



Effizient, umweltverträglich, dezentral

Neue Konzepte für die Nutzung von
biogenen Festbrennstoffen

Teil 3



**Energetische
Biomassenutzung**



Energetische Biomassenutzung

Schriftenreihe des Förderprogramms
„Energetische Biomassenutzung“

BAND 20

Effizient, umweltverträglich, dezentral - Neue Konzepte für die Nutzung von biogenen Festbrennstoffen

Teil 3

Herausgegeben von

Daniela Thrän, Diana Pfeiffer

Gefördert durch



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Projektträger



Programmbegleitung



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Impressum

Herausgeber

Daniela Thrän, Diana Pfeiffer

Kontakt

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
D-04347 Leipzig
Telefon: +49 (0)341 2434-554
Telefax: +49 (0)341 2434-133
E-Mail: diana.pfeiffer@dbfz.de
www.energetische-biomassenutzung.de

Geschäftsführung

Wissenschaftlicher Geschäftsführer:
Prof. Dr. mont. Michael Nelles
Administrativer Geschäftsführer:
Dipl.-Kfm. (FH) LL.M. Daniel Mayer

Redaktion

Programmbegleitung des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“
www.energetische-biomassenutzung.de

Bildnachweis

Umschlag vorn: M. Dotzauer/DBFZ, Peter Franz/pixelio, Thinkabout/pixelio, Fraunhofer UMSICHT
Umschlag hinten: tutto62/pixelio, M. Dozauer/DBFZ, DBFZ, Gisela Peter/pixelio

Layout & Herstellung

Steffen Kronberg
Angela Gröber
Björn Schinkel

Druck

OsirisDruck, Leipzig

Förderung

Im Jahr 2008 vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB, ehemals BMU) initiiert, wird das Förderprogramm seit 2014 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) weitergeführt.

ISSN 2199-2762

© Copyright: Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieses Druckerzeugnisses darf ohne schriftliche Genehmigung des Herausgebers vervielfältigt oder verbreitet werden. Unter dieses Verbot fällt insbesondere auch die gewerbliche Vervielfältigung per Kopie, die Aufnahme in elektronische Datenbanken und die Vervielfältigung auf anderen digitalen Datenträgern.

Alle Rechte vorbehalten.

© DBFZ 2015

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	7
Dezentrale Herstellung von synthetischem Erdgas (SNG) aus dem Produktgas eines allotherm betriebenen Biomasse-Vergasers	10
Torrefaction - Qualifizierung torrefizierter biogener Reststoffe für den Einsatz in Kraftwerksfeuerungen	23
Wärmeübertragungssystem für den Antrieb eines Stirlingmotors über die Verbrennung von Biomasse	37
Nachhaltige Integration von Bioenergiesystemen im Kontext einer kommunalen Entscheidungsfindung zur Nutzung biogener Festbrennstoffe	55
Benzolminderung bei Holzgasbetriebenen KWK-Anlagen	68
Brennstofftechnische Charakterisierung von HTC-Kohlen	78



Vorwort

Liebe Leserinnen, liebe Leser,

die Festbrennstoffe stellen die Traditionalisten und Klassiker unter den Biobrennstoffen dar. Schon lange bevor Biomasse als alternativer Energieträger entdeckt wurde, war die Nutzung von Scheitholz weit verbreitet. Ergänzt wurde die Brennstoffpalette in den 80er und 90er Jahren durch Hackschnitzel und Holzpellets für automatisch beschickte Holzfeuerungen. In der Folge entstanden langsam neue Wachstumsmärkte im Segment der biogenen Festbrennstoffe. Die Holzfeuerungen verdrängten vor allem Heizölfeuerungen und schickten deren Zuwachsraten auf Talfahrt. Die Randbedingungen in der Land- und Forstwirtschaft führten in der Folge zu den Überlegungen, auch Getreide, Stroh und Anbaubiomassen einzusetzen. Nach wie vor gilt Stroh als einer der schwierigsten Brennstoffe in Bezug auf Brennstoffstruktur, Verbrennungseigenschaften und den dabei entstehenden Emissionen. Getreide wurde relativ schnell aufgrund der Tank-Teller-Diskussion verworfen und schnellwachsende Energiepflanzen wie Pappeln und Miscanthus konnten sich nur vereinzelt als Brennstoff etablieren.



Die Einführung von EU-weit einheitlichen Normen für Festbrennstoffe führte zu verbesserten Vermarktungsmöglichkeiten und eröffnete einen internationalen Handelsmarkt. Einheitliche Qualitätskriterien bei Brennstoffen unterstützen auch die Verbesserung der Verbrennung, so dass Wirkungsgrade gesteigert und Emissionen verringert werden konnten. Angestoßen durch die Immissionsrichtlinien der Europäischen Union Anfang dieses Jahrtausends wuchs die Kritik an den toxischen Feinstaubemissionen, die durch Holzfeuerungen verursacht werden. Daraufhin wurden die Emissionsgrenzwerte für Partikel und Kohlenstoffmonoxid in vielen Ländern verschärft. Daher beschäftigt die Forschungsgemeinschaft bei der Feuerungs- und Heizungstechnik derzeit vor allem die Reduktion von Emissionen bei gleichzeitiger Erhöhung der Effizienz.

Seit Mitte der 90er Jahre werden Festbrennstoffe auch verstärkt für die Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt. Verschiedene Konzepte vor allem auf Basis des Dampfkreislaufes, des Gasturbinen-Kreislaufes und des Stirling-Cycles wurden entwickelt und werden nach wie vor erprobt. Es ist zu wünschen, dass die Akteure, die diese Technologien entwickeln oder bereits

ausgereifte Geräte auf diesem Gebiet anbieten, ihre Produkte weiter optimieren und mit Motivation voranbringen. Positiv überraschend für die Branche war die in den letzten Jahren stattgefundene erfolgreiche Markteinführung einiger Holzvergaserprodukte. Diese basieren vorwiegend auf der Technologie der Festbettvergasung in Kombination mit einem Gasmotor oder einer Heißluftturbine. Die Grundlagen der Technik stammen aus den vor-40er Jahren und viele Unternehmen haben in der Vergangenheit versucht, diese zu etablieren. Die meisten Konzepte konnten sich jedoch nicht durchsetzen, da diese zu komplex oder noch technisch nicht ausgereift waren. Umso mehr muss der Erfolg dieser Unternehmen, der sich einerseits aufgrund der technischen Entwicklung aber auch durch die jeweiligen Markt- und Geschäftsmodelle auszeichnet, hervorgehoben werden. Natürlich haben in den letzten Jahren verschiedenste Förderprogramme in den europäischen Ländern zumindest zeitweise günstige Markteinführungsbedingungen geschaffen.

Um biogene Reststoffe mit niedriger spezifischer Energiedichte und damit weit niedrigeren Preisen einer energetischen Nutzung zuzuführen, werden seit einigen Jahren Verfahren zur Veränderung der elementaren Zusammensetzung und Struktur untersucht. Die Torrefizierung und Carbonisierung von Biomasse erzeugen Energieträger mit positiv veränderten Eigenschaften, so dass weitere Reststoffe ebenfalls in die energetische und / oder stoffliche Nutzungskette einfließen können.

Drei wichtige Aspekte unterscheiden Biomasse und Biomasseanlagen von anderen Technologien, die zur Nutzung erneuerbarer Energieträger verfügbar sind. Der erste Unterschied ist, dass Biomasse der einzige alternative Kohlenstoffträger zu fossilen Energieträgern ist. Nur die Nutzung von CO_2 aus Abgasen oder aus der Luft könnte ähnliche Möglichkeiten bieten, wie die Nutzung von Biomasse. Daher ist Biomasse neben der Wärme- und Stromerzeugung auch der potenzielle Energieträger für synthetische Gase, flüssige Kraftstoffe und Polymerverbindungen. Die technischen Entwicklungen zur thermochemischen Vergasung, der Gasreinigung und der Gassynthese zu den synthetischen Energieträgern stellen daher einen bedeutsamen Bestandteil des Programmes dar.

Der zweite wesentliche Unterschied ist, dass alle Biomasse basierten Technologien Biomasse als Einsatzstoff verbrauchen und am Ende der Nutzungskette auch CO_2 – wenn auch aus der Atmosphäre entzogenes – freigesetzt wird. Aufgrund dieser Tatsache ist eine nachhaltige Forstwirtschaft eine Grundvoraussetzung für die energetische Biomassenutzung. Ebenso stellt die CO_2 -Nutzung einen sehr wichtigen Aspekt dar, auch wenn diese heute noch nicht im Fokus der Anwendungen steht.

Der dritte wesentliche Unterschied ist die Vielfalt der Technologien und der Anwendungen. Diese erfordern sehr spezielle Anpassungen an die lokalen Gegebenheiten bezüglich Energiebedarf und Verfügbarkeit der Biomassen. Diese Randbedingungen lassen zwar eine gewisse Standardisierung der Technologie zu, trotzdem sind die meisten Anlagen mit einem hohen Grad individuell zu planen und benötigen ein hohes Maß an Sachkenntnis. Beispielsweise ist die Integration von Bioenergiesystemen in bestehende Energieversorgungsstrukturen eine komplexe Aufgabe. Es ist vor allem dieser Aspekt, der den deutschen und europäischen Herstellern die Chance bietet, mit Technologien für Biomassensysteme als Hersteller und Planer mit ihrem Knowhow am Markt und im globalen Wettbewerb langfristig zu bestehen.

Im Rahmen des Förderprogrammes „Energetische Biomassenutzung“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie wurden nun sieben Projekte zu Brennstoffaufwertung (HTC, Torrefizierung), zur Synthesegasbereitstellung, zur Ankopplung eines Stirlingmotors mittels Hochtemperatur-Wärmeübertragung an eine Biomassefeuerung, zur Emissionsminderung bei Holz-Vergaser BHKW und zur Integration von Biomassekonzepten in kommunale Entscheidungsprozesse abgeschlossen, in deren Rahmen wichtige Aspekte und Technologien behandelt wurden.

Ich wünsche allen Lesern interessante Einblicke und Ideen, so dass wir auch auf zukünftige Entwicklungen und Projekte hoffen dürfen.

Prof. Dr.-Ing. Matthias Gaderer

Regenerative Energiesysteme der Technischen Universität München am Wissenschaftszentrum Straubing, www.res.wzw.tum.de



Foto: TUM

Dezentrale Herstellung von synthetischem Erdgas (SNG) aus dem Produktgas eines allotherm betriebenen Biomasse-Vergasers

Sebastian Fendt, Matthias Gaderer, Hartmut Spliethoff

Vorhaben: Dez-SNG - „Dezentrale Herstellung von synthetischem Erdgas (SNG) aus dem Produktgas eines allotherm betriebenen Biomasse-Vergasers“

FKZ-Nr.: 03KB042

Laufzeit: 01.09.2010 – 30.06.2014

Zuwendungssumme: 392.150 €

Koordination:

Technische Universität München
Lehrstuhl für Energiesysteme
85747 Garching
www.es.mw.tum.de

Kontakt:

Prof. Dr.-Ing. Matthias Gaderer
Telefon: +49 (0) 94 21 - 18 71 00
E-Mail: gaderer@tum.de



Matthias Gaderer (Projektleiter):

Biomasse kann für die Herstellung ausgewählter synthetischer Energieträger und chemischer Produkte zukünftig einen sehr wichtigen Beitrag leisten. Die thermochemische Vergasung und katalytische Methanisierung von Kohlenmonoxid und Kohlendioxid stellt ein sehr gutes Beispiel dafür dar, dass dies bei entsprechenden Randbedingungen heute bereits großtechnisch realisierbar ist.

Zusammenfassung

Die Erzeugung von synthetischem Erdgas (SNG = Synthetic Natural Gas) ist eine effiziente Alternative zur direkten Verstromung von Biomasse durch Verbrennung und eine nahezu CO₂-neutrale Möglichkeit die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern wie Erdgas, Erdöl oder Kohle zu reduzieren.

Ziel des Projektes war die Entwicklung und Demonstration eines dezentralen Verfahrens zur Gasaufbereitung und Methanisierung von Produktgas aus einem Biomassevergaser. Das aufbereitete Gas (SNG) muss die Kriterien zur Einspeisung in das Erdgasnetz erfüllen. Während Stand der Technik eine Großindustrielle Prozesskette mit Kaltgasreinigung und komplexer Prozessführung ist, wurde im Rahmen des Projekts eine kompakte und robuste Prozesskette mit wenigen Prozessschritten und Heißgasreinigung und adsorptiver Spurenstoffreinigung entwickelt und demonstriert.

Im Leistungsbereich bis 1 MW_{Biomasse} können damit Gesamtwirkungsgrade bis 75 % und Kaltgaswirkungsgrade bis 54 % erreicht werden. Eine lokale Wärmeauskopplung ist dafür jedoch Voraussetzung.

In einer Versuchsanlage mit 5 kW_{Biomasse} wurden dazu Langzeituntersuchungen zur Gasreinigung und Methanisierung durchgeführt. Eine generelle Funktionsfähigkeit der Prozesskette konnte damit gezeigt werden. Zugehörige Prozesssimulationen wurden unter anderem zur Optimierung des Prozesses und der Auslegung sowie einer Wirtschaftlichkeit Berechnung herangezogen.

Summary

The production of Synthetic Natural Gas (SNG) provides an efficient alternative to the electricity production from biomass through combustion as well as a nearly CO₂-neutral option to reduce the dependency on fossil energy carriers like crude oil, coal and natural gas.

The project aimed for the development and demonstration of a decentralized process for upgrading and conversion of a product gas from an allothermal biomass gasifier. The product SNG has to fulfil injection criteria for the natural gas grid.

While current state of the art can be described as an industrial-scale process chain with cold gas cleaning and complex process control, we developed and tested a small-scale application with hot gas cleaning and adsorptive trace element removal with few and robust process steps.

With a thermal input of up to 1 MW_{Biomass} overall efficiencies up to 75 % and cold gas efficiencies up to 54 % are reached. This requires a local heat extraction and utilization.

Test were conducted in small-scale demonstration test rig with a thermal input up to 5 kW_{Biomass} designed for long-term testing including the hot gas cleaning and methanation of the product gas. Furthermore process simulations were carried out for process optimization as well as for elaborate economic studies.

Hintergrund und Zielstellung

Die energetische Nutzung von Biomasse ist eine nahezu CO₂-neutrale Möglichkeit die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern wie Erdgas, Erdöl oder Kohle zu reduzieren. Eine Alternative zur direkten Verstromung von Biomasse durch Verbrennung ist die Erzeugung von synthetischem Erdgas (SNG = „Synthetic Natural Gas“). Der erste Schritt eines solchen Prozesses ist die thermochemische Vergasung der Biomasse zu einem Synthesegas, aus dem in nachgeschalteten Reinigungs- und Umwandelungsschritten ein dem Erdgas äquivalentes Gas erzeugt werden kann. Dieses Gas kann in das bestehende Erdgasnetz eingespeist und flexibel genutzt werden. Die Vorteile einer solchen Prozesskette sind eine vom Standort der Gaserzeugung entkoppelte Nutzung an geeigneten gasnetzgebundenen Standorten, ein hoher Wirkungsgrad und die Möglichkeit zur chemischen Energiespeicherung.

Ziel des Projektes war die Entwicklung und Demonstration eines dezentralen Verfahrens zur Gasaufbereitung und Methanisierung von Produktgas aus einem Biomassevergaser. Das aufbereitete Gas (SNG) muss die Kriterien zur Einspeisung in das Erdgasnetz erfüllen. Hohe Brennstoffausnutzungsgrade sind erreichbar, wenn die exotherme Abwärme des Herstellprozesses in Nah- und Fernwärmenetzen zu Heizzwecken oder in Industrieprozessen zur Dampferzeugung genutzt wird. Durch die Verstromung und Kraft-Wärme-Kopplung des SNG können Wärme und Strom mit sehr geringen Emissionen bereitgestellt werden.

Das Konzept basiert auf einem bereits realisierten und kommerziell erhältlichen allothermen Biomasse-Wirbelschichtvergaser mit einer Brennstoffleistung von 500 kW, dem sogenannten Heatpipe-Reformer. Dieses Vergasungsverfahren wurde am Lehrstuhl für Energiesysteme (LES) bzw. am Vorgängerlehrstuhl, dem Lehrstuhl für Thermische Kraftanlagen (LTK) entwickelt.

Die Entwicklung des darauf aufbauenden SNG-Verfahrens gliederte sich in die Verfahrensentwicklung, begleitende Prozesssimulationen mit Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, Optimierung der Prozessparameter und Anpassen des Vergasers an optimale Betriebsbedingungen und die abschließende Demonstration des Verfahrens.

Methoden und Ergebnisse

Bezug zum Stand der Technik und Forschungsansatz

Stand der Technik zur biogenen SNG-Erzeugung ist derzeit eine Verfahrenskette mit Kaltgasreinigung (z. B. RME-Wäsche für die Teerabscheidung bei Umgebungstemperatur) im mittleren Leistungsbereich. Dazu muss das Produktgas aus dem Vergaser stark abgekühlt werden und danach wieder auf etwa 300 °C zur Durchführung der katalytischen Prozessschritte erwärmt werden. Das Konzept wurde bereits 2009 in Güssing an der dortigen Vergasungsanlage unter realen Bedingungen von der TU Wien und dem Schweizer Paul-

Scherrer-Institut (PSI) entwickelt und getestet. Ab 2006 arbeiteten beide Forschergruppen zusammen mit weiteren acht Projektpartnern im Rahmen des EU-Projekts „Bio-SNG“ an der Entwicklung und Umsetzung einer Demonstrationsanlage (PDU = Process Development Unit, Gasproduktionsleistung ca. 1 MW), welche an den Vergaser in Güssing gekoppelt wurde (Hofbauer 2008).

Im Zuge des schwedischen Projekts „GoBiGas“ wird derzeit eine Demonstrationsanlage zur thermochemischen Vergasung und anschließenden SNG-Erzeugung in Betrieb genommen (Phase 1: 20 MW_{SNG}). Bei erfolgreicher Inbetriebnahme ist weiterhin eine zweite Projektphase geplant, in der die Anlage erweitert und zu einer endgültigen Leistung von 80 MW_{SNG} ausgebaut werden soll. Derzeit sind nur erste Ergebnisse der Inbetriebnahme des Vergasers veröffentlicht. Das umgesetzte Konzept sieht auch in diesem Fall eine Kaltgasreinigung in Form eines Wäscher-Systems vor und unterscheidet sich vom vorliegenden Projekt vor allem durch die angestrebte Leistungsgröße. Trotzdem wäre ein erfolgreicher Abschluss und eine Einleitung der zweiten Phase ein positives Zeichen zur Umsetzbarkeit und Wirtschaftlichkeit der SNG Technologie allgemein (Gunnarson 2011).

Weitere Arbeiten wurden und werden auch am ECN (Energy research Centre of the Netherlands) in den Niederlanden durchgeführt. Bereits seit 2003 arbeitet das ECN an der Biomass-to-SNG Technologie. Neben umfangreichen experimentellen Arbeiten im Labormaßstab wurde eine Anlage mit einer thermischen Leistung von 150 MW skizziert und wirtschaftliche Untersuchungen dazu durchgeführt. (Van der Drift 2011)

Verschiedene weitere Forschungsgruppen und Unternehmen arbeiten derzeit am Thema thermochemische SNG-Erzeugung, was sich in der Vielzahl an Forschungs- und Demonstrationsvorhaben widerspiegelt. Bestimmte Prozessschritte sind dabei mehr oder weniger Stand der Technik während z. B. die Heißgasreinigung oder auch bestimmte Aspekte der Methanisierung noch weiteren Forschungsbedarf aufweisen. Allen Bemühungen ist derzeit gemein, dass sich nahezu keine Wirtschaftlichkeit darstellen lässt, was zum einen an den hohen Rohstoffkosten (Biomasse) und zum anderen an den niedrigen Erdgaspreisen liegt.

Der dezentrale Ansatz des Projektes im Leistungsbereich kleiner 1 MW_{Brennstoff} ist ein Alleinstellungsmerkmal dieses Forschungsvorhabens. Durch diesen Ansatz ergeben sich Vorteile bei der Biomasselogistik aber auch Nachteile bei den spezifischen Investitionskosten. Biomasse ist eine örtlich begrenzt anfallende Ressource mit einer niedrigen Energiedichte, was den Transport über weite Stecke unwirtschaftlich macht. Dies limitiert regional die maximale Anlagengröße für eine Biomasse-Anlage. Durch die Umwandlung in den Sekundärenergieträger SNG kann jedoch die gut ausgebaute Erdgas-Infrastruktur genutzt werden um die chemisch gespeicherte Energie sowohl zu verteilen als auch zu speichern (Poren- und Kavernenspeicher). Entscheidend für eine dezentrale Anlage ist neben der vollständigen Wärmeintegration möglichst in vorhandene Strukturen (Nahwärmenetz, regionale Wärmesenken wie z. B. Schwimmbäder, Hallen, etc.) vor allem eine kompakte und robuste Bauweise, wenige Prozessschritte, ein hoher Automatisierungsgrad sowie eine einfache Bedienbarkeit und ein einfaches Design

Für eine Optimierung der Wirkungsgrade ist es jedoch entscheidend, exergetische Verluste durch unnötige Kühl- und Vorheizvorgänge zu vermeiden. Dementsprechend sollten die der

Vergasung nachgeschalteten Prozesse möglichst einem kontinuierlich abfallendem Temperaturniveau folgen um Zwischenaufheizungen zu vermeiden. Dies wird durch eine Heißgasreinigung mit anschließender katalytischer Methanisierung bestmöglich dargestellt.

Abbildung 1 zeigt schematisch das erarbeitete Konzept, welches speziell auf die Anforderungen an eine robuste und dezentral umsetzbare Prozesskette ausgelegt wurde. Das Konzept wurde durch die Durchführung von Vorversuchen und umfangreichen Prozesssimulationen erarbeitet und validiert.

Die Vergasungstechnologie und die Heißgasreinigung sind dabei Schlüsseltechnologien für einen hohen Gesamtwirkungsgrad und für die Vermeidung zusätzlicher Prozessschritte und Apparaturen (wie z. B. aufwendige Gaswäscher). Forschungsbedarf besteht vor allem in den Prozessschritten Heißgasreinigung (katalytisch und adsorptiv) und der Optimierung der Methanisierung des erzeugten Produktgases des HPR-Vergasers.

Für die Darstellung der endgültigen Eignung der Prozesskette unter realistischen Bedingungen ist die Demonstration des Verfahrens entscheidend. Dabei liegt das Hauptaugenmerk auf der Langzeitstabilität der Anlagenkomponenten und damit auf den Katalysatoren und Adsorbentien. Zu diesem Zweck wurde die Demonstrationsanlage errichtet.

Ergebnisse der übergeordneten Prozesssimulationen

Für eine umfassende Evaluierung des DezSNG Konzepts wurden verschiedene Konzepte sowohl mit Heatpipe-Reformer (HPR) als auch mit Flugstromvergaser untersucht. Verglichen wurden die entwickelten Konzepte mit veröffentlichten Betriebs- und Demonstrationsdaten (z. B. Daten der Firmen hse und Agnion sowie Betriebsdaten der Anlage in Güssing). Das Basiskonzept des HPR-Prozesses arbeitet mit einem druckaufgeladenen Wirbelschichtvergaser und anschließender Heißgasreinigung. Neben dem Basisfall werden auch mehrere alternative Konzepte untersucht, um Möglichkeiten zur Optimierung des Prozesses zu identifizieren und einen direkten Vergleich zu alternativen Prozessketten ziehen zu können.

Wirkungsgradverluste der Kaltgasreinigung können umgangen werden indem man die Teere bei hohen Temperaturen, idealerweise im Bereich der natürlichen Austrittstemperaturen



Abbildung 1: Konzept zur dezentralen SNG-Herstellung (Hauptverfahrensschritte)

gleich nach dem Vergaser oder sogar noch im Vergaser selbst, katalytisch umsetzt. Diese Technologie ist jedoch noch nicht Stand der Technik. Direkt nach dem Vergaser wird dazu eine Grobabtrennung der Partikel in einem Heißgaszyklon durchgeführt. Auf die Teerreformierung in Wabenkatalysatoren folgen anschließend eine Abkühlung und die Feinabscheidung von Partikeln. Danach wird das Gas adsorptiv von Spurenstoffen wie Schwefel- und Chlorverbindungen befreit. Dies geschieht bereits bei einer niedrigeren Temperatur von ca. 300 – 400 °C und folgt somit einem natürlich abfallenden Temperaturniveau. Das gereinigte Gas wird anschließend im Methanisierungsreaktor zu Methan und Wasser umgesetzt. Die stark exotherme Reaktion verlangt eine ausgefeilte Wärmeabführung um die Temperaturen im gewünschten Bereich zu halten (< 500 °C Temperaturpeak und eine Austrittstemperatur von ca. 300 °C). Abschließend werden Wasser (durch Auskondensieren) und CO₂ (Membranverfahren) abgetrennt. Das aufbereitete SNG kann daraufhin ins Erdgasnetz eingespeist werden.

Der techno-ökonomisch optimierte Gesamtprozess wird im Folgenden kurz vorgestellt: Das Blockdiagramm zur Simulation des optimierten HPR-Prozesses ist in Abbildung 2 dargestellt.

Die Simulation ist auf eine Anlagengröße von 1 MW Brennstoff skaliert (ökonomische Zielgröße für HPR). Der zentrale allotherme Heatpipe-Reformer besteht aus zwei Wirbelschichten. In der einen Wirbelschicht wird ein Teil der Biomasse verbrannt, in der anderen wird der Hauptteil der Biomasse vergast (mit Wasserdampf). Die dazu benötigte Wärme wird über Heatpipes übertragen. Auf eine Vorbehandlung der Biomasse wird verzichtet. Die Biomasse wird mithilfe einer CO₂-gespülten Dosiervorrichtung in den Vergaser eingebracht und dort bei 5 bar und 850 °C vergast. Im Gegensatz zur Spülung mit Luft wird dem Prozess auf diese Weise kein Stickstoff zugeführt. Dadurch lässt sich die Produktgasqualität wesentlich steigern. Das CO₂ wird aus dem Abgas der Nachverbrennung der SNG-Aufbereitung bereitgestellt. Fluidisiert wird die Vergaserwirbelschicht mit dem Vergasungsmedium

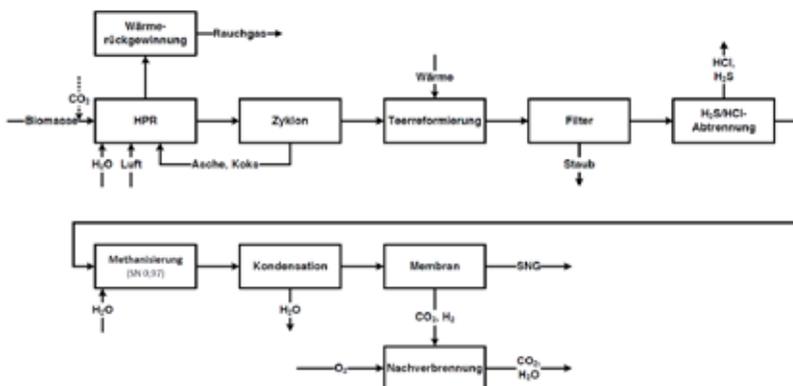


Abbildung 2: Vereinfachtes Simulationsfließbild des wirtschaftlich optimierten SNG-Verfahrens

Wasserdampf, welcher dreistufig (Vorwärmer, Verdampfer, Überhitzer) bereitgestellt wird. Die Zufuhr von Biomasse in die Brennkammer wird so geregelt, dass dort genau die Wärme frei wird, die für die Vergasung benötigt wird. Die Biomasse und Restkoks wird in einer Wirbelschicht bei 950 °C verbrannt. Das entstehende Rauchgas wird auf 140 °C abgekühlt und die dabei frei werdende Wärme wird in einem Abhitzeessel und einem Luftvorwärmer genutzt. Anschließend wird das Rauchgas über einen Kamin ausgestoßen. Das Produktgas des Vergasers wird schrittweise gereinigt. Zunächst erfolgt die Grobentstaubung mithilfe eines Zyklons. Die anschließende Teerreformierung erfordert hohe Temperaturen, weshalb das heiße Gas (850 °C) bereits vor der Feinentstaubung einem Teerformer zugeführt wird, der zusätzlich durch eine Teilverbrennung von SNG (ca. 9 %) beheizt werden muss. Dazu muss dieser aus Waben bestehen, da es sonst zu Ablagerungen des Staubs kommen würde. Danach wird das Gas auf 350 °C abgekühlt, fein entstaubt und durch Adsorptionsverfahren von Chlor- und Schwefelkomponenten befreit. Bei der Adsorptionsreinigung im Festbett handelt es sich um einen instationären Prozess. Dem gereinigten Synthesegas wird anschließend eine kleine Menge Wasserdampf zugemischt und dem Methanisierungsreaktor zugeführt. Die Menge wird so eingestellt, dass es nicht zu Ablagerungen von elementarem Kohlenstoff auf dem Katalysator kommen kann. Der Reaktor ist als gekühlter, quasi-isothermer Festbetreaktor ausgeführt. Bei 310 °C Eintrittstemperatur und rund 4 bar läuft die Methanisierungsreaktion ab. Vor der endgültigen Einspeisung in das Erdgasnetz muss das produzierte Roh-SNG aufbereitet werden. Im ersten Schritt wird es abgekühlt, der Wasseranteil weitestgehend auskondensiert und abgeschieden. Anschließend erfolgt die Abtrennung von CO₂ und anderen Komponenten durch ein Membranverfahren. Das Membranverfahren hat sich in der Aufbereitung von Biogas bewährt und bietet insbesondere im dezentralen Maßstab einige Vorteile gegenüber anderen Verfahren wie einer Druckwechseladsorption. Zudem werden durch die Membran störende Komponenten (H₂, CO, CO₂) effizient mitabgetrennt und es erfolgt eine weitere Trocknung. Nachteilig ist die erforderliche kontinuierliche Ersatzinvestition für neue Membranen, die etwa alle sechs Jahre erforderlich ist. Aufgrund des Methanschlupfs und des Wasserstoffgehalts im Permeat der Membran muss dieses nachverbrannt werden. Ein Teilstrom des getrockneten Abgases wird zur bereits erwähnten Spülung der Biomasse verwendet.

