



Bewertung technischer und wirtschaftlicher Entwicklungspotenziale künftiger und bestehender Biomasse-zu-Methan-Konversionsprozesse

Dissertationsschrift
Eric Billig

IMPRESSUM

Herausgeber:

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Telefon: +49 (0)341 2434 - 112
Fax: +49 (0)341 2434 - 133
info@dbfz.de

Förderung:

Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen
Bundestages

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Ernährung
und Landwirtschaft

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Geschäftsführung:

Prof. Dr. Michael Nelles
(Wissenschaftlicher Geschäftsführer)
Daniel Mayer
(Administrativer Geschäftsführer)

DBFZ Report Nr. 26

Bewertung technischer und wirtschaftlicher
Entwicklungspotenziale künftiger und
bestehender Biomasse-zu-Methan-
Konversionsprozesse - Dissertationsschrift
Eric Billig
Leipzig: DBFZ, 2016
ISSN: 2197-4632 (Online)
ISSN: 2190-7943 (Print)
ISBN: 978-3-946629-03-0

Bilder:

DBFZ/Jan Gutzeit, Stefanie Bader (Karte)

Copyright:

Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieser Broschüre darf
ohne die schriftliche Genehmigung des Herausgebers
vervielfältigt oder verbreitet werden. Unter dieses Verbot
fällt insbesondere auch die gewerbliche Vervielfältigung per
Kopie, die Aufnahme in elektronische Datenbanken und die
Vervielfältigung auf CD-ROM

Datum der Veröffentlichung:

26. Juli 2016

Der Autor bedankt sich beim Helmholtz-Zentrum für Umwelt-
forschung - UFZ für die Förderung des Projektes. Das Vorha-
ben ist Teil der programmorientierten Förderung III
(POF III) der Helmholtz-Gemeinschaft.

ANFAHRT

Mit dem Zug: Ankunft Leipzig Hauptbahnhof; Straßenbahn
Linie 3/3E (Richtung Taucha/Sommerfeld) bis Haltestelle
Bautzner Straße; Straße überqueren, Parkplatz rechts liegen
lassen, geradeaus durch das Eingangstor Nr. 116, nach ca.
100 m links, der Eingang zum DBFZ befindet sich nach weite-
ren 60 m auf der linken Seite.

Mit dem Auto: Über die Autobahn A 14; Abfahrt Leipzig Nord-
Ost, Taucha; Richtung Leipzig; Richtung Zentrum, Innenstadt;
nach bft Tankstelle befindet sich das DBFZ auf der linken
Seite (siehe „... mit dem Zug“).

Mit der Straßenbahn: Linie 3/3E (Richtung Taucha/Sommer-
feld); Haltestelle Bautzner Straße (siehe „... mit dem Zug“).



Bewertung technischer und wirtschaftlicher
Entwicklungspotenziale künftiger und bestehender
Biomasse-zu-Methan-Konversionsprozesse

Der Wirtschaftswissenschaftlichen Fakultät
der Universität Leipzig
genehmigte

DISSERTATION

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor-Ingenieur
(Dr.-Ing.)

vorgelegt

von M.Eng. Dipl.-Ing.(FH) Eric Billig
geboren am 19.02.1985 in Berlin

Gutachter: Frau Prof. Dr.-Ing. Daniela Thrän
Frau Prof. Dr.-Ing. Eva-Maria Dombrowski

Tag der Verleihung, 05.07.2016

Bibliografische Beschreibung

Verfasser: Billig, Eric

Titel: Bewertung technischer und wirtschaftlicher Entwicklungspotenziale künftiger und bestehender Biomasse-zu-Methan-Konversionsprozesse.

Universität Leipzig, Dissertation

XII + 210 Seiten, 169 Literaturangaben, 58 Abbildungen, 63 Tabellen, 13 Anhänge

Kurzreferat:

Regeneratives Methan aus Biomasse (Biomethan und Bio-SNG) kann in den Sektoren Energie und Verkehr aber auch Chemie zum Einsatz kommen. Aufgrund seiner physikalischen und chemischen Eigenschaften kann es fossiles Methan (Erdgas) ersetzen oder diesem unbegrenzt beigemischt werden. Darüber hinaus sind Biomethan und Bio-SNG sehr gut dafür geeignet, Fluktuationen im Stromnetz zu auszugleichen.

Während Biomethan auf dem Wege der biochemischen Konversion, vorwiegend aus ligninarmen Biomassen, gewonnen wird, wird Bio-SNG mittels der thermochemischen Konversion aus vorwiegend ligninreichen Biomassen gewonnen.

Im Wesentlichen sollen im Rahmen dieser Arbeit die folgenden beiden Kernfragen beantwortet werden.

1. Wie sind die Technologien zur Bereitstellung von regenerativen Methan aus Biomasse, bis zur Einspeisung ins Erdgasnetz respektive zum Kraftstoff, aus technisch-ökonomischer Sicht zu bewerten?
2. Wie werden sich die Kosten für diese Technologien bis zum Jahr 2030 voraussichtlich entwickeln?

Zur Beantwortung der 1. Kernfrage wurde eine Methodik entwickelt, die beide Konversionspfade miteinander vergleichbar macht. Hierzu wird zum eine Bewertung anhand eines Parameters (Gestehungskosten) sowie mehrerer Parameter gleichzeitig (multikriterielle Bewertung) vorgenommen. Die multikriterielle Bewertung für Alternativen der biochemischen und thermochemischen Konversion wurde dazu eigens in dieser Arbeit entwickelt. Sie erlaubt nicht nur ein Vergleich verschiedener Alternativen zwischen den beiden Konversionspfaden, sondern auch innerhalb dieser.

Bei der Beantwortung der 2. Kernfrage wurde der Entwicklungsstand der verschiedenen Technologien, die Lernrate mit dem dazugehörigen potenziellen Anlagenzubau sowie das Potenzial an zur Verfügung stehender Biomasse berücksichtigt. Als Betrachtungsregion wurde Europa bis zum Jahr 2030 evaluiert.

Abstract

Climate change mitigation is a global problem. One solution are renewable energies. Within these technologies renewable methane made from biomass is a well suited option. This methane is often referred as biomethane respective bio-SNG. Thereby the option biomethane is mostly used for the methane which is produced via the biochemical conversion of biomass including upgrading of biogas. While the option bio-SNG describes the methane, which is produced via the thermochemical conversion by gasification and methanation of biomass.

On the one side the renewable methane from biomass is well suited for replacing fossil fuels because of its sustainability character. On the other side it can make use of the already well applied and implemented infrastructure and applications of natural gas because of its chemical equality to natural gas. Also, it can be blended up to 100 % with natural gas, which is another advantage of renewable biomethane in contrast to other energy carriers. It can be used in a wide range for energy production (heat, electricity), transport and as a chemical base product for further processing.

The technology concepts for producing biomethane and bio-SNG are very diverse and hard to compare. Therefore a novel methodology was developed and applied in this thesis. It allows the comparison of highly different technologies by using a multi-criteria approach.

Into this multi-criteria analysis a Delphi-Survey is included. This allows the prioritisation of the chosen criteria by a group of experts. Thereby the Delphi-Survey is based on a multi round survey where the anonymity of the experts is ensured. The multi round survey allows an objectively prioritisation of all criteria by referring to the mean value of the former survey rounds. In the result of the Delphi-Survey as well as the whole multi-criteria analysis a ranking of all evaluated technology alternatives is given.

For each technology concept three substrate types were applied. As a result in total 66 biomethane and 33 bio-SNG alternatives are evaluated. For the biochemical alternatives energy crops and organic household waste and for the thermochemical alternatives residual wood and short coppice rotation wood were applied. Additionally, straw was chosen for both conversion pathways as a third substrate. It was chosen provide a basis to enable a comprehensive evaluation of the two different technology pathways, because straw is one of the few substrates which can be converted within both pathways.

Further, an outlook for the cost development of the technology concepts within Europe till 2030 is given. Therefore learning curves, biomass potential and plant expansion during the years were examined. As a result the cost development for the different technology pathways, within the set framework, is given.

It can be summarized, that at the beginning of the evaluation the cost for bio-SNG are higher than for the biomethane. With increasing number of installed bio-SNG plants and regard to the high learning potential of this new technology, the cost for bio-SNG are in the end (2030) similar to the biomethane cost.

In conclusion, the thesis contributes to the research and science in form of a novel methodology for technology comparison, new and extensive technology data as well as an outlook for the cost development for renewable methane from biomass. Additionally the applied methods, e.g. Delphi-Survey, are being more visible for researchers and stakeholders to conduct to their awareness and implementation.

Danksagung

Zum Gelingen dieser Arbeit haben zahlreiche Personen in fachlicher sowie in persönlicher Hinsicht beigetragen.

Mein besonderer Dank gilt Frau Prof. Dr. Daniela Thrän, die diese Arbeit erst ermöglicht hat. Sie hat dabei nicht nur das Erstgutachten dieser Dissertation übernommen, sondern mich auch maßgeblich bei der Bearbeitung dieser unterstützt und mir viele Impulse und Anregungen während dieser Zeit gegeben.

Bei Frau Prof. Dr. Eva-Maria Dombrowski möchte ich mich ebenfalls bedanken. Nicht nur für die Bereitschaft zur Übernahme des Zweitgutachtens, sondern auch für die Unterstützung bei der Bearbeitung dieser Dissertation, was ebenso entscheidend zum erfolgreichen Abschluss dieser Arbeit beigetragen hat.

Diese Arbeit entstand während meiner Tätigkeit am Deutschen Biomasseforschungszentrum (DBFZ). Zum einem möchte mich bedanken, dass ich die Möglichkeit hatte meine Dissertation am Forschungszentrum erarbeiten zu können. Darüber hinaus möchte mich bei allen Kollegen und Freunden bedanken, die mir während dieser Zeit fachlich sowie persönlich zur Seite standen.

Den Anlagenherstellern und Experten, die in die Arbeit involviert waren, möchten ich danken für ihre Unterstützung. Ohne diese wäre das Erstellen und Vollenden dieser Arbeit in ihrer jetzigen Form nicht möglich gewesen.

Bei Basti, Kitty, Jens und Diana möchte ich mich für die kritischen und konstruktiven Anmerkungen sowie das Korrekturlesen bedanken. Darüber hinaus standen sie mir nicht nur fachlich, sondern vor allem auch freundschaftlich während der gesamten Zeit und darüber hinaus zur Seite.

Meinen Eltern möchte ich danken, dass sie mich immer in allen Belangen voll und ganz unterstützt haben und somit mein Studium und damit letztendlich auch diese Arbeit ermöglicht haben.

Leipzig, Januar 2016

Eric Billig

Lebenslauf

Seit Dezember 2015: Wissenschaftlicher Mitarbeiter am UFZ, Leipzig. Arbeit im Department Bioenergie mit Fokus auf Bioökonomie.

Januar 2010 – Juli 2015: Wissenschaftlicher Mitarbeiter am DBFZ, Leipzig. Leitung und Mitarbeit an diversen Projekten zur energetischen Nutzung von Biomasse. Seit 2012 Arbeit an der Dissertation mit dem Titel „Bewertung technischer und wirtschaftlicher Entwicklungspotenziale künftiger und bestehender Biomasse-zu-Methan-Konversionsprozesse“. Von September 2014 bis November 2014 zweimonatiger wissenschaftlicher Austausch an der China University of Petroleum Beijing.

Oktober 2009 – Dezember 2009: Wissenschaftlicher Mitarbeiter am KIT, Karlsruhe. Durchführen und Auswerten von Versuchen zur Schnellpyrolyse von Biomasse an einer Technikumsanlage.

Oktober 2008 – September 2009: M.Eng. Verfahrenstechnik. Titel der Masterarbeit: Kalkulation des ökonomischen Potenzials regenerativer Energien am SIEMENS-Standort Huttenstraße. Technische Fachhochschule Berlin (TFH), heute BEUTH Hochschule, Berlin.

Oktober 2004 – Juli 2008: Dipl.-Ing. (FH) Umweltverfahrenstechnik. Titel der Diplomarbeit: Entwicklung einer effizienten Trockeneisstrahldüse auf Druckluftbasis. Fachhochschule für Technik und Wirtschaft (FHTW), heute HTW, Berlin.

August 2001 – Juni 2004: Abitur, Lise-Meitner-Gesamtschule mit gymnasialer Oberstufe Strausberg.

August 1991 – 2001: schulische Ausbildung.

Geboren am 19.02.1985 in Berlin.

Eric Billig

Leipzig, den 20.01.2016

Inhaltsverzeichnis

Bibliografische Beschreibung	I
Abstract	II
Danksagung	III
Lebenslauf	IV
Inhaltsverzeichnis	V
Abkürzungsverzeichnis	VIII
Symbolverzeichnis	X
1 Einleitung	1
1.1 Hintergrund.....	1
1.2 Ziel dieser Arbeit.....	3
1.3 Struktur der Arbeit.....	4
2 Technologieüberblick	7
2.1 Anforderungen an die Gasqualität.....	7
2.2 Technologien der biochemischen Konversion.....	8
2.2.1 Anlagenbestand und bisherige Entwicklung.....	8
2.2.2 Biogasbereitstellung.....	9
2.2.3 Biogasaufbereitung nach dem Stand der Technik.....	10
2.3 Technologien der thermochemischen Konversion.....	19
2.3.1 Anlagenbestand und bisherige Entwicklung.....	19
2.3.2 Bio-SNG-Prozess.....	21
2.4 Schlussfolgerungen.....	29
3 Methodenentwicklung zur Technologiebewertung	31
3.1 Gesamtkonzept.....	31
3.2 Bilanzraum.....	33
3.3 Technologievorauswahl.....	35
3.4 Einordnung des Entwicklungsstandes.....	36
3.5 Multikriterielle Analyse.....	37
3.5.1 Modifizierte AHP.....	39
3.5.2 Kriterien.....	43
3.5.3 Delphi-Befragung.....	44
3.5.4 Sensitivität der Kriterienpriorisierung.....	46
3.6 Ökonomische und technische Rahmenbedingungen.....	46
3.6.1 Auswahl und Vorgehen zur ökonomischen Bewertung.....	46
3.6.2 Investitionskosten.....	49
3.6.3 Entwicklung der Investitionskosten während des Inbetriebnahmeprozesses und der Bauphase.....	49
3.6.4 Grundlegende Annahmen für biochemische Konversionskonzepte.....	50
3.6.5 Grundlegende Annahmen für thermochemische Konversionskonzepte.....	51
3.7 Evaluierung der Referenzrohstoffe.....	54
3.8 Logistikkonzept.....	58

3.9	Evaluierung der Referenzbiogasanlagen	59
3.10	Evaluierung der Bio-SNG Konzepte	61
3.11	Entwicklung der Technologien	62
3.11.1	Lernkurventheorie	63
3.11.2	Grenzen des potenziellen Anlagenzubaus	67
4	Gestehungskostenanalyse	71
4.1	Biochemische Konversionstechnologie	71
4.1.1	Referenzbiogasanlagen	71
4.1.2	Biogasaufbereitungsanlagen	72
4.2	Thermochemische Konversionstechnologie	78
4.3	Gegenüberstellung der Kosten der verschiedenen Konversionstechnologien	84
5	Bewertung der Alternativen mittels multikriterieller Analyse	89
5.1	Auswertung der Delphi-Befragung	89
5.1.1	Ergebnisse der Priorisierung	89
5.1.2	Weitere Bewertungskriterien	93
5.2	Ergebnisbetrachtung	94
5.3	Branchenspezifische Betrachtung	100
5.4	Sensitivitätsbetrachtung	101
5.5	Gegenüberstellung der Gestehungskosten-Analyse und der multikriteriellen Analyse	103
6	Abschätzung zur Entwicklung der Technologien	107
6.1	Gestehungskostenentwicklung der biochemischen Konversion	107
6.2	Gestehungskostenentwicklung der thermochemischen Konversion	110
6.3	Vergleichende Betrachtung der Entwicklung	113
6.4	Entwicklung des Nutzwertes	116
7	Zusammenfassung	121
7.1	Methodenentwicklung	121
7.2	Ergebnisse des Technologievergleichs	123
7.2.1	Gegenüberstellung der Alternativen anhand der Gestehungskosten	123
7.2.2	Gegenüberstellung der Alternativen anhand der multikriteriellen Analyse	124
7.3	Ergebnisse der Abschätzung zur Entwicklung der Technologien	126
7.4	Gegenüberstellung der Gestehungskosten-Analyse und der multikriteriellen Analyse	127
8	Kritische Betrachtung der Methode sowie der Ergebnisse	129
9	Fazit und Ausblick	133
	Eidesstattliche Erklärung	135
	Abbildungsverzeichnis	136
	Tabellenverzeichnis	139
	Literaturverzeichnis	142
	Anhang	153
A.1	Ökonomische Berechnungen	154
A.2	Referenzrohstoffe	160

A.3	Auslegung der Referenzbiogasanlagen.....	164
A.4	Technologiesteckbriefe, biochemisch	168
A.5	Technologiesteckbriefe, thermochemisch	178
A.6	Exkurs: Stroheinsatz.....	184
A.7	Nutzwertanalyse.....	187
A.8	Nutzwertfunktionen.....	189
A.9	Zielwertmatrizen.....	191
A.10	Nutzwertmatrizen, Standardfall	195
A.11	Nutzwertmatrizen, Bezugsjahr 2030	202
A.12	Gegenüberstellung monokriterielle und multikriterielle Bewertung.....	206
A.13	Berechnungsgrundlagen und Formeln.....	209

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erklärung
AER	Absorption Enhanced Reforming
AHP	Analytic Hierarchy Process
ANP	Analytic Network Process
AwR	alkali Absorption with Regeneration
bar _a	Druck (absolut)
BGA	Biogasanlage
BGA-BA	Biogasanlage mit Bioabfall als Substrat
BGA-N	Biogasanlage mit Nawaro als Substrat
BGA-S	Biogasanlage mit Stroh als Substrat
BGAA	Biogasaufbereitungsanlage
BGAA-BA	Biogasaufbereitungsanlage mit Bioabfall als Substrat
BGAA-N	Biogasaufbereitungsanlage mit Nawaro als Substrat
BGAA-S	Biogasaufbereitungsanlage mit Stroh als Substrat
BiO _{CH4}	Biomethan
Bio-SNG	synthetisches Erdgas (synthetic natural gas)
Bio-SNG_KUP	Anlage zur Produktion von Bio-SNG mit KUP als Substrat
Bio-SNG_str	Anlage zur Produktion von Bio-SNG mit Stroh als Substrat
Bio-SNG_wrh	Anlage zur Produktion von Bio-SNG mit Waldrestholz als Substrat
C.I.	Consistency Index
C.R.	Consistency Ratio
CCS	Carbon, Capture and Storage
CEPCI	Chemical Engineering Plant Cost Index
COS	Carbonylsulfid
CSTR	Continuous Stirred-tank Reactor (kontinuierlicher Rührreaktor)
CTU	CTU Clean Technology Universe (Firma)
DEA	Diethanolamin
DWA	Druckwechseladsorption
DWW	Druckwasserwäsche
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
ECN	Energieonderzoek Centrum Nederland (Energieforschungszentrum der Niederlande)
EEG	Erneuerbares Energien Gesetz
EKA	Eigenkapitalanteil
€ct	Euro Cent
F&E	Forschung und Entwicklung
FICFB	Fast Internally Circulating Fluidized Bed
FKA	Fremdkapitalanteil
FM	Frischmasse
FOAK	„first-of-a-kind“, erste Anlage ihrer Art
FWL	Feuerungswärmeleistung

GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen
H ₂ S	Schwefelwasserstoff
Ha	Hektar
HHS	Holzhackschnitzel
H _s	Brennwert
IEA	International Energy Agency
K	Kalium
k.D.	keine Daten
KNV	katalytische Nachverbrennung
KrWG	Kreislaufwirtschaftsgesetz
KUP	Kurzumtriebsplantagen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MDEA	Methyldiethanolamin
MEA	Monoethanolamin
N	Stickstoff
Nawaro	nachwachsende Rohstoffe
Nm ³	Normkubikmeter
oTS	organische Trockensubstanz
P	Phosphor
p.a.	per anno (pro Jahr)
PFR	Pfropfenstromfermenter bzw. -reaktor
Polygl	Polyglykolwäsche
PR	Fortschrittsrate (Progress Ratio)
PSA	Pressure Swing Adsorption (=DWA)
PSI	Paul Scherrer Institut
R.I.	Random Index
RME	Rapsmethylester
RTO	regenerativ-thermische Oxidation
S.d.T	Stand der Technik
STP	Standard Temperature and Pressure (Normbedingungen)
str / STR	Stroh
SZ	Szenario
TP	Tierplatz
TS	Trockensubstanz
wrh / WRH	Waldrestholz
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg

Symbolverzeichnis

Symbol	Einheit	Beschreibung	Gleichung
\emptyset	-	Durchschnitt	-
\sim	-	gerundet	-
C_a	€	aktuelle Kosten (Investment)	Gleichung 3-1
C_0	€	ursprüngliche Kosten (Investment), (zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme laut Literatur)	Gleichung 3-1
i_a	-	aktuelle Indexwert (zur Investitionskostenberechnung)	Gleichung 3-1
i_0	-	ursprünglicher Indexwert (zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme laut Literatur)	Gleichung 3-1
E_{tr}	kWh/h	theoretische Mindesttrocknungsenergie	Gleichung 3-2
c_p	kJ/(kg K)	Wärmekapazität	Gleichung 3-2
ΔT	K	Temperaturdifferenz	Gleichung 3-2
$\Delta \dot{m}_w$	kg/h	Differenzwassergehalt	Gleichung 3-2
$\Delta \dot{Q}_v$	kWh/kg	Verdampfungsenthalpie	Gleichung 3-2
η_{tr}	-	Trocknungswirkungsgrad	Gleichung 3-2
SC_n	€	spezifische Kosten zum späteren Zeitpunkt (Investment)	Gleichung 3-3
SC_1	€	spezifische Kosten zu Beginn bzw. der ersten Einheit (Investment)	Gleichung 3-3
C_n	MW	kumulierte Kapazität zum späteren Zeitpunkt	Gleichung 3-3
C_1	MW	Kapazität zu Beginn bzw. der ersten Einheit	Gleichung 4-3
b	-	Lernrate	Gleichung 3-3, Gleichung 3-4
PR	-	Fortschrittsrate (progress ratio)	Gleichung 3-4
EKA	€	Eigenkapitalanteil	Gleichung A-1
FKA	€	Fremdkapitalanteil	Gleichung A-1
iek	%	Zinssatz Eigenkapitalanteil	Gleichung A-1
ifk	%	Zinssatz Fremdkapitalanteil	Gleichung A-1
r	-	Aufzinsungsfaktor	Gleichung A-2, Gleichung A-4, Gleichung A-6, Gleichung A-7
t	a	Betrachtungszeitraum, Laufzeit	Gleichung A-2, Gleichung A-4
l_0	€	Investment, Erstinvestitionssumme	Gleichung A-3, Gleichung A-6, Gleichung A-7

Symbolverzeichnis

$A_1 - A_z$	€	Barwert der ersten bis zur z-ten Ersatzbeschaffung	Gleichung A-3
RWB_0	€	Restwert der Barwerte	Gleichung A-3, Gleichung A-7
a	-	Annuitätsfaktor	Gleichung A-3
ba_k	-	preisdynamischer Annuitätsfaktor der kapitalgebundenen Kosten (Berücksichtigung der Inflation)	Gleichung A-3
b_f	-	Barwertfaktor	Gleichung A-4
q	%	Zinssatz	Gleichung A-4
A_z	€	Barwert der Ersatzbeschaffung	Gleichung A-6
r_k	-	Aufzinsungsfaktor der Kapitalkosten	Gleichung A-6, Gleichung A-7
t_n	a	Nutzungsdauer	Gleichung A-6, Gleichung A-7
z	-	Anzahl der Ersatzbeschaffungen	Gleichung A-6
t_{xy}	a	Nutzungsdauer einzelner Komponenten	Gleichung A-7
e	-	Ersatzhäufigkeit	Gleichung A-7
K_{Pr}	€/kWh	Gestehungskosten der Rohgasaufbereitung	Gleichung A-8
A_G	€	Gesamtannuität der Rohgasaufbereitung	Gleichung A-8
\dot{V}_{Pr}	Nm ³ /a	Volumenstrom Produktgas	Gleichung A-8
t_v	h	Vollbenutzungsstunden	Gleichung A-8
$H_{s,n}$	kWh/Nm ³	Brennwert des Produktgases im Normzustand	Gleichung A-8
n_{ij}	-	Zielwert des jeweiligen Kriteriums je Alternative	Gleichung A-9
z_{ij}	-	Zielertrag des jeweiligen Kriteriums je Alternative	Gleichung A-9
w_j	-	Nutzwertfunktion für das jeweilige Kriterium	Gleichung A-9
N_i	-	Nutzwert der Alternative	Gleichung A-10
g_j	-	Gewichtung/Priorisierung des Kriteriums	Gleichung A-10
A_{Kr}	km ²	Fläche des Kreisrings	Gleichung A-11
D	km	äußerer Durchmesser des Kreisrings	Gleichung A-11
d	km	innerer Durchmesser des Kreisrings	Gleichung A-11
BM_{Kr}	t	Biomasseertrag pro Kreisring	Gleichung A-12
BM_{Ert}	t/ha	spezifischer Biomasseertrag pro Hektar	Gleichung A-12
ρ_A	-	Faktor für Flächendichte	Gleichung A-12
a_{ij}	-	jeweiliger Wert der Matrix auf Position ij	Gleichung A-13
v_i	-	Normierter Eigenvektor der Matrix	Gleichung A-15

n_z	-	Anzahl der Kriterien	Gleichung A-15, Gleichung A-16,
λ_{\max}	-	maximaler Eigenwert der Evaluationsmatrix	Gleichung A-16
C.I.	-	Consistency Index	Gleichung A-16, Gleichung A-17
C.R.	-	Consistency Ratio	Gleichung A-17
R.I.	-	Random Index, nach Saaty	Gleichung A-17

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

Der derzeitige Energiemix in Deutschland und Europa ist durch fossile Energieträger dominiert, siehe Abbildung 1-1. Die Anteile der einzelnen Energieträger sowie der Anteil der bereits etablierten erneuerbaren Energien sind dabei in den einzelnen Ländern sehr unterschiedlich ausgeprägt. So verfügen einige Länder beispielsweise über keine eigene Energieproduktion aus nuklearen Quellen (z.B. Österreich und Italien) wohingegen andere Länder (z.B. Frankreich und Belgien) ein Großteil ihrer Energie mittels nuklearer Energiequellen decken. Ähnlich sieht es bei Erdgas aus. Hier gibt es Länder, die so gut wie keine Energie aus Erdgas bereitstellen (z.B. Spanien und Griechenland), wohingegen andere Länder (z.B. Kroatien und die Niederlande) den Großteil ihrer Energie aus Erdgas beziehen. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch liegt in der EU bei ca. 24 %, wobei es auch hier sehr große Unterschiede zwischen den einzelnen EU Mitgliedsstaaten gibt. (EUROSTAT, 2015)

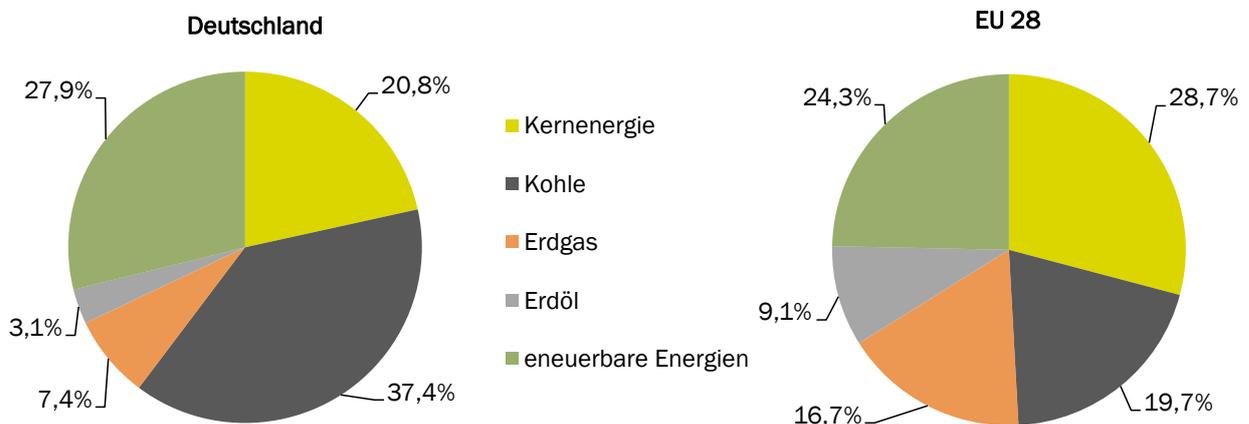


Abbildung 1-1 Primärenergieverbrauch in Deutschland und der EU 28 im Jahr 2013 (EUROSTAT, 2015)

In den Szenarien der International Energy Agency (IEA, 2012) wird von einem weltweiten Anstieg der Nachfrage nach Energie ausgegangen (Szenarien bis 2035). In diesen Szenarien wird der Mehrbedarf an Energie vor allem mittels Kohle, Erdöl und Erdgas gedeckt. Dabei ist Erdgas von allen konventionell eingesetzten Energieträgern das vielseitigste. Es wird direkt in den Sektoren Strom, Wärme und Kraftstoff eingesetzt und dient zusätzlich der chemischen Industrie als Rohstoff für weitere Produkte. Darüber hinaus kann es großflächig über die bereits vorhandene Infrastruktur (v.a. das Erdgasnetz) transportiert werden.

Relevant ist Erdgas im Kontext dieser Arbeit vor allem deswegen, weil es sich vergleichsweise einfach durch erneuerbare Energien (regeneratives Methan aus Biomasse) ersetzen lässt. Das regenerative Methan verfügt dabei über die gleichen chemischen sowie physikalischen Eigenschaften wie Erdgas. Es lässt sich unbegrenzt mit diesem mischen bzw. kann es komplett ersetzen. Die dazu notwendigen Qualitätsanforderungen werden durch nationale und internationale Regelwerke sichergestellt, siehe Kapitel 2.1 „Anforderungen an die Gasqualität“.

Regeneratives Methan aus Biomasse hat nicht nur den Vorteil, dass es als Substitut für Erdgas dienen kann. Es kann auch, im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energiequelle (z.B. Wind und Photovoltaik) vergleichsweise einfach gespeichert werden. Damit eignet es sich hervorragend als Regelenergie zur Stabilisierung des Stromnetzes, da es sehr kurzfristig bei Bedarf zur Strombereitstellung genutzt werden kann. Da voraussichtlich zukünftig der Bedarf an Regelenergie steigen wird, hat regeneratives Methan ein sehr hohes Wachstumspotenzial (TAFARTE u. a., 2014). Darüber hinaus kann es als Kraftstoff im Transportwesen einen weiteren Beitrag zur nachhaltigen und importunabhängigen Energieversorgung leisten.

Die gegenwärtig am weitesten implementierte Technologie zur Erzeugung von regenerativem Methan aus Biomasse ist die biochemische Konversion. Bei dieser wird die Biomasse mittels der anaeroben Vergärung zu Biogas umgesetzt. Das so erzeugte Biogas besteht zum Großteil aus Methan und Kohlenstoffdioxid. In einem sich anschließenden Prozess wird das enthaltene Methan vom Kohlenstoffdioxid getrennt. Üblicherweise wird das Produktgas als Biomethan bezeichnet.

Eine weitere Technologie zur Erzeugung von regenerativem Methan ist die thermochemische Konversion. Bei dieser erfolgt die Umwandlung der Biomasse zu Methan mittels der Prozesse der Vergasung und anschließender Methanisierung. Das Produkt ist chemisch identisch zu Biomethan und wird im Allgemeinen als Bio-SNG (biobased synthetic natural gas) bezeichnet. Im Gegensatz zur biochemischen Konversion befindet sich die thermochemische Konversion noch in der Entwicklungs- bzw. Forschungsphase. Eine detaillierte Beschreibung der beiden Konversionspfade ist im Kapitel 2 zu finden.

Abbildung 1-2 zeigt den Anlagenzubau sowie die kumulierte Aufbereitungskapazität der Biomethanproduktion in Deutschland von 2006 bis 2014. Erst im Jahr 2014 ist, durch eine Änderung des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG), erstmalig ein geringeres Wachstum der Aufbereitungskapazität ersichtlich. Zum Ende des Jahres 2014 waren 178 Anlagen in Deutschland in Betrieb (SCHEFTELOWITZ u. a., 2015).

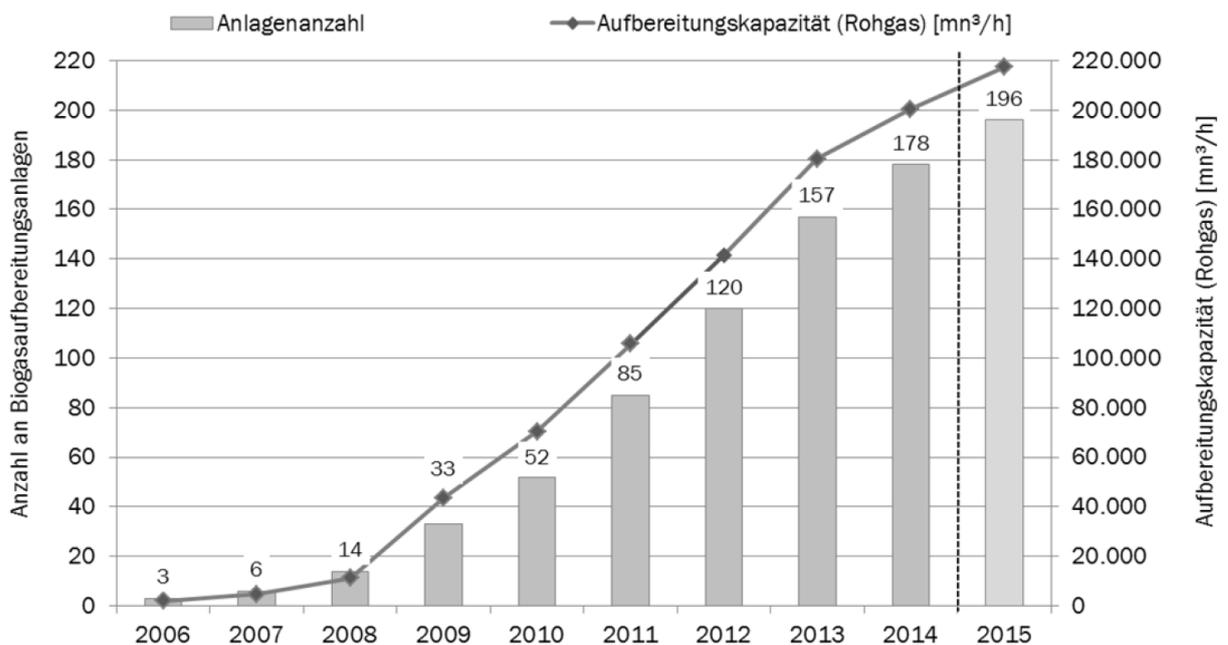


Abbildung 1-2 Entwicklung der Biogasaufbereitung in Deutschland (SCHEFTELOWITZ u. a., 2015)

Ähnlich sieht die Situation in Europa aus, wo in den letzten Jahren ebenfalls ein kontinuierlicher Zubau an Biogas und Biomethananlagen beobachtet werden kann. Zum Ende des Jahres 2014 waren bereits ca. 260 Biomethananlagen in der EU in Betrieb. (EUROOBSERV'ER, 2014)

Aufgrund des starken Wachstums während der letzten Jahre, sowie der Möglichkeit der Substitution von Erdgas und den damit verbundenen Vorteilen (z.B. Nutzung des vorhandenen Erdgasnetzes, sehr gute Speicherbarkeit, Bereitstellung von Regelenergie) kann eine steigende Relevanz von regenerativem Methan für den Energiemarkt geschlussfolgert werden.

Vor diesem Hintergrund wurde die Forschungsfrage gestellt, wie die derzeitigen sowie die potenziell verfügbaren Technologien zur Erzeugung von regenerativem Methan evaluiert werden können.

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt existiert noch keine Methode, die eine derartige Evaluation dieser Technologien ermöglicht.

1.2 Ziel dieser Arbeit

Das Ziel der Arbeit ist es, die Technologien, welche sich zur Erzeugung von Methan aus Biomasse eignen, zu evaluieren. Der Fokus wird dabei auf die technischen und ökonomischen Parameter einzelner Modellanlagen gelegt. Zusätzlich soll das Entwicklungspotenzial der Technologien bis zum Jahr 2030 untersucht werden. Es werden dabei auch Technologien betrachtet, die derzeit noch nicht oder nur kaum am Markt verfügbar sind, aber über ein großes Wachstumspotenzial verfügen. Es wurden dazu folgende Kernfragen formuliert:

1. Wie sind die Technologien zur Bereitstellung von regenerativen Methan aus Biomasse, bis zur Einspeisung ins Erdgasnetz respektive zum Kraftstoff, aus technisch-ökonomischer Sicht zu bewerten?
2. Wie werden sich die Kosten für diese Technologien bis zum Jahr 2030 voraussichtlich entwickeln?

Zur Beantwortung der Kernfragen wird in dieser Arbeit eine umfassende und übertragbare Methodik entwickelt und beschrieben. Es werden dazu modellhafte Anlagen untersucht und in einem Systemvergleich gegenübergestellt.

Die Evaluation geht dabei über die übliche Analyse anhand nur eines Parameters bzw. Kriteriums hinausgehen. Mittels einer solchen multikriteriellen Analyse kann die Einordnung der verschiedenen Technologien unter der gleichzeitigen Berücksichtigung mehrerer technischer und ökonomischer Parameter erfolgen. In diesem Zusammenhang wurde besonderes Augenmerk auf die Auswahl geeigneter Kriterien sowie deren objektive Gewichtung respektive Priorisierung gelegt.

Die Evaluation fokussiert sich auf die Verfahren, die Methan mittels der biochemischen und thermochemischen Konversion aus Biomasse bereitstellen. Diese stellen, wie bereits zuvor erläutert, das höchste Entwicklungspotenzial dar. Verfahren, die zwar Gas aus Biomasse produzieren, dies jedoch aufgrund der physikalisch-chemischen Eigenschaften nicht ins Erdgasnetz einspeisen oder als Kraftstoff nutzen, sondern direkt in Verbrennungsmaschinen einsetzen, finden dabei keine Berücksichtigung. Auch finden keine Verfahren Berücksichtigung, die zwar ins Erdgasnetz einspeisbares Methan erzeugen, dies aber nicht durch Biomassekonversion bereitstellen.

Bisher wurde noch keine umfassende und transparente Evaluierung und Gegenüberstellung der beiden Konversionspfade vorgenommen. Eine derartige Evaluierung ist vor allem vor dem Hintergrund des unterschiedlichen Entwicklungsstandes sowie der grundsätzlich verschiedenen Technologien herausfordernd. Während bei dem einen Prozess ligninarme Substrate unter anaeroben Bedingungen zu Biogas fermentiert werden, werden bei dem anderen Prozess ligninreiche Substrate vergast und das Zwischenprodukt (Synthesegas) einer katalytischen Methanisierung unterzogen.

Die bisher durchgeführten Analysen beschränken sich auf die Betrachtung nur einer der beiden Konversionspfade, oder, im Falle einer Gegenüberstellung beider Konversionspfade, auf die Bewertung anhand nur eines Parameters (z.B. den Gesteungskosten), z.B. in (VOGEL, 2007), (MÜLLER-LANGER, 2011), (HEYNE & HARVEY, 2014), (FNR, 2014). Die in dieser Arbeit entwickelte und dargestellte Methodik ist ein transparenter und bis dato noch nicht durchgeführter Ansatz zur Evaluation beider Konversionspfade.

Es handelt sich somit um einen komplexen Systemvergleich, dessen Ergebnisse genutzt werden können, um Schwachstellen einzelner Technologien aufzuzeigen, um zur Entscheidungsfindung bei der Forschungsförderung beizutragen und die Rolle der einzelnen Modellanlagen bzw. des gesamten Konversionspfades im Energiesystem zu bewerten.

Zudem kann die hier entwickelte Methodik leicht um weitere Parameter und Modellanlagen ergänzt und auch in anderen Bereichen der Energieforschung angewandt werden. Auch kann die hier beschriebene Delphi-Befragung auf eine Reihe weiterer Fragestellungen in der Energieforschung angepasst und übertragen werden.

1.3 Struktur der Arbeit

Zu Beginn der Arbeit werden die theoretischen Grundlagen bzgl. der gestellten Anforderung an das Produktgas (Kapitel 2.1), sowie eine umfassende Beschreibung der Technologien (Kapitel 2.2 und 2.3) gegeben. Es handelt sich dabei um die beiden Technologien der biochemischen und thermochemischen Konversion von Biomasse zu Biomethan respektive Bio-SNG, siehe Abbildung 1-3. Die ausführliche Beschreibung der Konversionstechnologien dient vor allem der Nachvollziehbarkeit bei der Auswahl bzw. Erstellung der Modellanlagen und der Auswahl geeigneter Kriterien zur multikriteriellen Analyse.

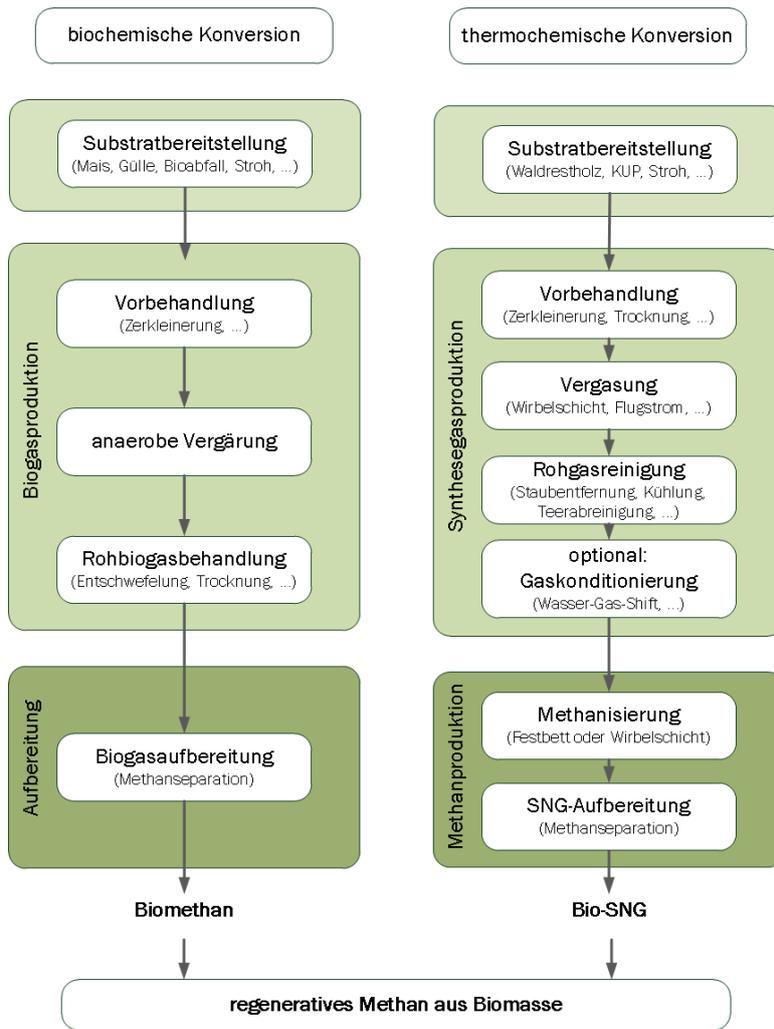


Abbildung 1-3 Gegenüberstellung des biochemischen und thermochemischen Konversionspfades zur Bereitstellung regenerativen Methans, nach (KALTSCHMITT u. a., 2009) und (KLEMM u. a., 2010)

In einem anschließenden Schritt erfolgt die Beschreibung der entwickelten Methodik. Die Methodik dient vor allem der Beantwortung der gesetzten Kernfragen und wird umfangreich in Kapitel 3 erläutert. Sie soll eine einheitliche Grundlage zur Gegenüberstellung der beiden unterschiedlichen Konversionspfade, zwecks einer besseren Vergleichbarkeit, liefern. Diese beinhaltet beispielsweise die Auswahl und Erstellung von Referenzrohstoffen sowie der Evaluierung von Referenzbiogas- und Bio-SNG-Anlagen. Die erstellten Modellanlagen werden im Weiteren auch Alternativen genannt.

Aufbauend auf der in Kapitel 3 erarbeiteten Methodik erfolgt die Gestehungskostenanalyse der Alternativen in Kapitel 4. In Kapitel 4.1 und 4.2 werden die Konversionspfade zunächst separat und in Kapitel 4.3 in einem technologieübergreifenden Vergleich betrachtet. Dieser Vergleich beruht dabei auf jeweils nur einem Parameter (bspw. Gestehungskosten oder der Konversionseffizienz). Erst im anschließenden Kapitel 5 wird ein Vergleich bzw. eine Bewertung der Alternativen anhand der multikriteriellen Analyse dargestellt. Dabei erfolgt die Auswertung der Priorisierung der Kriterien durch die Experten innerhalb der Delphi-Befragung. Darüber hinaus wird in diesem Kapitel eine Gegenüberstellung der beiden Analyseverfahren dargestellt, zum einem anhand eines Parameters (z.B. Gestehungskosten) und zum anderen anhand mehrerer Parameter gleichzeitig (multikriterielle Analyse).

Die Abschätzung zur Entwicklung der Technologien wird in Kapitel 6 beschrieben. Als Bezugsraum wurde Europa und als Betrachtungshorizont 2030 gewählt.

Abschließend werden die Ergebnisse der Arbeit im daran anschließenden Kapitel 7 zusammengefasst und im Kapitel 8 kritisch hinterfragt. Es werden dabei mögliche Schwächen und Stärken der Methodik aufgezeigt.

Die Arbeit mündet im Kapitel 9 im Fazit sowie Ausblick. Es wird dargestellt, welche möglichen Anknüpfungspunkte sich für die dargestellte Methodik ergeben und welche weiterführenden Forschungsschwerpunkte daraus resultieren können.

Berechnungstechnische Grundlagen sowie weitere Hintergrundinformationen zu den Technologien bzw. den einzelnen Alternativen (Datensätze) sowie zur Methodik sind im Anhang hinterlegt.

2 Technologieüberblick

Das Ziel dieses Kapitels ist es, einen Überblick über die Technologien zur Erzeugung von regenerativen Methan aus Biomasse zu geben. Dabei werden zum einen die bereits etablierten Verfahren der biochemischen Konversion und zum anderen die Verfahren der thermochemischen Konversion dargestellt, welche sich derzeit noch in der Entwicklungs- bzw. Einführungsphase befinden. Es werden zunächst der derzeitige Anlagenbestand und dessen Entwicklung dargestellt, bevor die einzelnen Technologien im Näheren erläutert werden.

Das Kapitel stellt somit eine Grundlage zur späteren Erstellung der Anlagenkonzepte bzw. Alternativen dar. Die ökonomischen sowie die technischen Parameter der so erstellten Alternativen sind im Anhang A.3 (Referenzbiogasanlagen), Anhang A.4 (Alternativen der biochemischen Konversion) sowie Anhang A.5 (Alternativen der thermochemischen Konversion) dargestellt.

Darüber hinaus wird in diesem Kapitel dargelegt, welche Anforderungen an das regenerative Methan (Biomethan bzw. Bio-SNG) gestellt werden, siehe Kapitel 2.1.

2.1 Anforderungen an die Gasqualität

Die Anforderungen an die Gasqualität können sich je nach Einsatzort und Einsatzzweck unterscheiden. So sind beispielsweise in Deutschland der Einsatz von Biomethan im Kraftstoffbereich sowie die Einspeisung ins Erdgasnetz gesondert geregelt. Die Anforderungen gelten dabei für regeneratives Methan via dem biochemischen und thermochemischen Konversionspfad gleichermaßen.

Gemäß der in Deutschland geltenden Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) ist geregelt, dass die Qualität des Biomethans zur Einspeisung ins Erdgasnetz sich an die von dem DVGW herausgegebenen Qualitätsanforderungen in den Arbeitsblättern G 260 sowie G 262 zu richten hat. Bei der Anwendung als Kraftstoff im Mobilitätsbereich sind die Anforderungen gemäß DIN 51624 (Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge - Erdgas Anforderungen und Prüfverfahren) zu berücksichtigen.

In Bezug auf Europa gibt es derzeit noch keine einheitliche Regelung zur Qualität von Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz bzw. zur Nutzung als Kraftstoff. Stattdessen haben viele EU-Mitgliedsstaaten gesonderte Regelungen zur Qualitätsanforderungen eingeführt. In (Wellinger u. a., 2012) ist ein Überblick über die in Europa zur Anwendung kommenden Regelungen zu finden.

Derzeitig wird an einer EU-weiten Regelung zur Biomethanqualität gearbeitet, CEN/TC408. Diese soll aus zwei Teilen bestehen und die Qualität des Biomethans zur Einspeisung bzw. als Kraftstoff regeln. (THRÄN u. a., 2014)

Allen Regelwerken ist gemein, dass sie die spezifischen Parameter des Biomethans festlegen. Sie unterscheiden sich dabei jedoch in den absoluten Werten der entsprechenden Parameter sowie der Anzahl der geregelten Parameter. Die am häufigsten anzutreffenden Parameter sind:

- Wobbe Index,
- Brennwert bzw. Heizwert,
- Gasdichte,

- Wassergehalt,
- CH₄-Gehalt,
- CO₂-Gehalt,
- O₂-Gehalt,
- H₂-Gehalt,
- Gehalt an Schwefel- und Schwefelverbindungen,
- Gehalt an Siloxanen.

Je nach spezifischem Regelwerk sind weitere Parameter vertreten. Die absoluten Werte der Parameter orientieren sich dabei zumeist an der Qualität des vor Ort verteilten Erdgases.

2.2 Technologien der biochemischen Konversion

Die Technologien zur Erzeugung von Biomethan via dem biochemischen Konversionspfad setzen sich typischer Weise aus der Biogasbereitstellung sowie der nachgeschalteten Biogasaufbereitung zusammen.

Im nachfolgenden werden der Anlagenbestand sowie dessen Entwicklung in Deutschland und Europa dargestellt. Darüber hinaus erfolgt eine Erläuterung des Biogasprozesses sowie der derzeit am Markt vertretenen Verfahren zur Biogasaufbereitung. Diese sind es auch, die bei der späteren Erstellung der verschiedenen Alternativen zur Biomethanproduktion herangezogen werden.

Als Substrat kommen zumeist ligninarme Biomassen zum Einsatz. Bei diesen kann es sich um Anbaubiomassen (z.B. Mais) oder Reststoffe (z.B. Gülle, organische Abfälle) oder um einen Mix aus beiden handeln.

Je nach eingesetztem Substrat bzw. Substratmix unterscheiden sich die Anlagen in ihrer Auslegung und Komplexität, was wiederum Auswirkungen auf die Kapital- und Betriebskosten sowie die Biogaseigenschaften hat.

2.2.1 Anlagenbestand und bisherige Entwicklung

Die ersten Anlagen zur Biogasaufbereitung wurden in Deutschland im Jahr 2006 in Betrieb genommen (FNR, 2014). Seitdem erfolgte ein konsequent starker Zubau der Anlagen, siehe Abbildung 1-2 in Kapitel 1.1. Erst im Jahr 2014 ist, durch eine Änderung des Erneuerbaren Energie Gesetzes (EEG), erstmalig ein spürbar geringerer Zubau der Anlagen ersichtlich.

Aufgrund der jüngsten Entwicklungen in Deutschland, d. h. insbesondere die Änderungen im EEG, konzentrieren sich mehr und mehr deutsche Akteure auf ausländische Märkte (EDEL u. a., 2014). Abbildung 2-1 gibt einen Überblick der in Jahr 2012 sich in Betrieb befindlichen Anlagen in ausgewählten Mitgliedsstaaten der International Energy Agency (IEA) weltweit. Unterteilt wird dabei nach der Gesamtanzahl der Anlagen und der jeweiligen Anlagen, die ins Erdgasnetz einspeisen.

