

# Erzeugung von SNG aus ligninreicher Biomasse

Die Erzeugung von SNG aus ligninreicher Biomasse stellt eine interessante Alternative zur energetischen Nutzung von Biomasse dar. Die im Vergleich zur oft diskutierten FT-Synthese erreichbare Ausbeute an Zielprodukten liegt etwa 50 Prozent höher. Sämtliche Verfahrensschritte aus der SNG-Prozesskette werden derzeit in verschiedenen Forschungs- und Demonstrationsprojekten erprobt, sind teilweise schon kommerziell erhältlich oder stehen kurz vor der Kommerzialisierung.

Die energetische Nutzung von trockener ligninreicher Biomasse in Form von SNG (Substitute Natural Gas) stellt eine interessante Variante der Erzeugung eines gasförmigen Kraft- und Brennstoffes dar. Während die Erzeugung von Methan durch Fermentation und die anschließende Einspeisung in das Erdgasnetz in Deutschland inzwischen etablierte Technologien sind, wurde die thermochemische Erzeugung von SNG aus Biomasse bisher noch nicht realisiert. Ein Vergleich der aus dem technischen Biomassepotenzial erzeugbaren Methan-Ströme zeigt, dass das Potenzial der thermochemischen Erzeugung im Vergleich zur fermentativen Erzeugung deutlich größer ist (Abb. 1). Dies gilt insbesondere dann, wenn als reine Energiepflanzen auch thermochemisch umwandelbare Sorten wie Kurzumtriebspflanzen angebaut werden.

Ein weiterer Vorteil der thermochemischen Umwandlung ist, dass als zu entsorgende Reststoffe in Form von Asche nur etwa

1 Mass.-Prozent der eingesetzten Biomasse anfallen, während bei der fermentativen Umsetzung von Biomasse etwa 30 Prozent der organischen Trockenmasse nicht umgesetzt werden können. Es handelt sich hierbei vor allem um von den Mikroorganismen nicht verdaubare Substanzen wie beispielsweise Lignin, die energetisch ungenutzt als Gärrest ausgetragen und entsorgt werden müssen. Neben den Transportkosten ist ein weiterer Nachteil, dass sich die Ausbringung der Gärreste infolge von Überdüngung negativ auf die Grundwasserqualität auswirken kann [1]. Dies muss bei der Betrachtung und Bewertung entsprechender Konzepte berücksichtigt werden.

Wird der Wirkungsgrad der SNG-Erzeugung und Einspeisung mit der direkten Verstromung vor Ort nach der Verbrennung oder Vergasung der ligninreichen Biomasse verglichen (Abb. 2), zeigt sich, dass in puncto Wertschöpfung SNG erneut die attraktivste Alternative darstellt. Ca. 60 Prozent

der in Form von Biomasse eingesetzten Energie können als handelsfähiges Wertprodukt SNG gewonnen werden. Im Fall der Verstromung können lediglich 25 bzw. 33 Prozent der Energie der Biomasse zum eigentlichen Zielprodukt Elektrizität umgesetzt werden. Nicht gezeigt ist hier der Vergleich zu der in Deutschland parallel verfolgten Fischer-Tropsch-Synthese zur Gewinnung flüssiger Kraftstoffe aus Biomasse. Aber auch bei dieser lassen sich nur maximal 40 Prozent der Energie der Biomasse zu flüssigen Kraftstoffen umwandeln.

Die Erzeugung von SNG durch Vergasung eines Kohlenstoffträgers, Synthese und Gasaufbereitung ist kein gänzlich neues Konzept. Bereits in den 70er-Jahren des vergangenen Jahrhunderts wurde eine Vielzahl an Verfahren zur Erzeugung von Methan bzw. SNG auf Basis der Kohle entwickelt [3]. Diese Konzepte wurden vornehmlich für große Anlagen im Bereich mehrerer Hundert MW Brennstoff-Leistung erstellt, mit dem Nachteil, dass diese nicht direkt auf die zunehmend geforderte Verwendung der dezentral anfallenden Biomasse mit ihrer im Vergleich zur Kohle geringeren Energiedichte übertragbar sind. Unabhängig vom Einsatzstoff stellt auch die Exothermie der eigentlichen Methanisierungsreaktion eine verfahrenstechnische Herausforderung im Gesamtprozess der SNG-Herstellung dar, da die bisher realisierten Konzepte zur Wärmenutzung und -abfuhr bei großen Anlagen auf kleine Anlagen im Bereich bis 100 MW Brennstoffleistung nicht wirtschaftlich übertragbar sind. Neuartige Konzepte, speziell auf die Rahmenbedingungen der Biomasse zugeschnitten, befinden sich in einem fortgeschrittenen Entwicklungsstadium und müssen zukünftig ihre Eignung in entsprechenden Pilotprojekten unter Beweis stellen.

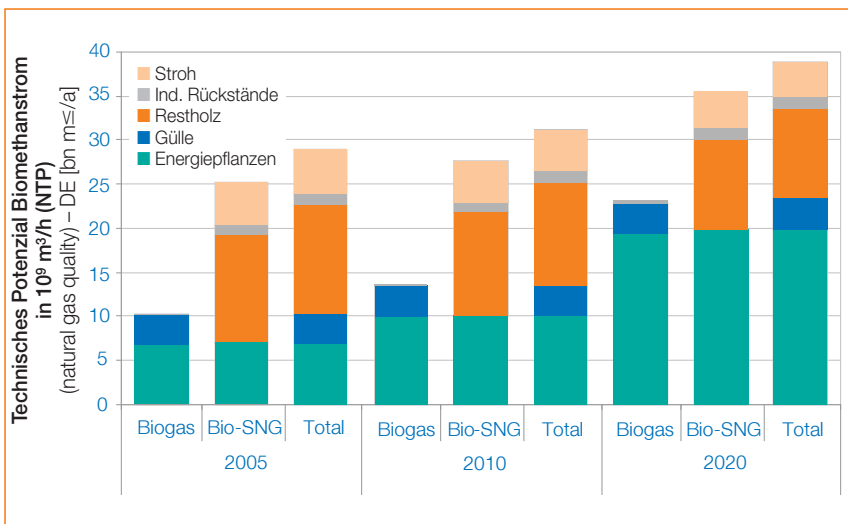


Abb. 1: Potenzial zur Methanerzeugung aus Biomasse in Deutschland

Quelle: Schotwin [2]