Die energetische Bewertung der Konzepte erfolgt anhand von drei Parametern: Zum einen gibt die Methanausbeute an, welcher Teil des eingesetzten Kohlenstoffs (gebunden in der Biomasse) zu Methan umgesetzt werden kann. Der Kaltgaswirkungsgrad wird in der Literatur häufig zur Bewertung von Vergasungsprozessen herangezogen und gibt das Verhältnis der Energiegehalte des produzierten SNGs zu den eingesetzten Edukten an (bezogen auf den untern Heizwert). Zusätzlich ist auch die Betrachtung des Gesamtwirkungsgrads des Prozesses interessant. In diesen gehen alle zugeführten Energieströme (also auch Strom, Hilfsstoffe, etc.) ein. Auf der anderen Seite wird neben dem SNG auch die nutzbare abgeführte Wärme berücksichtigt.

Für das gewählte Konzept sind die genannten Kennzahlen in der folgenden Tabelle zusammengefasst. Die Methanausbeute beträgt rund 28 %, während der Kaltgaswirkungsgrad bei 54 % liegt. Unter Berücksichtigung aller Stoff- und Energieströme ergibt sich in den Simulationen ein maximal erreichbarer Gesamtwirkungsgrad von 75 %, der durch die gut integrierte Wärmenutzung sogar leicht oberhalb des Vergleichsprozesses in Güssing liegt. Die Wirtschaftlichkeitsanalyse ist entscheidend für die spätere Umsetzbarkeit des Konzepts. Dazu wurde sowohl die dynamische Annuitätenmethode als auch die Kapitalwertmethode angewandt. Tabelle 1 zeigt neben den energetischen Kennzahlen auch die zentralen Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung. Die dafür notwendigen Komponentenkosten wurden individuell ermittelt und wo möglich mit Herstellerangaben validiert.

Tabelle 1: Resultate der Prozesssimulation und Wirtschaftlichkeitsberechnung

Brennstoffleistung (Biomasse-Input)	1000 kW
SNG-Leistung	618 kW
Methanausbeute	28 %
Kaltgaswirkungsgrad	54 %
Gesamtwirkungsgrad	75 %
Investitionskosten	3.030.000 €
SNG-Gestehungskosten	20 ct/kWh

Die Berechnung der SNG-Gestehungskosten ergibt bei einer angenommenen Preissteigerungsrate von 2 % einen Endpreis von 20 ct/kWh (zum Vergleich: konventionelles Erdgas hat einen Grenzübergangspreis von ca. 2,4 ct/kWh (Mittelwert 2014), SNG aus der Biogasaufbereitung kommt auf ca. 8 ct/kWh). Die Gestehungskosten skalieren stark mit der Anlagengröße, so kommt man bereits bei einer Anlagengröße von 20 MW auf Gaspreise vergleichbar mit den SNG-Preisen aus Biogasaufbereitungsanlagen (7 – 8 ct/kWh). Die Personalkosten haben bei einer Sensitivitätsanalyse den größten Einfluss, gefolgt von den Holzpreisen und den Investitionskosten. Es gibt jedoch einige Ansätze für die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit, trotzdem wird die thermochemische Nutzung von Biomasse zur SNG-Erzeugung auch in naher Zukunft ohne Förderung nicht wirtschaftlich sein. Die Ergebnisse der Studie zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurden veröffentlicht (Fendt et al. 2013).

Experimentelle Demonstration der dezentralen SNG-Herstellung

Abbildung 3 zeigt die CAD-Ansicht der Versuchsanlage zur Demonstration der SNG-Herstellung mit Erklärung und Daten zu den einzelnen Bauteilen. Die wichtigsten Auslegungsdaten sind im Folgenden aufgeführt:

Vergaser:

- Allothemer Wirbelschichtvergaser
- Leistung: 5 kW
- 1 kg/h Brennstoff = Biomassepellets
- Druck: bis 5 bar (bei 850 °C)
- Beheizt (von außen, 2 Heizzonen)
- Ausgelegt auf 100 h Tests (150 l Brennstofftank)
- Kombination aus Sintermetallfilter und Zyklon zur Heißgasreinigung bis 850 °C
- Vollautomatisierter Betrieb und Messwertaufnahme u. Steuerung über SPS

Gasaufbereitungsstrecke:

- Elektrisch beheizte Reaktoren für die Temperaturregung
- Teereaktor zur Reformierung der Teere (bis 900 °C)
- 2x Adsorptionsbehälter für S-, und Cl-Komponentenabtrennung
- Zwei-Zonen Methanisierungsreaktor (Öl- und/oder Luftkühlung)
- Rohrbündelkondensator (wassergekühlt)
- Flexible Verschaltung der Reaktoren
- Entnahmestellen für SPA-Proben, Gasanalyse und Wassergehaltbestimmung
- Druckregelventil am Ende der Strecke
- Volumenstrommessung durch Differenzdruckblende

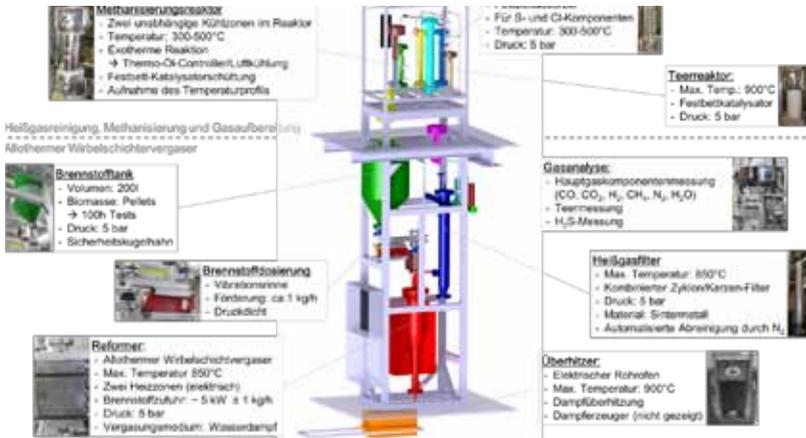


Abbildung 3: Versuchsanlage zur Demonstration der SNG-Herstellung am Lehrstuhl für Energiesysteme

Bei den experimentellen Daten, die im Folgenden vorgestellt werden, handelt es sich um Ergebnisse der Demonstrationsphase (Langzeitversuch von 100 h und diversen kürzeren Vorversuchen (bis 50 h) aus dem Jahr 2014). Eine Analyse zeigt, dass die Vergaser-Daten (Gaszusammensetzung) durchaus mit Werten aus einer realen Anlage (bei hse bzw. Agnion) vergleichbar sind und somit eine Übertragbarkeit der Daten gegeben ist.

Abbildung 4 zeigt den Verlauf der Gaszusammensetzung (Hauptgaskomponenten, trocken) über eine Versuchsdauer von 100 h. Nach ca. 51 h kam es aufgrund einer Verstopfung der Hauptgasleitung zu einem Ausfall des Vergasers. Das erneute Anfahren der Anlage nach Reparatur zeigt eine sofortige Wiederaufnahme der Betriebsbedingung und Gaszusammensetzungen wie sie vor dem Ausfall zu beobachten waren. Die Intervalle kommen durch die periodisch veränderten Messpunkte der Gaszusammensetzung zustande. Abbildung 5 zeigt einen kleinen Ausschnitt im Detail und vergleicht die Verläufe mit den simulierten Werten. Es ist deutlich zu erkennen, dass die gemessene Gaszusammensetzung nur leicht von den Simulationswerten (gestrichelt) abweicht.

Die Vergasung wurde über den gesamten Zeitraum mit nahezu identischen Parametern betrieben und auch das Produktgas weist eine nahezu gleichbleibende Zusammensetzung auf. Bei der Methanisierung lässt sich ein sinkender CH₄- bei steigendem H₂-Gehalt nach ca. 70 Betriebsstunden erkennen. Die Heißgasreinigung zeigt keine messbaren Desaktivierungserscheinungen. So konnte eine konstant hohe Teer- und Schwefelabscheidung während der Versuchsdauer ermittelt werden.

Die höheren Kohlenwasserstoffe (C₂ bis C₅) zeigen ebenfalls einen sehr konstanten Verlauf und werden nahezu vollständig im Teerreaktor umgesetzt. Dies ist für die spätere Methanisierung entscheidend, da vor allem Ethen eine Kohlenstoffablagerung in der Methanisierung begünstigt. Allerdings wird auch Methan nahezu vollständig mit umgesetzt, was für eine spätere Methanerzeugung natürlich nicht sinnvoll ist. Der Katalysator sollte also

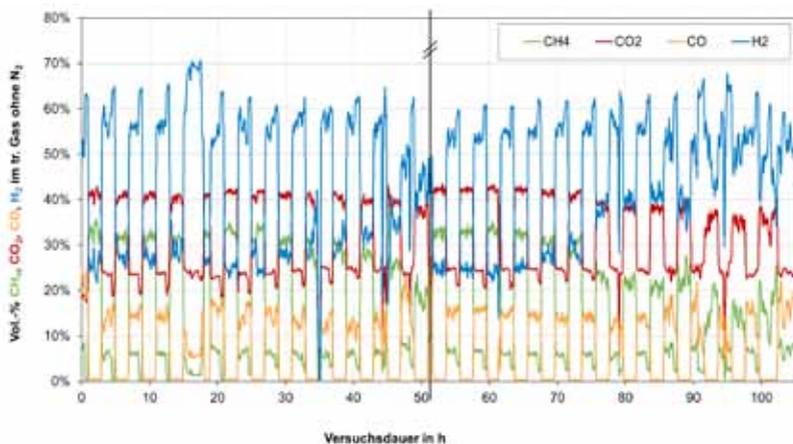


Abbildung 4: Verlauf der Gaszusammensetzung während eines 100h Testversuchs (periodische Messung an drei verschiedenen Punkten im Prozess)

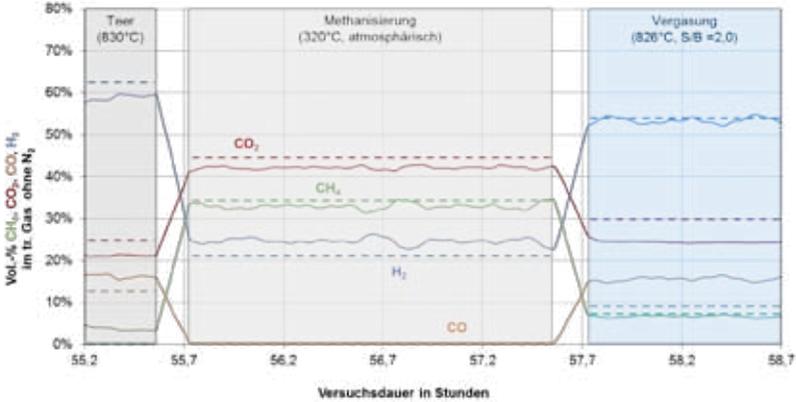


Abbildung 5: Verlauf der Gaszusammensetzung aus Abbildung 4 im Detail und Vergleich mit Simulationswerten

idealerweise alle Teere und ungesättigte Kohlenwasserstoffe umsetzen, eine hohe Schwefelresistenz besitzen jedoch Methan selektiv nicht umsetzen. Hier besteht noch weiteres Optimierungspotential.

Die Teerbelastungen nach dem Vergaser liegen zwischen 7 – 11 g/m³ im normalen Bereich, welcher auch in der Literatur für Wirbelschichten genannt wird. Nach der Teerreformierung sind nahezu alle Teere vollständig umgesetzt. Einzig o-Kresol und Fluoren werden nicht vollständig umgesetzt. Auch nach 100 h wurde kein Durchbrechen von H₂S in der Gasanalyse gemessen, womit die Wirksamkeit der Schwefelabtrennung im Adsorber nachgewiesen werden kann. Im Betrieb werden mittlere Werte von 20 - 30 mg_{H₂S}/m³ erreicht. Nach der Abreinigung sinkt der Wert durchgehend unter die Messgrenze ab.

Das Roh-SNG nach der Methanisierung muss anschließend noch entfeuchtet und über ein Membranverfahren gereinigt werden. Da diese Prozessschritte jedoch in ähnlichen Anwendungsfällen wie der Biogasaufbereitung Stand der Technik sind, wurde auf eine experimentelle Untersuchung verzichtet und die Technologien nur auf Simulationsbasis für den Einsatz im Konzept evaluiert.

Übertragbarkeit der Ergebnisse

Das Projekt zielt auf eine Technologie und deren Umsetzung zur effizienten Nutzung von Biomasse ab, welche es so derzeit nicht auf dem Markt verfügbar gibt. Im Rahmen des Projektes wurden die Grundlagen für eine kommerzielle Umsetzung der Technologie gelegt. Versuche und zugehörige Simulationen zeigen, dass experimentelle Daten durchaus auf große Anlagen übertragbar sind, jedoch steht einer kommerziellen Umsetzung derzeit vor allem die schlechte Wirtschaftlichkeit im Weg. Zudem müssen die untersuchten Sachverhalte noch weiter bezüglich der Langzeitstabilität der Komponenten und dem Betriebsaufwand (Überwachung, Sicherheit, Instandhaltung, etc.) überprüft werden.

Steigende Gaspreise in der Zukunft sowie eine Kostendegression und Weiterentwicklungen der technologischen Schlüsselkomponenten (Heißgasreinigung, Vergasung und Methanisierung) können das Verfahren jedoch näher an eine Wirtschaftlichkeit führen. Zusätzlich müssen seitens der Politik Planungssicherheit garantiert und finanzielle Anreize geschaffen werden.

Beitrag zu den Effizienzkriterien des Förderprogramms

Mit dem vorgestellten Verfahren ist es möglich Biomasse auf eine sehr effiziente Art und Weise energetisch zu nutzen. Hinzu kommt die Speicherbarkeit des chemischen Energieträgers SNG und die flexible Rückverstromung. Der große Nachteil der übrigen Erneuerbaren Energien liegt in der nicht planbaren und fluktuierend anfallenden Produktion von Wind und Solarstrom. Durch das vorliegende Konzept kann neben einer lokalen Wertschöpfung die schwankende Einspeisung der Erneuerbaren ausgeglichen werden und gleichzeitig die Biomasse hocheffizient verstromt werden.

Im kleinen Leistungsbereich sind viele Verfahren heute nicht Stand der Technik. Nur durch eine gezielte Förderung solcher Technologien können diese untersucht und im Anschluss zur Marktreife gebracht werden.

Ausgehend vom Biomassepotential in Deutschland, kann ein Anlagenpotential von mehr als 4.600 Anlagen mit zusätzlichen Potenzialen in den angrenzenden Europäischen Ländern berechnet werden. Daraus ergibt sich in Deutschland ein THG-Minderungspotential von 3,2 – 4,3 Mio. tCO₂_{äqu}/a, was einem THG-Minderungspotential von 7,7 – 10 tCO₂_{äqu}/€Förderung entspricht. Zudem ergibt sich durch den dezentralen Ansatz ein großes Potential für eine lokale Marktanregung, nur geringe Risiken was die Finanzierung und Realisierung dieser Anlagen betrifft und eine gute Einbindung in lokale Strukturen (Wärmebedarf, hohe Akzeptanz bei der Bevölkerung, rasche Projektabwicklung, etc.).

Insgesamt sind die Rahmenbedingungen im Bereich Biomasse jedoch heute als sehr schwierig einzuschätzen und viele Biomasse-basierte Anlagen haben Probleme wirtschaftlich zu arbeiten. Dennoch bietet der dezentrale Ansatz Chancen, welche in Zukunft genutzt werden sollten. Potenzielle Kunden für das Verfahren sind z. B.:

- Kommunen zur Verwertung von Landschaftspflegematerial
- Land- und Forstwirte mit gutem Zugang zu Biomasse und einer geeigneten Wärmesenke (Gebäudeheizung, Gewächshäuser, Futtermittelrocknung, Kräutertrocknung, Hackgutrocknung, Mais- und Getreidetrocknung)
- Betriebe der Lebensmittel- und Getränketechnologie zur Verwertung von Reststoffen (z. B. Biertreber) bei gleichzeitiger Erzeugung von Gas und Wärme, beispielsweise in Brauereien.
- Städteplaner zur zentralen Wärmeversorgung größerer Gebäude oder Nahwärmenetze (z. B. Neubaugebiete)
- Betreiber bereits bestehender Biomasseheizwerke mit Nah- und Fernwärmenetzen

Literatur

HOFBAUER, H. (2008): Technology Co-ordinators Overview: Gasification Update, Vienna.

GUNNARSSON, I. (2011): The GoBiGas Project: Efficient transfer of biomass to bio-SNG quality, Malmö.

VAN DER DRIFT, A. (2011): Towards Demonstration of SNG from Biomass, Berlin, Germany.

FENDT, S.; MASCHKE, M.; GADERER, M.; SPLIETHOFF, H. (2013): Concept Study of Small-Scale Biomass-to-SNG Systems with Excess Power Integration. 21st European Biomass Conference and Exhibition, 1335 – 1341



Foto: DBFZ

Torrefaction - Qualifizierung torrefizierter biogener Reststoffe für den Einsatz in Kraftwerksfeuerungen

Jan-Peter Busch¹, Alexander Stroh¹, Jochen Ströhle¹, Bernd Epple¹

Vorhaben: Torrefaction – Qualifizierung torrefizierter biogener Reststoffe für den Einsatz in Kraftwerksfeuerungen

FKZ-Nr.: 03KB043

Laufzeit: 01.09.2010 – 28.02.2014

Zuwendungssumme: 316.972 €

Koordination:

¹ Technische Universität Darmstadt
Institut für Energiesysteme und Energietechnik
Otto-Berndt-Str. 2, 64287 Darmstadt
www.est.tu-darmstadt.de

Projektpartner:

AB Torkapparater
Box 14207, 10440 Stockholm, Schweden
www.torkapparater.se

Fives Pillard Deutschland GmbH
Aarstr. 168, 65232 Taunusstein
www.fives-pillard.de

Kraftwerk Mehrum
Triftstr. 25, 31249 Hohenhameln
www.kraftwerk-mehrum.de

Mainova AG
Solmsstr. 38, 60623 Frankfurt am Main
www.mainova.ag

Kontakt:

Prof. Dr.-Ing. Bernd Epple
Telefon: +49 (0)6151 16-23002
E-Mail: bernd.epple@est.tu-darmstadt.de

**Prof. Dr.-Ing. Bernd Epple (Projektleiter):**

Im Projekt wurde gezeigt, dass eine Stromerzeugung aus biogenen Reststoffen mit hohen Wirkungsgraden möglich ist. In den Experimenten konnten bis zu 10 % des Kohlenstaubs durch torrefizierte Biomasse adäquat ersetzt werden.

Zusammenfassung

Die Torrefizierung biogener Reststoffe ist ein mögliches Verfahren zu deren Vorbehandlung. Sie ermöglicht u. a. eine Mitverbrennung in bestehenden Kohlekraftwerken. Vor dem großtechnischen Einsatz sind jedoch noch weitere Forschungsarbeiten zum Verhalten der Biomasse in Kraftwerksfeuerungen notwendig. Im vorgestellten Projekt wurden dazu biogene Reststoffe in einem Batchreaktor bei 250 °C bzw. 280 °C torrefiziert. Die Heizwerte der torrefizierten Proben lagen bis zu 30 % höher als die der unbehandelten Biomassen. Die Flüchtigen reduzierten sich um 8 % bzw. 23 %. Der Kohlenstoffanteil der Biomassen stieg mit zunehmendem Torrefizierungsgrad und näherte sich den Werten von Braunkohle an. In TGA-Versuchen wurden die reaktionskinetischen Parameter der torrefizierten Reststoffe ermittelt. Diese dienten der Durchführung numerischer Simulationen eines Flugstromreaktors sowie einer 1 MW_{th}-Staubfeuerung. Die Simulationen wurden mit Messungen im Flugstromreaktor validiert. Die torrefizierte Biomasse wurde mit Steinkohle in der 1 MW_{th}-Staubfeuerung im Verhältnis (1:20) und (1:10), bezogen auf die Masse, mitverbrannt.

Summary

Torrefaction is one possible pretreatment for biogenic residues. Torrefied biomass can be co-fired in existing power plants. Before industrial use however, further research regarding the combustion of torrefied biomass in commercial furnaces is necessary. Thus, in this work, biogenic residues have been torrefied at 250 °C and 280 °C using a batch reactor. Lower heating values (LHV) of torrefied biomass were up to 30 % higher than LHV of non-torrefied biomass. The volatiles were reduced by torrefaction by 8 % for 250 °C and 23 % for 280 °C. Carbon content of torrefied biomass was increased to values close to lignite. The torrefied samples were examined in TGA experiments in order to derive their reaction kinetics. Those were used in numerical simulations of combustion in an entrained flow reactor, as well as in a 1 MW_{th} pulverized coal combustor. The predicted numerical results were compared with experimental data from the entrained flow reactor. Torrefied biomass was co-fired with hard coal in the 1 MW_{th} pulverized coal furnace; the mixture in the trials was 1:20 and 1:10 (mass basis) respectively.

Hintergrund und Zielstellung

Die Mitverbrennung von Biomasse in Kohlekraftwerken ist eine Möglichkeit zur Stromerzeugung aus biogenen Reststoffen mit hohen Wirkungsgraden. Bei Wirkungsgraden moderner Kohlekraftwerksblöcke von bis zu 46 % werden die anfallenden Reststoffe effektiv zur Stromerzeugung eingesetzt und knappe Ressourcen geschont. Um Biomasse in modernen Staubfeuerungen verbrennen zu können, muss sie zuvor gemahlen werden. Durch ihre elastische Struktur ist die Aufmahlung von Biomasse energieintensiver als bei der vergleichsweise spröden Steinkohle. Es bietet sich als Vorbehandlung eine Torrefizierung der Biomasse an. Bei der Torrefizierung wird Biomasse unter Sauerstoffausschluss auf 200 – 300 °C erhitzt. Während der ca. 30 Minuten dauernden Torrefizierungsphase werden leichtflüchtige Gase mit geringem Energieanteil freigesetzt; die Biomasse wird spröde und hydrophob und kann besser in herkömmlichen Mühlen gemahlen werden. Die Torrefizierung macht die Biomasse zudem beständiger gegen Pilzbefall und biologischen Abbau. Die massenbezogene Energiedichte steigt durch die Freisetzung leichtflüchtiger Bestandteile mit hauptsächlich geringem Energieinhalt an. Die entstehenden Gase können zur Beheizung des Prozesses eingesetzt werden, so dass – je nach Feuchtigkeit der Biomasse – ein autothermer Prozess möglich wird. Durch gleichzeitige Pelletierung kann außerdem das Volumen der Biomasse reduziert und ein Transport wirtschaftlicher gestaltet werden. Ziel des Projektes war es, die durch Torrefizierung vorbehandelten biogenen Reststoffe für die Mitverbrennung in bestehenden Kraftwerksfeuerungen zu qualifizieren. Dabei war das Hauptaugenmerk auf Verbrennungseigenschaften wie Zündfähigkeit, Koksausbrand und Emissionen. Durch die Erstellung numerischer Modelle, in Kombination mit kinetischen Parametern, die in Laborversuchen gewonnen wurden, sollte eine Vorhersage des Abbrandverhaltens in Großanlagen numerisch ermöglicht werden. Eine Validierung der Modelle war anhand von Experimenten an einem Flugstromreaktor und einer Staubfeuerung mit 1 MW_{th} Leistung durchzuführen. Außerdem sollte der Gesamtprozess vom Anfallen der Reststoffe bis hin zur Stromerzeugung hinsichtlich CO₂-Bilanz und Wirtschaftlichkeit bewertet werden.

Methoden und Ergebnisse

Torrefizierung im Batchreaktor

Für die Torrefizierung von biogenen Reststoffen im Labormaßstab wurde am EST ein Batchreaktor aufgebaut. Der Batchreaktor mit einem Fassungsvermögen von ca. 500 g Biomasse ist elektrisch beheizt und wird mit Stickstoff inertisiert. Verschiedene Biomasseproben (Buchenchips, Holzhackschnitzel und Straßenbegleitschnitt) wurden in dem Batchreaktor bei 250 °C bzw. 280 °C bei verschiedenen Haltezeiten torrefiziert. Die Proben wurden anschließend im Labor untersucht.

Während der Torrefizierung wurden die freigesetzten Gase analysiert. Die Messung des trockenen Abgases zeigte, dass größere Mengen CO und CO₂ und geringe Mengen CH₄ entstanden sind. Wurde die Torrefizierungstemperatur bei ansonsten gleichen Randbedingungen erhöht, stiegen auch die freigesetzten CO-, CO₂- und CH₄-Mengen.

Torrefizierung in einer Prototypanlage

Für die Mitverbrennungsversuche in der 1 MW_{th}-Staubfeuerung wurde die torrefizierte Biomasse in einem Trommelreaktor des schwedischen Projektpartners AB Torkapparater produziert. Es handelte sich um Sägespäne, die bei 260 °C torrefiziert und anschließend pelletiert wurden. Die Proben wurden in Big-Bags nach Darmstadt transportiert und ebenfalls im Labor untersucht.

Analyse der torrefizierten Biomassen

Es wurden mittels Elementaranalyse die Anteile an Kohlenstoff, Wasserstoff, Stickstoff und Schwefel in den einzelnen Brennstoffproben ermittelt. Aus den im nächsten Abschnitt beschriebenen Kinetikversuchen wurden außerdem der Koks- und Flüchtigenganteil sowie der Aschegehalt abgeleitet. Abschließend wurde der Brennwert der einzelnen Proben bestimmt.

Die wesentlichen Ergebnisse der Elementaranalyse sind für drei verschiedene Biomassen jeweils für den Rohzustand sowie zwei Torrefizierungstemperaturen in Abbildung 1 in einem Van-Krevelen-Diagramm dargestellt. Zum Vergleich sind außerdem torrefizierte Biomasse (Sägespäne-Mix) aus der Prototypanlage von Torkapparater, eine Braun- und eine Steinkohle angegeben. Das H/C- und O/C-Verhältnis der torrefizierten Biomassen wird vergleichbar mit dem von Torf bzw. bei hohen Torrefizierungstemperaturen mit dem von Braunkohle.