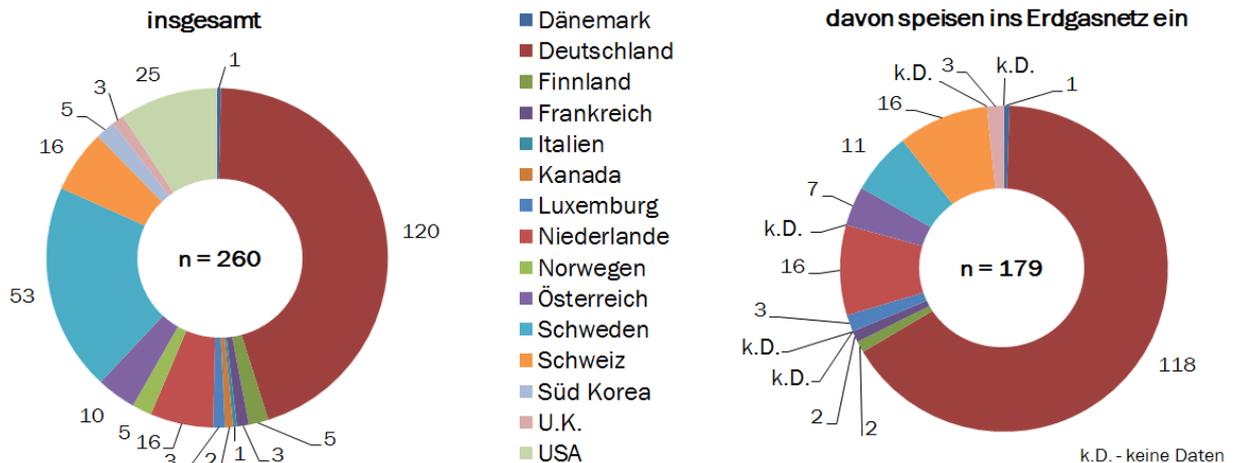


Abbildung 2-1 Anzahl an Biogasaufbereitungsanlagen weltweit, Stand 2012 nach (THRÄN u. a., 2014)

Wie deutlich wird, liegt die Mehrheit der Anlagen in Europa (91 %). Hier sind es v. a. Deutschland, Schweden, die Niederlande und die Schweiz, die bereits über sehr viele Anlagen verfügen. Außerhalb Europas ist insbesondere die USA mit 25 Gasaufbereitungsanlagen hervorzuheben. Von den insgesamt im Jahr 2012 260 installierten Anlagen speisen mind. 179 in das jeweils lokale Erdgasnetz ein. Der verbleibende Teil der Anlagen verfügt entweder über einen direkten Anschluss zu einer Gastankstelle oder nutzt das Biomethan anderweitig.

2.2.2 Biogasbereitstellung

Die Biogasbereitstellung erfolgt durch die anaerobe Vergärung (fermentativer Prozess) von Biomasse. Unter Biomasse sind in diesem Zusammenhang vor allem nachwachsende Rohstoffe (Nawaro) wie z. B. Mais, aber auch Klee gras und Luzerne, tierische Neben- und Abfallprodukte wie Schweine- und Rindergülle, organische Abfälle sowie Material der Landschaftspflege wie Gras oder Straßenbegleitgrün zu verstehen.

Die Biomasse wird im Fermenter durch Mikroorganismen anaerob, d. h. unter Sauerstoffausschluss, zu Biogas vergoren. Die Vergärung läuft dabei in den vier Stufen Hydrolyse, Acidogenese, Acetogenese und Methanogenese ab, an deren Ende das Produkt Methan steht (KALTSCHMITT u. a., 2009). Das so produzierte Biogas besteht typischerweise zu ca. 50 - 60 % aus Methan und 40 - 50 % aus CO₂, wobei ebenfalls Schwefel, Ammoniak und andere Gasbestandteile enthalten sein können. Das Biogas ist Wasserdampf gesättigt.

Unabhängig von der eigentlichen Biogasbereitstellung sind weitere vor- und nachgeschaltete Prozesse notwendig, die im Folgenden kurz aufgeführt werden:

- Gastrocknung,
 - Gasfilter,
 - Adsorptionstrocknung,
 - Gaskühltrocknung,
- Entschwefelung,
 - Biologische Entschwefelung,
 - Chemische Entschwefelung,
 - Sorptionskatalytische Entschwefelung,

- Siloxanentfernung,
- Schwachgasbehandlung.

Die Schwachgasbehandlung ist vor allem vor dem Hintergrund des Methanschlupfs, also dem im Abstrom enthaltenen Methan, von Bedeutung. Die Höhe des Methanschlupfs schwankt zwischen den verschiedenen Biogasaufbereitungsprozessen und kann abhängig von der Betriebsführung in geringen Grenzen variiert werden. In der Regel wird ein möglichst niedriger Methanschlupf angestrebt, da sich dadurch die Methanausbeute im eigentlichen Produktstrom erhöht und sich ein niedriger Methanschlupf positiv auf die Ökonomie der Gesamtanlage sowie vermiedene negative Umwelteffekte durch emittierendes Methan im Abstrom auswirkt. In Deutschland darf der emittierte Methangehalt im Schwachgasstrom 0,5 Vol.% gemäß (EEG 2009 (idF. v. 2009)) nicht überschreiten.

2.2.3 Biogasaufbereitung nach dem Stand der Technik

Ziel der Biogasaufbereitung ist die Sicherstellung der Qualitätsanforderungen von Biomethan, die zur Einspeisung ins Erdgasnetz bzw. bei der Nutzung als Kraftstoff einzuhalten sind. Hauptzweck der Aufbereitungsverfahren ist dabei die Aufkonzentrierung des im Biogas enthaltenen Methans. Die dafür derzeit am Markt verfügbaren Verfahren werden nachfolgend erläutert.

Das Ziel dieses Unterkapitels ist es, darzustellen wie die einzelnen Aufbereitungsverfahren arbeiten, um eine geeignete Kriterienauswahl zu treffen und aussagkräftige Modellanlagen bzw. Alternativen zu erstellen. Dazu ist zunächst in Abbildung 2-2 eine Übersicht über alle gängigen CO₂-Abtrennungs- bzw. CH₄-Anreicherungsverfahren dargestellt.

Nach derzeitigem Stand der Technik (S.d.T.) sind es vor allem fünf Verfahren, mit denen Biogas aufbereitet wird. In Abbildung 1-2 ist die Entwicklung der Gasaufbereitungsanlagen in Deutschland, und in Abbildung 2-1 die Verteilung der Biogasaufbereitungsanlagen für Europa dargestellt. Bei den Biogasaufbereitungsverfahren stellt die Aufbereitung mittels Membranen ein relativ neues Verfahren dar. Daher ist dessen Marktanteil noch gering. Es wird aber von guten Wachstumsperspektiven dieses Verfahrens ausgegangen, da immer mehr Akteure damit auf den Markt treten bzw. ihr bisheriges Portfolio um dieses Verfahren erweitern (FNR, 2014).

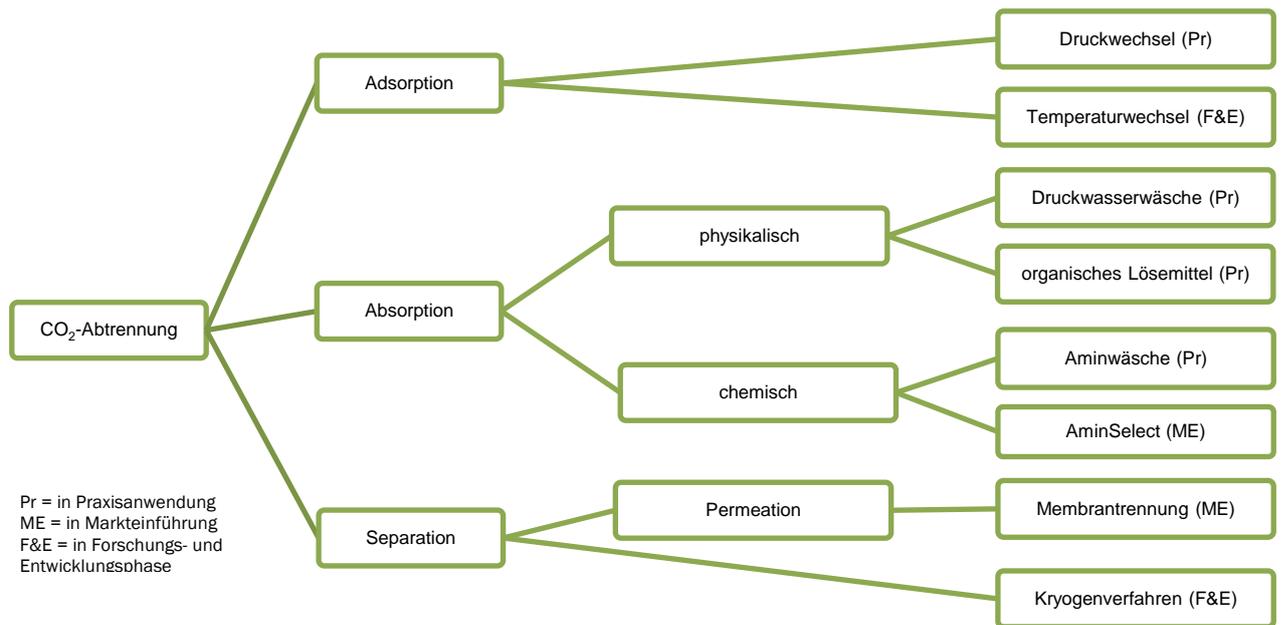


Abbildung 2-2 Übersicht der CO₂-Abtrennungs- bzw. CH₄-Anreicherungsverfahren und deren Einordnung bzgl. des Entwicklungsstandes

Im nachfolgenden werden nur Verfahren betrachtet, die sich bereits in breiter Anwendung am Markt befinden. Weitere, hier nicht näher betrachtete, Verfahren der Biogasaufbereitung bzw. Biomethanproduktion sind das Kryogen-Verfahren, AminSelect, biologische Methanisierung, katalytische Methanisierung, Biosling sowie die Druckfermentation. (Pentair Haffmans, 2014), (Dreyer&Bosse, 2012), (VIESSMANN, 2013), (MT-BioMethan, 2013), (Artic Nova AB, 2012), (Chen u. a., 2014)

Druckwechseladsorption

Die Druckwechseladsorption (DWA), in einigen Literaturquellen auch Pressure Swing Adsorption (PSA) genannt, zählt ebenso wie die Temperaturwechseladsorption zu den adsorptiven Aufbereitungsverfahren. Im Gegensatz zur Druckwechseladsorption hat die Temperaturwechseladsorption noch keine Marktrelevanz zur Aufbereitung von Biogas erlangt. Diese wird daher in der vorliegenden Arbeit nicht betrachtet.

Das Trennprinzip der DWA beruht auf unterschiedlichen Adsorptionseigenschaften der Gasbestandteile gegenüber dem Adsorbens, was als die feste und stationäre Phase bezeichnet wird, auf der die Bindung des Adsorptivs erfolgt. Das Adsorptiv wiederum sind die zu adsorbierenden, d. h. zu bindenden Komponenten, die sich in der mobilen Phase, hier Gasphase, befinden. Im Allgemeinen kommen bei der DWA Aktivkohlen, Molekularsiebe (Zeolithe) sowie Kohlenstoffmolekularsiebe als Adsorbens zur Gastrennung und Gasaufbereitung zum Einsatz. Kohlenstoffdioxid stellt bei dem Prozess das Hauptadsorptiv dar, da es leichter als Methan an das Adsorbens bindet. Darüber hinaus werden weitere Gasbestandteile, die im Biogase enthalten sind, mit adsorbiert. Bei den weiteren Gasbestandteilen handelt es sich um geringe Mengen von Stickstoff und Sauerstoff, aber auch Methan (URBAN u. a., 2010). Hohe Drücke und niedrige

Temperaturen begünstigen den Adsorptionsprozess von CO₂. Von daher wird das Biogas vor den Adsorbentien verdichtet und gekühlt.

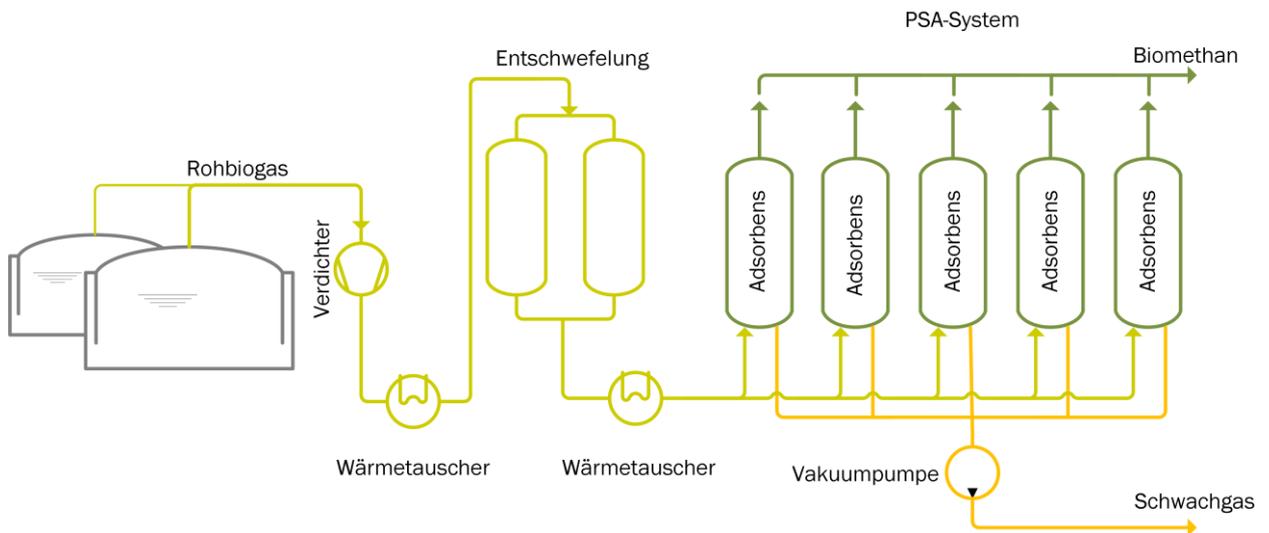


Abbildung 2-3 Anlagenkonzept der Druckwechseladsorption, eigene Darstellung nach (CARBOTECH, 2012)

Da es bei der Verdichtung des Biogases zu einer Erwärmung auf bis zu 200 °C kommt, erfolgt eine anschließende Kühlung, siehe Abbildung 2-3, des verdichteten Biogases auf ca. 70 °C (SCHMACK CARBOTECH GMBH, 2012). Im Anschluss daran erfolgt eine Feinentschwefelung (unter Ausnutzung der Restwärme), da Schwefel und dessen Verbindungen einen stark negativen Einfluss auf die Haltbarkeit des Adsorbens und die Effizienz des Prozesses haben. Das so verdichtete und gereinigte Biogas wird weiter heruntergekühlt und in die Adsorber zur CO₂-Abtrennung geleitet. Der Druck lässt sich dabei variabel einstellen, wobei in der Praxis auf 4 - 7 bar_a, in neueren Konzepten auch geringer, verdichtet wird (FNR, 2014). Da die Adsorber vor einer Verunreinigung mittels Öl zu schützen sind, kommen in aller Regel ölfreie Verdichter zum Einsatz. In der Anfangsphase der Adsorption verlässt das Produktgas mit nahezu gleich bleibendem Volumenstrom und fast konstanter Zusammensetzung den Adsorptionsbehälter. Bevor das Molekularsieb völlig mit CO₂ gesättigt ist, wird der Gasstrom auf einen unbeladenen Adsorber umgeschaltet. Durch die redundante Ausführung (mehrere Adsorber) fällt das Produktgas unterbrechungsfrei an. Einzelne Druckstöße durch die Umschaltung sind während des Prozesses allerdings nicht ganz auszuschließen. Aus diesem Grund wird dem Prozess zur Verstetigung des Produktstroms in Menge und Zusammensetzung ein Pufferspeicher nachgeschaltet.

Für die Regeneration werden die beladenen Adsorber auf nahezu Umgebungsdruck entspannt. Während dieses Vorgangs fallen noch große Mengen an Methan an. Um den Methanschluß zu verringern und die Effizienz des Prozesses zu erhöhen, wird dieser Gasstrom auf der Saugseite dem Verdichter wieder zugeführt. In einem letzten Schritt erfolgt eine Entspannung mittels einer Vakuumpumpe auf Unterdruck. Dabei wird das zuvor adsorbierte CO₂ desorbiert und einer Schwachgasnachbehandlung zugeführt, da immer noch geringe Mengen an Methan enthalten sind. Auf diese Weise kann ein max. Methanschluß der Anlage von 2 % eingehalten werden (FNR, 2014). Nach der Regeneration des Adsorbens steht dieses wieder für einen neuen Prozess zur Verfügung.

Bei sachgemäßem Umgang sind Standzeiten für die Adsorber nahezu unbegrenzt, wenn keine schädigenden Inhaltsstoffe im Gas enthalten sind bzw. das Biogas einer entsprechenden

Vorbehandlung (Feinentschwefelung) unterzogen wird. Abhängig von der Adsorberanzahl und der Verweilzeit sind auch sehr hohe Reinheitsgrade von 99 % Methan realisierbar (FNR, 2014).

Druckwasserwäsche

Die Gasaufbereitung mittels der Druckwasserwäsche (DWW) gehört zu den absorptiven Aufbereitungsverfahren. Sie beruht dabei auf der unterschiedlichen Löslichkeit der im Biogas enthaltenen Gaskomponenten in Wasser. In Tabelle 2.1 ist die Löslichkeit der wesentlichen Komponenten des Biogases in Wasser aufgeführt. Aufgrund des amphoteren Charakters des Wassers als Wasch- bzw. Lösemittel werden neben den sauren Gasbestandteilen wie CO₂ und H₂S auch basische Komponenten wie Ammoniak weit besser als unpolare, hydrophobe Bestandteile wie Kohlenwasserstoffe gelöst. Es kann davon ausgegangen werden, dass im Biogas enthaltener Ammoniak vollständig im Wasser gelöst wird. Allerdings kann auch bei diesem Verfahren keine 100 %ige Selektivität erreicht werden, sodass auch hier zu geringen Teilen Methan im Wasser gelöst wird. Über die basischen und sauren Bestandteile hinaus werden auch in Biogas enthaltene Stäube und Mikroorganismen größtenteils vom Waschwasser aufgenommen.

Tabelle 2-1 Löslichkeit verschiedener Biogaskomponenten bei 20 °C in Wasser, Näherungswerte (AIR LIQUIDE, 2010), (SEILNACHT, 2012)

Komponente	Löslichkeit in Wasser in mg/L
Ammoniak	541.000
Schwefelwasserstoff	4.000
Sauerstoff	39
Kohlenstoffdioxid	2.000
Stickstoff	20
Methan	26

Obwohl eine gute Abreinigungsleistung für Schwefelwasserstoff erzielt wird, ist in aller Regel, abhängig vom H₂S-Gehalt, dem Aufbereitungsprozess eine Feinentschwefelung vorgeschaltet. Dies soll in erster Linie die Anlagenkomponenten vor möglicher Korrosion schützen und den Wasserbrauch des Verfahrens reduzieren. Im Laufe des Prozesses kommt es zu einer Verunreinigung des Wassers, u. a. durch H₂S, welches nicht mittels der Feinentschwefelung entfernt wurde, sowie zu einem geringen Schwund innerhalb der Anlage, so dass das Wasser während des Betriebes ausgetauscht bzw. nachgefüllt werden muss. Das dabei anfallende Abwasser kann als unbedenklich eingestuft werden (MALMBERG BIOERDGASTECH GMBH, 2012).

Je nach Hersteller und Anforderung wird das vorbehandelte Biogas vor Eintritt in den Absorber auf 5 bis 10 bar_a verdichtet (FNR, 2014). Da es bei der Verdichtung zu einer Erwärmung kommt, muss das verdichtete Gas anschließend gekühlt werden. Die dabei anfallende Abwärme kann ausgekoppelt und bspw. zur Fermenterbeheizung genutzt werden. Der Absorber ist zumeist als Rieselbettreaktor ausgeführt, wobei der Prozess bei einer Wassertemperatur von ca. 15 bis 20 °C stattfindet. Niedrige Temperaturen und erhöhter Druck begünstigen die Absorption von CO₂ im Wasser.

Aufgrund der variablen Einstellungen lässt sich eine Methanreinheit am Kolonnenkopf von 90 bis 99 % erreichen. Abbildung 2-4 zeigt das Anlagenkonzept der DWW. (MALMBERG BIOERDGASTECH GMBH, 2012)

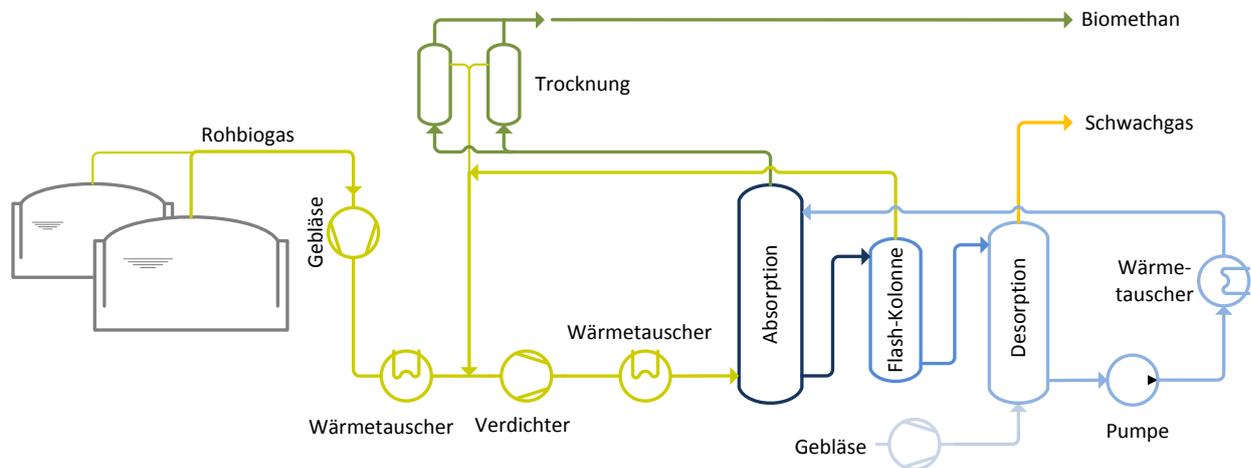


Abbildung 2-4 Anlagenkonzept der Druckwasserwäsche, eigene Darstellung nach (MALMBERG BIOERDGASTECH, 2010)

Das austretende Produktgas (Biomethan) ist mit Wasserdampf gesättigt. Das mit CO₂ beladene Wasser wird im Anschluss des Prozesses in einem Zwei-Stufen-Prozess regeneriert. In der ersten Stufe erfolgt eine Teilentspannung in einer Flash-Kolonne. In dieser Phase desorbiert zum größten Teil das im Wasser gelöste Methan, aber auch CO₂. Zur Methanschlußminderung wird das sich lösende Gas dem Prozess wieder zugeführt. Anschließend erfolgt in der zweiten Stufe eine Entspannung auf Umgebungsdruck bei gleichzeitiger Strippung mittels Luft. Die dabei anfallende Abluft (Schwachgas) enthält in geringen Mengen auch CH₄, sodass eine nachträgliche Schwachgasbehandlung notwendig ist. Während der Strippung mit Luft wird ein geringer Teil Sauerstoff im Prozesswasser gelöst, der bei der Wiederverwendung in der Absorptionskolonne in das Produktgas übergehen kann. Nach Herstellerangaben wird dabei jedoch eine max. Konzentration von 0,1 % Sauerstoff nicht überschritten (MALMBERG BIOERDGASTECH GMBH, 2012).

Physikalische Absorption mit organischem Lösemittel

Die physikalische Absorption, auch Polyglykolwäsche genannt, verläuft ähnlich wie die DWW (vgl. Abbildung 2-4.) Als Lösemittel kommt jedoch nicht Wasser, sondern ein organisches Lösemittel aus Dimethylethern von Polyethylenglykol zum Einsatz. Zumeist werden diese unter den Handelsnamen Seloxol® oder Genosorb® geführt.

Bei dem Verfahren wird die unterschiedliche Löslichkeit der sauren Bestandteile im Vergleich zu den Kohlenwasserstoffen ausgenutzt. Ein wesentlicher Vorteil gegenüber der DWW ist die deutlich größere Löslichkeit von CO₂. Daher ist erheblich weniger Waschflüssigkeit nötig, um dieselbe Menge CO₂ zu desorbieren und daher der Energieaufwand zur Flüssigkeitsumwälzung geringer. Allerdings bedarf die Desorption des Lösemittels nicht nur einer Druckentspannung, sondern auch einer Erwärmung.

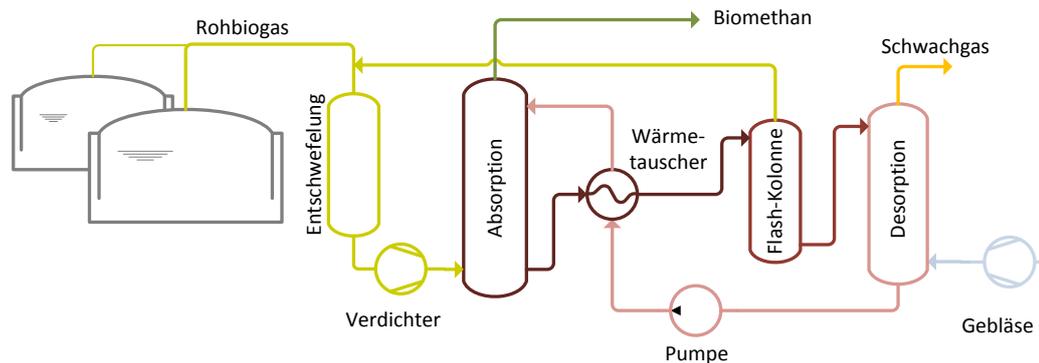


Abbildung 2-5 Anlagenkonzept der Polyglykolwäsche, eigene Darstellung nach (HAASE ENERGIETECHNIK GMBH, 2012)

Obwohl das Lösemittel sehr gut geeignet ist, um H_2S aus dem Gasstrom zu entfernen, erfolgt auch hier eine vorgelagerte Feinentschwefelung, siehe Abbildung 2-5. Die Regeneration des beladenen Lösemittels von CO_2 ist ohne große Probleme möglich, nicht jedoch die von H_2S . Ähnlich der DWW erfolgt die CO_2 -Absorption in einer Absorptionsstufe bei erhöhtem Druck (ca. 8 bar_a) sowie die Desorption zweistufig in einer Flashkolonne und einer Regenerationsstufe. Die in der Regenerationsstufe notwendige Wärme kann in der Regel intern aus der Schwachgasnachbehandlung gedeckt werden. Es ist keine externe Wärmezufuhr erforderlich. (HAASE ENERGIETECHNIK GMBH, 2012)

Das in der Regenerationsstufe abgegebene Schwachgas wird zumeist, ähnlich wie bei der Druckwasserwäsche, einer Schwachgasnachbehandlung in Form einer regenerativ-thermischen Oxidation (RTO) mit vorgeschalteter Aktivkohleeinheit (zur Lösemittelabreinigung) zugeführt.

Chemische Absorption

Die chemische Absorption ähnelt im weitesten Sinne der physikalischen Absorption mittels Wasser und organischem Lösemitteln. Allerdings kommt bei der chemischen Absorption ein Amin-Wasser-Gemisch als Lösemittel zum Einsatz, wodurch das Verfahren häufig auch als Aminwäsche bezeichnet wird. Bei diesem Verfahren wird die physikalische Absorption von der chemischen Absorption (Chemisorption) überlagert. Die entstehenden Bindungen sind um ein vielfaches stärker als die van-der-Waals-Kräfte, was zu einer wesentlich höheren CO_2 -Beladung der Waschflüssigkeit führt. Auch wird mit diesem Verfahren eine sehr viel höhere Selektivität erreicht, was zu einer sehr hohen Methankonzentration im Produktgasstrom und einem sehr geringem Methanschlupf von ca. 0,1 % führt (MT-BIOMETHAN GMBH, 2012). Als Waschlösung kommen zumeist Diethanolamin (DEA), Monoethanolamin (MEA) oder Methyldiethanolamin (MDEA) zum Einsatz (URBAN u. a., 2009).

Die chemische Absorption erfolgt ebenso wie die physikalische Absorption in einer Absorptionskolonne, wobei das Biogas die Waschlösung im Gegenstrom passiert. Das CO_2 geht dabei in die Waschlösung über und wird dort chemisch gebunden. Zur Erhöhung der Standzeit der Waschlösung wird das Biogas vor der Absorption einer Feinentschwefelung unterzogen, siehe Abbildung 2-6. Zur Regenerierung der beladenen Waschlösung wird der Absorptionsstufe üblicherweise eine Desorptionsstufe nachgeschaltet. Zur Lösung der relativ starken Bindung zwischen Aminlösung und CO_2 wird die Aminlösung auf eine Temperatur um die 140 °C aufgeheizt

(MT-BIOMETHAN GMBH, 2012). Das CO₂ löst sich dabei aus der Aminlösung und wird im Kolonnenkopf abgezogen. Bevor die Aminlösung wieder für die Absorption bereit steht, muss sie auf eine Betriebstemperatur von ca. 40 °C abgekühlt werden (MT-BIOMETHAN GMBH, 2012). Die anfallende Wärme kann für weitere Prozesse oder bspw. zur Fermenterbeheizung genutzt werden. Da der gesamte Prozess bei Umgebungsdruck stattfindet, fällt das Produktgas atmosphärisch an.

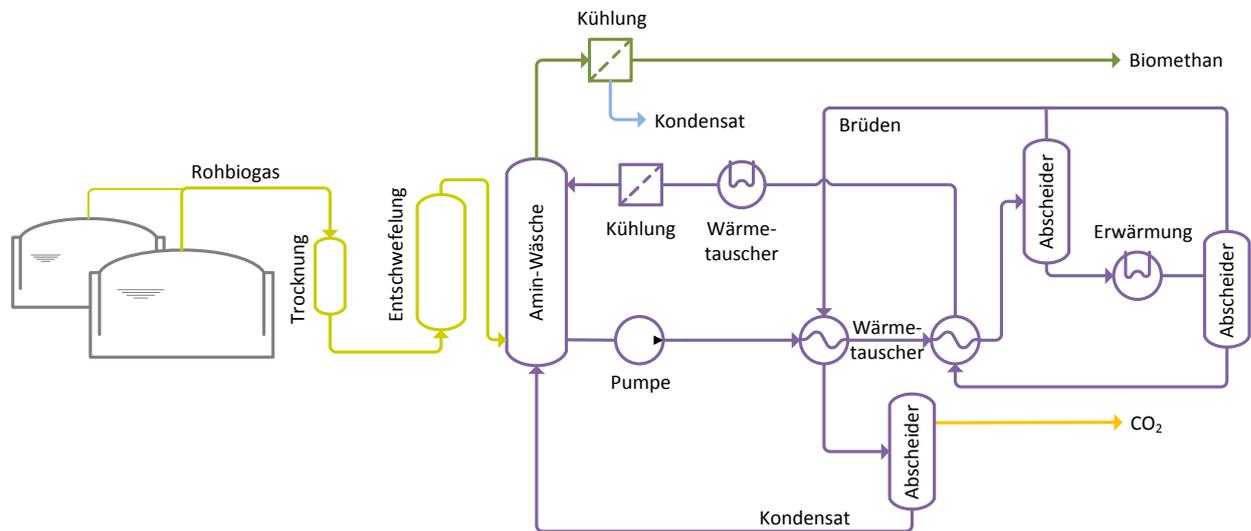


Abbildung 2-6 Anlagenkonzept der chemischen Absorption, eigene Darstellung nach (MT-BIOMETHAN, 2013)

Membranverfahren

Die Aufbereitung von Biogas mittels Membranen ist ein vergleichsweise neues Verfahren. Es wurde jedoch bereits in den 80er Jahren zur Aufbereitung von Erdgas, aber auch zur Urananreicherung aus der Gasphase, verwendet (MAKARUK u. a., 2010), (HAULER, 2010). Grundsätzlich kann zwischen der Nass- und Trockenmembrantrenntechnik unterschieden werden, wobei in der Biogasaufbereitung bisher nur das Trockenmembrantrennverfahren an Bedeutung gewonnen hat.

Gegenwärtig werden zur Aufbereitung von Biogas Hohlfasermembranen auf Polymerbasis eingesetzt. Eine weitere Möglichkeit, die sich derzeit noch in der Entwicklung befindet, ist der Einsatz von Polymerbeschichtungen auf keramischen Trägermaterialien zur CO₂-Abtrennung (FRAUNHOFER IKTS, 2012). Während bei den Membranen auf Polymerbasis viele sehr dünne Membranen zu einem Faserbündel zusammengefasst werden, kommen bei den Membranen auf keramischen Trägermaterialien nur sehr wenige Membranen größeren Durchmessers zum Einsatz. Als effektive Polymere, sei es als Hohlfaser oder in Form einer Beschichtung, zur Biogasaufbereitung haben sich Polysulfon, Polyimid und Polydimethylsiloxan erwiesen (TECHNISCHE UNIVERSITÄT WIEN, 2012).

Die eigentliche Triebkraft bei Membrantrennprozessen ist die Partialdruckdifferenz der Gaskomponenten, insbesondere von CO₂, zwischen der Permeat- und Retentatseite. Die eigentliche Trennung kann dabei nach dem Prinzip der Molekül- bzw. Teilchengröße (Porenmembran) oder aufgrund unterschiedlicher Löslichkeit der Gaskomponenten in der Membran (Lösungs-Diffusionsmembran) erfolgen. Die Trennung mittels Molekül- bzw. Teilchengröße ist für den Biogasbereich aufgrund geringer Molekülgrößenunterschiede ungeeignet (GRAF & BAJOHR, 2011).

Daher erfolgt die Trennung hauptsächlich aufgrund unterschiedlicher Löslichkeit und Diffusionsgeschwindigkeiten. Trennkriterium für die Permeation der jeweiligen Gaskomponente durch poröse Membranen ist der kinetische Durchmesser. Der überwiegende Teil aller Moleküle weist keine eindeutig sphärische, d. h. runde, Form auf. Je nach Betrachtungswinkel unterscheidet sich daher der Durchmesser der Moleküle. Der kinetische Durchmesser stellt dabei den kleinstmöglichen Moleküldurchmesser dar. In Tabelle 2-2 ist ein Überblick über die kinetischen Durchmesser der im Biogas enthaltenen Komponenten zu finden.

Tabelle 2-2 Kinetische Durchmesser in der Nanofiltration (FRAUNHOFER IKTS, 2012), (HAULER, 2010)

Molekül	Abkürzung	kinetischer Durchmesser
Methan	CH ₄	0,38 nm
Stickstoff	N ₂	0,38 nm
Kohlenstoffmonoxid	CO	0,37 nm
Sauerstoff	O ₂	0,35 nm
Kohlenstoffdioxid	CO ₂	0,33 nm
Wasserstoff	H ₂	0,29 nm
Wasser	H ₂ O	0,26 nm

Die Membranen in der CO₂-Abscheidetechnik sind so ausgelegt, dass hauptsächlich CO₂-Moleküle hindurch diffundieren und CH₄-Moleküle zurückbleiben. Wie auch bei anderen Aufbereitungsverfahren kann keine 100%ige Selektion erreicht werden, sodass es zu unerwünschten Teilpermeation von CH₄-Molekülen durch die Membran kommt bzw. ein Rest an CO₂-Molekülen im Retentatstrom verbleibt. Darüber hinaus diffundieren weitere Gasbestandteile des Biogases durch die Membran hindurch, wodurch die Trennleistung über die reine CO₂-Abtrennung hinausgeht. In Abbildung 2-7 ist der Trennprozess sowie die Diffusionseigenschaften der Membran schematisch dargestellt.

Die Permeabilität von Kohlendioxid und Schwefelwasserstoff ist viel höher als die von Methan. Dadurch kommt es zu einer deutlich schnelleren Diffusion dieser Stoffe durch die Membran (MECADI GMBH, 2000). Schwefelwasserstoff und andere wesentlich schneller permeierende Gaskomponenten wie z. B. H₂O diffundieren zwar ebenfalls durch die Membran, werden aber aufgrund ihrer negativen Eigenschaften gegenüber der Membran und damit der Abtrennleistung schon vorher aus dem Biogasstrom entfernt.

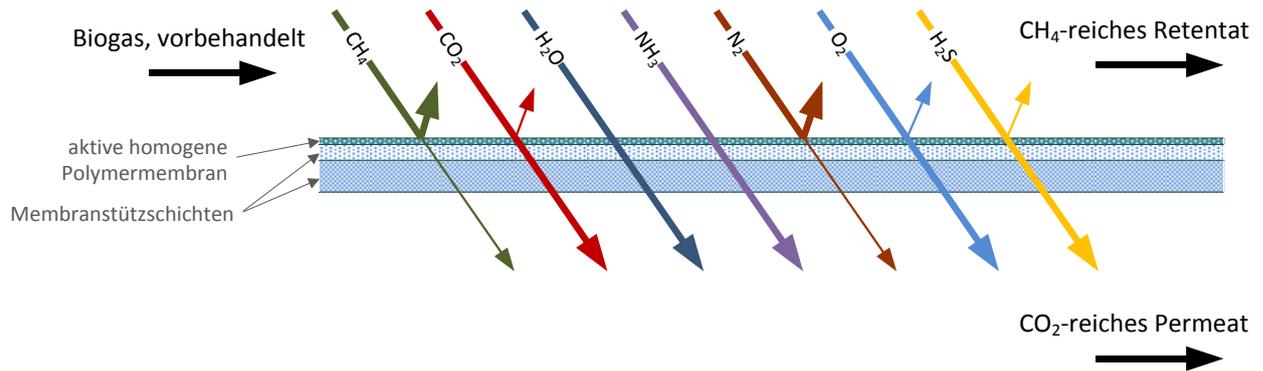


Abbildung 2-7 Schematische Darstellung des Membranaufbaus und Diffusionsverhalten, eigene Darstellung nach (TVT INSTITUT, TU WIEN, 2012)

Die Effektivität des Trennprozesse hängt dabei nach (MURPHY, o.J.) von vier Hauptfaktoren ab:

- Membrandicke bzw. Durchgangs- respektive Flusswiderstand,
- zur Verfügung stehende effektive Membranoberfläche,
- Partialdruckdifferenz zwischen Permeat- und Retentatseite der Membran (Triebkraft),
- Selektivität, die „Durchlässigkeit“ der Membran für die unterschiedlichen Gaskomponenten.

Ziel der Forschung in diesem Bereich ist es, den polymerspezifischen Durchgangswiderstand zu verringern und technisch interessante Flussleistungen sowie dünne und gleichzeitig stabile Membranen zu erzielen. In der Praxis weisen die Membranen Dicken im Bereich von etwa 0,1 bis 1 μm auf (FRAUNHOFER IKTS, 2012), (MECADI GMBH, 2000). Da diese „aktive“ Schicht keine genügende Stabilität aufweist, ist ein Stützgerüst in Form von weiteren stabileren Membranen notwendig, die auch den Einsatz unter hohen Drücken ermöglichen, siehe Abbildung 2-7.

Die nötige Partialdruckdifferenz kann durch Druck auf der Feed-Seite als auch durch ein Vakuum auf der Permeatseite generiert werden. In der Regel kommt es jedoch zu einem Druckaufbau auf der Feed-Seite, da das Methan, welches auf der Retentatseite anfällt, dann bereits einen gewissen Druck aufweist, was wiederum eine folgende Nutzung bzw. Transport begünstigt.

Die Reinheit des Retentatstroms steigt mit wachsender Membranfläche. Um die Trennleistung zu verbessern und den Methangehalt im Schwachgasstrom (Permeat) so gering wie möglich zu halten, können Modulschaltungen mit Rückführungen eingesetzt werden, siehe Abbildung 2-8. Zur Erhöhung des Methangehaltes bzw. des Durchsatzes werden verschiedene Verschaltungen der Module angewandt. Als vielversprechend haben sich dabei zwei- und dreistufige Kaskaden erwiesen. Einstufige Anlagen könnten zwar auch ein zufrieden stellendes Trennergebnis liefern, jedoch muss dabei mit einer vergleichsweise geringen Methanausbeute um die 80 % und entsprechend hohen Methanschlupf gerechnet werden (TECHNISCHE UNIVERSITÄT WIEN, 2012).

Da der Permeatstrom noch eine vergleichsweise hohe Methankonzentration aufweist, muss dieser einer nachgeschalteten Schwachgasnachbehandlung unterzogen werden. Dies geschieht zumeist mittels einer Schwachgasverbrennung oder einer RTO.

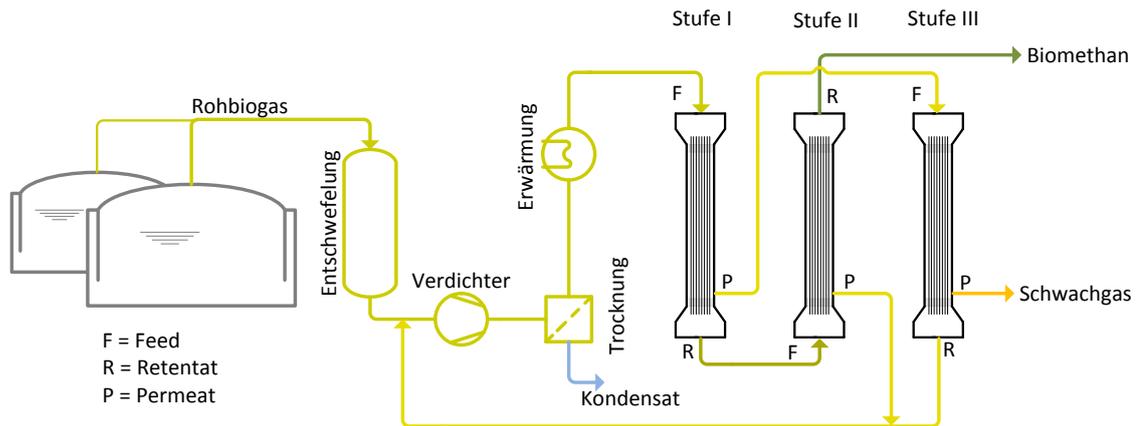


Abbildung 2-8 Anlagenkonzept der Membrantrennung, eigene Darstellung nach (MT-BIOMETHAN, 2012)

Das Verfahren befindet sich derzeit noch in der Markteinführungsphase, sodass bisher kaum längere Praxiserfahrungen vorhanden sind. Nach (FNR, 2014) wird mit Standzeiten von 3 - 5 Jahren gerechnet. Im Laufe eines mehrjährigen Anlagenbetriebes kann es daher mehrfach zum Austausch der Membranen kommen. Nach aktuellen Herstellerangaben sind bereits Standzeiten von bis zu 7 Jahren für die Membranen möglich (EVONIK INDUSTRIES, 2015).

2.3 Technologien der thermochemischen Konversion

Unter dem thermochemischen Konversionspfad versteht man die Produktion biogenen Methans durch die Vergasung von Biomasse mit anschließender Synthesegasreinigung, Methanisierung und Methanseparation. Ziel des Kapitels ist es, die technischen Grundlagen sowie den Entwicklungsstand dieser Technologie näher darzustellen, um auf dessen Grundlage geeignete Konzepte für die weitere Betrachtung zu erstellen.

Es existieren eine Reihe von Ansätzen zur Erzeugung von regenerativem Gas mittels des thermochemischen Konversionspfades. Je nach Verfahrensauswahl mit den jeweiligen Verfahrensschritten ergibt sich eine Vielzahl von Variationen und Konzeptmöglichkeiten. Die ermittelten spezifischen Konzepte sind im Kapitel 4.2 zu finden bzw. im Anhang A.5 hinterlegt. Als Datengrundlage wurden dafür zahlreiche Veröffentlichungen und wissenschaftliche Arbeiten in diesem Bereich herangezogen. Die finale Auswahl wurde auf Grundlage technischer und ökonomischer Rahmenparameter sowie dem Umfang und der Güte der Datenbasis getroffen. Möglichst aussagekräftige und verlässliche Ergebnisse können nur durch eine solide Informationsgrundlage erfolgen. Die in dieser Arbeit betrachteten Konzepten stellen daher nur eine Auswahl der möglichen Verfahren dar.

Als Substrate in der thermochemischen Konversion kommen überwiegend ligninhaltige Biomassen wie Holz zum Einsatz. Der Einsatz von Stroh ist prinzipiell auch denkbar, erfordert aber gewisse Prozessanpassungen, siehe Anhang A.6 Strohexkurs.

Bei Vergasungsverfahren mit dem Ziel der Produktion von Bio-SNG kann zum Teil auch Abwärme oder Strom, zusätzlich zum Bio-SNG, bereitgestellt werden.

2.3.1 Anlagenbestand und bisherige Entwicklung

Die Technologie der Bio-SNG-Produktion basiert auf der Technologie der Vergasung von Kohle. Diese Technologie wird bereits seit den 60er und 70er Jahren, vorwiegend in den USA, Deutschland

und Großbritannien, erforscht. Die derzeitige einzige kommerzielle SNG-Anlage wurde in Dakota (USA) errichtet. Seit der Inbetriebnahme im Jahr 1984 produziert die Anlage 4,8 Mio. m³ SNG pro Tag aus Kohle. (KOPYSCINSKI u. a., 2010)

Im Gegensatz zu Kohle kann Biomasse als Substrat eine zum Teil stark schwankende Zusammensetzung aufweisen, die zu Schwierigkeiten bei der Vergasung bzgl. eines automatisierten Prozessablaufs führen kann. Darüber hinaus weist Biomasse zumeist einen höheren Wassergehalt auf und es liegen in aller Regel niedrige Ascheschmelzpunkte vor, was sich ebenfalls negativ auf die Vergasung auswirken kann. Ebenso führen weitere Bestandteile wie beispielsweise Schwefel und Chlor zu Problemen bei der Prozesstechnik.

Die SNG-Produktion aus Biomasse steckt noch in der Entwicklung. Allerdings gibt es bereits Anlagen, die Biomasse großtechnisch vergasen, dann jedoch mit dem Ziel der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK).

Als erste kommerzielle Bio-SNG-Anlage kann nur die Anlage in Göteborg bezeichnet werden. Diese wurde zum Ende des Jahres 2014 in Betrieb genommen und verfügt über eine installierte Leistung von 20 MW_{Bio-SNG} (GÖTEBORG ENERGI, 2014).

Abgesehen von der Anlage in Göteborg sind weltweit mehrere Institutionen und Firmen mit der Entwicklung von weiteren Bio-SNG-Konzepten sowie der Optimierung von Teilschritten beschäftigt. Die nachfolgende Aufzählung gibt einen Überblick¹ über die mit der Entwicklung von Bio-SNG (oder Teilschritten) beschäftigten Einrichtungen:

- GoBiGas (Schweden), kommerzielle Anlage zur Bio-SNG Produktion (20 MW_{Bio-SNG}),
- Güssing (Österreich), Demonstrationsanlage für Vergasung (FICFB) und Methanisierung (1 MW_{Bio-SNG}),
- ECN (Niederlande), Demonstrations- und Pilotanlage (MILENA-Vergaser) (4 MW_{Bio-SNG}),
- ZSW (Deutschland), Forschung an AER-Vergaser,
- PSI (Schweiz), Forschung an FICFB-Vergaser (20 MW_{Bio-SNG}),
- DBFZ (Deutschland), Kleinvergaser und Katalysator zur Methanisierung,
- Agnion (Österreich), kommerzieller Heatpipe-Reformer (Vergaser) (0,8 MW_{Bio-SNG}).

Weitere Entwicklungen gehen beispielsweise in Richtung Plasmavergasung und Vergasung mit superkritischem Wasser (HEIDENREICH & FOSCOLO, 2015). Diese Art von Technologie ist jedoch noch weniger implementiert als die oben aufgeführten Technologien und wird daher nicht weiter in dieser Arbeit berücksichtigt.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Vergasung von Kohle bereits erprobt und Stand der Technik ist. Biomasse kommt dagegen derzeit nur in kleineren Dimensionen in der Vergasung zum Einsatz und dann ohne Aufbereitung zu Bio-SNG (SCHEFTELOWITZ u. a., 2014). Die Methanisierung des Synthesegases ist gegenwärtig Gegenstand der Forschung. Eine erste großtechnische kommerzielle Anlage befindet sich seit Ende 2014 in Göteborg (Schweden) in Betrieb.

¹ Kein Anspruch auf Vollständigkeit.

2.3.2 Bio-SNG-Prozess

Die Produktion von regenerativ erzeugtem Methan aus Biomasse (Bio-SNG) auf dem thermochemischen Konversionspfad ist sehr viel komplexer als die Produktion von Biomethan auf dem biochemischen Konversionspfad. Die Gründe dafür liegen in dem hohen apparativen Aufwand einhergehend mit den hohen Temperaturen, Drücken und teilweise aggressiven und stark viskosen Zwischenprodukten. In Abbildung 2-9 ist die allgemeine Prozesskette der Bio-SNG-Produktion schematisch dargestellt.

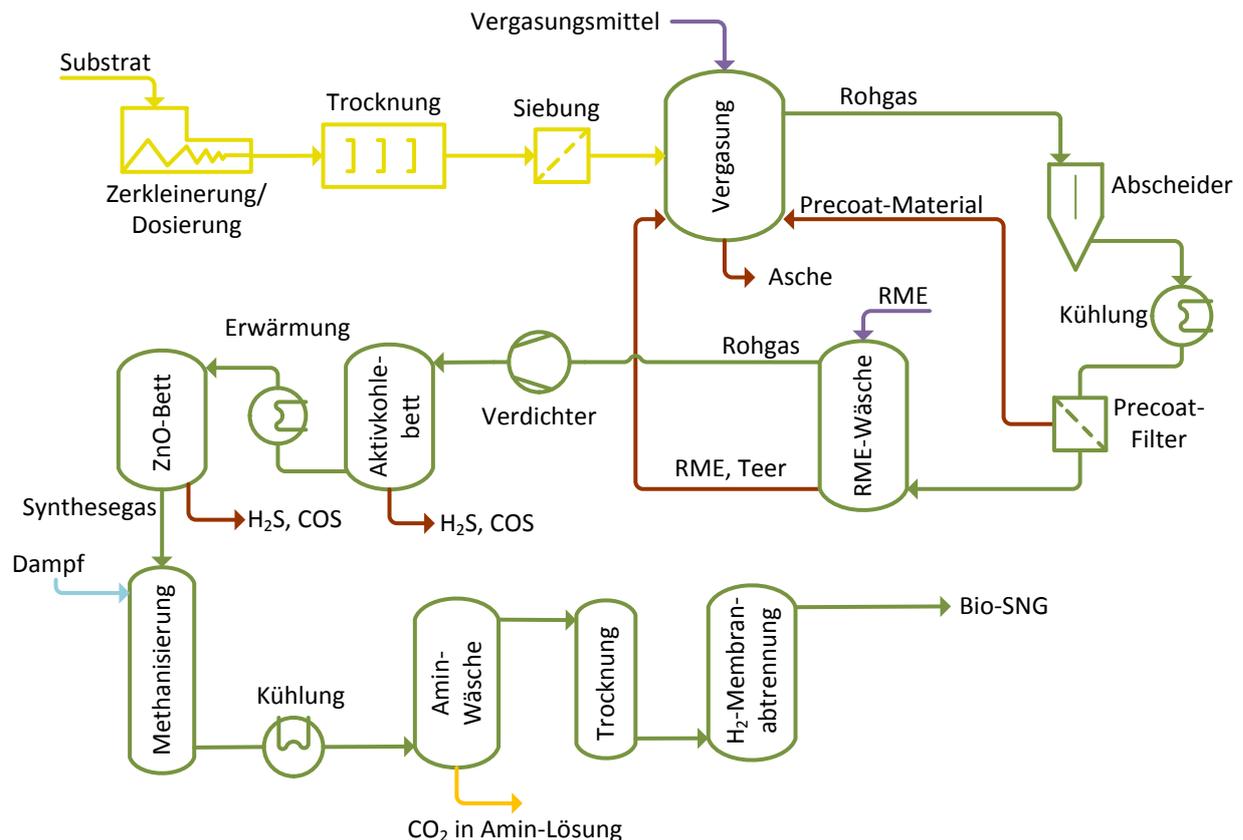


Abbildung 2-9 Beispielhafter Prozessablauf der Bio-SNG Produktion (ohne ORC-Prozess), eigene Darstellung nach (RÖNSCH, 2011), (MÜLLER-LANGER, 2011)

Der größte Energieverbrauch dieser Anlagen geht, gefolgt von der CO₂-Separation, von der Vergasung sowie der Methanisierung aus. In diesen Komponenten liegt auch das größte energetische Einsparungs- und Optimierungspotenzial. (HEYNE & HARVEY, 2014)

Eine Entkopplung von Synthesegas- und Bio-SNG-Produktion findet in der Regel nicht statt. Wohlgleich ist es allerdings denkbar, dass in den bereits heute eingesetzten Anlagen zur Synthesegasproduktion (Vergasungsanlagen ohne Methanisierung) anstelle einer Verbrennung eine Methanisierungs- und Gasaufbereitungseinheit nachgeschaltet wird. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt sind mehrere Modelle zur Vergasung mit anschließender Verstromung von mehr als 20 Herstellern am Markt, zum großen Teil bereits in Serienreife, verfügbar (FEE e.V., 2013). Bis auf wenige Ausnahmen liegen diese mit ihrem gängigem Leistungsbereich (80 - 550 kW_{th} bzw. 30 - 300 kW_{el}) jedoch unter der bei der Bio-SNG-Produktion üblichen Leistungsgröße, vergleiche Kapitel 4.2 bzw. Anhang A.5.

Nachfolgend werden in diesem Kapitel die wesentlichsten Prozessschritte bei der Erzeugung von Bio-SNG erläutert. Diese sind:

- Biomassevorbehandlung,
- Vergasung,
- Synthesegasreinigung,
- Methanisierung,
- Methanseparation.

Biomassevorbehandlung

Wesentliches Ziel der Substratvorbehandlung ist es, eine sichere Brennstoffversorgung bei optimalen Vergasungseigenschaften zu gewährleisten. Die Vorbehandlungsverfahren können folgendermaßen unterteilt werden (SEIFFERT & RÖNSCH, 2013), (SVOBODA u. a., 2009):

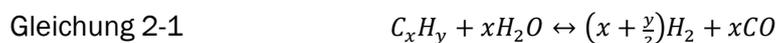
- mechanische Verfahren,
- thermische Verfahren,
- thermochemische Verfahren.