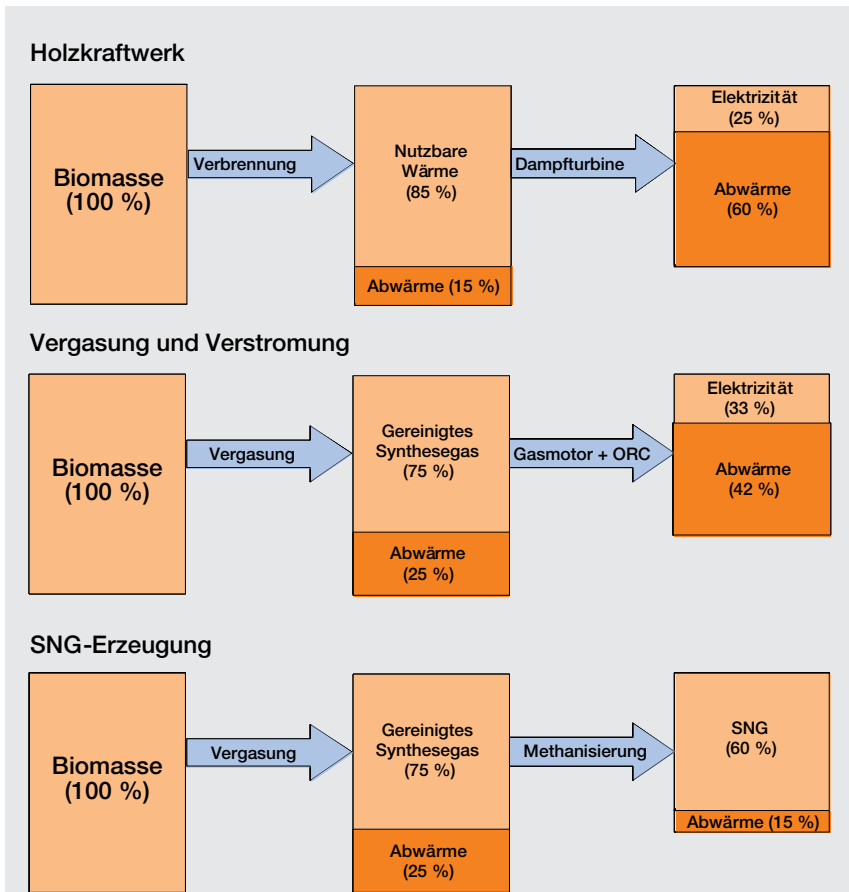


Abb. 2: Vergleich der Wirkungsgrade bei der SNG-Erzeugung und der Verstromung

Quelle: DVGW - EBI

ses. Besonders vorteilhaft für die Vergasung von Biomasse sind jedoch zweistufige Vergasungsverfahren, da mit diesen ein stickstoffarmes Rohgas ohne den kostenintensiven Einsatz von  $O_2$  erzeugt werden kann, was die anschließend notwendige Gasaufbereitung wesentlich vereinfacht. Eine typische Gaszusammensetzung am Austritt einer zweistufigen Biomassevergasung ist in Tabelle 1 dargestellt.

Als einziges Beispiel einer seit Jahren betriebenen, zweistufigen allothermen Wirbelschichtvergasung ist die Biomassevergasungsanlage in Güssing (Österreich) zu nennen [8, 9]. Eine sehr interessante Verfahrensvariante ergibt sich durch die Kopplung solch einer Wirbelschichtvergasung mit der In-situ- $CO_2$ -Abscheidung durch geeignete Adsorbentien. Dieses Verfahren wurde in den 70er-Jahren des vergangenen Jahrhunderts für die Kohlevergasung entwickelt [10] und vom ZSW Baden-Württemberg für die Biomassevergasung adaptiert. Beim so genannten AER (Absorption Enhanced Reforming)-Verfahren [11] wird die Vergasung mit einem umlaufenden Wärmeträgermedium aus Kalkstein betrieben (Abb. 4). Zunächst wird dabei der Kalk ( $CaCO_3$ ) im Regenerator zu  $CaO$  umgewandelt. Dieses wird heiß in den eigentlichen Vergasungsreaktor eingebracht, bringt dort die zur endothermen Vergasung notwendige Energie ein und bindet gleichzeitig einen Teil des bei der Vergasung frei werdenden  $CO_2$  durch die Rückumwandlung zu  $CaCO_3$ . Hierbei kann es auch zur katalytischen Reformierung höherer Kohlenwasserstoffe aus der Ver-

### SNG-Prozesskette

Die Umwandlung trockener, ligninhaltiger Biomasse zu SNG durch thermochemische Vergasung und anschließende katalytische Methanisierung lässt sich zweckmäßig in die in Abbildung 3 dargestellten Prozessschritte unterteilen [4-6]. In der Vergasung wird die feste Biomasse zunächst zu Syntheserohgas umgewandelt. Dieses muss vor der anschließenden Methan-Synthese in verschiedenen Gasreinigungsstufen von Störkomponenten befreit werden. In der Konvertierungsstufe (CO-Shift) wird gegebenenfalls das für die Methanisierung notwendige  $H_2/CO$ -Verhältnis im Synthesegas eingestellt, anschließend erfolgt die eigentliche Methanisierung. Diese beiden Stufen arbeiten unter Verwendung entsprechender Katalysatoren. Nach der Methanisierung oder Methansynthese erfolgt die SNG-Konditionierung, bei der das Produktgas von  $CO_2$  befreit, getrocknet und anschließend in das Erdgasnetz eingespeist wird. Im Folgenden werden die einzelnen Prozessschritte zur SNG-Erzeugung näher beschrieben.