Die Brennwerte der torrefizierten Proben liegen bis zu 35 % höher als die der unbehandelten Biomassen, was auch durch andere Forscher bestätigt wird, z. B. (Arias et al. 2008). Die Werte für die einzelnen Biomassen sind in Tabelle 1 dargestellt. Tabelle 1 zeigt außerdem Flüchtige, Asche- und Koksanteil der untersuchten Proben. Der Anteil der Flüchtigen nimmt bei der Torrefizierung mit steigender Temperatur ab, während der Koksanteil der Proben ansteigt. Der Ascheanteil wird durch die Torrefizierung nicht maßgeblich beeinflusst; insgesamt enthalten alle Proben wenig Asche.

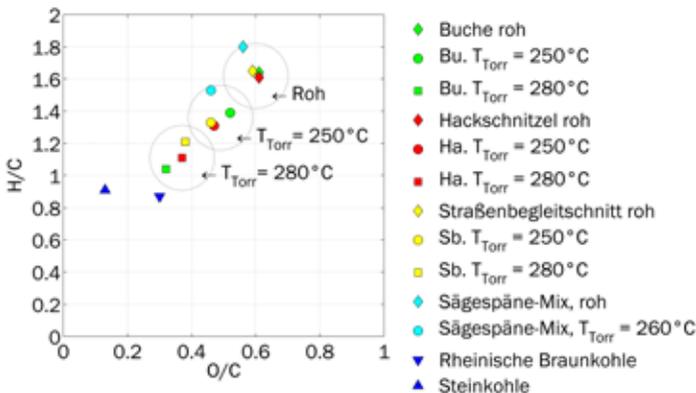


Abbildung 1: Van-Krevelen-Diagramm für unbehandelte und torrefizierte Biomassen im Vergleich zu Kohle

Tabelle 1: Flüchtige, Koks- und Ascheanteil der untersuchten Proben

Probe	Flüchtige [%]	Koks [%]	Asche [%]	Brennwert [MJ/kg]
Buchenchips roh	75,5	18,7	1,6	19,05
Buchenchips $T_{\text{torr}} = 250 \text{ °C}$	70,2	26,2	1,8	20,80
Buchenchips $T_{\text{torr}} = 280 \text{ °C}$	56,4	40,0	1,5	24,76
Holzhackschnitzel roh	72,5	20,8	1,3	19,53
Holzhackschnitzel $T_{\text{torr}} = 250 \text{ °C}$	66,8	28,7	2,7	21,29
Holzhackschnitzel $T_{\text{torr}} = 280 \text{ °C}$	58,0	38,3	1,4	23,58
Straßenbegleitschnitt roh	72,0	20,0	2,4	18,96
Straßenbegleitschnitt $T_{\text{torr}} = 250 \text{ °C}$	61,9	22,2	–	20,57
Straßenbegleitschnitt $T_{\text{torr}} = 280 \text{ °C}$	58,5	35,5	3,3	22,98
Sägespäne $T_{\text{torr}} = 260 \text{ °C}$	69,6	24,0	0,6	20,43
Steinkohle „Calenturitas“	32,3	50,9	10,5	26,53

Bestimmung der Reaktionskinetik der Pyrolyse

Versuchsaufbau

Zur Ermittlung der Reaktionskinetik wurden thermogravimetrische Analysen (TGA) durchgeführt. Dabei wird eine geringe Probenmenge der Biomasse (ca. 30 mg) unter kontrollierten Bedingungen aufgeheizt. Die Probe liegt währenddessen auf einer Waage, die kontinuierlich auch kleinste Massenänderungen detektiert. Dadurch kann der Massenverlust während der Reaktion aufgezeichnet werden.

Um die Bedingungen der Pyrolyse nachzustellen, wird die Waage kontinuierlich mit reinem Stickstoff (100 mL/min) gespült. Die Aufheizung erfolgt anschließend mit 10 K/min bis auf 900 °C. Dadurch wird die Probe zunächst getrocknet; bei höheren Temperaturen werden die flüchtigen Bestandteile freigesetzt. Diese verlassen mit dem Stickstoff den Ofen nach oben.

Modellbildung

Der zeitliche Verlauf der Aufspaltung von Festbrennstoffen während der Pyrolyse in flüchtige Bestandteile und Koks kann mit Hilfe einer Reaktionsgeschwindigkeit R beschrieben werden. Bei Biomasse ist es zweckmäßig, die Zersetzung der Hauptkomponenten von Bio-

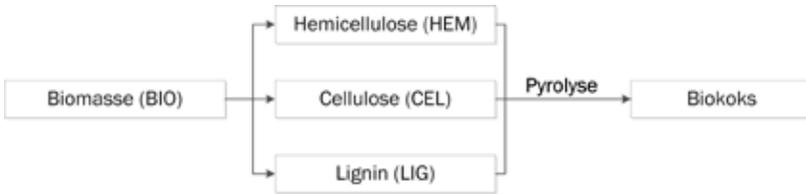


Abbildung 2: Schematische Kurzfassung des Reaktionsmodells für die Biomasse.

masse, Hemicellulose, Cellulose und Lignin, einzeln mit den Reaktionsraten R_1 , R_2 und R_3 zu betrachten. Abbildung 2 stellt diese Einteilung der Biomasse in drei Komponenten dar. Die als Massenänderung mit der TGA gemessene Reaktionsgeschwindigkeit R , ist abhängig von der Restmasse bzw. dem Umsatz der vorhandenen Ausgangsstoffe und einer Geschwindigkeitskonstante k . Die Konstante k ist temperaturabhängig und wird häufig mit Hilfe der Arrhenius-Gleichung berechnet. Diese beschreibt mit Hilfe eines präexponentiellen Faktors A_0 , auch Frequenzfaktor genannt, und der Aktivierungsenergie E_A , die Abhängigkeit der Reaktionsgeschwindigkeit k von der Temperatur T :

$$k = A_0 \cdot \exp\left(-\frac{E_A}{R \cdot T}\right) \quad (1)$$

Auswertung

Die Reaktionskonstante lässt sich aus der Massenabnahme der Probe über der Zeit berechnen. Wenn man für beide Seiten der Arrhenius-Gleichung den Logarithmus bildet (Gleichung 2) und in einem Diagramm $\ln(k)$ über T^{-1} aufträgt, erhält man eine Gerade, aus deren Gleichung sich der Frequenzfaktor A_0 als Schnittpunkt mit der $\ln(k)$ -Achse und die Aktivierungsenergie E_A als Steigung ablesen lassen. Dies ist in Abbildung 3 (links) beispielhaft für die Buchenchips gezeigt.

$$\ln k = \ln A_0 - \left(\frac{E_A}{R}\right) \cdot \frac{1}{T} \quad (2)$$

Durch die Überschneidung der Reaktionsbereiche von Hemicellulose, Cellulose und Lignin ist es schwer, die Massenabnahme den einzelnen Komponenten zuzuordnen. Besonders das Lignin zerfällt über einen weiten Temperaturbereich, der sich mit Hemicellulose und Cellulose überschneidet. Abbildung 3 (rechts) zeigt die Überschneidung der rechnerischen Verläufe von Hemicellulose, Cellulose und Lignin.

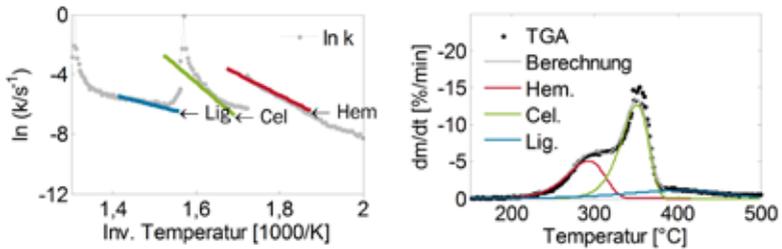


Abbildung 3: Arrheniusdiagramm für Buchenchips (links); Ergebnis des Experiments und rechnerische Verläufe (rechts)

Daher wird die Gesamtreaktion als Summe der einzelnen Komponenten mit neun Unbekannten betrachtet: der Aktivierungsenergie, dem Frequenzfaktor und dem jeweiligen Massenanteil der drei Komponenten Hemicellulose, Cellulose und Lignin. Durch eine mathematische Anpassung der berechneten Kurve an das Experiment werden die Unbekannten bestimmt. Die Auswertung erfolgt im Bereich von 150 °C bis 500 °C. Die reaktionskinetischen Parameter aller Proben sind im Schlussbericht aufgeführt.

Versuche in der 1 MW_{th}-Staubfeuerung

Aufbau der Staubfeuerung

Die Staubfeuerung des EST (Abbildung 4) besteht aus zwei Zügen: einem sechseckigen, wassergekühlten Strahlungsteil (1218 mm Querschnitt, Länge 4000 mm) im ersten Zug, und einem sich anschließenden rechteckigen, feuerfest ausgemauerten Quer- und Aufwärtzug mit konvektivem Rauchgaskühler.

Der gekühlte Teil besteht aus sechs flachen Membranwänden, die an den Seiten jeweils an ein flaches Verbindungselement angeschweißt sind. In den Verbindungselementen befinden sich Öffnungen, die mit Stützen versehen sind, um Schaugläser oder Messinstrumente aufzunehmen.

Die Emissionen der Brennkammer werden mit einer Rauchgasanalyse, die die Gase O₂, CO₂, CO, SO₂ und NO misst, kontinuierlich überwacht. Der mit einem Stufenluftsystem ausgestattete Decken-Drallbrenner des Projektpartners Fives Pillard befindet sich im gemauerten Teil des Brennermundes. Die Brennkammer wird im ersten Schritt mit Erdgas angefahren. Bei Erreichen der Kohlezündtemperatur wird die Brennkammer von Erdgas auf Kohle umgelastet.

Für die Verbrennung in der Staubfeuerung müssen die festen Brennstoffe zunächst gemahlen werden. Über Wägezellen wird das Gewicht der Brennstoffe kontinuierlich erfasst und so eine definierte Mischung von Kohle und Biomasse der Mahlanlage zugegeben, wo beide gemeinsam gemahlen werden. Die Brennstoffzufuhr der Brennkammer erfolgt mit einem pneumatischen Fördersystem, in dem gemahlene Brennstoffe aus einem Vorlagebehälter über Schnecken dosiert und pneumatisch zum Staubbrenner gefördert werden.

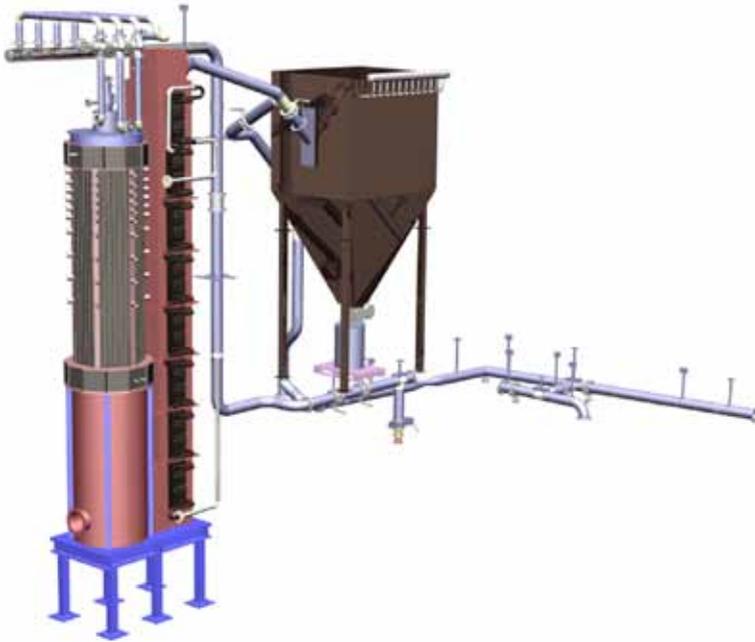


Abbildung 4: Brennkammer des EST mit Filter und Rauchgaskanälen

Versuche zur Mitverbrennung torrefizierter Biomassen

In Verbrennungsversuchen wurden 100 % Steinkohle, sowie ein Mitverbrennungsanteil von 4,8 % (5 kg Biomasse plus 100 kg Steinkohle; 3,7 % der thermischen Leistung) und 9,1 % (10 kg Biomasse plus 100 kg Steinkohle; 7,2 % der thermischen Leistung) torrefizierter Biomasse untersucht.

Die Messungen wurden mit Steinkohle bei 500 kW_{th} Leistung begonnen. Bei der Umstellung auf die Brennstoffmischungen wurden die Parameter der Brennkammersteuerung nicht geändert: Alle Versuche wurden mit dem gleichen Brennstoffmassenstrom und der gleichen Luftmenge durchgeführt. Die tatsächliche Leistung bei den Biomasseversuchen war wegen des geringeren Heizwerts etwas niedriger als 500 kW_{th}; bei etwas höherem Brennstoffluftverhältnis λ .

Während der Versuche wurde die Gasentnahmelanze in drei Ebenen zwischen Wand und maximaler Eintauchtiefe platziert und horizontal verschoben, um die Flamme im Profil aus-

zumessen. Ascheproben aus dem Brennkammerfilter wurden durch Ermittlung des Glühverlusts bzw. durch Elementaranalysen auf den Restkohlenstoffgehalt hin untersucht.

Ergebnisse

Ein Einfluss der Mitvermahlung von Biomasse auf die Korngrößenverteilung der Steinkohle ist nicht festzustellen. Von der Biomasse hingegen finden sich auch relativ große Partikel mit 100 μm und mehr im Vorlagebehälter wieder. Unter dem Mikroskop sind diese Partikel als lange Fasern erkennbar.

Die Zündung und Mitverbrennung der torrefizierten Biomasse in der Staubfeuerung ist einwandfrei möglich. Die Zündung der Mischung sowohl mit 4,8 Gew.-% (3,7 %_{th}) als auch mit 9,1 Gew.-% (7,2 %_{th}) Biomasse erfolgt in gleicher Weise wie die Zündung mit reiner Steinkohle: Die Feuerungsleistung der Gasflamme wird von 500 kW schrittweise reduziert und durch die Brennstoffmischung ersetzt.

Beim Ascheausbrandgrad ist durch die Mitverbrennung keine wesentliche Änderung zu beobachten (Abbildung 5). Dem höheren Flüchtigengehalt der torrefizierten Biomasse stehen die leicht größeren Partikel des gemahlene Brennstoffs gegenüber. Die Gesamtaschemenge ist bei der Mitverbrennung aufgrund des geringeren Ascheanteils der torrefizierten Sägespäne geringer.

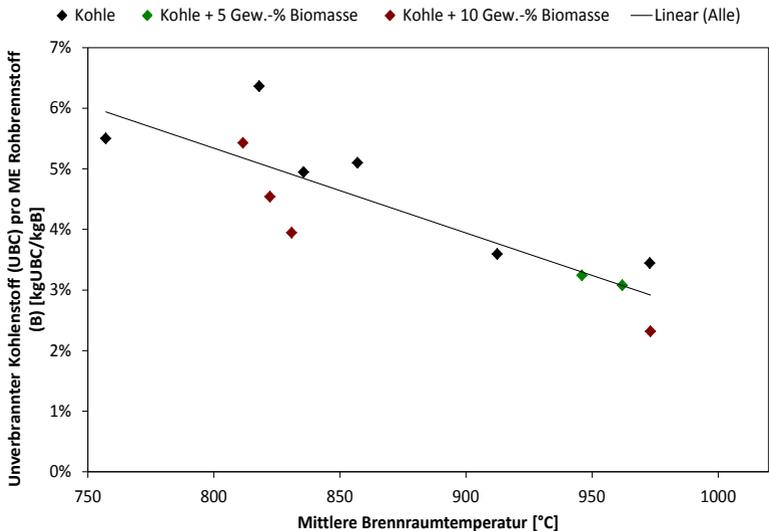


Abbildung 5: Unverbrannter Kohlenstoff in der Asche bezogen auf den eingesetzten Rohbrennstoff für verschiedene Versuche bei unterschiedlicher Brennraumtemperatur

Numerische Simulation

Modellbildung

Die Mitverbrennung torrefizierter Biomasse in Kohlestaubfeuerungsanlagen wurde in einer numerischen Simulation untersucht. Mithilfe der numerischen Simulation ist es möglich messtechnisch schwerzugängliche Stellen in der Brennkammer im Detail zu analysieren und Hinweise zu erhalten, wie der Anlagenbetrieb im Hinblick auf Verbrennungseffizienz bzw. Langlebigkeit verbessert werden kann. Die optimierte Datenanalyse erlaubt es auf kostenintensive und redundante Messtechnik zu verzichten, weil die Simulationsergebnisse zur Unterstützung der Hauptmessungen herangezogen werden können.

Das entwickelte Verbrennungsmodell für die Mitverbrennung torrefizierter Sägespäne modelliert die Biomasse mit ihren drei Hauptkomponenten, Hemicellulose, Cellulose und Lignin (Abbildung 2). Der verwendete Reaktionsmechanismus ist ein globaler Fünf-Schritt-Mechanismus welcher aus drei heterogene Gas-Feststoff-Reaktionen (Pyrolyse, Koksoxidation, Boudouard-Reaktion) und zwei homogene Gasphasen-Reaktionen (Methan-Oxidation, Kohlenmonoxid-Oxidation) besteht.

Die Reaktionsgeschwindigkeiten der heterogenen Gas-Feststoff-Reaktionen wurden über den Arrhenius-Ansatz (s. o.) und diffusionslimitierende Effekte im Verbrennungsmodell be-

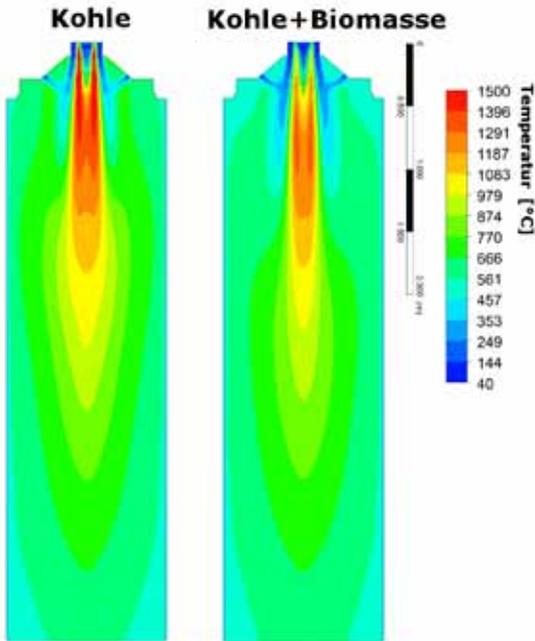


Abbildung 6: Temperaturverlauf der Brennkammer aus der 3-D Simulation

rücksichtigt, während die homogenen Gasphasen-Reaktionen durch das Eddy-Dissipation-Modell bestimmt wurden. Das Eddy-Dissipation-Modell geht von einer unendlich schnellen Chemie aus, wodurch die Reaktionsgeschwindigkeit rein von den Mischungsvorgängen zwischen Oxidator und Brennstoff bestimmt wird.

Die Reaktionskinetik, welche die Zersetzung der einzelnen Biomassebestandteile (Hemicellulose, Cellulose und Lignin) beschreibt, wurde anhand der TGA-Experimente ermittelt. Die kinetischen Parameter wurden in das numerische Verbrennungsmodell eingebunden, und anschließende Simulationsrechnungen von reiner Kohle und Kohle/Biomasse-Mischungen verglichen.

Ergebnisse

Exemplarisch sind Simulationsergebnisse der Versuchsbrennkammer in Abbildung 6 dargestellt. Es ist der Temperaturverlauf von reiner Kohleverbrennung und Mitverbrennung torrefizierter, pelletierter Sägespäne (20 kg Biomasse plus 100 kg Steinkohle.) gegenübergestellt. Es ist ersichtlich, dass die maximalen Temperaturen bei der Mitverbrennung von Biomasse, im Vergleich zur Verbrennung von reiner Steinkohle, niedriger sind. Dies ist auf die gröbere Korngrößenverteilung der Biomasse, sowie den geringeren Heizwert, zurückzuführen.

Zusammenfassung und Fazit

Die Torrefizierung ist eine Möglichkeit zur Vorbehandlung biogener Reststoffe. Bei Versuchen in einem Batchreaktor konnte der Brennwert der Proben um bis zu 35 Prozent gesteigert werden. Das O/C- und H/C-Verhältnis der Proben nähert sich den Werten von Braunkohle an.

Die Kinetik der Pyrolyse der drei Pseudo-Komponenten Hemicellulose, Cellulose und Lignin zu Biokoks wurde mit TGA-Experimenten untersucht. Durch eine mathematische Anpassung wurden die kinetischen Parameter Aktivierungsenergie und Frequenzfaktor sowie der Massenanteil bestimmt.

Bei Mitverbrennungsversuchen torrefizierter Biomassen mit Steinkohle in einer Staubfeuerung konnte die Flamme stabil gezündet werden. Der Koksbrand ist vergleichbar mit dem Koksbrand der reinen Steinkohle, auch wenn beim Mahlvorgang größere Partikel der Biomasse entstehen.

Die numerische Simulation bildet mit einem Fünf-Schritt-Mechanismus die Verbrennungsvorgänge ab, wobei die kinetischen Daten der TGA-Experimente verwendet werden. Die Mitverbrennung von torrefizierter Biomasse in der Staubfeuerung wurde simuliert. Bei den Temperaturen der Flamme ist ein Einfluss der größeren Biomassepartikel in der Steinkohle erkennbar.

Beitrag zu den Effizienzkriterien des Förderprogramms

Wirkungsgrad: Der Wirkungsgrad der thermischen Kraftwerke in den EU-27-Ländern beträgt knapp über 40 %, der durchschnittliche Wirkungsgrad des deutschen Kraftwerkparks liegt etwas darunter. Stand der Technik sind 46 % bei modernsten Steinkohlekraftwerken. Für die Torrefizierung und Pelletierung wird elektrischer Strom (ca. 100 kWh/t) und Wärme (für die Trocknung, ca. 110 kWh/t) benötigt. Zieht man die Bilanzgrenze um den Torrefizierungsreaktor inkl. Pelletierung, so beträgt der Wirkungsgrad unter der Annahme, dass die eigentliche Torrefizierung autotherm abläuft, und 90 % der Energie im Feststoff verbleiben, 87,1 %.

Technische Reife: Der schwedische Reaktor zur Torrefizierung der Biomasse kann in weiteren Projekten eingesetzt werden und dort unter realen Bedingungen als Pilotanlage getestet werden. Die Versuche in der Brennkammer mit 1 MW_{th} Leistung sind nur eine Zwischenstufe vor großtechnischen Untersuchungen in einem Kraftwerk. Diese Versuche sind daher dem Versuchsmaßstab zuzuordnen.

Gestehungskosten: Während in den Kraftwerken keine großen technischen Änderungen für eine Mitverbrennung notwendig sind, ergeben sich beim Einsatz des biogenen Brennstoffs (inkl. Torrefizierung), sowie bei Entsorgung der Asche und den Emissionen jedoch unterschiedliche Kosten gegenüber einer reinen Steinkohlelieferung.

Zur Bestimmung der Stromgestehungskosten wurde die Annuitätenmethode, angelehnt an das Methodenhandbuch verwendet. Aufgrund der deutlichen Unterschiede zwischen großen Kohlekraftwerken und verhältnismäßig kleinen Biomasseheizkraftwerken wurde die Berechnung, wo notwendig, angepasst.

Der Reaktorprototyp der schwedischen Firma AB Torkapparater wurde auf 8 t/h skaliert, mit dann dafür notwendigen Investitionen in Höhe von 1,85 Mio. Euro. Zusätzlich zu den Kapitalkosten sind für den Betrieb des Reaktors jährliche Kosten für Personal, Wartung und Versicherungen in Höhe von insgesamt ca. 1,7 Mio. Euro zu erwarten. Zusätzlich fallen Kosten für Strom und Wärme an, die ca. 1,9 Mio. Euro pro Jahr betragen.

Als Referenzkraftwerk wurde das Kraftwerk Mehrum (Elektrische Bruttoleistung 750 MW, Wirkungsgrad 40,5 %) verwendet, welche gut den durchschnittlichen Wirkungsgrad der EU-27 darstellt (BMWi 2013). Als Mitverbrennungsanteil werden 10 % (bezogen auf die thermische Leistung des Kraftwerks) und ein Preis für CO₂-Zertifikate von 7,00 € pro Tonne angenommen.

Als Brennstoffkosten wurden 35 €/t für Landschaftspflegeholz und 120 €/t für Holzpellets untersucht. Im günstigsten Fall mit 35 €/t für die biogenen Reststoffe ist bei 10 % Mitverbrennung mit einer Erhöhung der Stromgestehungskosten im Vergleich zur fossilen Referenz um 0,37 €/MWh_{el} zu rechnen. Der Torrefizierungsprozess selbst kostet ca. 45 Euro pro Tonne torrefiziertes Produkt. Da bei der Verbrennung torrefizierter Biomasse kein CO₂ aus fossilen Quellen freigesetzt wird, lassen sich die Mehrkosten durch CO₂-Zertifikate aus-

gleichen, die bei der Mitverbrennung von Biomasse im Vergleich zur reinen Steinkohlefeuerung entsprechend weniger benötigt werden. Unter den oben getroffenen Annahmen ist ein Preis von 11,50 €/tCO₂ notwendig, um die Mehrkosten der Mitverbrennung vollständig auszugleichen.

Wird ein Bezugspreis von 120 €/t für die biogenen Reststoffe angesetzt, steigen bei ansonsten gleichen Bedingungen durch den deutlich höheren Brennstoffpreis die Stromgestehungskosten im Vergleich zur reinen Steinkohlefeuerung um ca. 5,50 €/MWh_{el}. Dies bedeutet, dass ein Preisanstieg der CO₂-Zertifikate auf beinahe 72 €/tCO₂ notwendig ist, um die Mehrkosten einer Mitverbrennung auszugleichen.

Alternativ zum Anstieg des Zertifikatepreises wäre eine Förderung des regenerativ erzeugten Stroms mit ca. 0,4 – 5,9 Cent/KWh_{el} möglich.

Treibhausgas-Vermeidungskosten: Wie die Gestehungskosten können auch die Treibhausgas-Vermeidungskosten nur für den Mitverbrennungsfall berechnet werden. Im Vergleich zur fossilen Feuerung wird durch die Mitverbrennung CO₂ eingespart; allerdings wird bei der Bereitstellung der torrefizierten Biomasse auch zusätzlich CO₂ freigesetzt. In oben beschriebenem Szenario betragen die Treibhausgasvermeidungskosten 4,60 €/t CO₂ bei niedrigen Brennstoffkosten von 35 €/t bzw. 67,50 €/t CO₂ bei hohen Brennstoffkosten von 120 €/t.

Beschäftigungseffekte: Der hauptsächlichste Personalaufwand entsteht bei der Torrefizierung. Um die Reaktoren ideal auszulasten, sollten diese im Schichtbetrieb rund um die Uhr eingesetzt werden. Durch den dezentralen Einsatz der Reaktoren sind Beschäftigungseffekte vor allem an Orten zu erwarten, an denen die biogenen Reststoffe anfallen. Im Kraftwerk sind keine zusätzlichen Stellen zu erwarten.

Treibhausgasminderung: Gegenüber der reinen Steinkohlefeuerung reduzieren sich die freigesetzten Treibhausgase durch die Mitverbrennung torrefizierter Biomasse nahezu komplett durch die eingesparte Kohlemenge. Wird die komplette Infrastruktur weiter genutzt, wird hauptsächlich durch den Stromverbrauch bei der Torrefizierung und Pelletierung der Biomasse zusätzlich CO₂ aus fossilen Quellen freigesetzt. Durch eine zehnpromtente Mitverbrennung lassen sich 22,5 g CO₂/MJ_{el} im Kraftwerk netto erzeugten Stroms einsparen.

Rohstoffpotenzial: Das Rohstoffpotenzial wurde nicht bestimmt.

