Systemanalyse zur „Erzeugung und Nutzung biogener Gase in Baden-Württemberg“

Schlussbericht

Teil I: Kurzfassung und Empfehlungen
Teil II: Langfassung/Materialband

April 2013

Eine Publikation der
Bioenergieforschungsplattform
Baden-Württemberg

Mitwirkende Institutionen/Autoren

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung Universität Stuttgart	Ludger Eltrop, Maria Stenull
Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse Forschungsbereich Energie	Ludwig Leible, Stefan Kälber, Gunnar Kappler
UNIVERSITÄT HOHENHEIM INSTITUT FÜR AGRARTECHNIK Agrartechnik in den Tropen und Subtropen	Jens Lansche, Joachim Müller
Universität Stuttgart	Norman Poboss, Mariusz Zieba
Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Stuttgart	Bernd Stürmer, Tobias Kelm
DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlruher Instituts für Technologie, Gastechnologie	Wolfgang Köppel

Der komplette Schlussbericht (Teil I und II) ist online verfügbar unter:
http://www.itas.kit.edu/pub/v/2013/leua13a.pdf

Die Teile I und II des Schlussberichts sind jeweils online verfügbar unter:
www.bioenergieforschungsplattform-bw.de

Bioenergieforschungsplattform
Baden-Württemberg

Die **Bioenergieforschungsplattform Baden-Württemberg** ist ein durch das Land Baden-Württemberg initiiertes und finanziertes Netzwerk von Forschungseinrichtungen. Das Netzwerk ist darauf ausgerichtet, die energetische Nutzung von Biomasse in Baden-Württemberg zur Erzeugung von Strom und Kraftstoffen sowie von Wärme und Kälte weiterzuentwickeln.

Das Vorhaben wurde durch das Land Baden-Württemberg und das Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg (MLR) mit Mitteln der Baden-Württemberg Stiftung finanziert. Dem Land Baden-Württemberg gilt an dieser Stelle daher ein großer Dank für die Finanzierung und Unterstützung der Arbeiten des Forschungsvorhabens. Diese haben einen wesentlichen Beitrag zum Gelingen der Arbeiten geleistet.

Titelbildgestaltung/Bildquelle:
Gunnar Kappler/ITAS

Systemanalyse zur „Erzeugung und Nutzung biogener Gase in Baden-Württemberg“

April 2013

Schlussbericht

Teil I: Kurzfassung und Empfehlungen

Eine Publikation der
Bioenergieforschungsplattform
Baden-Württemberg

Erzeugung und Nutzung biogener Gase in Baden-Württemberg

Schlussbericht
Kurzfassung und Empfehlungen

Projekt Cluster I „Systemanalyse“

an das Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg

April 2013

Mitwirkende Institutionen:

UNIVERSITÄT HOHENHEIM
INSTITUT FÜR AGRARTECHNIK
Agrartechnik in den Tropen und Subtropen

IER Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung Universität Stuttgart

ZSW Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Stuttgart

Universität Stuttgart ifk

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut der Universität Karlsruhe (TH) Gastechnologie DVGW

KIT Karlsruher Institut für Technologie
Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse ITAS

Das Vorhaben wurde durch das Land Baden-Württemberg und das Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg (MLR) mit Mitteln der Baden-Württemberg Stiftung finanziert. Dem Land Baden-Württemberg gilt an dieser Stelle daher ein großer Dank für die Finanzierung und Unterstützung der Arbeiten des Forschungsvorhabens. Diese haben einen wesentlichen Beitrag zum Gelingen der Arbeiten geleistet.

Inhaltsverzeichnis

1 EINFÜHRUNG UND PROJEKTRAHMEN 1

2 SYSTEMANALYSE BIOGENE GASE IN BADEN-WÜRTTEMBERG – ZUSAMMENFASSENDE BEWERTUNG UND EMPFEHLUNGEN 3

3 ERZEUGUNG UND NUTZUNG BIOGENER GASE IN BADEN-WÜRTTEMBERG – ERGEBNISSE UND EMPFEHLUNGEN ENTLANG DER VERFAHRENSKETTE 6

3.1 Biomassepotenziale – knapp, aber mit Ausbaumöglichkeiten 6
3.2 Bereitstellung Biomasse – entscheidender Faktor für die Gesamtbilanz 10
3.3 Konversion und Gaserzeugung aus Biomasse – Technologien mit Optimierungspotenzial 14
3.4 Aufbereitung von Biogas und Rohgas zur Einspeisung als SNG ins Erdgasnetz – eine vielversprechende Strategie 22

4 TECHNOLOGIEVERGLEICH UND ZUKÜNFTIGE ENTWICKLUNGEN 25

4.1 Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung aus SNG im Vergleich 25
4.2 Gesamtvergleich Prozessketten SNG aus Biomasse 29
4.3 Szenarien und Potenziale der SNG-Nutzung in Baden-Württemberg 31

1 EINFÜHRUNG UND PROJEKTRAHMEN

Im vorliegenden Kurzbericht sind die Ergebnisse der Projektarbeiten im Cluster I „Systemanalyse Erzeugung und Nutzung biogener Gase in Baden-Württemberg“ (Kurzform: „Systemanalyse biogene Gase“) des Forschungsprogramms ‚biogene Gase‘ der Bioenergie-Forschungsplattform Baden-Württemberg (BEFP BW) in möglichst kurzer und kompakter Form zusammengefasst. Weiterhin werden auch Empfehlungen zur praktischen Umsetzung der Forschungsergebnisse gegeben. Dies soll dem Leser die Möglichkeit bieten, sich einen schnellen, aber dennoch qualifizierten Überblick über die Ergebnisse und Schlussfolgerungen zu verschaffen. Ergebnisse im Detail sind im Schlussbericht (Materialband) niedergelegt und können dort nachgelesen werden. Weitere Ergebnisse werden durch die Projektpartner in Publikationen und Fachzeitschriften aufbereitet und veröffentlicht[1].

Im Kapitel 1 werden zunächst das Projektziel und der Gesamtrahmen des Projektes rekapituliert. In Kapitel 2 folgt schließlich die Zusammenfassung der wesentlichen Arbeitsergebnisse und Schlussfolgerungen. Schließlich werden in Kapitel 3 die Ergebnisse und Empfehlungen aus den einzelnen Arbeitspaketen und Verfahrensabschnitten präsentiert. Diese Empfehlungen wurden mit dem Ziel erarbeitet, die Forschungsergebnisse mit einer praktischen Umsetzung zu verknüpfen bzw. Optionen zur Umsetzung zu identifizieren. Die Arbeiten im Cluster 1 wurden mit den Arbeiten in den anderen Clustern (II: „Unterer Lindenhof“ und III: „Innovative Gasprozesstechnik zur Erzeugung von Erdgassubstitut aus Biomasse“) abgestimmt. So sollten gegenseitige Bezüge ermöglicht und die Ableitung von Empfehlungen auf einer gemeinsamen Basis erleichtert werden.

KURZDARSTELLUNG DES PROJEKTZIELES UND -AUFBAUS

Im Teilprojekt „Systemanalyse biogene Gase“ (Cluster I) wurde das Ziel verfolgt, die Potenziale, Verfahren und Technologien zur Erzeugung und energetischen Nutzung biogener Gase integrativ zu untersuchen und die zukünftigen Möglichkeiten und die Rolle der ‚biogenen Gase‘ für eine nachhaltige Energiewirtschaft in Baden-Württemberg wissenschaftlich gesichert zu identifizieren.

Im Projekt sollte auch Bezug auf die praktischen Versuche und Untersuchungen an der Forschungs-Biogasanlage am „Unteren Lindenhof“ genommen werden. Weiterhin sollten Ergebnisse aus der sich im Aufbau und später in der Betriebsphase befindlichen bioliq®-Anlage am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) und der geplanten Holzvergaseranlage in Geislingen-Türkheim einfließen. Die Holzvergaseranlage in Geislingen-Türkheim wurde im Projektverlauf leider nicht realisiert und zwischenzeitlich komplett eingestellt, so konnten von dort keine Daten in die hier vorgestellten Analysen einfließen. Die bioliq®-Anlage am KIT - mit 3 bzw. 5 MW_{th} Feuerungsleistung und den vier Stufen Schnellpyrolyse, Hochdruck-Flugstromvergasung, Heißgasreinigung und Kraftstoffsynthese - wurde dagegen zwischenzeitlich fertiggestellt und

[1] eine Liste der bereits publizierten Veröffentlichungen findet sich im Schlussbericht, Kap. 7 und 8

der Flugstromvergaser im Februar 2013 an den Betrieb übergeben. Trotz dieser Hindernisse konnten die Ziele des Vorhabens realisiert und der Zeit- und Budgetplan insgesamt eingehalten werden.

Das Vorhaben „Cluster I – Systemanalyse biogene Gase“ begann am 1. Juli 2008, die Projektdauer lief für die meisten Partner bis zum 31. Dezember 2011. Zur Abstimmung des Endberichts und der Partnerbeiträge wurde die Laufzeit für das IER bis zum 30. April 2012 verlängert.

Folgende Institutionen waren an dem Projekt beteiligt:

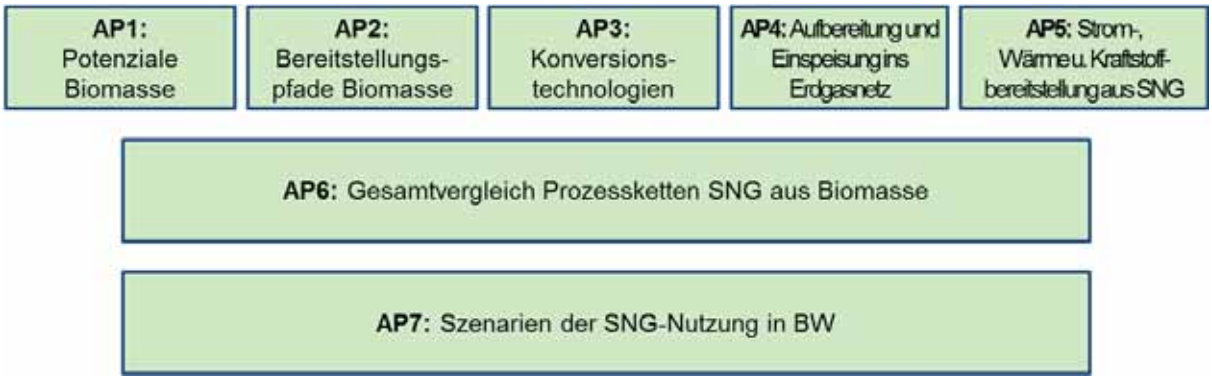
- Die Universität Stuttgart mit dem
  a. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)
  b. Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK) (früher IVD)
- Das Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS) am Karlsruher Institut für Technologie (KIT), (früher Forschungszentrum Karlsruhe)
- Die Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. – Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut, KIT Campus Süd, Gastechnologie (DVGW)
- Das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Stuttgart (ZSW)
- Die Universität Hohenheim mit dem Institut für Agrartechnik (IAT)

Das Vorhaben wurde in enger Zusammenarbeit aller Partner abgewickelt und die verwendeten Daten und Rahmenannahmen weitgehend miteinander abgestimmt und gemeinsam verwendet. Hierdurch sollte ein durchgehendes Konzept und eine weitgehende Vergleichbarkeit der Ergebnisse der verschiedenen Partner gewährleistet werden.

Die Projektarbeit war in sieben Arbeitspakete (AP) unterteilt (siehe Abbildung 1).

AP 1: Potenziale Biomasse
AP 2: Bereitstellungspfade Biomasse
AP 3: Konversionstechnologien
AP 4: Aufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz
AP 5: Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung aus SNG (Substitute Natural Gas)
AP 6: Gesamtvergleich Prozessketten SNG
AP 7: Szenarien der SNG-Nutzung in Baden-Württemberg

Der vorliegende Kurzbericht ist entlang dieser Struktur aufgebaut.



SNG = Substitute Natural Gas

Abb. 1: Übersicht der Arbeitspakete im Cluster I „Systemanalyse biogene Gase“

2 SYSTEMANALYSE BIOGENE GASE IN BADEN-WÜRTTEMBERG – ZUSAMMENFASSENDE BEWERTUNG UND EMPFEHLUNGEN

Unter dem Titel „Biogene Gase Baden-Württemberg“ wurde in dem vorliegenden Vorhaben eine ganzheitliche Systemanalyse der Gaserzeugung und -nutzung aus biogenen Quellen („biogene Gase“) vorgenommen. Darunter wird eine technische Analyse, die Evaluierung der ökologischen und ökonomischen Auswirkungen und eine gesamtwirtschaftliche Einordnung der Nutzung und zukünftigen Entwicklungen und Potenziale, mit einem besonderen Bezug zum Land Baden-Württemberg, verstanden.

In der technischen Analyse wurden die verschiedenen Verfahrensoptionen zur Erzeugung eines Gases aus Biomasse identifiziert und untersucht. Dabei wurden beide Verfahrenswege, die thermochemische Konversion in ein „Rohgas“ und die fermentative Umwandlung in ein „Biogas“, berücksichtigt. Abbildung 2 zeigt diese Pfade in einer Übersicht. ‚Trockene‘ Biomasse fließt dabei im Wesentlichen in die thermochemische Vergasung, ‚feuchte‘ Biomasse vorwiegend in den fermentativen Nutzungspfad ein.

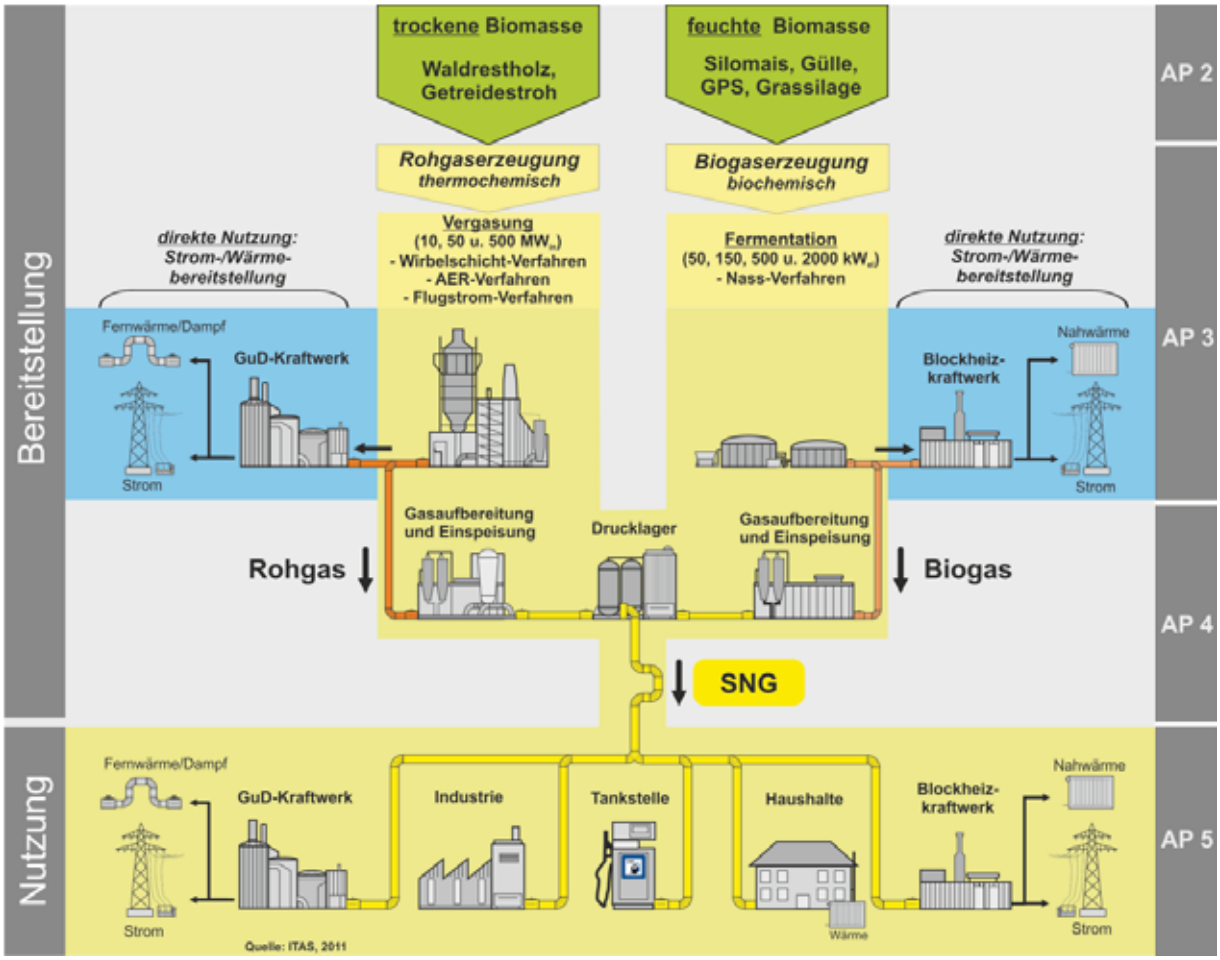


Abb. 2: Erzeugungs- und Nutzungspfade aus Biomasse für Rohgas aus der thermochemischen Konversion, Biogas aus der fermentativen Umwandlung und Substitute Natural Gas (SNG)

Für diese Pfade wurden jeweils geeignete und für Baden-Württemberg typische Biomassesortimente und Konversionstechnologien charakterisiert und in den folgenden Analysen systematisch unterschieden (siehe Schlussbericht/Materialband Tabellen 2, 3 und 13).

Zusammenfassend können für das Gesamtprojekt folgende Erkenntnisse und Empfehlungen für die Erzeugung und Nutzung ‚biogener Gase' aus Biomasse in Baden-Württemberg und ihre Rolle in einem zukünftigen Energiesystem abgeleitet werden.

Bewertung und Empfehlungen: ‚Biogene Gase in Baden-Württemberg' – aussichtsreiche Technologien für ein regeneratives Energiesystem Baden-Württemberg

1. **Potenziale Biomasse:** Biomassepotenziale sowohl für die allgemeine energetische Nutzung als auch speziell für die Erzeugung und Nutzung biogener Gase sind in bedeutender Höhe bis ca. 15% des Primärenergiebedarfs (PEB) in BW vorhanden. Sie befinden sich aber bereits weitgehend in Nutzung, diese kann nur noch begrenzt ausgeweitet werden. Für einzelne Sortimente (insbesondere Reststoffe und Landschaftspflegematerial) und Standorte besteht noch Bedarf für detaillierte Potenzialanalysen und Forschungsarbeiten. Die bestehenden Potenziale müssen insgesamt effizienter und möglichst nachhaltig genutzt werden.
2. **Biomassebereitstellung:** Die Bereitstellung von Biomasse bzw. des Brennstoffs oder Substrates bestimmt den größten Teil der Kosten und Emissionen bei der Biogas- und Rohgaserzeugung. Größte Aufmerksamkeit sollte daher der Umsetzung eines Kreislaufgedankens bei der Biomasseproduktion und der anschließenden Nutzung von Gärresten und Aschen als Dünger gewidmet werden.
3. **Gaserzeugung/Konversion:** Für die Erzeugung von biogenen Gasen in Biogasanlagen und Vergasern steht eine Vielzahl unterschiedlicher Technologien zur Verfügung. Die jeweilige Zusammensetzung der hierbei erzeugten Gase lässt sehr unterschiedliche Nutzungen zu, sowohl die direkte Wärme- und Stromerzeugung, als auch die Aufbereitung zu einem „Substitute Natural Gas" (SNG) und Nutzung als Kraftstoff.
4. **Gasreinigung:** Die Reinigung und Konditionierung von Biogas und Rohgas zu SNG (Substitute Natural Gas) ist trotz relativ aufwändiger Verfahren sehr vielversprechend. Durch die Aufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz wird die Flexibilität bei der Gasnutzung und -speicherung erheblich erhöht und zusätzliche Effizienz- und Umweltvorteile werden generiert.
5. **Vergleich SNG:** Die Nutzung von SNG zur Stromerzeugung ist in Bezug auf die THG-Emissionen vor allem bei hoher Wärmeauskopplung im Vorteil gegenüber der direkten Nutzung von Biogas oder Rohgas. SNG hat als umweltfreundliche Alternative auch im Kraftstoffbereich spezifische Vorteile. Der Anteil an Anlagen zur Erzeugung und Nutzung von Biomethan sollte gesteigert werden.

6. **Biogene Gase in Baden-Württemberg:** Die Erzeugung und Nutzung biogener Gase in Baden-Württemberg hat noch weiteres Ausbaupotenzial und insgesamt gute Werte für die Minderung von Treibhausgasen. In Hinblick auf die Zielsetzung einer für ganz Baden-Württemberg vergleichsweise geringen Inanspruchnahme von Ackerfläche sollte der weitere Ausbau des Energiepflanzenanbaus unter Berücksichtigung der spezifischen Bedingungen in der jeweiligen Region erfolgen.
7. **Zukünftige Perspektiven:** Biomasse kann relevante Anteile an der Energieversorgung in Baden-Württemberg übernehmen. Mit biogenen Gasen allein können bis zu 16% des Gasverbrauches oder 11 % des Bruttostrombedarfes abgedeckt werden. Hierzu ist es einerseits erforderlich die Effizienzpotenziale in allen Bereichen zu heben und andererseits die energetische Biomassenutzung konsequent auszubauen. Sowohl Biogas- als auch Vergasungsanlagen können bei richtiger Ausrichtung die hochgesteckten Ziele bzgl. Effizienz und Klimafreundlichkeit erreichen. Durch die Kombination mit Power-to-Gas-Technologien könnte die angeführte Bedeutung von biogenen Gasen noch deutlich gesteigert werden.

Insgesamt stellen sich die Gaserzeugung und -nutzung aus Biomasse, also die ‚biogenen Gase', als ein sehr vielversprechender Sektor der energetischen Nutzung von Biomasse und der erneuerbaren Energien heraus. Sie können insbesondere als komplementäre Energie zur fluktuierenden erneuerbaren Solar- und Windenergie eine wichtige Rolle für die Versorgungssicherheit in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien erfüllen. Biogene Gase aus Biogas- und Vergasungsanlagen bieten u.a. die Möglichkeit für eine flexible und bedarfsgerechte Energiebereitstellung, die den Anforderungen an Regelenergie entspricht und Beiträge zu Energiesystemdienstleistungen leistet. Zusammen mit einer Nutzung von überschüssigem Strom aus der Wind- und Solarstromerzeugung kann auch das Endenergiepotenzial aus Biomasse noch deutlich gesteigert werden. Dieses ‚Upgrading' von Biomasse durch das Einschleusen von Wasserstoff, und damit eine Potenzialerweiterung, ist insofern interessant, als dass die biogenen Primärenergiepotenziale, also die geerntete Biomasse, deren Potenzial in Baden-Württemberg bei ca. 171 PJ liegt, kaum mehr steigerungsfähig ist.

Zur Stärkung des Sektors ‚biogene Gase' und der Erweiterung der Optionen für Baden-Württemberg hin zu einem stärker regenerativen Energiesystem wird empfohlen, die Forschung zur flexiblen Nutzung von Biomasse zu intensivieren und den Betrieb von Demonstrationsanlagen für innovative Bioenergietechnologien in Baden-Württemberg zu fördern.

Die wesentlichen Ergebnisse der Arbeiten in den einzelnen Themenfeldern sind nachfolgend dargestellt:

3 ERZEUGUNG UND NUTZUNG BIOGENER GASE IN BADEN-WÜRTTEMBERG – ERGEBNISSE UND EMPFEHLUNGEN ENTLANG DER VERFAHRENSKETTE

3.1 Biomassepotenziale – knapp, aber mit Ausbaumöglichkeiten

Im Arbeitspaket 1 “Biomasse-Potenziale“ wurden die bestehenden Potenzialstudien für Baden-Württemberg unter Einbezug des Biomasse-Aktionsplans Baden-Württemberg, im Hinblick auf das Biomasseangebot für die Erzeugung biogener Gase analysiert, bewertet und mögliche Datenlücken identifiziert. Dabei wurde das Potenzial mit einer Bandbreite von 91 bis 245 PJ pro Jahr aus den in der Literatur vorgefundenen Werten bestimmt. Durch eine Neuberechnung unter Berücksichtigung trockener und feuchter Biomassesortimente wurde eine Abschätzung der realistisch gesicherten Potenziale vorgenommen. Danach steht Biomasse zur energetischen Nutzung gegenwärtig in einer gesicherten Höhe von ca. 171 PJ pro Jahr zur Verfügung (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1: Technisches und realisierbares Potenzial an Biomasse für Baden-Württemberg aus einer Literaturübersicht und als Neuabschätzung bzw. realistischer Schätzwert der Bandbreite, in [PJ/Jahr]

Sortimente	Potenzial Biomasse gesamt, aus Literatur*	Neuberechnung bzw. realistischer Schätzwert
‚Trockene‘ Biomasse		**114**
Energieholz aus KUP	5	5
Getreidestroh	5 – 19	19
Waldrestholz	22 – 46	36
Altholz	5 – 20	*20***
Industrie- und Sägerestholz	7 – 20	*20*
Holz- u. halmgutartige (trockene) Biomasse aus Landschaftspflege-, Naturschutzflächen, inkl. extensiv bewirtschaftetes Überschussgrünland**		*14*
‚Feuchte‘ Biomasse		**57**
Tierische Exkremente	6 – 14	6,5
Überschussgrünland	5 – 12	5,5
Energiepflanzen, v.a. Mais, Gräser, etc.	6 – 40	19
Landschaftspflegematerial	8 – 20	
Biomasse aus Naturschutzmaßnahmen	5 – 26	
Halmgutartige (feuchte) Biomasse aus Landschaftspflege- und Naturschutzflächen, inkl. extensiv bewirtschaftetes Überschussgrünland		*4*
Organ. Abfälle (Siedlung, Industrie, Gewerbe)	3 – 4	*3*
Klärgas, Deponiegas, Klärschlamm	7	*7*
Reststoffe aus Verarbeitung / Industrie	12	*12*
Gesamt	**91 – 245**	**171**

*Quellen: Leible und Kälber 2004; IFEU 2005; NBBW 2008; Umweltministerium u. Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg (Hrsg.) 2009; Jenssen 2010; Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg 2010; Meinhardt 2000; Hartmann 2003; FNR (Hrsg.) 2006; IER, 2007; Kappler 2007; Leible et al. 2007; Rösch et al. 2007; Wirtschaftsministerium 2008, Stenull 2013

** ist in der Literaturübersicht im Segment „Landschaftspflegematerial“ und „Biomasse aus Naturschutzmaßnahmen“ enthalten

*** grau unterlegte Werte wurden in der weiteren Analyse nicht mehr berücksichtigt.

Für die Zukunft kann unter Berücksichtigung verschiedener Annahmen, wie z.B. von Ertragssteigerungen oder einer verbesserten Mobilisierbarkeit, auch von einer teilweisen Erhöhung der Potenziale bestimmter Biomassesortimente ausgegangen werden.

Die Rohstoffpotenziale für die Erzeugung biogener Gase können prinzipiell mit dem Gesamtpotenzial Biomasse gleich gesetzt werden, da sowohl aus trockener als auch aus feuchter Biomasse Gas erzeugt werden kann (fermentativ oder thermochemisch). Im Endenergiepotenzial ergeben sich jedoch Unterschiede, da die Verfahren jeweils sehr unterschiedliche Gesamtwirkungsgrade haben. Vor dem Hintergrund bestehender Nutzungen und anderer Restriktionen, wie z.B. der bereits bestehenden intensiven Nutzung von Holz in der Industrie (Altholz und Sägeresthölzer) und der ökonomisch gegenwärtig noch wenig attraktiven Potenziale aus der Landschaftspflege und dem Naturschutz, wurde für das vorliegende Vorhaben ein mittelfristig „realisierbares“ technisches Potenzial zur Erzeugung biogener Gase für Baden-Württemberg mit 91 PJ pro Jahr festgelegt. Es beinhaltet die Potenziale an Energiepflanzen, tierischen Exkrementen, Überschussgrünland, Getreidestroh und Waldrestholz. In diesem Wert blieb das Potenzial aus biogenen Rest- und Abfallstoffen aus Siedlung, Gewerbe und Industrie ebenfalls unberücksichtigt, da es für die Erzeugung biogener Gase mengenmäßig eine untergeordnete Rolle spielt.

In Abb. 3 sind die Potenziale und die derzeitige Nutzung 2010 für die wesentlichen Sortimente gegenüber gestellt.

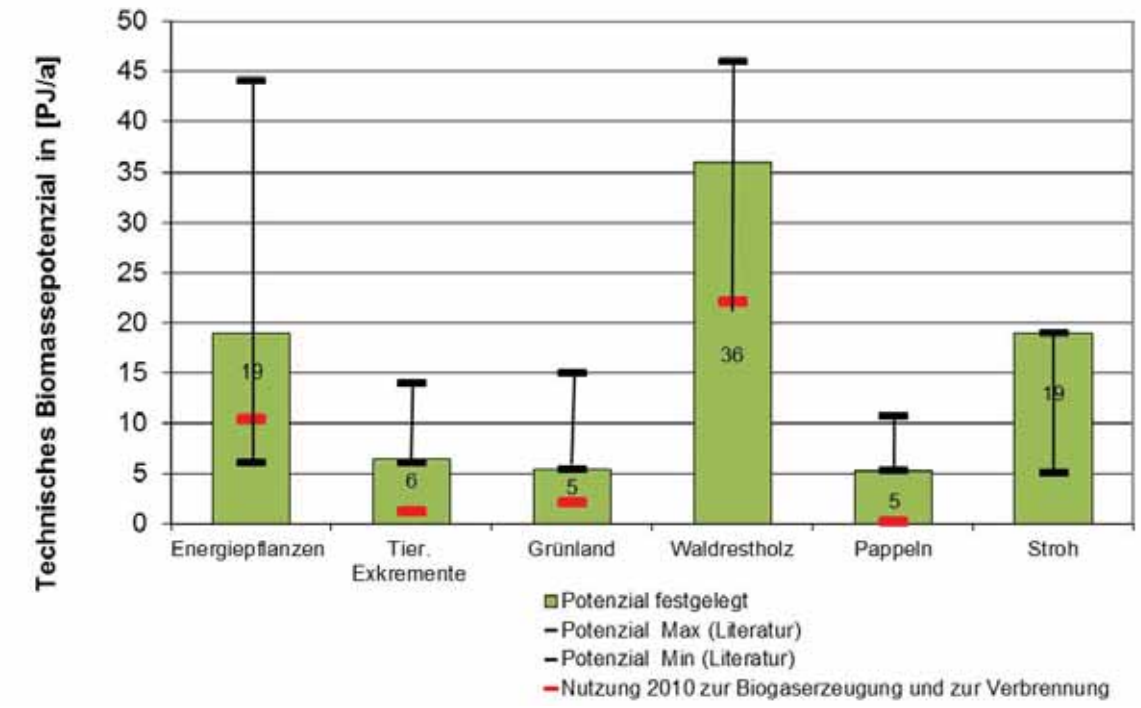


Abb. 3: Potenziale (Bandbreite, schwarze Balken) und Nutzung 2010 (rote Markierung) in Baden-Württemberg von Biomasse zur energetischen Nutzung

Danach wird:

- für **Energiepflanzen** wegen der hohen Wirkung auf die Landnutzung ein eher am unteren Ende der Bandbreite liegendes Potenzial von ca. 19 PJ/a gesehen. Die Nutzung 2010 liegt bereits bei etwas über 10 PJ/a. Ein Ausbau ist hier also noch begrenzt möglich.
- bei den **tierischen Exkrementen** das Potenzial mit 6,5 PJ/a eher am unteren Rand der möglichen Bandbreite gesehen, da das Material bei geringer Energiedichte grundsätzlich nicht weit gefahren werden sollte. Die derzeitige Nutzung ist noch sehr gering und kann weiter gesteigert werden.
- bei **Grünland** das Potenzial mit 5,5 PJ/a ebenfalls am unteren Rand der in der Literatur genannten Werte gesehen. Hierbei handelt es sich um ein wichtiges für die Tierernährung relevantes Sortiment, das vorzugsweise nicht in die Bioenergie gehen sollte. Die Ausweitung der gegenwärtigen Nutzung von ca. 2 PJ/a ist dennoch möglich.
- beim **Waldrestholz** ein großes Potenzial (Größenordnung ca. 36 PJ) gesehen. Die gegenwärtige Nutzung von etwa 22 PJ kann z.B. für die Vergasung weiter gesteigert werden.
- bei **Holz aus Kurzumtriebsplantagen** (Pappeln) die energetische Nutzung erst ganz am Anfang gesehen (gegenwärtig ca. 190 ha). Sie kann deutlich gesteigert werden. Das Potenzial wird mit ca. 5 PJ/a als nicht sehr groß angesehen.
- bei **Stroh** ein hohes Potenzial von ca. 19 PJ/a erkannt. Die gegenwärtige Nutzung ist marginal und kann deutlich gesteigert werden.

Insgesamt machen die Biomasse-Potenziale von 91 PJ/Jahr für die Erzeugung von biogenen Gasen einen Anteil am Primärenergiebedarf in Baden-Württemberg in 2010 (1.584 PJ) von etwa 5,7% aus. Insgesamt kann das Potenzial von 171 PJ/a im Verhältnis zum Primärenergiebedarf in Baden-Württemberg 2010 einen Anteil von 10,8% ausmachen. Bei einer deutlichen Effizienzsteigerung und einer mittelfristigen Senkung des Primärenergiebedarfes um 25% (auf dann 1.188 PJ/a) kann ein gleichbleibendes Biomassepotenzial einen Anteil von 14,4% erreichen.

Empfehlungen und Forschungsbedarf Biomassepotenziale:

- Punktuell und lokal gezielt sind weitere Arbeiten zur Identifizierung von (geeigneten) Biomassepotenzialen erforderlich.
- Ein Forschungsbedarf wird in der genaueren Identifikation der Sortimente aus Landschaftspflege und Naturschutz, und aus Siedlung, Verkehr und Verarbeitung für Baden-Württemberg und den Reststoffen aus Industrie und Gewerbe gesehen. Diese Potenziale sind bisher nur unzureichend bzw. grob bestimmt. Hier wird aber ein Potenzial für die Ausweitung der Biomassesortimente gesehen, welches nicht mit der Produktion von Nahrungsmitteln („Tank oder Teller“) konkurriert.

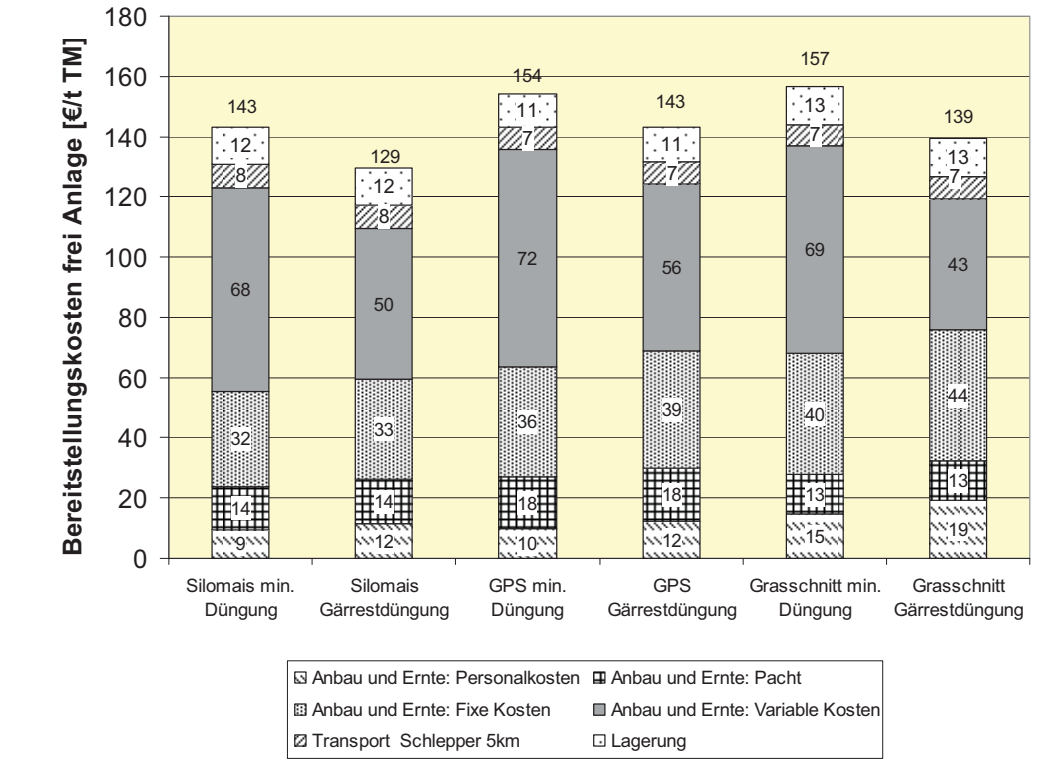
- Die Erfordernisse des Natur- und Umweltschutzes müssen besser quantifiziert und für die Potenzialerhebung berücksichtigt werden.
- Weiterhin sollten Aspekte einer Dynamisierung bzw. einer zukünftigen Entwicklung (Ab- und Zunahme) der Potenziale z. B. durch Technologiefortschritt, Ertragssteigerungen, Schutzmaßnahmen, o.ä. Effekte, quantifiziert werden. Hierbei ist auch die Aufwertung bzw. Streckung bestehender Rohstoffpotenziale durch die Nutzung von Überschussstrom aus Wind- und Solarenergie (durch Wasserstoff) zu untersuchen.
- Die genauen Potenziale zur Erzeugung biogener Gase, insbesondere zum weiteren Ausbaupotenzial müssen vor dem Hintergrund einer ständig steigenden Nutzung kontinuierlich angepasst werden.

3.2 Bereitstellung Biomasse – entscheidender Faktor für die Gesamtbilanz

Die Bereitstellung von Brennstoffen und Substraten bestimmt wesentlich die Gesamtbilanz der energetischen Nutzung von Biomasse. Daher wurde in einem eigenen Arbeitspaket 2 die für die Erzeugung biogener Gase relevanten Verfahren technisch-ökonomisch und ökologisch analysiert und aussichtsreiche Pfade identifiziert. Als Varianten wurden verschiedene Transport-, Lagerungs- und Verarbeitungsarten, z.B. auch ein Pelletierungsprozess für Stroh für das AER- und die Wirbelschichtvergasung, berücksichtigt.

Die Kosten bzw. eine Wirtschaftlichkeitsanalyse stellen hierbei eine wichtige Größe zur Beurteilung der Aufwendungen und Erträge und der Gesamtbilanz für die Bereitstellung von Brennstoffen und Substraten dar. In Abb. 4a und 4b sind die Bereitstellungskosten frei Anlage für verschiedene Brennstoffe und Substrate für die Technologien zur Erzeugung biogener Gase dargestellt. Folgende Aussagen lassen sich machen:

- Die **Bereitstellungskosten** (frei Anlage) liegen mit 129 – 157 EUR pro t Trockenmasse (TM) für die untersuchten Biogassubstrate (Silomais, Ganzpflanzensilage, Grasschnitt) höher als die Bereitstellungskosten für trockene Brennstoffe (Hackschnitzel aus Waldrestholz und Pappeln (KUP), Strohpellets), die 92 – 133 EUR pro t TM betragen.
- Für **Biogassubstrate** liegt der größte Kostenanteil bei den variablen Kosten von Ernte und Anbau. Die Nutzung von Gärrest als Dünger anstelle von Mineraldünger kann die Kosten deutlich senken.
- Bei den **Brennstoffen zur Vergasung** haben Hackschnitzel aus Waldrestholz die geringsten Kosten. Bei der Bereitstellung von Hackschnitzeln aus Pappeln führen die zusätzlichen Kosten für den Anbau und die Ernte des Kurzumtriebsholzes zu deutlichen höheren Bereitstellungskosten. Auch die Pelletierung (betrachtet am Beispiel Stroh) kann die Kosten deutlich in die Höhe treiben. Die Transportentfernung ist ebenfalls ein wesentlicher Kostentreiber.



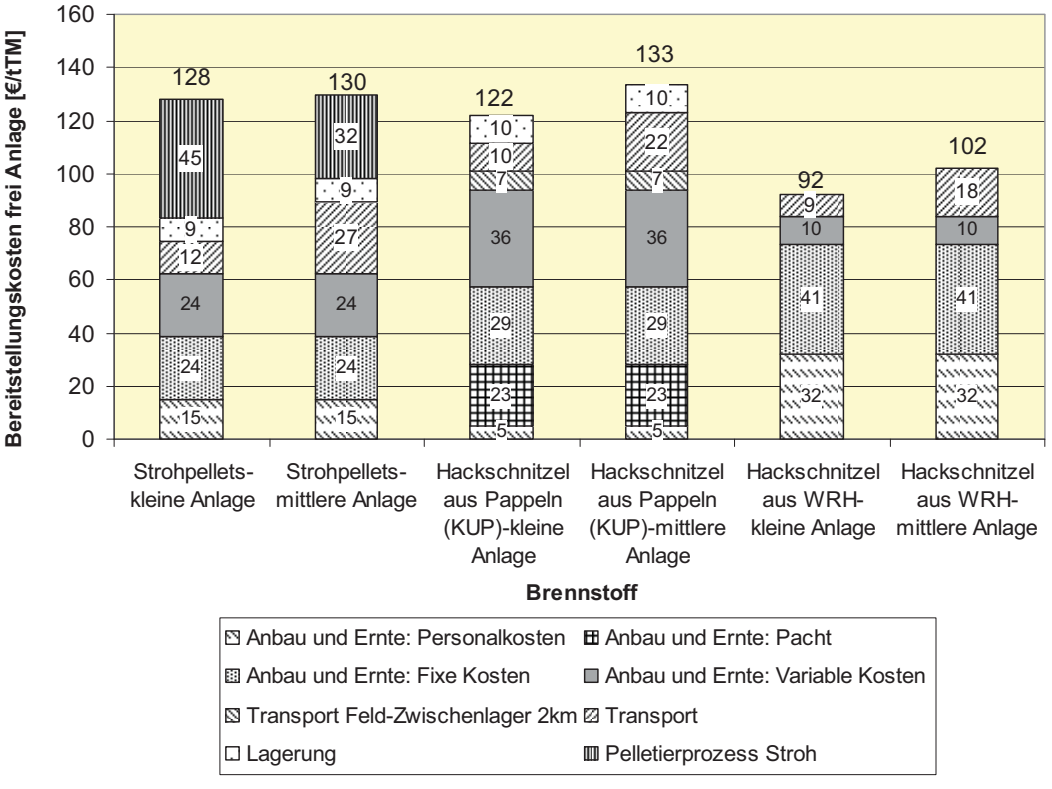
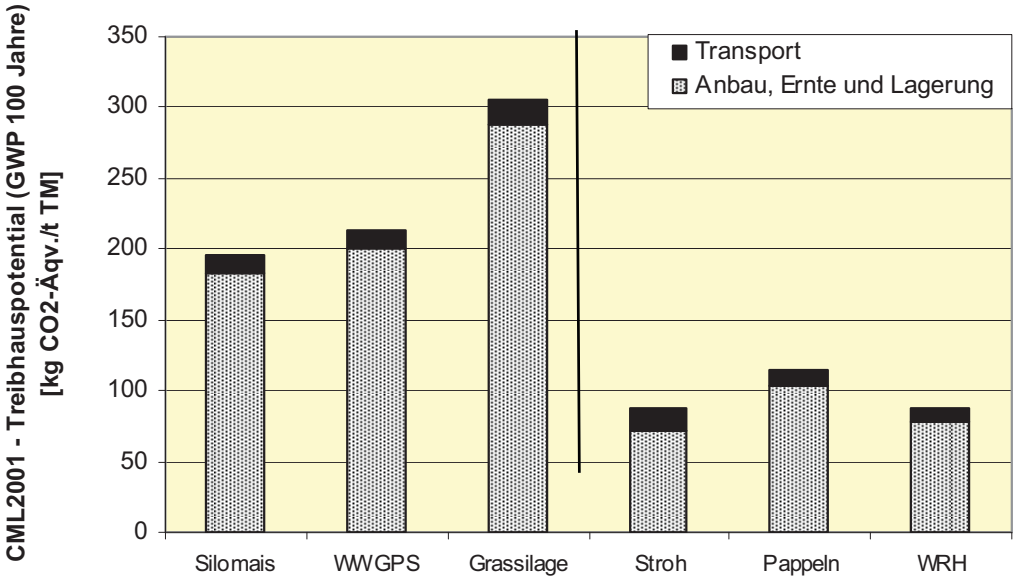


Abb. 4 a+b: Bereitstellungskosten frei Anlage für Biogassubstrate (oben) und Brennstoffe zur Vergasung (unten)

Neben den Kosten spielen die Emissionen von Treibhausgasen (THG) eine wichtige Rolle zur Beurteilung der Nachhaltigkeit von Brennstoff- und Substratbereitstellungsverfahren. In Abb. 5 ist das Treibhauspotenzial verschiedener Bereitstellungsverfahren für Biogassubstrate und Brennstoffe zur Vergasung nebeneinander gestellt.



Für Biogassubstrate wurde ausschließlich mineralische Düngung angenommen; Transport: Biogassubstrate: 10 km, Brennstoffe für Vergasung: 80 km.

Abb. 5: Treibhauspotenzial der Bereitstellungspfade von Biomasse frei Anlage (nach CML 2001). Links für Substrate zur Biogasherstellung, rechts für Brennstoffe zur Vergasung.

Danach liegen die bestimmenden Anteile der THG-Emissionen im Bereich des Anbaus und der Ernte und nicht beim Transport. Beim Anbau und der Ernte entstehen hohe THG-Emissionen insbesondere durch die Verwendung von Düngemitteln und den Kraftstoffverbrauch bei der Maschinenverwendung, wohingegen der Transport der Brennstoffe nur unwesentlich zu den gesamten THG-Emissionen beiträgt. Dies trifft für die Kosten nicht zu, ein weiter Transportweg kann zusätzlich entscheidende Kosten verursachen.

Empfehlungen für eine nachhaltige Biomasse-Bereitstellung

1. Die Bereitstellung von Biomasse ist relativ aufwendig und teuer und ist sowohl beim Biogas als auch bei der Vergasungstechnologie für einen Großteil der Emissionen und Kosten bei der Erzeugung von Bioenergie verantwortlich. Die Aufmerksamkeit muss weiter auf der Entwicklung effizienter und umweltfreundlicher Bereitstellungstechnologien und -verfahren liegen.
2. Der Bedarf an Mineraldünger, bes. Stickstoffdünger, für die Biomasseproduktion ist für die THG-Emissionen ein wesentlicher Faktor. Daher müssen der Vermeidung des Einsatzes von Düngemitteln, z. B. durch optimierte Nutzung von Gärresten aus der Biogasanlage, und der Umsetzung eines Kreislaufgedankens erhöhte Aufmerksamkeit gehören.
3. Der Transport von Biomasse bei der Bereitstellung bestimmt wesentlich die Kosten der Bereitstellung. Substrat für Biogasanlagen sollten nicht weiter als 20 km transportiert werden.

4. Bei der Nutzung von Stroh in Vergasungsanlagen erhöht die notwendige Pelletierung die Brennstoffkosten nicht unerheblich. Die Vergasung sollte daher mit anderen Brennstoffsortimenten unter Umgehung einer Pelletierung erprobt und weiterentwickelt werden.

3.3 Konversion und Gaserzeugung aus Biomasse – Technologien mit Optimierungspotenzial

Im Arbeitspaket 3 „Konversionstechnologien“ wurden die Anlagen und Technologien zur Erzeugung von Biogas (Biogasanlage) und Rohgas (Vergaser) aus Biomasse für verschiedene Nutzungsoptionen (u.a. direkte Nutzung bzw. Gasaufbereitung zu SNG) im Hinblick auf ihre technisch-ökonomischen und umweltrelevanten Eigenschaften untersucht und eingeordnet. Die Ergebnisse fanden Eingang in das nachfolgende Arbeitspaket 4 „Gasaufbereitung“. Darauf aufbauend ergibt sich eine Gesamtsicht für die Bereitstellung von SNG (Biomethan). Hier wurde durch die Universität Hohenheim auch die Analyse der Forschungs-Biogasanlage (180 kW) am Unteren Lindenhof als Beispiel für die konkrete Umsetzung einbezogen.

Im Ergebnis kann festgehalten werden, dass sowohl Biogas- als auch Vergaseranlagen erhebliche Beiträge zur Energieversorgung und zur Minderung von Treibhausgas-(THG)-emissionen in Baden-Württemberg leisten können und Potenziale für Kostenminderungen haben. Die Auslegung und der Betrieb müssen hierzu aber sorgfältig geplant und organisiert werden.

Biogasanlagen – Stützen eines nachhaltigen Energiesystems mit Potenzial

Die Auslegung und der Betrieb von Biogasanlagen (BGA) weisen große Bandbreiten bei den technischen, ökonomischen und ökologischen Parametern auf, die Vielfalt an Anlagentypen und Betriebskonzepten ist groß. Wenig durchdachte Anlagen können relativ schlechte Eigenschaften aufweisen. Mit einer sorgfältigen Anlagenplanung, einem gut strukturierten Betrieb und ggf. einzelnen gezielten Maßnahmen kann die Gesamtbilanz von Biogasanlagen jedoch nachhaltig positiv ausfallen.

Nach den Ergebnissen aus diesem Projekt gehören hierzu folgende Faktoren:

- In einer BGA wird die THG-Emissionsbilanz deutlich vom Methangasschlupf bestimmt. Ein wichtiger Faktor zur Minderung ist ein möglichst gasdichter Anlagenbetrieb. Die Wirkung einer Abdeckung von Gärrestlagern ist erheblich, auch bei kleinen Anlagen mit Gülleverwertung. Zur Minderung im BHKW muss dieses möglichst optimal gewartet werden und eingestellt sein.
- Bei BGA mit Energiepflanzen als Substrat ist vor allem durch den notwendigen Düngemitteleinsatz ein Anstieg des Eutrophierungs- (EP) und des Versauerungspotenzials (AP) zu verzeichnen. Hierdurch werden die positiven Wirkungen bei der THG-Reduktion gemindert. Da es sich um sehr verschiedene Wirkungskategorien handelt, die sich nicht miteinander vergleichen lassen, muss bei einer Gesamtbewertung deutlich gemacht werden, welches Ziel (THG-Minderung, Reduktion der Versauerung, etc.) die Untersuchung verfolgt.
- Der Grad der Wärmenutzung hat für alle BGA einen erheblichen Einfluss auf die Ökobilanz, und auch auf die Wirtschaftlichkeit. Gegenüber einer Anlage ohne Wärmenutzung ist bei einer 50%-igen Wärmenutzung die THG-Reduktion um 16%, bei einer 100%-igen Wärmenutzung um 37% höher.

- Die Auswirkungen der Bereitstellung von Infrastruktur (landwirtschaftliche Geräte, Wege und Straßen, Stallgebäude, etc.) auf das Treibhauspotenzial sind mit mindestens 2,2% an den Umweltlasten von Biogasanlagen (lt. Uni Hohenheim) höher als allgemein angenommen. Dieser Prozess sollte daher bei der Ökobilanzierung eigens berücksichtigt werden.
- In der Forschungs-Biogasanlage am Unteren Lindenhof können pro MJ Biogas gegenüber der fossilen Referenz Gas etwa 71 g CO_2-Äquivalente eingespart werden.
- Die Analyse der betrachteten Modell-Biogasanlagen (mit 50, 150, 500 und 2.000 $kW_{el.}$) zeigt, dass die Treibhausemissionen durch die Biogasproduktion gegenüber der Referenz deutlich verringert werden können. Bei einem geschlossenen Güllelager liegen die Einsparungen zwischen 68 und 75 g CO_2-Äquiv. pro MJ Biogas. Bei der Kleinstanlage (50 kW_{el}) liegen die spezifischen Einsparungen mit 180 g pro MJ deutlich höher als bei der 500 kW_{el}-Anlage mit 76 g CO_2-Äquivalenten pro MJ. Eine Ursache für diese hohen Einsparungen in den Kleinanlagen liegt am Einsatz von Gülle als Reststoff und den Minderungen, die durch die Nutzung des Gärrestes als Dünger erzielt werden können.

Die Nutzung von fermentativ erzeugtem Biogas kann also insgesamt zu wesentlichen Umweltvorteilen führen, insbesondere zu einer Reduktion von klimarelevanten Emissionen und einer Einsparung an Primärenergie.

Exkurs: Biogasanlagen in Baden-Württemberg mit guten Werten – eine Umfrage-gestützte Analyse der Betriebsjahre 2008 und 2009

Im Rahmen des Vorhabens wurden auch die in Baden-Württemberg laufenden Biogasanlagen für das Betriebsjahr 2008 und 2009 mit Hilfe einer Umfrage zu ihren Betriebsparametern befragt und analysiert. Die Ergebnisse liegen in einem eigenen Bericht und einer Informationsbroschüre vor (Stenull et al., 2011: Mobilisierung von Effizienzreserven aus Biogasanlagen in Baden-Württemberg) bzw. können von der IER-Webseite heruntergeladen werden (www.ier.uni-stuttgart.de/ publikationen/ pb_pdf/ Biogasumfrage Veroeffentlichung_Stenulletal_11032011.pdf)

Die Umfrageergebnisse zeigen zusammenfassend, dass BGA in Baden-Württemberg insgesamt effizient und mit guten Parametern laufen. Dennoch gibt es einige Optimierungspotenziale. Zentrale Ergebnisse der Umfrage sind:

- Über 90% der befragten Biogasanlagen in Baden-Württemberg sind an landwirtschaftliche Betriebe angegliedert. Dabei handelt es sich meist um landwirtschaftliche Gemischtbetriebe, die Rinder bzw. Schweine halten und über Grünland und Ackerland verfügen.
- Zu den am häufigsten eingesetzten Substraten gehörten Gülle, Silomais und Grassilage. Gülle wurde im Vergleich zu Gesamtdeutschland relativ häufig eingesetzt. Mit steigender Anlagengröße sank der Anteil an Gülle und stieg der Anteil an Silomais.

- Die errechnete Biogasausbeute stieg im Schnitt von 601 Nm³/t oTS bei einer kleinen Anlage von ≤150 kW_{el} auf 637 Nm³/t oTS bei einer Anlagengröße von ≥501 kW_{el} an.
- Im Schnitt liefen die untersuchten Biogasanlagen zu rund 88% in Volllast. Knapp 30% der anfallenden Wärme wurde genutzt, davon ein Sechstel innerbetrieblich. Die höchsten Anteile der innerbetrieblichen Wärmenutzung (z.B. Beheizung von Wohnhäusern oder Aufenthaltsräumen) wurden erwartungsgemäß in den kleineren Anlagen (≤150 kW_{el}) vorgefunden.
- Die Investitionskosten betrugen 3.000 bis 4.000 € pro installierter Einheit elektrische Leistung (kW_{el}). Die kleinsten Anlagen hatten die höchsten spezifischen Investitionskosten. Die spezifischen Substratkosten bewegten sich in der Größenordnung von ca. 480 bis 570 €/kW_{el} und Jahr und hatten somit den größten Anteil an den jährlichen betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten.
- Die Kosten für das am meisten eingesetzte Substrat Silomais betrugen im Schnitt 28 €/Tonne Frischmasse für selbst erzeugten Silomais und 29 €/Tonne Frischmasse für zugekauften Mais frei Anlage.
- Ein deutliches Optimierungspotenzial zeigte sich in Bezug auf die Abdeckung der Gärrestlager. Im Durchschnitt waren nur 25% der Gärrestlager gasdicht abgedeckt. Am häufigsten waren die Gärrestlager in den großen Anlagen (> 50%) abgedeckt, bei den kleinen Anlagen waren es nur 8%.

Biomasse-Vergasung – neue Technologien mit Verbesserungspotenzial

In Baden-Württemberg gibt es derzeit keine großtechnische Vergasungsanlage im kommerziellen Betrieb. Kleinere Anlagen bis ca. 500 $kW_{th.}$ sind vereinzelt im Betrieb. Das Potenzial für eine insgesamt effiziente und nachhaltige Gaserzeugung aus Biomasse ist in der Vergasungstechnologie jedoch angelegt, da sie u.a. weitgehend für die gesamte Bandbreite an trockenen Biomassebrennstoffen geeignet ist.

Im Projekt wurden verschiedene Vergasungskonzepte zur Nutzung von Biomasse miteinander verglichen, die für Baden-Württemberg geeignet erscheinen. Hierzu gehörten die (gekoppelte) Wirbelschichtvergasung mit dem Beispiel der DFB Güssing-Vergasungsanlage mit 10 bzw. 50 MW_{th} Brennstoffleistung, das auf der DFB-Vergasung beruhende AER-Verfahren (ZSW), und die Flugstrom-Druckvergasung (KIT/ITAS), mit einer Brennstoffleistung von 50 bzw. 500 MW_{th}.

Bei der Wirbelschichtvergasung stellt sowohl für die Stromerzeugung als auch für die Aufbereitung zu einem Erdgassubstitut (SNG) die Vergasung mit Wasserdampf ein vielversprechendes Vergasungsverfahren dar, da das Produktgas nicht durch ein Inertgas verdünnt wird und daher einen hohen Energiegehalt hat. Durch die günstigen Verhältnisse zwischen H_2 und CO bzw. CO_2 kann eine nachfolgende Methanisierung technisch und ökonomisch effizient durchgeführt werden. Dieses Verfahren lässt sich insbesondere in einem gekoppelten Wirbelschichtsystem, einem *F*ast *I*nternally *C*irculating *F*luidized *B*ed (FICFB) bzw. unter „DFB“ für *D*ual (Double) *F*lu-

idized *B*ed Vergaser, realisieren. Da mit der Demonstrationsanlage „Güssing“ eine Umsetzung dieses Prinzips mit Holz-Hackschnitzel (Fichte) bereits zur Verfügung steht, wurden die Kennwerte dieser Anlage (u.a. hinsichtlich Dimensionierung für Anlagen mit 10 bzw. 50 $MW_{th.}$) auch für die weiteren Analysen im vorliegenden Projekt verwendet. Auch für die Analysen zum AER-Prozess (ebenfalls ein DFB-Vergaser) wurde das Güssing-Konzept zugrunde gelegt, mit der bereits angeführten Anlagengröße. Dadurch wurde eine Vergleichbarkeit gewährleistet.

Bei der **Vergasung von Biomasse nach dem AER (Absorption Enhanced Reforming)-Verfahren** sind zwei Wirbelschichtreaktoren miteinander gekoppelt. Es kann ein breites Spektrum an verwertbaren Brennstoffsortimenten genutzt werden, was durch die niedrige Vergasungstemperatur von < 700 °C und die Verwendung eines $CaO/CaCO_3$-basierten Bettmaterials begünstigt wird. Durch das Bettmaterial auf der Basis von CaO wird das während der Biomassevergasung entstehende CO_2 in situ abgetrennt. Hierdurch wird die Erzeugung eines teerarmen, wasserstoffreichen Gases ermöglicht. Bei der Vergasung von Stroh, welches in Wirbelschicht-Vergasungsanlagen – im Gegensatz zum Flugstrom-Druckvergaser – wegen seiner niedrigen Dichte ausschließlich als Pellet eingebracht werden kann, liegen die Rohgasgestehungskosten deutlich über den Werten für Fichte und Pappel. Dies liegt an den hohen Bereitstellungskosten für Strohpellets, dem verringerten Rohgasertrag sowie dem geringeren Heizwert von Stroh.

Die **Flugstrom-Druckvergasung** mit vorgeschalteter Schnellpyrolyse nach bioliq®, mit Sauerstoff als Vergasungsmittel, erfolgt bei einem Druck von ca. 30 bar (bis 80 bar sind möglich) und etwa 1.200°C. Im Gegensatz zu den Wirbelschichtverfahren können hierbei auch sehr aschereiche Biomassen, wie z.B. Stroh oder Heu, problemlos als Feed genutzt werden. Durch die räumliche Entkopplung von Schnellpyrolyse und Vergasung (inkl. Gasreinigung/-konditionierung und Gasaufarbeitung) ist die Option gegeben, eine von der Größe der Vergasungsanlage unabhängige dezentrale Produktion von bioliqSynCrude® in kleineren Anlagen zu realisieren. Mit dem anschließenden Transport des bioliqSynCrudes® zu einer großen zentralen Vergasungs- und Syntheseanlage können sowohl logistische als auch Kostenvorteile von Großanlagen genutzt werden. Flugstrom-Druckvergaser werden ökonomisch sinnvoll deshalb nur in großtechnischem Maßstab realisiert. Da das Rohgas aus der Flugstrom-Druckvergasung teerfrei und bereits bei einem Druck von 30 bar vorliegt, ist dieser Vergasertyp für nachgelagerte Synthesen, die auf diesem Druckniveau stattfinden (z.B. DME, Methanol, Fischer-Tropsch), bestens geeignet. Die in diesem Projekt durchgeführten Analysen erfolgten für Anlagengrößen von 50 bzw. 500 MW_{th} Brennstoffleistung – aktuell (Februar 2013) wurde im KIT ein Flugstrom-Druckvergaser mit einer Brennstoffleistung von 5 MW_{th} (bei 30 und 80 bar) an den Betrieb übergeben.

Zusammensetzung Biogas und Rohgas

Im Vergleich von Biogas und Rohgas zeigen sich deutliche Unterschiede bei der Zusammensetzung, den Kosten und anderen Parametern. Abbildung 6 zeigt verglei-

chend die Zusammensetzung von Biogas aus einer 500 kW_{el}-Anlage (Substrat-Mix: 70 % Silomais, 10 % Gülle, 10 % GPS, 10 % Grassilage) und Rohgas aus der Vergasung in einer 50 MW_{th}-Anlage mit Waldrestholz (Fichte).

Als „wertvolle“ Bestandteile sind Methan (CH_4), Wasserstoff (H_2) und Kohlenmonoxid (CO) aufgeführt. Weitere Gasbestandteile und Eigenschaften sind jedoch auch für die anschließende Gasreinigung und -konditionierung von Bedeutung (z.B. Wasser, Staub, Teer bzw. der vorliegende Druck und die Temperatur des Rohgases).

Die Analyse ergibt folgende Ergebnisse:

- Aufgrund seines hohen Methangehalts weist das Biogas mit 5,2 kWh/Nm³ den höchsten Heizwert auf, was für die spätere Aufarbeitung zu SNG von Vorteil ist.
- Die Rohgaszusammensetzung bei den verschiedenen Vergasungsverfahren unterscheidet sich dagegen sehr deutlich. Während beim AER-Verfahren ein Wasserstoffgehalt von rd. 68 Vol.-% erzielt werden kann, sind dies beim Flugstromvergaser nur rd. 35%, wohingegen hier der CO-Gehalt bei rd. 50% liegt. Dies liegt daran, dass die Flugstromvergasung bei hohem Druck und hoher Temperatur (rd. 1.200 °C) stattfindet, was zum einen – im Gegensatz zu den Wirbelschichtverfahren – die Teerbildung vermeidet und zum anderen die Ausbeute an Synthesegas (H_2 + CO) erhöht.

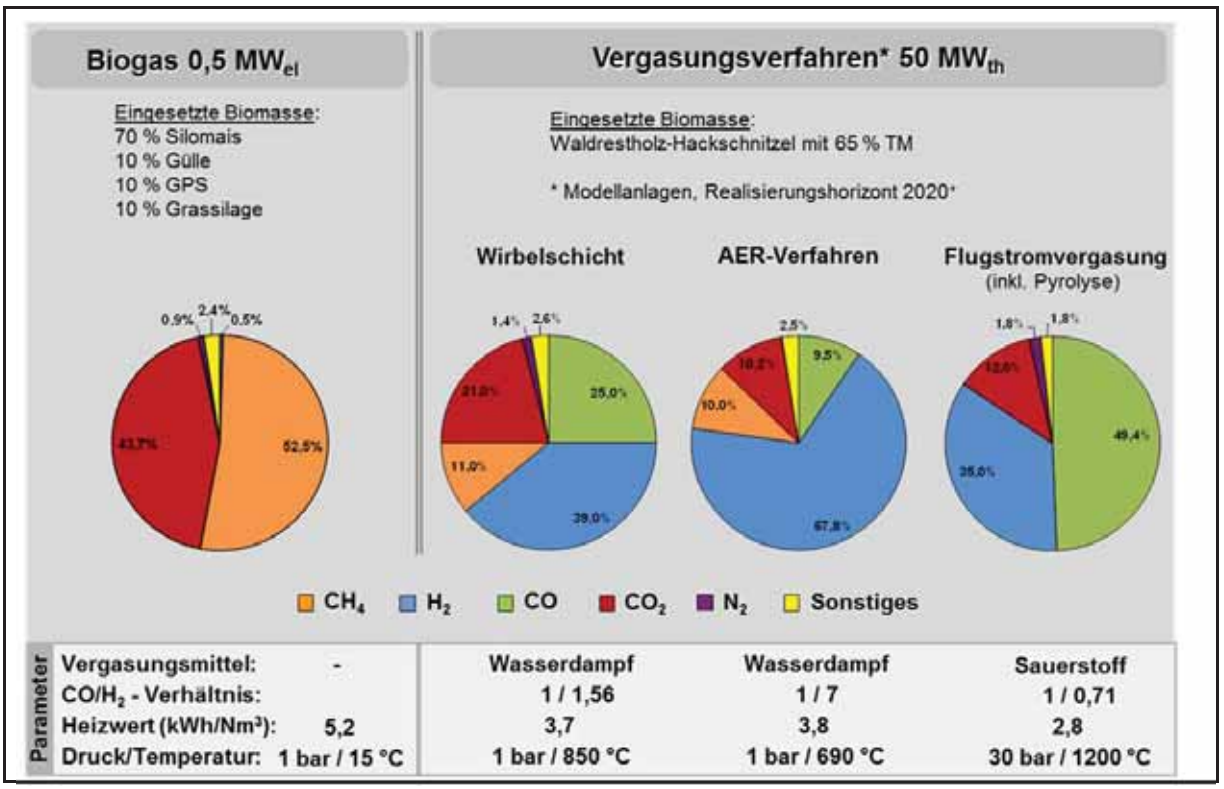


Abb. 6: Zusammensetzung von Biogas und Rohgas verschiedener Gaserzeugungs-Verfahren mit Biomasse (Bezug: trockenes Gas)

- Bei der Flugstromvergasung mit Sauerstoff machen die wertbestimmenden Bestandteile (CO, H_2 und CH_4) 84,4% des Rohgases aus (bei Vergasung von Waldrestholz). Aufgrund des hohen CO-Gehalts liegt der Heizwert mit ca. 2,8 kWh pro Nm³ Rohgas zwar deutlich niedriger als bei anderen Vergasungsverfahren, die

bereits zuvor angeführten verfahrensbedingten Vorteile (Temperatur- und Druckniveau) sind hierbei aber zu berücksichtigen.

Kosten für Biogas und Rohgas

Die Kosten für die Erzeugung von Biogas und Rohgas zeigen ebenfalls deutliche Unterschiede zwischen den Verfahren (siehe Abb. 7).

Die Grafik weist heizwertspezifische Gestehungskosten in EUR pro MWh Biogas bzw. Rohgas aus. Dabei muss berücksichtigt werden, dass die Kosten für die Vergasungsanlagen mit einem Zeithorizont für 2020, also zukunftsbezogen, aber auf ein gemeinsames Jahr skaliert, angesetzt sind, da es derartige Anlagen kommerziell heute noch nicht gibt. Für Biogas sind die Kostenabschätzungen aufgrund der großen Erfahrungen deutlich robuster und aussagekräftiger.

- Die Kosten für Biogas liegen generell etwas höher als für Rohgas. Lediglich für das AER-Verfahren mit Strohpellets wurden ähnlich hohe Kosten berechnet. Grundsätzlich ist aber zu beachten, dass hierbei sehr unterschiedliche Anlagengrößen und Biomassenarten verglichen werden.

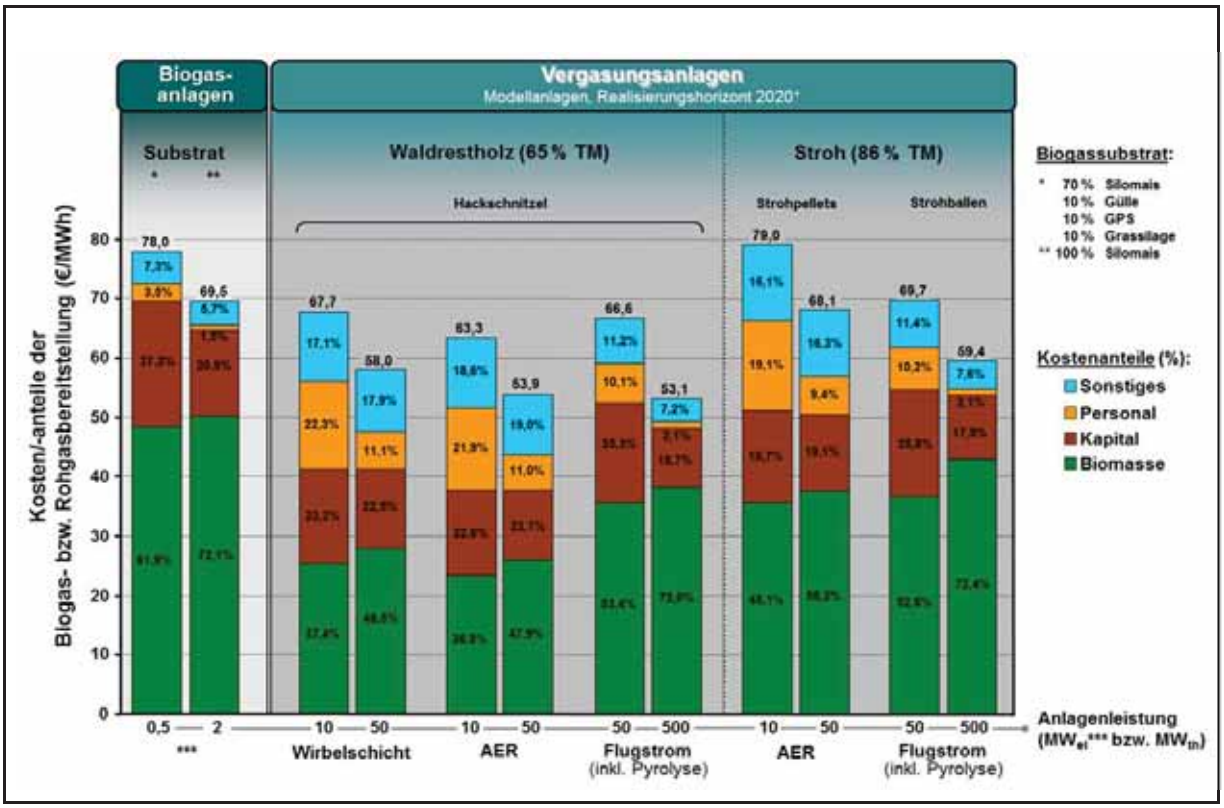


Abb. 7: Kosten und Kostenanteile der Biogas- und Rohgasbereitstellung über Biogas- und Vergasungsanlagen mit verschiedenen Substraten bzw. Brennstoffen

- Die Rohgasgestehungskosten für die Wirbelschichtvergasung (mit Wasserdampf), ohne adsorptionsaktives Bettmaterial (mit Waldrestholz), fallen gegenüber dem AER-Verfahren höher aus. Dieser Unterschied lässt sich auf den deutlich höheren Kaltgaswirkungsgrad bei der AER-Vergasung (lt. ZSW) zurückführen.

- Die Kostenanteile für die Biomassebereitstellung betragen bei der Biogasanlage 62 bzw. 72 % und bei den Vergasungsverfahren zwischen 37 % und 72 %. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass es sich um sehr unterschiedliche Brenn- bzw. Rohstoffe (Holz bzw. Biogas-Substrat) handelt. Der zweitgrößte Kostenblock sind die Kapitalkosten, die im Bereich von 18 bis 27 % liegen. Bei den Personalkosten schneiden die Biogasanlagen mit einem Anteil von 1,5 bzw. 3,5 % sehr günstig ab, bei den Vergasungsverfahren liegen diese, mit Ausnahme der sehr großen 500 MW Vergasungsanlagen (ca. 2 %), mit 9 bis 22 % deutlich höher.
- Mit steigender Anlagengröße werden insbesondere bei den Vergasungsverfahren – trotz steigender Erfassungsradien und Transportstrecken für die benötigte Biomasse – Kostenvorteile erschlossen. So können beispielsweise beim Flugstromvergaser (mit Waldrestholz) die Gestehungskosten für das Rohgas beim Schritt von der 50 MW hin zur 500 MW Anlage von 67 auf 53 €/MWh gesenkt werden.
- Bei gleicher Anlagengröße lassen sich die Unterschiede in den Rohgasgestehungskosten im Wesentlichen auf die Brennstoffkosten der jeweiligen Biomasse zurückführen. Hierbei schneidet Stroh etwas ungünstiger ab als Waldrestholz.

Die Untersuchungen ergaben folgende Empfehlungen für eine zukünftig effiziente und nachhaltige Biomasse-Konversion in ein Bio- oder Rohgas.

Empfehlungen – Biogaserzeugung in BGA

- Zur Verbesserung der THG-Emissionsbilanz wird empfohlen, dass auch für kleine Gülle-Anlagen eine Abdeckung der Gärrestlager verpflichtend vorgeschrieben wird. Hierbei sollte jedoch auch Aspekten der Wirtschaftlichkeit Rechnung getragen werden, d.h. ggf. kostengünstige Abdeckungsverfahren entwickelt werden.
- Verpflichtende Regelungen zur möglichst hohen Wärmeauskopplung sollten weiter ein essentieller Bestandteil von Förderungen (z.B. im EEG) sein.
- Eine Kostenreduktion der Biogas-Produktion in der Biogasanlage scheint angesichts weiterer notwendiger Investitionen in zusätzliche technische Ausstattung (Abdeckung, Regelungstechnik, etc.) nur schwer möglich. Eine zu starke Absenkung der Vergütung ist durch Kostenreduktion im Anlagenbereich nicht zu kompensieren.

Empfehlungen – Rohgaserzeugung in Biomasse-Vergasern

- Das hohe Potenzial der Vergaser für eine effiziente Konversion von Biomasse in ein ‚biogenes Gas' ist bei weitem nicht ausgeschöpft. Die Vergasungstechnologie bietet eine ausreichende Bandbreite an Verfahren und ein noch hohes Verbesserungspotenzial.

- Zur Optimierung der Technologie ist eine weitere Forschungsförderung, besonders aber die Errichtung von Demonstrationsanlagen dringend erforderlich.
- Im Vergleich mit Biogasanlagen, bei denen die Substratkosten überwiegen, haben Vergaser relativ hohe Kapital- und Personalkosten, die sich – wie die Analysen gezeigt haben – mit steigender Anlagengröße auch noch deutlich reduzieren lassen. Weitere Kostenreduktionen lassen sich darüber hinaus im Zuge weiterer Technologieentwicklung und über die Markteinführung erzielen.

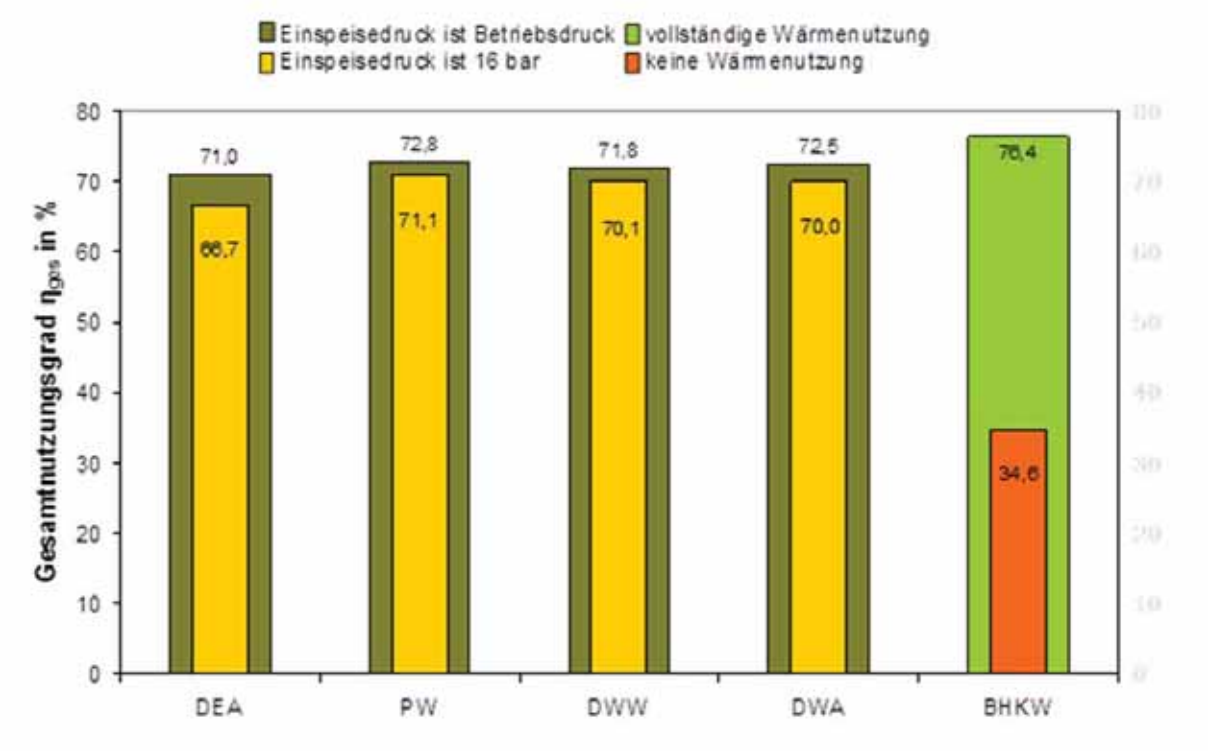
3.4 Aufbereitung von Biogas und Rohgas zur Einspeisung als SNG ins Erdgasnetz – eine vielversprechende Strategie

Im Arbeitspaket 4 wurden die Technologien und Konzepte zur Gasreinigung und Aufbereitung von Biogas und Rohgas zu Biomethan bzw. SNG und dessen nachfolgende Einspeisung ins Erdgasnetz analysiert.

Die Aufbereitung und **CO_2-Abtrennung** kann beim Biogas und beim Rohgas aus der Vergasung trotz recht unterschiedlicher Gaszusammensetzung (siehe Schlussbericht/Materialband: Tab. 32, 34 und 35 in Kap. 2.6) im Prinzip mit ähnlichen Verfahren, u.a. mit physikalischen oder chemischen Wäschen sowie mit einer Druckwechseladsorption und auch Membrantechnologie, durchgeführt werden. Die Aufarbeitung von Biogas bzw. Rohgas zu SNG ist ein sehr aufwändiger Prozess. Er führt zu zusätzlichen Kosten und zu einem zusätzlichen Prozessenergiebedarf, der in der Regel über die interne Nutzung von Biogas bzw. Rohgas oder über bisher ungenutzte Wärmeströme gedeckt wird. Als Kriterien für die Bewertung der Verfahren sind der Methangehalt und die Vermeidung von Emissionen bei der Aufbereitung und der Energiebedarf an elektrischer und an thermischer Energie, mit entscheidend.

Aufbereitung von Biogas (Anlagengrößen: 150, 500, 2.000 kW_{el})

- Für die Biogasaufbereitung stellen sich unter den klassischen Aufbereitungsverfahren die physikalischen Wäschen und die Druckwechseladsorption (DWA) im Vergleich zur Aminwäsche (DEA) bzgl. der Energieeffizienz als die vorteilhaftesten heraus (s. Abb. 8).
- Der Gesamtwirkungsgrad für die klassische BHKW Nutzung von Biogas im Vergleich mit der Aufbereitung zu SNG ist nur dann gleich hoch, wenn die Wärme vollständig (100%) genutzt wird. Dies ist jedoch nur in Ausnahmefällen möglich.
- Da die CO_2-Abtrennungsverfahren einen mittleren Methanschlupf bis zu 2,5 % aufweisen, ist eine Nachbehandlung notwendig. Eine Ausnahme stellen chemische Wäschen auf Aminbasis dar, bei denen der Methanschlupf unterhalb von 0,1 % gehalten werden kann.
- Der Methangehalt im Produktgas ist bei der chemischen Wäsche (DEA) mit 98% auf hohem und der Methanschlupf auf sehr niedrigem Niveau (< 0,01%). Der Methanschlupf steigt bei zunehmendem Druck im Wäscher auf 0,06%.
- Die Kosten für die CO_2-Abtrennung (inkl. Kompression auf 16 bar) liegen bei etwa 1,6 – 2 $Ct/kWh_{Biogas.}$ Hierbei schnitten das Genosorb® (PW)-Verfahren und die Druckwechseladsorption am günstigsten ab. Die Gesamtkosten für die Einspeisung liegen je nach Abschreibungszeit der Anlagen bei 3,7-4,5 $Ct/kWh_{Biomethan}$ für kleine 150 kW Anlagen und 1,8 bis 2,3 $Ct/kWh_{Biomethan}$ für die 500 kW Anlagen.



DEA=Aminwäsche, PW=Genosorb, DWW=Druckwasserwäsche, DWA=Druckwechseladsorption

Abb. 8: Gesamtnutzungsgrade typischer Verfahren zur Aufbereitung und Einspeisung von Biogas im Vergleich mit der BHKW-Nutzung vor Ort im Winterbetrieb

Aufbereitung von Rohgas aus der Vergasung (Anlagengrößen: 10, 50, 500 MW_{th})

- Das Rohgas muss für die Gastrennung insbesondere von Partikeln und bei den Wirbelschichtverfahren von Teer gereinigt sein (z.B. über Filtration, Teerwäsche, etc.). Für die Entfernung von Teer können momentan nur physikalische Wäscher eingesetzt werden, die auf einem Lösungsmittel basieren, das die Teere gut in Lösung bringt.
- Bei den CO_2-Entfernungsverfahren weist die Membrantechnologie Vorteile im Betrieb auf, da wenig bewegte Teile (Pumpen) vorhanden sind und kein Austausch von Flüssigkeiten erfolgen muss. Die Standzeit der Membranen ist allerdings noch nicht bekannt.
- Der Gesamtnutzungsgrad bei der Reinigung von Rohgas zu SNG gemäß DVGW-Arbeitsblättern G 260 und G 262 (Schlussbericht, Abb. 50, Kap. 2.6) ist für die chemische Wäsche (DEA), die gegenüber den anderen Verfahren einen hohen thermischen aber einen geringen elektrischen Energiebedarf aufweist, mit 95% am höchsten. Die anderen Verfahren liegen mit 86-88% deutlich niedriger.
- Im aufbereiteten SNG werden Methangehalte von 96-99% erzielt.

Tabelle 2: Spezifische Aufbereitungs- und Einspeisekosten [in Ct/kWh] für SNG, bezogen auf den Brennwert für Rohgas aus den verschiedenen Vergasungsanlagen

AER 10 MW	AER 50 MW	WS 10 MW	WS 50 MW	FS 50 MW	FS 500 MW
3,7	2,2	4,3	2,6	2,6	1,2

- Die spezifischen Kosten liegen zwischen 1,2 und 4,3 Ct/kWh (Brennwert SNG) und sind bei größeren Anlagen etwa um die Hälfte niedriger als bei kleineren Anlagen (s. Tabelle 2).

Im Vergleich (s. Tabelle 3) zeigt sich, dass die Kosten für die SNG-Bereitstellung frei Erdgasleitung bei Biogasanlagen (150, 500, 2000 kW_{el}) eine geringere Bandbreite aufweisen als bei Vergasungsanlagen. Dies ist vor allem auf die größeren Unterschiede bei der Anlagengröße (10, 50, 500 MW_{th}) der betrachteten Vergasungsverfahren zurückzuführen. Bei den analysierten Vergasungsanlagen gibt es technische Auslegungen, die durchschnittlich zu etwas günstigeren SNG-Kosten führen als beim Biogas.

Tabelle 3: Kosten und THG-Emissionen bei der SNG-Bereitstellung über Biogas- und Vergasungsanlagen

	Einheit	**Biogasanlagen**	**Vergasungsanlagen** [1)]
Biogas- bzw. Rohgaskosten frei Anlage	€/MWh_{Hu}	70 - 78	53 - 79
SNG-Kosten frei Erdgasleitung	€/MWh_{Hu}	88 - 109	56 - 133
THG-Emission pro MWh_{SNG} frei Erdgasleitung	kg CO_2-Äq./MWh_{Hu}	53 - 58	13 - 85

[1)] Modellanlagen, Realisierungshorizont 2020+

Für die gewählten Biogas- bzw. Vergasungsanlagen liegen die THG-Emissionen für die SNG-Bereitstellung bei 53-58 kg bzw. 13-85 kg CO_2-Äq. pro MWh_{SNG}. Wird bei den Vergasungsverfahren auf die Variante (s. AER-Verfahren) mit den energieaufwändig bereitzustellenden Strohpellets verzichtet, dann reduziert sich bei den Vergasungsanlagen die Spanne auf 13-27 kg CO_2-Äq. pro MWh_{SNG}.

Empfehlungen

- Die Gasreinigung und Konditionierung von Biogas und Rohgas zu SNG ist trotz relativ aufwändiger Verfahren sehr vielversprechend. Es existiert eine Reihe von Technologien mit erheblichen Optimierungspotenzialen.
- Die chemische Wäsche (DEA) weist gute Werte in Bezug auf Gesamteffizienz, Methangehalt und Methanschlupf auf. Es bestehen auch noch weitere Verbesserungspotenziale.
- Die Membrantechnologie weist viele Vorteile im Betrieb auf, ist aber noch mit größeren Unsicherheiten insbesondere bei den Standzeiten der Membranen verbunden. Die Forschung hierzu sollte weitergeführt und ausgebaut werden.

4 TECHNOLOGIEVERGLEICH UND ZUKÜNFTIGE ENTWICKLUNGEN

4.1 Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung aus SNG im Vergleich

Die zentrale Aufgabe im AP5 war ein technisch-ökonomischer und auf die Umweltwirkungen bezogener Vergleich der verschiedenen Möglichkeiten zur energetischen Nutzung von SNG zur Bereitstellung von Strom und Wärme oder auch Kraftstoff.

Gasnutzung zur Wärme- und Stromerzeugung:

- Die direkte Verstromung von Biogas ist mit Stromgestehungskosten (inkl. Wärmegutschrift) von 140 bis 200 €/MWh_{el} verbunden (vgl. Schlussbericht, Tab. 17).
- Bei den verschiedenen Vergasungsverfahren und der direkten Verstromung des in der Vergasung gewonnenen Rohgases sind die Stromgestehungskosten je nach Technologie, Anlagengröße und Brennstoffinput sehr unterschiedlich.
  - Insgesamt variierten die Stromgestehungskosten zwischen 107 €/$MWh_{el.}$ für die Flugstrom-Druckvergasung mit 500 MW und Nutzung von WRH und 191 €/$MWh_{el.}$ für das AER-Verfahren mit 10 MW und Nutzung von Weizenstrohpellets (vgl. Schlussbericht/Materialband, Tab. 24, 27 und 30, alle Werte mit Wärmegutschrift).
  - Mit Waldrestholz lagen bei der Wirbelschichtvergasung mit Wasserdampf die Stromgestehungskosten mit 170 €/$MWh_{el.}$ für die 10 MW-Anlage bzw. 142 €/$MWh_{el.}$ für die 50 MW-Anlage (vgl. Schlussbericht, Tab. 24) recht hoch.
  - Beim AER-Verfahren sind die entsprechenden Werte beim Einsatz von Waldrestholz günstiger und liegen bei 151 € bzw. 125 €/$MWh_{el.}$ (vgl. Schlussbericht, Tab. 27). Entsprechend den Berechnungen bei der Rohgaserzeugung lässt sich dieser Unterschied auf den deutlich höheren Kaltgaswirkungsgrad bei der AER-Vergasung zurückführen.
  - Bei der großen (500 $MW_{th.}$) Flugstromvergasungsanlage (vgl. Schlussbericht, Tab. 27) können diese Stromgestehungskosten auf 107 €/$MWh_{el.}$ gesenkt werden.
- Die Nutzung von aufbereitetem Gas (SNG) zur Stromproduktion schneidet aufgrund der relativ niedrigen Erdgaspreise im Vergleich nicht besonders günstig ab (siehe Tab. 4). Für die Stromerzeugung in einem BHKW (2 $MW_{el.}$) (Spalte 4) liegen die Gestehungskosten fast doppelt so hoch, beim GuD-Kraftwerk liegen sie bei mehr als dem Doppelten. Die Gestehungskosten für Wärme (Spalten 2 und 3) liegen bis zu 50% höher als bei der entsprechenden Nutzung von Erdgas.
- Die THG-Minderungskosten bei kleinen Anlagen im Wärmesektor, beispielsweise der Zentralheizung für ein Einfamilienhaus, sind mit rund 130 €/t CO_2-Äq. noch vergleichsweise günstig. Die Minderungskosten bei einem Heizwerk und für die Stromerzeugung aus SNG sind deutlich höher und liegen bei rund 200 bis 300 € pro t CO_2-Äq.. Studien zeigen, dass THG-Minderungskosten zwischen 50 und

100 € pro t CO_2-Äq. angesichts teurerer Alternativen noch als akzeptabel eingestuft werden können.

Tabelle 4: Wärme- und Strombereitstellung aus SNG und Erdgas – Gestehungskosten, THG-Minderung und THG-Minderungskosten

SNG-Kosten = 90 €/MWh$_{Hu}$		**Wärme**				**Strom (+ Wärme)**			
		Zentralheizung im Einfamilienhaus (15 kW)		Heizwerk mit Nahwärmenetz (500 kW)		Blockheizkraftwerk (BHKW) (2 MW$_{el}$)		Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD) (400 MW$_{el}$)	
Energieträger		**SNG**	***Erdgas***	**SNG**	***Erdgas***	**SNG**	***Erdgas***	**SNG**	***Erdgas***
SNG-Kosten bzw. Erdgaspreis	€/MWh$_{Hu}$	90	*65*	90	*52*	90	*52*	90	*32*
Gestehungskosten	€/MWh$_{th\,/\,el.}$	131	*106*	126	*85*	215	*120*	160	*64*
THG-Minderung	kg CO_2-Äq./ MWh$_{th\,/\,el.}$	200		210		480		320	
THG-Minderungskosten	€/t CO_2-Äq.	130		197		197		300	

- Die THG Minderungskosten bei der direkten Stromerzeugung aus Biogas und Rohgas in einem BHKW (2 bzw. 50 MW$_{el.}$) sind mit 75-130 €/t CO_2-Äq. (Schlussbericht/Materialsammlung Tab. 72) günstiger als bei der Nutzung von SNG, die mit 197 €/t CO_2-Äq. anzusetzen sind (s. Tab. 4).
- Die spezifischen Vorteile der SNG-Bereitstellung und -Verstromung kommen erst dann zum Tragen, wenn ein hoher Gesamtnutzungsgrad des SNG in der gekoppelten Strom-/Wärmeproduktion erreicht werden kann und dieser deutlich höher ist als bei der direkten Nutzung von Biogas- bzw. Rohgas.

Nutzung von SNG als Kraftstoff im Opel Zafira:

- Die spezifischen Gesamtkosten (ohne Steuern) für die Nutzung von SNG als Kraftstoff in einem Opel Zafira (Fahrleistung 18.000 km/Jahr) liegen bei 0,29 €/km und sind auf etwa gleicher Höhe wie bei Diesel (0,27 €/km). Erdgas schneidet mit 0,26 €/km am günstigsten ab (siehe Schlussbericht/Materialband, Tab. 74).
- Ohne Steuern sind die Gesamtkosten (als TCO = total costs of ownership) für SNG und FT (Fischer-Tropsch)-Diesel um ca. 10-15 % höher als die des jeweiligen fossilen Kraftstoffs (s. Abb. 9). Bei Erlass der Kraftstoffsteuern auf biogene Kraftstoffe können diese mit Diesel (inkl. Kraftstoffsteuer, excl. MwSt.) konkurrieren, jedoch nicht mit Erdgas.

- Die THG-Emissionen von SNG als Kraftstoff liegen mit 67 g CO_2-Äq. pro km höher als die von FT (Fischer-Tropsch)-Diesel (34 g CO_2-Äq./km). Dies liegt wesentlich an den THG-Emissionen aus der Strombereitstellung für die SNG-Kompression an der Tankstelle auf 200 bar (s. Schlussbericht, Tab. 74).

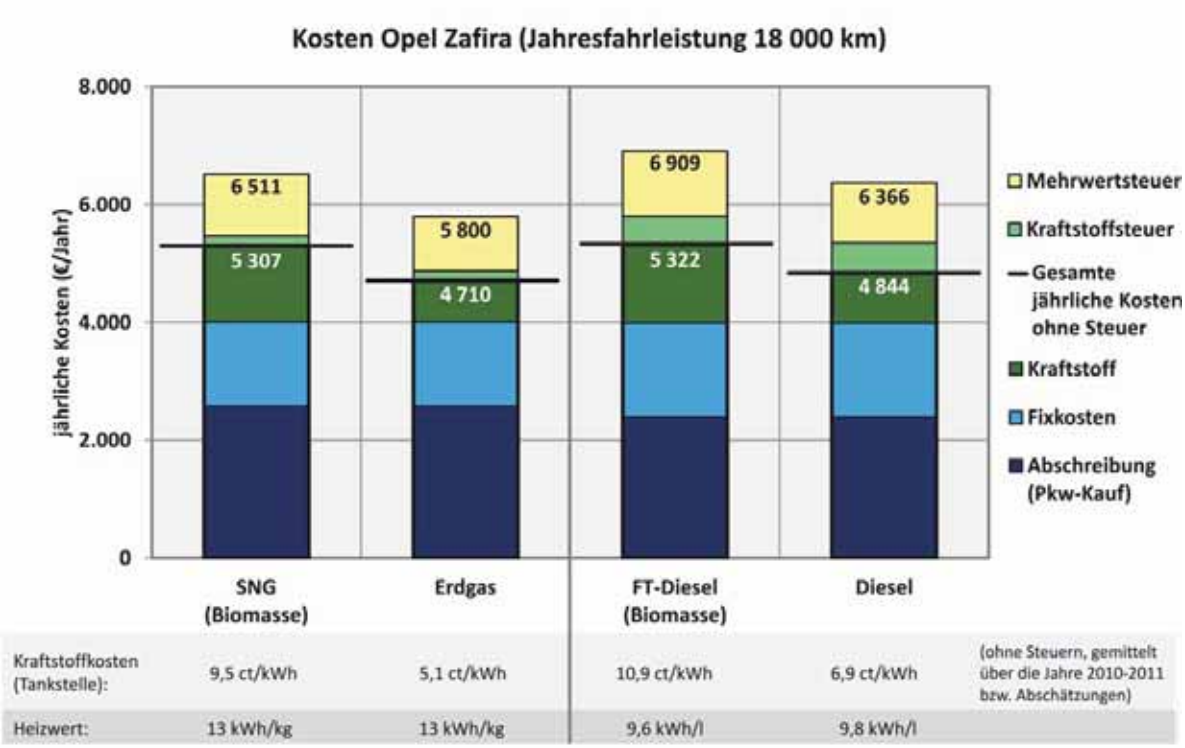


Abb. 9: Jährliche Gesamtkosten (TCO) für ein SNG-Fahrzeug im Vergleich zum Erdgas-, FT-Diesel- und Dieselfahrzeug

Abschließender Vergleich der verschiedenen Gasnutzungsmöglichkeiten:

- In Bezug auf die THG-Emissionen schneidet die direkte Nutzung von Biogas bzw. Rohgas zur Stromerzeugung in KWK-Anlagen (BHKW bzw. GuD) am besten ab. Danach kommt die Nutzung von SNG aus Biogas in KWK-Anlagen, deren Vorteil darin liegt, dass für die KWK-Anlagen Standorte gewählt werden können, die eine ganzjährige Wärmeabnahme ermöglichen und deshalb höhere Wärmenutzungsgrade haben. An dritter Stelle ist die Nutzung von SNG im Kraftstoffbereich zu nennen.
- SNG ist als Brennstoff aber immer noch deutlich teurer als fossiles Erdgas. Dieses Verhältnis hängt aber stark von der zukünftigen Entwicklung der internationalen Gasmärkte ab und ist großen Unsicherheiten und Schwankungen unterworfen.
- Der Einsatz von SNG im Pkw-Bereich stellt eine interessante Möglichkeit dar, die THG-Emissionen im Verkehrsbereich zu mindern. SNG ist eine der wenigen Optionen kurzfristig und zu vertretbaren Kosten deutliche THG-Einsparungen im Verkehrssektor zu erreichen. SNG ist zudem bereits in nennenswerten Mengen verfügbar.

Empfehlungen

- Mit Blick auf die Bilanz der Nutzungsmöglichkeiten für SNG wird u.a. deutlich, dass die SNG-Bereitstellungsverfahren eine wichtige Rolle für die Kosten und die THG-Emissionen spielen. Nicht zuletzt ist hierfür eine effiziente und kostengünstige Biomasseverfügbarkeit maßgeblich.
- Vor dem Hintergrund, dass über Biomethan (SNG) in Anlagen mit hoher Wärmenutzung eine vergleichsweise gute THG-Bilanz realisiert werden kann, wird empfohlen, dass größere Biogasanlagen (≥1 $MW_{el.}$) mit direkter Gasnutzung im BHKW, die häufig nur eine geringe Wärmenutzung realisieren können, auf SNG-Erzeugung und -Einspeisung ins Erdgasnetz umsteigen.
- Auch wenn die Gestehungskosten und ökonomischen Parameter zeigen, dass Biomethan/SNG nur zu höheren Kosten als Erdgas bereitgestellt werden kann, sprechen die deutlichen Reduktionsmöglichkeiten bei den THG-Emissionen für eine verstärkte Nutzung von Biomethan.
- Während zur Strom- bzw. Wärmebereitstellung auch andere umweltfreundliche Alternativen existieren, ist SNG eine der wenigen Möglichkeiten, kurzfristig und zu vertretbaren Kosten deutliche THG-Einsparungen im Verkehrssektor zu erreichen. Im Gegensatz zu FT-Diesel ist SNG zudem einer der wenigen Biokraftstoffe der zweiten Generation, der bereits in nennenswerten Mengen vorhanden ist.

4.2 Gesamtvergleich Prozessketten SNG aus Biomasse

Ziel der Arbeiten im Arbeitspaket 6 war es, die Rolle der bisher untersuchten Technologien und Verfahrensketten für das Energiesystem Baden-Württemberg systemanalytisch einzuordnen. Als fossile Referenzen wurden für Strom der Strom-Mix Deutschland (615 g $CO_{2Äqu.}$/kWh$_{el.}$) und der Stromsubstitution-Mix (897 g $CO_{2Äqu.}$/kWh $_{el.}$) des Umweltbundesamtes (UBA, 2009) verwendet. Für Wärme wurden ebenfalls der Wärmesubstitutions-Mix (303 g $CO_{2Äqu.}$/kWh $_{th.}$) des UBA und zusätzlich ein selbst errechneter Wärme-(Verbrauch)Mix (Stenull, 2011) (302 g $CO_{2Äqu.}$/kWh $_{th.}$) für Deutschland zugrunde gelegt.

Erzeugung und Nutzung biogener Gase in Baden-Württemberg 2010

Die Zustandsanalyse bezieht sich lediglich auf Biogas, da im Bereich Vergasung in Baden-Württemberg bisher keine Anlagen im Betrieb sind. In 2011 gab es in Baden-Württemberg ca. 744 Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von 220 MW (290 kW_{el} im Durchschnitt) und ca. 1.340 GWh Stromerzeugung. 9 Biomethananlagen waren im Betrieb bzw. im Bau.

Die höchsten Anteile an der Biogaserzeugung (85%) entfielen 2010 auf landwirtschaftliche NawaRo-Anlagen, die Strom und Wärme im BHKW erzeugen (siehe Abb. 10). Die Erzeugung von Biomethan nahm nur einen geringfügigen Anteil (5%) der gesamten Erzeugung biogener Gase ein. Die Nicht-NawaRo-Anlagen, d.h. Anlagen die keinen NawaRo Bonus im Sinne der EEG Vergütung erhielten, nahmen lediglich 10% der Erzeugung ein. Hierunter sind größtenteils Bioabfallvergärungsanlagen zu verstehen.

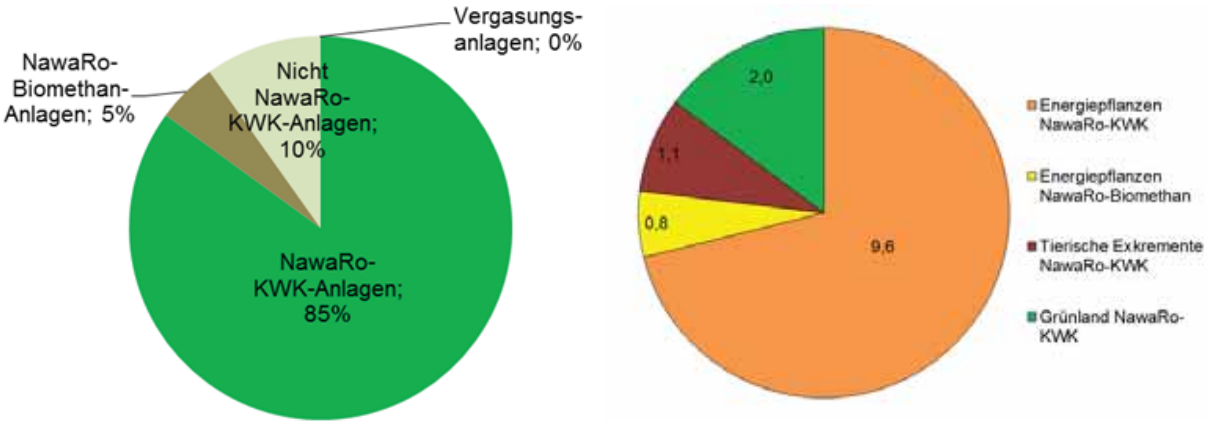


Abb.10: Erzeugung biogener Gase in verschiedenen Biogasanlagen in % (links) und Einsatz von Biomasse-Substraten zur Erzeugung biogener Gase in PJ/a (rechts) in Baden-Württemberg in 2010

In Biogasanlagen wurden 2010 ca. 10,4 PJ Energiepflanzen und 2 PJ Dauergrünland genutzt. Rindergülle machte 1,1 PJ/a aus. Insgesamt wurden 2010 in Baden-Württemberg knapp 13,5 PJ/a Biomasse (Energieträgerpotenzial) für die energetische Nutzung in Biogasanlagen eingesetzt (Abb. 10). Mit der Nutzung 2010 wurde

bereits über die Hälfte des für die Biogaserzeugung errechneten Biomassepotenzials ausgeschöpft**.**

Die CO_2-Vermeidungskosten für die energetische Nutzung von Biogas sind meist höher als die der energetischen Nutzung von Rohgas. Für die Verstromung und SNG-Nutzung bewegen sich die CO_2-Vermeidungskosten zwischen 151 und 366 € für Vergasung und 206 und 283 € für Biogas (mit Wärmegutschrift) pro vermiedene Tonne $CO_{2\ Äq.}$ (Referenz Strom-Mix DE). Wird anstelle des Strom-Mix Deutschland die Referenz Strom-Substitutionsmix zu Grunde gelegt, bewegen sich die Kosten der CO_2-Vermeidung für die Biogasszenarien zwischen 194 und 244 € und für die Vergasungsszenarien zwischen 151 und 299 € pro vermiedene Tonne CO_2.

Empfehlungen – Nutzung ‚biogener Gase' mit Ausbaupotenzial

- In Baden-Württemberg macht die Nutzung von Biogas in 2010 bereits die Hälfte des Potenzials aus. Es wurden insgesamt 104.000 Hektar Ackerfläche für den Anbau von Energiepflanzen für Biogas verwendet. Der weitere Ausbau sollte vorsichtig und gezielt erfolgen, es stehen aber noch freie Potenziale für einen weiteren Ausbau zur Verfügung.
- In Baden-Württemberg gibt es derzeit relativ wenige Anlagen, die Biomethan erzeugen. Unter Berücksichtigung der ökonomischen und ökologischen Bedingungen sollte dieser Anteil deutlich gesteigert werden, da mit diesen Anlagen die THG-Emissionen deutlich reduziert werden können und auch eine hohe Flexibilität bei der Nutzung erzielt werden kann.
- Obwohl die mittlere Nutzung von Ackerflächen zur Biogasproduktion in Baden-Württemberg relativ geringe Werte aufweist, kann der Anteil der Ackerfläche für den Anbau von Biogassubstraten regional hohe Werte ausmachen. Es wird daher empfohlen den Ausbau unter Berücksichtigung der spezifischen Bedingung jeder Region voran zu treiben.

4.3 Szenarien und Potenziale der SNG-Nutzung in Baden-Württemberg

Das Ziel im Arbeitspaket 7 war es, mit Hilfe einer Szenarioanalyse die zukünftigen Möglichkeiten der Bereitstellung und Nutzung biogener Gase in Baden-Württemberg zu ermitteln. Für die Szenarien (siehe Schlussbericht/Materialband Tab. 85) wurden drei Zeitpunkte, heute, 2020 und 2050, verwendet:

Heute: Wie aus dem vorhergehenden Kapitel hervorgeht, wurde die Situation 2010 als Ausgangspunkt für die Szenarioanalyse gewählt.

2020 – kurzfristiger Entwicklungshorizont: für diesen Zeitpunkt wird die Entwicklung der Biogas-Technologie als ausgereift angenommen und hierfür drei mögliche Entwicklungsszenarien festgelegt. Für die Vergasungstechnologie wird angenommen, dass erst zu diesem Zeitpunkt erste (kommerzielle) Anlagen existieren und dass die Technologie erst am Anfang weiterer Entwicklungen steht.

2050 – langfristiger Entwicklungshorizont: Für die Biogastechnologie wird angenommen, dass sich diese nach 2020 nur noch wenig weiter entwickelt und im Wesentlichen die Situation bis 2050 mit einem Szenario fortgeschrieben wird. Für die Vergasungstechnologie wird angenommen, dass sich diese bis 2050 deutlich weiter entwickelt und nun auch als ausgereifte Technologie mit drei Szenarien ausdifferenziert hat.

In den Szenarien wurde vor allem die Ausschöpfung des Biomasse-Potentials in Baden-Württemberg variiert. Für Biogas stehen 30,8 PJ/a (Energiepflanzen, Exkremente, Grünland) und für die Vergasung 60,3 PJ Biomasse (Waldrestholz, Pappeln, Stroh) zur Verfügung. Für Biogas wurde das Potenzial für 2020 als erschöpft angesehen, für die Vergasungstechnologien für 2050.

Abb. 11 zeigt die möglichen Beiträge der biogenen Gase zur Energieerzeugung in Baden-Württemberg in der Stromerzeugung.

Bis 2020 würden unter den genannten Rahmenbedingungen und ausschließlich mit Biogas gut 3,1 TWh pro Jahr erzeugt werden können, und damit etwa das 2,3-fache des Standes heute (1,34 TWh in 2010). Bis 2050 können insgesamt bei maximalem Ausbau der Technologien zur Nutzung biogener Gase 8,6 $TWh_{el.}$ Strom pro Jahr erzeugt werden. Dies würde bei Annahme eines unveränderten Stromverbrauchs vergleichbar mit dem des Jahres 2010 (Statistisches Landesamt BW 2012a) ca. 11% des Stromverbrauchs in Baden-Württemberg decken.

In 2050 wird danach insgesamt 60 PJ/a an Biomasse in Vergasungsanlagen und knapp über 30 PJ/a in Biogasanlagen genutzt. Es wurde hierbei angenommen, dass sich weitere Biomassepotenziale, die auch für die Vergasung geeignet wären, weiterhin in bestehenden Anlagen z.B. Verbrennungsanlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung, befinden. Mindestens bis 2050 können sich hier noch erhebliche Veränderungen ergeben, da die meisten Verbrennungsanlagen, auch Kleinfeuerungsanlagen

zur Pelletnutzung, das Ende ihrer Lebenszeit erreichen und theoretisch ein zusätzliches Potenzial für Vergasungsanlagen und ‚biogene Gase' mobilisiert werden kann.

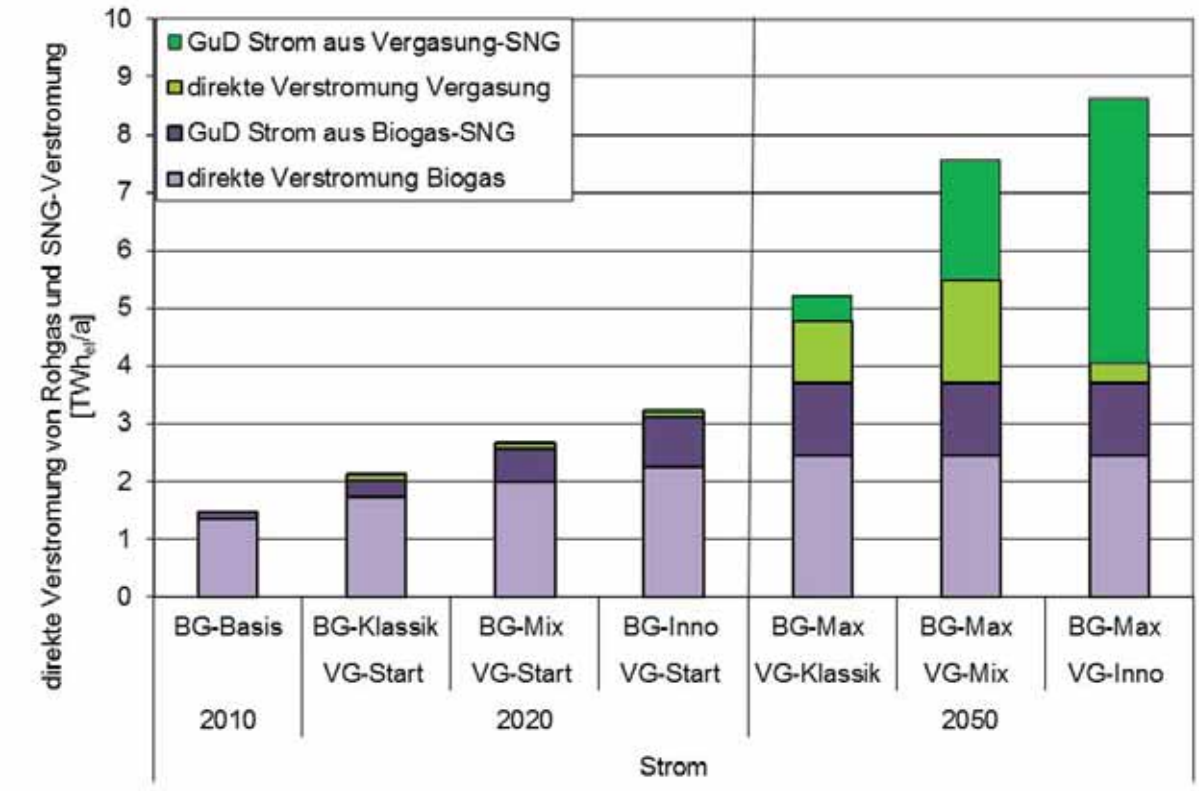


Abb. 11: Stromerzeugung aus biogenen Gasen (Biogas, Rohgas und SNG) in Baden-Württemberg für 2020 und 2050 für unterschiedliche Szenarien.

BG=Biogastechnologien, VG=Vergasungstechnologie, Basis/Klassik/Inno=Szenarien mit versch. Technologieportfolios

Die Bedeutung biogener Gase für Baden-Württemberg ist zusammenfassend in Tabelle 5 dargestellt. Die Ergebnisse der Szenarioanalysen wurden dazu auch mit den politischen Zielsetzungen und Szenarien bzw. entsprechenden Veröffentlichungen des Landes Baden-Württemberg verglichen, z.B. dem Biomasse-Aktionsplan (WiMi, 2010), dem Klimaschutzkonzept 2020plus Baden-Württemberg (UVM 2011), und der Skizze eines Energieentwicklungspfads basierend auf erneuerbaren Energien für Baden-Württemberg (Weber et al., 2011).