Darüber hinaus können weitere Vorbehandlungsschritte die Additivzugabe, z. B. bei der Produktion von Strohpellets, sein (siehe Anhang A.6).

Vergasung

Unter Vergasung versteht man die Konversion flüssiger und fester Brennstoffe zu gasförmigen Reaktionsprodukten durch partielle Oxidation. Das Vergasungsprodukt, auch Synthesegas genannt, setzt sich hauptsächlich aus H_2 , CO , CO_2 , CH_4 sowie Wasser in Form von Dampf zusammen. Darüber hinaus können in unterschiedlichen Mengen, abhängig von Vergasungstyp und Prozesseinstellung, weitere Bestandteile wie z. B. Teer, Schwefelverbindungen oder Halogene im Synthesegas vorhanden sein. (SEIFFERT & RÖNSCH, 2013), (KOPYSCINSKI u. a., 2010), (RÖNSCH, 2011), (KERDONCUFF, 2008)

Während der Vergasung laufen vor allem die Reaktion der Dampfreformierung (Gleichung 2-1) sowie die Wasser-Gas-Shift-Reaktion (Gleichung 2-2) ab (KOPYSCINSKI u. a., 2010).



Als Vergasungsmittel können, je nach Verfahren, Luft, Wasser, Sauerstoff und CO_2 zum Einsatz kommen. Auch Kombinationen dieser Vergasungsmittel sind möglich. Will man das entstehende Synthesegas nicht nur verbrennen, sondern weiter zu Bio-SNG aufbereiten, bietet sich Wasserdampf und Sauerstoff als Vergasungsmittel an. Da die Vergasungsreaktion endotherm abläuft, muss man der Reaktion Wärme zuführen. Man unterscheidet dabei zwischen autothermer und allothermer Vergasung, wobei bei der autothermen Vergasung die Wärme durch die Teilverbrennung des Substrates und bei der allothermen Vergasung durch einen Wärmeüberträger oder ein umlaufendes Bettmaterial bereitgestellt wird. Daher wird bei der autothermen Vergasung meist Luft als

Vergasungsmittel eingesetzt. Bei der allothermen Vergasung findet meist Wasserdampf Verwendung. Mit dem Einsatz von Luft erhält man allerdings einen hohen Stickstoffgehalt im Synthesegas, welcher sich nachteilig auf eine spätere Bio-SNG-Aufbereitung auswirkt. Der Einsatz von Wasserdampf bewirkt die Entstehung eines an Teer ärmeren Synthesegases mit höherem Brennwert. (RÖNSCH, 2011), (KALTSCHMITT u. a., 2009), (METZ, 2005)

Derzeit sind verschiedene Vergasertypen in der Entwicklung und Erprobung, siehe Abbildung 2-10. Als eine Sonderform der Wirbelschichtvergasung kann die Vergasung durch indirekte Erwärmung in einem Zweibettwirbelschichtvergaser betrachtet werden. In der ersten Stufe bzw. der Wirbelschichtkammer (z. B. indirekt beheizt durch erwärmtes Bettmaterial) erfolgt die Vergasung der Biomasse. Diese wird in einer zweiten Stufe verbrannt, wenn sie nicht in der ersten Stufe umgesetzt wird, und generiert somit die benötigte Wärme für die erste Stufe. (SEIFFERT & RÖNSCH, 2013), (RÖNSCH, 2011), (CARBO u. a., 2011), (KALTSCHMITT u. a., 2009)

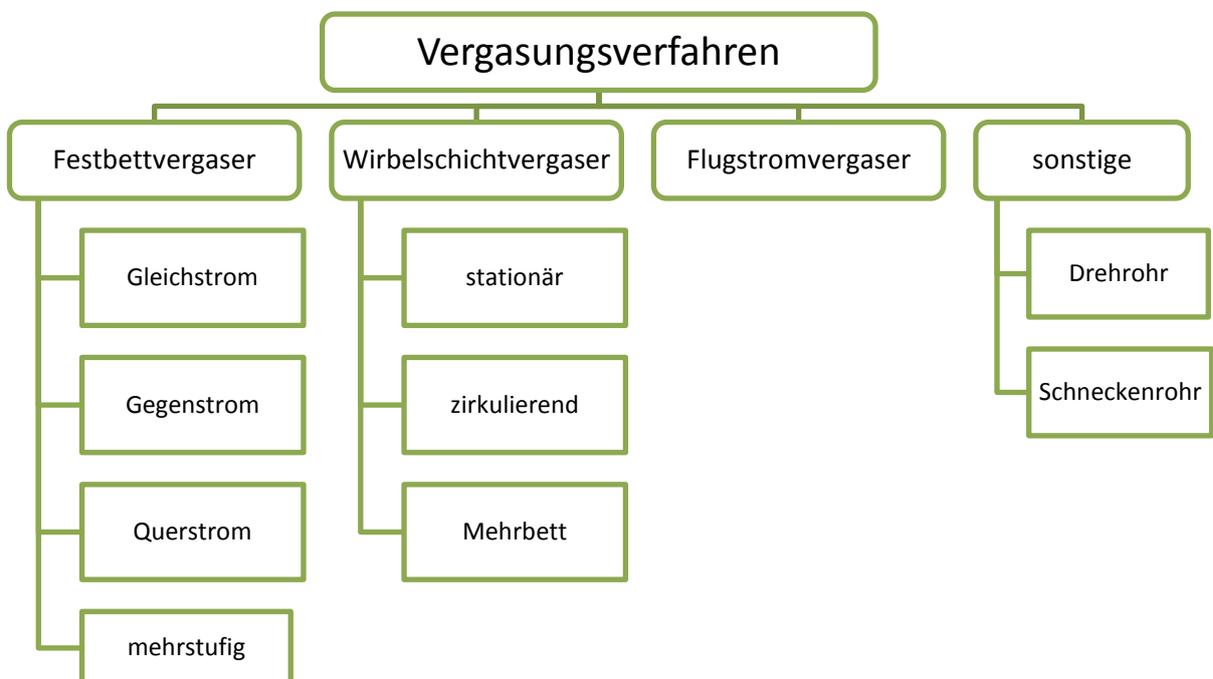


Abbildung 2-10 Überblick über die gängigsten Vergasungsverfahren, nach (TEPPER, 2005)

Festbettvergaser

Ein Festbettreaktor zeichnet sich, im Vergleich zu Wirbelschicht und Flugstromvergäsern, durch seinen einfachen Aufbau aus. Im Wesentlichen besteht er aus einer Schüttung des Brennmaterials, siehe Abbildung 2-11. Aufgrund des festen Bettes kommt es zur Ausprägung von Reaktionszonen im Vergaserraum. Das Bett kann dabei von unten, oben oder den Seiten mit dem Vergasungsmittel angeströmt werden. In der Bio-SNG-Produktion findet diese Art von Reaktoren relativ selten Anwendung, was vor allem an der limitierten Leistung liegt. In der Regel können diese Reaktoren nur bis zu einer Feuerungswärmeleistung von 20 MW effizient betrieben werden. Auch kommt es bei dieser Reaktorbauweise zu vergleichsweise hohen Teergehalten im Synthesegas. (RÖNSCH, 2011), (VOGEL, 2007), (KALTSCHMITT u. a., 2009)

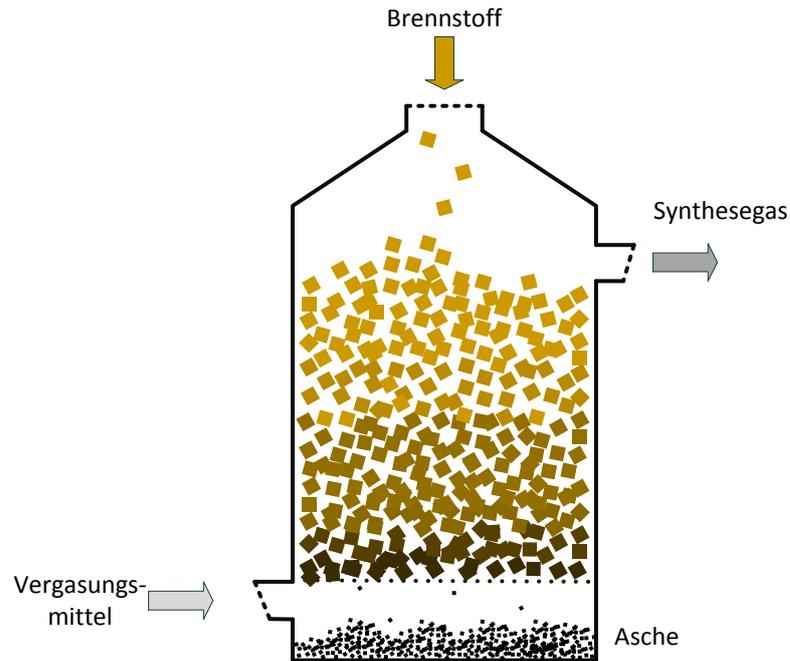


Abbildung 2-11 Festbettvergaser im Gegenstromprinzip, eigene Darstellung

Wirbelschichtvergaser

Im Gegensatz zum Festbettvergaser ist das Reaktionsbett beim Wirbelschichtvergaser mobilisiert. Die Reaktion zwischen Vergasungsmittel und Substrat findet in einer aufgewirbelten und durchmischten Wirbelschicht während der Flugphase statt. Durch das mitaufgewirbelte Bettmaterial erfolgt eine gleichmäßige Wärmeübertragung bei 750 - 900 °C auf das Substrat. Darüber hinaus können Unterschiede, die in der Substratqualität auftreten, durch die Durchmischung des Substrates ausglich werden. Es kommt zu keiner Ausbildung abgegrenzter Reaktionszonen, da alle Prozessschritte in unmittelbarer räumlicher und zeitlicher Nähe stattfinden. Da es sich bei der Vergasungsreaktion um eine Gleichgewichtsreaktion handelt und alle Reaktionsphasen so eng bei einander liegen, erfolgt lediglich eine Reaktion bis zum Gleichgewichtspunkt. Dadurch wird keine totale Kohlenstoffumsetzung im Wirbelschichtvergaser erreicht. Die Substratzugabe erfolgt kontinuierlich, das Bettmaterial wird im Kreislauf gefahren und die Vergasungsrückstände werden mit dem Synthesegas ausgetragen und von diesem separiert, siehe Abbildung 2-12. Die Partikelgröße des eingesetzten Substrats liegt im Millimeter- und die Verweilzeit im Reaktor im Minutenbereich. Das Produktgas enthält vergleichsweise bereits viel Methan, ist jedoch auch mit Teer belastet. Wirbelschichtvergaser können in stationär, zirkulierend oder Zweibett-Vergaser unterteilt werden. Als Bettmaterial kommt zumeist Quarzsand zum Einsatz. Das Bettmaterial ist ein inertes Material, welches keine Reaktion mit dem Substrat eingeht. Es soll einen gleichmäßigen Wärmeübergang auf das Substrat ermöglichen und als Wärmepuffer dienen. (SEIFFERT & RÖNSCH, 2013), (KALTSCHMITT u. a., 2009), (RÖNSCH, 2011)

Zweibettvergaser (Verbrennung und Vergasung getrennt) arbeiten allotherm, das bedeutet, dass die Wärmezufuhr für die Vergasung von außen bzw. durch das zirkulierende Wirbelbett übertragen wird und somit keine Luft bzw. Sauerstoff als Vergasungsmittel notwendig ist. Als Vergasungsmittel im Zweibettvergaser kommt überwiegend Wasserdampf zum Einsatz. Die Wärme wird dabei durch die Brennkammer bereitgestellt. (METZ, 2005)

Ein bekanntes Beispiel für ein Zweibett-Wirbelschichtverfahren ist beispielsweise das FICFB Verfahren (Fast Internally Circulating Fluidized Bed) wie es in Güssing zum Einsatz kommt. Es arbeitet mit zwei Reaktionskammern und Wasserdampf als Reaktionsmittel. In der ersten Reaktionskammer erfolgt die Vergasung mittels Wasserdampf zu einem stickstofffreien Synthesegas und Koks. In der zweiten Reaktionskammer (Rezirkulation) wird der verbleibende Koks durch Luft zwecks der Erwärmung des Bettmaterials verbrannt. Das so erhaltene Bettmaterial wird dann wieder der Vergasungskammer zur erneuten Reaktion zugeführt. Diese Art von Vergaser kommt typischerweise in Vergasungsanlagen mittlerer Größe zum Einsatz. (GÜSSING RENEWABLE ENERGY GMBH, 2013)

Weitere Beispiele für indirekte Zweibettvergaser sind SilvaGas, MILENA sowie AER. Bei allen handelt es sich ebenfalls um eine allotherme Vergasung (CARBO u. a., 2011), (SPECHT, 2006).

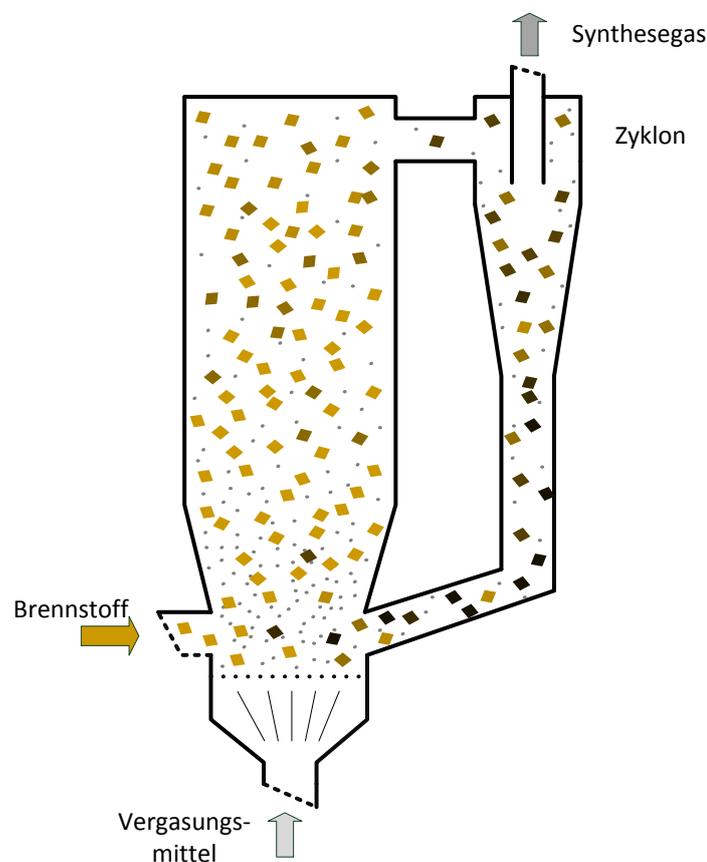


Abbildung 2-12 Zirkulierender Wirbelschichtvergaser, eigene Darstellung

Flugstromvergaser

In einem Flugstromvergaser ist die Strömungskraft sehr viel stärker als die Gravitationskraft. Die Partikel werden daher von der Strömung getragen, die Vergasungsreaktion findet in der Flugphase statt, siehe Abbildung 2-13. Die Reaktionszeit in einem Flugstromvergaser beträgt aufgrund der hohen Temperatur (1.300 bis 1.600 °C) (KNOEF, 2012) und der geringen Partikelgröße nur wenige Sekunden. Die Partikelgröße des Substrates liegt dabei typischerweise unterhalb von 1 mm bzw. wird direkt als Slurry zugegeben, weshalb viel Energie zur Zerkleinerung des Substrates aufgebracht werden muss. Als Slurry wird dabei eine Mischung aus festen und flüssigen Bestandteile des Substrates bezeichnet.

Der Druck im Reaktionsraum kann bis zu 60 bar_a betragen und als Vergasungsmittel kommt zumeist Sauerstoff zum Einsatz. Als Folge wird viel Kohlenstoff umgesetzt und das Produktgas enthält vergleichsweise wenig Teer, jedoch auch wenig Methan. Vom Standpunkt der Vergasung wirkt sich Sauerstoff somit positiv auf den Prozess aus, allerdings ist die Produktion von Sauerstoff mit einem hohen Prozessaufwand verbunden. Die aufwändige Substratvorbehandlung und die extremen Prozessbedingungen (Druck und Temperatur) sind Gründe, warum dieses Verfahren erst im großtechnischen Maßstab (mehrere hundert Megawatt FWL) umsetzbar ist. (RÖNSCH, 2011), (KALTSCHMITT u. a., 2009)

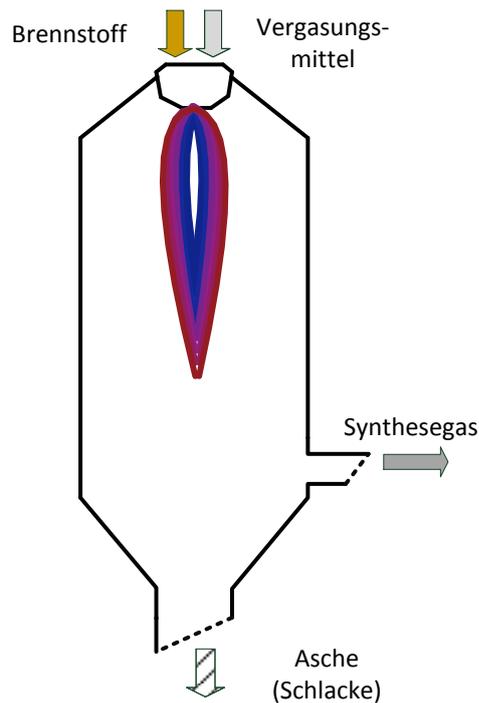


Abbildung 2-13 Flugstromvergaser, eigene Darstellung

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass von Festbettvergäsern, über Wirbelschichtvergaser bis hin zum Flugstromvergaser die Partikelgröße des Brennstoffes sowie die Verweilzeit abnehmen und die Strömungsgeschwindigkeit sowie die potenzielle Anlagengröße zunehmen, siehe Abbildung 2-14.

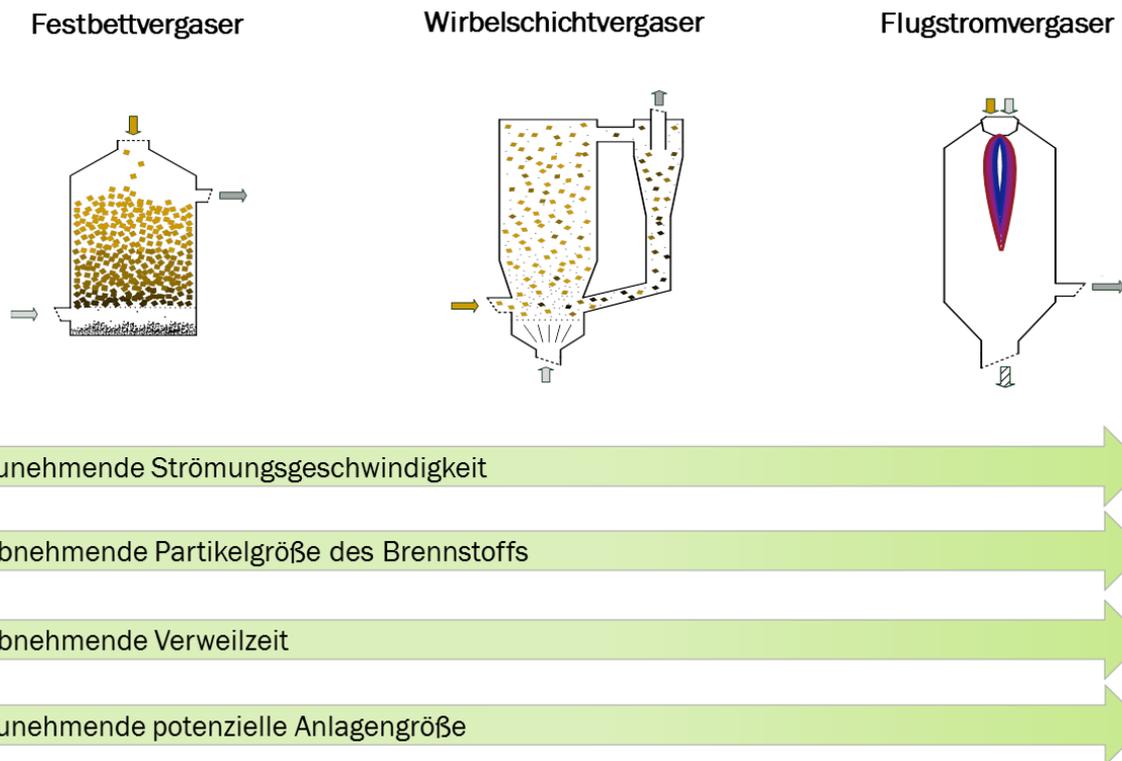


Abbildung 2-14 Schematische Darstellung Biomassevergaser, nach (KALTSCHMITT u. a., 2009)

In Tabelle 2-3 sind die Leistungsdaten üblicher Vergaser zusammengetragen. Diese stellen nur einen groben Überblick dar. Abweichungen zu einzelnen Konzepten sind möglich.

Tabelle 2-3 Leistungsdaten üblicher Vergaser (HEIDENREICH & FOSCOLO, 2015), (KNOEF, 2012), (KALTSCHMITT u. a., 2009)

Vergasertyp	Vergasungs-temperatur in °C	Kaltgaswirk-ungsgrad in %	Teerum-setzung in %	Teeranteil im Synthesegas g/Nm ³
Festbettvergaser (Gegenstrom)	900 – 1.050 ^a 700 ^b	30 – 60	< 85	0,015 – 0,5
Festbettvergaser (Gleichstrom)	950 – 1.150 ^a 150 – 400 ^b	20 – 60	40 - 85	30 – 150
Wirbelschicht-Vergaser (stationär)	800 – 900 ^a	< 70	< 70	10 – 40
Wirbelschicht-Vergaser (zirkulierend)	750 – 850 ^a	50 – 70	70 – 95	5 – 12
Flugstromvergaser	1.300 – 1.600 ^a	k.D.	nahezu 100 %	nahezu 0 %

a – maximale Betttemperatur.

b – Gasaustrittstemperatur.

Synthesegasreinigung

Für eine weitere Verwertung des Synthesegases hinsichtlich der Aufbereitung zu Bio-SNG ist eine Reinigung unabdingbar. Aufgrund von Verunreinigungen kann es zu Problemen an Katalysatoren und anderen Einbauten kommen. Je nach Verfahrensprinzip und -parametern können verschiedene Verunreinigungen in unterschiedlicher Intensität auftreten. Mögliche Verunreinigungen können sein (KNOEF, 2012), (RÖNSCH, 2011):

- Partikel,
- Teer,
- Halogene,
- Stickstoffverbindungen,
- Schwefelverbindungen,
- Alkalien.

Methanisierung

Das aufgereinigte Synthesegas setzt sich aus CO, H₂, CO₂ und Wasserdampf in unterschiedlichen Konzentrationen zusammen. In geringen Mengen kann bereits Methan enthalten sein. Für eine spätere Nutzung als Erdgassubstitut muss das Gas brenntechnische Eigenschaften aufweisen, die denen vom Erdgas ähneln. Es muss dabei die gleichen Anforderungen wie Biomethan mittels der biochemischen Konversion erfüllen. Dazu gehören beispielsweise Methangehalte von ≥ 90 Mol% für L-Gas Netze bzw. ≥ 95 Mol% für H-Gas Netze nach DVGW G262 Stand 2011 (DVGW, 2011).

In der Methanisierungsreaktion (Gleichung 2-3) werden die Gasbestandteile Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff zu Methan umgesetzt. Bei entsprechenden Prozessbedingungen und einem Überschuss an Wasserstoff wird zudem Kohlenstoffdioxid zu Methan konvertiert (Gleichung 2-4). Die Methanisierung ist eine stark exotherme katalytische Reaktion. (RÖNSCH, 2011), (VOGEL u. a., 2006), (KNOEF, 2012)



Um einen hohen Umsatz an CO zu Methan sicherzustellen, ist während der Methanisierung mindestens ein H₂:CO-Verhältnis von 3:1 notwendig. In der Regel liegt dies jedoch nur zwischen 0,3-2:3, sodass entweder H₂ zugesetzt oder aber CO unter der Zugabe von Wasser zu H₂ und CO₂ parallel zur Methanisierung durch die Wassergas-Shift-Reaktion (Gleichung 2-2) im Reaktor umgesetzt wird. (RÖNSCH, 2011), (KOPYSCINSKI u. a., 2010)

Von weiterer Bedeutung ist in diesem Zusammenhang die Boudouart-Reaktion (Gleichung 2-5), bei der Kohlenstoff, welcher sich auf der Oberfläche des Katalysators absetzt, mit CO₂ zu CO konvertiert wird. Da der abgelagerte Kohlenstoff auf der Katalysatoroberfläche durch die Bildung von langkettigen Verbindungen zur Deaktivierung des Katalysators führen kann, wird eine möglichst große Umsetzung angestrebt. Die gleiche Reaktion läuft auch bereits in der Vergasung der festen Bestandteile ab. (KOPYSCINSKI u. a., 2010), (KERDONCUFF, 2008)



Als Katalysatoren werden beispielsweise Nickel, Platin, Rhodium, Eisen oder Kobalt eingesetzt, wobei aus Kostengründen zumeist Nickelkatalysatoren der Vorzug gegeben wird. Gegenwärtig wird der Einsatz von Metalloxidkatalysatoren als kostengünstigere Alternative untersucht.

Die Methanisierung kann in weiten Temperatur- und Druckbereichen zwischen 250 bis 650 °C bzw. 1 bis 80 bar stattfinden (RÖNSCH, 2011), wobei besonders niedrige Temperaturen kombiniert mit hohen Drücken zu einer Gleichgewichtsverschiebung hin zu erhöhten Methangehalten führen (RÖNSCH, 2011), (KOPYSCINSKI u. a., 2010), (KNOEF, 2012).

Neben speziellen Reaktorkonzepten haben sich für die Methanisierung Festbett- und Wirbelschichtreaktoren als geeignet erwiesen.

Während in Festbettreaktoren die Reaktion in einem immobilisierten Bett bzw. Katalysator stattfindet, erfolgt sie beim Wirbelschichtverfahren in einem katalytisch aktiven Wirbelbett. Der Vorteil, der sich daraus ergibt, liegt vor allem in einer gleichmäßigen Verteilung des Katalysators verbunden mit einer hohen Wärmeübertragung und homogenen Reaktion. (KOPYSCINSKI u. a., 2010)

Methanseparation

Nach der Methanisierungsphase besteht das Roh-SNG aus einer Mischung aus Methan, Kohlenstoffdioxid sowie Wasserdampf. Es ähnelt damit sehr der Zusammensetzung des Biogases, welches auf dem biochemischen Konversionspfad entsteht. Das Roh-SNG kann mit bis zu über 80 % Methan (KOPYSCINSKI u. a., 2010) höhere Methangehalte aufweisen als Biogas, siehe Kapitel 2.2.2. Ebenso können vergleichsweise hohe Wasserstoffgehalte im Roh-SNG enthalten sein.

Als Verfahren zur Methanseparation eignen sich prinzipiell alle gängigen Verfahren, wie sie auch bei der Aufbereitung von Biogas eingesetzt werden, siehe Kapitel 2.2.3. Bei einer Übertragung der Technologie auf die Roh-SNG-Aufbereitung sind allerdings der sehr viel höhere Durchsatz sowie andere Möglichkeiten der Einbindung von Prozessabwärme zu berücksichtigen. In der Literatur werden häufig die drei Verfahren Aminwäsche, PSA sowie Membranseparation mit einer Roh-SNG-Aufbereitung in Verbindung gebracht (HEYNE & HARVEY, 2014), (GASSNER & MARECHAL, 2010).

Unter Umständen ergeben sich prozesstechnische Anpassungen dieser Verfahren durch andere Volumenströme, Gaszusammensetzungen und Synergieeffekte wie Abwärmenutzung.

2.4 Schlussfolgerungen

Zusammenfassend kann festgehalten, dass es im Wesentlichen zwei Konversionspfade zur Produktion von regenerativem Methan aus Biomasse gibt, biochemisch und thermochemisch. Diese beiden Konversionspfade unterscheiden sich wesentlich in ihren (i) Prozessschritten, ihrem (ii) Entwicklungsstand bzw. Etablierung sowie den eingesetzten (iii) Substraten. Lediglich Stroh eignet sich dabei als Substrat, welches bei entsprechender Vorbehandlung (z.B. mechanischer Aufschluss, Additivzugabe) in beiden Konversionspfaden umgesetzt werden kann. Es spielt daher in dem weiteren Verlauf dieser Arbeit eine entscheidende Rolle beim Technologievergleich.

Die drei genannten Faktoren (i - iii) tragen dazu bei, dass bisher kein umfänglicher Vergleich dieser Konversionspfade durchgeführt wurde. Dabei ist den Konversionspfaden gemein, dass sie das gleiche Produkt (regeneratives Methan) produzieren und daher, gerade vor dem Hintergrund der

Substitution von Erdgas, eine vielversprechende Technologie im zukünftigen Energiesystem darstellen. Die Qualität des Produktes (Biomethan bzw. Bio-SNG) wird dabei von den jeweils geltenden landesspezifischen Verordnungen geregelt.

Über die bereits genannten drei Faktoren (i – iii) hinaus ist zu erwarten, dass sich die Technologien auch in ihrer Konversionseffizienz (Umsetzung der in der Biomasse enthaltenen Energie in Biomethan/Bio-SNG), ihren Kosten sowie etwaiger Nebenprodukte (z.B. Gärrückstände und CO₂), aber auch dem vorliegenden Produktgasdruck, unterscheiden. Die Unterschiede sind dabei nicht nur zwischen den Konversionspfaden zu erwarten, sondern auch innerhalb dieser.

Die Arbeit widmet sich daher nicht nur einem Vergleich zwischen den Konversionspfaden, sondern auch einem Vergleich innerhalb dieser. Auch wird untersucht, inwieweit sich derzeit noch vorherrschende Unterschiede, bspw. bei den Gestehungskosten, mit einer zunehmenden Anzahl an installierten Anlagen zukünftig verändern und ggf. angleichen. Die dazu entwickelte Methodik wird im Kapitel 3 beschrieben.

3 Methodenentwicklung zur Technologiebewertung

Das Ziel der Arbeit ist es, eine Methodik zu entwickeln, die es hinsichtlich ihrer Art und ihres Umfangs erstmalig ermöglicht, verschiedene Technologien zur Erzeugung von Methan aus Biomasse umfänglich zu vergleichen. Die Bewertung bzw. der Vergleich soll dabei nicht anhand eines einzigen Kriteriums, sondern durch mehrere relevante Kriterien erfolgen, wobei zunächst festzulegen ist, welche dies sind.

Bei der Beantwortung der Fragestellung des Technologievergleichs wird sich in dieser Arbeit vor allem auf die beiden Konversionspfade (biochemisch und thermochemisch) bezogen, wobei die Methodik auch auf andere Technologien angewandt bzw. um diese erweitert werden kann. Dazu wird zunächst im Kapitel 3.1 das Grundprinzip der Methodik erklärt und in den darauf folgenden Unterkapiteln näher ausgeführt.

Dabei handelt es sich bei Kapitel 3.5 „Multikriterielle Analyse“ um den zentralen Methodenteil dieser Arbeit.

3.1 Gesamtkonzept

Generell gibt es zur Bewertung, zur Einordnung und zum Vergleich von Technologien eine Reihe von Ansätzen und Variationen. Breite Anwendungen bei der Bewertung von komplexen Fragestellungen finden dabei die multikriteriellen Methoden, bei denen mehrere Kriterien miteinander verglichen und gegenübergestellt werden. In (OBERSCHMIDT, 2010) werden ausführlich verschiedene Ansätze zur Entscheidungsfindung im Energiebereich beschrieben. Es wurde dazu eine umfangreiche Literaturrecherche auf dem Gebiet der multikriteriellen Methoden durchgeführt, die zu dem Schluss kommt, dass seit den 70er Jahren multikriterielle Methoden im Zusammenhang mit Problemstellungen im Energiebereich eingesetzt werden. Dabei wurde festgestellt, dass monokriterielle Evaluierungen, die nur auf die eine einzelne Bewertungsgröße abzielen (z.B. Gestehungskosten), nicht mehr als ausreichend angesehen werden können. Stattdessen kamen immer häufiger Methoden zum Einsatz, die die Bewertung einer Fragestellung anhand mehrerer, voneinander unabhängiger Kriterien ermöglichen (OBERSCHMIDT, 2010). Auf diese Weise kann eine Lösung der gegebenen Fragestellung gefunden werden, die sehr viel aussagekräftiger ist, da mehrere Aspekte (mit ggf. unterschiedlicher Gewichtung), berücksichtigt werden.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden mehrere der multikriteriellen Methoden vorgestellt und kurz erläutert, siehe Kapitel 3.5. Es ist jedoch weder die von Oberschmidt selbst erstellte Methodik noch die in der herangezogenen Literatur gefundenen Methoden ((GELDERMANN, 1999), (MÜLLER-LANGER, 2011), (RÖNSCH, 2011), (VOGEL, 2007), (BARTELS u. a., 2008), (BÄTTIG u. a., 2011)) direkt auf die hier gegebene Problemstellung übertragbar. Dies liegt hauptsächlich daran, dass sich keine dieser Arbeiten mit der gleichen Fragestellung im Kontext von „Biomasse-zu-Methan“ auseinandersetzt. Die behandelten Problemstellungen liegen zwar alle im Energiebereich, sind jedoch zu stark auf einzelne Technologien oder Regionen beschränkt. Darüber hinaus ist die Kriterienauswahl bzw. deren Gewichtung hinsichtlich Art und Umfang für die aufgestellte Fragestellung nicht ausreichend. Des Weiteren werden keine entsprechenden Abschätzungen bzgl. der Technologieentwicklung gemacht.

Die in dieser Arbeit entwickelte Methode muss daher folgende Aspekte abdecken:

- technologieübergreifend, d.h. der Vergleich von verschiedenen Technologien muss gewährleistet sein (biochemische und thermochemische Konversion),
- multikriteriell, d.h. die Berücksichtigung mehrerer Kriterien,
- gewichtete Kriterien, d.h. die jeweilige Bedeutung einzelner Kriterien zur Technologiebewertung kann unterschiedlich hoch ausfallen,
- objektiv, d.h. frei von der subjektiven Meinung des Autors, vor allem bei der Gewichtung der Kriterien,
- Abschätzung zur zukünftigen Entwicklung der Technologien,
- erweiterbar auf weitere, nicht berücksichtigte Biomasse-zu-Methan Konzepte sowie auf die Bioenergie allgemein.

Darüber hinaus sind die folgenden Anforderungen zu erfüllen, die grundsätzlich jede Methodik erfüllen muss: Nachvollziehbarkeit, Übertragbarkeit sowie Konsistenz.

Zur Beantwortung der in dieser Arbeit gesetzten Fragestellung (vgl. Kapitel 1.2) ist es erforderlich, die in der Methodenentwicklung auf den ersten Blick kaum oder nur schwer vergleichbaren Technologiepfade im Hinblick auf ihre Eignung zur Erzeugung von regenerativ erzeugtem Methan aus Biomasse gegenüberzustellen und zu bewerten.

Ein möglicher Ansatz ist dabei die Technikbewertung nach VDI 3780 (VDI, 2000). Dabei wird unter Technikbewertung das Instrument verstanden, das den Stand der Technik sowie die Entwicklungsmöglichkeiten einer Technologie analysiert, u. a. unmittelbare und mittelbare technische und wirtschaftliche Folgen abschätzt, diese beurteilt, Handlungs- und Gestaltungsmöglichkeiten daraus herleitet und verwirklicht.

Eine Technikbewertung kann dabei folgende Bereiche umfassen, nach (VDI, 2000):

- Funktionsfähigkeit,
- Wirtschaftlichkeit,
- Wohlstand,
- Sicherheit,
- Gesundheit,
- Umweltqualität sowie
- Persönlichkeitsentfaltung und Gesellschaftsqualität.

Zur Beantwortung der Fragestellung erfolgt innerhalb dieser Arbeit eine Fokussierung auf die Funktionsfähigkeit, d. h. beispielsweise die technische Effizienz, sowie die Wirtschaftlichkeit. Alle anderen Bereiche bleiben bei dieser Technikbewertung zunächst unberücksichtigt, können allerdings bei Bedarf in einer sich anschließenden erweiterten Betrachtung integriert werden.

Auf Grundlage der zuvor beschriebenen Aspekte einer Technikbewertung und der gegebenen Fragestellung wurde die in Abbildung 3-1 schematisch dargestellte Methodik entwickelt. Die einzelnen Ablaufschritte werden in den nachfolgenden Kapitel 3.2 bis 3.11 erläutert.



Abbildung 3-1 Methodischer Ablaufplan der Technologiebewertung

Anhand dieser Vorgehensweise lässt sich die Bewertung der Verfahren und die Beantwortung der Fragestellung vornehmen, siehe Kapitel 4 bis 5.5. Sie kann bei entsprechender Nachbearbeitung, bspw. der Kriterien oder des Bilanzraumes, auch auf andere Technologien in der Bioenergie oder der Energiegewinnung im Allgemeinen angewendet werden.

Die Kapitel 3.6 bis 3.10 dienen dabei vor allem der Vereinheitlichung der verschiedenen Konversionskonzepte, um diese auf eine belastbare und nachvollziehbare Weise zu vergleichen.

3.2 Bilanzraum

Um ein belastbaren Vergleich der beiden Konversionspfade zu erreichen, ist die Auswahl und die konsequente Beibehaltung des gewählten Bilanzraumes entscheidend. Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein Bilanzraum gewählt, der so klein wie möglich, d. h. er beinhaltet alle notwendigen Konversionsschritte, und gleichzeitig nur so groß wie nötig ist, um dadurch den Aufwand für die Datenakquise und Berechnung begrenzt zu halten.

Grundsätzlich kann die Konversion mittels des biochemischen und thermochemischen Prozesspfades in die drei Schritte der Substratbereitstellung, Konversion der Biomasse und Biomethan- bzw. Bio-SNG-Bereitstellung unterteilt werden, vergleiche Abbildung 1-3.

In Abbildung 3-2 ist eine detaillierte Aufteilung der Konversionsprozesse in mögliche Bilanzräume dargestellt. Die Bilanzräume werden dabei schrittweise von Bilanzraum I bis auf Bilanzraum V erweitert.

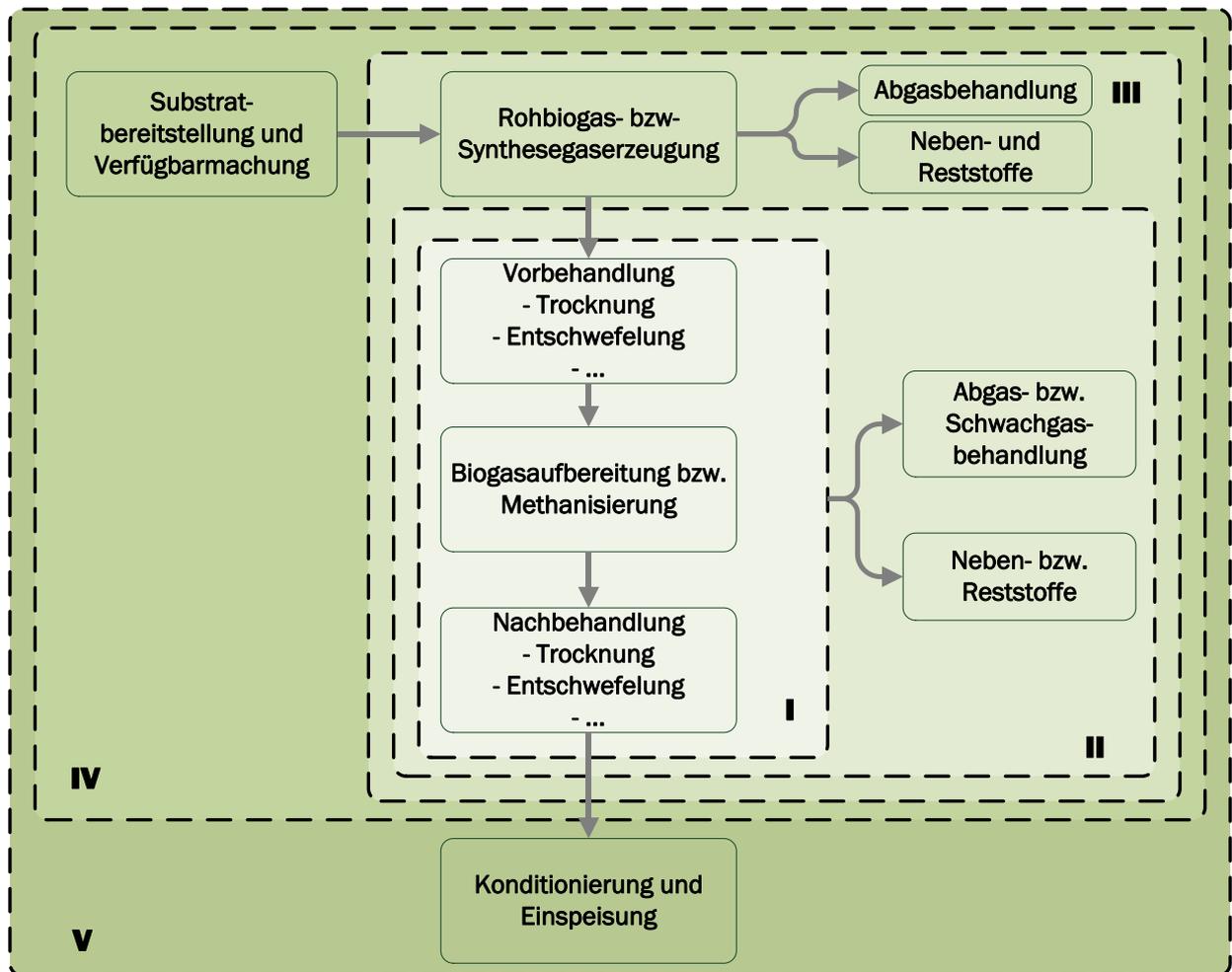


Abbildung 3-2 Bilanzräume der Biomasse-zu-Methan-Konversionsprozesse

Nachfolgend sind die einzelnen Bilanzkreise mit ihren möglichen Einsatzspektren erläutert:

Bilanzraum I

Der Bilanzraum I schließt lediglich die Aufbereitung des Rohgases (Rohbiogas bzw. Synthesegas) zu Biomethan bzw. Bio-SNG inkl. Vor- und Nachbehandlung ein. Dieser Bilanzraum kann dann zur Anwendung kommen, wenn nur Alternativen im jeweiligen Konversionspfad und lediglich die Aufbereitungsprozesse an sich analysiert werden sollen.

Bilanzraum II

Der Bilanzraum II schließt den Bilanzraum I mit ein. Zusätzlich zu diesem werden noch die Abgas- bzw. Schwachgasbehandlung sowie mögliche energetische oder stoffliche Neben- und Reststoffe evaluiert.

Bilanzraum III

Der Bilanzraum III schließt Bilanzraum II und somit auch Bilanzraum I ein. In diesem wird zusätzlich die Rohgaserzeugung, die damit verbundenen Abgase sowie Neben- bzw. Reststoffe untersucht. Im Falle der biochemischen Konversion wären dies z. B. die Gärrückstände. Bei der thermochemischen Konversion zählen dazu Rückstände aus dem Vergasungsprozess.

Bilanzraum IV

Der Bilanzraum IV schließt alle zuvor genannten Bilanzräume und Prozessschritte ein. Zusätzlich wird die Bereitstellung bzw. Verfügbarmachung des Substrats evaluiert.

Bilanzraum V

Bilanzraum V ist in dieser Aufzählung der umfangreichste Bilanzraum und umfasst alle zuvor genannten Bilanzräume. Über die Prozessschritte der anderen Bilanzräume hinaus wird hier auch die Konditionierung und Einspeisung ins Erdgasnetz bzw. Bereitstellung an der Tankstelle als Kraftstoff bewertet. Er kann dann zur Anwendung kommen, wenn über die Produktion vom Methan hinaus auch die nachgeschalteten Prozesse für eine weitere Nutzung mit integriert werden sollen.

Im Rahmen dieser Arbeit wird der Bilanzraum IV als Systemgrenze herangezogen. Er beinhaltet alle notwendigen Schritte, um die Technologien bzw. die einzelnen Alternativen miteinander zu vergleichen. Der Bilanzraum V wird nicht herangezogen, da sich durch die verschiedenen Anforderungen an die Gasnetzqualität und Konditionierung eine sehr viel höhere Anzahl an Variationen der Alternativen ergeben würde. Darüber hinaus sind die dazu benötigten Daten schwer zu erheben. Es werden dafür nicht nur Daten über spezielle Anforderungen im Gasnetz für die gesamte Untersuchungsregion benötigt, sondern auch damit verbundene Kosten und Energieströme. Mangels fehlender Literaturdaten wären diese nur über eine Befragung der Gasnetzbetreiber ermittelbar, wobei frühere Anfragen diesbezüglich bislang erfolglos blieben.

Überdies käme der Bilanzraum V einer volkswirtschaftlichen Berechnung am nächsten, da auch Folgekosten, die aufgrund der Verteilung bzw. des Betriebes durch eine entsprechende Infrastruktur (z. B. im Erdgasnetz) entstehen, berücksichtigt werden könnten. Zur Beantwortung der Fragestellung dieser Arbeit ist eine betriebswirtschaftliche Betrachtung (Bilanzraum IV) allerdings hinreichend genug.

Auch ergibt sich beim Bilanzraum V gegenüber Bilanzraum IV der Nachteil einer schlechteren Vergleichbarkeit über den nationalen Kontext hinaus, da sich entsprechende Rahmenbedingungen zur Einspeisung und Konditionierung bzw. Kraftstoffnutzung zwischen den Ländern unterscheiden, vergleiche Kapitel 2.1. (WELLINGER u. a., 2012), (THRÄN u. a., 2014)

3.3 Technologievorauswahl

Die vorliegende Arbeit konzentriert sich auf den Vergleich verschiedener Konzepte zur Produktion regenerativ erzeugten Methans via dem biochemischen und thermochemischen Konversionspfad. Vor diesem Hintergrund wurde eine Technologievorauswahl getroffen, um die Anzahl der zu untersuchenden Konzepte in Grenzen zu halten und somit in ausreichender Tiefe bearbeiten zu können.

Verfahren, die Wasserstoff erzeugen, auch wenn diese sich auf Biomasse als Rohstoff zurückführen lassen, finden keine Berücksichtigung. Ebenfalls werden Vergasungsanlagen, die Gas aus Biomasse erzeugen, aber das Synthesegas aufgrund seiner Eigenschaften nicht aufbereiten oder einspeisen, nicht betrachtet. In diesen Fällen wird das Gas meist direkt in Verbrennungsanlagen energetisch umgesetzt. Mikrobiologische Gasaufbereitungsverfahren, die bspw. bereits im Fermenter einsetzen, sowie Verfahren die durch Experteneinschätzungen bereits als unrealistisch, unwirtschaftlich oder uneffektiv eingestuft werden, werden ebenfalls nicht berücksichtigt.

Im Nachfolgenden sind weitere Einschränkungen bzw. Kriterien für die Technologievorauswahl in dem jeweiligen Konversionspfad (biochemisch und thermochemisch) erläutert.

Biochemischer Konversionspfad (via Vergärung)

Wie in Kapitel 2.2 beschrieben sind zur Produktion von Biomethan via dem biochemischen Konversionspfad eine Reihe von vor- und nachgeschalteten Prozessen notwendig. Nicht alle diese Prozesse kommen bei jeder Biogas/Biogasaufbereitungsanlage zum Einsatz. Im Rahmen dieser Arbeit erfolgt eine Fokussierung auf die gängigsten Verfahren. Im Bereich der Biogasanlagen wurden daher verschiedenste Referenzbiogasanlagen als praxisnahe Modelle entwickelt, siehe Kapitel 3.9 sowie Anhang A.3, wie es sich auch am Markt geben könnte.

Bei den Gasaufbereitungsverfahren werden die unter Kapitel 2.2.3 beschriebenen Technologien miteinander verglichen. Eine detailliertere Beschreibung der gewählten Alternativen zur Biomethanproduktion ist im Anhang A.4 zu finden.

Thermochemischer Konversionspfad (via Vergasung)

Obwohl es, wie in Kapitel 2.3.2 beschrieben, zahlreiche Prozessvarianten zur Vergasung und Aufbereitung von ligninhaltigen Biomassen zu Bio-SNG gibt, sind einige Verfahren bevorzugt für dessen Produktion geeignet. Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass sich Anlagen der Bio-SNG-Produktion aufgrund des technischen Prozessaufwandes im mehrstelligen MW-Bereich befinden und damit um einiges größer als typische Biomethananlagen via biochemischen Konversionspfad sind. (KNOEF, 2012)

Vergaser, die besonders für die Bio-SNG-Produktion geeignet sind, zeichnen sich aus durch

- keinen oder nur sehr geringen Stickstoffeintrag,
- signifikanten Methangehalt bereits im Vergasungsprozess,
- hohes H₂:CO-Verhältnis,
- minimale Teerproduktion,
- hohe Drücke für verringerte Arbeitsvolumina und weitere Synergieeffekte bei nachgeschalteten Prozessen bzw. zur späteren Nutzung. (KNOEF, 2012)

Details zu den, für diese Arbeit ausgewählten, Alternativen zur Bio-SNG-Produktion sind im Anhang A.5 hinterlegt.

3.4 Einordnung des Entwicklungsstandes

Mit Blick auf die Fragestellung ist es sinnvoll, dass von allen in dieser Arbeit betrachteten Technologien und den sich daraus ergebenden Alternativen davon ausgegangen wird, dass diese am Markt verfügbar sind. Das bedeutet, dass diese Technologien der biochemischen und thermochemischen Konversion, wie in Kapitel 2.2 und 2.3 beschrieben, zum Zeitpunkt der Betrachtung im Markt beziehbar und einsetzbar wären.

Es muss allerdings bei diesen Technologien zwischen ihrem jeweiligen Entwicklungsstand, d. h. Dauer der Verfügbarkeit auf dem Markt und Anzahl der Anlagen, unterschieden werden. Die Einordnung des Entwicklungsstandes spielt dabei v. a. für die Aussagekraft der Ergebnisse (Verifizierung durch Praxiswerte) sowie für die Abschätzung für die zukünftige Entwicklung der Technologien eine wichtige Rolle. Bei der Entwicklung der Technologien fließt der Entwicklungsstand in Form der Lernraten in die Analyse ein, vgl. Kapitel 3.11.

Die Technologien der biochemischen Konversion von Nawaro werden als Stand der Technik eingestuft. Die biochemische Konversion von Bioabfall und Stroh ist zwar bereits am Markt vorhanden, jedoch noch nicht in dem Umfang wie dies bei Nutzung von Nawaro der Fall ist. Die Entwicklung der Bioabfall- und Strohvergärung liegt daher noch hinter der Nawaro-Vergärung zurück. Gleiches trifft auf die Aufbereitung des Rohbiogases zu Biomethan zu. Auch hier liegt die Entwicklung hinter der Rohbiogaserzeugung zurück und weist daher noch ein höheres Entwicklungspotenzial auf.

Die Verfahren der thermochemischen Konversion befinden sich zum Großteil noch in der Forschungs- und Entwicklungsphase und haben mit der ersten großtechnischen kommerziellen Anlage in Göteborg (vergleiche Kapitel 2.3.1) die Schwelle zur Marktetablierung erreicht. Bei diesen Anlagen liegt noch ein sehr hohes Entwicklungspotenzial vor, was erst durch die schrittweise Implementierung der Anlagen und Optimierung geborgen werden kann.

3.5 Multikriterielle Analyse

In der Praxis ist oftmals die Bewertung von Technologien anhand ökonomischer Faktoren unzureichend. Vielmehr ist es erforderlich, weitere Faktoren, wie bspw. Parameter nach VDI 3780 (Funktionsfähigkeit, Sicherheit, Wohlstand etc.), in die Bewertung mit einfließen zu lassen. Vor diesem Hintergrund sind Verfahren nötig, welche die Vielfalt der entscheidungsrelevanten Faktoren, auch Zielkriterien genannt, berücksichtigen. Solche Verfahren werden auch als multidimensionale bzw. multikriterielle Analyse- bzw. Bewertungsverfahren bezeichnet. Zur Technologiebewertung erfolgt in der vorliegenden Arbeit eine Konzentration auf die Bereiche der technischen und wirtschaftlichen Kriterien. Tabelle 3-1 gibt einen Überblick über die wichtigsten Bewertungsmethoden.