Robustheit: Die torrefizierten Brennstoffe eignen sich auch für den Einsatz in Kleinfeuerungsanlagen und bestehenden Biomassekraftwerken. Aufgrund der Vorteile beim Transport lassen sich neue Logistikketten errichten und biogene Reststoffe dort nutzen, wo ein Einsatz als Brennstoff bisher nicht rentabel war. Durch diese Kombination kann der Einsatz von torrefizierten Brennstoffen in Klein- und Biomassefeuerungen als Brückentechnologie dienen, um die Stromerzeugung aus biogenen torrefizierten Reststoffen in Großkraftwerken mit hohem Wirkungsgrad am Markt zu etablieren.

Aufgrund der Ähnlichkeit zu Braunkohle ist zu erwarten, dass torrefizierte Biomasse auch in zukünftigen Kraftwerken mit CO_2 -Abscheidung, z. B. beim Carbonate Looping oder Chemical Looping, weiter eingesetzt und so doppelt zur Reduktion von CO_2 -Emissionen beitragen kann.

Komplexität: Die größten technischen Herausforderungen sind in der Verwertung der bei der Torrefizierung freigesetzten Stoffe zu sehen. Diese sollten verbrannt werden, um mit der freigesetzten Wärme den Reaktor zu betreiben. Dabei muss unbedingt vermieden werden, dass Teere in den Leitungen auskondensieren. Entstehen während der Torrefizierung große Staubmengen, so müssen auch diese sicher abgeleitet werden.

Literatur

ARIAS, B.; PEVIDA, C.; FERMOSE, J.; PLAZA, M. G.; RUBIERA, F. & PIS, J. J. (2008): Influence of torrefaction on the grindability and reactivity of woody biomass. In: Fuel Processing Technology, 89, S. 169-175.

ALBAID, F., BUSCH, J.-P., STRÖHLE, J., EPPLE, B. (11.2012): Investigations on torrefied biomass for co-combustion in pulverized coal-fired furnaces, VGB PowerTech.

BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE (HEUTE: BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE) (2013): Energie in Deutschland : Trends und Hintergründe zur Energieversorgung. Berlin.

BUSCH, J.-P., ALBAID, F., STRÖHLE, J., EPPLE, B. (2013): Charakterisierung torrefizierter biogener Reststoffe hinsichtlich der Mitverbrennung in Großfeuerungen, 26. Dt. Flammentag, Duisburg.

STROH, A., ALBAID, F., BUSCH, J.-P., STRÖHLE, J., EPPLE, B. (2015): 3-D numerical simulation for co-firing of torrefied biomass in a pulverized-fired 1 MW_{th} combustion chamber. Energy. Voraussichtliche Veröffentlichung im 1. Halbjahr 2015 unter DOI 10.1016/j.energy.2015.03.078



Wärmeübertragungssystem für den Antrieb eines Stirlingmotors über die Verbrennung von Biomasse

Werner Siemers

Vorhaben: HTBioStir – Entwicklung eines Hochtemperaturwärmeübertragers für die Kopplung von Biomassekesseln mit Stirlingmaschinen

FKZ-Nr.: 03KB056

Laufzeit: 01.07.2011 – 30.12.2014

Zuwendungssumme: 381.966 €

Koordination:

CUTEC Institut GmbH
Leibnizstraße 21+23
38678 Clausthal-Zellerfeld
www.cutec.de

Kontakt:

Werner Siemers
Telefon: +49 (0) 5323 933 240
E-Mail: werner.siemers@cutec.de



Werner Siemers (Projektleiter):

Aus heißer Luft Strom produzieren. Das war die selbst gesetzte Aufgabenstellung. Um mit heißer Luft einen hohen Wirkungsgrad im Stirling zu erzielen, sind hohe Temperaturen im Feuerraum des Biomassekessels auf der Eingangsseite des Wärmetauschersystems gefordert. Damit ist die Aufgabe insgesamt recht anspruchsvoll.

Zusammenfassung

Es gibt eine Reihe von Stirlingmotor-BHKW auf dem Markt, die überwiegend mit Erdgas und ggfs. mit Solarenergie betrieben werden. Der Stirlingmotor bietet durch seine Charakteristik die Möglichkeit, externe Wärmequellen zum Antrieb des internen geschlossenen Stirling-Kreislaufes zu nutzen. Neben oben erwähnten Primärenergiequellen könnte auch Biomasse als regenerativer Energieträger in dezentralen Anwendungen eingesetzt werden. Eine direkte Beaufschlagung des Stirlingmotors mit heißen Rauchgasen führt dabei wegen unterschiedlichster Probleme nicht zum Erfolg. Daher wird der Einsatz eines Wärmetauschers vorgeschlagen, der aus dem Rauchgas einer Biomasseverbrennung heiße Luft für den Stirling zur Verfügung stellt. Für hohe elektrische Wirkungsgrade sind allerdings Systemtemperaturen im Stirling von etwa 900 °C vorzusehen. Dies bedingt den Einsatz hochlegierter Stähle bzw. die Nutzung von Keramiken oder heat pipes. Für das grundlegende Verständnis des zu lösenden Wärmeübertragungsproblems wurden in der ersten Phase des Projektes die Komponenten Stirlingmotor-BHKW und Hackschnitzelkessel als Beispiel für die Biomasseverbrennung vermessen. Aus den Messungen am Stirling ergeben sich die notwendigen Temperaturen und Massendurchsätze am Erhitzerkopf der Maschine. Die geforderten abgeschätzten Temperaturen des Rauchgases lassen sich nicht im Normalbetrieb des Kessels erreichen. Daher konnte über Veränderungen des Luftüberschusses und durch Vorwärmung der Verbrennungsluft ein höheres Temperaturniveau erreicht werden. Mit diesen Angaben ist ein Wärmeübertragerkonzept in Zusammenarbeit mit einem Hersteller von Wärmeträgerrohren entwickelt und umgesetzt worden. Die Messungen ergaben nach einigen Modifikationen ein ausreichendes Wärmeangebot über den Hackschnitzelkessel. Parallel wurde der Stirlingmotor auf den Betrieb mit Heißgas umgerüstet und erfolgreich getestet. Damit steht der Umsetzung des Gesamtkonzeptes nichts mehr im Wege.

Summary

There are several stirling-engine-CHP on the market, which are driven predominantly by natural gas and partially by solar energy. The stirling-engine offers by its characteristic the opportunity to use external heat sources. Besides above-mentioned primary energy sources this could be biomass as a renewable source in a decentralised application. Direct exposure of the stirling-engine with hot flue gases causes several difficulties and is no option. Therefore it is proposed to use a heat exchanger, which converts the flue gases from biomass combustion into hot air. High electrical efficiencies need system temperatures in the range of 900 °C at the stirling. This calls for high alloy steel or the use of ceramics resp. heat pipes. To understand the fundamental heat transfer mechanism during the first phase of the project the components stirling-engine-CHP and wood chip boiler as example for biomass combustion were analysed. The measurements at the stirling determine the temperatures and mass flow at the heater head of the engine. The estimated necessary temperature level is not reached in normal operation of the boiler. Thus, through changes in excess air ratio and pre-heating of incoming air the level was achieved. The results of the measuring campaign led to a design concept of a heat exchanger system in cooperation with a supplier of heat transfer pipes. After construction and modifications the measure-

ments showed a sufficient heat supply from the wood chip boiler. Parallel to that the stirling engine was changed to operation with hot gas and successfully tested. The realisation of the whole concept can follow.

Hintergrund und Zielstellung

Neben Solarstrahlung und Wind ist Biomasse eine wichtige Primärenergiequelle bei einer auf erneuerbaren Energieträgern basierenden Energieerzeugung. Biomasse eröffnet in den unterschiedlichen Dargebotsformen eine energieträgerübergreifende Nutzung in der Stromerzeugung, bei der Wärmebereitstellung und als Kraftstoff. Biomasse eignet sich insbesondere für eine dezentrale Nutzung, da vor Ort Biomasse erzeugt und umgewandelt bzw. konsumiert werden kann. Grundsätzlich sollte bei allen Arten der Erzeugung von Strom, Wärme und Kraftstoff ein möglichst hoher Wirkungsgrad erzielt werden. Eine dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung setzt diesen Anspruch gut um. Für die Nutzung von fester Biomasse zur dezentralen Energieerzeugung mangelt es jedoch noch an funktionierenden Betriebssystemen. Dies hat systemtechnische Gründe. Eine Einordnung der Technologien zur elektrischen Energieerzeugung aus Biomasse in Abhängigkeit der elektrischen Kapazität ist in Abbildung 1 dargestellt.

Die konventionelle Dampfturbinen-Technologie für den Einsatz von Biomasse in Kraftwerken findet ihre Begrenzung bei einer Größe zwischen 1 bis 2 MW elektrischer Leistung. Ein weiteres downscaling ist aus Effizienz- und Kostengründen nicht sinnvoll. Im kleineren Leistungsbereich von 50 kW bis 1 MW können der ORC-Prozess (Organic Rankine Cycle)

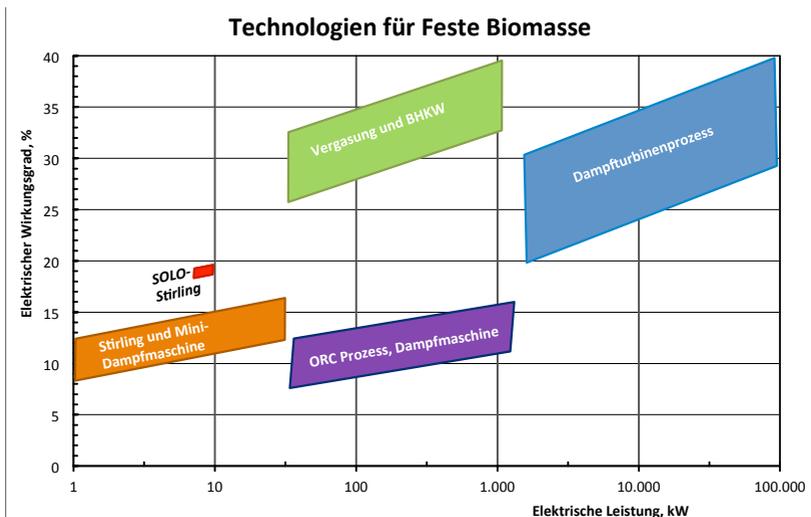


Abbildung 1: Wirkungsgrad- und Leistungsbereiche unterschiedlicher Technologien zur Stromerzeugung aus Biomasse

und die Vergasung von Biomasse mit anschließender Nutzung in einem Gas-Motor eingeordnet werden. Auf dem sehr niedrigen Level der Mikro-KWK (Kraftwärmekopplung), was der Ebene der privaten Haushalte oder dem dezentralen Ansatz entspricht, sind elektrische Kapazitäten in einer Größenordnung von 1 bis 10 kW angesiedelt (Siemers 2010a). In diesem Sektor sind oft Stirling-Motoren als Technologie favorisiert (Ramesohl 2010).

Es gibt mehrere Stirlingmotor Konzepte: Die Frei- oder Einkolben-Stirlingmotoren, den 4-Kolben-Stirling oder die 2-Kolben-Stirlingmaschinen. In den meisten Fällen basiert der Prozess auf Erdgas als Energieträger. Die Nutzung von festen Biomasse-Ressourcen wie Hackschnitzel oder Pellets ist auf Pilotanlagen und einige Test-Applikationen beschränkt. Abbildung 2 zeigt eine Übersicht der marktverfügbaren KWK-Anlagen mit Stirlingmaschinen, mit Erdgasbrenner im 1 kW-Leistungsbereich (diverse Anbieter mit Motoren von Microgen oder Infinia), mit vorgeschalteter Biomasse-Vergasung (Sunmaschine) oder in Kombination mit einem Biomassekessel – Stirling DK/Mawera – und das hier beschriebene Projekt HTBioStir mit dem SOLO-Stirling (Müller-Janßen 2010, Obernberger 2010). Der erreichbare elektrische Wirkungsgrad ist bei diesen Motoren stark von der Systemtemperatur und dem Systemdruck der Maschinen abhängig. Für Wirkungsgrade über 20 % sind Temperaturen im Bereich des Wärmetauschers der Stirlingmotoren von über 800 °C erforderlich; und das bei sehr hohen Systemdrücken von über 140 bar des Arbeitsmediums.

Der V-2- α -Stirlingmotor von Cleanergy (früher SOLO) ist das einzige kommerzielle BHKW, das nach Herstellerangaben bei Erdgasnutzung einen elektrischen Wirkungsgrad von 24 % erreicht (Cleanergy 2010). Die in den letzten Jahren auf dem Markt angebotenen erdgasbe-

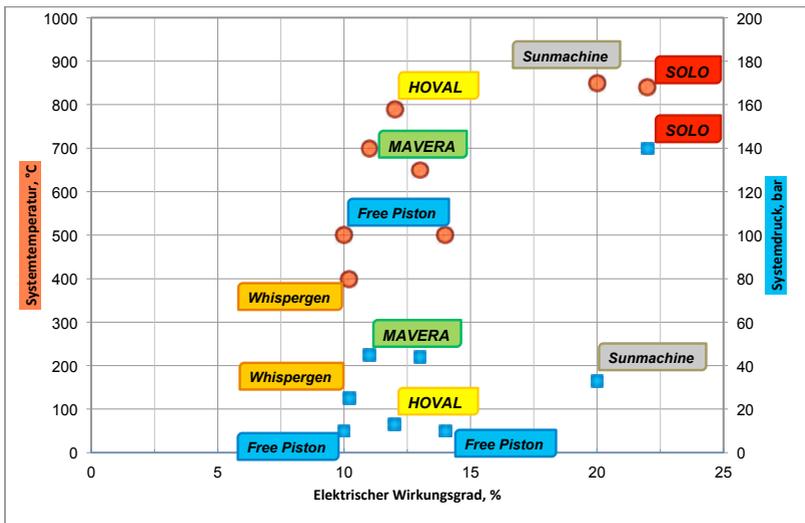


Abbildung 2: Elektrischer Wirkungsgrad in Abhängigkeit von Systemdruck und Systemtemperatur für verschiedene Stirlingkonzepte

triebenen Stirlingmotor-BHKW – Whispergen und die Microgen Freikolben-Motoren – erreichen bei Maschinen-Temperaturen von maximal 500 °C gerade einmal 10 % Wirkungsgrad, der Motor von Infinia etwa 14 % (Microgen 2010, Infinia 2010). Diese Anlagen werden meist in Kombination mit einem Zusatz-Brenner als Heizsysteme für private Haushalte verkauft.

Auffallend ist, dass die Biomasse betriebenen Stirling-Konzepte – Stirling DK, Sunmaschine (Kuhaupt 2010) und SOLO – alle mit Maschinentemperaturen von mindestens 800 °C arbeiten. Bisher wurde vorrangig die direkte Kopplung von Biomasse-Kessel und Stirlingmotor bevorzugt, d. h. der Erhitzerkopf wurde in den Abgas-Weg nach dem Feuerraum platziert (DBU 2010, Groß 2009, Schaumann 2003). Das hat den Nachteil, dass die feinen Asche-Partikel sowie unverbrannte Teerbestandteile den Wärmetauscher verschmutzen und damit den Wärmeübergang verschlechtern bzw. verhindern. Es muss daher in regelmäßigen Abständen der Erhitzerkopf gereinigt werden.

Eine andere prinzipielle Möglichkeit ist, den Stirlingmotor über einen indirekten Wärmeübergang anzutreiben. Dazu müssten die heißen Abgase aus der Biomasseverbrennung in Heißgas umgewandelt werden. Das Heißgas kann dann als „Ersatz“ für die Gasflamme bzw. die Abgase davon dienen. Dabei sollte eine möglichst hohe Übertragungstemperatur angestrebt werden, um den elektrischen Wirkungsgrad in Bereichen von 20 % zu erreichen.

Letzterer Weg ist daher das Ziel im Projekt HTBioStir, welches im Juli 2011 gestartet und Ende 2015 abgeschlossen wurde. Es geht dabei um die Entwicklung eines Hochtemperatur-Wärmeübertragers zur Kopplung der bereits im „Energiepark Clausthal“ vorhandenen Anlagen – KÖB-Biomasse-Kessel und SOLO-Stirlingmotor-BHKW 161 (Siemers 2011b).

Vorgehensweise und Grundlagen

Methodisches Vorgehen

Die Herausforderung sind die hohen erforderlichen Temperaturen im Bereich des Stirling-Erhitzerkopfes, um einen effizienten Biomasse-Umsatz mit einem elektrischen Wirkungsgrad des Motors von über 20 % zu erreichen. Da es sich um grundsätzliche Überlegungen handelt, sollten in einer ersten Stufe die Aggregate SOLO-Stirling und Biomasse-Kessel vermessen werden. Wichtigste Ergebnisse der Messungen sind Temperaturen an bestimmten Orten, Massendurchsätze und sich daraus ergebende Energiebilanzen. Aufgrund der Messergebnisse können dann mögliche Wärmeübertragerkonzepte diskutiert und analysiert werden. Prinzipiell geht es um die Nutzung des Abgasenthalpiestroms der Verbrennung von Biomasse. Die direkte Nutzung führt – wie oben kurz erläutert – zu technischen Problemen. Die indirekte Nutzung über den Übertragungsweg auf einen anderen Wärmeübertrager wird daher favorisiert (siehe Abbildung 3, Siemers & Senkel 2012). Dabei können Regeneratoren oder Rekuperatoren eingesetzt werden. Die Regeneratoren führen wahrscheinlich zu Platzproblemen und zu technischen Begrenzungen aufgrund der hohen anzustrebenden Temperatur. Damit verbleiben als wahrscheinliche Lösungsmöglichkeit die Rekuperatoren. Die unterschiedlichsten Ausführungsformen sind dabei möglich. Am

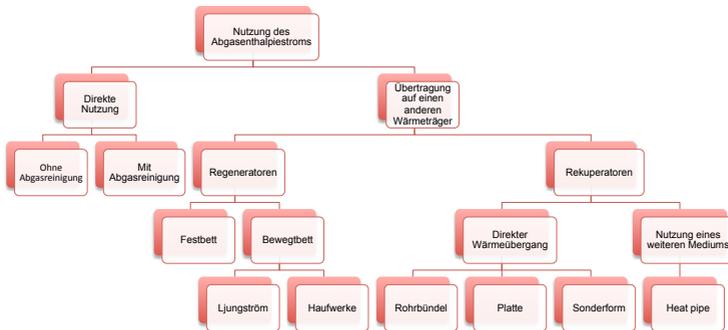


Abbildung 3: Prinzipieller Aufbau der Wärmeübertragungsaufgabe

gebräuchlichsten sind Rohrbündel- oder Platten-Wärmeübertrager. Eine Sonderform stellen heat pipes dar, bei denen ein weiteres Übertragungsmedium zwischengeschaltet wird.

Nach einer Entscheidung für ein Konzept erfolgt das Design und die Fertigung der notwendigen Komponenten. Sowohl SOLO-Stirling als auch Hackschnitzel-Kessel müssen danach umgebaut und wiederum getestet und vermessen werden. Letzter möglicher Arbeitspunkt ist dann die endgültige Kopplung der Komponenten zu einem Gesamtsystem (Bethge 2013).

Stirlingmotor-BHKW

Als einer der ersten kommerziellen Anbieter trat SOLO Stirling GmbH in den Markt ein. Nach mehreren Insolvenzen wurde die Technologie von der schwedischen Firma Cleanergy übernommen, die ab 2009 das Gerät in Serie produziert – Erdgas betriebene BHKW und Stirlingsysteme für konzentrierende Solarkollektoren. Ein Stirling-Doppelkolbenmotor in V-Ausrichtung wurde in einem Gesamtpaket mit Erdgas-Flox®-Brenner zu einem BHKW mit maximal 9 kW_{el} integriert. Der als 90° V-Zweizylinder konzipierte Motor „SOLO-Stirling 161“ verfügt über einen Verdichtungs- und einen Arbeitszylinder, zwischen denen das Arbeitsgas Helium über einen Erhitzerkopf in einem geschlossenen Kreisprozess hin- und her-geschoben wird. Der Erhitzer besteht aus Röhrchen mit Rippen, die von der Wärmequelle – dem Flox®-Brenner – auf etwa 800 °C erwärmt werden (Siemers 2011b). Das verwendete Gerät ist in der Abbildung 4 gezeigt. Vorne ist die Abdeckung der Prallplatte zu sehen, die den Abgasstrom nach Durchlaufen des Erhitzerkopfes nach hinten in Richtung Erdgasbrenner und Abgasstutzen führt.

Zur Bilanzierung der Anlage wurden vom Brenner über die Prallplatte, den Erhitzerkopf bis zum Abgas-Wärmetauscher Thermoelemente eingebaut. In Abbildung 5 ist eine technische Zeichnung mit allen relevanten Bauteilen beigefügt. Der Längsschnitt (Teil 1) zeigt links den Brenner, den Brennraum und rechts den Erhitzerkopf mit der Umlenkung über die Prallplat-



Abbildung 4: SOLO-Stirling, freigelegt

te. Grün markiert sind die Positionen der Thermolemente. Ebenso angegeben sind die gemessenen Temperaturen. Teil 2 der Abbildung 5 gibt eine Ansicht durch den Erhitzerkopf wieder. Das Arbeitsgas Helium durchströmt den Erhitzerkopf von rechts nach links und nimmt dabei die durch den Erdgasbrenner erzeugte Wärme auf.

Die elektrische Leistung des SOLO-Stirlings bestimmt sich über den internen Druck des Heliumkreislaufes. Die weiteren Parameter wie Brennerleistung und Zuluft werden von der Steuerung entsprechend eingeregelt. Als ein Beispiel sind im Diagramm (Abbildung 6) die Temperaturverläufe ausgewählter Messpunkte dargestellt (Senkel & Siemers 2013). Dabei wurden unterschiedliche Leistungsstufen angefahren.

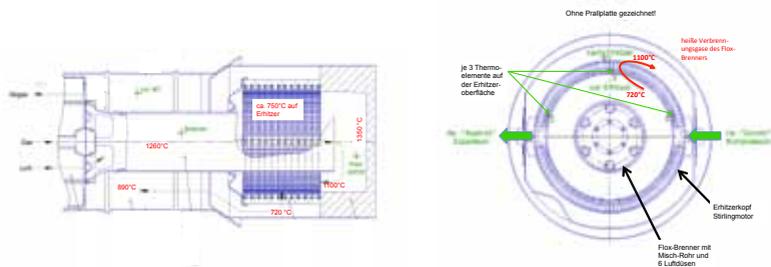


Abbildung 5: Längsschnitt durch den Stirling (Teil 1) und Ansicht ohne Prallplatte (Teil 2)

Die Flammentemperatur erreicht 1.200 °C bis 1.290 °C. Der Brenner hält die Erhitzer-Temperatur (im Prinzip das Helium) über den Druckbereich konstant. Aufgrund der variierenden Heliumdrücke im Motor muss die Wärmezufuhr angepasst werden, um immer eine konstante Erhitzer-Temperatur für den stabilen Betrieb des Stirlings zu erreichen. Gut zu erkennen ist die Regelung des Brenners an den Temperaturunterschieden, gemessen vor und nach dem Erhitzer. Mit sinkendem Maschinendruck verringert sich die Temperatur vor dem Erhitzer um insgesamt 100 °C über den gesamten Regelbereich (rote Linie). Die Temperatur nach dem Erhitzer verringert sich nur um max. 10 °C bis 15 °C (orange Linie). Der Temperaturunterschied durch den Erhitzer beläuft sich demnach auf einen Bereich von 440 °C bis 325 °C. Im hohen Druckbereich bei 120 bar (hohe elektrische Leistung) wird der heißen Verbrennungsluft also „mehr“ Wärme entzogen als bei einem Maschinendruck von z.B. 50 bar. Am „Umlenkpunkt“ der heißen Verbrennungsluft im Bereich der Prallplatte werden die höchsten Temperaturen bis ca. 1.500 °C gemessen, unmittelbar vor dem Wärmetauscher Heißgas-Temperaturen von bis zu 1.150 °C. Ganz dicht an der Oberfläche des Erhitzerkopfes betragen die Temperaturen ca. 730 °C bis 770 °C (Siehe Abbildung 5, Teil 1). Diese Temperaturen stellen die Anforderung an den zu konstruierenden Wärmeüberträgermechanismus dar. Es muss sichergestellt werden, dass auf dem Erhitzerkopf ein Temperaturniveau von im Mittel 750 °C erreicht werden kann. Aus den Energiebilanzen lässt sich der benötigte Energieeintrag in den Stirling-Kreislauf abschätzen. Netto sind dies etwa 12 kW, die in den Heliumkreislauf eintreten. Vor dem Erhitzer stehen etwa 26 kW zur Verfügung. Aus diesem Zusammenhang ergibt sich auch ein angenäherter Strömungsdurchsatz von etwa 230 Norm-m³ pro Stunde (Sachno 2012).

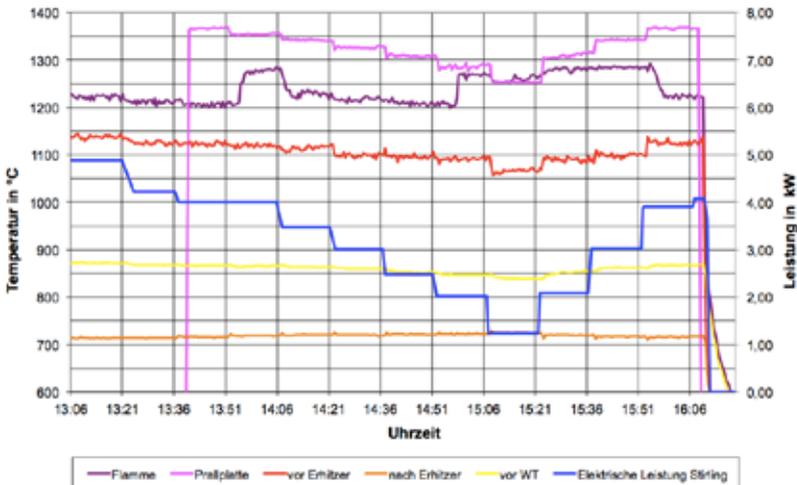


Abbildung 6: Gemessene Temperaturen bei veränderten Leistungsstufen des SOLO-Stirlings

Hackschnitzelkessel

Der Holz hackschnitzelkessel ist ein Pyrttec-Unterschubheizkessel des Herstellers KÖB und Schäfer mit einer Heizleistung von 150 kW bei Warmwassertemperaturen von 80 °C bis 85 °C. Betrieben wird die Anlage mit Holz hackschnitzeln (Energiehackgut). Der Feuerraum des Kessels befindet sich im unteren Teil. Hier sind der Brennstoffeintrag, Rost, Prim- und Sekundärlufteintrag gelegen. Es wurden einige Thermoelemente montiert, um diesen Bereich bilanzieren und die am besten geeignete Stelle für die Platzierung des Hochtemperaturwärmeeübertragers ermitteln zu können. Direkt im Anschluss befindet sich das Flammrohr mit dem darüber liegendem Röhren-Wärmetauscher zur Wärmeübergabe der heißen Brenngase an das Heizungswasser. Eine 3D-Zeichnung des KÖB-Biomassekessels zeigt die Abbildung 7. Im unteren rechten Teil der Abbildung ist der Rost mit der Primärluftzugabe und dem automatischen Hackschnitzeleintrag zu sehen. In der Rückwand über dem Rost befinden sich vier Öffnungen, über welche ein Teil der Sekundärluft eingebracht wird. Das Gebläse für die Sekundärluft saugt die Umgebungsluft an und bläst diese zusätzlich in den Außenmantel rund um den Feuerraum des Kessels. Durch Öffnungen in diesem Stahlmantel – mit angeschweißten Stutzen – wird der größte Teil der Sekundärluft im Feuerraum verteilt.