### Vergasung

Biomasse kann bei Temperaturen zwischen 600 und 1.300 °C und bei Drücken zwi-

schen 1 und 100 bar mit einem geeigneten Vergasungsmedium zu einem Rohsynthesegas umgesetzt werden [7]. Als Vergasungsmedium werden üblicherweise Sauerstoff oder Luft und/oder Wasserdampf eingesetzt. Um den Eintrag von Stickstoff in das Syntheserohgas bzw. anschließend in das SNG zu verhindern, sollte die Vergasung bei einstufigen Vergasern nicht direkt mit Luft erfolgen. Prinzipiell kann die Vergasung von trockener Biomasse in Festbett-, Wirbelschicht- und Flugstromvergasern autotherm oder allotherm erfolgen. Für die Erzeugung von SNG bietet sich auf Grund des erzielbaren hohen Methangehalts bereits im Vergasungsrohgas eine Wirbelschichtvergasung an. Typische Wirbelschichtvergasern für trockene und ligninreiche Biomassen werden bei nahezu Umgebungsdruck und Temperaturen von 800 bis 1.000 °C betrieben. Der für Biomassen typische niedrige Ascheerweichungspunkt begrenzt die Vergasungstemperaturen nach oben. Das Rohgas besteht hauptsächlich aus den vier Gasen Wasserstoff, Kohlenstoffmonoxid, Kohlenstoffdioxid und Methan. Hinzu kommt noch ein vom Vergasungsverfahren abhängiger Anteil an Wasserdampf; normalerweise ca. 20 Prozent des Gesamtga-

## BESCHE GmbH

Gummitechnische Erzeugnisse

Zertifiziert DIN EN ISO 9001:2000

**BESCHE GmbH**  
 Werksstr. 8-10 · 45527 Hattingen  
 Tel. +49 (0)2324-59496-0  
 Fax +49 (0)2324-59496-29  
 E-Mail: info@besche.de  
 Internet: www.besche.de

**Lieferprogramm:**  
 Dichtungen · O-Ringe · Formteile

**Qualitäten:** NBR · EPDM · NR · CR · SBR · HNBR · XNBR · FKM · VMQ

**Freigaben:** DVGW · KTW · NSF · WRAS · ACS · WRC · W 270 · EN 549 · EN 681 · EN 682

QUALITÄT IST ZUKUNFT

gasung der Biomasse kommen, was sich positiv auf die weiteren Gasreinigungsschritte auswirkt. Anschließend wird der Kalkstein-Wärmeträger zusammen mit nicht vollständig umgesetzter Biomasse (Rest-Koks) in den Regenerator ausgetragen und dort durch Oxidation mit Luftsauerstoff erneut zu CaO und CO<sub>2</sub> umgewandelt. Die hierfür notwendige Energie liefert die Verbrennung des mit ausgetragenen Rest-Kokses aus der Vergasungsstufe. Durch diesen Prozess wird das CO<sub>2</sub> teilweise dem Vergasungsrohgas entzogen und in das Abgas überführt. Das Rohgas weist einen höheren H<sub>2</sub>-Gehalt auf und muss daher gegebenenfalls nicht mehr katalytisch konvertiert werden, um das für die Methanisierung notwendige H<sub>2</sub>/CO-Ver-

hältnis einzustellen. Als weiteren positiven Nebeneffekt verspricht das Verfahren auch Vorteile bei der Brennstoffauswahl, da auch Biomassen mit niedrigeren Ascheschmelzpunkten vergast werden können und daher neben Waldholz auch kostengünstige Biomassen wie Landschaftspflegeholz einsetzbar sind. Angedacht wird auch die Verwendung bisher als völlig ungeeignet eingestufte Reststoffe, wie beispielsweise Gärreste aus der Biogasproduktion, was die Attraktivität der AER-Vergasung weiter fördert. Entsprechende Untersuchungen sollen in einem öffentlich geförderten Verbundprojekt von ZSW, Universität Stuttgart (IVD) und der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut durchgeführt werden.

## Gasreinigung

Neben den Hauptkomponenten H<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> enthält das Rohgas einer Wirbelschichtvergasung noch Begleitkomponenten wie N<sub>2</sub> und Kohlenwasserstoffe bis hin zu Teer und Ruß. Ferner sind in dem Rohgas unerwünschte Störstoffe wie Staub, Alkalien, Halogenide, Schwefel- und Stickstoffkomponenten enthalten. Die meisten dieser Begleit- und Störkomponenten müssen vor den weiteren Syntheschritten nahezu vollständig entfernt werden, da die zur SNG-Synthese notwendigen katalytischen Stufen durch diese geschädigt werden.