Bei der Annahme, dass der Strom- und Erdgasverbrauch in Zukunft unverändert bleibt (Stand 2010), können biogene Gase unter den zugrunde gelegten Rahmenbedingungen einen eher geringen Beitrag zur Stromerzeugung leisten. Lediglich unter 100%iger Ausnutzung der Biomassepotenziale (Szenarien 2050) können nennenswerte Anteile an fossilem Strom, Erdgas bzw. Kraftstoff durch biogene Gase ersetzt werden.

Unter den Bedingungen der maximalen Potenzialausschöpfung und der effizienten Konversionspfade können biogene Gase **maximal ca. 11% des Stromverbrauchs** decken und **ca. 16% des Erdgasverbrauchs in Baden-Württemberg oder alternativ 31% des Benzinkraftstoffverbrauchs** ersetzen. Die Stromerzeugung aus bioge-

nen Gasen bedeutet eine Minderung der energiebedingten Emissionen um 7% und ist mit Mehrkosten der CO_2-Vermeidung von 1.000 Mio. €/a verbunden (im Vergleich zum Strom-Mix DE). Hier liegt jedoch eine konservative Annahme zu Grunde, dass Vergasungsanlagen über keine externen Wärmenutzungskonzepte verfügen, da der Absatz der großen Wärmemengen als eher unrealistisch zu sehen ist. Können Vergasungsanlagen ihre Wärme extern absetzen, können die Kosten der CO_2-Vermeidung reduziert werden.

Tabelle 5: Bedeutung biogener Gase für Baden-Württemberg 2020 / bis 2050

	2010	2020	2050	2020	2050
Reduzierung des PEV / Bruttostrom-verbrauchs/Erdgasverbrauchs in %		**keine**		**20/20/16**	**60/60/40**
Energiebedarf und THG-Emissionen in Baden-Württemberg					
Primärenergieverbrauch [GJ/EW]	148	148	148	118	59
Bruttostromverbrauch [TWh/a][a)]	81	81	81	65	32
Erdgasverbrauch [TWh/a][b)c)]	*62*	*62*	*62*	52	37
Energiebedingte THG-Emissionen [Mio. t]	67	67	67	62	20
Benzinkraftstoffverbrauch [TWh/a] [b)d)]	*32*	*32*	*32*	22	17
Biogene Gase aus Biogas und Biomassevergasung					
	2010	**BG-Inno + VG-Start**	**BG-Max + VG-Inno**	**BG-Inno + VG-Start**	**BG-Max + VG-Inno**
Stromerzeugung [e)] [TWh/a]	1,3	3,2	8,6	3,2	8,6
SNG-Erzeugung [TWh/a]	0,2	1,5	9,8	1,5	9,8
THG-Einsparung [Mio. t CO_2Aq.] [e)f)]	0,9	1,8	4,9	1,8	4,9
Anteile an Bruttostromverbrauch [%]	2%	4%	11%	5%	27%
Anteile an Erdgasverbrauch [%]	0%	2%	16%	3%	27%
Anteile an Benzinkraftstoffverbrauch [%]	1%	5%	31%	7%	57%
Minderung ggü. Energiebedingten THG-Emissionen 2010 [%]	1%	3%	7%	3%	24%

a) Leitstudie 2011 (Bundesregierung 2011b) - 2020: -20%, 2050: -50%
b) Stand 2009, da keine Daten zu 2010 veröffentlicht
c) Erdgasverbrauch 2020:-15%, 2050:-30%
d) die zukünftige Entwicklung des Transportsektors und des Kraftstoffverbrauchs nach Özdemir 2011
e) bezieht sich auf die gesamte Stromerzeugung (direkte Verstromung und Verstromung von SNG im GuD-Kraftwerk unterstellt)
f) gegenüber Strom-Mix 2009

Zusammenfassende Darstellung der Szenarien und der Entwicklung des Sektors für ‚biogene Gase':

2010 Im Jahre 2010 konnten biogene Gase (ausschließlich durch Biogas) 2% des Bruttostromverbrauchs in Baden-Württemberg decken. Das erzeugte SNG würde 0,3% des Erdgasverbrauchs ersetzen. Würde das SNG im Kraftstoffsektor eingesetzt, würde es 1% des Benzinverbrauchs decken. Biogasanlagen befinden sich in einem weiten Entwicklungsstadium, es haben sich viele Anlagentypen entwickelt. NawaRo und Silomais sind die beherrschenden Substrate. Es befindet sich keine größere Vergasungsanlage der untersuchten Typen im Betrieb, die Entwicklung steht hier erst am Anfang.

2020 Im günstigen Fall können biogene Gase 4% des Stromverbrauchs decken. Der dominierende Anteil, 97% des erzeugten Stroms, stammt weiter aus Biogasanlagen. Das insgesamt erzeugte SNG würde 2% des Erdgasverbrauchs decken. Im Kraftstoffsektor könnten damit 5% des Benzinkraftstoffs gedeckt werden. Biogasanlagen haben sich weiter ausdifferenziert. Der Sektor ist insgesamt stärker auf effiziente Anlagentypen, u.a. auch zur SNG-Erzeugung und Nutzung, ausgerichtet. Vergasungsanlagen für Biomasse werden noch keine große Rolle spielen, sind aber dabei ihre Marktchancen zu ergreifen.

2050 Der Anteil der Stromerzeugung aus biogenen Gasen mit hohen Anteilen effizienter Technologien kann sich im Entwicklungsszenario „Inno“ auf 11% des Bruttostromverbrauchs erhöhen. Bei der Aufbereitung von 25% des Biogases aus Biogasanlagen und 90% des Rohgases aus der Vergasung, könnte SNG aus biogenen Gasen 16% des Erdgasverbrauches in Baden-Württemberg ersetzen. Hierfür ist eine 100%igen Ausnutzung der Biomassepotenziale erforderlich. Wird das gesamt erzeugte SNG im Kraftstoffsektor eingesetzt, könnte 31% des Benzinkraftstoffs in Baden-Württemberg ersetzt werden.

Biogas Im Jahre 2010 stammten die biogenen Gase ausschließlich aus der Biogaserzeugung. Die Stromerzeugung aus Biogas (inkl. SNG-Verstromung) belief sich auf knapp 1,5 TWh_{el}/a und wurde fast ausschließlich durch die direkte Verstromung erzeugt. Die Stromerzeugung steigt in den Biogas-Szenarien 2020 je nach Mobilisierungsgrad von Biomasse auf bis zu 3,1 TWh_{el}/a. Zwischen 2020-2050 findet nur eine langsame weitere Technologieentwicklung statt, da die Potenziale für landwirtschaftliche Anlagen in 2020 schon überwiegend ausgenutzt wurden (ca. 90% der angenommen Energiepflanzen- und Grassilagepotenziale sowie ca. 70% der Wirtschaftsdüngerpotenziale). Die Stromproduktion in 2050 aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen beläuft sich bei der Annahme der SNG-Nutzung im GuD Kraftwerk auf insgesamt 3,7 TWh_{el}/a. In dem Szenario wird vor allem die Biogasaufbereitung auf SNG forciert – somit entstehen neue Anlagen, auch werden die KWK-Biogasanlagen auf SNG-Aufbereitung umgerüstet - 1,3 TWh_{el} stammen aus der Verstromung von Biogas-SNG.

Vergasung Im Jahre 2010 gab es keine Vergasungsanlagen, da die Technologie noch keine Marktreife erreicht hat. Das Jahr 2020 wird als Startjahr angenommen, in dem sich die Biomassevergasungstechnologie auf dem Markt etabliert. Hier stammen 0,13 TWh_{el} aus der Vergasung. Bis zum Jahr 2050 macht die Technologie einen großen Entwicklungssprung. Im Jahre 2050 werden je nach Mobilisierungsgrad von Biomasse bis zu 4,9 $TWh_{el.}$ (VG-Inno) aus der Biomassevergasung erzeugt. In diesem Szenario, in dem 90% Rohgas auf SNG-Qualität aufbereitet wird, stammen somit 4,6 $TWh_{el.}$ aus der SNG-Verstromung.

THG-Reduktion: Die Treibhausgasvermeidung in den berechneten Szenarien gegenüber dem Strom-Mix Deutschland belief sich je nach Szenario zwischen 0,923 Mio. und 4,29 Mio. t $CO_{2\ Äq.}$ pro Jahr. Wird bei allen Biogasanlagen die Wärme zu 100% genutzt, erhöht sich die THG-Minderung bis auf 4,87 Mio. t. Wird die Nutzung biogener Gase mit dem tatsächlich substituierten Strom-Mix gemäß UBA 2009 verglichen, erhöht sich die THG-Vermeidung je nach Szenario auf bis zu 7,26 Mio. t $CO_{2\ Äq.}$ pro Jahr.

Empfehlungen

- Die Nutzung ‚biogener Gase' kann für Baden-Württemberg einen Anteil von bis zu 16% am Gasverbrauch und 11% an der Stromerzeugung ausmachen. Hierzu sind Effizienzpotenziale beim Energie- und Gasverbrauch zu heben und der Biogas- und Vergasungssektor mit Biomasse konsequent auszubauen.
- Im Hinblick auf einen zunehmend energiesparenden Gebäudesektor und eine stärkere Reduktion des (Gesamt)Energiebedarfs ist die Stromerzeugung über den SNG-Pfad zukünftig zu bevorzugen. So kann die Überschusswärme bei der Verstromung viel effizienter und sinnvoller eingesetzt werden. Die Vergärung/Fermentierung in kleineren Biogasanlagen ist hingegen sinnvoll, da ein überflüssiger Substrat- und Brennstofftransport vermieden wird.
- Für Vergasungsanlagen steht ein größeres Biomassepotenzial zur Verfügung. Der Vergasungspfad hat außerdem ein deutlich größeres Treibhausgas-Vermeidungspotenzial. Die Gesamteffizienz ist deutlich besser. Es wird empfohlen baldmöglichst Demonstrationsanlagen zu errichten, damit die Technologie marktfähig gemacht werden kann.

Im Schlussbericht/Materialband sind die Nachweise und Übersichten über die weiteren Projektobligenheiten (Veröffentlichungen, Projekttreffen, Mittelverwendung, etc.) dargestellt.

im April 2013

Kontaktadresse:

Dr. Ludger Eltrop

IER, Universität Stuttgart, Heßbrühlstr. 49 a, D-70569 Stuttgart
Tel.: +49-711-685-87816, Handy: +49-160-7840 682, email: le@ier.uni-stuttgart.de

Systemanalyse zur „Erzeugung und Nutzung biogener Gase in Baden-Württemberg“

April 2013

Schlussbericht

Teil II: Langfassung/Materialband

Eine Publikation der
Bioenergieforschungsplattform
Baden-Württemberg

Erzeugung und Nutzung biogener Gase in Baden-Württemberg

Schlussbericht
Langfassung / Materialband

Projekt Cluster I „Systemanalyse“

an das Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg

April 2013

Mitwirkende Institutionen:

UNIVERSITÄT HOHENHEIM
INSTITUT FÜR AGRARTECHNIK
Agrartechnik in den Tropen und Subtropen

IER Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung Universität Stuttgart

ZSW Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Stuttgart

Universität Stuttgart ifk

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut der Universität Karlsruhe (TH) Gastechnologie DVGW

KIT Karlsruher Institut für Technologie
Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse ITAS

Das Vorhaben wurde durch das Land Baden-Württemberg und das Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg (MLR) mit Mitteln der Baden-Württemberg Stiftung finanziert. Dem Land Baden-Württemberg gilt an dieser Stelle daher ein großer Dank für die Finanzierung und Unterstützung der Arbeiten des Forschungsvorhabens. Diese haben einen wesentlichen Beitrag zum Gelingen der Arbeiten geleistet.

Inhaltsverzeichnis

ABBILDUNGSVERZEICHNIS VII

TABELLENVERZEICHNIS IX

1 EINFÜHRUNG UND PROJEKTRAHMEN 1

2 PROJEKTERGEBNISSE IM ÜBERBLICK 3

3 PROJEKTERGEBNISSE IM DETAIL 6

3.1 Potenziale für biogene Gase in Baden-Württemberg (AP1) (IER) 6

3.1.1 Bioenergieträgerpotenzial der Biomasse-Sortimente in Baden-Württemberg 7

3.1.2 Ausblick 11

3.2 Bereitstellungspfade für Biomasse (AP2) (IER) 13

3.2.1 Auswahl/Festlegung der Biomassearten 13

3.2.2 Spezifikation der Biomasse 13

3.2.3 Ökonomisch-ökologische Analyse der Biomassebereitstellungspfade 16

3.3 Verfahren zur Erzeugung biogener Gase (AP3) 31

3.3.1 Ausgewählte Verfahren (ITAS) 31

3.3.2 Technische Beschreibung und Einordnung der Erzeugung von Biogas (IAT) 33

3.3.3 Analyse und Einordnung der Technologien zur Aufbereitung und Nutzung von Biomethan 56

3.3.4 Technische Beschreibung und Einordnung der Wirbelschicht-Vergasung (IFK) 69

3.3.5 Technische Beschreibung und Einordnung des AER-Verfahrens (ZSW) 80

3.3.6 Technische Beschreibung und Einordnung der Flugstrom-Druckvergasung (ITAS) 86

3.3.7 Vergleich der Biogas- und Rohgasbereitstellung (ITAS) 93

3.4 Aufbereitung und Einspeisung von Biogas und SNG in das Erdgasnetz (AP4) (DVGW-EBI) 97

3.4.1 Ausgangspunkt und Analyserahmen 97

3.4.2 CH_4-Emission 100

3.4.3 Einspeisung von aufbereitetem Biogas 101

3.4.4 Einspeisung von thermochemisch erzeugtem SNG 117

3.5 Vergleich der Bereitstellung von SNG über Biogas und Rohgas (AP3) (ITAS) 135

3.6 Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung aus SNG (AP5) (ITAS) 137

3.6.1 Technologien zur SNG- und Erdgasnutzung 139

3.6.2 Bereitstellung von Wärme und Strom aus SNG und Erdgas 140

3.6.3 Direkte Gasnutzung zur Stromerzeugung 142

3.6.4 Nutzung von SNG als Kraftstoff 144

3.6.5 Schlussfolgerungen und Ausblick 146

3.7 Gesamtvergleich der Prozessketten „SNG aus Biomasse“ (AP6) (IER) 148
3.7.1 Fossile Referenzen der Energie-Mixe 148
3.7.2 Strom und Erdgas 154
3.7.3 Fossile Kraftstoffe und Heizöl 156
3.7.4 Referenzen für SNG – Strom- und Wärmeerzeugung aus Erdgas und Biomasse 159
3.7.5 Biogas- und Rohgasnutzung in Baden-Württemberg Stand 2010 162
3.8 Szenarien biogene Gase in Baden-Württemberg (AP7) (IER) 168
3.8.1 Rahmenbedingungen für die Szenarien 168
3.8.2 Beschreibung der Szenarien 174
3.8.3 Beschreibung der Szenarien Vergasung 179
3.8.4 Ergebnisse: Biomassenutzung in den Szenarien 183
3.8.5 Ergebnisse: Beitrag biogener Gase zur Energieerzeugung und THG-Minderung 186
3.8.6 Treibhausgasvermeidung durch biogene Gase 189
4 ZEITPLAN UND MITTELVERWENDUNG 198
5 VERANSTALTUNGEN UND PROJEKTTREFFEN 199
6 TAGUNGSTEILNAHME UND –BEITRÄGE 201
7 VERÖFFENTLICHUNGEN 203

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2: Bereitstellungskosten frei Feld für Biogassubstrate 23
Abbildung 3: Bereitstellungskosten frei Anlage für Biogassubstrate 24
Abbildung 4: Bereitstellungskosten frei Anlage für Brennstoffe für Vergasung 25
Abbildung 5: Biomassetransportkosten in Abhängigkeit der Entfernung zur Anlage und dem Transportmittel 27
Abbildung 6: CML2001- Treibhauspotenzial für Biomassebereitstellungspfade frei Anlage 28
Abbildung 7: Primärenergiebedarf aus Ressourcen für Biomassebereitstellungspfade frei Anlage. 29
Abbildung 8: Verfahrensskizze für eine 500 kW_{el}-Biogasanlage 35
Abbildung 9: Systemgrenze und Systemraumerweiterung Biogaserzeugung und BHKW-Nutzung 41
Abbildung 10: Treibhauspotenzial (GWP), Versauerungspotenzial (AP) und Eutrophierungspotenzial (EP) der Biogaserzeugung am Unteren Lindenhof; FE = Funktionelle Einheit 43
Abbildung 11: Treibhausgasbilanz (GWP) der Modellanlagen 44
Abbildung 12: Einfluss der Energieversorgung der BGA auf die Treibhausgasbilanz 45
Abbildung 13: Eutrophierungspotenzial der Modellanlagen 46
Abbildung 14: Einfluss der Energieversorgung der BGA auf das Eutrophierungspotenzial 47
Abbildung 15: Versauerungspotenzial der Modellanlagen 47
Abbildung 16: Einfluss der Energieversorgung der BGA auf das Versauerungspotenzial (AP) 48
Abbildung 17: Sensitivität des Treibhauspotenzials auf die CH_4-Emissionen der Gärrestlagerung ... 49
Abbildung 18: Sensitivität des Treibhauspotenzials abhängig von der Wärmenutzung am Beispiel der 500 kW_{el} Anlage 50
Abbildung 19: GaBi-Modell zu Bau und Entsorgung der Modellbiogasanlagen 55
Abbildung 20: Systemfließbild der Biogasaufbereitung und Nutzung des Biomethans in Kraft-Wärme-Kopplung 56
Abbildung 21: Primärenergiebedarf bei KWK-Nutzung (GASe=Gastherme zur Energieversorgung, BHKWe= BHKW zur Energieversorgung, BHKWn= Nutzung des Biomethan im BHKW) 57
Abbildung 22: Treibhauspotenzial bei KWK-Nutzung (GASe=Gastherme zur Energieversorgung, BHKWe= BHKW zur Energieversorgung, BHKWn= Nutzung Biomethan im BHKW) . 58
Abbildung 23: Eutrophierungspotenzial bei KWK-Nutzung (GASe=Gastherme zur Energieversorgung, BHKWe= BHKW zur Energieversorgung, BHKWn= Nutzung Biomethan im BHKW) 58
Abbildung 24: Versauerungspotenzial bei KWK-Nutzung (GASe=Gastherme zur Energieversorgung, BHKWe= BHKW zur Energieversorgung, BHKWn= Nutzung des Biomethan im BHKW) 59
Abbildung 25: Systemfließbild der Biogasaufbereitung und thermischen Nutzung des Biomethans . 60
Abbildung 26: Primärenergiebedarf bei Nutzung in Gastherme (GASe=Gastherme zur Energieversorgung, BHKWe= BHKW zur Energieversorgung, GASn= Nutzung des Biomethan in Erdgastherme) 61
Abbildung 27: Treibhauspotenzial bei Nutzung in Gastherme (GASe=Gastherme zur Energieversorgung, BHKWe= BHKW zur Energieversorgung, GASn= Nutzung des Biomethan in Erdgastherme) 61
Abbildung 28: Eutrophierungspotenzial bei Nutzung in Gastherme (GASe=Gastherme zur Energieversorgung, BHKWe= BHKW zur Energieversorgung, GASn= Nutzung des Biomethan in Erdgastherme) 62
Abbildung 29: Versauerungspotenzial bei Nutzung in Gastherme (GASe=Gastherme zur Energieversorgung, BHKWe= BHKW zur Energieversorgung, GASn= Nutzung des Biomethan in Erdgastherme) 63
Abbildung 30: Systemgrenze und Systemraumerweiterung Biogaserzeugung, Gasaufbereitung und PKW-Nutzung 64
Abbildung 31: Primärenergiebedarf von Biomethan bei PKW-Nutzung (Benzinersatz) 65
Abbildung 32: Treibhausgasbilanz von Biomethan bei PKW-Nutzung (Benzinersatz) 66
Abbildung 33: Eutrophierungspotenzial von Biomethan bei PKW-Nutzung (Benzinersatz) 66
Abbildung 34: Versauerungspotenzial von Biomethan bei PKW-Nutzung (Benzinersatz) 67

Abbildung 35: Schematische Darstellung der Wasserdampfvergasung 70
Abbildung 36: Schematisches Fließbild des KWK-Biomassekraftwerks in Güssing 73
Abbildung 37: Prinzip des AER-Prozesses zur kontinuierlichen Biomassevergasung in einer 2-Bett-Wirbelschicht (WS) mit nachgeschalteter Gaskonditionierung. 80
Abbildung 38: Verfahrenskonzept der Flugstrom-Druckvergasung (inkl. Schnellpyrolyse) 87
Abbildung 39: Kosten und Kostenanteile der Biogas- und Rohgasbereitstellung über Biogas- und Vergasungsanlagen 94
Abbildung 40: Biogas- und Rohgaszusammensetzung und Parameter zu den Verfahren 96
Abbildung 41: Biogas – Konzept zur Gasreinigung, -konditionierung und -einspeisung 104
Abbildung 42: Vergleich von Gesamtwirkungsgraden typischer Prozessketten zur Einspeisung mit der BHKW-Nutzung vor Ort im Winterbetrieb 107
Abbildung 43: Einfluss des Waschmittelumlaufs auf den Methananteil im Produktgas (PG) und den Methanschlupf 109
Abbildung 44: Aufteilung der spezifischen Aufbereitungs- und Einspeisekosten für Biogas für die Beispielanlage mit 150 kW elektrischer Leistung 115
Abbildung 45: Aufteilung der spezifischen Aufbereitungs- und Einspeisekosten für Biogas für die Beispielanlage mit 500 kW elektrischer Leistung 116
Abbildung 46: Aufteilung der spezifischen Aufbereitungs- und Einspeisekosten für Biogas für die Beispielanlage mit 2000 kW elektrischer Leistung 116
Abbildung 47: Einfluss von Temperatur und Druck auf den Umsatz bei der Methanisierung 118
Abbildung 48: Rohgas aus der Vergasung – Konzept zur Gasreinigung, -konditionierung und -einspeisung 118
Abbildung 49: Vergleich Simulation Teerentfernung Diesel und Rapsöl - Summe 120
Abbildung 50: Vergleich Simulation Teerentfernung Diesel und Rapsöl - Einzelkomponenten 120
Abbildung 51: Vergleich von Gesamtwirkungsgraden CO_2-Entfernungsverfahren im Winterbetrieb (Wärmebedarf wird durch Abwärme gedeckt) 123
Abbildung 52: Prozessketten-variationen 124
Abbildung 53: Abhängigkeit der Methanabscheidung und des Methanschlupfs bei der chemischen Wäsche (DEA) vom Waschmittelstrom 124
Abbildung 54: Pinchanalyse - Aufbereitungskette der 10 MW-Wirbelschichtvergasung 128
Abbildung 55: Pinchanalyse - Aufbereitungskette der 50 MW-Wirbelschichtvergasung 129
Abbildung 56: Aufteilung der spezifischen Aufbereitungs- und Einspeisekosten für SNG 132
Abbildung 57: Kosten und Kostenanteile der SNG-Bereitstellung über Biogas- und Vergasungsanlagen 135
Abbildung 58: Bereitstellung und Nutzung biogener Gase 138
Abbildung 59: Jährliche Kosten (TCO) für ein SNG-Fahrzeug – im Vergleich zum Erdgas-, FT-Diesel- und Dieselfahrzeug 144
Abbildung 60: Stromgestehungskosten der anteiligen Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien nach Blesl et al. 2008a; König 2009, Stenull 2011, Wissel et al. 2010. 151
Abbildung 61: Wärmegestehungskosten der anteiligen Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien Quelle: BDEW 2010; Blesl et al. 2008b; König 2010, Stenull 2011, Wissel et al. 2010; Zech et al. 2010 153
Abbildung 62: Treibhausgasemissionen der Referenzen (Energie-Mix) 154
Abbildung 63: Preiskomponenten fossiler Kraftstoffe und Heizöl – Unterscheidung mit und ohne Mehrwertsteuer (Basisjahr 2009) 157
Abbildung 64: Erzeugung biogener Gase in Baden-Württemberg in 2010 [MJ biog. Gas*/a] 163
Abbildung 65: Biomassenutzung für Biogaserzeugung in Baden-Württemberg in 2010 in PJ/a (Energieträgerpotenzial) 165
Abbildung 66: Biomassepotenzialausnutzung für Biogaserzeugung in Baden-Württemberg in 2010 in PJ/a (Energieträgerpotenzial) 166
Abbildung 67: Einordnung des Arbeitspaketes AP7 - Szenarioanalyse - in das Gesamtprojekt 168
Abbildung 68: Biomassepotenzialbandbreiten in den Literaturstudien, die festgelegte Potenzialhöhe und Biomassenutzung in 2010 170
Abbildung 69: Nutzung von Energiepflanzen, tierischen Exkrementen und Grünland in % in den verschiedenen Biogasszenarien 176

Abbildung 70: Nutzung von Waldrestholz, Pappeln und Stroh in % in den verschiedenen Vergasungsszenarien ... 180
Abbildung 71: Die Modellanlagenzahl bei der in Abbildung 70 angenommenen Potenzialausnutzung in den Szenarien ... 180
Abbildung 72: Nutzung von Energiepflanzen, tierischen Exkrementen und Grünland in den verschiedenen Biogasszenarien ... 184
Abbildung 73: Nutzung von Waldrestholz, Pappeln und Stroh in den verschiedenen Vergasungsszenarien inkl. Berücksichtigung der Verbrennung ... 185
Abbildung 74: Direkte Verstromung von Rohgas und SNG-Verstromung in den Biogas- und Vergasungsszenarien ... 188
Abbildung 75: Vermiedene THG-Emissionen in den Biogas- und Vergasungsszenarien (Referenz: Strom-Mix DE) ... 190
Abbildung 76: Vermiedene THG-Emissionen in den Biogasanlagen und externer Wärmenutzung und Vergasungsszenarien (Referenz: Strom-Mix DE) ... 191
Abbildung 77: CO_2-Vermeidungskosten für energetische Nutzung biogener Gase ... 192
Abbildung 78: CO_2-Vermeidungskosten für SNG-Nutzung biogener Gase (heute und zukünftig) ... 193

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Berücksichtigte Biomassearten ... 13
Tabelle 2: Spezifikation für Biogassubstrate und Biobrennstoffe für die Vergasung ... 15
Tabelle 3: Erträge und Lagerungsverluste der Biogas- und Vergasungssubstrate ... 17
Tabelle 4: Beschreibung der Anbau- und Ernteprozesse frei Feld für Biogassubstrate ... 18
Tabelle 5: Transportentfernungen für Biogassubstrate in Abhängigkeit von der Anlagengröße ... 19
Tabelle 6: Lagerung und Einbringung der Biogassubstrate ... 19
Tabelle 7: Beschreibung der Anbau- und Ernteprozesse für Brennstoffe für Vergasung ... 20
Tabelle 8: Transportentfernungen für Brennstoffe für Vergasung in Abhängigkeit der Anlagengröße ... 20
Tabelle 9: Lagerung, ggf. Bereitstellung und Einbringung der Brennstoffe für Vergasung ... 21
Tabelle 10: Fixe und variable Kosten der Bereitstellungspfade frei Anlage ... 21
Tabelle 11: Kostenanalyse der Strohpelletierung für kleine und mittlere Anlage ... 25
Tabelle 12: Charakterisierung der festgelegten Konversionsverfahren (Anlagengrößen und Biomasse-Input) ... 31
Tabelle 13: Biogaszusammensetzung bei BHKW-Nutzung (interne biologische Entschwefelung) ... 36
Tabelle 14: Biogaszusammensetzung für Gasaufbereitung (interne chemische Entschwefelung) ... 37
Tabelle 15: Biogaszusammensetzung für Gasaufbereitung (ohne interne Entschwefelung) ... 37
Tabelle 16: Anlagenspezifische Kenndaten zu den Biogasmodellanlagen sowie der Kostenbetrachtung (Bezugsjahr 2008) ... 38
Tabelle 17: Unterschiede zwischen Modellanlagen und BGA am Unteren Lindenhof ... 42
Tabelle 18: Parameter der Variantenanalyse (500 kW_{el}) und resultierende Ergebnisse (alle Modellanlagen) ... 52
Tabelle 19: Einfluss von Bau und Entsorgung der BGA beim Treibhauspotenzial und Versauerungspotenzial ... 54
Tabelle 20: Zusammensetzung des Produktgases nach Vergasungsmittel ... 69
Tabelle 21: Roh- und Produktgaszusammensetzung bei DFB-Wasserdampfvergasung von Hackschnitzel (Güssing) ... 74
Tabelle 22: DFB-Wasserdampfvergasung von Waldrestholz technisch/ökonomische Beschreibung Rohgasgestehungskosten (Bezugsjaher 2009) ... 75
Tabelle 23: DFB-Wasserdampfvergasung von Waldrestholz technisch/ökonomische Beschreibung Stromgestehungskosten ... 77
Tabelle 24: AER-Rohgasbeschaffenheit ... 82
Tabelle 25: Vergleichende ökonomische Betrachtung der Rohgasbereitstellung (AER-Verfahren) ... 84

Tabelle 26: Vergleichende ökonomische Betrachtung der direkten Verstromung des Rohgases (AER-Verfahren) ... 85
Tabelle 27: Rohgaszusammensetzung bei der Flugstrom-Druckvergasung ... 89
Tabelle 28: Kosten der Rohgasbereitstellung bei der Flugstrom-Druckvergasung ... 91
Tabelle 29: Stromgestehungskosten bei der Flugstrom-Druckvergasung ... 92
Tabelle 30: Biogasanlagen: Substratzusammensetzung ... 98
Tabelle 31: Rohbiogaszusammensetzung und Parameter am Eingang der Aufbereitungskette ... 98
Tabelle 32: Vergasungsanlagen: Substratzusammensetzung ... 99
Tabelle 33: Synthesegaszusammensetzung - Teil 1 (Daten falls nicht anders angegeben auf trocken und Normbedingungen bezogen) ... 99
Tabelle 34: Synthesegaszusammensetzung - Teil 2 (Daten falls nicht anders angegeben auf trocken und Normbedingungen bezogen) ... 100
Tabelle 35: Anforderungen an das aufbereitete Biogas laut DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 262 ... 102
Tabelle 36: Eigenschaften der Aufbereitungsverfahren ... 105
Tabelle 37: Vergleich der spezifischen Kosten für CO_2-Entfernungsverfahren und eine anschließende Kompression auf 16 bar ... 107
Tabelle 38: Für die Prozesskettenoptimierung genutzte Biogaszusammensetzung ... 108
Tabelle 39: Übersicht über verschiedene Varianten zur Regeneration der Waschlösung bei der CO_2-Entfernung mit Genosorb® ... 110
Tabelle 40: Rohbiogaszusammensetzung ... 111
Tabelle 41: Abgaszusammensetzung und Methanschlupf ... 111
Tabelle 42: Produktgaszusammensetzung ... 112
Tabelle 43: LPG-Zugabe (alle Angaben beziehen sich auf Normbedingungen) ... 112
Tabelle 44: Anlagenspezifische Randbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ... 113
Tabelle 45: Monetäre Randbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ... 114
Tabelle 46: Spezifische Verbrauchswerte für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ... 114
Tabelle 47: Spezifische Aufbereitungs- und Einspeisekosten für die Biogaseinspeisung ... 115
Tabelle 48: Aufteilung der spezifische Aufbereitungs- und Einspeisekosten für die Biogaseinspeisung ... 115
Tabelle 49: Simulationsergebnisse für die Abscheidung von Sauergasen mit verschiedenen Waschmitteln ... 121
Tabelle 50: Anhaltswerte für die benötigte Reinheit des zu methanisierenden Gasstroms ... 121
Tabelle 51: Anhaltswerte für den thermischen und elektrischen Energiebedarf ... 122
Tabelle 52: Optimierungspotenzial der chemischen Wäsche ... 125
Tabelle 53: Betriebsdaten Wirbelschicht (bezogen auf feuchtes Gas im Normzustand) ... 125
Tabelle 54: Betriebsdaten AER (bezogen auf feuchtes Gas im Normzustand) ... 126
Tabelle 55: Betriebsdaten Flugstrom (bezogen auf feuchtes Gas im Normzustand) ... 126
Tabelle 56: Zusammensetzung Rohgas (feucht) ... 127
Tabelle 57: SNG-Zusammensetzung (trocken) ... 127
Tabelle 58: Schwachgaszusammensetzung (trocken) ... 127
Tabelle 59: Zur Verfügung stehende thermische Energie aus Aufbereitungskette ... 129
Tabelle 60: Randbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (10 bzw. 500 MW-Anlage); Angaben beziehen sich auf trockenes Gas, wenn nicht gesondert gekennzeichnet ... 130
Tabelle 61: Randbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (50 MW-Anlage); Angaben beziehen sich auf trockenes Gas, wenn nicht gesondert gekennzeichnet. 130
Tabelle 62: Monetäre Randbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (10 bzw. 500 MW-Anlage) ... 131
Tabelle 63: Monetäre Randbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (50 MW-Anlage) ... 131
Tabelle 64: Verbrauchswerte für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (10 bzw. 500 MW-Anlage). 131
Tabelle 65: Verbrauchswerte für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (50 MW-Anlage) ... 131
Tabelle 66: Spezifische Aufbereitungs- und Einspeisekosten für SNG bezogen auf Brennwert in [Ct/kWh] ... 132

Tabelle 67: Aufteilung der spezifische Aufbereitungs- und Einspeisekosten für SNG, (in [% der spezifischen Kosten] 132
Tabelle 68: Kosten und THG-Emissionen bei der SNG-Bereitstellung über Biogas- und Vergasungsanlagen 136
Tabelle 69: Kenndaten zu den Technologien der SNG- und Erdgasnutzung 139
Tabelle 70: Kosten bzw. Preisannahmen und THG-Emissionen bei der Bereitstellung von SNG und Erdgas 140
Tabelle 71: Bereitstellung von Wärme und Strom aus SNG und Erdgas – Gestehungskosten, THG-Minderung und THG-Minderungskosten 141
Tabelle 72: Stromerzeugung: Vergleich der direkten Gas-, SNG- und Erdgasnutzung 143
Tabelle 73: THG-Emissionen und THG-Minderungskosten für ein SNG-Fahrzeug – im Vergleich zum Erdgas-, FT-Diesel- und Dieselfahrzeug 146
Tabelle 74: Beschreibung der fossilen Referenzen für die Strom- und Wärmeerzeugung aus biogenen Gasen 148
Tabelle 75: Anteile der Energieträger an den fossilen Referenzen für die Strom- und Wärmebereitstellung aus biogenen Gasen 150
Tabelle 76: Erdgas- und Strompreise für das Basisjahr 2009 ohne Steuer 155
Tabelle 77: Heizwert von nach Deutschland importiertem Erdgas in 2009 156
Tabelle 78: Preise fossiler Kraftstoffe und Heizöl ohne Mehrwertsteuer für das Basisjahr 2009 158
Tabelle 79: Emissionen bei der Bereitstellung und Nutzung fossiler Kraftstoffe und von Heizöl für das Basisjahr 2009 159
Tabelle 80: Kosten der SNG-Referenzen für das Basisjahr 2009 159
Tabelle 81: Wärmegestehungskosten des Erdgaskessels für das Basisjahr 2009 160
Tabelle 82: Wärmegestehungskosten von Biomasse- und Erdgas-Heizwerk und Stromgestehungskosten von Erdgas-BHKW und GUD-Kraftwerk für das Basisjahr 2009 161
Tabelle 83: Emissionen der SNG-Referenzen für das Basisjahr 2009 162
Tabelle 84: Flächen für Energiepflanzen und Güllenutzung zur Biogaserzeugung in Baden-Württemberg 164
Tabelle 85: Beschreibung der Szenarien für die Entwicklung biogener Gase in Baden-Württemberg 175
Tabelle 86: Referenzen für energetische Nutzung biogener Gase in den Szenarien 187
Tabelle 87: Bedeutung biogener Gase für Baden-Württemberg 2020 / bis 2050 194

1 EINFÜHRUNG UND PROJEKTRAHMEN

Im vorliegenden Schlussbericht sind die Ergebnisse der Projektarbeiten im Cluster I „Systemanalyse Erzeugung und Nutzung biogener Gase in Baden-Württemberg“ (Kurzform: „Systemanalyse biogene Gase“) des Forschungsprogramms ‚biogene Gase‘ der Bioenergie-Forschungsplattform Baden-Württemberg dokumentiert. Eine Fülle von Ergebnissen wurde auch auf der Konferenz der Bioenergie-Forschungsplattform „Perspektiven biogener Gase in Baden-Württemberg“ am 4. Juli 2011 im Haus der Wirtschaft, Stuttgart, vorgestellt, weitere Ergebnisse wurden in Publikationen der Projektpartner für verschiedene Zielgruppen (Wissenschaft, Politik, Anlagenbetreiber, etc.) aufbereitet und veröffentlicht (siehe Kap 7 und 8). Der vorliegende Schlussbericht versteht sich daher als zusammenfassende Dokumentation der durchgeführten Arbeiten.

Die wesentlichen Ergebnisse und daraus abgeleitete Empfehlungen sind in einem eigenen Band „Schlussbericht – Kurzfassung und Empfehlungen“ niedergelegt.

Im Kapitel 1 sind nach einer kurzen Rekapitulation des Projektzieles die wesentlichen Arbeitsergebnisse des Vorhabens zusammengestellt. Hieran schließen sich in den folgenden Kapiteln die Berichte der einzelnen Projektpartner an. Das Institut für Agrartechnologie der Universität Hohenheim legt einen eigenen Bericht vor, da es vertraglich eigens mit dem MLR verbunden ist. Die Arbeitsergebnisse im Cluster 1 sind aber mit den Ergebnissen der anderen Partner verknüpft und sind daher auch im vorliegenden Bericht enthalten.

KURZDARSTELLUNG DES PROJEKTZIELES UND -AUFBAUS

Im Teilprojekt „Systemanalyse biogene Gase“ (Cluster I) wurde das Ziel verfolgt, die Potenziale, Verfahren und Technologien zur Erzeugung und energetischen Nutzung biogener Gase integrativ zu untersuchen und die zukünftigen Möglichkeiten und die Rolle der ‚biogenen Gase‘ für eine nachhaltige Energiewirtschaft in Baden-Württemberg wissenschaftlich gesichert zu identifizieren.

Im Projekt sollte auch Bezug auf die praktischen Versuche und Untersuchungen an der Forschungs-Biogasanlage am „Unteren Lindenhof“ genommen werden. Weiterhin sollten Ergebnisse aus der sich im Aufbau und später in der Betriebsphase befindlichen bioliq®-Anlage am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) und der geplanten Holzvergaseranlage in Geislingen-Türkheim einfließen. Die Holzvergaseranlage in Geislingen-Türkheim wurde im Projektverlauf leider nicht realisiert und zwischenzeitlich komplett eingestellt, so konnten von dort keine Daten in die hier vorgestellten Analysen einfließen. Die bioliq®-Anlage am KIT - mit 3 bzw. 5 MW_{th} Feuerungsleistung und den vier Stufen Schnellpyrolyse, Hochdruck-Flugstromvergasung, Heißgasreinigung und Kraftstoffsynthese - wurde dagegen zwischenzeitlich fertiggestellt und der Flugstromvergaser im Februar 2013 an den Betrieb übergeben.

Das Vorhaben wurde durch das Land Baden-Württemberg (Ministerium für Ernährung und Ländlichen Raum) mit Mitteln der Landesstiftung Baden-Württemberg finanziert. Weiterhin wurde durch das MLR und UM eine Steuerungsgruppe zur übergeordneten Abstimmung der Arbeiten zwischen den verschiedenen Partnern der Bioenergieforschungsplattform BW eingerichtet und geführt. Dem Land Baden-Württemberg gilt an dieser Stelle daher ein großer Dank für die Finanzierung und Unterstützung der Arbeiten des Forschungsvorhabens. Diese haben einen wesentlichen Beitrag zum Gelingen der Arbeiten geleistet.

Das Projekt begann am 1. Juli 2008, die Projektdauer lief für die meisten Partner bis zum 31. Dezember 2011. Zur Abstimmung des Endberichte und der Partnerbeiträge wurde die Laufzeit für das IER bis zum 30. April verlängert.

Folgende Institutionen waren an dem Projekt beteiligt:

- Die Universität Stuttgart mit dem
  - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)
  - Institut für Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK) (früher IVD)
- Das Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS) am Karlsruher Institut für Technologie (KIT), (früher Forschungszentrum Karlsruhe)
- Die Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. – Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut, KIT Campus Süd, Gastechnologie (DVGW)
- Das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Stuttgart (ZSW)
- Die Universität Hohenheim mit dem Institut für Agrartechnik (IAT)

Das Vorhaben wurde in enger Zusammenarbeit aller Partner abgewickelt und die verwendeten Daten und Rahmenannahmen weitgehend miteinander abgestimmt und gemeinsam verwendet. Hierdurch sollte ein durchgehendes Konzept und eine weitgehende Vergleichbarkeit der Ergebnisse der verschiedenen Partner gewährleistet werden.

Die Projektarbeit war in sieben Arbeitspakete (AP) unterteilt (siehe Abbildung I).

AP 1: Potenziale Biomasse
AP 2: Bereitstellungspfade Biomasse
AP 3: Konversionstechnologien
AP 4: Aufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz
AP 5: Strom, Wärme und Kraftstoffbereitstellung aus SNG (Substitute Natural Gas)
AP 6: Gesamtvergleich Prozessketten SNG
AP 7: Szenarien der SNG-Nutzung in Baden-Württemberg

Der vorliegende Schlussbericht ist entlang dieser Struktur aufgebaut.

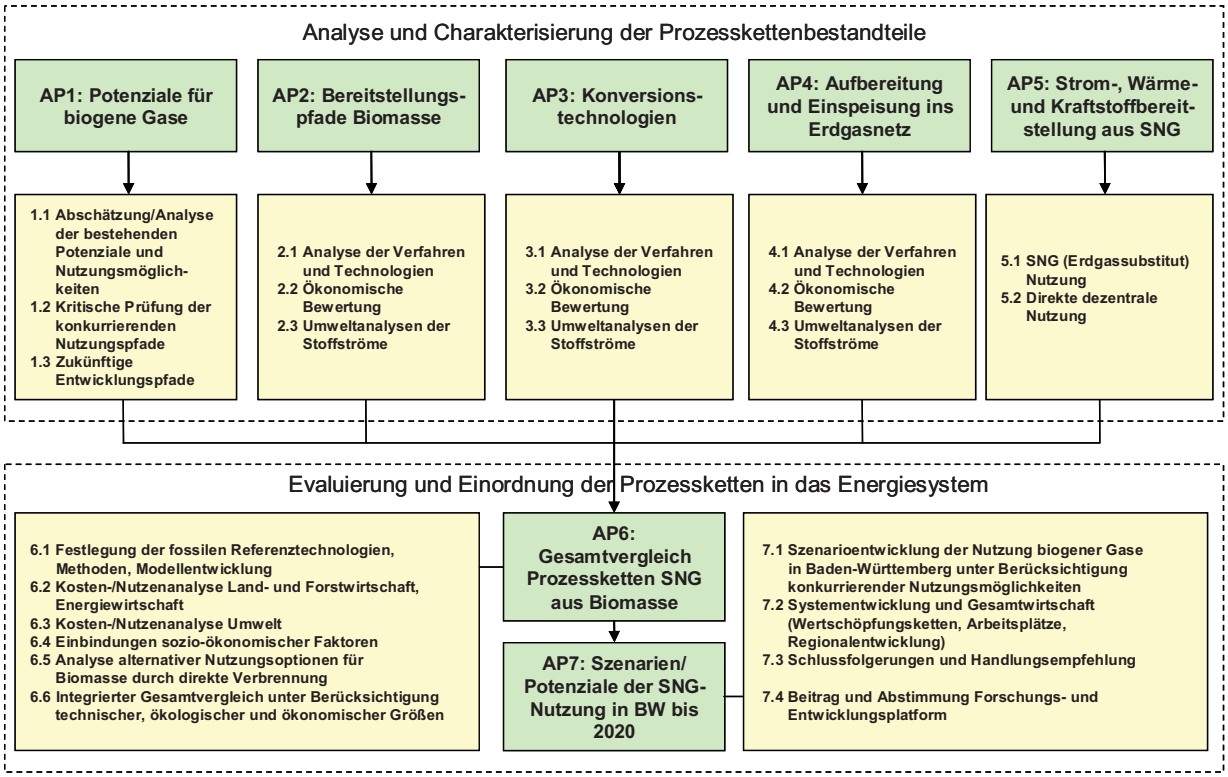


Abbildung. I: Übersicht der Arbeitspakete im Cluster „Systemanalyse“

2 PROJEKTERGEBNISSE IM ÜBERBLICK

Zusammenfassend können für das Gesamtprojekt folgende Erkenntnisse und Empfehlungen für die Erzeugung und Nutzung ‚biogener Gase‘ aus Biomasse in Baden-Württemberg und ihre Rolle in einem zukünftigen Energiesystem gewonnen werden.

I. Zusammenfassende Bewertung und Empfehlungen: ‚Biogene Gase‘ – aussichtsreiche Technologien für ein regeneratives Energiesystem Baden-Württemberg

1. **Potenziale Biomasse:** Biomassepotenziale sowohl für die allgemeine energetische Nutzung als auch speziell für die Erzeugung und Nutzung biogener Gase sind in bedeutender Höhe bis ca. 15% des Primärenergiebedarfs (PEB) in BW vorhanden. Sie befinden sich aber bereits weitgehend in Nutzung, diese kann nur noch begrenzt ausgeweitet werden. Für einzelne Sortimente (insbesondere Reststoffe und Landschaftspflegematerial) und Standorte besteht noch Bedarf für detaillierte Potenzialanalysen und Forschungsarbeiten. Die bestehenden Potenziale müssen insgesamt effizienter und möglichst nachhaltig genutzt werden.
2. **Biomassebereitstellung:** Die Bereitstellung von Biomasse bzw. des Brennstoffs oder Substrates bestimmt den größten Teil der Kosten und Emissionen bei der Biogas- und Rohgaserzeugung. Größte Aufmerksamkeit sollte daher der Umsetzung eines Kreislaufgedankens bei der Biomasseproduktion und der anschließenden Nutzung von Gärresten und Aschen als Dünger gewidmet werden.

3. **Gaserzeugung/Konversion:** Für die Erzeugung von biogenen Gasen in Biogasanlagen und Vergasern steht eine Vielzahl unterschiedlicher Technologien zur Verfügung. Die jeweilige Zusammensetzung der hierbei erzeugten Gase lassen sehr unterschiedliche Nutzungen zu, sowohl die direkte Wärme- und Stromerzeugung, als auch die Aufbereitung zu einem „Substitute Natural Gas“ (SNG) und Nutzung als Kraftstoff.
4. **Gasreinigung:** Die Reinigung und Konditionierung von Biogas und Rohgas zu SNG (Substitute Natural Gas) ist trotz relativ aufwändiger Verfahren sehr vielversprechend. Durch die Aufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz wird die Flexibilität bei der Gasnutzung und -speicherung erheblich erhöht und zusätzliche Effizienz- und Umweltvorteile generiert.
5. **Vergleich SNG:** Die Nutzung von SNG zur Stromerzeugung ist in Bezug auf die THG-Emissionen vor allem bei hoher Wärmeauskopplung im Vorteil gegenüber der direkten Nutzung von Biogas oder Rohgas. SNG hat als umweltfreundliche Alternative auch im Kraftstoffbereich spezifische Vorteile. Der Anteil an Anlagen zur Erzeugung und Nutzung von Biomethan sollte gesteigert werden.
6. **Biogene Gase in Baden-Württemberg:** Die Erzeugung und Nutzung biogener Gase in Baden-Württemberg hat noch weiteres Ausbaupotenzial und insgesamt gute Werte für die Minderung von Treibhausgasen. Trotz einer für ganz Baden-Württemberg vergleichsweise geringen Inanspruchnahme von Ackerfläche sollte der weitere Ausbau des Energiepflanzenanbaus unter Berücksichtigung der spezifischen Bedingungen in der jeweiligen Region erfolgen.
7. **Zukünftige Perspektiven:** Biomasse kann relevante Anteile an der Energieversorgung in Baden-Württemberg übernehmen. Mit biogenen Gasen allein können bis zu 16% des Gasverbrauches oder 11 % des Bruttostrombedarfes abgedeckt werden. Hierzu ist es einerseits erforderlich die Effizienzpotenziale in allen Bereichen zu heben und andererseits die energetische Biomassenutzung konsequent auszubauen. Sowohl Biogas- als auch Vergasungsanlagen können bei richtiger Ausrichtung die hochgesteckten Ziele bzgl. Effizienz und Klimafreundlichkeit erreichen. Durch die Kombination mit Power-to-Gas-Technologien könnte die angeführte Bedeutung von biogenen Gasen noch deutlich gesteigert werden.

Insgesamt stellt sich die Gaserzeugung und -nutzung aus Biomasse, also die ‚biogenen Gase‘, als ein sehr vielversprechender Sektor der energetischen Nutzung von Biomasse und der erneuerbaren Energien heraus. Sie kann insbesondere als komplementäre Energie zur fluktuierenden erneuerbaren Solar- und Windenergie eine wichtige Rolle für die Versorgungssicherheit in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien erfüllen. Dabei ist besonders die Flexibilität der biogenen Gase bei der Nutzung ein entscheidender Vorteil. Zusammen mit einer Nutzung von überschüssigem Strom aus der Wind- und Solarstromerzeugung kann auch das Endenergiepotenzial aus Biomasse noch deutlich gesteigert werden. Dieses ‚Upgrading‘ von Biomasse durch das Einschleusen von Wasserstoff, und damit eine Poten-

zialerweiterung, ist insofern interessant, als dass die biogenen Primärenergiepotenziale, also die geerntete Biomasse, deren Potenzial in Baden-Württemberg bei ca. 171 PJ liegt, kaum mehr steigerungsfähig ist. Biogenen Gase aus Biogas- und Vergasungsanlagen bieten darüber hinaus die Möglichkeit für eine flexible und bedarfsgerechte Energiebereitstellung, die den Anforderungen an Regelenergie entspricht und Beiträge zu Energiesystemdienstleistungen leistet.

Zur Stärkung des Sektors ‚biogene Gase' und der Erweiterung der Optionen für Baden-Württemberg hin zu einem stärker regenerativen Energiesystem wird empfohlen, die Forschung zur flexiblen Nutzung von Biomasse zu intensivieren und den Betrieb von Demonstrationsanlagen für innovative Bioenergietechnologien in Baden-Württemberg zu fördern.

Weitere Ergebnisse und Empfehlungen sind in der Kurzfassung für die einzelnen Arbeitspakete niedergelegt.

3 PROJEKTERGEBNISSE IM DETAIL

Im Arbeitspaket 1 “Biomasse-Potenziale“ wurden die bestehenden Potenzialanalysen für Baden-Württemberg aus der Literatur und auch unter Berücksichtigung des Biomasse-Aktionsplans Baden-Württemberg, im Hinblick auf ihre Nutzung zur Erzeugung biogener Gase analysiert, bewertet und mögliche Datenlücken identifiziert.

Insgesamt wurde das Potenzial mit einer Bandbreite von 91 bis 245 PJ pro Jahr aus den in der Literatur vorgefundenen Werten bestimmt. Durch eine Neuberechnung unter Berücksichtigung trockener und feuchte Biomassesortimente wurde eine Abschätzung der realistisch gesicherten Potenziale vorgenommen. Danach steht Biomasse zur energetischen Nutzung gegenwärtig in einer gesicherten Höhe von ca. 171 PJ pro Jahr zur Verfügung

Anschließend wurden die Potenziale für die Weiterverwendung im AP6 und AP7 insbesondere im Hinblick auf biogene Gase festgelegt. Die Potenzialanalyse für die Basissubstrate (d.h. für die im Projekt berücksichtigten Substrate) stellen die Rahmenbedingungen für Szenarioanalyse (AP7) (siehe Kapitel 3.8.1) dar.

3.1 Potenziale für biogene Gase in Baden-Württemberg (AP1) (IER)

Grundlage für die Abschätzung der Potenziale für biogene Gase in Baden-Württemberg (BW) ist die Auswertung der für BW zur Verfügung stehenden aktuellen Studien zu Biomassepotenzialen. Die nachfolgenden Angaben beziehen sich dabei auf das jeweilige Energieträgerpotenzial (in PJ/Jahr) für die einzelnen Biomasse-Sortimente. Ein Energieerzeugungspotenzial demgegenüber bezieht die energetische Nutzung der Biomasse und damit die entsprechenden Umwandlungsverluste in die Kalkulationen mit ein und wird in vorliegender Auswertung nicht erfasst.

Für BW liegen sowohl umfassende Potenzialstudien als auch detailliert ausgearbeitete Studien für einzelne Biomasse-Sortimente vor. Es wurden 6 Studien ausgewertet, die sich im umfassenden Sinne mit der Ermittlung von Biomassepotenzialen in BW beschäftigen (Leible und Kälber 2004); (IFEU 2005); (NBBW 2008); (Umweltministerium u. Wirtschaftsministerium BW (Hrsg.) 2009); (Jenssen 2010); (Wirtschaftsministerium BW 2010). Weiterhin wurden 9 Studien ausgewertet, die sich jeweils mit Teilaspekten der Bioenergiebereitstellung in BW, d.h. speziell den Sortimenten Holz, Stroh, Heu, Grünland sowie Rest- und Abfallstoffen befassen (Meinhardt 2000); (Hartmann 2003); (FNR (Hrsg.) 2006); (IER 2007); (Kappler 2007); (Leible et al. 2007); (Rösch et al. 2007); (Wirtschaftsministerium 2008). In (Stenull 2013) wurden die Potenziale zur Biogaserzeugung für die Substrate Energiepflanzen, Wirtschaftsdünger und Dauer-grünland regionalspezifisch bestimmt.

Nachfolgend werden die Energieträgerpotenziale für BW zusammengestellt und erörtert sowie auf die aktuelle Nutzung der Biomasse-Sortimente für energetische Zwecke verwiesen. Damit wird der Stand des Wissens sowie der weitere Forschungs- und Erhebungsbedarf, d.h. Lücken in den existierenden Potenzialstudien, erfasst.

3.1.1 Bioenergieträgerpotenzial der Biomasse-Sortimente in Baden-Württemberg

Die Biomasse-Sortimente werden nachfolgend nach ihrer Herkunft gegliedert (siehe Tabelle 1). Die Tabelle zeigt einen zusammenfassenden Überblick über die Bedeutung der verschiedenen Biomasse-Sortimente für das Bioenergieträgerpotenzial in BW als Ergebnis der Auswertung oben genannter Studien. Extremwerte wurden z.T. nicht in die Auswertungen mit einbezogen.

- Energiepflanzen und Reststoffe aus der Landwirtschaft
- Reststoffe und Rückstände aus der Forstwirtschaft
- Sortimente aus der Landschaftspflege und dem Naturschutz sowie
- Reststoffe aus Siedlung, Industrie, Gewerbe, Verarbeitung.

Die aufgelisteten Biomasse-Sortimente können prinzipiell alle zur Erzeugung biogener Gase herangezogen werden, wenngleich Konkurrenzen zu anderen energetischen Nutzungsoptionen (z.B. Holz- oder Strohverbrennung) zu beachten sind.

Tabelle 1: Technisches und realisierbares Potenzial an Biomasse für Baden-Württemberg aus einer Literaturübersicht und als Neuabschätzung bzw. realistischer Schätzwert der Bandbreite, in [PJ/Jahr]

Sortimente	**Potenzial Biomasse gesamt, aus Literatur***	**Neuberechnung bzw. realistischer Schätzwert**
‚Trockene' Biomasse		**114**
Energieholz aus KUP	5	5
Getreidestroh	5 – 19	19
Waldrestholz	22 – 46	36
Altholz	5 – 20	*20****
Industrie- und Sägerestholz	7 – 20	*20*
Holz- u. halmgutartige (trockene) Biomasse aus Landschaftspflege-, Naturschutzflächen, inkl. extensiv bewirtschaftetes Überschussgrünland**		*14*
‚Feuchte' Biomasse		**57**
Tierische Exkremente	6 – 14	6,5
Überschussgrünland	5 – 12	5,5
Energiepflanzen, v.a. Mais, Gräser, etc.	6 – 40	19
Landschaftspflegematerial	8 – 20	
Biomasse aus Naturschutzmaßnahmen	5 – 26	
Halmgutartige (feuchte) Biomasse aus Landschaftspflege- und Naturschutzflächen, inkl. extensiv bewirtschaftetes Überschussgrünland		*4*
Organ. Abfälle (Siedlung, Industrie, Gewerbe)	3 – 4	*3*
Klärgas, Deponiegas, Klärschlamm	7	*7*
Reststoffe aus Verarbeitung / Industrie	12	*12*
Gesamt	**91 – 245**	**171**

*Quellen: Leible und Kälber 2004; IFEU 2005; NBBW 2008; Umweltministerium u. Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg (Hrsg.) 2009; Jenssen 2010; Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg 2010; Meinhardt 2000; Hartmann 2003; FNR (Hrsg.) 2006; IER, 2007; Kappler 2007; Leible et al. 2007; Rösch et al. 2007; Wirtschaftsministerium 2008, Stenull 2013

** ist in der Literaturübersicht im Segment „Landschaftspflegematerial" und „Biomasse aus Naturschutzmaßnahmen" enthalten

*** grau unterlegte Werte wurden in der weiteren Analyse nicht mehr berücksichtigt.

Das technische Potenzial der fettmarkierten Sortimente in der Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. (Energiepflanzen, tierische Exkremente, Überschussgrünland, Getreidestroh und Waldrestholz) wird im Rahmen des Projektes weiter berücksichtigt. Diese Substrate bzw. Brennstoffe (weiter genannt als „Basissubstrate“) stellen das Inputmaterial für die berücksichtigten Biogas- und Vergasungsmodellanlagen (siehe AP3) dar. Somit werden sie auf die Kosten und Emissionen der Bereitstellung für Biogas- und Vergasungsanlagen im AP2 analysiert. Die anderen Substrate (nicht fettmarkierten Sortimente) wurden der Vollständigkeit halber in dem AP1 berücksichtigt.

Große Potenziale finden sich beim Waldrestholz sowie bei den Reststoffen aus der Landwirtschaft (d.h. tierische Exkremente, Getreidestroh, Überschussgrünland). Insgesamt gesehen liegen für die Potenzialangaben größere Bandbreiten und Schwankungen vor. Begründet ist dies durch unterschiedliche Methoden/Modelle, Annahmen und Datenbasen, die den jeweiligen Studien zugrunde liegen.

Im Folgenden wird das technische Potenzial der Basissubstrate sowie anderer Substrate bzw. Brennstoffe näher erläutert.

Basissubstrate bzw. Basisbrennstoffe:

Energiepflanzen: Zu den Energiepflanzen zählen z.B. Getreideganzpflanzen, Miscanthus, Kurzumtriebshölzer (z.B. Pappeln und Weiden), Mais und Raps. Die Energieträgerpotenziale werden wesentlich bestimmt durch die Wahl des Energiepflanzen-Mix für BW, die Annahmen zu Erträgen sowie Energieinhalten der Kulturen (definiert z.B. über Heizwert oder Biogasertrag). So weist Miscanthus verglichen zu anderen Energiepflanzen oftmals den höchsten Energiegehalt, d.h. Ergebnis aus Hektarerträgen und Heizwert auf, so dass beim Anbau dieser Kultur mit den höchsten Energieträgerpotenzialen auf landwirtschaftlichen Flächen gerechnet werden kann (Jenssen 2010). Weiterhin spielt auch eine wichtige Rolle, welche landwirtschaftlichen Flächen letztlich für den Energiepflanzenanbau zur Verfügung stehen. Hier kommt Aspekten wie Flächen- und Nutzungskonkurrenz aufgrund Nahrungsmittelversorgung, Energiepflanzenbereitstellung, ökologischem Landbau oder der Erfüllung von Nachhaltigkeitszielen eine wichtige Rolle zu. So basiert die Potenzialangabe von 6 PJ/a (siehe Tabelle 1) auf der Setzung einer hohen Priorität für die Nahrungsmittelproduktion und der Erfüllung von Nachhaltigkeitszielen (IFEU 2005). Die Abschätzung von rd. 45 PJ/a demgegenüber geht von einer Fortschreibung der aktuellen Situation (Jahr 2005) ohne steuernde Maßnahmen bis zum Jahr 2020 aus (IFEU 2005). Erzielt wird dieses hohe Energieträgerpotenzial bei Annahme eines ausschließlichen Anbaus von Festbrennstoffen auf gut 20% der Ackerfläche.

Der Anbau von Biomasse als Festbrennstoff spielt in BW momentan aber eine untergeordnete Rolle. Nach (Landtag BW 2008) wurde in BW im Jahr 2007 auf rd. 160 ha Miscanthus angebaut. Demgegenüber wurden im Jahr 2007 allein für den Betrieb von Biogasanlagen rd. 4% der Ackerfläche (rd. 32.300 ha) und rd. 1,7% der Dauergrünlandfläche (rd. 9.200 ha) genutzt (Hartmann 2008). Weiterhin wird in BW Raps zur Biodieselgewinnung erzeugt. Dabei kann für das Jahr 2007 sicher von rd. 18.000

ha Ackerflächen ausgegangen werden, die als Stilllegungsflächen für den Anbau von Raps genutzt wurden. Neben diesen Stilllegungsflächen wurde aber auch andere Flächen zur Biodieselerzeugung aus Winterraps genutzt, wenngleich hierzu keine detaillierten Daten vorliegen (Hartmann 2007).

Tierische Exkremente: Tierische Exkremente stehen exklusiv für die Nutzung in Biogasanlagen zur Verfügung. Die Befragung von Biogasanlagenbetreibern in BW zeigt, dass Festmist bzw. Gülle in 60 bzw. 70% der ausgewerteten Anlagen eingebracht werden und diese Substrate v.a. in kleineren Anlagen bis 150 kW die dominierende Rolle spielen (Stenull et al. 2009). In den recherchierten Studien bewegen sich die Potenzialangaben für tierische Exkremente zwischen 6 und 14 PJ/a. Die Bandbreite beruht auf unterschiedlichen Annahmen zu tatsächlich nutzbaren Exkrementmengen in BW. So basiert die konservative Abschätzung des erzielbaren Potentials in Höhe von 6 PJ/Jahr u.a. auf der Berücksichtigung erforderlicher Mindestbetriebs- bzw. Viehbestandsgrößen für den Betrieb von Biogasanlagen und bezieht damit nicht den gesamten Bestand an Rindern, Schweinen und Geflügel in BW in die Kalkulationen mit ein.

Stroh: Die Energieträgerpotenziale für Getreidestroh liegen in den recherchierten Studien im Rahmen von 5 bis 19 PJ/a. Die Potenzialangabe von 19 PJ/a ergibt umgerechnet, dass rd. 40% des Strohanfalls in BW als Reststroh für eine energetische Nutzung zur Verfügung steht. Die Kalkulation basiert auf den Annahmen zu Getreide- und Stroherträgen in BW sowie dem Bedarf an Stroh für Einstreu, Verfütterung und den Erhalt der Humusbilanz. Die verbleibende Menge an Reststroh wird der Kalkulation des Energieträgerpotentials zugrunde gelegt. Eine umfassende Recherche mit landkreis- bzw. gemeindespezifischen Darstellungen findet sich in (Kappler 2007). Stroh wird momentan in BW noch kaum energetisch genutzt (Wirtschaftsministerium 2010).

Überschussgrünland: Die Potenzialangaben für das einer energetischen Nutzung zur Verfügung stehende Grünland in BW liegen zwischen rd. 7 und 12 PJ/a. Die Potenzialangaben beziehen sich meist auf das Überschussgrünland, d.h. das Grünland, das nicht mehr für die Tierfütterung benötigt wird. Eine umfassende, auf Landkreisebene bezogene Analyse und Bewertung des Überschussgrünlandes in BW unter Berücksichtigung künftiger Entwicklungen (bis 2015) wurde durch (Rösch et al. 2007) erarbeitet. So werden die im Jahr 2015 für energetische Zwecke verfügbaren Überschussgrünlandflächen mit rd. 150.000 ha abgeschätzt, das entspricht rd. 24% der Gesamtgrünlandflächen im Jahr 2015. Das Gras bzw. Heu dieser Flächen kann in Biogasanlagen bzw. zur Verbrennung verwendet werden. Die Angaben schließen das Grünland auf Standardflächen und bei Hangneigungen von 25-35% ebenso mit ein wie z.B. FFH-Mähwiesen, Streuobstwiesen, Nasswiesen und Magerrasen, welche gegebenenfalls intensiver bewirtschaftet werden müssten. Konservativ abschätzt ergibt sich hieraus ein Energieträgerpotenzial von rd. 7 PJ/a. Künftig kann daher mit durchaus nennenswerten Potenzialen aus der Nutzung von Grünland gerechnet werden.

Waldrestholz: Die Potenzialangaben für Waldrestholz, d.h. vor allem Rückstände aus dem Stammholzeinschlag sowie das Durchforstungsholz, liegen zwischen 22 und 46 PJ/a. Die Angaben in den verschiedenen Studien variieren z.T. deutlich und werden durch unterschiedliche Modellansätze und Datenbasis bestimmt. So variieren die Ergebnisse je nachdem, ob für die Berechnung des Waldrestholzes die tatsächlichen Einschlagszahlen aus der Statistik oder die Daten der Bundes- bzw. Landeswaldinventuren zu Holzvorräten herangezogen werden (Kappler 2007). Weiterhin wird in den Studien auch von unterschiedlicher Mobilisierbarkeit des prinzipiell verfügbaren Holzpotenzials ausgegangen. Nach (Kappler 2007) ergibt sich bei einer sehr optimistischen 100%igen Mobilisierungsrate ein verfügbares Aufkommen an Waldenergieholz in Höhe von rd. 2,2 Mio. t (TM)/a. Das entspricht einem Energieträgerpotenzial in Höhe von mehr als 40 PJ/a. In der Praxis ist aber mit insgesamt geringeren Mobilisierungsraten aufgrund wirtschaftlicher Bedingungen und Bereitstellungsstruktur zu rechnen. Nach Angaben (Wirtschaftsministerium 2010) werden aktuell bereits gut 22 PJ/a energetisch genutzt.

Andere Substrate bzw. Brennstoffe:

Landschaftspflegematerial und Biomasse aus Naturschutzmaßnahmen umfasst holz- und halmgutartige Biomasse aus der Pflege von u.a. Straßenrändern, Gewässerbegleitflächen, Naturschutzflächen, öffentlichen Erholungsflächen und Friedhöfen. Das Potenzial für holzartiges Landschaftspflegematerial wird in vielen Studien mit 8-9 PJ/Jahr abgeschätzt. Dabei wird meist auf die Arbeit von (Meinhardt 2000) Bezug genommen, die auf einer Auswertung von LANDSAT-Daten beruht.

Verschiedene Studien schätzen explizit diejenige Menge an Biomasse ab, die aus der Durchführung von Naturschutzmaßnahmen zur Verfügung steht. Die Angaben liegen zwischen 6 und 26 PJ/a. (IFEU 2005) haben im Rahmen eines Szenarios „Nachhaltig“ ermittelt, dass 26 PJ/a an Energieträgerpotenzial zur Verfügung stehen, wenn weitreichende Nachhaltigkeitsziele im Natur-, Boden-, Gewässerschutz sowie in der Land- und Forstwirtschaft erfüllt werden. Die Energieträgerpotenziale resultieren u.a. aus der Pflege von Biotopen und Schutzflächen (z.B. Gewässerrandstreifen, Waldsäume, Großseggenriede), die zur Erreichung oben genannter Ziele erforderlich sind.

Im Rahmen der Recherche erweisen sich die Bereiche „Landschaftspflege“ und „Naturschutzmaßnahmen“ als oftmals nicht eindeutig definiert, d.h. es kann durchaus zu Doppelzählungen kommen bzw. die verfügbaren Datengrundlagen lassen keine detaillierte Zuordnung zu. Weiterhin liegen nur eingeschränkt Informationen vor, auf welcher Grundlage die Potenziale aus Naturschutzmaßnahmen abgeschätzt werden. Es wird daher als Ergebnis der Potenzialrecherche empfohlen, die Bereiche „Landschaftspflege“ und „Naturschutzmaßnahmen“ ggf. über eine Studien- oder Diplomarbeit genauer zu recherchieren sowie zur Aktualisierung vorhandener Daten (vgl. (Meinhardt 2000)) beizutragen.

Industrie- und Sägerestholz fallen als Nebenprodukte des holzbe- und verarbeitenden Gewerbes an. Die Potenzialangaben in den recherchierten Studien liegen zwi-

schen 7 und 18 PJ/a. Nach (Jenssen 2010) ist die Datenlage zur Erhebung der Potenziale eher unbefriedigend, da aufgrund von geänderten Rahmenbedingungen bei der Datenerhebung der gewerblichen Abfallwirtschaft nur noch ein sehr geringer Teil der für die Abschätzung relevanten Betriebe erfasst wird.

Die weiteren Reststoffe aus Siedlung, Gewerbe, Industrie und Verarbeitung umfassen insgesamt gesehen eine große Vielzahl an Sortimenten mit deutlich variierenden Eigenschaften. Während organische Siedlungsabfälle für eine Nutzung in Biogasanlagen geeignet sind, ist bei Reststoffen wie z.B. Biertreber oder Rapsschrot etc. die Konkurrenz zur stofflichen Nutzung zu klären. (Hartmann 2003) hat sich für BW ausführlich mit Sortimenten wie z.B. Malzkeime, Sortiergerste, entpek. Apfeltrester oder Rapsextraktionsschrot befasst, die verfügbaren Mengen ermittelt und die Potenziale für eine energetische Nutzung abgeschätzt. Konkurrenzen wurden hier nicht umfassend in die Betrachtungen einbezogen, daher kann das Energieträgerpotenzial in Höhe von rd. 10 PJ/a als sehr optimistisch eingeschätzt werden.

Insgesamt gesehen wird empfohlen, auch für die Reststoffe aus Siedlung, Industrie, Gewerbe und Verarbeitung genauer zu erfassen, aktuelle Daten zu erheben, die Problematik der Doppelzählungen sowie der Konkurrenz zur stofflichen Nutzung zu beachten und ggf. aktuelle politische Rahmenbedingungen mit einzubeziehen.

3.1.2 Ausblick

Die Auswertung hat gezeigt:

- Für BW liegen sowohl umfassende Betrachtungen als auch Detailstudien zu Bioenergie-Potenzialen vor, die eine gute Grundlage für die Abschätzung der Potenziale bieten. Die Angaben der Bioenergiepotenziale für BW variieren in den untersuchten Studien zwischen 91 und 245 PJ/a, das entspricht 6 bzw. 15% des Primärenergieverbrauchs (PEV) in 2010 in BW.
- Das realisierbare Potenzial zur Erzeugung biogener Gase wurde in diesem Projekt auf insgesamt 91,1 PJ/a festgelegt. Andere Biomassesortimente wurden hier nicht berücksichtigt. Hier wurden die Biogaserzeugungspotenziale (Summe der Potenziale aus Energiepflanzen, tierische Exkrementen, Dauergrünland) in der Höhe von 30,8 PJ/a und die Brennstoffpotenziale (Summe der Potenziale aus Waldrestholz, Stroh und Pappeln aus KUP) in der Höhe von 60,3 PJ/a zu Grunde gelegt (siehe dazu Kapitel 3.8.1).
- Speziell für die Sortimente Waldrestholz, Stroh und Überschuss-Grünland liegen aktuelle, auf landkreis- bzw. gemeindeebene bezogene Studien vor, auf deren Grundlage die verfügbaren Energieträgerpotenziale diskutiert und abgeschätzt werden können.
- Insgesamt gesehen weisen Waldrestholz sowie die Reststoffe aus der Landwirtschaft (d.h. tierische Exkremente, Stroh und Überschussgrünland) große Energieträgerpotenziale auf. Besonders die Reststoffe aus der Landwirtschaft werden aktuell nur in geringem Umfang genutzt und stehen damit prinzipiell für eine energetische Nutzung zur Verfügung. Ihre Nutzung speziell zur Erzeugung biogener Gase muss dabei stets in Verbindung bzw. unter dem Vorbehalt einer Konkurrenz zu

weiteren energetischen Nutzungen (z.B. Verbrennung von Stroh und Holz) gesehen werden.

Literatur

FNR (Hrsg.) (2006): Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Bearbeitung: Institut für Energetik und Umwelt; Klinski, S.; DBI Gas- und Umwelttechnik. Leipzig.

Hartmann, A. (2008): Wie viel Fläche wird für Biogas benötigt? Statist. Monatsheft Baden-Württemberg 7/2008. S. 40-42.

Hartmann, A. (2007): Auf den Tisch, in den Trog oder in den Tank – Nutzung des Ackerlandes in Baden-Württemberg 2007. Statist. Monatsheft Baden-Württemberg 10/2007. S. 40-42.

Hartmann, S. (2003): Biogene Rest- und Abfallstoffe in BW. Aufkommen, Potentiale, heutige und künftige Verwertungswege. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart. Diplomarbeit.

IER (2007): Wärmeatlas Baden-Württemberg – Erstellung eines Leitfadens und Umsetzung für Modellregionen. Bearbeitung: Blesl, M.; Kempe, S.; Ohl, M.; Fahl, U.; König, A.; Jenssen, T.; Eltrop, L.; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart.

IFEU (2005): Nachhaltige Biomassepotenziale in Baden-Württemberg. Kurzgutachten. Gefördert durch den Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland, Landesverband Baden-Württemberg. November 2005, Heidelberg.

Jenssen, T. (2010): Einsatz der Bioenergie in Abhängigkeit von der Raum- und Siedlungsstruktur. Vieweg+Teubner. Wiesbaden. 372 Seiten.

Kappler, G.O. (2007): Systemanalytische Untersuchung zum Aufkommen und zur Bereitstellung von energetisch nutzbarem Reststroh und Waldrestholz in BW. Inauguraldissertation zur Erlangung der Doktorwürde der Forstwissenschaftlichen Fakultät der Albert-Ludwig-Universität Freiburg. Oktober 2007. Freiburg.

Landtag BW (2008). Potenziale des Anbaus und der Nutzung von Miscanthus. Stellungnahme des Ministeriums für Ernährung und Ländlichen Raum. Drucksache 14/2358. 14.02.2008. In Internet unter: www.landtag-bw.de/Dokumente.

Leible, L. und Kälber, S. (2004): Potenzial der Energiebereitstellung aus biogenen Reststoffen und Abfällen für Deutschland – ein Überblick. In: NAROSSA 10. Internationaler Kongress für nachwachsende Rohstoffe und Pflanzenbiotechnologie. 7.-8.Juni 2004. Magdeburg.

Leible, L.; Kälber, S.; Kappler, G.; Lange, S.; Nieke, E.; Proplesch, P.; Wintzer, D.; Fürniß, B. (2007): Kraftstoff, Strom und Wärme aus Stroh und Waldrestholz - Eine systemanalytische Untersuchung. Wissenschaftliche Bereiche des Forschungszentrums Karlsruhe, FZKA 7170. Karlsruhe.

Meinhardt, N. J. (2000): Energieholz in Baden-Württemberg. Potenziale und derzeitige Verwertung. Diplomarbeit. Fachhochschule Nürtingen.

NBBW (2008): Der Nachhaltigkeitsbeirat der Landesregierung Baden-Württemberg (NBBW): Energie aus Biomasse: Potenziale und Empfehlungen für Baden-Württemberg. April 2008. Stuttgart.

Rösch, C.; Raab, K.; Skarka, J.; Stelzer, V. (2007): Energie aus dem Grünland – eine nachhaltige Entwicklung? Wissenschaftliche Berichte des Forschungszentrums Karlsruhe, FZKA 7333, Karlsruhe.

Stenull, M. 2013: Stand und Entwicklung der Biogasnutzung in Baden-Württemberg – ein ökonomisch-ökologischer Vergleich der regional angepasster Anlagenkonzepte (vorläufiger Titel), Dissertation in Vorbereitung, Stuttgart.

Stenull, M.; Eltrop, L.; Vidjen, I.; Dederer, M.; Messner, J. (2009): Arbeiten die baden-württembergischen Biogasanlagen effizient?. Vortrag Offenburg 22.10.2009.

Umweltministerium und Wirtschaftsministerium (Hrsg.) 2009: Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2008. Stuttgart. Dezember 2009.

Wirtschaftsministerium (2008): Holzenergiefibel. Holzenergienutzung. Technik. Planung. Genehmigung. 4.Auflage November 2008. Stuttgart.

Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg (2010): Biomasse-Aktionsplan Baden-Württemberg. Erste Fortschreibung. Stuttgart. Januar 2010.

3.2 Bereitstellungspfade für Biomasse (AP2) (IER)

In diesem Arbeitspaket wurden Kosten und Emissionen für ausgewählte Bereitstellungspfade von Biomasse erarbeitet.

3.2.1 Auswahl/Festlegung der Biomassearten

In Tabelle 2 sind die im Vorhaben berücksichtigten Biomassearten für die Biogaserzeugung und Vergasungstechnologie aufgelistet. Die genannten Biomassen gehören zu den am häufigsten als Biogassubstrate und Brennstoffe verwendeten Rohstoffen. Als Grundlage für die Auswahl dienten statistische Daten aus der „Agrarstrukturerhebung in Baden-Württemberg 2008“ sowie Daten aus der Befragung von Biogasanlagenbetreibern in Baden-Württemberg im Betriebsjahr 2008 (Stenull et al. 2009). Es wurde entschieden, auch Pappeln aus KUP in die Auswahl der Basissubstrate aufzunehmen. Pappeln aus Kurzumtriebsplantagen (KUP) sind im Gegensatz zu beispielsweise Hackschnitzeln aus Waldrestholz noch nicht als gängiger Brennstoff in Baden-Württemberg etabliert. Jedoch existieren bereits Fördermöglichkeiten für den Anbau. Weiterhin gibt es eine ganze Reihe wissenschaftlicher Projekte auch in Baden-Württemberg zum Thema KUP (z.B. CREFF im Rahmen des ERA-NET Programms).

Tabelle 1: Berücksichtigte Biomassearten

Technologie	Biomasseart	Beschreibung
Biogas	**Rindergülle**	Milcherzeugung
	Silomais	Ganzpflanzensilage (GPS)
	Getreide	Winterweizen (WW) Ganzpflanzensilage (GPS)
	Gras	Grassilage aus Dauergrünland
Vergasung	**Waldrestholz (WRH)**	Hackschnitzel aus 1/3 Buche und 2/3 Fichte
	Getreidestroh	Strohballen WW (Flugstromvergasung) Strohpellets WW (Wirbelschicht- und AER-Verfahren)
	Pappeln	Pappelhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen (KUP)

Im Rahmen der Projektarbeiten wurden die in der Tabelle 1 aufgelisteten Biomassearten in der Form von Silage, Hackschnitzel, etc. für den Biogas- und Vergasungspfad untersucht. Diese Substrate werden im Folgenden als „Basissubstrate“ bezeichnet. Beim Brennstoff Stroh wurden neben Strohballen auch Strohpellets berücksichtigt, da für die Wirbelschichtvergasung und das AER-Verfahren aus verfahrenstechnischen Gründen Pellets benötigt werden.

3.2.2 Spezifikation der Biomasse

Tabelle 3 fasst die Biomasseeigenschaften für die Basissubstrate zusammen. Die Zusammenstellung der Biomasseeigenschaften in der Tabelle 3 beruht auf einer umfangreichen Literaturrecherche. Sie enthält aber auch Ergebnisse der Elementaranalyse von Gülle, die auf Analysen des Projektpartners, der Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie in Hohenheim, basieren. Die Heizwerte wurden anhand von Näherungsformeln nach (Boie in Härdtlein et al. 2004) berechnet.

Tabelle 2: Spezifikation für Biogassubstrate und Biobrennstoffe für die Vergasung

Parameter		Silomais	WW GPS	Dauergrünland	Rindergülle	Weizenstroh	Pappeln	Waldrestholz (1/3 Buche, 2/3 Fichte)
Konditionierungsform		GPS	GPS	GPS	Gülle	Quaderballen	Hackschnitzel	Hackschnitzel
Schüttdichte [kg FM/m^3]		660	700	600	1.000	130	330	360
TS-Gehalt $_{\text{bei der Ernte bzw. frisch}}$ [%FM]		33	35	34	7,5	86	45	50
oTS-Gehalt [%TS]		96	95	94	75	93	98,1	96
TS-Gehalt $_{\text{frei Anlage}}$ [%FM]		33	35	34	7,5	86	70	65
Aschegehalt [%TS]		4,3	4,1	10	10	7,0	1,9	4,0
Elementaranalyse [%TS]	C	47,1	45,1	44,2	36,9	45,5	47,8	48,0
	H	5,16	6,40	5,60	4,4	5,9	6,2	6,1
	S	0,14	0,12	0,14	0,56	0,091	0,031	0,015
	N	1,25	1,40	1,95	4,65	0,45	0,64	0,13
	O	42,0	42,9	38,1	43,49	41,0	43,4	41,8
Aschegehalt [%TS] davon	Asche	4,3	4,1	10	10	7,0	1,9	4,0
	Ca	0,20	0,21	0,56	k.A.	0,31	0,53	0,80
	K	1,38	0,98	2,25	5,51	1,0	0,33	0,13
	Mg	0,14	0,12	0,23	0,50	0,11	0,08	0,08
	P	0,26	0,25	0,39	0,87	0,10	0,11	0,03
	Si	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	3,40	k.A.	1,50
Summe (C,H,S,N,O, Asche)		100	100	100	100	100	100	100
Spurenelemente [mg/kg TS]	Cl	3.400	900	1.240	17.100	1.900	140	50
	Al	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	62	k.A.	k.A.
	Fe	67	k.A.	496	k.A.	232,2	15	41
	Mn	31	26	160	k.A.	24	16	30
	Na	300	k.A.	2600	k.A.	85,1	k.A.	k.A.
	Cd	0,20	0,09	0,20	0,30	0,08	1,15	0,225
	Cr	0,50	1,64	1,40	7,30	8,2	k.A.	7,0
	Cu	4,75	2,62	9,90	44,50	7,9	2,9	3,5
	Ni	5,00	0,52	2,10	5,90	1,29	k.A.	1,1
	Pb	2,00	0,25	3,90	7,70	0,49	<1,0	2,2
	Zn	45,50	16,34	45,00	k.A.	11,4	53	35
	Hg	-	-	-	0,06	0,12	0,002	0,04
Heizwert Hu [MJ/kg TS]		16,79	17,17	16,66	12,63	17,03	17,85	17,93

3.2.3 Ökonomisch-ökologische Analyse der Biomassebereitstellungspfade

In diesem Berichtsteil werden die Kosten und Emissionen verschiedener Bereitstellungspfade für Biomasse für Biogas- und Vergasungsanlagen dargestellt. Zunächst werden die Grundannahmen vorgestellt, danach folgt die Beschreibung der Arbeitsprozesse mit Berücksichtigung von Dieselverbrauch, Maschineneinsatz, Arbeitszeit, Düngemitteleinsatz und Herbizidmaßnahmen. Schließlich werden die Kosten sowie die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) und der Primärenergieverbrauch der oben genannten Bereitstellungspfade im Vergleich dargestellt.

Grundannahmen

Jeder Bereitstellungspfad für Biomasse frei Anlage wurde in drei Prozesse gegliedert:

1. *Anbau und Ernte*: Dies beinhaltet alle Arbeitsprozesse auf dem Feld einschließlich Ernte der Biomasse
2. *Transport* beinhaltet alle Transportvorgänge sowie ggf. die Einlagerung der transportierten Substrate in das Lager.
3. *Lagerung ggf. weitere Bereitstellung:* dies beinhaltete alle Vorgänge, die zur Lagerung gehören und die Einbringung von Substraten in die Anlage.

Die wesentlichen Annahmen zur Beschreibung der Biomassebereitstellungspfade frei Anlagen sind nachfolgend kurz aufgelistet.

- Dem Anbau auf dem Acker wird ein Schlag von 5 Hektar zu Grunde gelegt. Die Entfernung zwischen Feld und Hof beträgt 2 km.
- Bei den Pappeln aus Kurzumtriebsplantagen (KUP) wird ein 4-jähriger Umtrieb auf Ackerflächen zugrunde gelegt. Die Gesamtlebensdauer der Plantage wurde mit 20 Jahren angesetzt.
- Bei Dauergrünland wird von 4 Schnitten pro Jahr ausgegangen.
- Für die Basissubstrate wurde die Düngung nach Entzug kalkuliert. Bei Waldrestholz ist keine Düngung unterstellt. Der Stickstoff-, Phosphor- und Kaliumgehalt der Basissubstrate und damit der Düngungsbedarf sind Tabelle 2 zu entnehmen.
- Bei Silomais, Winterweizen und Dauergrünland werden die durchschnittlichen Hektarerträge frei Feld nach (KTBL 2006) angesetzt.
- Das für energetische Zwecke verfügbare Stroh errechnet sich aus dem durchschnittlichen Strohertrag nach (KTBL 2009) abzüglich des Strohbedarfs zur Aufrechterhaltung des Humusgehaltes sowie für Einstreu.
- Für den Bereitstellungspfad „Waldrestholz“ wurde ein Hektarertrag von 2 t FM/ha und Jahr angenommen (siehe Tabelle 3).
- Der Trockensubstanzgehalt der jeweiligen Substrate bei der Ernte und „frei Anlage“ d.h. nach der Silierung (Biogassubstrate) bzw. nach dem Trocknungsprozess (Brennstoffe) ist der Tabelle 2 zu entnehmen.

- Für den Prozess „Anbau und Ernte der Biomasse“, wurde zusätzlich zum Biogaspfad mit mineralischer Düngung auch ein Biogaspfad mit Gärrestdüngung berücksichtigt. Die Gärreste werden hierzu von der Biogasanlage auf die Felder zurückgeführt. Es wurde angenommen, dass im Falle der Düngung mit Gärresten auch Kosten für Transport und Ausbringung der Gärreste anfallen.
- Bei der Lagerung wird für Stroh eine Lagerzeit von 8 Monaten und für Pappeln und Waldrestholz eine Lagerzeit von 6 Monaten angenommen. Silomais, Winterweizenganzpflanzen und Dauergrünland werden siliert. Die Lagerungsverluste sind in Tabelle 2 aufgeführt. Im Prozess „Lagerung ggf. weitere Bereitstellung und Einbringung von Substraten in die Anlage“ wurde angenommen, dass das Lager sich im Falle von Biogassubstraten an der Anlage befindet. Die Vergasungssubstrate dagegen werden nicht an der Anlage gelagert sondern just-in-time geliefert. Das WRH wird an der Rückegasse gelagert, nach Bedarf gehäckselt und an die Anlage geliefert. Die Strohballen werden mit einer Folienabdeckung auf dem Feld gelagert und ebenfalls nach Bedarf geliefert. Lediglich Pappeln werden auf dem landwirtschaftlichen Hof zwischen gelagert und dann an die Anlage geliefert, da dies hier der gängigsten Praxis entspricht.

Die Erträge der berücksichtigten Biomassearten und Lagerungsverluste wurden in Tabelle 3 zusammengefasst. Die entsprechenden Trockensubstanzgehalte frei Feld und frei Anlage für die jeweiligen Substrate stehen in Tabelle 2.

Tabelle 3: Erträge und Lagerungsverluste der Biogas- und Vergasungssubstrate

Biomasseart	Silomais	Winter-weizen	Grasschnitt	Stroh	Pappeln	WRH
Ertrag frei Feld [t FM/(ha *a)]	**50,0**	**40,0**	**28,6**	**3,1**	**22,2***	2,0
Ertrag frei Feld [t TM/(ha*a)]	**16,5**	**13,6**	**10,0**	**2,7**	**10,0***	1,0
Ertrag [Ballen/(ha*a)]	-	-	-	9,5	-	-
Lagerungsverluste [%FM]	12,0	12,0	12,0	-	20	20
Lagerungsverluste [%TM]	6,0	6,0	6,0	2,0	9,0	9,0
Ertrag frei Anlage [t FM/(ha*a)]	**44,0**	**35,2**	**25,2**	**2,9**	**13,0**	**1,4**
Ertrag frei Anlage [t TM/(ha*a)]	**14,5**	**12,0**	**8,8**	**2,5**	**9,1**	**0,9**

*) Ertrag bei 4 jährigem Umtrieb: 88,9 t FM/(ha*4a) bzw. 40 t TM/(ha*4a) frei Feld

Beschreibung der Prozesse für Biomassebereitstellung frei Anlage

Die Bereitstellungspfade wurden mit der Software GaBi 4.4 (Software für ganzheitliche Bilanzierung) modelliert, die mit der Ecoinvent-Datenbank verbunden ist (Ecoinvent 2007). Nachfolgend werden die drei Prozesse „Anbau und Ernte“, „Transport“ und „Lagerung, Bereitstellung und Einbringung“ jeweils getrennt für Biogassubstrate und Vergasungssubstrate erläutert.

Biogassubstrate

Die Bereitstellung von Silomais, Grassilage aus Dauergrünland und Winterweizen GPS für die Biogasproduktion lehnt sich an die Produktionsverfahren nach (KTBL 2006) an. Es ist generell anzumerken, dass es sich hier um die Referenzbereitstellungspfade im Projekt handelt. Aus diesem Grund wurde von der ausschließlich mineralischen Düngung nach Entzug ausgegangen. Bei den Biogassubstraten wurde auch die anteilige Düngung durch Gülle bzw. Gärrestdüngung, berücksichtigt.

Die Arbeitsprozesse und dazugehörigen Ressourcen in den Bereitstellungspfaden frei Feld sind in der Tabelle 4 gelistet.

Tabelle 4: Beschreibung der Anbau- und Ernteprozesse frei Feld für Biogassubstrate

Anbau u. Ernte	Beschreibung der Prozesse	Charakteristik u. Datengrundlage
Silomais	▪ Düngen (KAS, Kali, Phospat) ▪ Eggen ▪ Säen ▪ Herbizidausbringung ▪ Unkraut und Bestandesbonitur ▪ Häckseln ▪ Kalk Streuen ▪ Stoppelgrubbern	**Ressourcenverbrauch:** ▪ Düngemittel (Ecoinvent 2007) ▪ Herbizide (Ecoinvent 2007) ▪ Saatgut ▪ Maschinen (Ecoinvent 2007): Traktor, landwirtschaftliches Gerät allgemein, landwirtschaftliches Gerät für Bodenbearbeitung, Erntemaschine (Arbeitszeiten der Maschinen in den Anbauprozessen nach (KTBL 2006)) ▪ Diesel (KTBL 2006) ▪ Schmieröl (KTBL 2006) **Emissionen:** ▪ Emissionen aus Dieselverbrennung: u. a. CO, CO_2, CH_4, NO_x, PM ▪ Emissionen aus Mineraldüngerausbringung: N_2O, NH_3, NMVOC, NO
Winterweizen GPS	▪ Düngen (KAS, Kali, Phospat) ▪ Eggen ▪ Säen ▪ Herbizidausbringung ▪ Unkraut und Bestandesbonitur ▪ Häckseln ▪ Kalk Streuen ▪ Stoppelgrubbern	
Grassilage	▪ Düngen (KAS, Kali, Phospat) ▪ Pflügen ▪ Walzen ▪ Striegeln ▪ Säen ▪ Ernte (4 Schnitte) jeweils: Mähen, Wenden, Schwaden, Bergen	

Die Transportentfernungen für Biogassubstrate wurden in Anlehnung an die Analyse der Biogasanlagen in BW bestimmt (Stenull et al. 2009).

Tabelle 5: Transportentfernungen für Biogassubstrate in Abhängigkeit von der Anlagengröße

Transport-entfernung zur Anlage	**Anlagengröße**	**Transportcharakteristik**
1 km	50 kW	Transport berücksichtigt sowohl Leer- als auch Vollfahrten zum Lagerungsort. Transportmittel: Traktor + 2 Anhänger ▪ Traktor 67 kW ▪ Max. Nutzlast pro Anhänger: 10 t ▪ Max Beladung mit Silomais, Grünland oder Winterweizen: 10 t
2 km	150 kW	
5 km	500 kW	
10 km	2000 kW	

Tabelle 6: Lagerung und Einbringung der Biogassubstrate

Lagerung und Einbringung	**Lagerungsart**	**Lagerungscharakteristik**
Silo	Traunsteiner Silo Entnahme vom Flachsilo in Biogasanlage	Fassungsvermögen 875 m³ Siloplatte 35 x 10 m mit Traunsteinerwand (2,5 m) Ressourcenverbrauch: Beton, Folie Radlader

Brennstoffe für Vergasung

Die Bereitstellung von Holzhackschnitzeln aus Pappeln lehnt sich an das Produktionsverfahren von (KTBL 2006) an. Die Strohbereitstellung lehnt sich an das Produktionsverfahren von (KTBL 2009) an. Die Hackschnitzelbereitstellung aus WRH orientiert sich an (Wittkopf 2005).

Generell ist anzumerken, dass bei Pappeln und Stroh Düngung nach Entzug angerechnet wurde. Dem Stroh als wertvollem Brennstoff wurde der anteilige Nährstoffentzug zugeschrieben. Der Bereitstellungspfad von Waldrestholz berücksichtigt nur die zwei Arbeitsprozesse Rücken und Hacken. Der Prozess Waldrestholzfällen wird hier nicht berücksichtigt. In diesem Fall wird davon ausgegangen, dass neben dem Fällen des Hauptproduktes Stammholz das Nebenprodukt Waldrestholz anfällt.

Die Arbeitsprozesse und dazugehörigen Ressourcen in den Bereitstellungspfaden frei Feld für Brennstoffe für Vergasung sind in der Tabelle 7 gelistet.

Tabelle 7: Beschreibung der Anbau- und Ernteprozesse für Brennstoffe für Vergasung

Anbau und Ernte Biomasse	**Beschreibung der Prozesse**	**Charakteristik und Datengrundlagen**
Hackschnitzel aus Pappeln	Anpflanzjahr ▪ Pflügen ▪ Eggen ▪ Herbizidausbringung ▪ Pflanzenroutentransport ▪ Pflanzen ▪ Hacken Erntejahr ▪ Häckseln ▪ Düngen (KAS, Kali, Phospat)	Ressourcenverbrauch: ▪ Düngemittel (Ecoinvent 2007) ▪ Herbizide (Ecoinvent 2007) ▪ Maschinen (Ecoinvent 2007): Traktor, landwirtschaftliches Gerät allgemein, landwirtschaftliches Gerät für Bodenbearbeitung, Erntemaschine (Maschinenarbeitszeiten nach (KTBL 2006) (KTBL 2009) und (Wittkopf 2005)) ▪ Diesel (KTBL 2006) (KTBL 2009) ▪ Schmieröl (KTBL 2006) Emissionen: ▪ Emissionen aus Dieselverbrennung: u.A. CO, CO_2, CH_4, NOx, PM ▪ Emissionen aus Mineraldüngerausbringung: N_2O, NH_3, NMVOC, NO
Hackschnitzel aus Waldrestholz	▪ Rücken (Schlepper mit Rückenwagen ▪ Hacken (Schlepper mit Anhängerhäcker)	
Strohballen (Quaderballen 80x70x150)	▪ Strohbergen	

Die in der Tabelle 8 dargestellten Transportentfernungen zur Anlage wurden abhängig von der Anlagengröße festgelegt.

Tabelle 8: Transportentfernungen für Brennstoffe für Vergasung in Abhängigkeit der Anlagengröße

Transportentfernung zur Anlage	**Anlagengröße**	**Transportcharakteristik**
5 km	10 MW_{th}	Transport berücksichtigt sowohl Leer- als auch Vollfahrten zum Lagerungsort. Transportmittel: Traktor + 2 Anhänger ▪ Traktor 67 kW ▪ Max. Nutzlast pro Anhänger: 10 t ▪ Max. Beladung mit Hackschnitzel 8 t/Anhänger ▪ Max. Beladung mit Quaderballen, 17 Ballen/Anhänger
20 km	50 MW_{th}	Transport berücksichtigt sowohl Leer- als auch Vollfahrten zum Lagerungsort. Transportmittel: LKW (EURO 3)+ 2 Container ▪ Containervolumen 40m³/Container ▪ Max. Nutzlast LKW 32 t ▪ Max. Beladung mit Hackschnitzel 15 t/Container ▪ Max. Beladung mit Quaderballen 15 Ballen/Container
80 km	500 MW_{th}	

Die Lagerung und Bereitstellung der Brennstoffe für Vergasung ist in Tabelle 9 zusammengefasst. Die Hackschnitzel aus Waldrestholz und Strohballen werden just-in-time an die Vergasungsanlage geliefert. Bei der Bereitstellung von Stroh für die Vergasungsanlage wird zusätzlich die Strohpelletierung berücksichtigt. Bei den Hackschnitzeln aus Pappeln wurde zusätzlich eine Zwischenlagerung auf dem landwirtschaftlichen Hof angenommen.

Tabelle 9: Lagerung, ggf. Bereitstellung und Einbringung der Brennstoffe für Vergasung

3. Lagerung ggf. weitere Bereitstellung und Einbringung	Prozess	Charakteristik
Lagerung		• WRH und Strohballen - Just-in-time Lieferung • Pappeln - Zwischenlagerung der Hackschnitzel auf dem landwirtschaftlichen Hof
Bereitstellung an der Anlage (gilt nur für ausgewählte Strohbereitstellungspfade)	Strohpelletierung	• Strohpelletieranlage befindet sich an der Vergasungsanlage • WRH und Pappeln benötigen keine zusätzliche Bereitstellung
Einbringung	Entnahme aus dem Zwischenlager und Eintrag in die Vergasungsanlage	Radlader

Ergebnisse der ökonomisch-ökologischen Analyse

Ökonomische Analyse

Die Kosten der Bereitstellungspfade frei Anlage werden jeweils in Fixe, Variable und Personalkosten unterteilt. Die Beschreibung der fixen und variablen Kosten ist der Tabelle 10 zu entnehmen. Die Maschineninvestitionskosten sowie variablen Kosten für Anbau, Ernte und Transport lehnen sich überwiegend an (KTBL 2009) an. Der Zinssatz beträgt 6%. Die Annahmen für die Lagerungskosten für Biogassubstrate stammen aus (KTBL 2006) und für Vergasungssubstrate aus (Leitfaden Bioenergie). Die Personalkosten werden auf Basis von (KTBL 2006) und (Leitfaden Bioenergie) sowie (Wittkopf 2005) gerechnet.

Tabelle 10: Fixe und variable Kosten der Bereitstellungspfade frei Anlage

Hauptprozess	Fixe Kosten	Variable Kosten
Anbau und Ernte	▪ Maschinenkosten (Abschreibung, Versicherung, Zinskosten, Reparatur und Wartung, technische Überwachung, Unterbringungskosten) ▪ Hagelversicherung	▪ Kosten für Saatgut, ▪ Kosten für Kalk, ▪ Mineraldüngerkosten (KAS, P2O5, K2O) ▪ Pflanzschutzmittel,

	▪ Pachtkosten ▪ Flächenrekultivierung (KUP)	▪ Kosten für Wasser, ▪ Kosten für Garn, ▪ Variable Maschinenkosten (Diesel, Schmieröl)
Transport	▪ Maschinenkosten (Abschreibung, Versicherung, Zinskosten, Reparatur und Wartung, technische Überwachung, Unterbringungskosten)	▪ Variable Maschinenkosten (Diesel, Schmieröl)
Lagerung und Einbringung	▪ Lagerkosten (Abschreibung, Unterhalt und Versicherung von Gebäude) ▪ Brennstoffversicherung ▪ Maschinenkosten (Abschreibung, Versicherung, Zinskosten, Reparatur und Wartung, technische Überwachung, Unterbringungskosten)	▪ Variable Kosten: Folie für Traunsteinersilo ▪ Variable Maschinenkosten (Diesel, Schmieröl)

Biogassubstrate

Es wurden zwei Bereitstellungspfade für Biogas untersucht, die letztlich auch mit unterschiedlichen Kosten verbunden sind:

1) Bereitstellungspfad mit ausschließlicher mineralischen Düngung, im Folgenden bezeichnet als „Pfad mit mineralischer Düngung“
2) Bereitstellungspfad mit Nutzung der anfallenden Gärreste aus der Biogasanlage als Dünger sowie restlicher mineralischer Düngung, im Folgenden bezeichnet als „Pfad mit Gärrestdüngung“.

Die Bereitstellungskosten frei Feld sind in Abbildung 1 dargestellt. In der Darstellung „frei Feld“ wurden Transport- und Lagerungsverluste der Biogassubstrate nicht berücksichtigt. Die Abbildung 1 zeigt, dass die Substitution der mineralischen Düngung mit anfallenden Gärresten aus der Biogasanlage positive ökonomische Auswirkung hat. Im Vergleich aller Biogassubstrate schneidet die Maissilage am kosteneffizientesten ab. Die Bereitstellungskosten des Pfades mit mineralischer Düngung belaufen sich auf 36 €/t FM bzw. auf 108 €/t TM. Der Pfad mit Gärrestdüngung weist deutlich niedrigere Kosten von 32 €/t FM bzw. 96 €/t TM auf, da die teuren Mineraldünger durch Gärreste ersetzt wurden. Damit wird deutlich, dass die Biogassubstrate kostenwettbewerbsfähiger bereitgestellt werden können, wenn die Gärreste für Düngezwecke genutzt werden.

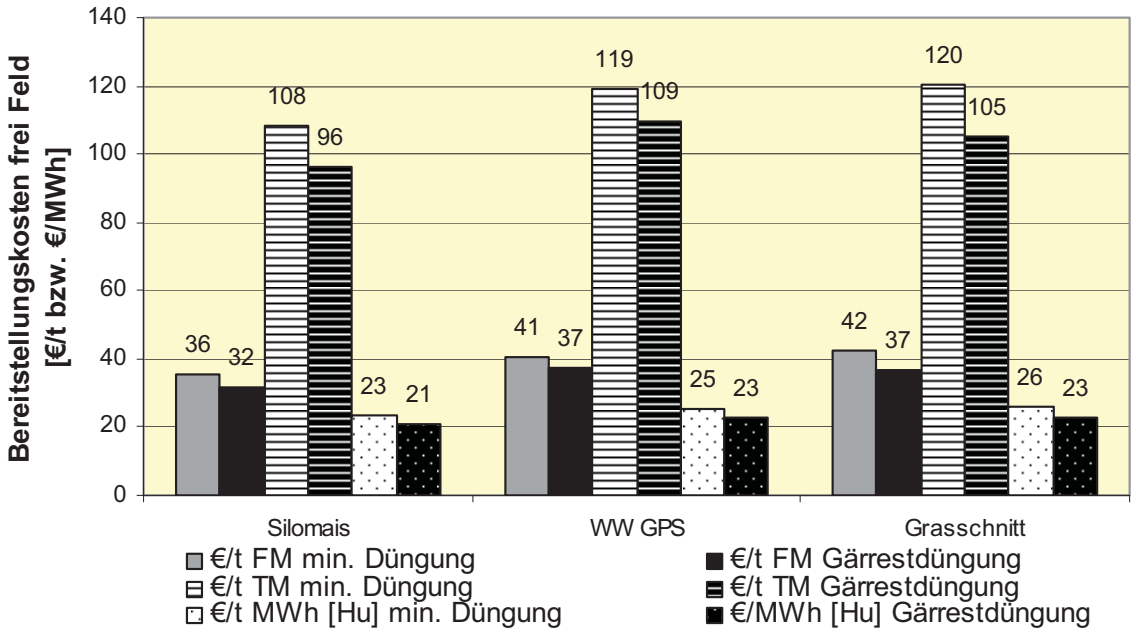


Abbildung 1: Bereitstellungskosten frei Feld für Biogassubstrate

Um die Biomassebereitstellungskosten frei Anlage (d.h. inklusive Transport, Lagerung und dabei entstehenden Verlusten) miteinander vergleichen zu können, wurden jeweils die gleichen Transportentfernungen zur Anlage zu Grunde gelegt. Als Beispiel wurde die 5 km Entfernung mit dem Schlepper und 2 Anhängern angerechnet, die für einen 10 MW_{th} Anlage als durchschnittlicher Transportweg festgelegt wurde (siehe Tabelle 8). Die Abbildung 2 zeigt, dass Bereitstellungskosten frei Anlage einen ähnlichen Trend wie die Bereitstellungskosten frei Feld zeigen. Die niedrigsten Bereitstellungskosten mit 143 €/t TM bzw. 129 €/t TM weisen die Pfade mit mineralischer Düngung und Gärrestdüngung von Silomais auf. Für den Pfad mit mineralischer Düngung zeigt das Dauergrünland (Grasschnitt) die höchsten Kosten unter den Biogassubstraten. Vergleicht man die Pfade mit Gärrestdüngung, so sind die Kosten für GPS am höchsten. Die Grasschnittbereitstellung schneidet in diesem Fall günstiger ab. Hier werden mehr Düngermittelkosten (variable Kosten) eingespart, da die Gärreste aus Grassilage die höchste Düngewirkung haben.

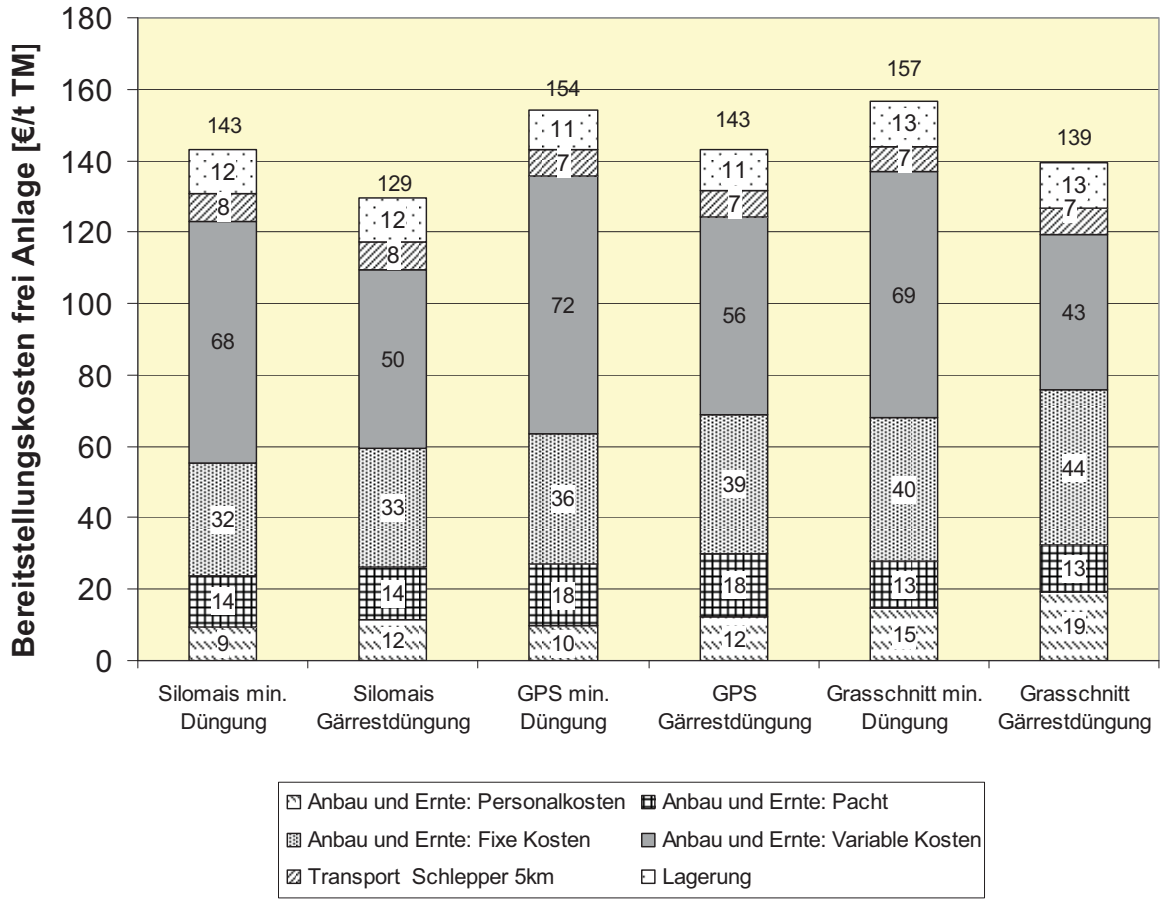
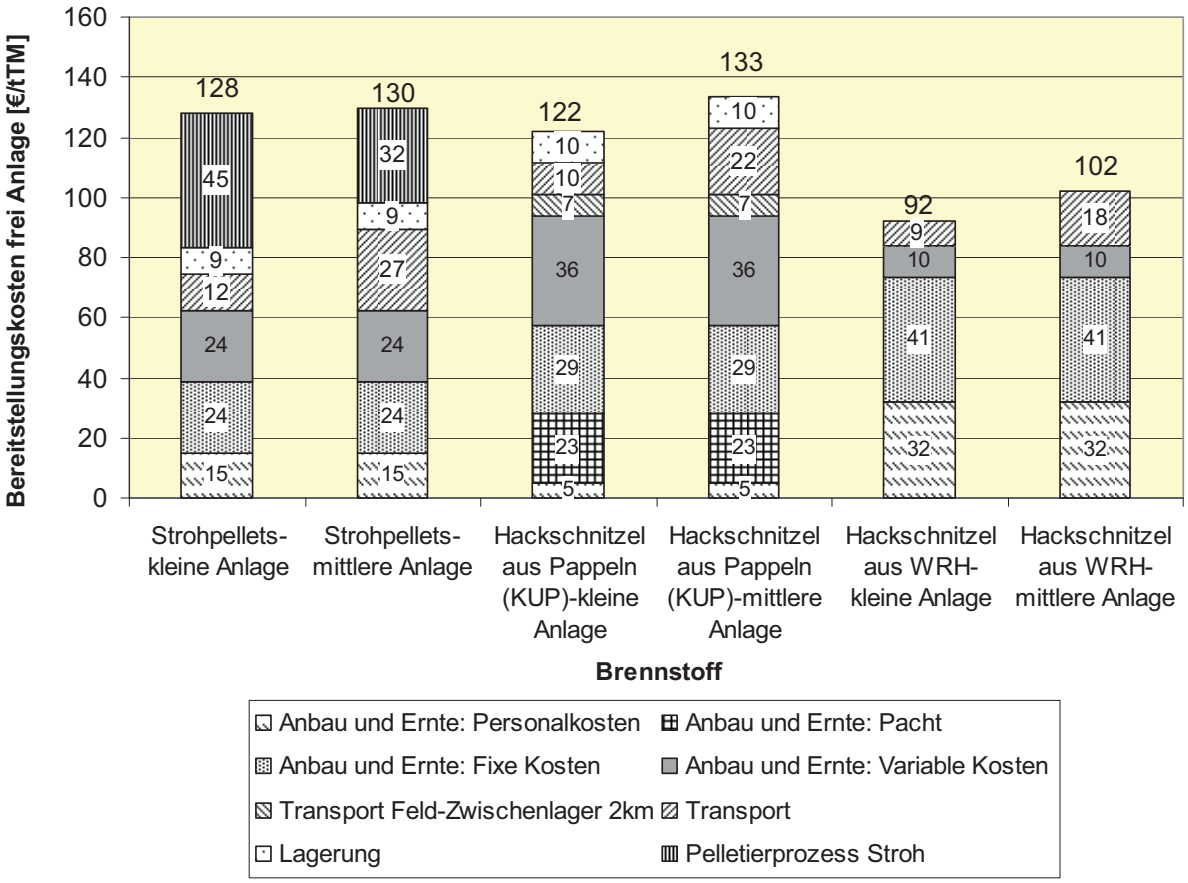


Abbildung 2: Bereitstellungskosten frei Anlage für Biogassubstrate

Vergasungssubstrate

Die Ergebnisse der Kostenanalyse der Bereitstellung von Vergasungssubstraten für kleine (5 km Transportentfernung unterstellt) und mittlere Anlage (20 km Transportentfernung unterstellt) sind in der Abbildung 3 dargestellt.