Die ersten Messungen wurden bei der Grundeinstellung des Kessels durchgeführt. Die Verbrennungstemperatur ist hierbei mit maximal 1.100 °C bestimmt (Abbildung 7, Teil 1). Das Ergebnis liegt etwas unterhalb der Literaturangaben für Rostfeuerungen mit 1.200 °C. Für die Aufgabe zur Kopplung an den Stirling erscheinen die Temperaturen noch etwas zu niedrig. Erhöhen kann man das Temperaturniveau durch Vorwärmung der Verbrennungsluft und/oder durch Veränderung des Luftüberschusses im Feuerraum. Der Luftüberschuss (gemessener Sauerstoff im Abgas) stellt dabei den Steuerungsparameter des Kessels dar, der die Brennstoffzufuhr über den Schneckeneintrag regelt (Kaczorowski 2013). Abbildung 7, Teil 2 zeigt die gemessenen Temperaturen bei einer Sekundärluft-Vorwärmung von 100 °C, einem reduzierten Sauerstoffwert in der KÖB-Steuerung von 8 % auf 5 % (Chen 2013) und einer zusätzlichen Isolierung des vorderen Teils des Flammrohrs. Es können jetzt Feuerraum-Temperaturen von fast 1.300 °C gemessen werden. Durch die teilweise

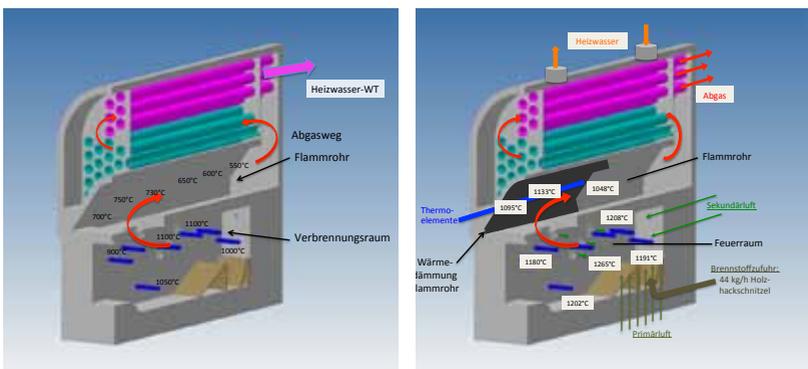


Abbildung 7: Messungen in Grundeinstellung KÖB-Kessel (Teil 1), Messungen nach Modifikationen (Teil 2)

Isolierung des Flammrohrs – und damit der Unterbindung des Wärmeübergangs an das darüber strömende Heizwasser – wurden im Bereich des Übergangs Feuerraum zum Flammrohr und dem Flammrohrverschluss-Deckel die Temperaturen deutlich erhöht. Das ist erforderlich, da der Hochtemperatur-Wärmeübertrager (HT-WT) durch den Flammrohrverschluss schräg nach unten über den vorderen Teil des Flammrohrs in den Feuerraum eingesetzt werden soll. Ohne diese Maßnahme hätte sich die erhitzte Luft im HT-WT auf dem Weg aus dem Feuerraum im Bereich des Flammrohrs wieder abgekühlt.

Ergebnisse

Konstruktion und Einbau Wärmetauschersystem, Umbau Stirling

Nach Auswertung der Messdaten des KÖB-Kessels und des SOLO-Stirlingmotors und der Erstellung eines Lastenheftes (Senkel & Siemers 2012) wurde zusammen mit dem Ingenieurbüro Eckrohrkessel ERK GmbH ein Wärmeübertrager-Konzept entwickelt, um die aus dem Kessel auszukoppelnde ca. 1.050 °C heiße Luft zum Stirling-Erhitzerkopf zu transportieren (Sachno 2012). Mit einem Seitenkanal-Verdichter wird Umgebungsluft angesaugt, welche von der noch ca. 860 °C heißen Luft aus dem Hochtemperaturwärmetauscher HT-WT mit einem weiteren Luft-Luft-Wärmetauscher LLWT auf ca. 790 °C vorgewärmt wird, bevor diese in den HT-WT eintritt (Abbildung 8). Mit der noch ca. 100 °C warmen „Restluft“ kann vorgewärmte Zuluft für die Biomasseverbrennung zur Verfügung gestellt werden. Bei einer Feuerraumtemperatur von 1.250 °C wird in dem HT-WT heiße Luft von 1.050 °C erzeugt, die in den Stirling eintritt. Aus dem Stirling stehen dann noch 860 °C für die Vorwärmung zur Verfügung.

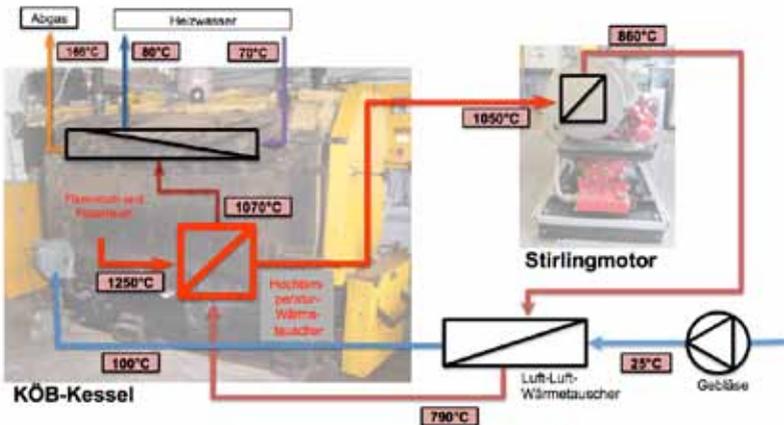


Abbildung 8: Vorgesehener Wärmetauscher-Kreislauf

Es wurde für den Bau des ersten Prototypen ein Rekuperator als Rohrbündel-WT ausgewählt. Der HT-WT wird aus sog. ip@tubes hergestellt. Das sind Glattrohre mit gleichmäßig angeordneten Vertiefungen, welche in den wandnahen Bereichen Turbulenzen im Strömungsmedium hervorrufen, was eine bis zu 25 % bessere Wärmeübertragung bei gleichem Druckverlust im Vergleich zum Glattrohr erzeugt. Weitere Vorteile zeigen sich durch geringere Verschmutzung durch Verwirbelungen an der Rohrrinnen- und Rohraußenseite, sowie Platzeinsparung durch kleinere Rohrbündel aufgrund kleinerer Übertragungsflächen (Lamont 2013). Gleichzeitig ist der LLWT auch als Rohrbündelwärmetauscher ebenfalls mit ip@tubes gefertigt worden. Der HT-WT wird konstruktiv durch die Feuerraumklappe in die heiße Zone des Kessels geführt. Die übereinanderliegenden Bündel münden jeweils in einen Sammler der „heißen“ und „kalten Seite“ (Abbildung 9). Die übrigen Elemente des Wärmetauscher-Kreislaufes sind als Versuchsstand errichtet und in Betrieb genommen worden.

Um die erzeugte Heißluft über den Erhitzerkopf des Stirlingmotors strömen lassen zu können, mussten das Mischer-Rohr, die Prallplatte und die Endkappen der Einhausung des Motors und des im Original vorhandenen Flox®-Brenners angepasst werden. Das Mischer-Rohr wurde verkürzt nachgebaut und das Ende spitz zulaufend verschlossen. Auch die Prallplatte musste neu mit einer Öffnung in der Mitte gefertigt werden, damit die Heißluft zukünftig durch die Prallplatte auf den Erhitzer trifft. Dabei muss die Prallplatte den Ring des Erhitzers mit abdecken, so dass die Luft gezwungen wird durch die Rippenfläche des



Abbildung 9: Der HT-WT in Vorbereitung für den Einbau in den Kessel



Abbildung 10: Erfolgreicher Umbau des SOLO-Stirlings

Erhitzers zu strömen, um das gesamte Helium zu erhitzen. Abbildung 10 zeigt die eingebauten Teile sowie den gesamten Stirling mit neu gefertigten Endkappen als Übergang auf den Heißluft-Kreislauf.

Messungen am Stirling-BHKW mit Heißluftbeaufschlagung

Der umgebaute Stirling konnte an den Abgasausgang einer regenerativen thermischen Nachverbrennungsanlage (RNV) angeschlossen werden. Die Anlage stellt den notwendigen Volumenstrom und annähernd die geforderten Temperaturen zur Verfügung. Der Stirling wurde in Kooperation mit dem Hersteller umprogrammiert, und zwar auf die Solardish-Variante. Diese Steuerung erlaubt den Betrieb des Stirlings über externe Wärmequellen. Ab etwa 500 °C im Erhitzer wird der Generator gestartet und der Kreisprozess in Gang gesetzt. Je nach Wärmeangebot kann dann Elektrizität erzeugt werden. Überschüssige Wärme ist über einen Heizkreislauf nutzbar (wie im BHKW vorgesehen). Die Abbildung 11 zeigt exemplarische Ergebnisse. Es wurde ein Volumenstrom von etwa $200 \text{ m}_N^3/\text{h}$ erzielt. Die RNV liefert etwa 850 °C an Abgas und dies relativ konstant. Vor dem Eintritt in den Stirling kommen im Mittel noch 820 °C an. Die Temperaturen und Verläufe sind in der Abbildung 11 zu sehen. Entlang des Strömungsweges durch den umgebauten Stirling ist eine Reihe von Temperaturmessstellen installiert. Die Temperatur vor dem Erhitzer steigt auf maximal 750 °C, nach dem Erhitzer bewegt sie sich um 500 °C bis 550 °C. Auch die Temperaturen im Stirling (Zusatz „Mitte“) liegen in dem Bereich 450 °C bis 550 °C. Die in einer weiteren Messung aufgenommene interne Maschinentemperatur des Stirlings steigt auf 500 °C an (Ansprechwert für Stromerzeugung) und erhöht sich im Verlauf des Versuches (Erhöhung des Massendurchsatzes) auf bis zu 550 °C. Das bedeutet, dass bei einer Zuführung von heißen Gasen über 800 °C die Maschine anspringt und Strom produzieren kann. Die erreichten elektrischen Leistungen liegen bei 300 W bis 400 W. Dabei ist der Maschinendruck noch relativ niedrig mit 30 bzw. 35 bar im Heliumkreislauf. Für höhere elektrische Leistungen sind höhere Maschinendrucke notwendig. Damit ist gezeigt worden, dass der SOLO-Stirling mit heißer Luft betrieben werden kann.

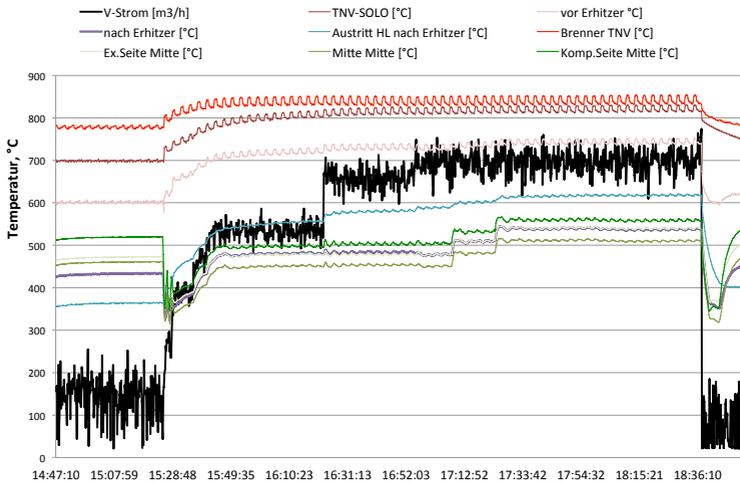


Abbildung 11: Gemessene Temperaturen im umgebauten SOLO-Stirling hinter einer RNV

Messungen am Hackschnitzelkessel mit Hochtemperaturwärmetauscher

Nach erfolgtem Umbau des Kessels, dem Einbau des HT-WT in den Feuerraum sowie der Erstellung der gesamten Peripherie mit LLWT, Zuluftgebläse und Aufteilung der Zuluft in vorgewärmte Primär- und Sekundärluft wurde das Gesamtsystem in Betrieb genommen

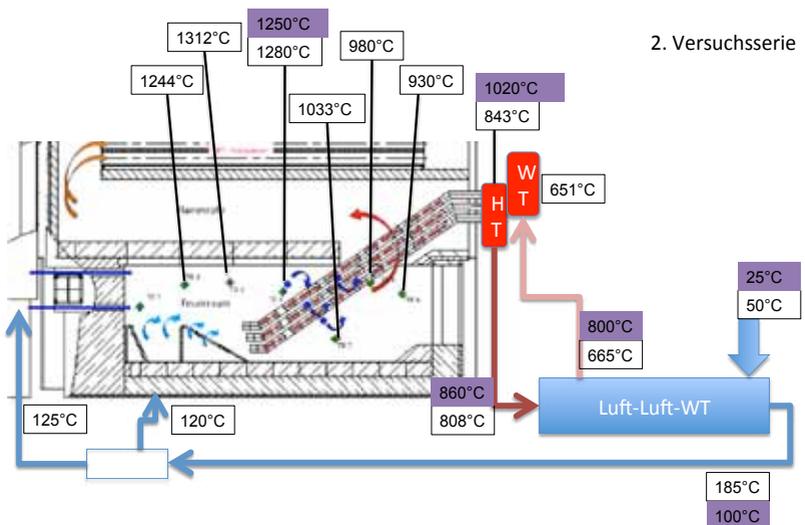


Abbildung 12: Prinzipschaltung des Wärmeübertrager-Systems mit gemessenen Temperaturen

und mit Messtechnik ausgestattet. Mehrere Versuchsreihen sind gefahren worden, um Luftdurchsatz, die Aufteilung Primär- zu Sekundärluft, Kesselparameter und weitere Einstellungen zu testen und zu verifizieren. Der Stirling ist bei diesen Versuchen noch nicht integriert, er würde nach dem HT-WT vor Eingang in den LLWT platziert werden. Die Abbildung 12 zeigt ein Ergebnis aus der Versuchsserie 2 mit der Angabe der gemessenen Temperaturen an den verschiedenen Stellen (zum Vergleich die Auslegungsdaten in violett). Im Feuer-raum werden Temperaturen bis zu 1.300 °C erzielt, erreicht über die Luftvorwärmung mit etwa 120 °C. Unterhalb des Rohrbündels des HT-WT stehen noch 930 °C bzw. 1.033 °C an. Scheinbar wird die untere Lage des Rohrbündels nicht mehr so intensiv erhitzt, so dass sich eine Temperatur im Sammelrohr außerhalb des Kessels von etwa 843 °C ergibt. Diese liegt unter der Auslegungstemperatur von 1.020 °C. Gemäß obiger Messung des Stirlings an der RNV würde diese Temperatur dennoch gerade ausreichen, um den Motor anzutreiben. Der LLWT liefert aufgrund des insgesamt etwas reduzierten Temperaturniveaus lediglich 650 °C als Eingang in den HT-WT (statt 800 °C). Die Durchsätze im Luftkreislauf bewegten sich zwischen 200 und 250 m_N³/h.

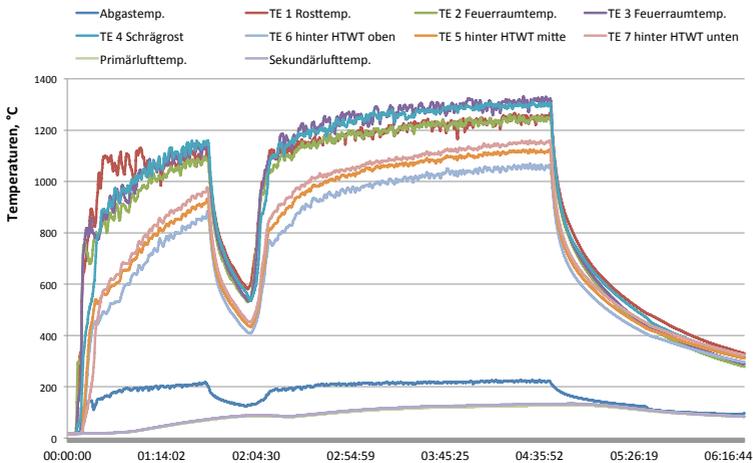


Abbildung 13: Verlauf der Temperaturen im Kessel

Das gesamte System bietet Raum für Optimierungen in verschiedene Richtungen wie die Veränderung der Luftdurchsatzrate, eine Veränderung des Primär-/Sekundärluftverhältnisses, über die Brennstoffzufuhr oder den Luftüberschuss. Als eine konstruktive Maßnahme wurde ein weiteres Schamottestück in den Flammrohrbereich eingesetzt, um vermehrt Wärmeenergie auf den HT-WT und in den darunterliegenden Teil umzulenken. Zusammen mit weiteren Anpassungen der Sekundär- und Primärluftaufteilung und des Luftdurchsatzes ergab sich ein insgesamt verbessertes Ergebnis. In der Abbildung 13 sind die Feuer- raumtemperaturen über den Versuchsablauf wiedergegeben. Unterhalb des Rohrbündels ist das Temperaturniveau nun bis auf 1.150 °C (TE5 bis TE7) – höher als im Versuch oben - angestiegen. Die Temperatur im HT-WT ist dadurch auf maximal 928 °C gesteigert worden, wie die Abbildung 14 zeigt (gegenüber Wert von oben mit 843 °C). Der Ausgang des LLWT konnte auf über 700 °C angehoben werden. Damit ist dieses letzte Maßnahmenpaket in die richtige Richtung konzipiert gewesen. Die Durchsätze im Luftkreislauf bewegten sich zwischen 200 und 280 m_N³/h und damit ebenfalls im angestrebten Fenster.

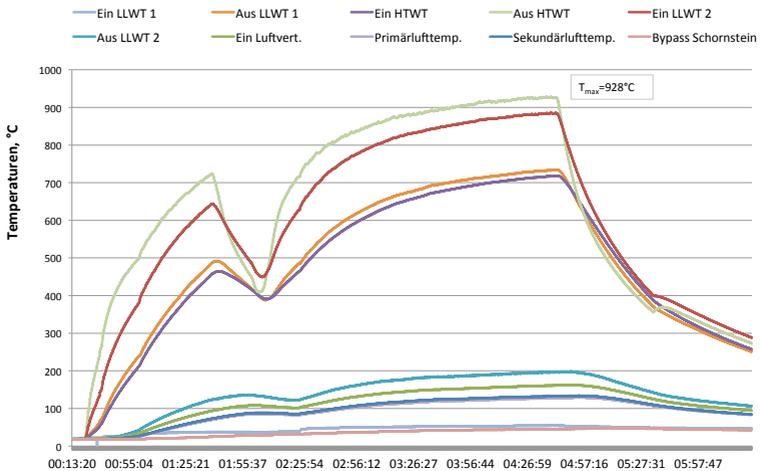


Abbildung 14: Verlauf der Temperaturen im WÜ-Kreislauf

Übertragbarkeit und Ausblick

Technische Realisierung

Durch die grundlegenden Überlegungen, Versuche und Auswertungen ist gezeigt worden, dass ein Gesamtsystem aus Hackschnitzelkessel und Stirlingmotor über eine indirekte Wärmeübertragung koppelbar ist (Kölling 2014, Senkel & Siemers 2014). Der SOLO-Stirling kann so umgerüstet werden, dass er aus „heißer“ Luft Elektrizität produziert. Die dazu notwendigen Randbedingungen für eine biomassebasierte Erzeugung der heißen Luft lassen sich über ein System aus Luftvorwärmung, Luft-Luft-Wärmetauscher zur Vorwärmung der Heißluft und schließlich einem im Hackschnitzelkessel integrierten Hochtemperaturwärmeübertrager aus hochlegiertem Stahl einstellen. Damit kann die notwendige Temperatur mit dem notwendigen Durchsatz an heißer Luft aus dem Hackschnitzelkessel zur Verfügung gestellt werden. Durch das hohe Temperaturniveau ist ein hoher elektrischer Wirkungsgrad am Stirlingmotor erreichbar.

Durch die Untersuchungen ist das Prinzip vorgegeben. Es wurden allerdings in dem Vorhaben vorhandene Aggregate und Komponenten eingesetzt, die nicht auf den vorgesehenen Endzweck konstruiert worden sind. Zur endgültigen technischen Realisierung ist daher ein Design-Konzept zu erstellen, dass auf der Grundlage der erzielten Ergebnisse eine technisch ausgereifte Lösung anbietet.

Effizienzkriterien

Im Hinblick auf das Förderprogramm Energetische Biomassenutzung lässt sich in der Zusammenfassung in der Tabelle 1 folgendes anmerken.

Tabelle 1: Bewertungsmatrix

Kriterien	Relevanz, Bestimmung
TECHNISCHE	
Wirkungsgrad	Über den Einsatz des SOLO-Stirlings ist ein hoher elektrischer Wirkungsgrad bei der Umwandlung von Primärenergie in Strom möglich. Der Gesamtwirkungsgrad des Systems wird dabei allerdings thermisch bestimmt.
Technische Reife	Pilotmaßstab ist erreicht worden, Demonstrations- und kommerzieller Maßstab können als nächste Schritte erfolgen.
WIRTSCHAFTLICHE	
Gestehungskosten	Sind nicht ermittelt worden.
THG-Vermeidungskosten	Sind nicht ermittelt worden.
Beschäftigungseffekte	Sind nicht ermittelt worden.
UMWELT-	
THG-Minderung	Minderungen ergeben sich aus der Stromsubstitution über Biomasse gegenüber dem fossilen Referenzsystem.

Literatur

- BETHGE, A. (2013): Übersicht und Auswahl eines Wärmetauscherverfahrens zur Kopplung eines Stirling-motors mit einer Biomassefeuerung. Diplomarbeit, TU-Clausthal.
- CHEN, X. (2013): Versuche zur Erhöhung der Feuerraumtemperatur in einem Biomassekessel als Voraussetzung für die gekoppelte Stromerzeugung mit einem Stirlingmotor. Studienarbeit, TU-Clausthal.
- CLEANENERGY (2010): Combined heat and power unit, download von www.cleanenergyindustries.com
- DBU (2010): Projektkenblatt der DBU, Felderprobung eines neu entwickelten Stirling-Motors in Kombination mit einer Klein-Holzfeuerungsanlage, Az 21867, unter www.dbu.de.
- GROSS, B. (2009): Biomassekessel/Stirlingmotor Kombination, Stand der Technik und Perspektiven, 6. Mitteldeutscher Bioenergie tag, Leipzig, 24.4.
- INFINIA (2010): Information über infinia, u.a. von www.infiniacorp.com.
- KACZOROWSKI, C. (2013): HTBioStir – Auslegung, Auswahl und Inbetriebnahme einer Luft-Vorwärmung zur Erhöhung der Feuerraum-Temperatur in einem Hackschnitzelkessel. Studienarbeit, TU-Clausthal.
- KÖLLING, A.; SIEMERS, W.; HELLMIG, U.; SACHNO, N.; SCHRÖDER, S.; SENKEL, N. (2014): High Temperature Biomass Fired Stirling Engine (HTBS), International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ 14), Cordoba (Spain), April 8-10.
- KUHAUPT, R. (2008): Erfahrungsbericht über ein Holzpellet-Stirling-BHKW der Fa. Sunmaschine, Klein-KWK-Forum, Allendorf, 14.5.
- LAMONT ENGINEERING SERVICE (2013): Überlegene Wärmeübertragung durch ip tube. URL: <http://www.ip tubes.com> (Stand: 25.10.2013).
- MARINITSCH, G. ETAL. (2005): Development of a hot gas heat exchanger and a cleaning system for a 35 kWe hermetic four cylinder Stirling engine for solid biomass fuels, ISEC 2005 (International Stirling Engine Conference, Osnabrück).
- MICROGEN (2010): Information über microgen, u.a. von www.microgen-engine.com.
- MÜLLER-JANSSEN, K. (2010): Innovative Ansätze bei der Verwendung von Biomasse zur Stromerzeugung, SWF Energie Service GmbH, Kiel, 5.10.
- OBERNBERGER, I. (2010): Trends and opportunities of micro-chp technologies based on biomass combustion, 18th European Biomass Conference, Lyon, May.
- RAMESOHL, S.; KOSCHOWITZ, M. (2010): Mikro-KWK auf dem Weg in den Markt, energie und wasser-praxis 11, gat-spezial, S. 22-25.
- SACHNO, N. (2012): Ergebnisse der Heizflächendimensionierung & Prozessbilanzierung für das Vorhaben Kombination Biomassekessel und Stirling. Bericht Eckrohrkessel, Berlin (intern).
- SCHAUMANN, G.; SEHN, W.; GERBER, H. (2003): Untersuchung von Möglichkeiten zur Reinigung des Rauchgases holzbefueuerter Biomasse-Stirling-BHKW, FH Bingen, Juli 2003 (DBU Az 15340).
- SENKEL, N.; SIEMERS, W. (2012): Lastenheft für die Konstruktion eines Hochtemperatur-Wärmetauschers im Projekt HTBioStir. Clausthal-Zellerfeld (intern).
- SENKEL, N.; SIEMERS, W. (2013): Combining Solid Biomass and Stirling Technology. 21st European Biomass Conference and Exhibition, Copenhagen.
- SENKEL, N.; SIEMERS, W. (2014): Entwicklung eines Hochtemperaturwärmeübertragers für die Kopplung von Biomassekesseln mit einem Stirlingmotor in: Thrän, D., Pfeiffer, D. (Hrsg.). Festschrift Konferenz 5 Jahre Förderprogramm Energetische Biomassenutzung: Wege zur effizienten Bioenergie, Schriftenreihe Band 15, DBFZ, Seite 40 – 51.

SIEMERS, W. (2011): Utilization of Biomass Resources in small Combined Heat and Power Applications, BEEE Industry Forum, Hannover Fair, Hannover, 05 April.

SIEMERS, W. (2011): Beschreibung zum Vorhaben – Entwicklung eines Hochtemperatur-Wärmeübertragers für die Kopplung von Biomassekessel mit Stirlingmotor. Clausthal-Zellerfeld (intern).

SIEMERS, W.; SENKEL, N. (2012): Combining solid biomass combustion and Stirling technology, World Bioenergy, 29-31 May, Jönköping, Sweden.





Foto: Bettina Pixello.de

Nachhaltige Integration von Bioenergiesystemen im Kontext einer kommunalen Entscheidungs- findung zur Nutzung biogener Festbrennstoffe

Florian Noll¹, Bernhard Wern¹, Katja Weiler¹, Karin Arnold², Boris Dresen³, Jochen Nühlen³

Vorhaben: KomInteg – Nachhaltige Integration von Bioenergiesystemen im Kontext einer kommunalen Entscheidungsfindung

FKZ-Nr.: 03KB066

Laufzeit: 01.01.2012 – 31.12.2014

Zuwendungssumme: 398.800 €

Koordination:

¹ IZES gGmbH

Altenkesseler Str. 17, 66115 Saarbrücken

www.izes.de

Projektpartner:

² Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH

Döppersberg 19, 42103 Wuppertal

www.wupperinst.org

³ Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT

Osterfelder Str. 3, 46047 Oberhausen

www.umsicht.fraunhofer.de

Kontakt:

Florian Noll

Telefon: +49 (0)681 9762-848

E-Mail: noll@izes.de

**Florian Noll (Projektleiter):**

Im Mittelpunkt des Vorhabens steht die Kommune mit ihren vielfältigen Einflussmöglichkeiten bei der Umsetzung und Optimierung von Bioenergieprojekten.

Durch die Strukturierung der kommunalen Entscheidungsabläufe soll dieses Projekt Städten und Gemeinden eine Hilfestellung bei der Prozessgestaltung und Entscheidungsfindung bieten. Gleichzeitig sollen die rechtlichen und politischen Rahmenbedingungen, die das kommunale Handeln vorgeben, hinterfragt werden.

Zusammenfassung

Den Kommunen kommt beim Ausbau und der Optimierung der energetischen Biomasse-nutzung eine besondere Bedeutung zu. Über Anreizprogramme, Planungsverfahren, Ordnungen und Satzungen, als Dienstleistungs- und Beratungsanbieter und letztendlich auch in ihrer Vorbildfunktion für Unternehmen und die Gesellschaft können sie die Umsetzung von Bioenergieprojekten aktiv fördern.

Dieser Beitrag zeigt, wie die Städte und Gemeinden in Deutschland unter den geltenden Rahmenbedingungen die vorhandenen Bioenergiepotenziale – im Besonderen im Bereich der biogenen Festbrennstoffe – effizient nutzen und die beteiligten Akteure über die gesamte Wertschöpfungskette optimal einbinden können.

Summary

Municipalities are of special importance in expansion and optimization of bioenergy as they promote the realization of bioenergy projects by incentive programs, planning processes, communal statutes and regulations or as service and consulting provider, but also as potential model for enterprises and society.