Die Gasreinigung wird in die drei Hauptschritte Teerentfernung [12], Partikelentfernung und Spurenstoffentfernung [13] unterteilt. Je nach Vergasungsverfahren und Einsatzstoff enthält das jeweilige Rohgas unterschiedliche Anteile an den Störstoffen. Je höher die Rohgasaustrittstemperatur, desto niedriger ist der Anteil an nicht vollständig umgesetzten Kohlenwasserstoffen und Teeren, aber desto höher ist auch die Wahrscheinlichkeit der Rußbildung. Die Reinigung des Rohgases von diesen Störstoffen kann auf unterschiedlichen mechanischen (z. B. Heißgasfiltration mit keramischen Filterkerzen) und katalytischen Wegen (z. B. katalytische Teerreformierung oder In-situ-Teerreduktion durch AER-Vergasung) erfolgen. Die Teere können sowohl im ersten Schritt einer Reinigungskette katalytisch bei hohen Temperaturen als auch der Heißgasfiltration nachgeschaltet mit Hilfe von Waschverfahren oder Elektrofiltern entfernt werden. Die katalytischen Verfahren besitzen den Vorteil, dass der Kohlenstoff und der Wasserstoff des Teers weiterhin als Gas den weiteren Prozessstufen zur Verfügung stehen und keiner weiteren Behandlung bedürfen. Für die Teerentfernung mittels Wäsche stehen organische und anorganische Waschflüssigkeiten zur Verfügung. Nachteilig an Waschverfahren ist vor allem die notwendige Temperaturabsenkung vor der Wäsche, was sich nachteilig auf den Gesamtwirkungsgrad auswirkt.

Ein weiterer notwendiger Schritt, der zweckmäßigerweise direkt nach dem Vergaser oder nach der Teerentfernung erfolgt, ist die Filtration. Die abzuschneidende Partikelmenge wird durch das Vergasungsverfahren, durch die Betriebsbedingungen der Vergasung und insbesondere durch die eingesetzte Biomasse beeinflusst. Eine Filtration direkt nach dem Vergaser muss bei Temperaturen zwischen 350 und 600 °C erfolgen. Die un-

**Tabelle 1: Rohgasbeschaffenheit nach allothermer Wirbelschichtvergasung von Waldholz**

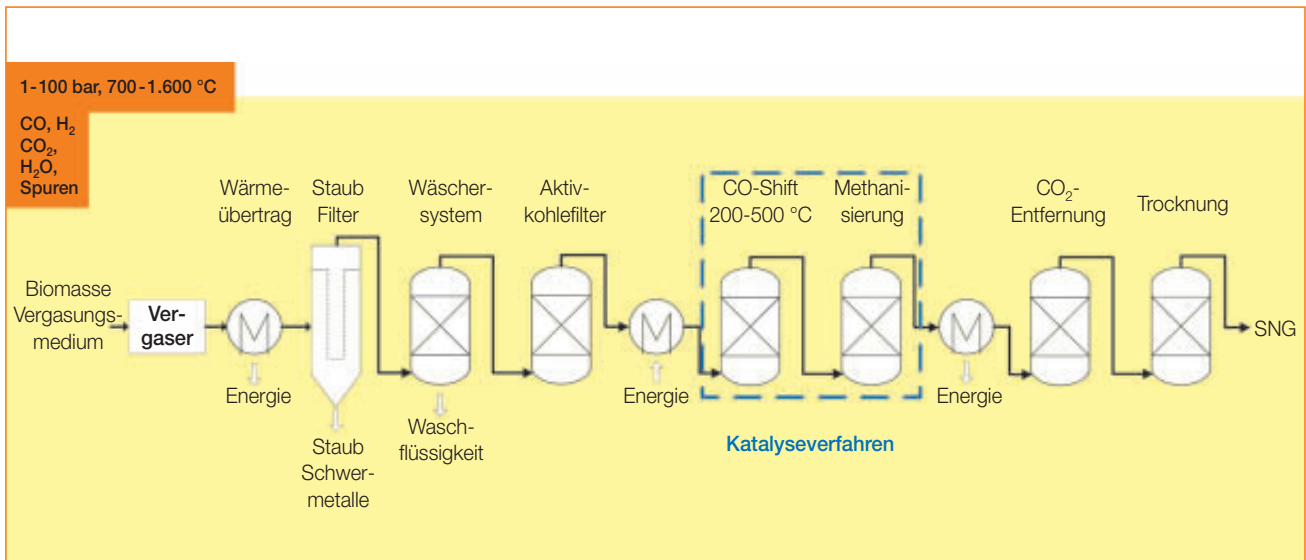
Komponente	Rohgas Wirbelschichtvergasung (trockene) Gaszusammensetzung in Vol.-%
H <sub>2</sub>	37,2
O <sub>2</sub>	0,3
N <sub>2</sub>	2,4
CH <sub>4</sub>	10
CO	25,2
CO <sub>2</sub>	19,3
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	2,5
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,1
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	0,4
C <sub>3+</sub> , Teere	Rest

Quelle: DVGW – EBI

**Tabelle 2: Relevante Grenzwerte und Regelwerke für die Einspeisung von SNG ins öffentliche Erdgasnetz**

Bezeichnung	Einheit	Wert	Regel/Norm
<b>Kohlenwasserstoffe: Kondensationspunkt</b>	°C	Bodentemperatur bei Leitungsdruck	G 260
<b>Wasser: Taupunkt</b>			G 260
<b>Wasser</b>	mg/kg	40	DIN 51624
<b>Nebel, Staub, Flüssigkeit</b>	–	technisch frei	G 260
<b>O<sub>2</sub> (trockenes Netz)</b>	Vol.-%	3	G 260
<b>O<sub>2</sub> (feuchtes Netz)</b>	Vol.-%	0,5	G 260
<b>Gesamtschwefel</b>	mg/m <sup>3</sup>	30	G 260
	mg/kg	10	DIN 51624
<b>Mercaptanschwefel</b>	mg/m <sup>3</sup>	6	G 260
<b>H<sub>2</sub>S</b>	mg/m <sup>3</sup>	5	G 260
<b>CO<sub>2</sub></b>	Vol.-%	6	G 262
		5	G 262
<b>H<sub>2</sub></b>	Vol.-%	0,2	G 685/PTB
		3	G 260
<b>CO</b>	Vol.-%	3	G 260
<b>Propan</b>	Vol.-%	6	DIN 51624
<b>Butan</b>	Vol.-%	2	DIN 51624

Quelle: DVGW – EBI



Quelle: DVGW - EBI

Abb. 3: Prozesskette der SNG-Erzeugung aus Biomasse

tere Temperaturgrenze wird durch die Gefahr der Teerkondensation festgelegt, während die maximale Betriebstemperatur durch die Flüchtigkeit von Schwermetallen oder das Verkleben der Filtermedien beim Erreichen der Ascheerweichung begrenzt wird.