Unter den Vergasungssubstraten stellen Pappelhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen die teuerste Variante dar. Der Grund dafür sind höhere Transportkosten sowie zusätzliche Kosten für eine Zwischenlagerung im Vergleich zum Waldrestholz. Des Weiteren werden bei der Pappelbereitstellung die zusätzlichen Kosten für Felddüngung mit Mineraldüngern und die Pachtkosten berücksichtigt. Dadurch erhöhen sich hier die Kosten und belaufen sich für die kleine Anlage auf 122 €/t TM. Die Bereitstellungskosten von WRH belaufen sich für die kleine Anlage demgegenüber auf 92 €/t TM. Im Gegensatz zur Bereitstellung von Pappeln stellen bei der Bereitstellung von WRH die fixen Maschinenkosten sowie die Personalkosten die größten Kostenposten dar. Bei der Entfernung von 5 km (Brennstoff für kleine Anlage) schneidet die Strohbereitstellung mit 83 €/t TM im Vergleich zu Pappel und WRH am günstigsten ab. Wird eine Pelletierung benötigt, erhöhen sich die Kosten für die Bereitstellung von Strohpellets für die kleine Anlage auf 128 €/t TM. Für mittlere Anlage sinken die Kosten der Pelletierung, bedingt durch die Größe, deutlich.



Legende: kleine Anlage:10 MW, mittlere Anlage: 50 MW

Abbildung 3: Bereitstellungskosten frei Anlage für Brennstoffe für Vergasung

Die Lagerungskosten wurden lediglich für Strohballen, Strohpellets und Pappelhackschnitzel berücksichtigt (vgl. Tabelle 2), wobei Strohballen auf dem Feld mit Folie abgedeckt werden und Pappelhackschnitzel auf dem landwirtschaftlichen Hof zwischengelagert werden.

Die detaillierte Kostenanalyse der Strohpelletierung ist der Tabelle 11 zu entnehmen.

Tabelle 11: Kostenanalyse der Strohpelletierung für kleine und mittlere Anlage

Beschreibung	**Einheit**	**kleine Anlage**	**große Anlage**
Leistung	t/h	4	14
Volllaststunden	h/a	6.300	6.300
Leistung t Pellet/a		25.200	88.200
Leistung t TM Pellet/a		23.184	81.144
Investitionskosten Anlage (Anlagenkomponenten: Kontrollvermahlung, Pelletierung, Kühlung)	€	1.400.000	2.200.000
Investitionskosten Peripherie (Gebäude)	€	350.000	500.000
Investitionskosten Peripherie (Annahmestation)	€	90.000	90.000
Investitionskosten (Lagerung Strohballen)	€	350.000	500.000
Investitionskosten (Lagerung Pellets)	€	100.000	400.000
Investitionskosten (Projektmanagement Anlage Inbetriebnahme)	€	500.000	1.000.000
Investitionskosten Gesamt	**€**	**2.790.000**	**4.690.000**
Abschreibung Investition Anlagenkomponenten	€/a	190.215	298.910
Abschreibung Investition Gebäude	€/a	25.427	69.454
Abschreibung Investition Lagerung und Planung	€/a	75.555	276.427
Abschreibung Investition Gesamt	**€/a**	**291.197**	**644.791**

Beschreibung	Einheit	kleine Anlage	große Anlage
Personal	€/a	200.000	250.000
Betriebsstoffe (0,20 €/t)	€/a	5.040	17.640
Stromverbrauch			
Trocknung	€/a	57.330	294.840
Vermahlung	€/a	184.275	348.075
Pelletierung	€/a	163.800	655.200
Sonstige	€/a	57.330	98.280
Erdgasverbrauch	€/a	56.744	198.603
Wartung	€/a	12.600	44.100
Versicherung	€/a	13.950	23.450
Betriebs- und Verbrauchsgebunden Kosten	**€/a**	**751.069**	**1.930.188**
Gesamtkosten	€/a	1.042.266	2.574.979
Gesamtkosten	**€/t Pellet**	**41**	**29**
Gesamtkosten	**€/t TM Pellet**	**45**	**32**

Transportkosten

Die obigen Berechnungen der Bereitstellungskosten berücksichtigten eine Transportentfernung von 5 km sowie 20 km. Nachfolgend wird der Einfluss der unterschiedlichen Transportentfernung auf die Kosten untersucht. Die Zusammenstellung der Transportkosten für die Basissubstrate (vgl. Abbildung 4) zeigt, dass die Transportkosten für Biogassubstrate sich nur geringfügig voneinander unterscheiden. Deutlicher sind die Unterschiede bei den Vergasungssubstraten. Bei einer Transportentfernung von 5 km zur Anlage mit dem Traktor liegen die Transportkosten für Stroh, Pappeln und WRH noch in einer ähnlichen Größenordnung. Das liegt daran, dass man Strohballen– das Substrat mit deutlich niedriger Raumdichte im Vergleich zu Hackschnitzel - auf dem Traktoranhänger höher beladen kann als Hackschnitzel. Beim LKW Transport, d.h. ab Transportentfernungen von 20 km ändern sich die Kostenverhältnisse. Dies hängt damit zusammen, dass dem LKW deutlich mehr Nutzlast zur Verfügung steht als dem Traktor mit Anhängern (vgl. Tabelle 8) und die Hackschnitzel im Container transportiert werden und damit eine höhere Beladung möglich ist. Somit ist der LKW-Transport von Hackschnitzeln aus WRH am günstigsten. Dieser Brennstoff ist im Vergleich zu Pappelhackschnitzeln durch höhere Schüttdichte gekennzeichnet.

Betrachtet man den ganzen Bereitstellungspfad, schneidet die Strohballenbereitstellung (d.h. ohne Pelletierung) bis zur Entfernung von 32 km am günstigsten ab. Bei weiteren Entfernungen wird wegen der erhöhten Transportkosten für Strohballen der Bereitstellungspfad von WRH günstiger.

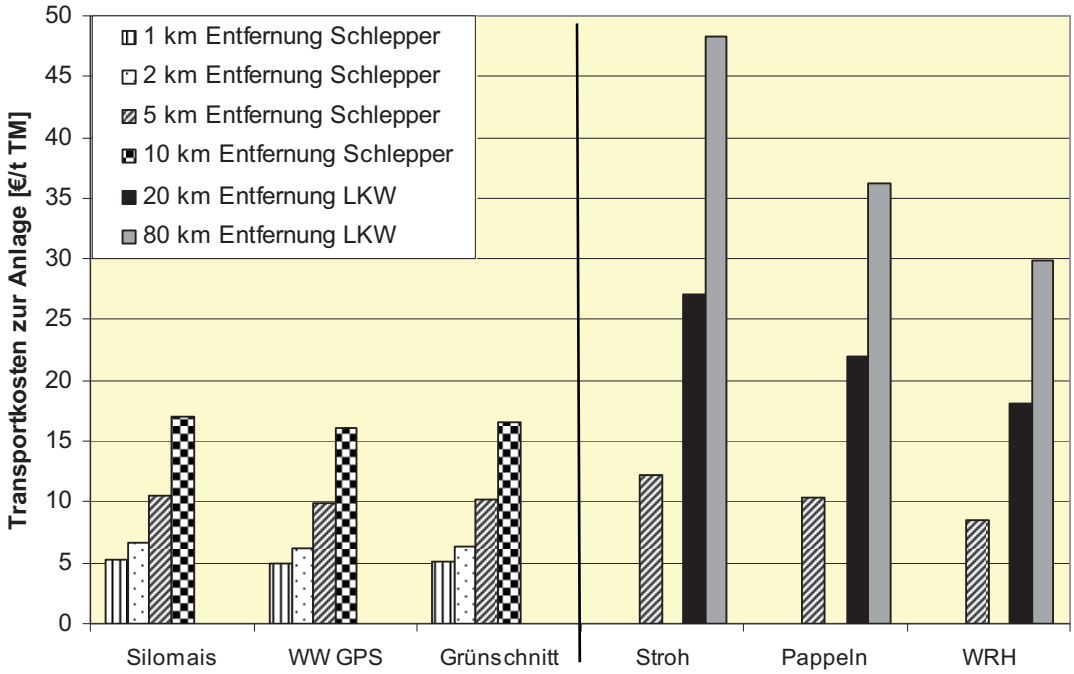


Abbildung 4: Biomassetransportkosten in Abhängigkeit der Entfernung zur Anlage und dem Transportmittel

Ökologische Analyse

Der Treibhauseffekt sowie der Primärenergiebedarf aus Ressourcen wurden in Anlehnung an die Ökobilanzmethode berechnet. Die Beschreibung der Methode ist in der ISO-Norm-Reihe 14040ff zu finden. Nach dieser Methode werden sämtliche Inputs und Outputs erfasst, die innerhalb der betrachteten Lebenszykluskette anfallen. Die ökobilanzielle Analyse berücksichtigt dabei alle Aufwendungen des Lebenszyklus. Beim Biogaspfad zum Beispiel sind dies die Aufwendungen bei der Biomassebereitstellung über die Biogaserzeugung, -nutzung bis hin zur Entsorgung und alle daraus resultierenden Emissionen im Vergleich zur fossilen Referenz. Eine Ökobilanz des gesamten Biogaspfades (d.h. Bereitstellung, Erzeugung und Nutzung) ist in Kapitel 3.3.2 zu finden. Die hier präsentierten Bereitstellungspfade für die Biogassubstrate stellen damit einen Teil dieser Aufwendungen dar.

Für die Bilanzierung des Treibhauseffekts wurde ein Wirkungsindikator CML 2001 – Treibhauspotenzial (GWP 100 Jahre) ausgewählt. Der kumulierte Energieaufwand (KEA) gibt einen Überblick über den integrierten (Primär-)Energiebedarf eines Produkt- bzw. Prozesssystems (Klöpffer, 2009). Im Gegensatz zum Treibhauspotenzial ist KEA keine Wirkungskategorie in Sinne der Ökobilanzmethode, es wird aber in der Auswertung fast aller Ökobilanzen darauf zurückgegriffen. Näheres zum Treibhauspotenzial sowie KEA (vgl. (Klöpffer et al., 2009)).

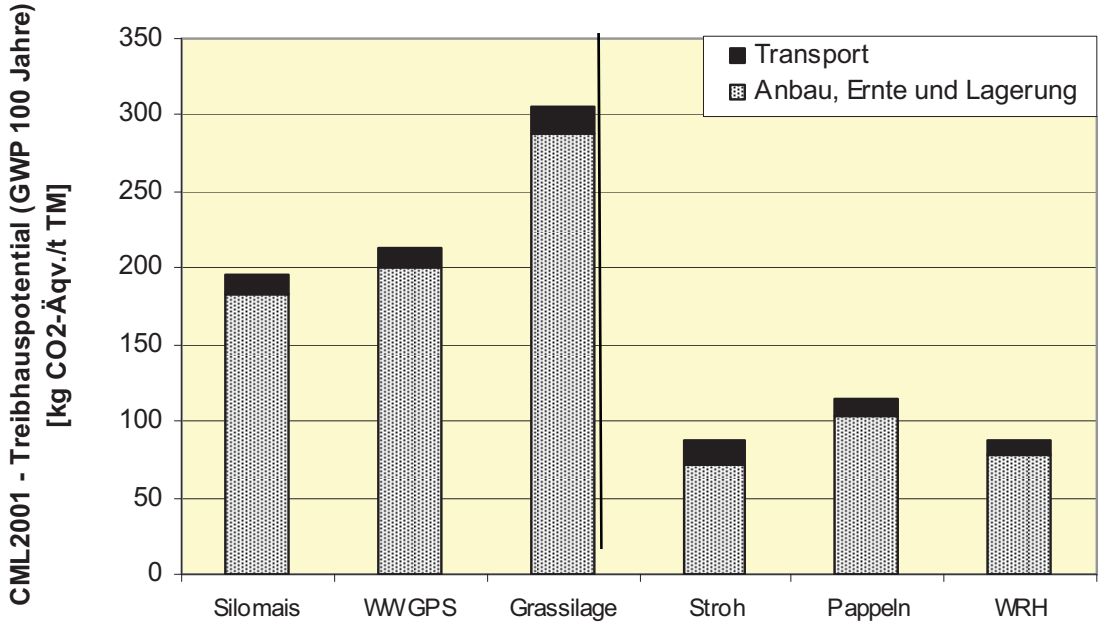
Die Ergebnisse der LCA-Analyse mit Gärrestdüngung aus der Biogasanlage sind in der vollständigen Bilanz der Biogasproduktion in den Modellanlagen berücksichtigt

Treibhauseffekt

Die Abbildung 5 zeigt die Ergebnisse der Treibhauspotenzialanalyse für die Basissubstrate. Das Treibhauspotenzial in kg CO_2 Äq./t TM ist deutlich höher für die Biogassubstrate als für die Vergasungssubstrate. Dies hängt zum größten Teil damit zusammen, dass die Biogassubstrate im Verhältnis einen höheren Düngebedarf haben. Für den Hauptteil des Treibhauspotenzials sind die indirekten Emissionen bei der Herstellung von Mineraldüngern verantwortlich (insbesondere vom Kalkammonsalpeter). Der Beitrag des Kalkammonsalpeters zum Treibhauspotenzial bei der Bereitstellung von Silomais frei Anlage beispielweise beträgt 60%. Ebenso bedingt auch die Bereitstellung von Pappelhackschnitzeln durch Verwendung von Mineraldüngern ein höheres Treibhauspotenzial als die Bereitstellung von Waldrestholzhackschnitzeln.

Bei den Biogassubstraten schneidet Grassilage am schlechtesten ab. Dies hängt vor allem mit der, in diesem Fall unterstellter mineralischer Düngung bei der ökobilanziellen Betrachtung, zusammen. Weiterhin wurde die Humusbilanz der Energiepflanzen nicht berücksichtigt. Dauergrünland ist durch eine humusanreichernde Wirkung gekennzeichnet, wobei Silomaisanbau durch eine humuszehrende Wirkung gekennzeichnet ist.

Bei Brennstoffen für Vergasung schneiden Pappeln am schlechtesten ab. Hier ist vor allem der emissionsintensive Anbau inkl. Düngebedarf von Pappeln auf Kurzumtriebsplantagen (im Vergleich zu Stroh und Waldrestholz) zu nennen.



*Bei Biogassubstraten wurde der Pfad mit ausschließlicher mineralischer Düngung unterstellt.
** Transport: Biogassubstrate: 10 km, Brennstoffe für Vergasung: 80 km.

Abbildung 5: CML2001- Treibhauspotenzial für Biomassebereitstellungspfade frei Anlage

Um den Einfluss der Transporte auf die Treibhausgasbilanz der Bereitstellungsketten frei Anlage zu verdeutlichen, wurden in Abbildung 5 exemplarisch die längsten Entfernungen zu der größten Vergasungsanlage bzw. Biogasanlage zugrunde gelegt. 10 km Transportentfernung wurde den Biogassubstraten zur 2 MW Biogasanlage

(vgl. Tabelle 5) und 80 km Entfernung den Vergasungssubstraten zur 500 MW Anlage (vgl. Tabelle 8) unterstellt. In der Abbildung 5 ist deutlich zu sehen, dass die langen Transportwege (80 km Entfernung) keinen wesentlichen Beitrag zur Verschlechterung der Klimabilanz der Biomassebereitstellungspfade leisten. Bei 10 km Entfernung zur Biogasanlage machen die transportanteiligen Emissionen lediglich 5 % bis 6 % der Klimagasemissionen in dem Bereitstellungspfad frei Anlage aus. Bei 80 km Entfernung zur Vergasungsanlage ist der Transport für 16 % bei Stroh, 8 % bei Pappelhackschnitzeln und 10 % bei Waldrestholz für die klimarelevanten Gase im gesamten Biomassebereitstellungspfad verantwortlich.

Primärenergiebedarf aus Ressourcen (KEA)

Der Primärenergiebedarf zeigt einen ähnlichen Trend. Den höchsten Beitrag zum Primärenergiebedarf leistet ebenfalls die Bereitstellung von Kalkammonsalpeter, z.B. verantwortlich für über 40 % des Treibhauspotenzials beim Bereitstellungspfad ‚frei Anlage' von Silomais. Zum Vergleich liegt der Dieselbeitrag zum Primärenergiebedarf in diesem Pfad bei 16 %.

Der Transportbeitrag zum gesamten Primärenergiebedarf liegt bei Silomais bei 12 %, bei Grassilage bei 11 % und bei Dauergrünland bei 10 % (vgl. Abbildung 6). Bei den Vergasungssubstraten ist dieser Beitrag höher und beträgt 28 % bei Stroh, 13 % bei Pappeln und 11% bei WRH.

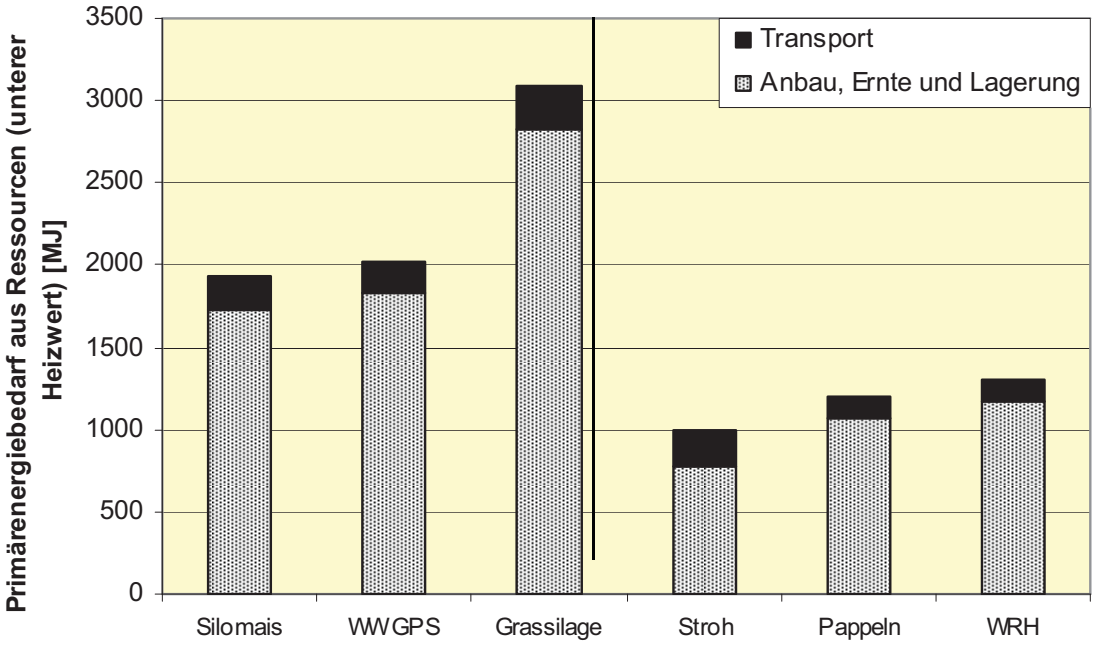


Abbildung 6: Primärenergiebedarf aus Ressourcen für Biomassebereitstellungspfade frei Anlage

Literatur

Ecoinvent (2007): Datenbestand Version 2.01, Ecoinvent Centre, Swiss Federal Institute of Technology Zürich (ETH Zurich), Paul Scherrer Institute (PSI), Swiss Federal Laboratories for Materials Testing and Research (Empa), Swiss Federal Research Station Agroscope Reckenholz-Tänikon (ART).

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaf (2006): Energiepflanzen, KTBL/ATB, Darmstadt/Potsdam.

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaf (2009): Betriebsplanung Landwirtschaft 2008/09, KTBL, Darmstadt.

Leitfaden Bioenergie: Leitfaden Bioenergie Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (Hrsg,), Gülzow, Aktualisierung der Ausgabe aus dem Jahr 2000.

Pausch, R. (2002): Ein Systemansatz zur Untersuchung von Zusammenhängen zwischen Waldstruktur, Arbeitsvolumina und Kosten der technischen und biologischen Produktion in Forstrevieren ost- und nordbayrischer Mittelgebirge, Dissertation TU München.

Stenull, M.; Eltrop, L.; Vidjen, I.; Dederer, M.; Messner, J. (2009): Arbeiten die baden-württembergischen Biogasanlagen effizient?. Vortrag Offenburg 22.10.2009.

Wittkopf, S. (2005): Bereitstellung von Hackgut zur thermischen Verwertung durch Forstbetrieb in Bayern, Dissertation TU München.

Zwischenbericht Cluster I (2009): Cluster I „Systemanalyse Erzeugung und Nutzung biogener Gase in Baden-Württemberg“ I. Zwischenbericht Juli- Dezember 2008 an das Ministerium für Ernährung und Ländlichen Raum, Mitwirkende Institutionen: IER, ITAS, DVGW, IVD, ZSW, Uni Hoh.

3.3 Verfahren zur Erzeugung biogener Gase (AP3)

3.3.1 Ausgewählte Verfahren (ITAS)

Die wesentliche Aufgabe im **Arbeitspaket 3** besteht in der Analyse der Technologien und Pfade zur Erzeugung biogener Gase auf fermentativem und thermochemischem Weg. Hierzu wurden in enger Kooperation mit den Projektpartnern und unter Einbeziehung des Clusters „Unterer Lindenhof“ neben den eingesetzten Biomasseträgern (vgl. **AP2**), die Anlagenart und -größe der zu untersuchenden Konversionstechnologien und die Form der Gasnutzung ausführlich diskutiert und fixiert. Die getroffenen Festlegungen zu den untersuchten Konversionstechnologien können **Tabelle 12** entnommen werden.

Tabelle 12: Charakterisierung der festgelegten Konversionsverfahren (Anlagengrößen und Biomasse-Input)

Biogas-Verfahren				
Technologien	**Bearbeiter**	**Anlagengröße, BHKW**	**Eingesetzte Biomasse**	**SNG-Nutzung ***)**
Biogasanlage	**IAT**	50 kW_{el}	Gülle	-
		150 kW_{el}	Gülle, NaWaRo (Silomais, Getreide-GPS, Gras-/Kleegrassilage)	Strom, Wärme, Kraftstoff
		500 kW_{el}		
		2.000 kW_{el}		

Vergasungs-Verfahren					
Technologien	**Bearbeiter**	**Anlagengröße**		**Eingesetzte Biomasse**	**SNG-Nutzung***)**
		Brennstoff-leistung (MW_{th})	Volllast (h/a)		
Wirbelschicht (DFB)-Vergasung *)	**IFK**	10	7.500	Waldrestholz (Fichte), Getreidestroh *) Pappeln aus KUP **)	Strom, Wärme, Kraftstoff
		50			
AER-Verfahren **)	**ZSW**	10			
		50			
Flugstromvergasung (inkl. vorgeschalteter Pyrolyse)	**ITAS**	50			
		500			

*) Bei der Wirbelschicht (DFB)-Vergasung wird Getreidestroh nicht berücksichtigt, da dies technisch nur bedingt umsetzbar wäre. Beim AER-Verfahren wird das Stroh in Form von Pellets angeliefert, bei der Flugstromvergasung in Form von Quaderballen.
**) Beim AER-Verfahren werden zusätzlich Hackschnitzel aus KUP (Pappeln) betrachtet.
***) Bei allen Anlagen wird zusätzlich auch die direkte Gasnutzung zur Wärme- und Strombereitstellung dargestellt und dient später als Referenz zur SNG-Nutzung.

Mit Blick auf die Biogasbereitstellung werden vier für Baden-Württemberg typische Anlagengrößen untersucht. Bei der kleinsten Biogasanlage – 50 kW_{el} – wird ausschließlich Gülle als Substrat eingesetzt und nur die gekoppelte Strom-/Wärmenutzung im BHKW unterstellt. Bei den größeren Anlagen – 150, 500 und 2.000 kW_{el} – wird hingegen neben einer gekoppelten Strom-/Wärmenutzung im BHKW die Gasnutzung in Form von SNG analysiert und neben Gülle werden NaWaRo (Silomais, Getreide-GPS und Gras-/Kleegrassilage) eingesetzt.

Zur Bereitstellung thermochemischer Gase werden Waldrestholz (Fichte) und Getreidestroh – im Falle des AER-Verfahrens auch Hackschnitzel aus KUP (Pappeln) – als

Biomasse eingesetzt. Um eine Vergleichbarkeit der Technologien zu ermöglichen, wird bei allen Technologien (Wirbelschicht (WS)-Vergasung, AER-Verfahren und Flugstromvergasung) eine einheitliche Anlagenleistung von 50 MW_{th} untersucht. Darüber hinaus wird bei der WS-Vergasung und beim AER-Verfahren noch eine kleinere Anlage mit einer Inputleistung von 10 MW_{th} beschrieben. Da sich die Flugstromvergasung eher für den Einsatz in größeren Anlagen eignet, wird hier zusätzlich eine 500 MW_{th}-Anlage untersucht und beschrieben. Die ausgewählten Anlagengrößen orientieren sich jeweils am wirtschaftlichen Optimum und werden insbesondere den spezifischen Rahmenbedingungen von Baden-Württemberg gerecht.

Im Hinblick auf die Beschreibung der Schnittstelle des **AP3** (s. Kapitel 3.3) zum **AP2** (s. Kapitel 3.2) wurden in enger Zusammenarbeit mit dem IER die Spezifikation der Biomasse und die zu betrachtenden Bereitstellungsketten festgelegt. Beispielsweise wird bei der thermochemischen Vergasung das Waldrestholz (bzw. Fichte) in Form von Hackschnitzel mit einem TM-Gehalt von 65 % bzw. bei KUP (Pappeln) mit 70 % TM und das Getreidestroh in Form von Quaderballen mit 86 % TM bzw. in Form von Pellets mit 92 % TM frei Anlage angeliefert (vgl. **Tabelle 2**).

Bezüglich der Schnittstelle des **AP3** zum **AP4** (s. Kapitel 3.4) wurde zwischen den Projektpartnern folgendes vereinbart: Wie im Kapitel 3.3.2 beschrieben, wird das Rohbiogas je nach Anlagengröße mit oder ohne eine interne Entschwefelung an die Gasaufbereitung übergeben. Bei den thermochemischen Verfahren bildet das heiße Rohgas am Vergaserausgang die Schnittstelle zur Gasaufbereitung (AP4).

Im Kapitel 3.3.2 werden die ausgewählten Verfahren vom jeweils zuständigen Projektpartner technisch/ökonomisch beschrieben und eine Einordnung in das jeweilige technologische Umfeld vorgenommen. Neben den Koordinationsaufgaben im **AP3** und dem Abgleich der Schnittstellen zu **AP2** und **AP4**, lag der Schwerpunkt der Arbeiten des ITAS in der technischen und ökonomischen Analyse der Flugstromvergasung.

In einem weiteren Schritt wurde von ITAS ein direkter Vergleich der betrachteten Verfahren zur Biogas- und Rohgasbereitstellung und zur Gaszusammensetzung durchgeführt (s. Kapitel 3.5).

Die Nutzung dieser Gase als **SNG** zur Wärme- und Stromproduktion bzw. als Kraftstoff erfolgte in **AP5** (s. Kapitel 3.6). Bei der Stromproduktion über SNG wurde neben Erdgas auch die direkte Verstromung von Biogas und Rohgas (aus der Vergasung) in den Vergleich einbezogen. Bei der Nutzung von SNG als Kraftstoff (s. Kapitel 3.6.4) wurde neben Erdgas auch Fischer-Tropsch(FT)-Diesel aus Biomasse und herkömmlicher Dieselkraftstoff berücksichtigt.

3.3.2 Technische Beschreibung und Einordnung der Erzeugung von Biogas (IAT)

Die Entstehung von Biogas ist durch einen mikrobiellen Abbauprozess zu charakterisieren, bei dem eine Umwandlung der in den biogenen Ausgangssubstraten enthaltenen Eiweiße, Kohlenhydrate und Proteine unter anaeroben Bedingungen stattfindet. Dieser Umwandlungsprozess ist durch vier Stufen gekennzeichnet. In der ersten Stufe -der Hydrolyse- findet in einem sauren Milieu (pH 5-6,3) eine enzymatische Aufspaltung der anfangs komplexen Moleküle in Monosacharide, Aminosäuren und Fettsäuren statt. Die sich daran zeitlich anschließende acidogene Stufe ist durch einen weiteren Abbau der Zwischenprodukte zu niederen Fettsäuren (Propionsäure, Buttersäure) und weiteren Zwischenprodukten (z.B. Milchsäure und Alkohole) zu beschreiben. Die niederen Fettsäuren werden ihrerseits in der acetogenen 3. Stufe in Essigsäure und Wasserstoff (H_2) sowie Kohlenstoffdioxid (CO_2) umgewandelt, bevor schließlich in der methanogenen Stufe in einem neutralen bis leicht basischen Milieu (pH 6,8-8) die Bildung von Biogas, im Wesentlichen Methan (CH_4) und CO_2, erfolgt.

Erste Ansätze zur landwirtschaftlichen Nutzung von Biogas wurden bereits in den 40er und 50er-Jahren des 20. Jahrhunderts entwickelt und ab den 70er-Jahren weitergeführt, ohne allerdings eine große Bedeutung zu erlangen. Mit dem in Kraft treten des ersten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 wurde die Entwicklung der Biogastechnologie seitens des Gesetzgebers auf Bundesebene erneut angestoßen, die Anlagenzahl stieg in Baden-Württemberg bis Ende 2009 auf über 600 mit einer installierten Leistung von mehr als 160 MW.

Durch den inzwischen 10-jährigen Zeitraum eines sich weiter intensivierenden Baus von Biogasanlagen wurde auch die Anlagentechnik weiter entwickelt. Hierbei sind gewisse Lernprozesse hinsichtlich der Anlagengestaltung festzustellen. Während frühe Biogasanlagen oftmals mit offenen Vorgruben und Gärrestlagern ausgestaltet wurden geht die Tendenz bei neueren Anlagen zu einer gasdicht geschlossenen Ausführung dieser Anlagenbestandteilen, was sowohl ökonomische als auch ökologische Vorteile mit sich bringt.

Die Betrachtung der Konversionstechnologie Biogaserzeugung erfolgt im Projekt „Systemanalyse Erzeugung und Nutzung biogener Gase in Baden-Württemberg“ anhand von vier virtuellen Modellanlagen, deren Dimensionierung und Ausgestaltung so gewählt wurde, dass eine möglichst große Repräsentativität für die Situation in Baden-Württemberg erreicht wird. Hierbei wurden Festlegungen getroffen beispielsweise hinsichtlich der Anlagengröße (elektrische BHKW-Leistung) und eines anlagenspezifischen Substratmix. Ausgehend von dieser Basis wurde anhand von substratspezifischen Biogas- und Methanerträgen unter Berücksichtigung von maximalen Verweilzeiten eine Dimensionierung der Fermenter vorgenommen.

Die bisher ausgelegten Modellanlagen sind mit einem BHKW ausgestattet und dienen damit einer Strom- und Wärmebereitstellung, die notwendigen Anpassungen an die beiden Nutzungspfade der SNG-Substitution durch Gasaufbereitung wurden im Laufe des Jahres 2010 vorgenommen. Der Stromeigenbedarf wurde auf 10 % der

produzierten Strommenge, der Wärmebedarf auf 30 % der produzierten Wärmemenge bei der reinen Gülle- und auf 20 % bei den NawaRo-Anlagen festgelegt. Die Modellanlagen wurden als Nassfermentationsanlagen ausgelegt, die mit bis zu 3 stehenden Fermentern und einem Nachgärer bzw. gasdichten Gärrestlagern ausgestattet sind. Als potentielle Inputsubstrate für die Vergärung kommen Wirtschaftsdünger und Nachwachsende Rohstoffe (NawaRo) zum Einsatz. Hierbei wurde als Repräsentant für die Wirtschaftsdünger Rindergülle gewählt, die NawaRos werden durch Maissilage, Getreideganzpflanzensilage (GPS) und Grassilage aus Dauergrünland abgebildet. Je nach Anlagengröße kommen unterschiedliche Substratanteile zum Einsatz, die Varianz reicht hierbei von einer reinen Güllevergärung bei der Kleinstanlage bis zu einer alleinigen Nutzung von Maissilage bei der größten Modellanlage. In der kleinen und der mittleren Anlage kommen Substratmischungen zum Einsatz, die Tabelle 3 entnommen werden können.
Die substratspezifischen Abbaugrade der Inputstoffe wurden – korrespondierend zu den Methangehalten – bei Flüssigmist mit 41 %, bei Grassilage mit 65 %, bei GPS mit 67 % und bei Maissilage mit 70 % angenommen, jeweils bezogen auf die organische Trockenmasse der Substrate. Die elektrischen Wirkungsgrade der Blockheizkraftwerke variieren in Anhängigkeit von der installierten Leistung der Aggregate zwischen 36 % und 41 %. Alle Anlagen werden bei einer mesophilen Betriebstemperatur (39 °C) einphasig betrieben und stündlich mit Substrat beschickt. Eine Verfahrensskizze (nicht maßstabsgetreu) ist für die 500 kW_{el}-Anlage in Form eines schematischen Anlagenfließbildes in Abbildung 7 dargestellt.

Bei den Entschwefelungsverfahren wurden sowohl für den Nutzungspfad mit BHKW als auch für die Nutzungspfade mit Gasaufbereitung zur Einspeisung bzw. Kraftstoffnutzung Festlegungen getroffen. Die Modellbiogasanlagen mit nachgeschaltetem BHKW sind mit einer internen biologischen Entschwefelung durch Sauerstoffeintrag ausgestattet. Bei den Varianten mit Gasaufbereitung wurde eine Auslegung gewählt, die von der Anlagengröße abhängig ist. Die kleinere Anlage (150 kW_{el}) arbeitet hierbei mit einer internen chemischen Entschwefelung, die auf dem Wirkprinzip der Sulfidfällung basiert. Hierbei wird durch Zugabe von Eisensalz eine Festlegung des im Fermenter vorliegenden Schwefelwasserstoffs als Schwefelsulfid erreicht. Die beiden größeren Anlagen sind ohne interne Entschwefelung ausgelegt.

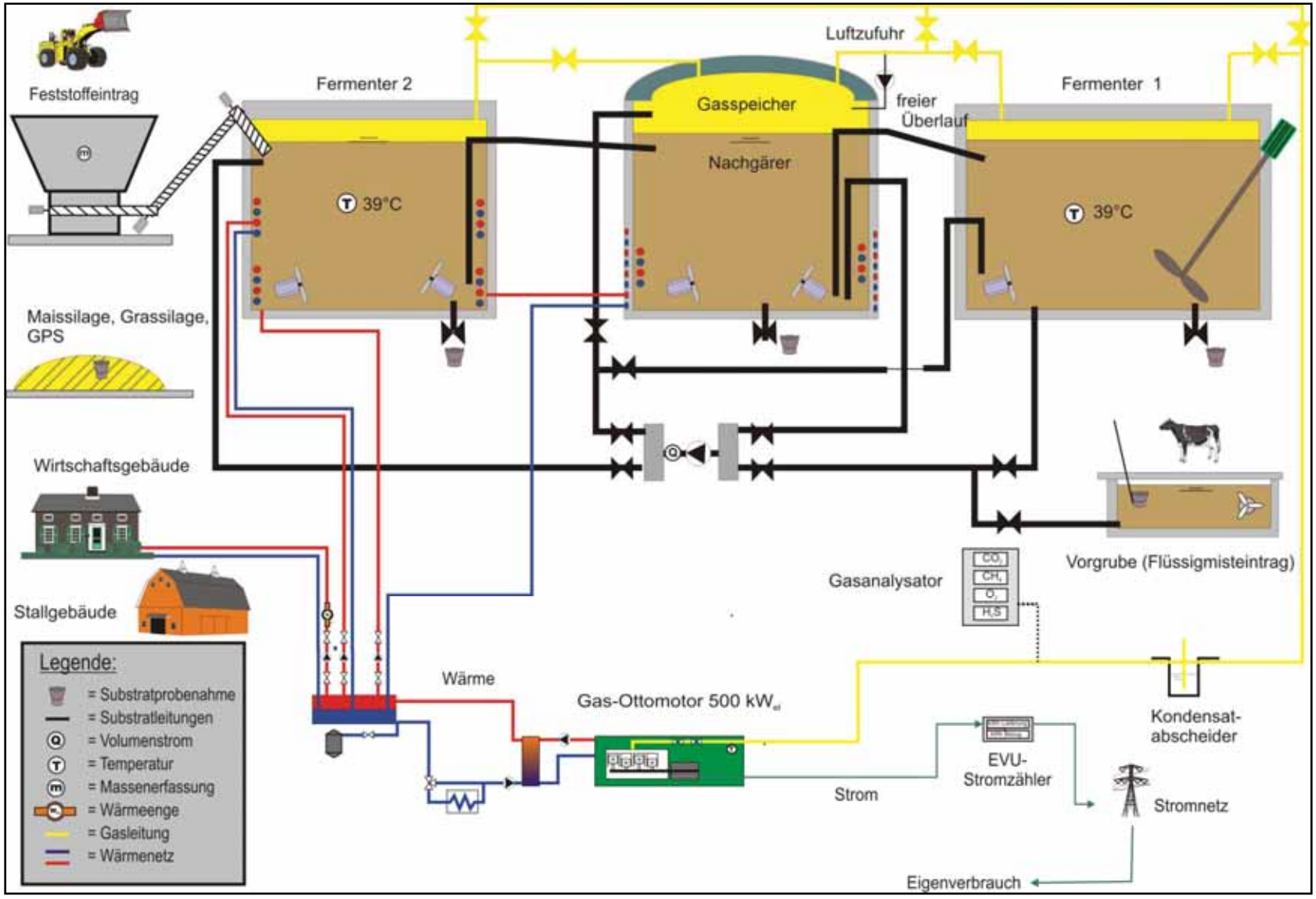


Abbildung 7: Verfahrensskizze für eine 500 kW$_{el}$-Biogasanlage

Diese Unterscheidung hinsichtlich der Entschwefelung der Modellanlagen machte eine Anpassung der Tabelle zur (Roh-) Biogaszusammensetzung notwendig (Tabelle 13). Diese weist nun für Stickstoff (N_2), Sauerstoff (O_2) und Schwefelwasserstoff (H_2S) verschiedene Werte je nach Nutzungspfad bzw. Anlagengröße aus, weshalb aus Gründen der Übersichtlichkeit Tabelle 13**,** Tabelle 14 und Tabelle 15 erstellt wurden. Die geringsten H_2S-Gehalte weist hierbei mit Werten zwischen 50 ppm bei Maissilage und GPS das Biogas aus der chemischen Grobentschwefelung auf (Tabelle 14); der höchste Wert tritt mit 1400 ppm bei der reinen Flüssigmistvergärung auf, wenn keine Entschwefelung vorgenommen wird (Tabelle 15). Als Resultat des Sauerstoffeintrags bei der biologischen Entschwefelung wird in diesem Fall mit einem Volumenanteil von 3,5 % N_2 und 0,5 % O_2 gerechnet.

Tabelle 13: Biogaszusammensetzung bei BHKW-Nutzung (interne biologische Entschwefelung)

			Substrate			
Gasbestandteil		**Einheit**	**Gülle**	**Silomais**	**GPS**	**Gras-silage**
Methan	CH_4	Vol.-%	55	52	53	53
Kohlendioxid	CO_2	Vol.-%	38,275	41,3	40,295	40,285
Wasserdampf	H_2O	Vol.-%	1,68	1,68	1,68	1,68
Stickstoff	N_2	Vol.-%	3,5	3,5	3,5	3,5
Sauerstoff	O_2	Vol.-%	0,505	0,505	0,505	0,505
Wasserstoff	H_2	Vol.-%	0,505	0,505	0,505	0,505
Ammoniak	NH_3	Vol.-%	0,505	0,505	0,505	0,505
Schwefelwasserstoff	H_2S	ppm	300	50	100	200
Feststoffpartikel		µm	45	45	45	45
Siloxane		mg/m3	10	0	0	0
Brennwert, H_o		MJ/Nm^3	22,044	20,844	21,243	21,246
Heizwert, H_u		MJ/Nm^3	19,584	18,517	18,872	18,874
Volumenstrom; 150 kW_{el}		Nm^3/h	72,950	77,159	75,703	75,703
Volumenstrom; 500 kW_{el}		Nm^3/h	233,815	247,304	242,638	242,638
Volumenstrom; 2000 kW_{el}		Nm^3/h	889,636	940,961	923,207	923,207
Temperatur		°C	15	15	15	15
Druck		bar	1,015	1,015	1,015	1,015

Tabelle 14: Biogaszusammensetzung für Gasaufbereitung (interne chemische Entschwefelung)

			Substrate			
Gasbestandteil		***Einheit***	**Gülle**	**Silomais**	**GPS**	**Grassilage**
Methan	CH_4	Vol.-%	55	52	53	53
Kohlendioxid	CO_2	Vol.-%	41,3	44,305	43,305	43,303
Wasserdampf	H_2O	Vol.-%	1,68	1,68	1,68	1,68
Stickstoff	N_2	Vol.-%	0,85	0,85	0,85	0,85
Sauerstoff	O_2	Vol.-%	0,15	0,15	0,15	0,15
Wasserstoff	H_2	Vol.-%	0,505	0,505	0,505	0,505
Ammoniak	NH_3	Vol.-%	0,505	0,5	0,5	0,505
Schwefelwasserstoff	H_2S	ppm	100	50	50	70
Feststoffpartikel		µm	45	45	45	45
Siloxane		mg/m3	10	0	0	0
Brennwert, H_o		MJ/Nm^3	22,039	20,844	21,242	21,243
Heizwert, H_u		MJ/Nm^3	19,579	18,517	18,871	18,871
Temperatur		°C	15	15	15	15
Druck		bar	1,015	1,015	1,015	1,015

Tabelle 15: Biogaszusammensetzung für Gasaufbereitung (ohne interne Entschwefelung)

			Substrate			
Gasbestandteil		***Einheit***	**Gülle**	**Silomais**	**GPS**	**Grassilage**
Methan	CH_4	Vol.-%	55	52	53	53
Kohlendioxid	CO_2	Vol.-%	41,17	44,285	43,28	43,255
Wasserdampf	H_2O	Vol.-%	1,68	1,68	1,68	1,68
Stickstoff	N_2	Vol.-%	0,85	0,85	0,85	0,85
Sauerstoff	O_2	Vol.-%	0,15	0,15	0,15	0,15
Wasserstoff	H_2	Vol.-%	0,505	0,505	0,505	0,505
Ammoniak	NH_3	Vol.-%	0,505	0,47	0, 475	0,505
Schwefelwasserstoff	H_2S	ppm	1400	600	600	550
Feststoffpartikel		µm	45	45	45	45
Siloxane		mg/m3	10	0	0	0
Brennwert, H_o		MJ/Nm^3	22,072	20,849	21,248	21,255
Heizwert, H_u		MJ/Nm^3	19,609	18,522	18,876	18,882
Temperatur		°C	15	15	15	15
Druck		bar	1,015	1,015	1,015	1,015

Die Berechnung der Kosten für die Biogasbereitstellung sowie der Stromgestehungskosten wurde auf Basis von Daten aus der Literatur unter Berücksichtigung eigener Festlegungen vorgenommen und durch Angaben der Staatlichen Biogasberatung Baden-Württemberg ergänzt, um einen regionalen Bezug sicherzustellen. Die Ausgangsdaten zur Berechnung der Biogasgestehungskosten unterscheiden sich von jenen der Stromgestehungskosten dadurch, dass bei der Investitionssumme für die Biogasgestehungskosten ohne BHKW gerechnet wurde.

Bezüglich der Vergütung wurden folgende Annahmen getroffen: die produzierte Gesamtmenge an elektrischem Strom wird ins öffentliche Stromnetz eingespeist und damit nach EEG vergütet, der Strombezug zur Deckung des Eigenbedarfs der Biogasanlagen erfolgt unabhängig hiervon zu einem Preis von 10 ct/kWh$_{el}$. Bei der Wärme wird der Eigenbedarf der Anlage aus der produzierten Wärmemenge gedeckt, die restliche Wärme wird zu 50 % extern genutzt und dadurch vergütet, bei einem Preis von 3 ct/kWh$_{th}$.

Eine Übersicht zu den Anlagenkenndaten und -kosten ist Tabelle 16 zu entnehmen. Die Kosten der Substratbereitstellung (ohne Transportkosten) bewegen sich zwischen 0 € bei Flüssigmist und gut 46 € bei GPS und Grassilage. Die Biogas-Gestehungskosten ohne Wärmegutschrift liegen in einem Bereich zwischen 55,91 €/MWh bei der Kleinstanlage auf Güllebasis und 72,6 €/MWh bei der 150 kW$_{el}$-Anlage. Mit Wärmegutschrift reduziert sich der Wert bei allen Anlagen um 5-6 €/MWh.

Tabelle 16: Anlagenspezifische Kenndaten zu den Biogasmodellanlagen sowie der Kostenbetrachtung (Bezugsjahr 2008)

Biogasanlagen		**kleinst**	**Klein**	**mittel**	**groß**
Lebensdauer Gebäude	a	20	20	20	20
Lebensdauer Masch. Anlage	a	8	8	8	8
Substrat					
Rindergülle	Massen-%	100	35	10	0
Maissilage	Massen-%	0	50	70	100
Getreide-GPS	Massen-%	0	5	10	0
Grassilage	Massen-%	0	10	10	0
Durchsatz pro Jahr: Gülle	t FM/a	10.038	1.513	1.058	0
Gülle-Durchsatz in Großvieheinheiten	GV/a	558	84	59	0
Durchsatz pro Jahr: Co-Substrat	t FM/a	0	2.809	9.524	36.556
Durchsatz pro Jahr: Insgesamt	t FM/a	10.038	4.322	10.582	36.556
	t TS/a	753	1.049	3.254	12.064
	t oTS/a	565	980	3.092	11.581

Biogasanlagen		**kleinst**	**Klein**	**mittel**	**groß**
Gärprozess / Fermenter					
Volumen Fermenter 1, netto	(m^3)	1.375	671	2.121	2.600
Volumen Fermenter 2, netto	(m^3)	0	0	483	2.600
Volumen Fermenter 3, netto	(m^3)	0	0	0	2.600
Volumen Nachgärer	(m^3)	0	654	1.127	4.000
Volumen Gärrestlager	(m^3)	4.853	1.810	4.172	14.030
Temperatur Fermenter	(°C)	39	39	39	39
Raumbelastung Fermenter	(kg oTS/m^3_F*d)	1	4	4	4
Gesamtabbaugrad oTS	(%)	41	59	66	70
Verweilzeit im Reaktor	(d)	50	120	120	120
Methangehalt	(Vol-%)	55	52,37	52,25	52
Durchschnittsbiogasertrag	(Nm^3 BG/t oTS)	380	549	615	650
Verstromung BHKW					
BHKW-Leistung insgesamt	(kW_{el})	50	150	500	2.000
BHKW-Typ (Gas, Zündstrahl)		Gas	Gas	Gas	Gas
Anzahl BHKW		1	1	1	1
BHKW Wirkungsgrad el.	(%)	34	38	40	41
BHKW Wirkungsgrad th.	(%)	46	46	43	44
Betriebsstunden	(h/a)	8.000	8.000	8.000	8.000
Stromkennzahl		0,74	0,82	0,74	0,77
Verstromungsfaktor	(kWh/Nm^3 BG)	1,97	1,99	2,09	2,13
Investitionskosten					
davon Bau	(€)	260.000	550.000	1.600.000	4.250.000
davon Technik (ohne BHKW)	(€)	80.000	90.000	300.000	750.000
Summe Investitionskosten	(€)	340.000	640.000	1.900.000	5.000.000
Investitionskosten BHKW	(€)	60.000	160.000	300.000	1.000.000
Variable Kosten					
Gesamtsubstratkosten (inkl. Transport)	(€/a)	12.136	124.244	420.881	1.595.031
Eigenstrombedarf	(€/a)	5.600	15.600	50.000	176.000
Reparatur, Wartung	(€/a)	6.800	13.600	38.000	100.000
Arbeitskosten	(€/a)	6.000	10.500	22.500	30.000
Summe Variable Kosten	(€/a)	30.536	163.944	531.381	1.901.031
Fixe Kosten					
Abschreibung, annuitätisch	(€/a)	33.539	64.987	177.176	463.501
Versicherungen	(€/a)	1.700	3.400	9.500	25.000
Summe Fixe Kosten	(€/h)	35.239	68.387	186.676	488.501
Gesamtkosten	**(€/a)**	**65.774**	**232.331**	**718.057**	**2.389.532**

Biogasanlagen		kleinst	Klein	mittel	groß
Strom und Wärmeproduktion					
Prozesswärme-Bedarf	(MWh/a)	162	346	1.142	4.137
Prozessstrom-Bedarf	(MWh_{el}/a)	40	120	400	1.600
Stromproduktion, brutto	(MWh_{el}/a)	400	1.200	4.000	16.000
Stromproduktion, netto	(MWh_{el}/a)	360	1.080	3.600	14.400
Strom, eingespeist ins Netz	(MWh_{el}/a)	400	1.200	4.000	16.000
Wärmeproduktion, brutto	(MWh/a)	541	1.472	5.436	20.683
Wärmeproduktion, netto	(MWh/a)	379	1.126	4.294	16.546
Wärmeproduktion, vergütet	(MWh/a)	189	563	2.147	8.273
Kosten und Vergütungen					
Wärmeerlös	(€/a)	5.682	16.891	64.415	248.195
Stromerlös, nach EEG 2009	(€/a)	94.880	286.440	725.080	2.339.080
Stromerlös, nach EEG 2004	(€/a)	73.480	221.640	669.080	2.283.080
Stromgestehungskosten (ohne Wärmegutschrift)	(€/kWh_{el})	0,18	0,21	0,19	0,16
Gestehungskosten Biogas	(€/MWh)	55,91	72,60	71,81	61,23
Stromgestehungskosten (mit Wärmegutschrift)	(€/kWh_{el})	0,17	0,20	0,18	0,14
Gestehungskosten Biogas	(€/MWh)	51,08	67,32	65,36	54,87

Ökobilanz der Biogaserzeugung – Beschreibung des Produktsystems

Als funktionelle Einheit (FE) der Ökobilanzierung wurde 1 MJ Biogas gewählt. Diese Einheit bildet mit dem Energieinhalt des Hauptproduktes Biogas die zentrale Einheit der Biogasproduktion ab, der sowohl der Hauptnutzen des Produktsystems als auch der größte monetäre Wert zugewiesen werden kann. Erfolgt eine Nutzung des Biogases in einem Blockheizkraftwerk zur Kogeneration von Strom und Wärme (KWK-Nutzung) kann es als sinnvoll erscheinen, beispielsweise 1 kWh elektrischen Strom als funktionelle Einheit auszuwählen. Im Rahmen dieses Projekts sollen vergleichend zur KWK-Nutzung auch Verfahren dargestellt werden, bei denen das Biogas nach Aufbereitung zu Biomethan z.B. als Fahrzeugkraftstoff zum Einsatz kommt.

Um nun den Vergleich der zu betrachtenden Nutzungspfade zu ermöglichen ist es zielführend, eine funktionelle Einheit zu wählen, anhand derer alle betrachteten Nutzungspfade abgebildet werden können. Dies ist mit der gewählten FE möglich. Die Systemgrenzen umfassen sowohl die Erzeugung der Energiepflanzen als auch die Nutzung der Gärreste als organisches Düngemittel und weiterhin die Verbrennung des Biogases in einem BHKW zur Erzeugung von Strom und Wärme. Der zeitliche Rahmen der Untersuchung ist das Jahr 2009. Standortspezifische Primärdaten aus der Datenerhebung am Unteren Lindenhof wurden soweit möglich genutzt und durch generische Datensätze aus der Ecoinvent-Datenbank ergänzt. Die Erweiterung des Systemraumes wurde nach ISO 14044 (2006) genutzt, um die zusätzlichen Funktio-

nen von Koppelprodukten in die Betrachtung mit einzubeziehen und dadurch eine Allokation zu vermeiden (Abbildung 8).

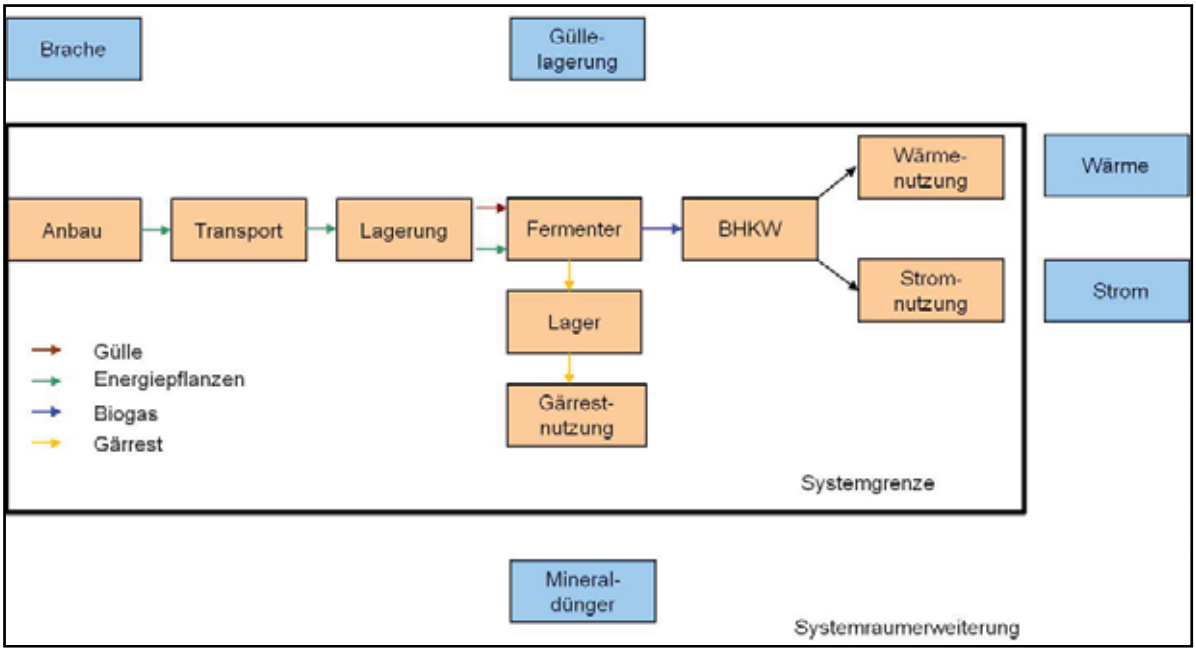


Abbildung 8: Systemgrenze und Systemraumerweiterung Biogaserzeugung und BHKW-Nutzung

In Deutschland wurde durch die Produktion von Strom aus Biogas im Jahr 2007 eine konventionelle Stromerzeugung vermieden, die sich aus den Energieträgern Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Mineralöl zusammensetzt, mit relativen Anteilen von 1 %, 66 %, 32 % und 1 % (UBA 2009). Die durch Biogas substituierte Wärmeerzeugung setzte sich aus den Energieträgern Mineralöl, Erdgas und Steinkohle zusammen, hierbei mit relativen Anteilen von 48 %, 46 % und 6 %.

Diesbezügliche Daten für das Jahr 2009 sind bisher nicht verfügbar, weshalb der oben genannte Mix der Stromerzeugung zur Modellierung des Referenzsystems genutzt wurde. Statistische Daten des BMELV (2009) weisen den Inlandsabsatz der bedeutendsten Düngemittel für das Wirtschaftsjahr 2007/2008 aus. Betrachtet man hierbei Einnährstoffdünger sind dies: Kalkammonsalpeter für N, Superphosphat für P_2O_5 und Kaliumchlorid für K_2O. Deshalb wurde in dieser Studie die Annahme getroffen, dass diese Mineraldünger von den pflanzenverfügbaren Nährstoffen im Gärrest ersetzt werden, weshalb hierfür eine Gutschrift vergeben wird. Als pflanzenverfügbar wurden hierbei Anteile von 80 % für N und jeweils 100 % für P_2O_5 und K_2O angenommen (LTZ 2008; Sensel 2008).

Die Nährstoffe aus den tierischen Exkrementen werden in diesem Zusammenhang in der hier beschriebenen Bilanzierung nicht weiter betrachtet. Dies ist einerseits damit zu erklären, dass die Nährstoffe auch vor der Installation der Biogasanlage schon für den Futtermittelanbau genutzt wurden. Deshalb liegt hierbei kein zusätzlicher Nutzen dieser Nährstoffe vor. Zudem haben bisherige Untersuchungen gezeigt, dass bei dem Vergleich von Umweltwirkungen vergorener und unvergorener tierischer Exkre-

mente in der Biogasproduktion bei der Wirkungsabschätzung nur geringe Unterschiede zum Tragen kommen (Gärtner et al. 2008; Vogt 2010).

Die Nutzung des Gärrestes aus Energiepflanzen wurde hingegen bis zur Nutzung auf dem Feld berücksichtigt. Hierbei wurde der Nutzen als zusätzlich bewertet und deshalb an dieser Stelle eine Erweiterung des Systemraums dahingehend vorgenommen, dass die pflanzenverfügbaren Nährstoffe in Form einer Gutschrift berücksichtigt wurden. Das hierbei gutgeschriebene System der Mineraldüngerbereitstellung wurde unter Verwendung von sekundären Daten aus der Ecoinvent-Datenbank (Ecoinvent 2004) in die Bilanz einbezogen.

Die Modellierung der Biogaserzeugung am Unteren Lindenhof unterscheidet sich in einigen Punkten von den Modellanlagen. Zum einen liegt ein Unterschied vor in den Gehalten der Inputstoffe an TS und oTS, welche bei den Modellanlagen zu Projektbeginn anhand von Literaturdaten bzw. Erfahrungswerten festgelegt wurden und bei den Substraten des Unteren Lindenhofs als Jahresmittelwert der wöchentlichen Analyse für 2010 in die Kalkulation eingingen.

Des Weiteren unterscheidet sich die Wärmenutzung. Am Unteren Lindenhof wurde ausgehend von den dortigen Gegebenheiten die Annahme getroffen, dass die genutzte Biogasabwärme vollständig Wärme aus dem am Anlagenstandort installierten Gasbrenner ersetzt. Die Daten zum Eigenwärmebedarf (16,84 %), Eigenstrombedarf (8,8 %), der Wärmeabgabe der Kühlaggregate (48,2 %) und der zur Nutzung verbleibenden Wärmemenge wurden von der Datenerhebung im Cluster 2 übernommen. Der direkte Vergleich der relevanten Parameter ist anhand von Tabelle 17 möglich.

Tabelle 17: Unterschiede zwischen Modellanlagen und BGA am Unteren Lindenhof

		Modellanlagen				**Unterer Lindenhof**					
		Gülle	**Silo-lo-mais**	**GPS**	**Gras-silage**	**Gülle**	**Fest mist**	**Mais-silage**	**Gras-silage**	**Ge-treide**	**GPS**
Masse	t/a	siehe Tabelle 16				4100	849	965	411	409	192
	TS (% FM)	7,5	33	35	34	3,4	30,1	32,0	34,9	86,2	40,4
	oTS (%TS)	75	96	95	94	72,1	78,3	95,5	90,1	98,0	91,3
Eigenstrom-bedarf	%	10				8,8					
Eigenwärme-bedarf	%	18				16,8					
Wärme-verlust	%	53				5					
Wärme-nutzung	% Rest	50				100					

Ökobilanz der Biogaserzeugung am Unteren Lindenhof

Die Ergebnisse zeigen, dass durch die Biogasproduktion am Unteren Lindenhofs potenzielle Treibhausgasemissionen eingespart werden. Die Menge die pro Jahr einge-

spart wird beträgt 71 g CO_2-Äquivalente/MJ Biogas. Sowohl die Gutschriften als auch Umweltlasten tragen hierbei zu dem Gesamtergebnis bei. Die größte Gutschrift in Bezug auf die Treibhausgasemissionen waren 96,2 g CO_2-Äquivalente/MJ Biogas für die Substitution der Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken durch den Biogasstrom. Des Weiteren kann eine nennenswerte Verringerung des Treibhausgaspotenzials durch den Ersatz fossil erzeugter Wärme (8,9 g CO_2-Äquivalente/MJ Biogas) und von Mineraldüngern (4,9 g CO_2-Äquivalente/MJ Biogas) erreicht werden (Abbildung **9**). Hierbei sollte angemerkt werden, dass diese Ergebnisse als konservativ angesehen werden können. Die im Modell produzierte Biogasmenge wurde anhand substratspezifischer Faktoren berechnet und mittels der BHKW-Wirkungsgrade wurde die produzierte Strom- und Wärmemenge errechnet. Die Messungen der Fachhochschule Reutlingen weisen für einen Jahreszeitraum von April 2009 bis März 2010 Strom- und Wärmemengen aus, die ca. 20 % über den im Modell errechneten Werten liegen. Dennoch wurden die errechneten Werte des Modells verwendet, um eine Vergleichbarkeit zu den Ergebnissen der Modellanlagen zu erhalten.

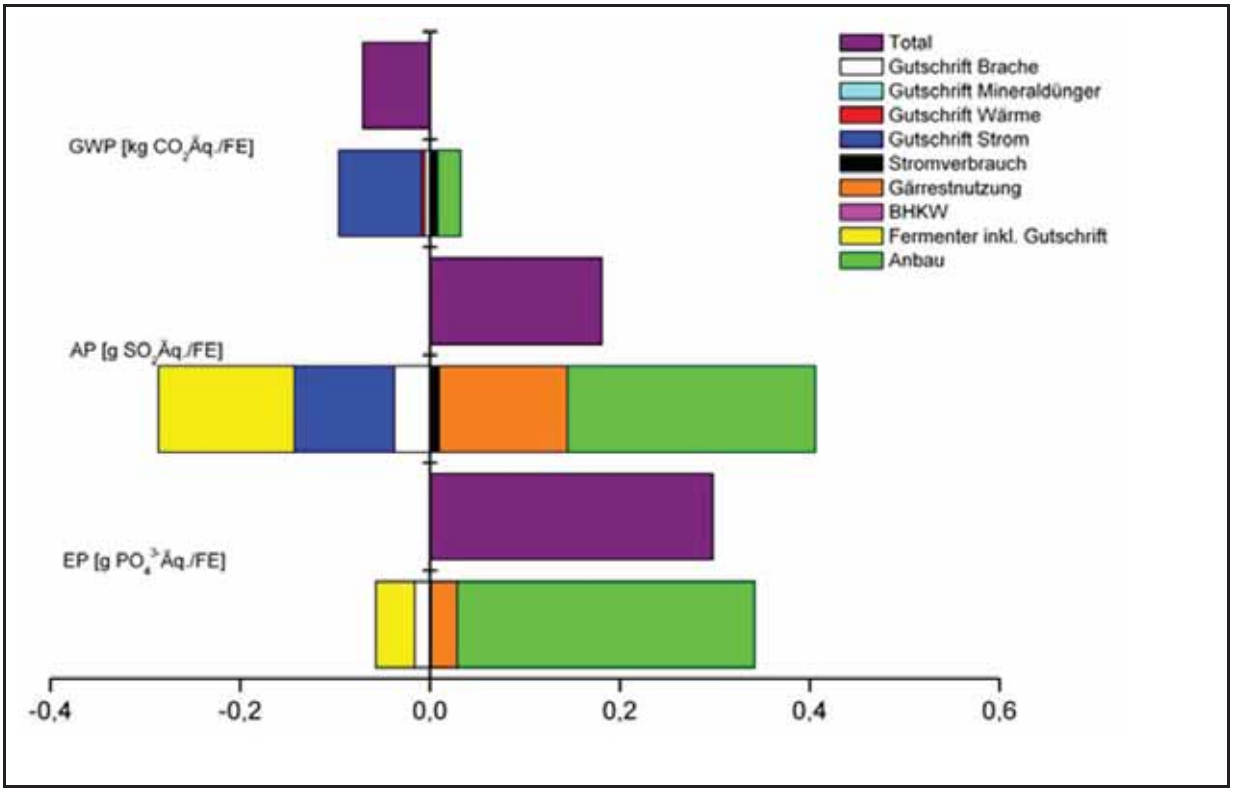


Abbildung 9: Treibhauspotenzial (GWP), Versauerungspotenzial (AP) und Eutrophierungspotenzial (EP) der Biogaserzeugung am Unteren Lindenhof; FE = Funktionelle Einheit

Bei Betrachtung der Ergebnisse zum Eutrophierungs- und Versauerungspotenzial zeigt sich ein anderes Bild als beim Treibhauspotenzial. Die Emissionen dieser beiden Wirkungskategorien erhöhen sich durch die Biogaserzeugung, was im Wesentlichen durch den Anbau der Energiepflanzen bedingt ist und durch die Anwendung des daraus resultierenden Gärrestes als Wirtschaftsdünger. Beim Versauerungspotenzial werden 0,4 g SO_2-Äquivalente/MJ Biogas zusätzlich emittiert und beim Eutrophierungspotenzial 0,3 g PO_4^{3-} Äquivalente/MJ Biogas.

Ökobilanzierung der Biogaserzeugung anhand der Modellanlagen

Die Ergebnisse der Strom- und Wärmeerzeugung an den Modellanlagen zeigen, dass das GWP durch die Biogasproduktion verringert werden kann. Geht man von einem geschlossenen Güllelager aus, liegen die Einsparungen bei allen Anlagen zwischen 68 und 75 g CO_2 Äquivalente/MJ Biogas (siehe Parametervariation). Die Einsparungen liegen zwischen 180 g CO_2 Äquivalenten bei der Kleinstanlage (50 kW_{el}) und 76 g CO_2 Äquivalenten bei der 500 kW_{el}-Anlage, wenn davon ausgegangen wird, dass ein offenes Güllelager durch ein geschlossenes Gärrestlager ersetzt wird. Abbildung 10 zeigt, dass hierbei die größte Gutschrift der Kleinstanlage durch die vermiedenen Emissionen der Güllelagerung vergeben wird.

Bei allen anderen Anlagen führt die Stromerzeugung mit Abstand zur größten Gutschrift (86-104 g CO_2 Äquivalente/MJ Biogas), gefolgt von der Wärmeerzeugung (5-6 g CO_2 Äquivalente/MJ Biogas) und der Substitution von Mineraldünger (10-11 g CO_2 Äquivalente/MJ Biogas). Die größten Lasten entstehen durch den Energiepflanzenanbau (16-19 g CO_2 Äquivalente/MJ Biogas), den Betrieb des BHKW (8 g CO_2 Äquivalente/MJ Biogas) und den Stromverbrauch der Biogasanlagen (6-8 g CO_2 Äquivalente/MJ Biogas).

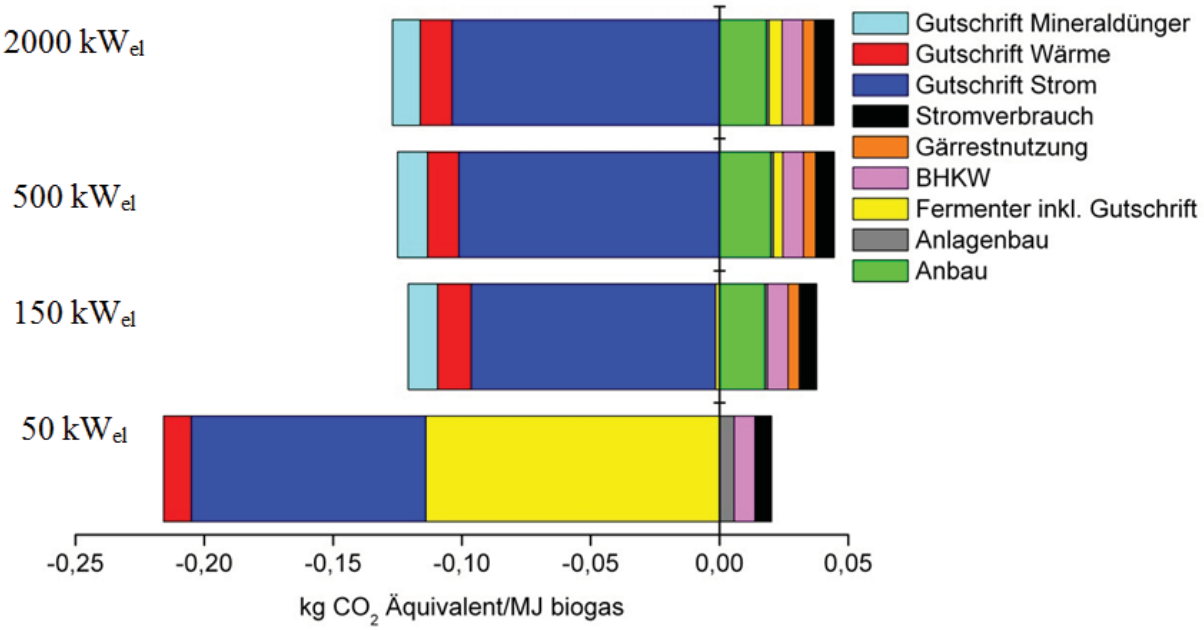


Abbildung 10: Treibhausgasbilanz (GWP) der Modellanlagen

Die Ergebnisse einer Ökobilanz sind immer als relative Größe (in Bezug zur Funktionellen Einheit) dargestellt. Der Einfluss der Gutschrift für die vermiedene Güllelagerung fällt daher außer bei der Kleinstanlage (50 kW_{el}) kaum ins Gewicht. Erklären lässt sich die geringe Gutschrift bei den drei größeren Anlagen mit dem geringen energetischen Beitrag der Rindergülle zur Gesamtenergieproduktion der Biogasanlagen. Beispielsweise werden in der 150 kW_{el} Anlage massebezogen 35 % Rindergülle eingesetzt und der energetische Beitrag dieses Substrats beträgt lediglich 5,35 %. Da die Funktionelle Einheit eine energetische Größe ist (1 MJ Biogas) und die anderen Substrate einen wesentlich größeren Beitrag zur Energieproduktion leisten (z.B.

Maissilage 73,58 %), fällt der Einfluss der Güllegutschrift im relativen Bezug zur Funktionellen Einheit gering aus.

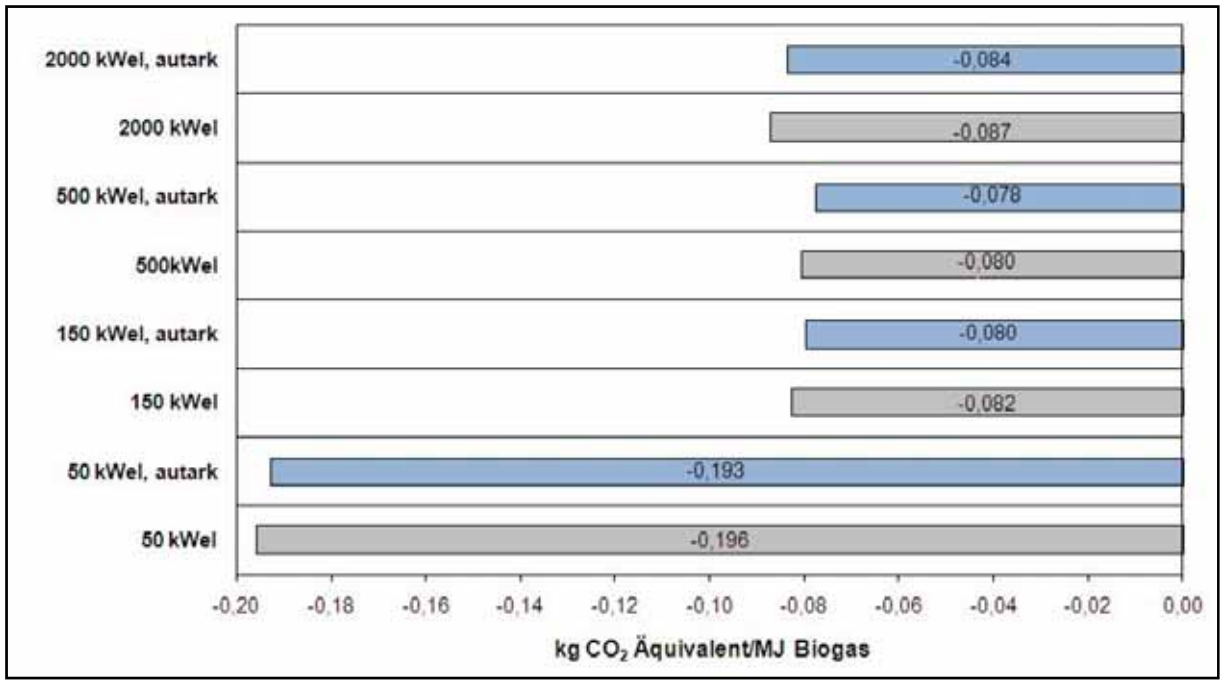


Abbildung 11: Einfluss der Energieversorgung der BGA auf die Treibhausgasbilanz

Um den Einfluss der Energieversorgung auf die potenziellen Umweltwirkungen der Biogasproduktion zu ermitteln, wurden zwei Fälle unterschieden und miteinander verglichen. Im praxisüblichen Fall wird der durch ein Biogas-BHKW produzierte Strom vollständig ins Stromnetz eingespeist und der Eigenbedarf der Anlage durch Fremdstrombezug gedeckt. Allerdings ist aus volkswirtschaftlicher Sicht auch denkbar, dass die Biogasanlage energieautark betrieben wird, ihren Strombedarf also selbst deckt.

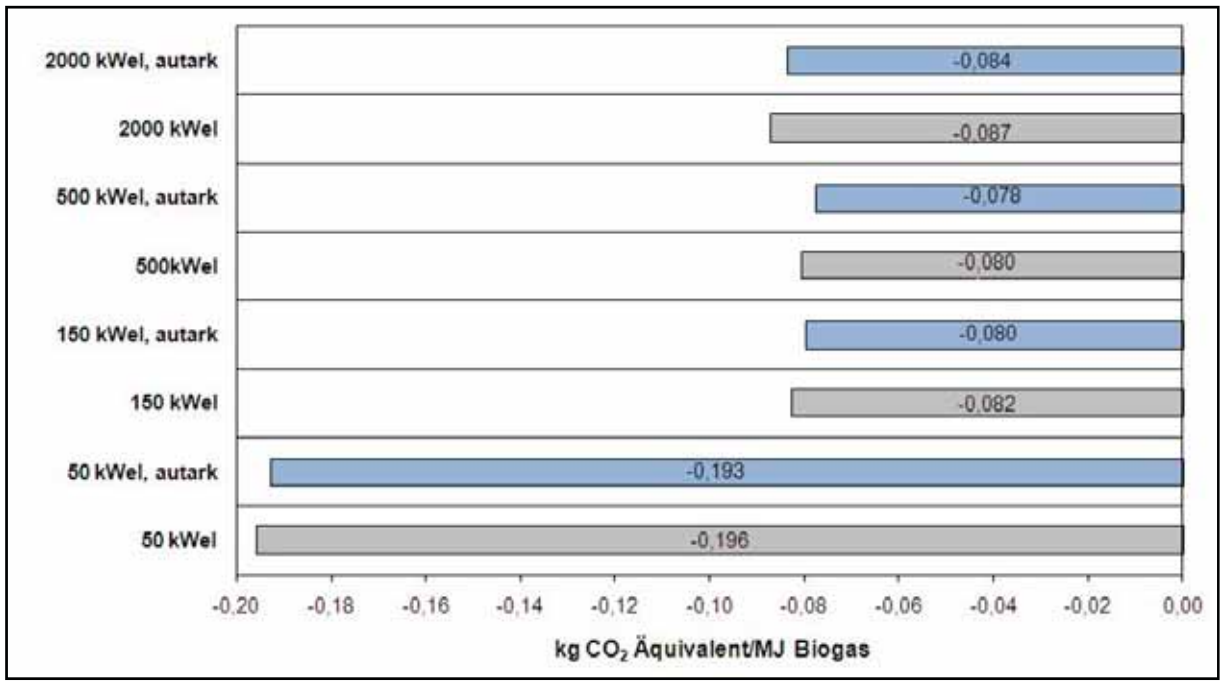


Abbildung 11 zeigt, dass sich dieser Unterschied in der Energieversorgung nur geringfügig auf das GWP auswirkt – die ökonomischen Auswirkungen dürften dagegen stärker ausgeprägt sein. Die energieautarke Versorgung führt bei allen Anlagen zu einer um 2-3 g CO_2 Äquivalente/MJ Biogas geringeren Treibhausgaseinsparung verglichen mit dem praxisüblichen Fall.

Beim Eutrophierungspotenzial (EP) zeigt sich, dass lediglich bei der reinen Güllevergärung Einsparungen erreicht werden können (0,21 g PO_4^{3-} Äquivalente/MJ Biogas), was durch die vermiedenen Lagerungsemissionen der Gülle bedingt ist (Abbildung 12). Bei allen anderen Biogasanlagen ist ein Anstieg des EP zu verzeichnen (0,008-0,31 g PO_4^{3-} Äquivalente/MJ Biogas), also potenziell zusätzliche Emissionen. Dies ist im Wesentlichen auf den Anbau der Energiepflanzen (0,05-0,07 g PO_4^{3-} Äquivalente/MJ Biogas), die Gärrestnutzung (0,05-0,07 g PO_4^{3-} Äquivalente/MJ Biogas) und die Emissionen des BHKW (0,02 g PO_4^{3-} Äquivalente/MJ Biogas) zurückzuführen.

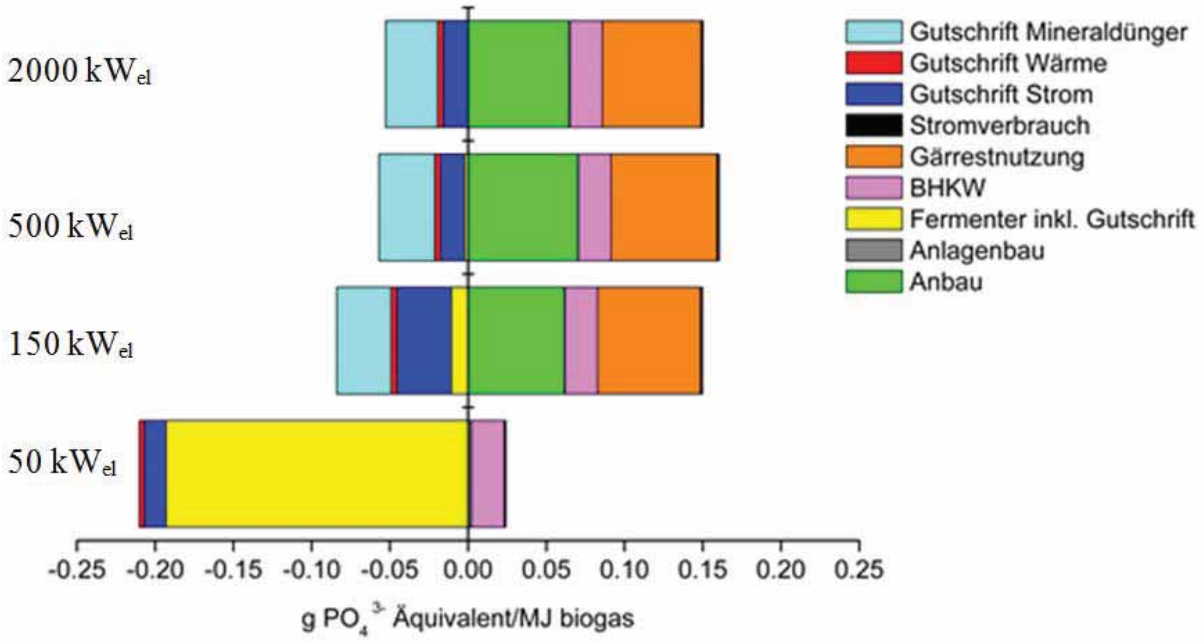


Abbildung 12: Eutrophierungspotenzial der Modellanlagen

Der Einfluss der Energieversorgung auf das EP ist als sehr gering einzustufen (0,001 g PO_4^{3-} Äquivalente/MJ Biogas) (vgl. Abbildung 13).

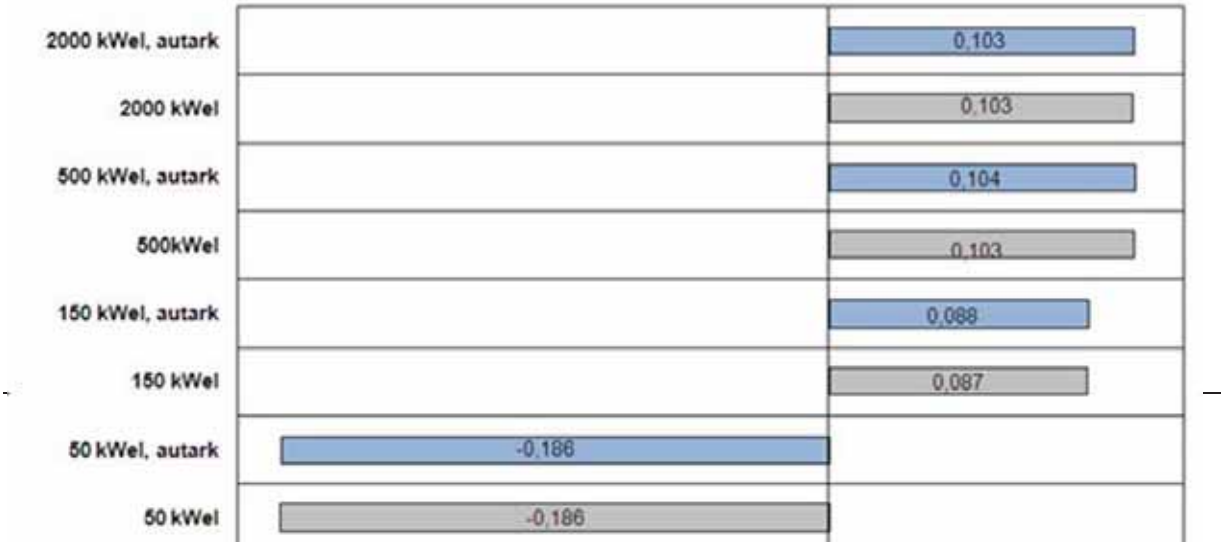


Abbildung 13: Einfluss der Energieversorgung der BGA auf das Eutrophierungspotenzial

Beim Versauerungspotenzial (AP) zeigt sich ein ähnliches Bild wie beim EP. Auch hier können nur bei der Kleinstanlage Emissionen eingespart werden (0,98 g SO_2 Äquivalente/MJ Biogas), alle anderen Anlagen führen zu einer Erhöhung des AP von 0,33-0,43 g SO_2 Äquivalente/MJ Biogas (Abbildung 14).

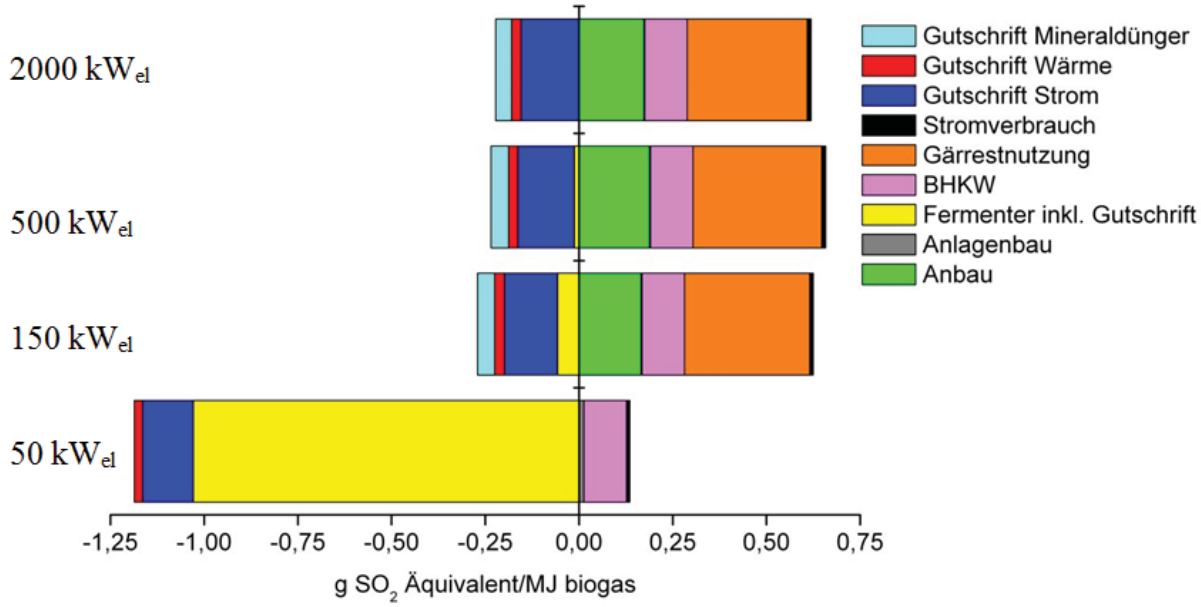


Abbildung 14: Versauerungspotenzial der Modellanlagen

Die größten Gutschriften werden hierbei für die vermiedene Wirtschaftsdüngerlagerung bei der Kleinstanlage vergeben (1 g SO_2 Äquivalente/MJ Biogas), bei allen anderen Anlagen für die Gutschriften für Strom (0,09-0,15 g SO_2 Äquivalente/MJ Biogas), Mineraldünger (0,04-0,05 g SO_2 Äquivalente/MJ Biogas) und Wärme (0,02-0,03 g SO_2 Äquivalente/MJ Biogas).

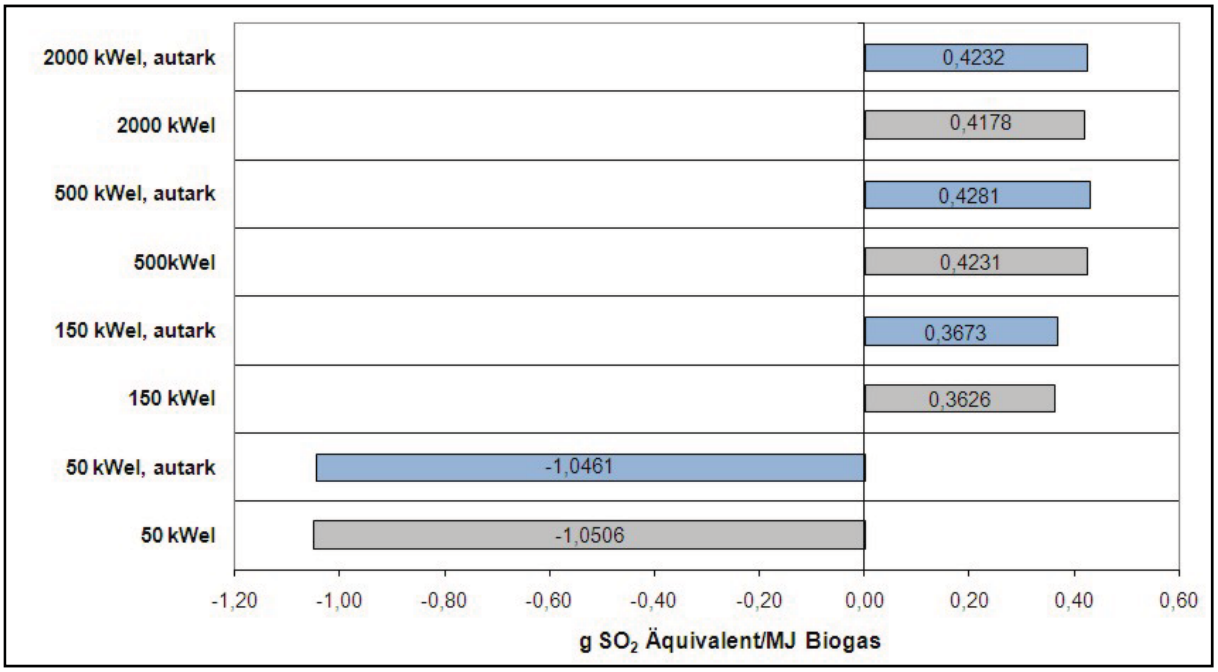


Abbildung 15: Einfluss der Energieversorgung der BGA auf das Versauerungspotenzial (AP)

Der Einfluss der Energieversorgung auf das AP (vgl. Abbildung 15) ist – wie beim EP – als sehr gering einzustufen (ca. 0,005 g SO_2 Äquivalente/MJ Biogas).

Sensitivitätsanalyse

Viele Parameter in landwirtschaftlichen (Bioenergie-)Produktionssystemen zeigen eine große Varianz. Dies ist u.a. bei der produktspezifischen Methanproduktionskapazität, gasförmigen Emissionen wie CH_4, NH_3, N_2O, dem Grad der Abwärmenutzung bei Biogas-BHKW, der Entfernung der Lagerstätten zum Regionallager bzw. den Ackerflächen oder auch dem CH_4-Schlupf am BHKW der Fall. Im Rahmen der Ökobilanzierung können die für die Wirkungsabschätzung relevanten Parameter hinsichtlich ihres Einflusses auf das Ergebnis in verschiedener Weise untersucht werden. Üblich ist es, den Einfluss einzelner Parameter in einer sog. Sensitivitätsanalyse darzustellen.

In der vorliegenden Studie wurde dies z.B. für die Emissionen aus offenen Gärrestlagern untersucht. Der Einfluss der Emissionen aus der Gärrestlagerung kann recht deutlich ausfallen. Eine Untersuchung an 61 Biogasanlagen in Deutschland hat ein Restgaspotenzial von Biogasgärresten im Bereich von 0,1 bis 21,8 % des erzielten Methanertrags ermittelt (vTi 2009). Gärtner et al. gehen bei offenen Gärrestlagern von CH_4-Emissionen in Höhe von 2,5 bis 15 % aus (Gärtner et al. 2008). Diese Werte wurden auch in dieser Untersuchung verwendet. Die Ergebnisse zeigten hierbei, dass sich bei der Kleinstanlage die potenzielle Einsparung an klimarelevanten Emissionen halbiert, wenn mit 15 % Methanemissionen aus der Gärrestlagerung gerechnet wird.

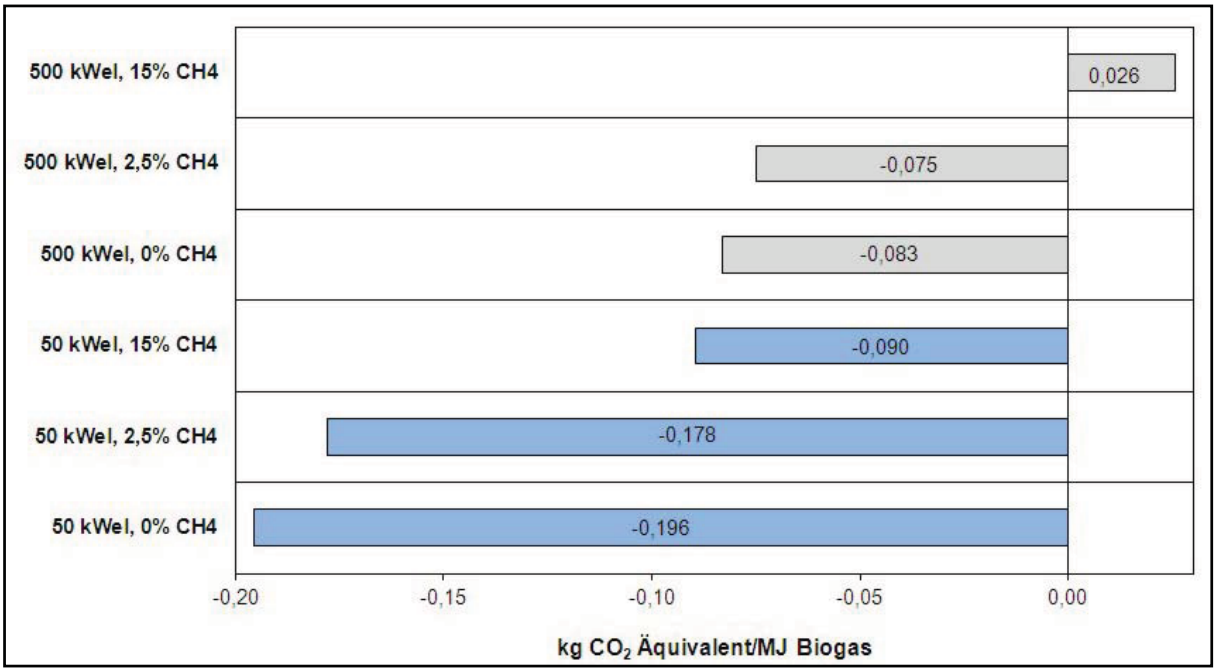


Abbildung 16: Sensitivität des Treibhauspotenzials auf die CH_4-Emissionen der Gärrestlagerung

Bei der 2 $MW_{el.}$-Anlage verändert sich die Bilanz grundlegend, von einer möglichen Treibhausgaseinsparung zu einer zusätzlichen Emission von Treibhausgasen (Abbildung 16). Dieses Ergebnis zeigt, dass der Einfluss der möglichen CH_4-Emissionen aus der Gärrestlagerung sehr deutlich ausfallen kann und deshalb aus Sicht des Klimaschutzes auch reine Gülle-Anlagen abgedeckt werden sollten, was im Widerspruch steht zur VDI-Richtlinie 3475, die bei diesen Anlagen keine Abdeckung verlangt (VDI 2010).

Auch der Grad der Wärmenutzung hat einen deutlichen Einfluss auf die Ökobilanz, was Abbildung 17 für das Treibhauspotenzial am Beispiel der 500 kW_{el} Anlage zeigt. Wird bei dieser Anlage die nach Eigenversorgung der BGA und Leitungsverlusten verbleibende Wärme zu 100 % genutzt, ergibt sich ein Potenzial zur Treibhausgaseinsparung von 92,6 g CO_2 Äquivalente/MJ Biogas. Bei 50 % Wärmenutzung reduziert sich dieser Wert auf 80,5 g CO_2 Äquivalente/MJ Biogas. Wird keine Wärme genutzt, können lediglich 68,3 g CO_2 Äquivalente/MJ Biogas potenziell eingespart werden.

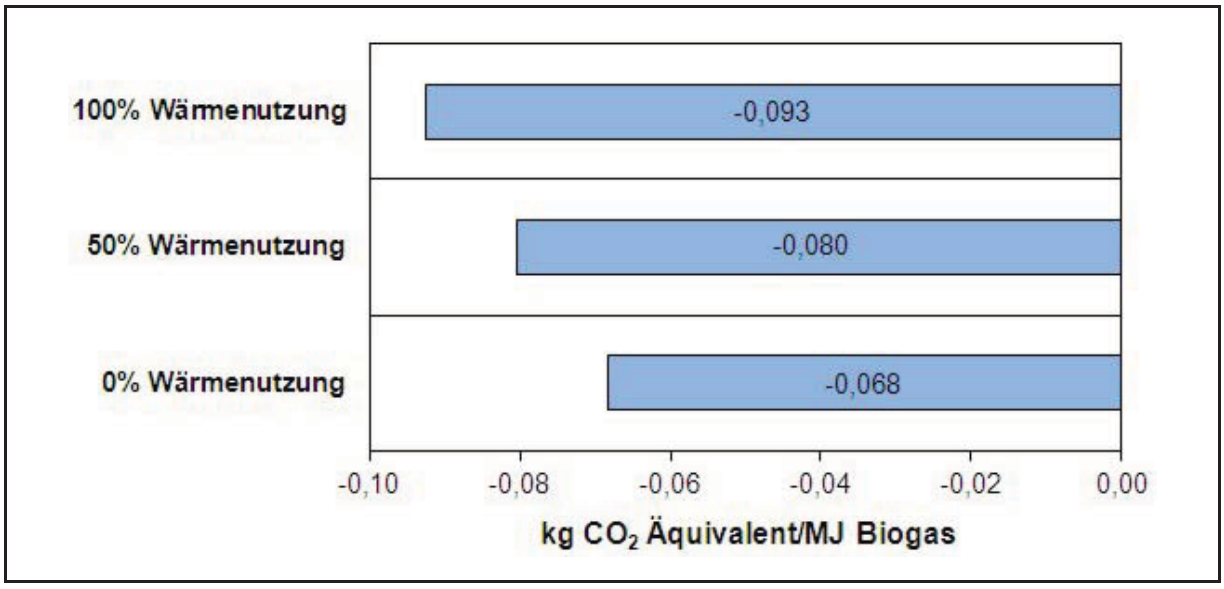


Abbildung 17: Sensitivität des Treibhauspotenzials abhängig von der Wärmenutzung am Beispiel der 500 kW_{el} Anlage

Parametervariation (Beispiel: 500 $kW_{el.}$)

Eine weitere Möglichkeit, den Einfluss der Parameter auf das Ergebnis der Wirkungsabschätzung zu ermitteln, besteht darin, eine Parametervariation durchzuführen. Auch dieses Werkzeug wurde genutzt. Hierbei wurden verschiedene Parameter zu Varianten zusammengefasst und gemeinsam variiert. Es wurden insgesamt sechs Varianten abgebildet, die die gesamte Bandbreite der Parameter soweit möglich auf Basis wissenschaftlicher Erkenntnisse bzw. Messdaten darstellen (**Tabelle 18**). Zentral sind hierbei zwei Basisszenarien angeordnet, von denen vor Installation der Biogasanlage eines von einem offenen Güllelager (Basis 1), das andere von einem geschlossenen Güllelager ausgeht (Basis 2).

Die Gärrestlager sind in allen Szenarien gasdicht geschlossen. Ausgehend von den Basisszenarien wurden die meisten betrachteten Parameter dahingehend abgestuft, dass jeweils zwei „best case“ und zwei „worst case“ Szenarien entstanden, die jeweils ein theoretisches und ein in der Praxis mögliches Szenario enthalten. Als Beispiel für die Festlegung der Parameter in den verschiedenen Varianten soll der Emissionsfaktor für N_2O aus Mineral- oder Wirtschaftsdüngern gelten. Leick hat anhand von Untersuchungen in Süddeutschland festgestellt, dass die N_2O-Emissionen von Mineraldünger ca. 0,5 % (0,3-0,8 %) des im Düngemittel enthaltenen N betragen (Leick 2003). Der zwischenstaatliche Ausschuss für Klimaänderungen geht standardmäßig von 1 % aus (IPCC 2006) und Crutzen et al. leiteten anhand von atmosphärischen Betrachtungen ab, dass bei der Produktion von Bioenergieträgern global betrachtet von einem Emissionsfaktor von 3-5 % N_2O-N aus Mineraldünger ausgegangen werden muss (Crutzen et al. 2007). Diese Bandbreite an Literaturwerten wurde in den Varianten abgebildet.

Die Ergebnisse der Parametervariation zeigen somit den Einfluss von jeweils als Bündel betrachteten Parametern auf die Ergebnisse der betrachteten Wirkungskategorien. Neben dem Treibhauspotenzial, dem Eutrophierungs- und Versauerungspo-

tenzial ist dies die Einsparung an Primärenergie. Die Variation der Parameter fand ausgehend von der Basisvariante 1 statt, Variante 2 ist dem gegenübergestellt. Beim Primärenergiebedarf lässt sich feststellen, dass über alle Varianten hinweg durch die Biogasproduktion eine Einsparung erreicht werden kann, die zwischen 1,1 und 2 MJ Primärenergie/MJ Biogas liegt. Beim Treibhauspotenzial wird bei den beiden kleineren Anlagen (50 kW_{el} und 150 kW_{el}) über die gesamte Bandbreite eine Einsparung erzielt, die beiden größeren Anlagen (500 kW_{el} und 2.000 kW_{el}) zeigen in den beiden worst case Varianten eine Erhöhung des Werts.

Dieses Ergebnis zeigt, dass unter ungünstigen Randbedingungen (niedrige CH_4-Produktion, hohe Treibhausgasemissionen, geringe Wärmenutzung, niedrige Flächenerträge etc.) durch die Produktion von Biogas zusätzliche Treibhausgasemissionen entstehen können. Andererseits können bei günstigen Randbedingungen Einsparungen erreicht werden, die um 60 % höher liegen als bei der Basisvariante 1. Für die Basisvariante 2 zeigt sich, dass potenziell niedrigere Einsparungen an Treibhausgasemissionen erreicht werden als in der Variante 1. Zudem zeigen sich eher geringe Einflüsse der Anlagengröße bzw. der Substratmischungen.

Das Eutrophierungspotenzial verändert sich in den einzelnen Varianten erheblich. Bei der Kleinstanlage liegt die Bandbreite der Ergebnisse zwischen -0,394 g PO_4^{3-} Äquivalente/MJ Biogas und 0,01 g PO_4^{3-} Äquivalente/MJ Biogas. Das bedeutet, dass unter ungünstigsten Randbedingungen selbst bei der reinen Güllevergärung eine zusätzliche Emission von eutrophierenden Substanzen entstehen könnte. Bei den größeren Anlagen ist in dieser Wirkungskategorie in allen Varianten eine Zunahme der Emissionen zu verzeichnen, die absoluten Werte liegen hierbei in einer Bandbreite von 0,05 g PO_4^{3-} Äquivalente/MJ Biogas und 0,245 g PO_4^{3-}-Äquivalente/MJ Biogas.

Das Versauerungspotenzial zeigt sehr ähnliche Tendenzen. Auch hierbei reicht die Bandbreite der Ergebnisse bei der Kleinstanlage von einer deutlichen Einsparung bis zu zusätzlichen Emissionen (-2,115 g SO_2 Äquivalente/MJ Biogas bis 0,004 g SO_2 Äquivalente/MJ Biogas). Die Biogasproduktion in allen anderen Anlagen führt auch in dieser Wirkungskategorie zu zusätzlichen Emissionen (0,15 g SO_2 Äquivalente/MJ Biogas bis 1,24 g SO_2 Äquivalente/MJ Biogas).

Tabelle 18: Parameter der Variantenanalyse (500 kW_{el}) und resultierende Ergebnisse (alle Modellanlagen)

		Variante					
		best case		Basis		worst case	
Parameter	**Einheit**	**Theorie**	**Praxis**	**1 Güllelager offen**	**2 Güllelager geschlossen**	**Praxis**	**Theorie**
Entfernung Feld-Regionallager	km	1	5	25	25	50	100
Leitungsverlust (Wärme)	%	0	1	5	5	10	20
Emissionsfaktor CH_4 Gärrestlager	%	0	0	0	0	10	15
CH_4-Emissionen Fermenter	%	0	0,5	1	1	2	2
CH_4 Produktion Grassilage	m^3 CH_4/kg oTS	0,350	0,350	0,318	0,318	0,286	0,286
CH_4 Produktion Rindergülle	m^3 CH_4/kg oTS	0,230	0,230	0,209	0,209	0,188	0,188
CH_4 Produktion Ganzpflanzensilage	m^3 CH_4/kg oTS	0,362	0,362	0,329	0,329	0,296	0,296
CH_4 Produktion Maissilage	m^3 CH_4/kg oTS	0,372	0,372	0,338	0,338	0,304	0,304
CH_4 Schlupf BHKW	%	0	0,45	1,58	1,58	3	3,74
Anbaufläche	ha	200	200	223,3	223,3	250	250
Emissionsfaktor N_2O	% N	0,5	0,5	1	1	2	5
Emissionsfaktor NH_3	% NH_4-N	20	20	30	30	80	100
Emissionsfaktor NMVOC	kg/kg NH_3	0,5	0,5	0,582	0,582	0,65	0,65
Entfernung Gärrestlager-Feld	km	2,1	5	5	5	10	21
Wärmenutzung (nach Eigenbedarf)	%	100	100	50	50	0	0
Emissionsfaktor N_2O Güllelagerung	% N	1	0,5	0,1	0	0,1	0
Emissionsfaktor NH_3 Güllelagerung	% NH_4	29	21,5	14,5	0	10	0
CH_4 Produktionskapazität Güllelagerung	kg CH4/kg TS	0,258	0,206	0,172	0	0,144	0,115

Tabelle 18: Parameter der Variantenanalyse (500 kW_{el}) und resultierende Ergebnisse (alle Modellanlagen) - Fortsetzung

Ergebnisse			Variante					
			best case		Basis		worst case	
Anlage	Wirkungskategorie	Einheit	Theorie	Praxis	1	2	Praxis	Theorie
50 kW_{el}	Primärenergiebedarf aus Ressourcen (H_o)	MJ	-1,32	-1,29	-1,052	-1,052	-0,834	-0,827
	Primärenergiebedarf aus Ressourcen (H_u)	MJ	-1,24	-1,22	-0,99	-0,99	-0,79	-0,78
	Treibhauspotential (GWP 100 Jahre)	kg CO_2 Äquivalent	-0,281	-0,267	-0,180	-0,068	-0,078	-0,024
	Eutrophierungspotential	g PO_4^{3-} Äquivalent	-0,409	-0,309	-0,211	0,003	-0,150	0,002
	Versauerungspotential	g SO_2 Äquivalent	-1,98	-1,47	-0,983	-0,015	-0,662	0,001
150 kW_{el}	Primärenergiebedarf aus Ressourcen (H_o)	MJ	-1,09	-1,08	-1,07	-1,07	-0,99	-0,97
	Primärenergiebedarf aus Ressourcen (H_u)	MJ	-1,03	-1,02	-1,00	-1,00	-0,95	-0,92
	Treibhauspotential (GWP 100 Jahre)	kg CO_2 Äquivalent	-0,094	-0,085	-0,074	-0,068	0,003	0,046
	Eutrophierungspotential	g PO_4^{3-} Äquivalent	0,007	0,008	0,043	0,043	0,151	0,200
	Versauerungspotential	g SO_2 Äquivalent	0,195	0,196	0,337	0,337	0,873	1,125
500 kW_{el}	Primärenergiebedarf aus Ressourcen (H_o)	MJ	-1,50	-1,48	-1,18	-0,90	-0,87	-1,17
	Primärenergiebedarf aus Ressourcen (H_u)	MJ	-1,41	-1,39	-1,11	-1,11	-0,85	-0,82
	Treibhauspotential (GWP 100 Jahre)	kg CO_2 Äquivalent	-0,115	-0,107	-0,076	-0,075	0,019	0,058
	Eutrophierungspotential	g PO_4^{3-} Äquivalent	0,028	0,031	0,060	0,063	0,177	0,225
	Versauerungspotential	g SO_2 Äquivalent	0,263	0,273	0,427	0,439	1,032	1,275
2000 kW_{el}	Primärenergiebedarf aus Ressourcen (H_o)	MJ	-1,45	-1,43	-1,13	-1,13	-0,86	-0,84
	Primärenergiebedarf aus Ressourcen (H_u)	MJ	-1,36	-1,34	-1,06	-1,06	-0,81	-0,80
	Treibhauspotential (GWP 100 Jahre)	kg CO_2 Äquivalent	-0,109	-0,102	-0,071	-0,071	0,023	0,061
	Eutrophierungspotential	g PO_4^{3-} Äquivalent	0,031	0,031	0,058	0,058	0,165	0,207
	Versauerungspotential	g SO_2 Äquivalent	0,269	0,271	0,411	0,411	0,0969	1,183

Tabelle 19: Einfluss von Bau und Entsorgung der BGA beim Treibhauspotenzial und Versauerungspotenzial

		Umweltlasten gesamt	Anbau	Anlagenbau	BHKW	Fermenter	Gärrest-nutzung	Strom-verbrauch
2000 kW_{el}	**GWP 100 Jahre [kg CO_2-Äqv.]**	0,0444	0,0181	0,0011	0,0080	0,0051	0,0046	0,0074
	prozentualer Anteil der Prozessschritte	100,00	40,84	2,50	18,09	11,53	10,44	16,59
500 kW_{el}	**GWP 100 Jahre [kg CO_2-Äqv.]**	0,04	0,0198	0,0010	0,0080	0,0037	0,0047	0,0072
	prozentualer Anteil der Prozessschritte	100,00	44,58	2,25	18,06	8,29	10,66	16,16
150 kW_{el}	**GWP 100 Jahre [kg CO_2-Äqv.]**	0,04	0,0175	0,0011	0,0080	0,0051	0,0044	0,0067
	prozentualer Anteil der Prozessschritte	100,00	40,79	2,52	18,71	11,93	10,33	15,70
50 kW_{el}	**GWP 100 Jahre [kg CO_2-Äqv.]**	0,03	0,0000	0,0057	0,0080	0,0051	0,0000	0,0065
	prozentualer Anteil der Prozessschritte	100,00	0,00	22,46	31,74	20,24	0,00	25,57

Bau und Entsorgung

In Ökobilanzen von landwirtschaftlichen Produktionssystemen wird oftmals davon ausgegangen, dass der Einfluss der Bereitstellung der Infrastruktur (landwirtschaftliche Geräte, Wege und Straßen, Stallgebäude, etc,) auf die Ergebnisse vernachlässigt werden kann. Hierzu werden in Ökobilanzen oftmals sogenannte Abschneidekriterien definiert. Üblicherweise wird hierbei festgelegt, dass alle Prozesse die weniger als 1 % zum Gesamtergebnis beitragen nicht betrachtet werden müssen. Um festzustellen, ob auch bei der Biogasproduktion so verfahren werden kann, wurde der Einfluss von Bau und Entsorgung der BGA bestimmt (Abbildung 18). Die Ergebnisse sind in Tabelle 19 anhand des Treibhauspotenzials dargestellt. Hierbei zeigt sich ein relativer Anteil dieses Prozesses von mindestens 2,2 % an den Umweltlasten des Biogassystems. Somit sollte dieser Prozess bei der Ökobilanzierung von Biogassystemen berücksichtigt werden.