This paper shows how provincial and municipal governments in Germany can use efficiently existing potentials of bioenergy – especially solid biogenic fuels – considering the current legal, social, financial and ecological framework conditions. Additionally, the optimal integration of involved actors along the entire value-added chain is aimed to be shown.

Hintergrund und Zielstellung

Das Förderprogramm „Energetische Biomassennutzung“ besteht aus einer Vielzahl von Forschungsprojekten, die sich im Kern mit der Optimierung einzelner Elemente der energetischen Biomassennutzung beschäftigen. Die Projekte decken dabei die gesamte Prozesskette ab: Vom Anbau und der Bereitstellung über die Konversion bis zur Verteilung und Nutzung der Biomasse. Im Vordergrund steht dabei zumeist die Frage nach den Möglichkeiten zur Verbesserung der Effizienz – beispielsweise durch eine Weiterentwicklung der verfügbaren Technologien oder durch eine Optimierung der angewendeten Verfahren und Konzepte.

Das Verbundprojekt „KomInteg“ möchte den Begriff „Effizienz“, der zumeist nur technologiebezogen verwendet wird, um Aspekte der Planung und Umsetzung von Bioenergieprojekten erweitern: Nach den bisherigen Erfahrungen der Verbundpartner scheitern nämlich die meisten Projekte nicht an dem fehlenden, technischen Know-how der handelnden Akteure – sondern letzten Endes an der Herangehensweise und der Kommunikation zwischen den verantwortlichen Personen vor Ort.

Als Akteur nimmt die Kommune im Entscheidungsprozess eine zentrale Rolle ein. Einerseits kommen ihr konzeptionierende und somit koordinierende Funktion zu (etwa im Rahmen von Klimaschutzkonzepten). Andererseits kann sie als Planungs- und Genehmigungsstelle (und bei Holzprojekten auch als Waldeigentümer) über die Entstehung möglicher Bioenergie-Projektvorhaben innerhalb des Gemeinde- oder Stadtgebietes entscheiden.

Das vorliegende Projekt konzentriert sich somit primär auf die Frage, welche Einflussmöglichkeiten bezüglich der Umsetzung von Bioenergieprojekten aus Sicht einer Kommune bestehen und inwiefern die bestehenden Entscheidungsabläufe, die natürlich von rechtlichen, politischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen abhängig sind, optimiert werden können (vgl. Abbildung 1). Somit steht die Frage nach zielgerichteten, kommunalen Governanceprozessen im Vordergrund des Vorhabens.

Frank Baur, Projektleiter: „Die Transformation des Energiesystems ist aus einer kommunalen Sicht weniger eine technische Frage, sondern weitaus eher eine Frage der Prozessorganisation und der Governance. Es gilt daher, den Energiewendeansatz in einer integrierten Form auf die organisatorischen Prozesse in Kommunen zu übertragen.“

Ziel ist es – aufbauend auf den Erfahrungen der bereits abgeschlossenen Projekte des Förderprogramms – die Entscheidungs- und Einflussmöglichkeiten einer Kommune bezüglich des Einsatzes und der Optimierung marktrelevanter Bioenergie-Technologien darzustellen und zu bewerten.

Dies geschieht auf Grundlage einer systematischen Erfassung der Akteursstrukturen, die für die Umsetzung von Bioenergieprojekten relevant sind, sowie der zur Verfügung stehenden kommunalen Planungs- und Umsetzungsinstrumente.

Die Systematisierung wird über einen clusterspezifischen Ansatz erreicht, durch den die Kommunen auf Grundlage ihrer Größe sowie der verfügbaren Bioenergiepotenziale unterteilt werden. Dies ermöglicht es, spezifische Fragestellungen in Abhängigkeit der eingesetzten Technologien sowie der vorhandenen Akteursstrukturen zu beantworten.

Durch die systematische Aufbereitung der kommunalen Einflussmöglichkeiten soll den

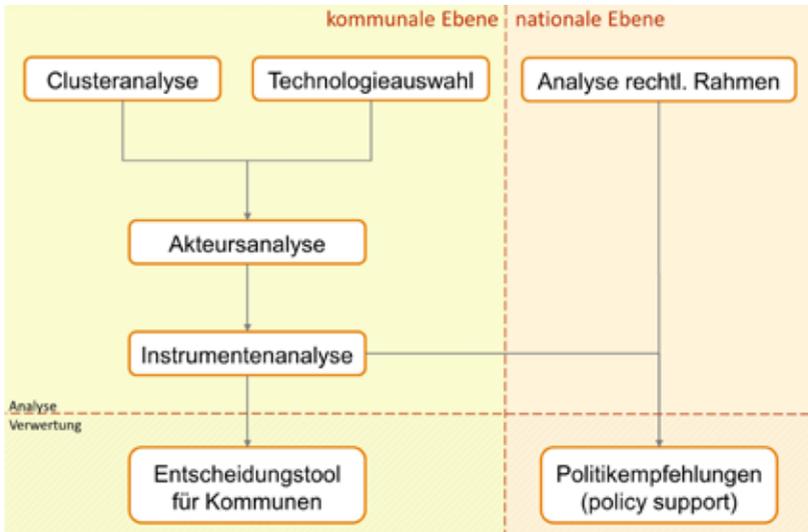


Abbildung 2: Überblick über die Analyseebenen des Vorhabens, Quelle: IZES gGmbH.

Clusteranalyse

Die Clusteranalyse ist ein statistisches Verfahren, das zu einer Klassifizierung von auf den ersten Blick sehr unterschiedlichen Objekten (hier Kommunen) führt.

Im vorliegenden Vorhaben wurde die Clusteranalyse verwendet, um auf Grundlage der vorhandenen Bioenergiepotenziale die rund 12.000 Kommunen in Deutschland in zehn sehr unterschiedliche Cluster einzuteilen.

In den nachfolgenden Analyseschritten wurde jedes Cluster separat ausgewertet. Auf diese Weise konnte auf die unterschiedlichen Ausgangssituationen in den Kommunen spezifisch eingegangen werden. Zudem wird durch die Clusterung eine hohe Übertragbarkeit der Ergebnisse garantiert (siehe Abschnitt „Übertragbarkeit“).

Vorgeschaltet zur Clusteranalyse wurde eine deutschlandweite Potenzialanalyse zur Ermittlung der kommunalen Bioenergiepotenziale in den Kommunen durchgeführt. Hierbei wurde die auf Landkreisebene angewendete Methodik nach (DBFZ 2010) angepasst und auf die kommunale Ebene übertragen.

Potenzialseitig wurde dabei im Bereich der biogenen Festbrennstoffe zwischen Energieholz aus dem Forst und Altholz unterschieden.

Technologiescreening

Auf Basis einer Literaturrecherche wurden unter Berücksichtigung der Projektergebnisse des Forschungsprogramms der aktuelle Stand der Technik und Forschung im Bereich der technischen Bioenergieträgernutzung sowie die wirtschaftlich und technisch verfügbaren Nutzungs- und Konversionspfade dargestellt. Die aufgebaute Datenbank wurde durch Ex-

perteninterviews validiert und anschließend auf Grundlage der vorhandenen Bioenergiepotenziale den Clustern zugeordnet.

Ziel ist die Ausweisung von geeigneten Technologiepfaden für jedes der zehn Cluster und den mit der Technologie verbundenen technischen, wirtschaftlichen und stoffstrombezogenen Eigenschaften. Auf dieser Faktenbasis können die für die Cluster in Frage kommenden Technologien im Hinblick auf kommunale Einsatzmöglichkeiten untersucht werden. Neben der Technologieausweisung werden ein Katalog an potenziellen Wechselwirkungen sowie der zu beachtende Rechtsrahmen des jeweiligen Konversionspfades zusammengestellt. Bei der Zuordnung zu den Clustern wurden unterschiedliche Optimierungsszenarien miteinander verglichen, sodass nach Kosten, Ertrag und Emissionsausstoß differenziert werden kann. Zudem sind Aussagen zu den technologiespezifischen Wechselwirkungen (physikalisch, chemisch, sozioökonomisch) möglich.

Akteursanalyse

Entlang der gesamten Wertschöpfungskette befinden sich unzählige Akteure, die an der Planung, Umsetzung, Finanzierung und letztendlich dem Betrieb von Bioenergieanlagen beteiligt sind. Im Rahmen der Akteursanalyse wurden die Akteure den Wertschöpfungsstufen zugeordnet. Zudem wurden die unterschiedlichen Akteursinteressen aufgezeigt. Anschließend wurde durch eine Expertenbefragung die Bedeutung der identifizierten Akteure für die Umsetzung von Bioenergieprojekten bestimmt und die Möglichkeiten der Beeinflussung durch die Kommune ermittelt. Hierbei wurden Experten aus den Wissenschaftsbereichen Forstwirtschaft, Abfallwirtschaft, Politikwirtschaft, Rechtswirtschaft und Ingenieurwissenschaft beteiligt.

Instrumentenanalyse

Aufbauend auf den Ergebnissen der Akteursanalyse wurde eine Instrumentenanalyse durchgeführt. Hierzu wurden die formellen und informellen Planungs- und Umsetzungsinstrumente auf Grundlage einer Literatur- und Rechtsanalyse zusammengestellt und hinsichtlich ihres Stellenwertes für die Kommune diskutiert. Hierzu wurden leitfragengestützte Experten-Interviews durchgeführt. Zudem fanden drei Themen-Workshops statt, in denen spezifische Anwendungsbereiche wie die Gestaltung rechtlicher Grundlagen im kommunalen Kontext, Chancen der Bioenergienutzung im Wärmemarkt sowie kommunale Planungsinstrumente diskutiert wurden. Zudem wurden die Ergebnisse im Rahmen von Tagungen vorgestellt und diskutiert.

Analyse des nationalen Rahmens

Die Analyse der nationalen, rechtlichen und politischen Situation in Bezug auf das deutsche Energiesystem bildet den Rahmen des Projektes. Die Analyse umfasst eine Untersuchung der bioenergiewirtschaftlich relevanten Bundesgesetze, eine Betrachtung der aktuellen nationalen Energieszenarien inklusive der Zielsetzungen und Nachhaltigkeitskriterien sowie die Darstellung der nationalen Förderlandschaft im Bereich der Bioenergie. Somit liefert die Rahmenanalyse wertvolle Impulse zur Technologieauswahl (hinsichtlich Nachhaltigkeit) sowie insbesondere zur Instrumentenanalyse (formelles Instrumentarium).

Ergebnisse

Nachfolgend werden die Ergebnisse des Projektes mit direktem Bezug zur Nutzung von biogenen Festbrennstoffen (Energieholz aus dem Wald und Altholz) dargestellt. Auf eine vollumfängliche Darstellung der Projektergebnisse wird dagegen an dieser Stelle verzichtet.

Nationale Ziele

Zur Beschreibung des künftigen Bedarfs an Bioenergie in der Strom- und Wärmeversorgung in Deutschland sind die zugrundeliegenden Biomassepotenzialstudien von zwei anerkannten Szenario-Studien herangezogen worden (Schlesinger et al. 2010; Nitsch et al. 2012). Diese sehen trotz der in den letzten zehn bis 20 Jahren stark gestiegenen energetischen Nutzung von Biomasse einen weiteren zukünftigen Anstieg dieser Nutzung als möglich an. Einen großen Teil des noch vorhandenen Potenzials stellen dabei bisher ungenutzte Reststoffe dar. In Bezug auf den Anbau von Biomasse betonen die Szenario- und Potenzialstudien die hohe Bedeutung einer schonenden Bodennutzung und einer weitgehenden Berücksichtigung von Umwelt- und Naturschutz.

Bezüglich der Verwendung der energetischen Biomasse wird in beiden betrachteten Szenarien ein weiterer Anstieg der Wärme- und Stromerzeugung erwartet. Der Fokus liegt dabei auf einer möglichst effizienten Nutzung der Biomasse durch einen deutlichen Anstieg des KWK-Anteils im Bereich der Biomasse-Verstromung.

Beim zukünftigen Ausmaß der Biokraftstoffnutzung unterscheiden sich die beiden analysierten Szenarien deutlich und reflektieren somit auch die allgemeine Diskussion über die zukünftige Rolle der Biomasse im Verkehrssektor. Auf den Verkehrssektor haben Kommunen keinen bedeutenden Einfluss, dieser ist daher im Projekt „KomInteg“ nicht näher untersucht worden.

Potenziale

Bei der Ermittlung der Energieholzpotenziale aus dem Forst wurde die Verteilung der Baumarten in den Regierungsbezirken gemäß der Bundeswaldinventur berücksichtigt. Zudem wurden die baumartenspezifischen Ernteerträge der Landkreise zu Grunde gelegt. Demnach ergibt sich bundesweit ein Energieholzpotenzial aus dem Forst von rund 167 PJ/a. Das Potenzial schwankt in Anhängigkeit der Forstfläche in den Kommunen zwischen 0 und 380 TJ/a. Im Mittel liegt das Potenzial bei 14,8 TJ pro Jahr und Kommune. 50 % der Kommunen in Deutschland weisen zudem ein Energieholzpotenzial aus dem Forst von weniger als 7,8 PJ/a auf.

Zur Abschätzung der Altholzmengen wurden einwohnerspezifische Kennwerte zu Grunde gelegt. Hieraus ergibt sich ein Altholzaufkommen von insgesamt 6,5 Mio. t atro/a in Deutschland – was einem jährlichen Bioenergiepotenzial von 118 PJ entspricht. Die Mengen verteilen sich entsprechend der Einwohnerzahl auf die Kommunen.

Gleiches gilt für die holzartigen Abfälle aus der Biotonne. Ihr Energiepotenzial beträgt insgesamt 4,3 PJ/a.

Abbildung 3 gibt einen deutschlandweiten Überblick über die Verteilung der vorgenannten Holzenergiepotenziale.



Abbildung 3: Kommunale Verteilung der holzartigen Bioenergiepotenziale in Deutschland, Quelle: ©BKG, bearbeitet durch IZES gGmbH.

Cluster

Aus der Clusterung geht hervor, dass die Einteilung der Kommunen in Abhängigkeit der vorhandenen biogenen Festbrennstoffe insbesondere mit der Größe/Einwohnerzahl und dem Waldflächenanteil der Kommune korreliert.

Aus Sicht des forstwirtschaftlichen Energieholzpotenzials lassen sich drei grundlegend unterschiedliche Cluster bilden, die durch vergleichsweise hohe Energieholzpotenziale gegenüber den restlichen Clustern geprägt sind. Zum einen sind dies dünnbesiedelte und zumeist schrumpfende Kleinstädte und Gemeinden (unter 10.000 Einwohnern), die sich auf die Waldgebiete in Deutschland (z. B. Hunsrück, Pfälzer Wald, Thüringer Wald, Bayerische Alpen) begrenzen und demzufolge einen hohen Waldflächenanteil (über 50 % der Gebietsfläche) aufweisen. Zum anderen sind dies (zumeist wachsende) Kleinstädte mit bis zu 40.000 Einwohnern in weiten Teilen Nordwestdeutschlands, des (südlichen) Ostdeutschlands und im Bayerischen Gau, die deutlich land- und forstwirtschaftlich geprägt sind. Dem dritten Cluster entsprechen größere Städte, die aufgrund ihrer Gebietsgröße (trotz zum Teil geringer Waldflächenanteile) eine insgesamt große Waldfläche besitzen und dementsprechend hohe Energieholzpotenziale aufweisen.

Hinsichtlich der Altholzpotezialie ergibt sich eine Clustereinteilung gemäß der Einwohnerzahl der Kommunen. Demnach sind insbesondere größere Städte, die gleichzeitig auch dem zuletzt genannten forstwirtschaftlichen Cluster angehören, für die energetische Verwertung der Altholzmengen prädestiniert.

Technologien

Das Technologiescreening führt die Ergebnisse der Clusteranalyse mit den ausgewählten Konversionspfaden zusammen, in dem es clusterspezifische Kennwerte mit technologie-spezifischen Kennwerten verschneidet. Auf dieser Basis werden Technologieempfehlungen für jedes kommunale Cluster generiert, die in einem nachgelagerten Schritt Aussagen zu Akteursketten sowie Wechselwirkungen erlauben. Die Technologieempfehlungen basieren dabei insbesondere auch auf den Annahmen und Ergebnissen der bundesweiten Clusterung der Kommunen und sind vor diesem Hintergrund als allgemeine Aussagen zu verstehen. Sie ersetzen keine technische Detailplanung innerhalb einer Kommune. Beispielsweise können Aspekte zum Grad der tatsächlich realisierbaren Wärmenutzung aus KWK-Prozessen nicht in den Auswertungen berücksichtigt werden, da hier eine Vielzahl an regionalen Standortfaktoren zu beachten sind.

Aus heutiger Sicht spielen bei der energetischen Nutzung biogener Festbrennstoffe in Zukunft im Wohngebäude- und Gewerbebereich weiterhin Kleinf Feueranlagen (Einsatz von Scheitholz, Holzhackschnitzeln und Pellets) mit einer thermischen Leistung bis 100 kW eine große Bedeutung. Im mittleren Leistungsbereich (bis 500 kW) nimmt die Bedeutung von Holzvergaseranlagen zu. In größeren Leistungsklassen (bis 20 MW) dominieren dagegen Holzheizwerke oder Heizkraftwerke (Dampfturbine oder ORC) (vgl. Tabelle 1).

Tabelle 1: Leistungsgrenzen der marktfähigen Bioenergieanlagen aus heutiger Sicht

Technologie	Einheit	Untere Leistungsgrenze	Obere Leistungsgrenze
Kleinf Feuerung	kW thermisch	15	100
Holzvergasung	kW gesamt	35	500
Holzheizwerk	kW thermisch	500	10.000
HKW mit Dampfturbine	kW gesamt	2.000	20.000
HKW mit ORC	kW gesamt	500	20.000

Energieholz aus dem Forst wird dabei aus reinen Effizienzgründen (hinsichtlich Ertrag und Treibhausgasemissionen) am besten in Stückholzvergäsern eingesetzt. Auch bei großen Holz mengen ist der Einsatz vieler kleinerer Holzvergaseranlagen so gesehen effizienter als die Verbrennung in größeren Heizwerken bzw. Heizkraftwerken.

Dies ändert sich unter Berücksichtigung der benötigten Finanzmittel für den Bau und den Betrieb der Anlagen. Die gleiche Holzmenge kann in Holzhackschnitzel-Heizungen bzw. -Heizwerken (Heizwerke sind ab einer zur Verfügung stehenden Waldfläche von etwa 800 Hektar sinnvoll) zu geringeren Kosten eingesetzt werden als in Vergaseranlagen.

Finanzschwache Kommunen werden daher trotz der geringeren Anlageneffizienz selten in vergleichsweise teure Holzvergaseranlagen investieren können.

Altholz wird sinnvollerweise nur in größeren Heizkraftwerken eingesetzt, die auch über

entsprechende Rauchgasreinigungsrichtungen verfügen. Aufgrund der großen Altholzmengen, die für den Betrieb entsprechender Heizkraftwerke benötigt werden, sind jedoch nur größere Städte (über 30.000 Einwohner) in der Lage, Altholz (ohne Zukauf aus den umliegenden Regionen) energetisch zu nutzen. Bei kleineren Städten oder Gemeinden ergibt eine eigene Altholznutzung keinen Sinn, sodass dort zumeist nur der Verkauf der Altholzmengen an größere Städte bleibt. Aus Kosteneffizienzgründen sind hier ORC-Anlagen gegenüber Dampfheizkraftwerken zu bevorzugen.

Akteursstrukturen

Die Akteursanalyse zeigt, dass in und auch zwischen den Wertschöpfungsstufen unterschiedlichste Akteursinteressen bestehen: Kommunal- und Privatwälder werden in der Regel mit Gewinnbestrebungen bewirtschaftet, wohingegen Wälder im öffentlichen Besitz (insbesondere Bund und Land) zum Teil stillgelegt werden (z. B. aus Naturschutzgründen). Insgesamt hat sich allerdings gezeigt, dass die wirtschaftlichen Interessen überwiegen, das Allgemeinwohl jedoch in jüngerer Zeit eine immer wichtigere Bedeutung einnimmt.

Die wichtigsten Akteure bezüglich der energetischen Verwertung biogener Festbrennstoffe sind Waldbesitzer (Anbau), Wertstoff- / Biomassehöfe und Unternehmen der Abfallwirtschaft (Bereitstellung und Aufbereitung), Stadtwerke (Projektierung, Finanzierung und Betrieb), Energiegenossenschaften (Projektumsetzung, Finanzierung und Betrieb) und öffentliche Körperschaften (Aufbereitung, Projektumsetzung, Finanzierung und Betrieb).

Den größten Einfluss kann die Kommune dabei auf diejenigen Bereiche nehmen, in denen sie selbst (z. B. als Waldbesitzer) direkt betroffen oder beteiligt ist (z. B. Stadtwerke). Zudem kann sie etwa im Rahmen der Vergabe (z. B. in der Abfallwirtschaft) oder durch die Projektbegleitung (z. B. durch die Unterstützung innerhalb einer Energiegenossenschaft) indirekt Einfluss auf die Projektentscheidungen nehmen.

Umsetzungsinstrumente

Die planerischen Handlungsmöglichkeiten der Kommune zur Etablierung der Bioenergienutzung basieren auf einem vielschichtigen Instrumentarium zur Ausübung ihrer Selbstverwaltungsgarantie. Hierbei können formelle und informelle Planungsinstrumente zur Anwendung kommen, die auf unterschiedliche Adressatenkreise und Sachverhalte Wirksamkeit zeigen.

Die Studie definiert und beschreibt relevante kommunale Planungsinstrumente, kategorisiert diese in formelle und informelle Instrumente und führt eine Zuordnung auf die einzelnen Akteursgruppen der Wertschöpfungsstufen durch. Auswertungen zum Adressierungsgrad der Planungsinstrumente induzieren hierbei, dass insbesondere formelle Instrumente der Bauleitplanung auf die Akteure der Wertschöpfungsebenen „Aufbereitung von Bioenergieträgern“ und „Betrieb von Anlagen“ die größte Steuerungswirkung zeigen. Den geringsten Adressierungsgrad leisten die formellen Planungsinstrumente auf die Wertschöpfungsebene „Bereitstellung von Bioenergieträgern“. Im direkten Vergleich zu den informellen Planungsinstrumenten üben die formellen Instrumente zwar eine direkte Steuerungswirkung mit rechtsverbindlichem Charakter aus, eine adäquate Reichweite bezogen auf alle Wertschöpfungsebenen ist jedoch nicht gegeben.

Konträr hierzu ist der Adressierungsgrad der informellen Planungsinstrumente für alle Wertschöpfungsebenen gegeben. Aufgrund der fehlenden rechtsverbindlichen Durchsetzungskraft sowie der freiwilligen Anwendungsnatur wird die Steuerungswirkung in der kommunalen Anwendungspraxis hierdurch wiederum relativiert. Es ist zu empfehlen, insbesondere die informellen Planungsinstrumente verstärkt zur Adressierung und Steuerung aller relevanten Akteure der einzelnen Wertschöpfungsebenen auszunutzen, da hier individuell auf die Bedürfnisse und Anforderungen jeder Wertschöpfungsstufe reagiert werden kann. Von einer Empfehlung zur Neuentwicklung sonstiger formaler oder informeller Planungsinstrumente wurde im Rahmen dieser Studie Abstand genommen. Vielmehr war es das Ziel, das bestehende Instrumentarium zu bewerten und Lücken in der Einflussnahme zu definieren.

Übertragbarkeit

Eines der zentralen Ziele des Projektes ist die Sicherstellung einer reibungslosen Übertragbarkeit der erzielten Ergebnisse auf jede beliebige Kommune in Deutschland.

Zu diesem Zweck wurden im Rahmen einer Clusteranalyse alle Städte und Gemeinden Deutschlands systematisch in zehn unterschiedliche Bioenergiecluster unterteilt.

Vorteil dieses Verfahrens ist es, dass die Ergebnisse, die in den einzelnen Clustern beispielhaft erzielt wurden, statistisch auf alle Kommunen des Clusters übertragen werden können.

Dies ermöglicht es, dass die Ergebnisse, die im oberen Teil dieser Veröffentlichung allgemeingültig dargestellt wurden, individuell für jede Kommune in Deutschland dargestellt werden können. Die Darstellung umfasst:

- die Angabe der vorhandenen Bioenergiepotenziale,
- Empfehlungen zur Technologieanwendung,
- eine Übersicht über mögliche Wechselwirkungen,
- die Darstellung von typischen Akteursverflechtungen sowie
- eine Auflistung grundsätzlich zur Verfügung stehender Instrumente.

Hieraus lassen sich je nach Priorität (z. B. hohe Nachhaltigkeitsanforderungen, finanzielles Interesse) der Kommune individuelle Handlungsempfehlungen im Sinne einer Hilfestellung ableiten.

In einem aufbauenden Forschungsvorhaben sollen die bislang erzielten Ergebnisse des Projektes aufbereitet und in Form eines Online-Tools kommunalen Entscheidungsträgern zur Verfügung gestellt werden. Erste konzeptionelle Vorüberlegungen hierzu wurden bereits im vorliegenden Vorhaben vorgenommen und dokumentiert.

Politikempfehlungen

Wie beschrieben, sind aus den vorangegangenen Arbeitspaketen Handlungsfelder identifiziert worden, die insbesondere an der Schnittstelle von Bund, Ländern und Kommunen angesiedelt sind. Diese werden im Folgenden knapp ausgeführt. Sie gliedern sich allgemein zunächst in strukturell-organisatorische und inhaltliche Handlungsfelder.

Das strukturell-organisatorische Handlungsfeld ist im Wesentlichen deckungsgleich mit dem, das im Arbeitspaket „Akzeptanz“ erarbeitet worden ist, da sich dieses stark auf die Bereiche Prozess-Organisation und Kommunikation bezieht. Allgemein gilt, dass stärker als bisher auf die Akzeptanz und Wahrnehmung von Projekten geachtet werden sollte und diese Aspekte stärker als in der Vergangenheit von professioneller Seite aus betreut werden sollen. Partizipation kann ein gutes Mittel sein, um die Akzeptanz zu fördern.

Für den rechtlichen Rahmen gilt, dass viele Instrumente bereits vorhanden sind, deren Nutzen und verschiedenen Anwendungsmöglichkeiten aber nicht immer bekannt oder eingängig sind. An dieser Stelle wird der Bedarf an einer zielgerichteten Beratung für kommunale Akteure gesehen.

Die inhaltlichen Handlungsfelder lassen sich wie folgt gliedern:

- Wissen schaffen und verbindlich machen
- Gesetze gestalten und umsetzen
- Potenziale und passende Technologien bereitstellen

Der Fokus liegt dabei jeweils auf dem hinteren, unterstrichenen Satzteil: die Umsetzung bzw. Nutzung und Bereitstellung von Wissen, Instrumenten und Technologien ist die entscheidende Aufgabe, die ansteht und gelöst werden muss.

Tabelle 2: Handlungsfelder an der Schnittstelle von Bund und Kommunen

Wissen schaffen und verbindlich machen
Energiekonzepte, Leitfäden etc. erstellen und nutzen
Akteure vernetzen
Akzeptanz fördern
Gesetze gestalten und umsetzen
Potenziale nachhaltig mobilisieren
Bau und Betrieb von Energieanlagen ermöglichen
Energie effizient nutzen
Potenziale und passende Technologien bereitstellen
Potenziale nachhaltig verfügbar machen
Passende Technologien weiterentwickeln

Sowohl im ersten als auch im zweiten Handlungsfeld ist die Beteiligung von Akteuren ein wichtiger Schlüsselfaktor. Diese wird bereits zunehmend in Projekten angelegt (Umwelt. NRW 2015) und von der Politik stärker berücksichtigt als früher. Damit wird die Bedeutung von Moderation und Mediation bei der Bearbeitung und Begleitung von Umsetzungsprojekten wichtiger.

Unmittelbar entscheidend für das Verhalten von Kommunen, auch im Hinblick auf die energetische Nutzung von Biomasse, sind die geltenden Gesetze und Verordnungen auf Bundes-, Landes- und Kommunalebene (Handlungsfeld 2 in Tabelle 2). Die entsprechenden rechtlichen Bestimmungen sind daher ebenfalls analysiert worden. Gleichzeitig sind diese rechtlichen Bestimmungen im Zeitverlauf Änderungen unterworfen. Wichtige Anhaltspunkte für die zukünftige Richtung rechtlicher Änderungen stellen mittel- bis langfristige politische Zielsetzungen dar. Entsprechende Zielsetzungen auf Bundesebene in Bezug auf die energetische Nutzung von Biomasse müssen daher als Bezugspunkt kommunalen Handelns diskutiert werden.