Nach der Einstellung des zur Synthese notwendigen  $H_2/CO$ -Verhältnisses, durch Konvertierung nach der Vergasung oder Anwendung des AER-Verfahrens bereits bei der Vergasung, kann die eigentliche Methan-Synthese erfolgen. Als Reaktortypen zur Methanisierung können beispiels-

weise Festbettreaktoren, Wirbelschichtreaktoren und Blasensäulen eingesetzt werden. In den 70er-Jahren wurden großtechnische Verfahren zur Erzeugung von SNG aus Kohle entwickelt. Eines dieser Konzepte wurde in den 80er-Jahren durch den Bau einer großtechnischen Anlage mit ▶

Für den dritten Schritt der Gasreinigung, die Entfernung der Spurenstoffe wie Alkalien und Halogenide, können adsorptive Verfahren und/oder Gaswäschen eingesetzt werden. Bei den adsorptiven Verfahren werden mineralische Adsorbentien (so genannte Getter-Materialien), wie z. B. Kaolin eingesetzt. Diese können entweder direkt in den Vergasungsraum eingebracht werden oder sie werden nach der Vergasung mit dem Rohgas in Kontakt gebracht.

Festzuhalten ist, dass es sich bei den notwendigen Prozessstufen zur Gasreinigung um etablierte Verfahren aus der Kohletechnologie handelt. Dennoch besteht auch hier weiterhin Forschungsbedarf, da bisher noch keine optimale Prozesskette für die spezifischen Anforderungen der Biomasse identifiziert wurde.

### Gaskonditionierung und Methanisierung

Das gereinigte Synthesegas hat in der Regel noch nicht das für die Methanisierung optimale Stoffmengenverhältnis  $H_2/CO = 3/1$ , wie es die Stöchiometrie der Methanisierungsreaktion vorgibt. Daher wird der Wasserstoffanteil des Synthesegases in einer katalytischen Konvertierungsstufe entsprechend erhöht. Bei Anwendung des zuvor beschriebenen AER-Vergasungsverfahrens kann unter Umständen auf die Konvertierung verzichtet werden.

Esders

# GOLIATH

Einer für Alles!

- **Alle Gasmessbereiche**  
ppm, % UEG, Vol. %
- **Ethananalyse**
- **Druckmessung bis 2 bar**
- **Schachtkontrollen**  
 $Ex + CO_2 + O_2 + CO + H_2S + NH_3$

Hammer-Tannen-Straße 26  
 49740 Haselünne

Telefon 0 59 61 / 95 65-0  
 Telefax 0 59 61 / 95 65-15

[www.esders.de](http://www.esders.de)

[info@esders.de](mailto:info@esders.de)

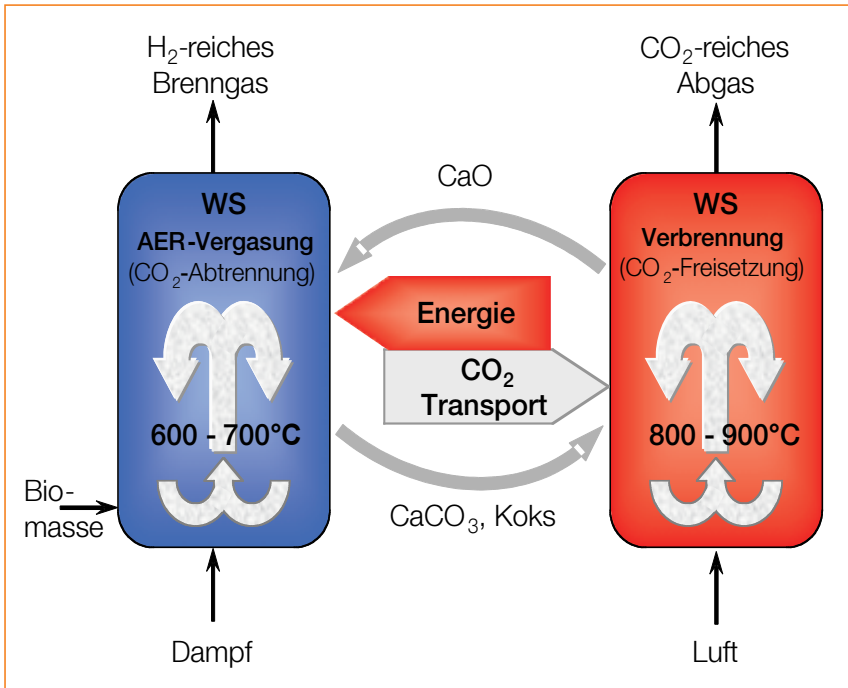


Abb. 4: Prinzipskizze der AER-Vergasung



Abb. 5: Studie Technologieplattform Bioenergie & Methan GmbH & Co. KG

einer Brennstoffleistung von 2 GW in North Dakota verwirklicht, in der bis heute und mit großem Erfolg SNG aus Braunkohle produziert wird [14]. In den meisten bisher untersuchten und angewandten Methanisierungsprozessen wurden in Serie geschaltete Festbettreaktoren mit zwischengeschalteten Wärmeübertragern eingesetzt. Beispiele für Festbettprozesse sind der CRG- [15], der Trepmp-Prozess (Haldor-Topsøe) [16], der aktuell auch für den Einsatz bei der Biomassevergasung diskutiert wird, oder die ADAM-Versuchsanlage des FZK Jülich [17]. Eine Variante der Festbettmethanisierung ist der IRMA-Prozess von Haldor-Topsøe [18], bei dem ein Rohr-