Tabelle 3-1 Auswahl an multikriteriellen Bewertungsmethoden (GELDERMANN, 1999), (ZANGEMEISTER, 1976), (FELDHUSEN, 2011), (SCHEFFCZIK, 2003), (MÜLLER-LANGER, 2011), (PETERS & ZELEWSKI, 2008), (SAATY, 1999), (SAATY, 1987)

Bewertungsmethode	Bewertungsaufwand	Kurzbeschreibung
Argumentenbilanz	gering	einfache Gegenüberstellung von Vor- und Nachteilen, keine komplexen Sachverhalte darstellbar
Technisch-wirtschaftliche Bewertung	ohne Gewichtung mittel, mit Gewichtung hoch	Bewertung nach technischer und wirtschaftlicher Wertigkeit, gewichtet und ungewichtet, Ideallösung als Maßstab für die Alternativen
Rangfolgenverfahren	sehr gering	Ermittlung der Wertigkeit aufgrund von auf Pauschalurteilen (weniger, gleich, mehr) beruhenden Wichtigkeiten; Rangfolge ergibt sich nach Häufigkeit der Gewichtszustände
Präferenzmatrix	gering	Gegenüberstellung der Alternativen gemäß der Präferenzen ihrer Bewertungskriterien (gleiche Präferenz wird ausgeschlossen), Ermittlung der Gewichtung erfolgt über paarweisen Kriterienvergleich
Nutzwertanalyse	hoch	gewichtete Bewertungskriterien werden Handlungsalternativen zugeordnet und mit einem Zielwert versehen; der sich ergebende Nutzwert ermöglicht eine Rangfolge der Handlungsalternativen
Kosten-Wirksamkeits-Analyse	mittel bis hoch	vorrangige Berücksichtigung wirtschaftlicher Gesichtspunkte
Kosten-Nutzen-Analyse	mittel bis hoch	gesamtwirtschaftliche Auswirkungen einzelwirtschaftlicher Vorhaben werden verglichen
Analytic Hierarchy Process (AHP) (auch Vorrangmethode genannt)	hoch bis sehr hoch	Ermittlung von Präferenzen durch paarweisen Vergleich, Kriterien werden hierarchisch angeordnet, Auswertung erfolgt nach Konsistenzprüfung
Analytic Network Process (ANP)	sehr hoch	Berücksichtigung vertikaler und horizontaler Abhängigkeiten zwischen den Kriterien, paarweiser Vergleich und Gewichtung sämtlicher Kriterien untereinander (baut auf AHP auf)

Die einzelnen Verfahren der multikriteriellen Bewertung weisen, abgesehen von Aufwand und Nutzen, unterschiedliche Vor- und Nachteile auf.

Vor dem Hintergrund der gegebenen Zielstellung sind einige dieser Verfahren besser oder schlechter geeignet, um die entsprechenden Fragen zu beantworten. Zur Lösung der Problemstellung dieser Arbeit wurde versucht, ein Konsens zwischen Aufwand und Nutzen zu finden. Der überwiegende Teil der in Tabelle 3-1 aufgeführten Verfahren ist für den Umfang der zur Lösung dieser Problemstellung benötigten Analyse nicht geeignet. Von daher war es notwendig, eine eigene Methodik zu entwickeln. Dazu wurde jedoch das Grundgerüst der Nutzwertanalyse sowie der AHP herangezogen.

Die Nutzwertanalyse an sich erscheint ungeeignet, da durch die Wahl der Ober- und Unterziele bzw. Kriterien die Problemstellung nicht hinreichend genau abgebildet werden kann und überdies kein paarweiser Vergleich der Kriterien erfolgt. Die AHP für sich genommen ist mit einem extrem hohen Aufwand des paarweisen Vergleiches verbunden. Es besteht allerdings keine Möglichkeit, die verschiedenen Kriterien, welche über unterschiedliche Einheiten verfügen, auf einen dimensionslosen Wert zu übertragen. Der gemeinsame Vorteil der Nutzwertanalyse sowie der AHP ist die vertikale Vernetzung der Kriterien, welche bei anderen Verfahren außen vorgelassen wird. Unter vertikaler Vernetzung ist dabei die Beziehung zwischen Ober- und Unterkriterien zu verstehen. Es gibt aber auch Verfahren, wie den Analytic Network Process (ANP), bei denen eine horizontale Vernetzung der Kriterien berücksichtigt wird (PETERS & ZELEWSKI, 2008), (SAATY, 1999). Dies bedeutet, dass z. B. Unterziel A1 nicht nur auf Oberziel A, sondern auch auf Oberziel B und C wirkt. Bei der Vielzahl, siehe Tabelle 3-3, der hier betrachteten Kriterien würde es jedoch einen enormen Aufwand nach sich ziehen, die Bewertung anhand des ANP vorzunehmen. Der zu erwartende Gewinn der gesteigerten Aussagekraft der Ergebnisse gegenüber der AHP geht jedoch mit einem enorm erhöhten Aufwand bei der Aufstellung und Vernetzung der Kriterien sowie der Gewichtung durch die Experten einher. Aus diesem Grund erfolgt hier keine Anwendung dieser Methode. Die in dieser Arbeit verwendete Methodik ist daher eine Mischung aus den beiden Bewertungsmethoden Nutzwertanalyse sowie AHP und wird nachfolgend näher beschrieben (Unterkapitel 3.5.1 bis 3.5.4). Im weiteren Verlauf wird von einer modifizierten AHP gesprochen.

3.5.1 Modifizierte AHP

In der Nutzwertanalyse wird eine Ordnung der Alternativen durch die Berechnung von Nutzwerten realisiert. Dabei finden, je nach Ausgangslage und Zielstellung, mehrere Zielgrößen Berücksichtigung. Es lässt sich keine allgemeingültige Nutzwertanalyse beschreiben. Vielmehr muss im Einzelfall die Methodik angepasst und ergänzt werden. Eine nähere Beschreibung der Nutzwertanalyse ist im Anhang A.7 zu finden. Die Nutzwertanalyse für sich genommen ist daher für den im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Technologievergleich nicht zweckmäßig. Sie kann jedoch in Kombination mit dem AHP zum gewünschten Ziel führen.

Der von Saaty (1987) entwickelte AHP ist ebenfalls ein Verfahren zur Bewertung verschiedener Alternativen anhand mehrerer Kriterien. Die ausgewählten Kriterien werden dabei innerhalb einer Matrix einem paarweisen Vergleich unterzogen. Die Beurteilung, auch Priorisierung genannt, erfolgt durch die Vergabe von Werten für die relative Bedeutung zweier Kriterien untereinander, siehe Tabelle 3-2. Anhand dieser kann eine Rangfolge der Alternativen erstellt werden. Der Aufwand für die Durchführung steigt dabei exponentiell mit der Anzahl der Kriterien. Um den AHP effektiv nutzen zu können, müssen daher die Kriterien mit Bedacht gewählt werden.

Tabelle 3-2 Relative Bedeutung zwischen den Kriterien bei dem AHP (SAATY, 1987), (PETERS & ZELEWSKI, 2002)

möglicher Wert a_{ij}	Bedeutung der möglichen Werte a_{ij}
9	sehr viel höhere Bedeutung eines Elementes
7	viel höhere Bedeutung eines Elementes
5	deutlich höhere Bedeutung eines Elementes
3	etwas höhere Bedeutung eines Elementes
1	gleiche Bedeutung der beiden Elemente
2, 4, 6, 8	Zwischenwerte
$1/2, 1/3, 1/4, 1/5, 1/6, 1/7, 1/8, 1/9$	wenn a_{ij} einen Wert von 1 bis 9 annimmt, dann ist a_{ji} der Reziproke

Für den Vergleich mehrerer Alternativen (hier: Verfahren zur Biomethan- respektive Bio-SNG-Produktion) werden verschiedene Kriterien herangezogen. Als Ergebnis der Nutzwertanalyse sowie der AHP erhält man einen dimensionslosen Ordnungsindex, der die Rangfolge der Alternativen festlegt. Auf diese Weise lassen sich mehrere Alternativen bewerten und entsprechend ihrem Ergebnis ordnen. Zweckmäßig müssen dabei mindestens zwei Alternativen verglichen werden. Die Beurteilung von lediglich einer Alternative ist mit dieser Methodik theoretisch auch möglich, allerdings wird in dieser Arbeit nicht näher darauf eingegangen. In einem solchen Fall müsste das „reale“ Verfahren einem hypothetischen optimalen Verfahren gegenübergestellt werden (ZANGEMEISTER, 1976). Im nachfolgenden, sowie in Abbildung 3-3, werden die einzelnen Schritte und Begrifflichkeiten näher erläutert.

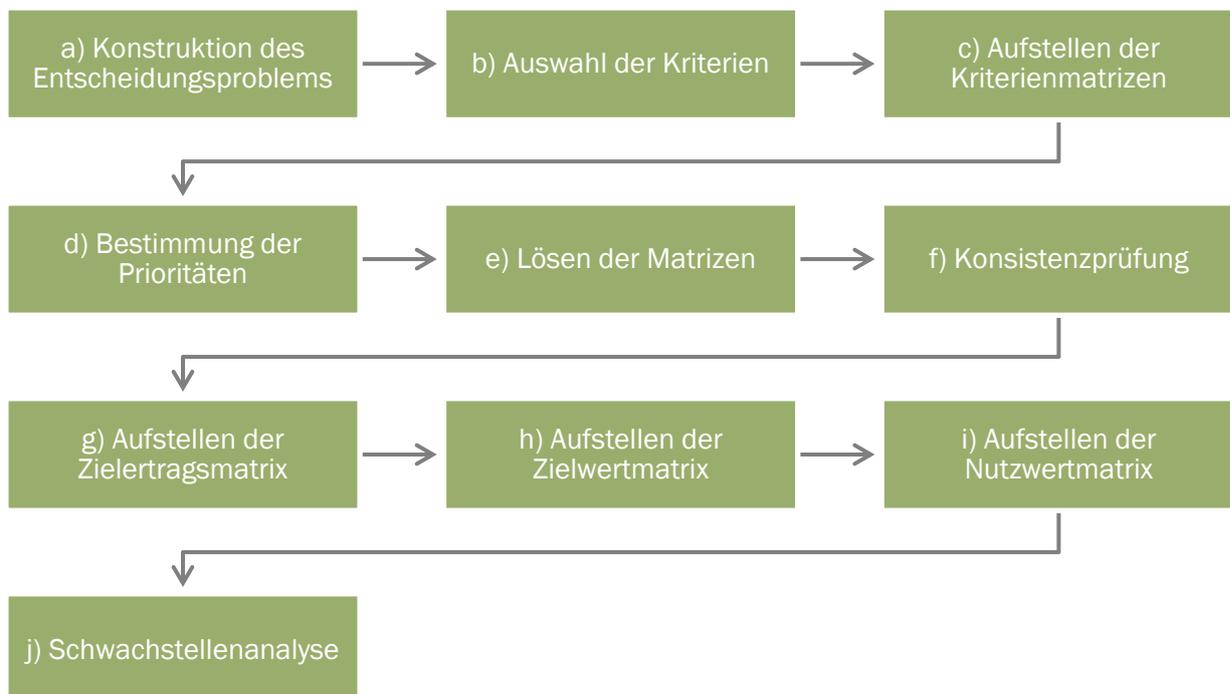


Abbildung 3-3 Ablaufplan der nach AHP modifizierten Methode

a) Konstruktion des Entscheidungsproblems

Unter „Konstruktion des Entscheidungsproblems“ ist die Definition des Problems zu verstehen, d. h. welches Ziel soll erreicht werden. Im Falle dieser Arbeit ist es der Vergleich verschiedener Alternativen zur Produktion eines Erdgassubstitutes aus Biomasse. Unter einer Alternative wird in diesem konkreten Zusammenhang ein Verfahren zur Konversion von Biomasse zu Methan verstanden. Die Summe aller Alternativen stellt demnach die Summe aller betrachteten Verfahren zur Konversion von Biomasse in Methan aus den beiden Konversionspfaden (thermo- und biochemischen) mit jeweils drei Substratklassen dar.

b) Auswahl der Kriterien

Klassischerweise wird das Entscheidungsproblem hierarchisch in Teilprobleme untergliedert. Die Kriterien stellen diese Teilprobleme dar und können wieder in Unterkriterien unterteilt werden, wodurch auch von Ober- und Unterkriterien gesprochen wird. Bei der Auswahl der Kriterien ist darauf zu achten, dass diese möglichst unabhängig voneinander sind und sich dementsprechend nicht gegenseitig beeinflussen. I. d. R. wird man jedoch nie eine allumfassende Nutzenunabhängigkeit zwischen den Kriterien erzielen können (ZANGEMEISTER, 1976). Die zur Bewertung herangezogenen Kriterien werden im Kapitel 3.5.2 näher beschrieben.

Die Kriterien sind somit eine Ansammlung von Merkmalen, mit denen sich eine Bewertung der verschiedenen Alternativen vornehmen lässt.

c) Aufstellen der Kriterienmatrizen

Die nach b) gewählten Kriterien werden in einer Evaluationsmatrix wiedergegeben. Dabei wird für jede Ebene, d. h. Ober- und Unterkriterien, eine eigene Evaluationsmatrix erstellt. Diese dient in erster Linie dazu, eine Priorisierung durch ausgewählte Experten innerhalb einer Delphi-Befragung durchzuführen.

d) Bestimmung der Prioritäten

Die Bestimmung der Prioritäten innerhalb der Matrix dient dem späteren Vergleich der Alternativen mittels einer Rangfolge. Durch die Priorisierung erfolgt eine Einordnung der Relevanz zwischen den gewählten Kriterien. Der paarweise Vergleich der Kriterien wird dabei jeweils auf nur einer Ebene durchgeführt, d. h. Oberziele und die jeweiligen Unterziele eines Kriteriums werden untereinander verglichen.

Eine Priorisierung der Kriterien wäre mit einer subjektiven Beurteilung durch den Verfasser verbunden. Um dies zu vermeiden, wurde eine Expertengruppe herangezogen und eine Delphi-Befragung, siehe Kapitel 3.5.3, durchgeführt. Dadurch kann eine objektive Bewertung sichergestellt werden.

Die Anforderungen, die dabei an die Priorisierung innerhalb der Evaluationsmatrix gestellt werden sind, dass

- jeder Wert > 0 ist,
- im Falle von $i = j$ der Wert 1 angesetzt wird,
- $a_{ij} = a_{ji}^{-1}$ (reziprok).

Um die Matrix vollständig auszufüllen, sind $\frac{n \cdot (n-1)}{2}$ paarweise Vergleiche notwendig, wobei n die Anzahl der Kriterien darstellt.

e) Lösen der Matrizen

Das Lösen der Matrizen in Bezug auf Eigenvektoren, auch Gewichtungsvektoren oder Bedeutungsurteile genannt, erfolgt in mehreren Stufen (PETERS & ZELEWSKI, 2002).

Zunächst wird die Summe jeder Spalte der Evaluationsmatrix gebildet, Anhang A.13 Gleichung A 13. Im Anschluss erfolgt die Normierung, indem jedes Paarvergleichsurteil durch seine Spaltensumme dividiert wird, Anhang A.13 Gleichung A 14. Danach werden die Zeilensummen der normierten Evaluationsmatrix gebildet und diese durch n (Anzahl der Kriterien) geteilt, Anhang A.13 Gleichung A 15. Man erhält so den Eigenvektor, welcher dem Gewichtungsvektor der jeweiligen Matrix entspricht. Folglich kann man daraus die Gewichtung bzw. Priorisierung der entsprechenden Kriterien entnehmen.

f) Konsistenzprüfung

Die Konsistenzprüfung dient der Beurteilung der Ergebnisse im Hinblick auf Plausibilität. Wenn bspw. die Kriterien A, B und C die Rangfolge $A > B > C$ haben, so muss auch $A > C$ sein. In der Praxis lässt sich jedoch eine eindeutige Konsistenz unter Berücksichtigung der relativen Bedeutungen (siehe Tabelle 3-2), gerade bei mehreren Variablen bzw. Kriterien, kaum erfüllen (Peters & Zelewski, 2002). Daher hat Saaty (1987) den sogenannten Konsistenzindex C.I. (Consistency Index) sowie den Konsistenzwert C.R. (Consistency Ratio) eingeführt. Unter der Bedingung $C.R. \leq 0,1$ gilt die Konsistenzbedingung als hinreichend erfüllt. Die genaue Berechnung ist im Anhang A.13 durch Gleichung A 16 und Gleichung A 17 dargestellt. Zur Ermittlung benötigt man den maximalen Eigenwert (λ_{max}) des jeweiligen Eigenvektors der Evaluationsmatrix, welcher durch gängige Berechnungsprogramme ermittelt werden kann.

g) Aufstellen der Zielertragsmatrix

Unter dem Zielertrag ist der eigentliche „reale“ dimensionsbehaftete Wert eines Kriteriums für eine Alternative zu verstehen, bspw. die Gestehungskosten der Anlage. Die Zielerträge für die jeweiligen Alternativen sind in Tabelle A 10 bis Tabelle A 24 im Anhang A.4 und A.5 zu finden.

h) Aufstellen der Zielwertmatrix

Der Zielwert stellt die Übertragung vom Zielertrag in einen dimensionslosen Wert mit Hilfe der Nutzwertfunktion dar. Generell können je nach Anwendungsfall verschiedene Nutzwertfunktionen zur Umrechnung herangezogen werden. Die Auswahl der Nutzwertfunktion ist dabei von verschiedenen Faktoren abhängig. Im Rahmen dieser Arbeit wurde für die ausgewählten Kriterien entweder die Nutzwertfunktion der „linearen Wachstumsfunktion“ oder der „linearen Strafffunktion“ gewählt. Näheres zur Zielwertermittlung bzw. zu den ausgewählten Nutzwertfunktionen kann Anhang A.7 bzw. A.8 entnommen werden. Die Umrechnung von Zielerträgen in Zielwerte mittels Nutzungsfunktionen ist der Nutzwertanalyse entlehnt und auf die AHP angewandt.

i) Aufstellen der Nutzwertmatrix

Der Nutzwert ist der eigentliche Endwert der multikriteriellen Bewertung, der es erlaubt, die einzelnen Alternativen objektiv untereinander zu vergleichen und eine Rangfolge zu erstellen. Er ergibt sich aus der Summe aller Zielwerte der Kriterien (Oberkriterien) multipliziert mit der jeweiligen Gewichtung. Die Alternative mit dem höchsten Nutzwert ist dabei als die vorteilhafteste anzusehen. Aufgrund der Zusammenführung von Zielwerten der Kriterien (Oberkriterien) können einzelne ungünstige Zielwerte durch günstige Zielwerte innerhalb einer Alternative kompensiert werden (GÖTZE, 2008). Die ermittelten Nutzwertmatrizen sind im Anhang A.10 hinterlegt.

j) Schwachstellenanalyse

Zur Überprüfung des Einflusses bei einer Änderung einzelner Kriterien auf die Rangfolge wird eine Schwachstellenanalyse, auch Sensitivitätsbetrachtung genannt, durchgeführt. Die Ergebnisse sind im Kapitel 5.4 zu finden. Bei dieser Untersuchung wurde die von den Experten durchgeführte Priorisierung der Kriterien durch vier verschiedene Szenarien ersetzt und deren Einfluss analysiert.

3.5.2 Kriterien

In diesem Unterkapitel sind die zur Bewertung herangezogenen Kriterien näher beschrieben. Bei der Auswahl wurde darauf geachtet, dass die Kriterien eine möglichst hohe Unabhängigkeit untereinander aufweisen. Eine unsachgemäße Auswahl würde sich auf die Aussagekraft des Ergebnisses auswirken (ZANGEMEISTER, 1976). Die Kriterien können in Oberkriterien und Unterkriterien unterteilt werden und dienen dem Zweck des Vergleiches zwischen den Technologien.

Tabelle 3-3 Kriterien der modifizierten AHP

Fokus	Oberkriterien	Unterkriterien
Kriterien zum Vergleich von Alternativen zur Erzeugung eines Erdgassubstitutes aus Biomasse.	Energieeffizienz	Konversionseffizienz spezifischer Energieverbrauch
	Gestehungskosten	-
	Nebenprodukt CO ₂	verdünnt/verunreinigt konzentriert
	Produktgasdruck	atmosphärisch > 1 bar _a > 10 bar _a
	Art des Substrates	Anbaubiomasse Reststoff

Nebenprodukt CO₂

Bei der Konversion von Biomasse zu Methan fällt, abhängig vom Verfahren, CO₂ in unterschiedlicher Konzentration bzw. Reinheit an. Es kann in stark konzentrierter Form oder mit Strippluft verdünnt bzw. von Begleitstoffen (z. B. Methan) verunreinigt vorliegen. Kommt es in konzentrierter Form vor, kann es für weitere Zwecke (z. B. Unterstützung der Biomasseproduktion in Gewächshäusern, Trockeneis usw.) genutzt werden.

Produktgasdruck

Abhängig vom Aufbereitungsverfahren liegt das Produktgas atmosphärisch oder mit erhöhtem Druck vor. Die Höhe des Druckes hängt dabei vom Aufbereitungsverfahren ab. In dieser Arbeit erfolgt eine Einteilung in die Druckstufen atmosphärisch, > 1 bar_a und > 10 bar_a. Durch die Aufnahme des Druckes in die Kriterien kann der „Wert“ des Druckes im Kontext des Gesamtverfahrens von den Experten eingeordnet bzw. priorisiert werden.

Art des Substrats

Innerhalb dieser Arbeit werden die Verfahren (biochemisch und thermochemisch) bei Verwendung verschiedener Arten von Substraten betrachtet. Diese lassen sich in Anbaubiomassen (Nawaro, KUP) sowie Rest- und Nebenstoffe (Bioabfall, kommunale Grünabfälle, Schweinegülle, Stroh und Waldrestholz (WRH)) unterteilen. Die Substrate beeinflussen die technischen Parameter (z. B.

unterschiedliche Energiedichte) sowie die ökonomischen Parameter (z. B. Substratkosten) des Verfahrens.

Energieeffizienz

Die Energieeffizienz wird in die Konversionseffizienz und den spezifischen Energieverbrauch unterteilt.

Konversionseffizienz:

Beschreibt das Verhältnis des Brennwertes des Substrat-Inputs zum Brennwert des Produktgas-Outputs. Der Bilanzraum wurde dabei ab Anlage gewählt, d. h. Ernte-, Transport- und Lagerverluste gehen nicht in die Bilanz ein. Darüber hinaus werden auch keine Zusatzstoffe, sondern nur die reine Konversion vom Substrat zum Produktgas berücksichtigt.

Spezifischer Energieverbrauch:

Beschreibt das Verhältnis der benötigten Zusatzenergie (Strom und Wärme sowie Rapsmethylester (RME)) zum im Produktgas enthaltener Energie (brennwertbezogen). Vorketten für Substraternte und -transport sowie eine abschließende Produktgaskonditionierung und -einspeisung werden dabei nicht berücksichtigt. RME wird ebenfalls in die Betrachtung einbezogen, da es beim thermochemischen Prozess zur Gasreinigung eingesetzt und anlagenintern energetisch verwertet wird.

Gestehungskosten

Die Gestehungskosten beschreiben die Kosten, die bei der Produktion des Biomethans bzw. Bio-SNG anfallen. Darin berücksichtigt sind Kapitalkosten (Investitionskosten), Betriebskosten (z. B. Wartung, Personal), verbrauchsgebundene Kosten (z. B. Substratbeschaffung, Zusatzenergie), sonstige Kosten (Versicherung, Unvorhergesehenes) sowie mögliche Erlöse (z. B. durch Wärmeverkauf). Kosten, die durch bei der Einspeisung bzw. Konditionierung anfallen, werden nicht betrachtet.

3.5.3 Delphi-Befragung

Ursprünglich wurde die Delphi-Methode in den 1950er Jahren im Rahmen eines von der U.S. Airforce getragenen Projektes zur Optimierung der Verteidigung entwickelt (LINSTONE & TUROFF, 2011). Ziel war es damals, systematisch Expertenmeinungen zu komplexen Sachverhalten durch Befragungen zu erheben. Hauptaspekte bei der Delphi-Methode waren und sind die Wiederholung der Befragungsrunden sowie die Wahrung der Anonymität der Experten während und nach der Befragung.

Seit der Einführung bis zur heutigen Zeit kam es zu einer Reihe von Modifizierungen und Anwendungen der Delphi-Methode (LINSTONE & TUROFF, 2011). Als eine der besonders häufig angewendeten Varianten ist die *Trend-Delphi* (z.B. (RIBEIRO u. a., 2015), (QU u. a., 2010)) zu sehen, bei der eine Trend-Kurve, basierend auf Expertenmeinungen, entwickelt wird. Eine weitere Variante ist die *Policy-Delphi* (z. B. (MAKKONEN u. a., 2012)), die eine Abwägung von politischen Möglichkeiten mit deren entsprechenden Vor- und Nachteilen beinhaltet. Eine in jüngerer Zeit entwickelte Variante ist die *Problem-Solving-Delphi* (z. B. (TANG u. a., 2014)). Bei dieser sollen die Experten eine Rangfolge bzw. einen paarweisen Vergleich verschiedener Faktoren vornehmen.

Ziel der Delphi-Befragung ist es, durch eine Gruppe von Experten eine nachvollziehbare und objektive Bewertung zu einem bestimmten Sachverhalt zu erhalten. Durch die Einbindung von Experten soll die Bewertung dabei von der subjektiven Meinung der Autoren bzw. der Urheber der Befragung befreit werden. Da jedoch auch die Entscheidung jedes einzelnen Experten für sich genommen subjektiv ist, wird man nie ein vollkommenes objektives Situationsbild im strengeren Sinne erhalten. (ZANGEMEISTER, 1976), (VDI, 2000), (RIKKONEN & TAPIO, 2009)

Wie bereits erläutert, zeichnet sich eine Delphi-Befragung durch die Wiederholung der Befragungsrunden aus. Der Anzahl der Runden ist dabei theoretisch keine Grenze gesetzt. In der Praxis werden jedoch i. d. R. zwei bis drei Befragungsrunden durchgeführt. Nach jeder Runde erhalten die befragten Experten eine Zwischenauswertung der bisherigen Ergebnisse. Die Experten haben so die Chance, ihre zuvor getroffene Bewertung mit der Meinung der anderen Experten zu vergleichen und bei Bedarf anzupassen. Der Prozess kann solange wiederholt werden, bis die Urteilsfolgen annäherungsweise wiederholungstabil sind bzw. ein Konsens erzielt wird. Diese Vorgehensweise wird ebenfalls in der VDI 3780 „Technikbewertung“ aufgegriffen (VDI, 2000).

Um zu einer soliden Datenbasis durch eine Delphi-Befragung zu gelangen, sind folgende Aspekte (RIKKONEN & TAPIO, 2009) zu beachten:

- Unvoreingenommene Auswahl der zu befragenden Experten,
- Berücksichtigung möglichst aller bzw. der repräsentativen Branchen/Institute,
- eindeutige Fragen bzw. Kriterien,
- Berücksichtigung aller erzielten Befragungsergebnisse.

Im Rahmen dieser Arbeit dient die Delphi-Befragung in erster Linie der Gewichtung (im Weiteren auch Priorisierung genannt) der in Kapitel 3.5.2 aufgestellten Kriterien durch eine Gruppe von ausgewählten Experten. Die Priorisierung erfolgt dabei jeweils paarweise mit einem zuvor definierten Wertebereich, siehe Kapitel 3.5.1. Über die Priorisierung hinaus können die Experten Anregungen, Kommentare und Verbesserungsvorschläge zu getroffenen Ober- und Unterkriterien sowie zur Methodik im Allgemeinen anbringen. Von den herangezogenen Experten wird, was die thematische Einordnung betrifft, eine große Urteilskraft und Erfahrung verlangt, um so zu einem sich möglichst nah an der Realität befindlichen Gesamtbild zu gelangen.

Die hier angewandte Art der Delphi-Befragung ist in diesem Sinne so noch nicht oder nur gering verbreitet und weist somit einen innovativen Charakter auf. Nach Auswertung einer Vielzahl von veröffentlichten Delphi-Befragungen wurde festgestellt, dass die meisten Befragungen, hauptsächlich in den Bereichen Politik und Wirtschaft, sich um die Einordnung von Statements nach dem Prinzip „trifft zu ↔ trifft nicht zu“ bzw. um eine Trend-Kurven-Entwicklung drehen. Eine Gewichtung von Kriterien im Energiesektor existiert eher selten. Diese Arbeit soll somit auch zu einer größeren Bekanntheit und Anwendung von Delphi-Befragungen dienen.

Der Vorteil der hier gewählten Methode (Delphi) ist das Provozieren einer Auseinandersetzung von entsprechenden Experten über die eigentliche Thematik hinaus. In diesem Fall hauptsächlich von Experten der biochemischen und thermochemischen Konversion von Biomasse zu Methan sowie von Vertretern der Gasversorgungsbranche.

Die Experten haben mit dieser Befragung die Gelegenheit, direkt an dem Technologievergleich teilzunehmen, die Meinung anderer Experten in Erfahrung zu bringen und aktiv an der Technologiebewertung mitzuwirken. Die direkte Einbindung der Experten mit der Möglichkeit der

Bewertungsanpassung, der Nachvollziehbarkeit, der Objektivität und im gewissen Rahmen auch der Meinungs- und Wissensaustausch waren die Hauptgründe, warum die Delphi-Methode für diese Arbeit gewählt wurde.

Die Details zur durchgeführten Delphi-Befragung, einschl. der Ergebnisse, sind in Kapitel 5.1 zu finden.

3.5.4 Sensitivität der Kriterienpriorisierung

Im Rahmen der multikriteriellen Analyse wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Diese erfüllt denselben Zweck wie die Sensitivitätsanalyse in Kapitel 4 bzgl. der Gestehungskosten. Es soll der Einfluss ausgewählter Parameter auf das Ergebnis untersucht werden.

In diesem Fall geht es jedoch nicht um ökonomische Faktoren, sondern um die Priorisierung der Kriterien durch die Experten. Es wurde untersucht, inwieweit sich der Nutzwert der Alternativen durch eine Beeinflussung der Priorisierung verändert.

Dies wurde anhand von vier Szenarien untersucht. Zweckmäßig wurden die Szenarien dabei erst nach der Auswertung der tatsächlichen Priorisierung erstellt.

Die Szenarien zur Priorisierung sowie die entsprechenden Ergebnisse sind in Kapitel 5.4 dargestellt.

3.6 Ökonomische und technische Rahmenbedingungen

Vor dem Hintergrund der Vergleichbarkeit der Technologien bzw. der einzelnen Alternativen wurde eine einheitliche Vorgehensweise bzgl. der ökonomischen und technischen Rahmenbedingungen entwickelt und angewendet. Diese wird in den nachfolgenden Unterkapiteln näher erläutert.

Es wird davon ausgegangen, dass alle Alternativen der Bio-SNG-Produktion sowie der Biomethanproduktion gemäß der DVGW Richtlinie DVGW G 260 (DVGW, 2000) sowie DVGW G 262 (DVGW, 2004) produzieren und damit Grundanforderungen an die Produktgasqualität erfüllen.

3.6.1 Auswahl und Vorgehen zur ökonomischen Bewertung

Die ökonomische Bewertung der Verfahren bzw. Alternativen erfolgt auf Grundlage einer Wirtschaftlichkeitsberechnung. Generell können diese in statische und dynamische Verfahren unterteilt werden. Die statischen Verfahren, z. B. Kostenvergleichsrechnung oder Rentabilitätsvergleichsrechnung, zeichnen sich durch einen vergleichsweise geringen Aufwand aus, wobei damit einhergehend auch eine geringere Aussagekraft verbunden sein kann. Aspekte wie der zeitliche Anfall von Zahlungen oder der Zeitwert des Geldes werden dabei nicht berücksichtigt. Dynamische Verfahren hingegen, berücksichtigen gerade diese und weitere Aspekte. Sie sind damit besser geeignet, ein reales Bild der Investition darzustellen, da u. a. auch der Instandhaltungsaufwand über die Nutzungsdauer betrachtet wird. I. d. R. werden folgende dynamische Methoden angewandt (GÜNTHER & SCHITTENHELM), (GÖTZE, 2008):

- Kapitalwertmethode,
- interne Zinssatzmethode,
- Annuitätenmethode,
- Vermögensendwertmethode und
- dynamische Amortisationsrechnung.

Untereinander weisen wiederum die dynamischen Investitionsrechnungsmethoden gegenseitige Vor- und Nachteile auf. Tabelle 3-4 gibt einen Überblick über die dynamischen Investitionsrechnungsmethoden.

Tabelle 3-4 Dynamische Investitionsrechnungsmethoden (GÖTZE, 2008), (GÜNTHER & SCHITTENHELM), (VDI, 2012), (VDI, 1996)

Investitionsrechnungs- methode	Beschreibung	Vorteile	Nachteile
Kapitalwertmethode (net present value method)	Bestimmung des Mehrwertes durch getätigte Investition, Vermögens-änderung	- vergleichsweise einfache Berechnung - Erfassung aller Ein- und Auszahlungen - Alternativen mit unterschiedlicher Nutzungsdauer lassen sich vergleichen	- kein Aufschluss über erzielte Rendite - keine Vergleichbarkeit zwischen Investitionen mit unterschiedlicher Nutzungsdauer und Anschaffungswert
Interne Zinssatzmethode (effective interest rate method)	Bestimmung des Zinssatzes bei Kapitalwert von Null	- da Ergebnis als Rentabilität erfolgt, ist eine bessere Interpretierbarkeit als bei der Kapitalwertmethode gegeben	- rechnerisch hoher Aufwand, da das Ergebnis iterativ ermittelt werden muss
Annuitätenmethode (annuity method)	Umrechnung des Kapitalwertes in Beträge gleicher Höhe innerhalb einer Zahlungsreihe	- da das Ergebnis als gleicher Betrag über die gesamte Betrachtungszeit erfolgt, ist eine bessere Interpretierbarkeit als bei der Kapitalwertmethode gegeben	- Kapitalwertregel: „höchste Annuität ist am vorteilhaftesten“ gilt hier nicht, wenn Alternativen unterschiedliche Nutzungsdauer besitzen
Vermögensendwert- methode (net final value method)	alle auf die Nutzungsdauer aufgezinste Zahlungen ergeben den Vermögens- endwert (ähnlich dem Kapitalwert)	- vergleichsweise einfache Berechnung	- Alternativenvergleich muss auf die gleiche Nutzungsdauer bezogen werden - Kapitalmarkt- annahmen bzgl. Soll- und Habenzins notwendig
dynamische Amortisationsrechnung (dynamic payback calculation)	Bestimmung des Zeitraumes, um investiertes Kapital über Rückflüsse zurückzugewinnen	- es lässt sich der Zeitpunkt bestimmen, bei dem das investierte Kapital über Rückflüsse zurückgewonnen wurde	- Amortisationszeit als alleiniges Entscheidungskriterium für Alternativauswahl fragwürdig

In dieser Arbeit wurde die Annuitätenmethode nach VDI 6025 (VDI, 1996) zur Berechnung ökonomischer Kennzahlen der thermochemischen und biochemischen Konversionsprozesse herangezogen. Die Vorteile der Annuitätenmethode liegen in der höheren Anschaulichkeit der Ergebnisse, der Transformation nicht periodischer und periodische Zahlungen in konstante Zahlungen sowie eine größere Relevanz der Methode in der Wirtschaft. All diese Aspekte dienen letztendlich einer nachvollziehbaren und belastbaren Ermittlung der Ergebnisse.

Die Berechnung wird dabei für den in Kapitel 3.2 beschriebenen Bilanzraum IV durchgeführt. Dies ermöglicht nicht nur eine spezifische Auswertung zwischen den beiden Konversionspfaden, sondern auch innerhalb dieser, siehe Kapitel 4 sowie 4.3. Im Wesentlichen bezieht sich dies auf die Rohgasproduktion (inkl. Biomassebereitstellung) sowie die Rohgasaufbereitung zu Biomethan bzw. Bio-SNG. Die Produktgaskonditionierung sowie -einspeisung werden nicht betrachtet.

Letztendlich erfolgt somit eine umfängliche Analyse der betriebswirtschaftlichen Kosten der Alternativen, jedoch keine volkswirtschaftliche Betrachtung. In Abbildung 3-4 ist die Systematik der Wirtschaftlichkeitsberechnung nach der Annuitätenmethode detailliert dargestellt.

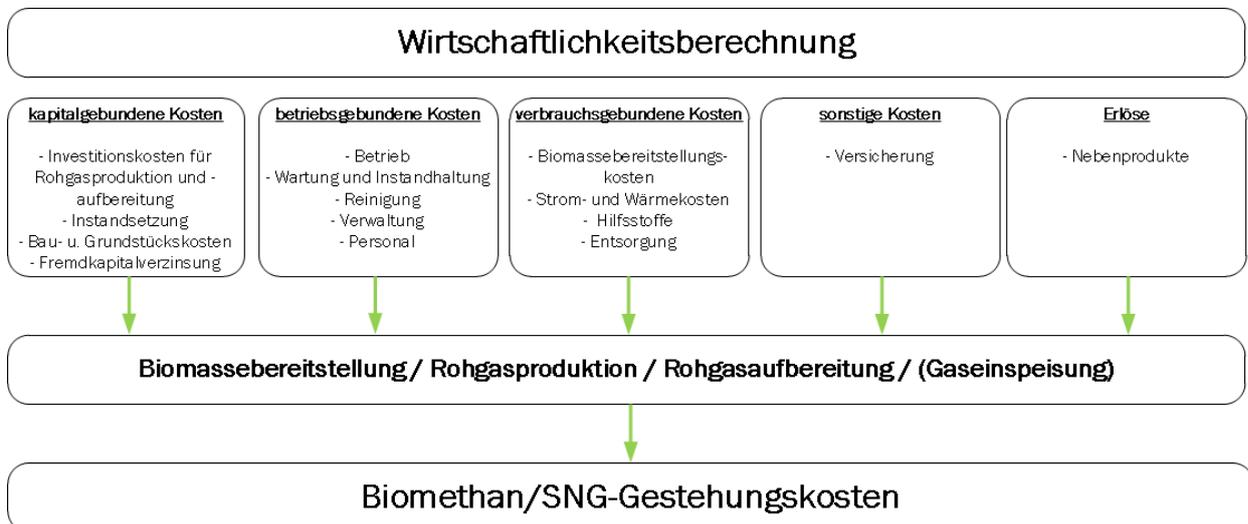


Abbildung 3-4 Systematik der angewandten Wirtschaftlichkeitsberechnung, Annuitätenmethode

Eine separate ökonomische Betrachtung der Biomassebereitstellung, der Rohgasproduktion sowie der -aufbereitung ermöglicht eine zielgerechte Berücksichtigung der verschiedenen Substratarten, Größenklassen und Verfahrensarten, siehe Anhang A.3, A.4 und A.5. Eine detaillierte Beschreibung der ökonomischen Methode ist, zusammen mit den ökonomischen Grundparametern, im Anhang A.1 hinterlegt.

Innerhalb der ökonomischen Analyse werden häufig Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Diese dienen in erster Linie dazu, den Einfluss einzelner Parameter (z. B. Strompreis, Zinsen etc.) in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit zu untersuchen. Folglich ist darüber hinaus auch eine Risikobeurteilung bzw. Unsicherheitsbetrachtung der Ergebnisse bzw. der gesamten Alternative möglich. Ebenso kann die Sensitivitätsanalyse genutzt werden, um zu untersuchen, bis zu welchem Grad sich die Eingangsparameter verändern können und immer noch eine Wirtschaftlichkeit gegeben ist (VDI, 1996), (GÖTZE, 2008).

Die Sensitivitätsbetrachtungen für ausgewählte Faktoren (z.B. Investitionssumme oder Mischzinssatz) der beiden Konversionsprozesse sind in Kapitel 4 dargestellt.

3.6.2 Investitionskosten

Die Variation der Substrate (Waldrestholz, KUP und Stroh) bei den Alternativen der thermochemischen Konversion hat keinen Einfluss auf die Investitionskosten gegenüber den jeweiligen Literaturdaten bzw. Quellen. Das bedeutet, dass die Investitionskosten einer Alternative die Waldrestholz, KUP oder Stroh einsetzt, gleich bleiben. Es wird davon ausgegangen, dass die Bio-SNG-Anlagen im Rahmen der hier auftretenden Parametervariationen variabel betrieben werden können und somit für jede der drei Substratarten geeignet sind. Allerdings führt der Einsatz verschiedener Substrate zu unterschiedlichen Betriebskosten, siehe Tabellen im Anhang A.5.

Aufgrund ständiger Preisbewegungen am Markt müssen die Investitionskosten der Literaturdaten für den jeweilig aktuellen Zeitpunkt im Rahmen der Preisentwicklung angepasst werden. Die in dieser Arbeit betrachteten Alternativen unterscheiden sich somit bautechnisch nicht von den Literaturdaten, sondern lediglich hinsichtlich der Investitionskosten. Die aktuellen Investitionskosten können mittels Gleichung 3-1 berechnet werden. (LÜHE, 2013), (STRAUCH, 2008)

Gleichung 3-1
$$C_a = C_0 \cdot \frac{i_a}{i_0}$$

C_a	= aktuelle Kosten (Investment)
C_0	= ursprüngliche Kosten (Literaturwert, Investment)
i_a	= aktueller Indexwert
i_0	= ursprünglicher Indexwert (zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme laut Literatur)

Bezüglich der Kostenindizes bzw. des Indexwertes sind in der Literatur verschiedene Werte zu finden. Für den deutschsprachigen Raum hat sich der Kölbel-Schulze-Index, welcher vierteljährlich veröffentlicht wird, durchgesetzt. Es handelt sich dabei um den Baupreisindex für Chemieanlagen. Er berücksichtigt dabei u. a. die Kostenentwicklung für Apparate und Maschinen, Rohrleitungen und Armaturen sowie elektrotechnische Ausrüstungen.

Weitere Indizes sind bspw. der Thyssen Krupp Nirosta Index oder der Chemical Engineering Plant Cost Index (CEPCI) auf dem amerikanischen Markt (LÜHE, 2013), (KERDONCUFF, 2008).

In dieser Arbeit wird auf den aktuellen Kölbel-Schulze-Index zurückgegriffen, welcher in Abbildung A 1 in Anhang A.1 dargestellt ist.

Die Investitionskosten für die Biogasanlagen wurden durch eine Herstellerbefragung ermittelt. Die für die Biogasaufbereitungsanlagen wurden zum Teil aus dem „Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung“ (FNR, 2014) sowie ebenfalls durch eine Herstellerbefragung ermittelt. Insgesamt konnten so Daten von neun Herstellern, für fünf Aufbereitungskonzepte und für bis zu vier Größenklassen zusammengetragen werden, siehe Tabelle A 10 bis Tabelle A 18 im Anhang A.4. Die Investitionskosten für die Bio-SNG Konzepte bzw. den daraus erstellten Alternativen wurden in einer umfassenden Literaturrecherche zusammengetragen.

3.6.3 Entwicklung der Investitionskosten während des Inbetriebnahmeprozesses und der Bauphase

In der Praxis hat sich immer wieder gezeigt, dass bei der Planung, Errichtung und Inbetriebnahme von großen Kraftwerken (fossil) i. d. R. mit einer Kostensteigerung zu rechnen ist. Untersuchungen haben dabei Kostensteigerungen von 15 bis zu über 100 % beim Bau verschiedener

Kohlekraftwerke aufgezeigt (SCHLISSEL u. a., 2008). Es kann dabei eine Abhängigkeit zwischen der Höhe der Kostensteigerung und dem Bauvolumen bzw. Bauzeit festgestellt werden. Zudem ist davon auszugehen, dass dieses Phänomen in abgeschwächter Form (da geringeres Bauvolumen und Bauzeit) auch bei Anlagen zur Biomethan- resp. Bio-SNG-Produktion auftritt.

Biogasaufbereitungsanlagen (BGAA) werden i. d. R. zu Festpreisen angeboten, sodass das Risiko einer Kostensteigerung beim Anlagenhersteller liegt und zu keiner Steigerung der Kosten für den Auftraggeber führt.

Bio-SNG-Anlagen sind hingegen um einiges komplexer und zeichnen sich durch ein größeres Bauvolumen, eine längere Bauzeit sowie ein höheres Investitionskapital aus. Es ist daher sehr viel wahrscheinlicher, dass diese, ähnlich wie bei fossilen Kraftwerken, nicht zu Festpreisen angeboten werden können (SCHLISSEL u. a., 2008). Das Risiko einer Kostensteigerung würde in einem solchen Fall, zumindest teilweise, der Auftraggeber tragen.

Die Ursachen einer solchen Kostensteigerung können Verzögerungen im Bau und damit zusätzliche Kosten durch Bauzeitinsen, steigende Rohstoffpreise, steigende Preise im Maschinenbau sowie höhere Lohnkosten sein. Zudem können unvorhergesehene technische Probleme auftreten. Diese bestehen v a. bei sogenannten first-of-a-kind (FOAK) Anlagen, für die es bisher keine oder kaum Praxiserfahrung gibt (CARBO u. a., 2011).

Während BGAA in der Praxis innerhalb eines Jahres fertiggestellt werden, wird bei Bio-SNG-Anlagen von ca. 2 - 3 Jahren Bauzeit, abhängig von der Anlagenkapazität, ausgegangen. (COZENS & MANSON-WHITTON, 2010), (ELTROP u. a., 2014)

Da zumeist keine genauen Daten für eine derartige Kostensteigerung bekannt sind, bleibt in der Literatur dieser Aspekt weitestgehend unberücksichtigt. Auch in dieser Arbeit wird weiterhin nach der „Overnight cost“-Methode gerechnet, bei der davon ausgegangen wird, dass keine zusätzlichen Kosten durch die Bauzeit anfallen, da die Anlage „über Nacht“ errichtet wird.

3.6.4 Grundlegende Annahmen für biochemische Konversionskonzepte

In diesem Kapitel werden grundlegende Annahmen für die biochemischen Biomethankonzepte beschrieben.

Zunächst wird davon ausgegangen, dass für Bioabfall keine Transportkosten anfallen. Es wird angenommen, dass alle Aufwendungen bzgl. der Logistik bzw. des Transports von Bioabfall durch ein Gebührensystem oder aus den Erlösen des Kompostverkaufes gedeckt werden.

Bei den Gärrückständen aus der Nawaro- und Strohvergärung wird unterstellt, dass diese von den Landwirten kostenneutral abgeholt und wieder auf den Feldern ausgebracht werden. Die somit eingesparten Kosten an Düngemitteln heben sich mit den Ausbringkosten auf (SCHAUBACH & ZEYMER, 2012). Bei der Anlieferung der verbleibenden Substrate sind die Kosten für den Transport in Tabelle A 4 bis Tabelle A 6 im Anhang hinterlegt. Details bzgl. des Transports der anderen Referenzrohstoffe werden im Kapitel 3.8 „Logistikkonzept“ beschrieben.

Die benötigte Wärme für die Fermenter der Referenzbiogasanlagen wird zum Teil durch Abwärme aus der Biogasaufbereitung abgedeckt. Generell ist es schwierig die entsprechende Menge abzuschätzen, da diese im Einzelfall, ja nach Standort, Witterung und Konzeption der Biogasanlage stark schwanken kann. Auch ist die Höhe der auskoppelbaren Wärme zwischen den

Aufbereitungsverfahren verschieden hoch. Im Rahmen dieser Arbeit wird bei einer konservativen Schätzung davon ausgegangen, dass einheitlich 20 % der benötigten Wärme bei der Aufbereitung bzw. die vom Hersteller genannte Abwärmemenge zur Beheizung der Fermenter genutzt werden kann. Die etwaige benötigte Restwärme wird hinzugekauft, siehe Tabelle A 2.

Generell ist zu beachten, dass bei den Referenzanlagen, im Sinne einer objektiven Bewertung, von einheitlichen Baunebenkosten (Medienanschlüsse, Fundamente, Erschließung, Genehmigung, Transport und Montage) ausgegangen wird, siehe Tabelle 3-5.

Tabelle 3-5 Vereinheitlichte Baunebenkosten der BGAA

Anlagengröße in Nm ³ /h*	250	700	1.400	2.800
Baunebenkosten in €	75.000	85.000	90.000	100.000

*Rohbiogasinput

Weitere Details zu den Referenzbiogasanlagen sind in Kapitel 4.1.1 sowie im Anhang A.3 zu finden.

3.6.5 Grundlegende Annahmen für thermochemische Konversionskonzepte

Die in der Literatur beschriebenen Bio-SNG- und Vergasungskonzepte, siehe Kapitel 2.3, weisen eine große Bandbreite an sehr spezifischen Eingangsgrößen (z. B. Substrateigenschaften) auf. I. d. R. sind diese daher nur schwer miteinander vergleichbar. Im Rahmen dieser Arbeit wird daher versucht, die in Kapitel 2.3 aufgeführten Konzepte in gleiche Rahmenbedingungen einzupassen, um eine Vergleichbarkeit aller Bio-SNG-Verfahren untereinander zu gewährleisten.

Um die für den Vergleich notwendigen Daten zu generieren wurden die Literaturdaten, wie in Tabelle 3-6 beschrieben, angepasst. In der Folge ergeben sich somit pro Bio-SNG-Konzept vier Alternativen. Diese sind: a) ursprünglicher Literaturwert b) Alternative der Konversion von KUP, c) Alternative der Konversion von Waldrestholz und d) Alternative der Konversion von Stroh. Insgesamt wurden 11 Bio-SNG-Konzepte herangezogen, so dass sich 33 neue Bio-SNG Alternativen (auf Basis von KUP, Waldrestholz und Stroh) ergeben, siehe Anhang A.5.

Tabelle 3-6 Methodischer Ansatz zur Vereinheitlichung verschiedener Bio-SNG-Konzepte

Parameter	Bemerkung
Investitionskosten	Die Investitionskosten werden trotz sich ändernden Substratarten beibehalten. Es wird davon ausgegangen, dass zukünftige Technologien im gewissen Maße flexibel auf einen sich ändernden Substratstrom reagieren können. Die Investitionskosten wurden mit Hilfe des Kölbel-Schulze-Index auf ein einheitliches Bezugsjahr (2012) angepasst.
Inbetriebnahmezeitpunkt	Im Falle eines früheren oder späteren Inbetriebnahmezeitpunktes der Bio-SNG-Verfahren aus der Literatur gegenüber dem hier betrachteten Zeitpunkt erfolgt eine Anpassung der Investitionskosten mittels Kölbel-Schulze-Index.
Volllaststunden	Der Wert der Volllaststunden der jeweiligen Literatur bleibt unverändert. Sollte die Höhe der Volllaststunden nicht bekannt sein, wird einheitlich von 7.500 h/a ausgegangen.
Substratart	Die Substratart in der Literatur wird um KUP, Waldrestholz und Stroh ergänzt.
Substratmenge	Entscheidender Faktor bei der Substratzufuhr ist der enthaltene Energiegehalt der Substrate. Der in der Literatur enthaltene Energie-Input (heizwertbezogen) bleibt unverändert. Das bedeutet, dass die Substratmenge der neuen Substratarten entsprechend angepasst wird.
SNG-Output	Aufgrund der gleichbleibenden Energiezufuhr mittels der Substrate und der angenommenen sich nicht unterscheidenden Vergasungseigenschaften zwischen den Substraten wird von einem unveränderten SNG-Output gegenüber den Originaldaten bei gleichbleibendem Energie-Input ausgegangen (brennwertbezogen).
Wassergehalt	Der unterschiedliche Wassergehalt der Substrate gegenüber den Literaturwerten wird bilanziell berücksichtigt. Für trockeneres Substrat ergibt sich ein Überschuss an zu veräußernder Abwärme, für feuchteres Substrat erfolgt eine Vortrocknung, welche zunächst intern und bei Bedarf auch extern bereitgestellt wird.
Aschemengen	Sich ändernde Aschemengen, aufgrund sich ändernder Massenströme und Zusammensetzung, werden berücksichtigt.
Sonderfall Strohvergasung	Stroh weist aufgrund seiner Zusammensetzung andere brenntechnische Eigenschaften als Holz auf. Dies betrifft v. a. den Ascheerweichungspunkt und die Staubentwicklung bei der Verbrennung. Es wird davon ausgegangen, dass durch die Zugabe von Additiven (z. B. Kaolin) diese soweit angepasst werden, dass diese kein Problem mehr in der Vergasung darstellen. (SCHMITT & KALTSCHMITT, 2013)
Wartungsaufwand	Es wird angenommen, dass bei Stroh trotz der zugesetzten Additive mit einem erhöhten Wartungsaufwand zu rechnen ist. Dieser beträgt zusätzlich 1 % des Investments.

Hilfsstoffe	Die Menge an Hilfsstoffen bleibt gegenüber der Literatur unverändert. Wenn keine Daten zu den Hilfsstoffen verfügbar sind, werden plausible Mittelwerte aus anderen alternativen Informationsquellen herangezogen.
Koppelprodukt Wärme	Es wird unterstellt, dass großtechnische Vergasungsanlagen so platziert werden, dass von einem 100 %igen Absatz der Überschusswärme ausgegangen werden kann.
Koppelprodukt Strom	Es wird durchweg angenommen, dass der in Nebenprozessen produzierte Strom intern, zur Senkung des Gesamtstrombedarfs, verbraucht und nicht am Markt veräußert wird.
Fehlende Daten	Alle fehlenden Daten, die nicht aus der Literatur entnommen werden können, die für die Berechnung jedoch unabdingbar sind, werden als Mittelwerte aus den vorhandenen Daten anderer Informationsquellen gebildet und entsprechend gekennzeichnet.

Substrat

Die in den Quelldaten verwendeten Substrate werden durch die Referenzrohstoffe KUP, Waldrestholz und Stroh, siehe Kapitel 3.5 sowie Anhang A.2, erweitert bzw. ersetzt. Dadurch ist ein Vergleich der Alternativen untereinander sowie zwischen den Referenzrohstoffen möglich. Als Bezugsgröße wird die im Ausgangssubstrat enthaltene und zugeführte Energiemenge sowie Konversionseffizienz herangezogen und auf die neuen Referenzrohstoffe übertragen. Dies führt zu einem abweichenden Massenstrom in die Anlage, allerdings bei gleichbleibendem Energie-Input-Output-Verhältnis. Es wird, mit Ausnahme der Aschemenge und des Brennwertes, von unveränderten brenntechnischen Eigenschaften ausgegangen. Den Strohpellets werden Additive zur Anhebung des Aschschmelzpunktes in Form von Kaolin zugeführt, siehe Kapitel 3.5 sowie Anhang A.6. Durch den Einsatz von Strohpellets ergibt sich ein erhöhter Wartungsaufwand. Dieser wird mit 1 % der Investitionskosten zusätzlich zu dem Wartungsaufwand, der 2 % der Investitionskosten beträgt, abgeschätzt. Die Aschemengen werden gemäß der in Tabelle A 5 sowie Tabelle A 6 aufgeführten Anteile bestimmt. Mit Ausnahme der Additivzusätze bei den Strohpellets, die bereits während der Pelletproduktion zugesetzt werden, bleibt die Menge und Zusammensetzung der Hilfsstoffe der Anlage gegenüber den Literaturdaten unverändert. Mit Erweiterung der Substrate um die Referenzrohstoffe gehen andere Substratkosten (siehe A.2 im Anhang), die u. a. durch die Substratbeschaffung und -logistik hervorgerufen werden (siehe Kapitel 3.8), in die Berechnung ein.

Hilfsstoffe

Nach eigenen Ermittlungen liegt der Kostenanteil der Hilfsstoffe an der Gesamtannuität der betrachteten Alternativen zwischen 5 und 16 %. Der Einfluss wird daher als moderat eingeschätzt und vom Einfluss der Substratkosten (25 – 48 %) sowie der Kapitalkosten (16 – 48 %) überlagert. Die Art und Mengen der Hilfsstoffe, wie sie in der jeweiligen Literatur hinterlegt sind, werden unverändert für die Alternativen übernommen. Sofern keine Angaben bzgl. der Hilfsstoffe zu einer Alternative vorliegen, werden diese aus plausiblen Mittelwerten ähnlicher Verfahren bzw. Alternativen gebildet.

Energiebilanz

Der Anteil der mit den neuen Substraten zugeführten Energie bleibt gegenüber den Literaturdaten bestehen. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass sich die brenntechnischen Eigenschaften der neuen Referenzrohstoffe nur unwesentlich von dem Ausgangsrohstoff unterscheiden. Dies bedeutet, dass Energie-Input (in Form der Brennstoffwärmeleistung) sowie der Output an Bio-SNG als konstant innerhalb eines jeden Konzeptes angenommen wird. Die wesentlichen Einflussfaktoren sind somit die Kosten durch unterschiedliche Substratmengen, der Wassergehalt des Substrates und damit die benötigte oder freiwerdende Wärmemenge sowie der neu resultierende Aschegehalt. Bei niedrigeren Wassergehalten der neuen Referenzsubstrate gegenüber dem Ursprungssubstrat wird die Wärmemenge (nach Gleichung 3-2) berechnet, welche nötig wäre, um die Differenzwassermenge zu verdampfen. Diese wird dem Prozess abgezogen und als Koppelprodukt veräußert. Im umgekehrten Fall wird zusätzliche Prozesswärme für die Trocknung benötigt, die entweder der ausgekoppelten Wärme, falls ausreichend vorhanden, abgezogen oder separat hinzugekauft wird.

Des Weiteren wird angenommen, dass die gesamte Überschusswärme zu 100 % als Koppelprodukt veräußert werden kann, gleiches trifft auf Überschusswärme bzw. Abwärme beim biochemischen Konversionspfad zu. Die Kosten bzw. Erlöse werden für beide Konversionspfade als konstant angenommen, siehe Tabelle A 2. Das Koppelprodukt Strom hingegen wird nicht veräußert, sondern ausschließlich zum internen Verbrauch genutzt. Es wird davon ausgegangen, dass durch den Verkauf des Überschussstroms am Strommarkt ohne Vergütung kein ökonomischer Vorteil erzielt werden kann und daher der Überschussstrom intern genutzt wird.

Gleichung 3-2
$$E_{tr} = \frac{c_p \cdot \Delta T \cdot \Delta \dot{m}_w + \Delta \dot{m}_w \cdot \Delta Q_v}{\eta_{tr}}$$

- E_{tr} = theoretische Mindesttrocknungsenergie in kWh/h
- c_p = Wärmekapazität Wasser (4,2kJ/kg*K bzw. 0,00117 kWh/kg*k)
- ΔT = Temperaturdifferenz in K (von Umgebungstemperatur 20°C auf 100°C)
- $\Delta \dot{m}_w$ = Differenzwassergehalt in kg/h
- ΔQ_v = Verdampfungsenthalpie von Wasser in 0,63 kWh/kg (2,26 MJ/kg)
- η_{tr} = Trocknungswirkungsgrad

3.7 Evaluierung der Referenzrohstoffe

Um einen belastbaren Vergleich der Alternativen untereinander und zwischen den Konversionstechnologien (biochemisch und thermochemisch) zu erreichen, werden verschiedene Referenzrohstoffe definiert. Diese Referenzrohstoffe lassen sich dabei in Rohstoffe für die Vergärung (Maissilage, Schweinegülle, Bioabfall, kommunale Grünabfälle) und für die Vergasung (Waldrestholz und Holz aus Kurzumtriebsplantagen (KUP)) sowie Stroh (für die Vergärung und Vergasung) unterscheiden. Zur Definition wurden Literaturdaten ausgewertet und Mittelwerte bzw. Spannweiten ermittelt, siehe im Anhang Tabelle A 4 bis Tabelle A 6. Um ein möglichst breites Spektrum abzudecken, wurden etablierte sowie innovative Referenzrohstoffe festgelegt. Nachfolgend werden die Referenzrohstoffe näher beschrieben, vor allem mit Hinblick auf den Ertrag sowie die Kosten. Die angesetzten Substratkosten beziehen sich dabei auf Deutschland. Dies gilt mit Ausnahme von dem hier betrachteten Waldrestholz, welches aus Skandinavien bezogen wird.

Maissilage

Mais bzw. Maissilage oder auch Silomais genannt, ist das am häufigsten eingesetzte Substrat in Biogasanlagen (energie- sowie massenbezogen). Dies ist v. a. auf die gute Gasausbeute und Vergärbarkeit zurückzuführen. Mais ist einjährig und weist Hektarerträge um die 50 t/ha auf. Zumeist wird Maissilage nicht einzeln, sondern zusammen in einer sogenannten Co-Fermentation mit Wirtschaftsdünger vergoren, z. B. Schweinegülle. (SCHEFTELOWITZ u. a., 2014)

Schweinegülle

Schweinegülle zählt wie auch Rindergülle, Hühnerkot und Pferdemist zu den Wirtschaftsdüngern und fällt in großen Mengen ($2,3 t_{FM}/(a \text{ TP})$) bei der Schweinehaltung an (KTBL, 2012). Bei durchschnittlich 2,5 Tieren pro Tierplatz (TP) und einer durchschnittlichen Schweineanzahl von 14 Tieren pro ha landwirtschaftlich genutzter Fläche (LF) ergibt sich für ausgewählte Standorte (z. B. einige Landkreise in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen) ein Jahresertrag von $12,9 t_{FM}/ha$ (BÄURLE & TAMÁSY, 2012).

Abhängig von der Region und dem Vergärungsverfahren kommt die Schweinegülle in unterschiedlichen Beimischungsraten hauptsächlich mit Nawaro als Substrat zum Einsatz. Bei der betriebsinternen Eigenproduktion wird i. d. R. von einem Güllepreis von 0 €/t ausgegangen, da es sich um ein Rest- bzw. Nebenprodukt handelt. Da Schweinegülle in dieser Arbeit zum Teil in erheblichen Mengen in großen Biogasreferenzanlagen als Substrat zum Einsatz kommt, wird unterstellt, dass die Gülle zugekauft werden muss und nicht in Eigenproduktion bereitgestellt werden kann. Als Preis wird dabei der Reinnährstoffpreis von 9,2 €/t FM angesetzt (auf Grundlage von (BECKER u. a., 2007)). Alle weiteren Details zur Schweinegülle als Substrat sind im Anhang in Tabelle A 4 zusammengefasst. Es wird zudem davon ausgegangen, dass für die Schweinegülle keine Entsorgungskosten anfallen, da Landwirte die Gärrückstände kostenfrei auf die Felder ausbringen und bis dahin in der Biogasanlage (BGA) lagern können.

Bioabfall

Aufgrund der unterschiedlichen Zusammensetzung und Herkunft von Bioabfall können Parameter wie Gasertrag und Kosten stark voneinander abweichen. In der Praxis ist Bioabfall aus Privathaushalten „andienungspflichtig“, d. h. er muss der Kommune bzw. der kreisfreien Stadt zur Behandlung übergeben werden. Es bleibt dann der Kommune bzw. die kreisfreie Stadt überlassen den Bioabfall selber zu behandeln oder an Dritte zur Behandlung abzugeben. Aufgrund der hohen Behandlungskosten werden i. d. R. aber immer Entsorgungsgebühren für Transport und Behandlung erhoben. Die Entsorgungsgebühren schwanken zwischen den Gemeinden und hängen u. a. von der Besiedlungsdichte und -art ab. Generell kann kein einheitlicher Wert ermittelt werden. In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass durch die Erhebung einer Entsorgungsgebühr die Logistikkosten zu 100 % abgedeckt werden und somit der Bioabfall kostenneutral an der Behandlungsanlage zur Verfügung steht. Allerdings wurde in einer Sensitivitätsanalyse der Einfluss der Substratkosten auf die Biogas- bzw. Biomethanbereitstellungskosten dargestellt, siehe Kapitel 4. Das Pro-Kopf-Aufkommen von Bioabfall liegt in Deutschland bei ca. 100 kg/EW und Jahr (Bio- und Grünabfälle). Obwohl die Menge saisonalen Schwankungen unterliegt, wird in der vorliegenden Arbeit von einem gleichmäßigen Anfall der Abfallmengen pro Tag über das Jahr ausgegangen. Seit 2002 hat sich die jährlich anfallende Menge in Deutschland auf ca. $8,7 \cdot 10^6 \text{ Mg/a}$ Bio- und Grünabfall eingependelt. Theoretisch können sich derzeit (Stand 2008) 80 % der Bevölkerung an die Bioabfallentsorgung anschließen lassen, wobei im Durchschnitt jedoch nur 50 - 60 % der Haushalte in den Gemeinden von der Anschlussmöglichkeit an die Biotonne Gebrauch machen. Ab 2015 herrscht eine bundesweite Pflicht, nach Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG), Bioabfälle

getrennt zu erfassen. Bis dahin kann mit einem weiteren Anstieg der Bio- und Grünabfallmengen gerechnet werden. Bei einer angenommenen mittleren Einwohnerdichte in Städten von 20 EW/ha (2.000 EW/km²) ergibt sich somit ein Abfallaufkommen von 2.000 kg/ha*a. (KERN & RAUSSEN, 2010), (KAUSCH & ROTTKORD, 2005)

Der Vorteil der energetischen Nutzung von Bioabfall liegt darin, dass es keine Konkurrenz zu Nahrungs- und Futtermitteln und anderweitiger Nutzung gibt. Derzeitig wird Bioabfall noch überwiegend in reinen Kompostierungsanlagen verwertet. Durch den Einsatz geeigneter Vergärungsverfahren können die Rückstände nach dem Vergärungsprozess als Kompost zur Verfügung gestellt werden. Diese Rückstände unterscheiden sich kaum von denen aus reinen Kompostierungsanlagen. Da sich bei der Vergärung durch die eingesetzte Fest-Flüssigtrennung Salze in der flüssigen Phase ansammeln, weist der Kompost aus der Vergärung im Vergleich zum herkömmlichen Kompost eine z. T. noch bessere Pflanzenverträglichkeit auf (KERN & RAUSSEN, 2010).

In Expertenkreisen wird davon ausgegangen, dass sich Bioabfallvergärungsanlagen erst ab einem Durchsatz von ca. 40.000 t_{FM}/a wirtschaftlich darstellen lassen. Der Vollständigkeit halber werden in dieser Arbeit auch kleinere sowie sehr viel größere Anlagenvarianten betrachtet. In aller Regel wird der Vergärungsanlage dabei noch eine Kompostierungsanlage nachgeschaltet. Im Rahmen dieser Arbeit sind die Kosten für die Kompostierungsanlage bereits in den Kosten enthalten. Da der Anteil der Anlagen zur Vergärung bisher relativ gering ist, kann aufgrund der damit verbundenen Unsicherheiten bzgl. der Investitionskosten noch von keiner vollständigen Marktdurchdringung (WITT u. a., 2012) gesprochen werden.

Kommunale Grünabfälle

Es existiert keine eindeutige Definition für kommunale Grünabfälle. I. d. R. fallen darunter kraut-, halm- und holzartige Abfälle aus Straßenbegleitgrün, Parkpflege, Friedhöfe, Grasschnitt und ähnlichem. Auch können die kommunalen Grünabfälle zum Teil mit privaten Grünabfällen aus Garten- und Wohnanlagen vermischt sein, was jedoch keinen Einfluss auf die Zusammensetzung bzw. brenntechnischen Parameter hat. Grünabfälle unterscheiden sich von Landschaftspflegematerial, welches zum größten Teil aus extensiv und intensiv geerntetem Grünland besteht. (KNAPPE & VOGT, 2010), (BIOMASSEV 2012 (idF. v. 2012))

Im Gegensatz zu Anbaubiomasse schwanken die Menge und die Zusammensetzung von Grünabfällen stärker (KNAPPE & VOGT, 2010). Aufgrund dieser inhomogenen Zusammensetzung ergibt sich eine große Spannweite der Eigenschaften bzw. Parameter in Bezug auf die Bereitstellung und Vergärung. Es wurde, analog zu den anderen Referenzrohstoffen, eine Parameterauswahl aus mehreren Literaturquellen zusammengestellt, siehe Tabelle A 4 im Anhang A.2. Nach (DUNKELBERG u. a., 2011) wird von einem mittleren Ertrag von 4,2 t_{TM}/ha Grün- bzw. Straßenbegleitgrünfläche ausgegangen. Die Grün- bzw. Straßenbegleitgrünfläche wiederum wird mit 20 % der Siedlungs- und Verkehrsfläche angenommen.

Im Rahmen dieser Arbeit werden kommunale Grünabfälle in der Co-Vergärung mit Bioabfällen eingesetzt, siehe Tabelle 3-7 im Kapitel 3.8.

Waldrestholz

Waldrestholz fällt als Nebenprodukt der Waldwirtschaft/Holzernte an. In der Regel findet keine Zwischenlagerung von Waldrestholz statt, weswegen in dieser Arbeit keine Lagerungskosten außerhalb der Biomassekonversionsanlage angenommen werden. Die Erträge sind mit 3,5 t_{FM} pro Hektar (1,76 t_{TM}/ha) (KALTSCHMITT & REINHARDT, 1997) extrem gering, weshalb eine Versorgung von

Anlagen mit großem Substratbedarf entsprechend aufwändig ist. Bei einer Versorgung einer Anlage mit vergleichsweise großem Biomasse-Input muss daher mit langen Wegstrecken und dementsprechend auch erhöhten Transportkosten gerechnet werden. Es wird davon ausgegangen, dass Waldrestholz aus heimischen Wäldern in den für die Anlagen benötigten Mengen nicht bereitgestellt werden kann. Stattdessen wird die Annahme getroffen, dass das Waldrestholz aus Skandinavien bereits in Form von Pellets nach Deutschland transportiert wird. In den Kosten für die skandinavischen Pellets sind die Bereitstellung, der lokale Transport in Skandinavien, die Trocknung (auf 9 % Wassergehalt) und Pelletierung sowie der internationale Transport nach West-/Nord-Europa enthalten (GUSTAVSSON u. a., 2011), (HAMELINCK u. a., 2005). Die Kosten für erneutes Be- und Entladen nach und vor der Pelletierung sind ebenfalls bereits in den Kosten pauschal berücksichtigt. Die verhältnismäßig niedrigen Kosten im Vergleich zum heimischen Waldrestholz begründen sich in den vergleichsweise niedrigeren Rohstoff- sowie Energiekosten in Skandinavien.

KUP

Unter KUP versteht man Holz aus Kurzumtriebsplantagen. In diesen Plantagen werden schnellwachsende Hölzer mit hohem Stockaustriebsvermögen, v. a. Weiden und Pappeln, angebaut. Abhängig von Gehölzart und Bewirtschaftung werden die Pflanzen alle 3-5 Jahre geerntet (BUND, 2010). Die Erntemenge hängt dabei insbesondere vom Boden, Wasserhaushalt und Klima ab. In dieser Arbeit wird von umgerechnet 22 t_{FM}/(ha a) ausgegangen. KUP muss i. d. R. direkt nach der Ernte gehäckselt werden, was mit einem erhöhten Trockenmasseverlust im Vergleich zu Waldrestholz verbunden ist. KUP weist aufgrund des größeren Rinden-Vollholzverhältnisses gegenüber Waldrestholz einen erhöhten Ascheanteil auf (HARTMANN, 2007). Es wird davon ausgegangen, dass Holzhackschnitzel auf KUP-Basis mit einem Wassergehalt von 35 % frei Anlage angeliefert werden (ELTROP u. a., 2014).

Stroh

Stroh fällt als Nebenprodukt in der Landwirtschaft an und wird derzeit noch kaum energetisch oder stofflich genutzt. Im Hinblick auf die Erhaltung der Humusbilanz kann es allerdings nicht in beliebigen Mengen vom Feld geborgen werden, sondern lediglich der Teil, der nicht zur Erhaltung der Humusbilanz benötigt wird. In der Literatur sind hierzu verschiedene Aussagen von 3 bis 8 t_{FM}/ha einnehmbaren Strohs zu finden (BECKER u. a., 2007), (WEISER, 2012), (RAAB u. a., 2007). In dieser Arbeit wird von einem Mittelwert von 5 t_{FM}/ha entnehmbaren Strohs ausgegangen, unabhängig davon, ob das Stroh mittels biochemischer oder thermochemischer Prozesse zu Methan konvertiert wird. Theoretisch kann die entnehmbare Menge bei biochemischer Nutzung auch größer ausfallen, da im Gegensatz zur thermochemischen Konversion, eine Rückführung der Gärrückstände, und damit der Nährstoffe, auf das Feld möglich ist.

Da Stroh aufgrund seiner Eigenschaften dazu geeignet ist, in der Vergärung sowie in der Vergasung als Substrat eingesetzt werden zu können, kommt Stroh in dieser Arbeit eine besondere Rolle im Technologievergleich zu. Es fungiert als Schnittstelle, da so ein direkter Vergleich der beiden Konversionspfade (biochemisch und thermochemisch) anhand des Substrateinsatzes möglich ist. Eine derartige Gegenüberstellung ist in der Literatur bisher noch nicht beschrieben worden.

Beim Einsatz von Stroh in der Vergärung wird von Strohquaderballen (~ 50 €/t_{FM}) ausgegangen, die direkt in der Anlage mittels Ballenauflöser zerkleinert werden. Bei der Vergärung von Stroh beträgt der Gasertrag etwa 60 – 70 % des Gasertrages von Maisilage (REINHOLD, 2014).

Um Stroh für die Vergasung verfügbar zu machen, wird von einem Einsatz von Strohpellets ausgegangen (Wassergehalt 14 %). Den Strohpellets wird Kaolin als Additiv beigemischt, um das Ascheschmelz- und -sinterverhalten dem von Holzpellets anzupassen. Die Kaolinmenge wird dabei mit 2 % angenommen, siehe Anhang A.6 Exkurs: Stroheinsatz. Mit ansteigender Aschemenge durch Kaolinzugabe steigen ebenfalls die Entsorgungskosten. Der Preis für die Strohpellets beträgt 157,5 €/t_{FM} (reine Substratkosten inkl. Pelletierung (SCHAUBACH & ZEYMER, 2012)) sowie zusätzlich ~3 €/t_{FM} für Kaolin als Additiv (VIRTA, 2012). Damit sind ausländische Strohpellets immer noch günstiger als heimische Strohpellets, aber teurer als skandinavische Holzpellets (C.A.R.M.E.N., 2014), (GUSTAVSSON u. a., 2011), (HAMELINCK u. a., 2005). Zusätzlich sind noch die Kosten für den Transport zu berücksichtigen, siehe Tabelle A 6.

Zusammenfassung Referenzrohstoffe

Bei den aus der Literatur entnommenen Daten bzw. daraus errechneten Werten in Tabelle A 4 bis Tabelle A 6 handelt es sich um Durchschnittswerte. Im Einzelfall können sich aufgrund anderer Bedingungen, z. B. veränderte Fermentertemperatur, schlechte Ernte oder Lagerung, andere Werte (bspw. für den Methanertrag) ergeben. Insbesondere bei Bioabfall, dessen genaue Zusammensetzung häufig unbekannt ist, können große Schwankungen im Methanertrag auftreten. Im Rahmen dieser Arbeit wird für alle Referenzanlagen von einheitlichen Bedingungen für die Referenzrohstoffe ausgegangen.

Zur Berechnung der Nährstoffpreise bzw. dem Materialwert wird von Literaturwerten für die Nährstoffe ausgegangen, siehe Tabelle A 3 im Anhang A.1. Zur Bilanzierung der Referenzanlagen bzw. der Verfahrensalternativen werden die entsprechenden Transportkosten vom Feld/Schlag bzw. Zwischenlager zu den Gesamtkosten hinzugezogen.

3.8 Logistikkonzept

Abhängig von der Art des eingesetzten Substrats sind verschiedene Flächenverfügbarkeiten, Flächenerträge sowie Transportaufwendungen (z. B. per Schiff oder LKW) für die Substratbeschaffung zu berücksichtigen.

Bei den Anlagen, die skandinavisches Waldrestholz (Pellets) einsetzen, wird davon ausgegangen, dass sich diese in der Nähe zu einem Überseehafen befinden. Bei den in Tabelle A 5 hinterlegten Substratkosten handelt es sich um die Kosten frei Anlage (GUSTAVSSON u. a., 2011).

Bei den Anlagen, die Bioabfall einsetzen, wird angenommen, dass die entstehenden Logistikkosten von einer Entsorgungsgebühr getragen werden und somit keine extra einzupreisende Transportkosten anfallen, vergleiche Kapitel 3.7.

Für kommunale Grünabfälle sind keine Transportkosten aus der Literatur bekannt. Die inhomogene Zusammensetzung erschwert die Bestimmung der notwendigen Parameter. Es wird unterstellt, dass kommunale Grünabfälle auf die gleiche Transportinfrastruktur wie Holzhackschnitzel (HHS) aus KUP zurückgreifen. Bei gleicher Dichte der gehäckselten Grünabfälle ergeben sich gleiche Transportkosten, siehe Tabelle A 4 und Tabelle A 5 im Anhang. Zudem wird angenommen, dass kommunale Grünabfälle auf 20 % der Siedlungs- und Verkehrsfläche (Erholungsflächen, Friedhof, Verkehrswege usw.) anfallen. Mit Ausnahme von Bioabfall und kommunalen Grünschnitt wird für alle Substrate der sog. ländliche Raum bzgl. der Substratdichte pro Fläche unterstellt.

Da KUP noch kein etablierter Rohstoff ist, können für dessen Anteil an der Anbaufläche nur Annahmen getroffen werden (BUND, 2010). Es wird davon ausgegangen, dass dieser sich in

besonders geeigneten Regionen auf dem gleichen Niveau wie der Anteil von Energiemais an der Anbaufläche bewegen wird.

Die Berechnung der Transportkosten für die verbleibenden Substrate erfolgt dabei anhand des in Abbildung 3-5 dargestellten Schemas bzgl. der Transportlogistik. Es wird unterstellt, dass die Anlagen ihren Biomassebedarf aus der unmittelbaren Umgebung der Anlage beziehen. Zur Berechnung wird die Umgebung in Kreisringe aufgeteilt, wobei der Abstand von einem Kreisring zum nächsten 1 km beträgt. Die Anlage wird von innen nach außen mit Biomasse aus den Ringen versorgt. Die Menge der vorhandenen Biomasse pro Ring steigt dabei mit steigender Entfernung zum Mittelpunkt an, da die Ringfläche zunimmt (vergleiche Gleichung A 11 sowie Gleichung A 12).

Die resultierenden Transportkosten pro Anlage lassen sich mit der pro Kreisring zur Verfügung stehenden Biomasse sowie den spezifischen Transportkosten pro Substratart ermitteln. In Tabelle A 4 bis Tabelle A 6 im Anhang A.2 sind die Kosten für den Transport der unterschiedlichen Substratarten dargestellt. Bezüglich der Transportdistanz wird von einer 1,2-mal längeren Wegstrecke gegenüber der Luftlinie ausgegangen, siehe Abbildung 3-5.

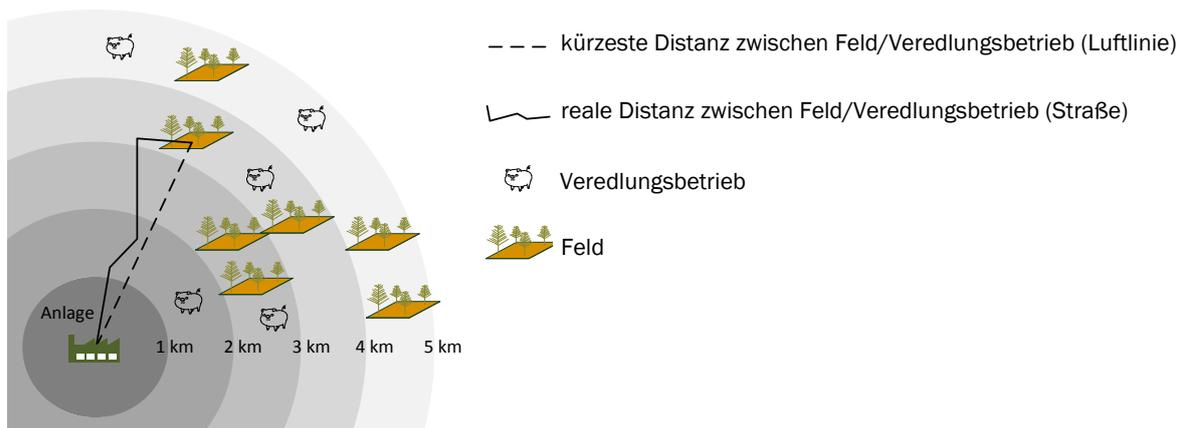


Abbildung 3-5 Schematische Abbildung der Transportlogistik

Unter der Flächendichte ist der Anteil der Substratanbaufläche an der Gesamtfläche zu verstehen. Im Rahmen dieser Arbeit wurde angenommen, dass sich die jeweiligen Anlagenstandorte, unter praxisnahen Gesichtspunkten, an jeweils gut geeigneten Standorten, d. h. mit einer Flächendichte von 50 % über den Bundesdurchschnitt für das jeweilige Substrat, befinden (außer bei Bioabfall und kommunalen Grünabfällen). Mit Hilfe der Literaturangaben wurden typische Flächenverfügbarkeiten der Anbaubiomasse ermittelt, siehe Tabelle A 4 bis Tabelle A 6. Anhand dieser, sowie dem in diesem Kapitel beschriebenen Logistikkonzept, ergeben sich die Logistikkosten für die Referenzrohstoffe für die jeweiligen Anlagenkonzepte. Die Berechnungen basieren dabei auf den ermittelten Substratmengen, siehe Anhang A.3, A.4 und A.5.

3.9 Evaluierung der Referenzbiogasanlagen

Um einen belastbaren Vergleich der biochemischen Alternativen untereinander zu gewährleisten wurden verschiedene Referenzbiogasanlagen definiert. Ziel der Analyse war es dabei, eine möglichst reale, vergleichbare und nachvollziehbare Gegenüberstellung der

Biogasaufbereitungskonzepte zu ermöglichen. Dazu wurden allen Biogasaufbereitungsalternativen identische Referenzbiogasanlagen (jeweils auf Leistung und Substrat angepasst) vorgeschaltet. Die in dieser Arbeit betrachteten Referenzkonzepte (Biogasbereitstellung) orientieren sich zum einen an bereits existierenden Anlagen und zum anderen an der technischen sowie wirtschaftlichen Machbarkeit neuer Konzepte.

Die Größen der Referenzbiogasanlagen orientieren sich an der Maßgabe einer späteren Biogasaufbereitung und nicht an der eines KWK-Betriebes. Daher kommen mit den großen BGAA (1.400 sowie 2.800 Nm³/h (Rohbiogas)) Anlagen zum Einsatz, die aufgrund des erhöhten logistischen Aufwandes und lokal begrenzter Ressourcen selten als reine KWK-Anlagen umgesetzt werden (DANIEL-GROMKE u. a., 2013). In dieser Arbeit werden sowohl sehr große (1.400 sowie 2.800 Nm³/h (Rohbiogas)) als auch mittlere und kleine Anlagen (250 sowie 700 Nm³/h (Rohbiogas)) zur Biomethanproduktion betrachtet, um eine möglichst hohe Bandbreite abdecken zu können. Eine wichtige Aussage, die aus den resultierenden Ergebnissen geschlossen werden kann ist, welchen Einfluss der Skaleneffekt bspw. auf die Gestehungskosten hat.

Für die Referenzbiogasanlagen (BGA) wurden die drei Substrattypen (Nawaro, Bioabfall und Stroh) in vier Größenklassen (250, 700, 1400 sowie 2800 m³/h Rohbiogas) untergliedert. Die Substratzusammensetzungen für die Referenzbiogasanlagen wurden in Absprache mit Experten unter Berücksichtigung von Erfahrungswerten ausgewählt, siehe Tabelle 3-7. Aufgrund der steigenden Komplexität mit steigender Substratanzahl wurde die Anzahl der Substratarten hier auf zwei begrenzt. Weitere Details zur Auslegung sind in Tabelle A 7 bis Tabelle A 9 im Anhang A.3 hinterlegt. Die Kosten für die Rohbiogasbereitstellung wurden auf Grundlage einer Herstellerbefragung ermittelt. Da der Datenrücklauf sehr gering war, standen am Ende die Kostendaten eines Herstellers für die Rohbiogasbereitstellung aus Nawaro, Bioabfall und Stroh zur Verfügung.

Tabelle 3-7 Substratzusammensetzung der Referenzbiogasanlagen

Name	Substrat 1	Substrat 2
Nawaro-BGA	60 % Nawaro (Maissilage)	40 % Wirtschaftsdünger (Schweinegülle)
Bioabfall-BGA	90 % Bioabfall	10 % kommunale Grünabfälle
Stroh-BGA	34 % Stroh	66 % Wirtschaftsdünger (Schweinegülle)

Alle Angaben auf Frischmasse bezogen.

Die Referenzbiogasanlagen sind, mit Ausnahme der Bioabfallanlagen, als kontinuierliche Nassfermentationsanlagen mit Gärrestseparierung fest-flüssig ausgelegt. Diese ist die häufigste in der Praxis anzutreffende Technologie, wodurch auch die besten Erfahrungswerte vorliegen (WIT u. a., 2012). Als Methanausbeute bzw. Methangehalt im Biogas wurden Werte der KTBL (AMON u. a., 2010) für die Substrate bzw. Substratmischungen herangezogen, siehe Anhang A.3. Bei diesen Werten handelt es sich um Richtwerte aus der Praxis und Laborversuchen. In der Praxis können allerdings Schwankungen in der Methanausbeute von 65 -120 % um die KTBL-Werte auftreten (WINTERBERG u. a., 2012), sodass hier mit entsprechenden Unsicherheiten zu rechnen ist, vgl. Abbildung 4-5.

Zur Bioabfall- und Speiserestebehandlung können in der Praxis kontinuierliche und diskontinuierliche Verfahren zum Einsatz kommen, die wiederum in Nass- und Trockenfermentation unterschieden werden können. Um eine bessere Vergleichbarkeit mit den Nawaro-Anlagen zu

erreichen, sind die Modellanlagen ebenfalls als kontinuierliches Nassfermentationsverfahren ausgelegt. Im Gegensatz zu den anderen Referenzanlagen ist den Bioabfallanlagen jedoch zusätzlich eine Kompostierungseinheit nachgeschaltet.

Im Falle der Strohvergärung sind bisher kaum Anlagen im Markt vorhanden. Zumeist verfügen diese dann zum besserem Aufschluss des Strohs über eine Kombination von mechanischer, chemischer oder thermischer Vorbehandlung (REINHOLD & FRIEDRICH, 2012), (NKEMKA & MURTO, 2013), (WANG u. a., 2009). Die hier definierten Referenzanlagen für Stroh unterscheiden sich im Wesentlichen von den Nawaro- und Bioabfallanlagen durch eine zusätzliche Aufbereitungseinheit zur Vorbehandlung des Substrats. In den Strohanlagen werden zunächst Strohquaderballen zu einer Halmlänge von ca. 22 mm zerkleinert. Anschließend wird in einem weiteren Vorbehandlungsschritt das Stroh in einem Extruder desintegriert, um eine effiziente Methanausbeute zu gewährleisten (VOELKEL, 2012).

3.10 Evaluierung der Bio-SNG Konzepte

Im Folgenden wird die Vorgehensweise bei der Auswahl verschiedener Konzepte zur Bio-SNG Produktion näher dargestellt. Da es sich zumeist um Demonstrations- oder Pilotanlagen bzw. Konzeptstudien handelt, sind Aussagen bzgl. der Skalierung, wie sie in dieser Arbeit für die biochemischen Aufbereitungsprozesse durchgeführt werden, kaum möglich.

Im Gegensatz zu früheren Arbeiten sollen in dieser Arbeit die Verfahrenskonzepte aus verschiedenen Quellen (unterschiedlichen Forschungseinrichtungen) verglichen werden, indem diese auf die vereinheitlichten Rahmenbedingungen angepasst werden. Die Anlagendaten (technisch und ökonomisch) sind der Literatur entnommen bzw. anhand dieser modifiziert und weisen unterschiedliche Werte hinsichtlich Substrateinsatz und -eigenschaften sowie teilweise Einspeise- bzw. Nutzungsoptionen auf.

Die Kosten für die Bio-SNG Anlagen wurden ausschließlich aus der Literatur entnommen. Bei allen Literaturdaten handelt es sich, aufgrund fehlender Praxiserfahrung, nur um theoretische Werte von Bio-SNG Konzepten. Es ist daher von entsprechenden Unsicherheiten auszugehen. Zur weiteren Analyse wurden nur solche Bio-SNG-Konzepte herangezogen, bei denen alle notwendigen Daten zur Evaluierung ermittelt werden konnten. Nur im Ausnahmefall wurden fehlende Daten aus Mittelwerten der anderen Konzepte hergeleitet.

Die entsprechende Methodik zur Vereinheitlichung der verschiedenen Bio-SNG Konzepte ist im Kapitel 3.6.5 beschrieben. Zu dieser Modifikation zählen nicht nur ökonomische Faktoren, sondern auch die Vereinheitlichung auf eine gemeinsame Rohstoffbasis. In diesem Fall auf die drei Referenzrohstoffe KUP, Waldrestholz und Stroh.

Die Anzahl der sich daraus ergebenden Konzepte sind in Tabelle 3-8, aufgeschlüsselt nach Methanisierungsverfahren und Größenklasse, dargestellt. Weitere Details zu den Alternativen der Bio-SNG Produktion sind in Tabelle A 19 bis Tabelle A 24 in Anhang A.5 hinterlegt. Insgesamt wurden 11 Konzepte (im weiteren Alternativen genannt) verschiedenster Forschungseinrichtungen für die Evaluierung herangezogen. Durch die Betrachtung von je drei Referenzrohstoffen ergeben sich somit insgesamt 33 Bio-SNG Alternativen für die Analyse.

Tabelle 3-8 Anzahl der Alternativen zur Bio-SNG-Produktion pro Methanisierungsverfahren

Größenklasse ¹ in MW	Wirbelschichtmethanisierung	Festbettmethanisierung
< 20	4	-
20 - 100	4	1
> 100	-	2

¹ Bio-SNG-Produktionskapazität, brennwertbezogen

Bei allen aus der Literatur entnommenen und hier betrachteten Alternativen zur Bio-SNG-Produktion kommt eine Wirbelschichtvergasung mit Wasserdampf als Vergasungsmittel zum Einsatz. Auch wenn es die Möglichkeit weiterer Vergasungsverfahren und Vergasungsmittel (vergleiche Kapitel 2.3) gibt, finden diese in der Literatur bzw. in den Forschungsansätzen nur wenig Berücksichtigung. Daraus wird geschlossen, dass die Wirbelschichtvergasung in Kombination mit Wasserdampf als Vergasungsmittel sich, z. B. aus Kosten- oder Effizienzgründen, gegenüber anderen Vergasungsverfahren als vorteilhaftig erweist. Allerdings kann festgestellt werden, dass sich die Alternativen der Wirbelschichtvergasung hinsichtlich der Methanisierung sowie anschließender CO₂-Abtrennung unterscheiden.

Vereinzelt gibt es Ansätze zur Methanisierung mittels Festbettreaktoren, v. a. im großen Leistungsbereich. Bezüglich der CO₂-Abtrennung kommen hauptsächlich Aminwäschen, welche den Vorteil der internen Abwärmenutzung aufweisen, Membranen und vereinzelt PSA-Verfahren zum Einsatz.

3.11 Entwicklung der Technologien

In dieser Arbeit wird für die betrachteten Alternativen die Entwicklung der Gestehungskosten mit fortschreitender Anzahl installierter Anlagen untersucht. Innerhalb dieses Kapitels wird die dafür angewandte Methodik beschrieben. Die Untersuchungsregion ist dabei auf Europa (Europäische Union) begrenzt. Als Zeitraum für die Entwicklung wird 2013 bis 2030 angesetzt. Das Jahr 2013 ist das Jahr, mit den derzeitig aktuell verfügbaren Daten des Anlagenbestands bzgl. Biogas und Biomethan für Europa.

Bei der Analyse der Entwicklung von Technologien gilt grundsätzlich, dass sobald sich keine Verbesserung hinsichtlich der Kosten, der Effizienz oder der Zuverlässigkeit beobachten lässt, kann davon ausgegangen werden, dass die Technologie ausgereift ist (NETL, 2013). Bis zu diesem Zeitpunkt unterliegt sie allerdings einer ständigen Veränderung in den zuvor aufgezählten Parametern.

Doch selbst eine ausgereifte marktreife Technologie ist Faktoren unterworfen, die zu veränderten Kosten führen (NETL, 2013). Da diese auch während der Entwicklung und Implementierung einer Technologie auftreten, wird eine Entwicklungsprognose zusätzlich erschwert. Die wesentlichen Einflussfaktoren bei der Entwicklung von Technologien sind:

- Markt (nachfragegesteuert),
- Herstellung (Kosten, die während der Herstellung und Planung anfallen),
- Skalierung (größere Einheiten tendieren zu geringeren spezifischen Kosten),
- Material/Rohstoffe (nationaler und internationaler Preis ist volatil),

- Inflation bzw. Währungskurs,
- Standort (Personalkosten, Landkosten etc.),
- politische und gesellschaftliche Rahmenbedingungen (Steuern, regulatorische Anforderungen, Förderungen, Akzeptanz usw.).

Für die Untersuchung zur Entwicklung der Gesteungskosten der jeweiligen Alternativen werden Annahmen unterstellt, wie sich die Alternativen aufgrund der Veränderung spezifischer Parameter über die Zeit entwickeln.

Als bewährtes Mittel zur Untersuchung der Entwicklung von Technologien hat sich die Lernkurventheorie erwiesen, siehe Kapitel 3.11.1.

Bei der Betrachtung von Produkten bzw. Technologien durch Lernkurven werden v. a. Veränderungen bzgl. der Produktionskosten bzw. in dieser Arbeit der Investitionskosten untersucht. Andere Parameter, wie bspw. die Kosten für Strom, Wärme und das Substrat, wurden über den Untersuchungszeitraum der Analyse nicht variiert. Allerdings wird in Kapitel 4 der Einfluss dieser sowie weiterer Parameter auf die Gesteungskosten im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse untersucht.

In Kapitel 3.11.2 wird der mögliche Zubau an Anlagen bis zum Jahr 2030 evaluiert. Dabei werden die vorhandenen Potenziale an Biomasse in Europa sowie theoretisch mögliche Zubauraten berücksichtigt.

3.11.1 Lernkurventheorie

Zur Ermittlung der Kostenentwicklung von Technologien stellt die Lernkurventheorie eine gängige Methode dar (JUNGINGER u. a., 2006), (NEIJ, 1997), (GRÜBLER, 1998).

Unter Lernkurven oder auch Erfahrungskurven versteht man die Entwicklung der Kosten für ein Produkt (hier: Entwicklung der Investitionskosten für die Alternativen) in Abhängigkeit von den produzierten Einheiten (hier: die installierte Leistung). Empirische Untersuchungen haben diesbezüglich gezeigt, dass die Kosten bei jeder Verdopplung der produzierten Einheiten bzw. der installierten Leistung mit einem annähernd stabilen Wert sinken. Dies wurde erstmalig während der Serienproduktion von Flugzeugen der Gebrüder Wright in der ersten Hälfte des vorhergegangenen Jahrhunderts festgestellt (GRÜBLER, 1998).

Das Phänomen der Reduktion der Kosten mit einer konstanten Rate ist eine sehr weit verbreitete Beobachtung, aber nicht zwangsläufig eine Gesetzmäßigkeit. Es wurde allerdings schon in sehr vielen Fällen beobachtet und gilt daher als anerkannte Methode der Kostenprognose. Die Ursachen sind hauptsächlich exogene und endogene Lerneffekte während der Produktionsphase (WEISS u. a., 2010). Andere Effekte, die nicht in Verbindung mit der Erhöhung bzw. Verdopplung der produzierten Einheiten stehen, werden per se bei dieser Methodik nicht berücksichtigt. Dies führt zu einer gewissen Unsicherheit, die aber im Allgemeinen bei der Anwendung der Lernkurventheorie hingenommen wird, insbesondere weil es kaum andere Methoden zur Beschreibung der Technologieentwicklung gibt (WEISS u. a., 2010).

Unter exogenen Lerneffekten (auch externe Lerneffekte genannt) versteht man u. a. das Lernen aufgrund von allgemeinen Fortschritten in der Wissenschaft und Technik. Unter endogenen Lerneffekten (auch interne Lerneffekte genannt) versteht man hingegen das Lernen aufgrund von Verbesserungen bei der Produktion (z. B. erhöhte Automatisierung), Anwendung (z. B. optimierter Anlagenbetrieb) oder erhöhte Fortschritte bei der Forschung, die bspw. selber erzielt werden oder

durch Patente und Lizenzen auf das eigene Produkt angewendet werden können. (WEISS u. a., 2010), (GRÜBLER, 1998)

Lernkurven lassen sich allerdings nur schwer ableiten, wenn sie auf keiner entsprechenden Vergangenheitsentwicklung aufbauen. Alle Versuche diese zu entwickeln, basieren auf Annahmen sowie Einschätzungen und unterliegen gewissen Fehlertoleranzen. Um mögliche Fehler bei der Erstellung der Lernkurven so gering wie möglich zu halten, wurde im Rahmen dieser Arbeit auf Literaturwerte und Experteneinschätzungen von Herstellern und Wissenschaftlern zurückgegriffen. Darüber hinaus können die Lernkurven zwischen verschiedenen Produkten der gleichen Branche bzw. zwischen den Herstellern unterschiedlich ausfallen, was zu einer weiteren Erhöhung der Unsicherheit beiträgt.

Wichtig bei der Herleitung von Lernkurven ist die Einordnung der Technologie in ihre Entwicklungsphase (GRÜBLER, 1998). Nach dem Technologiezyklus (MEYER-KRAHMER & DREHER, 2004) handelt es sich um sechs Phasen, wobei in der Literatur je nach Quelle auch weniger oder mehr Phasen aufgezählt werden können (z.B. (IEA, 2000)):

- I. Entdeckung und Erforschung,
- II. Euphorie,
- III. Ernüchterung,
- IV. Neuorientierung,
- V. Aufstieg,
- VI. Diffusion/Rückgang.

In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass alle betrachteten Technologien bzw. Alternativem am Markt verfügbar sind und sich in der ersten bzw. zweiten Phase des Technologiezyklus befinden. Allerdings unterscheiden sich die Technologien (biochemische und thermochemische Konversion) in ihrer bereits installierten Kapazität und ihrem Entwicklungsstand, was wiederum Auswirkungen auf deren Lernkurven hat.

Generell können Lernkurven nach Gleichung 4-3 berechnet werden, nach (GRÜBLER, 1998):

Gleichung 3-3
$$SC_n = SC_1 \cdot \left(\frac{C_n}{C_1}\right)^{-b}$$

- SC_n = spezifische Kosten zum späteren Zeitpunkt (Investitionskosten)
- SC_1 = spezifische Kosten zu Beginn bzw. der ersten Einheit (Investitionskosten)
- C_n = kumulierte Kapazität zum späteren Zeitpunkt
- C_1 = Kapazität zu Beginn bzw. der ersten Einheit
- b = Lernrate

Ein wichtiger Parameter der Lernkurventheorie ist die Fortschrittsrate PR (progress ratio, Gleichung 4-4), welche der Kostenentwicklung bei Verdopplung der kumulierten Kapazität entspricht. Sie steht im folgenden Verhältnis zum Lernindex bzw. Lernrate b :

Gleichung 3-4 $PR = 2^{-b}$ bzw. $b = \frac{\log PR}{\log 2}$

PR = Fortschrittsrate (progress ratio)

b = Lernrate

Die Fortschrittsrate bewegt sich dabei typischerweise für Anlagen der Energiegewinnung, je nach Entwicklungsstand der Technologie, zwischen 75 und 100 % (NEIJ, 2008), (THRÄN u. a., 2015). Bereits vollständig am Markt etablierte Technologien ohne weitere Entwicklung hätten demnach eine PR von 100 %, wohingegen sich noch entwickelnde Anlagen einen niedrigeren PR aufweisen.

Lernkurven können allerdings nicht unbegrenzt fortgeschrieben werden. Dies ist z. B. der Fall, wenn ein Produkt von einer Phase des Technologiezyklus in die nächste Phase übertritt. In der Regel flachen die Lernkurven dann ab. In einer Studie, die sich mit der Entwicklung von kleinen und mittleren Kraftwerken beschäftigt, wird aufgeführt, dass deren Lernkurven mit 5 – 7 Verdopplungen des Ausgangswertes abflachen (LOCATELLI & MANCINI, 2010). Zu einem ähnlichen Schluss kommt NETL (2013). Hier wird davon ausgegangen, dass nach 5 – 8 Verdopplungen eine Technologie als „proven“ (bewährt) bezeichnet werden kann und es nach diesen 5 – 8 Verdopplungen zu einer Reduktion der Lernrate kommt.

In Tabelle 3-9 sind die „Startkapazitäten“ (C_0) sowie die jeweilige Lernrate für die unterschiedlichen betrachteten Technologien in Europa dargestellt. Für bereits im Markt installierte Technologien (biochemischer Konversionspfad) wurde die schon installierte Kapazität angenommen. Dabei wird zwischen der installierten Kapazität der Biogasanlagen sowie den Biogasaufbereitungsanlagen unterschieden (EUROSERV'ER, 2014). Da zu Beginn des Betrachtungszeitraums (Bezugsjahr 2013) noch keine kommerzielle Anlage der thermochemischen Konversion von Biomasse zu Methan installiert war, kann keine „Startkapazität“ im eigentlichen Sinne festgelegt werden. Stattdessen wird für diese Anlagen die bereits installierte Kapazität, wie sie durch Demonstrations-, Pilotanlagen oder im Bau befindliche Anlagen bereitgestellt wird, herangezogen.

Bei der Auswahl der Input-Daten (*Lernrate, Potenziale, Anlagenzubau*) wurde mit größter Sorgfalt und unter Berücksichtigung entsprechender Fachliteratur vorgegangen.

Tabelle 3-9 Installierte Kapazität zu Beginn der Betrachtung (Europa, 2013) sowie angesetzte Lernkurvenparameter der Technologien

Technologie	Anzahl an Anlagen 2013	installierte Kapazität ² zu Beginn der Betrachtung (2013) (C ₀)	Lernrate (b)		
			hoch	mittel	niedrig
Biogas (Nawaro)		12.991 MW _{BioCH₄} ^{3, 4}	5 %	3 %	1 %
Biogas (Bioabfall)	> 13.500 ⁵	1.494 MW _{BioCH₄} ^{3, 4}	6 %	4 %	2 %
Biogas (Stroh)		22 MW _{BioCH₄} ⁶	6 %	4 %	2 %
Biogasaufbereitung	282 ⁵	1.658 MW _{BioCH₄} ⁵	6 %	4 %	2 %
Bio-SNG	-	46 MW _{BioCH₄} ¹	12 %	10 %	8 %

¹ Kapazität der sich in der Forschung befindlichen Anlagen: Güssing (PSI, 2009), MILENA (ECN, 2011), Agnion Heatpipe Reformer (HELD, 2013), Wirbelschichtvergaser von PSI/CTU (HELD, 2013) sowie die 2014 in Betrieb genommene GoBiGas-Anlage (GÖTEBORG ENERGI, 2015).

² bezogen auf Biomethan/Bio-SNG (BioCH₄), Ø Brennwert von 10,7 kWh/Nm³.

³ nach (EUROBSERV'ER, 2014), „Other biogas + Sewage sludge gas, 2013“ → 10.480 ktoe → ca. 14.490 MW_{BioCH₄}.

⁴ Aufteilung gemäß (SCHEFTELOWITZ u. a., 2014) nach Verhältnis wie in Deutschland, Nawaro- zu Bioabfallanlagen (9 : 1).

⁵ nach (EUROBSERV'ER, 2014) und (EBA, 2014).

⁶ Schätzung nach Rücksprache mit Experten, 5 Biogasanlagen der Strohkonzersion mit je 413 kW_{el} (mittlere Leistung der Biogasanlagen in Deutschland 2014, (SCHEFTELOWITZ u. a., 2014)), sowie 16,5 MW_{BioCH₄} VERBIO®-Anlage (VERBIO AG, 2015).

Für C₀ der biochemischen Konversion (Biogasanlagen mit anschließender Aufbereitung) wurden die im Jahr 2013 installierten Anlagen in Europa herangezogen. Über Biogasanlagen, die in Europa Stroh als Haupt- oder Co-Substrat einsetzen, ist wenig bekannt. Aus Rücksprache mit Experten wird jedoch angenommen, dass es bereits vereinzelt kleinere Anlagen mit Stroheinsatz gibt. Die Anzahl wird im einstelligen Bereich auf 5 Anlagen geschätzt. Bei einer durchschnittlichen installierten elektrischen Leistung von 413 kW_{el} entspräche dies ca. 2.065 kW_{el} installierte Leistung insgesamt und somit 5,2 MW_{BioCH₄}. Zusätzlich zu diesen Kleinanlagen hat die Firma VERBIO® eine Biomethananlage auf Strohbasis in Betrieb genommen, deren Endausbaustufe bei 16,5 MW_{BioCH₄} liegen wird. Die 14.493 MW_{BioCH₄} aus (EUROBSERV'ER, 2014) ermittelten Anlagen für Biogas werden gemäß dem in Deutschland herrschenden Verhältnis Nawaro- zu Bioabfallanlagen (9 : 1, (SCHEFTELOWITZ u. a., 2014)) aufgeteilt, da keine näheren Informationen bzgl. der tatsächlichen Aufteilung bekannt sind.

Für Anlagen der thermochemischen Konversion verhält es sich ähnlich wie mit denen der Strohvergärung, es sind bisher kaum Anlagen installiert. Für die Betrachtung der Ausgangskapazität werden daher Anlagen herangezogen, die sich im fortgeschrittenen Stadium der Entwicklung bzw. Pilotphase befinden (in dieser Phase tritt endogenes Lernen in Form von Forschungsfortschritten auf). Die Gesamtleistung der ausgewählten Anlagen beläuft sich dabei in Europa auf ca. 46 MW_{BioCH₄}.

Wie aus Tabelle 3-9 ersichtlich ist, können die Lernraten stark zwischen einzelnen Technologien schwanken.

Generell werden, wie in (WEISS u. a., 2010) nahegelegt, für die Lernraten je Technologie verschiedene Werte angenommen (*hoch, mittel, niedrig*), um die Unsicherheiten der Ergebnisse, hervorgerufen durch die Unsicherheiten der Methodik und Input-Daten, besser darstellen zu können. Es wird dabei jeweils zwischen hohen, mittleren und niedrigen Lernraten unterschieden.

Für Anlagen der thermochemischen Konversion wird von vergleichsweise hohen Lernraten von 8 bis 12 % ausgegangen, da sich diese Technologie noch am Anfang ihrer Entwicklung befindet. Die Höhe der Lernrate ist an die in (THRÄN u. a., 2015) durchgeführten Untersuchungen angelehnt.

Die Lernraten bei der biochemischen Konversion sind aufgeteilt in die der Biogasaufbereitungsanlagen sowie Biogasanlagen, deren Markteinführung schon weit vorangeschritten ist. Letztere wiederum sind nach eingesetztem Substrat unterteilt. Die geringste Lernrate weisen Nawaro-Anlagen auf, da diese schon sehr lange am Markt verfügbar sind. Bei den Biogasanlagen mit Bioabfall und Stroh als Substrat handelt es sich hingegen um bisher vergleichsweise wenige in Betrieb befindliche Anlagen. Sie liegen daher in ihrem Entwicklungsstand zurück, was sich in einer höheren Lernrate gegenüber den Nawaro-Anlagen ausdrückt. Zwischen den verschiedenen Verfahren zur Biogasaufbereitung findet keine Unterteilung der Lernrate pro Verfahren statt. Der Grund dafür liegt in der schwachen Datenlage, die keine objektive Unterteilung zwischen den Aufbereitungsverfahren zulässt. Stattdessen wird hier für alle Verfahren die gleiche Lernrate und gleiche „Startkapazität“ angenommen. Die Werte für die Lernraten orientieren sich dabei an (NEIJ, 2008), die u. a. zu Lernraten von Bioenergieanlagen Untersuchungen vorgenommen hat.

3.11.2 Grenzen des potenziellen Anlagenzubaus

Durch die in Tabelle 3-9 in Kapitel 3.11.1 dargestellten Lernraten lässt sich die Entwicklung der Investitionskosten und damit auch der Gestehungskosten für die verschiedenen Alternativen prognostizieren. Als Startpunkt der Betrachtung bzgl. des Anlagenzubaus und der Kostenentwicklung wurde das Jahr 2013 gewählt. Der Zielpunkt ist das Jahr 2030.

Eine unendliche Reduzierung der Investitionskosten, wie bereits zu Beginn von Kapitel 3.11.1 beschrieben, kann in der Praxis nicht stattfinden. Dies hängt u. a. von den limitierenden Faktoren des Marktes (Angebot und Nachfrage) und dem mit fortschreitender Anlagenanzahl kleiner werdendem Optimierungspotenzial zusammen.

Eine Technologie wird sich demnach nur weiter entwickeln, wenn a) der Markt dies in Form von Angebot (u. a. ist die verfügbare Rohstoffbasis ein limitierender Faktor) sowie Nachfrage zulässt und b) die Technologie noch Optimierungspotenzial aufweist.

Eine Limitierung des Marktes von Biomethan aufgrund von gesättigter Nachfrage ist in absehbarer Zeit nicht zu erwarten. Das derzeit in Deutschland produzierte Biomethan (104.660 Nm³/h, Stand Ende 2014 (EDEL u. a., 2014)) deckt rund 0,9 % des in Deutschland verbrauchten Erdgases ab (BAFA, 2015a). Ein anderes Bild zeigt sich hingegen für die Rohstoffbasis. Der Markt ist v. a. durch diese Rohstoffbasis, d. h. von den zur Verfügung stehenden Substraten, limitiert. Diese begrenzen die maximale Menge an Anlagen zur Biomethan- resp. Bio-SNG-Produktion.

Die Höhe der zur Verfügung stehenden Substrate für die Biomethanproduktion wird in der Literatur unterschiedlich angegeben, was insbesondere von den betrachteten Rahmenbedingungen und Methoden in den entsprechenden Studien abhängt (MAJER u. a., 2013). Im Rahmen dieser Arbeit wurden die in Tabelle 3-10 aufgeführten Potenziale für die betrachteten Substrate innerhalb Europas herangezogen. Es handelt sich dabei um das derzeit noch nicht genutzte Potenzial. Zusätzlich ist in Tabelle 3-10 die bis zum Jahr 2030 angenommene Menge an bis dahin zur Biomethan- bzw. Bio-SNG-Produktion verwendete Menge oder den daraus resultierendem BioCH₄ dargestellt. Es wurde sich dabei an Untersuchungen von (KOVACS, 2013) und (KOVACS, 2015)

orientiert, die von günstigen politischen Rahmenbedingungen bis 2030 für die Biomethan- bzw. Bio-SNG-Produktion ausgehen.

Tabelle 3-10 Potenziale der Biomethan- bzw. Bio-SNG-Produktion in Europa (nach (KOVACS, 2013), (KOVACS, 2015)) sowie theoretisch installierbare Leistung (Zubau)

Substrat	gesamtes Potenzial in Mrd. Nm ³ _{BioCH₄} /a bis 2030	genutztes Potenzial ¹ in Mrd. Nm ³ _{BioCH₄} /a bis 2030	theoretisch installierbare Leistung ^{5,6} in MW _{BioCH₄} bis 2030 (Zubau)
Landwirtschaft (Nawaro + Exkrementen)	66	8,6	10.942
Abfall (Bioabfall + Landschaftspflegematerial)	10	3,3	4.199
Stroh ^{2,3} (biochemische Verwertung)	3	1	1.272
Stroh ^{2,3} (thermochemische Verwertung)	6	2	2.675
KUP ⁴	48	15,6	20.865
Waldrestholz	66	21,4	28.623
Summe ⁶	~ 200	~ 52	68.576

¹ Potenzial zur Produktion von Biomethan bzw. Bio-SNG zusätzlich zum bereits im Jahr 2013 genutzten Potenzial.

² Ursprünglich wird insgesamt von einem Potenzial von 9 Mrd. Nm³_{BioCH₄} aus Stroh im Jahr 2030 ausgegangen.

³ Aufgrund unterschiedlicher Konversionseffizienzen bei der Strohkonversion (biochemisch ~42 %, thermochemisch ~67 %) wird von einer verstärkten Nutzung im thermochemischen als im biochemischen Bereich ausgegangen.

⁴ Annahme im Rahmen der Daten von (KOVACS, 2013).

⁵ Bezogen auf Biomethan/Bio-SNG (BioCH₄), Ø Brennwert von 10,7 kWh/Nm³.

⁶ exklusive der Umrüstung von bestehenden Biogasanlagen zu Biogasaufbereitungsanlagen. Bei der Annahme von 10 % weitere 1.449 MW_{BioCH₄}, vergleiche Tabelle 3-9.

Das gesamte Potenzial von ca. 200 Mrd. Nm³ im Jahr 2030 entspräche ca. 35 % des prognostizierten Erdgasverbrauchs der EU (IEA, 2012). Im hier betrachteten Szenario werden davon allerdings nur rund 52 Mrd. Nm³ bis 2030 umgesetzt, was ca. 9 % des Erdgasverbrauchs der EU in diesem Jahr entsprechen würde.

Beim Vergleich des theoretischen Zubaus zwischen biochemischer und thermochemischer Konversion fällt auf, dass v. a. im Bereich der thermochemischen Konversion ein enormes Potenzial an Zubau (KUP und Waldrestholz) vorhanden ist. Es wird dabei von einer erhöhten Verfügbarmachung des vorhandenen Waldrestholzes sowie von einer weitreichenden Implementierung von KUP bis zum Jahr 2030 ausgegangen.

Unberücksichtigt bleibt bei den in Tabelle 3-10 dargestellten Potenzialen die Umrüstung bereits bestehender Biogas- zu Biogasaufbereitungsanlagen. Wenn man hierfür 10 % annimmt, wie nach (SCHOLWIN u. a., 2014) für Deutschland ermittelt, dann ergeben sich ca. 1.449 weitere MW_{BioCH₄} für Biomethan aus der biochemischen Konversion (vergleiche Tabelle 3-9). Technisch wäre zwar jede Biogasanlage zur Aufrüstung geeignet, aus ökonomischen Gründen ist dies aber nicht für jede Anlage wirtschaftlich darstellbar. Die limitierenden Faktoren sind hauptsächlich die Größe der Biogasanlage, der Anteil der bereits vor Ort genutzten Wärme sowie die Entfernung zum vorhandenen Erdgasnetz.

Zusätzlich zu den vorhandenen Biomassepotenzialen und den Lernraten für die jeweiligen Technologien spielt auch die Geschwindigkeit des Anlagenzubaus für die Entwicklung der Technologien und deren Kosten eine entscheidende Rolle. Die Geschwindigkeit des Anlagenzubaus bestimmt letztendlich, in welchem Zeitraum eine Verdopplung der Anlagenkapazität und somit eine Reduzierung der Gesteungskosten erreicht wird. In Abbildung 3-6 ist daher der Zubau an Leistung für Biomethan und Bio-SNG bis zum Jahr 2030 dargestellt. Unter der Annahme günstiger politischer Rahmenbedingungen für Biomethan und Bio-SNG wird zunächst von einem geringen Wachstum ausgegangen, welches dann über die Zeit zunimmt.

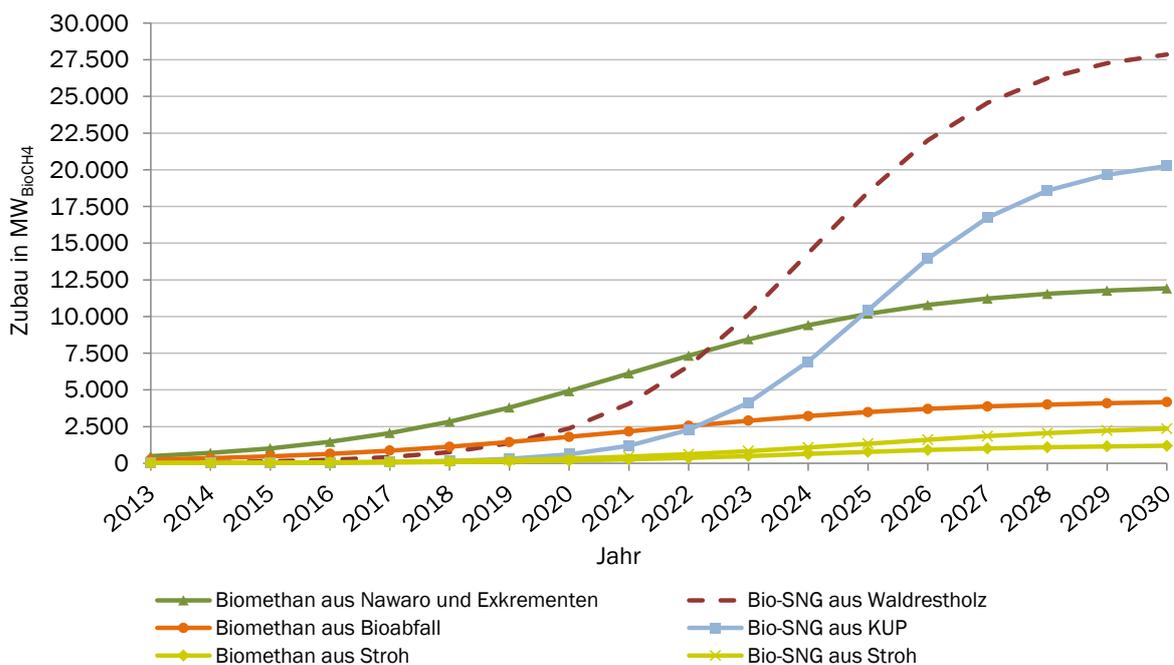


Abbildung 3-6 Abschätzung des theoretisch möglichen Leistungszubaus von Biomethan und Bio-SNG von 2013 bis 2030 in Europa (inkl. 10 % Umrüstung der bestehenden Biogasanlagen zu Biogasaufbereitungsanlagen)

Aufgrund des sehr geringen Bestandes an Bio-SNG-Anlagen zu Beginn der Betrachtung und des zugrunde gelegten schnellen Wachstums kommt es zu vielen Verdopplungen der installierten Leistung bis 2030 bzw. darüber hinaus. Nach der Lernkurventheorie ist zu erwarten, dass es nach etwa 5 – 8 Verdopplungen zu einem Rückgang der Lernrate kommt. In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass dieser Rückgang der Lernrate nach der 6. Verdopplung auftritt, siehe Tabelle 3-11. Dabei wird ein langsamer und kontinuierlicher Rückgang der Lernrate in 1 %-Schritten pro Verdopplung unterstellt. Die Anpassung der Lernkurven fließt entsprechend in die Berechnung sowie in die Ergebnisse, siehe Kapitel 5.5, ein.

Tabelle 3-11 Anpassung der Lernraten für Bio-SNG-Anlagen

Lernrate	1x – 6x Verdopplung	7x Verdopplung	8x Verdopplung	9x Verdopplung	10x Verdopplung	11x Verdopplung
hoch	12 %	11 %	10 %	9 %	8 %	7 %
mittel	10 %	9 %	8 %	7 %	6 %	5 %
niedrig	8 %	7 %	6 %	5 %	4 %	3 %

Bei der Ermittlung der Rangfolge der Alternativen für 2030 wurde angenommen, dass die Ergebnisse der durchgeführten Delphi-Befragung weiterhin Gültigkeit besitzen. Die Ermittlung einer sich neu ergebenden Priorisierung für den Zeitraum 2030 wäre mit sehr hohem Aufwand und sehr hohen Unsicherheiten verbunden. Aus diesem Grund wurde darauf verzichtet und die ursprüngliche Priorisierung bei den Betrachtungen zur Technologieentwicklung beibehalten.

4 Gestehungskostenanalyse

In Kapitel 2 wird ein Einblick in die sich bereits am Markt bzw. sich in der Forschung und Entwicklung befindlichen Verfahren zur Produktion von Methan aus Biomasse gegeben. In diesem Kapitel werden konkrete Alternativen genauer vorgestellt, anhand derer die Ziele der Arbeit, vergleiche Kapitel 1.2, erarbeitet wurden. Das Kapitel ist dazu in die beiden Konversionspfade (biochemisch und thermochemisch) unterteilt.

4.1 Biochemische Konversionstechnologie

4.1.1 Referenzbiogasanlagen

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die Gestehungskosten für alle erstellten Referenzbiogasanlagen, Abbildung 4-1.

Wie ersichtlich ist, unterscheiden sich die Gestehungskosten z. T. stark zwischen den unterschiedlichen Größen- bzw. Substratklassen. Die spezifisch höchsten Kosten weisen dabei die Anlagen mit dem geringsten Durchsatz bzw. der niedrigsten Leistung auf.

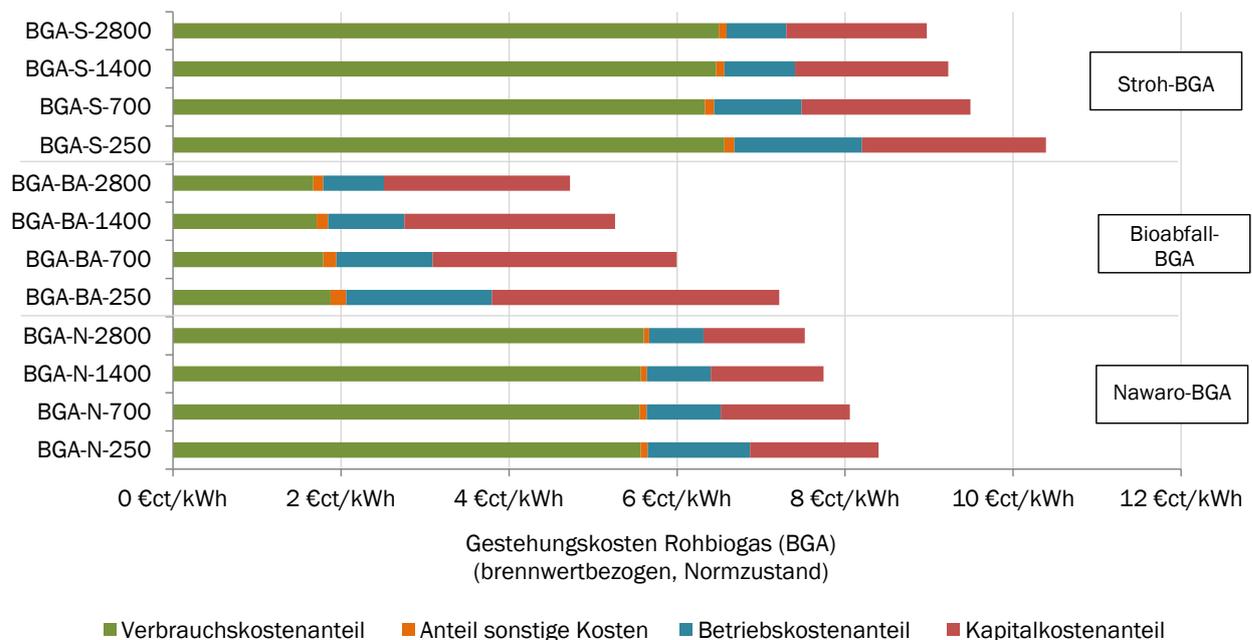


Abbildung 4-1 Gestehungskosten der Referenzbiogasanlagen (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland)

Die Abfall-BGA weisen zwar die höchsten spezifischen Kapitalkosten (Investment) auf, sind jedoch aufgrund der geringen Verbrauchskosten (die Beschaffungskosten für den Bioabfall werden durch die Erhebung von Gebühren gedeckt) günstiger als die Nawaro- und Stroh-BGA. Die Nawaro-BGA verfügen, aufgrund der großen Marktdurchdringung sowie der bereits etablierten Technologie dieser Anlagen, über die geringsten Kapitalkosten. Die hohen Kosten der Stroh-BGA lassen sich zum einem durch erhöhte Kapitalkosten gegenüber den Nawaro-BGA erklären und zum anderen durch die vergleichsweise hohen Substratkosten (siehe auch Kapitel 3.5 sowie Tabelle A 6 im Anhang A.2). Die dargestellten Kosten sind ohne etwaige weitere Kosten für eine zusätzliche Fermenterbeheizung, falls die Abwärme der Biogasaufbereitung nicht ausreichend ist, dargestellt. Am Beispiel der BGA-N-250, repräsentativ für alle Referenzbiogasanlagen, ist in Abbildung 4-2 der Einfluss ausgewählter Faktoren auf die Rohbiogasgestehungskosten abgebildet.

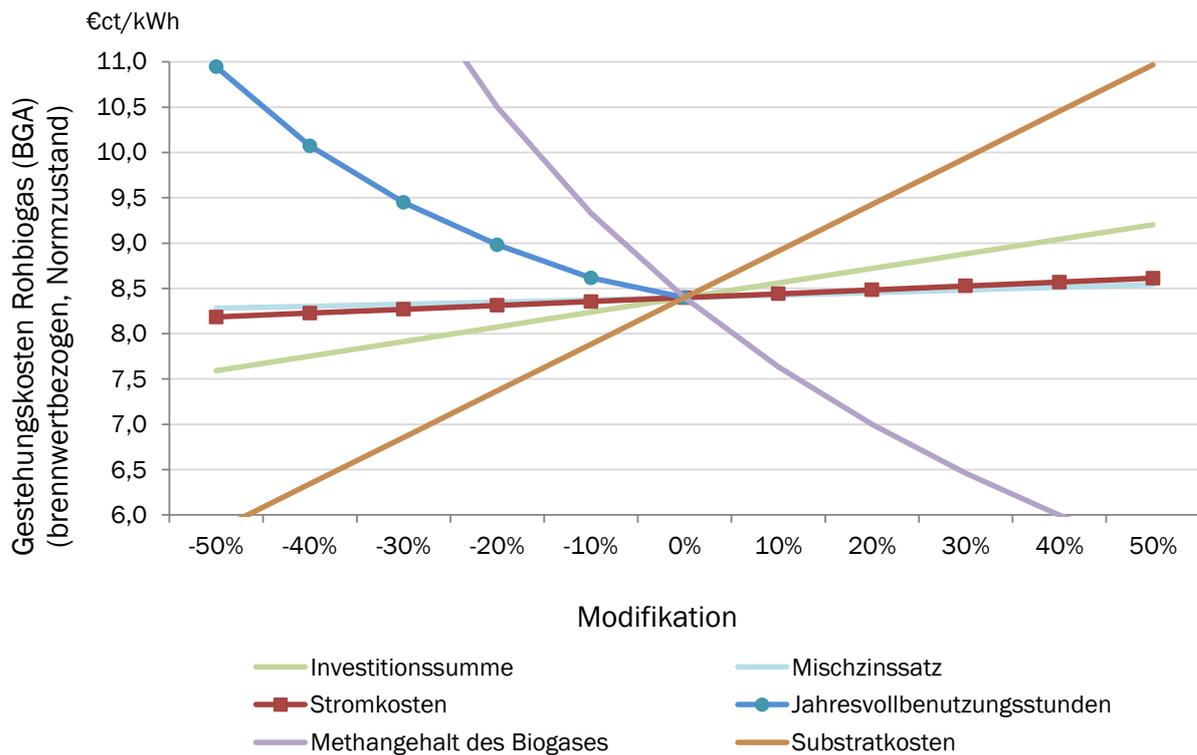


Abbildung 4-2 Einfluss ausgewählter Faktoren auf Rohbiogasgestehungskosten am Beispiel BGA-N-250 (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland)

Wie deutlich aus oberer Abbildung erkennbar ist, haben die betrachteten Faktoren einen unterschiedlich starken Einfluss auf die Gestehungskosten. So zeigt sich, dass v. a. die Substratbeschaffungskosten, der Methangehalt des Biogases sowie die Jahresvolllaststunden einen großen Einfluss auf die Gestehungskosten haben. Kommt es zu einer Veränderung dieser Parameter, bspw. durch erhöhte Substratpreise, zu einer Verringerung des Methangehaltes durch Störungen im Fermentationsprozess oder zu einer Reduzierung der Jahresvolllaststunden aufgrund von Stillstandzeiten der Anlage, wirken sich diese im erhöhten Maße negativ auf die Gestehungskosten aus. Allerdings entstehen daraus auch Chancen, da bereits eine geringe positive Beeinflussung z. B. durch Erhöhung der Jahresvolllaststunden oder einen optimierten Fermentationsprozess zu geringeren Gestehungskosten führt.

Änderungen im Strompreis sowie des Zinssatzes haben dagegen nur einen untergeordneten Einfluss. Die Bedeutung der Investitionssumme ist in diesem Beispiel zwar um einiges geringer als der Einfluss der Substratkosten, jedoch spielt dieser Faktor eine größere Rolle als die Stromkosten oder der Zinssatz.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass v. a. die verbrauchsgebundenen Kosten in Form von Substratpreisen sowie die technischen Parameter der Anlage einen großen Einfluss auf die Gestehungskosten und somit auf die Wirtschaftlichkeit haben.

4.1.2 Biogasaufbereitungsanlagen

In diesem Kapitel sind alle betrachteten Alternativen zur Biogasaufbereitung dargestellt. In Tabelle 4-1 ist eine Übersicht der Anzahl der einzelnen Alternativen pro Aufbereitungsverfahren zusammengestellt. Detaillierte Anlagensteckbriefe, geordnet nach Art des verwendeten Substrates, sind im Anhang A.4 in den Tabelle A 10 bis Tabelle A 18 zu finden.

Tabelle 4-1 Anzahl der Alternativen zur Biogasaufbereitung pro Aufbereitungsverfahren

Größen- klasse ¹ in Nm ³ /h	Größen- klasse ² in MW	Polyglykol- wäsche	Amin- wäsche	PSA	Druckwasser- wäsche	Membran- trennung
250	~ 1,4	1	-	-	-	1
700	~ 4	1	1	2	2	1
1.400	~ 8	1	2	2	2	1
2.800	~ 16	1	-	2	2	-

¹ bezogen auf Rohbiogas

² Biomethanproduktionskapazität, brennwertbezogen

In dieser Übersicht sind nur die Alternativen (insgesamt 22) aufgeführt, für die ausreichend Daten zur weiteren Untersuchung innerhalb dieser Arbeit vorlagen. In der Praxis werden auch weitere, hier nicht berücksichtigte, Alternativen von den Herstellern angeboten. Insgesamt konnten im Rahmen dieser Arbeit Daten von neun verschiedenen Herstellern ausgewertet werden: 1 x Polyglykolwäsche (Polygl), 2 x Membran-Verfahren, 2 x Aminwäsche, 2 x Druckwasserwäsche (DWW) und 2 x Druckwechseladsorption (PSA). Da es in der vorliegenden Analyse um einen Vergleich der Verfahren und nicht der Hersteller geht, bleiben die Herstellernamen anonymisiert.

Auffällig ist, dass v. a. die Anlagen des mittleren Leistungsbereichs (700 und 1.400 Nm³/h) stark vertreten sind und vergleichsweise wenig sehr große und sehr kleine Anlagen. Die durchschnittlichen Anlagengröße am Markt in Deutschland von 607 Nm³/h (SCHEFTELOWITZ u. a., 2014) liegt etwas unter den hier am häufigsten betrachteten Größenklassen.

In der nachfolgenden Betrachtung sind die Gestehungskosten der BGAA (exklusive Rohbiogasproduktion) dargestellt, siehe Abbildung 4-3. Die Biogasaufbereitungsanlagen sind dabei in die Substratklassen (Nawaro, Abfall, Stroh) und die Größenklassen (250, 700, 1.400 sowie 2.800 m³/h Rohbiogas) unterteilt.

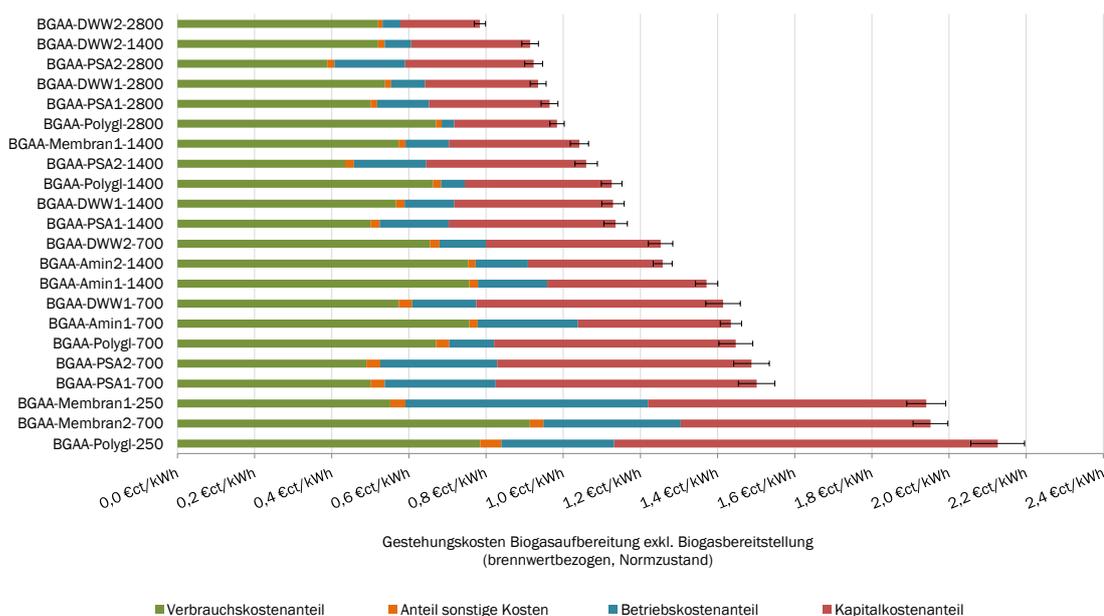


Abbildung 4-3 Gestehungskosten und Spannweiten der Biogasaufbereitungsanlagen, exklusive Biogasbereitstellung (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland)

Anhand der obigen Abbildung lässt sich eine Vielzahl von Schlussfolgerungen bzgl. der Kosten der einzelnen Alternativen schließen, welche nachfolgend näher erläutert werden.

Über die drei Substratklassen sowie über die Aufbereitungstechnologien hinweg lässt sich eine Tendenz zu niedrigeren Gesamtgestehungskosten mit steigender Biogaskapazität erkennen (Upscaling-Effekt). Der Fehlerbalken spiegelt dabei die Gesamtgestehungskosten pro Alternative für alle drei Substratklassen (Nawaro, Bioabfall, Stroh) wieder. Wie zu erkennen ist, sind die Gestehungskosten für die reine Biogasaufbereitung weitgehend unabhängig von der Art des eingesetzten Substrates zur Biogaserzeugung (kleiner Fehlerbalken). Die geringfügigen Unterschiede ergeben sich aufgrund des eingesetzten Substrates insbesondere durch den unterschiedlichen Methangehalt des Rohbiogases, vergleiche Tabelle A 7 bis Tabelle A 9.

Die Verbrauchskosten (davon v. a. Strom und ggf. Wärme) sowie die Kapitalkosten stellen mit ungefähr gleichen Teilen den größten Anteil an den Gestehungskosten dar.

Die sonstigen Kosten sowie die Betriebskosten (Personal und Wartung) haben dagegen nur einen geringen Anteil an den Gesamtkosten.

Vergleicht man die Kosten zwischen den Anbietern, zeigt sich, dass diese große Unterschiede aufweisen können. So liegt die Differenz zwischen den PSA-Herstellern bei bis zu 16 % und bei den Aminwäschen bei 8 %. Da für die Membranverfahren keine Kosten der beiden Hersteller für die gleiche Größenklasse vorliegen, können diese auch nicht unmittelbar miteinander verglichen werden.

Insgesamt betrachtet liegen die Kosten der verschiedenen Verfahren (DWW, Aminwäsche, PSA, Membran und Polyglykolwäsche) jedoch in der gleichen Größenklasse und somit sehr eng beieinander.

Die niedrigsten Kosten weisen durchweg die Alternativen der DWW2-Anlagen auf. Die höchsten Kosten zeigen sich hingegen bei der Anlage Membranverfahren2 (700 Nm³/h Rohbiogasaufbereitung).

In Abbildung 4-4 sind die Gestehungskosten der Biogasaufbereitung aller Hersteller und Größenklassen vergleichend dargestellt. Sehr deutlich ist dort der Upscaling-Effekt zu beobachten, da mit steigender Aufbereitungskapazität die Gestehungskosten sinken.

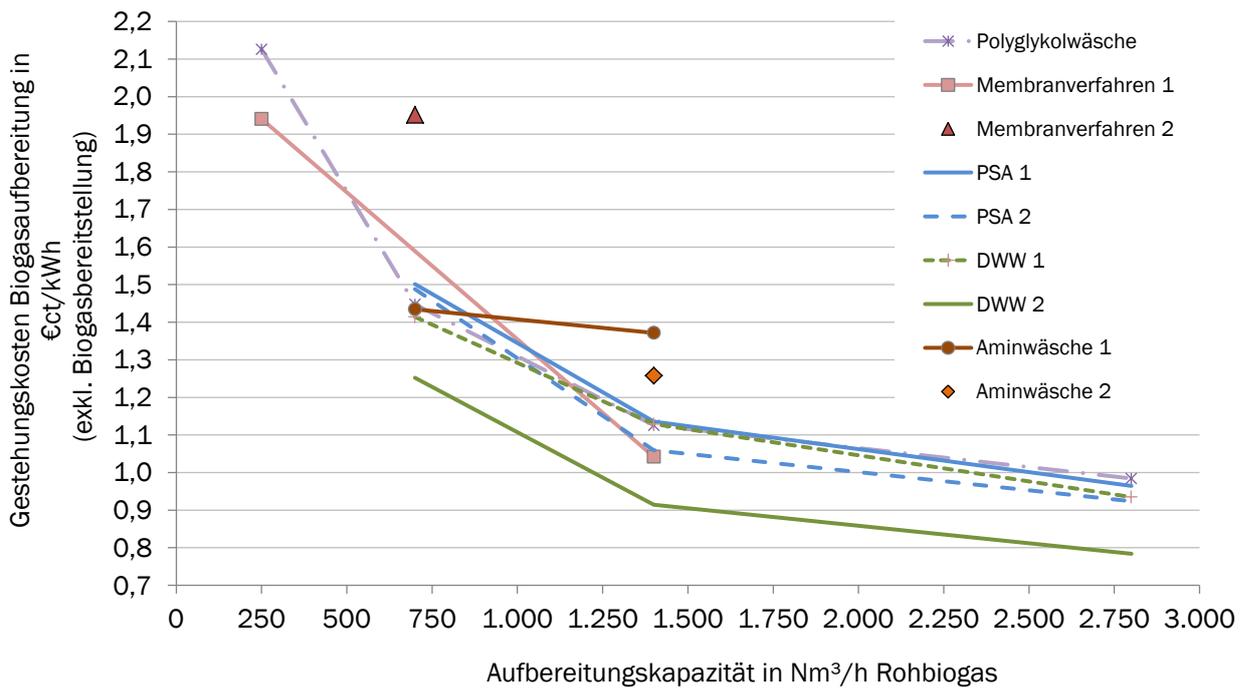


Abbildung 4-4 Gestehungskosten der Biogasaufbereitung, technologiebezogen, Mittelwert aus allen drei Substratklassen (Nawaro, Bioabfall, Stroh), (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland)

In Abbildung 4-5 ist eine Sensitivitätsbetrachtung für die Aminwäsche (700 Nm³/h Rohbiogas-Input aus Nawaro) dargestellt. Da die Abhängigkeiten der untersuchten Parameter zwischen den Verfahren, Herstellern und Größenklassen nur wenig voneinander abweichen, wird diese Anlage stellvertretend für die verbleibenden Biogasaufbereitungsanlagen ausgewertet.

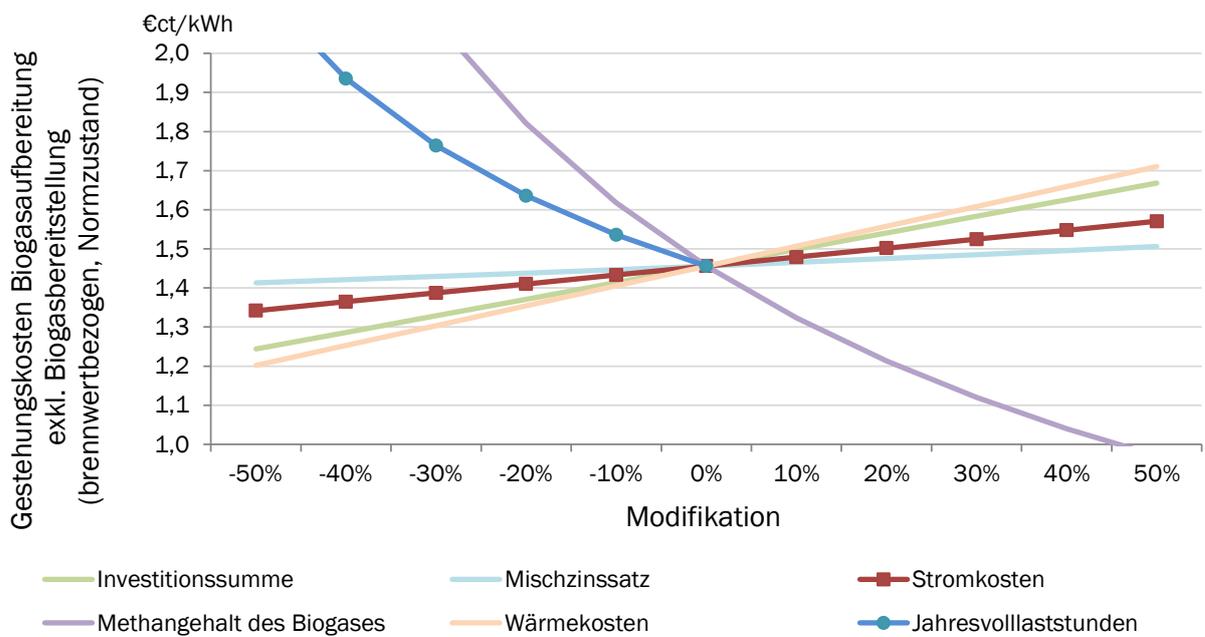


Abbildung 4-5 Einfluss ausgewählter Faktoren auf die Gestehungskosten der Biogasaufbereitung am Beispiel BGAA-Amin1-N-700 (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland)

Ähnlich wie bei der Betrachtung der Rohbiogasproduktion (Abbildung 4-2) hat der Methangehalt des aufzureinigenden Biogases einen sehr großen Einfluss auf die Gestehungskosten. Bereits geringe Abweichung von den hier angenommenen Gaserträgen bzw. Methangehalten führen zu einer großen Abweichung der Gestehungskosten. Die Jahresvolllaststunden haben ebenfalls einen sehr bedeutenden Einfluss. In diesem Fall kommt es, wie auch bei den Referenzbiogasanlagen, zu einer Erhöhung der Gestehungskosten, wenn sich die Jahresvolllaststunden reduzieren. Weitere bedeutende Einflussparameter sind die Wärmekosten, sofern Wärme für den Prozess benötigt wird, sowie die Investitionssumme. Der Mischzinssatz und die Stromkosten haben nur eine sehr geringe Bedeutung für die Gestehungskosten.

In einer gesonderten Berechnung wurde der Einfluss der Gaseinspeisung (Pauschale von 250.000 €) untersucht. Es wurde festgestellt, dass deren Bedeutung für die Sensitivität vergleichbar mit dem Mischzinssatzes ist und somit sehr gering ausfällt. Bei einem Bezug auf die reinen Aufbereitungskosten erhöhen sich diese (abhängig von ihrer Kapazität) um 2 bis 10,4 %. Bei Bezug auf die Gesamtgestehungskosten des Biomethans (Rohbiogasproduktion und Rohbiogasaufbereitung) fällt die Kostensteigerung mit 0,2 bis 2,2 % noch geringer aus und rückt somit in den Bereich des Vernachlässigbaren.

Abschließend sind in Abbildung 4-6 die Gestehungskosten der Rohbiogasproduktion (Abbildung 4-1) in Kombination mit den Aufbereitungskosten (Abbildung 4-3) dargestellt. Zusätzlich ist ebenfalls aus Abbildung 4-6 die Konversionseffizienz der einzelnen Alternativen ersichtlich.

Gestehungskostenanalyse

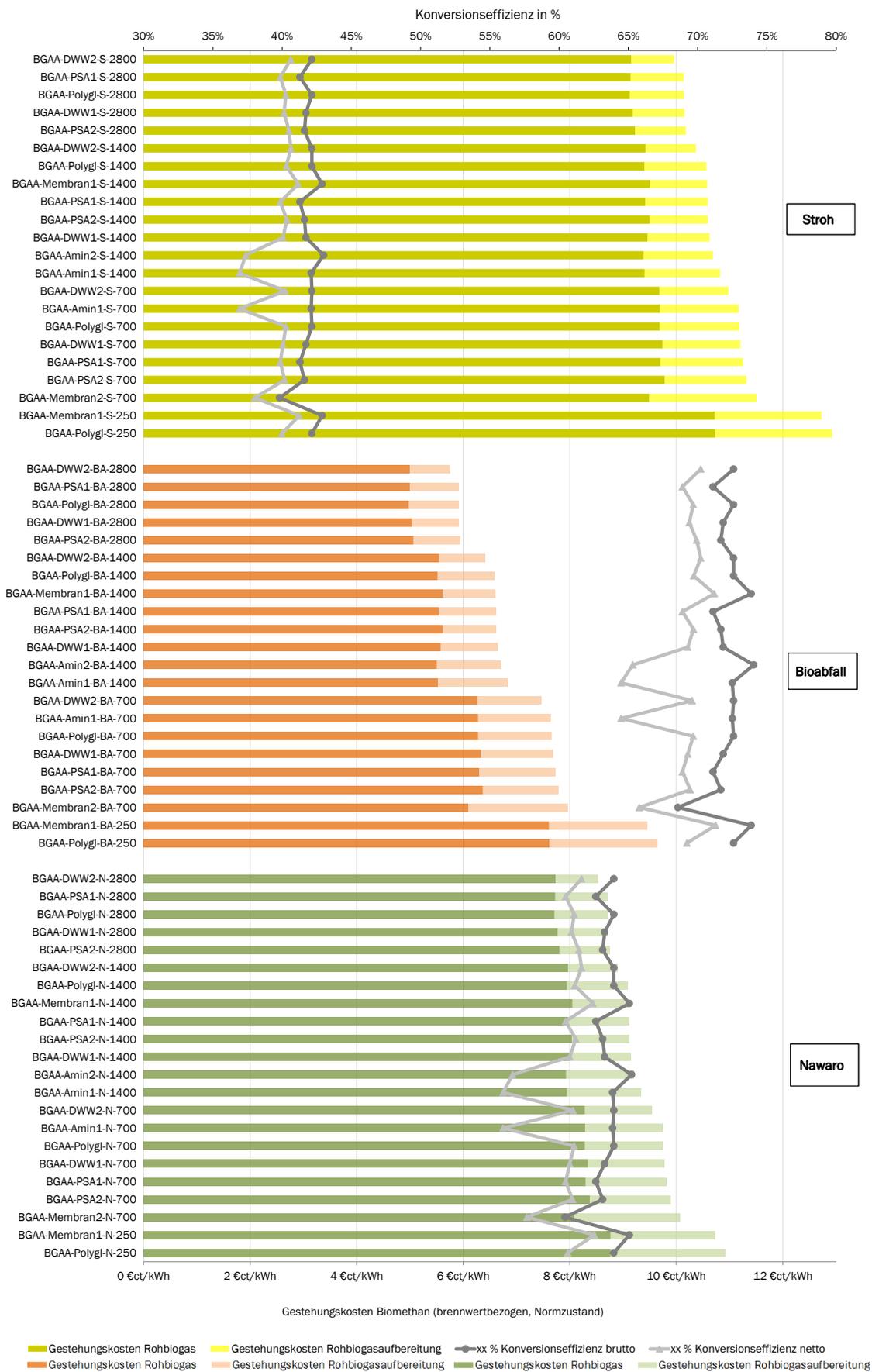


Abbildung 4-6 Gestehungskosten und Konversionseffizienz der Biomethanproduktion (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland)

Anhand obiger Abbildung kann geschlussfolgert werden, dass sich der Hauptteil der Gestehungskosten (unabhängig von Substrat, Verfahren und Anbieter) der Rohbiogasproduktion zuschreiben lässt. Die Kostenspanne reicht von 5,7 €/kWh (Bioabfall, Druckwasserwäsche, 2.800 Nm³/h) bis 12,9 €/kWh (Stroh, Polyglykolwäsche, 250 Nm³/h). Darin sind bereits die Kosten für notwendige Extrawärme zur Fermenterbeheizung inbegriffen, wenn die Abwärme der Rohbiogasaufbereitung nicht ausreichend ist. Diese Kosten liegen im Schnitt bei 2 – 5 % der Gesamtgestehungskosten.

Mit steigender Kapazität der Anlagen sinkt der Anteil der Rohgasaufbereitung an den Gesamtgestehungskosten. Analog zu den Auswertungen anhand Abbildung 4-1 sowie Abbildung 4-3 lässt sich schlussfolgern, dass die Produktion von Biomethan aus Bioabfall günstiger als aus Nawaro und Stroh ist. Die höchsten Gestehungskosten weist Stroh auf.

Hinsichtlich der Konversionseffizienz, d. h. der Umwandlung der im Substrat enthaltenen Energie zu Biomethan, zeigen sich bedeutende Unterschiede zwischen den Substraten. Am größten ist die Konversionseffizienz beim Bioabfall, gefolgt von Nawaro. Der Einsatz von Stroh ist mit der niedrigsten Konversionseffizienz verbunden. Diese ist dabei unabhängig von der Anlagengröße, schwankt jedoch stark zwischen den einzelnen Aufbereitungsverfahren. Die Unterschiede in den Konversionseffizienzen, welche sich im Methangehalt des entstehenden Rohbiogases niederschlagen, führen bei ausschließlicher Betrachtung der reinen Aufbereitung des Biogases letztendlich zu den verschiedenen Gestehungskosten, vergleiche auch Abbildung 6-1.

Vergleicht man die unterschiedlichen Aufbereitungstechnologien nach den verschiedenen Herstellern bzw. Verfahren, weisen die Aminwäschen die höchste Konversionseffizienz auf (bei gegebenen Standardeinstellungen und Biogausbeuten entsprechend den Literaturwerten). Mit Ausnahme der Membrantechnologien zeigen die verbleibenden Aufbereitungstechnologien in etwa gleiche Konversionseffizienzen. Bei den Membrantechnologien wird deutlich, dass es zu großen Differenzen zwischen den Anbietern kommen kann (z. B. Nawaro, 250 Nm³/h, Konversionseffizienz bei Membran1 62,5 % und bei Membran2 57,7 %).

Der spezifische Energieverbrauch, d. h. das Verhältnis von externer dem Prozess zugeführter Energie zur produzierten Biomethanmenge, weist eine große Schwankungsbreite von 0,85 bis 2,8 kWh/Nm³ auf. Deutlich wird dabei der sehr geringe spez. Energieverbrauch bei den Nawaro-Anlagen gegenüber den Abfall- und Stroh-Anlagen. Dies lässt sich zurückführen auf die vergleichsweise hohe Energiezufuhr zum effizienten Aufschließen dieser Substrate gegenüber den gut vergärbaren Nawaro-Substraten. Generell zeigt sich ein durchweg sinkender spez. Energieverbrauch mit steigender Anlagenkapazität. Bei einem Vergleich zwischen den verschiedenen Aufbereitungsverfahren lässt sich feststellen, dass die PSA, gefolgt von den DWW, den Polyglykolwäschen und den Membrananlagen, im Schnitt die niedrigsten spez. Energieverbräuche aufweisen. Die höchsten spez. Energieverbräuche existieren für Aminwäschen, was auf die hohen Wärmemengen zur Regenerierung des Waschmittels zurückzuführen ist. Aufgrund der günstigen Wärmeenergie (siehe Tabelle A 2) führt dies nicht zwangsläufig zu erhöhten Gestehungskosten gegenüber den anderen Aufbereitungsverfahren.

4.2 Thermochemische Konversionstechnologie

Innerhalb dieses Kapitels erfolgt der Vergleich der Bio-SNG Alternativen anhand der Gestehungskosten, wobei auch Aussagen zur Konversionseffizienz getroffen werden.

Wie aus Tabelle 3-8 ersichtlich ist, liegt die Leistung der Bio-SNG-Anlagen, im Vergleich zu den Anlagen der biochemischen Konversion (siehe Tabelle 4-1), im Durchschnitt in einem höheren Bereich. Lediglich die größten Biomethananlagen ($\sim 16 \text{ MW}_{\text{Biomethan}}$) kommen der Größenordnung der kleinsten Bio-SNG Anlagen ($< 20 \text{ MW}_{\text{Bio-SNG}}$) nahe. Eine detaillierte Auswertung der Gemeinsamkeiten und Unterschiede der beiden Konversionspfade ist in Kapitel 4.3 zu finden.

In Abbildung 4-7 sind die Gestehungskosten sowie die Konversionseffizienz für die Bio-SNG Alternativen dargestellt. Aufgrund einer unsicheren Datenbasis wurde die Alternative SNG-7 im Nachhinein aus der Betrachtung ausgeschossen und ist daher im Folgenden nicht in der Auswertung vertreten. Zur Veranschaulichung der vorgenommenen Modifikation gegenüber den Originaldaten aus der Literatur, sind die Originaldaten ebenfalls in Abbildung 4-7 mit dargestellt und grau-schraffiert eingefärbt.

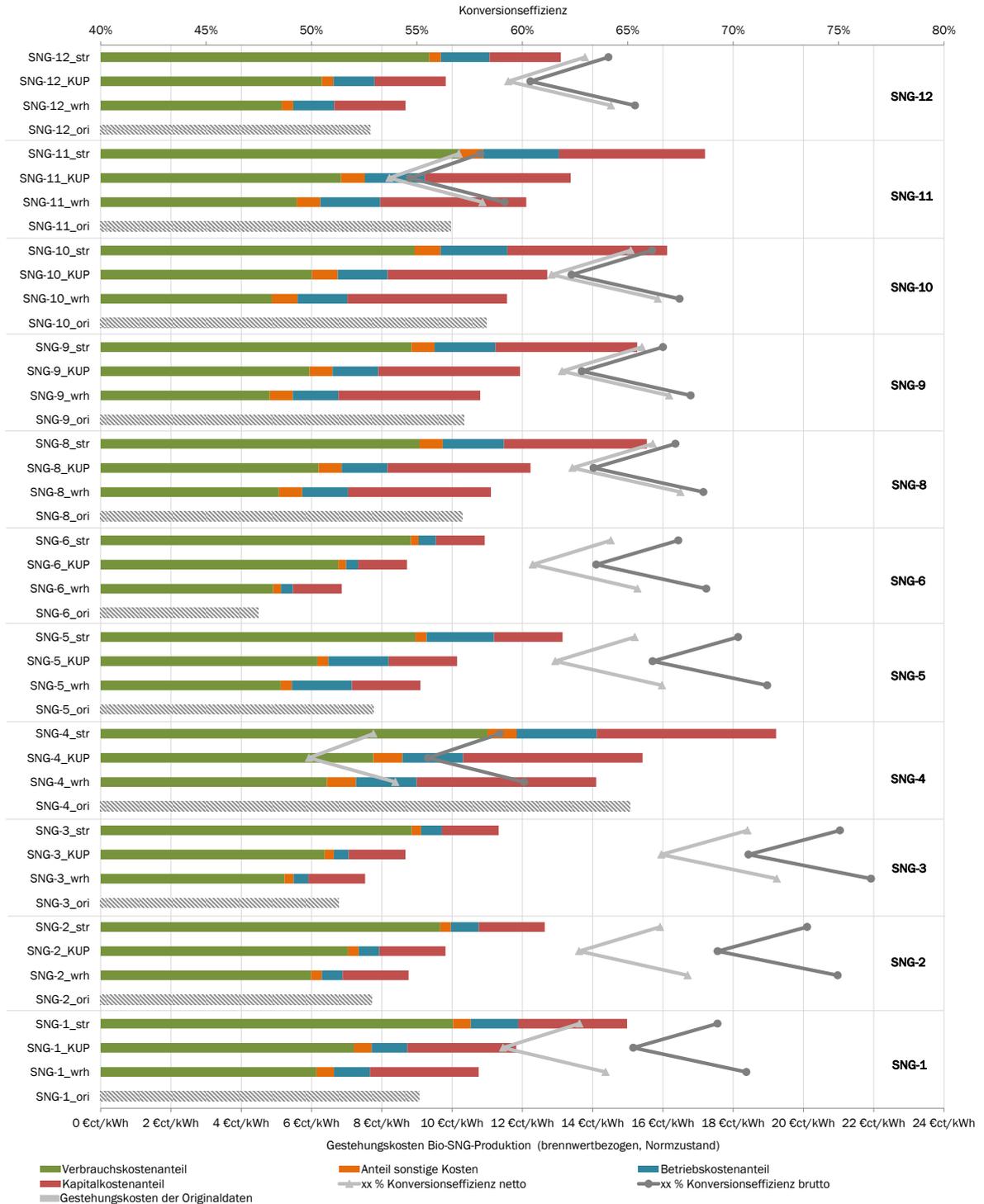


Abbildung 4-7 Gestehungskosten und Konversionseffizienz der Bio-SNG-Alternativen (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland)

Wie aus Kapitel Abbildung 4-7 ersichtlich ist, weisen die jeweiligen Originaldaten innerhalb einer Alternative durchweg die geringsten Gestehungskosten auf. Dies begründet sich darin, dass diese Originaldaten gemäß der in Kapitel 3.6.5 beschriebenen Methodik angepasst wurden, um auf eine einheitliche Vergleichsebene zwischen den Alternativen zu kommen. Besonders waren die Substratkosten davon betroffen, die in dieser Arbeit zumeist höher angenommen wurden als in der entsprechenden Literaturquelle der Alternativen. Auch wurde die Investitionssumme mit Hilfe des Kölbel-Schulze-Index einheitlich auf das Bezugsjahr 2012 angepasst (vergleiche Abbildung A 1).

Abhängig vom Bezugsjahr des Literaturwertes führt dies i. d. R. zu einer Kostensteigerung in Höhe von 6 - 7 % gegenüber den Originaldaten.

Die Gestehungskosten der Bio-SNG-Alternativen weisen eine Spannweite von 6,8 - 18,2 €/ct/kWh auf (ohne Originaldaten). Die niedrigsten Gestehungskosten fallen dabei bei den Alternativen SNG-6 und SNG-3 an, bei denen es sich um Anlagen großer Kapazität (524 bzw. 410 MW_{Bio-SNG}) handelt. Die höchsten Kosten entstehen bei der SNG-4, die nur eine geringe Kapazität von ~ 19 MW_{Bio-SNG} aufweist. Generell lässt sich unter Einbeziehung der anderen Alternativen tendenziell feststellen, dass mit steigender Kapazität (hier ab 18,9 MW_{Bio-SNG}) die Gestehungskosten durchweg sinken (Upscaling-Effekt), siehe Abbildung 4-8. Allerdings ist auch ersichtlich, dass dies nicht uneingeschränkt auf den Bereich der kleinen Anlagenkapazität (12,7 - 18,9 MW_{Bio-SNG}) zutrifft. Es kann vermutet werden, dass gerade im Bereich der kleinen Anlagenkapazität die Unterschiede aufgrund der verschiedenen Technologien größer sind als der Upscaling-Effekt. Daher ist für diesen Bereich keine verallgemeinernde Aussage möglich.

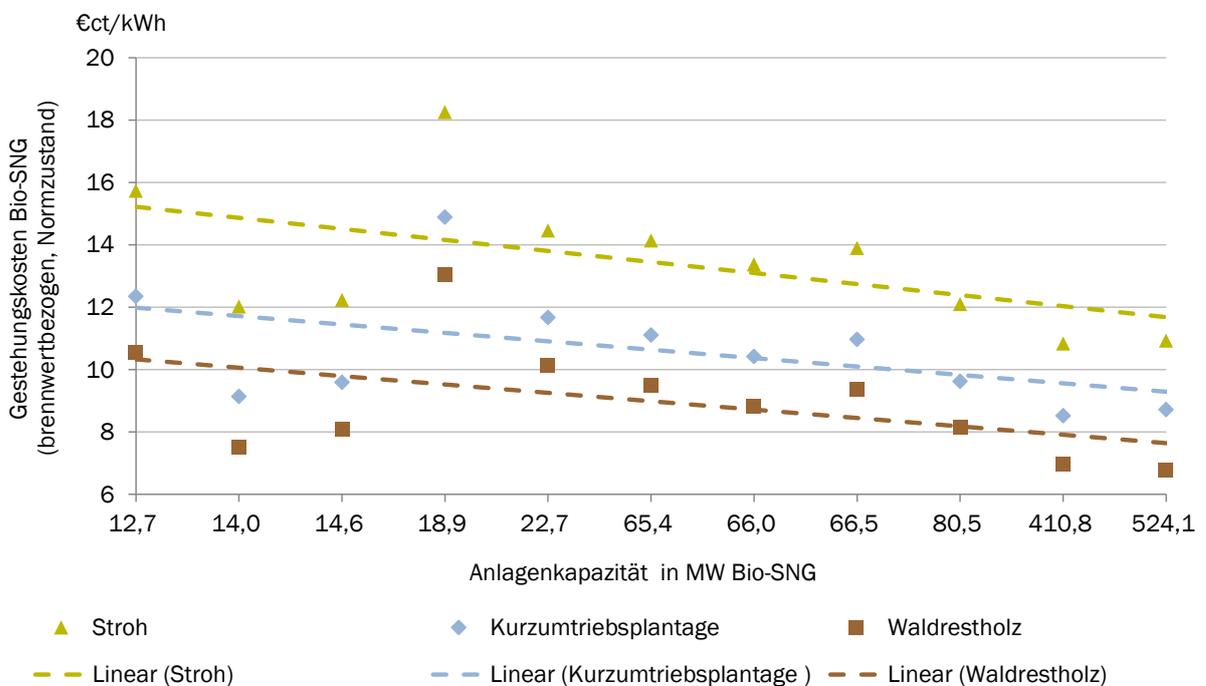


Abbildung 4-8 Gestehungskosten der Bio-SNG-Produktion über die Anlagenkapazität (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland)

Bei einem Vergleich zwischen den Substratarten wird ersichtlich, dass die Strohalternativen die mit Abstand höchsten Gestehungskosten aufweisen. Dies lässt sich v. a. auf die Substratkosten zurückführen, die bei Stroh am höchsten sind (vergleiche Tabelle A 5 und Tabelle A 6). Die Kapitalkosten zeigen hingegen keine Abweichung zwischen den Substratarten pro Alternative. Die Betriebs- und sonstigen Kosten werden nur minimal beeinflusst, siehe Abbildung 4-7. Generell lässt sich feststellen, dass die Substratkosten sowie die Kapitalkosten den größten Anteil an den Gestehungskosten ausmachen. Die Betriebs- sowie sonstigen Kosten stellen hingegen den geringsten Anteil an den Gesamtgestehungskosten dar.

Über die Kosten hinaus ist in Abbildung 4-7 auch die Konversionseffizienz der einzelnen Alternativen dargestellt. Die Brutto-Konversionseffizienz beschreibt dabei das Verhältnis zwischen der im Produktgas enthaltenen Energie zur enthaltenen Energie im Substrat. Die Netto-Konversionseffizienz berücksichtigt zusätzlich noch die extern dem Prozess zugeführte Energie in Form von Strom, Wärme und chemischen Energieträgern (z. B. RME). Die Konversionseffizienz wird brennwertbezogen ermittelt. Da die drei betrachteten Substrate unterschiedliche Brennwerte aufweisen, schwankt die Konversionseffizienz innerhalb der Alternativen (ca. 4 - 6 %). Waldrestholz hat die höchste und KUP die geringste Konversionseffizienz. Der Wassergehalt spielt eine wesentliche Rolle für den Brennwert. Dabei wird Waldrestholz, in Form von Pellets aus Skandinavien, mit einem sehr niedrigen Wassergehalt von 9 % angeliefert, während der Wassergehalt von KUP 35 % frei Anlage beträgt, vergleiche Tabelle A 5 und Tabelle A 6. Ein niedriger Wassergehalt wirkt sich generell positiv auf die Konversionseffizienz aus. Stroh liegt mit seinem Wassergehalt sowie seiner Konversionseffizienz zwischen KUP und Waldrestholz. Weisen die hier gewählten Substrate einen höheren Wassergehalt als das eigentlich Substrat der entsprechenden Literaturquelle der jeweiligen Alternative auf, so werden diese bis zum Erreichen des entsprechenden Wassergehaltes getrocknet. Die dafür nötige Wärme wird zunächst intern (zu Lasten der auskoppelbaren Wärme) bereitgestellt und sollte diese nicht ausreichen, zusätzlich durch externe Wärme (zu Lasten der Gestehungskosten) zugeführt.

Vergleicht man die Netto- und Brutto-Konversionseffizienz zwischen den Alternativen zeigt sich, dass diese stark zwischen den Alternativen schwanken. Das lässt sich auf den spezifischen Energieverbrauch der Alternativen, welcher zwischen 0,17 und 1,12 kWh/Nm³_{Bio-SNG} betragen kann, zurückführen. Zudem verfügen einige Alternativen in einem hohen Maße über ein internes Energierecycling. So wird bspw. bei SNG-8 bis SNG-12 intern die Überschusswärme zur Stromproduktion genutzt. Dadurch weisen diese Anlagen keinen externen Strombedarf auf und können so extrem energieeffizient Bio-SNG bereitstellen und im Falle von SNG-8 bis SNG-10 sogar Strom aus dem Prozess ausspeisen (HEYNE & HARVEY, 2014).

Betrachtet man die Abhängigkeit zwischen der Anlagenkapazität und Höhe der Konversionseffizienz (Abbildung 4-9), so lässt sich feststellen, dass mit steigender Anlagenkapazität die Konversionseffizienz tendenziell zunimmt. Diese reicht von ca. 50 % (SNG-4_KUP) bis 72 % (SNG-3_wrh).

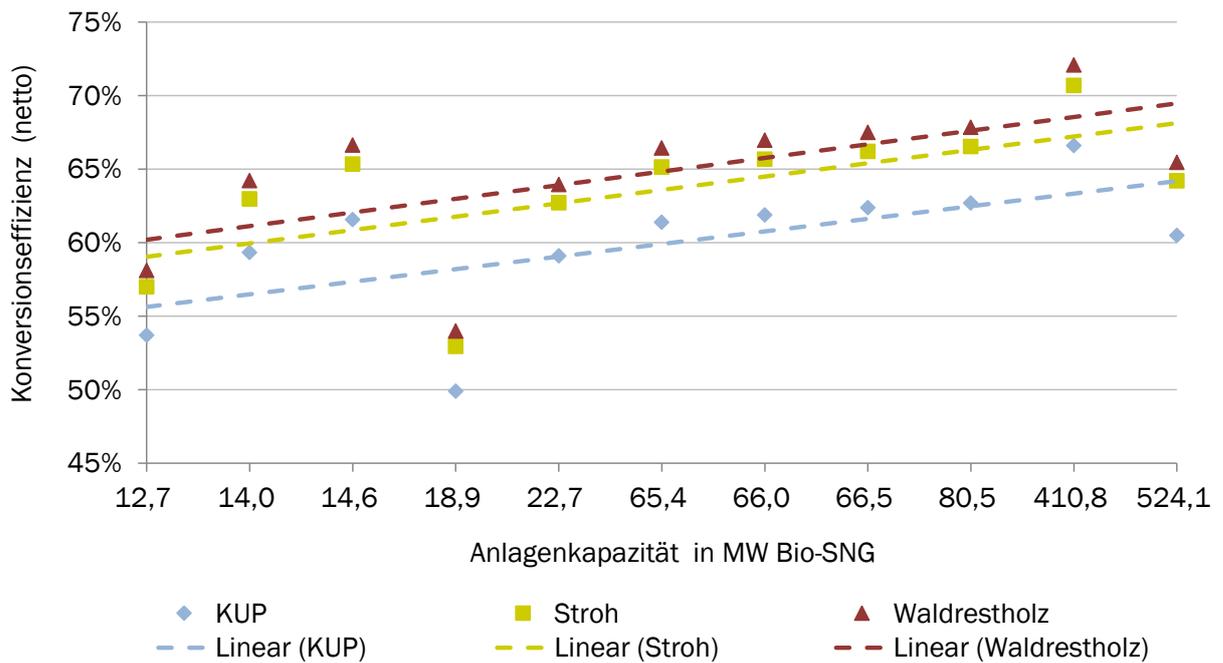


Abbildung 4-9 Abhängigkeit der Konversionseffizienz über die Anlagenkapazität (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland)

In Abbildung 4-10 ist eine Sensitivitätsbetrachtung für die SNG-1_KUP dargestellt. Da die Abhängigkeiten der untersuchten Parameter zwischen den Alternativen, Forschungseinrichtungen und Größenklassen nur wenig voneinander abweichen, wird diese Anlage stellvertretend für alle Bio-SNG-Alternativen ausgewertet.

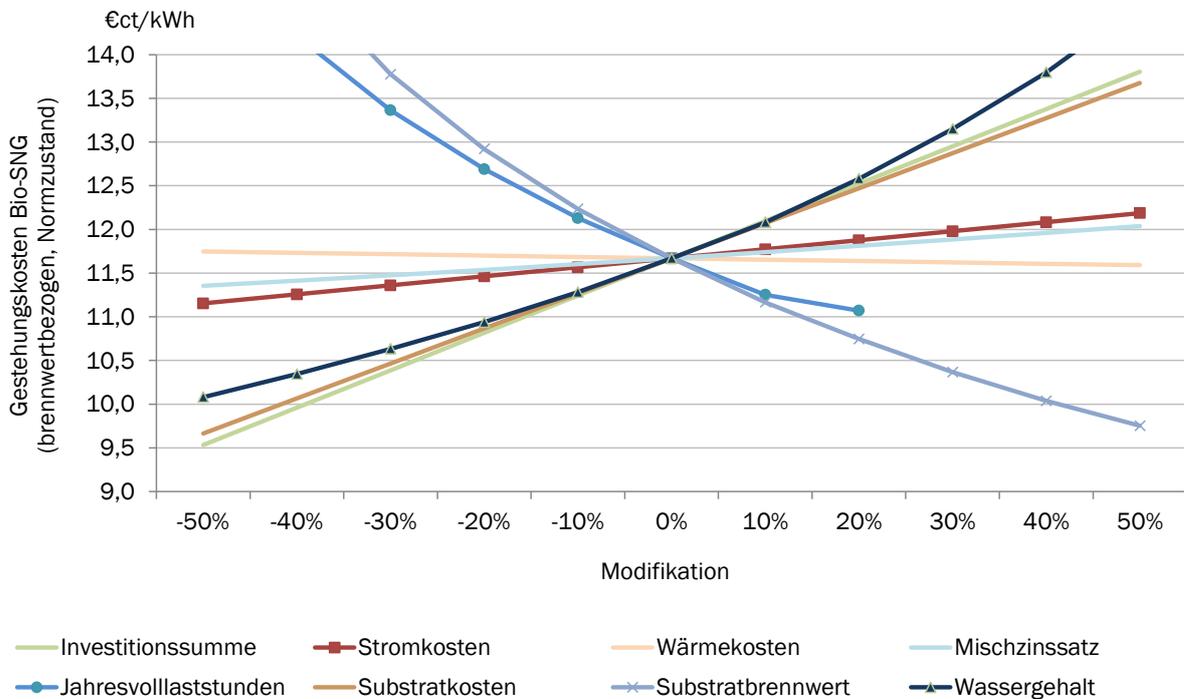


Abbildung 4-10 Einfluss ausgewählter Faktoren auf die Gestehungskosten der Bio-SNG-Produktion am Beispiel SNG-1_KUP (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland)

Die Investitionssumme, die Substratkosten sowie der Wassergehalt des Substrates haben sehr großen Einfluss auf die Gestehungskosten. Kommt es zu einer Verringerung eines dieser Parameter, sinken die Gestehungskosten in großem Maße. Die Jahresvolllaststunden sowie der Substratbrennwert haben einen umgekehrt großen Einfluss. Bei einer Verringerung dieser beiden Parameter steigen die Gestehungskosten erheblich an. Wie auch schon bei den Alternativen der biochemischen Konversion (vergleiche Abbildung 4-5) haben die Stromkosten, die Wärmekosten sowie der Mischzinssatz nur einen geringen Einfluss auf die Gestehungskosten.

In einer gesonderten Berechnung wurde ebenfalls der Einfluss der Gaseinspeisung (Pauschale von 250.000 €) auf die Gestehungskosten der Bio-SNG-Produktion untersucht. Es wurde festgestellt, dass die Bedeutung für die Sensitivität vergleichbar mit der des Mischzinssatzes ist und somit sehr gering ausfällt. Die Kostensteigerung ist mit max. 0,4 % ebenfalls sehr gering und rückt somit in den Bereich des Vernachlässigbaren.

4.3 Gegenüberstellung der Kosten der verschiedenen Konversionstechnologien

In diesem Kapitel erfolgt die Gegenüberstellung der Alternativen aus den beiden Konversionspfaden (biochemisch und thermochemisch). Bei dieser Gegenüberstellung werden zunächst nur die Gestehungskosten als Vergleichskriterium herangezogen. Ein multikriterieller Vergleich (Vergleich anhand mehrerer Kriterien) erfolgt in Kapitel 5.

Zu Beginn des Vergleichs kann festgehalten werden, dass sich die beiden Konversionspfade klassischerweise nicht nur durch die Art des eingesetzten Substrates, sondern auch durch die Größenklassen und ihrem Entwicklungsstand unterscheiden. Die Unterschiede zwischen den Substraten wurden überwunden indem in dieser Arbeit Stroh als „Brückensubstrat“, welches sich für beide Konversionspfade einsetzen lässt, mit in die Betrachtung aufgenommen wurde.

Bezug nehmend auf die Größenordnung ist anzumerken, dass sich die biochemischen Konversionstechnologien in der Größenordnung zwischen ca. 1 und 16 MW_{Biomethan} bewegen, wohingegen sich die Bio-SNG Anlagen in der Größenordnung zwischen ca. 13 und 524 MW_{Bio-SNG} befinden.

Darüber hinaus handelt es sich bei den biochemischen Konversionstechnologien um am Markt etablierte kommerzielle Verfahren, während die thermochemischen Konversionstechnologien noch nicht oder erst in Form von einer Anlage (GoBiGas Anlage in Göteborg) am Markt verfügbar sind. Es existieren jedoch einige Demonstration- bzw. Pilotanlagen sowie Konzeptstudien zur Bio-SNG-Produktion.

Wenn man beide Technologiepfade gegenüberstellt, ohne Wertung der Gewichtung aus der Delphi-Befragung, ist ersichtlich, dass die Gestehungskosten in der gleichen Größenordnung (5,7 bis 18,2 €/kWh) liegen, siehe Abbildung 4-11. In der Tendenz zeigen die biochemischen Konversionstechnologien dabei geringere Gestehungskosten als die Alternativen der thermochemischen Konversion. Der Vorteil der im Schnitt größeren Leistung der thermochemischen Anlagen (Upscaling-Effekt) kommt demzufolge hier nicht zum Tragen. Das liegt zum einem an der sehr aufwändigen und somit auch teuren Technologie der thermochemischen Konversion und zum anderen an den bis dato noch nicht vorhandenen Lerneffekten. Diese bilden sich üblicherweise erst nach Markteinführung sowie mit steigender Anlagenanzahl aus und führen zu einer Reduktion der Kosten.

Gestehungskostenanalyse

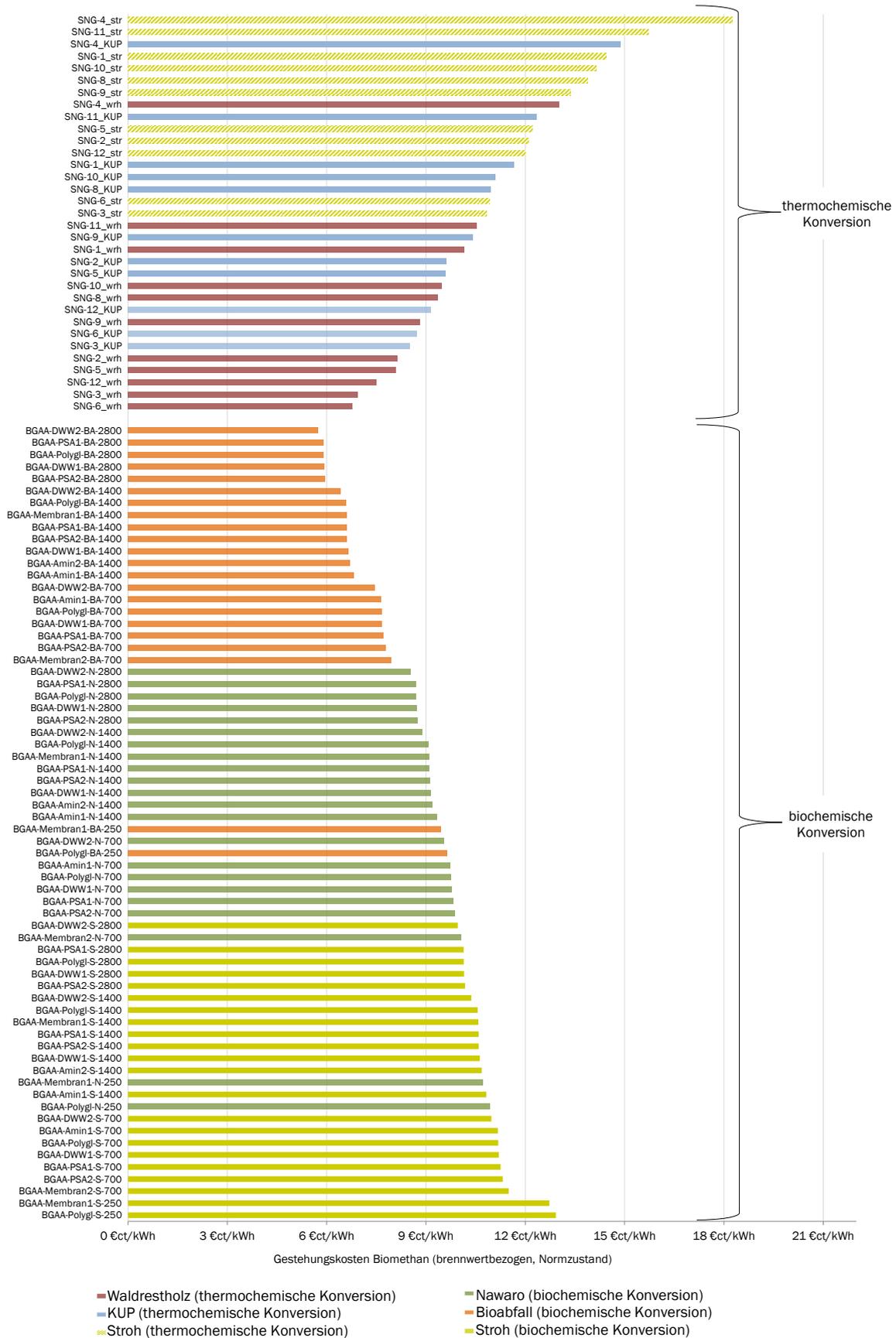


Abbildung 4-11 Vergleich der Gestehungskosten aller Alternativen der biochemischen und der thermochemischen Konversion (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland)

Weiterhin ist in Abbildung 4-11 ersichtlich, dass die Diversität zwischen den Alternativen der thermochemischen Konversion größer ist als bei den Alternativen der biochemischen Konversion. Das bedeutet, dass sich bei den Alternativen der biochemischen Konversion eine vergleichsweise klare Trennung nach Substrateinsatz, mit Ausnahme einer Anlage der Membranaufbereitung sowie der Polyglykolwäsche, feststellen lässt. Die Alternativen der thermochemischen Konversion zeigen hingegen eine größere Durchmischung zwischen den Substratklassen. Dies liegt v. a. an den stark schwankenden Anteilen der Verbrauchs- und Kapitalkosten in Verbindung mit der Konversionseffizienz zwischen den Alternativen, vergleiche hierzu Abbildung 4-7. Der Haupteinflussfaktor auf die Gestehungskosten bei den biochemischen Konversionsalternativen sind die Substratkosten, vgl. hierzu Abbildung 4-1 und Abbildung 4-6, welche die Bedeutung anderer Faktoren wie Kapitalkosten oder Konversionseffizienz überlagern.

Die geringsten Gestehungskosten bei der thermochemischen Konversion weisen die Alternativen SNG-6, SNG-3, SNG-12, SNG-5 und SNG-2 mit Waldrestholz als Substrat auf. Die Leistungen dieser Anlagen betragen $524,1 \text{ MW}_{\text{Bio-SNG}}$, $410,8 \text{ MW}_{\text{Bio-SNG}}$, $14 \text{ MW}_{\text{Bio-SNG}}$, $14,6 \text{ MW}_{\text{Bio-SNG}}$ und $80,5 \text{ MW}_{\text{Bio-SNG}}$. Eine direkte Abhängigkeit von Größenklasse und Kosten lässt sich damit nicht feststellen. Die geringsten Gestehungskosten der biochemischen Konversion sind bei DWW2, PSA1, Polygl, DWW1 und PSA2 mit Bioabfall als Substrat und der Größenklasse von $2.800 \text{ Nm}^3/\text{h}$ Rohbiogas-Input respektive $16 \text{ MW}_{\text{Biomethan}}$ gegeben.

Die Alternativen, die Waldrestholz und Bioabfall einsetzen, zeigen die geringsten Gestehungskosten, da diese beiden Substrate innerhalb ihrer Konversionstechnologie die niedrigsten Substratkosten aufweisen. Die Alternativen der Strohkonversion weisen hingegen die höchsten Gestehungskosten auf, da Stroh zum einen die höchsten Substratkosten aufweist (bezogen auf t_{FM}) und zum anderen nur mit geringer Konversionseffizienz umgesetzt werden kann.

In Bezug auf die Konversionseffizienz lässt sich aus den Darstellungen aus Kapitel 4.1 und 4.2 schlussfolgern, dass beide Technologien über ähnlich hohe Konversionseffizienzen verfügen. Ein wirklicher Vergleich kann allerdings nur auf Grundlage einer gleichen Basis erfolgen. Dazu wurden beide Konversionstechnologien mit Stroh als Substrat untersucht. Während bei der thermochemischen Konversion eine Vollversorgung mit Stroh als Substrat möglich ist, wurde im Rahmen dieser Arbeit bei der biochemischen Konversion Stroh als Co-Substrat mit Gülle untersucht. Eine reine Vergärung auf Basis von Stroh lässt sich zum gegenwärtigen Zeitpunkt zwar darstellen (VERBIO AG), vergleiche hierzu „Exkurs: Stroheinsatz“ im Anhang A.6, findet allerdings kaum Anwendung.

Abbildung 4-12 stellt die Alternativen der biochemischen und thermochemischen Konversion auf Basis von Stroh als Substrat dar. Nach rein ökonomischen Kriterien sind die Alternativen der biochemischen Konversion in der Leistungsgröße von 2.800 und $1.400 \text{ Nm}^3/\text{h}$ Rohbiogas-Input bzw. 16 und $8 \text{ MW}_{\text{Biomethan}}$ zur Strohverwertung den thermochemischen Alternativen vorzuziehen. Erst im kleinen Leistungsbereich ab $700 \text{ Nm}^3/\text{h}$ Rohbiogas-Input respektive $4 \text{ MW}_{\text{Biomethan}}$ (mit Ausnahme der BGAA-Amin2-1400 Anlage) kommt es zu einer Parität der Gestehungskosten zwischen biochemischer und thermochemischer Konversion von Stroh zu regenerativen Methan. Das heißt, ab dieser Größe liegen die Gestehungskosten der bio- und thermochemischen Alternativen in der gleichen Bandbreite ($10,8 - 18,2 \text{ €ct/kWh}$).

Bei der Betrachtung der Konversionseffizienz lässt sich jedoch feststellen, dass die Alternativen der thermochemischen Konversion sehr viel besser zur Umsetzung von Stroh zu Methan geeignet sind. Hier liegen die Konversionseffizienzen (brutto) zwischen 58 und 75% , im Vergleich zu 40 und 43% bei der biochemischen Konversion.

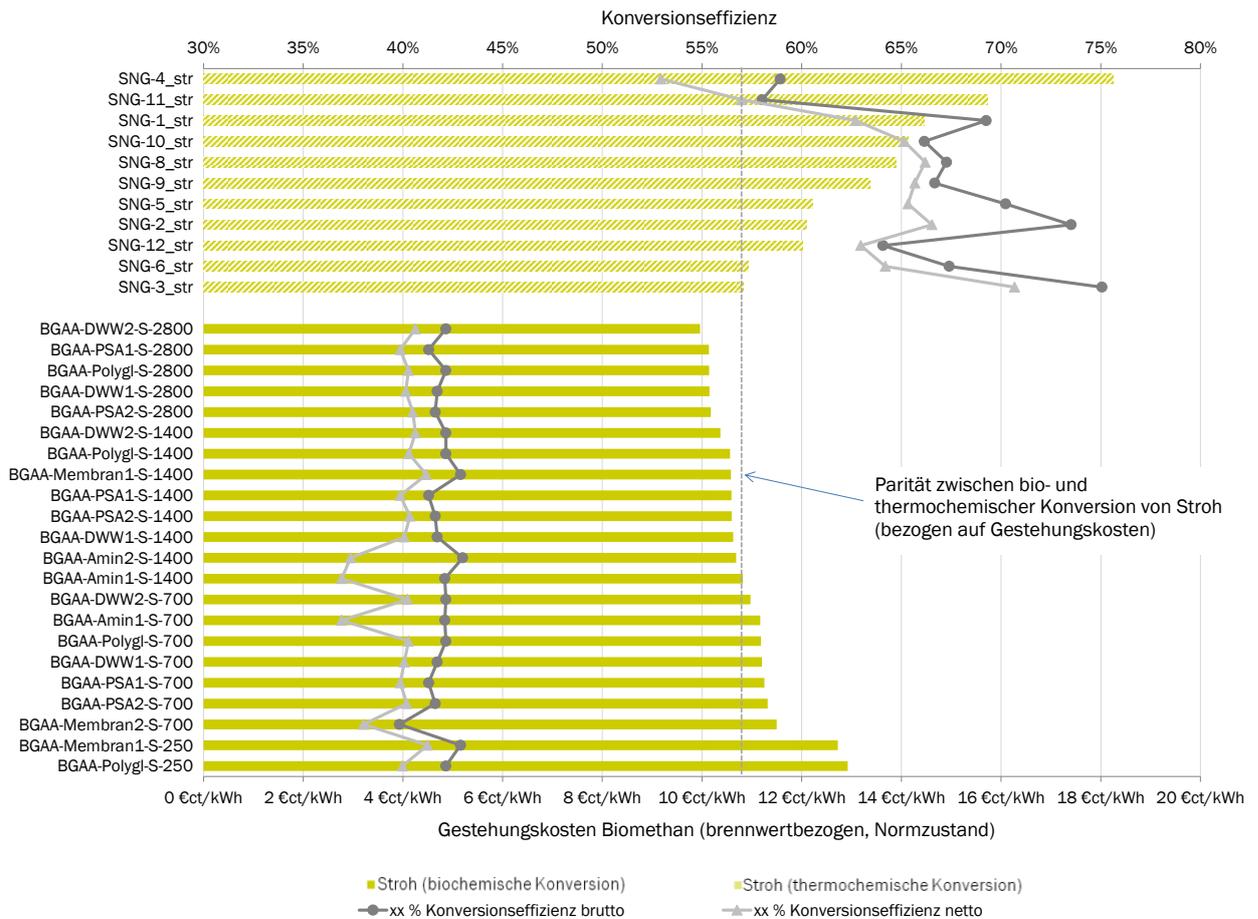


Abbildung 4-12 Vergleich der Konversionstechnologien auf Basis von Stroh (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland)

Die Auswertung anhand dieser beiden Parameter (Gestehungskosten und Konversionseffizienz) zeigt auf, dass ein Vergleich bzw. eine Einordnung der beiden Konversionstechnologien aufgrund ausgewählter Parameter zu unterschiedlichen Aussagen führen kann. Aus diesem Grund erfolgt eine weitere Gegenüberstellung der Alternativen anhand einer multikriteriellen Analyse, welche im Rahmen dieser Arbeit entwickelt wurde, und mehrere Parameter innerhalb der Betrachtung berücksichtigt (siehe Kapitel 5).

Abschließend sind in Abbildung 4-13 Alternativen zwischen den beiden Konversionstechnologien gegenübergestellt, die sich in der gleichen Größenklasse befinden. Bei den biochemischen Konversionstechnologien sind dies die 16 MW_{BioCH₄} (2.800 Nm³/h Rohbiogas-Input) und bei der thermochemischen Konversion die Alternativen SNG-1, SNG-4, SNG-5, SNG-11 und SNG-12 (ca. 14 bis 23 MW_{BioCH₄}).

Wie hier ebenfalls ersichtlich ist, weisen die Alternativen der biochemischen Konversion, v. a. diejenigen auf Basis von Bioabfall, die geringsten Gestehungskosten auf. Bei der thermochemischen Konversion verfügen die Alternativen auf Waldrestholz- und KUP-Basis vergleichsweise geringe Gestehungskosten, die z. T. unter denen der Nawaro basierten Alternativen der biochemischen Konversion liegen. Eine allgemeine Aussage, dass eine einzelne Technologie über die andere dominiert, kann somit nicht getroffen werden. Allerdings liegen die niedrigsten Gestehungskosten bei den Alternativen der biochemischen Konversion vor. Doch auch diese sind

immer noch doppelt so hoch wie die Kosten (Grenzübergangspreis) von Erdgas, welche im Jahr 2012 bei ca. 2,9 €/kWh lagen (BAFA, 2015b).

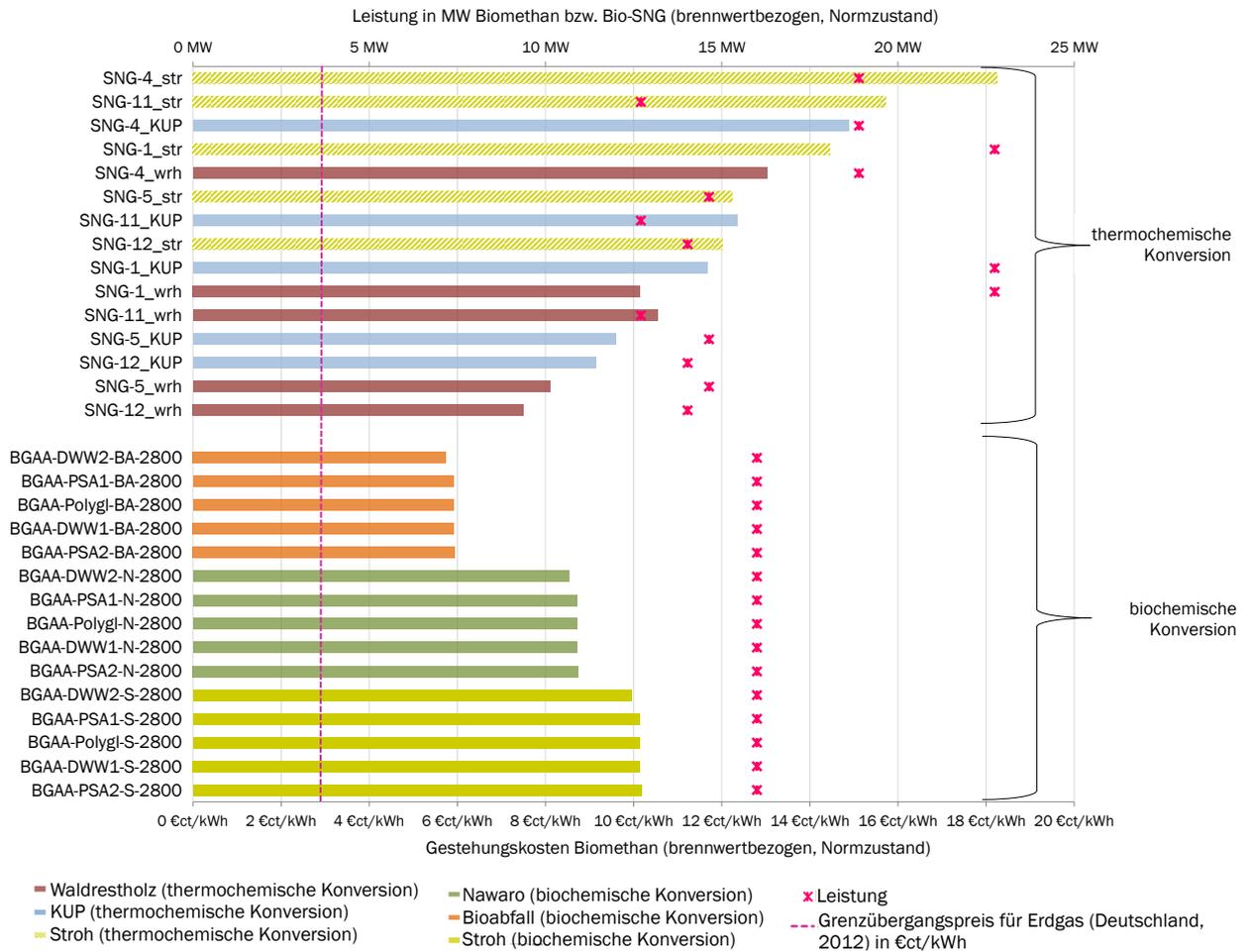


Abbildung 4-13 Vergleich von Alternativen der Konversionstechnologien in der gleichen Größenklasse (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland)

5 Bewertung der Alternativen mittels multikriterieller Analyse

In diesem Kapitel erfolgt die Umsetzung der in Kapitel 3.5 beschriebenen Methodik zur multikriteriellen Bewertung von Entscheidungsfindungen. Dazu wird zunächst die Delphi-Bewertung hinsichtlich der Priorisierung (Kriterienbewertung) der Experten ausgewertet (Kapitel 5.1). Über die Auswertung in dieser Arbeit hinaus, wurden die Ergebnisse auch in (BILLIG & THRÄN, 2015) veröffentlicht.

Im Anschluss an die Auswertung der Delphi-Befragung erfolgt die Übertragung der Priorisierung durch die Experten. Dies ermöglicht die Bildung einer Rangfolge für die betrachteten Alternativen (Kapitel 5.2 und 5.3). Die so gebildete Rangfolge stellt das zentrale Ergebnis dieser Arbeit im Hinblick auf die Beantwortung der ersten Kernfrage, siehe Kapitel 1.2 „Ziel dieser Arbeit“, dar. Am Ende von Kapitel 5 wird eine Sensitivitätsbetrachtung (Kapitel 5.4) durchgeführt, um den Einfluss der Priorisierung auf das Ergebnis der multikriteriellen Analyse zu analysieren.

Abschließend wird in Kapitel 5.5 die Analyse mittels eines Kriteriums (hier Gestehungskosten) der multikriteriellen Analyse gegenüber gestellt. Es wird dargestellt wo Gemeinsamkeiten, Unterschiede und Mehrwert der beiden Methoden liegen.

5.1 Auswertung der Delphi-Befragung

Die Delphi-Befragung erfolgte in zwei Runden. Dafür wurde der Fragebogen an 60 Experten aus 9 Ländern per E-Mail versendet. Da bereits mit der zweiten Befragungsrunde die Urteilsfolgen der Experten annäherungsweise wiederholungsstabil waren, d. h. keine wesentliche Änderung der Bewertung von den Experten vorgenommen wurde, wurde die Delphi-Befragung nach der zweiten Runde beendet.

5.1.1 Ergebnisse der Priorisierung

Insgesamt haben in der ersten Runde 30 Experten (aus sechs Ländern, siehe Abbildung 5-1) auf die Befragung reagiert. Von diesen 30 Experten hat ein Experte seine Teilnahme abgesagt, da er sich als nicht qualifiziert genug fühlte. Ein weiterer Experte hat den Fragebogen nur unvollständig beantwortet. Letztendlich standen somit insgesamt 28 voll beantwortete Fragebögen (46,7 %) zur Auswertung zur Verfügung, siehe Tabelle 5-1. Im Vergleich zu anderen Delphi-Befragungen (bzw. allgemein Umfragen) der Literatur stellt dies eine sehr hohe Beteiligung dar, z. B. (RIBEIRO u. a., 2015) oder (CELIK TAS & KOCAR, 2010).

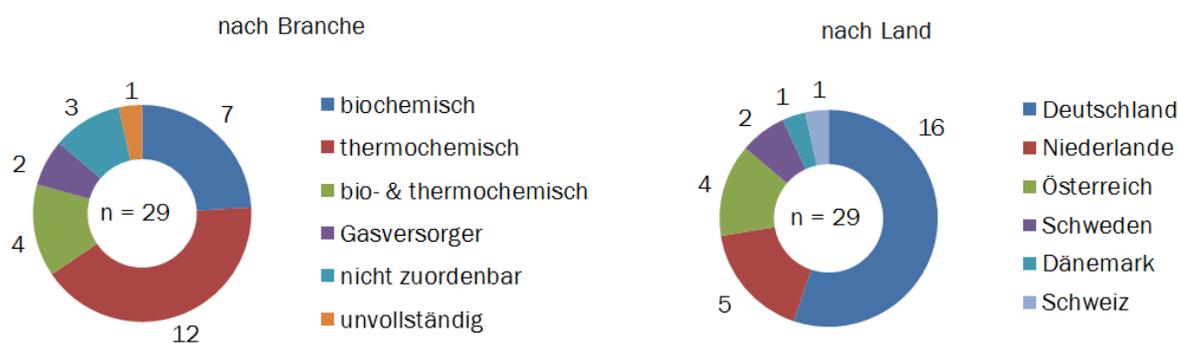


Abbildung 5-1 Expertenantworten der Delphi-Befragung nach Branche und Herkunft, erste Befragungsrunde

In der zweiten Befragungsrunde, in welcher die Ergebnisse der ersten Befragungsrunde als Mittelwert hinterlegt wurden, haben zehn Experten auf die Befragung reagiert. Davon haben sieben ihre ursprüngliche Priorisierung bekräftigt und drei die Chance wahrgenommen, ihre ursprüngliche Priorisierung zu ändern. Aufgrund der vergleichsweise geringen Anzahl an Rückmeldungen bzw. erneuten Priorisierungen in der zweiten Runde sowie der marginalen Änderung des Ergebnisses zwischen der ersten und zweiten Befragungsrunde wurde die Delphi-Befragung nicht auf eine dritte Runde erweitert, siehe Tabelle 5-2.

Tabelle 5-1 Teilnahmeübersicht der Delphi-Befragung

Beschreibung	Anzahl	Anteil (von 60)
ausgewählte und adressierte Experten	60	100 %
nicht geantwortet in der ersten Runde	30	50 %
geantwortet in erster Runde	30	50 %
davon Teilnahme abgesagt	1	1,7 %
unvollständige Priorisierung	1	1,7 %
vollständige Priorisierungen in der ersten Runde	28	46,7 %
Rückmeldungen in der zweiten Runde*	10	16,7 %
davon erneute Priorisierung*	3	5,0 %

* Es wurden nur Experten adressiert, die bereits in der ersten Runde eine Priorisierung vorgenommen haben.

Als Ergebnis der Delphi-Befragung wurden die in Tabelle 5-2 ermittelten Priorisierungen bzw. Gewichtungen der Kriterien ermittelt. Das Ergebnis wurde dabei durch eine Mittelung der individuellen Expertenmeinungen über alle Branchen hinweg errechnet. Darüber hinaus sind in Tabelle 7 2 die Minimum- und Maximum-Gewichtungen sowie die Standardabweichungen (SA) dargestellt. Die Berechnungsgrundlagen zur Auswertung der Delphi-Befragung sind in Kapitel 3.5.3 sowie im Anhang A.13 (Berechnungsgrundlagen und Formeln) zu finden.

Tabelle 5-2 Ergebnis der Priorisierung durch Expertengruppe (zweite Befragungsrunde)

Oberkriterium	Unterkriterium	Gewichtung (Ø)	Gewichtung (min)	Gewichtung (max)	σ I	σ II	Δ σ
Art des Substrates		8,3 %	4,1 %	29,8 %	7,4 %	6,8 %	0,6 %
	Anbau (NAWARO, KUP)	1,4 %	0,6 %	13,7 %	2,7 %	2,7 %	0,0 %
	Reststoff (Abfall, Stroh, WRH)	6,9 %	2,5 %	26,1 %	6,9 %	6,4 %	0,6 %
Produktgasdruck		7,2 %	3,1 %	46,9 %	10,1 %	8,9 %	1,2 %
	atmosphärisch	0,8 %	0,3 %	6,0 %	1,5 %	1,5 %	0,0 %
	> 1 bar _a	2,2 %	0,5 %	13,4 %	4,5 %	3,0 %	1,4 %
	> 10 bar _a	4,2 %	0,4 %	37,3 %	7,2 %	7,0 %	0,2 %
Nebenprodukt CO ₂		7,0 %	2,7 %	20,0 %	5,9 %	5,1 %	0,8 %
	CO ₂ verdünnt / verunreinigt	1,5 %	0,3 %	6,9 %	1,6 %	1,6 %	0,0 %
	CO ₂ konzentriert / rein	5,5 %	0,4 %	16,7 %	5,0 %	4,3 %	0,8 %
Energieeffizienz		40,2 %	12,9 %	53,5 %	12,6 %	12,4 %	0,2 %
	spez. Energieverbrauch (extern)	11,0 %	2,0 %	35,6 %	8,7 %	9,0 %	0,2 %
	Konversionseffizienz	29,2 %	3,2 %	45,3 %	11,9 %	11,5 %	0,4 %
Gestehungskosten		37,4 %	20,0 %	55,4 %	12,6 %	11,5 %	1,1 %
	-	-	-	-	-	-	-
Summe		100 %					

σ I – Standardabweichung in erster Befragungsrunde.

σ II – Standardabweichung in zweiter Befragungsrunde.

Wie ersichtlich ist, führte die Priorisierung zu einer annähernd gleich hohen Gewichtung der *Energieeffizienz* (40,2 %) und der *Gestehungskosten* (37,4 %) mit einer leicht favorisierten *Energieeffizienz*. Die *Art des Substrates*, der *Produktgasdruck* sowie das *Nebenprodukt CO₂* wurden mit 8,3 bis 7,0 % in etwa gleich gewichtet.

Bei der Auswertung der Unterkriterien ist ersichtlich, dass die *Reststoffe* (6,9 %) gegenüber der *Anbaubiomasse* (1,4 %) höher gewichtet wurden.

Die Priorisierung des *Produktgasdruckes* kann wie folgt zusammengefasst werden: Je höher der *Produktgasdruck*, desto höher die Gewichtung. Dies lässt sich damit erklären, dass für die meisten Anwendungen (Einspeisung ins Erdgasnetz oder Nutzung als Kraftstoff) das Biomethan verdichtet werden muss. Je höher daher bereits der Vordruck aus der Produktion ist, desto geringer ist der Aufwand für eine evtl. Nachverdichtung, was in einer höheren Gesamteffizienz mündet.

Die Mehrheit der Experten bevorzugt darüber hinaus ein möglichst sauberes *CO₂ als Nebenprodukt*, um dies dann einer möglichen weiteren Verwertung zuführen zu können. Dies könnte auch vor dem Hintergrund einer zukünftig verstärkten Nutzung von Power-to-Gas Verfahren eine erhöhte Rolle spielen.

Bei den Unterkriterien der *Energieeffizienz* wird die *Konversionseffizienz* mit 29,2 % deutlich über dem *spez. Energieverbrauch* von 11,0 % priorisiert.

Bei der Beurteilung der Minimum- und Maximalwerte für die Gewichtung fällt ein starker Kontrast gegenüber dem Mittelwert auf. Die so entstandenen Spitzen wurden nur leicht durch die zweite Expertenbefragung geglättet, was sich aus der minimal gesunkenen Standardabweichung ablesen lässt.

Über die Auswertung der über alle Branchen gemittelten Priorisierung hinaus, wurde auch eine branchenspezifische Auswertung (Experten der biochemischen sowie der thermochemischen Branche und Gasversorger) vorgenommen, siehe Tabelle 5-3.

Tabelle 5-3 Ergebnis der Priorisierung nach Branche (zweite Befragungsrunde)

Oberkriterium	Unterkriterium	Gewichtung biochemisch	Gewichtung thermochemisch	Gewichtung Gasversorger
Art des Substrates		11,0 %	7,8 %	15,7 %
	Anbau (NAWARO, KUP)	2,4 %	1,2 %	3,4 %
	Reststoff (Abfall, Stroh, WRH)	8,6 %	6,6 %	12,3 %
Produktgasdruck		6,8 %	7,2 %	6,7 %
	atmosphärisch	0,8 %	0,7 %	1,0 %
	> 1 bar _a	2,3 %	2,0 %	3,4 %
	> 10 bar _a	3,7 %	4,4 %	2,3 %
Nebenprodukt CO ₂		7,2 %	7,2 %	3,1 %
	CO ₂ verdünnt / verunreinigt	1,8 %	1,5 %	0,5 %
	CO ₂ konzentriert / rein	5,4 %	5,7 %	2,7 %
Energieeffizienz		40,5 %	39,4 %	29,6 %
	spez. Energieverbrauch (extern)	13,8 %	9,4 %	5,9 %
	Konversionseffizienz	26,7 %	30,0 %	23,7 %
Gestehungskosten		34,5 %	38,5 %	44,8 %
Summe		100 %	100 %	100 %

Bei dem Vergleich zwischen den Branchen kann festgestellt werden, dass die Priorisierung der Experten aus der bio- und thermochemischen Branche sehr nahe am Gesamtdurchschnitt liegen und somit die weiteren Ergebnisse, siehe Kapitel 5.2, nur marginal beeinflussen. Die Experten der biochemischen und thermochemischen Konversion legten den Schwerpunkt der Priorisierung auf die Kriterien der *Konversionseffizienz* sowie der *Gestehungskosten*. Die Differenz der Priorisierung zwischen den beiden Konversionspfaden ist relativ gering. Der größte Unterschied ist in der etwas höheren Bewertung der *Gestehungskosten* (+4 %) sowie der etwas niedrigeren Bewertung der *Substratart* (-3,2 %) bei den Experten der thermochemischen Konversion gegenüber den Experten der biochemischen Konversion zu erkennen.

Von allen betrachteten Branchen weicht die Priorisierung der Gasversorger am größten vom Gesamtdurchschnitt ab. Durch die vergleichsweise geringe Anzahl von Experten fällt deren Priorisierung jedoch nicht so stark ins Gewicht wie bei den anderen beiden Branchen, vergleiche Abbildung 5-1. Als größte Abweichung dieser Priorisierung gegenüber dem Gesamtdurchschnitt sind hier die *Substratart* (+7,4 %), die *Gestehungskosten* (+7,4 %) sowie die *Energieeffizienz* (-10,6 %) zu nennen. Der Grund für das gesteigerte Interesse der Gasversorger an der *Substratart* hängt möglicherweise mit der Vermarktung bzw. Vergütung zusammen. Aufgrund der in Deutschland vorherrschenden Gesetzeslage ist die Vergütung von Biomethan zur Verstromung u. a. vom eingesetzten Substrat zur Biomethanproduktion abhängig, zumindest nach dem EEG 2012 (EEG 2009 (idF. v. 2009)).

Für die weitere Auswertung wird die gemittelte Priorisierung aller Experten herangezogen. Der Einfluss der unterschiedlichen Priorisierung durch die verschiedenen Expertengruppen wird in Kapitel 5.3 (Branchenspezifische Betrachtung) näher untersucht.

5.1.2 Weitere Bewertungskriterien

Über die reine Priorisierung der Kriterien hinaus wurden die Experten gebeten, aus einer Reihe alternativer bzw. zusätzlicher Kriterien zur Bewertung, diejenigen auszuwählen, die ihrer Meinung nach ebenfalls bei einem derartigen Technologievergleich Berücksichtigung finden sollten. Den Experten stand dazu eine Liste mit 18 Kriterien zur Technologiebewertung zur Verfügung, siehe Tabelle 5-4. Darüber hinaus bestand die Möglichkeit, weitere, nicht gelistete Kriterien zu ergänzen (kursiv dargestellt).

Tabelle 5-4 Weitere Bewertungskriterien zur Technologiebewertung

Kriterium	Anzahl der Nennungen
Methanschlupf	11
Gesamtwirkungsgrad (Berücksichtigung sämtlicher Zu- und Abströme an Energie)	9
Flexibilität	9
Emissionen	9
Volllaststunden	8
kapitalgebundene Kosten (Investment)	8
Teillastverhalten	6
betriebsgebundene Kosten	6
Prozessreststoffe (z.B. Asche)	6
Produktgasqualität	6
Erlöse für Nebenprodukte (Strom, Wärme, ...)	5
Verfügbarkeit (Zuverlässigkeit)	5
Nebenprodukte (energetisch)	5
Nebenprodukte (stofflich)	4
Durchsatz/Leistung	3
Aufwand zur Substratbereitstellung (Ernte, Trocknung, usw.)	2
sonstige Kosten (Versicherung, Unerwartetes, ...)	1
<i>Integration in bereits existierende Anlagen/Infrastruktur</i>	1
<i>politisch akzeptierte/gewollte Nutzung von landwirtschaftlichen Flächen</i>	1
<i>Integration im Hinblick auf Power-to-Gas Anlagen</i>	1
<i>soziale Aspekte</i>	1
<i>Umweltfolgekosten</i>	1
<i>Eignung der Nebenprodukte als Düngemittel</i>	1
<i>Substratkosten</i>	1

Die kursiv geschriebenen Kriterien wurden zusätzlich von den Experten genannt.

Bezüglich der weiteren Kriterien wurden v. a. der *Methanschlupf*, der *Gesamtwirkungsgrad* (Berücksichtigung sämtlicher Zu- und Abströme an Energie) sowie die *Emissionen* und die *Flexibilität* als sehr wichtig für die Bewertung eingestuft.

Der *Methanschlupf* konnte aufgrund der ungenügenden Datenlage für die in der Literatur zu findenden Verfahrensbeschreibungen (biochemische und thermochemische Konversion) nicht berücksichtigt werden. Gleiches trifft auf den *Gesamtwirkungsgrad* zu, der nur unter sehr aufwendigen Simulationen ermittelt werden kann. Darüber hinaus ist hierfür eine genaue Kenntnis sämtlicher Prozessparameter notwendig. Als Alternative wurde die *Konversionseffizienz* herangezogen.

Aufgrund der thematischen Ausrichtung dieser Arbeit (Fokus auf technische und ökonomische Parameter) wurden die *Emissionen* nicht untersucht.

Die *Flexibilität* der Verfahren ist als untergeordnet zu beurteilen, da mittels entsprechender Substratlogistik und durch die quasi unbegrenzte Aufnahmefähigkeit des Erdgasnetzes mit keinen Stillstands- oder Teillastzeiten der Anlagen im normalen Anlagenbetrieb aufgrund von Input- bzw. Output-Restriktionen zu rechnen ist.

5.2 Ergebnisbetrachtung

In diesem Kapitel erfolgt die Verschneidung der Ergebnisse ohne Gewichtung (Kapitel 4 und 4.3) mit den Ergebnissen der Delphi-Befragung (Gewichtung, Kapitel 5.1). Daraus lässt sich der Nutzwert für jede Alternative bestimmen, mit deren Hilfe eine Rangfolge der Alternativen ermittelt werden kann.

Um den Nutzwert der einzelnen Alternativen zu ermitteln, wird die in Kapitel 3.5.1 beschriebene Methodik der modifizierten AHP auf die Kriterien der Delphi-Befragung angewendet. Dazu ist es notwendig, zunächst die Zielertragsmatrix aufzustellen. Diese Zielertragsmatrix fasst alle Werte der untersuchten Kriterien zusammen. Die jeweiligen Zielerträge können in den Tabellen im Anhang A.4 und A.5, jeweils am Tabellenende, entnommen werden.

Im nächsten Schritt erfolgt die Überführung der Zielerträge in die dimensionslosen Zielwerte durch die Nutzwertfunktionen, siehe Anhang A.8 und A.9. Daraus lässt sich mit Hilfe der aus der Delphi-Befragung ermittelten Priorisierung der Kriterien der Nutzwert ermitteln. Dieser Nutzwert aller Alternativen ist in Tabelle A 29 bis Tabelle A 31 bzw. Tabelle A 32 bis Tabelle A 34 im Anhang A.10 dargestellt. Die sich daraus ergebende Rangfolge der Alternativen ist in Abbildung 5-2 bis Abbildung 5-4 beschrieben.

In Abbildung 5-2 sind die Nutzwerte der Alternativen der thermochemischen Konversion dargestellt. Wie ersichtlich ist, ergibt sich ein sehr inhomogenes Feld bzgl. der Bandbreite und der Ordnung hinsichtlich der Substratart. Die bereits in Kapitel 4.2 diskutierten Unterschiede der Alternativen (z. B. Investitionskosten und Konversionseffizienz) führen zu stark schwankenden Nutzwerten von 34,6 % bis 85,5 %. Die Alternative SNG-4 ist dabei diejenige, die durchweg (pro Substratart) den niedrigsten Nutzwert aufweist. Dies liegt v. a. daran, dass die SNG-4 Alternative sehr hohe Gestehungskosten sowie einen sehr hohen spezifischen Energieverbrauch hat. Darüber hinaus ist sie die einzige Alternative, deren Produktgas atmosphärisch vorliegt und daher zusätzlich geringer bewertet wird. Die Alternative SNG-3 hingegen ist die Alternative mit dem durchweg höchsten Nutzwert, was insbesondere an der sehr hohen Konversionseffizienz (höchster Wert aller Alternativen) verbunden mit vergleichsweise geringen Gestehungskosten liegt.

Eine eindeutige Abhängigkeit zwischen der Art des Substrates und dem Nutzwert lässt sich für die Alternativen der thermochemischen Konversion nicht feststellen, da die Abweichungen zwischen den Alternativen die Abweichungen zwischen der Art des Substrates (v. a. auf die Kosten bezogen)

überlagern. Tendenziell verfügen die Alternativen der Waldrestholznutzung jedoch über höhere Nutzwerte als die Alternativen anderer Substratarten.