Das dritte Handlungsfeld (Potenziale und passende Technologien) ist dagegen noch stärker wie bisher in der bekannten Projektbearbeitung von Forschung und Wissenschaft verankert.

Literatur

DBFZ (2010): Globale und regionale räumliche Verteilung von Biomassepotenzialen. Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung. Leipzig: Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ).

NITSCH, J.; PREGGER, T.; SCHOLZ, Y.; NAEGLER, T. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. No. BMU - FKZ O3MAP146. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). http://erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011_bf.pdf

SCHLESINGER, M.; LINDENBERGER, D.; LUTZ, C. (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. No. 12/10. Basel/Köln/Osnabrück: ewi, gws, prognos.

MINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ, UMWELT, LANDWIRTSCHAFT, NATUR- UND VERBRAUCHERSCHUTZ DES LANDES NORDRHEIN-WESTFALEN (2015): Der Klimaschutzplan. Internetseite des Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen. Aufruf am 26.03.2015, 15:13 Uhr. <http://www.klimaschutz.nrw.de/klimaschutz-in-nrw/klimaschutzplan/>.



Foto: Thorben_Holsteiner_pixelio.de

Benzolminderung bei Holzgasbetriebenen KWK-Anlagen

Johannes Full¹, Achim Schaad¹

Vorhaben: HolzgasPlus – Benzolminderung bei holzgasbetriebenen KWK-Anlagen

FKZ-Nr.: 03KB077

Laufzeit: 01.11.2012 – 31.12.2014

Zuwendungssumme: 154.522 €

Koordination:

¹ Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg
www.ise.fraunhofer.de

Projektpartner:

Ligento Green Power GmbH
Hans-Vogel-Straße 121, 90765 Fürth
www.ligento.de

Burkhardt GmbH
Kreutweg 2, 92360 Mühlhausen
www.burkhardt-energy.com

Spanner RE² GmbH
Niederfeldstraße 38, 84088 Neufahrn
www.holz-kraft.de/de/

Stadtwerke Rosenheim GmbH & Co.KG
Bayerstraße 5, 83022 Rosenheim
www.swro.de/

SWU Energie GmbH
Karlstraße 1, 89073 Ulm
www.swu.de/

Fördergesellschaft Erneuerbare Energien e.V. (FEE)
Köpenicker Straße 325, 12555 Berlin
www.fee-ev.de/

GNS – Gesellschaft für Nachhaltige Stoffnutzung mbH
Weinbergweg 23, 06120 Halle
www.gns-halle.de/

Kontakt:

Johannes Full
Telefon: +49 (0)761- 4588 5422
E-Mail: johannes.full@ise.fraunhofer.de

Johannes Full (Projektleiter):

Die Ergebnisse dieses Projektes geben den Herstellern von Holzgasanlagen ein Werkzeug an die Hand, die Gasreinigung ihrer Anlagen zu verbessern.

Zusammenfassung

Aufgabe war es, drei verschiedene Varianten zur Benzolminderung im Abgas von Holzvergassungs-BHKW zu untersuchen. Dabei handelte es sich um kommerziell erhältliche Abgaskatalysatoren, ein von der GNS GmbH entwickeltes Konzept mit Schüttgutkatalysatormaterial und eine vom Fraunhofer ISE vorgeschlagene Alternative mit Aktivkohleadsorber. Die drei Verfahren sollten bezüglich ihrer Wirksamkeit, ihrer Praxistauglichkeit und ihres Langzeitverhaltens untersucht werden.

Im zweiten Schritt sollte durch Abgasmessungen an den Anlagen der Partner in mehreren Messkampagnen ein Zusammenhang zwischen der Kohlenmonoxidkonzentration und der Benzolkonzentration hergeleitet werden. Dies hatte zum Ziel, durch Messung der Kohlenmonoxidkonzentration auf die Benzolkonzentration schließen zu können und somit besonders an Kleinanlagen Benzolkontrollen im Abgas zu vereinfachen. Mit Abschluss des Projektes konnte dieses Ziel erreicht werden. Durch Messung der Sauerstoff- und der Kohlenmonoxidkonzentration vor und nach dem Katalysator kann eine Aussage darüber getroffen werden, ob der Benzolgrenzwert unterschritten wird.

Summary

The goal of this project was to compare three different types of technologies to reduce the benzene amount in the exhaust gas of a wood gasifier. The first type was the commercial available catalyst technology that was state of the art, the second type was a special bulk catalyst developed from GNS Halle and the third type was an activated carbon adsorbent, proposed by the Fraunhofer ISE.

These three types should be compared concerning their effectiveness, practicability and long-term stability. In a second step the goal was to investigate if there is a link between benzene and carbon monoxide in the exhaust gas of a wood gasifier. This was investigated by performing a measurement campaign at the wood gasifiers of some partners. The goal of this step was to draw conclusions about the benzene concentration by measuring the one of carbon monoxide. This should simplify and reduce costs of measurements, because measuring carbon monoxide is much easier than measuring benzene. At the end of this project the goal has been achieved. By measuring the content of oxygen and carbonmonoxide before and after the catalyst it is possible to make a statement, if benzene is below the limit.

Planung und Ablauf des Vorhabens

Der FEE. e. V. führte zunächst eine Situationsbestimmung mit Datenerhebung zu den Anlagen mit kommerziellen Katalysatoren durch. Parallel dazu wurden Laboruntersuchungen am Fraunhofer ISE zum Aktivkohleadsorber begonnen sowie Laboruntersuchungen zum Schüttgutkatalysator der GNS GmbH durchgeführt. Nach erfolgreicher Erprobung sollten beide Konzepte zunächst an einer ausgewählten Anlage getestet werden. In einer Zwischen-Bewertung wurden die drei Verfahren verglichen und auf Empfehlungen vorrangig der beteiligten Hersteller und Betreiber eine Konzentration auf die Bewertung der Benzol-Eliminierung über kommerziell verfügbare Katalysatoren vorgenommen.

Danach wurden in zwei Messkampagnen an den Anlagen der Partner Messungen der CO-, H₂-, NO-, NO₂ und Benzolkonzentration durchgeführt. Nach Auswertung der Daten wurde ein möglicher Zusammenhang der CO- und Benzolwerte untersucht.

Untersuchungen der Aktivkohleadsorption

In einem Laboraufbau wurde die Adsorptionsfähigkeit von drei Aktivkohlen mit einem typischen Eduktgas untersucht. Hierfür wurde das Modellgas mit Massenflussreglern aus Einzelgasen und die Flüssigkeiten Wasser und Benzol mittels Sättigern synthetisch hergestellt. Der Durchbruch des Benzols am Austritt des Reaktors wurde mit einem FT-IR (Fourier-Transformations-Infrarot-Spektrometer) gemessen. Folgende Einflussgrößen auf die Adsorptionskapazität wurden untersucht:

- Eintrittstemperatur
- Benzolkonzentration im Eduktgas
- Anzahl der Messzyklen
- Gaszusammensetzung des Eduktgases

Beispielhaft ist in Abbildung 1 der Adsorptionszyklus eines synthetischen Eduktgases mit einem Benzolgehalt von 1000 ppm und einer Adsorbortemperatur von 63 °C zu sehen. Der Zyklus wurde abgebrochen, wenn ein Durchbruch des Benzols festgestellt werden konnte. Dieser Vorgang wurde unter Variation der oben genannten Parameter wiederholt.

Bewertung und Fazit der Aktivkohleadsorption

Die Ergebnisse der Laboruntersuchungen waren auf den ersten Blick vielversprechend. Es konnte gezeigt werden, dass der Aktivkohleadsorber prinzipiell funktioniert. Benzol konnte vollständig adsorbiert und desorbiert werden. Die Adsorptionsfähigkeit stieg mit sinkenden Temperaturen, zur Desorption musste der Reaktor auf über 350 °C erhitzt werden. Dieser Vorgang konnte zehn Mal wiederholt werden, ohne dass sich die Adsorptionsfähigkeit verringert hätte. Auch die Benzolkonzentration im Eduktgas zeigte lediglich einen Einfluss auf die Adsorptionsdauer.

Zudem wurde der Einfluss von Begleitgasen, die in einem realen System vorhanden sind, auf die Adsorptionsfähigkeit getestet. Dieser Versuch zeigte, dass Begleitgase außer Wasser keinen Einfluss auf die Adsorptionsfähigkeit haben. Wasserkondensation sollte auf jeden Fall vermieden werden, da sonst die Adsorptionskapazität abnimmt.

Entgegen der ursprünglichen Annahme zum Zeitpunkt der Antragstellung ist es jedoch nicht möglich, vor dem Motor ein System aus nur einem Adsorber zu installieren, da die Standzeit des Adsorbers durch die zu erwartende Benzolkonzentration zu kurz wäre. Auch die hohen Gastemperaturen vor dem Motor würden die Adsorptionskapazität erheblich mindern. Die Fertigung der Reaktoren, die Beschaffung der Prozesstechnik, wie Ventile, Gebläse und eine gesonderte Regelungseinheit, die den sicheren Betrieb gewährleistet, überstiegen die Kosten für einen kommerziell erhältlichen Abgaskatalysator bei weitem.

Es wäre aber vorstellbar, ein System aus nur einem Adsorber an einer Stelle des Systems einzusetzen, an der die Benzolkonzentrationen sehr gering sind, z. B. nach dem Abgaskatalysator als Sicherheitssystem, für den Fall, dass der Abgaskatalysator nicht ordnungsgemäß arbeitet. Hier wären die Standzeiten nur eines Adsorbers wegen der geringen Benzolkonzentration wesentlich höher. Der Adsorber könnte dort längere Zeit verbleiben und in regelmäßigen Intervallen gewechselt werden. Die Einschränkung bestünde darin, dass das Abgas bei der Abkühlung auf Adsorptionstemperatur in den Taupunkt käme und Wasser auskondensieren könnte, was zu einer Verringerung der Adsorptionskapazität führen würde.

Untersuchungen an einem Schüttgutkatalysator der GNS Halle

Im nächsten Schritt wurde der Oxidationskatalysator der GNS Halle untersucht. Zunächst wurde eine kleine Menge des Katalysatormaterials von GNS produziert und beigestellt. Am ISE wurde dies in einem Laborreaktor untersucht. Die Modellgaszusammensetzung wurde anhand von Massenflussreglern und Einzelgasen zusammengestellt. Benzol und Wasser wurden dem Gesamtgasstrom anhand von Sättigern zugemischt. Mit diesem Aufbau war eine Benzolkonzentration im Modellgas von wenigen ppm bis in den Volumenprozentbereich realisierbar. Der Modellgasstrom wurde dann durch einen Reaktor geleitet. Nach dem Reaktor wurde die Gaszusammensetzung anhand eines FTIR (Fourier-Transformations-Infrarot-Spektrometer) gemessen. Um die Gaszusammensetzung auch vor dem Reaktor zu messen, konnte der Reaktor im Bypass umströmt werden.

Im Charakterisierungstest, der in Abbildung 2 dargestellt ist, wurde der Katalysator bei einer Raumgeschwindigkeit von 400.000 l/h und einem Benzolgehalt im Eduktgas von

935 ppm untersucht. Anhand der Temperaturrampe konnte festgestellt werden, bei welcher Temperatur der Katalysator das Benzol und das Kohlenmonoxid umsetzt. Die Umsätze von Benzol und Kohlenmonoxid lagen in diesem Versuch bei > 99,9 %.

Bewertung und Fazit des Schüttgutkatalysators der GNS Halle

Im Katalysatorscreening zeigte das Katalysatormaterial der GNS-GmbH ein hervorragendes Oxidationsverhalten für Benzol und Kohlenmonoxid. Die erreichte Raumgeschwindigkeit lag mit 400.000 1/h deutlich über der kommerzieller Wabenkatalysatoren. Der Einfluss von NO_x auf die Umsatzrate war vorhanden aber durch Erhöhung der Reaktionstemperatur um 30 K auszugleichen.

Zur Umsetzung der thermochemischen Vorteile des Materials von GNS wäre ein angepasster Apparat zu entwickeln, zu testen und letztlich zu einem Produkt zu führen. Dies entspräche einem eigenständigen Projekt. Dafür haben die Versuche mit dem Prototyp an einer realen Anlage allerdings Teilerkenntnisse erbracht, ohne wie ursprünglich geplant, schon Schlüsse zum Langzeitverhalten liefern zu können. Zur Bemessung und Betriebsweise wie z. B. zum Vermindern des für Schüttgutkatalysatoren als kritisch bekannten Abriebs, liefern sie bereits weiterführende Erkenntnisse. Bei der Antragstellung waren Hersteller von Abgaskatalysatoren nicht bereit, zur Oxidation von Benzol an ihren Erzeugnissen Auskünfte zu geben, weshalb das Katalysatorkonzept der GNS-GmbH einen vielversprechenden Ansatz bot. Bei Start des Projekts konnten alle Hersteller bereits erste Erfahrungen mit kommerziell erhältlichen Wabenkatalysatoren einbringen, die einen ausreichenden Umsatz erwarten ließen. Durch diese Tatsache rückten die Vorteile des Katalysatormaterials der GNS-GmbH etwas in den Hintergrund. Das Konsortium hat deshalb beschlossen, die Untersuchungen an solchen verfügbaren Katalysatoren weiter zu führen, zu deren Eignung Projektpartner bereits praktische Kenntnisse zum CO-Abbau gesammelt hatten und einzelne Benzolmesswerte einbringen konnten.

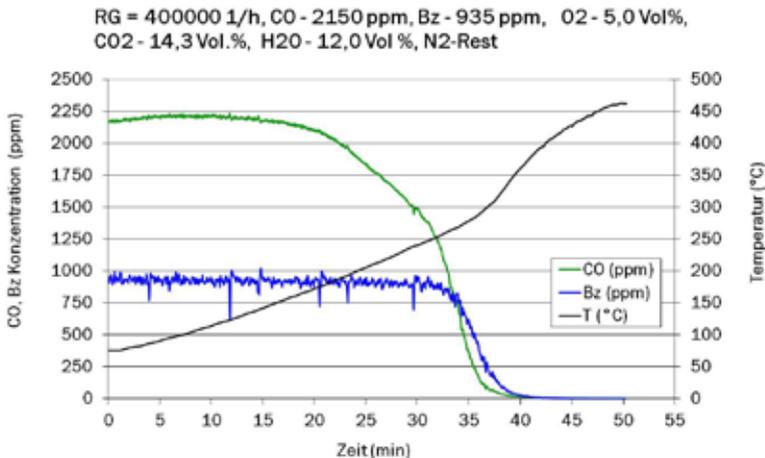


Abbildung 2: Charakterisierung des Schüttgutkatalysators der GNS Halle, Quelle: FhG-ISE

Messungen an den Anlagen der Partner

Um den direkten Zusammenhang zwischen der Kohlenmonoxid- und der Benzol-Konzentration zu untersuchen, war es notwendig, dass beide Gase zeitgleich gemessen werden. Hierfür wurde eine Messeinrichtung konzipiert, die in Abbildung 3 dargestellt ist. Dort wurde ein ausreichend großer Teilstrom (ca. 2,5 L/min) des Abgases eines Holzgasmotors anhand einer Membranpumpe abgezogen. Mit dem Nadelventil konnte der Pumpenstrom etwas gedrosselt werden. Dieser Gasteilstrom wurde durch einen Behälter mit einem Volumen von 500 mL geleitet, in dem sich die Strömungsgeschwindigkeit etwas verringerte. Der Behälter hatte zwei Anschlüsse für Messgeräte, die dann den Gasstrom zeitgleich analysieren konnten. Beim ersten Messgerät handelte es sich um den Photoionisationsdetektor (PID) Phocheck Tiger der Firma ION-Science. Dieses Messgerät war für die Analyse des Benzols zuständig. Beim zweiten Messgerät handelte es sich um ein Abgasmessgerät der Firma Testo mit der Bezeichnung Testo 350 M/XL. Dies ist ein Industrieabgasmessgerät, das die Komponenten CO, O₂, NO, NOx und H₂ auf Basis chemischer Sensoren messen kann.

Die Messungen an den verschiedenen Holzvergäsern mit BHKW fanden im Zeitraum April 2014 bis Oktober 2014 statt. An zwei Anlagen konnte zeitlich versetzt gemessen werden. Anhand dieser beiden Messungen konnten Rückschlüsse auf die Katalysatoralterung und den damit verbundenen Einfluss auf die Gasqualität gezogen werden.

Um den Umsatz des Katalysators für Kohlenmonoxid und Benzol zu berechnen, wurden jeweils zwei aufeinanderfolgende Messungen verwendet. Da zwischen diesen beiden Messungen durch den Umbau und die Neubestückung des PID mit Röhrchen einige Minuten lagen, ist die Berechnung des Umsatzes mit Fehlern behaftet, da sich der Betriebspunkt der Anlage verändert haben könnte.

Die Messwerte wurden in ppm aufgenommen. Für die Berechnung der Massenanteile von CO und C₆H₆ wurde ein Sauerstoffbezugswert von 5 Vol.-% verwendet.

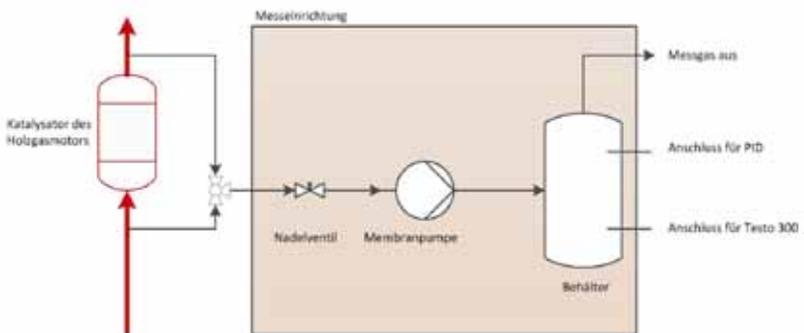


Abbildung 3: Messeinrichtung mit Messstutzen am Kat eines Holzgasmotors, Quelle: FHG-ISE

Betrachtungen von Kohlenmonoxid und Benzol im Zusammenhang

In Abbildung 4 sind die Werte für Kohlenmonoxid und Benzol aller Anlagen nach dem Katalysator dargestellt, sortiert nach der Kohlenmonoxidkonzentration.

Bei Kohlenmonoxidwerten unterhalb der horizontalen Grenzlinie wurden keine Benzolwerte gemessen, die den Grenzwert von 1 mg/m^3 überschritten. Dieser Kohlenmonoxidgrenzwert liegt bei 139 mg/m^3 . Der nächste Kohlenmonoxidwert von 149 mg/m^3 weist jedoch bereits einen Benzolwert von $1,73 \text{ mg/m}^3$ auf.

In diesem Diagramm ist auch erkennbar, dass ein Zusammenhang in der Form besteht, dass bei steigender Kohlenmonoxidkonzentration auch die Benzolkonzentration steigt.

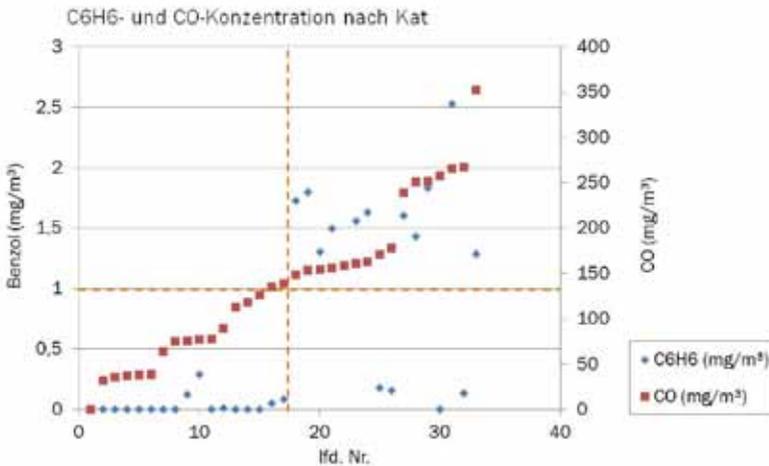


Abbildung 4: CO und C_6H_6 nach Katalysator, Quelle: FhG-ISE

Betrachtung von Benzol und Sauerstoff im Zusammenhang

Bei der Auswertung der Daten wurde offensichtlich, dass es einen Zusammenhang zwischen dem Benzolumsatz und der Sauerstoffkonzentration nach dem Katalysator gibt. Die Messreihen in Abbildung 5 sind nach der Benzolkonzentration aufsteigend nummeriert. Es ist deutlich erkennbar, dass bei allen Messungen, in denen die Benzolkonzentration den Grenzwert von 1 mg/m^3 überschritten hat, die O_2 -Konzentration nach dem Katalysator unter 2 Vol.-% lag.

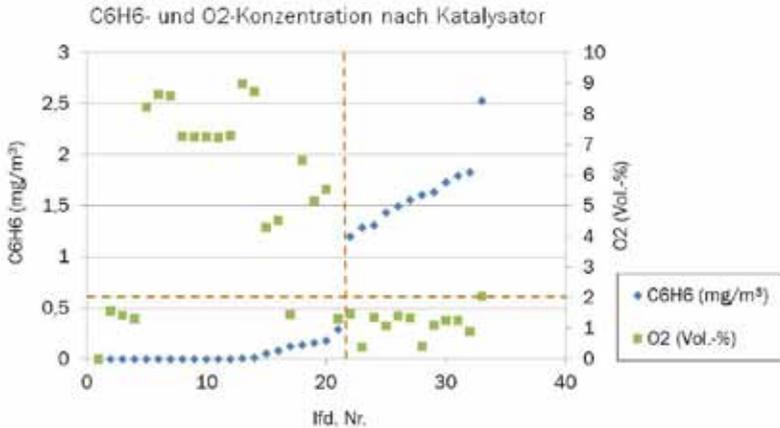


Abbildung 5: C₆H₆ und O₂ nach Katalysator, Quelle: FHG-ISE

Bewertung und Fazit der Messungen an den Anlagen der Partner

Im Anschluss an die Voruntersuchungen im Labor wurde mit einer definierten Messeinrichtung die Abgasqualität an den Anlagen der Partner untersucht. Die Messungen erfolgten im Wechsel vor und nach dem Katalysator.

Nach Auswertung der Messungen zeigte sich, dass ein Zusammenhang zwischen Kohlenmonoxid und Benzol in der Form erkennbar ist, dass bei einem hohen Kohlenmonoxidumsatz ebenfalls ein hoher Benzolumsatz vorhanden war. Wurden die Benzolwerte über den Kohlenmonoxidwerten aufgetragen, konnte ein Kohlenmonoxidwert ermittelt werden, unterhalb dessen die Benzolwerte den maximalen Grenzwert von 1 mg/m³ in keiner Messung überschritten haben. Dieser Wert lag bei 139 mg/m³. Als Bewertungskriterium sollte ein Grenzwert gewählt werden, der unterhalb dieses Wertes liegt, z. B. 130 mg/m³.

Wurden die Benzolwerte über der Sauerstoffkonzentration nach Katalysator aufgetragen, wurde ein eindeutiger Zusammenhang erkennbar. Lag der Sauerstoffgehalt nach Katalysator unter 2 Vol.-%, überstieg der Benzolwert in fast allen Messungen den Grenzwert von 1 mg/m³. Im Gegenzug wurde bei allen Messungen, in denen der Sauerstoffgehalt 2 Vol.-% überstieg, der Benzolgrenzwert von 1 mg/m³ unterschritten. Dies lässt sich vor allem dadurch erklären, dass bei einem geringen Sauerstoffgehalt nicht ausreichend Sauerstoff für die Oxidation des Benzols zur Verfügung steht. Die Oxidation des Kohlenmonoxids läuft schneller ab und verbraucht einen Großteil des Sauerstoffs.

Daher ist die Einhaltung des Grenzwertes für Benzol von 1 mg/m^3 dann anzunehmen, wenn

- ein ausreichender Sauerstoffrestgehalt im Abgas nach Katalysator von mehr als 2 Vol.-% vorliegt
- der Katalysator noch ausreichend funktionsfähig ist. Dies lässt sich wahlweise am CO-Umsatz ($X_{\text{CO}} > 80 \%$) oder am CO-Gehalt im Gas nach Kat (z. B. $< 130 \text{ mg/m}^3$) festmachen. Zur Ermittlung des CO-Umsatzes wer den Messwerte vor und nach Katalysator benötigt.

Mit Abschluss des Projektes konnte gezeigt werden, dass mit den aktuell verfügbaren Katalysatoren die Grenzwerte für Benzol und Kohlenmonoxid größtenteils eingehalten werden können. Einige Vergaserhersteller haben bereits umfangreiche Prozessoptimierungen durchgeführt, was sich deutlich in der Benzolkonzentration vor Katalysator bemerkbar macht. Wenn die Entstehung von Benzol bereits im Prozess weitestgehend vermieden wird, können die Grenzwerte einfacher und sicherer erreicht werden. Aber gerade da die ganze Bandbreite an Benzolkonzentrationen vorhanden war, konnten die Rückschlüsse auf den Zusammenhang zwischen Benzol / Kohlenmonoxid und Sauerstoff gezogen werden. Innerhalb des Projekts wurden zu den bereits erwähnten Gaskomponenten ebenso Wasserstoff und NO_x -Werte vor und nach Katalysator aufgenommen. Die Betrachtung dieser Komponenten war nicht Bestandteil dieses Projektes. In weiterführenden Arbeiten sollten auch die Zusammenhänge von NO_x mit anderen Gaskomponenten betrachtet werden.

Beitrag zu den Effizienzkriterien des Förderprogramms

Die Ergebnisse des Projektes geben den Herstellern von Holzgasanlagen ein Werkzeug an die Hand, die Gasreinigung ihrer Anlagen zu verbessern. Durch Anpassungen der Betriebsparameter, wie sie in diesem Bericht beschrieben sind, können die Anlagen in einen sicheren und sauberen Betrieb überführt werden. Dadurch wird das Marktsegment Holzvergasung gestärkt und gesichert. Es verbessert auch die Wettbewerbsposition der beteiligten Partner, da Anlagen mit geringen Abgasemissionen eine größere Nachfrage haben. Durch die stete Mitarbeit im Projekt haben sich die Partner Know-how aufgebaut, welches ihre Kompetenz bezüglich der Nachbehandlung von Abgasen, der Auswahl der geeigneten Messtechnik und der Anpassung der Betriebsparameter zur Steigerung der Gasqualität verbessert.

Im Rahmen des Projekts wurde ein Zusammenhang zwischen der Benzolkonzentration und der Sauerstoffkonzentration gezeigt. Diese Erkenntnisse werden in die VDI-Richtlinie 3461 einfließen, die es dann ermöglichen soll, Abnahmemessungen an den Anlagen einfacher und günstiger durchzuführen. Dies sichert den bestehenden Markt, da den potenziellen Abnehmern von Holzvergaseranlagen geringere Kosten für Abgasmessungen und somit ein höherer Ertrag entsteht.

Durch die Ergebnisse der Messungen an den verschiedenen Anlagen konnte gezeigt werden, dass die Holzvergaserhersteller in den letzten Jahren effiziente Systemverbesserungen durchgeführt haben, die dazu führten, dass derzeit die Benzolwerte nach den BHKWs deutlich niedriger liegen, als noch vor drei Jahren. Die Ergebnisse zeigen auch, dass bei Auswahl der geeigneten Betriebsparameter die gesetzlich vorgeschriebenen Grenzwerte für Benzol und Kohlenmonoxid unterschritten werden. Die Veröffentlichung dieser Ergebnisse führt zu einer stärkeren Akzeptanz in der Öffentlichkeit und somit zu einer Stärkung dieses Marktes.