bündelapparat mit Siedewasserkühlung als Reaktor dient. Beim COMFLUX-Prozess [19] wird die Methanisierung in einer katalytischen Wirbelschicht durchgeführt, wobei die Reaktionswärme durch einen in die Wirbelschicht eingetauchten Wärmeübertrager abgeführt wird. Auch im Bereich der Flüssigphasen-Methanisierung wurde ein größeres Demonstrationsprojekt realisiert [20].

Bei einem Großteil der genannten Verfahren erfolgt die Methanisierung bei erhöhtem Druck (in der Regel 20 bis 80 bar) und bei Temperaturen zwischen 350 und 500 °C. Die Methanisierungstemperaturen werden

bewusst hoch gewählt, um mit der entstehenden Reaktionswärme Hochdruckdampf zur gekoppelten Stromerzeugung zu generieren. Dieses Wärmenutzungskonzept lässt sich jedoch nicht wirtschaftlich auf deutlich kleinere Biomassevergasungsanlagen übertragen. Auch muss bei den zuvor erwähnten Methanisierungsverfahren berücksichtigt werden, dass es sich bei den notwendigen Rohrbündel-, Siedewasser- und Wirbelschichtreaktoren um anspruchsvolle und daher kostenintensive verfahrenstechnische Apparate handelt, die vor allem für deutlich größere Kohlevergasungsanlagen entwickelt wurde. Für die Biomasse und die anvisierten kleineren Anlagen sind daher neuartige und einfachere Methanisierungsverfahren anzustreben.

Aktuell werden verschiedene neue Reaktorkonzepte untersucht. Das Paul-Scherer-Institut (PSI) arbeitet an der großtechnischen Umsetzung einer Wirbelschicht-Methanisierung speziell für den Einsatz in Biomassevergasungsanlagen [21]. An der Holzvergasungsanlage in Güssing wird derzeit eine 1-MW-Demoanlage im Seitenstrom des Hauptgaswegs erprobt. In einem von der Landesstiftung Baden-Württemberg unterstützten Forschungsvorhaben werden vom ZSW (Stuttgart) die Methanisierung im Festbett und von der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut in Karlsruhe die Einsetzbarkeit von metallischen Wabenkatalysatoren für die Methanisierung untersucht [22, 23]. Mit dem letztgenannten Reaktortyp wurden am Engler-Bunte-Institut bereits Erfahrungen in der Brenngasaufbereitung für PEM-Brennstoffzellen gesammelt [24], bei der prinzipiell ähnliche Herausforderungen wie bei der Methanisierung im Vordergrund standen.

**Gasauflbereitung**

Das erzeugte „Roh-SNG“ enthält neben dem Wertprodukt Methan auch Wasserdampf und Kohlenstoffdioxid und erfüllt in seiner Zusammensetzung noch nicht die Anforderungen, die ein in Deutschland verteiltes Erdgas gemäß DVGW-Regelwerk (Tab. 2) erfüllen muss. Ein Vergleich eines typischen SNG mit in Deutschland verteilten Erdgasen zeigt, dass bei H-Gasen eine Konditionierung mit Flüssiggas bzw. Flüssiggas/Luft notwendig ist, während bei L-Gas-Qualität eine Konditionierung mit Luft erfolgen muss (Tab. 3).

Zur Entfernung des Kohlenstoffdioxids sind zahlreiche Verfahren wie physikalische und chemische Gaswäschen und die Druckwechseladsorption geeignet, die für die Aufbereitung von Biogas be-



reits kommerziell erhältlich sind. Prinzipiell sind die Anforderungen an die Gas-aufbereitung nach der SNG-Synthese identisch zu der nach der Biogaserzeugung. Auf eine Entfernung von Schwefelverbindungen an dieser Stelle kann sogar gänzlich verzichtet werden, da diese bereits vor den katalytischen Prozessstufen entfernt werden müssen. Als Beispiele für physikalische Gaswäschen seien hier die Druckwasserwäsche, das Rectisol-Verfahren und das Selexolverfahren genannt, die alle bei erhöhten Drücken betrieben werden und damit eine Verdichtung des aufzubereitenden Gases erfordern. Mit chemischen Wäschen kann eine sehr hohe Reinheit bei niedrigen Methanverlusten realisiert werden. Die für die Regeneration des Waschmittels benötigte thermische Energie kann durch die Nutzung von Abwärmeströmen aus der Vergasung und aus der Methanisierung bereitgestellt werden. Getrocknet werden kann das SNG durch absorptive und adsorptive Verfahren sowie durch Temperaturabsenkung. Bei der Auswahl der Verfahren sind auch die Einspeisebedingungen, vor allem der Einspeisedruck, zu berücksichtigen.

**Ausblick**

Die Erzeugung von SNG aus ligninreicher Biomasse stellt eine interessante Alternative zur energetischen Nutzung von Biomasse dar. Die im Vergleich zur oft diskutierten FT-Synthese erreichbare Ausbeute an Zielprodukten liegt etwa 50 Prozent höher. Eine Anlage zur Vergasung, Methanisierung und Einspeisung von SNG auf Basis von Braunkohle wird erfolgreich seit mehr als 25 Jahren in North Dakota betrieben. Die Herausforderung bei der Übertragung der etablierten Verfahrenskonzepte aus der Kohletechnologie auf den Einsatz ligninreicher Biomasse liegt vor allem im dezentralen Anfall der Biomasse und ihrer im Vergleich zu den fossilen Energieträgern geringeren Energiedichte. Die im Vergleich zur Erzeugung von SNG aus Kohle um mindestens eine Größenordnung kleineren Anlagengrößen bedingen möglichst einfache und robuste Verfahrenskonzepte, die nur bedingt aus der Kohletechnologie abgeleitet werden können und teilweise gänzlich neue Verfahren erfordern. In Bezug auf Rohstoffverfügbarkeit, Netzrestriktionen und spezifischen Investitionsaufwand sind Anlagengrößen zwischen 20 und 100 MW Brennstoffeis-

tung für die thermochemische Umwandlung von Biomasse optimal.

Sämtliche Verfahrensschritte aus der SNG-Prozesskette werden derzeit in verschiedenen Forschungs- und Demonstrationsprojekten erprobt, sind teilweise schon kommerziell erhältlich oder stehen kurz vor der Kommerzialisierung. Um möglichst hohe energetische Gesamtwirkungsgrade zu realisieren, muss neben der Erzeugung von SNG auch die anfallende Abwärme beispielsweise in Wärmenetzen, ORC-Prozessen oder Industrieanwendungen genutzt werden.

Wichtig für die weitere Entwicklung sind Demonstrationsprojekte, anhand derer die technische Realisierbarkeit nachgewiesen und erste Betriebserfahrungen gesammelt werden können. Zu nennen sind hierbei insbesondere die Aktivitäten am Biomasseforschungszentrum Güssing, wo derzeit eine 1-MW-Wirbelschichtmethanisierung erprobt wird. In Geislingen wird unter Federführung der Energieversorger Filstal GmbH & Co. KG (EVF) ein Standort entwickelt, an dem verschiedene Bioenergieverfahren unter kommerziellen Bedingun- ▶



**GAS CHINA 2009**, 02. - 04. Juni, Xi'an  
 Deutscher Gemeinschaftsstand mit Vortragsveranstaltung

Wir informieren Sie gerne: Tel. 0511 / 90 99 2-10, Fax 0511 / 90 99 2-69, Email: eitep@eitep.de [www.eitep.de](http://www.eitep.de)

**Tabelle 3: Zusammensetzung verschiedener Erdgase im Vergleich zu SNG aus der thermochemischen Vergasung von Biomasse**

		Erdgas H Russland	Erdgas H Mischgas	Verbund- Erdgas L	SNG
CO <sub>2</sub>		0,08	1,93	1,62	2
N <sub>2</sub>		0,86	1,6	9,26	2
O <sub>2</sub>		< 0,01	< 0,01	< 0,01	–
CH <sub>4</sub>		97,65	87,47	85,44	96
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Vol-%	0,97	7,95	2,97	–
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>		0,3	0,88	0,5	–
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>		0,11	0,14	0,15	–
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>		0,02	0,02	0,03	–
C <sub>6+</sub>		0,01	0,01	0,03	–
Brennwert (H <sub>S,N</sub> )	kWh/m <sup>3</sup>	11,13	11,54	10,26	10,62
Wobbe-Index (W <sub>S,N</sub> )		14,76	14,53	12,90	13,89
Dichteverhältnis (d)	–	0,57	0,63	0,63	0,58

Quelle: DVGW – EBI

**Tabelle 4: Technologieplattform Bioenergie & Methan GmbH & Co. KG (TBM)**

Gesellschafter der TBM GmbH & Co. KG	Anteil in %
Energieversorgung Filstal GmbH & Co. KG	21,1
Stadtwerke Geislingen a. d. Steige	21,1
Alb-Elektrizitätswerk e. G.	15,0
Stadtwerke Tübingen GmbH	10,0
Rationelle Energie Süd GmbH	5,0
Technische Werke Schussental GmbH & Co. KG	5,0
Stadtwerke Heidenheim AG	5,0
Stadtwerke Bietigheim-Bissingen GmbH	5,0
SWU Energie GmbH Ulm/Neu-Ulm	5,0
Technische Werke Friedrichshafen GmbH	5,0
Universität Karlsruhe (TH)	1,8
Stadtwerke Mühlacker GmbH	1,0

Quelle: Bernhart [25]

gen realisiert und begleitende Forschungsaktivitäten vorgenommen werden sollen (Abb. 5) [25]. Im Mittelpunkt der Aktivitäten steht eine 10-MW-Holzvergasungsanlage, die nach dem AER-Verfahren betrieben werden soll. Das Betreiberkonsortium (Tab. 4) besteht überwiegend aus lokalen und regionalen Energieversorgungsunternehmen und wird durch die Universität Karlsruhe, vertreten durch die DVGW-Forschungsstelle, wissenschaftlich beraten.

**Literatur:**

[1] Kiefer, J.; Ball, T.: Beurteilung der Erzeugung von Biomasse zur energetischen Nutzung aus Sicht des Gewässerschutzes, DVGW energie wasser-praxis 59 (2008) 6, S. 36-43  
 [2] Scholwin, F.: Erfüllen neue Standorte die Forderungen an eine Biomethananlagen? – Biomasseverfügbarkeit und Nachhaltigkeit, Vortrag beim Workshop „Erzeugung und Einspeisung von Biogas“, 24./25.09.2008, Karlsruhe  
 [3] Hammer, H.: Synthese von Erdgas-Austauschgas auf Basis Kohle-Grundlagen, Verfahren, Entwicklungstendenzen, Erdöl und Kohle-Erdgas-Petro-

chemie vereinigt mit Brennstoff-Chemie, 30 (1977) 3, S. 132-136

[4] Bajohr, S., Köppel, W., Graf, F., Stehle, H.-G., Reimert, R.: SNG-Erzeugung auf Basis thermischer Vergasung Biomasse, DGMMK-Fachbereichstagung Energetische Nutzung von Biomassen (2006), DGMMK-Tagungsbericht 2006-2, Seite 177-184  
 [5] Köppel, W.; Bajohr, S., Graf, F.; Stehle, H. G.; Reimert, R.: SNG aus Biomasse – Verfahrenstechnische Grundlagen und Herausforderungen GWF-Gas/Erdgas 148 (2007) 2, S. 87-94  
 [6] Graf, F.; Köppel, W.; Henrich, T.; Bajohr, S.; Reimert, R.: Konzepte zur Erzeugung und Einspeisung von SNG aus ligninreicher Biomasse“, DGMMK-Fachbereichstagung Energetische Nutzung von Biomassen (2008), DGMMK-Tagungsbericht 2008-2, Seite 115-122  
 [7] Handbook of Biomass Gasification (2005), Knoef, H. A. M. (Herausgeber) btg, ISBN: 90-810068-1-9  
 [8] Rauch, R.; Hofbauer, H.: Zweibett-Wirbelschichtvergasung in Güssing mit 2 MWel/4,5MWth, 7. Holzenergiesymposium; ETH Zürich, Schweiz, Oktober 2002  
 [9] Hofbauer, H.; Rauch, R.; Loeffler, G.; Kaiser, S.; Fercher, E.; Tremmel, H.: Six Years Experience with the FICFB-Gasification Process, 12th European Conference and Technology Exhibition on Biomass for Energy, Industry and Climate Protection; Amsterdam, June 2002

[10] Sudbury, J. D.: The CO<sub>2</sub>-Acceptor Process, Proceedings of Synthetic Pipeline Gas Symposium 1977, S. 55-63  
 [11] Zuberbühler, U.; Specht, M.; Bandi, A.; Marquardt-Möllenstedt, T.: H<sub>2</sub>-reiches Synthesegas aus Biomasse: Der AER-Prozess, Fachtagung „Regenerative Kraftstoffe“, 13./14. November 2003, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Stuttgart  
 [12] Köppel, W.; Bajohr, S.; Reimert, R.: Teerreformierung – ein schon gelöstes Problem?, Velen VII DGMMK-Tagungsbericht 2006-2 (2006), S. 99-106  
 [13] Köppel, W.; Bajohr, S.; Reimert, R.: Rohgaskonditionierung bei hoher Temperatur – Stand der Technik, eine Übersicht. Velen VI DGMMK-Tagungsbericht 2004-1 (2004), S. 161-168  
 [14] N.N.: Practical Experience gained during the first twenty years of operation of the great plains gasification plant and implications for future projects, U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy (2006)  
 [15] N.N.: CRG Methanation, Hydrocarbon processing 61 (1982), S. 153  
 [16] N.N.: Tremp Methanation, Hydrocarbon processing 61 (1982), S. 156  
 [17] Höllein, B.: Methanation-Pilot Plant ADAM I (NFE Project) and other Methanation Pilot Plants, KFA Jülich, Berichte der KFA Jülich, Nr.1512, Juni 1978  
 [18] N.N.: IRMA Methanation, Hydrocarbon processing 63 (1984), S. 100  
 [19] Friedrichs, G. et al.: Die Comflux-Pilotanlage zur Umwandlung von Kohlevergasungsgasen in SNG, Gas Wärme international 31(1982) 6  
 [20] Sherwin, M. B.: Progress in Liquid Phase Methanation, Proceedings of Synthetic Pipeline Gas Symposium 1975, S. 295-308  
 [21] Seemann, M.; Biollaz, S.; Schaub, M.; Aichernig, C.; Rauch, R.; Hofbauer, H.; Koch, R.: Proceedings of the 14th European Biomass Conference & Exhibition, Biomass for Energy, Industry and Climate Protection, 17-21 October 2005  
 [22] Henrich, T., Bajohr, S., Graf, F., Reimert, R.: Potenzial von katalysatorbeschichteten strukturierten Packungen für die Methanisierung biomassestämmiger Synthesegase, DGMMK-Fachbereichstagung Energetische Nutzung von Biomassen (2008), DGMMK-Tagungsbericht 2008-2, S. 173-180  
 [23] Bajohr, S., Henrich, T.: Entwicklung eines Verfahrens zur Methanisierung von biomassestämmigem Synthesegas in Wabenkatalysatoren, GWF-Gas/Erdgas 150 (2009) 1/2, S. 45-51  
 [24] Worringer, G.: Optimierung der Temperaturführung in metallischen Wabenreaktoren für die CO-Entfernung aus einem Reformat für die PEM-Brennstoffzellenanwendung, Diplomarbeit, Engler-Bunte-Institut, Universität Karlsruhe (TH), 2007  
 [25] Bernhart, M.: Technologieplattform Bioenergie und Methan, GWF – Gas/Erdgas 150 (2009) 1/2, S. 52-57

**Autoren:**

Dr.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Frank Graf  
 Dr.-Ing. Siegfried Bajohr

**Kontakt:**

Dr.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Frank Graf  
 DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut der Universität Karlsruhe (TH)  
 Gasttechnologie  
 Engler-Bunte-Ring 1  
 76131 Karlsruhe  
 Tel.: 0721 96402-21/-34  
 Fax: 0721 96402-13  
 E-Mail: graf@dvgw-ebi.de  
 bajohr@dvgw-ebi.de  
 Internet: www.dvgw-ebi.de