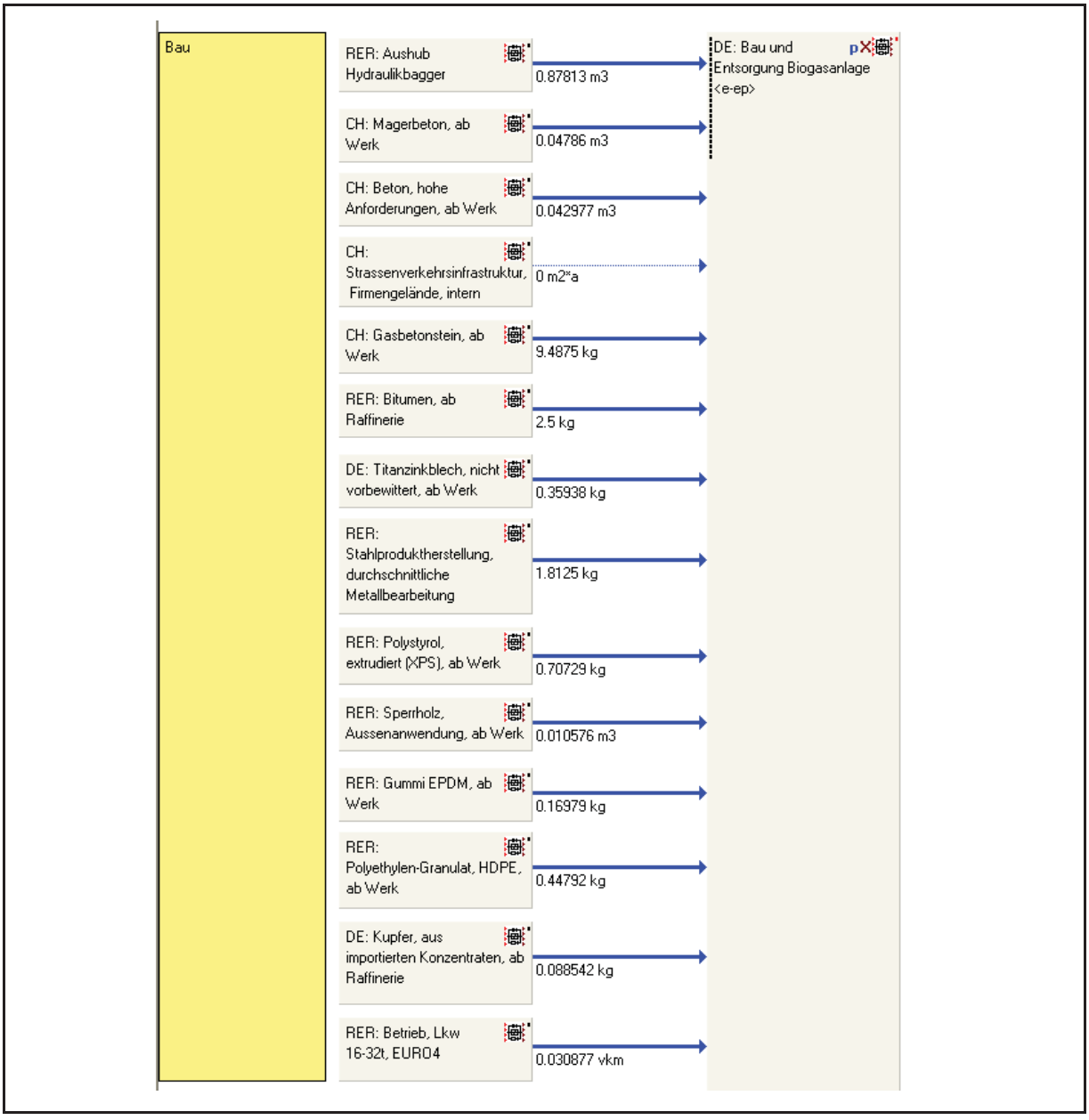


Abbildung 18: GaBi-Modell zu Bau und Entsorgung der Modellbiogasanlagen

3.3.3 Analyse und Einordnung der Technologien zur Aufbereitung und Nutzung von Biomethan

Die Modellierung der Gasaufbereitung zu Biomethan als SNG wurde auf Basis der Angaben im Kapitel „Aufbereitung und Einspeisung von Biogas und SNG in das Erdgasnetz (AP4) (DVGW-EBI)“ (siehe Kapitel 3.4) vorgenommen und durch verschiedene Nutzungspfade ergänzt. Hierbei wurde neben der Nutzung in Kraft-Wärme-Kopplung eine rein thermische Nutzung des Gases in einer (Erd-)Gastherme sowie die Nutzung als Kraftstoff in PKWs betrachtet.

Einsatz von Biomethan in Kraft-Wärme-Kopplung

Analog zum Einsatz von Biogas kann auch Biomethan in Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt werden. Relative Vorteile ergeben sich hierbei durch die Möglichkeit zur räumlichen Trennung von Gaserzeugung und -nutzung. Biomethan-BHKWs können dadurch in der Regel an Standorten betrieben werden, die eine ganzjährige und vollständige Nutzung der zur Verfügung stehenden Nutzwärme ermöglichen. Auf Basis dieser Argumentation wurde bei der Betrachtung dieser Nutzungsform 100 % der nutzbaren BHKW-Abwärme mit einer Wärmegutschrift versehen. Das Systemfließbild dieses Nutzungspfades ist in Abbildung 19 dargestellt.

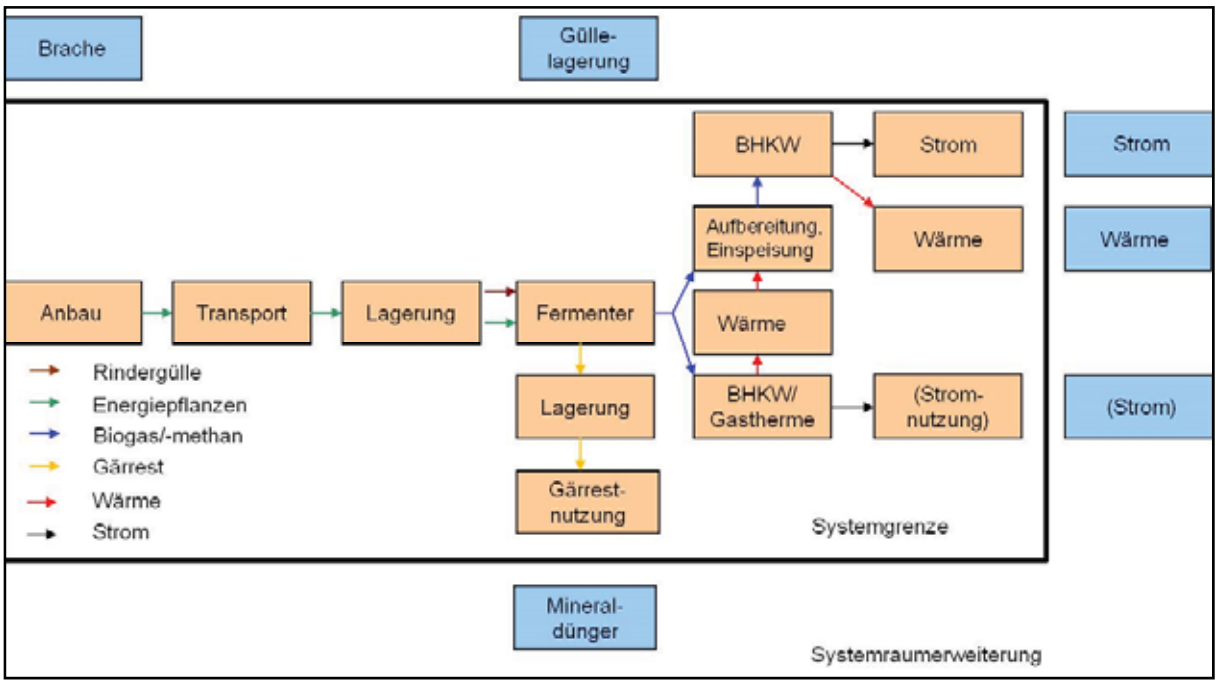


Abbildung 19: Systemfließbild der Biogasaufbereitung und Nutzung des Biomethans in Kraft-Wärme-Kopplung

Kumulierter Energieaufwand (KEA)

Der primärenergetische Aufwand bei der Erzeugung von Biomethan und Nutzung in Kraft-Wärme-Kopplung wird im Wesentlichen durch den Stromverbrauch von Biogasanlage und Gasaufbereitung bestimmt (0,106-0,115 MJ PE/MJ Biogas resp. 0,184-0,186 MJ PE/MJ Biogas) sowie durch den Anbau der Biogassubstrate und die Gasaufbereitung (0,16-0,18 MJ PE/MJ Biogas resp. 0,05-0,06 MJ PE/MJ Biogas). Die primärenergetischen Gutschriften werden durch die vermiedenen Prozesse der

Stromproduktion (1,15-1,25 MJ PE/MJ Biogas), Wärmeproduktion (0,261-0,264 MJ PE/MJ Biogas) und Mineraldüngerproduktion (0,064-0,071 MJ PE/MJ Biogas) erreicht (Abbildung 20). Für den Gesamtprozess wird somit eine Einsparung von 0,959-1,04 MJ PE/ MJ Biogas erreicht.

Die genannten Ergebnisse beziehen sich auf die Eigenenergieversorgung der Anlage mit einem wärmegeführten BHKW. Bei Nutzung einer Gastherme zur Eigenenergieversorgung reduziert sich die Stromgutschrift um 0,08 MJ PE/MJ Biogas, die Primärenergiebedarfe der Gasaufbereitung selbst sowie des elektrischen Energiebedarfs der Gasaufbereitung erhöhen sich geringfügig um 0,002 MJ PE/MJ Biogas resp. 0,01 MJ PE/MJ Biogas. Insgesamt wird hierbei eine Einsparung von 0,876-0,961 MJ PE/MJ Biogas erreicht.

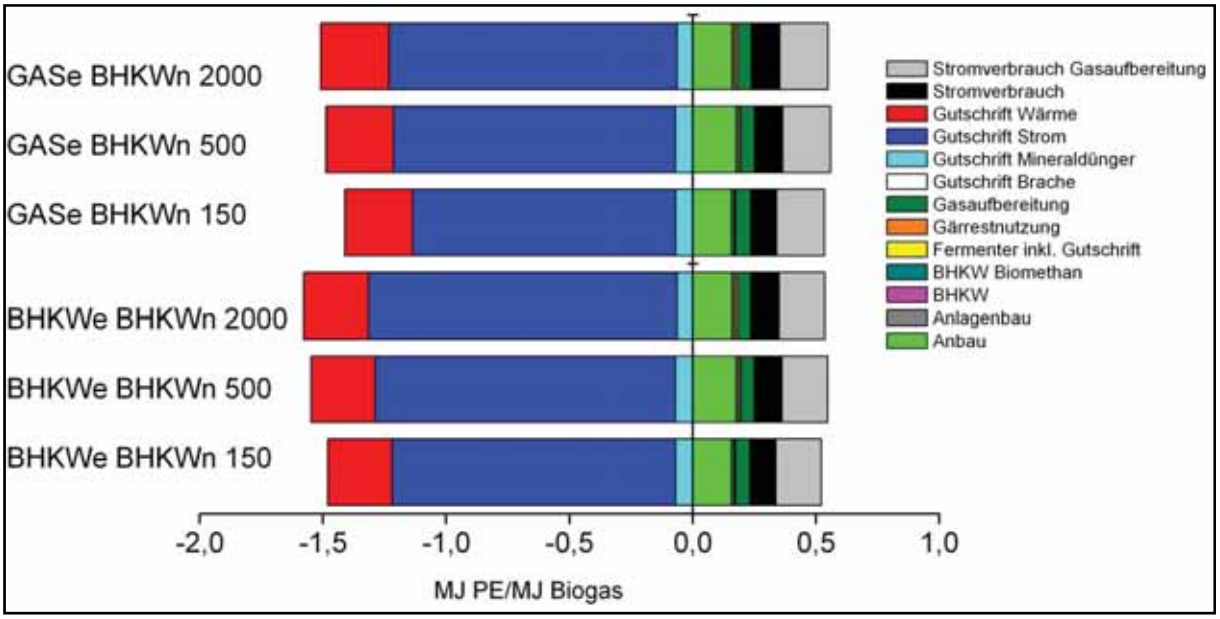


Abbildung 20: Primärenergiebedarf bei KWK-Nutzung (GASe=Gastherme zur Energieversorgung, BHKWe= BHKW zur Energieversorgung, BHKWn= Nutzung des Biomethan im BHKW)

Treibhauspotenzial (GWP)

Die Treibhausgasemissionen bei der Prozesskette „Einsatz von Biomethan in Kraft-Wärme-Kopplung“ entstehen durch den Anbau der Biomasse (17,3-19,6 g CO_2-Äquivalente/MJ Biogas), den Bau und Rückbau der Biogasanlage (1,05-1,09 g CO_2-Äquivalente/MJ Biogas), den BHKW-Betrieb (7,06-7,12 g CO_2-Äquivalente/MJ Biogas), den Betrieb des Fermenters (3,70-5,12 g CO_2-Äquivalente/MJ Biogas), die Nutzung des Gärrestes (4,46-4,76 g CO_2-Äquivalente/MJ Biogas), die Gasaufbereitung (12,6-13,3 g CO_2-Äquivalente/MJ Biogas), den Stromverbrauch der Biogasanlage (6,79-7,38 g CO_2-Äquivalente/MJ Biogas) und der Gasaufbereitung (14,3-14,5 g CO_2-Äquivalente/MJ Biogas); (siehe Abbildung 21). Gutschriften errechnen sich für die Stromproduktion (94,5-103 g CO_2-Äquivalente/MJ Biogas), die Wärmeproduktion (18,9-19,1 g CO_2-Äquivalente/MJ Biogas) sowie die Mineraldüngersubstitution (10,5-11,2 g CO_2-Äquivalente/MJ Biogas). Für den Gesamtprozess wird somit eine Einsparung von 59,6-62,3 g CO_2-Äquivalente/MJ Biogas erreicht.

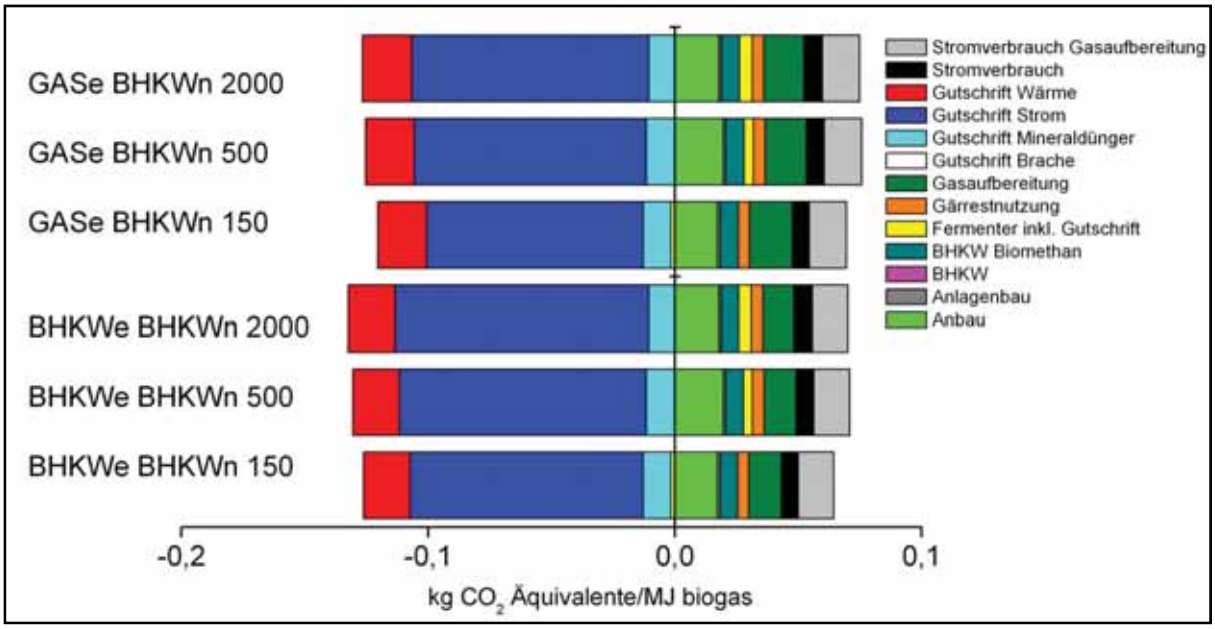


Abbildung 21: Treibhauspotenzial bei KWK-Nutzung (GASe=Gastherme zur Energieversorgung, BHKWe= BHKW zur Energieversorgung, BHKWn= Nutzung Biomethan im BHKW)

Eutrophierungspotenzial (EP)

Emissionen von eutrophierenden Substanzen entstehen bei der Prozesskette „Einsatz von Biomethan in Kraft-Wärme-Kopplung“ durch den Anbau der Biomasse (0,069-0,078 g PO_4^{3-}-Äquivalente/MJ Biogas), den Bau und Rückbau der Biogasanlage (0,00127-0,00132 g PO_4^{3-}-Äquivalente/MJ Biogas), den BHKW-Betrieb (0,0183-0,0185 g PO_4^{3-}-Äquivalente/MJ Biogas), die Nutzung des Gärrest (0,0635-0,0665 g PO_4^{3-}-Äquivalente/MJ Biogas), die Gasaufbereitung (0,000517 g PO_4^{3-}-Äquivalente/MJ Biogas) sowie die Stromverbräuche der Biogasanlage (0,0263-0,0285 g PO_4^{3-}-Äquivalente/MJ Biogas) und der Gasaufbereitung (0,0547-0,0551 g PO_4^{3-}-Äquivalente/MJ Biogas) (Abbildung 22).

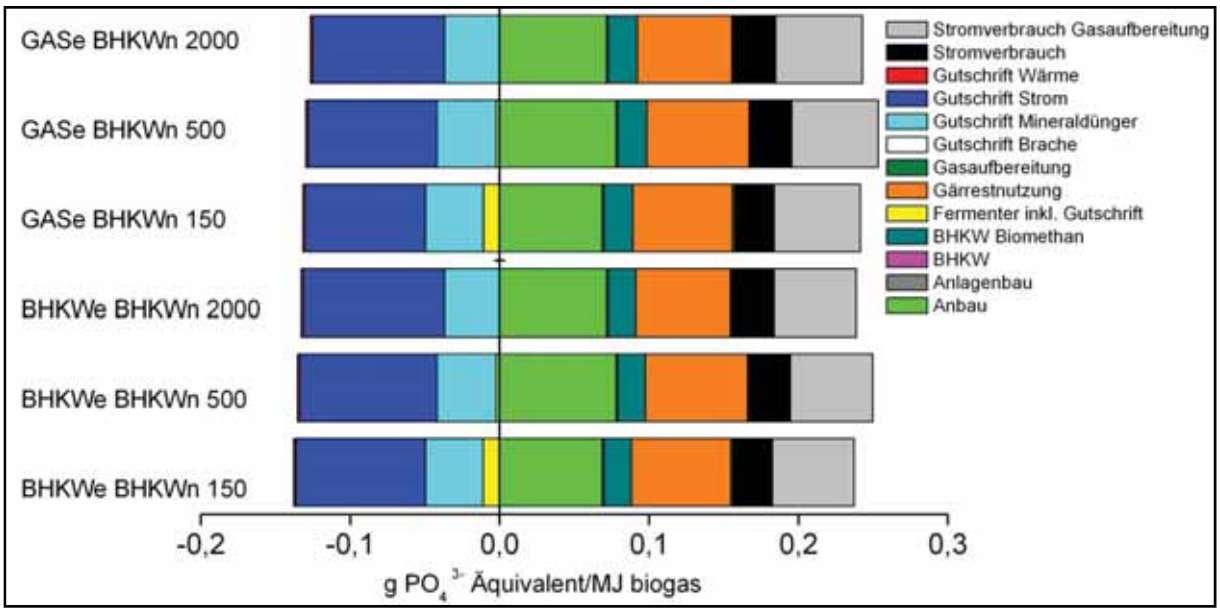


Abbildung 22: Eutrophierungspotenzial bei KWK-Nutzung (GASe=Gastherme zur Energieversorgung, BHKWe= BHKW zur Energieversorgung, BHKWn= Nutzung Biomethan im BHKW)

Gutschriften kommen zum Tragen für die Stromproduktion (0,087-0,094 g PO_4^{3-}-Äquivalente/MJ Biogas), die Wärmeproduktion (0,0189-0,0191 g PO_4^{3-}-Äquivalente/MJ Biogas) sowie die Mineraldüngersubstitution (0,0105-0,0112 g PO_4^{3-}-Äquivalente/MJ Biogas). Insgesamt erhöht sich damit das Eutrophierungspotenzial um 0,0994-0,106 g PO_4^{3-}-Äquivalente/MJ Biogas.

Versauerungspotenzial (AP)

Emissionen von Stoffen mit einer versauernden Umweltwirkung entstehen bei der Prozesskette „Einsatz von Biomethan in Kraft-Wärme-Kopplung“ durch den Anbau der Biomasse (0,165-0,172 g SO_2-Äquivalente/MJ Biogas), den Bau und Rückbau der Biogasanlage (0,00296-0,00308 g SO_2-Äquivalente/MJ Biogas), den BHKW-Betrieb (0,0996-0,0997 g SO_2-Äquivalente/MJ Biogas), die Nutzung des Gärrest (0,336 g SO_2-Äquivalente/MJ Biogas), die Gasaufbereitung (0,00252-0,00397 g SO_2-Äquivalente/MJ Biogas) sowie die Stromverbräuche der Biogasanlage (0,00946-0,0102 g SO_2-Äquivalente/MJ Biogas) und der Gasaufbereitung (0,0188-0,0189 g SO_2-Äquivalente/MJ Biogas) (Abbildung 23). Gutschriften kommen zum Tragen für die Stromproduktion (0,141-0,153 g SO_2-Äquivalente/MJ Biogas), die Wärmeproduktion (0,0495-0,0501 g SO_2-Äquivalente/MJ Biogas) sowie die Mineraldüngersubstitution (0,0418-0,451 g SO_2-Äquivalente/MJ Biogas). Der Gesamtprozess führt somit im Vergleich zu dem Referenzsystem zu einer Erhöhung des Versauerungspotenzials um 0,343-0,381 g SO_2-Äquivalente/MJ Biogas.

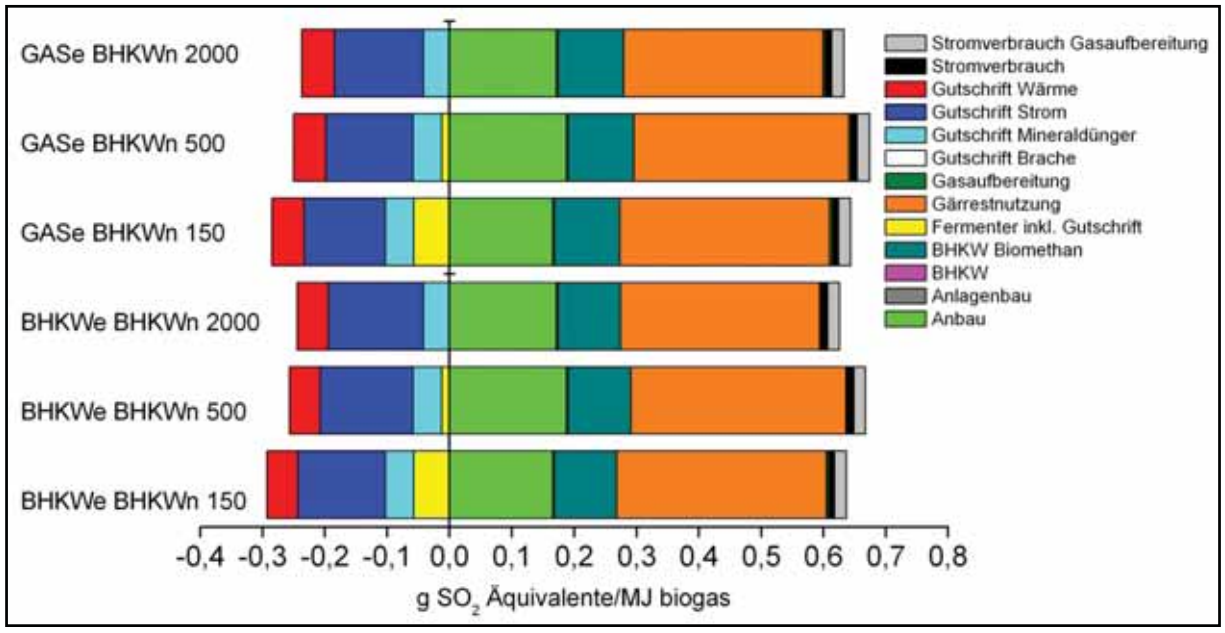


Abbildung 23: Versauerungspotenzial bei KWK-Nutzung (GASe=Gastherme zur Energieversorgung, BHKWe= BHKW zur Energieversorgung, BHKWn= Nutzung des Biomethan im BHKW)

Einsatz von Biomethan zur thermischen Nutzung

Erdgas wird häufig zur rein thermischen Nutzung in Gasbrennern/-thermen eingesetzt. Dieser Nutzungspfad ist in Abbildung 24 dargestellt.

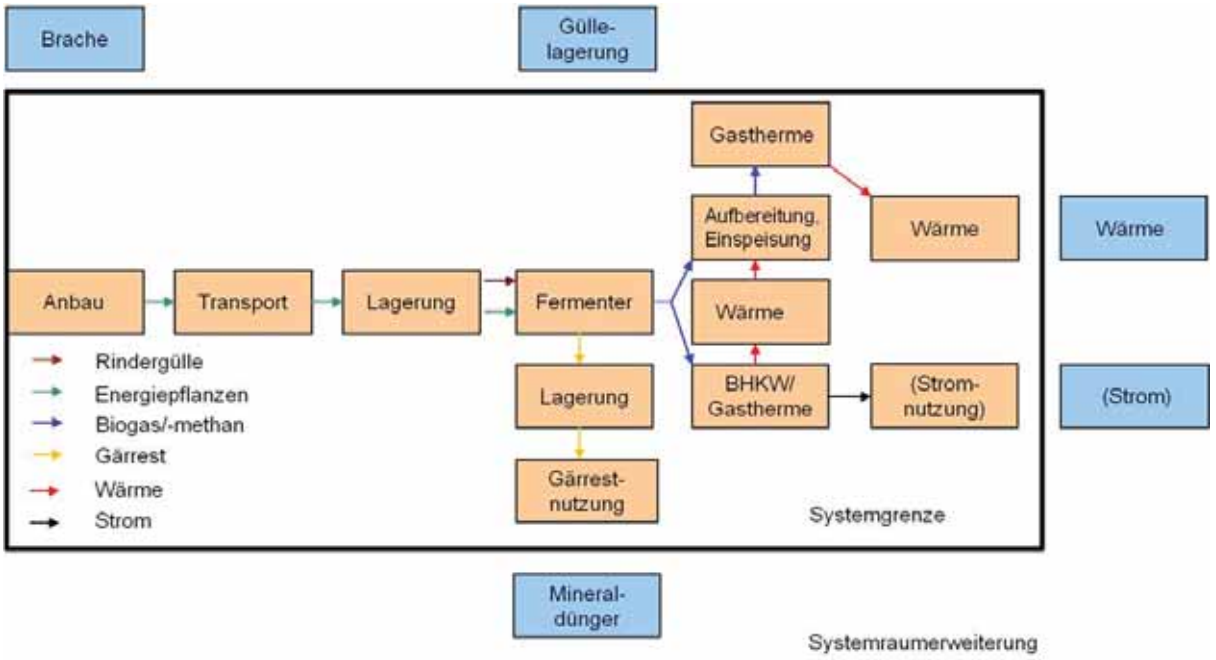


Abbildung 24: Systemfließbild der Biogasaufbereitung und thermischen Nutzung des Biomethans

Kumulierter Energieaufwand (KEA)

Der primärenergetische Aufwand bei der Erzeugung von Biomethan mit thermischer Nutzung wird durch den Anbau der Biomasse (0,156-0,159 MJ PE/MJ Biogas), den Bau und Rückbau der Biogasanlage (0,010-0,015 MJ PE/MJ Biogas), den Betrieb der Gastherme (0,00348-0,00350 MJ PE/MJ Biogas), die Nutzung des Gärrest (0,0056-0,0115 MJ PE/MJ Biogas), die Gasaufbereitung (0,0538-0,089 MJ PE/MJ Biogas) sowie die Stromverbräuche der Biogasanlage (0,106-0,115 MJ PE/MJ Biogas) und der Gasaufbereitung (0,205-0,209 MJ PE/MJ Biogas). Die primärenergetischen Gutschriften werden durch die Substitution der Prozesse zur Erdgasnutzung (0,983-0,989 MJ PE/MJ Biogas), Stromproduktion (0,135-0,142 MJ PE/ MJ Biogas) und Mineraldüngerproduktion (0,0637-0,0692 MJ PE/MJ Biogas) erreicht (Abbildung 25). Für den Gesamtprozess wird somit eine Einsparung von 0,63-0,64 MJ PE/MJ Biogas erreicht.

Die genannten Ergebnisse beziehen sich auf die Eigenenergieversorgung der Anlage mit einem wärmegeführten BHKW. Bei Nutzung einer Gastherme zur Eigenenergieversorgung fällt die Stromgutschrift weg während sich Gutschrift für den Erdgasersatz um 0,05 erhöht die Primärenergiebedarfe der Gasaufbereitung selbst sowie des elektrischen Energiebedarfs der Gasaufbereitung erhöhen sich geringfügig um 0,002 MJ PE/MJ Biogas resp. 0,01 MJ PE/MJ Biogas. Insgesamt wird hierbei eine Einsparung von 0,52-0,54 MJ PE/MJ Biogas erreicht.

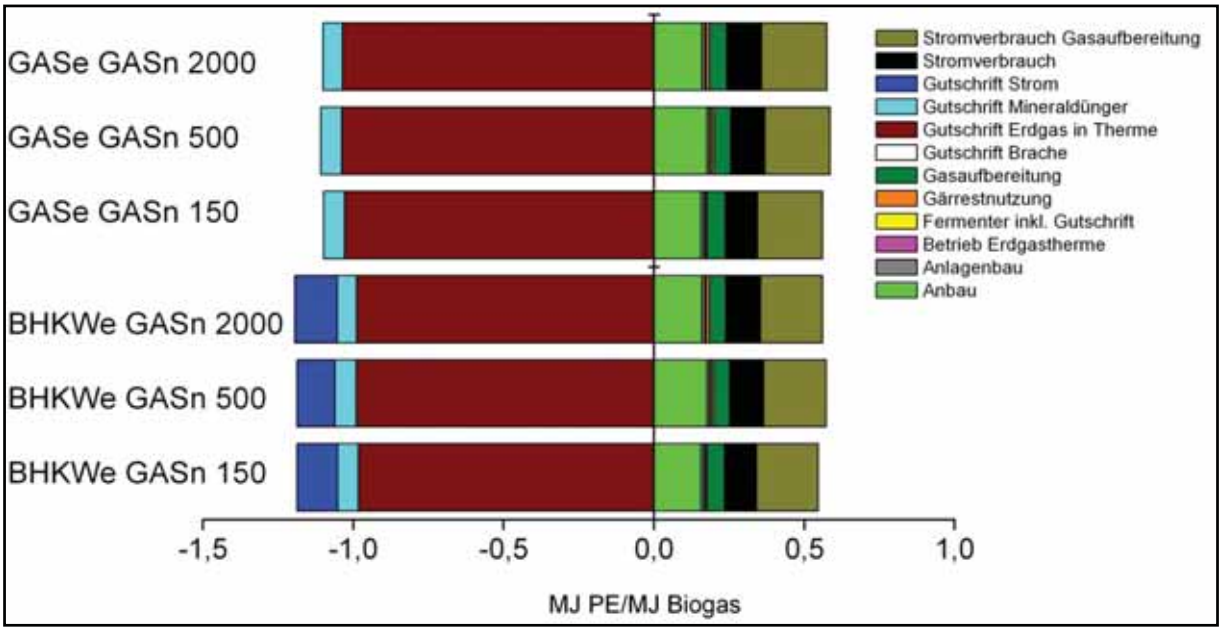


Abbildung 25: Primärenergiebedarf bei Nutzung in Gastherme (GASe=Gastherme zur Energieversorgung, BHKWe= BHKW zur Energieversorgung, GASn= Nutzung des Biomethan in Erdgastherme)

Treibhauspotenzial (GWP)

Die Treibhausgasemissionen bei der Prozesskette „Einsatz von Biomethan zur thermischen Nutzung“ entstehen durch den Anbau der Biomasse (17,3-19,6 g CO_2-Äquivalente/MJ Biogas), den Bau und Rückbau der Biogasanlage (1,05-1,09 g CO_2-Äquivalente/MJ Biogas), den Betrieb der Gastherme (46,1-46,4 g CO_2-Äquivalente/MJ Biogas), den Betrieb des Fermenters (1,5-5,1 g CO_2-Äquivalente/MJ Biogas), die Nutzung des Gärrest (4,46-4,76 g CO_2-Äquivalente/MJ Biogas), die Gasaufbereitung (6,97-7,23 g CO_2-Äquivalente/MJ Biogas) sowie die Stromverbräuche der Biogasanlage (6,79-7,38 g CO_2-Äquivalente/MJ Biogas) und der Gasaufbereitung (15,9-16,1 g CO_2-Äquivalente/MJ Biogas).

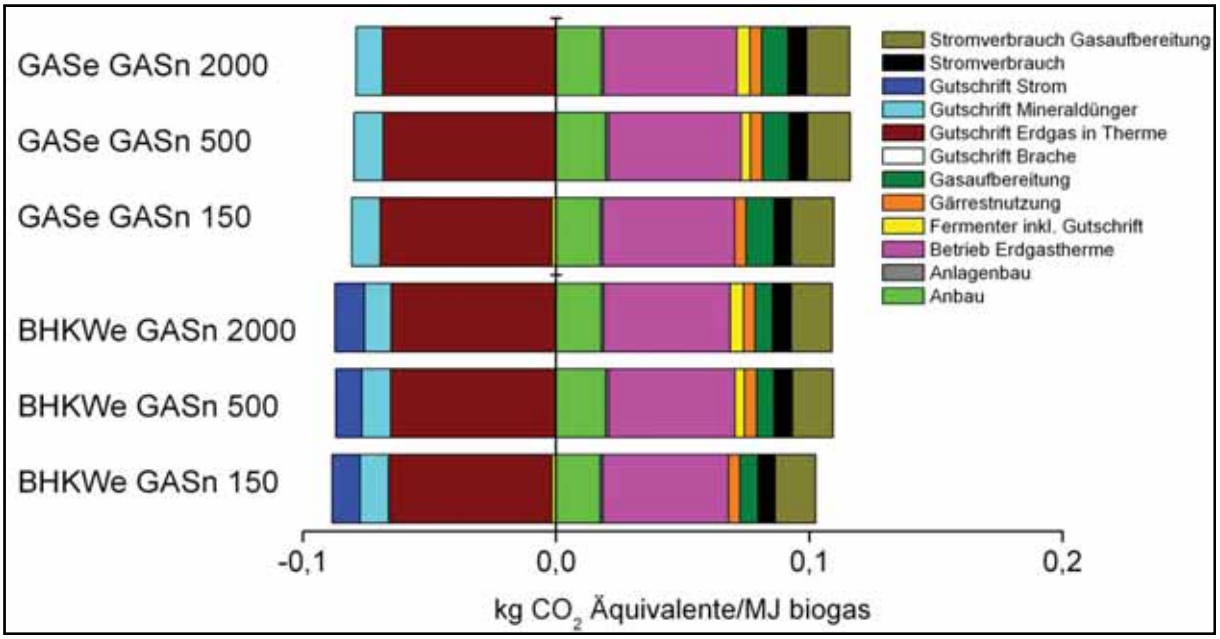


Abbildung 26: Treibhauspotenzial bei Nutzung in Gastherme (GASe=Gastherme zur Energieversorgung, BHKWe= BHKW zur Energieversorgung, GASn= Nutzung des Biomethan in Erdgastherme)

Gutschriften errechnen sich für die Wärmeproduktion (64,6-65,1 g CO_2-Äquivalente/MJ Biogas), die Stromproduktion (11,1-11,7 g CO_2-Äquivalente/MJ Biogas) sowie die Mineraldüngersubstitution (10,5-11,2 g CO_2-Äquivalente/MJ Biogas) (Abbildung 26). Der Gesamtprozess führt somit zu einer Erhöhung des Treibhauspotenzials von 10,8-18,6 g CO_2-Äquivalente/MJ Biogas erreicht.

Eutrophierungspotenzial (EP)

Emissionen von eutrophierenden Substanzen entstehen bei der Prozesskette „Einsatz von Biomethan zur thermischen Nutzung“ durch den Anbau der Biomasse (0,069-0,078 g PO_4^{3-}-Äquivalente/MJ Biogas), den Bau und Rückbau der Biogasanlage (0,00127-0,00132 g PO_4^{3-}-Äquivalente/MJ Biogas), den Betrieb der Gastherme (0,00273-0,00275 g PO_4^{3-}-Äquivalente/MJ Biogas), die Nutzung des Gärrest (0,0665-0,0684 g PO_4^{3-}-Äquivalente/MJ Biogas), die Gasaufbereitung (0,000519-0,00157 g PO_4^{3-}-Äquivalente/MJ Biogas) sowie die Stromverbräuche der Biogasanlage (0,0263-0,0285 g PO_4^{3-}-Äquivalente/MJ Biogas) und der Gasaufbereitung (0,0609-0,0613 g PO_4^{3-}-Äquivalente/MJ Biogas).

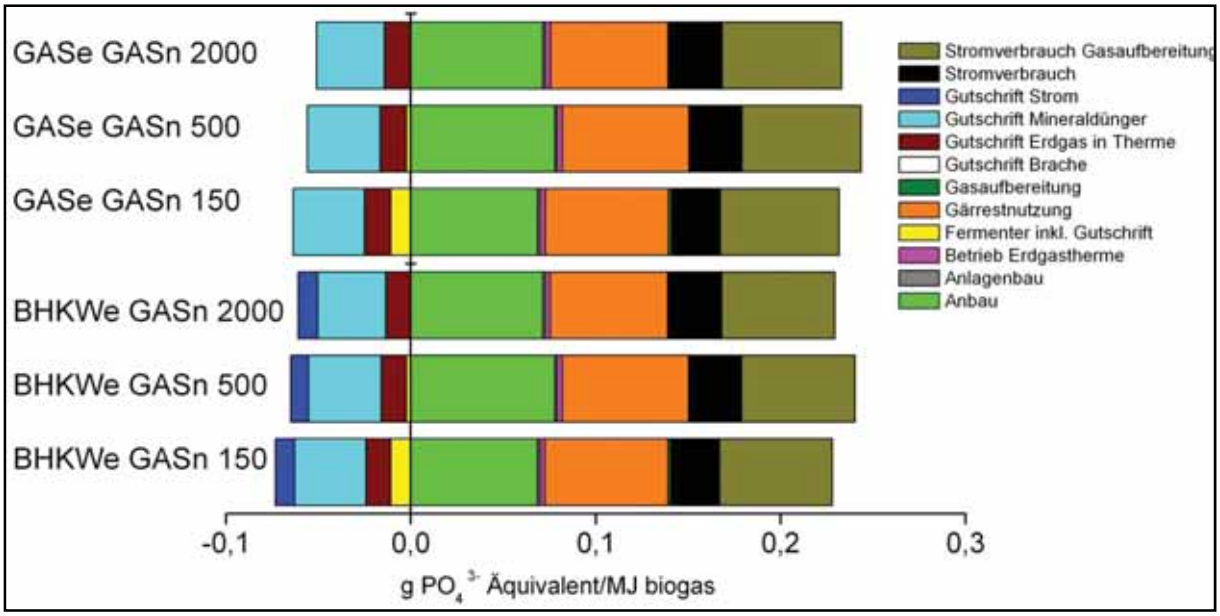


Abbildung 27: Eutrophierungspotenzial bei Nutzung in Gastherme (GASe=Gastherme zur Energieversorgung, BHKWe= BHKW zur Energieversorgung, GASn= Nutzung des Biomethan in Erdgastherme)

Gutschriften kommen zum Tragen für die Stromproduktion (0,087-0,094 g PO_4^{3-}-Äquivalente/MJ Biogas), die Wärmeproduktion (0,0135-0,0136 g PO_4^{3-}-Äquivalente/MJ Biogas) sowie die Mineraldüngersubstitution (0,0367-0,0387 g PO_4^{3-}-Äquivalente/MJ Biogas) (Abbildung 27). Insgesamt erhöht sich damit das Eutrophierungspotenzial um 0,155-0,168 g PO_4^{3-}-Äquivalente/MJ Biogas.

Versauerungspotenzial (AP)

Emissionen von Stoffen mit einer versauernden Umweltwirkung entstehen bei der Prozesskette „Einsatz von Biomethan zur thermischen Nutzung“ durch den Anbau der Biomasse (0,165-0,172 g SO_2-Äquivalente/MJ Biogas), den Bau und Rückbau

der Biogasanlage (0,00296-0,00308 g SO_2-Äquivalente/MJ Biogas), den Betrieb der Gastherme (0,0106-0,0107 g SO_2-Äquivalente/MJ Biogas), die Nutzung des Gärrest (0,319-0,336 g SO_2-Äquivalente/MJ Biogas), die Gasaufbereitung (0,00252-0,00397 g SO_2-Äquivalente/MJ Biogas) sowie die Stromverbräuche der Biogasanlage (0,00946-0,0102 g SO_2-Äquivalente/MJ Biogas) und der Gasaufbereitung (0,0209-0,0210 g SO_2-Äquivalente/MJ Biogas). Gutschriften kommen zum Tragen für die Stromproduktion (0,165-0,173 g SO_2-Äquivalente/MJ Biogas), die Wärmeproduktion (0,0544-0,0547 g SO_2-Äquivalente/MJ Biogas) sowie die Mineraldüngersubstitution (0,0418-0,451 g SO_2-Äquivalente/MJ Biogas) (Abbildung 28). Der Gesamtprozess führt somit im Vergleich zu dem Referenzsystem zu einer Erhöhung des Versauerungspotenzials um 0,343-0,381 g SO_2-Äquivalente/MJ Biogas.

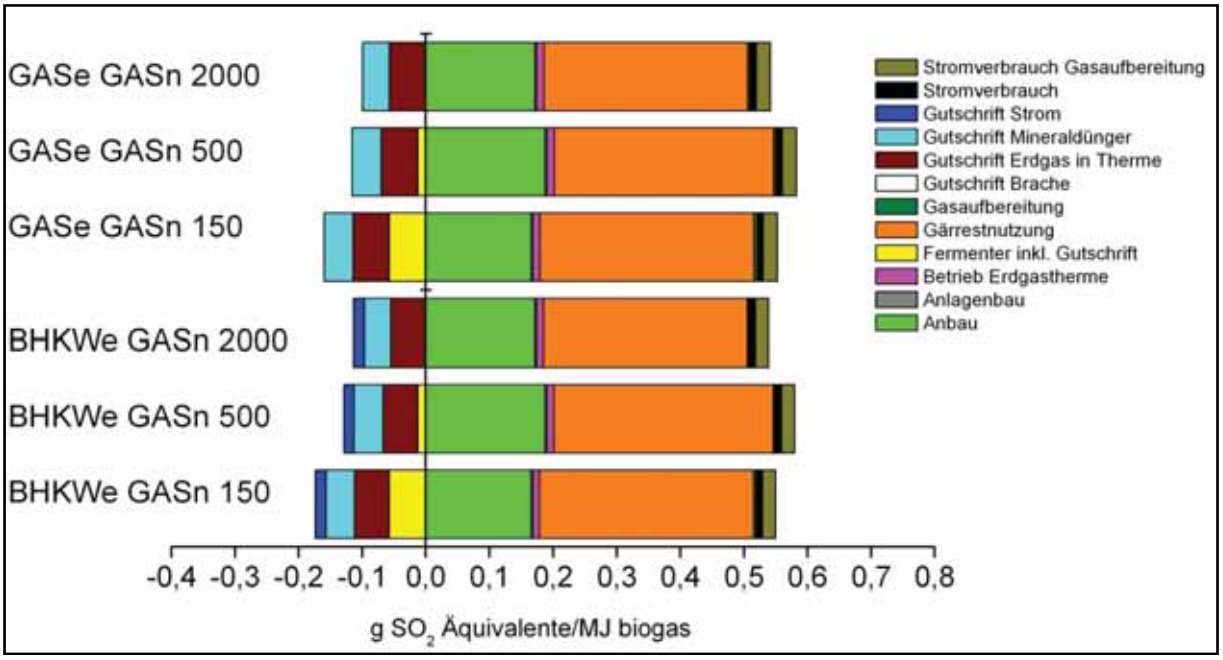


Abbildung 28: Versauerungspotenzial bei Nutzung in Gastherme (GASe=Gastherme zur Energieversorgung, BHKWe= BHKW zur Energieversorgung, GASn= Nutzung des Biomethan in Erdgastherme)

Einsatz von Biomethan in Kraftfahrzeugen

Beim Einsatz von Biomethan als Benzinersatz in Kraftfahrzeugen wird ebenfalls ein BHKW betrieben, um die Prozesswärme zur Gasaufbereitung bereitzustellen. Der hierbei erzeugte Strom wird ins Stromnetz eingespeist. Die Erweiterung des Systemraumes wurde auch hier analog zur KWK-Nutzung des Biogases genutzt, um zusätzliche Funktionen des Systems auszugleichen, wie die Substitution der Stromerzeugung oder des Benzin-PKW. Einen Überblick über das betrachtete Produktsystem

und die Erweiterung des Systemraumes gibt

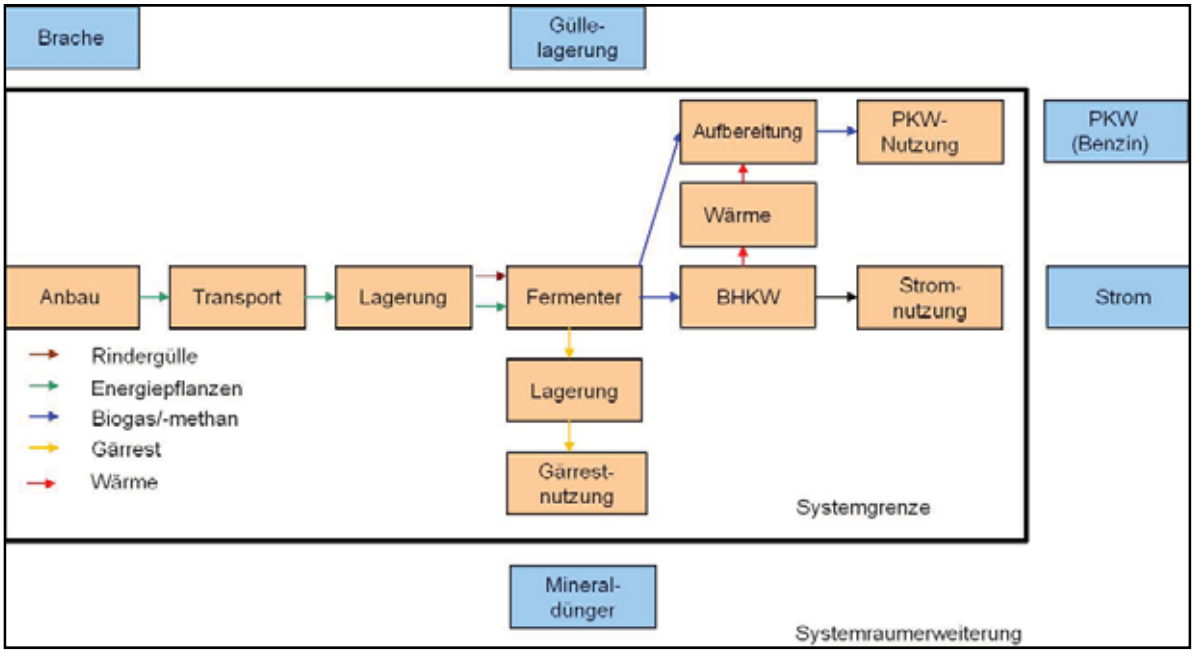


Abbildung 29.

Kumulierter Energieaufwand (KEA)

Der primärenergetische Aufwand bei der Erzeugung von Biomethan und Nutzung in Kraftfahrzeugen wird im Wesentlichen durch den Stromverbrauch von Biogasanlage und Gasaufbereitung bestimmt (0,106-0,115 MJ PE/MJ Biogas resp. 0,184-0,196 MJ PE/MJ Biogas) sowie durch den Anbau der Biogassubstrate (0,156-0,176 MJ PE/MJ Biogas und die Gasaufbereitung (0,054-0,062 MJ PE/MJ Biogas).

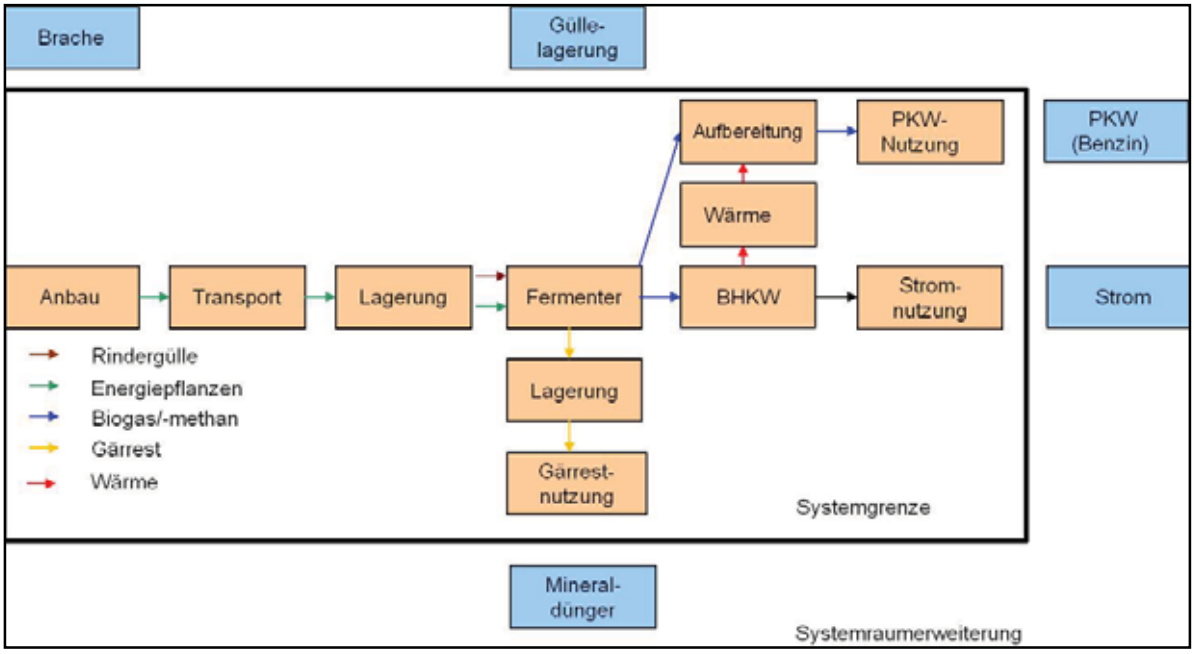


Abbildung 29: Systemgrenze und Systemraumerweiterung Biogaserzeugung, Gasaufbereitung und PKW-Nutzung

Die primärenergetischen Gutschriften werden durch die Substitution des Betriebs eine Benzin-PKW (1,19-1,25 MJ PE/MJ Biogas) sowie die Stromproduktion (0,135-0,142 MJ PE/MJ Biogas) und die Mineraldüngerproduktion (0,064-0,071 MJ PE/MJ Biogas) erreicht (Abbildung 30). Für den Gesamtprozess wird somit eine Einsparung von 0,865-0,970 MJ PE/ MJ Biogas erreicht.

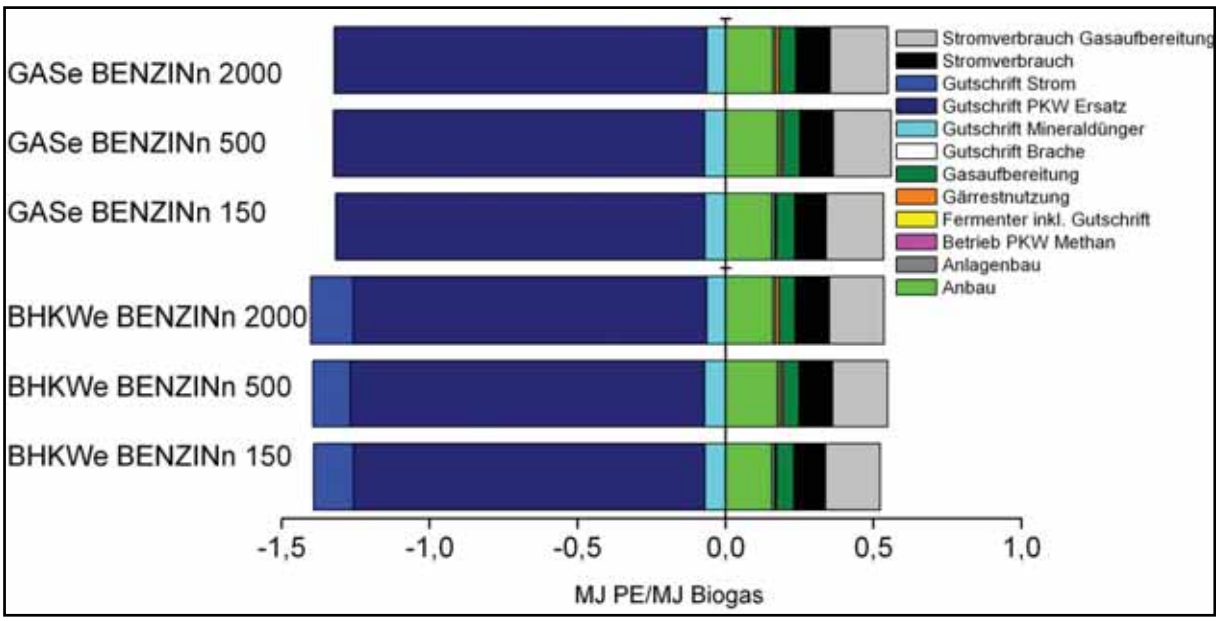


Abbildung 30: Primärenergiebedarf von Biomethan bei PKW-Nutzung (Benzinersatz)

Die genannten Ergebnisse beziehen sich auf die Eigenenergieversorgung der Anlage mit einem wärmegeführten BHKW. Bei Nutzung einer Gastherme zur Eigenenergieversorgung fällt die Stromgutschrift weg. Insgesamt wird hierbei eine Einsparung von 0,77-0,78 MJ PE/MJ Biogas erreicht.

Treibhauspotenzial (GWP)

Die Ergebnisse zeigen, dass auch mit der Aufbereitung von Biogas und der Verwendung des Biomethans als Kraftstoff Einsparungen erzielt werden können, die allerdings nur bei Energieversorgung mit einem BHKW aufgrund der hiermit zusätzlich erzeugten Stromgutschrift im Bereich der Einsparungen der direkten Strom- und Wärmeerzeugung liegen (Abbildung 31). Die größten Gutschriften werden durch die Substitution des Benzin-PKW (ca. 86-91 g CO_2 Äquivalente/MJ Biogas), die Stromerzeugung (10-12 g CO_2 Äquivalente/MJ Biogas) und in geringerem Umfang den Nährstoffen im Gärrest (10-11 g CO_2 Äquivalente/MJ Biogas) vergeben (Abbildung 31). Die größten potenziellen Umweltlasten entstehen durch den Betrieb des Erdgasfahrzeugs mit Biomethan (1-5 g CO_2 Äquivalente/MJ Biogas), den Anbau der Energiepflanzen (17-20 g CO_2 Äquivalente/MJ Biogas) und den Stromverbrauch von Anlage und Aufbereitung (7-8 resp. 14-15 g CO_2 Äquivalente/MJ Biogas). Für den Gesamtprozess wird somit eine Einsparung von 49,4-57,7 g CO_2-Äquivalente/MJ Biogas erreicht.

Die genannten Ergebnisse beziehen sich auf die Eigenenergieversorgung der Anlage mit einem wärmegeführten BHKW. Bei Nutzung einer Gastherme zur Eigenenergie-

versorgung fällt die Stromgutschrift weg. Insgesamt wird hierbei eine Einsparung von 35,4-43,2 g CO_2-Äquivalente /MJ Biogas erreicht.

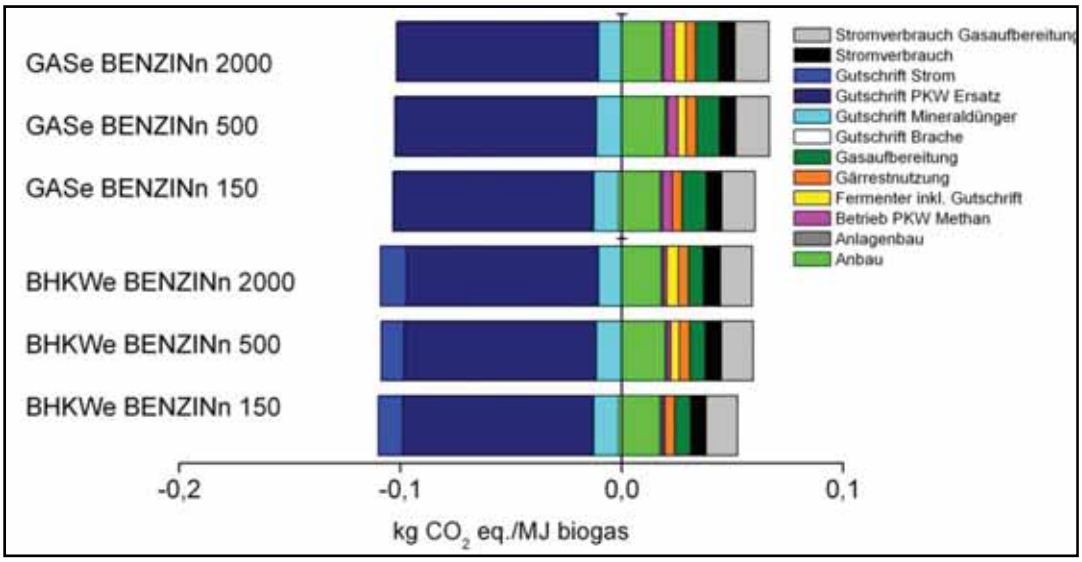


Abbildung 31: Treibhausgasbilanz von Biomethan bei PKW-Nutzung (Benzinersatz)

Eutrophierungspotenzial (EP)

Hinsichtlich des Eutrophierungspotenzials zeigt sich bei allen Anlagen, dass die Biomethannutzung im Kraftstoffbereich zu zusätzlichen Emissionen von ca. 0,11-0,13 g PO_4^{3-} Äquivalenten/MJ Biogas führt. Die größten Gutschriften werden hierbei für die Substitution des Benzin-PKW (0,048 g PO_4^{3-} Äquivalente/MJ Biogas), die Gutschriften der Nährstoffe (0,037 g PO_4^{3-} Äquivalente/MJ Biogas), sowie die Stromgutschrift (0,01-0,011 g PO_4^{3-} Äquivalente/MJ Biogas) vergeben (Abbildung 32).

Die größten Umweltlasten entstehen durch den Anbau der Energiepflanzen (0,069-0,071 g PO_4^{3-} Äquivalenten/MJ Biogas), die Nutzung des Gärrests (0,063-0,066 g PO_4^{3-} Äquivalente/MJ Biogas), sowie den Betrieb des Erdgas-PKW (0,006 g PO_4^{3-} Äquivalente/MJ Biogas).

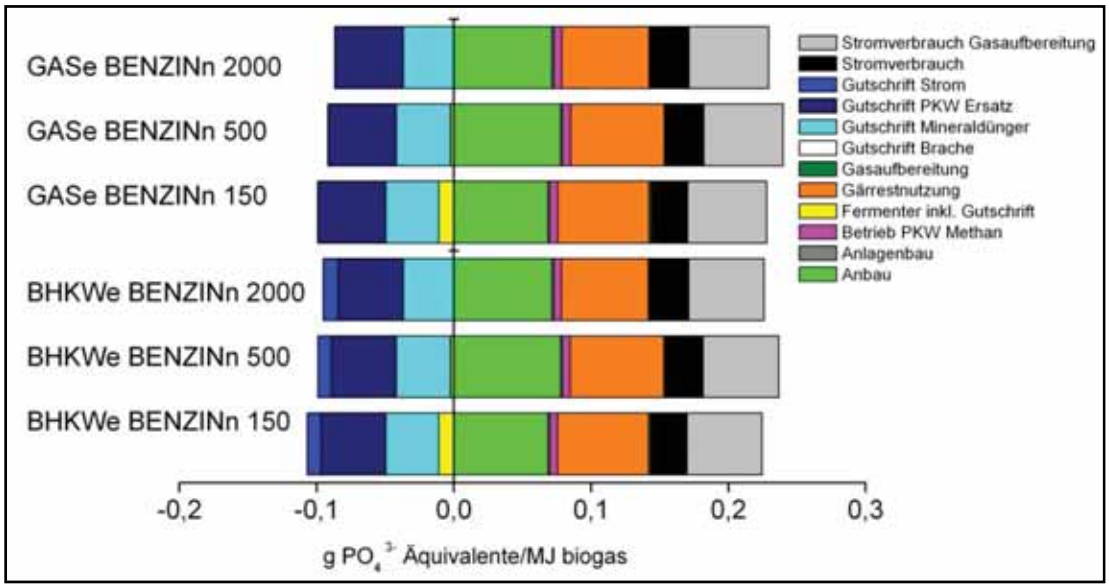


Abbildung 32**:** Eutrophierungspotenzial von Biomethan bei PKW-Nutzung (Benzinersatz)

Die Ergebnisse zum Versauerungspotenzial weise ebenfalls auf ein erhöhtes Emissionspotenzial aus (0,23-0,33 g SO_2 Äquivalente/ MJ Biogas). Die größte Gutschrift ist dem Ersatz von Benzin-PKW zuzurechnen (0,041-0,046 g SO_2 Äquivalente/ MJ Biogas), die größten potenziellen Umweltlasten entstehen durch die Gärrestnutzung (0,32-0,35 g SO_2 Äquivalente/MJ Biogas), den Anbau der Energiepflanzen (0,17-0,19 g SO_2 Äquivalente/MJ Biogas) und den Betrieb des Erdgasfahrzeugs (0,029-0,032 g SO_2 Äquivalente/MJ Biogas) (Abbildung 33).

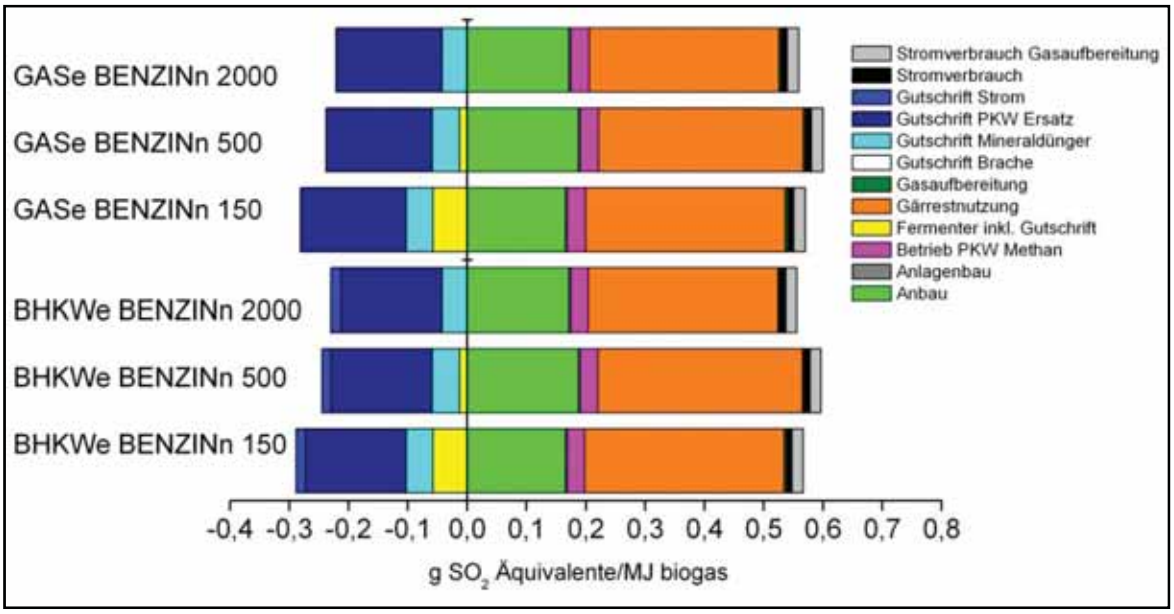


Abbildung 33: Versauerungspotenzial von Biomethan bei PKW-Nutzung (Benzinersatz)

Abschließende Bewertung der ökobilanziellen Betrachtung

Die Nutzung von in landwirtschaftlichen Anlagen fermentativ erzeugtem Biogas kann insgesamt zu wesentlichen Umweltvorteilen führen, insbesondere zu einer Reduktion von klimarelevanten Emissionen sowie zu einer Einsparung an Primärenergie. Sowohl die direkte Verstromung des Biogases in KWK-Anlagen als auch die Nutzungspfade des zu Biomethan aufbereiteten Biogases zeigen ein Potenzial zur Reduktion des Treibhauspotenzials. Die Biogaserzeugung in Gülleanlagen führt auch in den Wirkungskategorien Eutrophierungs- und Versauerungspotenzial zu einer Verringerung der potenziellen negativen Umweltwirkungen. Neben diesem Sonderfall werden bei keinem der betrachteten Erzeugungs- und Nutzungspfade Umweltvorteile erzielt, was im Wesentlichen den Ammoniakemissionen geschuldet ist die beim Anbau der Biomasse und der Ausbringung der Gärreste entstehen.

Legt man das Potenzial zur Einsparung von Primärenergie und Treibhausgasen zu Grunde, so kann auf Basis der Ökobilanzergebnisse eine Rangfolge zur Förderwürdigkeit der betrachteten Erzeugungs- und Nutzungspfade von Biogas resp. Biomethan abgeleitet werden. Zunächst bleibt festzustellen, dass sich die direkte Nutzung von Biogas in KWK-Anlagen im Vergleich am Vorteilhaftesten darstellt. Hierbei ist insbesondere die Sonderstellung von kleinen Gülleanlagen zu beachten, die – bei geschlossenen Gärrestlagern – erhebliche Mengen an klimarelevanten Emissionen aus der konventionellen Güllelagerung (in offenen Lagerbehältern) vermeidet und deshalb im Vergleich zu anderen NawaRo-Anlagen ein deutlich erhöhtes Einsparpotenzial zeigt. Nach der direkten Verstromung stellt sich auch die Nutzung von zu Biomethan aufbereitetem Biogas in KWK-Anlagen als vorteilhaft dar. Insbesondere wird hierbei der Vorteil erreicht, dass Anlagenstandorte zur Verstromung gewählt werden können die eine ganzjährige Wärmeabnahme ermöglichen und deshalb zu höheren Wärmenutzungsgraden führen. In der Rangfolge der Förderwürdigkeit ist an dritter Stelle die Nutzung von Biomethan im Kraftstoffbereich zu nennen. Allerdings ist hierbei sicherzustellen, dass eine Substitution von Benzin- resp. Dieselbetriebenen PKW erfolgt. Eine Ausnahme stellt die Verwendung von Biogas in thermischer Nutzung zum direkten Ersatz von Erdgas dar. Erdgas ist im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern ein relativ emissionsarmer Brennstoff sowohl bei der Bereitstellung als auch der Nutzung. Da die Erzeugung und Aufbereitung von Biogas im Vergleich hierzu höhere negative Umweltwirkungen erzeugt, führt die Gesamtprozesskette „Biomethanerzeugung zur thermischen Nutzung“ zu einer Erhöhung des Treibhauspotenzials und ist deshalb aus dem Blickwinkel des Klimaschutzes nicht für einen weiteren Ausbau zu empfehlen.

Literatur

BMELV (2009), Entwicklung des Inlandsabsatzes von Düngemitteln.

Crutzen, P, J,, A, R, Mosier, K, A, Smith and W, Winiwarter (2007), "N2O release from agro-biofuel production negates global warming reduction by replacing fossil fules," Atmos, Chem, Phys, Discuss, 7(4): 11191-11205.

Ecoinvent (2004), "Life Cycle Inventories of Agricultural Production Systems".

Gärtner, S,, J, Münch, G, Reinhardt and R, Vogt (2008), Ökobilanzen Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung, Heidelberg.

IPCC (2006), "2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Chapter 11: N2O Emissions from Managed Soils, and CO2 Emissions from Lime and Urea Application".

ISO14044 (2006), Umweltmanagement –Ökobilanz –Anforderungen und Anleitungen (ISO 14044:2006).
Leick, B, (2003), Emission von Ammoniak (NH3) und Lachgas (N2O) von landwirtschaftlich genutzten Böden in Abhängigkeit von produktionstechnischen Maßnahmen.
LTZ (2008), "Inhaltsstoffe von Gärprodukten und Möglichkeiten zu ihrer geordneten pflanzenbaulichen Verwertung".
Sensel, K, (2008), "Pflanzenbauliche Verwertung von Gärrückständen aus Biogasanlagen unter besonderer Berücksichtigung des Inputsubstrats Energiepflanzen".
UBA (2009), "Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger- Durch Einsatz erneuerbarer Energien vermiedene Emissionen im Jahr 2007".
VDI (2010), Emissionsminderung Biogasanlagen in der Landwirtschaft, Vergärung von Energiepflanzen und Wirtschaftsdünger Beuth Verlag GmbH, VDI 3475.
Vogt, R, (2010), Notwendigkeit der Berücksichtigung von Wirkstoffen aus tierischen Exkrementen bei der Ökobilanzierung von Biogasproduktionssystemen.
vTi, J, H, v, T,-I, (2009), Biogas-Messprogramm II: 61 Biogasanlagen im Vergleich, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e,v, (FNR).

3.3.4 Technische Beschreibung und Einordnung der Wirbelschicht-Vergasung (IFK)

Bei der Vergasung unterscheidet man in autotherme und allotherme Vergasung. Die autotherme Vergasung ist gekennzeichnet durch eine Teilverbrennung des Festbrennstoffs (hier Biomasse) mit Luftsauerstoff. Bedingt durch den eingebrachten Luftstickstoff kommt es zu einer starken Verdünnung des Produktgases, wodurch eine Konditionierung, z.B. Methanisierung, ökonomisch unvorteilhaft wird. Eine Vergasung mit Sauerstoff als Vergasungsmittel ist derzeit aufgrund des hohen technischen Aufwands zur Sauerstoffherstellung ebenfalls aus ökonomischer Sicht nicht realisierbar.

Ist das Ziel, das Vergasungsgas in einem weiteren Prozessschritt zu einem Erdgassubstitut aufzubereiten, ist die Wasserdampfvergasung ein vielversprechendes Vergasungsverfahren. Hierbei wird Wasserdampf als Vergasungsmittel eingesetzt, wodurch das Produktgas nicht durch ein Inertgas verdünnt wird. Der überschüssige Wasserdampf kann auskondensiert werden, wodurch das trockene Vergasungsgas gegenüber dem Produktgas der Luftvergasung einen hohen Heizwert (12-13 MJ/Nm³) und einen hohen Wasserstoffanteil besitzt. Weiterhin zeichnet sich das Vergasungsgas der Wasserdampfvergasung durch günstige Verhältnisse zwischen Wasserstoff zu Kohlenstoffmonoxid bzw. Kohlenstoffdioxid aus. Diese Verhältnisse sind ausschlaggebend, um eine nachfolgende Methanisierung aus technischer und ökonomischer Sicht durchführen zu können. In der nachfolgenden Tabelle 20 sind die Gaszusammensetzungen der Luft- und Wasserdampfvergasung vergleichend gegenübergestellt (FNR, 2006).

Tabelle 20: Zusammensetzung des Produktgases nach Vergasungsmittel

Gaskomponenten [Vol-%]	**Vergasungsmittel**	
	Luft	**Wasserdampf**
CO	10 – 20	25 - 47
H_2	9 – 20	35 - 50
CH_4	1 – 8	14 - 25
CO_2	10 – 20	9 - 15
N_2	40 – 55	2 - 3
Heizwert [MJ/Nm³]	4 – 6	12 - 17

Quelle: FNR (2006)

Die notwendige Energiebereitstellung für die endothermen Vergasungsschritte kann bei der Wasserdampfvergasung durch folgende Prozessschritte erfolgen:

(i) Transport des bei der Vergasung gebildeten Koks in eine Verbrennungszone,
(ii) Verbrennung des Koks unter Luftsauerstoffatmosphäre,
(iii) Transport der Verbrennungswärme aus der Verbrennungszone in die Vergasungszone mit Hilfe eines zirkulierenden Feststoffs (Corella et al., 2007).

Diese Prozessschritte sind in Abbildung 34 graphisch verdeutlicht.

Die unter Abbildung 34 vorgestellte Wasserdampfvergasung mit gekoppelter Koks-Verbrennungszone zur Bereitstellung der Vergasungsenergie lässt sich in einem gekoppelten Wirbelschichtsystem realisieren. Im folgenden Kapitel wird auf den Stand der Technik der gekoppelten Wirbelschichtsysteme eingegangen.

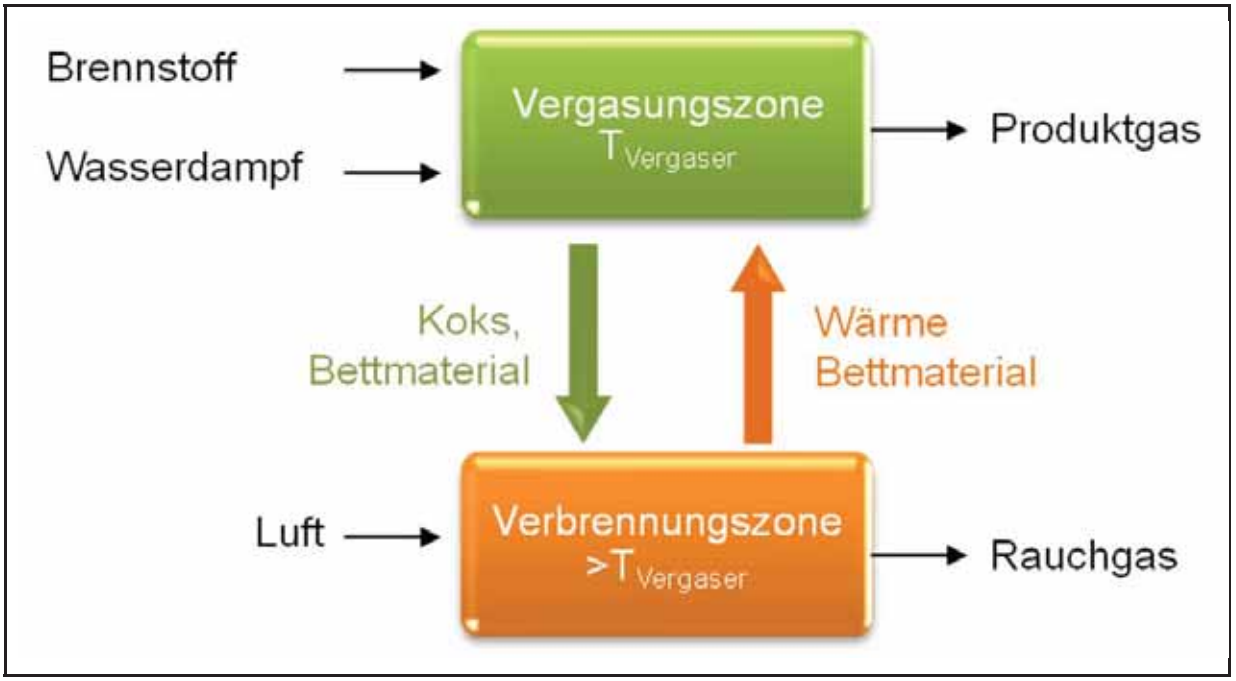


Abbildung 34: Schematische Darstellung der Wasserdampfvergasung

Entwicklungsstand gekoppelte Wirbelschicht-Vergasung

Gekoppelte endotherme und exotherme Reaktorsysteme hatten ihre Anfänge im sogenannten *F*luidized *C*atalytic *C*racking (FCC) Prozess zur Umwandlung schwerer Erdölfraktionen in wertvolleres Benzin, olefinische Stoffe und andere Produkte vor mehr als 50 Jahren. Basierend auf diesem FCC-Reaktorsystem entwickelten sich vor ca. 30 Jahren die ersten Wirbelschichtvergasungsanlagen mit zirkulierendem Feststoff als wärmeübertragendes Medium und mit reinem Wasserdampf als Vergasungsmittel. Jedoch mussten diese, bedingt durch verschiedene technische und ökonomische Probleme, nach wenigen Jahren wieder abgestellt werden. Ende des letzten Jahrhunderts wurden die gekoppelten Vergaser in Form verschiedener Demonstrationsanlagen wieder aufgegriffen. Beispielsweise hat die Firma FERCO in Burlington Vermont eine Demonstrationsanlage zur Biomassevergasung Anfang der Neunziger Jahre aufgebaut (Paisley et al.).

Weiterhin hat Prof. Hofbauer Mitte der Neunziger Jahre mit seinem Forscherteam in Wien den *F*ast *I*nternally *C*irculating *F*luidized *B*ed (FICFB) Vergaser entwickelt, welcher auch die Basis für den derzeit erfolgreich kommerziell arbeitenden gekoppelten

Wirbelschichtvergaser in Güssing war, worauf im folgenden Kapitel detailliert eingegangen wird (Fleck et al., 1996; Zschetzsche et al., 1994; Hofbauer et al., 2002). Aufbauend auf dem gekoppelten Wirbelschichtkonzept in Güssing wurde im Jahr 2009 in Oberwart ein neues Biomassekraftwerk im Leistungsbereich 9 MW_{th} fertiggestellt und in Betrieb genommen (TU Wien, 2009).

Am Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK) der Universität Stuttgart wurden in den letzten Jahre erfolgreich Wasserdampfvergasungsversuche in einem gekoppelten Wirbelschichtsystem mit verschiedenen Biomassearten als Brennstoff im Leistungsbereich von 20 kW_{th} durchgeführt. Am IFK-Technikum ist eine neue Wirbelschichtversuchsanlage im Leistungsbereich von 200 kW_{th} installiert und in Betrieb genommen worden. Die vielfältigen Bezeichnungen für gekoppelte Wirbelschichtsysteme werden in der Literatur zu dem Akronym DFB für *D*ual (Double) *F*luidized *B*ed zusammengefasst.

Stärken und Schwächen der Wasserdampfvergasung

Die Wasserdampfvergasung zeichnet sich durch folgende Vorteile aus:

I. Die Wasserstoffkonzentrationen liegen deutlich höher als beispielsweise bei der Luftvergasung (vgl. Tabelle 20).

II. Der Wasserdampf kann mit relativ geringem Aufwand wieder aus dem Rohgas auskondensiert werden, wodurch ein mittelkalorisches Produktgas entsteht.

III. Aufgrund des hohen Wasserstoffgehaltes und der Abwesenheit eines Inertgases eignet sich das Produktgas besser zur Methanisierung als das Vergasungsgas der Luftvergasung.

IV. Durch die gekoppelte Koksbrennkammer kommt es bei einem DFB-Wasserdampfvergaser gegenüber einer Luftvergasungsanlage zu einem vollständigeren Brennstoffumsatz.

V. Der Wasserdampf unterstützt während der Vergasung die Teerreduktion, wodurch sich das Produktgas gegenüber einer Luftvergasung bei gleicher Vergasungstemperatur durch niedrigere Teerkonzentrationen auszeichnet (Corella et al., 2008).

Dem gegenüber müssen folgende Faktoren bei der Wasserdampfvergasung berücksichtigt werden:

I. Wasserdampf muss in weit überstöchiometrischen Mengen zugegeben werden, da es nicht nur als Reaktant, sondern auch als Fluidisierungsmedium eingesetzt wird, was zum Punkt II. führt.

II. Zur Erzeugung eines überhitzten Wasserdampfes (850 °C) wird ein nicht unerheblicher Anteil an Energie benötigt, welcher aus der fühlbaren Wärme des Produkt- und Rauchgases entnommen wird, was nicht in das Fernwärmenetz eingespeist werden kann.

III. Erhöhter Frischwasserbedarf und damit erhöhte betriebsgebundene Kosten, da nicht das gesamte Kondensat wieder in den Verdampfer geleitet werden kann.

IV. Erhöhte betriebsgebundene Kosten, aufgrund der Entsorgung bzw. Aufbereitung des Abwassers.

Das DFB Biomassekraftwerk in Güssing

Im Projekt Cluster „Systemanalyse biogene Gase“ hat das IFK aus nachliegenden Gründen entschieden, das Teilprojekt TP 3.2 „ökonomische Analyse der Wirbelschichtvergasung“ aus dem Arbeitspakets AP 3 „Konversionstechnologien“ auf dem DFB-Konzept der Demonstrationsanlage in Güssing aufzubauen. Die Anlagenkomponenten sowie die ökonomischen Eckdaten werden daher auf die 10 MW_{th} bzw. 50 MW_{th} skaliert.

I. Die Gaskonzentrationen des DFB-Produktgases in Güssing stellen eine gute Ausgangssituation für eine nachfolgende Methanisierung dar (Pröll u. Hofbauer, 2008).

II. Die Demonstrationsanlage hat sich als erfolgreich arbeitendes DFB-Biomassevergasungskonzept erwiesen (Corella et al., 2007; Rauch u. Hofbauer, 2003; Hofbauer et al., 2002a).

III. In den letzten Jahren wurden sehr viele technische Daten zu der Demonstrationsanlage veröffentlicht, wodurch eine detailliertere Abschätzung der benötigten Anlagenkomponenten für eine 10 MW_{th} DFB-Vergasungsanlage erfolgen kann (Bolhár-Nordenkampf et al., 2003; Rauch u. Hofbauer, 2003; Hofbauer et al., 2002a).

IV. Ökonomische Eckdaten, basierend auf dem DFB-Vergaser in Güssing, sind ausführlich dokumentiert (Bolhár-Nordenkampf, 2004; Bolhár-Nordenkampf et al., 2003).

V. Die Wahl zu diesem Reaktorkonzept ist auch in Absprache mit dem ZSW erfolgt, die ihre techno-ökonomische Analyse im Rahmen des Teilprojekts TP 3.2 für den AER-Prozess (ebenfalls einem DFB-Vergaser) das Güssing-Konzept zugrunde legen, wodurch eine Vergleichbarkeit gewährleistet ist.

Im folgenden Abschnitt wird die DFB-Vergasungsanlage zur Rohgaserzeugung anhand des Biomassekraftwerks in Güssing vorgestellt. Basierend auf diesem Anlagenkonzept werden dann nachfolgend die Investitionskosten der für die Rohgaserzeugung notwendigen Anlagenkomponenten abgeschätzt. Im Kontext der ökonomischen Randbedingungen werden daraus die Kapitalkosten ermittelt und zusammen mit den Betriebskosten, die Rohgestehungskosten im Unterkapitel „Ergebnisse der techno-ökonomischen Untersuchung für Waldrestholz“ berechnet.

Abbildung 35 verdeutlicht schematisch das Fließbild des 8 MW_{th} Biomassekraftwerks mit Kraft-Wärmekopplung in Güssing. Die Biomasse wird in den Biomassevergaser aufgegeben und dort zusammen mit dem Bettmaterial mit überhitztem Wasserdampf bei einer Vergasungstemperatur von ca. 850 °C fluidisiert. Als Bettmaterial wird Olivin eingesetzt, welches sich durch die Eigenschaft Teere zu reduzieren auszeichnet.

Der Wirbelschichtvergaser arbeitet als stationäre Wirbelschicht. Der bei der Vergasung entstehende Koks wird zusammen mit dem Olivin durch einen fluidisierten Ver-

bindungskanal zum Verbrennungsreaktor geleitet. Der Verbrennungsreaktor ist eine zirkulierende Wirbelschicht, welche mit Luft mehrstufig fluidisiert wird. Die Temperatur in der Brennkammer beträgt 920 °C, wobei der Koks abbrennt und das Bettmaterial aufheizt. Um die Vergasungstemperatur zu regeln, wird ein gewisser Anteil des im Vergaser produzierten Gases in der Brennkammer als Stützfeuer verbrannt bzw. ein Zusatzbrennstoff verwendet. Der Vergaser wird in der Anfahrphase mit Öl befeuert.

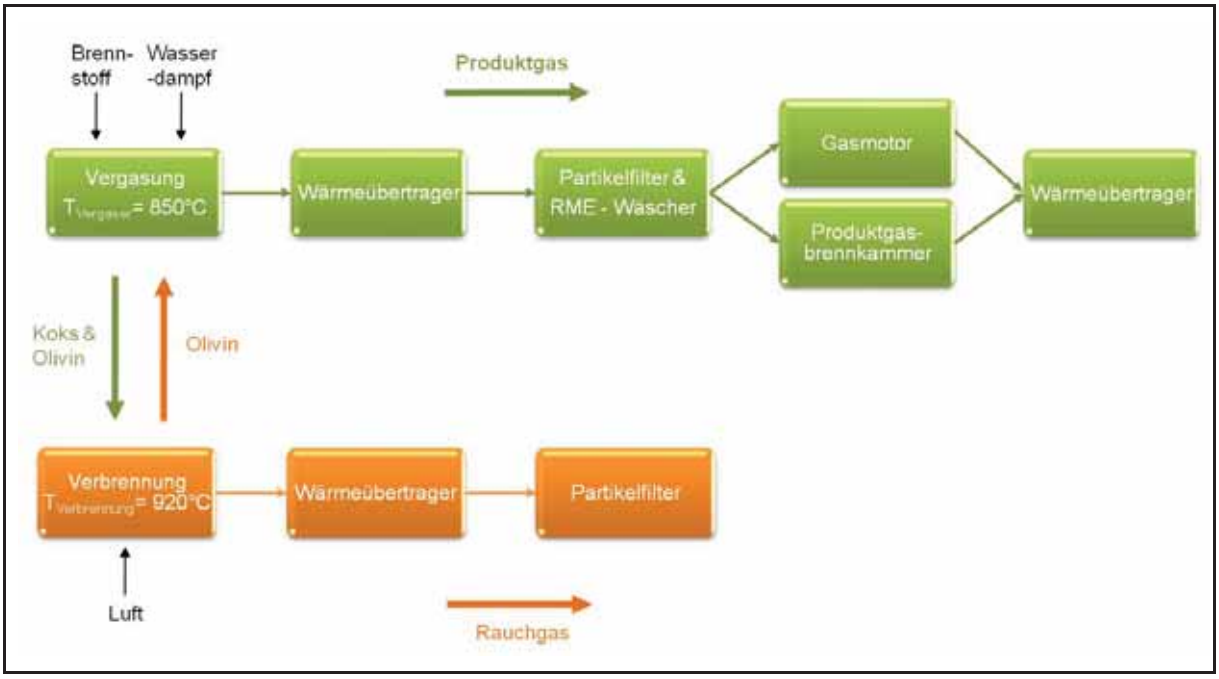


Abbildung 35**:** Schematisches Fließbild des KWK-Biomassekraftwerks in Güssing

Das Rauchgas aus der Brennkammer wird in einem Heißgaszyklon entstaubt und die abgeschiedenen Partikel werden über einen Siphon in den Vergasungsteil zurückgefördert, wo sie die Energie für die endotherme Vergasung bereitstellen. Das Rauchgas gelangt in eine Nachbrennkammer, wodurch aufgrund der notwendigen Verweilzeit gewährleistet wird, dass die vorgegebenen Abgasemissionswerte erreicht werden.

Die anfallende Bettasche wird ausgeschleust, gekühlt und in Container verfüllt. Die Rauchgaskühlung erfolgt über drei Wärmetauscherstufen (dargestellt als Wärmeüberträger in Abbildung 35) wobei nacheinander die Verbrennungsluft vorgewärmt (LUVO), der Sattdampf überhitzt (Überhitzer) und die Fernwärme erzeugt wird. Das 150 °C heiße Rauchgas wird in Gewebefilter entstaubt und mittels eines Rauchgasgebläses zusammen mit den Abgasen des Gasmotors in den Kamin abgeleitet.

Das Produktgas verlässt den Vergasungsreaktor mit ca. 850 °C und wird im anschließenden Produktgaskühler abgekühlt (dargestellt in Abbildung 35 als Wärmeüberträger). Die Wärme wird für die Prozessdampferzeugung eingesetzt und ins Fernwärmenetz eingespeist. Die Entstaubung erfolgt im Produktgasfilter, wobei der Flugkoks in die Brennkammer zurückgeführt wird. Die Teere und der Wasserdampf werden in einem RME-Teerwäscher gewaschen bzw. auskondensiert, wobei das Kondensat zur Dampferzeugung genutzt wird. Das Produktgas wird in einem Gasmo-

tor verstromt, wobei die anfallende Abwärme sowie die fühlbare Wärme des Abgases ins Fernwärmenetz eingespeist werden (Rauch u. Hofbauer, 2003).

Als Biomassebrennstoff werden in Güssing Holz-Hackschnitzel (Fichte) eingesetzt. Die Roh- und Produktgaszusammensetzung vor und nach der Gasreinigung, inklusive der Schadkomponenten Teer, Ammoniak und Schwefelverbindungen, sind in der nachstehenden Tabelle 21 aufgeführt.

Tabelle 21: Roh- und Produktgaszusammensetzung bei DFB-Wasserdampfvergasung von Hackschnitzel (Güssing)

Gasbestandteil			
Kohlenmonoxid	CO	Vol.-%$_{trocken}$	*25*
Wasserstoff	H_2	Vol.-%$_{trocken}$	*39*
Methan	CH_4	Vol.-%$_{trocken}$	*11*
Kohlendioxid	CO_2	Vol.-%$_{trocken}$	*21*
Wasserdampf	H_2O	Vol.-%	*40*
Stickstoff	N_2	Vol.-%$_{trocken}$	*1,4*
Sauerstoff	O_2	Vol.-%	-
Ammoniak vor Gasreinigung	NH_3	Vppm$_{trocken}$	*1500*
Ammoniak nach Gasreinigung	NH_4	Vppm$_{trocken}$	*< 400*
Schwefelverbindungen vor Gasreinigung	H_2S	Vppm$_{trocken}$	*150*
Schwefelverbindungen nach Gasreinigung	H_2S	Vppm$_{trocken}$	*30*
Staub vor Gasreinigung		g/Nm^3	*80*
Staub nach Gasreinigung		g/Nm^3	*< 5*
Teer ab C_6		g/Nm^3$_{trocken}$	*5*
(C_2-Fraktion)		Vol.-%$_{trocken}$	*2*
(C_3-Fraktion)		Vol.-%$_{trocken}$	*0,6*
Heizwert, H_u		kWh/Nm^3	*3,68*

Quellen: Hofbauer et al. (2002a); Bolhár-Nordenkampf et al. (2003); Pfeifer et al. (2007); Pröll et al. (2005).

Ergebnisse der techno-ökonomischen Untersuchung für Waldrestholz Fichte

Im Arbeitspaket 3 werden vom IFK die Rohgasgestehungskosten und daraus abgeleitet die Stromgestehungskosten berechnet und in diesem Bericht für die Leistungsgröße eines 10 MW_{th} und 50 MW_{th} DFB-Vergasers mit fichtestämmigen Biomassen als Brennstoff vorgestellt. Die Schnittstelle zwischen den Projektpartnern im Cluster I wurde am Ausgang des Vergasers festgelegt, was bedeutet, dass die Investitionskosten für die genannten Leistungsgrößen keine Produktgasreinigung beinhalten.

Zur Berechnung der Rohgasgestehungskosten werden die jährlich anfallenden Kosten auf den Rohgasertrag umgelegt. Im Vergleich zu den Stromgestehungskosten sind die Investitionskosten für die Berechnung der Rohgasgestehungskosten um den Betrag des Blockheizkraftwerkes und des Fernwärmeanschlusses reduziert. Weiterhin werden keine Vergütungen durch Wärmeeinspeisung berücksichtigt.

Die Kosten für die Entsorgung der Flugasche bzw. des Bettmaterials werden mit 6 €/t bei einem Austrag von 100 kg/h für beide Leistungsgrößen berechnet. Diese Kosten gestalten sich gegenüber dem AER-Verfahren höher, da als Bettmaterial Olivin verwendet wird und dementsprechend endgelagert werden muss.

In Tabelle 22 ist die techno-ökonomische Beschreibung zur Berechnung der Rohgasgestehungskosten für die DFB-Wasserdampfvergasung von Waldrestholz für den Leistungsbereich 10 MW und 50 MW aufgeführt.

Tabelle 22: DFB-Wasserdampfvergasung von Waldrestholz technisch/ökonomische Beschreibung Rohgasgestehungskosten (Bezugsjaher 2009)

Vergasungsanlagen	**Einheit**	**10 MW**	**50 MW**
wirtschaftliche Lebensdauer: Gebäude und Nahwärmenetz	a	20	20
wirtschaftliche Lebensdauer: Masch. Anlagen	a	20	20
Betriebsstunden	h/a	7500	7500
TM-Gehalt Brennstoff	% FM	65	65
Vergasungsverfahren			
Vergaserart		zirkulierende Wirbelschicht	zirkulierende Wirbelschicht
Verfahren		allotherm	allotherm
Vergasungsmedium		Wasserdampf	Wasserdampf
Druck im Reaktor		atmosphärisch	atmosphärisch
Brennstoffleistung (Bilanzgrenze Gesamtanlage)	MW_{th}	10	50
Heizwert des Brennstoffs (H_u)	kWh/kg TM	4,98	4,98
Brennstoffbedarf	t TM/a	15.060	75.301
Rohgasertrag	MW	7,30	36,50
Rohgasenergie	MWh/a	54.750	273.750
Investitionskosten			
Gaserzeugung (Trocknung, Vergaser, Rauchgasreinigung)	€	3.850.000	16.060.000
Mess- und Regeltechnik		910.000	3.800.000
Montage und Stahlbau		2.170.000	9.000.000
Engineering		840.000	3.500.000
Projektabwicklung		700.000	2.900.000
Sonstiges		1.400.000	5.800.000
Summe Investitionskosten		9.870.000	41.060.000
Verbrauchsgebundene Kosten			
Brennstoffkosten für biogene Brennstoffe	€/a	1.387.500	7.687.500
Brennstoffkosten für biogene Brennstoffe (in MWh Brennstoff)	€/MWh	18,5	20,5
Kosten für Hilfsmittel (Heizöl, Stickstoff)	€/a	126.000	630.000
Bettmaterial-Bereitstellung		63.000	315.000
Ausbringung/Entsorgung Asche u. Bettmate-		50.250	251.250

Vergasungsanlagen	Einheit	10 MW	50 MW
rial			
Summe verbrauchsgebundene Kosten		1.626.750	8.883.750
Betriebsgebundene Kosten			
Wartung und Reparatur	€/a	296.100	1.231.800
Personalkosten		825.000	1.760.000
Summe betriebsgebundene Kosten		1.121.100	2.991.800
Kapitalkosten (Abschreibung)		**860.512**	**3.579.798**
Verbrauchs- und betriebsgebundene Kosten		**2.747.850**	**11.875.550**
Versicherungen		98.700	410.600
Kapitalkosten	Rohgaskosten in €/a	**860.512**	**3.579.798**
Biomasse		**1.387.500**	**7.687.500**
Personalkosten		**825.000**	**1.760.000**
Sonstiges		**634.050**	**2.838.650**
Jährliche Gesamtkosten		**3.707.061**	**15.865.948**
Kostenanteil Kapitalkosten	Rohgaskosten in €/MWh	**15,72**	**13,08**
Kostenanteil Biomasse		**25,34**	**28,08**
Kostenanteil Personalkosten		**15,07**	**6,43**
Kostenanteil Sonstiges		**11,58**	**10,37**
Rohgasgestehungskosten		**67,71**	**57,96**

Gegenüber dem AER-Verfahren fallen die Rohgasgestehungskosten für die Wasserdampfvergasung ohne adsorptionsaktives Bettmaterial höher aus. Dieser Unterschied lässt sich auf den vom ZSW angegebenen deutlich höheren Kaltgaswirkungsgrad bei der AER-Vergasung zurückführen. Zur Berechnung der Rohgasgestehungskosten für die Wasserdampfvergasung wurde ein Kaltgaswirkungsgrad von 73 % herangezogen (Rauch u. Hofbauer, 2003). Aufgrund der reduzierten spezifischen Kapital- und Personalkosten fallen die Rohgasgestehungskosten für den 50 MW-Leistungsfall gegenüber dem 10 MW-Leistungsfall deutlich geringer aus.

Zur Berechnung der Stromgestehungskosten werden die jährlich anfallenden Kosten auf den Stromertrag umgelegt. Für die Investitionskosten werden noch zusätzlich die Kosten für das Blockheizkraftwerk und den Fernwärmeanschluss berücksichtigt. Weiterhin werden Betriebskosten für die Teerreinigung anhand des RME-Verbrauchs abgeschätzt.

Der elektrische Wirkungsgrad des Blockheizkraftwerks wurde mit 40 % festgelegt. Der thermische Wirkungsgrad mit 48 %. Der elektrische Eigenenergiebedarf wird mit 0,15 MWh für den Leistungsfall von 10 MW bzw. 0,75 MWh für den Leistungsfall 50 MW berechnet. Für beide untersuchten Leistungsgrößen wird der Eigenenergiebedarf an Prozesswärme mit 10 % der thermischen Leistung berechnet. Bei der Berechnung der Stromgestehungskosten wird mit einer Wärmevergütung von 1,5 c€/kWh gerechnet.

Tabelle 23: DFB-Wasserdampfvergasung von Waldrestholz technisch/ökonomische Beschreibung Stromgestehungskosten

Vergasungsanlagen	**Einheit**	**10 MW**	**50 MW**
Bezugsjahr 2009			
wirtschaftliche Lebensdauer: Gebäude und Nahwärmenetz	a	20	20
wirtschaftliche Lebensdauer: Masch. Anlagen	a	20	20
Betriebsstunden	h/a	7500	7500
TM-Gehalt Brennstoff	% FM	65	65
Vergasungsverfahren			
Vergaserart		zirkulierende Wirbelschicht	zirkulierende Wirbelschicht
Verfahren		allotherm	allotherm
Vergasungsmedium		Wasserdampf	Wasserdampf
Druck im Reaktor		atmosphärisch	atmosphärisch
Brennstoffleistung (Bilanzgrenze Gesamtanlage)	MW_{th}	10	50
Heizwert des Brennstoffs (H_u)	kWh/kg TM	4,98	4,98
Brennstoffbedarf	t TM/a	15.060	75.301
Rohgasertrag	MW	7,30	36,50
Rohgasenergie	MWh/a	54.750	273.750
Investitionskosten			
Gaserzeugung (Trocknung, Vergaser, Rauchgasreinigung)	€	3.850.000	16.060.000
BHKW	€	2.000.000	8.300.000
Fernwärmeanschluss	€	250.000	1.040.000
Mess- und Regeltechnik	€	910.000	3.800.000
Montage und Stahlbau	€	2.170.000	9.000.000
Engineering	€	840.000	3.500.000
Projektabwicklung	€	700.000	2.900.000
Sonstiges	€	1.400.000	5.800.000
Summe Investitionskosten	€	12.120.000	50.400.000
Verbrauchsgebundene Kosten			
Brennstoffkosten für biogene Brennstoffe	€/a	1.387.500	7.687.500
Brennstoffkosten für biogene Brennstoffe (in MWh Brennstoff)	€/MWh	18,5	20,5
Kosten für Hilfsmittel (Heizöl, Stickstoff)	€/a	126.000	630.000
Bettmaterial-Bereitstellung	€/a	63.000	315.000
Ausbringung/Entsorgung Asche u. Bettmaterial	€/a	50.250	251.250
RME für Teerwäsche	€/a	100.000	500.000
Summe verbrauchsgebundene Kosten	€/a	1.726.750	9.383.750
Betriebsgebundene Kosten			
Wartung und Reparatur	€/a	363.600	1.512.000
Personalkosten	€/a	825.000	1.760.000
Summe betriebsgebundene Kosten	€/a	1.188.600	3.272.000
Kapitalkosten (Abschreibung)	€/a	1.056.677	4.394.102
Verbrauchs- und betriebsgebundene Kosten	€/a	2.915.350	12.655.750
Versicherungen	(€/a)	121.200	504.000
Vergütung durch Wärmeauskopplung			
Wärmeleistung BHKW	MWh_{th}/a	26.280	131.400
Prozesswärme	MWh_{th}/a	18.750	93.750
Eigenbedarf an Wärme	MWh_{th}/a	7.500	37.500
Einspeisung ins Fernwärmenetz	MWh_{th}/a	37.530	187.650
Erlös durch Fernwärme	€/a	562.950	2.814.750
Jährliche Stromproduktion			

Brutto Stromerzeugung BHKW	MWh_{el}/a	21.900	109.500
Eigenbedarf an Strom	MWh_{el}/a	1.125	5.625
Netto Stromerzeugung	MWh_{el}/a	20.775	103.875
Kapitalkosten	Strom-kosten in €/a	**1.056.677**	**4.394.102**
Biomasse		**1.387.500**	**7.687.500**
Personalkosten		**825.000**	**1.760.000**
Sonstiges		**824.050**	**3.712.250**
Jährliche Gesamtkosten		**4.093.227**	**17.553.852**
Durch Vergütung von Wärmeeinspeisung reduzierte jährliche Gesamtkosten		**3.530.277**	**14.739.102**
Kostenanteil Kapitalkosten	Strom-kosten in €/MWh	**43,87**	**35,52**
Kostenanteil Biomasse		**57,60**	**62,14**
Kostenanteil Personalkosten		**34,25**	**14,23**
Kostenanteil Sonstiges		**34,21**	**30,01**
Stromgestehungskosten	$€/MWh_{el}$	**169,93**	**141,89**

Die Stromgestehungskosten fallen mit 169 $€/MWh_{el}$ für den 10 MW-Leistungsfall bzw. 142 $€/MWh_{el}$ für den 50 MW-Leistungsfall gegenüber dem AER-Verfahren ebenfalls höher aus. Entsprechend der Berechnung bei der Rohgaserzeugung lässt sich dieser Unterschied auf den deutlich höheren Kaltgaswirkungsgrad bei der AER-Vergasung zurückführen.

Ergebnisse des techno-ökonomischen Vergleichs für Stroh

Als alternativer Brennstoff zu holzartigen Biomassen wird im Arbeitspaket 3 Stroh zur Wasserdampfvergasung in einem DFB technisch und ökonomisch untersucht. Die Grundlage der ökonomischen Untersuchung stellt die Rohgaszusammensetzung dar. Im Gegensatz zur Hackschnitzelvergasung ist die Strohvergasung unter Wasserdampfatmosphäre in der Literatur nur sehr wenig dokumentiert. In Herguido et al. (1992) wurde unter Wasserdampfatmosphäre Stroh in einer stationären Wirbelschicht unter verschiedenen Vergasungstemperaturen vergast.

Weiterhin hat das IFK in einem AER-Referenzversuch Strohpellets bei einer Vergasungstemperatur von 650 °C mit einem inaktiven Bettmaterial in einer stationären Wirbelschicht eingesetzt (Poboß et al., 2008). In Soukup et al. (2009) wurden Strohpellets in einem DFB (100 kW_{th}) zur AER-Vergasung eingesetzt. Eine Veröffentlichung zur Wasserdampf-Strohvergasung in einer gekoppelten Wirbelschicht (DFB) stand nicht zur Verfügung. Zur techno-ökonomischen Analyse für die DFB-Strohvergasung unter Wasserdampfatmosphäre müssen folgende Aspekte betrachtet werden:

1. Die maximale Vergasungstemperatur für Strohvergasung als singulärer Einsatzstoff liegt aufgrund der frühen Ascheerweichung bei 750 °C (Soukup et al., 2009).
2. Aufgrund der niedrigen Vergasungstemperatur kommt es zu einem verminderten Brennstoffumsatz (verglichen mit Hackschnitzelvergasung 850 °C) und dementsprechend zu einem sehr geringen Kaltgaswirkungsgrad (Herguido et al., 1992).
3. Die in der Vergasungszone anfallende Strohasche, bzw. das bei der Vergasung zurückbleibende Koks-Aschegemisch wird im DFB-Prozess in eine Hochtemperaturzone deutlich über 850°C transportiert, um die für die endotherme Vergasung benötigte Prozesswärme bereitzustellen.

4. In der Verbrennungszone, welche als zirkulierende Wirbelschicht gestaltet ist, kommt es dann aufgrund der niedrigen Ascheschmelztemperatur zum Aufschmelzen bzw. zur Erweichung und dementsprechend zu Defluidisierung des Bettmaterials.

Aus diesen Gründen wurde mit den Projektpartnern vereinbart, dass eine DFB-Wasserdampfvergasung mit Stroh als Einsatzstoff technisch nur sehr bedingt umsetzbar ist und daher keine ökonomische Betrachtung durchgeführt werden kann.

Literatur

Bolhàr-Nordenkampf, M., 2004: Techno-Economic Assessment on the Gasification of Biomass on the Large Scale for Heat and Power Production, Diss.--Vienna University of Technology.

Bolhàr-Nordenkampf, M.; Rauch, R.; Hofbauer, H.; Bosch, K., 2003: Biomass CHP Plant Güssing – Using Gasification for Power Generation, in K. Kirtikara: 2nd RCETCE, Phuket, Thailand, 2003, 567-572.

Corella, J.; Toledo, J. M. & Molina, G., 2007: A Review on Dual Fluidized-Bed Biomass Gasifiers Industrial Engineering and Chemistry Research, American Chemical Society, 46, 6831-6839.

Corella, J.; Toledo, J. M. & Molina, G., 2008: Biomass gasification with pure steam in fluidised bed: 12 variables that affect the effectiveness of the biomass gasifier. Int. J. Oil, Gas and Coal Technology, Volume 1, Number 1-2, 194 – 207.

Fleck, T.; Hofbauer, H.; Rauch , R.; Veronik, G.; 1996: The FICFB Gasification Process, Proc. of the IEA Bioenergy Meeting Banff, Canada May 1996.

FNR, 2006: Schriftenreihe nachwachsende Rohstoffe: Analyse und Evaluierung der thermo-chemischen Vergasung von Biomasse Landwirtschaftsverlag GmbH, FNR Band 29.

Herguido, J.; Corella, J.; Gonzalez-Saiz, J., 1992: Steam gasification of lignocellulosic residues in a fluidized bed at a small pilot scale. Effect of the type of feedstock, Industrial & Engineering Chemistry Research 31 (5), 1274-1282.

Hofbauer, H. et al., 2002: Six Years Experience with the FICFB-Gasification process, 12th European Conference and Technology Exhibition on Biomass for Energy, Industry and Climate Protection, Amsterdam. 2002.

Hofbauer,H.; Rauch,R.; Bosch,K.; Koch,R.; Aichernig,C.; 2002a: Biomass CHP Plant Güssing – A Success Story Expert Meeting on Pyrolysis and Gasification of Biomass and Waste, Strasbourg, France.

M.A. Paisley, M.C.; Farris, J.W.; Black, J.M.; Irving, R.P.: Overend Preliminary operating results from Batelle / FERCO gasification demonstration plant in Burlington, Vermont U.S.A.

Pfeifer, C.; Puchner, B. & Hofbauer, H., 2007: In-Situ CO2-Absorption in a Dual Fluidized Bed Biomass Steam Gasifier to Produce a Hydrogen Rich Syngas, International Journal of Chemical Reactor Engineering, Vol. 5, A9.

Poboß, N.; Kicherer, S.; Hawthorne, C.; Schuster, A.; Scheffknecht, G., 2008: Investigation of alkali behaviour during the absorption enhanced reforming of biomass, 16th European Biomass Conference & Exhibition, Valencia.

Pröll, T.; Hofbauer, H., 2008: H2 rich syngas by selective CO2 removal from biomass gasification in a dual fluidized bed system -- Process modelling approach. Fuel Processing Technology, 89, 1207-1217.

Pröll, T.; Siefert, I. G.; Friedl, A. & Hofbauer, H., 2005: Removal of NH3 from Biomass Gasification Producer Gas by Water Condensing in an Organic Solvent Scrubber Industrial & Engineering Chemistry Research, American Chemical Society, 44, 1576-1584.

Rauch, R.; Hofbauer, H., 2003: Wirbelschicht-Wasserdampf-Vergasung in der Anlage Güssing, 9. Internationale Fachtagung "Energetische Nutzung nachwachsander Rohstoffe"; 4.-5. September 2003; Freiberg, Deutschland.

Soukup, G.; Pfeifer, C.; Kreuzeder, A. & Hofbauer, H., 2009: In Situ CO2 Capture in a Dual Fluidized Bed Biomass Steam Gasifier - Bed Material and Fuel Variation. Chemical Engineering & Technology, 32, 348-354.

TU-Wien, 2009: Neues Biomassekraftwerk Oberwart, Optimierte Konzeption der Biomassevergasung aufbauend auf dem DFB-Konzept aus Güssing, Der Reaktor, Vereinszeitung des Vereins der StudentInnen und AbsolventInnen der Verfahrenstechnik an der TU Wien, Jahrgang 19, Ausgabe 88, Nr.4.

Zschetzsche, A.; Hofbauer, H.; Schmidt, A., 1994: Biomass Gasification in an Internally Circulating Fluidized Bed, Proc. of the 8th European Conference on Biomass for Agriculture and Industry, Vol. 3, pp. 1771-1777, 1994.

3.3.5 Technische Beschreibung und Einordnung des AER-Verfahrens (ZSW)

Verfahrensbeschreibung

Bei der Konvertierung von Biomasse zu einem Synthesegas nach dem AER (Absorption Enhanced Reforming)-Vergasungsverfahren sind zwei Wirbelschichtreaktoren miteinander gekoppelt. Dabei wird in einem Reaktor die Biomasse durch Dampfzugabe vergast. Die benötigte Energie wird über einen Wärmeträger ein reaktives, zirkulierendes Bettmaterial zugeführt, der in einem zweiten Reaktor durch die Verbrennung von Vergasungsrückständen erhitzt wird.

Dieses Bettmaterial, z.B. auf der Basis von CaO, trennt das während der Biomassevergasung entstehende CO_2 in situ ab und ermöglicht hierdurch die Erzeugung eines teerarmen, wasserstoffreichen Gases. Beladenes Absorptionsmaterial wird in einem separaten Reaktor durch Verbrennen von Vergasungsrückständen (Biomasserestkoks) bei Temperaturen > 800°C regeneriert und wieder dem Vergasungsreaktor zugeführt. Folglich fallen zwei separate Gasströme an: Ein H_2-reiches Produktgas sowie ein CO_2-angereichertes Abgas.

Abbildung 36 zeigt die technische Realisierung des AER-Verfahrens durch die Adaption von existierenden Verfahren mit zwei gekoppelten Wirbelschichten nach dem BATTELLE-Verfahren bzw. dem FICFB-Prozess (Fast Internally Circulating Fluidised Bed).

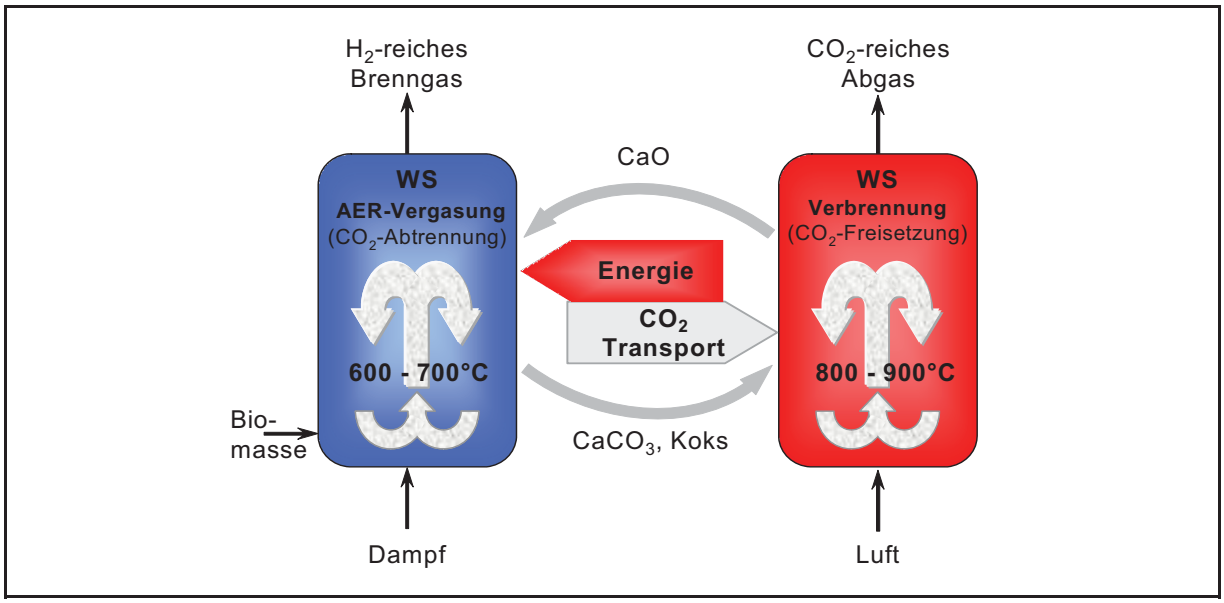


Abbildung 36: Prinzip des AER-Prozesses zur kontinuierlichen Biomassevergasung in einer 2-Bett-Wirbelschicht (WS) mit nachgeschalteter Gaskonditionierung.

Anmerkung: Umlaufendes CO_2-Sorbens dient als “CO_2-Pumpe”. CaO trennt als Sorbens während der Vergasung CO_2 ab. Gebildetes Carbonat wird durch Verbrennen von Restkoks unter CO_2-Freisetzung regeneriert und in den Vergaser rückgeführt.

Stärken-Schwächen-Analyse

Das AER-Verfahren zeichnet sich durch ein breites Spektrum an verwertbaren Brennstoffsortimenten aus, was durch die niedrige Vergasungstemperatur von < 700 °C und der Verwendung des $CaO/CaCO_3$-basierten Bettmaterials begünstigt

wird. So kann eine Agglomeration des Wirbelbetts aufgrund von Ascheerweichung verhindert werden. Dies hat unmittelbaren Einfluss auf die verwertbaren Brennstoffsortimente. So können "kritische" (d.h. mineralstoffreiche) Biomassen wie Landschaftspflegebiomasse oder Stroh als Brennstoff eingesetzt werden. Durch diese Diversifizierung der eingesetzten Biomasseströme ist es möglich, die Konkurrenz zum Anbau von Nahrungsmitteln zu minimieren. Auch resultieren hieraus kurze Transportwege, da vermehrt regional verfügbare Biomasse als Einsatzstoff in Frage kommt.

Da das im AER-Prozess eingesetzte Bettmaterial zumindest im naturbelassenen Zustand eine geringere Abriebfestigkeit besitzt, ist von einem höheren Verbrauch auszugehen. Aufgrund der niedrigeren Kosten für die im AER-Prozess verwendeten kalkhaltigen Bettmaterialien (bei breiter Verfügbarkeit, v.a. in Süddeutschland) und der durchaus möglichen Verwendung des ausgetragenen Bettmaterials als Düngemittel (Kalk und Mineralstoffanteile aus der Biomasse) kann ein höherer Verbrauch toleriert werden. Die bisher vorliegenden Ergebnisse zeigen für die selektierten und vorbehandelten absorptiven Bettmaterialien ein Olivin-entsprechendes Abriebverhalten. Der konkrete Bedarf kann derzeit jedoch nicht exakt bestimmt werden, da sich der Abrieb aus anlagenspezifischen Ausführungen ergibt.

Bei Verwendung von Kalk als Bettmaterial ist eine prozessintegrierte Gasreinigung und Gaskonditionierung möglich, was die nachgeschaltete Reinigung des Rohgases vereinfacht. In Folge dessen kann der Teergehalt im Produktgas deutlich reduziert werden. Auch schwefel- oder halogenbasierte Schadstoffe kommen in geringerem Maße vor, da sie mit dem Bettmaterial reagieren und als Feststoff ausgetragen werden.

Das erzeugte Produktgas zeichnet sich durch einen sehr hohen Wasserstoffanteil von ca. 60-70 Vol.-% aus (Einsatzstoff: Holz; bei der Nutzung von Stroh: 50-55 Vol.-%), wodurch neben der Strom- und Wärmeerzeugung zukünftig auch eine Produktion von Wasserstoff und Erdgassubstitut in Frage kommt. Insbesondere kann durch die interne CO_2-Abtrennung das thermodynamische Gleichgewicht der Konversionsreaktionen in Richtung der gewünschten Produkte verschoben und die Produktgaszusammensetzung hinsichtlich der anschließenden Gasnutzung optimiert werden. Ein solches Polygeneration-Konzept ermöglicht eine Steigerung der Verstromungs- und Gesamtnutzungsgrade.

Entwicklungsstand

Die kontinuierliche Gewinnung von Strom und Wärme aus einer Biomassevergasungsanlage nach dem 2-Bett-Wirbelschichtprinzip wird seit einigen Jahren in Güssing (Österreich) erfolgreich kommerziell demonstriert. Im Rahmen eines durch die EU geförderten Projektes konnte im Sommer 2007 die Machbarkeit des AER-Technologietransfers in den kommerziellen Maßstab im Biomassekraftwerk Güssing mit sehr gutem Erfolg gezeigt werden. Für den AER-Betrieb des adaptierten Vergasers wurde das herkömmliche inerte Bettmaterial Olivin gegen Kalziumkarbonat (Kalkstein) ausgetauscht.

Zur Charakterisierung und Optimierung des Bettmaterials führt das ZSW Untersuchungen durch. Hierbei soll auch festgestellt werden, inwiefern eine Vorkonditionierung des Kalksteins dessen mechanische und chemische Eigenschaften verbessern kann.

Vergleichende Betrachtung der AER-Vergasung

Tabelle 24: AER-Rohgasbeschaffenheit

			Fichte		Pappel		Weizenstroh	
Gasbestandteil		**Einheit**	**10 MW**	**50 MW**	**10 MW**	**50 MW**	**10 MW**	**50 MW**
Kohlenmonoxid	CO	Vol.-%, trocken	9,47	9,49	9,06	9,07	11,60	11,60
Wasserstoff	H_2	Vol.-%, trocken	67,72	67,72	67,36	67,36	52,18	52,18
Methan	CH_4	Vol.-%, trocken	10,00	10,00	10,00	10,00	11,00	11,00
Kohlendioxid	CO_2	Vol.-%, trocken	10,19	10,18	10,54	10,52	19,10	19,10
Wasserdampf	H_2O	Vol.-%	45,18	45,10	46,98	46,90	53,13	53,07
Stickstoff	N_2	Vol.-%, trocken	0,10	0,10	0,51	0,51	0,42	0,42
Sauerstoff	O_2	Vol.-%, trocken	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ammoniak	NH_3	ppm, trocken	~ 800	~ 800	~ 800	~ 800	~ 800	~ 800
Schwefelverbindungen	H_2S/COS	ppm, trocken	50 - 100	50 - 100	100 - 200	100 - 200	< 500	< 500
Staub		g/Nm³	70,00	70,00	60,00	60,00	85,00	85,00
Teer ab C_6		g/Nm³	2,50	2,50	2,50	2,50	10,00	10,00
C_2-Fraktion		Vol.-%, trocken	2,00	2,00	2,00	2,00	3,50	3,50
C_3-Fraktion		Vol.-%, trocken	0,50	0,50	0,50	0,50	2,00	2,00
Alkali (K_2O, MgO, CaO)		g/Nm³	23,00	23,00	14,00	14,00	34,00	34,00
Chlorverbindungen (HCl)		ppm, trocken	< 50	< 50	< 100	< 100	< 1.400	< 1.400
Halogene			k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Schwermetalle			k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Brennwert, H_o		kWh/Nm³_db	4,33	4,33	4,31	4,31	4,64	4,64
Heizwert, H_u		kWh/Nm³_db	3,82	3,82	3,79	3,79	4,16	4,16
Volumenstrom, trocken		Nm³/h	2.075	10.391	2.023	10.134	1.755	8.787
Volumenstrom, gesamt		Nm³/h	3.785	18.927	3.816	19.084	3.744	18.723
Temperatur		°C	690	690	690	690	690	690
Druck, abs		bar	atm.	atm.	atm.	atm.	atm.	atm.

db = dry base

Tabelle 24 zeigt die Rohgaszusammensetzung eines AER-Vergasers für verschiedene Einsatzstoffe und Anlagengrößen. Ermittelt wurden die Daten anhand einer Prozesssimulation auf Basis der Simulationsumgebung IPSEpro.

Bei der Verwendung von Fichte oder Pappel als Einsatzstoff unterscheiden sich die Rohgaszusammensetzungen nur unwesentlich, da holzartige Biomassen ähnliche elementare Zusammensetzungen aufweisen.

Das Produktgas bei der Vergasung von Stroh (100 %) enthält aufgrund des unterschiedlichen molekularen Aufbaus von Halmgütern und holzartigen Brennstoffen höhere Anteile an Kohlenwasserstoffen und Chlorverbindungen. Die im Rohgas enthaltenen Kohlenwasserstoffe führen dabei zu einer Erhöhung des Heizwertes. Im Vergleich zu den ligninhaltigen Einsatzstoffen ist bei der Verwendung von Stroh eine niedrigere Wasserstoffausbeute zu erwarten.

Eine ökonomische Bewertung der Rohgaserzeugung mit dem AER-Biomassevergasungsverfahren ist in Tabelle 25 dargestellt. Dabei werden Größen wie Brennstoffbedarf und Rohgasertrag sowie verschiedene Kostenarten in Abhängigkeit von Einsatzstoff und Anlagengröße angegeben. Die Kalkulation basiert auf den vordefinierten wirtschaftlichen Eingangsdaten.

Da die Trocknung der Biomasse mit Abwärmeströmen auf niedrigem Temperaturniveau erfolgt, werden keine zusätzlichen Kosten durch die Biomasse-Vortrocknung bei der ökonomischen Betrachtung berücksichtigt,

Im Hinblick auf Asche-/ Bettmaterial wird von einer kostenneutralen Entsorgung ausgegangen, da die Ausbringung von Asche oder Bettmaterial möglicherweise in Form von Düngemittel verwertet werden kann. Die Nutzung des Austrags als Dünger wird derzeit untersucht. Sofern sich eine Nutzung als Dünger realisieren lässt, ist von zusätzlichen Erlösen auszugehen, die die Wirtschaftlichkeit der Anlage weiter verbessern. Da die möglichen Erlöse jedoch derzeit noch nicht beziffert werden können, wird im Sinne einer konservativen Berechnung von einer kostenlosen Abgabe des Düngers ausgegangen.

Des Weiteren werden die Wärmeerträge und damit verbundene Wärmeerlöse nach Abzug der prozessbedingten Wärmeströme (z.B. für Dampferzeugung oder Luftvorwärmung) berücksichtigt.

Aus Tabelle 25 wird ersichtlich, dass der Rohgasertrag von Weizenstroh gegenüber den holzartigen Brennstoffen reduziert ist, was sich auf die Bilanzgrenze des Vergasers und den Feuchtegehalt der Rohbiomasse zurückführen lässt. Bei einer definierten Feuerungswärmeleistung von 10 MW muss von der „feuchten“ Biomasse Holz mehr Trockensubstanz zugeführt werden, als von „trockenem“ Stroh. So wird bei der Verwendung von Fichte oder Pappel im Vergleich zu Weizenstroh mehr Substrat in den Vergaser eingebracht, woraus ein größerer Produktgasstrom resultiert.

Die Unterschiede in den Rohgasgestehungskosten für Waldrestholz (Fichte) und Pappel lassen sich bei gleicher Anlagengröße im Wesentlichen auf die Brennstoffkosten der jeweiligen Biomasse zurückführen. Für Stroh liegen die Kosten deutlich über den Werten für Fichte und Pappel. Dieser Sachverhalt lässt sich mit den hohen Strohpelletkosten, dem schon oben erläuterten verringerten Rohgasertrag sowie dem geringeren Heizwert von Stroh begründen. Hierbei ist zu beachten, dass Stroh in Wirbelschicht-Vergasungsanlagen wegen seiner niedrigen Dichte ausschließlich als Pellet eingebracht werden kann.

Tabelle 25: Vergleichende ökonomische Betrachtung der Rohgasbereitstellung (AER-Verfahren)

		Fichte		Pappel		Weizenstroh	
	Einheit	**10 MW**	**50 MW**	**10 MW**	**50 MW**	**10 MW**	**50 MW**
Vergasungsverfahren							
Brennstoffbedarf	t TM/a	15.060	75.301	15.121	75.605	15.856	79.281
Rohgasertrag	MW	7,92	39,67	7,67	38,45	7,29	36,51
Investitionskosten							
Gaserzeugung	€	3.500.000	14.600.000	3.500.000	14.600.000	3.500.000	14.600.000
Mess- und Regeltechnik	€	910.000	3.800.000	910.000	3.800.000	910.000	3.800.000
Montage und Stahlbau	€	2.170.000	9.000.000	2.170.000	9.000.000	2.170.000	9.000.000
Engineering	€	840.000	3.500.000	840.000	3.500.000	840.000	3.500.000
Projektabwicklung	€	700.000	2.900.000	700.000	2.900.000	700.000	2.900.000
Sonstiges	€	1.400.000	5.800.000	1.400.000	5.800.000	1.400.000	5.800.000
Verbrauchsgebundene Kosten							
Brennstoffkosten - biogene Brennstoffe	€/a	1.390.060	7.680.723	1.840.222	10.085.685	1.945.560	10.290.698
Kosten für Hilfsmittel (Heizöl, Stickstoff)	€/a	100.000	400.000	100.000	400.000	100.000	400.000
Bettmaterial-Bereitstellung	€/a	75.000	375.000	75.000	375.000	75.000	375.000
Kosten für Biomasse-Vortrocknung	€/a	0	0	0	0	0	0
Asche/Bettmaterial-entsorgung	€/a	0	0	0	0	0	0
Stromkosten	€/a	129.375	646.875	129.375	646.875	129.375	646.875
Betriebsgebundene Kosten							
Wartung und Reparatur	€/a	293.100	1.219.200	293.100	1.219.200	293.100	1.219.200
Personalkosten	€/a	825.000	1.760.000	825.000	1.760.000	825.000	1.760.000
Verbrauchs- / betriebsgebundene Kosten	**€/a**	**2.812.535**	**12.081.798**	**3.262.697**	**14.486.760**	**3.368.035**	**14.691.773**
Kapitalkosten (Abschreibung)	**€/a**	**851.793**	**3.543.180**	**851.793**	**3.543.180**	**851.793**	**3.543.180**
Versicherungen	€/a	97.700	406.400	97.700	406.400	97.700	406.400
Gesamtkosten (Rohgas)	€/a	3.762.028	16.031.378	4.212.190	18.436.341	4.317.528	18.641.353
Kostenanteil Rohgas Kapitalkosten	€/MWh	14,34	11,91	14,81	12,29	15,58	12,94
Kostenanteil Rohgas Biomasse	€/MWh	23,40	25,82	31,99	34,97	35,58	37,58
Kostenanteil Rohgas Personalkosten	€/MWh	13,89	5,92	14,34	6,10	15,09	6,43
Kostenanteil Rohgas Sonstiges	€/MWh	11,70	10,24	12,08	10,57	12,71	11,13
Summe (Rohgas-gestehungskosten)	€/MWh	**63,33**	**53,88**	**73,22**	**63,93**	**78,97**	**68,08**
Summe (Rohgas-gestehungskosten inkl. Abwärmenutzung)	€/MWh	**61,62**	**52,85**	**71,58**	**62,83**	**77,31**	**67,00**

Die bei einer Vergasung im AER-Betrieb mit nachgeschalteten Gasreinigungsstufen und Verstromung des Synthesegas in einem BHKW anfallen Gestehungskosten sind in Tabelle 26 dargestellt. Den Berechnungen für das BHKW liegen ein elektrischer Wirkungsgrad von 40 % sowie ein thermischer Wirkungsgrad von 48 % zu Grunde.

Die schon für die Rohgasgestehungskosten beschriebenen Abhängigkeiten können auch beim Nutzungspfad BHKW beobachtet werden. Durch eine geringere Rohgasproduktion liegen beim Einsatzstoff Stroh die produzierten Strom- und Wärmemengen erheblich unter denen von Fichte und Pappel, was sich neben den Rohstoffkosten deutlich in den Stromgestehungskosten niederschlägt. Die Gestehungskosten für Pappel liegen aufgrund der hohen Biomassekosten trotz annähernd gleichen Energieströmen deutlich über denen von Fichte.

Tabelle 26: Vergleichende ökonomische Betrachtung der direkten Verstromung des Rohgases (AER-Verfahren)

		Fichte		Pappel		Weizenstroh	
	Einheit	**10 MW**	**50 MW**	**10 MW**	**50 MW**	**10 MW**	**50 MW**
Vergasungsverfahren							
Brennstoffbedarf	t TM/a	15.060	75.301	15.121	75.605	15.856	79.281
Rohgasertrag	MW	7,92	39,67	7,67	38,45	7,29	36,51
Gasreinigung							
RME-Verbrauch	kg/a	187.500	937.500	187.500	937.500	187.500	937.500
Stromverbrauch (RME-Wäscher)	kWh/a	3.525	17.250	3.675	18.300	4.125	20.475
Strom- und Wärmeerzeugung							
Elektrische Leistung (BHKW)	kW_{el}	3.135	15.870	3.070	15.380	2.917	14.605
Wärmeleistung (BHKW)	$kW_{Wärme}$	3.079	15.587	3.014	15.096	2.845	14.248
Wärmeleistung (gesamt)	$kW_{Wärme}$	5.770	29.612	5.692	29.422	5.665	29.244
Strombedarf (gesamt)	kW_{el}	150	750	150	750	150	750
Wärmebedarf (gesamt)	$kW_{Wärme}$	1.104	7.825	1.165	8.131	1.359	9.103
Stromproduktion (netto) pro Jahr	MWh_{el}/a	22.388	113.400	21.900	109.725	20.753	103.913
Wärmeproduktion (netto) pro Jahr	$MWh_{Wärme}/a$	34.995	163.403	33.953	159.683	32.295	151.058
Investitionskosten							
Gaserzeugung (Trocknung, Vergaser, Gasreinigung)	€	3.500.000	14.600.000	3.500.000	14.600.000	3.500.000	14.600.000
Gasnutzung (BHKW inkl. Generator)	€	2.000.000	8.300.000	2.000.000	8.300.000	2.000.000	8.300.000
Fernwärmesystem	€	250.000	1.040.000	250.000	1.040.000	250.000	1.040.000
Mess- und Regeltechnik	€	910.000	3.800.000	910.000	3.800.000	910.000	3.800.000
Montage und Stahlbau	€	2.170.000	9.000.000	2.170.000	9.000.000	2.170.000	9.000.000
Engineering	€	840.000	3.500.000	840.000	3.500.000	840.000	3.500.000
Projektabwicklung	€	700.000	2.900.000	700.000	2.900.000	700.000	2.900.000
Sonstiges	€	1.400.000	5.800.000	1.400.000	5.800.000	1.400.000	5.800.000

		Fichte		Pappel		Weizenstroh	
	Einheit	10 MW	50 MW	10 MW	50 MW	10 MW	50 MW
Verbrauchsgebundene Kosten							
Brennstoffkosten - biogene Brennstoffe	€/a	1.390.060	7.680.723	1.840.222	10.085.685	1.945.560	10.290.698
Kosten für Hilfsmittel (Heizöl, Stickstoff)	€/a	100.000	400.000	100.000	400.000	100.000	400.000
Bettmaterial-Bereitstellung	€/a	75.000	375.000	75.000	375.000	75.000	375.000
RME-Bereitstellung	€/a	118.750	593.750	118.750	593.750	118.750	593.750
Asche/Bettmaterial-entsorgung	€/a	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Betriebsgebundene Kosten							
Wartung und Reparatur	€/a	353.100	1.468.200	353.100	1.468.200	353.100	1.468.200
Personalkosten	€/a	825.000	1.760.000	825.000	1.760.000	825.000	1.760.000
Verbrauchs- und betriebsgebundene Kosten	€/a	**2.861.910**	**12.277.673**	**3.312.072**	**14.682.635**	**3.417.410**	**14.887.648**
Kapitalkosten (Abschreibung)	€/a	**1.026.162**	**4.266.812**	**1.026.162**	**4.266.812**	**1.026.162**	**4.266.812**
Versicherungen	€/a	8.400	35.000	8.400	35.000	8.400	35.000
Gesamtkosten	€/a	**3.896.472**	**16.579.485**	**4.346.634**	**18.984.448**	**4.451.972**	**19.189.460**
Kostenanteil Strom Kapitalkosten	€/MWh	45,84	37,63	46,86	38,89	49,45	41,06
Kostenanteil Strom Biomasse	€/MWh	62,09	67,73	84,03	91,92	93,75	99,03
Kostenanteil Strom Personalkosten	€/MWh	36,85	15,52	37,67	16,04	39,75	16,94
Kostenanteil Strom Sonstiges	€/MWh	29,27	25,33	29,92	26,17	31,57	27,64
Summe (Stromgestehungskosten)	€/MWh	**174,05**	**146,20**	**198,48**	**173,02**	**214,53**	**184,67**
Summe (Stromgestehungskosten inkl. Abwärmenutzung)	€/MWh	**150,60**	**124,59**	**175,22**	**151,19**	**191,18**	**162,86**

3.3.6 Technische Beschreibung und Einordnung der Flugstrom-Druckvergasung (ITAS)

Verfahrensbeschreibung

Die wesentlichen Schritte des vom ITAS betrachteten Konzepts zur Schnellpyrolyse von Stroh oder Waldrestholz mit anschließender Flugstrom-Druckvergasung der Pyrolyseöl-Koks-Suspension sind in Abbildung 37 schematisch dargestellt.

Im ersten Verfahrensschritt (siehe Abbildung 37, linke Seite) wird die grob zerkleinerte, trockene Biomasse (beispielsweise Strohhäcksel) zur schnellen Pyrolyse bei Normaldruck mit heißem Sand als Wärmeträger gemischt. Hierbei erfolgen Aufheizung und Pyrolyse der Biomassepartikel bei ca. 500 °C und die Kondensation der Pyrolysedämpfe im Verlauf von Sekunden. Es entsteht hauptsächlich ein organisches Kondensat, das so genannte Pyrolyseöl, nur wenig Pyrolysekoks und nicht kondensierbares Gas. Der spröde Pyrolysekoks wird fein gemahlen und im Pyrolyseöl suspendiert. Diese Suspension ist pump- und lagerfähig und weist mit einer Dichte

von 1,3 kg/l eine um den Faktor 10 höhere Dichte im Vergleich zu Stroh (Quaderballen) auf. Das anfallende Pyrolysegas findet prozessintern für Trocknungs- und Aufheizzwecke Verwendung.

Die Pyrolyseöl-Koks-Suspension (auch als „Biosyncrude“ bezeichnet) wird im zweiten Verfahrensschritt in einen Flugstrom-Druckvergaser gepumpt (ca. 30 bar) und dort bei etwa 1200 °C vergast (siehe Abbildung 37, rechte Seite). Die hohe Temperatur sorgt für einen hohen und schnellen Umsatz, ein nahezu teerfreies Gas und erzeugt einen abtropfenden Schlackepelz aus Asche, der die Innenwand des Vergasers vor Korrosion schützt. Der hohe Druck beschleunigt die Vergasung. Anschließend erfolgen die Verfahrensschritte „Reinigung des Rohgases“ und „Aufbereitung zu SNG“, welche im AP 4 näher untersucht werden (vgl. Kapitel 3.4).

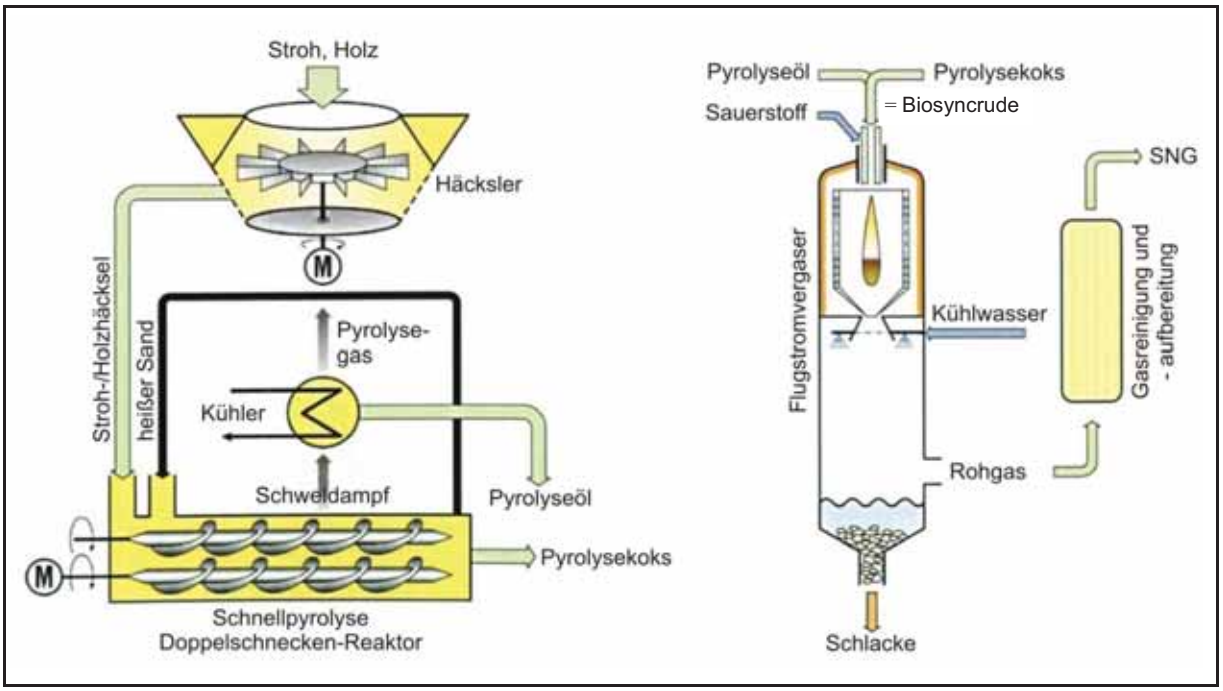


Abbildung 37: Verfahrenskonzept der Flugstrom-Druckvergasung (inkl. Schnellpyrolyse)

Mit der räumlichen Entkopplung von Schnellpyrolyse und Vergasung (inkl. Gasreinigung/-konditionierung und Gasaufarbeitung) ist die Option gegeben, eine von der Größe der Vergasungsanlage unabhängige dezentrale Produktion von Biosyncrude zu realisieren. Mit dem anschließenden Transport des Biosyncrudes zu einer großen zentralen Vergasungsanlage erhofft man sich logistische Vorteile. Wie bereits erwähnt hat Biosyncrude, verglichen mit Strohballen, eine um den Faktor 10 höhere volumetrische Energiedichte. Im Folgenden wird jedoch nur die integrierte Variante – Schnellpyrolyse und Vergasung finden an einem Standort statt – betrachtet.

Entwicklungsstand, Stärken und Schwächen

Die Entwicklung der **Schnellpyrolyse-Technologie** mit den Einsatzstoffen Holz, Stroh und anderer Biomasse ist, je nach Reaktortyp, noch auf der Stufe von Forschung und Entwicklung bzw. steht am Beginn der Kommerzialisierung. Wie die Beispiele der Demonstrationsanlagen von Pyrovac in Kanada und ENEL in Italien zeigen, haben diese Anlagen mit technischen Schwierigkeiten zu kämpfen, die nicht

unbedingt als „Kinderkrankheiten“ zu bezeichnen sind. Beide Anlagen wurden stillgelegt, weil sie ihre technische Funktionsfähigkeit nicht unter Beweis stellen konnten.

Schwierige Biomasse, wie z.B. Stroh, wurde bisher nur im Labormaßstab pyrolytisch umgesetzt. Dies liegt an der geringeren Ausbeute an Pyrolyseölen aus Stroh – verglichen mit Holz – und an der schlechteren Qualität der Pyrolyseöle.

Der hier betrachtete Doppelschnecken-Reaktor schneidet bei der Gegenüberstellung der verschiedenen Pyrolyse-Reaktortypen recht gut ab (vgl. Leible et al., 2007). Ein entscheidender Vorteil bei der technischen Entwicklung ist, dass das Schnellpyrolyse-Konzept an die LR-Technologie der Firma Lurgi angelehnt ist. Beim Nachweis der technischen Machbarkeit könnte die Entwicklung dieser Technologie durch eine Kooperation zwischen Industrie und Forschung schnell vorangetrieben werden. Aufgrund vorhandener Erfahrung und erster Ergebnisse mit Stroh sieht das KIT in dem Doppelschnecken-Reaktor beträchtliches Entwicklungspotenzial. Eine Pilotanlage mit einem Biomassedurchsatz von 500 kg/h wurde im KIT/Campus Nord in Betrieb genommen.

Flugstromvergaser zur Biomassevergasung können mit fein gemahlenen kohlenstoffhaltigen Einsatzstoffen oder mit Biosyncrude betrieben werden. Das Anwendungsgebiet liegt im hohen Leistungsbereich. **Drucklose Flugstromvergaser** sind im Frühstadium der Entwicklung. Für den angestrebten hohen Leistungsbereich werden wegen der großen Betriebs-Volumenströme entsprechend dimensionierte Anlagenkomponenten benötigt. Vor diesem Hintergrund werden ihnen nur geringe Marktchancen eingeräumt.

Anders sieht es beim **druckaufgeladenen Flugstromvergaser** aus, der im KIT zum Einsatz kommt; entsprechende Vergaser finden bzw. fanden sich beim SVZ (Verwertungszentrum Schwarze Pumpe) und in Freiberg bei Siemens Fuel Gasification Technology sowie bei Choren (CARBO-V). Wegen der stabilen Zellulosefasern ist der Aufwand bei der Aufmahlung der Biomasse im Falle des direkten Eintrags beträchtlich. Im Falle der Vorschaltung eines Pyrolyseschrittes ist dieser Aufwand geringer, da feinkörniger oder leicht mahlbarer Koks entsteht, der durch Zumischen zum Pyrolyseöl den so genannten Biosyncrude ergibt. Die Umsetzung des Biosyncrudes mit Sauerstoff in ein Synthesegas erfolgt im Flugstrom-Druckvergaser. Flugstromvergaser werden ökonomisch sinnvoll nur in sehr großen Anlagen eingesetzt und eignen sich am besten in der Kombination mit Methanol- bzw. Fischer-Tropsch-Synthesen (vgl. Verfahrenskonzept beim SVZ). Ein entscheidender Vorteil besteht darin, dass durch die hohe Vergasungstemperatur von >1200 °C ein nahezu teerfreies Gas erzeugt wird, welches die anschließende Gasreinigung erleichtert.

Flugstrom-Druckvergaser für Biomasse sollten bei Temperaturen zwischen 1200 und 1300 °C arbeiten. Es werden bei den hohen Temperaturen reiner Sauerstoff und Wasserdampf zur Zerstäubung des Brennstoffs und als Vergasungsmedien eingesetzt. Die Asche kann als Schmelze abgezogen werden. Eine bestimmte Art von Kühlschirm, wie er beim Flugstromvergaser von Siemens Fuel Gasification Technology in Freiberg oder bei SVZ eingesetzt wird bzw. wurde, ist verträglich mit hohen Alkalichlorid- und Aschegehalten der Biomasse sowie raschen Schwankungen von

Aschemenge und -erweichungstemperatur, die für Halmgüter und ähnliche Reststoffe typisch sind (vgl. Henrich und Dinjus, 2004).

Ergebnisse zur Flugstrom-Druckvergasung

Nachfolgend werden Ergebnisse zur Rohgaszusammensetzung, Kosten der Rohgasbereitstellung und zu den Stromgestehungskosten bei der Flugstromvergasung dargestellt.

Wie die Tabelle 27 zeigt, sind die Unterschiede in den Rohgaszusammensetzungen bei Holz und Stroh unter den betrachteten Vergasungsbedingungen recht gering.

Tabelle 27: Rohgaszusammensetzung bei der Flugstrom-Druckvergasung

Verfahren			**Flugstrom-Vergasung**	
Gasbestandteil		**Einheit**	**Stroh**	**Holz**
Kohlenmonoxid	CO	Vol.-% $_{trocken}$	48,8	49,4
Wasserstoff	H_2	Vol.-% $_{trocken}$	34,1	34,9
Methan	CH_4	Vol.-% $_{trocken}$	0,1	0,1
Kohlendioxid	CO_2	Vol.-% $_{trocken}$	12,2	12,0
Wasserdampf	H_2O	Vol.-% $_{trocken}$	18	17
Stickstoff	N_2	Vol.-% $_{trocken}$	1,8	1,8
Sauerstoff	O_2	Vol.-% $_{trocken}$		
Ammoniak	NH_3	Vol.-% $_{trocken}$	in Spuren	in Spuren
Schwefelverbindungen	H_2S/COS	Vol.-% $_{trocken}$	0,1	in Spuren
Staub		mg/Nm^3	k.A.	k.A.
Teer ab C_6	Benzol	mg/Nm^3	k.A.	k.A.
	Naphthalin	mg/Nm^3	k.A.	k.A.
Alkali/Erdalkali	Ca	mg/Nm^3	k.A.	k.A.
Halogene	Cl		k.A.	k.A.
Schwermetalle	Cu und Cr		k.A.	k.A.
Heizwert, H_u		MJ/ Nm^3	10,0	10,2
Kaltgaswirkungsgrad		%	78	78
Temperatur		°C	1200	1200
Druck		bar	30	30

Tabelle 27 zeigt die Rohgaszusammensetzung bei der Flugstrom-Druckvergasung für die beiden betrachteten Einsatzstoffe Waldrestholz und Stroh. Bei beiden Biomassearten wurde am Eingang des Vergasers ein TM-Gehalt von 93 % angenommen und als Vergasungsmittel technischer Sauerstoff eingesetzt. In beiden Fällen wird die Biomasse vor der Schnellpyrolyse mit den nicht kondensierbaren Pyrolysegasen auf 93 % TM vorgetrocknet. Ermittelt wurden die Daten anhand einer Prozesssimulation auf Basis der Simulationsumgebung ChemCAD. Die Daten wurden, soweit verfügbar, anhand einer Auswertung von Literaturdaten verifiziert. Die Berich-

te zu den im Auftrag des KIT in Freiberg bereits durchgeführten vier Versuchskampagnen wurden ebenfalls in diese Literaturauswertung mit einbezogen.

Die Kosten der Rohgasbereitstellung bei der Flugstrom-Druckvergasung sind in Tabelle 28 dargestellt.

Neben den beiden Biomassearten (Stroh in Form von Quaderballen und Hackschnitzel aus Waldrestholz) wird hierbei auch nach der Anlagengröße unterschieden, die aufgrund von Skaleneffekten einen wesentlichen Einfluss auf die Rohgasgestehungskosten hat. So lassen sich die Rohgasgestehungskosten durch eine Erhöhung der Anlagenkapazität von 50 auf 500 MW_{th} bei Getreidestroh um rd. 15 % und bei Waldrestholz sogar um rd. 20 % senken, obgleich die Biomasse über weitere Entfernungen angeliefert werden muss.

Bei gleicher Anlagengröße lassen sich die Unterschiede in den Rohgasgestehungskosten im Wesentlichen auf Brennstoffkosten der jeweiligen Biomasse zurückführen. Hierbei schneidet das Stroh etwas ungünstiger ab als das Waldrestholz.

Betrachtet man die Stromgestehungskosten, die bei der direkten energetischen Nutzung des Rohgases bei der Vergasungsanlage resultieren (s. Tabelle 29), so spiegelt sich hier ebenfalls der leichte Vorteil zugunsten von Waldrestholz wieder. Die Vorteile einer großen Anlage (500 MW) werden dagegen deutlich verstärkt, da bei dieser Anlagengröße bei der Verstromung ein deutlich effizienteres GuD-(Gas und Dampf)-Kraftwerk, mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 55 %, zum Einsatz kommen kann. Bei den 50 MW-Anlagen wurde dagegen bei der Verstromung von einem BHKW mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 40 % ausgegangen. So kann beispielsweise nach diesen Abschätzungen bei der großen Anlage (mit Waldrestholz) Strom zu 107 €/MWh_{el} bereitgestellt werden; bei der 50 MW-Anlage sind dies dagegen 178 €/MWh_{el} (s. Tabelle 29). Hierbei ist jeweils ein Erlös aus dem Verkauf von Wärme über ein Fernwärmenetz bereits berücksichtigt, wobei der angesetzte Wärmeerlös von 15 €/MWh (50 MW-Anlage) bzw. von 10 €/MWh (500 MW-Anlage) keinesfalls als zu optimistisch einzustufen ist. Ähnliches trifft für die Annahmen bezüglich der verkaufbaren Wärmemengen zu. Zur Orientierung: Verglichen mit einem Steinkohlekraftwerk sind die Stromgestehungskosten bei der 500 MW-Anlage bei Waldrestholz rund doppelt so teuer.

Hierbei wurde generell eine energieautarke Betriebsweise der Anlage unterstellt. Das heißt, alle Hilfsenergien – auch für die Luftzerlegung zur Bereitstellung des für die Vergasung benötigten Sauerstoffs – werden von der Anlage über die energetische Biomassenutzung bereitgestellt.

Tabelle 28: Kosten der Rohgasbereitstellung bei der Flugstrom-Druckvergasung

Biomasseträger		**Stroh**		**Waldrestholz (Fichte)**	
Vergasungsanlagen	**Einheit**	**Anlagengröße**		**Anlagengröße**	
Anlagengröße	MW_{th}	**50**	**500**	**50**	**500**
Volllaststunden, Vergaser	h/a	**7500**	**7500**	**7500**	**7500**
Brennstoff					
TM-Gehalt der Biomasse (frei Anlage)		86 %	86 %	65 %	65 %
Heizwert (H_u)	MWh/t TM	4,73	4,73	4,98	4,98
Kosten der Biomasse frei Anlage (Trocknereingang)	€/MWh	**20,7**	**25,2**	**20,5**	**22,8**
	€/t TM	**98,1**	**119,2**	**102,0**	**113,7**
Biomassebedarf	t TM/a	79.281	792.812	75.301	753.012
Biomassekosten, frei Anlage	Tsd. €/a	**7.777**	**94.503**	**7.681**	**85.617**
Vergasungsverfahren					
Vergaserart		Flugstrom-Druckvergaser		Flugstrom-Druckvergaser	
Verfahren		autotherm		autotherm	
Vergasungsmedium		Sauerstoff		Sauerstoff	
Druck im Reaktor	bar	30	30	30	30
Leistung Vergaser, Output Rohgas	MW	**28, 3**	**293,0**	**28,8**	**298,4**
Ertrag Rohgas (Kaltgas)	MWh/a	**212.063**	**2.197.628**	**216.038**	**2.238.293**
Kosten					
Investitionen	Tsd. €				
Brennstoffvorbereitung (Zerkleinerung, Trocknung)		6.750	44.820	5.500	36.521
Pyrolyse		11.960	71.360	11.200	66.700
Vergasung		23.400	132.060	23.472	132.996
Insgesamt		**42.110**	**248.240**	**40.172**	**236.217**
Kapitalkosten	Tsd. €/a				
Brennstoffvorbereitung		613	4.220	499	3.438
Pyrolyse		1.085	6.718	1.015	6.280
Vergasung		2.118	12.432	2.130	12.519
Insgesamt		**3.816**	**23.370**	**3.644**	**22.237**
Personalkosten	Tsd. €/a				
Brennstoffvorbereitung		337	600	275	489
Vergasung (inkl. Pyrolyse)		1.167	2.075	1.174	1.974
Insgesamt		**1.504**	**2.675**	**1.449**	**2.463**
Kosten für Wartung, Instandhaltg., Sonstiges	Tsd. €/a				
Brennstoffvorbereitung		270	1.793	220	1.461
Pyrolyse		478	2.855	447	2.669
Vergasung		934	5.282	939	4.398
Insgesamt		**1.682**	**9.930**	**1.606**	**8.528**
Gesamtkosten ohne Biomasse	Tsd. €/a	**7.002**	**35.975**	**6.699**	**33.228**
Gesamtkosten, inkl. Biomasse	Tsd. €/a	**14.779**	**130.478**	**14.380**	**118.845**
Kosten für Rohgas, nach Vergaser	€/MWh	**69,7**	**59,4**	**66,6**	**53,1**

Tabelle 29: Stromgestehungskosten bei der Flugstrom-Druckvergasung

Biomasseträger		**Stroh**		**Waldrestholz (Fichte)**	
Vergasungsanlagen	**Einheit**	**Anlagengröße**		**Anlagengröße**	
Anlagengröße	MW_{th}	**50**	**500**	**50**	**500**
Volllaststunden, Vergaser	h/a	7500	7500	7500	7500
Biomassebedarf	t TM/a	79.281	792.812	75.301	753.012
Leistung Vergaser, Rohgas	MW	28, 3	293,0	28,8	298,4
Ertrag Rohgas (Kaltgas)	MWh/a	212.063	2.197.628	216.038	2.238.293
Verstromung (BHKW, GuD)		**BHKW**	**GuD**	**BHWK**	**GuD**
Wirkungsgrad (el)	%	40	55	40	55
Wirkungsgrad (th.)	%	48	35	48	35
Elektrische Leistung	MW_{el}	**11,3**	**161,2**	**11,5**	**164,1**
Stromproduktion, brutto	MWh_{el}/a	84.825	1.208.695	86.415	1.231.061
„ , netto	MWh_{el}/a	79.736	1.160.347	81.230	1.181.818
Wärmeleistung	$MW_{Wärme}$	13,6	102,6	13,8	104,5
Wärmeproduktion, brutto	$MWh_{Wärme}/a$	101.790	769.170	103.698	783.402
„ , netto, vergütet	$MWh_{Wärme}/a$	61.074	153.834	62.219	156.680
Wärmeerlös[*)]	€/a	916.110	1.538.339	933.282	1.566.805
Investitionen	Tsd. €				
Brennstoffvorbereitung		6.750	44.820	5.500	36.521
Vergasung (inkl. Pyrolyse)		35.360	203.420	34.672	199.696
Verstromung (BHKW, GuD)		6.800	64.500	6.900	65.700
Fernwärme		400	1.400	400	1.500
Insgesamt		**49.310**	**314.140**	**47.472**	**303.417**
Kosten					
Biomassekosten, frei Anlage	Tsd. €/a	**7.777**	**94.503**	**7.681**	**85.617**
Kapitalkosten	Tsd. €/a				
Brennstoffvorbereitung		613	4.220	499	3.438
Vergasung (inkl. Pyrolyse)		3.202	19.150	3.145	18.799
Verstromung und Fernwärme		628	5.745	636	5.859
Insgesamt		**4.443**	**29.115**	**4.280**	**28.096**
Personalkosten	Tsd. €/a				
Brennstoffvorbereitung		337	600	275	489
Vergasung (inkl. Pyrolyse)		1.167	2.075	1.174	1.974
Verstromung und Fernwärme		100	300	100	300
Insgesamt		**1.604**	**2.975**	**1.549**	**2.763**
Kosten für Wartung, Instandhaltung, Sonstiges	Tsd. €/a				
Brennstoffvorbereitung		270	1.793	220	1.461
Vergasung (inkl. Pyrolyse)		1.412	8.137	1.386	7.067
Verstromung und Fernwärme		286	2.894	290	2.951
Insgesamt		**1.968**	**12.824**	**1.896**	**11.479**
Gesamtkosten, ohne Wärmeerlös	Tsd. €/a	**15.793**	**139.418**	**15.406**	**127.954**
Gesamtkosten, mit Wärmeerlös	Tsd. €/a	**14.877**	**137.880**	**14.473**	**126.388**
Stromkosten, mit Wärmeerlös	$€/MWh_{el}$	**186,6**	**118,8**	**178,2**	**106,9**

[*)] Es wurde ein Wärmeerlös von 15 € (50 MW-Anlage) bzw. von 10 € (500 MW-Anlage) pro MWh verkaufter Wärme unterstellt.

Literatur

Leible, L., S. Kälber, G. Kappler, S. Lange, E. Nieke, P. Proplesch, D. Wintzer, B. Fürniß, 2007: Kraftstoff, Strom und Wärme aus Stroh und Waldrestholz – Eine systemanalytische Untersuchung. Karlsruhe: Forschungszentrum Karlsruhe (Wissenschaftliche Berichte, FZKA 7170), 117 S. Online: http://www.itas.fzk.de/deu/lit/2007/leua07a.pdf (letzter Zugang: 12.02.2010

Henrich, E., und E. Dinjus, 2004: Das FZK-Konzept zur Kraftstoffherstellung aus Biomasse. In: FNR (Hrsg.): Biomasse-Vergasung – Der Königsweg für eine effiziente Strom- und Kraftstoffbereitstellung? Internationale Tagung, 01./02. Oktober 2003 in Leipzig, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster, 298-337

3.3.7 Vergleich der Biogas- und Rohgasbereitstellung (ITAS)

In diesem Kapitel werden die Technologieketten zur Bereitstellung von Biogas über die Fermentation und von Rohgas über die Vergasung an exemplarisch ausgewählten Verfahrenskombinationen (Anlagengröße und Biomasseträger) miteinander verglichen und einer Bewertung unterworfen. Ausgangspunkt für diesen Vergleich sind die detaillierten Darstellungen zu den Konversionstechnologien in Kapitel 3.3.2. Verfahrenstechnisch mögliche Rückkopplungen (Energiegutschriften) aus der Aufarbeitung von Biogas bzw. Rohgas zu SNG sind hier nicht berücksichtigt. Diese werden vielmehr beim abschließenden Vergleich der SNG-Bereitstellung einbezogen (siehe Kapitel 3.5).

Anhand der nachfolgend dargestellten Ergebnisse zu den Vergasungsverfahren ist festzuhalten, dass diese mit deutlich größeren Unsicherheiten behaftet sind als die entsprechenden Darstellungen zu den Biogasverfahren. Während sich die Vergasungsverfahren nämlich noch in der Phase der Entwicklung und Demonstration befinden, gibt es dagegen alleine in Deutschland bereits mehr als 7000 Biogasanlagen. Biogasanlagen sind somit Stand der Technik. Bei deren technischer und ökonomischer Analyse geht es somit eher um die Frage, ob man die ausgewählten Verfahrensvarianten (Anlagengröße, Substrate) als repräsentativ für Baden-Württemberg einstufen kann – aufgrund des praktizierten Abstimmungsprozesses im Projektcluster kann hiervon ausgegangen werden. Bei den Vergasungsverfahren wird dagegen von „Modellanlagen“ gesprochen, mit einem möglichen Realisierungshorizont im Jahr 2020^{+}.

Gestehungskosten von Biogas und Rohgas

In Abbildung 38 sind exemplarisch für eine Biogasanlage mittlerer Größe (500 kW_{el}; Substrat: 10 % Rindergülle, 70 % Silomais, 10 % GPS, 10 % Grassilage), für eine große Biogasanlage (2000 kW_{el}; Substrat: 100 % Silomais) und für drei verschiedene Vergasungskonzepte (Anlagengrößen: 10, 50 bzw. 500 MW_{th}; Brennstoffe: Waldrestholz-Hackschnitzel mit 65 % TM bzw. Getreidestroh mit 86 % TM) die Kosten der Gasbereitstellung (Biogas bzw. Rohgas) dargestellt. Bei allen Verfahren wird hierbei ein „energieautarker“ Betrieb der Anlage unterstellt, das heißt, der nötige Wärme- und Strombedarf wird intern abgedeckt. Bei den mit „Wirbelschicht“ und „AER-Verfahren“ bezeichneten Vergasungsverfahren handelt es sich um gekoppelte Wirbelschichtverfahren, die Wasserdampf als Vergasungsmittel einsetzen; beim Flug-

stromvergaser (genauer: Flugstrom-Druckvergaser) kommt dagegen technischer Sauerstoff zum Einsatz. Zur „Vorkonditionierung“ der Biomasse ist beim Flugstromvergaser eine Schnellpyrolyse integriert. Vor der eigentlichen Vergasung wird hierbei zunächst eine Pyrolyseöl/-koks-Suspension (auch „Biosyncrude“ genannt) produziert. Diese lässt sich anschließend sehr gut in den Flugstrom-Druckvergaser (unterstellter Arbeitsdruck: 30 bar) einspeisen. Dieser zusätzliche Verfahrensschritt der Schnellpyrolyse und der Energieaufwand für die Luftzerlegung zur Sauerstoffgewinnung begründen, weshalb die Rohgaskosten beim Flugstromvergaser höher liegen als bei den Wirbelschicht-Vergasern.

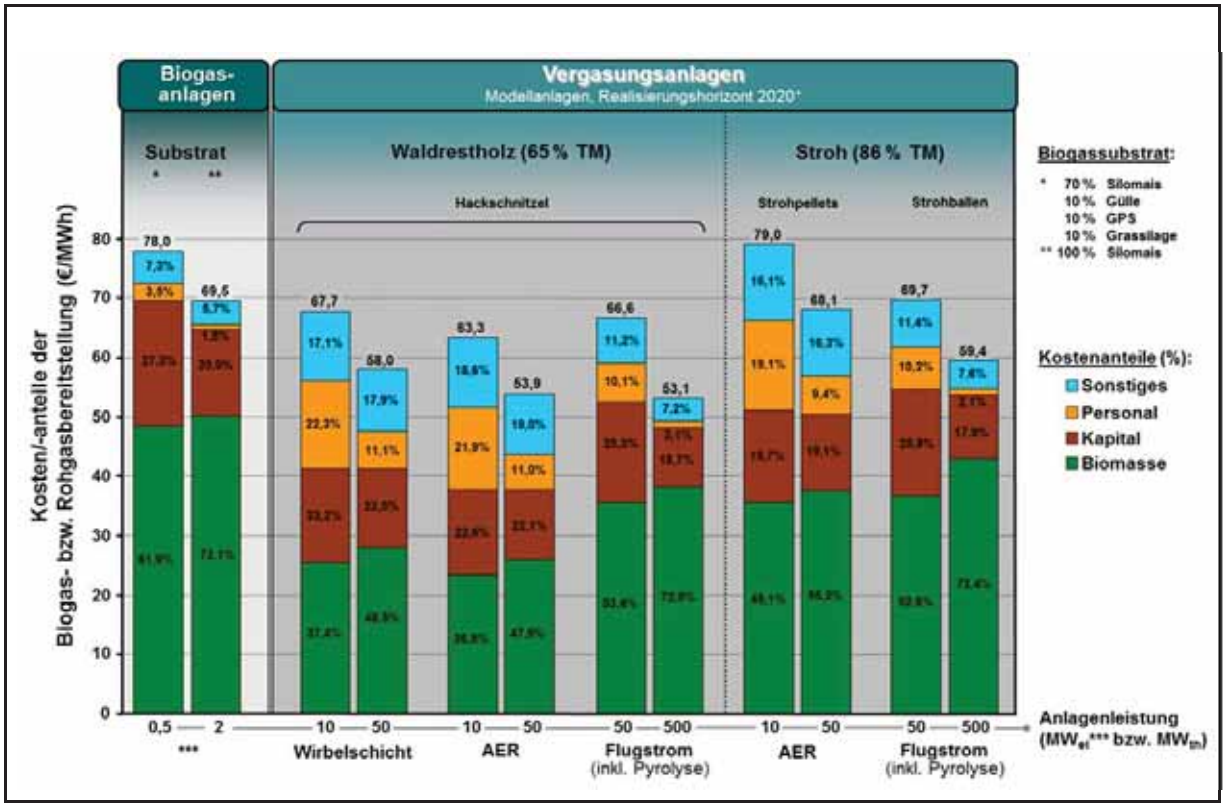


Abbildung 38: Kosten und Kostenanteile der Biogas- und Rohgasbereitstellung über Biogas- und Vergasungsanlagen

Wie aus Abbildung 38 ersichtlich ist, tragen die Kosten der Biomassebereitstellung frei Anlage bei der Biogasanlage 62 bzw. 72 % und bei den Vergasungsverfahren zwischen 37 % und 72 % zu den gesamten Gestehungskosten des Biogases bzw. Rohgases bei. Der zweitgrößte Kostenblock sind die Kapitalkosten, die im Bereich von 18 bis 27 % liegen. Bei den Personalkosten schneidet die Biogasanlage mit einem Kostenanteil von nur 1,5 bzw. 3,5 % sehr günstig ab. Bei den Vergasungsverfahren (10 bzw. 50 MW-Anlagen) tragen diese dagegen mit rd. 9 bis 22 % deutlich stärker zu den Gesamtkosten bei. Die Kostenvorteile der 500 MW-Anlage werden an den Personalkosten besonders deutlich, sie betragen nur rd. 2 % der Gesamtkosten. Bei der 50 MW-Anlage liegt ihr Anteil bei rd. 10 %.

Mit steigender Anlagengröße werden insbesondere bei den Vergasungsverfahren – trotz steigender Erfassungsradien und damit Transportstrecken für die benötigte Biomasse – Kostenvorteile erschlossen. So können beispielsweise beim Flugstromver-

gaser (mit Waldrestholz) beim Schritt von der 50 MW- auf die 500 MW-Anlage die Gestehungskosten für das Rohgas von rd. 67 €/MWh auf 53 € gesenkt werden (vgl. Tabelle 28, Seite 91). In ähnlicher Weise demonstrieren dies das Wirbelschichtverfahren und AER-Verfahren beim Schritt von einer 10 MW- hin zu einer 50 MW-Anlage. Beim Wirbelschichtverfahren wurden hierbei beispielsweise beim Waldrestholz (Fichte) die Gestehungskosten für das Rohgas von rd. 68 auf rd. 58 €/MWh gesenkt (vgl. Tabelle 22, Seite 75); beim AER-Verfahren gingen bei diesem Schritt die Kosten von rd. 62 auf rd. 53 €/MWh zurück (vgl. Tabelle 25, Seite 84).

Bei Biogasanlagen sind der Nutzung solcher Kostenvorteile deutlich engere Grenzen gesetzt. Dies begründet sich vor allem daraus, dass als Substrat in erster Linie feuchte Biomasse (oder auch Gülle) eingesetzt und somit angeliefert werden muss. Anschließend muss der Gärrückstand wieder abtransportiert und auf landwirtschaftlichen Flächen ausgebracht werden. Beide Transportvorgänge sind mit hohen Kosten verbunden, da es sich jeweils um ein sehr „wasserreiches“ Transportgut handelt.

Zusammensetzung von Biogas und Rohgas

Die Zusammensetzung von Biogas als auch von Rohgas aus der Vergasung kann sich aufgrund des eingesetzten Substrats, insbesondere aber in Abhängigkeit der spezifischen Bedingungen bei der Vergasung (Vergasungsmittel, Druck, Temperatur) deutlich unterscheiden.

In Abbildung 39 ist beispielhaft neben der Biogaszusammensetzung (500 kW_{el}-Anlage; Substrat-Mix: 70 % Silomais, 10 % Gülle, 10 % GPS, 10 % Grassilage) die Rohgaszusammensetzung aus der Vergasung (50 MW_{th}-Anlage) von Waldrestholz (Fichte) dargestellt, differenziert nach den drei untersuchten Vergasungsverfahren. Alle Angaben hinsichtlich der Gaszusammensetzung beziehen sich jeweils auf das trockene Gas. Als „wertvolle“ Bestandteile im Biogas bzw. Rohgas sind in erster Linie Methan (CH_4), Wasserstoff (H_2) und Kohlenmonoxid (CO) aufgeführt und in den Vergleich einbezogen. In diesem Zusammenhang dürfen aber keinesfalls all jene Gasbestandteile und -spezifika vergessen werden, die bei der anschließenden Gasreinigung und -konditionierung beseitigt werden müssen (z.B. Wasser, Staub, Teer) bzw. von Nutzen sein können – wie z.B. das vorliegende Druck- und Temperatur-Niveau des Rohgases. Im nachfolgenden Kapitel 3.4 werden die Verfahrensschritte zur Aufbereitung und Konditionierung des Biogases bzw. Rohgases zu SNG detailliert ausgeführt.

Aufgrund seines hohen Methangehalts weist das Biogas mit 5,2 kWh/Nm^3 den höchsten Heizwert auf, was für die spätere Aufarbeitung zu SNG von Vorteil ist. Die Rohgaszusammensetzung bei den verschiedenen Vergasungsverfahren unterscheidet sich dagegen sehr deutlich. Während beispielsweise beim AER-Verfahren ein Wasserstoffgehalt von rd. 68 Vol.-% erzielt werden kann, sind dies beim Flugstromvergaser nur rd. 35 %, wohingegen der Kohlenmonoxidgehalt bei rd. 50 % liegt. Der Grund hierfür liegt darin, dass der Flugstromvergaser aufgrund seines hohen Temperaturniveaus von rd. 1200 °C – insbesondere zur Vermeidung der Teerbildung – in stärkerem Maße auf eine teilweise Verbrennung der eingesetzten Biomasse angewiesen ist, als die beiden anderen Vergasungsverfahren.

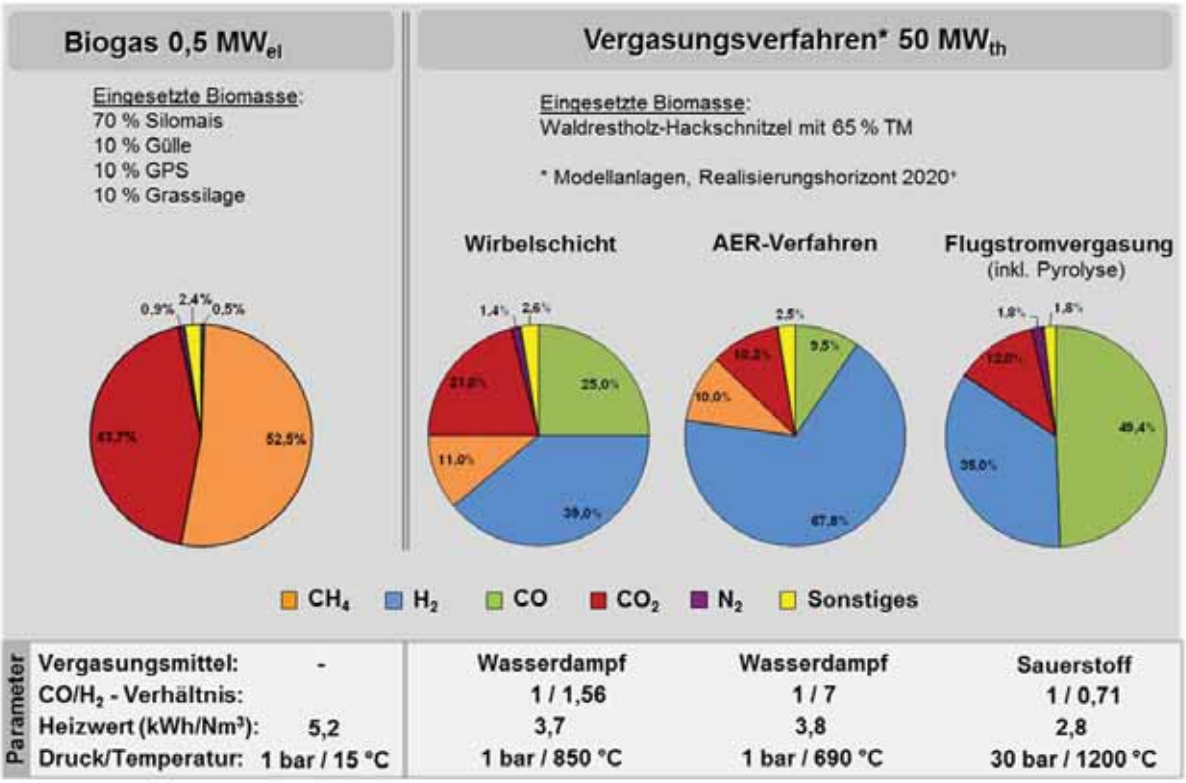


Abbildung 39: Biogas- und Rohgaszusammensetzung und Parameter zu den Verfahren

Mit Blick auf die Kosten der anschließenden Gasreinigung und -aufarbeitung zu SNG gilt es abzuwarten, welches Vergasungsverfahren bei der Rohgasbereitstellung letztendlich überzeugen kann bzw. wo dessen spezifische Vorteile liegen.

3.4 Aufbereitung und Einspeisung von Biogas und SNG in das Erdgasnetz (AP4) (DVGW-EBI)

Zusammen mit dem Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS) bearbeitete die DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des KIT - Karlsruher Institut für Technologie (DVGW-EBI) im Rahmen des Verbundvorhabens das Arbeitspaket AP 4 „Aufbereitung und Einspeisung ins Gasnetz“. Ferner war DVGW-EBI an den Arbeitspaketen TP 0.1 „Abstimmung Datenbedarf und Schnittstellen zwischen den Clustern“, TP 6.6 „Gesamtvergleich“, TP 7.1 „Szenarienentwicklung“ und TP 7.3 „Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen“ beteiligt.

Eine Betrachtung der Prozessketten für thermochemische und fermentative Verfahren erfolgte auf Basis von Gaszusammensetzungen, die von den Projektpartnern vorgegeben und in den Clustertreffen und Statusseminaren abgestimmt wurden. Geringfügige Abweichungen der Gaszusammensetzungen in AP 4 zu Gaszusammensetzungen in den anderen APs sind auf einen zunehmenden Detaillierungsgrad der Datenlage im Laufe des Projektes zurückzuführen. Diese haben jedoch keine signifikanten Einflüsse auf die Ergebnisse von AP 4. Die Kostenermittlung basierte im Wesentlichen auf Richtpreisangeboten und Literaturwerten, die an die zu betrachtenden Anlagegrößen mit Hilfe von Degressionsverfahren angepasst wurden.

3.4.1 Ausgangspunkt und Analyserahmen

Als Schnittstelle zwischen AP 3 (Gaserzeugung) und AP 4 (Gasaufbereitung) wurde der Ausgang der Gaserzeugungsanlage mit den dort vorliegenden Betriebsbedingungen festgelegt. Für die Betrachtung der Aufbereitungsschritte wurden erprobte Reinigungs- und Aufbereitungsverfahren ausgewählt, die kommerziell verfügbar sind und für die Praxiserfahrungen vorliegen. Grundlage für die Auswahl der Aufbereitungsschritte bildeten die mit den Partnern abgestimmte Gaszusammensetzungen (Tabelle 31, Tabelle 33 und Tabelle 34), die auf Basis der für die betrachteten Anlagen angenommenen Substratzusammensetzungen von den Partner berechnet wurden (s. Tabelle 30 und Tabelle 32). Ferner dienten die Gaszusammensetzungen als Datenbasis für die in AP 4 durchgeführten Berechnungen und Simulationen.

Die Varianten wurden beim Biogaspfad auf die Anlagengröße in kW bezogen auf elektrische Leistung bezeichnet. Die Größen der Biogasanlagen wurden so ausgewählt, dass zum einen eine typische Größe für eine Einspeiseanlagen mit 500 kW elektrischer Leistung und zum anderen eine für die Einspeisung bzw. eine für Baden Württemberg untypische Größe von 150 kW bzw. 2000 kW elektrische Leistung abgebildet werden. Anzumerken ist, dass bei Zusammenschaltung von mehreren Biogasanlagen 2.000 kW elektrische Leistung auch in Baden-Württemberg erreicht werden können, jedoch bisher nicht verwirklicht ist. Im Weiteren werden die betrachteten Anlagen mit 150 kW, 500 kW und 2.000 kW bezeichnet. Nähere Angaben zur Anlagengröße und zu BHKW-Wirkungsgrade sind AP3 zu entnehmen.

Im Gegensatz zu den traditionell auf elektrische Leistung bezogene Biogasanlagen wurden die Varianten des Vergasungspfads auf die in der Verbrennungsbranche übliche thermische Leistung, also auf den Energieinhalt des Brennstoffs, bezogen. Als

weitere Unterscheidung der Varianten wurde das Vergasungsverfahren herangezogen.

Tabelle 30: Biogasanlagen: Substratzusammensetzung

	Einheit	150 kW *	500 kW *	2.000 KW *
Rindergülle	Mass.-%	35	10	0
Maissilage	Mass.-%	50	70	100
Getreide-GPS	Mass.-%	5	10	0
Grassilage	Mass.-%	10	10	0

* elektrische Leistung des an die Biogasanlage angeschlossenen BHKWs

Tabelle 31: Rohbiogaszusammensetzung und Parameter am Eingang der Aufbereitungskette

Parameter	Einheit	150 kW	500 kW	2.000 KW
Temperatur	°C	15	15	15
Absolutdruck	bar	1,015	1,015	1,015
Volumenstrom	m^3/h (NTP)	75,2	241,9	920,5
Methan	Vol.-%	52,98	52,77	52,49
Kohlenstoffdioxid	Vol.-%	44,26	44,41	44,70
Wasserdampf	Vol.-%	1,68	1,68	1,68
Stickstoff	Vol.-%	Rest	Rest	Rest
Sauerstoff	Vol.-%	0,15	0,15	0,15
Wasserstoff	Vol.-%	0,05	0,05	0,05
Ammoniak	Vol.-%	0,01	0,01	0,01
Schwefelwasserstoff	ppm	100,97	615,68	605,67
Staub	µm	45	45	45
Siloxane	mg/m^3 (NTP)	0	0	0

Tabelle 32: Vergasungsanlagen: Substratzusammensetzung

Anlagentyp	Thermische Leistung in MW	Eingesetzte Biomasse
Wirbelschicht	10	Waldrestholz (Fichte)
	50	Waldrestholz (Fichte)
AER	10	Waldrestholz (Fichte)
		Getreidestroh
	50	Waldrestholz (Fichte)
		Getreidestroh
Flugstrom	50	Waldrestholz (Fichte)
		Getreidestroh
	500	Waldrestholz (Fichte)
		Getreidestroh

Tabelle 33: Synthesegaszusammensetzung - Teil 1 (Daten falls nicht anders angegeben auf trocken und Normbedingungen bezogen)

	Vergasungs-verfahren	Wirbel-schicht	AER		Flugstrom	
Parameter	Einheit	Holz	Holz	Stroh	Holz	Stroh
Austrittstemperatur Vergaser	°C	850	690	690	1200	1200
Druck	bar	1,015	1,015	1,015	30	30
Wasserdampf	Vol.-%	40	45,1	52,4	18	17
Kohlenstoffmonoxid	Vol.-%	25	9,5	11,6	48,8	49,4
Wasserstoff	Vol.-%	39	67,5	52,2	34,1	34,9
Methan	Vol.-%	11	10,0	11,0	0,1	0,1
Kohlenstoffdioxid	Vol.-%	21	10,2	19,1	12,2	12,0
Stickstoff	Vol.-%	1,4	0,3	0,4	1,8	1,8

Die Vergasungsanlagen sind ebenfalls in AP3 beschrieben. Die Anlagengrößen wurden entsprechend den sinnvollen Transportentfernungen für den jeweiligen Einsatzstoff ausgewählt. Für die Wirbelschichtvergasung (entsprechend Verfahren Güssing) und für die Vergasung nach dem AER Prinzip wurden jeweils 10 und 50 MW thermische Leistung festgelegt, da für diese Vergasungsanlagen keine größeren Transportstrecken für den Einsatzstoff Holz wirtschaftlich realisierbar sind. Für die Flugstromvergasung nach dem Bioliqverfahren wurden Anlagengrößen mit 50 und 500 MW thermische Leistung vereinbart. Diese großen Anlagen sind notwendig, da Flugstromvergaser aufgrund der hohen benötigten Temperaturen (kurze Verweilzeiten) größere Leistungen aufweisen müssen, um wirtschaftlich darstellbar zu sein. Die Problematik der Transportentfernung wird dadurch gelöst, dass für diesen Anlagentyp dezentral Biosyncrude erzeugt und somit die volumetrische Energiedichte erhöht wird und so zu einer Erhöhung der sinnvollen Transportentfernung führt. Bezeichnet

werden die betrachteten Anlagen mit Wirbelschicht (WS) 10 bzw. 50 MW, AER 10 bzw. 50 MW und Flugstrom (FS) 50 bzw. 500 MW.

Tabelle 34: Synthesegaszusammensetzung - Teil 2 (Daten falls nicht anders angegeben auf trocken und Normbedingungen bezogen)

	Vergasungs-verfahren	Wirbel-schicht	AER		Flugstrom	
Parameter	Einheit	Holz	Holz	Stroh	Holz	Stroh
Sauerstoff	Vol.-%	k. A.	0	0	k. A.	k. A.
Ammoniak	Vppm	1500	~ 800	~ 800	Spuren	Spuren
Schwefel-verbindungen	Vppm	150	100 - 200	< 500	0,1	Spuren
Teer ab C_6	g/m^3	5	2,5	10,0	k. A.	k. A.
Naphthalin	g/m^3	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
(C_2-Fraktion)	Vol.-%	2	2,0	3,5	k. A.	k. A.
(C_3-Fraktion)	Vol.-%	0,6	0,5	2,0	k. A.	k. A.
Alkali/Erdalkali	mg/m^3	k. A.	17,8	33,4	k. A.	k. A.
Chlor-verbindungen	Vvpm	k. A.	< 100	< 1400	k. A.	k. A.
Halogene		k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
Schwermetalle		k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
Staub	g/m^3	80	61,0	84,0	k.A.	k.A.
Sonstige Spurenstoffe	Vol.-%	Rest	Rest	Rest	Rest	Rest
Brennwert, H_o *)	kWh/m^3		4,3	4,6		
Heizwert, H_u *)	kWh/m^3	3,68	3,8	4,2	2,79	2,83

*) trocken

Weitere Randbedingungen wurden ebenfalls in Kooperation mit den Projektpartnern für eine Auslegung definiert: Sie werden im Wesentlichen für die wirtschaftliche Abschätzung und für die Erstellung der Reinigungskonzepte benötigt und sind im Folgenden aufgelistet:

Betriebsstunden Biogasanlage	8000 h/a
Betriebsstunden Vergasungsanlage	7500 h/a
Einspeisedruck aufbereitetes Biogas	16 bar
Einspeisedruck SNG	70 bar
Basis Brennwert Erdgas H	11,2 kWh/m^3 (NTP)

3.4.2 CH_4-Emission

Ziel bei der Einspeisung von Biogas oder biogenem SNG in das Erdgasnetz ist u. a. die Vermeidung von klimaschädlichen Emissionen fossiler Kraft- und Brennstoffe. Dies bedeutet für die Aufbereitungskette unter Beachtung der in den Biogasen enthaltenen Gaskomponenten (s. Tabelle 31, Tabelle 33 und Tabelle 34), dass im Wesentlichen nur Methan als klimarelevantes Gas beachtet werden muss. Bei der Einspeisung von Biogas erlaubt die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV 2010) eine maximale Methanemission von 0,2 % des erzeugten Methans. Da nun davon ausgegangen werden kann, dass die Anlagen technisch dicht sind, können nur Wäschen, die CO_2-Entfernungsverfahren und die Kompressoren als mögliche „CH_4-Emittenten“

identifiziert werden. Die CO_2-Entfernungsverfahren haben einen mittleren Methanschlupf üblicherweise zwischen 1 und 2,5 %, so dass eine Nachbehandlung notwendig ist. Eine Ausnahme stellen chemische Wäschen auf Aminbasis dar, bei denen der Methanschlupf meist unterhalb von 0,1 % liegt. Die Teer- und Halogenwäscher beim SNG-Pfad weisen auf Basis der Simulationen mit ASPEN zwischen 0,05 und 1 % Methanschlupf je nach Betriebsbedingungen auf und benötigen eventuell ebenfalls eine Nachbehandlung. Um eine Nachbehandlungsstufe zu vermeiden, ist eine Prüfung der CH_4-Löslichkeit für das Waschmittel zu empfehlen. Mit Hilfe einer Nachbehandlung kann der Methanschlupf auf Werte unter 0,01 % minimiert werden. Die Kompressoren werden üblicherweise technisch derart ausgerüstet, dass der Methanschlupf ebenfalls minimiert wird, so dass keine weitere Behandlung mehr notwendig ist.

3.4.3 Einspeisung von aufbereitetem Biogas

Entwicklung der Prozesskette

Die Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das Erdgasnetz wird in Deutschland seit ca. 6 Jahren betrieben. Inzwischen existieren ca. 80 Einspeiseanlagen. Anhand der aus Tabelle 31 entnehmbaren beispielhaften Rohbiogaszusammensetzungen und der Anforderungen des DVGW-Regelwerks (s. Tabelle 35) wird deutlich, dass vor der Einspeisung in das Erdgasnetz zumindest Kohlenstoffdioxid, Schwefelwasserstoff und Wasserdampf größtenteils aus dem Rohbiogas entfernt werden müssen.

Auf Basis der mit den Projektpartnern getroffenen Vereinbarung werden nur am Markt verfügbare Technologien betrachtet. Die verfahrenstechnischen Grundlagen werden in diesem Bericht nur grob beschrieben und können der entsprechenden Fachliteratur (z. B. Graf und Bajohr 2011, Köppel et al. 2011, Köppel et al. 2009a, Urban et al. 2008) entnommen werden.

Anhand realer Anlagen kann die Prozesskette zur Rohbiogasreinigung zur Erreichung eines einspeisefähigen Biogases in die folgenden üblichen Teilschritte gegliedert werden (s.

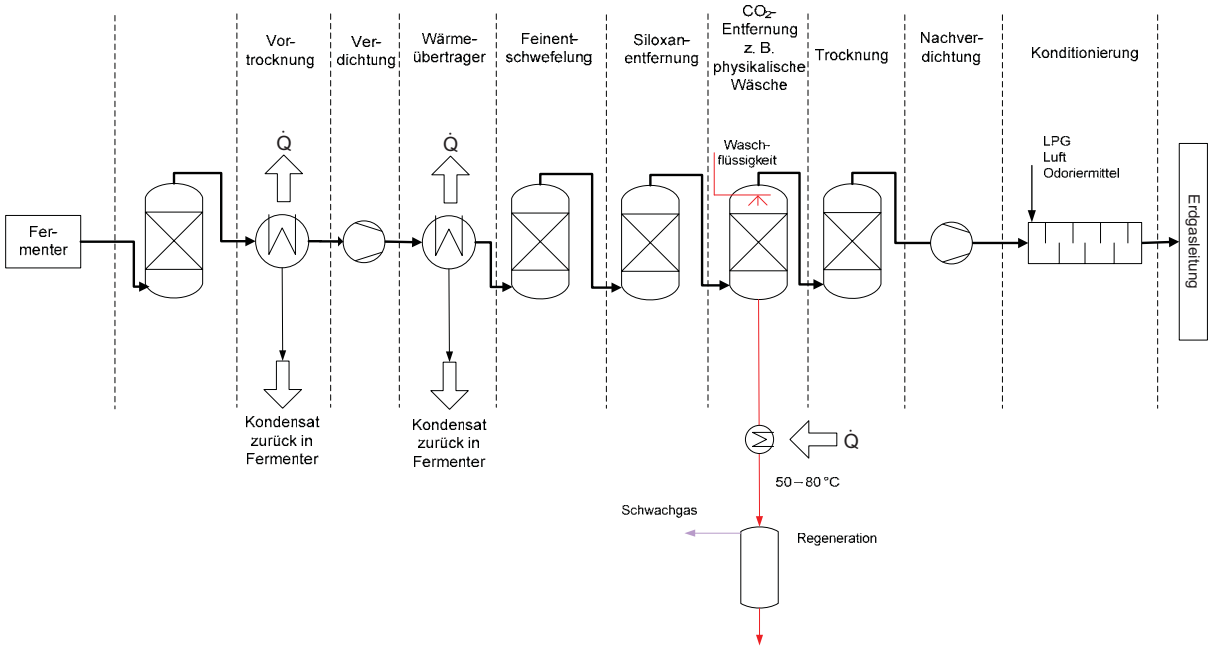


Abbildung 40). Die notwendigen Übertragungen an thermischer Energie sowie die Kompression des Biogases auf die notwendigen Drücke sind nicht einzeln aufgelistet, werden aber dennoch betrachtet.

- **Entschwefelung**: Grobentschwefelung auf ca. 50 - 300 ppm H_2S und optional Feinentschwefelung (falls nicht mit CO_2-Entfernung kombiniert) auf unter 3,3 ppm H_2S
- **Vortrocknung** zur Vermeidung von Kondensatanfall in Leitungen und nachfolgenden Prozessschritten
- **CO_2-Entfernung** bei erfolgter Feinentschwefelung als Einzelprozess; bei nicht erfolgter Feinentschwefelung kombinierte CO_2-H_2S-Abtrennung
- **Nachtrocknung** zur Erreichung der im DVGW-Regelwerk vorgeschriebenen Feuchte
- **Konditionierung** mit Luft oder/und LPG zur Erreichung der im DVGW-Regelwerk vorgeschriebenen Grenzen; Luft ist für Baden-Württemberg nicht relevant

Tabelle 35: Anforderungen an das aufbereitete Biogas laut DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 262

Bezeichnung	**Einheit**	**Anforderungen G 260 / G 262**
Taupunkt Wasser	mg/m³ bei Betriebsbedingungen	MOP ≤ 10 bar: 200 MOP > 10 bar: 50
CH_4	Vol.-%	L-Gas: ≥ 90 H-Gas: ≥ 95
CO_2	Vol.-%	L-Gas: ≤ 10 H-Gas: ≤ 5
O_2 (trockenes Netz)	Vol.-%	3
O_2 (feuchtes Netz)	Vol.-%	0,5

O_2 (Untergrundspeicher, Grenzübergabepunkte)	Mol-%	0,001
Carbonsäuren	mg/m³	-
Alkohole und BTEX	mg/m³	-
$C_xH_{y,Rest}$	mg/m³	Kondensation bei T_{Boden}
H_2S	ppm	5
Mercaptane und COS	mg/m³	6
NH_3 und Amine	mg/m³	technisch frei
H_2	Vol.-%	< 10 *)
Si_{Gesamt}	mg/m	5 (Empfehlung)

*) Netzseitige Restriktionen und die DIN 51624 „Kraftstoffe für Fahrzeuge - Erdgas - Anforderungen und Prüfverfahren aus dem Jahr 2008 mit einem Grenzwert von 2 Vol.-% sind zu beachten

Quellen: (DVGW 2012, 2011a)

Die **Grobentschwefelung** kann über Eisenchloride oder Eisenhydroxid erfolgen. Eisenchloride, die häufig als Abfallprodukte anderer Prozesse anfallen, können grundsätzlich hinzugegeben werden. Jedoch muss bei Zugabe von Eisenchloriden auf den Schwermetallgehalt geachtet werden. In Kiefer et al. (2009) wurde berechnet, dass die Eisensalze üblicherweise keine Grenzwertüberschreitungen laut Bioabfallverordnung (BioAbfV 2012) bzw. Bundes-Bodenschutz- und Altlastenverordnung (BBodSchV 2012) verursachen. Aber insbesondere bei Nickel müssen die Substratbelastungen beachtet werden. Bei sehr hohem Entschwefelungsbedarf, wie z. B. bei Abfallanlagen, kann zudem für Mn die Grenze der Düngeempfehlung überschritten werden. Aus Gründen der Nachhaltigkeit (Vermeidung des Eintrags von Schwermetallen in sensible Böden) wird auf den Einsatz von solchen Eisensalzen verzichtet. Daher erfolgt für Biogasanlagen der Größe 150 und 500 kW (= ca. 72 bzw. 250 m^3/h Rohbiogas) die Grobentschwefelung mit Eisenhydroxid und für die Biogasanlage mit 2 MW (= ca. 950 m^3/h Rohbiogas) mit Hilfe eines externen Biowäschers. Der externe Wäscher erwies sich in früheren hausinternen Untersuchungen ab ca. 1 MW kostengünstiger ist als die Zugabe von Eisensalzen.

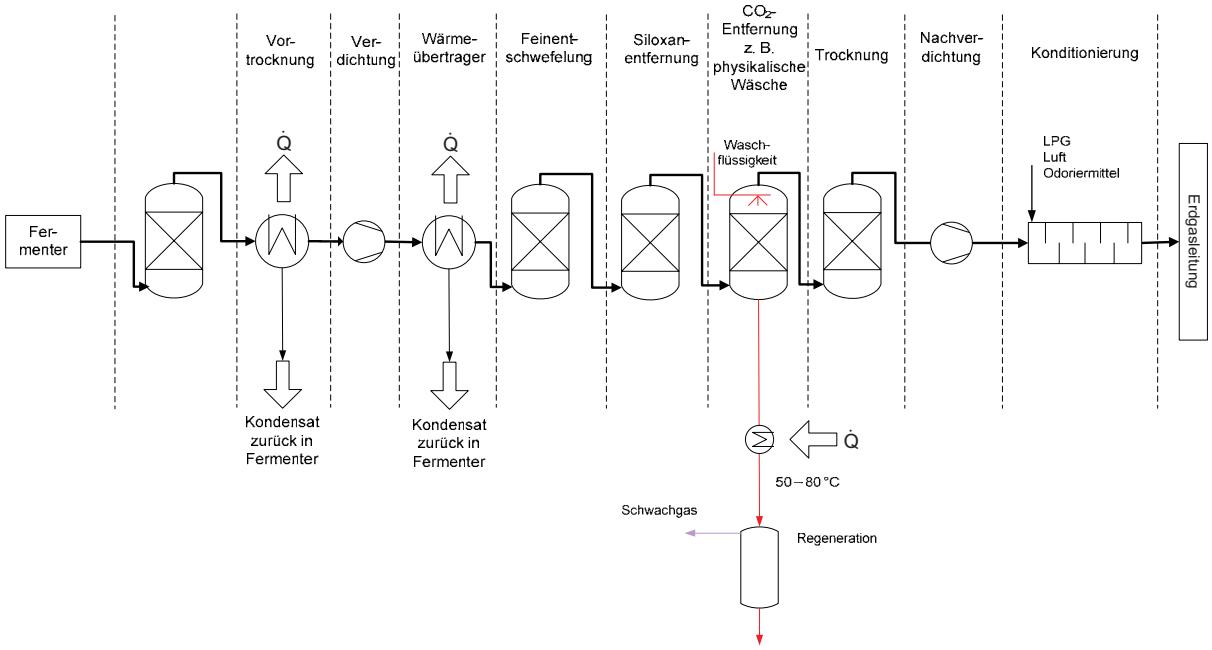


Abbildung 40: Biogas – Konzept zur Gasreinigung, -konditionierung und -einspeisung

Anzumerken ist, dass eine Entschwefelung mit Luft im Fermenter grundsätzlich vermieden wird, da sonst Stickstoff in das Biogas eingebracht wird und ein erhöhter Aufwand zur Konditionierung entsteht.

Die **Vortrocknung** erfolgt üblicherweise durch Kondensationstrockner. Sie haben den Vorteil, dass die Trocknungsqualität über die Abkühlung des Biogases eingestellt werden kann.

Die **Feinentschwefelung** ist notwendig, damit zum einen die nachfolgenden Prozessschritte geschützt bzw. entlastet werden. Die Feinentschwefelung erfolgt üblicherweise mit dotierter Aktivkohle, wobei Temperaturen zwischen 60 und 80 °C, geringe Sauerstoffgehalte und Feuchtigkeit notwendig sind. Dieses Verfahren ist Stand der Technik und eignet sich für die in diesem Projekt vorgesehenen Volumenströme. Bei der Wäsche mit Genosorb® (s. CO_2-Entfernungsverfahren) wird eine im Schwachgasstrang installierte Feinentschwefelung bevorzugt, da die Regenerierung T_{Reg} bei ca. 80 °C erfolgt und somit keine zusätzliche Aufheizung des Gases auf Entschwefelungstemperaturen notwendig ist. Ebenfalls benötigen die chemische Aminwäsche und die Druckwasserwäsche nicht zwingend eine vorgeschaltete Feinentschwefelung.

Als **CO_2-Entfernungsverfahren** können unterschiedliche Verfahren eingesetzt werden. Sie basieren auf Absorption wie die Druckwasserwäsche (DWW) und die Glykol-Wäsche (PW - Genosorb®), auf Adsorption wie die Druckwechsel-adsorption (DWA), auf Chemiesorption wie die Aminverfahren (z. B. DEA) und auf Aminosäuresalze (PT Puratreat®R) sowie auf Membranverfahren. Die Eigenschaften der unterschiedlichen Technologien können Tabelle 36 entnommen werden. Festzustellen ist, dass eine höhere Anforderung an den Vordruck einen höheren Stromverbrauch nach sich zieht und dass andererseits eine hohe Regenerationstemperatur einen höheren thermischen Energiebedarf nach sich zieht. Festzustellen war jedoch und das zeigt

ebenfalls die Praxis, dass keine Technologie entscheidende Vorteile besitzt. Bei der Technologieauswahl sind weiterhin die Standortbedingungen von großer Bedeutung.

Tabelle 36: Eigenschaften der Aufbereitungsverfahren

Kriterien	Einheit	Membran	DEA	PT	Glykol	DWW	DWA
abgeschiedene Komponenten	-	CO_2 (H_2S, H_2O, etc.)	CO_2, H_2S	CO_2, H_2S	CO_2, NH_3, H_2S, H_2O	CO_2, NH_3, H_2S	CO_2, H_2O
Entschwefelung notwendig	-	nein	Nein	nein	nein	nein	ja
Betriebsdruck	bar	> 4	> 1	> 1	> 6	> 7	> 4
Betriebstemperatur	°C	< 40	< 55	< 55	< 40	< 25	< 10
Regenerationstemperatur	°C	-	< 160	< 110	< 80	< 25	-
Methanschlupf	%	< 2	< 0,1	0,05	1 - 2,5	0,5 - 3	1,5 - 5
Methananteil Produktgas	Vol.-%	> 96	> 99	> 99	> 96	> 96	> 96
Spezifischer Strombedarf	kWh/m^3	0,25 - 0,50	0,06 - 0,20	k. A.	0,20 - 0,51	0,24 - 0,40	0,25 - 0,33
Spezifischer Wärmebedarf	kWh/m^3	-	0,44 - 0,80	k. A.	0,10 - 0,40	-	-

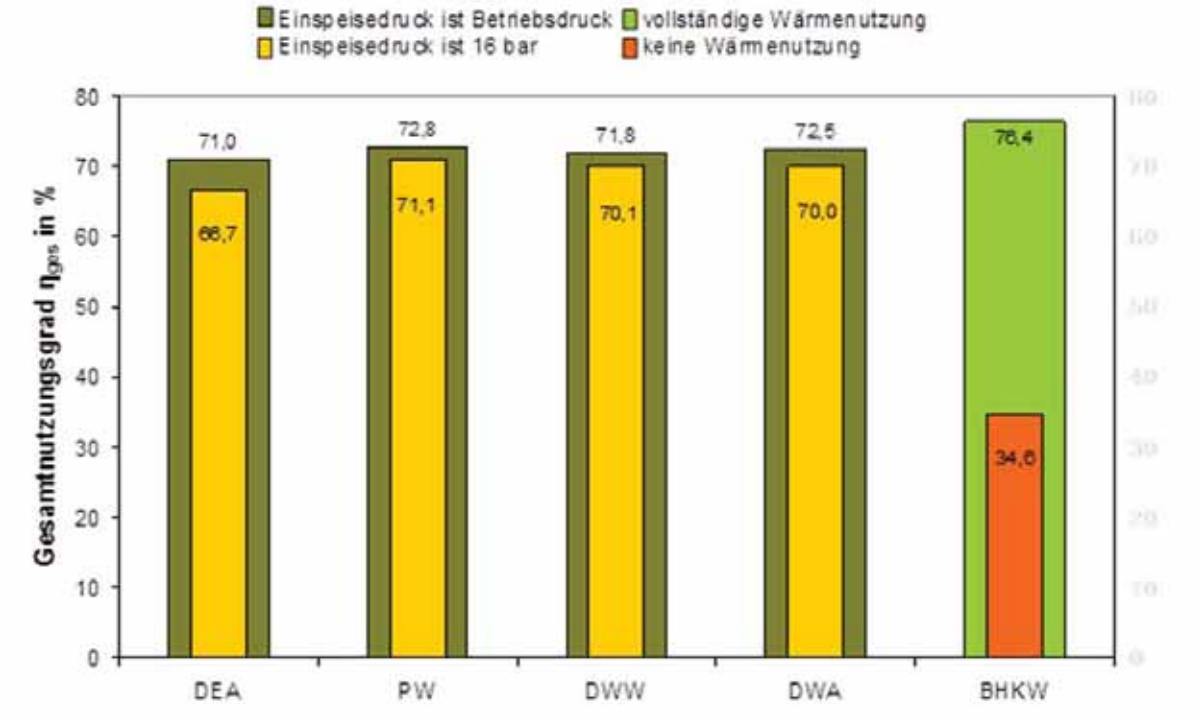
Quellen: (ATZ 2004, Bundesnetzagentur 2012, Chung et al. 2001, de Pater 2008, DGE 2006, Diez et al. 2011, FAL 2003, Franke 2007, Günther 2006, Gupta und Coyle 2001, Haase 2012, Heinen et al. 2008, Hiller et al. 2003, Ibsen 2006, Kaltschmitt et al. 2005, Klinski 2006, Köppel et al. 2009b, Kohl und Riesenfeld 1960, McKinsey 2003, Oldhafer 2008, Prechtl et al. 2003, Rolker und Arlt 2006, Schmalschläger et al. 2007, Schulte-Schulze Berndt 2007)

Die Aminosäuresalz- und die Membranverfahren waren zum Zeitpunkt der Konzeptentwicklung noch nicht großtechnisch verwirklicht, so dass sie nicht in Betracht gezogen wurden. Nach heutigen Erfahrungen mit den ersten großtechnischen Anlagen können sie ebenfalls problemlos für die CO_2-Entfernung eingesetzt werden. Die Membrantechnologie weist Vorteile im Betrieb auf, da keine wenig bewegte Teile (Pumpen) vorhanden sind und kein Austausch von Flüssigkeiten erfolgen muss. Die Standzeit der Membranen ist allerdings noch nicht bekannt. Da das Produktgas das Retentat ist, ist mit einer geringen Abscheidung von Kohlenwasserstoffen und Schwefelkomponenten wie z. B. Merkaptane zu rechnen.

Die Wäsche mit Aminosäuresalzen ist bezüglich der Regenerationstemperatur gegenüber der klassischen Aminwäsche von Vorteil. Allerdings sind bisher kaum Betriebsdaten bekannt, so dass kein abschließendes Urteil gebildet werden kann.

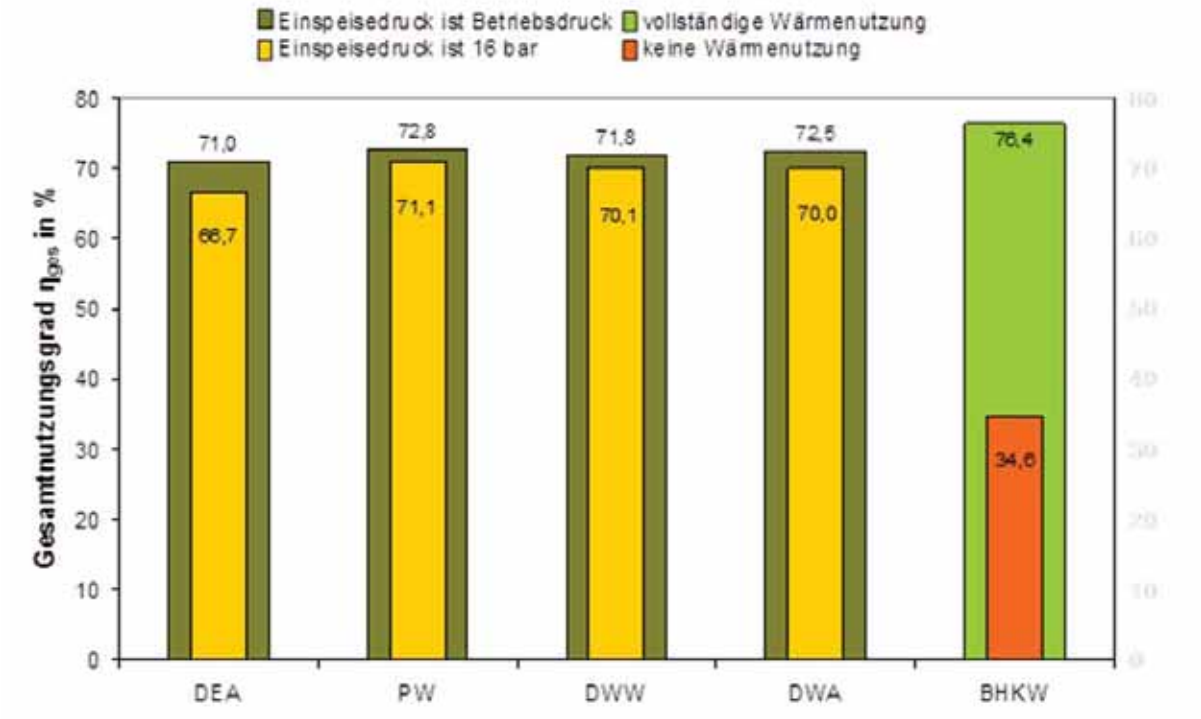
Bei den klassischen Aufbereitungsverfahren, die bei der Konzeptentwicklung zur Verfügung standen, haben sich die physikalischen Wäschen und die Druckwechseladsorption (DWA) als die vorteilhaftesten bzgl. der Energieeffizienz im Vergleich zur

Aminwäsche (DEA) für die Biogasaufbereitung herausgestellt (s.



DEA- Aminwäsche mit Diethanolamin als Waschmittel (Betriebsdruck = 1 bar)
PW- physikalische Wäsche mit organischem Waschmittel Genosorb®(Betriebsdruck = 7 bar),
DWW- Druckwasserwäsche (Betriebsdruck = 7 bar),
DWA – Druckwechseladsorption (Betriebsdruck = 4 bar)
BHKW- Blockheizkraftwerk

Abbildung 41).



DEA- Aminwäsche mit Diethanolamin als Waschmittel (Betriebsdruck = 1 bar)
PW- physikalische Wäsche mit organischem Waschmittel Genosorb®(Betriebsdruck = 7 bar),
DWW- Druckwasserwäsche (Betriebsdruck = 7 bar),
DWA – Druckwechseladsorption (Betriebsdruck = 4 bar)

BHKW- Blockheizkraftwerk

Abbildung 41: Vergleich von Gesamtwirkungsgraden typischer Prozessketten zur Einspeisung mit der BHKW-Nutzung vor Ort im Winterbetrieb

Der Gesamtnutzungsgrad der Aminwäsche liegt im Vergleich der Prozessketten bei Einspeisung des Biogases in das Erdgasnetz beim jeweiligen minimalen Betriebsdruck um ca. 1 Prozentpunkt unterhalb der Gesamtnutzungsgrade der anderen CO_2-Entfernungsverfahren. Im Vergleich zu einem Einspeisedruck von 16 bar vergrößert sich der Abstand auf 3 - 4 Prozentpunkte. Daher wurden Aminwäschen nicht weiter für die Aufreinigung von Biogas betrachtet. Eine überschlägige Kostenschätzung für die CO_2-Entfernungsverfahren (s. Tabelle 37) ergab weiter, dass die CO_2-Entfernungsverfahren Genosorb® (PW) und Druckwechseladsorption deutlich günstiger sind als die Druckwasserwäsche (DWW). Daher wird die Druckwasserwäsche nicht weiter betrachtet. Aufgrund der höheren Flexibilität und der zu erwartenden besseren Abwärmeeinbindung der CO_2-Entfernung mit Genosorb® (PW) gegenüber der Druckwechseladsorption wurde die PW als Verfahren zur CO_2-Entfernung für diese Arbeit ausgewählt. Dies bedeutet, dass die Feinentschwefelung mit der CO_2-Entfernung gekoppelt worden ist. Der Aufwand der Entschweflung wird aber in die Schwachgasnachbehandlung verschoben. Sie basiert wie oben beschrieben auf dotierter Aktivkohle. Zu beachten ist, dass aus heutiger Sicht und aufgrund der Fortschritte bei den einzelnen Verfahren die PW beispielhaft anzusehen ist und die anderen Verfahren zur CO_2-Entfernung in ähnlicher Größenordnung bei den Kosten liegen werden.

Tabelle 37: Vergleich der spezifischen Kosten für CO_2-Entfernungsverfahren und eine anschließende Kompression auf 16 bar

	Einheit	Spez. Kosten CO_2-Entfernung	Betriebsdruck	Spez. Kosten Kompression auf 16 bar	Spez. Kosten incl. Kompression
DEA	Cent/kWh_{Biogas}	1,59	1	0,23	1,82
PW	Cent/kWh_{Biogas}	1,70	7	0,09	1,79
DWW	Cent/kWh_{Biogas}	1,87	7	0,09	1,96
DWA	Cent/kWh_{Biogas}	1,65	4	0,13	1,78

Die **Nachtrocknung** erfolgt über Trockentürme mit einem Adsorbens.

Die **Einspeisung** erfolgt nach dem Stand der Technik entsprechend dem DVGW-Regelwerk als Austauschgas. Ein Austauschgas weist dieselben brenntechnischen Kennwerte, Brennwert, spezifische Dichte und Wobbeindex des im Gasnetz transportierten Erdgas H auf. Bei Einspeisung werden eine Gasdruckregelanlage, eine Odorierung und eine LPG-Zugabe zur Brennwertanpassung des aufbereiteten Biogases an das verteilte Erdgas eingesetzt. Schließlich muss noch die Abrechnung gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 685 erfolgen. Hierfür werden der Brennwert des eingespeisten Biogas-LPG-Gemisches mit einem eichfähigen Kalorimeter oder Prozessgaschromatographen sowie der Volumenstrom mit einem eichfähigen Volumen-

strommessgerät gemessen. Für die Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit werden die wälzbaren Komponenten (Kosten muss der Gasnetzbetreiber tragen) nicht betrachtet. Die wälzbaren Kosten sind in der GasNZV beschrieben und werden von der Bundesnetzagentur genauer spezifiziert. Allgemein kann davon ausgegangen werden, dass alle Kosten, die der Gasnetzbetreiber aufgrund der Einspeisung von Biogas in sein Netz hat, wälzen kann.

Untersuchungen zur Optimierung der Prozesskette

Zur Ermittlung der Energie- und Stoffbilanzen mit den endgültigen Gaszusammensetzungen, wurden in einem ersten Schritt die Prozesskette mit der Prozesssimulationssoftware ASPEN® Plus abgebildet und auf Energieverbrauch und Methanausbeute optimiert. Insbesondere wurde ein Augenmerk auf die Entfernung der Minorkomponenten unter Beachtung des Methanverlustes und des Energieverbrauches gelegt. Hierfür wurde die in Tabelle 38 dargestellte für nachwachsende Rohstoffe typische Rohbiogaszusammensetzung gewählt, da die Werte aus Tabelle 31 zum Zeitpunkt der Untersuchungen noch nicht zur Verfügung standen. Die bei der Optimierung festgestellten und in die endgültigen Prozessketten eingeflossenen Erkenntnisse sind jedoch unabhängig davon gültig. Ferner sind die Energiebilanzen ebenfalls weiterhin gültig und aussagekräftig, da die endgültige Zusammensetzung nur geringfügig von der für die Simulationen genutzte unterschiedlich ist. Ein großes Optimierungspotenzial ist bei dem Wäschersystem zur CO_2- bzw. gekoppelten CO_2-H_2S-Abscheidung zu erwarten. Die anderen Komponenten sind im Wesentlichen ausgereifte Systeme ohne zu erwartendes größeres Optimierungspotential. Daher wurde auch nur das Wäschersystem für die Optimierung herangezogen. Für die Optimierung wurde eine Vereinfachung bei der Gaszusammensetzung betrachtet und nur die Wesentlichen Gaskomponenten CH_4, CO_2 und H_2S betrachtet.

Tabelle 38: Für die Prozesskettenoptimierung genutzte Biogaszusammensetzung

Bezeichnung	Einheit	Ausgewählte Gaszusammensetzung
Taupunkt Wasser	°C	gesättigt bei $T_{Fermenter}$, $p_{Fermenter}$
CH_4	Vol.-%	52
CO_2	Vol.-%	44
O_2	Vol.-%	0,3
N_2	Vol.-%	Rest
Carbonsäuren	mg/m³	-
Alkohole und BTEX	mg/m³	-
$C_xH_{y,Rest}$	mg/m³	-
H_2S	ppm	300
Mercaptane und COS	mg/m³	-
NH_3	mg/m³	-
H_2	Vol.-%	-
Si_{Gesamt}	mg/m³	-

Am Beispiel des Waschmittelumlaufs und der Regeneration der CO_2-Entfernung mit Genosorb® wird die Vorgehensweise demonstriert. Abbildung 42 zeigt, dass eine Erhöhung des Methangehalts im aufbereiteten Biogas einhergeht mit einem starken Anstieg des Methanschlupfs. Das Optimum zwischen Nutzen und Kosten für dieses Beispiel dürfte somit um den Knick bei ca. 65 kmol/h liegen, da für einen höheren Waschmittelstrom leistungsstärkere Pumpen benötigt würden, wodurch der Verbrauch an elektrischer Energie zunimmt mit nur einem geringen höheren Nutzen.

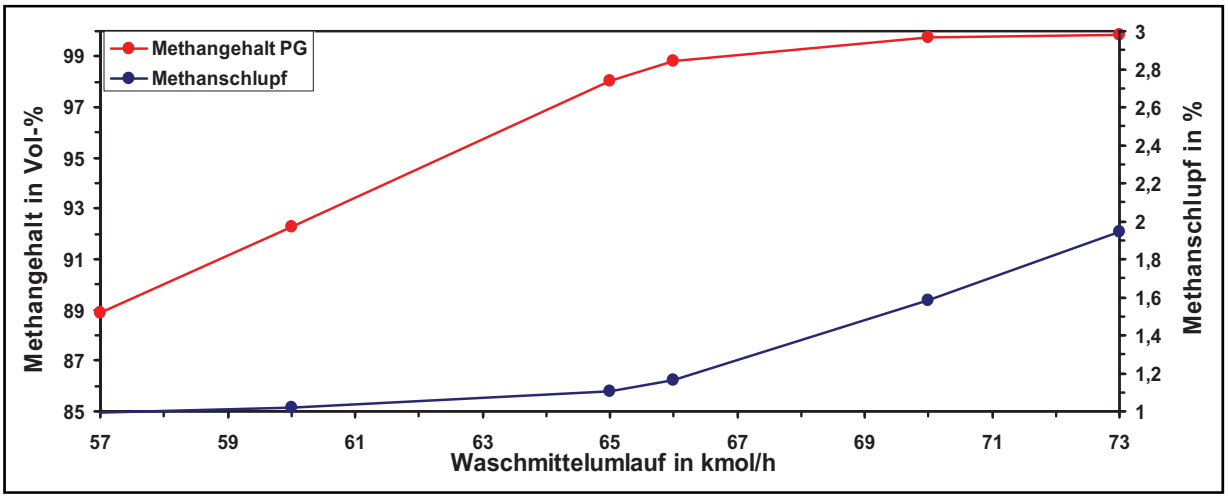


Abbildung 42: Einfluss des Waschmittelumlaufs auf den Methananteil im Produktgas (PG) und den Methanschlupf

Weitere Variationsparameter waren bei der Regeneration die Strippluft, die Regenerationstemperatur und die Stufenzahl. In Tabelle 39 werden die Ergebnisse zusammengefasst. Die grünen Felder stellen die Variationen dar. Zu erkennen ist, dass die Verringerung des Strippluftvolumenstroms und der Stufenzahl der Regenerationskolonne zu schlechteren Gasqualitäten führt (s. rote Felder in Tabelle 39). Die Absenkung der Regenerationstemperatur verschlechtert dagegen die Gasqualitäten nur in geringem Maß, so dass diese Option zur Energieoptimierung beitragen kann.

Neben den Variationen bei der Regeneration wurde auf der Seite der Sorption der Betriebsdruck der Sorptionskolonne variiert. Die Untersuchung zum Betriebsdruck ergab eine Verbesserung der Gasqualität mit höherem Druck, so dass der Waschmittelbedarf gesenkt werden konnte. Ebenfalls wurde untersucht, welche Auswirkung eine Entschwefelung des Biogases vor der CO_2-Wäsche hat. Für diese Variante konnte bei der Regeneration der Strippgasvolumenstrom, die Stufenzahl und die Regenerationstemperatur abgesenkt werden. Diese Variante scheint sich als die energetisch vorteilhafteste für das Wäschersystem darzustellen. Zu beachten ist beim Energiebedarf, dass die Feinentschwefelung im Vorfeld Temperaturen von 60 - 80 °C benötigen und somit der Biogasstrom im Vorfeld aufgeheizt und nach der Feinentschwefelung wieder abgekühlt werden muss, was zu einem Energieverlust führt. Da die Energiegewinne nur minimal sind, wurde die vom Hersteller empfohlene Konstellation mit gekoppelter CO_2-/H_2S-Entfernung bzw. mit nachträglicher H_2S-Entfernung im Schwachgasstrom gewählt.

Tabelle 39: Übersicht über verschiedene Varianten zur Regeneration der Waschlösung bei der CO_2-Entfernung mit Genosorb®

Variante		**Basisfall**		**Variation Strippluft-volumenstrom**		**Variation Stufenzahl Kolonne**		**Variation Regenerations-temperatur**	
Strippluftstrom m³/h (NTP)	-	1.090		224		1.090		1.090	
Stufenzahl	-	20		20		5		20	
Temperatur °C	-	60		60		60		50	
Taupunkt Strippluft (p_u) °C		0		-		-		0	
Wassereintrag kmol/h	-	0,04		-		-		0,14	
Methanschlupf %	-	1,13		1,13		1,13		1,13	
	RG	**PG**	**SG**	**PG**	**SG**	**PG**	**SG**	**PG**	**SG**
CH_4 in Vol.-%	54,3	98,5	0,40	98,5	0,90	98,5	0,40	98,5	0,40
CO_2 in Vol.-%	45,7	1,5	29,1	1,5	66,1	1,5	29,1	1,5	29,1
H_2S in ppmv	100	0,44	64,6	12,9	136,6	1,66	64,1	0,45	64,6

RG = Rohgas; PG = Produktgas; SG = Schwachgas

Stoff- und Energieströme

Für die Stoff und Energieflüsse wurden die in Tabelle 40 dargestellten Rohbiogaszusammensetzungen genutzt und mit Hilfe der optimierten Prozessketten in ASPEN® Plus berechnet. Festzustellen ist, dass alle Anlagen das Gas entsprechend den DVGW-Arbeitsblättern G 260 und G 262 (DVGW 2012, 2011a) einspeisen dürfen (s.

Tabelle 42). Auffälligkeiten sind keine zu erkennen. Bei der gewählten CO_2-Entfernung wird Wasserstoff, Sauerstoff und Stickstoff nicht bzw. nur in geringen Mengen abgeschieden, so dass die Vermeidung des Eintrags von Sauerstoff und Stickstoff zwingend notwendig ist, um den Brennwert des eingespeisten Biogases möglichst hoch zu halten. Für die in dieser Berechnung ermittelten Produktgaszusammensetzungen werden zwischen 55 und 62 g LPG pro Kubikmeter Produktgas benötigt (s. Tabelle 43), um den geforderten Brennwert von 11,2 kWh/m^3 zu erreichen. Anzumerken ist, dass die LPG-Zugabe nicht dem Biogaserzeuger, sondern dem Gasnetzbetreiber zugeordnet ist und deshalb nicht weiter diskutiert wird. Das bei der Biogasaufbereitung anfallende Abgas weist ebenfalls keine Besonderheiten auf (s. Tabelle 41). Die Restmethanmengen sind aufgrund eines Nachbehandlungsschrittes weit unter den gesetzlich geforderten Grenzwerten von 0,2 % (GasNZV 2010), die ohne diese Nachbehandlung nicht eingehalten werden könnte.

Tabelle 40: Rohbiogaszusammensetzung

Rohbiogas		150 kW	500 kW	2000 kW
CH_4	Vol.-%	52,98	52,77	52,49
CO_2	Vol.-%	44,26	44,41	44,70
H_2O	Vol.-%	1,68	1,68	1,68
N_2	Vol.-%	Rest	Rest	Rest
O_2	Vol.-%	0,15	0,15	0,15
H_2S	ppmv	102	626	616
H_2	ppmv	509	509	509
NH_3	ppmv	102	102	102

Tabelle 41: Abgaszusammensetzung und Methanschlupf

Abgas		150 kW	500 kW	2000 kW
Methanschlupf	%	1,21	1,18	1,14
CH_4	Vol.-%	4,6E-34	4,1E-33	4,3E-34
CO_2	Vol.-%	27,23	27,25	27,28
N_2	Vol.-%	Rest	Rest	Rest
O_2	Vol.-%	13,95	13,97	13,98
SO_2	ppmv	59,99	59,97	59,90
H_2	ppmv	0,0	0,0	0,0
NH_3	ppmv	0,0	0,0	0,0

Tabelle 42: Produktgaszusammensetzung

Produktgas		150 kW	500 kW	2000 kW
CH_4	Vol.-%	96,8	96,5	96,3
CO_2	Vol.-%	1,25	1,43	1,76
N_2	Vol.-%	Rest	Rest	Rest
O_2	Vol.-%	0,28	0,28	0,28
H_2S	ppmv	0,09	0,09	0,08
H_2	ppmv	924	925	927
NH_3	ppmv	0,0	0,0	0,0

Tabelle 43: LPG-Zugabe (alle Angaben beziehen sich auf Normbedingungen)

Konditioniertes Biogas		150 kW	500 kW	2000 kW
$H_{S,LPG}$	kWh/m^3	30,3	30,3	30,3
$H_{S,Biogas}$	kWh/m^3	10,71	10,68	10,66
$H_{S,gefordert}$	kWh/m^3	11,2	11,2	11,2
$^m\Phi_{LPG}$	kg/h	2,3	7,9	31,3
Zumischgrad	%	2,55	2,72	2,84
$d_{kondBio}$	-	0,602	0,605	0,610
$W_{S,kondBio}$	kWh/m3	14,432	14,393	14,38
CH_4	Vol.-%	94,4	93,9	93,6
C_3H_8	Vol.-%	1,89	2,01	2,09
C_4H_{10}	Vol.-%	0,6	0,64	0,67
CO_2	Vol.-%	1,22	1,39	1,71
N_2	Vol.-%	Rest	Rest	Rest
O_2	Vol.-%	0,27	0,27	0,27
H_2S	ppmv	0,088	0,088	0,078
H_2	ppmv	900	900	900
NH_3	ppmv	0	0	0

Spezifische Kosten für Aufbereitungskette Biogas

Die spezifischen Kosten für die Aufbereitung basieren auf den Annahmen in Tabelle 44 bis Tabelle 46**.** Die benötigte Wärme wird intern bzw. über die Abwärme des vor Ort eingesetzten BHKWs erzeugt bzw. bereitgestellt. Betrachtet werden drei unterschiedliche Abschreibungszeiträume für die Maschinentechnik, um eine Eindruck der monetären Auswirkung der Abschreibungszeiträume zu erlangen. Die Hoch- und Tiefbauten werden immer mit 20 Jahren abgeschrieben. Die Gasnetzzugangsverordnung vom 3.9.2010 (GasNZV 2010) wurde als Grundlage für die Kostenannahme für den Netzanschluss herangezogen. Angenommen wurde hierbei, dass die Biogasanlage näher als 1 km an der Gasleitung liegt und somit die Kostendeckelung von

250.000 Euro anfallen. Bei Gasleitungen, die länger sind als 1 km, werden ab Kilometer 1 die zusätzlichen Kosten geteilt. 25 % trägt der Einspeiser und 75 % trägt der Gasnetzbetreiber. Die Kosten für Grundstücke und Infrastrukturanbindungen wie z. B. Strom und Wasser sind nicht eingerechnet, da diese Kosten bereits in den Kosten der Biogaserzeugungsanlage enthalten sind. Die Betriebskosten für die Einspeisung, die der Gasnetzbetreiber aufzubringen hat, sind nicht Gegenstand dieser Untersuchungen und somit nicht enthalten.

Tabelle 44: Anlagenspezifische Randbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

		150 kW	500 kW	2000 kW
Rohbiogas	m³/h (f., NPT)	75,2	241,8	920,5
Produktgas	m³/h (NTP)	41,4	133,0	505,0
Schwachgas	m³/h (NTP)	128,7	414,0	1576,8
Strippluftbedarf	m³/h (NTP)	94,9	305,1	1161,2
$T_{Wäscher}$	°C	20	20	20
$p_{Wäscher}$	bar	8	8	8
$T_{Stripper}$	°C	60	60	60
$p_{Stripper}$	bar	1	1	1
V_{WM}/V_{RG}	m³/m³	0,064	0,064	0,064
$V_{Stripplluft}/V_{SG}$	m³/m³	0,74	0,74	0,74
Verbrauch Rohbiogas für Fermenterheizung	%	6,6	6,3	5,4
Verbrauch Rohbiogas für Fermenterheizung	m³/h (f., NPT)	5,0	15,2	49,7
Methangehalt Rohbiogas	Vol.-% (tr.)	53,9	53,7	53,42
Brennwert Rohbiogas	kWh/m^3 (tr., NTP)	6,0	5,9	5,9
Heizwert Rohbiogas	kWh/m^3 (tr., NTP)	5,4	5,4	5,3
Produktgas	m³/h (tr., NTP)	38,7	124,6	477,7
Methanschlupf	%	1,21	1,18	1,14
Methanschlupf als Methanstrom	m^3/h (NTP)	0,49	1,53	5,61
Betriebsstunden	h/a	8000	8000	8000
Arbeitsstunden Techniker	h/a	341	341	375
Arbeitsstunden Betriebsleiter	h/a	52	52	52
Betriebsdruck	bar a	8	8	8
Einspeisedruck	bar a	16	16	16

Tabelle 45: Monetäre Randbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

		150 kW	500 kW	2000 kW
Kapital	%	100	100	100
Zinssatz Kapital	%	6	6	6
Abschreibungszeit Anlage (Variation)	a	10 / 15 / 20	10 / 15 / 20	10 / 15 / 20
Abschreibungszeit Bau	a	20	20	20
Lohn Techniker	€/a	50.000	50.000	50.000
Lohn Betriebsleiter	€/a	70.000	70.000	70.000
Jahresarbeitszeit	h/a	1.800	1.800	1.800
Strom	€/kWh	0,1	0,1	0,1

Tabelle 46: Spezifische Verbrauchswerte für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

		150 kW	500 kW	2000 kW
installierte elektrische Leistung	kW	23,3	78,2	278,9
Stromverbrauch	MWh/a	186,5	625,2	2231,6
Aktivkohle Feinentschwefelung	kg/a	300,8	967,6	3682
Aktivkohle	kg/a	225,6	725,7	2761,5
Glykolverbrauch	kg/a	56,3	181,2	689,7
Grobentschwefelung Verbrauch Eisensalz	kg/a	4.226,5	-	-
Verbrauch Nährlösung und NaOH	kg/a	-	765,1	2.911,5
Methanverlust	m³/a	25.066	76.960	254.852

Die spezifischen Kosten für die Aufbereitung und Einspeisung liegen für die kleinste betrachtete Anlagengrößen etwa um den Faktor 3 höher als für die größte untersuchte Anlagengröße (s. Tabelle 47). Absolut liegen die spezifischen Kosten je nach Anlage und Abschreibungszeit zwischen 4,5 und 1,2 Cent/kWh bezogen auf den Brennwert des eingespeisten Biogases ohne LPG. Bei den kleinen Anlagen weist der Kapitaldienst einen überproportionalen Anteil an den spezifischen Kosten auf (s. Tabelle 48 und Abbildung 43 bis Abbildung 45). Bei großen Anlagen sind dagegen die Verbrauchskosten als der größte Anteil an den spezifischen Kosten zu identifizieren.

Die wälzbaren Kosten für 2011 beliefen sich nach dem Biogas-Monitoringbericht der Bundesnetzagentur (2012) im Mittel auf 2,8 Cent/kWh. Selbstverständlich ist auch bei den wälzbaren Kosten eine Größendegression zu erwarten. Diese wird jedoch nicht im Bericht ausgewiesen.

Tabelle 47: Spezifische Aufbereitungs- und Einspeisekosten für die Biogaseinspeisung

Abschreibungszeit	**150 kW**	**500 kW**	**2000 kW**
	Cent/kWh	Cent/kWh	Cent/kWh
10 Jahre	4,5	2,3	1,4
15 Jahre	3,9	2,0	1,3
20 Jahre	3,7	1,8	1,2

Tabelle 48: Aufteilung der spezifische Aufbereitungs- und Einspeisekosten für die Biogaseinspeisung

Abschreibungszeit	**150 kW**			**500 kW**			**2000 kW**		
Abschreibungszeitraum in Jahren	10	15	20	10	15	20	10	15	20
Anteil Personal in %	7,5	8,5	9,1	4,5	5,3	5,7	2,1	2,3	2,5
Anteil Verbrauch in %	15,8	18,1	19,4	30,1	34,9	37,8	46,1	51,8	55,0
Anteil Wartung in %	7,5	8,6	9,2	8,4	9,7	10,5	6,6	7,5	7,9
Anteil Kapital in %	69,2	64,8	62,3	57,0	50,1	46,0	45,2	38,4	34,6

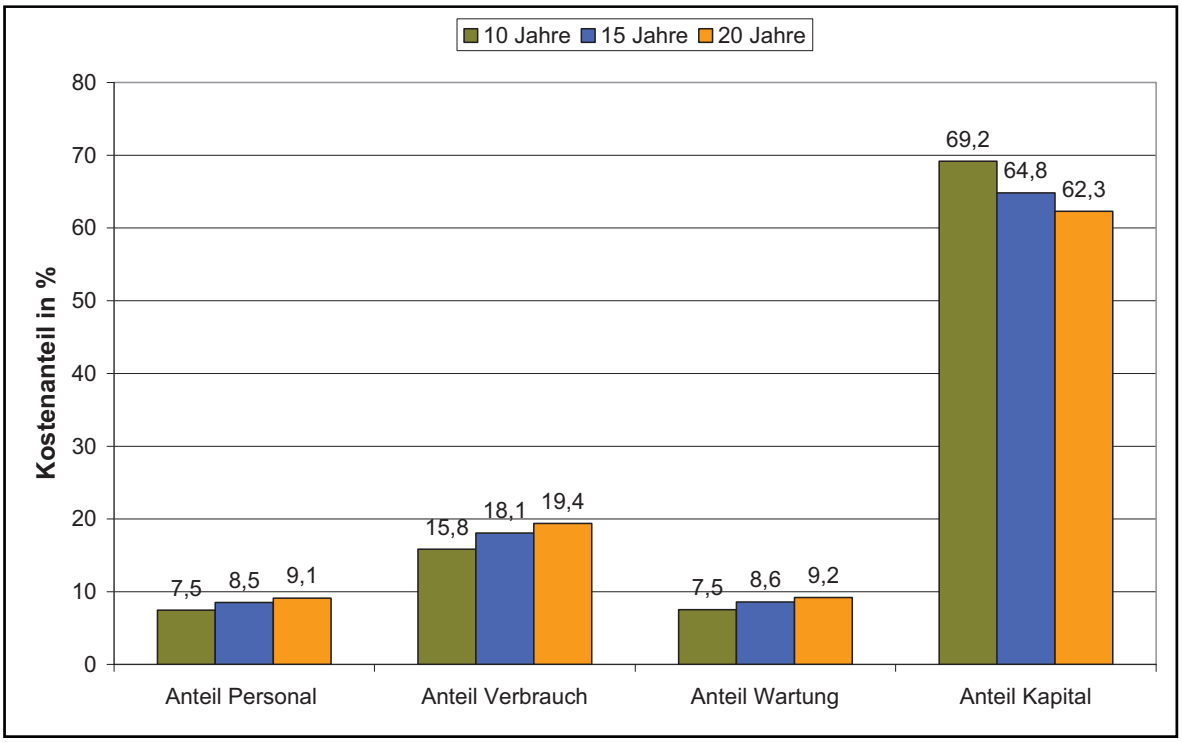


Abbildung 43: Aufteilung der spezifischen Aufbereitungs- und Einspeisekosten für Biogas für die Beispielanlage mit 150 kW elektrischer Leistung

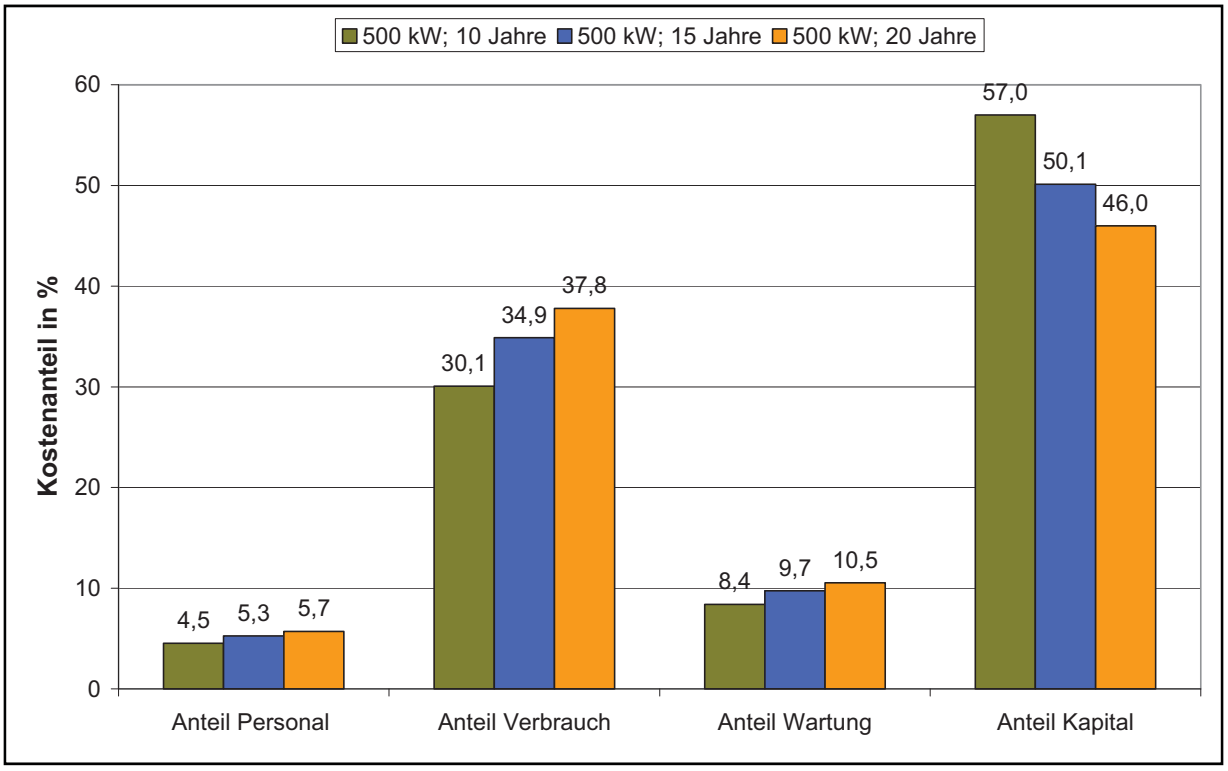


Abbildung 44: Aufteilung der spezifischen Aufbereitungs- und Einspeisekosten für Biogas für die Beispielanlage mit 500 kW elektrischer Leistung

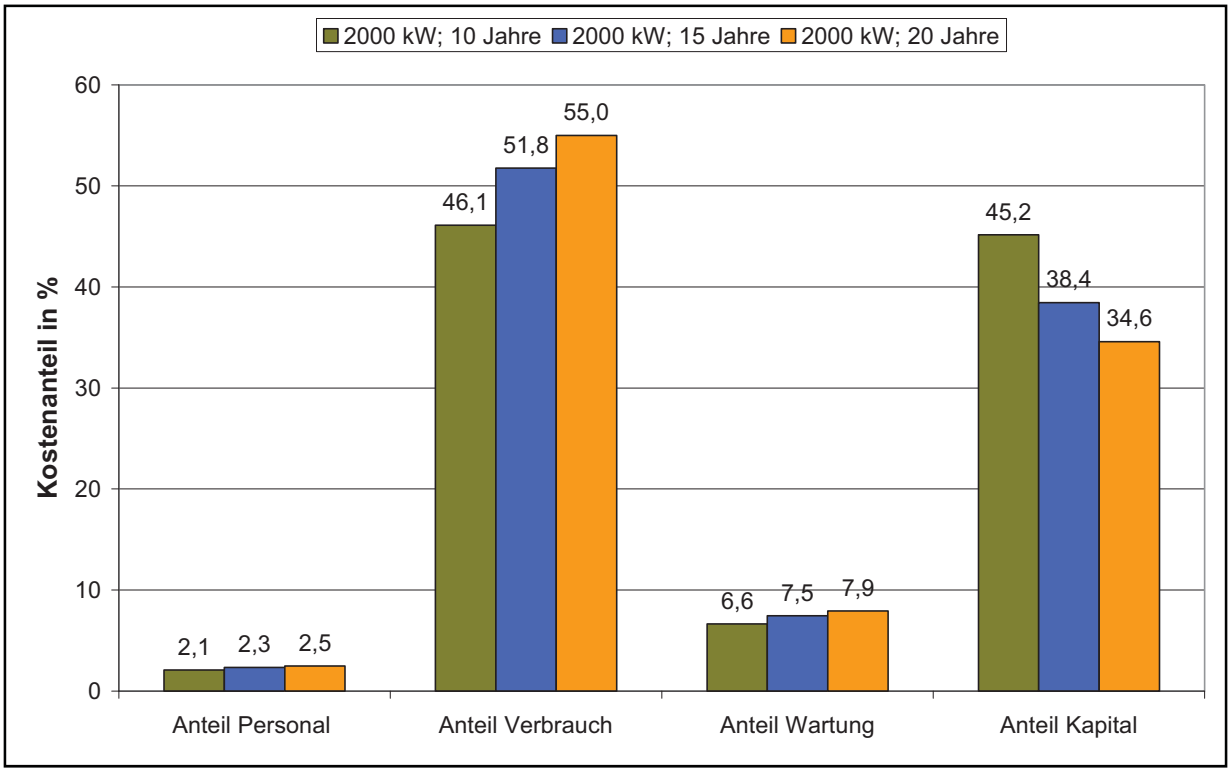


Abbildung 45: Aufteilung der spezifischen Aufbereitungs- und Einspeisekosten für Biogas für die Beispielanlage mit 2000 kW elektrischer Leistung

3.4.4 Einspeisung von thermochemisch erzeugtem SNG

Entwicklung der Prozesskette

Da keine Anlagen zur Einspeisung von thermochemisch erzeugtem SNG betrieben werden, kann die Untersuchung nur auf Basis von theoretischen Überlegungen und auf Erfahrungen aus anderen Bereichen durchgeführt werden.

In einem ersten Schritt wurden Prozessketten für die Aufbereitung von Synthesegasen aus einer Wirbelschicht-Holzvergasung, wie sie in Güssing in Betrieb ist, erstellt und bewertet. Für die Auswahl der Reinigungsverfahren wurde vorausgesetzt, dass die Verfahren kommerziell verfügbar und erprobt sind. Verfahren, die sich noch in der Forschungs-, Pilot- oder Demonstrationsphase befinden, wie z. B. viele Heißgasreinigungsverfahren, wurden nicht berücksichtigt. Hierbei ist sicherlich ein gewisses Entwicklungspotenzial sowohl beim Gesamtnutzungsgrad als auch bei den Kosten zu erwarten. Kommerziell verfügbare Verfahren zur Gasreinigung basieren häufig auf Wäschersystemen. Wäschersysteme haben den Vorteil, dass sie auf unterschiedliche Gasinhaltsstoffe abgestimmt werden können. Sie sind häufig robuster gegenüber Schwankungen und andere Gasinhaltstoffe als Sorptionsverfahren oder katalytische Verfahren. Daher wurden für die Aufreinigung thermochemisch erzeugter Gase Wäschersysteme für die Entfernung von Minorkomponenten Teere und Sauergase ausgewählt. Um nun eine Prozesskette zusammenstellen zu können wurden aufgrund von Erfahrungen verschiedene Verfahren ausgewählt (s. Abbildung 47) und mit der Prozesssimulationssoftware ASPEN® Plus untersucht. Der Fokus bei diesen Untersuchungen lag bei der erlangten Gasreinheit, da der Schutz der nachfolgende katalytische unterstützte Methanisierung Priorität besaß. Für die Entfernung von Teeren können momentan nur physikalische Wäscher eingesetzt werden. Diese basieren auf einem Lösungsmittel, das die Teere gut in Lösung bringt. Hierbei handelt es sich im Wesentlichen um dieselartige Flüssigkeiten, die allerdings nicht in das Konzept der Erzeugung eines biogenen Gases passen. Ebenfalls gut geeignet sind biogene Öle bzw. deren veresterte Forman. In diesem Fall wurden sowohl Diesel als auch Rapsmethylester (RME) untersucht, wobei Diesel als Referenz und Rapsmethylester als Wahl dienen sollte. Die Sauergaskomponenten sollten mit Hilfe einer chemischen Wäsche, die bei Umgebungsdruck betrieben werden, selektiv entfernt werden, um die physikalische Lösungseffekte zu minimieren und damit CH_4 möglichst nicht zu entfernen.

Die CO_2-Abscheidung erfolgt nach der Methanisierung, da bei der stark exothermen Methanisierungsreaktion ($CO + 3\ H_2 \leftrightarrows CH_4 + H_2O \quad \Delta_R H = -206$ kJ/mol) das enthaltene CO_2 als Verdünnung und zur besseren Wärmeabfuhr und somit zur Vermeidung von sogenannten Hotspots dienen soll. Das Reaktorkonzept spielt bei der Stoff- und Energiebilanz um den Bilanzraum Methanisierung keine Rolle, da die Reaktion bis nahe an das Gleichgewicht geführt wird und somit nur ein- und ausgehenden Stoff- und Energieströme betrachtet werden müssen. Abbildung 46 kann der Einfluss des Betriebsdruckes auf den Umsatz entnommen werden. Zu erkennen ist, dass bei niedrigen Temperaturen, die angestrebt sind, der Druck keine signifikante Rolle spielt. Daher wird auf eine Kompression vor der Methanisierung verzichtet und diese

erst nach der CO_2-Entfernung und der Trocknung und somit nach der Volumenreduktion um ca. den Faktor 4 eingesetzt. Ein weiterer Vorteil bei dieser Anordnung liegt darin, dass das leicht zu komprimierende Methan und nicht der schwer zu komprimierende Wasserstoff zu verdichten ist. Insgesamt wird dadurch elektrische Energie eingespart.

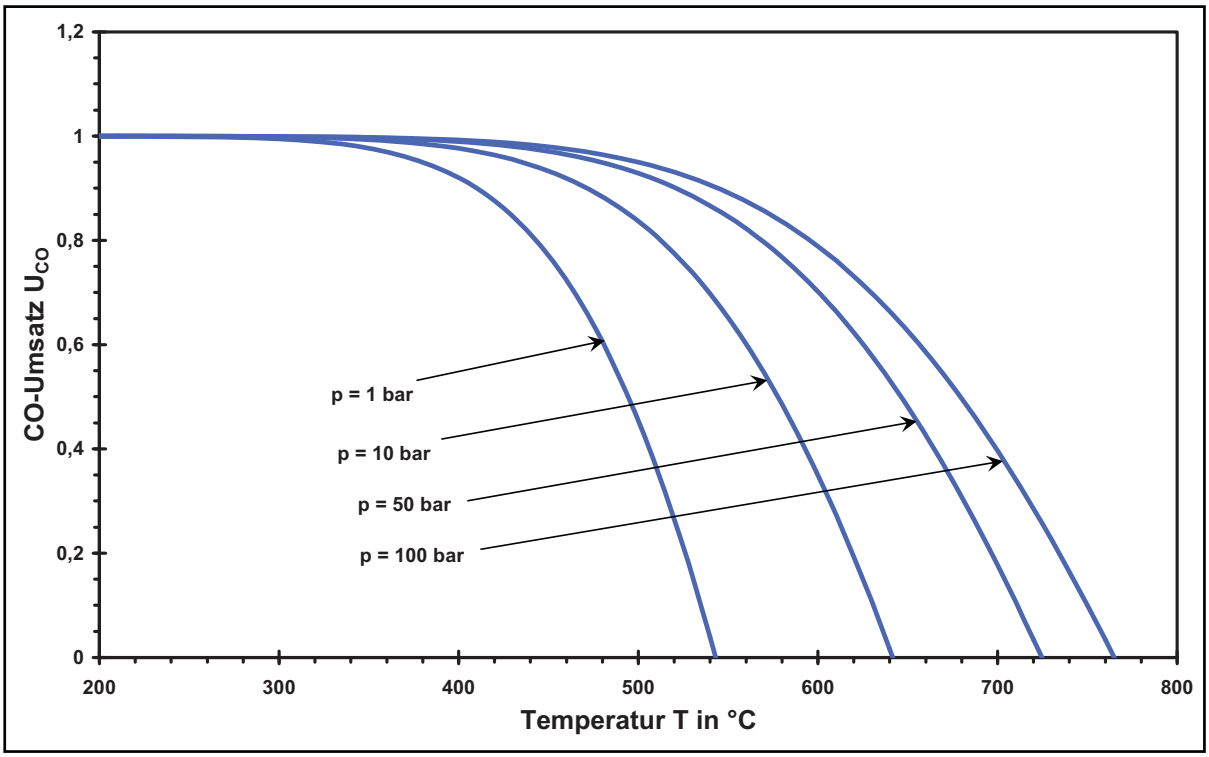


Abbildung 46: Einfluss von Temperatur und Druck auf den Umsatz bei der Methanisierung

Für die CO_2-Entfernung inklusive der Regenerierung empfiehlt sich ein Verfahren, welches hauptsächlich thermische Energie benötigt, da dann die Abwärmen z. B. der Methanisierung oder der Vergasung genutzt werden können und Strom nicht zusätzlich zugekauft bzw. erzeugt werden muss. Hierfür bietet sich die Aminwäsche an.

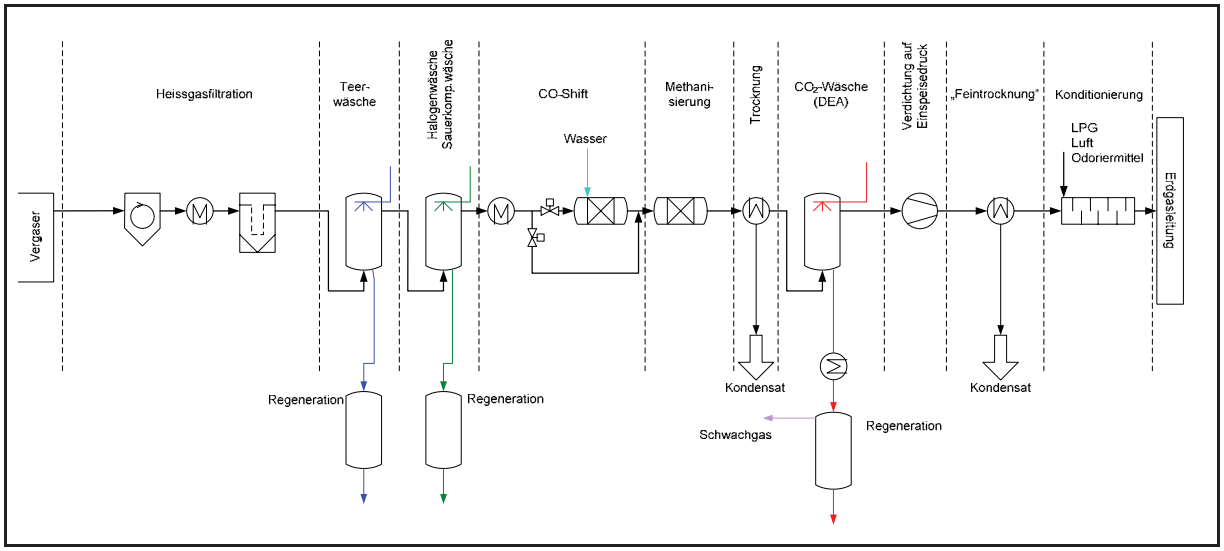


Abbildung 47: Rohgas aus der Vergasung – Konzept zur Gasreinigung, -konditionierung und -einspeisung

Die gewählte Anordnung für die Gasaufbereitung SNG-Erzeugung und -konditionierung wird beispielhaft in Abbildung 47 dargestellt. Die Einzelprozessschritte sind wie folgt angeordnet.

1	Heißgasfiltration	6	Trocknung
2	Teer-Wäsche	7	CO_2-Wäsche
3	Sauerkomponenten-Wäsche	8	Verdichtung auf Einspeisedruck
4	CO-Shift	9	Feintrocknung
5	Methanisierung	10	Konditionierung

Das den Vergaser verlassende Rohgas wird zunächst mit einer **Heißgasfiltration**, die aus einem Zyklonabscheider und einem Kerzenfilter besteht, von Partikeln gereinigt, die sonst den reibungsfreien Betrieb der nachgeschalteten Prozessschritte gefährden würden. Die Gastemperatur muss mindestens 400 °C betragen, damit die im Gas enthaltenen Teerkomponenten nicht im Filter auskondensieren und diesen verstopfen.

Danach müssen die Teerkomponenten in einer **Teerwäsche** entfernt werden, um Ablagerungen der Teerkomponenten in nachfolgenden Prozessschritten zu vermeiden. Hierfür müssen jedoch Gaseingangstemperaturen größer 400 °C eingehalten werden, damit kein Teer vor dem Wäscher ausfällt. Dies bedeutet, dass der Waschmittelumlauf so hoch sein muss, dass das Waschmittel nicht verdampft bzw. verkokt sondern schnell abkühlt ohne selbst zu warm zu werden.

Der Einsatz von Diesel weist keine wesentlich bessere Abscheidung der Teerkomponenten als Rapsöl bzw. Rapsölmethylester auf (s. Abbildung 48). Abbildung 49 zeigt die Abscheidewirkung der Einzelkomponenten. Insbesondere die höhersiedenden Teerkomponenten mit einem geringen Dampfdruck werden sehr gut abgeschieden. Die leichtsiedenden stellen jedoch keine Gefahr für die nachfolgenden Prozesse dar und werden in der Methanisierung zu Methan und Wasser umgesetzt.

Da Diesel fossil ist und daher mit dem Anspruch ein möglichst regeneratives Gas zu erzeugen nicht in der Vergasung entsorgt werden kann, wurde Rapsöl bzw. Rapsmethylester als Absorptionsmittel ausgewählt. Rapsmethylester ist stabiler als Rapsöl und kann zudem besser gereinigt werden.

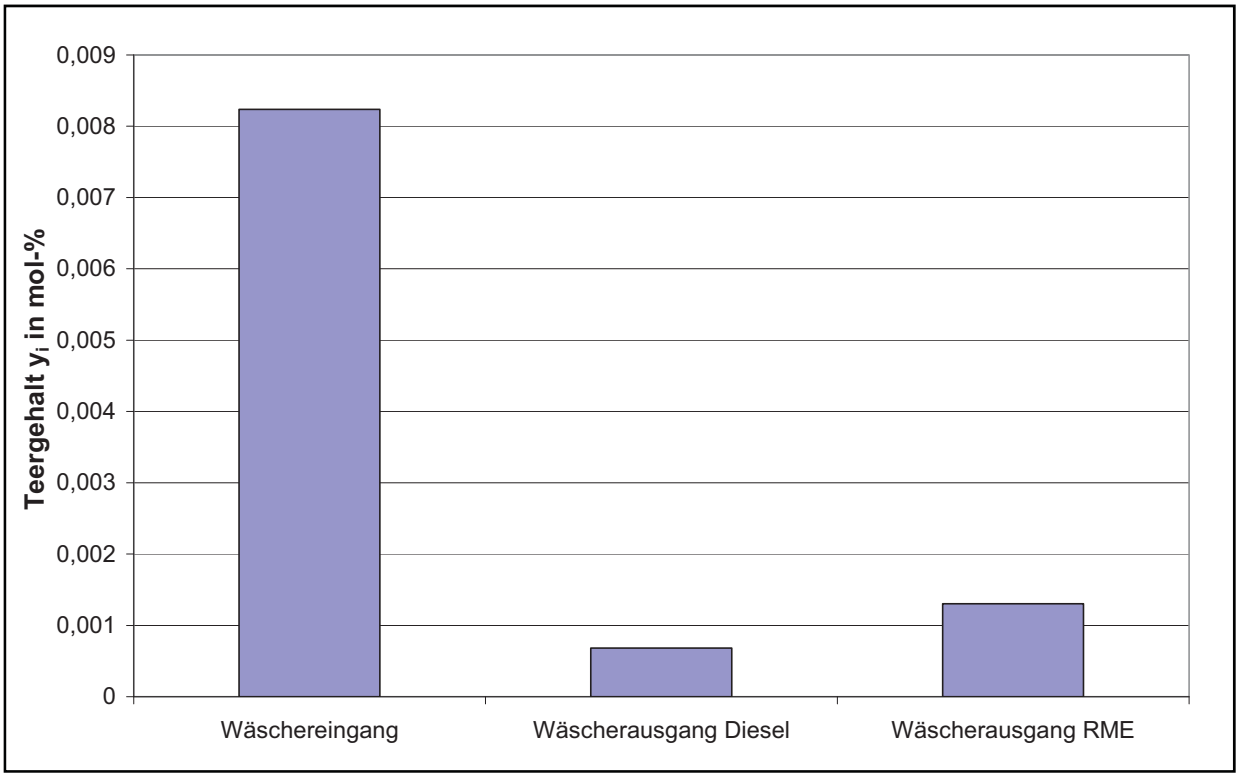


Abbildung 48: Vergleich Simulation Teerentfernung Diesel und Rapsöl - Summe

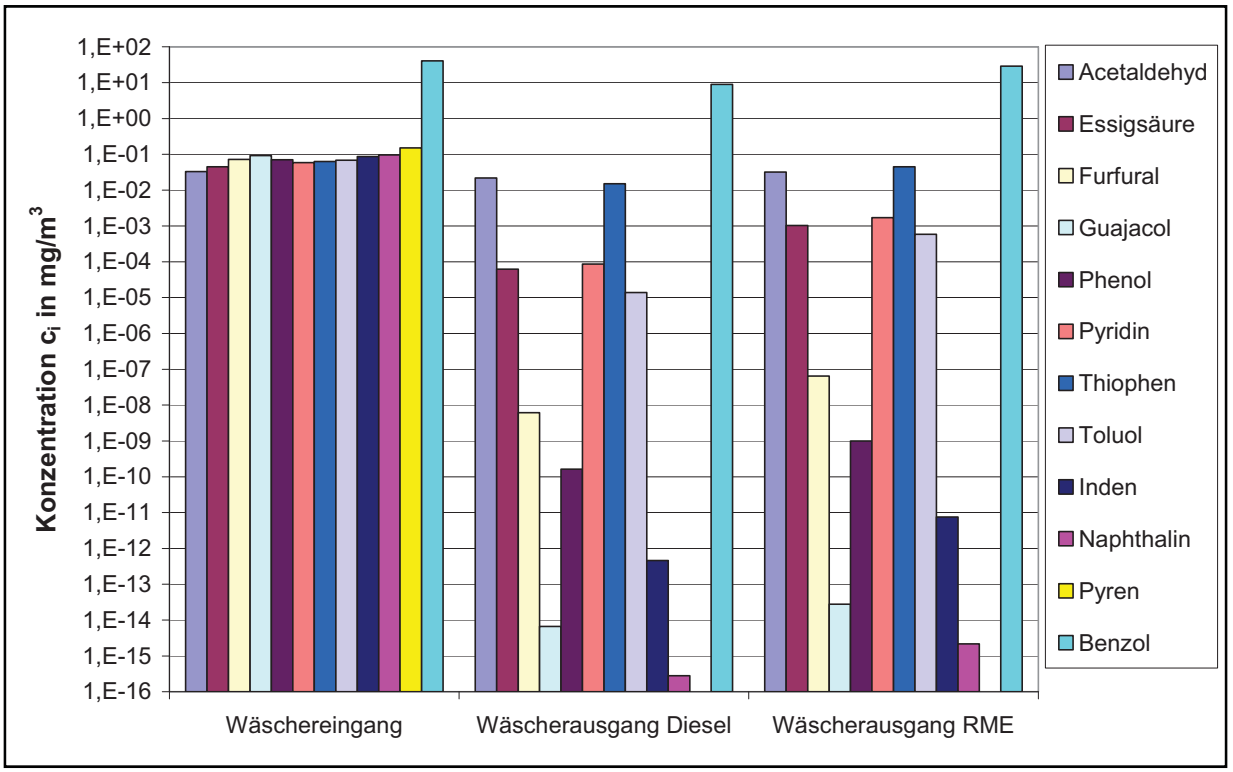


Abbildung 49: Vergleich Simulation Teerentfernung Diesel und Rapsöl - Einzelkomponenten

Vor den katalytischen Prozessstufen müssen die **Sauergaskomponenten** und hier insbesondere das starke Katalysatorgift H_2S sicher entfernt werden. Die Entfernung der Sauergaskomponenten kann prinzipiell durch Einzelprozesse oder durch einen Kombiprozess erfolgen. Vorteilhaft erscheint der Kombiprozess, da ein geringer Auf-

wand benötigt wird. Ebenfalls sollte es vermieden werden, dass das Gas unnötig wieder aufgeheizt werden muss, so dass Prozesse, die höhere Temperaturen benötigen, ausscheiden. Somit wird bei diesem Prozessschritt eine Wäsche favorisiert, die alle Sauergaskomponenten und insbesondere H_2S sicher entfernt. Als Waschflüssigkeit wird Wasser als Referenz sowie Natron- und Kalilauge auf Abscheidewirkung untersucht. Zu erkennen ist in Tabelle 49, dass die sauren Bestandteile bei allen Sorptionsmitteln weitestgehend entfernt werden. Allerdings sind die Laugen gegenüber Wasser bei der Abscheidung des starken Katalysatorgiftes H_2S klar im Vorteil, so dass Wasser nicht weiter betrachtet wird. Da die NaOH-Lauge eine bessere HCl-Abscheidung aufweist als die KOH-Lauge und parallel nur eine geringfügig schlechtere H_2S-Abscheidung, wird die NaOH-Lauge für die Sauergasentfernung ausgewählt.

Tabelle 49: Simulationsergebnisse für die Abscheidung von Sauergasen mit verschiedenen Waschmitteln

Sauergas	Eingang	Ausgang Wasser	Ausgang NaOH	Ausgang KOH
mol.-%	mol.-%	mol.-%	mol.-%	mol.-%
H_2S	2,61E-04	1,42E-17	2,18E-27	1,91E-27
HCl	2,94E-06	9,47E-19	2,00E-21	4,35E-21
NH_3	1,93E-05	2,18E-34	2,19E-06	8,19E-07

In der darauf folgenden **CO-Shift**-Stufe wird das für die **Methanisierung** notwendige H_2/CO-Verhältnis für die CO-Methanisierung von ≥ 3 eingestellt. Eingesetzt werden sowohl für die CO-Shift als auch für die Methanisierung nickelbasierte Katalysatoren, da diese eine ausreichende Selektivität bei moderaten Temperaturen von 200 - 350 °C und relativ zu Edelmetallkatalysatoren günstige Preise aufweisen. Zu beachten ist jedoch, dass nickelbasierte Katalysatoren hohe Anforderungen an die Gasreinheit stellen (s. Tabelle 50). Eine weitere Detaillierung des Reaktorsystems ist nicht notwendig, da für eine Stoff- und Energiebilanz nur die ein- und ausgehenden Ströme betrachtet werden müssen.

Tabelle 50: Anhaltswerte für die benötigte Reinheit des zu methanisierenden Gasstroms

	Tolerierbare Grenzwerte Methanisierung
Partikel	< 0,5 mg/m^3 (NTP)
Teere	< 0,1 mg/m^3 (NTP)
Na u. K	< 1 mg/m^3 (NTP)
NH_3 u. HCN	< 0,8 mg/m^3 (NTP)
H_2S	< 0,4 mg/m^3 (NTP)
Halogene	< 0,06 mg/m^3 (NTP)

Quellen: (Bandi 2003, Boerrigter et al. 2002, Schneider 2002, Spliethoff 2001)

Die **Trocknung** erfolgt nach dem Stand der Technik durch Kondensationstrockner, bei denen die Trocknungsqualität über die Abkühlung des Gases eingestellt wird.

Die **CO_2-Abtrennung** kann entsprechend der Diskussion beim Biogas (Kapitel 0 mit physikalischen oder chemischen Wäschen sowie mit einer Druckwechseladsorption durchgeführt werden. Als Kriterium für die Bewertung der Verfahren ist der Energiebedarf mit entscheidend. Zu unterscheiden ist bei der Bewertung des Energiebedarfs der Bedarf an elektrischer und an thermischer Energie. Die thermische Energie steht z. B. aus den Abwärmeströmen der Methanisierung oder des Vergasungsprozesses mit Temperaturen größer 200 °C günstig zur Verfügung. Die elektrische Energie muss erst nach Definition innerhalb dieser Studie selbst hergestellt werden. Um nun einen optimalen Gesamtnutzungsgrad zu erreichen, ist es sinnvoll die Abwärmen zu nutzen und nicht erst mit Wirkungsgradverlusten in Strom umzuwandeln. In Tabelle 51 sind Anhaltswerte des elektrischen und des thermischen Energiebedarfs der betrachteten Verfahren zu entnehmen. Abbildung 50 zeigt, dass der Gesamtnutzungsgrad für die chemische Wäsche (DEA), die gegenüber den anderen Verfahren einen hohen thermischen aber einen geringen elektrischen Energiebedarf (s. Tabelle 51) aufweist, den höchsten Gesamtnutzungsgrad hat. Zudem ist der Methanschlupf bei chemischen Wäschen deutlich kleiner als bei den anderen Verfahren und andererseits muss bei der Regeneration die Waschflüssigkeit nicht mit Luft gestrippt werden, was ebenfalls zu Energieeinsparungen auf der Stromseite führt.

Aus diesen Gründen wird die chemische Wäsche für die CO_2-Entfernung innerhalb der SNG-Aufbereitungskette ausgewählt. Zum Zeitpunkt der Konzeptfindung und Simulation waren die Eckdaten sowie die Reinigungswirkung der CO_2-Entfernungsverfahren mit Membranen und mit Aminosäuresalz nicht ausreichend bekannt und erprobt, so dass sie nicht betrachtet wurden.

Tabelle 51: Anhaltswerte für den thermischen und elektrischen Energiebedarf

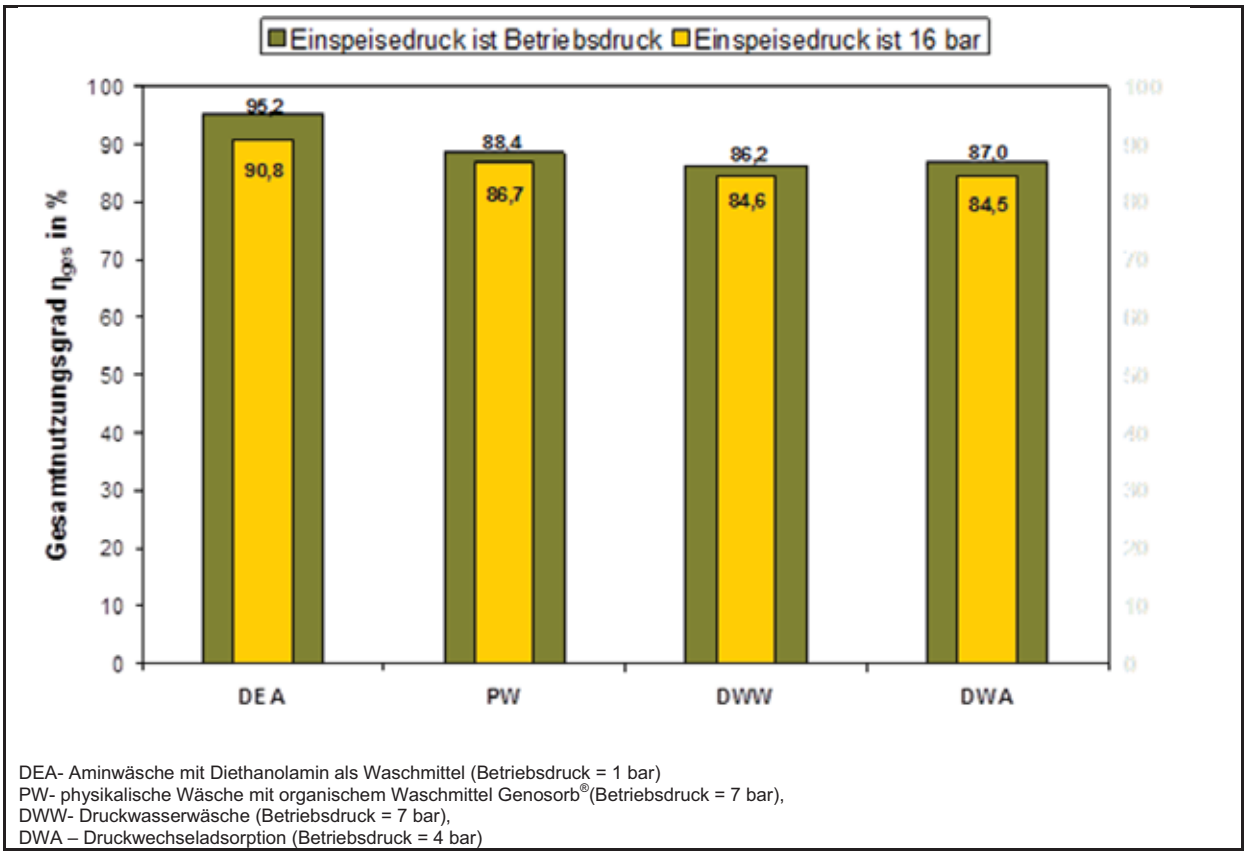
	Einheit	DWA	DWW	PW	DEA
W_{el} / $V_{\Phi RG}$ [1)]	kWh/m³	0,27	0,28	0,23	0,1
W_{therm} / $V_{\Phi RG}$ [2,3)]	kWh/m³		-	0,1	0,6
Temperaturniveau T	°C		-	70 - 80	120 - 160

[1)] Elektrischer Energiebedarf für Verdichter und Pumpen

[2)] Gesamter Energiebedarf der CO_2-Entfernung mit Peripherie

[3)] Ohne Nutzung von Wärme aus Kompressionskältemaschinen

Quellen: (de Pater 2008, DGE 2006, Haase 2012, Harasek 2008, Oldhafer 2008, Schulte-Schulze Berndt 2007, Urban et al. 2008)



DEA- Aminwäsche mit Diethanolamin als Waschmittel (Betriebsdruck = 1 bar)
PW- physikalische Wäsche mit organischem Waschmittel Genosorb®(Betriebsdruck = 7 bar),
DWW- Druckwasserwäsche (Betriebsdruck = 7 bar),
DWA – Druckwechseladsorption (Betriebsdruck = 4 bar)

Abbildung 50: Vergleich von Gesamtwirkungsgraden CO_2-Entfernungsverfahren im Winterbetrieb (Wärmebedarf wird durch Abwärme gedeckt)

Nach der CO_2-Abtrennung wird das SNG auf Einspeisedruck verdichtet.

Um die Einspeiseanforderungen nach den DVGW-Arbeitsblättern G 260 und G 262 (DVGW 2012, 2011a) zu erfüllen, wird das SNG in einer zweiten **Feintrocknungs**stufe getrocknet.

Die **Einspeisung** erfolgt analog der Biogaseinspeisung entsprechend dem DVGW-Regelwerk und der GasNZV (2010) nach dem Stand der Technik. Eingesetzt werden eine Gasdruckregelanlage, eine Odorierung und eine LPG-Zugabe zur Anpassung des SNGs an die Netzbedingungen, die durch den Gasnetzbetreiber vorgegeben werden. Die eichrechtliche Brennwert- und Volumenstrommessung erfolgt entsprechend dem DVGW-Arbeitsblatts G 685 (DVGW 2011b).

Auf Basis der ausgewählten Prozessschritte wurden mehrere Prozessketten (s. Abbildung 51) in Abhängigkeit von mehreren Einflussgrößen, wie beispielsweise die Rohgaszusammensetzung (abhängig vom Vergasungsverfahren), die Anlagengröße und die netzseitigen Anforderungen erstellt. Bei der Gasreinigung, die sich an die Flugstromvergasung anschließt, kann auf die Teerentfernung verzichtet werden, da keine Teere im Gas enthalten sind. Bei der Gasreinigung, die dem AER-Verfahren folgt, kann auf die CO-Shift verzichtet werden, da genügend Wasserstoff im Gas enthalten ist, um das CO vollständig umzusetzen.

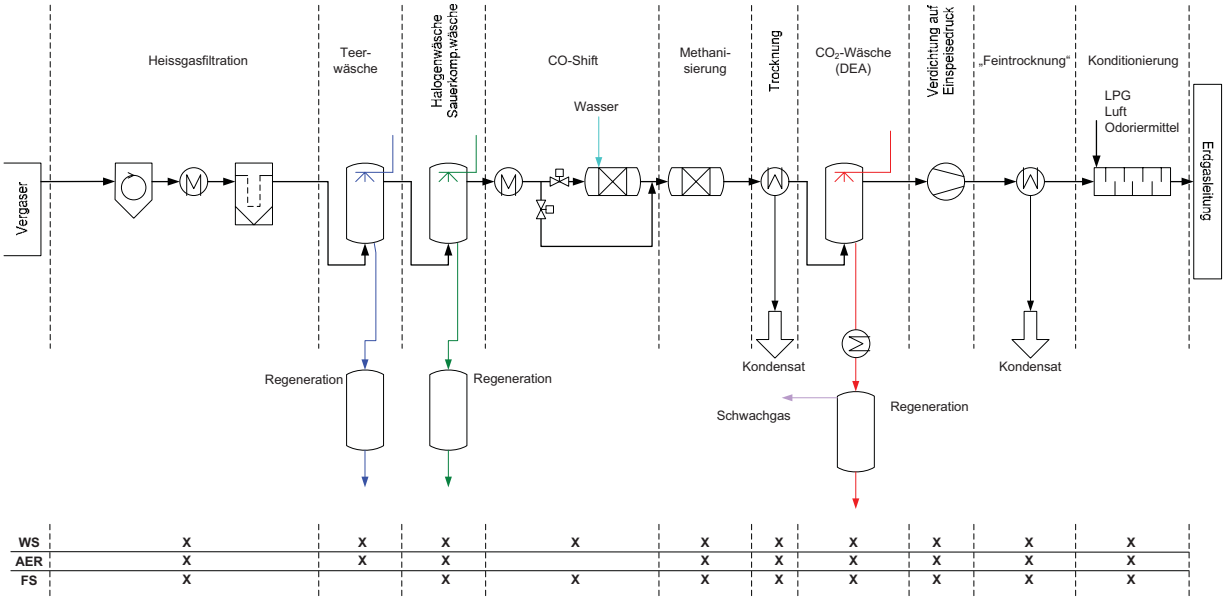


Abbildung 51: Prozesskettenvariationen

Untersuchungen zur Optimierung der Prozesskette

Das Hauptaugenmerk bei der Optimierung lag bei der CO_2-Entfernung (DEA), da die anderen Prozessschritte schon bei der Auswahl der Verfahren untersucht worden waren und nicht weiter optimiert werden mussten. Die Optimierung der chemischen Wäsche (DEA) erfolgte ebenfalls mit ASPEN® Plus. Optimierungen erfolgten zum einen auf der Sorptions- und zum anderen auf der Desorptionsseite. Z. B. wurde der Waschmittelstrom betrachtet. Abbildung 52 zeigt, dass mit Erhöhung des spezifischen Waschmittelstroms die Reinheit des Produktgases steigt. Mit einer schwächeren Steigung wächst gleichzeitig der Methanschlupf an. Da die Steigungen linearen Charakter haben und der Methanschlupf sehr gering ist, muss nur auf die Reinheit des Produktgases geachtet werden.

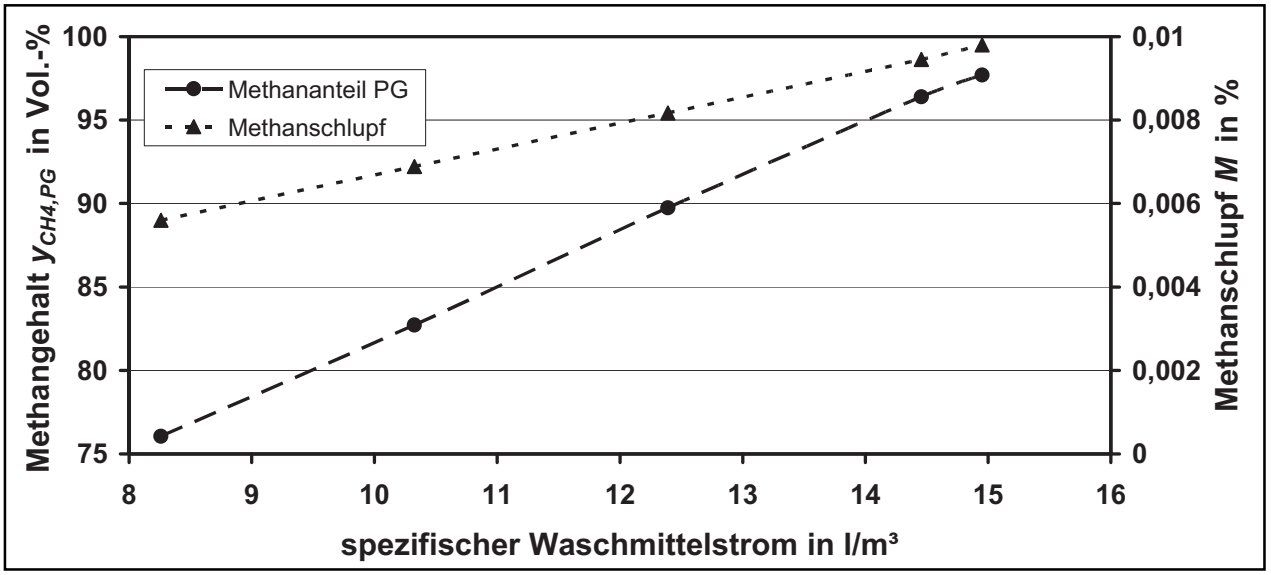


Abbildung 52: Abhängigkeit der Methanabscheidung und des Methanschlupfs bei der chemischen Wäsche (DEA) vom Waschmittelstrom

Eine weitere Fragestellung, die die Stoff- und Energieströme beeinflusst, ist der Betriebsdruck. Bei höherem Betriebsdruck sinken der notwendige Waschmittelumlauf und der Methanschlupf, so dass Kosten für die Regeneration und Verluste aufgrund nicht verkaufbarem SNG minimiert werden. Dem steht ein erhöhter Strombedarf gegenüber. Da nun der Strom in diesem Fall mit Wirkungsgradverlust aus den Abwärmen erzeugt werden muss, ist es sinnvoller die Abwärmen für die Regeneration direkt zu nutzen und nicht mit höheren Betriebsdrücken zu arbeiten. Zusätzlich muss bedacht werden, dass der Kompressionsaufwand eines CO-H_2-Gemisches mit dem vierfachen Volumen des nach der Methanisierung ($CO + 3\ H_2 \leftrightarrows CH_4 + H_2O$) und Trocknung vorliegenden Methans um ca. den Faktor 4,4 höher liegt. Aus dieser Argumentation heraus wird für die in dieser Arbeit beschriebene Aufgabenstellung eine chemische Wäsche bei Umgebungsdruck eingesetzt.

Tabelle 52: Optimierungspotenzial der chemischen Wäsche

$p_{Wäscher}$ in bar		1		8	
theoret. Stufenzahl		7		7	
$^{V}\Phi_{WM}$ / $^{V}\Phi_{RG}$		0,015		0,011	
W_{el} / $^{V}\Phi_{RG}$ in kWh/m³		0,064*		0,131	
Methanschlupf in %		0,01		0,06	
Gasstrom	RG	PG	SG	PG	SG
CH_4 in Vol.-%	53,7	97,7	$1{,}2\ 10^{-2}$	97,7	$7{,}1\ 10^{-2}$
CO_2 in Vol.-%	45,2	0,28	99,99	0,25	99,93
N_2 in Vol.-%	0,93	Rest	Rest	Rest	Rest
O_2 in Vol.-%	0,19	0,34	$0{,}4\ 10^{-4}$	0,34	$2{,}5\ 10^{-4}$

* bei Nachverdichtung auf 8 bar

Stoff- und Energieströme

Die Berechnung der Stoff- und Energieströme wurden mit der Prozesssimulationssoftware ASPEN® Plus durchgeführt. Die für die Berechnung notwendigen physikalischen Daten um den Bilanzraum können Tabelle 53 bis Tabelle 55 entnommen werden. Die Daten sind mit den Projektpartnern abgestimmt.

Tabelle 53: Betriebsdaten Wirbelschicht (bezogen auf feuchtes Gas im Normzustand)

		WS	**WS**
		10 MW	50 MW
Rohgas	kmol/h	134,8	673,7
SNG	kmol/h	22,7	113,0
$T_{ein,Aufbereitung}$	°C	850	850
$p_{ein,Aufbereitung}$	bar	1	1
$T_{aus,Einspeisung}$	°C	20	20
$p_{aus,Einspeisung}$	bar	70	70

Tabelle 54: Betriebsdaten AER (bezogen auf feuchtes Gas im Normzustand)

		AER	AER
		10 MW	50 MW
Rohgas	kmol/h	160,6	803,1
SNG	kmol/h	24,8	124,0
$T_{ein,Aufbereitung}$	°C	690	690
$p_{ein,Aufbereitung}$	bar	1	1
$T_{aus,Einspeisung}$	°C	20	20
$p_{aus,Einspeisung}$	bar	70	70

Tabelle 55: Betriebsdaten Flugstrom (bezogen auf feuchtes Gas im Normzustand)

		FS	FS
		50 MW	500 MW
Rohgas	kmol/h	499,4	4994,0
SNG	kmol/h	108,1	1081,0
$T_{ein,Aufbereitung}$	°C	1200	1200
$p_{ein,Aufbereitung}$	bar	30	30
$T_{aus,Einspeisung}$	°C	20	20
$p_{aus,Einspeisung}$	bar	70	70

Die von der Vergasung übergebenen Rohgaszusammensetzungen der jeweiligen Vergasungssysteme weisen alle im realen Rohgas vorkommenden Stoffe wie z. B. Teere und Sauergase als Modellsubstanzen auf (s. Tabelle 56). Die Stäube werden zuverlässig abgeschieden. Die Zusammensetzung des SNG (s. Tabelle 57) wird für jedes Vergasungsverfahren berechnet und ist unabhängig von der Größe der Anlage. Zu erkennen ist in Tabelle 57, dass das SNG nur noch Spuren von CO_2 aufweist. Da die Simulation das thermodynamische Gleichgewicht ohne Beachtung der Verweilzeiten immer erreicht, muss in realen Anlagen davon ausgegangen werden, dass dieses aufgrund zu kurzer Verweilzeiten bei stöchiometrischem CO-H_2-Verhältnis nicht komplett erreicht wird. Um in Realität das Ziel eines nahezu vollständigen CO-Umsatzes zu erreichen, muss Wasserstoff überstöchiometrisch für die Reaktion zur Verfügung stehen. Das überstöchiometrische H_2-Angebot wurde in dieser Simulation vereinfachend nicht berücksichtigt, da der Wasserstoffüberschuss für die Einspeisung in das Erdgasnetz keine Auswirkungen hat. Zu beachten ist, dass der in der Vergasung eingebrachte Stickstoff nicht entfernt wird und somit im SNG enthalten ist und in das Erdgasnetz eingespeist wird. Ein erhöhter Stickstoffgehalt verursacht einen höheren Bedarf an LPG, um den Brennwert des SNG an den Brennwert des Erdgases anzupassen. Der Stickstoffgehalt kann nur durch geeignete Maßnahmen beim Brennstoff-Eintrag verringert werden. Die problematischen Spurenstoffe werden entsprechend Tabelle 57 weitestgehend entfernt. Eine Aufarbeitung der Schwachgase nach der CO_2-Entfernung ist nicht notwendig (s. Tabelle 58), da im Vorfeld alle Spurenstoffe entfernt werden und der Methanschlupf unterhalb der Grenzwerte entsprechend der GasNZV (2010) liegt und sonst keine problematischen Gasbestandteile enthalten sind.

Tabelle 56: Zusammensetzung Rohgas (feucht)

Komponente	Einheit	WS	AER	FS
CH_4	Vol.-%	6,6	5,5	0,1
CO_2	Vol.-%	12,6	5,6	10,0
N_2	Vol.-%	Rest	Rest	Rest
O_2	Vol.-%	-	-	-
H_2	Vol.-%	23,3	37,1	29,0
CO	Vol.-%	15,0	5,2	41,0
H_2O	Vol.-%	39,9	45,2	17,0
C_2H_4	Vol.-%	1,2	1,1	-
H_2S	Vol.-%	0,009	0,004	-
NH_3	Vol.-%	0,09	0,04	-
Benzol	Vol.-%	0,09	-	-
Phenol	Vol.-%	0,08	-	-
C_3H_6	Vol.-%	0,4	0,3	-
Essigsäure	Vol.-%	0,1	-	-

Tabelle 57: SNG-Zusammensetzung (trocken)

Komponente	Einheit	WS	AER	FS
CH_4	Vol.-%	95,6	99,0	95,6
CO_2	Vol.-%	Spuren	Spuren	Spuren
N_2	Vol.-%	4,4	1,0	4,4
O_2	Vol.-%	-	-	-
H_2	Vol.-%	Spuren	Spuren	Spuren
CO	Vol.-%	Spuren	Spuren	Spuren
H_2O	Vol.-%	-	-	-
C_2H_4	Vol.-%	-	-	-
H_2S	Vol.-%	-	-	-
NH_3	Vol.-%	-	-	-
Benzol	Vol.-%	-	-	-
Phenol	Vol.-%	-	-	-
C_3H_6	Vol.-%	-	-	-
Essigsäure	Vol.-%	-	-	-

Tabelle 58: Schwachgaszusammensetzung (trocken)

Komponente	Einheit	WS	AER	FS
CH_4	Vol.-%	0,09	0,07	0,05
CO_2	Vol.-%	99,86	99,89	99,91
N_2	Vol.-%	Spuren	Spuren	Spuren
O_2	Vol.-%	-	-	-
H_2	Vol.-%	Spuren	Spuren	Spuren

CO	Vol.-%	Spuren	Spuren	Spuren
H_2O	Vol.-%	-	-	-
C_2H_4	Vol.-%	-	-	-
H_2S	Vol.-%	-	-	-
NH_3	Vol.-%	-	-	-
Benzol	Vol.-%	-	-	-
Phenol	Vol.-%	-	-	-
C_3H_6	Vol.-%	-	-	-
Essigsäure	Vol.-%	-	-	-
MEA	Vol.-%	0,03	0,03	0,03

Bei der **energetischen Betrachtung** wurden die anfallenden Abwärmeströme mit den benötigten Heizwärmeströmen gekoppelt (Pinchanalyse). Die Wärmeströme wurden mit ASPEN® Plus berechnet. Bei dem Vergleich wurde festgestellt, dass ein Überschuss an Energie auf verschiedenen Temperaturniveaus zur Verfügung steht. Beispielhaft werden die Pinchanalysen für die 10 MW- und die 50 MW-Wirbelschicht in Abbildung 53 und Abbildung 54 dargestellt. Die überschüssigen Wärmeströme können jeweils links und rechts von der Aufheizkurve (rot) von der Abkühlkurve (blau) als Differenz der jeweiligen Bereichsgrenzen entnommen werden.

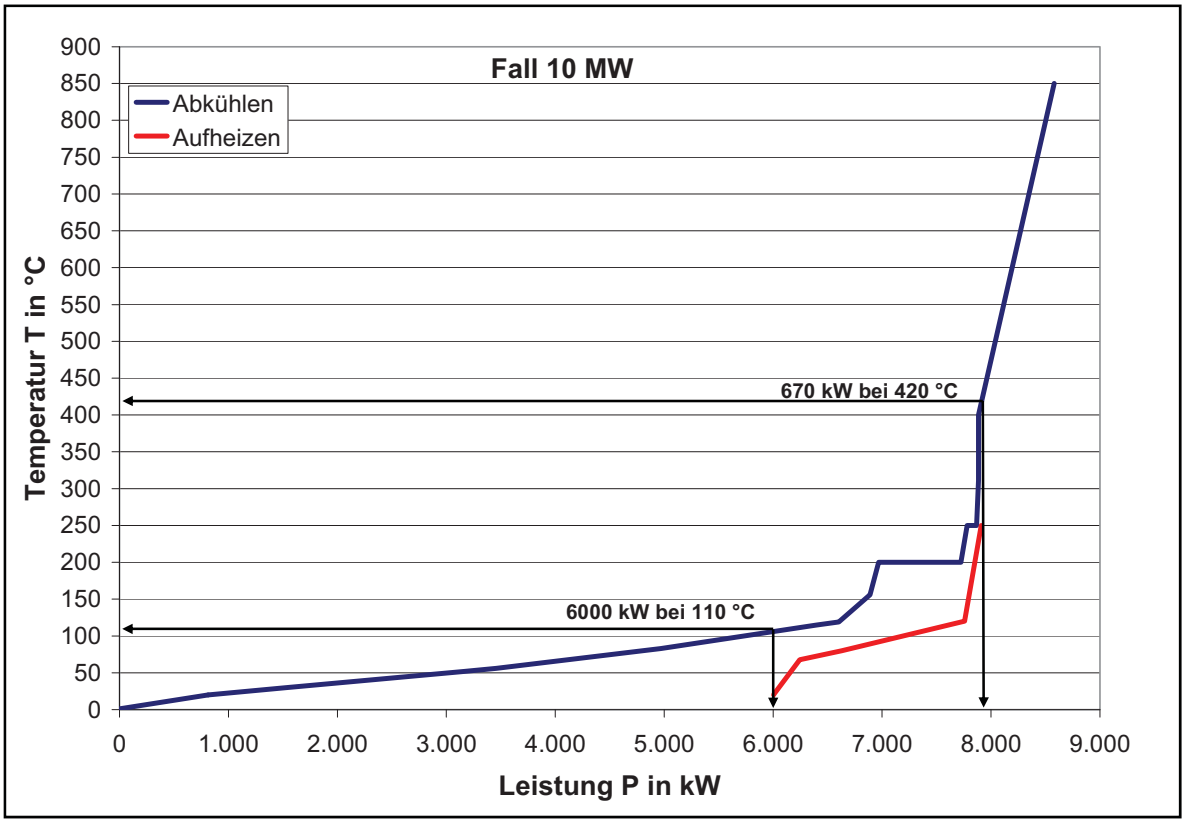


Abbildung 53: Pinchanalyse - Aufbereitungskette der 10 MW-Wirbelschichtvergasung

Für den Fall Wirbelschicht 10 MW stehen demnach 670 kW bei 420 °C und ca. 6 MW bei 110 °C zur Verfügung. Diese Energieströme können zur Holztrocknung, zur Vorwärmung von Vergasungsmedien oder Verbrennungsluft bzw. zur Stromerzeugung oder zur Fernwärmeversorgung genutzt werden. Die weiteren Fälle sind Tabelle 59

zu entnehmen. Sie zeigen auf, dass insbesondere die Wirbelschichten ein hohes mittleres Temperaturniveau bereitstellen können. Anzumerken ist jedoch, dass auch höhere Temperaturniveaus zur Verfügung stehen würden, dann kann jedoch nicht der maximal mögliche Wärmestrom ausgekoppelt werden.

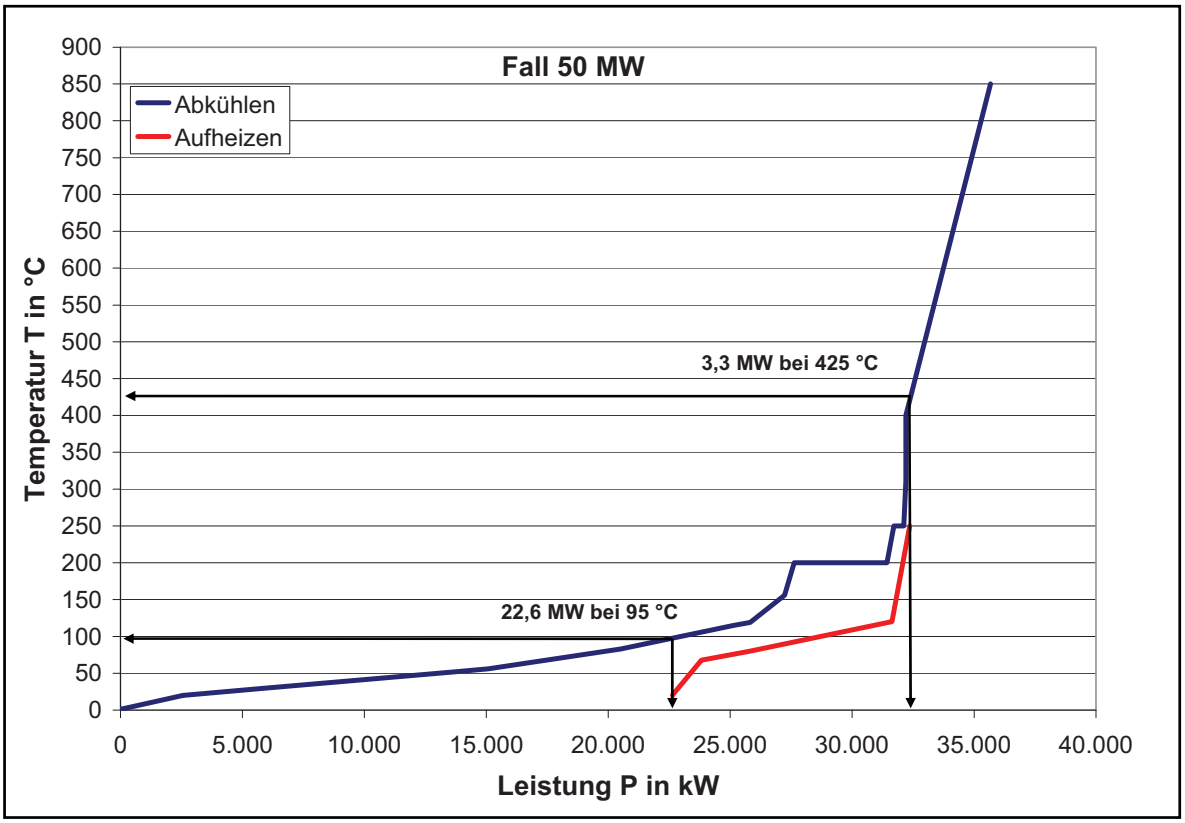


Abbildung 54: Pinchanalyse - Aufbereitungskette der 50 MW-Wirbelschichtvergasung

Tabelle 59: Zur Verfügung stehende thermische Energie aus Aufbereitungskette

			Leistung	Temperatur-niveau	Leistung	Temperatur-niveau
			MW	°C	MW	°C
WS	**Holz**	**10 MW**	6,0	110	0,7	420
		50 MW	22,7	95	3,3	425
AER	**Holz**	**10 MW**	3,6	150	1,9	400
		50 MW	16,7	200	6,9	400
	Stroh	**10 MW**	5,8	80	0,5	400
		50 MW	19,9	90	2,3	390
FS	**Holz**	**50 MW**	20,5	110	5,5	260
		500 MW	255,7	110	54,3	270
	Stroh	**50 MW**	24,5	100	5,5	260
		500 MW	244,0	90	53,7	270

Spezifische Kosten für Aufbereitungskette SNG

Die spezifischen Kosten für die Aufbereitungsprozessketten wurden auf Basis der in Tabelle 60 bis Tabelle 65 wiedergegebenen Randbedingungen der in den Vergasungsverfahren Absorption Enhanced Reforming (AER), Wirbelschicht (WS) und

Flugstrom (FS) erzeugten Rohgasen. Zu beachten ist, dass die Rohgase der Flugstromvergasung im Gegensatz zu den Rohgasen der Wirbelschicht und des AER-Verfahrens bei 30 bar statt 1 bar übergeben werden. Hierdurch kann Kompressionsarbeit vor der Einspeisung und somit Strombedarf eingespart werden. Die Apparate sind kleiner, müssen jedoch für den hohen Druck ausgelegt werden. Ferner ist die Größendegression bei der Kostenbetrachtung beachtet worden. Ebenfalls hat die Anlagengröße einen Einfluss auf den Personaleinsatz. Es ist davon auszugehen, dass größere Anlagen auch einen größeren Personalbedarf haben, was mit längeren zurückzulegenden Wegstrecken und schwierigeren Reparaturen zu tun hat. Die Randbedingungen für die Berechnung der kapitalgebundenen Kosten Zinssatz und Abschreibezeit sind für alle Anlagen gleich.

Anzumerken ist, dass die hier vorgestellten spezifischen Kosten auf die Kostenstruktur von heute bezogen sind. Eine Kostenentwicklung für zukünftige Projekte wird an dieser Stelle nicht durchgeführt. Auch ist festzuhalten, dass bisher keine Erfahrungen für Vergasungsanlagen mit Aufbereitung und Methanisierung im Bereich der biogenen Holzvergasung vorhanden sind. Somit basieren die berechneten spezifischen Kosten auf Basis von Schätzungen und Erfahrungen aus anderen Industriebereichen.

Tabelle 60: Randbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (10 bzw. 500 MW-Anlage); Angaben beziehen sich auf trockenes Gas, wenn nicht gesondert gekennzeichnet

		AER 10 MW	WS 10 MW	FS 500 MW
Methangehalt Produktgas	Vol.-%	99,0	95,6	95,6
Brennwert Rohgas	kWh/m^3	2,3	2,29	2,4
Methanschlupf	%	0,1	0,1	0,1
Methanschlupf als Methanstrom	m^3/h	0,21	0,22	8,41
Betriebsstunden	h/a	7.500	7.500	7.500
Techniker	h/a	411	411	534
Betriebsleiter	h/a	200	200	200

Tabelle 61: Randbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (50 MW-Anlage); Angaben beziehen sich auf trockenes Gas, wenn nicht gesondert gekennzeichnet

		AER 50 MW	WS 50 MW	FS 50 MW
Methangehalt Produktgas	Vol.-%	99,0	95,6	95,6
Brennwert Rohgas	kWh/m^3	2,3	2,29	2,4
Methanschlupf	%	0,1	0,1	0,1
Methanschlupf als Methanstrom	m^3/h	1,04	1,10	0,84
Betriebsstunden	h/a	7.500	7.500	7.500
Techniker	h/a	493	493	493
Betriebsleiter	h/a	200	200	200

Tabelle 62: Monetäre Randbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (10 bzw. 500 MW-Anlage)

		AER 10 MW	WS 10 MW	FS 500 MW
Fremdkapital	%	100	100	100
Zinssatz Fremdkapital	%	6	6	6
Abschreibungszeit Anlage	a	10	10	10
Abschreibungszeit Bau	a	20	20	20
Lohn Techniker	€/a	50.000	50.000	50.000
Lohn Betriebsleiter	€/a	70.000	70.000	70.000
Jahresarbeitszeit	h/a	1.800	1.800	1.800
Strom	€/kWh	0,14	0,14	0,10

Tabelle 63: Monetäre Randbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (50 MW-Anlage)

		AER 50 MW	WS 50 MW	FS 50 MW
Fremdkapital	%	100	100	100
Zinssatz Fremdkapital	%	6	6	6
Abschreibungszeit Anlage	a	10	10	10
Abschreibungszeit Bau	a	20	20	20
Lohn Techniker	€/a	50.000	50.000	50.000
Lohn Betriebsleiter	€/a	70.000	70.000	70.000
Jahresarbeitszeit	h/a	1.800	1.800	1.800
Strom	€/kWh	0,12	0,12	0,12

Tabelle 64: Verbrauchswerte für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (10 bzw. 500 MW-Anlage)

		AER 10 MW	WS 10 MW	FS 500 MW
installierte elektrische Leistung	kW	96	84	1.242
Stromverbrauch	MWh/a	719	626	9.314
Teerentfernung Rapsmethylester	kg/a	1.313	1.313	42.188
Sauergasentfernung (NaOH)	kg/a	844	844	15.000
CO_2-Entfernung (DEA)	kg/a	300	300	15.000
Aktivkohle	kg/a	50	50	2.500
Katalysator	kg/a	128	128	6.400

Tabelle 65: Verbrauchswerte für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (50 MW-Anlage)

		AER 50 MW	WS 50 MW	FS 50 MW
installierte elektrische Leistung	kW	426	418	124
Stromverbrauch	MWh/a	3.197	3.132	931
Teerentfernung Rapsmethylester	kg/a	5.000	5.000	-
Sauergasentfernung (NaOH)	kg/a	4.220	4.220	1.500
CO_2-Entfernung (DEA)	kg/a	1.500	1.500	1.500
Aktivkohle	kg/a	250	250	250
Katalysator	kg/a	640	640	640

Die ermittelten spezifischen Kosten zeigen die zu erwartende Tendenz auf. Größere Anlagen sind spezifisch günstiger als kleinere Anlagen (s. Tabelle 66). Insgesamt konnten moderate Kosten von 4,3 Cent/kWh bezogen auf Brennwert bis zu 1,2 Cent/kWh bezogen auf Brennwert ermittelt werden. Eine Wertung kann an dieser Stelle nicht vorgenommen werden, da die Benefits, die ebenfalls unterschiedlich ausfallen, nicht gegenüber gestellt werden. Diese Gegenüberstellung erfolgt in nachfolgenden Kapiteln.

Tabelle 66: Spezifische Aufbereitungs- und Einspeisekosten für SNG bezogen auf Brennwert in [Ct/kWh]

AER 10 MW	AER 50 MW	WS 10 MW	WS 50 MW	FS 50 MW	FS 500 MW
3,7	2,2	4,3	2,6	2,6	1,2

Die spezifischen Kosten können in die vier Bereiche Personal, Verbrauch, Wartung und Kapital aufgeteilt werden. Zu erkennen ist in Tabelle 67 und Abbildung 55, dass die spezifischen Kapital- und die Personalkosten mit zunehmender Anlagengröße abnehmen, die spezifischen Verbrauchs- und Wartungskosten jedoch steigen. Festzustellen ist jedoch, dass die Kapitalkosten über ¾ der gesamten spezifischen Kosten darstellen und somit hier das größte Sparpotential zu erwarten ist, wenn neue Verfahren bzw. Weiterentwicklungen an den Markt kommen oder eine Konkurrenzsituation entsteht.

Tabelle 67: Aufteilung der spezifische Aufbereitungs- und Einspeisekosten für SNG, (in [% der spezifischen Kosten]

	AER 10 MW	AER 50 MW	WS 10 MW	WS 50 MW	FS 50 MW	FS 500 MW
Personal	1,1	0,4	1,1	0,4	0,5	0,1
Verbrauch	6,6	8,8	5,7	8,4	3,4	6,4
Wartung	14,4	14,5	14,6	14,5	15,3	15
Kapital	77,9	76,3	78,6	76,7	80,8	78,5

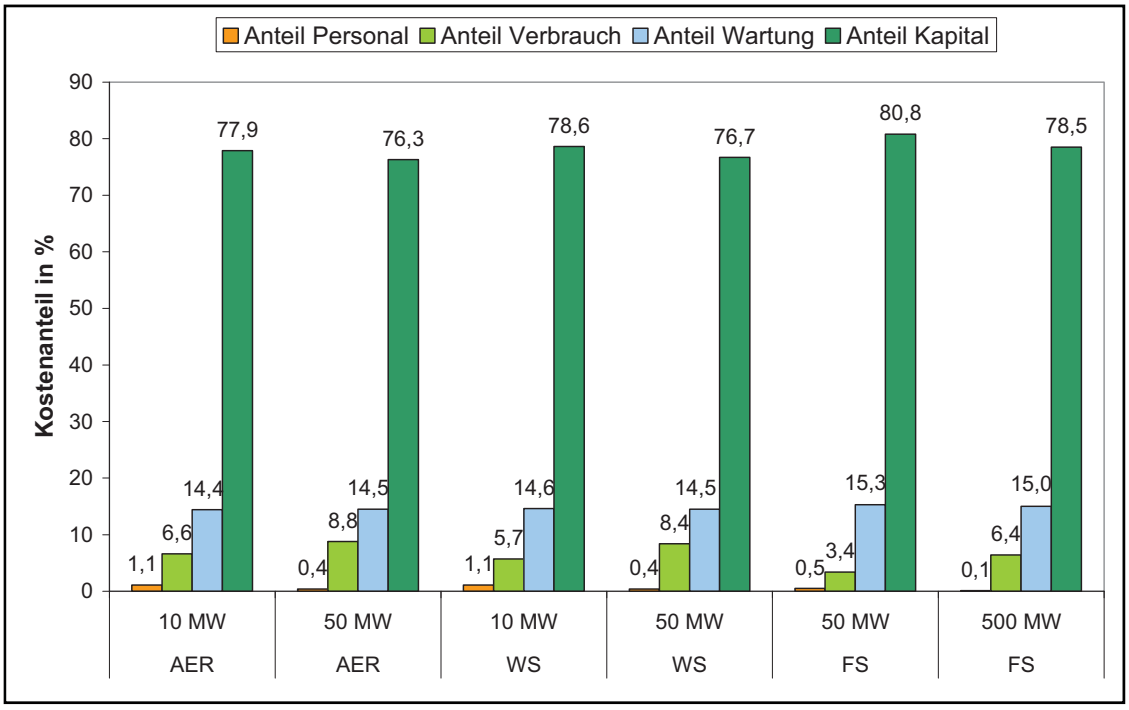


Abbildung 55**:** Aufteilung der spezifischen Aufbereitungs- und Einspeisekosten für SNG

Literatur zu Kapitel 3.4

ATZ (Entwicklungszentrum), 2004: Grundlegende Untersuchungen zur effektiven und kostengünstigen Entfernung von Schwefelwasserstoff aus Biogas. Ergebnisbericht zum Forschungsvorhaben im Auftrag des Bayrischen Landesamtes für Umweltschutz, Dezember 2004.

Bandi, A., 2003: Gasreinigungsverfahren. Fachtagung Regernative Kraftstoffe, Stuttgart.

BBodSchV (Bundes-Bodenschutz- und Altlastenverordnung), 2012: Bundes-Bodenschutz- und Altlastenverordnung vom 12. Juli 1999 (BGBl. I S. 1554) zuletzt geändert am 24.2.2012.

BioAbfV (Verordnung über die Verwertung von Bioabfällen auf landwirtschaftlich, forstwirtschaftlich und gärtnerisch genutzten Böden, Bioabfallverordnung), 2012: Bioabfallverordnung von 1998 (BGBl. I S. 2955) zuletzt geändert am 24.2.2012.

Boerrigter, H., den Uil, H., Lalis, H.P, 2002: Green Diesel from Biomass Fischer-Tropsch-Synthesis. Pyrolysis and Gasification of Biomass and Waste Expert Meeting, Strasbourg.

Bundesnetzagentur, 2012: Biogas-Monitoringbericht, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2012/BioGasMonitoringbericht2012 pdf.pdf?.

Chung Y.-C., Huang, C., Tseng, C.-P., 2001: Biological elimination of H_2S and NH_3 from waste gases by biofilter packed with immobilized heterotrophic bacteria. Chemosphere Nr. 43, 1043-1050

de Pater, J., 2008: Upgrading using cryogenic technology: the GPP®-system. 6. Hanauer Dialog „Biogasaufbereitung zu Biomethan“, Kassel 21.02.2008.

DGE, 2006: Biogas aus Abfall zur Erzeugung von Strom und Erdgas. BCM-Verfahren; www.dge-wittenberg.com.

Diez, R., Lampe, F., Rieger, R., Riemann, C., 2011: Application of PuraTreat®R+ for the upgrading of biogas. gwf international S1.

DVGW, 2012: DVGW-Arbeitsblatt G 260 (A) Entwurf „Gasbeschaffenheit“; ISSN 0176-3490.

DVGW, 2011a: DVGW-Arbeitsblatt G 262 „Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung“. ISSN 0176-3490.

DVGW, 2011b: DVGW-Arbeitsblatt G 685 „Gasabrechnung“. ISSN 0176-3490.

FAL (Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft), 2003: Hrsg: FNR (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.). Gülzower Fachgespräch: Workshop „Aufbereitung von Biogas" 17./18.; S. 144-159.

Franke, S., 2007: Biogasaufbereitungsverfahren. Workshop „Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz“, Niederschöne.

GasNZV (Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen), 2010: Gasnetzzugangsverordnung; BGBl. I S. 1261 vom 3. September.

Graf, F., Bajohr, S., 2011: Biogas - Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung. 1. Auflage, Oldenbourg Industrieverlag GmbH, München, ISBN 978-8356-3197-0.

Günther, L., 2006: Biomethanreinigung mit der drucklosen Wäsche zur Herstellung von Biomethan und Kohlendioxid. Fachtagung INNOGAS - Herstellung von Biomethan aus Biogas.

Gupta M., Coyle I., Thambimuthu K., 2001: CO_2 Capture Technologies and Opportunities in Canada. CANMET Energy Technology Centre Natural Ressources Canada (Hrsg.): 1st Canadian CC&S Technology Roadmap Workshop. Calgary, Albertra, Canada.

Haase, 2012: BiogasVerstärker mit neuem Energiekonzept. GWF Gas/Erdgas 153 4.

Harasek, M., 2008: Biogasaufbereitung mit der Membrantechnologie am Beispiel des Standorts Bruck/Österreich. 6. Hanauer Dialog „Biogasaufbereitung zu Biomethan“; Kassel 21.02.2008.

Heinen, J., Stichtenoth, J., Erich, E., 2008: Systemvergleich dezentrale Biogasnutzung versus Biogaseinspeisung. GWF Gas – Erdgas 149 Nr. 10.

Hiller H., Reimert R., Marschner F., Renner H.-J., Boll W., Supp E., Brejc M., Liebner W., Schaub H., Hochgesang G., Higman C., Kalteier P., Müller W.-D., Krieel M., Schlichting H., Tanz H., Stönner H.-M., Klein H., Hilsebein W., Zwiefelhofer U., Albrecht J., Cowper C. J., Driesen H., 2003: Gas Production. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co.KGaA (Hrsg.): Ullmann`s Encyclopedia of Industrial Chemistry. 6. überarbeitete Auflage , 305-470. Weinheim.

Ibsen K., 2006: Equipment Design and Cost Estimation for Small Modular Biomass Systems, Synthesis Gas Cleanup, and Oxygen Separation Equipment. NREL (National Renewable Energy Laboratory) (Hrsg.); Task 9: Mixed Alcohols from Syngas — State of Technology; S. 1-48.

Kaltschmitt M., Scholwin F., Hofmann F., Plättner A., Kalies M., Lulies S., Schröder G., Althaus W., Urban W., Burmeister F., 2005: Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse. Untersuchung im Auftrag von BGW und DVGW. Band 1; Gesamtergebnisse und Schlussfolgerungen. Wuppertal Institut für Klima U. E. G., IE Leipzig (Institut für Energetik und Umwelt gGmbH), FhG-Umsicht (Fraunhofer Institut Umwelt- S. E. et al. (Hrsg.); S. 1-73.

Kiefer, J. et al., 2009: Bewertung der langfristigen Auswirkungen auf Boden, Pflanze, Luft und Wasser bei der Erzeugung von Biogas und der Einspeisung in das Erdgasverteilnetz. DVGW-Forschungsprojekt GW1 07 07 A/B.

Klinski S., 2006: Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. FNR (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.) (Hrsg.); 2. Auflage, Leipzig, Institut für Energetik und Umwelt GmbH.

Köppel, W. et al., 2011: Vermeidung und Entfernung von Sauerstoff bei der Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. DVGW-Forschungsprojekt G1 05 10.

Köppel, W. et al., 2009a: Messprogramm „Biogaserzeugung und Biogasaufbereitung. DVGW-Forschungsprojekt G1 07 07 A/B.

Köppel, W., Götz, M., Graf, F., 2009b: Biogas Upgrading for Injection into the Gas Grid. gwf Gas Erdgas International Issue 13.

Kohl A., Riesenfeld F. C., 1960: Gas purification. McGraw-Hill book company (Hrsg.); 4. Auflage, New York, Toronto, London.

McKinsey Zicari S., 2003: Removal of Hydrogen Sulfide from biogas using Cow-Manure Compost. S. 1-132; Faculty of the Graduate School of Cornell University (USA).

Oldhafer, N., 2008: Großtechnische Biogasanlagen - Konzeption, Energieerzeugung, Gas- und Gärrestaufbereitung. 20. Kasseler Abfallforum und Bioenergieforum.

Prechtl, S., Schneider R., Anzer T., Faulstich M., 2003: Mikrobiologische Entschwefelung von Biogas. FAL (Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft) (Hrsg.); Gülzower Fachgespräch; Workshop „Aufbereitung von Biogas" 17./18. Juni 2003; S. 169-183. Braunschweig.

Rolker J., Arlt W., 2006: Abtrennung von Kohlendioxid aus Rauchgasen mittels Absorption. Chemie Ingenieur Technik 78, S. 416-424.

Schmalschläger, T., Klein, K., Tauto, V., Drexler, C., 2007: Gasseitige Bündelung von Biogasanlagen und gemeinsame Einspeisung ins Erdgasnetz. Bayrisches Staatsministerium für Landwirtschaft und Forst, Endbericht.

Schneider, M., 2002: Special Gas Utilisation with Gas Engines, Pyrolysis and Gasification of Biomass and Waste. Expert Meeting, Strasbourg.

Schulte-Schulze Berndt, A., 2007: Biogasaufbereitung und -einspeisung - Aktueller Statusreport Deutschland. BBK GreenGas-Kongress.

Spliethoff, H., 2001: IFRF Combustion Journal. ISSN 1562-479x.

Urban, W., Girod, K., Lohmann, H., 2008: Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007 - 2008“; Fraunhofer UMSICHT – BMBF mit Förderkennzeichen 01LS05039.

3.5 Vergleich der Bereitstellung von SNG über Biogas und Rohgas (AP3) (ITAS)

Wie bereits beschrieben ist die Aufarbeitung von Biogas bzw. Rohgas zu SNG ein sehr aufwändiger Prozess, was zum einen zu zusätzlichen Kosten, insbesondere aber auch zu einem zusätzlichen Prozessenergiebedarf führt. Der zusätzliche Bedarf an Strom und Wärme für die Prozessführung wird in der Regel über die interne Nutzung von Biogas bzw. Rohgas bereitgestellt, was zu einer Verminderung des SNG-Ertrags führt. Auf der anderen Seite können bei den Vergasungsverfahren überschüssige Wärmeströme genutzt werden und über die eingesparte Biomasse zur Kostenreduktion beitragen. Je nach Vergasungsverfahren, Anlagengröße und Biomasse können diese Wärmegutschriften im Bereich von 15-25 €/MWh$_{Hu}$ liegen, bezogen auf den verbleibenden SNG-Ertrag. Zu gewissen Anteilen könnte diese Wärmegutschrift bereits der Rohgasbereitstellung zugeschrieben werden und würde dort (vgl. Abbildung 38, Seite 94) die Rohgaskosten entsprechend senken. Letztendlich würde dies insgesamt aber die Kosten der SNG-Bereitstellung (vgl. Abbildung 56) nicht verändern.

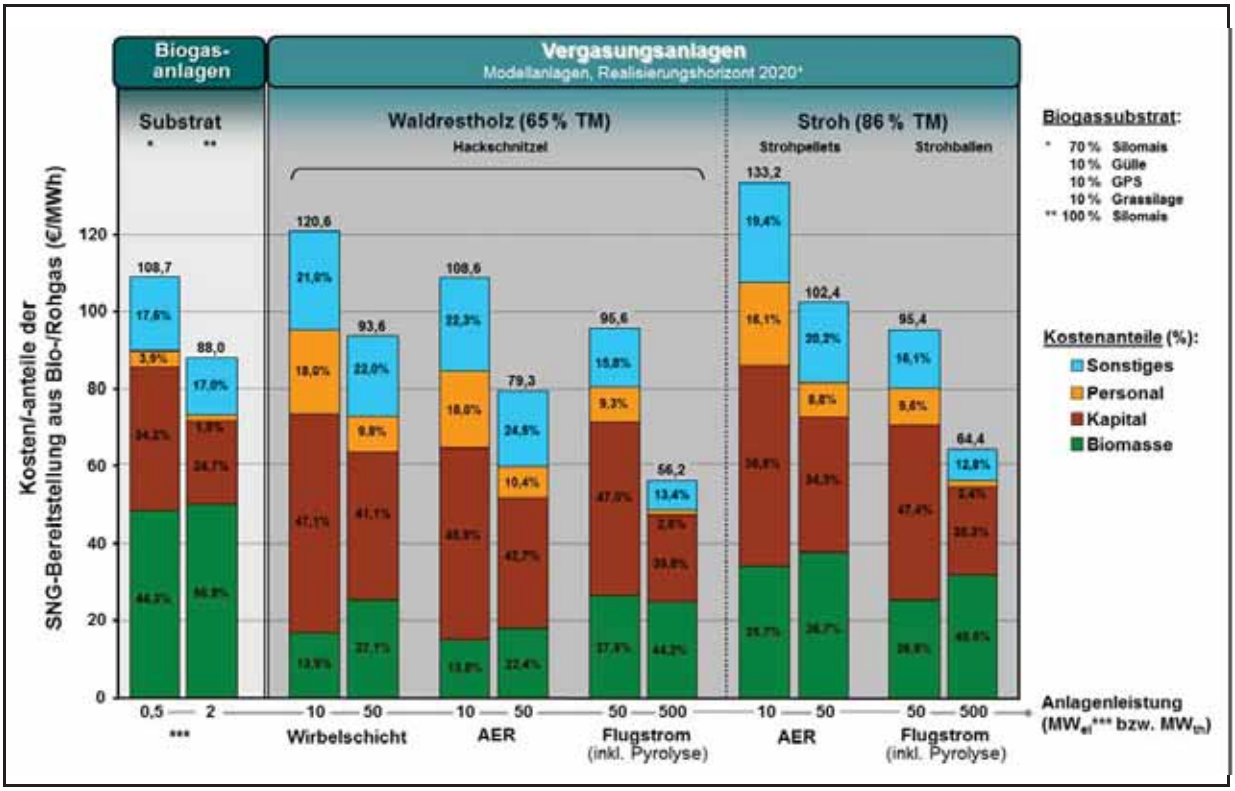


Abbildung 56: Kosten und Kostenanteile der SNG-Bereitstellung über Biogas- und Vergasungsanlagen

Aufgrund des geschilderten Zusammenhangs resultieren bei den betrachteten Biogasanlagen SNG-Kosten frei Erdgasleitung von 109 bzw. 88 €/MWh$_{Hu}$ (vgl. Abbildung 56). Wegen der deutlich größeren Unterschiede hinsichtlich Anlagengröße (10 bis 500 MW$_{th}$) und Verfahrenstechnik liegen die SNG-Bereitstellungskosten bei den Vergasungsanlagen im Bereich von 56 bis 133 €/MWh$_{Hu}$. Mit den 50 MW-Vergasungsanlagen können mit Waldrestholz SNG-Kosten frei Erdgasnetz von rd.

80-95 €/MWh_{Hu} realisiert werden. Mit der 500 MW-Flugstromvergasungsanlage sind sogar SNG-Kosten von unter 60 €/MWh_{Hu} möglich.

Werden die Kostenanteile der SNG-Bereitstellung betrachtet (vgl. Abbildung 56), dann sind zwar bei den Biogasanlagen die Biomassekosten mit 44 % bzw. 57 % immer noch bestimmend, aber keinesfalls mehr so ausgeprägt wie bei der Biogasbereitstellung (vgl. Abbildung 38, S. 94). Bei den Vergasungsverfahren werden dagegen die SNG-Kosten vor allem durch die Kapitalkosten geprägt. Sie tragen beispielsweise bei den 50 MW_{th}-Anlagen mit Waldrestholz 41-47 % zu den Gesamtkosten bei. Beim Schritt zur 500 MW_{th}-Anlage sind dagegen die Biomassekosten wieder mit 44 % bzw. 50 % die bestimmende Kostengröße.

Tabelle 68: Kosten und THG-Emissionen bei der SNG-Bereitstellung über Biogas- und Vergasungsanlagen

	Einheit	**Biogasanlagen**	**Vergasungsanlagen** [1)]
Biogas- bzw. Rohgaskosten frei Anlage	€/MWh_{Hu}	70 - 78	53 - 79
SNG-Kosten frei Erdgasleitung	€/MWh_{Hu}	88 - 109	56 - 133
THG-Emission pro MWh_{SNG} frei Erdgasleitung	kg CO_2-Äq./MWh_{Hu}	53 - 58	13 - 85

[1)] Modellanlagen, Realisierungshorizont 2020^{+}

In Tabelle 68 sind die Kosten zur Bereitstellung von Biogas und Rohgas bzw. von SNG über Biogas- und Vergasungsanlagen nochmals zusammenfassend dargestellt. Mit der gewählten Auslegung der Biogas- bzw. Vergasungsanlagen liegen die THG-Emissionen für die SNG-Bereitstellung bei 53-58 kg CO_2-Äq. pro MWh_{SNG}, bzw. bei 13-85 kg. Wird auf die Verwendung der energieaufwändig bereitzustellenden Strohpellets verzichtet, dann reduziert sich bei den Vergasungsanlagen die zuvor genannte Spanne auf 13-27 kg CO_2-Äq. pro MWh_{SNG}.

3.6 Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung aus SNG (AP5) (ITAS)

Die zentrale Aufgabe im **AP5** ist ein techno-ökonomischer Vergleich der Möglichkeiten zur energetischen Nutzung von SNG. Zu Beginn des Projekts wurden die möglichen Varianten zur Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung aus SNG diskutiert und festgelegt. Die ausgewählten Prozessketten – von der Bereitstellung der Biomasse bis zur Erzeugung von Nutzenergie – sind im Überblick in Abbildung 57 dargestellt.

Wie Abbildung 57 verdeutlicht, wird bei der Betrachtung des Bereitstellungsprozesses biogener Gase – in Abhängigkeit des Wassergehalts der eingesetzten Biomasse – zwischen einer thermo- und biochemischen Bereitstellung unterschieden. Nach entsprechender Gasaufbereitung erfolgt die Einspeisung des SNG in das Erdgasnetz. Im Rahmen der techno-ökonomischen Abschätzungen ist für den Transport des SNG im Erdgasnetz ein entsprechender Aufwand (Kosten, Energie) anzusetzen. Um eine techno-ökonomische Vergleichbarkeit der Bereitstellungswege zu gewährleisten, erfolgt die Analyse aller Wege unter einer einheitlichen methodischen Vorgehensweise.

Aufbauend auf den Ergebnissen aus AP3 und AP4, in denen der Weg bis zur Einspeisung und Verteilung von SNG technisch-ökonomisch beschrieben wurde, wird nun in diesem Arbeitspaket die Nutzung von SNG zur Erzeugung von Wärme und/oder Strom und dessen Verwendung als Kraftstoff untersucht. Durch Kombination der Ergebnisse aus AP 3 und AP 4 mit den ausgewählten Nutzungsmöglichkeiten für das SNG kann so im AP 5 bewertet werden, wie sich biogenes SNG unter ökonomischen Kriterien darstellt.

Die ausgewählten Technologien zur direkten Nutzung von Biogas bzw. Rohgas (über BHKW bzw. GuD-Kraftwerk) zur Stromerzeugung bei der Biogasanlage bzw. beim Vergaser wurden bereits im **AP3** (vgl. Kapitel 3.3) dargelegt. Dort wurden von den jeweiligen Projektpartnern auch techno-ökonomische Beschreibungen zu den Technologien der direkten Nutzung der biogenen Gase durchgeführt.

Aufbauend auf den im Kapitel 3.5 abgeleiteten Gestehungskosten, wird nachfolgend die SNG-Nutzung im Wärme-/Stromsektor und als Kraftstoff anhand ausgewählter Technologien analysiert. Im Mittelpunkt stehen dabei neben den Kosten insbesondere auch die THG-Emissionen, unter Annahme des Einsatzes von 100 % SNG. Zur besseren Einordnung bzw. Beurteilung wird die SNG-Nutzung in den ausgewählten Technologien nicht nur untereinander verglichen, sondern auch mit der jeweiligen fossilen Erdgas-Referenztechnologie. Bei der Nutzung als Kraftstoff wurde neben Erdgas auch der Vergleich mit Fischer-Tropsch(FT)-Diesel aus Stroh und Waldrestholz und mit herkömmlichem Dieselkraftstoff berücksichtigt.

Auch die direkte Gasnutzung wurde techno-ökonomisch untersucht, d.h. die Verwendung von Rohgas (Vergasung) und Biogas (Fermentation) zur Erzeugung von Strom, ohne vorherige Einspeisung ins Erdgasnetz, und in den Vergleich mit einbezogen (s. Kapitel 3.6.3).

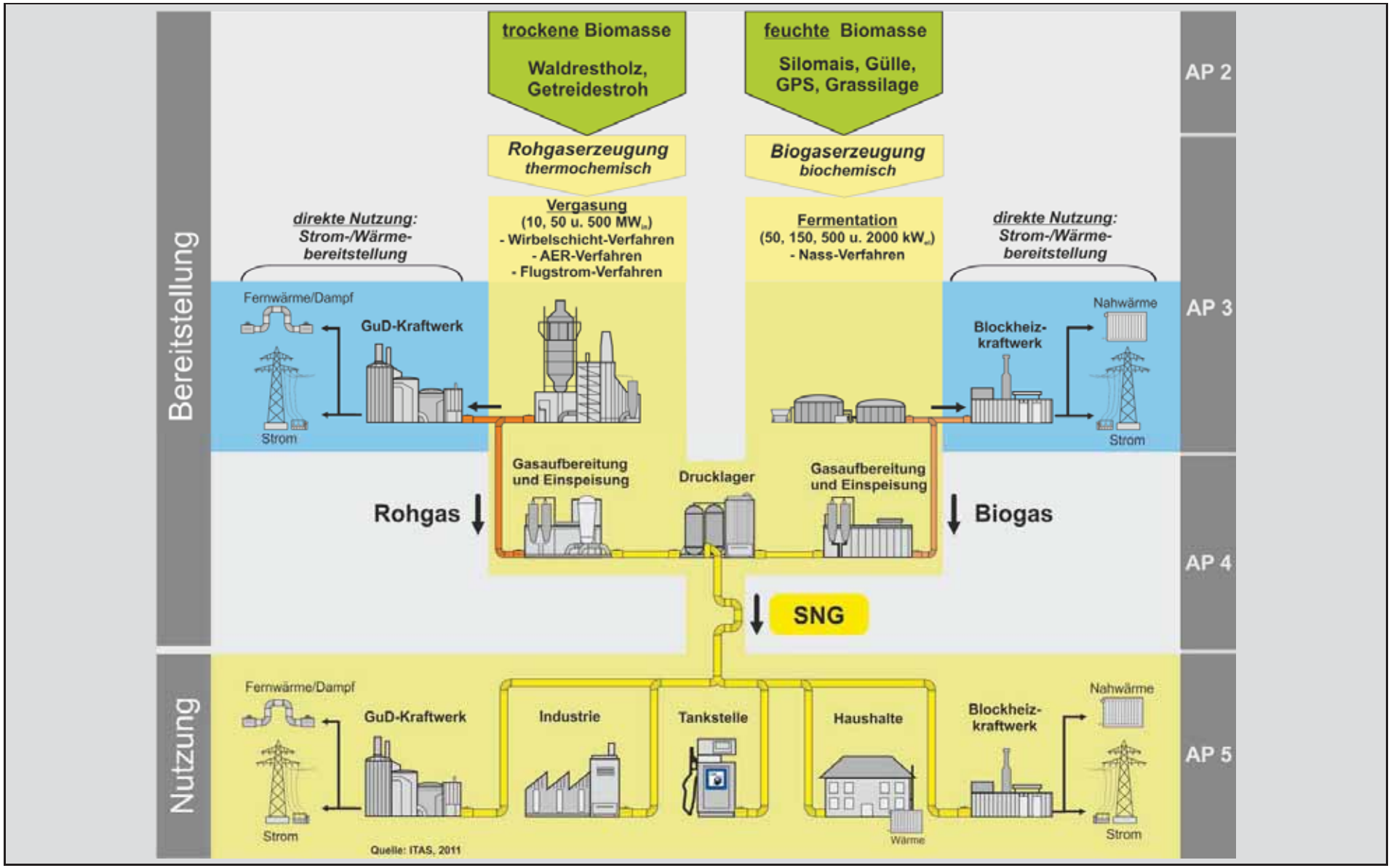


Abbildung 57: Bereitstellung und Nutzung biogener Gase

3.6.1 Technologien zur SNG- und Erdgasnutzung

Einen differenzierten Überblick über die betrachteten Technologien zur Wärme- und Stromerzeugung aus SNG sowie zur Nutzung von SNG als Kraftstoff gibt Tabelle 69, ausgehend von ihren wesentlichen Kenndaten. Bei ihrer Auswahl wurde angestrebt, ein möglichst breites Leistungsspektrum abzudecken. Daher wurden sowohl Technologien zur alleinigen Wärme- oder Stromerzeugung als auch aus dem Bereich der Kraft-Wärmekopplung berücksichtigt. Alle ausgewählten Technologien sind technisch ausgereift und in entsprechend großen Stückzahlen bereits am Markt demonstriert. Deren Betriebsbedingungen orientieren sich nicht am technisch Erreichbaren, sondern vielmehr am praktischen Einsatz.

Tabelle 69: Kenndaten zu den Technologien der SNG- und Erdgasnutzung

Nutzenergie/Technologien		**Anlagengröße** (Nennwärmeleistung bzw. elektrische Leistung)	**Volllast** (h/a)	**Jahresnutzungsgrad** Wärme bzw. Strom
Wärme	**Zentralheizung im Einfamilienhaus**	15 kW	1.625	97 %
	Heizwerk mit Nahwärmenetz	500 kW	4.000	92 %
Strom	**Blockheizkraftwerk (BHKW)**	2 MW_{el}	6.000	40 %
	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD)	400 MW_{el}	7.500	60 %
Nutzenergie/Technologie		**Pkw-Leistung**	**Lebensdauer** Pkw	**Jahresfahrleistung**
Kraftstoff	**Erdgas-/SNG-Fahrzeug** Allzweckfahrzeug (Opel Zafira), angenommener Verbrauch 5,84 kg/100 km	110 kW	12 Jahre	18.000 km

Als Technologie für die dezentrale Wärmebereitstellung wurde eine Zentralheizung in einem Einfamilienhaus mit einer Nennwärmeleistung von 15 kW ausgewählt. Diese Anlagengröße orientiert sich am derzeitigen Bestand; es wird so von einer möglichen Erdgas-Substitution in bereits bestehenden Heizungsanlagen ausgegangen. Moderne Heizungsanlagen für Neubauten kommen aufgrund von verbesserten Dämmeigenschaften der Gebäude i.d.R. mit niedrigeren Anlagenleistungen aus.

Das 500 kW-Heizwerk versorgt im Modellansatz mit seinem Wärmenetz (ca. 500 m Gesamtlänge) etwa 15-20 typische Ein- oder Zweifamilienhäuser und einen kleineren Gewerbebetrieb. Aufgrund von Praxiserfahrungen ist bei solchen Nahwärmenetzen von relativ hohen Wärmeverteilungsverlusten auszugehen. Die hier ausgewählte Anlagenleistung liegt im Vergleich zur derzeitigen Praxis eher an der unteren Leistungsgrenze.

Als typische Modellanlage für die Kraft-Wärmekopplung wurde ein Blockheizkraftwerk (BHKW) mit einer elektrischen Leistung von 2 MW_{el} ausgewählt. Dieses versorgt im Modellansatz einen kleineren Industriebetrieb mit Strom und Wärme. Seit einigen Jahren ist die Stromerzeugung durch Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) durch günstige Gasbezugspreise (Großabnehmerpreise), bei gleichzeitig geringerem Investitionsbedarf als für Kohlekraftwerke, wirtschaftlich attraktiv. Der deutlich gerin-

gere Flächenbedarf, die größere Flexibilität bei der Standortwahl und die spezifisch geringeren CO_2-Emissionen sprechen für GuD-Kraftwerke. Deshalb wurde hier ein 400 MW_{el}-GuD-Kraftwerk mit betrachtet. Neben dem Hauptprodukt Strom kann Wärme ausgekoppelt werden. Wegen der jahreszeitlichen Schwankungen der Wärmenachfrage und dem meist fehlenden optimal zugeschnittenen Fernwärmenetz lässt sich jedoch i.d.R. nur ein kleiner Teil der Wärme verkaufen.

Für den Einsatz von SNG und Erdgas als Kraftstoff wurde der Opel Zafira mit einer Leistung von 110 kW ausgewählt. Dieser Kompaktvan zählt zu den am häufigsten zugelassenen Erdgasfahrzeugen in Deutschland und repräsentiert so die Erdgasfahrzeuge recht gut. Im Gegensatz zu dem vom Hersteller angegebenen Normverbrauch wurde der gemittelte Verbrauch aus zahlreichen Realfahrten zugrunde gelegt. Zur besseren Einordnung wurde die Erdgas- bzw. SNG-Variante des Opel Zafira einer Diesel-Variante gegenübergestellt, die sowohl mit fossilem Diesel als auch mit biogenem Fischer-Tropsch-Diesel betrieben werden kann.

3.6.2 Bereitstellung von Wärme und Strom aus SNG und Erdgas

Die Kosten und Treibhausgasemissionen bei der Erzeugung von SNG wurden bereits im vorherigen Kapitel 3.5 dargestellt und diskutiert. So resultieren bei den beiden betrachteten Biogasanlagen SNG-Kosten frei Erdgasleitung von rund 88 bzw. 109 €/MWh_{Hu}. Bei den Vergasungsanlagen liegen die SNG-Bereitstellungskosten wegen der deutlich größeren Unterschiede hinsichtlich Verfahrenstechnik und Anlagengröße (von 10 bis 500 MW_{th}) in einer vergleichsweise großen Spanne von 56 bis 133 €/MWh_{Hu}. Die THG-Emissionen liegen bei den ausgewählten Biogas- und Vergasungsanlagen bei rund 53-58 kg bzw. bei 13 bis 85 kg CO_2-Äq. pro MWh_{Hu}. Auf Grundlage dieser Ergebnisse wurden für den nachfolgenden Vergleich mit fossilem Erdgas mittlere SNG-Kosten frei Erdgasleitung in Höhe von 90 €/MWh_{Hu} angenommen, bei den THG-Emissionen wurde ein Wert von 37 kg CO_2-Äq./MWh_{Hu} SNG unterstellt (vgl. Tabelle 70). Da der Kraftstoff an der Tankstelle noch auf 200 bar verdichtet wird, sind die Werte bei dieser Variante etwas höher.

Tabelle 70**:** Kosten bzw. Preisannahmen und THG-Emissionen bei der Bereitstellung von SNG und Erdgas

		Einheit	SNG	Erdgas
SNG-Kosten [1)]	frei Erdgasleitung	€/MWh_{Hu}	90	-
	frei Tankstelle [2)]		92,5	
Preisannahmen für Erdgas (Vor Steuern, netto)	Zentralheizung (15 kW)		-	65
	Heizwerk (500 kW) und BHKW (2 MW_{el})			52
	GuD (400 MW_{el})			32
THG-Emissionen pro MWh	frei Erdgasleitung	kg CO_2-Äq./ MWh_{Hu}	37	230
	frei Tankstelle [2)]		52	245

1) Als Durchschnitt aus der Bereitstellung über die 2 MWel-Biogasanlage und dem Mittelwert der drei untersuchten Vergasungsverfahren (50 MWth)
2) Inkl. Kompression auf 200 bar an der Tankstelle

Zur Orientierung sind in der Tabelle die Preisannahmen (vor Steuern) und THG-Emissionen für Erdgas mit aufgeführt. Die Preise staffeln sich nach der abgenommenen Erdgasmenge und sind bei den größeren Anlagen deutlich günstiger. Beim direkten Vergleich von SNG mit Erdgas zeigt sich, dass die Bereitstellung von SNG derzeit noch nicht wettbewerbsfähig ist; jedoch zeigen sich deutliche Vorteile von SNG mit Blick auf die THG-Emissionen.

Nutzt man SNG und Erdgas mit den im vorherigen Kapitel 3.6.1 beschriebenen Technologien zur Erzeugung von Wärme und Strom, so ergeben sich die in Tabelle 71 dargestellten Wärme- und Stromgestehungskosten. Bei den kleineren Anlagen im Wärmebereich sind die Kosten für die SNG-Nutzung gegenüber Erdgas rund 25-50 % höher. Wegen der sehr viel günstigeren Erdgaspreise bei den größeren Anlagen im Stromsektor resultieren hier rund 2,5-fach höhere Stromgestehungskosten. Hier zeigt sich deutlich, dass die Erzeugung von Wärme und Strom aus SNG derzeit nicht mit der Erdgasnutzung konkurrieren kann.

Tabelle 71**:** Bereitstellung von Wärme und Strom aus SNG und Erdgas – Gestehungskosten, THG-Minderung und THG-Minderungskosten

SNG-Kosten = 90 €/MWh$_{Hu}$		**Wärme**				**Strom (+ Wärme)**			
		Zentralheizung im Einfamilienhaus (15 kW)		Heizwerk mit Nahwärmenetz (500 kW)		Blockheizkraftwerk (BHKW) (2 MW$_{el}$)		Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD) (400 MW$_{el}$)	
Energieträger		**SNG**	***Erdgas***	**SNG**	***Erdgas***	**SNG**	***Erdgas***	**SNG**	***Erdgas***
SNG-Kosten bzw. Erdgaspreis	€/MWh$_{Hu}$	90	*65*	90	*52*	90	*52*	90	*32*
Gestehungskosten	€/MWh$_{th\,/\,el.}$	131	*106*	126	*85*	215	*120*	160	*64*
THG-Minderung	kg CO$_2$-Äq./ MWh$_{th\,/\,el.}$	200		210		480		320	
THG-Minderungskosten	€/t CO$_2$-Äq.	130		197		197		300	

Auf der anderen Seite können durch die Nutzung von SNG die THG-Emissionen gegenüber dem Einsatz von Erdgas deutlich reduziert werden. Alle betrachteten Technologien können hierzu einen positiven Beitrag leisten. Im Wärmesektor liegt dieser Beitrag bei rund 200 kg CO_2-Äq. pro MWh_W, im Strombereich lassen sich rund 320 bis 480 kg pro MWh_{el} einsparen. Hierbei ist darauf hinzuweisen, dass im KWK-Bereich bezüglich der ausgekoppelten Wärmemengen noch kein Ansatz für die vermiedenen THG-Emissionen getroffen wurde.

Betrachtet man die mit der THG-Minderung verbundenen Kosten (Tabelle 71), dann ergibt sich ein differenzierteres Bild. Die Kosten der THG-Minderung ergeben sich hierbei aus den Mehrkosten und der erzielten THG-Minderung im Vergleich zur fossilen Referenz Erdgas. Die Minderungskosten bei den kleinen Anlagen im Wärmesektor, beispielsweise der Zentralheizung für ein Einfamilienhaus, lassen sich mit rund 130 €/t CO_2-Äq. noch als vergleichsweise günstig einstufen. Demgegenüber sind das Heizwerk und die Stromerzeugung aus SNG deutlich teurer: Die THG-Minderungskosten liegen hier bei rund 200 bis 300 € pro t CO_2-Äq. Zur vergleichenden Bewertung dieser THG-Minderungskosten können THG-Minderungskosten aus Studien mit THG-Minderungsszenarien bei der Verfolgung der Minderungsziele der Bundesregierung herangezogen werden (Leible et al. 2008). Diese zeigen, dass THG-Minderungskosten zwischen 50 und 100 € pro t CO_2-Äq. angesichts teurerer Alternativen durchaus zu akzeptieren sind.

3.6.3 Direkte Gasnutzung zur Stromerzeugung

Wie im vorherigen Kapitel 3.6.2 beschrieben, schneidet die Nutzung von SNG zur Stromproduktion, gemessen an der Stromproduktion über Erdgas, nicht besonders günstig ab. Dies drängt natürlich die Frage auf, ob hier die direkte Nutzung des Biogases beziehungsweise des Rohgases aus der Vergasung zur Stromerzeugung nicht zielführender ist. Mit Blick auf die Strom-Gestehungskosten, die damit einhergehenden Treibhausgasemissionen und die erzielbaren THG-Minderungskosten sind in Tabelle 72 einige Ergebnisse aus den durchgeführten Untersuchungen zusammengestellt. Hierbei ist die Stromerzeugung nach den drei Brennstoffgruppen Biogas bzw. Rohgas, SNG und Erdgas unterschieden. Bezüglich der Biogaskosten ist zu erwähnen, dass die anteiligen Kosten für ein BHKW noch nicht enthalten sind. Bei den Rohgaskosten beim 50 MW-Vergaser ist jeweils der Durchschnittswert über die drei untersuchten Vergasungsverfahren dargestellt, ausgehend von Waldrestholz als Brennstoff.

Die resultierenden Strom-Gestehungskosten sind in Tabelle 72 jeweils inklusive und ohne Wärmegutschrift dargestellt, wobei bei den kleineren BHKW (0,5 bzw. 2 MW_{el}) von 30 €/MWh Wärme, beim größeren von 15 € und beim GuD von 10 €/MWh Wärme ausgegangen wurde. Der unterstellte Nutzungsgrad („vergütet“) der netto produzierten Wärme bei den Biogasanlagen von 50 % und von 90 % bei den 50 MW-Vergasern bzw. SNG- und Erdgas-BHKW dürfte in vielen Fällen zu optimistisch sein. Beim 400 MW_{el}-SNG- bzw. -Erdgas-GuD wurde keine Wärmenutzung unterstellt. Wie die Ergebnisse zeigen, kann die gekoppelte Wärmenutzung zwar zur Senkung der Stromgestehungskosten beitragen, dies trifft aber auch für die Stromerzeugung über Erdgas zu. Mit und ohne Berücksichtigung der Wärmegutschrift sind die Strom-Gestehungskosten über SNG rd. 30-40 % höher, verglichen mit der direkten Verstromung von Biogas bzw. Rohgas. Auch bei ausschließlicher Betrachtung der SNG-Bereitstellung über Großanlagen – ausgehend von einem 500 MW-Flugstromvergaser – liegen die SNG-Kosten zwar bei rd. 65 €/MWh_{Hu}, sind aber immer noch doppelt so hoch wie der den Analysen zugrunde gelegte Erdgasbezugspreis des 400 MW_{el}-GuD von 32 €/MWh_{Hu}. Die daraus resultierenden Strom-

Gestehungskosten von 119 €/MWh sind folglich ebenfalls rund doppelt so hoch, im Vergleich zum Erdgas-GuD. Die THG-Minderungskosten liegen bei rund 170 €/t CO_2-Äq. Generell muss mit Blick auf die THG-Minderungskosten von Verstromungsanlagen ≥2 MW_{el} festgestellt werden, dass auch hier die direkte Nutzung von Biogas und Rohgas mit 75-130 €/t CO_2-Äq. günstiger abschneidet als die SNG-Nutzung (s. Tabelle 72).

Tabelle 72: Stromerzeugung: Vergleich der direkten Gas-, SNG- und Erdgasnutzung

	Anlagenart		**Biogasanlagen**		**Vergaser** [1]	
	Anlagengröße		**0,5 MW_{el}**	**2 MW_{el}**	**50 MW_{th}**	**500 MW_{th}**
Biogas bzw. Rohgas	**Verstromung über:**		**BHKW**	**BHKW**	**BHKW**	**GuD**
	Anlagengröße	MW_{el}	0,5	2	14	165
	Biogas-, Rohgaskosten, ohne Wärmegutschrift	€/MWh_{Hu}	72	61	59	53
	Strom-Gestehungskosten, inkl. Wärmegutschrift	€/MWh_{el}	177	145	148	107
	Strom-Gestehungskosten, ohne Wärmegutschrift	€/MWh_{el}	214	178	166	108
	THG-Emission, ohne Wärmegutschrift	kg CO_2-Äq./ MWh_{el}	194	183	29	29
	THG-Minderungskosten, vgl. mit Erdgas	€/t CO_2-Äq.	227	130	75	123
SNG	**Verstromung über:**		**BHKW**	**GuD**		
	Anlagengröße	MW_{el}	2	400		
	SNG-Kosten [2]	€/MWh_{Hu}	90	90		
	Strom-Gestehungskosten, inkl. Wärmegutschrift	€/MWh_{el}	215	k.A.		
	Strom-Gestehungskosten, ohne Wärmegutschrift	€/MWh_{el}	249	160		
	THG-Emission, ohne Wärmegutschrift	kg CO_2-Äq./ MWh_{el}	93	62		
	THG-Minderungskosten, vgl. mit Erdgas	€/t CO_2-Äq.	197	300		
Erdgas	**Verstromung über:**		**BHKW**	**GuD**		
	Anlagengröße	MW_{el}	2	400		
	Erdgas-Kosten, netto	€/MWh_{Hu}	52	32		
	Strom-Gestehungskosten, inkl. Wärmegutschrift	€/MWh_{el}	120	k.A.		
	Strom-Gestehungskosten, ohne Wärmegutschrift	€/MWh_{el}	154	63		
	THG-Emission, ohne Wärmegutschrift	kg CO_2-Äq./ MWh_{el}	575	383		

[1] Waldrestholz; alle aufgeführten Werte beim 50 MW_{th}-Vergaser sind Mittelwerte aus den drei untersuchten Wirbelschicht-, AER- und Flugstromvergasern

[2] Als Durchschnitt aus der Bereitstellung über die 2 MW_{el}-Biogasanlage und dem Mittelwert der drei untersuchten Vergasungsverfahren (50 MW_{th})

Als Fazit der Analyse ist davon auszugehen, dass die spezifischen Vorteile der SNG-Bereitstellung und -Verstromung erst dann zum Tragen kommen, wenn ein hoher Gesamtnutzungsgrad des SNG in der gekoppelten Strom-/Wärmeproduktion erreicht werden kann und sich dieser deutlich von der direkten energetischen Biogas- bzw. Rohgasnutzung abhebt. Vor diesem Hintergrund sollte verstärkt bei den bestehen-

den größeren Biogasanlagen (≥1 MW_{el}) geprüft werden, ob das realisierte Wärmenutzungskonzept ökonomisch tragfähig ist und evtl. die SNG-Erzeugung und -Nutzung unter den spezifischen Rahmenbedingungen vor Ort zur Verbesserung der Ökonomie und Treibhausgasbilanz beitragen können.

3.6.4 Nutzung von SNG als Kraftstoff

Der Anteil des Verkehrs an den gesamten Treibhausgasemissionen beträgt in Deutschland ca. 20 %, weshalb eine Betrachtung von SNG im Verkehrssektor ebenfalls interessant erscheint (BMWi 2012). SNG kann problemlos in Erdgasfahrzeugen eingesetzt werden, welche eine umweltfreundliche Alternative zu Benzin und Diesel darstellen, ohne Kompromisse bei Reichweite und Komfort. Trotz dieser Vorzüge führen Erdgasfahrzeuge in der Diskussion um umweltverträgliche Mobilität im Vergleich zu den intensiv beforschten Hybrid- und Elektroautos aktuell ein Schattendasein. Dies, obwohl sie seit vielen Jahren in Serie produziert werden und in einigen Ländern inzwischen bis zu 50 % der Pkw-Flotte ausmachen (IANGV 2011). Zur Einordnung: In Deutschland belief sich der Anteil an Erdgasautos im Januar 2011 mit ca. 68.500 Pkw lediglich auf ca. 0,2 % des gesamten Fahrzeugbestandes (KBA 2012). Seit dem Jahr 2009 sind die Zulassungen von Erdgasautos tendenziell zurückgegangen und machen gegenwärtig nur noch etwa 0,2 % der gesamten Pkw-Zulassungen aus.

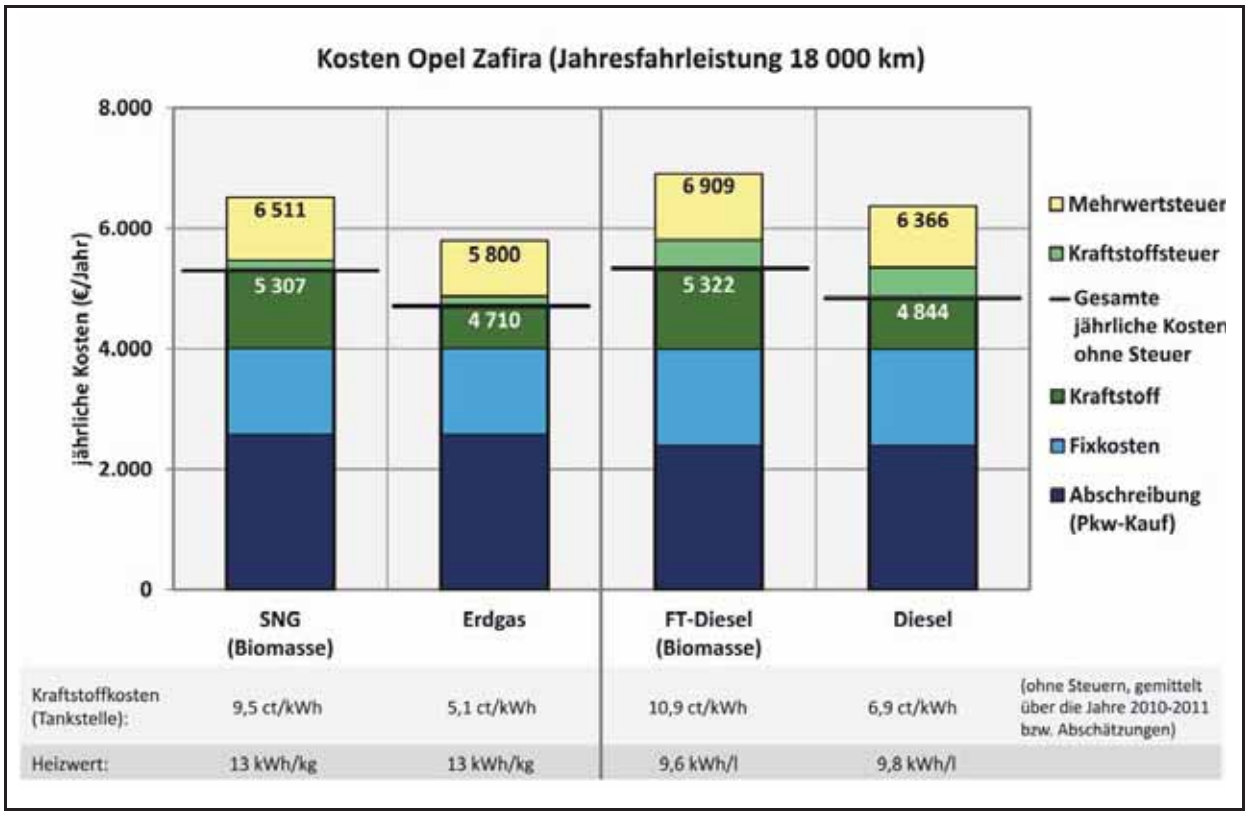


Abbildung 58: Jährliche Kosten (TCO) für ein SNG-Fahrzeug – im Vergleich zum Erdgas-, FT-Diesel- und Dieselfahrzeug

Der insgesamt geringe Bestand an Erdgasautos, trotz vorhandener Serienreife und niedrigerer Kraftstoffkosten, erklärt sich unter anderem auch durch die geringe Anzahl von ca. 900 Erdgastankstellen in Deutschland im Jahr 2011, im Gegensatz zu

knapp 14.400 konventionellen Tankstellen. Das vorhandene Tankstellennetz ist bei heutigen Reichweiten jedoch ausreichend und im Falle einer forcierten Marktdurchdringung mit Erdgasfahrzeugen erscheint ein weiterer Ausbau des Netzes technisch einfach und zu vertretbaren Kosten realisierbar.

Anhand des exemplarisch ausgewählten Allzweck-Fahrzeugs Opel Zafira wird nachfolgend die Nutzung von SNG als Kraftstoff genauer dargestellt. Dabei wird dem SNG neben Erdgas auch Diesel und Fischer-Tropsch (FT)-Diesel gegenübergestellt und anhand der Kosten, THG-Emissionen und THG-Minderungskosten diskutiert. FT-Diesel kann ebenfalls aus Biomasse hergestellt und ohne technische Änderungen in konventionellen Dieselfahrzeugen eingesetzt werden (Leible et al. 2008). In Abbildung 58 sind die jährlichen Kosten der Pkw betrieben mit SNG, Erdgas, FT-Diesel und Diesel im *Total Cost of Ownership* (TCO) Ansatz vergleichend gegenübergestellt. Die zugrunde gelegten Kraftstoffkosten sind jeweils Tankstellenpreise ohne Berücksichtigung von Mehrwert- und Kraftstoffsteuer. Um die Kosten vergleichbar zu machen, wurde für SNG zusätzlich zu den Kosten aus Tabelle 70 noch eine Tankstellen-Marge von 2,5 €/MWh (EID 2012) hinzu addiert.

Bei einer Betrachtung ohne Steuern sind die TCO biogener Kraftstoffe um ca. 10-15 % höher als die des jeweiligen fossilen Kraftstoffs. Im Vergleich der biogenen Kraftstoffe untereinander sind die TCO fast gleich hoch. Zudem wird ersichtlich, dass bei Erlass der Kraftstoffsteuern auf biogene Kraftstoffe diese ökonomisch mit Diesel (inkl. Kraftstoffsteuer, excl. MwSt.) konkurrieren können, jedoch nicht mit Erdgas.

In Tabelle 73 sind auch die THG-Emissionen aufgeführt, bezogen auf den gefahrenen Kilometer. Die Pkw-Produktion ist bei ausschließlicher Nutzung fossiler Kraftstoffe für ca. 10 % der gesamten THG-Emissionen verantwortlich, bei Betrachtung der biogenen Kraftstoffe hingegen machen diese Emissionen bis zu 50 % der gesamten Emissionen aus. Legt man für SNG die im Kapitel 3.3 dargelegten Herstellungsverfahren und die damit verbundenen THG-Emissionen zugrunde und vergleicht diese mit einer energieautarken Produktion von biogenem FT-Diesel sowie mit der konventionellen Erdgas- bzw. Dieselproduktion, erhält man die unter „Kraftstoffherstellung und -transport, Betankung“ zusammengefassten THG-Emissionen. Es fällt auf, dass die THG-Emissionen der SNG-Bereitstellung als Kraftstoff höher liegen als die von FT-Diesel. Zum einen liegt dies an den zusätzlichen THG-Emissionen, die mit der SNG-Kompression auf 200 bar an der Tankstelle verbunden sind (siehe Tabelle 70). Würde zum anderen auf die Bereitstellung von SNG über Biogas verzichtet, dann würden sich die THG-Emissionen pro MWh_{Hu} von 37 auf 16 kg CO_2-Äq. vermindern.

Anzumerken ist ferner, dass die Emissionen bei fossilem Erdgas deutlich niedriger sind als die bei fossilem Diesel. In allen Fällen ermöglichen biogene Kraftstoffe deutliche THG-Einsparungen gegenüber fossilen Kraftstoffen. Die in der Tabelle angegebenen THG-Emissionen während der Nutzungsphase biogener Kraftstoffe sind nicht null, da andere Treibhausgase wie Methan und Stickoxide zu berücksichtigen sind. Letztlich werden mit beiden hier betrachteten biogenen Kraftstoffen die von der EU angestrebten Ziele von 95 g CO_2/km für 2020 (VO 443 2009) deutlich unterschritten.

Tabelle 73: THG-Emissionen und THG-Minderungskosten für ein SNG-Fahrzeug – im Vergleich zum Erdgas-, FT-Diesel- und Dieselfahrzeug

Fahrzeug: Opel Zafira, 110 kW		Einheit	SNG [1]	Erdgas [1]	FT-Diesel [2]	Diesel [3]
THG-Emissionen	**Bezogen auf das Jahr:**	kg CO_2-Äq./ Jahr	**1199**	**3802**	**844**	**4579**
	Pkw-Herstellung, -Wartung und -Entsorgung		454	454	454	454
	Kraftstoffherstellung und -transport, Betankung		711	738	339	695
	Nutzungsphase (ohne biogenes CO_2)		34	2.610	51	3.430
	bezogen auf den gefahrenen Kilometer (18 000 km/a)	g CO_2-Äq./ km	**67**	**211**	**34**	**254**
Kosten (ohne Steuern)	bezogen auf das Jahr	€/Jahr	5 307	4 710	5 322	4 844
	bezogen auf den gefahrenen Kilometer	€-ct/km	29,5	26,2	29,6	26,9
	davon Kraftstoff	%	24	15	25	18
THG-Minderungs-kosten	gegenüber Erdgas	€/t CO_2-Äq.	229	-	207	Keine THG-Minderung
	gegenüber Diesel		137	(-173)	128	-

[1] basierend auf Tabelle 70 und ecoinvent (Hischier et al. 2010)
[2] basierend auf Leible et al. (2008) und ecoinvent (Hischier et al. 2010), angenommener Verbrauch 7,1 l/100 km
[3] basierend auf ecoinvent (Hischier et al. 2010), angenommener Verbrauch 7,1 l/100 km

Die in Tabelle 73 gegenüber Erdgas dargestellten THG-Minderungskosten sind für beide biogene Kraftstoffe mit über 200 €/t CO_2-Äq. recht hoch. Gegenüber Diesel werden allerdings Minderungskosten in einer Größenordnung von 130-140 €/t CO_2-Äq. erreicht. Ein interessanter Sachverhalt ist, dass mit Erdgas gegenüber Diesel zwar geringere THG-Einsparungen erreicht werden können als mit biogenen Kraftstoffen, dafür aber die THG-Minderungskosten negativ sind, d.h. THG-Einsparungen bei gleichzeitigen Kosteneinsparungen erreicht werden können.

Mit der Zielstellung den Marktanteil von Erdgasfahrzeugen zu steigern, haben sich einzelne Fahrzeughersteller und Teile der Energiewirtschaft zur „Initiative Erdgasmobilität“ zusammengeschlossen. So haben diese auf der letzten Internationalen Automobil-Ausstellung (IAA) erklärt, nicht nur das Angebot an Erdgasfahrzeugen und Erdgastankstellen auszuweiten, sondern auch den Anteil an beigemischtem Bio-Erdgas im Kraftstoff Erdgas auf mindestens 20 % bis zum Jahr 2015 zu steigern. Hierzu bedarf es aus Sicht des Bündnisses zunächst jedoch einer Verbesserung energiepolitischer Rahmenbedingungen (dena 2011).

3.6.5 Schlussfolgerungen und Ausblick

Wie die Untersuchungen im Kapitel 3.5 zur SNG-Bereitstellung über Biogas und thermochemisch gewonnenes Rohgas gezeigt haben, ist SNG deutlich teurer als fossiles Erdgas. Auf der anderen Seite ist die Bereitstellung von Erdgas im Vergleich zu SNG mit rund 4- bzw. 14-fach höheren THG-Emissionen verbunden, je nachdem, ob man von Biogas aus Silomais oder von Rohgas aus Waldrestholz ausgeht.

Verständlicherweise ist der angeführte Preis- bzw. Kostenunterschied am geringsten, wenn man als Vergleichsbasis den Erdgasbezugspreis des Klein-Privatverbrauchers zugrunde legt, der Erdgas in erster Linie zur Wärmeproduktion verwendet. Dagegen sind die SNG-Bezugskosten eines 400 MW_{el}-GuD mindestens um den Faktor zwei bis drei höher, im Vergleich zu seinen sehr günstigen Erdgas-Bezugspreisen als Großverbraucher.

Folglich ist die SNG-Nutzung beim Kleinverbraucher zur Wärmeproduktion wirtschaftlich am ehesten zu realisieren. Gesetzliche Regelungen, die den Endverbraucher bei Umbau- und Neubaumaßnahmen dazu anhalten, zunehmend erneuerbare Wärme zu nutzen, verstärken diese Priorität. Dem Einsatz von Mikro-KWK-Anlagen dürfte hier mittelfristig aus betriebswirtschaftlichen Gründen nur eine geringe Bedeutung zukommen, aufgrund der höheren spezifischen Investitionen und der zu geringen realisierbaren Volllaststunden. Darüber hinaus ist aus volkswirtschaftlicher Sicht eine Förderung nach EEG in Frage zu stellen.

Die vergleichenden Untersuchungen zeigten ferner, dass der Einsatz von SNG im Pkw-Bereich eine interessante Möglichkeit darstellt, die THG-Emissionen im Verkehrsbereich zu mindern. Während zur Strom- bzw. Wärmebereitstellung auch andere umweltfreundliche Alternativen existieren, ist SNG eine der wenigen Möglichkeiten, kurzfristig und zu vertretbaren Kosten deutliche THG-Einsparungen im Verkehrssektor zu erreichen. Im Gegensatz zu FT-Diesel ist SNG zudem einer der wenigen Biokraftstoffe der zweiten Generation, der bereits in nennenswerten Mengen vorhanden ist.

Die weltweit gesehenen positiven Perspektiven für die Erschließung unkonventioneller Erdgasvorkommen dürften in den nächsten Jahren deutlich zur Stabilisierung der Erdgaspreise beitragen. Folglich sind es auch mittelfristig nicht die Erdgaspreissignale, die die Verwendung von Bio-Erdgas befördern, sondern vielmehr dessen Beitrag zur Entlastung des Treibhausklimas.

Literatur zu Kapitel 3.6

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie), 2012: Energiedaten – Zahlen und Fakten. Online: http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Statistik-und-Prognosen/Energiedaten/ gesamtausgabe.html (Zugang: 23.4.2012).

dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH), 2011: Wirtschaft ergreift Initiative für Erdgasmobilität. Pressemitteilung vom 14.09.2011. Online: http://www.dena.de/presse-medien/pressemitteilungen/wirtschaft-ergreift-initiative-fuer-erdgasmobilitaet.html (Zugang: 23.4.2012).

EID (Energie Informationsdienst), 2012: Brutto-Tankstellenmargen im Januar bescheiden. Statistik vom 27.02.2012.

Hischier, R., Weidema, B., Althaus, H.J., Bauer, C., Doka, G., Dones, R., et al., 2010: Implementation of Life Cycle Impact Assessment Methods. Ecoinvent report No. 3, v2. 2, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH.

IANGV (International Association for Natural Gas Vehicles), 2011: Natural Gas Vehicle Statistics. Online: http://www.iangv.org/tools-resources/statistics.html (Zugang: 23.4.2012).

KBA (Kraftfahrt-Bundesamt), 2012: Neuzulassungen: Emissionen, Kraftstoffe - Zeitreihe 2005 bis 2011.

Leible, L., S. Kälber, G. Kappler, 2008: Energiebereitstellung aus Stroh und Waldrestholz. BWK 60 (5), 56-62.

VO 443/2009/EG (Verordnung (EG) Nr. 443/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen im Rahmen des Gesamtkonzepts der Gemeinschaft zur Verringerung der CO_2-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen).

3.7 Gesamtvergleich der Prozessketten „SNG aus Biomasse“ (AP6) (IER)

Für den Gesamtvergleich der Energieerzeugung aus biogenen Gasen werden die Referenzsysteme und der Stand der energetischen Nutzung biogener Gase in Baden-Württemberg dargestellt. Um die Zeitgerechtigkeit des Projektes zu bieten, wurde für die Modellberechnung das Basisjahr 2010 angenommen.

Ziel des AP6 ist es, die in den AP7 betrachteten und analysierten Prozessketten systemanalytisch einzuordnen und zu vergleichen. Hierzu werden zunächst in den Kapiteln 3.7.1 bis 3.7.4 die fossilen Referenzsysteme des Strom-Mix und Wärme-Mix sowie speziell die Referenzen für SNG erläutert und ihre Gestehungskosten und Treibhausgasemissionen dargestellt. Auch für die fossilen Energieträger Strom, Erdgas und Heizöl sowie für fossile Kraftstoffe werden die erforderlichen Kosten- und Emissionsdaten zusammengefasst. Kapitel 3.7.5 stellt den aktuellen Stand der Biogas- und Synthesegasnutzung in Baden-Württemberg dar.

3.7.1 Fossile Referenzen der Energie-Mixe

In der Tabelle 74 sind die fossilen Referenzen der Energie-Mixe für die Strom- und Wärmeerzeugung aus biogenen Gasen dargestellt.

Tabelle 74: Beschreibung der fossilen Referenzen für die Strom- und Wärmeerzeugung aus biogenen Gasen

Referenz	Beschreibung	End-energie
1) Stromsubstitution-Mix DE 2007	Mix fossiler Energieträger, die durch **Stromerzeugung** aus Biogas verdrängt wurden (UBA 2009)	Strom
2) Strom-Mix DE 2009	**Strom(erzeugung)-Mix,** d.h. der bei dem Kraftwerkportfolio im Jahre 2009 in Deutschland erzeugte Strom (Leitungsverluste nicht berücksichtigt) (Stenull 2011 nach Stala 2010, BDEW, Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.; AG Energiebilanzen e.V.)	Strom
3) Wärmesubstitution-Mix Biogas DE 2007	Mix fossiler Energieträger, die durch **Wärmebereitstellung** aus Biogas verdrängt wurden (UBA 2009)	Wärme
4) Wärme-Mix DE 2007	**Wärme(verbraucher)-Mix** d.h. der thermische Endenergieverbrauch verschiedener Energieträger für Raumwärme, Prozesswärme und Warmwasser (Stenull 2011 nach UBA 2009, BDEW 2008)	Wärme

Im Bereich der Stromerzeugung erfolgte zusammen mit den Projektpartnern eine Einigung auf zwei fossile Referenzen: auf den Strom-Mix Deutschland 2009 und zusätzlich auf den Stromsubstitution-Mix 2007.

- In der Regel wird bei der Einordnung erneuerbarer Energien mit dem Strom-Mix als fossile Referenz gerechnet (vgl. Vogt 2008, Döhler et al. 2010, Thrän et al. 2010). Der Strom-Mix Deutschland basiert auf dem jeweils aktuellen Kraftwerksportfolio in Deutschland und dem hieraus erzeugten Strom. Da der deutsche Strom-Mix sich auf den Strom(erzeugungs)-Mix in Deutschland bezieht, wird in den Strom-Mix auch der Anteil an in Deutschland erzeugtem erneuerbarem Strom mit eingerechnet. Dieser betrug 14,5% der gesamten Stromerzeugung in

Deutschland im Jahre 2008. Im Jahre 2009 stieg der Anteil an erneuerbarem Strom weiter auf 15,9%. Damit wird die Stromerzeugung aus biogenen Gasen im Falle der fossilen Referenz „Strom-Mix DE“ in Teilen einem erneuerbaren Strom-Mix gegenübergestellt, was aus methodischer Sicht eine Teilsubstitution von Erneuerbaren mit erneuerbaren Energien bedeutet. Dennoch wird diese Referenz hier weiter verfolgt, insbesondere um die Vergleichbarkeit der Projektergebnisse mit den Ergebnissen anderer Studien (siehe oben) gewährleisten zu können.

- Um die Stromerzeugung aus biogenen Gasen nicht in Teilen einem erneuerbaren Strom-Mix gegenüber zu stellen, wurde hier der Stromsubstitution-Mix als zusätzliche fossile Referenz eingeführt. Dieser Mix wurde der (UBA 2009) Studie entnommen und beruht auf der Modellberechnung des Elektrizitätssektors nach (Klobasa et al. 2009). In diesem Mix sind ausschließlich fossile Energieträger enthalten, die durch erneuerbaren Strom aus biogenen Gasen verdrängt wurden.

Im Bereich des Wärmeverbrauchs wird ebenfalls von zwei fossilen Referenzen ausgegangen: dem Wärme-Mix und dem Wärmesubstitution-Mix. Dieser Mix wurde ebenso wie der Stromsubstitution-Mix eingeführt, damit die Doppelsubstitution von erneuerbaren Energien vermieden werden kann. Der Wärmesubstitution–Mix bezieht sich jedoch nur auf Biogas, da im Jahre 2008 in dem Wärmesektor keine Wärme aus Vergasung von Biomasse erzeugt wurde.

Die weiteren Grundannahmen für die Festlegung der fossilen Referenzen werden nachfolgend aufgelistet:

- Beim **Strom-Mix** handelt es sich um den „**Strom(erzeugungs)-Mix“**. Bei dem **Wärme-Mix** handelt sich um den **„Wärme(verbrauchs)-Mix“**, da nur Anteile der gesamten anfallenden Wärme in Deutschland genutzt werden. Bei dem Wärmeverbrauch handelt es sich um die Raumwärme, Warmwasser und sonstige Prozesswärme (BDEW 2008).
- Das **Jahr 2010** ist das **Basisjahr** für die Modellanlagenrechnung. Der Stromerzeugung-Mix bezieht sich jedoch auf das Basisjahr 2009, da keine endgültigen Daten für das Jahr 2010 vorlagen. Hier ist jedoch mit geringen Abweichungen zwischen 2009 und 2010 zu rechnen. Für den Wärme-Mix und die Substitution-Mixe (für die Erklärung der Begriffe siehe Tabelle 74) lagen zur Zeit der Arbeiten die neusten Daten für das Jahr 2007 in der Literatur vor. Daher beziehen sich der Strom- und Wärmesubstitution-Mix sowie Wärme-Mix zwar auf das Jahr 2007, werden aber für das Jahr 2009 angewendet, da davon auszugehen ist, dass in diesen Energie-Mixen keine entscheidenden Änderungen in den Technologieanteilen aufgetreten sind. Hinzu kommt, dass es sich bei den Strom- und Wärmesubstitution-Mixen um eine Modellrechnung nach (Klobasa et al. 2009) handelt, die projektspezifisch war und somit nicht jährlich fortgeschrieben wird.
- Der Fokus des Projektvorhabens liegt ausschließlich auf der energetischen Nutzung von biogenen Gasen in dem Bundesland **Baden-Württemberg**. Dennoch beziehen sich die fossilen Referenzen auf den **Deutschland-Mix**, da Strom nicht bundesweit sondern deutschlandweit vermarktet wird. Weiterhin liegen Daten

bzw. Quellen für den sog. Substitution-Mix (siehe Tabelle 74) lediglich auf der deutschen Ebene vor. Bei dem Wärmeverbrauch liegt der höchste Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung in Baden-Württemberg ähnlich wie in ganz Deutschland bei Steinkohle und Erdgas. Somit wird bei allen „Mix- Referenzen“ von der deutschen und nicht der baden-württembergischen Ebene ausgegangen.

- Die Strom- und Wärmegestehungskosten beziehen sich auf das Betriebsjahr 2009 und beinhalten jeweils: Investitionskosten, kapitalgebundene Kosten, betriebs- und verbrauchsgebundene Kosten. Bei den **Stromgestehungskosten** verstehen sich die Kosten **frei Kraftwerk**, d.h. ohne Berücksichtigung der Netzverluste und Netzkosten. Bei den **Wärmegestehungskosten** sind es **Kosten frei Verbraucher**, d.h. dass die Kosten der Wärmeverteilung in den Gestehungskosten berücksichtigt werden. Alle Gestehungskosten verstehen sich **ohne Mehrwertsteuer**.
- Für die Berechnung der Treibhausgasemissionen wurden folgende Treibhausgas-Faktoren nach CML Dez. 2007 (LCA Wirkungskategorie) in kg $CO_{2\ Äq.}$ zu Grunde gelegt:

CO_2	$CH_{4\ fossil}$	$CH_{4\ biogen}$	N_2O
1	25	25	298

Die Anteile der jeweiligen Energieträger an den fossilen Mix-Referenzen sind in der Tabelle 75 gelistet.

Tabelle 75: Anteile der Energieträger an den fossilen Referenzen für die Strom- und Wärmebereitstellung aus biogenen Gasen

Energieträger	Stromsubstitution-Mix 2007 DE[1)]	Strom-Mix 2009 DE[2)]	Wärmesubstitution-Mix 2007 DE[3)]	Wärme-Mix 2007 DE[4)]
	%	%	%	%
Braunkohle	1	25		
Kernenergie		23		
Steinkohle	66	18	6	10
Erdgas	32	13	46	45
Mineralölprodukte	1	2	48	19
Sonstige		4		
Erneuerbare darunter		16		
Wasserkraft		3		
Windkraft		7		
Biomasse		4		8
Photovoltaik		1		
Geothermie		0		
Müll		1		
Fernwärme				5
Strom				13
SUMME:	100	100	100	100

[1)] UBA 2009
[2)] AGEB 2011
[3)] UBA 2009
[4)] BDEW 2008, BMU 2011

Aus dem von (Klobasa et al. 2009) errechneten Stromsubstitution-Mix 2007 lässt sich ableiten, dass die Stromerzeugung aus biogenen Gasen hauptsächlich Strom aus Steinkohle (66%) und Erdgas (32%) verdrängt hat.

Im Gegensatz dazu bestanden die Anteile des deutschen Strom-Mix in 2009 zu 25% aus Braunkohle, zu 23% aus Kernenergie, zu 18% aus Steinkohle, zu 16% aus Erneuerbaren Energien und zu 13% aus Erdgas (AGEB 2010).

Bei dem Wärmesubstitution-Mix wurde durch die Wärmeerzeugung aus Bio-, Klär- und Deponiegas hauptsächlich Wärme aus Erdgas (zu fast 50%) und Mineralölprodukten (zu fast 50%) verdrängt.

Den höchsten Anteil im Wärme-Mix hat fast zur Hälfte der Wärmeerzeugungspfad aus Erdgas, gefolgt von Mineralöl und Strom. Beachtet werden muss, dass der relativ hohe Anteil von 13% Strom am deutschen Wärme-Mix daraus resultiert, dass in dem Wärme-Mix ebenfalls Warmwasser und Kochwärme berücksichtigt werden, die oft stromerzeugt sind.

Gestehungskosten der fossilen Energie-Mixe

Die Kosten des fossilen Referenz-Mix errechnen sich anteilig aus den Gestehungskosten der im Mix enthaltenen Technologien.

Strom-Mix und Stromsubstitution-Mix

Für die Berechnung der jeweiligen Gestehungskosten wurden für die einzelnen Energieträger (siehe Tabelle 75) zunächst typische Energieumwandlungstechnologien ausgewählt. So wurde z.B. für Steinkohle ein Steinkohlekraftwerk mit 1.050 MW und für Erdgas ein GuD-Kraftwerk mit 800 MW gewählt.

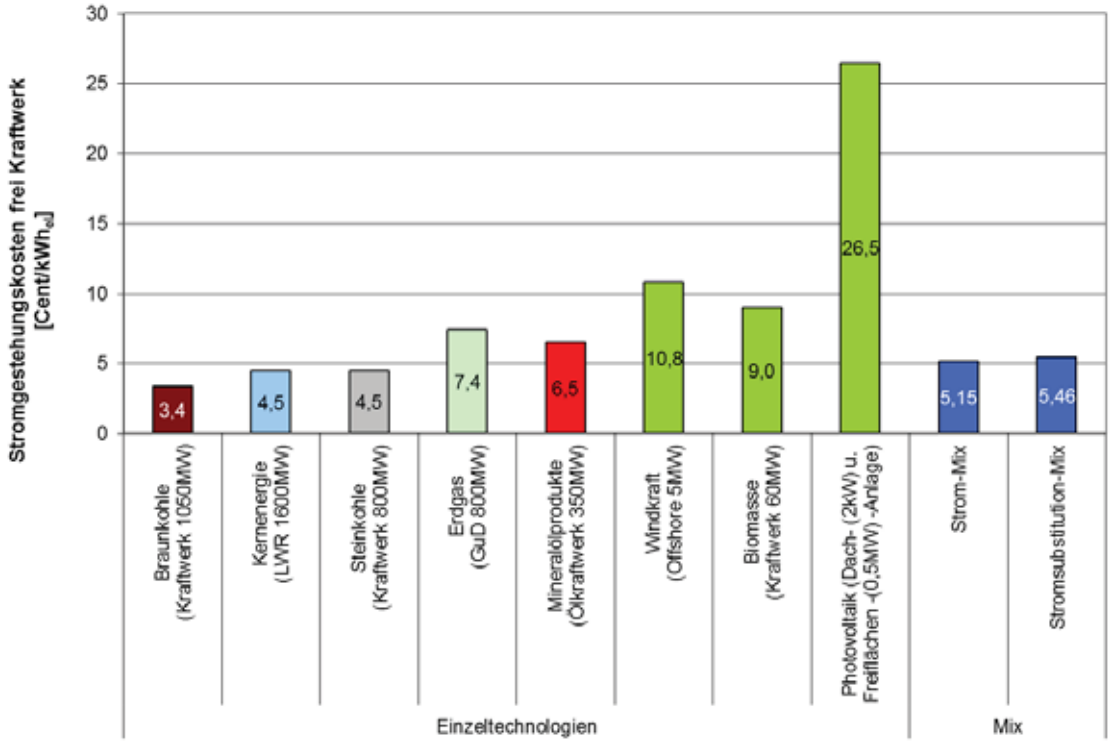


Abbildung 59: Stromgestehungskosten der anteiligen Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien nach Blesl et al. 2008a; König 2009, Stenull 2011, Wissel et al. 2010.

Weitere spezifische Technologien, die dem deutschen Strom-Mix zugrunde gelegt wurden, können der Abbildung 59 entnommen werden. Die Kosten des Strom-Mix ergeben sich aus den Anteilen (bezogen auf Stromerzeugung Brutto) der Gestehungskosten frei Kraftwerk der jeweils zugrunde gelegten Technologien. Die Preise fossiler Prozessenergie bzw. fossiler Brennstoffe wie Erdgas oder Strom, die die einzelnen Kraftwerke benötigen, können dem Kapitel 3.7.2 entnommen werden.

Die Gestehungskosten des deutschen Strom-Mix (frei Kraftwerk) für das Referenzjahr 2009 betragen 5,2 Cent/kWh_{el}. Die Gestehungskosten des Substitution-Mix betragen 5,5 Cent/kWh_{el}. Der Grund für die höheren Gestehungskosten des Substitution-Mix ist, dass der Mix zu 32% aus Strom besteht, welcher durch ein Erdgas-GuD erzeugt wurde (siehe Tabelle 75). Dieser weist im Vergleich zu den anderen fossilen Energieträgern höhere Kosten auf. Von den Erneuerbaren Energien zur Stromgewinnung schneiden die Solarkraftwerke am teuersten ab. Da sie aber nur zu 1% im Strom-Mix vertreten sind, nehmen sie sehr geringen Einfluss auf die Höhe der Gestehungskosten des deutschen Strom-Mix.

Wärme-Mix und Wärmesubstitution-Mix

Die Vorgehensweise bei der Ermittlung von Wärmegestehungskosten entspricht dem Vorgehen der Ermittlung von Stromgestehungskosten (siehe oben). Der Unterschied liegt in den betrachteten Kostenkomponenten. Bei dem Wärme-Mix werden zusätzlich die Kosten der Verteilung berücksichtigt, d.h. der Wärme-Mix versteht sich als „frei Verbraucher“.

Bei dem Wärme-Mix spielen vor allem dezentrale Technologien eine bedeutende Rolle: Erdgaskessel, Heizölkessel, Heizwerk und Wärmegewinnung aus Strom z.B. mittels Stromerhitzer oder Nachtspeicher. Die zentralen Technologien wie Fernwärme nehmen deutlich geringere Anteile im Wärme-Mix ein. Bei der Wärmebereitstellung aus den zentralen Technologien wurden Fernwärmegestehungskosten zu Grunde gelegt (Blesl et al. 2008b). Diese wurden auch für die Wärmegestehungskosten aus Steinkohle angenommen, da der Wärme-Mix zu 10% aus Steinkohle besteht (Tabelle 75). Es wurde in diesem Fall davon ausgegangen, dass die Wärme aus Steinkohle überwiegend im KWK-Prozess in Steinkohlekraftwerken erzeugt wird.

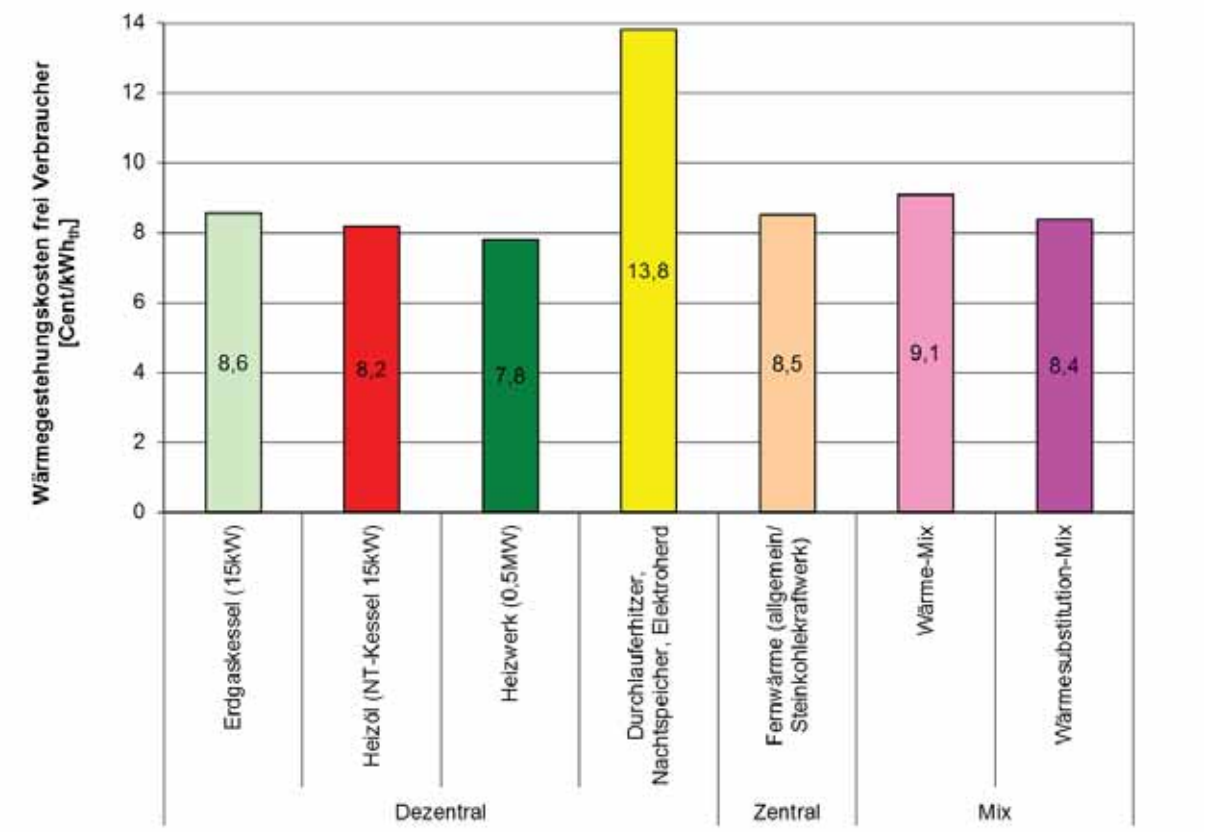


Abbildung 60: Wärmegestehungskosten der anteiligen Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien Quelle: BDEW 2010; Blesl et al. 2008b; König 2010, Stenull 2011, Wissel et al. 2010; Zech et al. 2010

Die Beschreibung der Kessel- bzw. Kraftwerkgröße sowie die Kosten der jeweiligen zugrunde gelegten Technologien für den Wärme- und Wärmesubstitution-Mix sind der Abbildung 60 zu entnehmen. Die Gestehungskosten der einzelnen Technologen verstehen sich inklusive der Wärmenetzkosten und liegen bei den zu Grunde gelegten Technologien ausgenommen der Wärmeerzeugung aus Strom zwischen 7,8 und 10,4 Cent/kWh_{th}. Am kostengünstigsten (unter den zugrunde gelegten Preisen der fossilen Brennstoffe) schnitten die Wärmegestehungskosten aus dem dezentralen Heizwerk (7,8 Cent/kWh_{th}) (Für Biomasseheizwerk siehe auch Tabelle 82) ab. Die Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung beliefen sich auf 8,5 Cent pro kWh_{th}. Die Wärmerzeugung aus Strom stellt sich als technisch am wenigsten effizient und somit auch als die teuerste Variante dar (13,8 Cent/kWh_{th}).

Aufbauend auf den Anteilen der Energieträger an den fossilen Referenz-Mixen (siehe Tabelle 75) beläuft sich die Höhe der Gestehungskosten des Wärme-Mix auf 9,1 Cent/kWh_{th}. Die Gestehungskosten des Wärmesubstitution-Mix liegen im Vergleich über ein Cent billiger bei 8,4 Cent/kWh_{th}. Dies ist durch die eher niedrigen Heizölpreise im Jahre 2009 (Im Vergleich zu 2008) bedingt. Anzumerken ist, dass die Heizölpreise in den Jahren 2010 und 2011 gestiegen sind. Für die zugrunde gelegten Preise fossiler Brennstoffe siehe Kapitel 3.7.2.

Treibhausgasemissionen des fossilen Energie-Mix

Die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) der fossilen Referenzen beziehen sich auf die gesamte Kette der Strom- und Wärmeerzeugung der jeweiligen Energie-

träger (d.h. auch vorgelagerte Ketten). Sie wurden nicht von (Klobasa et al. 2009) übernommen, da in dieser Studie ausschließlich CO_2-Minderungsfaktoren angegeben wurden und nicht die Emissionen der Lebenszykluskette der fossilen Energieträger berücksichtigt wurden, die in dem Mix enthalten sind.

Die Treibhausgasemissionen wurden anhand des Gabi 4.4 Programms mit Hilfe der Ecoinvent Datenbank 2007 und eigenen Datensätzen errechnet (Stenull 2011).

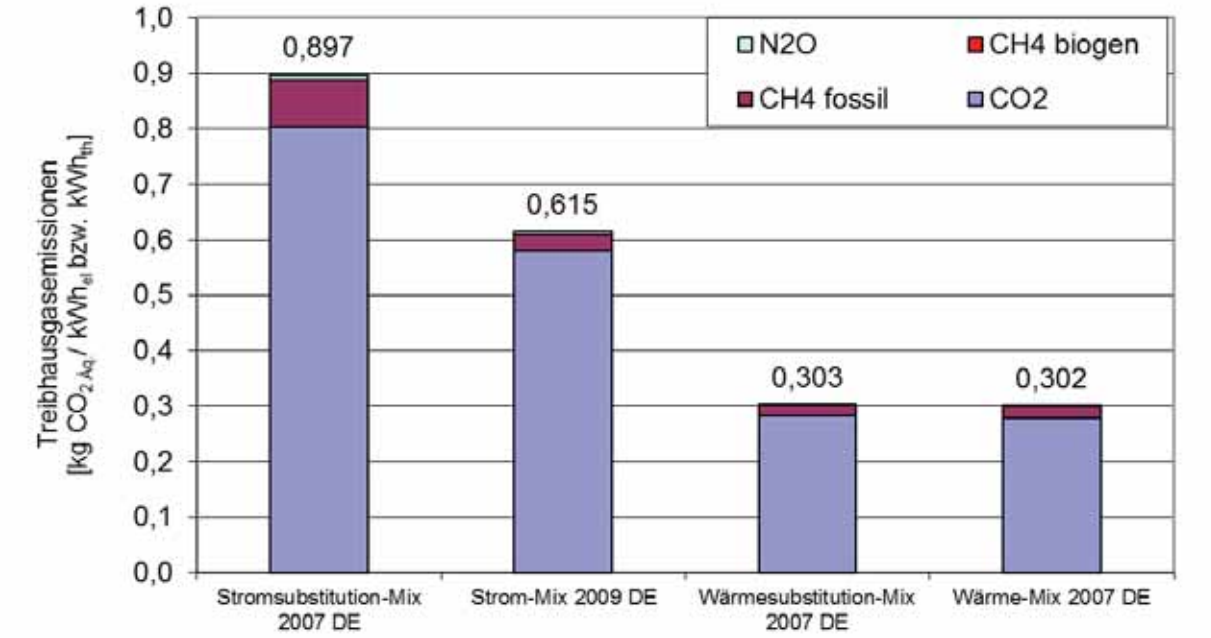


Abbildung 61: Treibhausgasemissionen der Referenzen (Energie-Mix)

Die Ergebnisse der Treibhausgasbilanz der fossilen Referenzen sind in der Abbildung 61 dargestellt. Die höchsten Treibhausgasemissionen weist die fossile Referenz Stromsubstitution-Mix 2007 DE auf, da der Mix zu zwei Dritteln aus Strom besteht, welcher aus dem emissionsintensiven Energieträger Kohle erzeugt wurde. Der Strom-Mix 2009 DE schneidet deutlich besser ab, da Kohlestrom deutlich weniger Anteile in dem Mix hat. Hinzu kommt, dass hier die weniger treibhausgasemissionsintensiven Stromerzeugungstechnologien wie z.B. die Kernkraft, Erdgaskraftwerke oder auch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nennenswerte Anteile an dem Strom-Mix DE 2009 haben.

Der Wärmesubstitution-Mix 2007 DE liegt mit 0,303 kg/kWh_{th} in der ähnlichen Größenordnung wie der Wärme-Mix 2007 (0,302 kg/kWh_{th}). Der Wärme-Mix enthält im Vergleich zu dem Substitution-Mix deutlich geringere Anteile an den emissionsintensiven Mineralölprodukten. Deshalb wäre hier mit einem günstigeren Emissionsfaktor zu rechnen. Jedoch ist in dem Wärme-Mix 2007 ca. 13% Strom enthalten (siehe Tabelle 75), was in diesem Fall die Emissionshöhe wiederum negativ beeinflusst.

3.7.2 Strom und Erdgas

Bei den Strom- und Erdgaspreisen handelt es sich um die Preise der fossilen Prozessenergie (z.B. Strombedarf des Heizwerks) oder um die Preise des Brennstoffmediums (z.B. für den Erdgaskessel), die die Höhe der verbrauchgebunden Kosten bestimmen. Die Preise sind ohne Steuer zu verstehen.

Strom- und Erdgaspreise

Die Preise fossiler Hilfsenergien sind der Tabelle 76 zu entnehmen. Die statistische Erhebung von Eurostat unterscheidet zwischen Erdgas und Strom für Industrie- bzw. Haushaltabnehmer für die europäischen Länder und für das jeweilige Jahr. Die Daten werden halbjährlich erhoben. Der durchschnittliche Erdgaspreis (Jahresdurchschnitt 2009) betrug 3,5 Cent/kWh für Industrieabnehmer und 4,6 Cent/kWh für Haushaltabnehmer. Beim Strom belief sich der Preis für Industrieabnehmer auf 9,7 Cent und für Haushaltabnehmer auf 13,8 Cent pro kWh_{el}. Zum Vergleich wurden die Statistiken von BDEW eingefügt. Hier liegen die Strompreise für Industrieabnehmer um 1 Cent niedriger, die Strompreise für Haushaltabnehmer sind geringfügig höher.

Bei der Berechnung der Gestehungskosten für diejenigen Technologien, die den Strom- und Stromsubstitution-Mix bilden (siehe Kap. 0), wurde von den Preisen für Strom und Erdgas für Industrieabnehmer ausgegangen.

Tabelle 76: Erdgas- und Strompreise für das Basisjahr 2009 ohne Steuer

Energieträger	Preis	Quelle
Erdgas	Cent/kWh	
Erdgaspreis Industrieabnehmer	**3,5**	**Eurostat**
Erdgaspreis Haushaltabnehmer	**4,6**	**Eurostat**
Strom		
Strompreis Industrieabnehmer	**9,7**	**Eurostat**
	8,7	BDEW 2012
Strompreis Haushaltabnehmer	**13,8**	**Eurostat**
	14,1	BDEW 2012

*Die angenommenen Zielwerte wurden fett markiert

Bei dem Wärme- und Wärmesubstitutions-Mix (siehe Kap. 0) wurde bei den zentralen Technologien von Industrieabnehmerpreisen und bei den dezentralen Technologien von Haushaltabnehmerpreisen ausgegangen.

Heizwert von Erdgas

Da sich der Heizwert von Erdgas je nach seiner Herkunft unterscheidet, wurde ein durchschnittlicher Heizwert anhand der Importanteile und der jeweiligen Heizwerte der nach Deutschland im Jahre 2009 importierten Erdgase ermittelt. Die drei wichtigsten Import-Länder für Deutschland sind Norwegen, Russland und die Niederlande. Als Vereinfachung wurde der untere und obere Heizwert von Erdgas als anteiliges Mittel der Heizwerte von Gas aus diesen drei Import-Ländern berechnet (IEA 2008). Die Inländische Förderung sowie die Importländer Dänemark und Großbritannien wurden nicht berücksichtigt. Die Anteile der nach Deutschland Importierten Gase geteilt nach Import-Ländern stammen aus BDEW 2010 und beziehen sich auf das Jahr 2009. Die jeweiligen unteren und oberen Heizwerte für das Basisjahr 2009 sowie der hieraus errechnete durchschnittliche obere und untere Heizwert sind der Tabelle 77 zu entnehmen.

Tabelle 77: Heizwert von nach Deutschland importiertem Erdgas in 2009

Gase aus Importländern und inländische Förderung	Anteile 2009[1)] [%]	Anteile der wichtigsten Importgase[2)] 2009 [%]	Oberer Heizwert[3)] Ho [MJ/m³]	Unterer Heizwert[4)] Hu [MJ/m³]
Inländische Förderung	14%			
Russland	37%	45%	38,23	34,41
Norwegen	26%	32%	40,00	36,00
Niederlande	19%	23%	33,32	29,99
Dänemark, Großbritannien	4%			
SUMME	100%		**37,65**	**33,89**

1) (BDEW 2010) BDEW 2010: Erdgas in Deutschland 2009 – erste Ergebnisse
2) Es wurden nur die größten Anteile der Import-Gase (Erdgas aus Russland, Norwegen und Niederlande) betrachtet
3) (IEA 2008) IEA 2008: International Energy Statistics, Natural Gas Information 2008
4) Hu=0,9·Ho (IEA 2008)

THG-Emissionen der Stromerzeugung und Erdgasnutzung

Die THG-Emissionen der Stromerzeugung hängen von dem jeweiligen Energieträger und der eingesetzten Technologie ab. Die THG-Emissionen des Strom-Mix in Deutschland sind der Abbildung 61 zu entnehmen.

Die THG-Emissionen, die durch die Erdgasnutzung entstehen, sind ebenfalls brennstoff- und technologiespezifisch, wobei hier drei Nutzungspfade zu unterscheiden sind (Strom-, Wärme- oder Kraftstoffsektor). Für die THG-Emissionen durch Verbrennung von Erdgaskraftstoff siehe Kapitel 0. Für die Stromerzeugung in Erdgas-GuD-Kraftwerken und die Strom- und Wärmeerzeugung in einem Erdgas-BHKW siehe Kapitel 0.

3.7.3 Fossile Kraftstoffe und Heizöl

Trotz unterschiedlicher Endnutzung werden fossile Kraftstoffe und Heizöl-Referenzen gemeinsam erörtert, da sie hinsichtlich Kostenstrukturen deutliche Ähnlichkeiten aufweisen.

Fossile Kraftstoff- und Heizölpreise

Es werden folgende fossile Kraftstoffreferenzen für den SNG-Kraftstoff herangezogen: Benzin, Diesel und Erdgas.

Folgende Preiskomponenten sind im Kraftstoffpreis an der Tankstelle enthalten[1]:

- Der **Produktpreis des Kraftstoffs** richtet sich nach den Preisen, die an der Börse in Rotterdam gehandelt werden (Mineralölwirtschaftsverband e.V.)[2].
- Der **Deckungsbeitrag** (beinhaltet u.a. Kosten für Transport, Lagerhaltung, gesetzliche Bevorratung, Verwaltung, Vertrieb) beträgt zwischen 9 und 10% des Kraftstoffpreises ohne Marge.
- Die **Mineralölsteuer** für Benzin (65,45 Cent/l), Diesel (47,04 Cent/l)[3] und Erdgas (1,39 Cent/kWh)[4].

[1] Zu den oben genannten Kraftstoffpreiskomponenten kommt noch die Marge der Tankstellen hinzu.
[2] http://www.mwv.de/cms/front_content.php?idcat=14

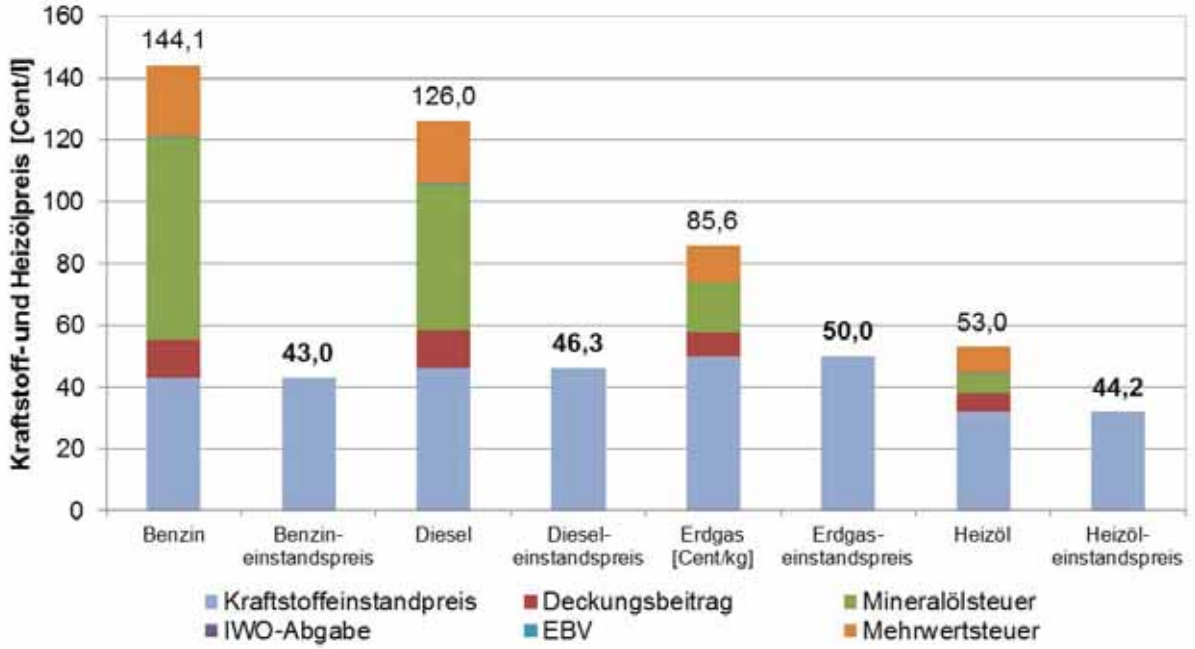
- Der **Erdölbevorratungsbeitrag** (EBV) für Benzin (0,41 Cent/l) und Diesel (0,35 Cent/l)[5].
- Die **Mehrwertsteuer** beträgt 19% und wird sowohl für den Kraftstoffpreis, den Deckungsbeitrag als auch für Mineralölsteuer erhoben.

Heizöl als fossile Referenz wird als Hilfsenergie bzw. als Brennstoff in den dezentralen Technologien des Wärme-Mix benötigt.

In dem Heizölpreis (ohne Marge) sind folgende Kostenkomponenten enthalten:

- Der **Produktpreis von Heizöl** richtet sich nach den Preisen des Instituts für Wärme und Öltechnik[6].
- Der **Deckungsbeitrag** beträgt 9 % und beinhaltet u.a. Kosten für Transport, Lagerhaltung, gesetzliche Bevorratung, Verwaltung, Vertrieb.
- Die **Mineralölsteuer** für Heizöl beträgt 6,14 Cent/l.[7]
- Die **IWO-Abgabe** d.h. die Abgabe an das Institut für wirtschaftliche Ölheizung (0,07 Cent/l für Heizöl).
- Die **Mehrwertsteuer** beträgt 19% und wird sowohl für den Kraftstoffpreis, den Deckungsbeitrag als auch für Mineralölsteuer erhoben.

Für die fossilen Referenzen wird nur der **Produkteinstandspreis** von Kraftstoff aus den oben genannten Kostenkomponenten des Kraftstoffpreises und Heizölpreises berücksichtigt, um die Vergleichbarkeit mit Bereitstellungskosten von SNG-Kraftstoff zu gewährleisten. Diese sind in der



Anmerkung: Die Marge der Tankstelle bzw. Heizölzulieferer wurde nicht berücksichtigt.
Rohölpreis 2009: 60,86 $/bbl (OPEC Bulletin in: http://www.mwv.de/index.php/daten/statistikenpreise/?loc=4)
* Der Einstandspreis enthält 15% Marge für den Vertrieb.

Abbildung 62: Preiskomponenten fossiler Kraftstoffe und Heizöl – Unterscheidung mit und ohne Mehrwertsteuer (Basisjahr 2009)

[3] §§ 2 und 3 EnergieStG (§ 2 Abs. 1 Nr. 1)
[4] §§ 2 und 3 EnergieStG (§ 2 Abs. 2 Nr. 1)
[5] www.ebv-oil.de; EBV Beitragssatz für Benzin für den Zeitraum 01.04.2008-31.03.2010; EBV Beitragssatz für Diesel und leichtes Heizöl für den Zeitraum 01.04.2007-31.03.2010;
[6] http://www.oelheizung.info/moderner-brennstoff/heizoelpreis/preisbildung.html
[7] §§ 2 und 3 EnergieStG (§ 2 Abs. 1 Nr. 1)

Abbildung 62 als „Kraftstoff- bzw. Heizöleinstandspreis“ gekennzeichnet. Für die Unterschiede zwischen den Preisen mit und ohne Steuer und Abgaben von fossilen Referenzen bzw. Hilfsenergien siehe auch

Abbildung 62. Es wurden die Kraftstoffpreise in den üblichen Mengeneinheiten angegeben (Cent/l und Cent/kg für Erdgas). Die Preise fossiler Kraftstoffe und für Heizöl beziehen sich auf das Basisjahr 2009.

Die für das Projekt zugrunde gelegten Preise fossiler Referenzen bzw. Hilfsenergie sowie die angenommene Dichte und Heizwerte der Energieträger sind der Tabelle 78 zu entnehmen. Die Preise in 2009 sind im Vergleich zu 2008 gesunken, da die Preise für Kraftstoffe und Heizöl in 2008 einen ihrer Höchststände erreicht haben. Wobei wiederum für 2011 und voraussichtlich für das Jahr 2012 die Preise der Kraftstoffe über dem Peak von 2008 liegen (www.adac.de).

Tabelle 78: Preise fossiler Kraftstoffe und Heizöl ohne Mehrwertsteuer für das Basisjahr 2009

Preisbestandteile	Einheit	Benzin-einstands-preis	Diesel-einstands-preis	Erdgas-einstands-preis	Heizöl-einstands-preis
Kraftstoff 2009	**cent/kWh**	**4,8**	**4,7**	**4,3**	**3,2**
davon					
Produktpreis ohne Marge	cent/kWh	4,1	4,0	3,7	2,7
Marge	cent/kWh	0,7	0,7	0,6	0,5
Deckungsbeitrag	cent/kWh	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.
Mineralöl- bzw. Kraftstoff-steuer	cent/kWh	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.
IWO-Abgabe	cent/kWh	–	–	–	n.b.
EBV	cent/kWh	n.b.	n.b.	–	n.b.
Mehrwertsteuer	cent/kWh	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.
Heizwert	kWh/kg	12,00	11,80	11,62	11,83
Dichte	kg/l	0,74	0,83	0,00081	0,85

n.b. – nicht berücksichtigt

THG-Emissionen der Kraftstoff- und Heizölverbrennung

Die Treibhausgasemissionen sind in Tabelle 79 dargestellt. Bei den fossilen Kraftstoffreferenzen (Diesel, Benzin und Erdgas) beziehen sich die THG-Emissionen auf die Bereitstellung des Kraftstoffs und den Betrieb eines Benziner-, Diesel- und Erdgasfahrzeugs. Die Emissionen von Kraftfahrzeugbau- und Entsorgung werden nicht berücksichtigt.

Bei Heizöl handelt sich um die Emissionen, die bei der Bereitstellung des Heizöls und bei der Verbrennung des Heizöls (inklusive Hilfsenergie: Strom) im Kessel entstehen. Die Datensätze stammen aus der Ecoinvent Datenbank 2007.

Tabelle 79: Emissionen bei der Bereitstellung und Nutzung fossiler Kraftstoffe und von Heizöl für das Basisjahr 2009

	Treibhausgasemissionen			
Kraftstoff bzw. Brennstoff	kg $CO_{2\ Äq.}$/km	kg $CO_{2\ Äq.}$/l[1)]	kg $CO_{2\ Äq.}$/kg[1)]	kg $CO_{2\ Äq.}$/kWh_{th}
Benzin	0,233	2,924	3,952	
Diesel	0,209	3,156	3,802	
Erdgas	0,211	0,003	3,288	
Heizöl leicht		3,608	4,270	0,340

1) Für Benzin-, Diesel- und Erdgaskraftstoff handelt es sich hier um eine „Well-to-Wheel" Analyse.
Quelle: Ecoinvent Datenbank 2007

3.7.4 Referenzen für SNG – Strom- und Wärmeerzeugung aus Erdgas und Biomasse

Für die SNG-Nutzung wurden folgende fossile Referenzen zugrunde gelegt:

- Wärme aus Zentralheizung (Erdgaskessel 15 kW_{th}),
- Wärme aus Biomasseheizwerk (Waldrestholz - WRH) (500 kW_{th}),
- Strom und Wärme aus Erdgas BHKW (2 MW_{el}),
- Strom aus GuD Kraftwerk (400 MW_{el}).

Die Kosten der oben genannten Technologien sind in der Tabelle 80 zusammengefasst. Die zugrunde gelegten Preise für Erdgas sind in der Tabelle 76 zu finden. Für die Kostenermittlung beim Erdgaskessel wurde der Erdgaspreis für Haushaltabnehmer zugrunde gelegt. Für das GuD-Kraftwerk und das Erdgas-BHKW wurden Industrieabnehmerpreise herangezogen. Die Kosten für die Biomassebereitstellung frei Biomasse-Heizwerk wurden für Waldrestholz berechnet und dem AP2 entnommen. Die Emissionen der SNG-Referenzen sind in der Tabelle 83 zusammengefasst. Diese Kosten und Emissionen werden für die vergleichenden Rechnungen im AP7 zugrunde gelegt.

Strom- und Wärmegestehungskosten der SNG-Referenzen

Tabelle 80 fasst die Kosten der SNG-Referenzen zusammen. Die detaillierten Auflistungen der Kosten der SNG-Referenzen finden sich in Tabelle 81 und Tabelle 82.

Tabelle 80: Kosten der SNG-Referenzen für das Basisjahr 2009

Nr.	SNG-Referenz	Größe kW_{th} bzw. $_{el}$	Energie	Kosten €/MWh_{th} bzw. $_{el}$
1	Erdgaskessel (Zentralheizung Einfamilienhaus)	15 kW_{th}	Wärme	86 €/MWh_{th}
2	Biomasse-Heizwerk	500 kW_{th}	Wärme	78 €/MWh_{th}
3	Erdgas-BHKW	2 MW_{el}	Strom, Wärme	98 €/MWh_{el}
4	GuD-Kraftwerk	400 MW_{el}	Strom, Wärme	70 €/MWh_{el}

Quellen: Stenull 2011, geändert nach Zech et al. 2010, König 2009.

Die technische Spezifikation sowie die Kosten der Wärmebereitstellung durch einen Erdgaskessel für ein Einfamilienhaus (unsanierter Altbau) (vgl. Tabelle 80, Nr. 1) geteilt in Investitionskosten, kapitalgebundene, betriebsgebundene und verbrauchsgebunden Kosten sind Tabelle 81 zu entnehmen. Es handelt sich um einen Brennwertkessel mit sehr hohem Anlagenwirkungsgrad. Bei den festgelegten Brennstofferd-

gaspreisen handelt es sich um die Haushaltabnehmerpreise ohne Steuer für das Basisjahr 2009 (vgl. Tabelle 76).

Tabelle 81: Wärmegestehungskosten des Erdgaskessels für das Basisjahr 2009

	Einheit	Erdgas (BW[1)]-Kessel)
technische Anlagendaten		
- Leistungsbedarf	**kW**	15
- Anlagenwirkungsgrad	%	102%
- Anlagennutzungsgrad	%	97%
- Volllaststunden	h/a	1625
Jahresbrennstoffbedarf	**MWh**	**25,1**
Investitionen (inkl. MwSt.)		
- Kessel	Euro	3.900
- Brauchwasserspeicher	Euro	1.000
- Lagerung/Austragung/Tank/Gasanschluss	Euro	2.700
- Schornsteinsanierung	Euro	1.200
- Lieferung, Montage, Inbetriebnahme	Euro	300
- Entsorgungskosten Heizöltank	Euro	400
Summe Investition (inkl. MwSt.)	**Euro**	**9.500**
Summe Investition (ohne MwSt.)	**Euro**	**7.695**
Kapitalgebundene Kosten		
Nutzungsdauer (Kesselanlage + Zubehör)	Jahre	20
effekt. Zinssatz		6%
Summe kapitalgebundene Kosten (inkl. MwSt.)	**Euro/a**	**828**
Summe kapitalgebundene Kosten (ohne MwSt.)	**Euro/a**	**671**
Betriebsgebundene Kosten		
- Instandsetzung (Ersatz, Reparatur)	Euro/a	95
- Wartung (Pflege, Reinigung, Betriebsstoffersatz)	Euro/a	160
- Schornsteinfeger	Euro/a	40
- Versicherung	Euro/a	
- Hilfsenergie	Euro/a	28
Summe betriebsgebundene Kosten (inkl. MwSt.)	**Euro/a**	**323**
Summe betriebsgebundene Kosten (ohne MwSt.)	**Euro/a**	**262**
Verbrauchsgebundene Kosten		
- Strom	Ct./kWh	13,8
- Erdgas	Ct./kWh	4,6
Summe verbrauchsgebundene Kosten (inkl. MwSt.)	**Euro/a**	**1.376**
Summe verbrauchsgebundene Kosten (ohne MwSt.)	**Euro/a**	**1.156**
Gesamtkosten der Versorgung (inkl. MwSt.)	**EUR/a**	**2.527**
Gesamtkosten der Versorgung (ohne MwSt.)	EUR/a	2.088
spezif. Kosten (ohne MwSt.)	**€/MWh$_{th}$**	**86**

1) BW- Brennwert

Die technische Spezifikation, Kosten der Wärmebereitstellung aus Biomasse-Heizwerk (Nr. 2), Kosten der Strombereitstellung aus Erdgas-BHKW (Nr. 3), und GuD-Kraftwerk (Nr. 4) geteilt nach Kostenarten sind in der Tabelle 82 dargestellt. Die Preise der Brennstoffe entsprechen den Bereitstellungskosten frei Anlage für Waldrestholz für Holzheizwerk aus dem AP2. Die Erdgaspreise für Erdgas-BHKW und GuD-Kraftwerk verstehen sich als Preise ohne Steuer für große Industrieabnehmer (vgl. Tabelle 76).

Tabelle 82: Wärmegestehungskosten von Biomasse- und Erdgas-Heizwerk und Stromgestehungskosten von Erdgas-BHKW und GUD-Kraftwerk für das Basisjahr 2009

	Einheit	Heizwerk WRH 0,5 MW_{th}	BHKW 2MW_{el}	GuD 400 MW_{el}
technische Anlagendaten				
- Leistung	kW	500	2.000	400.000
- Anlagenwirkungsgrad/Wirkungsgrad el.	%	95%	40%	60%
- Anlagennutzungsgrad/ Wirkungsgrad th.	%	85%	46%	
- Volllaststundenzahl	h/a	4.000	6.000	7.500
- Prozessenergiebedarf Strom (Bezug auf Brennstoffinput)	%	1%		
- Jahresproduktion Energie	MWh/a	2.000	12.000	3.000.000
Jahresbrennstoffbedarf	MWh	2.353	30.000	5.000.000
Jahresbrennstoffbedarf	t TM/a	472		
Investitionen (ohne. MwSt.)				
- Maschinentechnik	Euro	283.500	935.550	202.500.000
- Bauliche Anlagen	Euro	64.800	145.800	40.500.000
- Wärmeverteilung	Euro	405.000	567.000	0
- sonstiges	Euro	24.300	133.650	20.250.000
Summe Investition (ohne MwSt.)	Euro	777.600	1.782.000	263.250.000
Summe Investition (inkl. MwSt.)	Euro	960.000	2.200.000	325.000.000
Kapitalgebundene Kosten				
- Nutzungsdauer (BHKW, Kessel, Pumpe, Speicher, Zubehör etc.)	Jahre	15	10	30
- Nutzungsdauer (Wärmenetz)	Jahre	40	40	40
- Nutzungsdauer (Bau-Gebäude)	Jahre	30	30	30
- Eff. Zinssatz	%	6%	6%	6%
Summe kapitalgebundene Kosten (ohne MwSt.)	Euro/a	62.580	185.097	23.610.896
Summe kapitalgebundene Kosten (inkl. MwSt.)	Euro/a	77.259	228.514	28.096.967
Betriebsgebundene Kosten (ohne MwSt.)				
- Instandsetzung (Ersatz, Reparatur, Wartung, Pflege)		16.281	45.887	8.707.500
- Personal		16.200	40.500	1.296.000
- Versicherung/Überwachung		3.888	8.910	1.316.250
Summe betriebsgebundene Kosten (ohne MwSt.)	Euro/a	36.369	95.297	11.319.750
Summe betriebsgebundene Kosten (inkl. MwSt.)	Euro/a	44.900	117.650	13.975.000
Verbrauchsgebundene Kosten				
- Strom	Ct./kWh	13,8		
- Erdgas	Ct./kWh		3,5	3,5
- Biomassebrennstoff	Ct./kWh	2,3		
Summe verbrauchsgebundene Kosten (ohne MwSt.)	Euro/a	56.894	1.045.500	174.250.000
Summe verbrauchsgebundene Kosten (inkl. MwSt.)	Euro/a	67.704	1.244.145	207.357.500
Gesamtkosten der Versorgung (ohne MwSt.)	**Euro/a**	**155.843**	**1.325.893**	**209.180.646**
Gesamtkosten der Versorgung (inkl. MwSt.)	**Euro/a**	**189.863**	**1.590.309**	**249.429.467**
spezif. Kosten (ohne. MwSt.)	**€/MWh_{th}**	**78**		
spezif. Kosten (ohne. MwSt.)	**€/MWh_{el}**		**110**	**70**
spezif. Kosten (inkl. MwSt.)	**€/MWh**	**95**	**133**	**83**
spezif. Kosten mit Wärmegutschrift* (ohne MwSt.)	**€/MWh_{el}**		**98**	

* Die Wärmegutschrift wurde mit folgenden Annahmen berechnet: Leistung thermisch: 2,4 MW_{th}; Genutzte Wärme: 60% der anfallenden Wärme; Wärmegutschrift: Netzkosten - anlegbarer Wärmepreis (7 Cent/kWh_{th}) = 1,8 Cent/kWh_{th}

THG-Emissionen der SNG-Referenzen

Die THG-Emissionen der SNG-Referenzen beziehen sich auf die gesamte Lebenszykluskette und stammen aus der Ecoinvent Datenbank 2007.

Tabelle 83: Emissionen der SNG-Referenzen für das Basisjahr 2009

	SNG-Referenz	Emissionen kg/kWh_{th} bzw. kg/kWh_{el}
1	Erdgaskessel (Zentralheizung Einfamilienhaus)	0,264 kg/kWh_{th}
2	Biomasseheizwerk	0,013 kg/kWh_{th}
3	Erdgasheizwerk	0,241 kg/kWh_{th}
4	Erdgas-BHKW	0,455 kg/kWh_{el} [1)]
5	GuD-Kraftwerk	0,425 kg/kWh_{el}

Quellen: Ecoinvent 2007, Stenull 2011

[1)] Die THG-Emissionen der Stromerzeugung aus dem Erdgas-BHKW wurden mit dem Lebenszyklusansatz berechnet. Die Wärmegutschrift (Wärme-Mix Deutschland) wurde für die ausgekoppelte Wärme (60%) angerechnet.

3.7.5 Biogas- und Rohgasnutzung in Baden-Württemberg Stand 2010

Im Laufe der Projektarbeiten wurde der Stand der Biogastechnologie und Synthesegasnutzung auf das Jahr 2010 aktualisiert.

Erzeugung biogener Gase in Baden-Württemberg 2010

Nachfolgend werden die energetisch genutzten Mengen von biogenen Gasen (Biogas und Synthesegas) im Jahre 2009 und 2010 dargestellt. Die Biogaserzeugung aus Bioabfall, Deponiegas sowie Klärgas werden im Rahmen des Projektes nicht betrachtet.

2010 gab es keine Vergasungsanlagen im Betrieb in Baden-Württemberg. Somit wurde das biogene Gas ausschließlich in den landwirtschaftlichen Biogasanlagen erzeugt. Im Jahre 2010 stieg die Anlagenzahl weiter auf insgesamt **709 Anlagen** mit gesamt installierter Leistung von **202.848 kW**. Die Entwicklung im Anlagentypenzubau (NawaRo-KWK, Nicht-NawaRo-KWK, NawaRo-Biomethan) wurde von 2009 auf 2010 extrapoliert. Im Jahre 2009 gab es in Baden-Württemberg 612 Biogasanlagen mit gesamt installierter Leistung von 161.766 kW_{el} davon 566 NawaRo-KWK (übliche landwirtschaftliche Biogasanlagen) im Betrieb (Staatliche Biogasberatung 2009). Alle Biogasanlagen wurden unten aufgelistet:

- 566 - NawaRo-KWK
- 46 - Nicht-NawaRo-KWK (u.A Bioabfall-, Deponiegas- und Klärgasanlagen)
- 4 - NawaRo-Biomethan

Die meisten Anteile an der gesamten Biogaserzeugung (85%) fielen damit weiterhin in 2010 auf die landwirtschaftlichen NawaRo-Anlagen, die Strom und Wärme im BHKW erzeugen (siehe Abbildung 63). Die Biogaserzeugung für die Biomethaneinspeisung nahm nur geringfügige Anteile (5%) an der gesamten Erzeugung biogener Gase ein. Die Nicht-NawaRo-Anlagen, d.h. die Anlagen die keinen NawaRo Bonus im Sinne von EEG Vergütung erhielten, nahmen 10% der Erzeugung ein. Hier sind größtenteils die Bioabfallvergärungsanlagen zu verstehen.

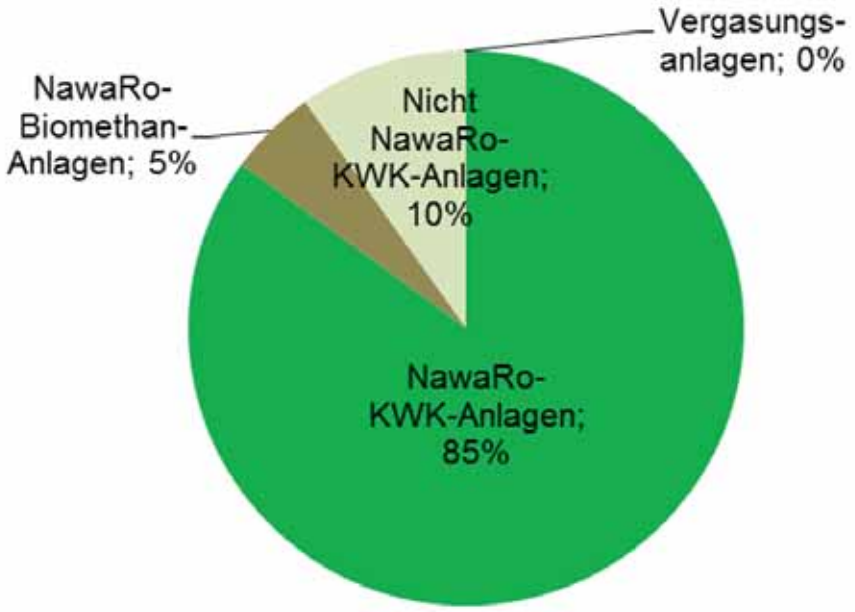


Abbildung 63**:** Erzeugung biogener Gase in Baden-Württemberg in 2010 [MJ biog. Gas*/a]
*Biogas bzw. Synthesegas

Energetisch genutzte Biomasseressourcen

Im diesem Arbeitspaket wird berechnet, wie viel des in Baden-Württemberg zur Verfügung stehenden Biomassepotenzials infolge der Biogaserzeugung bereits genutzt wird. Die Berechnung bezieht sich auf das **Basisjahr 2010**. Die für das Projekt relevanten Potenzialbandbreiten wurden im AP1 festgelegt (siehe Kapitel 3.1.2).

Vorgehensweise

Für die Erzeugung von Biogas werden in NawaRo-Anlagen einerseits Gülle und Festmist und andererseits Energiepflanzen eingesetzt. Die benötigten Anbauflächen für Energiepflanzen bzw. die Mengen genutzter Gülle wurden hier für die NawaRo-Anlagen in 2010 errechnet. Die Nicht-NawaRo-Anlagen wurden in der Rechnung nicht berücksichtigt, da sie andere, sog. nicht bonusfähige, Substrate nutzen (z.B. Gartenabfall, Marktabfall), die in der Statistik nicht erfasst sind.

Die Berechnung der Hektarflächen bzw. der Güllenutzung für die Biogaserzeugung wurde anhand der spezifischen Substratzusammensetzung der Biogasanlagen in Baden-Württemberg durchgeführt. Die durchschnittliche Substratzusammensetzung in den baden-württembergischen Biogasanlagen wurde der Biogasumfrage 2009 entnommen[8] (Stenull et al. 2011). Für die Biomethananlagen wurde die Substratzusammensetzung als 100% Silomais angenommen.

Für die Berechnung der Biomassenutzung (in PJ/a) wurden folgende Grunddaten verwendet:

[8] In den Jahren 2009 und 2010 wurden Biogasanlagenbetreiber in Baden-Württemberg im Rahmen des Projektes „Mobilisierung von Effizienzreserven aus Biogasanlagen in BW“ befragt. Näheres zur Substratzusammensetzung der Biogasanlagen geteilt nach Größenklassen in BW siehe Stenull et al. 2011.

- Hektarerträge: Es wurden landkreisspezifische Hektarerträge aus (Stala BW 2008) zu Grunde gelegt und daraus der Mittelwert für Baden-Württemberg errechnet. Die daraus resultierenden durchschnittlichen Hektarerträge für Baden-Württemberg betrugen für Silomais 48,4 t FM/ha (TS Gehalt 32%) und für Raufutter 7,18 t FM/ha (TS Gehalt 85%) (Stala BW 2008). Die Hektarerträge für Ackerfutter wurden mit 39,4 t FM/ha (TS-Gehalt 35%) angesetzt (Lbv Anonym). Zusätzlich wurden die Lagerungsverluste von Silage mit 12% berücksichtigt.
- Gülle- und Mistanfall: Der Gülleanfall wurde nach den in der Stala BW aufgeführten Schweine- und Rinderarten und Tierbeständen errechnet. Die spezifischen Faktoren zum Gülle- und Mistanfall stammen überwiegend aus (LEL 2011). Die genaue Vorgehensweise wurde in (Stenull 2013) erläutert.
- Heizwert: Die Heizwerte für Gülle-, Grasschnitt-, GPS- und Silomaissubstrate sind der Tabelle 2 entnommen. Der Heizwert für Ackerfutter wurde mit 17 MJ/kg TM angenommen (angelehnt an KTBL 2006).

Aktuelle Flächen- und Güllenutzung für die Biogaserzeugung

Die Flächen- bzw. Güllenutzung in ha bzw. m³/a und % für die Biogaserzeugung in Baden-Württemberg in 2010 sind in der Tabelle 84 dargestellt.

Tabelle 84: Flächen für Energiepflanzen und Güllenutzung zur Biogaserzeugung in Baden-Württemberg

Parameter	Einheit	Baden-Württemberg
Ackerflächen und Dauergrünlandflächen		
Silomais	1.000 ha	49,1
GPS	1.000 ha	10,0
Getreidekörner	1.000 ha	3,7
Ackerfutter	1.000 ha	4,6
Hirse	1.000 ha	0,2
Ackerfläche für Biogassubstrate	1.000 ha	67,6
Dauergrünland für Biogassubstrate	1.000 ha	36,6
gesamte Fläche für Biogaserzeugung	**1.000 ha**	**104,2**
Anteil der Ackerfläche für Biogas	%	8%
Anteil der Silomaisfläche für Biogas	%	56%
Anteil der Dauergrünlandfläche für Biogas	%	7%
Tierische Exkremente		
Güllenutzung	Mio. m³/a	1,35
Mistnutzung	Mio. t/a	0,25
Güllenutzung	%	12%
Mistnutzung	%	11%

Insgesamt wurden in Baden-Württemberg im Jahre 2010 104,2 [1.000] ha Fläche für Biogassubstrate beansprucht. Im Vergleich zu den Ergebnissen von (Dederer und Messner 2011) ist die berechnete Fläche für die Biogaserzeugung um über 10 [1.000] ha größer. Dies hängt mit den im vorliegenden Projekt zu Grunde gelegten niedrigeren Hektarerträgen zusammen, die landkreisspezifisch den Biogasanlagen

zugeordnet wurden und unterhalb der Annahmen anderer Studien liegen. Beispielsweise wurde bei (Dederer und Messner 2011) der einheitliche Hektarertrag für Silomais von 50 t FM/ha angenommen, wobei der landkreisspezifische Hektarertrag nach (Stala BW 2008) zwischen 43 t FM/ha und 57,4 t FM/ha variierte. Dies ergab den Durchschnittsertrag für Baden-Württemberg in der Höhe von 48,4 t FM/ha (Stala BW 2008), abzüglich der Silierverluste betrug der Hektarertrag für Silomais frei Biogasanlage für die hier durchgeführten Rechnungen 42,6 t FM/ha.

Durch Anstieg der Biogasanlagenzahl von 558 in 2008 auf 709 in 2010 ist die angebaute Fläche für Biogassubstrate um über 30.000 ha gestiegen (vgl. dazu Bericht 2011). Hinzu kommt noch, dass die durchschnittliche Anlagengröße von 251 kW pro Anlage auf 286 kW/Anlage gestiegen ist. Somit beanspruchen die neuen Anlagen in der Regel mehr Fläche für ihre Substrate als die alten Anlagen. In 2008 wurden Biogassubstrate auf ca. 5% der Ackerflächen in Baden-Württemberg angebaut. Grassilage aus Dauergrünland für die Biogaserzeugung nahm ca. 5% der Dauergrünlandfläche ein. In 2010 stiegen diese Anteile auf 8% der gesamten Ackerfläche und 7% der gesamten Dauergrünlandfläche in Baden-Württemberg. An dieser Stelle muss angemerkt werden, dass es sich hier um einen baden-württembergischen Durchschnitt handelt. Landkreisspezifisch kann je nach Anlagenzahl und installierter Leistung deutlich mehr oder weniger Fläche beansprucht werden (siehe Stenull 2013).

Unter den getroffenen Annahmen wurden in 2010 1,35 Mio. m³ Gülle in den Biogasanlagen und 0,24 Mio. Tons Mist vergoren. Dies machte 12% des gesamten Gülleanfalls und 11% des gesamten Mistanfalls in Baden-Württemberg aus.

Aktuelle Ausnutzung der verfügbaren Potenziale für die Biogaserzeugung

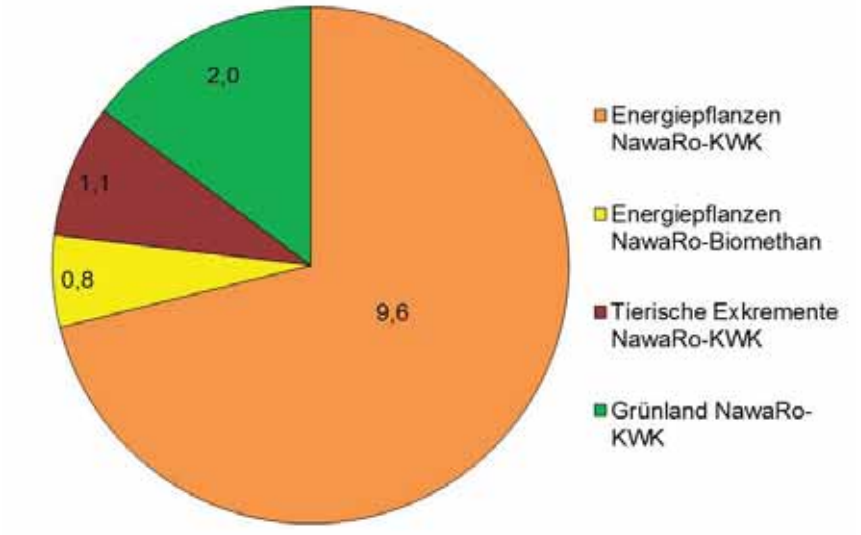


Abbildung 64**:** Biomassenutzung für Biogaserzeugung in Baden-Württemberg in 2010 in PJ/a (Energieträgerpotenzial)

Verrechnet man die spezifischen Hektarerträge der angebauten Energiepflanzen mit den für die Biogaserzeugung angebauten Flächen und der spezifischen Biogasausbeute der verschiedenen Kulturen (siehe Tabelle 2), werden 10,4 PJ Energiepflanzen

im Jahr für Biogaserzeugung angebaut. Analog gerechnet wurden Dauergrünland 2,0 PJ/a in den Biogasanlagen genutzt. Rindergülle machte 1,1 PJ/a aus. Insgesamt wurden in Baden-Württemberg knapp 13,5 PJ/a Biomasse (Energieträgerpotenzial) für energetische Nutzung in Biogasanlagen im Jahre 2010 genutzt (siehe Abbildung 64), somit machten die meisten Anteile mit über 10 PJ/a die Energiepflanzen aus.

Stellt man die Potenziale zur Biogaserzeugung der aktuellen Nutzung in den Biogasanlagen (2010) gegenüber, wird deutlich, dass die Energiepflanzenpotenziale bereits über die Hälfte ausgeschöpft wurden (siehe Abbildung 65**).** Somit stehen unter den getroffenen Annahmen unter 9 PJ Energiepflanzen im Jahr zur Nutzung in den Biogasanlagen zur Verfügung.

Bisher wurden die wenigsten Potenziale aus tierischen Exkrementen gefolgt von Dauergrünlandpotenzialen mobilisiert.

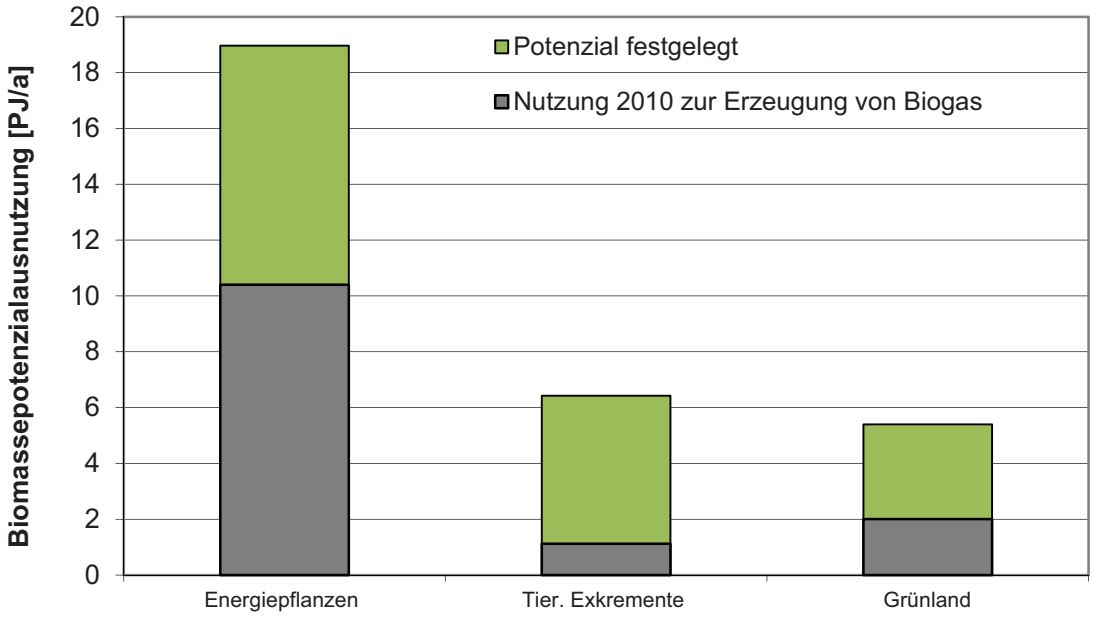


Abbildung 65**:** Biomassepotenzialausnutzung für Biogaserzeugung in Baden-Württemberg in 2010 in PJ/a (Energieträgerpotenzial)

Literatur Kap. 3.7

AG Energiebilanzen (AGEB) 2010: Stromerzeugung nach Energieträgern von 1990 bis 2010 (in TWh) Deutschland insgesamt, http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=65, (download: 21.03.2011).

Anonym: Energiepflanzen Hektarerträge, Onlineveröffentlichung: http://www.bwagrar.de/Artikel.dll/energiepflanzen_grafiken_NDIzNTc3.PDF., (download: 21.03.2011).

Blesl, M.; Wissel, S.; Mayer-Spohn, O. 2008a: Private costs of electricity and heat generation, Deliverable No D.4.1, Cases; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart.

Blesl, M.; Kempe, S.; Ohl, M.; Fahl, U.; König, A.; Jenssen, T.; Eltrop, L. 2008b: Wärmeatlas Baden-Württemberg. Erstellung eines Leitfadens und Umsetzung für Modellregionen. Karlsruhe: Forschungsbericht für das Baden-Württemberg Programm Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung). Onlineveröffentlichung: http://www.fachdokumente.lubw.badenwuerttberg.de/servlet/is/90488/BWK25007SBer.pdf?command=downloadContent&filename=BWK25007SBer.pdf&FIS=203, (download: 30.03.2011).

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktor Sicherheit (BMU) 2011: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, Unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Ener-

gien-Statistik (AGEE-Stat), Onlineveröffentlichung: www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/msexcel/ee_zeitreihe.xls, (download: 30.03.2011).

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) 2008: Energie-Info Endenergieverbrauch in Deutschland 2007, Berlin.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) 2012: Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2011) Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, Marktintegration der erneuerbaren Energien, EEG-Vergütungssummen und regionale Verteilung der EEG-induzierten Zahlungsströme, Geschäftsbereich Strategie und Politik, Abteilung Volkswirtschaft, Stand: 15.12.2011 (korrigierte Fassung vom 23.01.2012).

Dederer, M.; Messner, J. 2011: Biogaserzeugung in Baden-Württemberg, Bildungs- und Wissenszentrum Boxberg - Schweinehaltung, Schweinezucht -(Landesanstalt für Schweinezucht - LSZ), April 2011, Onlineveröffentlichung: https://www.landwirtschaft-bw.info/servlet/PB/show/1318691_l1/LSZ_Fl%C3%A4chenbedarf%20Biogas.pdf (download: 30.03.2012).

Döhler, H.; Roth, U.; Niebaum, A. 2010: Effizienz und CO2-Minderung durch Biogas, KTBL, Fachkongress „Biogas im Wärmemarkt“ des Biogasrat e.V. am 05.05.2010.

König, A. 2009. “Ganzheitliche Analyse und Bewertung konkurrierender energetischer Nutzungspfade für Biomasse im Energiesystem Deutschland bis zum Jahr 2030”, PhD Thesis, Stuttgart University, IER Forschungsbericht Band 104.

Klobasa, M.; Sensfuß, F.; Ragwitz, M. 2009: CO2-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2006 und 2007 – Gutachten – Bericht für die Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) im Auftrag des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Fraunhofer Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe.

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaf (KTBL) 2008: KTBL-Datensammlung, Betriebsplanung Landwirtschaft 2008/09, Daten für die Betriebsplanung in der Landwirtschaft, 21. Auflage, Darmstadt.

Landesanstalt für Entwicklung der Landwirtschaft und der ländlichen Räume Schwäbisch Gmünd (LEL) 2011: Nährstoffvergleich Feld-Stall-Vergleich, Version 5.0 L, Stand: 19.01.2011, Onlineveröffentlichung: http://www.landwirtschaft-mlr.baden-wuerttemberg.de/servlet/PB/menu/-1_ecmd_psearchEntryDetailsCenter_c0_d0_m1235783_l1/details.html?USERLANGUAGEID=1&type=menu&showWhat=preview&resultID=1235783&resultLangID=1, (Download am 26.04.2011).

Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (STALA BW) 2008: Agrarstrukturerhebung in Baden-Württemberg. Statistische Daten. Stuttgart: Selbstverlag.

Staatliche Biogasberatung 2010: Biogasanlagen in Baden-Württemberg, Ministerium für Ernährung und Ländlichen Raum, Bearbeitung: LEL Schwäbisch Gmünd, Abt. 2., Stand 10/2009.

Stenull, M. 2013: Stand und Entwicklung der Biogasnutzung in Baden-Württemberg – ein ökonomisch-ökologischer Vergleich regional angepasster Anlagenkonzepte, Dissertation in Vorbereitung, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Uni Stuttgart.

Stenull, M. 2011: Interner Bericht, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart.

Stenull, M.; Härdtlein, M.; Eltrop, L.; Dederer, M. 2010a: Umfrage in Baden-Württemberg Gute Ergebnisse, Defizite behebbar in energie pflanzen 3/2010, p. 10-12.

Stenull, M.; Härdtlein, M.; Eltrop, L 2010b: Biogasanlagen in Baden-Württemberg – Stand und ökonomisch-ökologische Analyse anhand von Umfrageergebnissen In: OTTI (Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut) 2007: Bioenergie - Festbrennstoffe, Flüssigkraftstoffe, Biogas. Tagungsband zum 19. Bioenergie Symposium am 25. und 26. November 2007 in Kloster Banz, Bad Staffelstein. Regensburg: Selbstverlag: 295-300.

Thrän, D.; Bunzel, K.; Viehmann, C. 2010: Bioenergie heue und morgen – 11 Bereitstellungskonzepte-, Sonderheft zum DBFZ Report, Deutsches BiomasseForschungsZentrum, Leipzig.

Umweltbundesamt (UBA) 2009: Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Durch Einsatz erneuerbarer Energien vermiedene Emissionen im Jahr 2007, Climate Change, 12/2009, Dessau-Roßlau.

Vogt, R. 2008: Basisdaten zu THG-Bilanzen für Biogas-Prozessketten und Erstellung neuer THG-Bilanzen, Kurzdokumentation im Auftrag der E.ON Ruhrgas AG, Altenessen, Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Heidelberg.

Wissel, S.; Fahl, U.; Blesl, M.; Voß, A. 2010: Erzeugungskosten zur Bereitstellung elektrischer Energie von Kraftwerksoptionen in 2015, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart; IER Working Paper No. 7, Stuttgart.

Zech, D.; Eltrop, L. 2010: Heizkostenvergleich für Einfamilienhäuser, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, http://www.ier.uni-stuttgart.de/links/heizkostenvergleich.html, (download am 25.03.2011).

3.8 Szenarien biogene Gase in Baden-Württemberg (AP7) (IER)

Im Rahmen der Arbeiten im AP7 wurde der Szenariorahmen erstellt und Szenariorechnungen wurden durchgeführt. Unter Berücksichtigung der raschen Entwicklung der Biogastechnologie wurde in dem Berichtszeitraum das Basisjahr von 2008 auf 2010 geändert.

Das Arbeitspaket AP7 „Szenarien 2020/2050 biogene Gase in BW“ stellt das abschließende Arbeitspaket des Vorhabens Systemanalyse biogene Gase dar und hat somit einen zusammenführenden Charakter. Die Verlinkung und Einordnung dieses Arbeitspaketes ist in der Abbildung 66 graphisch dargestellt.

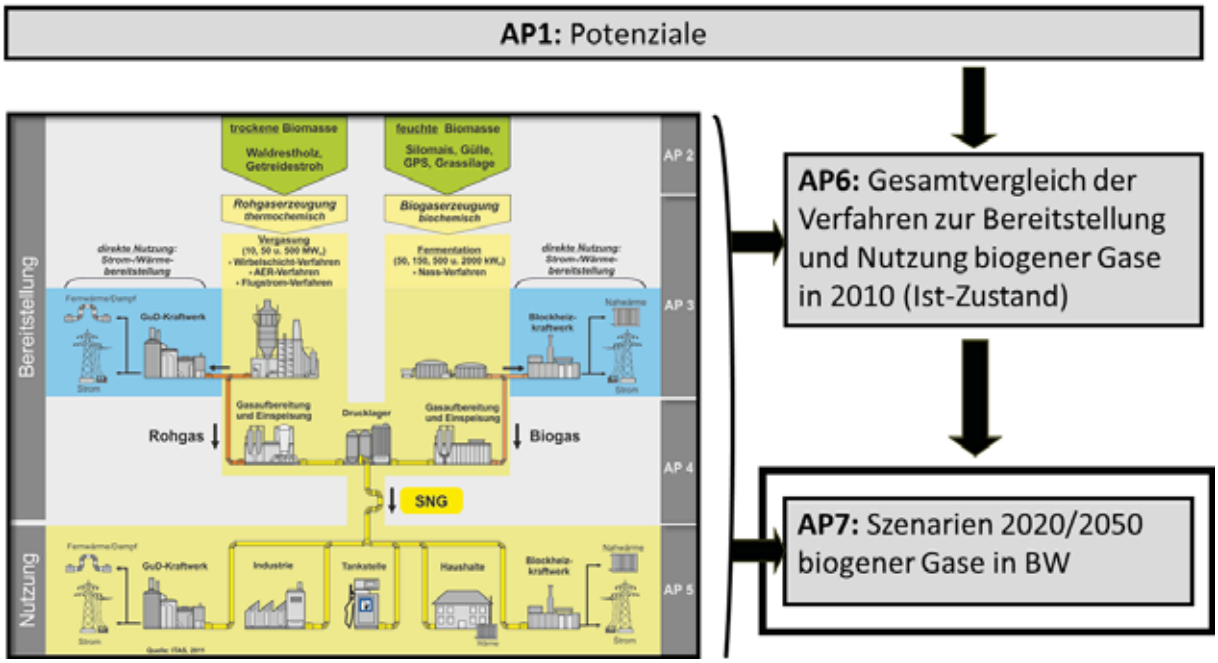


Abbildung 66: Einordnung des Arbeitspaketes AP7 - Szenarioanalyse - in das Gesamtprojekt

In dem Berichtzeitraum wurde auch die erste Fassung der Dissertation „Stand und Entwicklung der Biogasnutzung in Baden-Württemberg – ein ökonomisch-ökologischer Vergleich der regional angepasster Anlagenkonzepte“ fertiggestellt (vorläufiger Titel) (Stenull 2013). Diese bietet einen detaillierten Einblick in den Stand und die Entwicklung der Biogastechnologie in Baden-Württemberg unter Berücksichtigung von regionalen Aspekten und ist als Ergänzung der Arbeitspakete AP1, AP2 und AP7 zu verstehen.

3.8.1 Rahmenbedingungen für die Szenarien

Ein **Szenario** ist nach (Kahn et al. 1967) eine konsistente, plausible, aber hypothetische Zukunftsprojektion von möglichen Entwicklungspfaden für Technologien, Verfahren, Politiken oder Verhaltensweisen im Rahmen einer ganzheitlichen Betrachtung. Ein Szenario bedarf einer klaren Umschreibung und Definition.

Der Definition und Beschreibung der Szenarien (siehe Kap. 3.8.2) wird zunächst eine ausführliche Beschreibung der zugrunde gelegten Rahmenbedingungen (siehe Kap. 3.8.1) vorangestellt.

Die Rahmenbedingungen für die Szenarien berücksichtigen die technologische Entwicklung, verfügbare Biomassepotenziale und ihre Ausschöpfung, verfügbare Ackerflächen und Erträge sowie die politischen Zielsetzungen. Die getroffenen Annahmen bzw. erwarteten Entwicklungen etc. werden nachfolgend dargestellt.

Technologieentwicklung und Anteile der SNG- und KWK-Nutzung:

Die Szenarien werden auf den Ergebnissen der Ist-Analyse 2010 aufgebaut (siehe Kapitel 3.7.5). Die Biogastechnologie wird bereits für das Jahr 2020 als ausgereifte Technologie angesehen, d.h. die meisten technologischen Entwicklungen werden im Biogasbereich bis 2020 bereits stattgefunden haben. Bei der Vergasungstechnologie wird demgegenüber der Zeitraum bis 2020 eher als Anfang der Marktreife angesehen. Es wird angenommen, dass die Vergasungstechnologie erst im Jahr 2050 eine ausgereifte Technologie darstellen wird. Daher gibt es in der Szenarioanalyse zwei Szenario-Zeitpunkte:

- **2020** – angenommener Zeitpunkt für Biogas als ausgereifte Technologie: Es werden für diesen Zeitraum **drei Basisszenarien für die Biogastechnologie** und **ein Start-Szenario für die Vergasungstechnologie** festgelegt.
- **2050** – angenommener Zeitpunkt für die Vergasung als ausgereifte Technologie: Es werden für diesen Zeitraum **drei Basisszenarien für die Vergasungstechnologie** angegeben. Für die **Biogastechnologie**, die bereits für das Jahr 2020 als ausgereifte Technologie eingestuft wird, wird für den Zeitraum 2050 **ein Szenario** berücksichtigt.

Zukünftige Entwicklungen und Anteile der SNG- und KWK-Nutzung: die biogenen Gase werden sowohl über den thermo-chemischen als auch den fermentativen Pfad für unterschiedliche energetische Endnutzungspfade erzeugt: KWK-Nutzung (Strom- und Wärmeerzeugung) sowie SNG-Nutzung. Bei der SNG-Nutzung werden sowohl die Strom-, Wärme- als auch die Kraftstofferzeugung über SNG berücksichtigt. Festgelegt werden damit die Anteile der biogenen Gase aus der Biogas- und Vergasungstechnologie, die für die SNG-Nutzung und KWK-Nutzung bestimmt sind. Die Anteile der biogenen Gase für die SNG-Nutzung sowie die Anteile der biogenen Gase für die KWK-Nutzung wurden zusammen mit allen Partnern unter den vorhandenen Rahmenbedingungen (rechtliche Rahmenbedingungen – EEG Förderung, Technologieentwicklung, Kosten) festgelegt und je nach Szenario variiert (siehe Tabelle 85).

Ausschöpfung der Biomasse-Potenziale: Die Menge der erzeugten biogenen Gase wird durch die technisch verfügbaren **Potenziale** zur energetischen **Biomassenutzung** in Baden-Württemberg begrenzt. Für die Erzeugung biogener Gase über den thermo-chemischen Pfad werden die Potenziale für Waldrestholz, Stroh und KUP zugrunde gelegt. Für die Erzeugung biogener Gase über den fermentativen Pfad werden die Potenziale für Energiepflanzen, Dauergrünland und Gülle berücksichtigt. Mit zunehmender technologischer Entwicklung wird eine zunehmende Ausschöpfung der vorhandenen Potenziale in den Szenarien angenommen. Die Potenziale werden in den optimistischsten Szenarien in 2050 maximal ausgeschöpft.

Die **Biomasse-Arten** werden nach Grad der Ausschöpfung der Potenziale differenziert. Im AP1 wurden anhand der Auswertung verschiedener Potenzialstudien Potenzialbandbreiten für die energetische Nutzung von Biomasse festgelegt (siehe Kapitel 3.1). Die festgelegte Potenzialhöhe ist in der Abbildung 67 graphisch dargestellt. In den Biogasszenarien wurden Potenzialangaben nach (Stenull 2013) angenommen, da Potenziale zur Biogaserzeugung von Interesse für dieses Projektvorhaben sind. Somit wurden Potenziale für andere energetische Nutzung bei den Energiepflanzen wie beispielsweise Raps- oder Miscanthusanbau ausgeschlossen. Die Beschreibung der Szenarien ist dem Kapitel 3.8.2 zu entnehmen. Insgesamt stehen somit 30,8 PJ/a Biomassepotenziale (als Summe von Energiepflanzen-, Exkremente-, Grünlandpotenzial) zur Biogaserzeugung und 60,3 PJ Biomassepotenziale (als Summe von Waldrestholz-, Pappeln-, Strohpotenzial) zur Synthesegaserzeugung zur Verfügung.

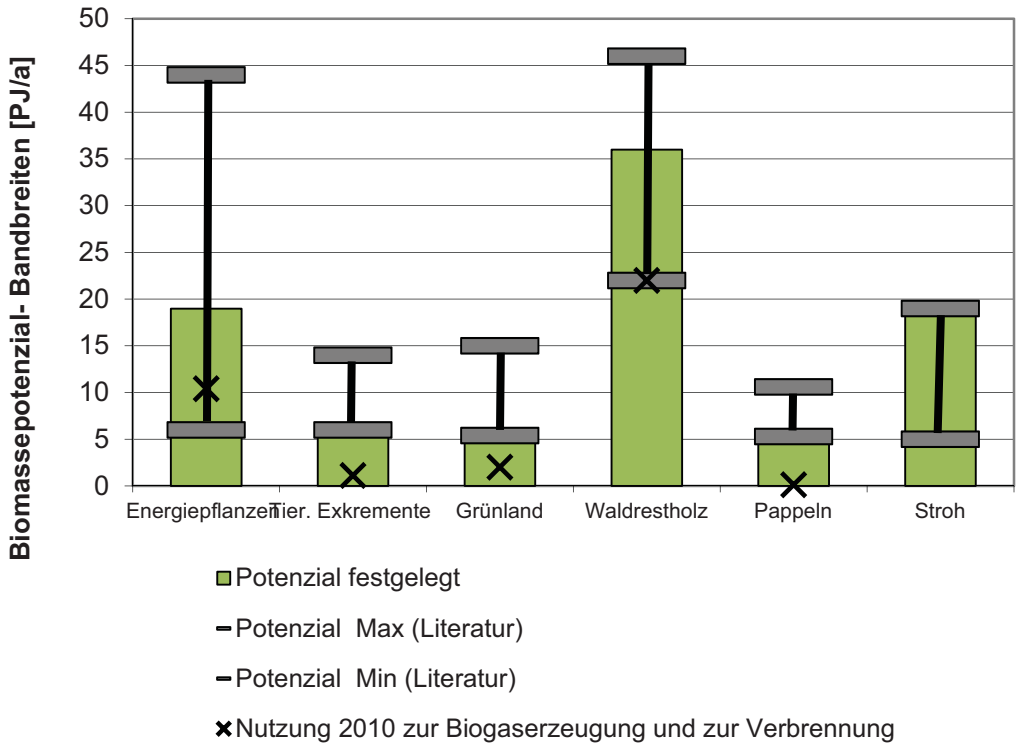


Abbildung 67: Biomassepotenzialbandbreiten in den Literaturstudien, die festgelegte Potenzialhöhe und Biomassenutzung in 2010

Die Einteilung der Biomassearten hinsichtlich ihrer Ausschöpfung ist folgendermaßen:

- **Hoher Grad der Potenzialausschöpfung**: hierzu zählen **Energiepflanzen, Waldrestholz und Stroh**, d.h. hier wird die obere Bandbreite als Potenzial für die gegebene Biomasseart angenommen (Hier muss angemerkt werden, dass bei den Biomassesortimenten Waldrestholz, Stroh und Pappel eine Konkurrenz in Zukunft zwischen direkter Verbrennung, stofflicher Nutzung und Vergasung bestehen wird):

- Bei **Energiepflanzen** wurde eine Potenzialhöhe von **19,0 PJ/a** nach (Stenull 2013) für die ausschließliche Biogaserzeugung angenommen. Bei den Energiepflanzen wurde damit für die Szenarienentwicklung die mittlere Bandbreite der verfügbaren Potenziale herangezogen. Grund ist, dass die Energiepflanzen allein für die Biogaserzeugung genutzt werden. Hinzu kommt, dass die Nutzung der verfügbaren Energiepflanzenpotenziale sich im Jahre 2010 bereits auf über 10 PJ/a belief. Die höchste Potenzialbandbreite nach IFEU 2005 (44 PJ/a) berücksichtigt nicht nur die Biogaserzeugung sondern auch andere Nutzungsarten wie z.B. Miscantus oder Rapsanbau bzw. KUP-Anbau auf den Ackerflächen. Das Potenzial von 44 PJ/a würde umgerechnet bedeuten, dass ca. 35% Ackerfläche für energetische Zwecke mit Silomais bewirtschaftet wären. Da hier angenommen wird, dass nur ein Teil der Ackerflächen zum Anbau von Silomais und GPS für Biogasanlagen genutzt werden kann, wird die Potenzialhöhe bedingt durch andere Nutzungsformen (z.B. Raps für Kraftstoffnutzung) sowie nachhaltige Flächennutzung (siehe **politische Ziele**) niedriger angenommen (15% der Ackerflächen).
- **Waldrestholz** (**36 PJ/a**). Da angenommen wurde, dass langfristig (2050) eine Brennstoffnutzung überwiegend im thermo-chemischen Pfad stattfindet, wurden die Waldrestholzpotenziale für den thermo-chemischen Pfad für Baden-Württemberg auf 36 PJ/a festgelegt. Die obere Potenzialbandbreite in den ausgewerteten Studien betrug 46 PJ/a. Die aktuelle energetische Nutzung von Waldrestholz für die Biomasseverbrennung (2008) hat die untere Bandbreite der verfügbaren Potenziale ebenfalls bereits überstiegen (siehe Abbildung 67), da die Nutzung der festen Brennstoffe für Verbrennung sich laut (Wirtschaftsministerium BW 2010) auf 22 PJ/a belief. Es wurde angenommen, dass in Zukunft die Nutzung im Verbrennungspfad zu Gunsten der Vergasung auf ca. 10 PJ/a sinken wird, somit stehen mehr Potenziale für den thermo-chemischen Pfad zur Verfügung.
- **Stroh** (**19 PJ/a)**. Stroh wird im Basisjahr 2010 zwar kaum energetisch genutzt, weist aber sehr kostengünstigste Bereitstellungspfade auf (Ausnahme: Pelletierung von Stroh, siehe AP 2) und ist im Gegensatz zu Pappeln reichlich auf den Feldern vorhanden. Somit wurde hier ebenfalls die obere Bandbreite der Potenziale (19 PJ/a) angenommen, bei der 40% des Strohaufkommens als für eine energetische Nutzung verfügbar angesehen werden.