Der besondere Erfolg dieses Projektes liegt unabhängig von den auf der technischen und wissenschaftlichen Seite erzielten Ergebnissen in der Zusammenarbeit der Projektpartner. In diesem Projekt ist es gelungen, deutsche Vorreiter der Biomassevergasung sowohl der kleinen Leistung als auch der MW-Klasse zusammenzubringen, um ein umweltrelevantes Thema anzugehen, das bisher nur unzureichend bearbeitet worden war. Bei Einführung des Grenzwertes für Benzol hatten die Hersteller relativ zügig individuelle Lösungen finden müssen, die nicht in jedem Fall auf die jeweilige Anlage optimiert waren. Aus mangelnder Erfahrung und mangelnder Messtechnik in den jeweiligen Unternehmen war der Erfolg der zur Emissionsminderung eingesetzten Technologie bei den Herstellern bisher sehr uneinheitlich. Da das Thema Benzol bei Nicht-Einhalten der Grenzwerte die gesamten Arbeiten eines Unternehmens zur Biomassevergasung gefährden konnte, war darüber bisher nicht frei diskutiert worden, auch aus Angst, bei den lokalen Behörden Aufmerksamkeit zu erregen. So war bis zu Projektstart kein wissenschaftlich und technologisch fundierter Austausch zur Optimierung der Anlagen in dieser Richtung für die Auslegung von Anlagen verfügbar.

Mit diesem Projekt ist es gelungen, alle Beteiligten auf den gleichen Wissensstand zu bringen und sowohl für Anlagenhersteller und Betreiber als auch für Behörden eindeutige Hinweise zu generieren, wie mit der Thematik von Benzol und Abgasmessung zu Benzol umgegangen werden soll, um die Emissionen im Rahmen der gesetzlichen Grenzwerte zu halten. Dies ist ein entscheidender Schritt für die Technologie der Biomassevergasung und ihr weiteres Bestehen sowohl im deutschen Energiesektor als auch weltweit.



Foto: DBFZ

Brennstofftechnische Charakterisierung von HTC-Kohlen

¹Andreas Clemens, ¹Frank Döhling

Vorhaben: Integrierte Verwertungsanlage und Strategie für kommunale Biomasse – HTC Hallesche Wasser und Stadtwirtschaft

FKZ-Nr.: FKZ 03KB049A

Laufzeit: 01.12.2010 – 31.12.2014

Zuwendungssumme: 212.149 €

Koordination:

¹ DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig
www.dbfz.de

Projektpartner:

Hallesche Wasser und Stadtwirtschaft GmbH
Bornknechtstr. 5, 06108 Halle/Saale
www.hws-halle.de

Kontakt:

Andreas Clemens
Telefon: +49 (0)341-2434 479
andreas.clemens@dbfz.de

Andreas Clemens (Projektleiter):

Die hydrothermale Carbonisierung kann voneinander verschiedene Biomassen in einen einheitlichen Brennstoff überführen.



Zusammenfassung

Die Hallesche Wasser und Stadtwirtschaft GmbH (HWS) erfasst mehrere Tausend Tonnen kommunalen Grünschnitt und Bioabfall pro Jahr. Ziel des durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Projektes „Integrierte Verwertungsanlage und Strategie für kommunale Biomasse – HTC Hallesche Wasser und Stadtwirtschaft“ war es, Teilmengen dieser biogenen Reststoffströme mit Hilfe der Hydrothermalen Carbonisierung (HTC) in alternative Biomasse-Festbrennstoffe umzuwandeln und diese für den Brennstoffmarkt bereitzustellen. Die HTC bezeichnet die thermochemische Umwandlung von Biomasse zu einem festen Energieträger. Der Prozess findet dabei in flüssigem Wasser bei Temperaturen zwischen 160 und 250 °C und oberhalb der korrespondierenden Dampfdrücke statt. Die Reaktionsdauer beträgt mehrere Stunden. Um eine Einschätzung über die Brennstoffqualität und die Eignung der HTC-Kohlen für den Einsatz als Festbrennstoff zu geben, hat das Deutsche Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ) umfangreiche Laboruntersuchungen mit den bei der HWS anfallenden Stofffraktionen durchgeführt.

Abstract

The Halle Municipal Water Management and Waste Disposal Company (HWS) collects several thousand tons of green waste and of bio-waste per year. The aim of the project “Integrated utilization plant and strategy for community biomass – HTC Halle Municipal Water Management and Waste Disposal Company” was the conversion of these biogenic residues into alternative solid fuel by the Hydrothermal carbonization (HTC). The project was funded by the German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy. The HTC is a thermochemical conversion process which refines biomass into solid fuel. The process takes place in liquid water at temperatures between 160 and 250 °C and at pressures above the corresponding vapor pressures. The reaction needs some hours.

The biogenic residues of the HWS were hydrothermally converted and the fuel quality of the HTC coals was determined by the German Biomass Research Center (DBFZ).

Vorgehen und Methodik

Für die brennstofftechnischen Untersuchungen wurden der kommunale Grünschnitt (zwei Proben), Bioabfall und Gärrest (jeweils eine Probe) im Labor bei 200 °C für 6 h hydrothermal carbonisiert. Eine Probe des kommunalen Grünschnittes war frischer Grünschnitt, der direkt vom Sammelplatz der HWS entnommen wurde. Die andere Probe war geschredderter und gesiebter Grünschnitt (im Folgenden als aufbereiteter Grünschnitt bezeichnet). Anschließend wurden die chemischen und brennstofftechnischen Eigenschaften der Inputmaterialien und der im Labor erzeugten HTC-Kohle sowie eines Holzbrennstoffes als Vergleichsmaterial analysiert. Die verwendeten Analysemethoden entsprechen den in der DIN EN ISO 17225-1 (DIN EN ISO 17225-1:2014) aufgeführten Referenzen. Zur weiteren Charakterisierung der Brennstoffe und deren Veränderung während des HTC-Prozesses wurde eine simultane thermische Analyse (STA) unter oxidierenden Bedingungen bei einer Heizrate von 5 K pro Minute bis zu einer Endtemperatur von 900 °C an den Brennstoffen durch-

geführt. Mit Hilfe dieser Methode werden die Vorgänge der Verbrennung im Labormaßstab abgebildet. Dafür wurden die Brennstoffe auf eine Korngröße von $<0,5$ mm aufgemahlen. Es wurden jeweils Doppelbestimmungen vorgenommen. Das mit Hilfe der STA erhaltene Thermogramm gilt als charakteristisch für einen Brennstoff und bietet unter anderem die Möglichkeit, einen Vergleich zu anderen Brennstoffen zu ziehen. Die Ergebnisse wurden um STA-Messungen an Kiefernholz, die unter gleichen Bedingungen gemessen wurden, ergänzt. Die Messungen wurden mit einem Gerät der Firma Netzsch (Modell 449 F3 Jupiter), im Folgenden kurz STA genannt, durchgeführt. Die STA erlaubt es, zeitgleich an kleinen Probenmassen (~ 15 mg) kalorische Effekte und Masseänderungen zu bestimmen. Damit können Hinweise auf die während eines Temperaturprogrammes ablaufenden Reaktionen in einer Probe gewonnen werden. Insbesondere die Beurteilung des temperaturabhängigen Massenverlustes ist hierbei von Interesse.

Brennstofftechnische Beurteilung

Für die praktische Nutzung von biogenen Festbrennstoffen ist eine Reihe von Merkmalen, die den Verbrennungsprozess in unterschiedlich hohem Ausmaß beeinflussen, von Bedeutung. Dazu gehören die chemische Zusammensetzung sowie die verbrennungstechnischen und physikalisch-mechanischen Eigenschaften des eingesetzten Brennstoffs. Im Kleinfuehrungsbereich dürfen nur die in der 1. BImSchV definierten Regelbrennstoffe eingesetzt werden. Die Eigenschaften von unter Nummer 8 und Nummer 13 aufgeführten nicht-holzartigen Pellets sind in der Norm DIN EN ISO 17225-6 (DIN EN ISO 17225-6 2014) festgelegt. Brennstoffe, die mit einem HTC-Verfahren behandelt wurden, sind derzeit noch keine Regelbrennstoffe im Sinne der 1. BImSchV. Darüber hinaus existiert auch noch keine Norm, die die geforderten Qualitätsmerkmale für solche Brennstoffe festlegt. Daher ist der Einsatz von HTC-Kohle im Kleinfuehrungsanlagenbereich nach aktuellem Stand nicht zulässig. Um dennoch eine brennstofftechnische Einordnung der Inputmaterialien und der daraus hergestellten HTC-Kohle vornehmen zu können, wurden dementsprechend die in Tabelle 1 dargestellten Brennstoffparameter analysiert und miteinander verglichen. Zusätzlich sind auszugswise normative Anforderungen der DIN EN ISO 17225-6 an Pellets aus halmgutariger Biomasse, Biomasse von Früchten, aquatischer Biomasse, definierte und undefinierte Mischungen, Klasse B aufgeführt.

Ein Vergleich der HTC-Kohlen mit den Inputstoffen zeigt, dass der Heizwert durch den HTC-Prozess gesteigert wird. Der erhöhte Heizwert der HTC-Kohlen geht hauptsächlich auf den Anstieg des Kohlenstoffanteils in den HTC-Kohlen zurück. Die HTC verursacht aber auch einen Anstieg des Aschegehaltes. Weiterhin ist ein Rückgang der flüchtigen Bestandteile zu verzeichnen. Hinsichtlich der Elemente Stickstoff, Schwefel, Chlor und Kalium, welche bei der Verbrennung aufgrund ihres potentiell korrosiven beziehungsweise emissionsrelevanten Charakters von Bedeutung sind, zeigt sich ein uneinheitliches Bild. Der Schwefelgehalt der HTC-Materialien liegt geringfügig über denen der Inputstoffe. Die HTC-Kohlen weisen teilweise einen höheren und teilweise einen niedrigeren Stickstoffgehalt als die Inputmaterialien auf. Dies geht wahrscheinlich auf natürliche Schwankungen des Stickstoffgehalts in den Brennstoffchargen zurück.

Tabelle 1: Ergebnisse der brennstofftechnischen Analysen der Inputmaterialien, HTC-Kohlen und Holz sowie geforderte Werte entsprechend der DIN EN ISO 17225-6, Klasse B (DIN EN ISO 17225-6 2014).

Brennstoffparameter	Einheit	DIN EN ISO 17225-6, Klasse B	Holzpellelets	Bioabfall	Gärrest	Grünschnitt	Grünschnitt (aufbereitet)	HTC-Bioabfall	HTC-Gärrest	HTC-Grünschnitt	HTC-Grünschnitt (aufbereitet)	
		Referenz	Inputmaterialien					HTC-Kohlen				
		Heizwert (HU)	MJ/kg (wf)	≥14,5	19,3	16,7	13,6	10,7	14,0	17,4	14,8	13,4
Aschegehalt (550 °C)	Ma.-% (wf)	≤10	0,6	23,6	37,5	50,6	35,5	31,6	44,3	47,4	41,2	
Flüchtige Bestandteile	Ma.-% (wf)	-	83,7	58,3	52,5	40,8	48,7	49,1	41,4	38,1	40,4	
C	Ma.-% (wf)	-	52,7	41,1	35,0	30,7	32,7	43,6	39,9	38,1	37,7	
H	Ma.-% (wf)	-	5,35	4,79	4,23	3,11	3,41	4,51	4,28	3,73	3,63	
N	Ma.-% (wf)	≤2,0	0,51	1,81	1,73	1,06	1,55	1,61	1,77	1,17	1,31	
S	Ma.-% (wf)	≤0,2	0,18	0,24	0,24	0,19	0,22	0,28	0,32	0,28	0,24	
O	Ma.-% (wf)	-	40,7	28,5	21,3	14,3	26,6	18,4	9,4	9,3	15,9	
Cl	Ma.-% (wf)	≤0,3	0,005	0,318	0,388	0,079	0,155	0,241	0,224	0,102	0,12	
K	Ma.-% (wf)	-	0,06	1,54	1,39	1,46	1,78	1,16	1,18	1,14	1,15	

Die Chlorkonzentration weist in drei von vier Fällen eine Tendenz zu niedrigeren Werten nach dem HTC-Prozess auf. Bezüglich der Kaliumkonzentration sind die größten Veränderungen durch den HTC-Prozess festzustellen. In Abhängigkeit vom Inputmaterial sind hier Minderungen um 2.100 bis 6.300 mg/kg (wf) zu verzeichnen, was auf eine verbesserte Verschlackungsneigung und möglicherweise niedrigere Feinstaubemissionen hindeutet. Allerdings ist diesbezüglich auch der stark erhöhte Aschegehalt zu berücksichtigen.

Die Ergebnisse zeigen, dass durch die HTC die Brennstoffparameter Heizwert, Flüchtige Bestandteile, Kohlenstoffgehalt, Chlor- und Kaliumkonzentration positiv beeinflusst werden können. Dagegen kommt es durch den teilweisen Abbau der organischen Bestandteile während der HTC zu einer relativen Anreicherung der anorganischen Bestandteile. Die HTC führt zwar zu einer Erhöhung des Aschegehaltes, die sehr hohen Aschegehalte der untersuchten HTC-Kohlen wurden aber nicht durch die HTC verursacht, sondern sind in den bereits sehr hohen Aschegehalten der verwendeten Inputmaterialien begründet. Im Projekt konnte nachgewiesen werden, dass die hohen Aschegehalte maßgeblich durch anhaftende Erde und Sand verursacht sind. Um den Einsatz der HTC-Kohlen aus diesen kommunalen Biomassen als Brennstoff zu ermöglichen bzw. zu erleichtern, ist es notwendig, die Aschefracht durch eine entsprechende Vorbehandlung der Inputmaterialien deut-

lich zu reduzieren. Der Vergleich der beiden Grünschnittfraktionen zeigt, dass bereits eine Siebung zu einer deutlichen Reduzierung des Aschegehaltes führt. Vor dem Hintergrund, dass die HTC nasse Biomassen verarbeiten kann, wäre für eine weiterreichende Reduzierung des Aschegehaltes eine vorgeschaltete Wäsche und Sedimentation zur Entfernung des Sandes geeignet.

Thermochemisches Zersetzungsverhalten

Um das thermochemische Zersetzungsverhalten unter oxidierenden Bedingungen beurteilen zu können, ist es möglich, mit Hilfe der STA den Verbrennungsprozess im kleinen Maßstab darzustellen. So liefert zum Beispiel die differenzierte Kurve der Thermogravimetrie (DTG) Aussagen über die Geschwindigkeit (gemessen in Ma.-%/min) der thermischen Zersetzung von verschiedenen Biomassefraktionen und den Temperaturbereich, in dem diese stattfinden. Für holzartige Biomassen wurden in einigen Studien die in der Kurve auftretenden, charakteristischen Peaks als die Zersetzung von Cellulose und Hemicellulose (im Bereich 300 – 330 °C) bzw. die Zersetzung des restlichen in der Biomasse enthaltenen Lignins (im Bereich 400 – 420 °C), der Anteil der flüchtigen Bestandteile und der Anteil nicht thermisch zersetzter Bestandteile (Asche, Kohle) interpretiert (Amutio et al. 2012), (Munir et al. 2009), (Vamvuka & Sfakiotakis 2011). Für holzartige Biomassen wird in der Regel ein erster Peak (P1) im Temperaturbereich von 300 – 330 °C beobachtet und ein zweiter Peak (P2) im Bereich von 400 – 420 °C. Mit welcher Geschwindigkeit die thermische Zersetzung an den jeweiligen Peaks stattfindet, ist durch die jeweilige Masseverlustrate (R) indiziert. An der Spitze des Peaks ist die Masseverlustrate maximal (R_{max}). Zusätzlich gibt die STA Auskunft über die freigesetzte bzw. benötigte Energie für die thermischen Zersetzungsprozesse. Die Kurve der dynamischen Differenzkalorimetrie (DSC) lässt sich dabei ähnlich lesen wie die TG-Kurve bezüglich der Peaks (P), wobei im Falle der DSC-Kurve R den jeweiligen Wärmestrom pro umgewandelter Masse (mW/mg) darstellt, der exotherme oder endotherme Prozesse indiziert.

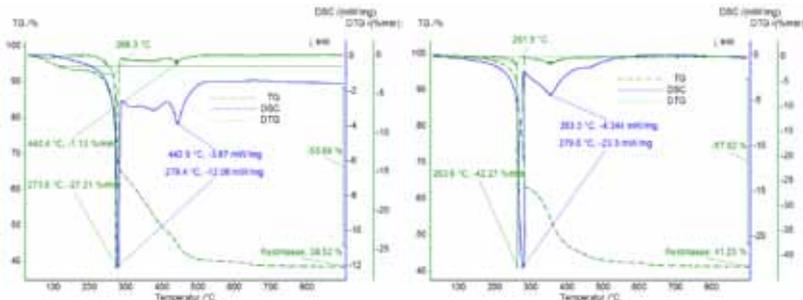


Abbildung 1: Vergleich der Thermogramme von Grünschnitt (aufbereitet) (links) und dessen HTC-Kohle 2 (rechts).

Die Ergebnisse der STA-Messungen und der daraus gewonnenen charakteristischen Merkmale sind in der Abbildung 1 und 2 dargestellt. Die Thermogramme der Inputmaterialien sind jeweils auf der linken Seite, die der daraus gewonnenen HTC-Kohlen auf der rechten Seite abgebildet. Die TG-Kurven aller Inputmaterialien weisen bis zu einer Temperatur von 120 °C Masseverluste auf, die vorrangig auf die Verdunstung und Verdampfung von freiem und in Zellstrukturen gebundenem Wasser zurückgehen. Ab diesem Temperaturbereich beginnen erste thermochemische Zersetzungsreaktionen. Die negativen Werte des DSC-Signals zeigen an, dass die Zersetzungsreaktionen exotherm verlaufen. Weiterhin ist ein rapider Masseverlust (TG-Kurve) erkennbar. Der Beginn dieser Oxidationsreaktionen bzw. die Temperatur des Onset (T_{onset}) des ersten Peaks der TG-Kurve wird in diesem Fall als Zündtemperatur definiert. Diese liegen bei den Inputmaterialien zwischen 254,6 und 270,0 °C. Der Masseverlust läuft für die Bioabfall- und die Gärrestprobe zweistufig ab. Die jeweils gemittelten DTG-Maximalwerte liegen bei Temperaturen im Bereich 281,2 bzw. 275,7 °C und 423,1 bzw. 420,2 °C. Die Maxima der Energiefreisetzung (vgl. Verlauf der DSC-Kurven) liegen ebenfalls in diesem Temperaturbereich. Ab den zweiten Maxima geht die DSC-Kurve fast auf den Wert Null zurück. Weiterhin sinkt bis zum Erreichen der Endtemperatur von 900 °C die Probemasse nur noch geringfügig ab. Woran erkennbar ist, dass bereits ein Großteil der Probemasse zersetzt und oxidiert worden ist. Die beiden Grünschnittproben zeigen demgegenüber ein thermochemisches Zersetzungsverhalten, welches nicht durch zwei ausgeprägte, nacheinander folgende Zersetzungsschritte charakterisiert ist. Hier erfolgt nach der Trocknung der Proben ebenfalls eine rapide Zersetzung eines Teils der Probe. Auch ist der Temperaturbereich, in dem dies stattfindet, ähnlich (291,2 und 275,2 °C). Jedoch ist ein zweiter ausgeprägter Zersetzungsschritt nicht feststellbar. Beim aufbereiteten Grünschnitt erfolgt der erste Schritt sehr schnell, was an der hohen Masseverlustrate R_{max} von durchschnittlich 30 Ma.-%/min erkennbar ist. Während R_{max} des nicht aufbereiteten Grünschnitts etwa um Faktor 10 kleiner ausfällt. Ab einer Temperatur von 300 °C verläuft die thermochemische Zersetzung beider Grünschnittproben bis zu einer Temperatur von etwa 500 °C relativ konstant, wobei teilweise kleinere Peaks auftraten. Bei höheren Temperaturen nimmt die Masse nur noch geringfügig ab. Der nach Durchlaufen des Temperaturprogramms zurückbleibende Proberest beträgt zwischen 22,3 und 41,1 Ma.-% der zu Beginn der Messung vorliegenden Masse. Eng damit verbunden

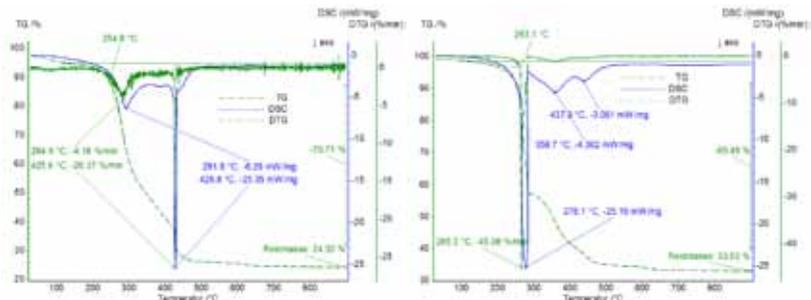


Abbildung 2: Vergleich der Thermogramme von Bioabfall (links) und dessen HTC-Kohle (rechts).

ist der Masseverlust des im Temperaturbereich von 120 bis 900 °C thermochemisch zersetzten Probematerials. Dieser liegt je nach Brennstoff zwischen 53,5 und 72,0 Ma.-% der Ausgangsmasse, wobei die beiden Grünschnittproben aufgrund ihrer höheren Restmasse niedrigere Werte aufweisen.

Beim Vergleich der HTC-Kohlen mit den Inputmaterialien fällt auf, dass das thermochemische Zersetzungsverhalten nun bei allen Brennstoffen durch einen ausgeprägten einstufigen Prozess charakterisiert werden kann. Die, insbesondere bei Bioabfall und Gärrest festgestellte, zweite Stufe bei etwa 420 °C ist nach dem HTC-Prozess nicht mehr vorhanden. Vielmehr ist bei allen Brennstoffen nun ein einzelner rapider Masseverlust mit Peaktemperaturen zwischen 253,7 bis 270,4 °C im Bereich bis 300 °C zu verzeichnen, dessen Intensivität an den hohen maximalen Masseverlustraten (R_{max}) von 32,5 bis 48,3 Ma.-%/min zu erkennen ist. Dieser Masseverlust wird von einer ebenfalls starken exothermen Reaktion begleitet. Weiterhin fallen die beiden kleineren DSC-Peaks bei etwa 350 und 450 °C auf, die der ersten Reaktion folgen und zur Wärmeentstehung beitragen. Offenbar erfolgt nach der heftigen ersten Reaktion ein relativ gleichmäßiger Ausbrand der verbleibenden Brennstoffbestandteile. Wie auch schon die chemische Analyse der Brennstoffe (Aschegehalt) indizierte, sind im Vergleich zu den Inputstoffen die Restmassen nach Ende des Versuchsprogramms höher. Dementsprechend ist in den meisten Fällen auch der Anteil der im Temperaturbereich 120 bis 900 °C thermochemisch zersetzbaren Bestandteile geringer. Die Zündtemperaturen liegen in einem Temperaturbereich von 251,5 bis 268,2 °C und scheinen durch den HTC-Prozess nicht beeinflusst zu werden.

Fazit

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass sich die Inputmaterialien und die durch Hydrothermale Carbonisierung behandelten Brennstoffe in ihrem thermochemischen Zersetzungsverhalten deutlich unterscheiden. Durch die HTC kommt es zu einer Angleichung des thermochemischen Verhaltens ursprünglich verschiedener Biomassen. Dies geht wahrscheinlich auf die im HTC-Prozess stattfindenden Depolymerisationsvorgänge zurück. Eine Aussage, welche Biomassebestandteile dafür konkret verantwortlich sind, kann an dieser Stelle nicht getroffen werden. Weiterführende Untersuchungen sollen jedoch die Bestimmung der Hemicellulose-, Cellulose- und Ligninbestandteile vor und nach der HTC mit einbeziehen, um ein detailliertes Bild der ablaufenden Vorgänge zu entwerfen. Für den praktischen Betrieb könnten die Ergebnisse so interpretiert werden, dass bezüglich des thermochemischen Verhaltens HTC-Brennstoffe unabhängig von Ihrem Ursprung als gleich angesehen werden können. Das Verfahren der HTC ist damit geeignet, unterschiedliche Biomasse in einen einheitlichen Brennstoff zu überführen.

Notwendigkeit von Verbrennungsversuchen

Es ist generell schwierig, einzig von den chemischen Analysen und brennstofftechnischen Untersuchungen auf das Verhalten bei der Verbrennung zu schließen, da die Matrix der Reaktionsbedingungen (z. B. Temperatur, Vermischung der Brenngase, Konzentration beteiligter Reaktionspartner, Sauerstoffzufuhr, Verbleib in der heißen Zone) das Verbrennungs- und Emissionsverhalten stark mitbestimmen. Insbesondere neue und stark veränderte Brennstoffe entziehen sich einer umfassenden Interpretation. Besonders die Feinstaubbildung und das Verschlackungsverhalten lassen sich nur bedingt beurteilen und betonen die Bedeutung von Verbrennungsversuche in realen Feuerungen.

Literatur

AMUTIO, M.; LOPEZ, G.; AGUADO, R.; ARTETXE, M.; BILBAO, J.; OLAZAR, M. (2012): Kinetic study of lignocellulosic biomass oxidative pyrolysis. *Fuel*. Bd. 95. S. 305–311.

DIN EN ISO 17225-1 (2014): Solid biofuels – Fuel specifications and classes – Part 1: General requirements (ISO 17225-1:2014), English version EN ISO 17225-1:2014.

DIN EN ISO 17225-6 (2014): Solid biofuels – Fuel specifications and classes – Part 6: Graded nonwoody pellets (ISO 17225-6:2014), English version EN ISO 17225-6:2014.

MUNIR, S.; DAOOD, S.S.; NIMMO, W.; CUNLIFFE, A.M.; GIBBS, B.M. (2009): Thermal analysis and devolatilization kinetics of cotton stalk, sugar cane bagasse and shea meal under nitrogen and air atmospheres. *Biore-source Technology*. Bd. 100 (Nr. 3). S. 1413–1418.

VAMVUKA, D.; SFAKIOTAKIS, S. (2011): Combustion behaviour of biomass fuels and their blends with lignite In: *Thermochimica Acta*. Bd. 526 (Nr. 1-2). S. 192–199.

Die Schriftenreihe des Förderprogramms



- 20 Effizient, umweltverträglich, dezentral. Neue Konzepte für die Nutzung von biogenen Festbrennstoffen Teil 3, 2015
- 19 Neue Wege zur Prozessoptimierung in Biogasanlagen Teil 3, 2015.
- 18 Meilensteine 2030 - Elemente und Meilensteine für die Entwicklung einer tragfähigen und nachhaltigen Bioenergiestrategie, 2015
- 17 Effizient, umweltverträglich, dezentral. Neue Konzepte für die Nutzung von biogenen Festbrennstoffen Teil 2, 2014
- 16 Neue Wege zur Prozessoptimierung in Biogasanlagen Teil 2, 2014.
- 15 Festschrift - Konferenz 5 Jahre Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“: Wege zur effizienten Bioenergie, 2014.
- 14 Messen und Bilanzieren an Holzvergasungsanlagen (in Vorbereitung).
- 13 Alternative Verfahren zur Herstellung von Biokraftstoffen aus Reststoffen, 2013.
- 12 Effizient, umweltverträglich, dezentral. Neue Konzepte für die Nutzung von biogenen Festbrennstoffen Teil 1, 2013.
- 11 Neue Wege zur Prozessoptimierung in Biogasanlagen Teil 1, 2014.
- 10 Grünlandenergie. Praxishinweise für die Entwicklung von Gras und Schilf basierten Nutzungskonzepten zur Energiegewinnung, 2013.
- 09 Konferenzband Energetische Biomassenutzung: Neue Technologien und Konzepte für die Bioenergie der Zukunft, 2013.
- 08 Messmethodensammlung Feinstaub: Methodenvorschlag zur Feinstaubmessung an Feuerungsanlagen für feste biogene Brennstoffe, 2014.
- 07 Messmethodensammlung Biogas: Methoden zur Bestimmung von analytischen und prozessbeschreibenden Parametern im Biogasbereich, 2012.
- 06 Brückenschlag nach Osteuropa: Biomassepotenziale und -nutzungsoptionen in Russland, Weißrussland und der Ukraine, 2012.



www.energetische-biomassenutzung.de

ISSN: 2199-2762

Gefördert durch



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Projekträger



Programmbegleitung



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages