzvergasers. Durch die Weiterentwicklung geeigneter Vorrichtungen zur Gaskonditionierung und der Adaption des erzeugten Produktgases an die Anforderungen, die einem Einsatz in einer Mikrogasturbine genügen, können mittel- bis langfristig dezentrale Kraftwerke auf der Grundlage der Vergasungstechnologie als umweltschonende und wirtschaftliche Verfahren zur Strom- und Wärmebereitstellung etabliert werden.

5 Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Innerhalb des Förderprogramms beschäftigte sich die Firma hs energieanlagen GmbH mit der Nutzung einer Mikrogasturbine in Verbindung mit einem Wasserdampfvergaser (heat pipe reformer). Mittlerweile ist hs energieanlagen jedoch insolvent und es sind keine Veröffentlichungen über einen Betrieb der Mikrogasturbine mit Holzgas bekannt. Das Forschungsprojekt „Holzgasbetriebene Mikrogasturbine“ des Europäischen Zentrums für erneuerbare Energie Güssing GmbH (EEE) befasst sich derzeit ebenfalls mit der Adaptierung einer Mikrogasturbine für den Betrieb mit Holzgas. Auch hier sind bislang keine Veröffentlichungen verfügbar.

6 Erfolgte und geplante Veröffentlichungen

6.1 Erfolgte Veröffentlichungen

T. Zornek, M. de Graaff, T. Monz und M. Aigner, „Potentiale von Mikrogasturbinen bei der Kopplung mit atmosphärischen Festbettvergasern,“ Energetische Biomassenutzung - Neue Technologien und Konzepte für die Bioenergie der Zukunft, pp. 315-325, November 2012.

T. Zornek, T. Monz und M. Aigner, „A Micro Gas Turbine Combustor for the use of Product Gases from Biomass Gasification,“ Proceedings of the European Combustion Meeting – 2013, pp. P4-39, 25.-28. Juni 2013.

T. Zornek, T. Monz und M. Aigner, „Experimentelle Charakterisierung eines Holzgas-Brenners für Mikrogasturbinen,“ 26. Deutscher Flammentag, pp. 775-778, 11-12 September 2013.

T. Zornek, T. Monz und M. Aigner, „Performance analysis of the micro gas turbine Turbec T100 with a new FLOX-combustion system for low calorific fuels,“ Applied Energy 159, pp. 276-284, 2015.

T. Zornek, T. Monz und M. Aigner, „Effizient, Flexibel, Sauber, FLOX-Brennkammersysteme für Mikrogasturbinen“. Brennstoff Wärme Kraft (2014),66 (9), S. 13-16, ISSN 0006-9612.

6.2 Geplante Veröffentlichungen

T. Zornek, Dissertation, Universität Stuttgart

T. Zornek, VGB PowerTech Journal

III Erfolgskontrollbericht

Der Erfolgskontrollbericht ist in einer separaten Anlage verfasst.

IV Literaturverzeichnis

- [1] E. Erich und W. Senger, „Die optimierte Vergasungstechnologie. Holz in NRW - Perspektiven für die Zukunft,“ Hrsg. *Ministerium für Städtebau und Wohnen, Kultur und Sport des Landes NRW*, pp. 28-29, Februar 2001.
- [2] W. Senger, G. Schöppe und E. Erich, *Stand der Vergasungstechnik für die Nutzung von Biobrennstoffen am Beispiel Holz, Holz als Roh- und Werkstoffe*, Springer-Verlag, 1997.
- [3] S. Osowski, J. Neumann und H. Fahlenkamp, „Nutzung biogener Festbrennstoffe in Vergasungsanlagen,“ *Chemie Ingenieur Technik*, Vol. 76(7), pp. 1001-1012, 2004.
- [4] A. Drift, „Synthesis gas from Biomass for fuels and chemicals,“ in *ECN-Report, ECN-C-06-001*, 2006.
- [5] A. Hiller, *Beiträge zur Energetischen Nutzung von Biomassen in ZWSF-Anlagen und Festbettvergasungsanlagen*, TU Dresden: Dissertation, 2004.
- [6] B. Dresler, T. Zschunke und M. Klemm, „Bilanzierung von Vergasungsanlagen am Beispiel einer kleinen Holzverstromungsanlage,“ in *DGMK- Fachbereichstagung „Energetische Nutzung von Biomassen*, Velen/Westfalen, 2006.
- [7] R. Marutzky und K. Seeger, „Energie aus Holz und anderer Biomasse,“ in *DRW-Verlag*, 1999.
- [8] W. Sommer, „Biomasse-Kraftwerk in Güssing,“ [Online]. Available: http://www.tuwien.ac.at/aktuelles/news_detail/article/3436/.
- [9] U. Bauermeister, „Gaserzeugung aus fester Biomasse – Marktfähigkeit heute,“ [Online]. Available: http://www.tll.de/ainfo/pdf/mdebioet/btf10_06.pdf.
- [10] T. Zornek, M. de Graaff, T. Monz und M. Aigner, „Potentiale von Mikrogasturbinen bei der Kopplung mit atmosphärischen Festbettvergasern,“ *Energetische Biomassenutzung - Neue Technologien und Konzepte für die Bioenergie der Zukunft*, pp. 315-325, November 2012.
- [11] T. Zornek, T. Monz und M. Aigner, „A Micro Gas Turbine Combustor for the use of Product Gases from Biomass Gasification,“ *Proceedings of the European Combustion Meeting – 2013*, pp. P4-39, 25.-28. Juni 2013.
- [12] T. Zornek, T. Monz und M. Aigner, „Experimentelle Charakterisierung eines Holzgas-Brenners für Mikrogasturbinen,“ *26. Deutscher Flammentag*, pp. 775-778, 11-12 September 2013.
- [13] T. Zornek, T. Monz und M. Aigner, „Performance analysis of the micro gas turbine Turbec T100 with a new FLOX-combustion system for low calorific fuels,“ *Applied Energy* 159, pp. 276-284, 2015.
- [14] AB, Turbec, „technical description D12451,“ 2002.
- [15] T. Mosbach, G. C. Gebel und W. Meier, „Laser-induced ignition and subsequent flame development along five co-planar monodisperse fuel droplet streams,“ *Proc. 12th International Conference on Liquid Atomization and Spray Systems (ICLASS)*, 2-6 September 2012.
- [16] M. Kaltschmitt, *Energie aus Biomasse*, Berlin: Springer Verlag, 2009.
- [17] P. Mulik, „Westinghouse Studies on the Removal of Alkali at High Temperature Coal Combustion and Gasification Processes,“ *ASME Gas Turbine Conference*, pp. Paper No. 81-GT-67, 1981.
- [18] M. Müller, „Freisetzung und Einbindung von Alkalimetallverbindungen in kohlebefeueren Kombikraftwerken,“ *Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energie & Umwelt*, p. Band 34, 2009.
- [19] W. Koch und W. Licht, „New design approach boosts cyclone efficiency,“ *Chemical Engineering*, 7 November 1977.

- [20] L. Enliang und W. Yingmin, „A new collection theory of cyclone separators,“ *AIChE journal* 35.4, pp. 666-669, April 1989.
- [21] Food and agriculture Organisation of the United Nations, „Wood gas as engine fuel,“ *FAO Forestry Paper*, 1986.