– **Niedriger Grad der Potenzialausschöpfung:** hierzu zählen **tierische Exkremente (Gülle), Grünland und Pappeln aus Kurzumtriebsplantagen (KUP)**, d.h. hier wird die untere Bandbreite der verfügbaren Potenziale als Potenzial für die gegebene Biomasseart angenommen:

  - **tierische Exkremente (6,5 PJ/a)**. Gülle, bedingt durch seine geringe Energiedichte (im Schnitt besteht Gülle zu 92% aus Wasser), kann nur über kurze Entfernungen transportiert werden. Von diesem Hintergrund wird angenommen, dass vorwiegend Gülle aus größeren landwirtschaftlichen Betrieben für die wirtschaftliche Nutzung in Biogasanlagen mobili-

sierbar ist. Damit wird eine konservative Schätzung vorgenommen und die Betriebe in Baden-Württemberg ab 60 Rindvieh und 600 Schwein Größe berücksichtigt. Diese entsprechen den üblichen Größen der landwirtschaftlichen Betriebe, die auch eine Biogasanlage betreiben (vgl. Stenull et al. 2011, Stenull 2013).

- **Grünland (5,5 PJ/a)**. Unter Berücksichtigung der Flächen mit Hangneigung, FFH-Grünland sowie Erhaltung der Artenvielfalt, die nicht für eine umfangreiche landwirtschaftliche Nutzung zur Verfügung stehen, wird konservativ bei den mobilisierbaren Grünlandpotenzialen für Biogasanlagen ausgegangen. Hier wird von dem überschüssigen Grünland (abzüglich des Futterbedarfs) ausgegangen. Für die Berechnung des Potenzials wurden landkreisspezifische Raufuttererträge zu Grunde gelegt (siehe Stenull 2013).
- **Pappeln (5 PJ/a)**. Pappeln aus Kurzumtriebsplantagen wurden in Baden-Württemberg im Jahr 2010 lediglich auf knapp 190 ha angebaut (MLR 2010). Somit haben Holzhackschnitzel aus Pappeln aktuell eine sehr geringe Bedeutung für die energetische Nutzung. Aus dem Grund wird auf die untere Bandbreite des Biomassepotenzials für Pappeln aus KUP zurückgegriffen. Für die Potenzialbestimmung wurde davon ausgegangen, dass Pappeln keine Ackerflächen in Anspruch nehmen, sondern lediglich auf Brachflächen angebaut werden. Die untere Bandbreite der KUP Potenziale entspricht dabei der Annahme, dass die Hälfte der Brachflächen in Baden-Württemberg mit Pappeln aus KUP bepflanzt wird.

Ackerfläche und Erträge: In dem Zeitraum 1980 bis 2012 ist die Ackerfläche in Baden-Württemberg relativ konstant geblieben (Stala BW 2012). Die Schwankungen in dem Zeitraum 2007-2012 betrugen lediglich bis ca. 5.000 ha Ackerfläche. Diese Entwicklung wird in den Szenarien weiter fortgeschrieben und es wurde für die Szenarioberechnungen von **einer konstanten Ackerfläche** d.h. 829.272 ha (Stand 2010) nach (Stala BW 2012) ausgegangen. Global gesehen, könnte einerseits die zunehmende Urbanisierung zum Schrumpfen von Ackerflächen beitragen. Andererseits müssten bedingt durch die Entwicklung der Weltbevölkerung neue Ackerflächen für Nahrungsmittel entstehen. Trotz dieser Entwicklungen gab es in Baden-Württemberg geringe Veränderung der Ackerflächen innerhalb der letzten 30 Jahre.

Für die festgelegten Basisszenarien wurden im Pflanzenbau keine Ertragssteigerungen berücksichtigt. Ertragssteigerungen wurden bei den Potenzialberechnungen in (Stenull 2013) berücksichtigt.

Politische Ziele: Folgende, Baden-Württemberg spezifische Studien wurden auf politische Ziele untersucht: Biomasseaktionsplan Baden-Württemberg (WM 2010), Klimaschutzkonzept 2020plus Baden-Württemberg (UVM 2011), Skizze eines Energieentwicklungspfads basierend auf erneuerbaren Energien für Baden-Württemberg (Weber et al. 2011). Es werden jedoch überwiegend die Studien, die auf Biomasse einen starken Fokus legen, d.h. (WM 2011) und (UVM 2011) zu Grunde gestellt.

Weber et al. 2011 konzentriert sich hauptsächlich auf den Wind- und Solarenergie für Baden-Württemberg, dadurch wird diese Studie nicht in den Vordergrund gelegt. Am Rande wurde auch die gesamte Deutschlandperspektive mit dem Energiekonzept der Bundesregierung (BMVI 2010) miteinbezogen.

Getrennt für die Biogasnutzung sowie die Vergasung von Biomasse werden nachfolgend die politischen Zielsetzungen herausgearbeitet und eingeordnet.

Zeitraum: UVM 2011 formulieren Visionen für das Jahr 2050 und gehen von einem Ausbau der energetischen Biomassenutzung in dem späteren Zeitraum 2020-2050 aus. Weber et al. 2011 geht von einer Ausschöpfung der Biomassepotenziale bis 2020 aus. Die Szenarien im AP7 gehen zwar von der überwiegenden Ausschöpfung der Biogaspotenziale im Jahre 2020 aus, es wird aber ein starker Zubau im Bereich der Vergasung in dem Zeitraum 2020-2050 angenommen.

Biogas: Der Nachhaltigkeitsbeirat Baden-Württemberg geht davon aus, dass zukünftig nur ca. 10% der Ackerflächen nachhaltig und wirtschaftlich für die Erzeugung von nachwachsenden Energieträgern in Baden-Württemberg zur Verfügung steht (WM 2010). Der Nationale Biomasseaktionsplan demgegenüber gibt bis zu 40% der Ackerfläche zum Anbau von nachwachsenden Rohstoffen an (BMWI, BMU, 2010). Um weitestgehend in Übereinstimmung mit den Nachhaltigkeitszielen in Baden-Württemberg zu stehen, wird bei der Entwicklung der Biogasszenarien auf ein Maximum von 15% der Ackerfläche für den Biogassubstratanbau in Baden-Württemberg in dem Potenzial-Max Szenario (für Szenarien siehe Tabelle 85), das den höchsten Anteil der Potenziale ausschöpft, zurückgegriffen. Die Nutzung der Ackerflächen stellt somit die Grundlage für die Berücksichtigung der Klimaschutzziele in den Szenarien für Baden-Württemberg dar. Weiterhin weist der Biomasseaktionsplan darauf hin, verstärkt auf die Mobilisierung von Gülle und Dauergrünland zu setzen (WM 2010). Dies wird in den Biogasszenarien ebenso berücksichtigt – es wird in dem Potenzial-Max Szenario (für Szenarien siehe Tabelle 85) von einer fast Verdreifachung der Dauergrünlandflächen und von einer fast Versechsfachung der Güllenutzung ausgegangen.

Vergasung: Bis 2020 werden im Klimaschutzkonzept 2020plus Maßnahmen zur Etablierung von Pappelanbau aus KUP empfohlen (UVM 2011). Somit wird davon ausgegangen, dass Pappel als etablierter Brennstoff in den Vergasungsszenarien im Zeitraum 2050 zur Verfügung steht.

SNG: Es werden im Klimaschutzkonzept BW2020plus keine direkten Ziele in Bezug auf die SNG-Erzeugung in BW genannt. Das Klimaschutzkonzept BW2020plus stellt lediglich die größere Bedeutung dieser Nutzungsoption in den Raum und weist auf die Biogaseinspeisung ins Erdgasnetz hin. Laut Klimaschutzkonzept 2020plus werden in der Vision 2050 21 PJ Biomasse als gasförmige biogene Gase für die SNG-Nutzung eingesetzt, jedoch lediglich zur Verstromung in GuD-Kraftwerken zwecks Regelung der Windenergie und Photovoltaik (UVM 2011). Der Ursprung gasförmiger biogener Gase ist jedoch in dem Konzept nicht angegeben. Die Vision des Klimaschutzkonzeptes gibt keine Anteile für die SNG-Nutzung im Kraftstoffsektor an. Laut

der Vision 2050 wird 8% des Endenergieverbrauchs im Kraftstoffsektor aus Wasserstoff, 24% mit Strom, 23% mit Biomasse und 45% mit fossiler Energie gedeckt. Die Biomasse dient nicht der Erzeugung von SNG-Kraftstoff sondern von Biodiesel und Bioethanol.

Trotz der Nicht-Beachtung der Nutzungsoption „SNG-Kraftstoff“ und der nicht ausreichenden Berücksichtigung der Bedeutung von SNG aus der Biomassevergasung in den Visionen 2050 (UVM 2011), werden in den Biogas- und Vergasungsszenarien im AP7 sowohl die KWK-Nutzung als die SNG-Nutzung (Strom, Wärme und Kraftstofferzeugung) berücksichtigt. Da angenommen wird, dass die Vergasung von Biomasse die Marktreife in 2050 erreicht hat, kann die Vergasung fester Biomasse aufgrund der vorhandenen Potenziale einen höheren Beitrag zur SNG-Erzeugung leisten als das Biomethan aus der Biogasaufbereitung.

THG-Minderungsziele: Die Treibhausgasminderungsziele (THG-Minderungsziele) wurden in (UVM 2010) für den gesamten Energiesektor angegeben (z.B. 30% Reduktion der THG-Emissionen aus der Stromerzeugung bis 2050 (Vergleichsjahr 1990). Im Rahmen der Szenarioanalyse im AP7 wird ermittelt, welchen Beitrag die Nutzung biogener Gase im Strom-, Wärme- und Kraftstoffsektor zur THG-Minderung unter angenommenen Rahmenbedingungen in den Szenarien leisten könnte und welche Mehrkosten damit verbunden sind.

3.8.2 Beschreibung der Szenarien

Die Szenarien für die Entwicklung biogener Gase in Baden-Württemberg sind in der Tabelle 85 zusammengefasst.

Die Ausschöpfung der Biomasse-Potenziale, die verfügbare Ackerfläche (Biogasszenarien) sowie die zukünftige Entwicklung der Anteile der SNG- und KWK-Nutzung stellen die Rahmenbedingungen bei dem Szenarioaufbau dar. Siehe dazu auch Kapitel 3.8.1 (Rahmenbedingungen für die Szenarien).

Tabelle 85: Beschreibung der Szenarien für die Entwicklung biogener Gase in Baden-Württemberg

	Parameter	Ist-Zustand 2010[1]	2020			2050		
Biogas			BG-Klassik[3]	BG-Mix[4]	BG-Inno[5]	BG-Max		
	KWK/SNG-Nutzung	fast ausschließliche KWK-Nutzung	überw. klass. KWK-Nutzung	Techn.-Mix	Innov. Anlagenpark	Innov. Anlagenpark		
	Stromerzeugung (direkte Verstromung) [TWh/a]	1,3	1,7	2,0	2,2	2,4		
	SNG Erzeugung [TWh/a]	0,2	0,5	0,9	1,4	2,1		
	Anteile SNG	sehr gering	gering	mittel	hoch	sehr hoch		
	% RG[6] für SNG-Aufbereitung	6%	10%	15%	20%	25%		
	Biomasse-Pot.-Ausschöpf.	gering	mittel	hoch	sehr hoch	Max.		
	Potenzialausnutzung [PJ/a]	13,5	18,1	22,3	26,5	30,8		
	% der NawaRo-Pot. Ausschöpfung	55%	70%	80%	90%	100%		
	% der Dauergrünland-Pot. Ausschöpfung	37%	55%	75%	90%	100%		
	% der Wirtschaftsdünger-Pot. Ausschöpfung	17%	30%	50%	70%	100%		
	Anteil BG-EP an Ackerfläche	8%	10%	12%	13%	15%		
Vergasung			VG-Start			VG-Klassik[3]	VG-Mix[4]	VG-Inno[5]
	Anlagenzahl: 10 MW	bisher keine Vergasungsanlage	5			**24**	**24**	**19**
	50 MW		0			9	21	11
	500 MW		0			0	1	3
	Stromerzeugung (direkte Verstromung) [TWh/a]		0,1			1,0	1,8	0,3
	SNG Erzeugung [TWh/a]		0,05			0,7	3,5	7,6
	Anteile SNG		Start			gering	mittel	sehr hoch
	% SNG an RG[6]					20%	50%	90%
	Biomasse-Pot.-Ausschöpf.		gering			mittel	hoch	Max.
	% der Potenzialausschöpf. (Pot. ca. 60 PJ)[7]	0%	2%			31%	80%	100%

[1] berechnet nach Statistik der Staatlichen Biogasberatung 2010
[2] Nicht NawaRo Anlagen wurden in den Szenarien nicht berücksichtigt
[3] Klassik - überwiegend klassische KWK-Nutzung, geringe Anteile der SNG-Nutzung bei Biogas- und Vergasungsszenario, wobei die SNG/KWK Anteile unterschiedliche Höhe, bedingt durch Technologieeigenschaften, bei den Biogas- und Vergasungsszenarien einnehmen.
[4] Mix- ein Nutzungsmix von KWK und SNG-Nutzung; wobei die SNG/KWK Anteile unterschiedliche Höhe, bedingt durch Technologieeigenschaften, bei den Biogas- und Vergasungsszenarien einnehmen.
[5] Inno = überwiegend innovative Technologien, bei Biogasszenario vergleichsweise hohe SNG-Nutzung, bei Vergasungsszenario überwiegt SNG-Nutzung
[6] RG – Rohgas
[7] Die Nutzung als % von jeweils Waldrestholz, KUP und Stroh Potenzial betrachtet.

Nachfolgend werden die in der Tabelle 85 beschriebenen Szenarien näher erläutert.

Beschreibung der Szenarien Biogas

Der Ist-Zustand 2010 stellt die Basis für die Szenarienentwicklung dar. Die Potenzialausnutzung in den Biogasszenarien wird graphisch in der Abbildung 68 zusammengefasst. Die Potenzialausnutzung ist eine entscheidende Leitgröße für die Bildung der Szenarien. Die festgelegte Potenzialhöhe ist der Abbildung 67 zu entnehmen.

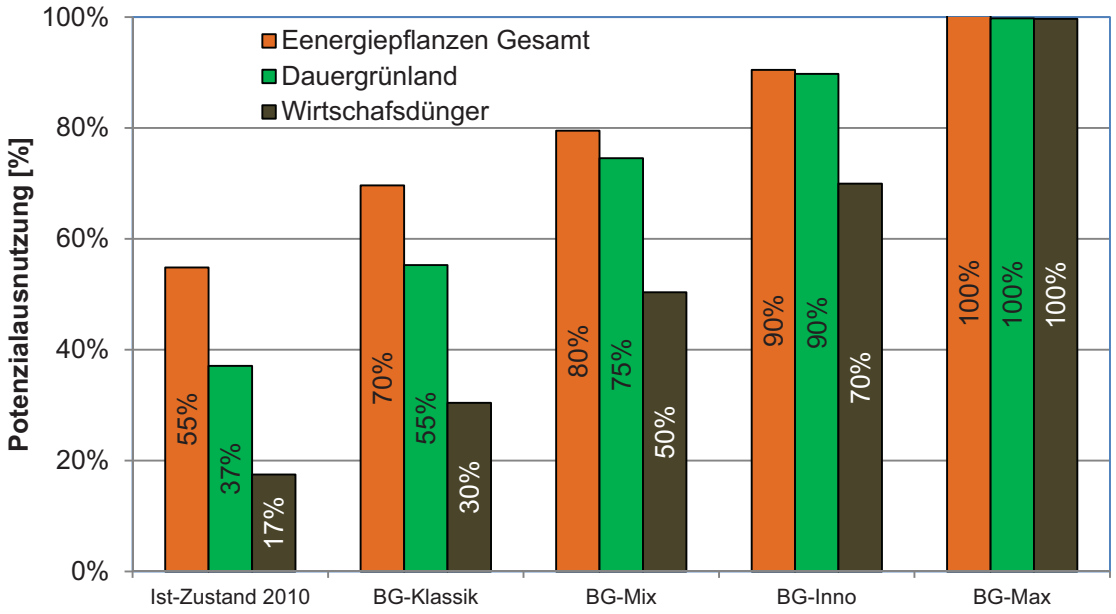


Abbildung 68: Nutzung von Energiepflanzen, tierischen Exkrementen und Grünland in % in den verschiedenen Biogasszenarien

Für die Erläuterung des Ist-Zustandes der Biogastechnologie für Baden-Württemberg im Jahre 2010 siehe Kapitel 3.7.5.

Biogas Ist-Zustand (heute)

Direkte Stromerzeugung: ca. 1,3 TWh_{el}/a

SNG-Erzeugung: 0,2 TWh_{SNG}/a

Anteile SNG und % SNG an Biogas: Biogas wird hauptsächlich im KWK-Prozess genutzt. Aus 94% des erzeugten Biogases wird im KWK-Prozess Strom und Wärme erzeugt. Lediglich 6% des Biogases wird zu Biomethan aufbereitet.

Ausschöpfung des Biomassepotenzials: Insgesamt werden ca. 13,2 PJ/a Biogaspotenzial genutzt (siehe Abbildung 64). Das erzeugte Biogas stammt überwiegend aus Energiepflanzen. Wirtschaftsdüngerpotenziale werden nur geringfügig genutzt. Die Ausnutzung der jeweiligen Biomassepotenziale (für angenommene Potenzialhöhe siehe Kapitel 3.8.1) ist unten zusammengefasst:

- 55% des angenommenen Energiepflanzenpotenzials, davon 4% für Biomethan-Anlagen (gesamt: 19,0 PJ/a),

- 37% des angenommenen Dauergrünlandpotenzials (gesamt: 5,4 PJ/a)
- 17% des angenommenen Güllepotenzials (gesamt: 6,4 PJ/a)

Anteil Energiepflanzen an Ackerflächen: Ca. 8% der Ackerflächen in BW werden zum Anbau von Energiepflanzen für die Biogaserzeugung in 2010 genutzt. Weiterhin werden ca. 7% der Dauergrünlandflächen in BW zur Bereitstellung von Grassilage für die Biogaserzeugung herangezogen.

Ausgehend von dem Ist-Zustand für die Biogastechnologie im Jahre 2010 werden für den Zeitraum 2020 drei Szenarien berücksichtigt:

Szenario Biogas-Klassik 2020 (BG-Klassik)

Szenariobeschreibung: Die Biogastechnologie entwickelt sich relativ langsam. Die Potenzialausnutzung steigt langsam an. Gülle und Dauergrünland werden in den zugebauten Anlagen stärker mobilisiert als Energiepflanzen. Die Tendenz aus dem Basisjahr 2010 zur überwiegenden KWK-Nutzung bleibt erhalten. Insgesamt werden ca. 10% der Ackerflächen für die Biogaserzeugung genutzt.

Direkte Stromerzeugung: ca. 1,7 TWh_{el}/a

SNG-Erzeugung: 0,5 TWh_{SNG}/a

Anteile SNG und % SNG an Biogas: Biogas wird hauptsächlich im KWK-Prozess genutzt. Aus 90% des erzeugten Biogases wird im KWK-Prozess Strom und Wärme erzeugt. Eine Verdopplung der Biomethan-Anlagen wird erwartet.

Ausschöpfung des Biomassepotenzials: Insgesamt werden ca. 18 PJ/a an Biomasse genutzt. Energiepflanzen bleiben das Hauptsubstrat der Biogasanlagen. Es ergibt sich folgende Ausschöpfung des Biomassepotenzials im Jahr 2020:

- ca. 70% des gesamten Energiepflanzenpotenzials,
- ca. 55% des gesamten Grassilagepotenzials
- ca. 30% des gesamten Güllepotenzials

Anteil Energiepflanzen an Ackerflächen: Die Nutzung der Energiepflanzen entspricht ca. 10% der Nutzung an Ackerflächen für die Biogaserzeugung in BW. Die Nutzung von Grassilage für Biogaserzeugung entspricht ca. 10% Nutzung der gesamten Dauergrünlandfläche.

Szenario Biogas-Mix 2020 (BG-Mix)

Szenariobeschreibung: Die Biogastechnologie entwickelt sich moderat. Dauergrünland und Gülle werden stärker mobilisiert als Energiepflanzen. Biogas wird hauptsächlich im KWK-Prozess genutzt. Aus 85% des erzeugten Biogases wird in KWK Prozess Strom und Wärme erzeugt. Der Biomethananlagenbau entwickelt sich moderat.

Direkte Stromerzeugung: ca. 2,0 TWh_{el}/a

SNG-Erzeugung: 0,9 TWh_{SNG}/a

Anteile SNG und % SNG an Biogas: Die Biogasaufbereitung zu SNG hat im Vergleich zur KWK-Nutzung eine leicht steigende Bedeutung - 15% des gesamten Rohgases wird auf Erdgasqualität aufbereitet. Es wird eine mehr als Vervierfachung der Biomethan-Anlagen im Vergleich zum Basisjahr 2010 erwartet.

Ausschöpfung des Biomassepotenzials: Insgesamt werden über 22 PJ/a Biomasse genutzt. Diese entspricht folgender Ausnutzung der einzelnen Biomassepotenziale:

- ca. 80% des gesamten Energiepflanzenpotenzials,
- ca. 75% des gesamten Grassilagepotenzials
- ca. 50% des gesamten Güllepotenzials

Anteil Energiepflanzen an Ackerflächen: Die Nutzung der Energiepflanzen in Biogasanlagen entspricht ca. 12% der Nutzung von Ackerflächen in BW. 14% der Dauergrünlandflächen werden für die Erzeugung von Grassilage für Biogasanlagen genutzt.

Szenario Biogas-Innovation 2020 (BG-Inno)

Szenariobeschreibung: Die Biogastechnologie entwickelt sich rasant. Die Potenzialausnutzung steigt damit auch stark an. Im Angesicht der immer knapper werdenden Energiepflanzenpotenziale werden Dauergrünland und Gülle stärker mobilisiert als Energiepflanzen. Der Biomethananlagenbau entwickelt sich sehr schnell. Die Biogasaufbereitung auf SNG hat im Vergleich zur Biogasnutzug im KWK-Prozess 25% erreicht.

Direkte Stromerzeugung: ca. 2,2 TWh_{el}/a

SNG-Erzeugung: 1,4 TWh_{SNG}/a

Anteile SNG und % SNG an Biogas: Biogas wird weiterhin hauptsächlich im KWK-Prozess genutzt, wobei jetzt 25% des Rohgases auf Erdgasqualität aufbereitet wird.

Ausschöpfung des Biomassepotenzials: Insgesamt werden 26,5 PJ/a an Biomassepotenziale genutzt. Diese entsprechen folgender Ausnutzung der einzelnen Biomassepotenziale:

- ca. 90% des gesamten Energiepflanzenpotenzials,
- ca. 90% des gesamten Grassilagepotenzials
- ca. 70% des gesamten Güllepotenzials

Anteil Energiepflanzen an Ackerflächen: Ca. 13% der Ackerflächen in BW und ca. 17% der Dauergrünlandflächen werden für den Einsatz in Biogasanlagen genutzt.

Für den Zeitraum 2020 bis 2050 wird folgendes Szenario betrachtet:

Szenario Biogas-Potenzial Maximum 2050 (BG-Max)

Für das Jahr 2050 wird ein Biogasszenario betrachtet, da die Ausreifung der Technologie bereits zum größten Teil in 2020 stattgefunden hat.

Szenariobeschreibung: Die Biogastechnologie hat die wirtschaftlich erschließbaren Potenziale ausgeschöpft. Die Potenzialausnutzung entwickelt sich im Zeitraum 2020-2050 im Vergleich zu dem Zeitraum 2008-2020 langsamer, da davon ausgegangen wird, dass der meiste technologische Zubau im Bereich Biogastechnologie bereits bis zum Jahr 2020 stattgefunden hat. Im Vergleich zu dem Basisjahr 2010 wird die Nutzung der Energiepflanzen in Hinsicht auf die Fläche sich fast verdoppelt haben, somit werden im Schnitt für Baden-Württemberg ca. 15% der Ackerflächen für die Biogaserzeugung genutzt. Die Biogasaufbereitung auf SNG hat im Vergleich zu KWK-Nutzung einen erheblichen Anteil von über 25% erreicht.

Direkte Stromerzeugung: ca. 2,4 TWh_{el}/a

SNG-Erzeugung: 2,1 TWh_{SNG}/a

Anteile SNG und % SNG an Biogas: Biogas wird weiterhin hauptsächlich im KWK-Prozess genutzt. Aus 75% des erzeugten Biogases wird im KWK Prozess Strom und Wärme erzeugt. Es wird ca. eine Verzehnfachung der Anzahl von Biomethan-Anlagen[9] im Vergleich zum Basisjahr 2010 wird erwartet.

Ausschöpfung des Biomassepotenzials: Insgesamt werden die gesamten Biomassepotenziale für landwirtschaftlichen Biogasanlagen ausgeschöpft (ca. 30,8 PJ/a), d.h. es werden

- ca. 100% des Energiepflanzenpotenzials,
- ca. 100% des Grassilagepotenzials,
- ca. 100% des Güllepotenzials ausgeschöpft.

Anteil Energiepflanzen an Ackerflächen: Die Nutzung der Energiepflanzen entspricht ca. 15% der Nutzung von Ackerflächen für die Biogaserzeugung in BW. Es findet fast eine Verdopplung der Nutzung von Ackerflächen und fast eine Verdreifachung der Nutzung von Dauergrünlandflächen für die Biogaserzeugung im Vergleich zum Jahr 2010 statt.

3.8.3 Beschreibung der Szenarien Vergasung

Die Vergasungstechnologie befindet sich zum Zeitpunkt 2010 im Gegensatz zur Biogastechnologie noch im Entwicklungsstadium. Da es keine Biomassevergasungsanlagen im Jahre 2010 in Baden-Württemberg gibt, gibt es bei der Szenarienentwicklung für die Vergasungstechnologie im Gegensatz zu der Szenarienentwicklung für die Biogastechnologie keinen Ausgangszustand. Somit ist die Entwicklung dieser Technologie mit viel mehr Unsicherheiten behaftet, als die der Biogastechnologie. Für die Szenarienentwicklung im Bereich der Vergasungstechnologie werden im

[9] Bei Annahme einer gleich bleibenden durchschnittlichen Anlagengröße wie im Jahre 2010

Rahmen des Projektes drei Brennstoffe betrachtet: Hackschnitzel aus Waldrestholz, Hackschnitzel aus Pappeln (KUP) und Stroh bzw. Strohpellets. Im Jahre 2010 wurde der potenzielle Brennstoff für die Vergasung – Waldrestholz (WRH) – bereits in größerem Umfang für die Verbrennung in Biomasse-Heizwerken bzw. Heizkraftwerken eingesetzt (ca. 20 PJ) (WM 2010). Sowohl Pappeln aus KUP als auch Stroh waren als Brennstoff im Jahre 2010 noch nicht etabliert (siehe auch 3.8.1). Die Ausnutzung der Biomassepotenziale in den Szenarien wird graphisch in der Abbildung 69 dargestellt.

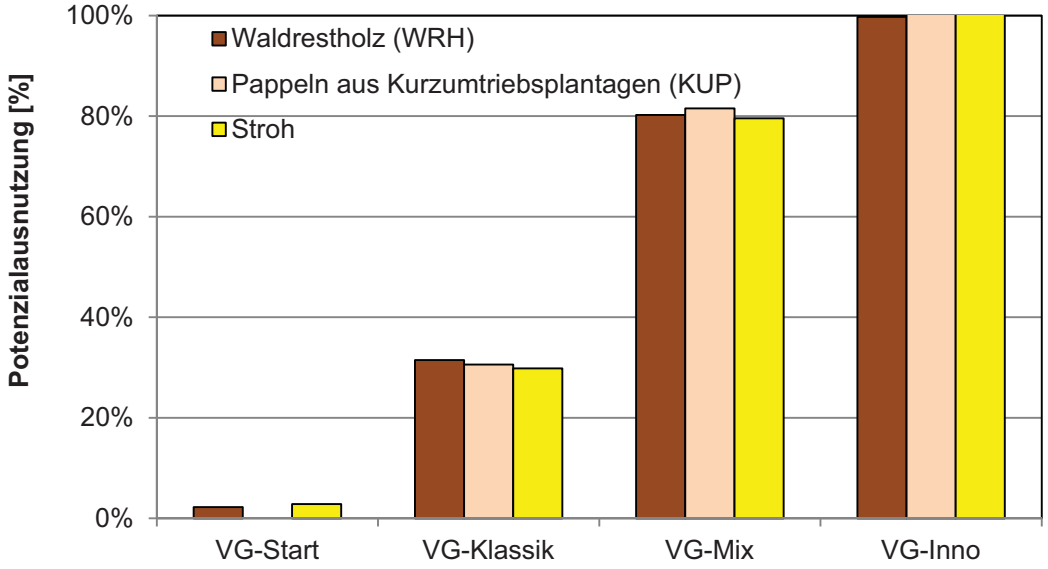


Abbildung 69: Nutzung von Waldrestholz, Pappeln und Stroh in % in den verschiedenen Vergasungsszenarien

Die Ausnutzung der oben genannten Potenziale in den Szenarien entspricht folgender Anlagezahl[10]:

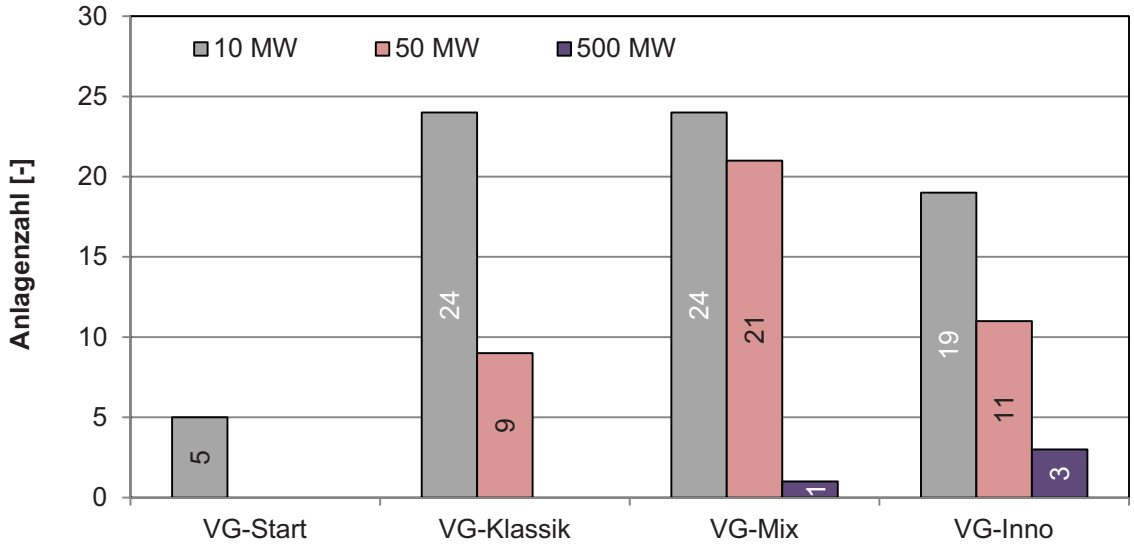


Abbildung 70: Die Modellanlagenzahl bei der in Abbildung 69 angenommenen Potenzialausnutzung in den Szenarien

[10] Es wurden die im Projekt festgelegten Vergasungsmodellanlagen 10 MW, 50 MW und 500 MW zu Grunde gelegt (siehe Kapitel 3.3.2).

Unter diesen Rahmenbedingungen wird das Jahr 2020 als der Ausgangszeitpunkt für die industrielle Etablierung der Vergasungsanlagen in Baden-Württemberg angenommen. Da es keine Referenzanlagen in Baden-Württemberg gibt, werden für die Berechnung der Potenzialausnutzung die Modellvergasungsanlagen zu Grunde gelegt (siehe Kapitel 3.3). Für die zugrunde gelegte Potenzialhöhe für WRH, Stroh und Pappeln siehe Rahmenbedingungen für die Szenarien, Kapitel 3.8.1.

Vergasung-Start 2020 (VG-Start)

Szenariobeschreibung: In der Biomasse-Vergasungstechnologie wurde ein industrieller Durchbruch erzielt. Fünf kleine Anlagen (10 MW) werden in Baden-Württemberg in Betrieb genommen.

Direkte Stromerzeugung: ca. 0,1 TWh_{el}/a

SNG-Erzeugung: 0,05 TWh_{SNG}/a

Anlagenzahl: 5 Anlagen mit jeweils 10 MW (klein)

% Rohgas für SNG-Aufbereitung: Ca. 10% des erzeugten Rohgases aus dem Vergasungsprozess wird auf SNG aufbereitet. D.h. im bestehenden Anlagenpark wird in einer kleinen Vergasungsanlage das Rohgas auf SNG-Qualität aufbereitet.

Ausschöpfung des Biomassepotenzials: Drei kleine Anlagen werden mit Waldrestholz betrieben. Zwei kleine Anlagen (10 MW) werden mit Stroh betrieben. Damit kommt bisher das ungenutzte Strohvorkommen verstärkt zum Einsatz. Pappeln aus KUP werden in den Vergasungsanlagen nicht eingesetzt, da der Anbau von Pappeln in 2020 sich noch in der Entwicklungsphase befindet. Der Brennstoffeinsatz in den Anlagen entspricht folgender Ausnutzung der Biomassepotenziale (für angenommene Potenzialhöhe siehe Kapitel 3.8.1):

- ca. 2% des angenommenen Waldrestholzpotenzials (gesamt: 36 PJ/a),
- ca. 3% des angenommenen Strohpotenzials (gesamt: 19 PJ/a),
- ca. 0% des angenommenen Pappelpotenzials (gesamt: 5 PJ/a).

Ausgehend von dem Jahr 2020 als Ausgangspunkt für die Vergasungstechnologie werden für den Zeitraum bis 2050 drei Szenarien berücksichtigt:

Szenario Vergasung-Klassik 2050 (VG-Klassik)

Szenariobeschreibung: Die Vergasungstechnologie hat sich in BW bereits etabliert. Das Klassik-Szenario geht eher von überwiegend kleinen Anlagen (10 MW) und weniger mittleren Anlagen im Vergasungsanlagenpark in BW aus. Es gibt keine großen Anlagen (500 MW) im Betrieb. Die meisten Anlagen nutzen Waldrestholz (18) gefolgt von neun Anlagen die Stroh nutzen. Die Pappeln aus KUP haben sich als Brennstoff in sechs kleinen Anlagen etabliert.

Direkte Stromerzeugung: ca. 1,0 TWh_{el}/a

SNG-Erzeugung: 0,7 TWh_{SNG}/a

Anlagenzahl: 24 Anlagen mit jeweils 10 MW (klein), 9 Anlagen mit jeweils 50 MW (mittel)

% Rohgas für SNG-Aufbereitung: Rohgas wird hauptsächlich im KWK-Prozess genutzt. Jedoch steigen die Anteile des erzeugten Rohgases für eine SNG-Nutzung im Vergleich zum VG-Klassik Szenario und betragen ca. 20% der gesamten Rohgaserzeugung. D.h. Rohgas wird in fünf Anlagen auf SNG aufbereitet (2 kleine und 3 mittlere Anlagen).

Ausschöpfung des Biomassepotenzials: Pappeln werden in 6 kleinen Anlagen als Brennstoff genutzt. Am häufigsten wird auf Waldrestholz zurückgegriffen. Es findet eine Verschiebung der Waldrestholznutzung von der Biomasseverbrennung zur Biomassevergasung statt. Es wird angenommen, dass die Anzahl der Biomasseheiz(kraft)werke bis zum Jahr 2050 zu Gunsten von Biomassevergasungsanlagen sinkt. Alte Biomasseheiz(kraft)-werken werden aus dem Betrieb genommen und anstatt Biomasseheiz(kraft)werke werden Vergasungsanlagen gebaut. Es wurde folgende Ausnutzung der Biomassepotenziale in dem Szenario angenommen (für angenommene Potenzialhöhe siehe Kapitel 3.8.1):

- ca. 30% des angenommenen Waldrestholzpotenzials (gesamt: 36 PJ/a),
- ca. 30% des angenommenen Strohpotenzials (gesamt: 19 PJ/a),
- ca. 30% des angenommenen Pappelnpotenzials (gesamt: 5 PJ/a).

Szenario Vergasung-Mix 2050 (VG-Mix)

Szenariobeschreibung: Die Vergasungstechnologie hat sich in BW bereits etabliert. Das Mix-Szenario geht von einem deutlichen Zuwachs von mittleren Anlagen (50 MW) im Vergleich zum VG-Klassik Szenario aus. Es gibt eine große Anlage (500 MW). Pappelholz aus KUP hat sich als Brennstoff verstärkt etabliert – Pappelholz wird in 16 Anlagen genutzt.

Direkte Stromerzeugung: ca. 1,8 TWh_{el}/a

SNG-Erzeugung: 3,5 TWh_{SNG}/a

Anlagenzahl: 24 Anlagen mit jeweils 10 MW (klein), 21 Anlagen mit jeweils 50 MW (mittel), 1 Anlage mit jeweils 500 MW (groß)

% Rohgas für SNG-Aufbereitung: Die SNG-Nutzung gehört zu den wichtigsten Nutzungsoptionen des erzeugten Rohgases in den Biomassevergasungsanlangen in Baden-Württemberg. Rohgas wird zur Hälfte im KWK-Prozess direkt Verstromt und zur Hälfte auf SNG aufbereitet und ins Erdgasnetz eingespeist.

Ausschöpfung des Biomassepotenzials: Es findet eine Verschiebung der Waldrestholznutzung von der Biomasseverbrennung hin zur Biomassevergasung statt (Begründung siehe VG-Klassik). Es wurde folgende Ausnutzung der Biomassepotenziale in dem Szenario angenommen (für angenommene Potenzialhöhe siehe Kapitel 3.8.1):

- ca. 80% des angenommenen Waldrestholzpotenzials (gesamt: 36 PJ/a),
- ca. 80% des angenommenen Strohpotenzials (gesamt: 19 PJ/a),
- ca. 80% des angenommenen Pappelpotenzials (gesamt: 5 PJ/a).

Szenario Vergasung-Innovation 2050 (VG-Inno)

Szenariobeschreibung: Die Vergasungstechnologie hat sich in BW bereits etabliert. Das Mix-Szenario geht eher von überwiegend mittleren Anlagen (50 MW) und weniger kleinen Anlagen im Vergasungsanlagenpark in BW aus. Es gibt zwei große Anlagen (500 MW) im Betrieb.

Direkte Stromerzeugung: ca. 0,3 TWh_{el}/a

SNG-Erzeugung: 7,6 TWh_{SNG}/a

Anlagenzahl: 19 Anlagen mit jeweils 10 MW (klein), 11 Anlagen mit jeweils 50 MW (mittel), 3 Anlagen mit jeweils 500 MW (groß)

% Rohgas für SNG-Aufbereitung: Die SNG-Nutzung gehört zu den Hauptnutzungsoptionen des erzeugten Rohgases in den Biomassevergasungsanlangen in Baden-Württemberg. Damit wird das erzeugte Rohgas in den Biomassevergasungsanlagen zu 90% auf SNG aufbereitet und ins Erdgasnetz eingespeist.

Ausschöpfung des Biomassepotenzials: Es findet eine Verschiebung der Waldrestholznutzung von der Biomasseverbrennung zur Biomassevergasung statt (Begründung siehe VG-Klassik). Insgesamt werden über 60 PJ/a Biomasse genutzt. Diese entsprechen folgender Ausnutzung der Biomassepotenziale (für angenommene Potenzialhöhe siehe Kapitel 3.8.1):

- ca. 100% des angenommenen Waldrestholzpotenzials (gesamt: 36 PJ/a),
- ca. 100% des angenommenen Strohpotenzials (gesamt: 19 PJ/a),
- ca. 100% des angenommenen Pappelpotenzials (gesamt: 5 PJ/a),

3.8.4 Ergebnisse: Biomassenutzung in den Szenarien

Im folgenden Unterkapitel werden die überarbeiteten Ergebnisse zur Biomassenutzung in den Biogas- und Vergasungsszenarien zusammenfassend dargestellt.

Biomassenutzung in den Biogasszenarien

Die für die Entwicklung der Biogasszenarien zu Grunde gelegte Höhe an Biomassepotenzialen für die energetische Nutzung beträgt insgesamt maximal 30,8 PJ/a. Diese Höhe entspricht der Summe der Potenziale für Biogaserzeugung aus Energiepflanzen (19 PJ), tierischen Exkrementen (6,4 PJ) und Grünland (5,4 PJ) (siehe auch Kapitel 3.8.1). Die Entwicklung der Biomassenutzung für die Biogaserzeugung in den verschiedenen Szenarien ist in Abbildung 71 dargestellt. Im Jahre 2010 wurde ca. 13,5 PJ an Biomasse für die Biogaserzeugung genutzt. In dem offensivsten Szenario BG-Max 2050 wird eine mehr als Verdopplung der Biomassenutzung zur Erzeugung von Biogas erwartet und damit die Potenziale vollständig ausgenutzt. Am häufigsten werden die Energiepflanzen für die Biogaserzeugung eingesetzt, dennoch steigt auch die Bedeutung von Gülle und Grassilage aus dem Dauergrünland.

Abbildung 71 stellt - getrennt nach Energiepflanzen, tierischen Exkrementen und Grünland - die jeweilige Biomassenutzung in den Biogasszenarien gegenüber. Der Szenarioaufbau verfolgt die zunehmende Ausnutzung der Biogaspotenziale bis im

Szenario BG-Max die maximale Ausnutzung der angenommenen Potenzialhöhe erreicht wird. Bei der maximalen Ausschöpfung der Potenziale in dem betrachteten Szenario wird mit mehr als einer Verdopplung der Anzahl von landwirtschaftlichen Biogasanlagen im Vergleich zum Basisjahr gerechnet.

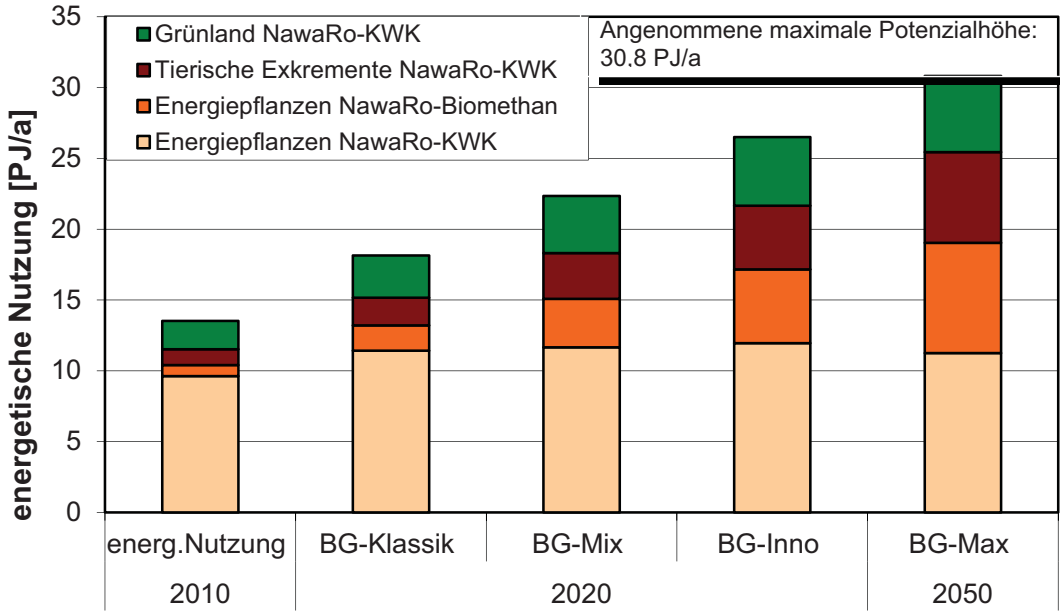


Abbildung 71: Nutzung von Energiepflanzen, tierischen Exkrementen und Grünland in den verschiedenen Biogasszenarien

Die Szenarien BG-Klassik, BG-Mix, BG-Inno und BG-Max verfolgen einen zunehmenden Ausbau der Biomethan-Anlagen. Bei dem Szenario BG-Max geht man von einer Verzehnfachung der SNG-Produktion aus. Dies würde für Baden-Württemberg ca. 70 Biomethan-Anlagen[11] bedeuten. Somit werden die Energiepflanzenpotenziale zunehmend in den Biogasanlagen genutzt, die Biogas auf Erdgasqualität aufbereiten. Anzumerken ist, dass bei der Potenzialberechnung konservativ vorgegangen wurde (siehe Stenull 2013), somit könnte unter optimistischeren Annahmen mehr Biomasse als 30,8 PJ/a mobilisiert werden.

Biomassenutzung in den Vergasungsszenarien

Die für die Entwicklung der Szenarien angenommene Höhe der Biomassepotenziale für die energetische Nutzung in den Vergasungsanlagen beträgt insgesamt 60,3 PJ/a. Die Höhe der Biomassepotenziale entspricht der Summe der Potenziale an Waldrestholz (36 PJ), Pappeln aus KUP (5,3 PJ) und Stroh (19 PJ) (siehe auch Kapitel 3.8.1). Somit sind hier die Biomassepotenziale (feste Brennstoffe) für den thermochemischen Pfad doppelt so hoch wie die Biomassepotenziale für die Biogaserzeugung.

Die Entwicklung der Potenzialausschöpfung durch die Biomassevergasung in den verschieden Szenarien ist in der Abbildung 72 dargestellt.

[11] Bei der Annahme der gleichbleibenden durchschnittlichen Größe der Biomethan-Anlagen wie im Basisjahr 2010.

Waldrestholz. Es wird, im Gegensatz zu den Biogassubstraten, bei dem Brennstoff Waldrestholz von einer konkurrierenden energetischen Nutzung in Biomasseheizwerken (HW) und –heizkraftwerken (HKW) ausgegangen. Es wurde eine Waldrestholznutzung in Höhe von 22 PJ für die Verbrennung im Jahre 2010 abgeschätzt (WM 2010). Für das Jahr 2020 im VG-Start wird von einer weitgehend unveränderten Waldrestholznutzung für die Verbrennung (ca. 22 PJ) im Vergleich zu dem Basisjahr 2010 ausgegangen. Es wurde angenommen, dass für den Szenariozeitraum 2050, in dem die Vergasungstechnologie bereits etabliert ist, die Waldrestholznutzung in der klassischen Verbrennungsschiene von 22 PJ/a auf 10 PJ/a zugunsten der Biomassevergasung abnimmt.

Pappeln. Es wurde angenommen dass Pappeln bis zum Jahr 2020 im Verbrennungspfad genutzt werden, wobei die Potenzialnutzung gering war - ca. 190 ha KUP-Anbau in Baden-Württemberg im Jahre 2010 (MLR 2010). In den Szenarien 2050 werden Pappeln nur in dem thermo-chemischen Pfad genutzt.

Stroh als Brennstoff wird nur in den Vergasungsanlagen genutzt.

Die klassische Biomassenutzung in dem Verbrennungspfad nimmt die höchsten Anteile der festen Biomassenutzung in dem Szenario VG-Start ein. Insgesamt werden durch die Vergasung im Jahre 2020 lediglich knapp über 1,3 PJ Biomasse genutzt. Bis zum Jahr 2050 verschiebt sich die Hauptnutzung von Waldrestholz für die Verbrennung zu Gunsten der Vergasung. In dem VG-Klassik Szenario werden bereits 18,6 PJ/a Biomasse in den Vergasungsanlagen genutzt. In dem offensivsten Szenario VG-Max 2050 wurden die Biomassepotenziale für die Vergasung und für die Verbrennung vollständig ausgeschöpft.

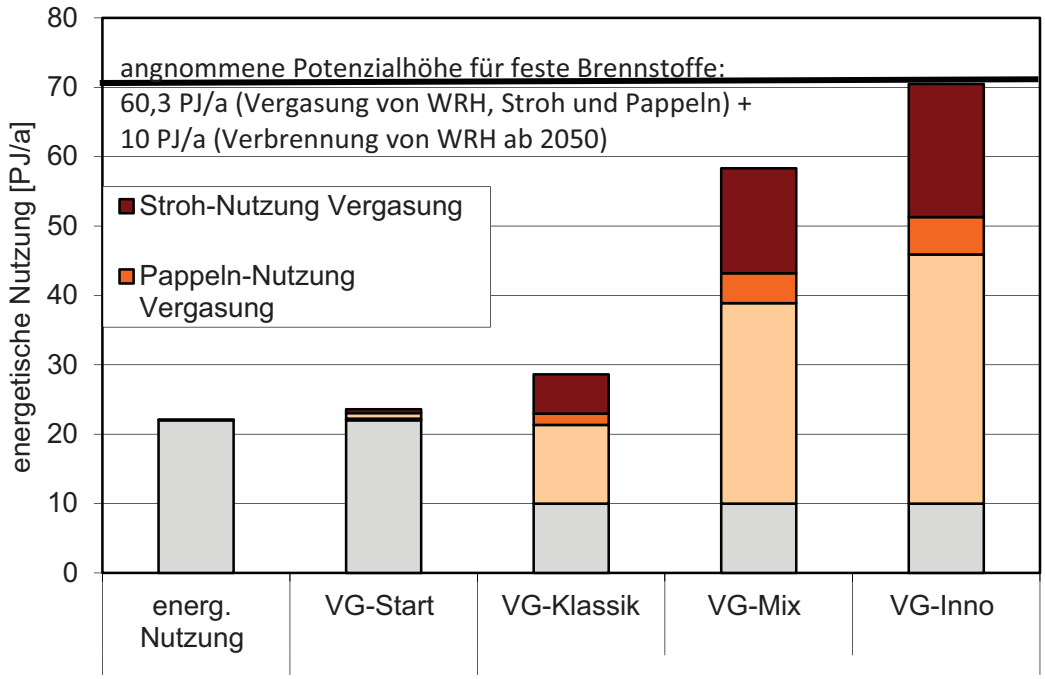


Abbildung 72: Nutzung von Waldrestholz, Pappeln und Stroh in den verschiedenen Vergasungsszenarien inkl. Berücksichtigung der Verbrennung

3.8.5 Ergebnisse: Beitrag biogener Gase zur Energieerzeugung und THG-Minderung

Da sich die Szenarienanalyse für die Entwicklung der Biogas- und Vergasungstechnologien auf unterschiedliche Zeiträume bezieht (2020 für Biogas und 2050 für Vergasung), werden bei der Gesamtbetrachtung der Entwicklung biogener Gase (Biogas und Vergasung) folgende Szenarien zusammengerechnet (siehe dazu auch Tabelle 86):

- **Zeitraum 2020:** Hier werden die Kombinationen der drei Biogasszenarien 2020 mit dem VG-Start Szenario analysiert (BG-Klassik und VG-Start, BG-Mix und VG-Start, BG-Inno und VG-Start).
- **Zeitraum 2050:** Hier werden die Kombinationen der drei Vergasungsszenarien mit dem BG-Max Szenario analysiert (BG-Max und VG-Klassik, BG-Max und VG-Mix und BG-Max und VG-Inno).

Es wurden für die Gesamtbetrachtung die **Referenzen** Strom-Mix bzw. Strom-Substitutions-Mix für den Stromerzeugungspfad und für den Wärmeerzeugungspfad der Wärme-Mix ausgewählt (siehe Kapitel 3.7.1).

- Bei der direkten Verstromung von sowohl Biogas als auch Rohgas aus der Vergasung wurde mit dem Strom-Mix bzw. Strom-Substitutions-Mix verglichen
- Bei der SNG- Nutzung wurde von vier unterschiedlichen Nutzungsvarianten ausgegangen:
    - Nutzung im GuD-Kraftwerk zur Stromerzeugung - Vergleich mit Strom-Mix bzw. Strom-Substitutions-Mix
    - Nutzung im Erdgas-BHKW zur Stromerzeugung - Vergleich mit Strom-Mix bzw. Strom-Substitutions-Mix
    - Nutzung im Erdgaskessel zur Wärmeerzeugung - Vergleich mit Wärme-Mix[12].
    - Nutzung als Kraftstoff – Vergleich mit Benzinerfahrzeug

Die Kosten und Emissionen der ausgewählten fossilen Referenzen sind im Kapitel 3.7 zu finden.

[12] Auf den Vergleich mit dem Wärme-Substitutionsmix wurde verzichtet, da der Wärme-Mix und Wärme-Substitutionsmix durch fast gleiche Kosten und THG-Emissionen gekennzeichnet sind.

Tabelle 86: Referenzen für energetische Nutzung biogener Gase in den Szenarien

	Szenario	BG-Basis	BG-Klassik	BG-Mix	BG-Inno	BG-Max		
Biogas	KWK/SNG-Nutzung	fast ausschließliche KWK-Nutzung	überw. klass. KWK-Nutzung	Techn.-Mix	Innov. Anlagenpark	Innov. Anlagenpark		
	% Rohgas für direkte Verstromung	94%	90%	85%	80%	75%		
	% Rohgas für SNG-Aufbereitung	6%	10%	15%	20%	25%		
Vergasung	Szenario:	VG-Basis	VG-Start			VG-Klassik	VG-Mix	VG-Inno
	% Rohgas für direkte Verstromung	0%	100%			80%	50%	10%
	% Rohgas für SNG-Aufbereitung	0%	0%			20%	50%	90%
Referenzen	Strom aus Biogas und Rohgas aus der Vergasung (dir. Verstromung) Strom aus SNG (Verbrennung im GuD Kraftwerk) Strom aus SNG (Verbrennung im Erdgas-BHKW)	Strom-Mix/ Strom-Subst.-Mix						
	Wärme aus SNG (Verbrennung im Erdgaskessel)	Wärme-Mix						
	Kraftstoff aus SNG (Verbrennung im Erdgasfahrzeug	Benzinerfahrzeug						

Energieerzeugung aus biogenen Gasen

Die Energieerzeugung aus biogenen Gasen ist in

Abbildung 73 zusammengefasst.

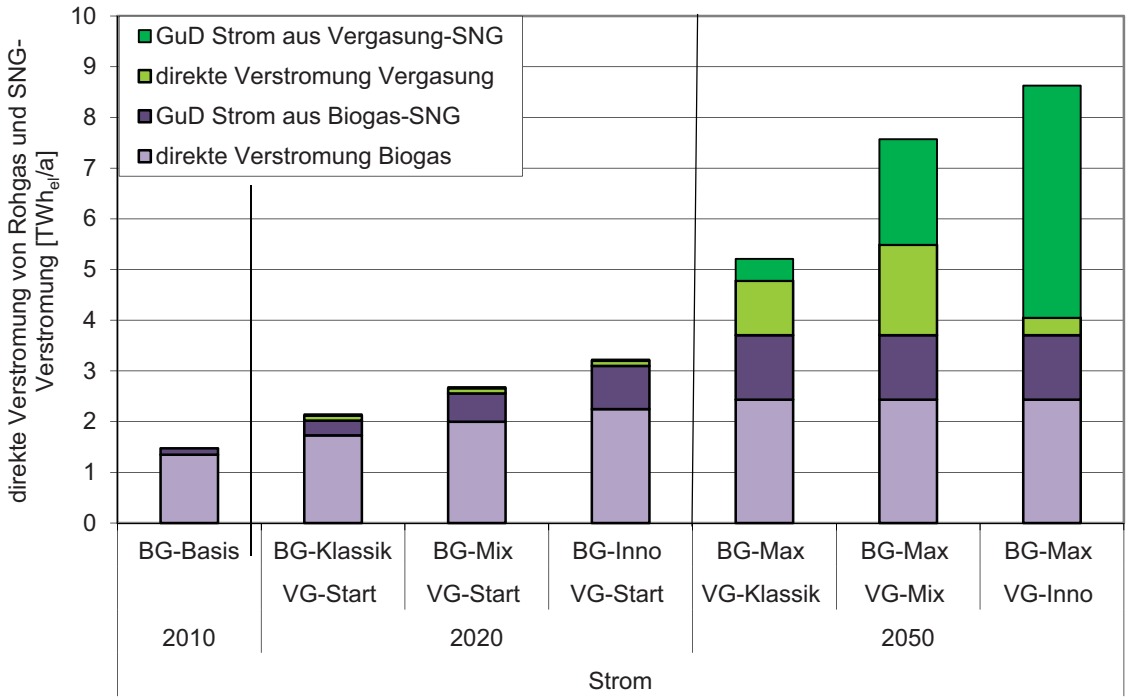


Abbildung 73: Direkte Verstromung von Rohgas und SNG-Verstromung in den Biogas- und Vergasungsszenarien

Hier wurde der Fall direkte Verstromung und SNG-Nutzung zur Verstromung im GuD Kraftwerk (der technisch-effizienteste Stromerzeugungspfad) ausgewählt. Insgesamt werden unter dieser Annahme bei dem maximalen Ausbau der Technologien zur Nutzung biogener Gase (VG-Inno und BG-Max) 8,6 TWh_{el}/a erzeugt.

Nachfolgend wird getrennt auf die Stromerzeugung aus landwirtschaftlichem Biogas und Biomasse-Vergasung eingegangen.

Biogas. Im Jahre 2010 stammten die biogenen Gase ausschließlich aus der Biogaserzeugung. Die Stromerzeugung aus Biogas (inkl. SNG-Verstromung) belief sich auf knapp 1,5 TWh_{el}/a und wurde fast ausschließlich durch die direkte Verstromung erzeugt. Die Stromerzeugung steigt in den Biogas-Szenarien 2020 je nach Mobilisierungsgrad von Biomasse auf bis zu 3,1 TWh_{el}/a. Zwischen 2020-2050 findet nur eine langsame weitere Biogastechnologieentwicklung statt, da die Potenziale für landwirtschaftliche Anlagen in 2020 schon überwiegend ausgenutzt wurden (ca. 90% der angenommen EP- und Grassilagepotenziale sowie ca. 70% der Wirtschaftsdüngerpotenziale wurden ausgeschöpft). Die gesamte Stromproduktion in 2050 aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen beläuft sich bei der Annahme der SNG-Nutzung im GuD Kraftwerk auf insgesamt 3,7 TWh_{el}/a. In dem Szenario wird vor allem die Biogasaufbereitung auf SNG forciert – somit entstehen neue Anlagen, auch werden die KWK-Biogasanlagen auf SNG-Aufbereitung umgerüstet - 1,3 TWh_{el} stammen aus der Verstromung von Biogas-SNG.

Vergasung. Im Jahre 2010 gab es keine Vergasungsanlagen, da die Technologie noch keine Marktreife erreicht hat. Das Jahr 2020 wird als Startjahr angenommen, in dem sich die Biomassevergasungstechnologie auf dem Markt etabliert. Hier stam-

men 0,13 TWh_{el} aus der Vergasung. Bis zum Jahr 2050 macht die Technologie einen großen Entwicklungssprung. Im Jahre 2050 werden je nach Mobilisierungsgrad von Biomasse bis zu 4,9 TWh_{el} (VG-Inno) aus der Biomassevergasung erzeugt. In diesem Szenario, in dem 90% Rohgas auf SNG-Qualität aufbereitet werden, stammen somit 4,6 TWh_{el} aus der SNG-Verstromung.

Insgesamt werden bei dem maximalen Ausbau der Technologien zur Nutzung biogener Gase 8,6 TWh_{el}/a erzeugt. Dies würde ca. 11% des Stromverbrauchs in BW decken (bei der Annahme eines unveränderten Stromverbrauchs des Jahres 2010 (Stala BW 2012a)). Anzumerken ist jedoch, dass hier die effizienteste Variante der Stromerzeugung beim dem SNG-Nutzungspfad (GuD Kraftwerk mit elektrischem Wirkungsgrad von 60%) angenommen wurde. Wird das SNG aus biogenen Gasen in einem Erdgas-BHKW (el. Wirkungsgrad 40%) verstromt wurde, das die momentan üblichste Variante der Stromerzeugung aus biogenen Gase darstellt, ist mit einer Stromerzeugung in der Höhe von insgesamt 6,7 TWh_{el}/a zu rechnen.

3.8.6 Treibhausgasvermeidung durch biogene Gase

Treibhausgasvermeidung

Die Treibhausgasvermeidung in den berechneten Szenarien gegenüber dem Strom-Mix Deutschland belief sich je nach Szenario zwischen 923 [1.000 t] $CO_{2\ Äq.}$/a und 4.286 [1.000 t] $CO_{2\ Äq.}$/a (vgl. Abbildung 74). Wird bei allen Biogasanlagen die Wärme extern abgesetzt, erhöht sich die Treibhausgasvermeidung im besten Fall auf 4.869 [1.000 t] CO2 Äq./a (vgl. Abbildung 75). Wird die energetische Nutzung von biogenen Gasen dem Strom-Substitution-Mix (tatsächlich eingesparter fossiler Strom - vgl. Kapitel 3.7.1) gegenübergestellt, erhöht sich die THG-Vermeidung je nach Szenario auf 1.803 [1.000 t] $CO_{2\ Äq.}$/a und 7.260 [1.000 t] $CO_{2\ Äq.}$/a.

Bis zum Jahr 2020 kommt die meiste THG-Einsparung aus der energetischen Nutzung von Biogas. In dem Zeitraum spielt die energetische Nutzung von SNG eine eher geringfügige Rolle. Die meiste Treibhausgaseinsparung wird durch die direkte Verstromung von Biogas ermöglicht.

Im Jahre 2050, in dem sich die Vergasungstechnologie bereits etabliert hat, wird die meiste Treibhausgaseinsparung eher aus der Biomassevergasung stammen – hier steht im Vergleich zum Biogaspfad die doppelte Menge der Biomassepotenziale zur Verfügung. Nur bei der moderaten Entwicklung von Vergasungstechnologie (VG-Klassik), der lediglich 30% der Biomassepotenziale zur Nutzung im thermochemischen Pfad zu Grunde liegt, wird die meiste Treibhausgaseinsparung durch energetische Nutzung von Biogas verursacht (BG-Max). In dem offensivsten SNG-Strategie Szenario trägt die energetische Nutzung von SNG am stärksten zur THG-Einsparung bei (VG-Inno und BG-Max).

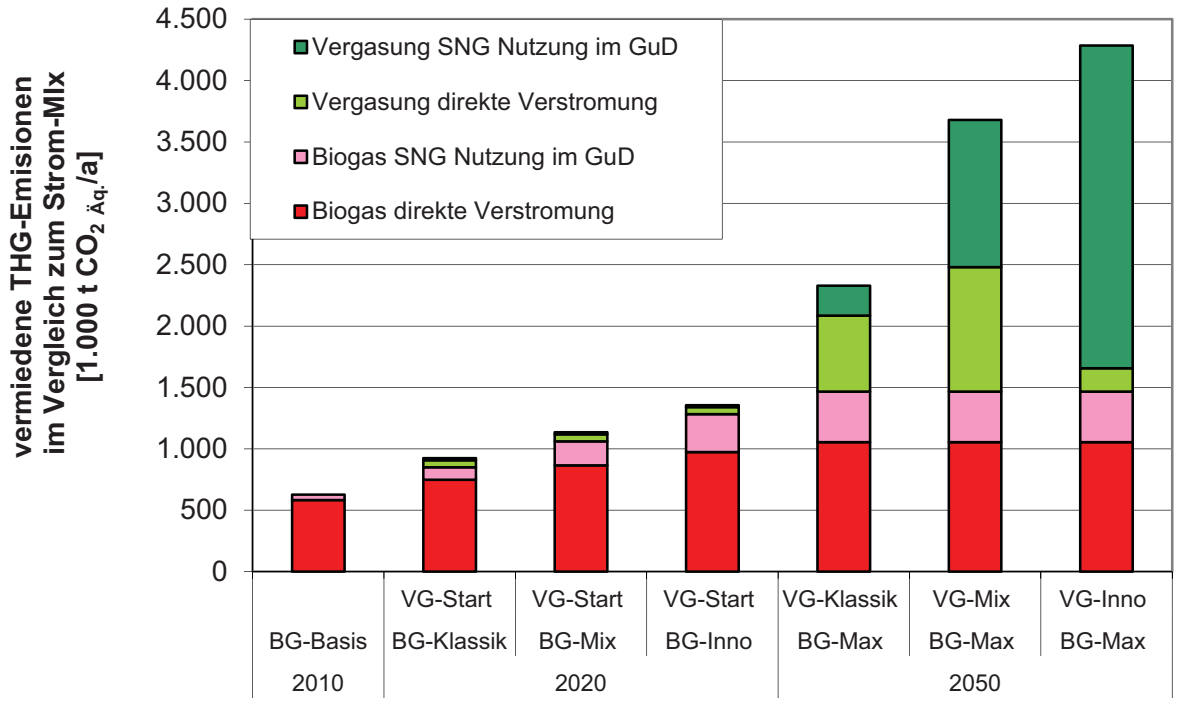


Abbildung 74: Vermiedene THG-Emissionen in den Biogas- und Vergasungsszenarien (Referenz: Strom-Mix DE)

Werden bei allen Biogasanlagen 50% der Wärme extern abgesetzt, können mehr Treibhausgase eingespart werden. Bei den Vergasungsanlagen, bedingt durch ihre Größe, wurde ein Wärmenutzungsgrad von 50% als unrealistisch betrachtet und somit keine Wärmegutschrift zu Grunde gelegt.

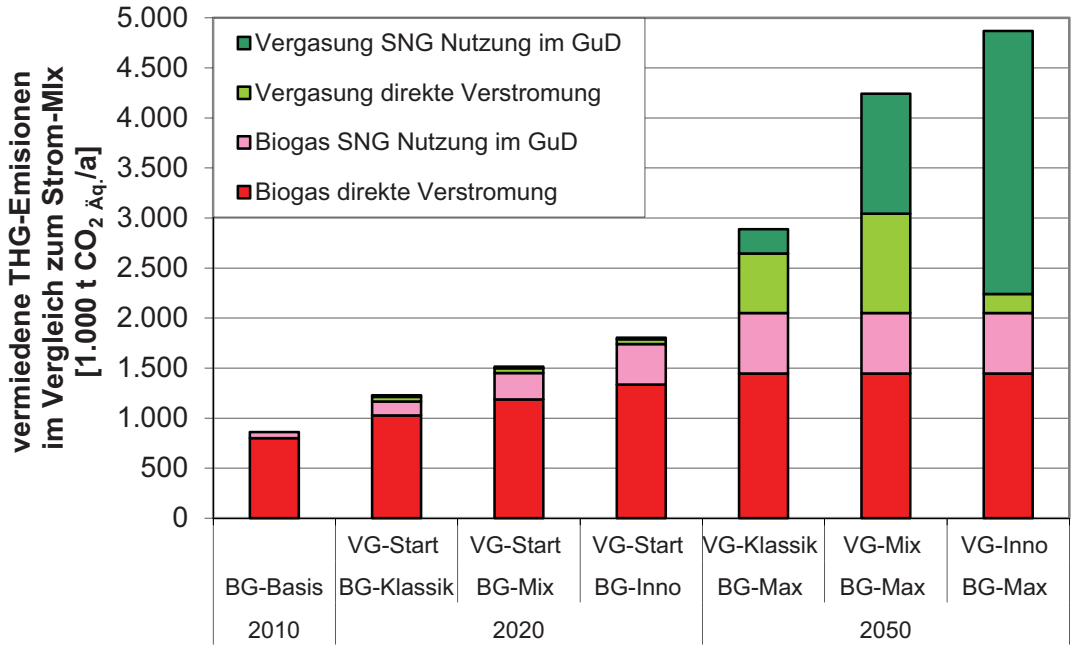
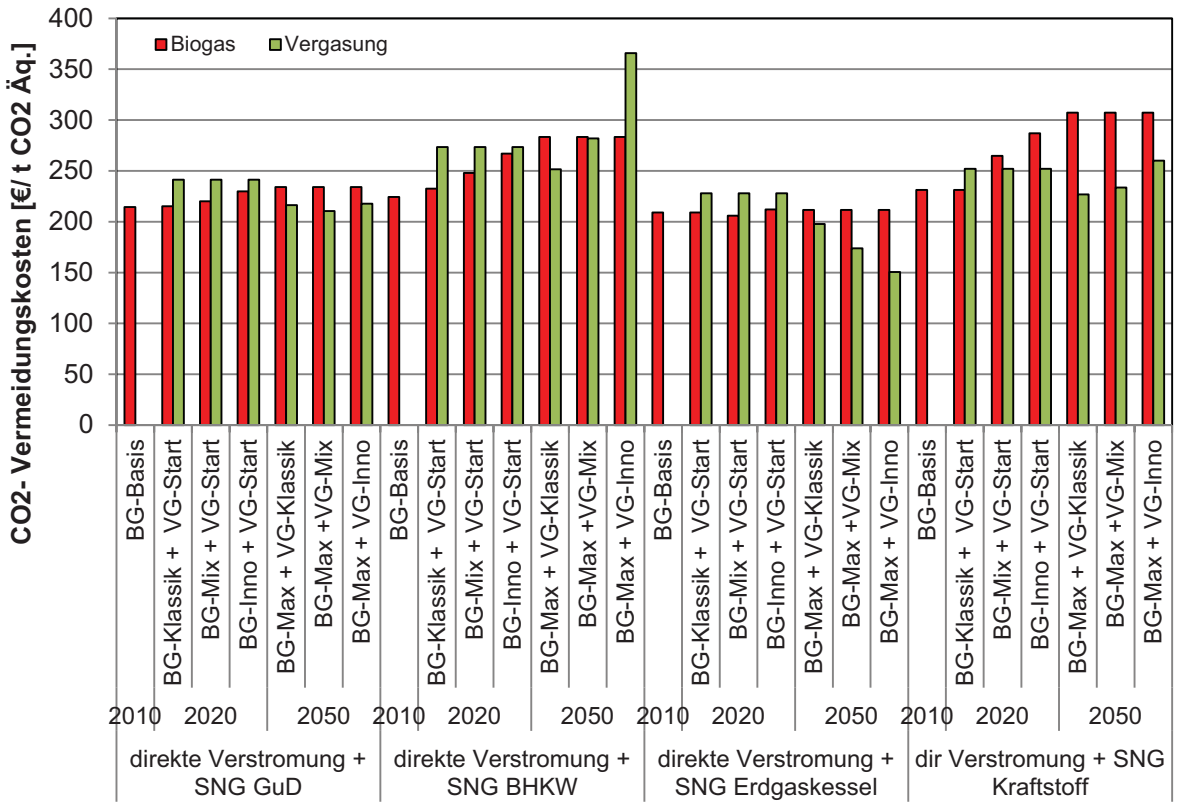


Abbildung 75: Vermiedene THG-Emissionen in den Biogasanlagen und externer Wärmenutzung und Vergasungsszenarien (Referenz: Strom-Mix DE)

CO_2-Vermeidungskosten

Die CO_2-Vermeidungskosten für die energetische Nutzung von Biogas sind generell höher als die der energetischen Nutzung von Rohgas (siehe Abbildung 76). Für die Verstromung und SNG-Nutzung bewegen sich die CO_2-Vermeidungskosten zwischen 151 und 366 € für Vergasung und 206 und 283 € für Biogas (mit Wärmegutschrift) pro vermiedene Tonne CO_2 Äq. (Referenz Strom-Mix DE). Wird anstatt dem Strom-Mix DE die Referenz Strom-Substitutionsmix zu Grunde gelegt, bewegen sich die Kosten der CO2-Vermeidung für die Biogasszenarien zwischen 194 und 244 € und für die Vergasungsszenarien zwischen 151 und 299 € pro vermiedene Tonne CO_2. Vor allem bei den Biogasszenarien sinken (durch höhere THG-Einsparung) die CO_2-Vermeidungskosten deutlich, da Biogas in den Szenarien überwiegend direkt verstromt wird (Anteil des Rohgases für direkte Verstromung beträgt je nach Szenario 90%-75%).



Referenz: Strom-Mix (direkte Verstromung + SNG-Nutzung im GuD, direkte Verstromung + SNG-Nutzung im BHKW)
Strom-Mix + Wärme-Mix (direkte Verstromung + SNG-Nutzung im Erdgaskessel)
Strom-Mix + Benzinerfahrzeug (direkte Verstromung + SNG-Nutzung im Kraftstoff)

Abbildung 76: CO_2-Vermeidungskosten für energetische Nutzung biogener Gase

Generell stellt die SNG-Nutzung aus der Vergasung eine kostengünstigere Alternative der CO_2-Vermeidung, als die SNG-Nutzung aus der Biogaserzeugung dar (vor allem im Kraftstoffbereich), da Biogas überwiegend aus den Energiepflanzen erzeugt wird (siehe Abbildung 68). Beim Anbau der Energiepflanzen entstehen mehr Emissionen als bei der Brennstoffbereitstellung und somit schneidet die THG-Bilanz der SNG-Erzeugung aus Biogas schlechter ab.

Die niedrigsten CO_2-Vermeidungskosten sind bei der Variante direkte Verstromung von biogenen Gasen und der thermischen Nutzung von SNG im Erdgaskessel zu erwarten. Die direkte Verstromung und GuD-Nutzung von SNG stellt im Verhältnis zur Erdgas-BHKW-Nutzung ebenso eine kostengünstigere Alternative der CO_2-Vermeidung dar, da hier mehr Strom erzeugt wird und somit mehr Treibhausgase vermieden werden können.

Werden in Zukunft die Rohölpreise und damit auch die Energieerzeugungskosten steigen und werden die Anteile erneuerbarer Energien in dem deutschen Strom-Mix weiter ansteigen sowie der Ausstieg aus der Kernenergie stattfinden, wird die Höhe der CO_2-Vermeidungskosten dadurch beeinflusst. Für die mögliche zukünftige Entwicklung wurde von einer Verdopplung des Rohölpreises (Basis: 80$/bbl), Verdopplung der Kosten vom Strom-Mix sowie von einer 50% Reduzierung von den THG-Emissionen des Strom-Mix gegenüber 2010 (angelehnt an die Ziele der Bundesregierung 2020: 40%; 2050: 80% Reduktion der THG-Emissionen ggü. 1990

(vgl. Bundesregierung 2011a; Bundesregierung 2011b)) ausgegangen. Die Kosten der CO_2-Vermeidung für die SNG-Nutzung in den Szenarien (heute und zukünftig) wurden in der Abbildung 77 zusammengefasst. Hier ist sowohl im Biogassektor als auch im Vergasungssektor eine deutliche Reduzierung der CO_2-Vermeidungskosten für SNG-Nutzung zu verzeichnen.

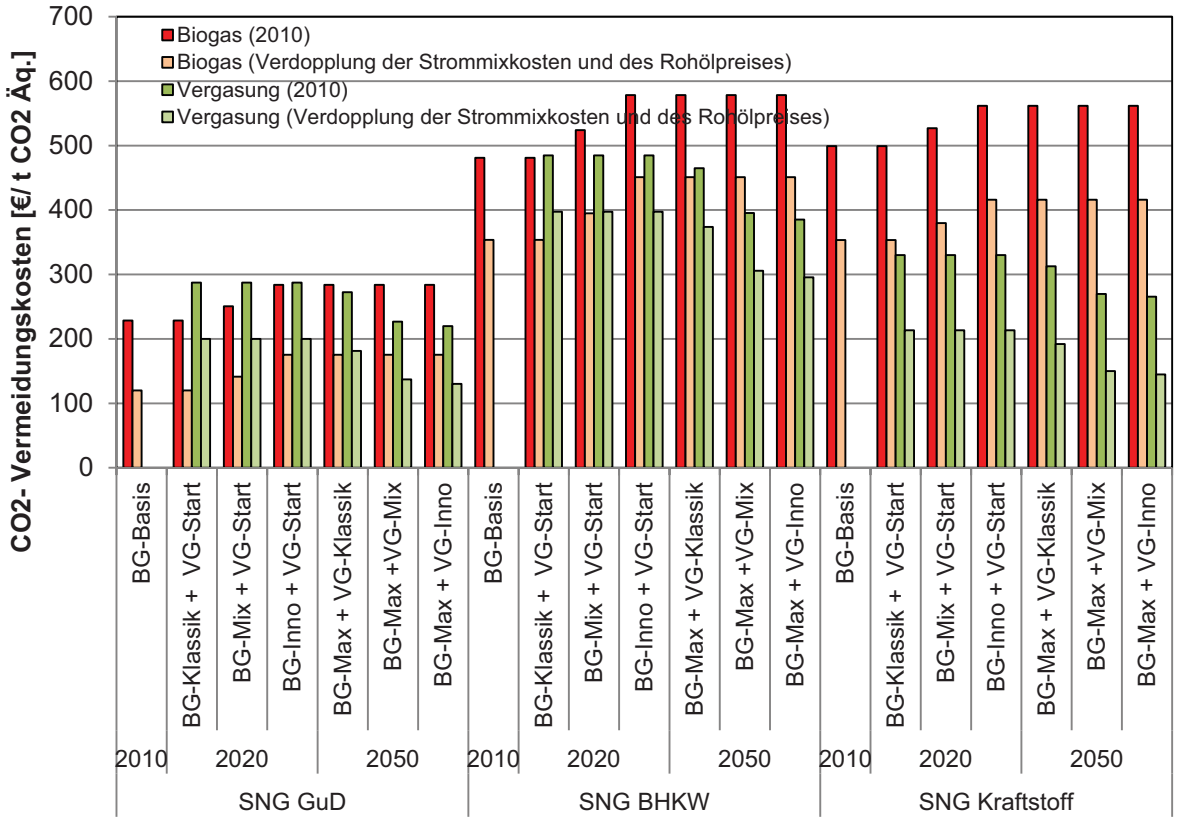


Abbildung 77: CO_2-Vermeidungskosten für SNG-Nutzung biogener Gase (heute und zukünftig)

Zusammenfassung – Bedeutung biogener Gase

Die Bedeutung biogener Gase für das Land Baden-Württemberg wird in der Tabelle 87 zusammengefasst.

Bei der Annahme, dass der Strom- und Erdgasverbrauch in Zukunft unverändert bleibt (Stand 2010), können biogene Gase unter angenommenen Rahmenbedingungen einen eher geringen Beitrag zur Stromerzeugung leisten. Lediglich unter 100%iger Ausnutzung der Biomassepotenziale (Szenarien 2050) können nennenswerte Anteile an fossilem Strom, Erdgas bzw. Kraftstoff durch biogene Gase ersetzt werden.

2010. Im Jahre 2010 konnten biogene Gase (ausschließlich durch Biogas) 2% des Bruttostromverbrauchs in Baden-Württemberg decken. Das erzeugte SNG würde 0,3% des Erdgasverbrauchs ersetzten. Würde das SNG im Kraftstoffsektor eingesetzt, würde es 1% des Benzinkraftstoffverbrauchs decken.

2020. Im optimistischsten Fall können biogene Gase 4% des Stromverbrauchs decken. Hier stammen 97% des erzeugten Stroms aus der Biogaserzeugung. Das erzeugte SNG würde 2% des Erdgasverbrauchs decken. Im Kraftstoffsektor könnten damit 5% des Benzinkraftstoffs gedeckt werden.

2050. Im optimistischen Entwicklungsszenario für biogene Gase kann sich dieser Anteil auf 11% des Bruttostromverbrauchs erhöhen. Bei der Aufbereitung von 25% des Rohgases aus der Biogaserzeugung und 90% des Rohgases aus der Vergasung durch SNG, könnte das SNG aus biogenen Gasen 16% Erdgas in Baden-Württemberg ersetzen. Dies könnte jedoch nur in dem optimistischen Fall einer 100%igen Ausnutzung der Biomassepotenziale erzielt werden. Wird das gesamt erzeugte SNG im Kraftstoffsektor eingesetzt, könnte 31% des Benzinkraftstoffs in Baden-Württemberg ersetzt werden.

Tabelle 87: Bedeutung biogener Gase für Baden-Württemberg 2020 / bis 2050

	2010	2020	2050	2020	2050
		keine Reduzierung des ges. Energieverbrauchs		mit Reduzierung des ges. Energieverbrauchs	
Energiebedarf und THG-Emissionen in Baden-Württemberg					
Primärenergieverbrauch [GJ/EW]	148	148	148	118	59
Bruttostromverbrauch [TWh/a][a)]	81	81	81	65	32
Erdgasverbrauch [TWh/a][b)c)]	*62*	*62*	*62*	52	37
Energiebedingte THG-Emissionen [Mio. t]	67	67	67	62	20
Benzinkraftstoffverbrauch [TWh/a] [b)d)]	*32*	*32*	*32*	22	17
Biogene Gase aus Biogas und Biomassevergasung					
	2010	**BG-Inno + VG-Start**	**BG-Max + VG-Inno**	**BG-Inno + VG-Start**	**BG-Max + VG-Inno**
Stromerzeugung[e)] [TWh/a]	1,3	3,2	8,6	3,2	8,6
SNG-Erzeugung [TWh/a]	0,2	1,5	9,8	1,5	9,8
THG-Einsparung [Mio. t CO_2] [e)f)]	0,9	1,8	4,9	1,8	4,9
Anteile an Bruttostromverbrauch [%]	2%	4%	11%	5%	27%
Anteile an Erdgasverbrauch [%]	0%	2%	16%	3%	27%
Anteile an Benzinkraftstoffverbrauch [%]	1%	5%	31%	7%	57%
Minderung ggü. Energiebed. THG-Emissionen 2010 [%]	1%	3%	7%	3%	24%

a) Leitstudie 2011 (Bundesregierung 2011b) - 2020: -20%, 2050: -50%
b) Stand 2009, da keine Daten zu 2010 veröffentlicht
c) Erdgasverbrauch 2020:-15%, 2050:-30%
d) die zukünftige Entwicklung des Transportsektors und des Kraftstoffverbrauchs nach Özdemir 2011
e) bezieht sich auf die gesamte Stromerzeugung (direkte Verstromung und Verstromung von SNG im GuD-Kraftwerk unterstellt)
f) gegenüber Strom-Mix 2009

Unter den Bedingungen der maximalen Potenzialausschöpfung und der effizienten Konversionspfade können biogene Gase **maximal ca. 11% des Stromverbrauchs** decken und **ca. 16% des Erdgasverbrauchs in Baden-Württemberg oder alternativ 31% des Benzinkraftstoffverbrauchs** ersetzten. Die Stromerzeugung aus biogenen Gasen bedeutet eine Minderung der energiebedingten Emissionen um 6% und ist mit Mehrkosten der CO_2-Vermeidung von 1.000 Mio. €/a verbunden (im Vergleich zum Strom-Mix DE). Hier liegt jedoch eine konservative Annahme zu Grunde, dass Vergasungsanlagen über keine externen Wärmenutzungskonzepte verfügen, da der Absatz von den großen Wärmemengen als eher unrealistisch zu sehen ist. Können

Vergasungsanlagen ihre Wärme extern absetzten, können die Kosten der CO_2-Vermeidung reduziert werden.

Nur bei der Annahme, dass der Energieverbrauch wirksam reduziert werden kann, können biogene Gase einen bedeutenden Beitrag zur Strom- und SNG-Erzeugung leisten.

Gemäß Leitstudie 2011 (Bundesregierung 2011b) wird sich der Energiebedarf im Jahr 2020 um 20% und in 2050 um 50% verringern, bei dem Erdgasverbrauch ist eine 15% Reduzierung in 2020 und 30% Reduzierung in 2050 des Gesamterdgasverbrauchs zu erwarten. Im Kraftstoffsektor (Benzinerfahrzeuge) kann der Kraftstoffverbrauch in 2020 um 31% und in 2050 um 46% reduziert werden (Özdemir 2011).

Durch die Maßnahme Reduzierung des Stromverbrauchs um 20% und des Erdgasverbrauchs um 15%, werden biogene Gase bedingt durch begrenzte Nutzung der verfügbaren Biomassepotenziale, keinen bedeutenden Beitrag im Stromsektor (etwa 5% (2020)) oder Erdgassektor (etwa 3% (2020)) leisten. Hier ist nur im Transportsektor ein nennenswerter Beitrag zu erreichen, d.h. 31% des Benzinkraftstoffs könnte durch SNG ersetzt werden.

Erst durch die Halbierung des Stromverbrauchs und 30% Reduzierung des Erdgasverbrauchs können die biogenen Gase einen wesentlichen Beitrag zur Energieerzeugung leisten. Biogas und Biomasse-Vergasung können in BW je nach Szenario und wirksamer Reduzierung des Gesamtenergiebedarfs bis 27% (2050) des Strom- und Erdgasbedarfs in BW decken. Im Transportsektor könnte unter der Annahme 46%iger Reduzierung des Kraftstoffverbrauchs fast 60% des Benzinkraftstoffs über SNG-Kraftstoff ersetzt werden.

Die Erzeugung von SNG bietet eine attraktive Alternative, sowohl in Bezug auf die Substitution von Erdgas bei unverändertem Energieverbrauch als auch zur Reduktion der energiebedingten THG-Emissionen. Wird sich der Erdgasverbrauch im Jahr 2050 um 30% verringern, könnten biogene Gase als SNG einen erheblichen Anteil (27%) einnehmen. Durch den verstärkten Einsatz von Erdgas- bzw. SNG-Fahrzeugen könnte der Transportsektor in Baden-Württemberg bis zum fast 60% des Kraftstoffverbrauchs der Benzinerfahrzeuge[13] über biogene Gase decken.

Die Energieerzeugung aus Biogas kann sich in Zukunft mehr als verdoppeln (im Vergleich zum Stand 2010). Hier stellt die verstärkte SNG-Erzeugung (bisher nur 6% des Rohgases wurde auf SNG aufbereitet) und verstärkter Einsatz von ungenutzten Güllepotenzialen in den Biogasanlagen eine Herausforderung dar. Die Technologie an sich ist im Gegensatz zu Vergasungsanlagen mit 709 Anlagen in 2010 und guten Wirkungsgraden in Baden-Württemberg gut etabliert. Vor allem aber stellt der thermo-chemische Pfad eine technische Herausforderung dar, da über diesen Pfad Strom und SNG in Baden-Württemberg überwiegend erzeugt werden könnten. Bei den Vergasungsanlagen gab es 2010 keine Anlagen in Baden-Württemberg, die eine

[13] Es wurde (nach Özdemir 2011) angenommen, dass die Erdgasfahrzeuge lediglich die Benzinerfahrzeuge ersetzen können.

Marktreife erreicht haben. 2012 sollte die erste kommerzielle Vergasungsanlage mit dem Feuerungswärmeleistung von 15,1 MW in Ulm in Betrieb gehen (SWU 2012). Diese wird das Rohgas direkt verstromen. Angenommen, dass trotz technischen Schwierigkeiten die Vergasungsanlagen die Markreife in 2020 erreicht haben sollten, wird vor allem SNG aus dem Vergasungspfad aufgrund doppelt so hoher Potenziale eine bedeutende Rolle spielen. Biogas als biogenes Gas wird bei der SNG-Erzeugung in Baden-Württemberg, bedingt durch geringere Potenziale und eher kleinere Anlagenstruktur, eine weniger bedeutende Rolle spielen.

Für die Erzeugung von biogenen Gasen besteht noch ungenutztes Biomassepotenzial, es sollte jedoch nachhaltig genutzt werden. Sollten die biogenen Gase einen bedeutenden Teil in dem Energie-Mix in Baden-Württemberg einnehmen, müssen sowohl die bisher ungenutzten Potenziale verstärkt mobilisiert werden als auch der gesamte Energieverbrauch deutlich reduziert werden. Die 100%ige Potenzialausnutzung bei der Biogaserzeugung und Vergasung scheint jedoch ein ambitioniertes Ziel zu sein.

Bei der Vergasung bedeutet es, dass insgesamt 100% der Stroh- und Pappelpotenziale – Brennstoffe, die im Jahre 2010 kaum energetisch genutzt werden, genutzt werden müssten. Die KUP-Vorkommen, die noch größtenteils auf über 8.000 ha Brachflächen in BW angebaut werden müssten, müssten mobilisiert werden. Im Falle von Waldrestholz, dem Hauptbrennstoff für die Vergasungsanlagen, könnte es zu einem großen Konkurrenzkampf zwischen Vergasungs- und Verbrennungsanlagen kommen.

Für die Biogaserzeugung bedeutet dies, dass z.B. Güllepotenziale, die eher schwer zu mobilisieren sind, vollständig ausgeschöpft werden. Dies bedeutet wiederum einen verstärkten Zubau von kleinen Anlagen, da Gülle nicht über weitere Entfernungen transportiert werden kann (Stenull 2013). Der Zuwachs von Biogasanlagen zeigt jedoch in den letzten Jahren eine umgekehrte Tendenz – die durchschnittliche Anlagengröße in Baden-Württemberg steigt seit 2005 ununterbrochen an (vgl. Staatliche Biogasberatung 2010, Staatliche Biogasberatung 2012). Diese Tendenz zu größeren Biogasanlagen in den letzten Jahren, kann die nennenswerte Mobilisierung von Gülle deutlich verlangsamen.

Literatur

Bundesregierung 2011a: Eckpunktepapier der Bundesregierung: http://www.bmu.de/energiewende/doc/47465.php, zugegriffen am 06.06.2011

Bundesregierung 2011b: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung 28. September: http://www.bundesregierung.de/nsc_true/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/energiekonzept-final,property=publicationFile.pdf/energiekonzept-final, zugegriffen am 12.12.2011

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWI)/Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) 2010: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin, 28. September 2010.

Kahn, H.; Wiener, A. J. 1967: The year 2000. New York, Macmillan.

Landesanstalt für Entwicklung der Landwirtschaft (LEL) 2008: Strukturdaten 2008, Baden-Württemberg, Abt. Ländlicher Raum, Schwäbisch Gmünd.

Ministerium für Ländlichen Raum, Ernährung und Verbraucherschutz Baden-Württemberg (MLR) 2010: Interne Datensammlung zum KUP-Anbau in Baden-Württemberg.

Ministerium für Umwelt, Naturschutz und Verkehr Baden-Württemberg (UVM) 2011: Klimaschutzkonzept 2020PLUS Baden-Württemberg, Entwurf, Stand 10.12.2010, Stuttgart.

Özdemir, E.D. 2011: The Future Role of Alternative Powertrains and Fuels in the German Transport Sector. A model based scenario analysis with respect to technical, economic and environmental aspects with a focus on road transport, Dissertation, Universität Stuttgart, Band 108.

Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (STALA BW) 2008: Agrarstrukturerhebung in Baden-Württemberg. Statistische Daten. Stuttgart: Selbstverlag.

Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (STALA BW) 2012: Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg nach Energieträgern, Statistische Daten. Onlineveröffentlichung: http://www.statistik.baden-wuerttemberg.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/EN_ET_BS_LR.asp (Zugriff 17.04.2012).

Staatliche Biogasberatung 2010: Biogasanlagen in Baden-Württemberg, Ministerium für Ernährung und Ländlichen Raum, Bearbeitung: LEL Schwäbisch Gmünd, Abt. 2., Stand 10/2009.

Staatliche Biogasberatung 2011: Biogasanlagen in Baden-Württemberg, Ministerium für Ernährung und Ländlichen Raum, Bearbeitung: LEL Schwäbisch Gmünd, Abt. 2., Stand 12/2011.

Stenull, M. 2013: Stand und Entwicklung der Biogasnutzung in Baden-Württemberg – ein ökonomisch-ökologischer Vergleich der regional angepasster Anlagenkonzepte (vorläufiger Titel), Dissertation in Vorbereitung, Stuttgart.

Stadtwerke Ulm (SWU) 2012: Holzgas-Heizwerk Senden, Strom und Wärme aus der Natur, Stand März 2012, Onlineveröffentlichung: http://www.swu.de/fileadmin/Content/PDFs/Energie_Wasser/Web_Flyer_HGASenden_16032012.pdf (Zugriff 10.07.2012).

Weber, E.; Burger, B. 2011: Skizze eines Energieentwicklungspfads basierend auf erneuerbaren Energien für Baden-Württemberg, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesystems ISE, Freiburg.

Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg (BW) 2010: Biomasse-Aktionsplan Baden-Württemberg Erste Fortschreibung, Stand Januar 2010, Abteilung 4 „Energie und Wohnungsbau“, Referat 42 „Regenerative Energien und rationelle Energieanwendung“, Stuttgart.

4 ZEITPLAN UND MITTELVERWENDUNG

Der vorgesehen Zeit- und Budgetplan wurde antragsgemäß eingehalten. Das Projekt wurde zum 30.4.2012 abgeschlossen.

Die Mittelverwendung für das Vorhaben ist in einem eigenen Finanzbericht dargestellt. Alle Mittel wurden antragsgemäß und vollständig genutzt und abgerechnet.

Position	Betrag
Einnahmen	
Zugewiesene Mittel	**534.199,00 €**
Ausgaben	
1. Personalausgaben IER	146.684,73 €
2. Personalkosten IfK	22.400,00 €
3. Reisekosten	1.423,23 €
3. Sachausgaben	920,68 €
4. Weiterleitung / Unteraufträge Projektpartner*	366.001,01 €
5. Investitionen	0,00 €
Summe Ausgaben	**537.429,65 €**
Saldo Einnahmen-Ausgaben	**-3.230,65 €**

* beinhaltet Unteraufträge an ZSW, DVGW und ITAS

Der überzählige Betrag durch erhöhte Projektkosten in Höhe von 3.230,65 EUR wird vom IER übernommen.

5 VERANSTALTUNGEN UND PROJEKTTREFFEN

Im Projektzeitraum waren eine enge Abstimmung der Partner und eine Reihe von Projekttreffen erforderlich (sog. **Cluster I Treffen**). Außerdem gab es etliche bilaterale Treffen von den Projektpartnern im Cluster I zur Abstimmung einzelner Arbeitspunkte, die hier im Einzelnen nicht angegeben sind.

Darüber hinaus wurde das Vorhaben in enger Zusammenarbeit aller Partner abgewickelt mit dem Ziel einer weitgehenden Harmonisierung aller Daten und Rahmenannahmen. Diese Zusammenarbeit bezieht sich auch auf die Partner der anderen Cluster (II: Untere Lindenhöfe und III: Innovative Gasprozesstechnik zur Erzeugung von Erdgassubstitut aus Biomasse). Hierzu wurden halbjährlich **Status Seminare** organisiert, an denen alle Clustermitglieder (I, II und III) mitgewirkt haben.

2008

19. Juli 2008 **Offizieller Projektstart:** Vorstellung des Clusters I auf der Einweihungsveranstaltung der Forschungsbiogasanlage „Unterer Lindenhof“. Kurzdarstellung durch Dr. Eltrop als Cluster-Koordinator. Vorstellung eines Posters im Rahmen der Ausstellung.

12. Sept. 2008 **Kick-off Meeting Cluster I:** Abstimmung der anstehenden Projektarbeiten innerhalb des Clusters, Festlegung der Aufgaben in den Arbeitspaketen AP1 bis AP5 und Abstimmung weiterer Vorgehensweise.

26. Sept. 2008 **Status Seminar (Treffen aller Partner im Gesamtprogramm „Biogene Gase“) Uni Hohenheim:** Vorstellung des Teilprojektes Cluster I „Systemanalyse“ und Abstimmung der Arbeiten mit den anderen Clustern. Dies bezog sich u. a. auf den Prozess der Abstimmung für die zu berücksichtigenden Biomassearten, die Bereitstellungsketten und die Technologieauswahl.

24. Okt. 2008 **Teilnahme am Arbeitstreffen vom Cluster II in Hohenheim:** Teilnahme von IER und ITAS am Projekttreffen vom Cluster II zwecks Definition der notwendigen Schnittstellen zu Cluster II und Sicherung der Datenübergabe. Dies bezog sich insbesondere auf die in der Biogasanlage an den unteren Lindenhöfen zum Einsatz kommenden Biomassearten und Bereitstellungsketten. Gleichzeitig wurde eine erste Spezifikation von Gasqualitäten von Hohenheim an den Partner ZSW für die Analyse der Reinigungstechnologien übergeben.

4. Dez. 2008 **Cluster I Arbeitssitzung in Karlsruhe:** Die Abstimmung über die zu berücksichtigenden Biomassearten (Einsatzstoffe) als auch die Bestimmung der relevanten Anlagengrößen zur Erzeugung und Nutzung biogener Gase in Baden-Württemberg. Festlegung der zu berücksichtigenden Biomassearten im Rahmen der Abstimmung zu Arbeitspaketen AP1 und AP2. Festlegung der Anlagengrößen und deren Einsatzstoffen sowie zu Gasnutzung im Rahmen der Abstimmung zu Arbeitspaketen AP3 und AP4. Diskussion und Ergänzung der Schnittstelle AP3-AP4 (Rohgaszusammensetzung, Volumenstrom, Druck, Temperatur, etc.).

2009

4. März 2009 **Status Seminar der Forschungsplattform (Hohenheim):** Vorstellung und Diskussion der bisherigen Ergebnisse der Projektarbeit.

28. Mai 2009 **Arbeitstreffen ITAS und DVGW (FZK**): Diskussion einer Vorlage zur Zusammensetzung des Biogases bzw. der Rohgase aus der Vergasung und Abstimmung weiterer Schritte, Diskussion und Abstimmung der vom DVGW erarbeiteten Konzepte zur Gasreinigung und Konditionierung von Biogas und Rohgas.

24. Sept. 2009 **Treffen Cluster 1 (Karlsruhe):** Vorbereitung des Plattformtreffens im Oktober, Abstimmung Technikanalyse, Vorstellung Ergebnisse Biomasse-Potenziale, Vorstellung erster Ergebnisse der techno-ökonomischen Analyse der betrachteten Technologien.

6. Okt. 2009 **Status Seminar Forschungsplattform (Uni Hohenheim):** Vorstellung und Diskussion der bisherigen Ergebnisse der Projektarbeit.

04. Dez. 2009 **Arbeitstreffen ITAS und DVGW (ITAS/FZK):** Input für den 2. Zwischenbericht; finale Definition der Biomasse für die Vergasung; Abstimmung der Excel-Vorlage zur techno-ökonomischen Beschreibung der Biogas- und Rohgasaufarbeitung zu SNG

2010

19. März 2010 **Cluster I Treffen (Uni Hohenheim):** Vorstellung und Diskussion der bisherigen Ergebnisse AP2, AP3 und AP4 der Projektarbeit.

26. März 2010 **Status Seminar der Forschungsplattform (IER, Uni Stuttgart):** Vorstellung und Diskussion der bisherigen Ergebnisse der Projektarbeit.

4. Okt. 2010 **Treffen Cluster 1 (IER, Uni Stuttgart):** Vorbereitung des Status Seminars im Oktober, Abstimmung Technikanalyse, Vorstellung der Ergebnisse im AP2 (Änderungen), der Arbeiten im AP4, sowie erster Ergebnisse im AP5 und AP6.

6. Okt. 2010 **Status Seminar Forschungsplattform (Uni Hohenheim):** Vorstellung und Diskussion der bisherigen Ergebnisse der Projektarbeit.

14. Okt. 2010 **Arbeitstreffen von DVGW, IAT und ITAS (DVGW):** Abstimmungen zur Schnittstelle Biogasbereitstellung und -aufbereitung zu SNG (Reststoffströme, Energiebedarf und diffuse CH_4-Emissionen, jeweils auch unter dem Gesichtspunkt der ökobilanziellen Betrachtung).

2011

1. März 2011 **Treffen Cluster 1 (ITAS, Karlsruhe):** Austausch über den aktuellen Projektstand und Abstimmung der Arbeiten zwischen den Projektpartner. Vorbereitung des Plattformtreffens am 18. März und des Symposiums am 04. Juli in Stuttgart

18. März 2011 **Status Seminar der Forschungsplattform (IFK, Uni Stuttgart):** Vorstellung und Diskussion der bisherigen Ergebnisse der Projektarbeit.

20. Juli 2011 **Arbeitstreffen ITAS und DVGW (KIT, Campus Nord**): Diskussion und abschließende Klärung zu den vom DVGW durchgeführten Aspen-Simulationen zur Biogas- bzw. Rohgasaufarbeitung

11. Nov. 2011 **abschließendes Status Seminar der Forschungsplattform (Unt. Lindenhöfe, Uni Hohenheim).** Darstellung der Projektergebnisse aller Cluster

14. Dez. 2011 **Arbeitstreffen ITAS und DVGW (DVGW**): Diskussion der Ergebnisse zu den vorliegenden techno-ökonomischen Kalkulationen zur Rohgasaufarbeitung von DVGW

6 TAGUNGSTEILNAHME UND –BEITRÄGE

Die Arbeitsergebnisse wurden auf Veranstaltungen und Kongressen präsentiert:

2009

21. Okt. 2009 **Biogas Expo und Kongress Offenburg.** Vorstellung und Präsentation von Ergebnissen zum Monitoring von Biogas-Anlagen in Baden-Württemberg (IER –Stenull, M.,) und zur Ökobilanz der Biogaserzeugung (IAT- Lansche, J.).

6. Dez. 2009 **„Biogas und Bioenergie in der Landwirtschaft“ IBBK Jahres tagung (Wolpertshausen)**. Autor: Stenull, M., Präsentation CO_2-Vermeidungskosten von Biogasanlagen in Baden-Württemberg (IER).

2010

14. Juni 2010 **XVIIth World Congress of the International Commission of Agricultural Engineering (CIGR).** Quebec City; Autor/en: Jens Lansche und Joachim Müller, Titel der Präsentation: Life cycle assessment of agricultural biogas production systems.

27. Okt. 2010 **68. Internationale Tagung Landtechnik (VDI).** Stadthalle Braunschweig, Autor/en: Jens Lansche und Joachim Müller Titel der Präsentation: Influence of feedstock composition and combined heat and power plant engine size on Life Cycle Assessment (LCA) of biogas production.

2011

30. März 2011 **progress in Biogas congress 2011** (Stuttgart- Hohenheim, 29. - 31. März 2011). Autor: Jens Lansche, Titel der Präsentation: Life cycle assessment of heat and power generation in biogas fed combined heat and power plants under German conditions.

30. März 2011 **progress in Biogas congress 2011** (Stuttgart- Hohenheim, 29. - 31. März 2011). Autor: Maria Stenull, Titel der Präsentation: Are biogas plants in Baden-Wuerttemberg efficient? Results from a survey of agricultural biogas plants in Baden-Wuerttemberg.

4. Juli 2011 **Perspektiven biogener Gase in Baden Württemberg,** 4. Juli 2011, Stuttgart, Haus der Wirtschaft. Autoren: Eltrop, L., Stenull, M., Titel der Präsentation: Stand - Potenziale - Szenarien: Optionen zur effizienten Nutzung biogener Gase in Baden-Württemberg.

4. Juli 2011 **Perspektiven biogener Gase in Baden Württemberg,** 4. Juli 2011, Stuttgart, Haus der Wirtschaft, Autoren: Leible, L., Kappler, G., Kälber, S., Hurtig, O., Titel der Präsentation: Vergleich biogener Gase in der Nutzung, Schwerpunkt SNG (Substitute Natural Gas, Erdgas-Substitut).

4. Juli 2011 **Perspektiven biogener Gase in Baden Württemberg,** 4. Juli 2011, Stuttgart, Haus der Wirtschaft, Autoren: Zieba, M., Titel der Präsentation: Thermochemische Bereitstellung biogener Gase

1. Dez. 2011 **5. Kolloquium „Sustainable BioEconomy. Konzepte, Technologien, Märkte.** 1.-2. Dezember 2011, Karlsruhe, Autoren: Leible, L., Kälber, S., Kappler, G., Hurtig, O., Titel der Präsentation: Bereitstellung und Nutzung von SNG.

8. Dez. 2011 **Konferenz: Uwarunkowania i mechanizmy racjonalizacji gospodarowania energią w gminach i powiatach (DE: Rahmenbedingungen und Mechanismen der rationellen Energieanwendung in Kommunen und Landkreisen),** Warszawa, 7-8.12.2011, Autor: Stenull, M. Titel der Präsentation: Bioenergia – doświadczenia niemieckie w analizach badawczych dla regionu Przykłady z regionu Badenii-Wirtembergii.

2012

16. Feb. 2012 **38. Hohenheimer Umwelttagung.** Autoren: Lansche, J. und Müller, J. Titel der Präsentation: Die Ökobilanz der Biogaserzeugung in Baden-Württemberg.

21. März 2012 **SEBE Sustainable and Innovative European Biogas Environment,** 4th Partner Meetings, keynote speech, 21.03.2012, University of Stuttgart, Autor: Stenull, M., Titel der Präsentation: Biogas in Baden-Württemberg - state of the art and future perspectives.

21-24. März 2012 5th International Freiberg Conference on IGCC & XtL Technologies, Leipzig, Autoren: Kälber, S., Leible, L., Kappler, G., Titel

der Präsentation: Perspectives of biogenic gases as substitute for natural gas (SNG).

21. Juni 2012 2. VDI-Fachkonferenz “Stationäre Energiespeicher für Erneuerbare Energien”; Karlsruhe; DVGW-EBI; Autor: Wolfgang Köppel

7 VERÖFFENTLICHUNGEN

Folgende Veröffentlichungen sind aus den Projektarbeiten im Cluster I entstanden:

2010

Leible, L., Kälber, S., Kappler, G., Hurtig, O., Fürniss, B., 2010: Bereitstellung von Biogas und thermochemisch erzeugtem Rohgas zur Produktion von Erdgas-Substitut (SNG). CIT (Chemie Ingenieur Technik) 82 (9), 1596-1597.

Hurtig, O., und Leible, L. 2010: Mobil mit Biomasse. Techno-ökonomischer Vergleich des Einsatzes von Strom, SNG und Fischer-Tropsch-Kraftstoff aus Biomasse im Pkw-Bereich. Technikfolgenabschätzung – Theorie und Praxis 19 (2), 59-62.

Götz, M., Köppel, W. Reimert, R., Graf F., 2011: Optimierungspotenzial von Wäschen zur Biogasaufbereitung; Teil 1. Physikalische Wäschen in ChemieIngenieurTechnik; Wiley-VCH Verlag GmbH &Co.KGaA, Weinheim (angenommen, vorauss. im Volume 83 No. 6 (Juni 2011)).

2011

Hurtig, O., Leible, L., Kälber, S., Kappler, G., 2011: Biomass based fuels for passenger Cars – A (cost) efficient solution for greenhouse gas reduction? In: Proceedings 19th European Biomass Conference and Exhibition (6-11 June 2011, Berlin).

Lansche, J. und Müller, J. 2011: Life cycle assessment of heat and power generation in biogas fed combined heat and power plants under German conditions, Universität Hohenheim, Institute of agricultural engineering-Tropics and Subtropics group in in proceedings: progress in Biogas congress 2011 (Stuttgart- Hohenheim, 29. - 31. März 2011).

Lansche, J. und Müller J. 2011: Ökobilanz der Biogaserzeugung auf dem Unteren Lindenhof der Universität Hohenheim (Life cycle assessment of biogas production at the research plant Unterer Lindenhof of the Universität Hohenheim), Landtechnik, 66; S. 216–219.

Stenull, M., Härdtlein, M., Eltrop L., Dederer, M., Messner, J. 2011: Are biogas plants in Baden-Wuerttemberg efficient? Results from a survey of agricultural biogas plants in Baden-Wuerttemberg. IER, Universität Stuttgart, Staatliche Biogasberatung BW in proceedings: progress in Biogas congress 2011 (Stuttgart- Hohenheim, 29. - 31. März 2011).

Stenull, M., Härdtlein, M., Eltrop L., 2011: Mobilisierung von Effizienzreserven aus Biogasanlagen in Baden-Württemberg - Ergebnisse aus einer Umfrage

für das Betriebsjahr 2009 -, Universität Stuttgart, IER, eigene Veröffentlichung: http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/online/onpub_veroeffentlichungen.html

2012

Hurtig, O., Leible, L., Kälber, S., Kappler, G., 2011: Biomass based fuels for passenger Cars – A (cost) efficient solution for greenhouse gas reduction? In: Proceedings 19th European Biomass Conference and Exhibition (6-11 June 2011, Berlin).

Lansche, J; Müller J., 2012: Life cycle assessment of energy generation of biogas fed combined heat and power plants: Environmental impact of different agricultural substrates, Wiley-VCH; Engineering in Life Sciences., 12; S. 313-320

Leible, L., Kälber, S., Kappler, G., Eltrop, L., Stenull, M., Lansche, J., Poboss, N., Stürmer, B., Kelm, T., Köppel, W., 2012: Perspektiven für Bioerdgas, Teil I: Bereitstellung aus nasser und trockener Biomasse in BWK, Das Energie-Fachmagazin, Sonderdruck aus BW 5+6/2012.

Leible, L., Kälber, S., Kappler, G., 2012: Perspektiven für Bioerdgas, Teil II: Bereitstellung von Wärme, Strom und Kraftstoff in BWK, Das Energie-Fachmagazin, Sonderdruck aus BW 5+6/2012.

Götz, M., Köppel, W. Reimert, R., Graf F., 2012: Optimierungspotenzial von Wäschen zur Biogasaufbereitung; Teil 2. Chemische Wäschen in ChemieIngenieurTechnik; Wiley-VCH Verlag GmbH &Co.KGaA, Weinheim Volume 84 No. 1-2 (Januar 2012).

ITAS Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse

Forschungsbereich Energie

Ausgewählte ITAS-Studien zum Thema Bioenergie

2011

Systemanalyse zur Gaserzeugung aus Biomasse.
Untersuchung ausgewählter Aspekte.

http://www.itas.fzk.de/deu/lit/2011/leua11a.pdf

2010

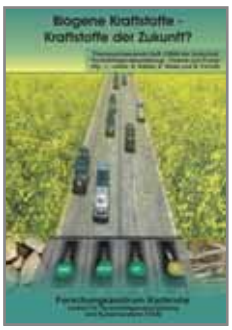
Treibhausgasbilanz nachwachsender Rohstoffe
– eine wissenschaftliche Kurzdarstellung.

http://www.itas.fzk.de/deu/lit/2010/buua10a.pdf

2007

Kraftstoff, Strom und Wärme aus Stroh und Waldrestholz.
Eine systemanalytische Untersuchung.

http://www.itas.fzk.de/deu/lit/2007/leua07a.pdf



2006

Biogene Kraftstoffe - Kraftstoffe der Zukunft?

http://www.itas.fzk.de/deu/lit/2006/leua06c.pdf