Für die Reinheit des Nebenproduktes CO₂ (konzentriert oder verunreinigt) lässt sich ebenfalls keine konsequente Abhängigkeit erkennen. Vielmehr wird auch hier dieses Kriterium von anderen Effekten überlagert, sodass sich Alternativen mit konzentriertem CO₂ an beiden Enden der Rangfolge sowie dazwischen befinden.

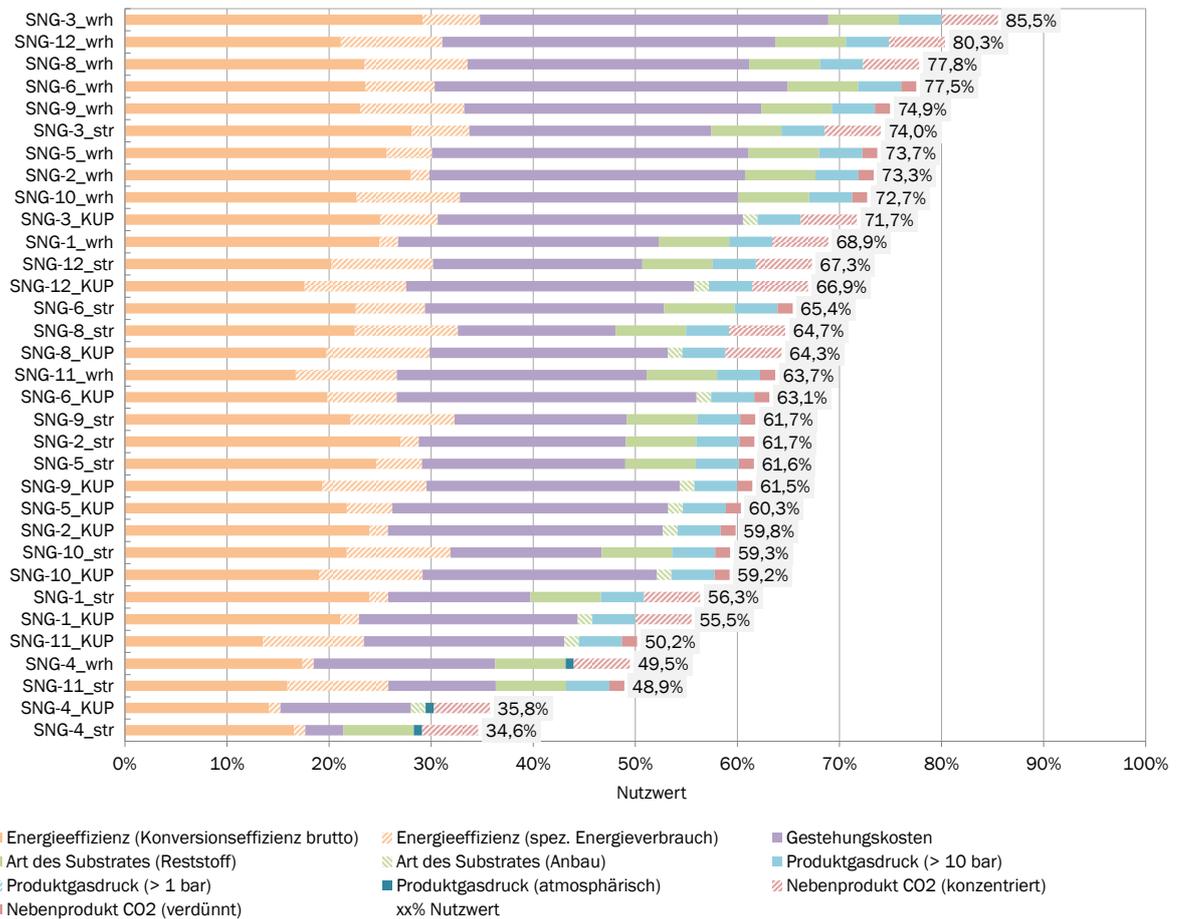


Abbildung 5-2 Rangfolge der Alternativen mittels multikriterieller Analyse, thermochemische Konversion (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland)

Abbildung 5-3 zeigt die Nutzwerte der Alternativen der biochemischen Konversion. Bei diesen Alternativen liegt generell eine sehr viel geringere Varianz als bei der thermochemischen Konversion, bezogen auf die Substratart, vor. Bei einer Betrachtung mit dem Fokus auf die Substratarten weisen hier, ebenfalls wie in Kapitel 4.1, die Bioabfall-Anlagen, gefolgt von den Nawaro-Anlagen, höhere Nutzwerte als die Alternativen der Strohkonversion auf. Dies lässt sich v. a. auf die Gesteigungskosten und Konversionseffizienz entsprechend der Substratart zurückführen. Die Nutzwerte innerhalb der biochemischen Konversion reichen von 42,7 bis 84,8 %. Den höchsten Nutzwert hat dabei die BGAA-Membran1-BA-1400, die mittels der Membrantechnologie Biogas aus Bioabfall zu Methan aufbereitet. Eine eindeutige Aussage bzgl. der vorteilhaftesten Technologie zur Biogasaufbereitung aller betrachteten Alternativen kann nicht getroffen werden. Bei Fokussierung auf eine Größenklasse, z. B. 1.400 Nm³/h, zeigt sich, dass die Membranaufbereitung sowie die Aminwäsche höhere Nutzwerte als die Polyglykolwäsche, DWW und die PSA aufweisen. Dies sowie der Einfluss der Substratart führen dazu, dass sich keine strikte Ordnung der Alternativen nach

Größenklassen ergibt. So verfügen auch kleine Anlagen der Bioabfall-Verwertung über höhere Nutzwerte als die großen Anlagen der Nawaro- und Stroh-Verwertung. Dabei überwiegt der indirekte Einfluss der Substratart auf die Konversionseffizienz und die Gestehungskosten den direkten Einfluss in Form der Bewertung nach Anbaubiomasse oder Reststoff.

Wie weiterhin aus Abbildung 5-3 ersichtlich ist, zeigt sich der spezifische Energieverbrauch aller Alternativen der biochemischen Konversion als nahezu konstant. Dies lässt sich v. a. auf die, im Vergleich zu einigen Alternativen der thermochemischen Konversion, sehr niedrigen spezifischen Energieverbräuche zurückführen. Die Unterschiede zwischen den Alternativen der biochemischen Konversion bzgl. des spezifischen Energieverbrauchs sind daher marginal.

Weitaus größeren Einfluss hat die Konversionseffizienz. Diese kann als Hauptkriterium zum Erzielen der verschiedenen Nutzwerte angesehen werden. Gerade bei der Stroh-Verwertung führt die geringe Konversionseffizienz zu sehr geringen Nutzwerten.

In der Priorisierung ist bereits zu erkennen, dass der Einfluss der Konzentration des CO₂ sowie des Produktgasdruckes eine kleine Rolle bei der Gesamtbewertung einnehmen. Nur die wenigsten Alternativen verfügen überhaupt über ein reines CO₂ als Nebenprodukt. Diese Alternativen befinden sich zwar am oberen Ende der Nutzwertskala, führen diese jedoch nicht an. Bezüglich des Produktgasdrucks lässt sich kein wesentlicher Einfluss auf das Endergebnis der Nutzwerte feststellen. Die verschiedenen Druckstufen (atmosphärisch, >1 bar_a, > 10 bar_a) sind über die gesamte Breite der Rangfolge verteilt.

Bewertung der Alternativen mittels multikriterieller Analyse

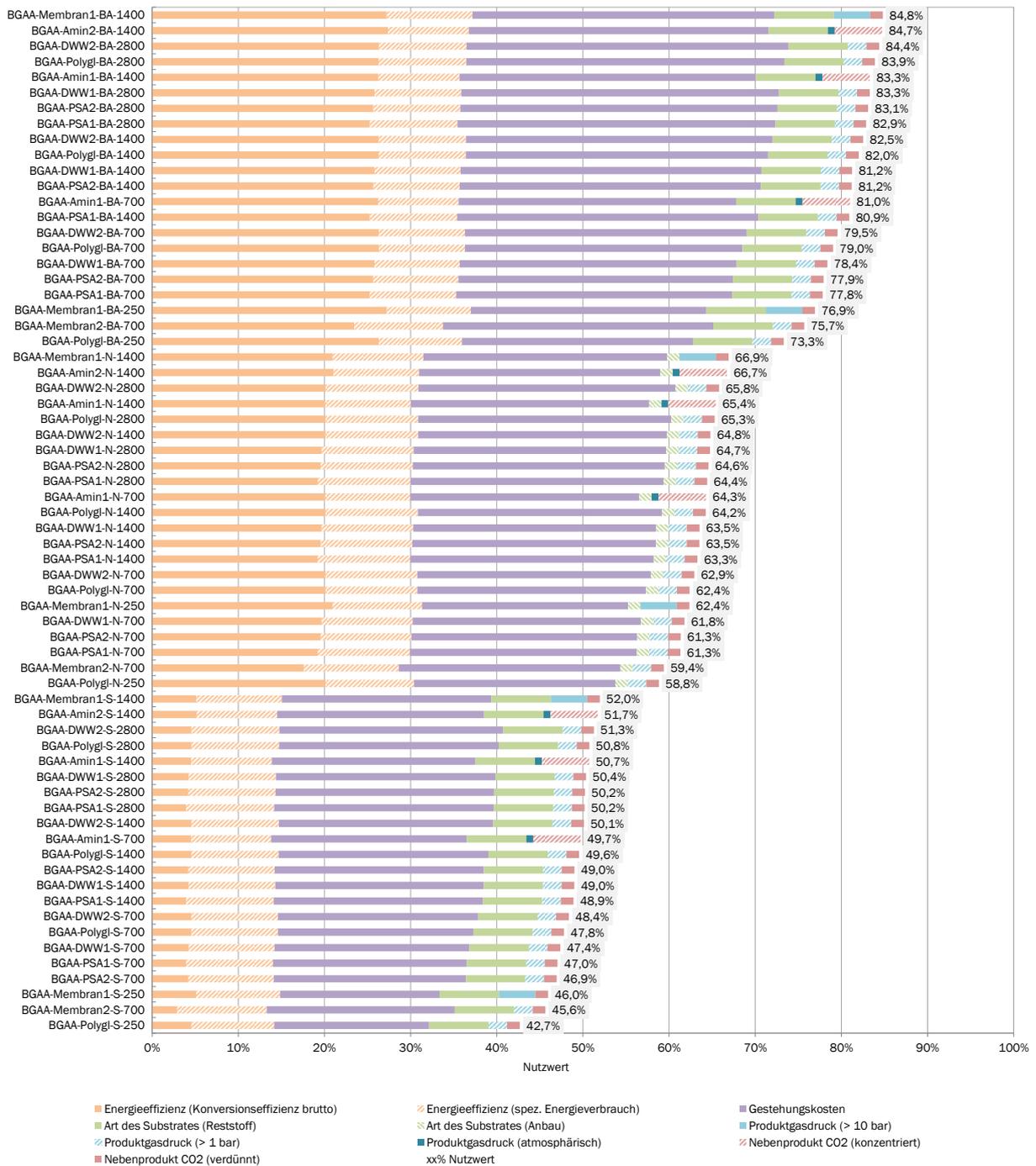


Abbildung 5-3 Rangfolge der Alternativen mittels multikriterieller Analyse, biochemische Konversion (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland)

In Abbildung 5-4 sind die 20 Alternativen (biochemisch und thermochemische Konversion) mit dem insgesamt höchsten Nutzwert dargestellt. Wie ersichtlich ist, wird die Liste von den Alternativen der biochemischen Konversion dominiert (18 von 20). Allerdings befinden sich auch zwei Alternativen der thermochemischen Konversion, darunter die Alternative SNG-3_wrh, welche die Liste anführen. Ausschlaggebend dafür sind v. a. die hohe Konversionseffizienz, die mit 76,5 % (brutto) über allen anderen Alternativen liegt, gepaart mit den sehr geringen Gestehungskosten von 6,95 €/kWh, die nur von einigen Alternativen der biochemischen Konversion der Bioabfallwertung unterboten wird. Generell lässt sich festhalten, dass zusätzlich zu den Alternativen mit hoher Konversionseffizienz und geringen Gestehungskosten, diejenigen Alternativen die Liste anführen, die Reststoffe als

Substrate einsetzen. Bezüglich des Produktgasdruckes kommen überwiegend Alternativen zum Einsatz, bei denen der Produktgasdruck über 1 bar_a liegt. Bei Betrachtung des Nebenproduktes CO₂ fällt auf, dass zwar bei die Alternative mit dem höchsten Nutzwert das CO₂ in konzentrierter Form vorliegt, im Schnitt bei dem überwiegenden Teil der Alternativen jedoch das CO₂ in verdünnter Form vorkommt. Der Mehrwert des reinen bzw. konzentrierten CO₂ ist damit kein unbedingt nötiges Kriterium für einen hohen Nutzwert und wird durch andere Effekte überlagert.

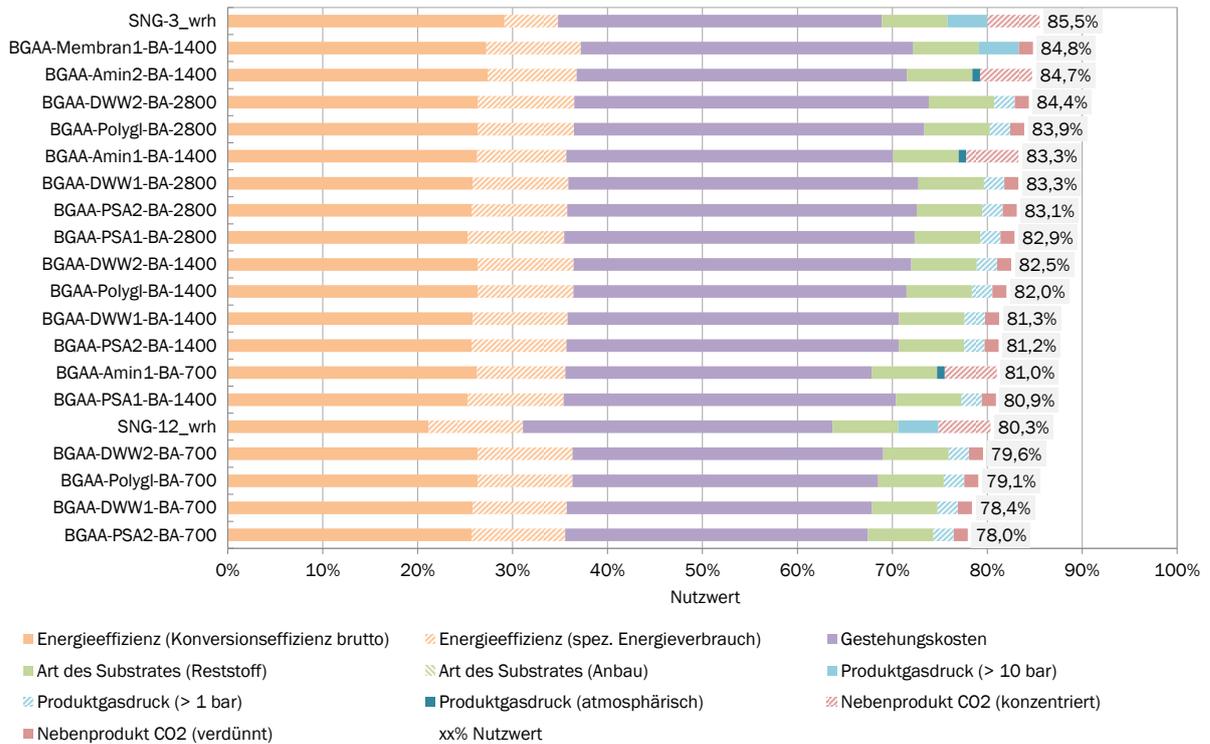


Abbildung 5-4 Rangfolge der Alternativen mit dem höchsten Nutzwert (Top 20), (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland)

Vergleicht man nun diese Rangfolge (auf Grundlage des Nutzwertes) mit der in Kapitel 4.3 dargestellten Rangfolge (auf Grundlage der Gestehungskosten) zeigt sich, dass sich unter diesen ebenfalls fast ausschließlich Alternativen der biochemischen Konversion von Bioabfall zu Methan befinden. Darüber hinaus sind zwei Alternativen der thermochemischen Konversion (SNG-SNG-3_wrh, SNG-12_wrh) unter den 20 besten Alternativen vertreten.

Betrachtet man aus Vergleichszwecken die Verwertung von Stroh, zeigen die Alternativen der thermochemischen Konversion eindeutig höhere Nutzwerte als die der biochemischen Konversion, vergleiche Abbildung 5-5. Wie bereits im Kapitel 4.3 an Abbildung 4-12 erläutert, kommt hier die wesentlich höhere Konversionseffizienz der thermochemischen Konversion gegenüber der biochemischen Konversion bei der Verwertung von Stroh zum Tragen. Darüber hinaus profitieren die Alternativen der thermochemischen Konversion von den ohnehin anlagenintern höheren Prozessdrücken, die das Endprodukt Biomethan bzw. Bio-SNG in bereits erhöhtem Druck (bis zu 70 bar_a) bereitstellen können. Der durchweg günstige spezifische Energieverbrauch der biochemischen Konversion sowie die im Schnitt geringeren Gestehungskosten genügen nicht, um höhere Nutzwerte als die thermochemische Konversion zu erzielen. Eine Ausnahme ist hier im unteren Bereich der thermochemischen bzw. oberen der biochemischen Konversion zu sehen. Der Nutzwert von SNG-11_str ist so niedrig, dass sie z. T. von den Alternativen der biochemischen

Konversion übertroffen wird. Als Ausreiser aus dieser Betrachtung ist die Alternative SNG-4_str zu sehen, deren Nutzwert mit 34,6 % weit unter den niedrigsten Wert der biochemischen Konversion BGAA-Polygl-S-250 mit 42,7 % liegt. Als Ursachen können hier der vergleichsweise hohe spezifische Energieverbrauch sowie die sehr hohen Gestehungskosten von SNG-4_str genannt werden.

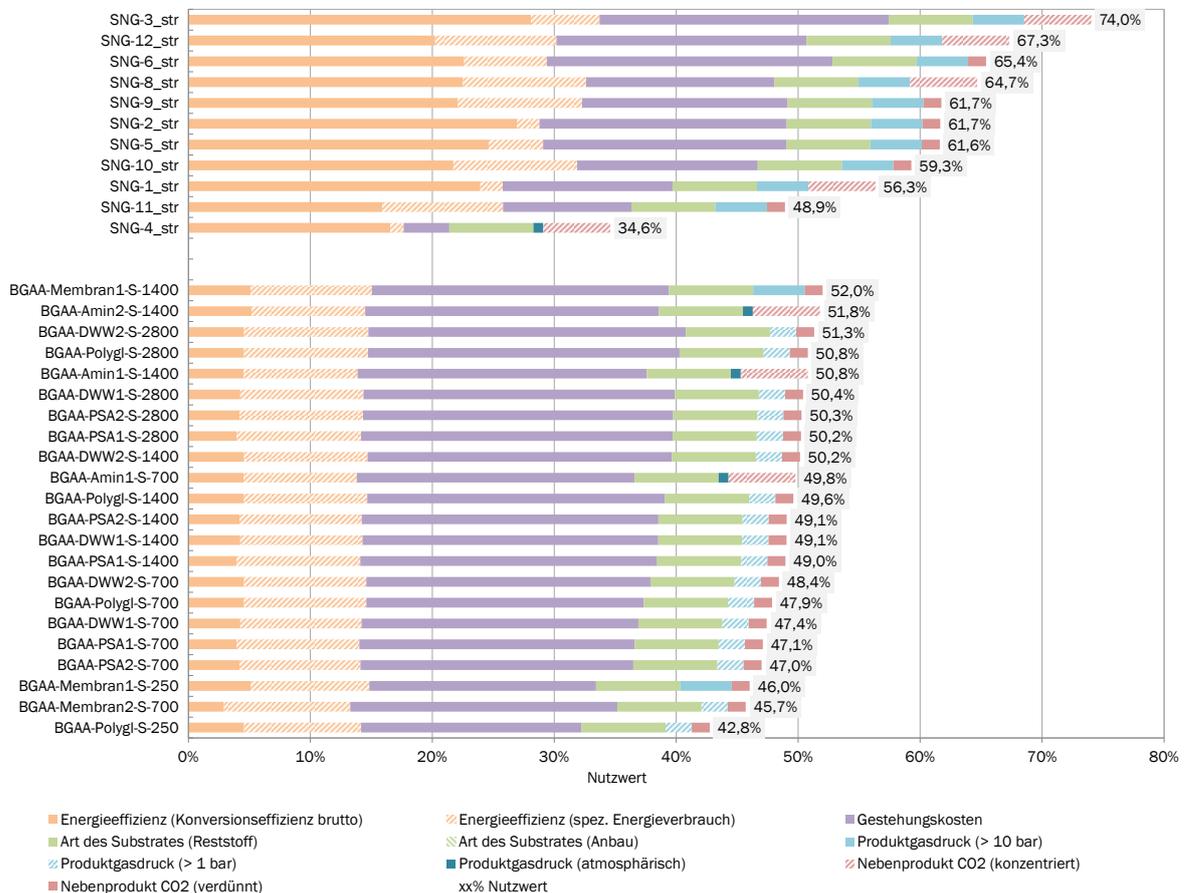


Abbildung 5-5 Rangfolge der Alternativen mit Stroh-Verwertung im Vergleich (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland)

Um einen Vergleich zwischen biochemischen und thermochemischen Verfahren auf gleicher Ebene (Größenklassen) zu gewährleisten, ist in Abbildung 5-6 der Nutzwert jener Alternativen dargestellt, deren Leistung (Biomethan bzw. Bio-SNG Output in MW) in der gleichen Größenklasse liegt, dargestellt (ca. 13 bis 23 MW).

Wie ersichtlich ist, weisen die Alternativen der biochemischen Konversion, die Bioabfall als Substrat einsetzen, durchweg die höchsten Nutzwerte auf. Lediglich die SNG-12-wrh liegt ebenfalls mit einem Nutzwert von 80,9 % Nutzwert in diesem hohen Bereich. Die meisten thermochemischen Alternativen sind hinsichtlich des Nutzwertes darunter, sodass diese Anlagen im gleichen Nutzwertbereich liegen wie die Alternativen der biochemischen Konversion, die Nawaro und Stroh als Substrat einsetzen. Auch ergibt sich aus dem Vorteil der thermochemischen Konversion bzgl. des bereits anlagenbedingten hohen Produktgasdrucks kein erhöhter Nutzwert gegenüber den biochemischen Alternativen.

Auffällig ist hier, dass die Alternativen der thermochemischen Konversion trotz der sehr viel höheren Konversionseffizienz bei der Stroh-Verwertung keine durchweg höheren Nutzwerte aufweisen als die Alternativen der biochemischen Konversion. Vergleicht man also Alternativen der Stroh-Verwertung

gleicher Größenordnung, ergibt sich keine absolute Überlegenheit der thermochemischen Alternativen gegenüber den biochemischen Alternativen. Ein Grund dafür könnte darin liegen, dass die hier aufgeführten biochemischen Alternativen in einem, für diese Technologie, sehr großen Leistungsbereich operieren (16 MW_{BioCH₄}) und die thermochemischen Alternativen in einem, für diesen Konversionspfad, eher kleinen Leistungsbereich arbeiten (~ 13 – 23 MW_{BioCH₄}). Damit haben Skaleneffekte eine große Bedeutung für die Gestehungskosten.

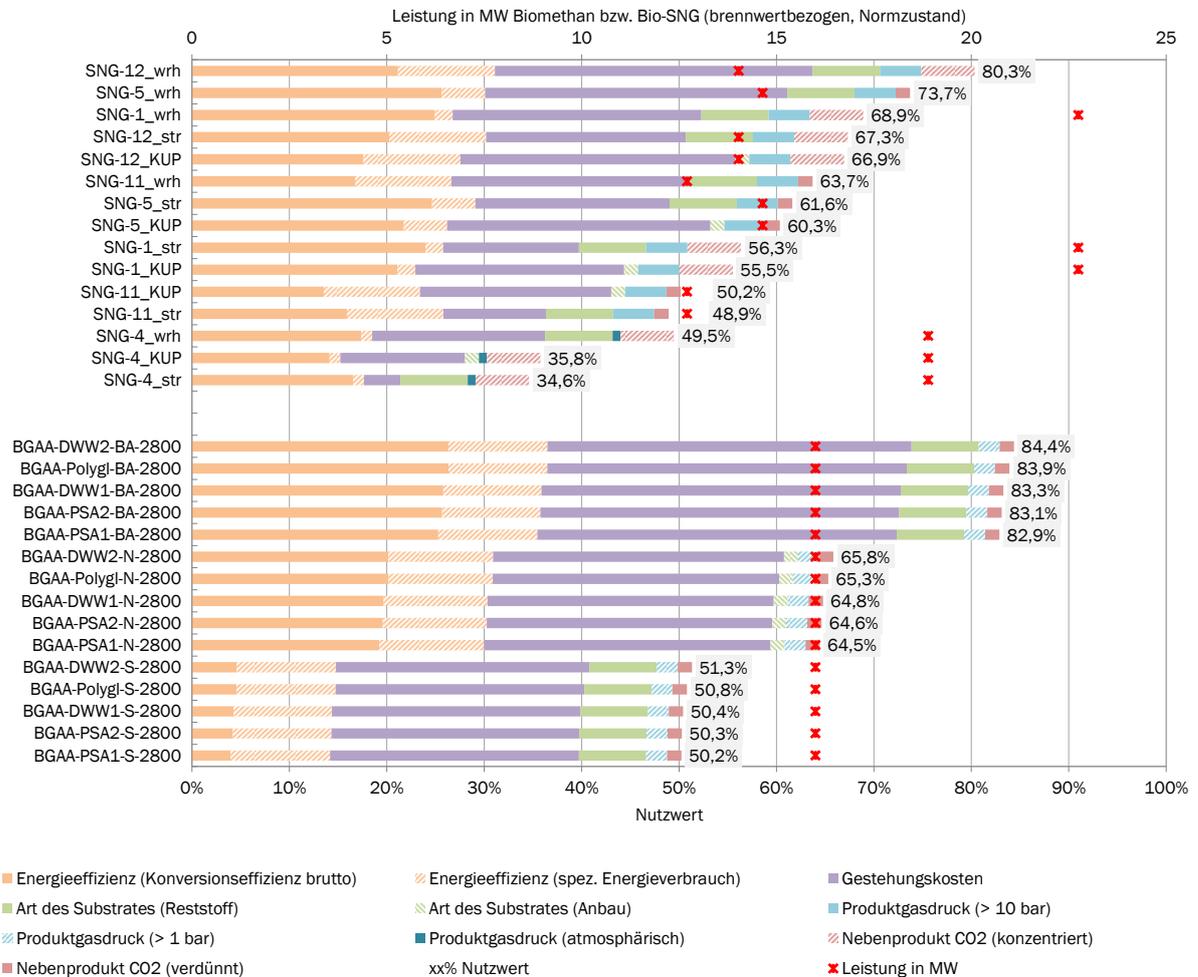


Abbildung 5-6 Rangfolge der Alternativen in der gleichen Größenklasse (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland)

5.3 Branchenspezifische Betrachtung

Innerhalb dieses Kapitels werden der Einfluss der Priorisierung (branchenbezogenen) auf die Nutzwerte der Alternativen sowie die sich daraus neu ergebende Rangfolge untersucht.

Die Priorisierung pro Branche kann dabei Tabelle 5-3 in Kapitel 5.1.1 entnommen werden, während die sich jeweils ergebenden Nutzwerte in den Tabelle A 32 bis Tabelle A 34 im Anhang A.10 hinterlegt sind. Darüber hinaus ist in den Tabellen die jeweilige Veränderung im Rang gegenüber der ursprünglichen Rangfolge (Durchschnitt über alle Branchen) dargestellt.

Da davon ausgegangen werden kann, dass die Experten der Branchen eine jeweils für ihre Branche vorteilhafte Priorisierung der Kriterien vorgenommen haben, wurde eine statistisch relevante Anzahl

an Experten pro Branche befragt und letztendlich ein Mittelwert über alle Branchen und Experten ermittelt (Auswertung Kapitel 5.2).

Analysiert man jeweils die neue Rangfolge bzw. deren Veränderung zur ursprünglichen Rangfolge, stellt man fest, dass die Veränderung bei der Priorisierung durch Experten der thermochemischen Konversion am geringsten ausfällt. Der Rang von 52 (von insgesamt 99) Alternativen bleibt unverändert. Die größte Veränderung bzgl. der Rangfolge tritt bei der Priorisierung der Gasversorger auf. Hier bleibt lediglich der Rang von vier Alternativen gegenüber der ursprünglichen Rangfolge erhalten. Die sich neu ergebende Rangfolge durch die Priorisierung der biochemischen Konversion liegt von ihrer Veränderung zwischen den beiden anderen. Hier verbleiben 29 Alternativen auf ihren ursprünglichen Rang.

Bewertung nach Priorisierung der Experten der biochemischen Konversion

In der Tendenz sinken die Alternativen der thermochemischen Konversion in ihrem Rang nach unten und die Alternativen der biochemischen Konversion nach oben. Die Rangfolge wird von Alternativen der biochemischen Konversion angeführt. Es befinden sich jedoch nach wie vor zwei Alternativen der thermochemischen Konversion unter den Top 20.

Bewertung nach Priorisierung der Experten der thermochemischen Konversion

Die Rangfolge weist kaum Veränderung gegenüber der ursprünglichen Rangfolge auf. Es lässt sich jedoch feststellen, dass in der Tendenz die Alternativen der thermochemischen Konversion ihren Rang erhöhen und die der biochemischen Konversion verringern.

Bewertung nach Priorisierung der Gasversorger

Die sich hieraus ergebende Rangfolge weist sehr große Unterschiede gegenüber der ursprünglichen Rangfolge auf. Eine Selektivität gegenüber den Konversionspfaden (bio- und thermochemisch) ist nicht erkennbar. Die Priorisierung der Gasversorger bewirkt jedoch, dass sich unter den Top 20 nur eine statt zwei Alternativen der thermochemischen Konversion befinden. Die Rangfolge wird von Alternativen der biochemischen Konversion angeführt. Im Unterschied zu den anderen branchenspezifischen Auswertungen wird die Rangfolge mehr von dem Einfluss der Gestehungskosten geprägt.

5.4 Sensitivitätsbetrachtung

Sensitivitätsanalysen dienen der Beurteilung der Auswirkungen von sich verändernden Parametern gegenüber dem Basisfall. Zusätzlich können daraus auch Rückschlüsse auf die Höhe des Einflusses von Unsicherheiten, welche durch die verwendeten Daten auftreten, gezogen werden.

Während bereits ein erster Einblick in die Sensitivität der Gewichtung mittels der branchenspezifischen Betrachtung im Kapitel 5.3 gewonnen werden kann, wird in diesem Kapitel eine tiefere Analyse hinsichtlich stark abweichender Gewichtungen durchgeführt. Dazu wird die originale Gewichtung (Mittelwert der Gewichtung aus der Delphi-Befragung über alle Branchen hinweg) durch Szenarien modifiziert, um so den Einfluss der Gewichtung auf die Rangfolge zu ermitteln. Eine Unterteilung in die verschiedenen Branchen ist hierbei nicht notwendig, da der Einfluss im Allgemeinen und nicht im Spezifischen untersucht wird.

Zur Durchführung der Sensitivitätsbetrachtung werden festgelegte Szenarien der Priorisierung (Gewichtung I – IV) vorgenommen und die sich daraus ergebenden Konsequenzen bzgl. der Rangfolge untersucht. In Tabelle 5-5 sind die dazu herangezogenen Änderungen dargestellt.

Tabelle 5-5 Variation der Kriteriengewichtung

Oberkriterium	Unterkriterium	Gewichtung (original)	Gewichtung SZ-I	Gewichtung SZ-II	Gewichtung SZ-III	Gewichtung SZ-IV
Art des Substrates		8,3 %	20,0 %	5,0 %	7,5 %	24,75 %
	Anbau (NAWARO, KUP)	1,4 %	10,0 %	2,5 %	3,8 %	12,5 %
	Reststoff (Abfall, Stroh, WRH)	6,9 %	10,0 %	2,5 %	3,8 %	12,5 %
Produktgasdruck		7,2 %	20,0 %	5,0 %	7,5 %	24,75 %
	atmosphärisch	0,8 %	6,7 %	1,7 %	2,5 %	8,3 %
	> 1 bar _a	2,2 %	6,7 %	1,7 %	2,5 %	8,3 %
	> 10 bar _a	4,2 %	6,7 %	1,7 %	2,5 %	8,3 %
Nebenprodukt CO ₂		7,0 %	20,0 %	5,0 %	7,5 %	24,75 %
	CO ₂ verdünnt / verunreinigt	1,5 %	10,0 %	2,5 %	3,8 %	12,5 %
	CO ₂ konzentriert / rein	5,5 %	10,0 %	2,5 %	3,8 %	12,5 %
Energieeffizienz		40,2 %	20,0 %	5,0 %	7,5 %	24,75 %
	spez. Energieverbrauch (extern)	11,0 %	10,0 %	2,5 %	3,8 %	12,5 %
	Konversionseffizienz	29,2 %	10,0 %	2,5 %	3,8 %	12,5 %
Gestehungskosten		37,4 %	20,0 %	80,0 %	70,0 %	1,0 %
	-	-	-	-	-	-
Summe		100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

SZ – Szenario

Gewichtung SZ-I

Bei diesem Szenario werden alle Oberkriterien gleichwertig gewichtet (je 20 %). Die Unterkriterien werden ebenfalls entsprechend gleichmäßig gewichtet.

Gewichtung SZ-II

Bei diesem Szenario wird ein Kriterium (in diesem Fall *Gestehungskosten*) besonders hoch gewichtet (80 %) und die verbleibenden Oberkriterien gleichmäßig niedrig gewichtet (je 5 %). Die Unterkriterien werden ebenfalls gleichmäßig gewichtet.

Gewichtung SZ-III

Gewichtung SZ-III verhält sich ähnlich der Gewichtung SZ-II. Allerdings wurde hier die Dominanz des überproportional hoch gewichteten Kriteriums (*Gestehungskosten*) durch die Reduzierung der Gewichtung verringert (70 statt 80 %). Im Gegenzug wurde die Gewichtung der verbleibenden Oberkriterien erhöht (7,5 statt 5 %).

Gewichtung SZ-IV

Im Szenario SZ-IV der Gewichtung wurde ein Kriterium (*Gestehungskosten*) extrem untergewichtet (1 %) und die verbleibenden Oberkriterien entsprechend gleichmäßig hoch gewichtet (je 24,75 %).

Es zeigt sich, dass alle Szenarien (SZ-I bis SZ-IV) Veränderungen der Rangfolge zeigen. Bei allen Szenarien wird die neue Rangfolge von Alternativen der biochemischen statt der thermochemischen Konversion angeführt, was v. a. bei SZ-I und SZ-IV zum Tragen kommt, da hier die ersten 19

Positionen der Rangliste von Alternativen der biochemischen Konversion angeführt werden. Bei den Szenarien SZ-II und SZ-III sind es lediglich die ersten 13 Positionen. Die Tendenz im oberen Bereich der Rangfolge lässt auch im übrigen Teil der Rangfolge erkennen, wo es durch eine veränderte Gewichtung gegenüber der Original-Gewichtung zu einer überproportionalen Abwertung von Alternativen der thermochemischen Konversion kommt.

Insgesamt liegt die Abwertung (gegenüber dem Basisfall) einzelner Alternativen bei allen vier Szenarien im Bereich zwischen 25 und 48 bei entsprechend 22 bis 62 Aufwertungen (unabhängig von der Konversionstechnologie), vergleiche Tabelle A 32 bis Tabelle A 34 im Anhang A.10.

Bezüglich der Alternativen der biochemischen Konversion lässt sich beobachten, dass sich v. a. die Alternativen, welche Bioabfall als Substrat einsetzen, im oberen Bereich der Rangfolge befinden. Die Alternativen mit Nawaro als Substrat liegen im mittleren Bereich; mit Strohnutzung im unteren Bereich. Diese Einteilung besteht auch zum überwiegenden Teil größenklassenunabhängig über alle vier Szenarien der Gewichtung hinweg.

Bei den Alternativen der thermochemischen Konversion lässt sich keine eindeutige Tendenz bzgl. einer Ordnung nach Substratarten (über alle Szenarien der Gewichtung hinweg) beobachten. Dieser Sachverhalt wurde bereits in Kapitel 5.2 festgestellt. Eine Änderung der Gewichtung hat darauf keinen Einfluss. Der Parameter „Substratart“ wird daher bei den Alternativen der thermochemischen Konversion von anderen anlagenspezifischen Parametern überlagert.

Die Variation der Gewichtung zwischen den Szenarien SZ-II und SZ-III führt nur zu einer marginalen Änderung in der Rangfolge. Obwohl es vereinzelt zu einer Neuordnung der Alternativen kommt, bleibt der Großteil der Rangfolge davon unberührt.

Die totale Untergewichtung eines Kriteriums (SZ-IV) führt zwar zu einer Änderung der Gewichtung gegenüber der originalen Gewichtung oder bspw. von SZ-I, die zuvor festgestellten Grundeigenschaften hinsichtlich der Rangfolge der biochemischen und thermochemischen Konversion bleiben davon allerdings unberührt. So führen z. B. weiterhin die Alternativen der biochemischen Konversion, welche Bioabfall als Substrat einsetzen, die Rangfolge an. Ebenso sind die Alternativen der thermochemischen Konversion substratunabhängig in der Rangfolge verteilt.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Rangfolge vergleichsweise sensibel auf kleine Änderungen, wie sie bspw. zwischen der thermochemischen und biochemischen Gewichtung auftreten, reagiert (siehe 5.3), was sich in einer Änderung der Rangfolge der Alternativen bemerkbar macht. Allerdings bleibt die Rangfolge bzgl. der Dominanz der Alternativen der biochemischen Alternativen (speziell derer, die Bioabfall einsetzen) nahezu unverändert.

Darüber hinaus hängt die Höhe der Nutzwerte stark von der Verteilung der Gewichtung ab. Eine ausgewogene Verteilung der Gewichtung zieht geringe Spannbreiten der Nutzwerte mit mittlerer Größenordnung nach sich (z. B. Gewichtung SZ-I, Nutzwerte von 35 bis 65). Eine zugunsten eines oder zweier Kriterien verschobene Gewichtung führt zu einer größeren Spannweite mit extremeren Nutzwerten (z. B. Gewichtung SZ-II, Nutzwerte 16 bis 91, oder original Gewichtung 35 bis 86 %). Es wurde eine erhöhte Sensitivität gegenüber der Art der Konversion festgestellt, die eine Verringerung der Nutzwerte der thermochemischen Konversion gegenüber der biochemischen Konversion bedingt.

5.5 Gegenüberstellung der Gesteungskosten-Analyse und der multikriteriellen Analyse

Zum Abschluss der Evaluierung erfolgt in diesem Unterkapitel eine Gegenüberstellung der beiden Analysemethoden monokriterieller und multikriterieller Bewertung. Die Gegenüberstellung soll dazu

dienen, den Nutzen und Aufwand der beiden Methoden (Kapitel 4 und 5) besser abschätzen und somit für zukünftige Bewertung zielgerichtet einsetzen zu können. Dazu werden in erster Linie die Ergebnisse (Rangfolge der Alternativen) sowie der notwendige Aufwand miteinander verglichen.

Bei der monokriteriellen Bewertung wurde eine Evaluierung aller Alternativen auf Grundlage der Gestehungskosten durchgeführt. Bei der multikriteriellen Bewertung wurden fünf Oberkriterien mit insgesamt neun Unterkriterien zur Evaluierung herangezogen.

Bei jeder der beiden Methoden wurden insgesamt 99 Alternativen (66 Alternativen der biochemischen Konversion, 33 Alternativen der thermochemischen Konversion) evaluiert. Tabelle 5-6 zeigt die Rangfolge der Top 25 Alternativen beider Methoden für die biochemische Konversion und Tabelle 5-7 für die thermochemische Konversion. Dabei ist auf der jeweiligen linken Seite der Tabelle die Rangfolge nach den Gestehungskosten (monokriterielle Bewertung) und auf der rechten Seite die Rangfolge anhand der Nutzwerte (multikriterielle Bewertung) dargestellt. Die Gestehungskosten werden für beide Bewertungsmethoden, zwecks besserer Vergleichbarkeit, aufgeführt.

In Tabelle A 38 bis Tabelle A 40 im Anhang A.12 ist die vollständige Gegenüberstellung (aller Alternativen) hinterlegt.

Tabelle 5-6 Gegenüberstellung der Rangfolgen (monokriteriell und multikriteriell) der biochemischen Konversion, Top 25 (Bezugsjahr 2012)

Rang	monokriterielle Bewertung		multikriterielle Bewertung	
	Alternative	Gestehungskosten	Alternative	Gestehungskosten
1	BGAA-DWW2-BA-2800	5,75 €ct/kWh	BGAA-Membran1-BA-1400	6,61 €ct/kWh
2	BGAA-PSA1-BA-2800	5,91 €ct/kWh	BGAA-Amin2-BA-1400	6,70 €ct/kWh
3	BGAA-Polygl-BA-2800	5,91 €ct/kWh	BGAA-DWW2-BA-2800	5,75 €ct/kWh
4	BGAA-DWW1-BA-2800	5,92 €ct/kWh	BGAA-Polygl-BA-2800	5,91 €ct/kWh
5	BGAA-PSA2-BA-2800	5,95 €ct/kWh	BGAA-Amin1-BA-1400	6,83 €ct/kWh
6	BGAA-DWW2-BA-1400	6,41 €ct/kWh	BGAA-DWW1-BA-2800	5,92 €ct/kWh
7	BGAA-Polygl-BA-1400	6,59 €ct/kWh	BGAA-PSA2-BA-2800	5,95 €ct/kWh
8	BGAA-Membran1-BA-1400	6,61 €ct/kWh	BGAA-PSA1-BA-2800	5,91 €ct/kWh
9	BGAA-PSA1-BA-1400	6,62 €ct/kWh	BGAA-DWW2-BA-1400	6,41 €ct/kWh
10	BGAA-PSA2-BA-1400	6,62 €ct/kWh	BGAA-Polygl-BA-1400	6,59 €ct/kWh
11	BGAA-DWW1-BA-1400	6,65 €ct/kWh	BGAA-DWW1-BA-1400	6,65 €ct/kWh
12	BGAA-Amin2-BA-1400	6,70 €ct/kWh	BGAA-PSA2-BA-1400	6,62 €ct/kWh
13	BGAA-Amin1-BA-1400	6,83 €ct/kWh	BGAA-Amin1-BA-700	7,65 €ct/kWh
14	BGAA-DWW2-BA-700	7,47 €ct/kWh	BGAA-PSA1-BA-1400	6,62 €ct/kWh
15	BGAA-Amin1-BA-700	7,65 €ct/kWh	BGAA-DWW2-BA-700	7,47 €ct/kWh
16	BGAA-Polygl-BA-700	7,66 €ct/kWh	BGAA-Polygl-BA-700	7,66 €ct/kWh
17	BGAA-DWW1-BA-700	7,68 €ct/kWh	BGAA-DWW1-BA-700	7,68 €ct/kWh
18	BGAA-PSA1-BA-700	7,72 €ct/kWh	BGAA-PSA2-BA-700	7,79 €ct/kWh
19	BGAA-PSA2-BA-700	7,79 €ct/kWh	BGAA-PSA1-BA-700	7,72 €ct/kWh
20	BGAA-Membran2-BA-700	7,95 €ct/kWh	BGAA-Membran1-BA-250	9,46 €ct/kWh
21	BGAA-DWW2-N-2800	8,53 €ct/kWh	BGAA-Membran2-BA-700	7,95 €ct/kWh
22	BGAA-PSA1-N-2800	8,71 €ct/kWh	BGAA-Polygl-BA-250	9,64 €ct/kWh
23	BGAA-Polygl-N-2800	8,71 €ct/kWh	BGAA-Membran1-N-1400	9,10 €ct/kWh
24	BGAA-DWW1-N-2800	8,72 €ct/kWh	BGAA-Amin2-N-1400	9,20 €ct/kWh
25	BGAA-PSA2-N-2800	8,74 €ct/kWh	BGAA-DWW2-N-2800	8,53 €ct/kWh

Vergleicht man die Top25 Alternativen (biochemische Konversion) der beiden Bewertungsmethoden ist auffällig, dass unabhängig von der Methode eine Ordnung der Alternativen anhand der Substratart erfolgt. Die Alternativen, die Bioabfall (BA) einsetzen, schneiden dabei am besten ab, gefolgt von den Alternativen, die Nawaro (N) und Stroh (S) einsetzen. Die einzige Ausnahme von dieser Ordnung bilden zwei Bioabfall- und zwei Nawaro-Alternativen bei der monokriteriellen Bewertung, die überdurchschnittlich hohe Gestehungskosten gegenüber den anderen Alternativen aufweisen (nicht unter den Top 25 vertreten). Die zwei betreffenden Bioabfall- und zwei Nawaro-Alternativen weisen somit einen niedrigeren Rang auf als vergleichsweise Alternativen gleicher Größenklasse und gleichen Substrattyps (siehe Anhang A.12).

Darüber hinaus findet bei beiden Bewertungsmethoden eine Ordnung nach der Größenklasse statt. Allerdings kommt es bei der multikriteriellen Bewertung dazu, dass einige kleinere Alternativen höher im Rang stehen als größere Alternativen. Dies liegt vor allem daran, dass die verschiedenen Biogasaufbereitungsverfahren über eine unterschiedliche Energieeffizienz verfügen. Aufgrund der unterschiedlichen Priorisierung der einzelnen Kriterien, weisen daher zum Beispiel ein Teil der Alternativen kleineren Durchsatzes einen höheren Nutzwert auf, als Alternativen mit größeren

Durchsatz und geringeren Gestehungskosten. Im konkreten Fall verfügen beispielsweise die beiden Bioabfall-Alternativen Membran1-BA-1400 und Amin2-BA-1400 über einen höheren Nutzwert als alle Alternativen der 2800er Größe, obwohl diese niedrigere Gestehungskosten aufweisen. Die höhere Effizienz überwiegt damit den Kostenvorteil.

Tabelle 5-7 Gegenüberstellung der Rangfolgen (monokriteriell und multikriteriell) der thermochemischen Konversion, Top 25 (Bezugsjahr 2012)

Rang	monokriterielle Bewertung		multikriterielle Bewertung	
	Alternative	Gestehungskosten	Alternative	Gestehungskosten
1	SNG-6_wrh	6,78 €ct/kWh	SNG-3_wrh	6,95 €ct/kWh
2	SNG-3_wrh	6,95 €ct/kWh	SNG-12_wrh	7,50 €ct/kWh
3	SNG-12_wrh	7,50 €ct/kWh	SNG-8_wrh	9,37 €ct/kWh
4	SNG-5_wrh	8,10 €ct/kWh	SNG-6_wrh	6,78 €ct/kWh
5	SNG-2_wrh	8,14 €ct/kWh	SNG-9_wrh	8,81 €ct/kWh
6	SNG-3_KUP	8,52 €ct/kWh	SNG-3_str	10,83 €ct/kWh
7	SNG-6_KUP	8,72 €ct/kWh	SNG-5_wrh	8,10 €ct/kWh
8	SNG-9_wrh	8,81 €ct/kWh	SNG-2_wrh	8,14 €ct/kWh
9	SNG-12_KUP	9,14 €ct/kWh	SNG-10_wrh	9,49 €ct/kWh
10	SNG-8_wrh	9,37 €ct/kWh	SNG-3_KUP	8,52 €ct/kWh
11	SNG-10_wrh	9,49 €ct/kWh	SNG-1_wrh	10,15 €ct/kWh
12	SNG-5_KUP	9,59 €ct/kWh	SNG-12_str	12,02 €ct/kWh
13	SNG-2_KUP	9,62 €ct/kWh	SNG-12_KUP	9,14 €ct/kWh
14	SNG-1_wrh	10,15 €ct/kWh	SNG-6_str	10,93 €ct/kWh
15	SNG-9_KUP	10,42 €ct/kWh	SNG-8_str	13,90 €ct/kWh
16	SNG-11_wrh	10,54 €ct/kWh	SNG-8_KUP	10,96 €ct/kWh
17	SNG-3_str	10,83 €ct/kWh	SNG-11_wrh	10,54 €ct/kWh
18	SNG-6_str	10,93 €ct/kWh	SNG-6_KUP	8,72 €ct/kWh
19	SNG-8_KUP	10,96 €ct/kWh	SNG-9_str	13,37 €ct/kWh
20	SNG-10_KUP	11,11 €ct/kWh	SNG-2_str	12,10 €ct/kWh
21	SNG-1_KUP	11,67 €ct/kWh	SNG-5_str	12,23 €ct/kWh
22	SNG-12_str	12,02 €ct/kWh	SNG-9_KUP	10,42 €ct/kWh
23	SNG-2_str	12,10 €ct/kWh	SNG-5_KUP	9,59 €ct/kWh
24	SNG-5_str	12,23 €ct/kWh	SNG-2_KUP	9,62 €ct/kWh
25	SNG-11_KUP	12,34 €ct/kWh	SNG-10_str	14,13 €ct/kWh

Bei den Alternativen der thermochemischen Konversion kommt es zu einer stärkeren Durchmischung der Rangfolge zwischen den Substratarten. Allerdings lässt sich auch hier eine Tendenz bei der Ordnung nach der Substratart feststellen. Tendenziell führen Alternativen der Waldrestholznutzung (wrh) die Rangfolgen an, gefolgt von den KUP- und Stroh-Alternativen (str). Zu der stärkeren Durchmischung kommt es, da die Unterschiede (z.B. Größenklasse, Energieeffizienz, ...) zwischen den Konzepten die Unterschiede zwischen den Substratarten überwiegen. Aufgrund der unterschiedlichen Priorisierung der Kriterien bei der multikriteriellen Analyse und den großen Unterschieden zwischen den Konzepten, kommt es daher zu einer starken Verschiebung der Rangfolgen zwischen der monokriteriellen und der multikriteriellen Bewertung.

6 Abschätzung zur Entwicklung der Technologien

In diesem Kapitel wird die Entwicklung der Gestehungskosten der Technologien für den Betrachtungszeitraum 2013-2030 auf Grundlage der in Kapitel 3.11 beschriebenen Methodik dargestellt. Es wird dabei von einem positiven Szenario für Bio-SNG bzw. Biomethan im Hinblick auf die Substratverfügbarkeit und den Anlagenzubau ausgegangen. Die Methodik basiert dabei auf den Daten zum Substratpotenzial und Anlagenzubau, wie sie in (KOVACS, 2015) und (KOVACS, 2013) beschrieben sind. Als Betrachtungsgebiet wurde Europa (Europäische Union) gewählt.

Mit der Beantwortung der zweiten Kernfrage (siehe Kapitel 1.2 „Ziel dieser Arbeit“) stellt dieses Kapitel ein zentrales Element dieser Arbeit dar. Es ist dabei zunächst in die Entwicklung der biochemischen und thermochemischen Konversionstechnologien (Kapitel 6.1 bzw. Kapitel 6.2) unterteilt. Analog zu Kapitel 4.3 erfolgt in Kapitel 6.3 eine vergleichende bzw. gegenüberstellende Betrachtung der beiden Konversionstechnologien, hier mit dem Fokus auf die zukünftige Entwicklung der Gestehungskosten. In Kapitel 6.4 wird der Einfluss der veränderten Gestehungskosten auf die Nutzwerte im Jahr 2030 analysiert.

In einer Sensitivitätsanalyse wurde festgestellt, dass die in Kapitel 3 aufgeführten Einflussparameter einen unterschiedlich starken Einfluss auf das Ergebnis der Alternativen (Gestehungskosten sowie Nutzwert gemäß multikriterieller Betrachtung) haben. Für die hier durchgeführte Abschätzung zur Entwicklung der Technologien wurden v. a. die Investitionskosten als Haupteinflussparameter herangezogen. Die sich daraus neu ergebenden Gestehungskosten sind somit eine Funktion der *Lernrate* (Einflussparameter sind die Investitionskosten), der *Biomassepotenziale* sowie des damit verbundenen *Anlagenzubaues*, siehe Kapitel 3.11. Die Gestehungskosten wurden somit, gemäß Lernkurventheorie, durch die Berechnung der sich neu ergebenden Investitionskosten bei jeder Verdopplung der installierten Leistung ermittelt.

6.1 Gestehungskostenentwicklung der biochemischen Konversion

Bei der biochemischen Konversion wurde die Entwicklung der Gestehungskosten jeweils separat für die reine Rohbiogasproduktion sowie für die Aufbereitung zu Biomethan ermittelt. Im Anschluss wurde daraus die Entwicklung der Gesamtgestehungskosten (Rohbiogasbereitstellung und Aufbereitung) bestimmt.

Die Rohbiogasproduktion weist gegenüber der Aufbereitungstechnologie ein sehr geringes Kostenreduktionspotenzial auf, was sich durch die bereits überwiegend etablierte Technologie der Rohbiogasproduktion erklären lässt. Dies spiegelt sich auch in der Höhe der Lernraten (niedrig, mittel, hoch) wider, siehe Tabelle 3-9. Die Aufbereitung weist hingegen durch ihre noch geringe Implementierung ein sehr viel höheres Kostenreduktionspotenzial auf.

In Abbildung 6-1 ist die Entwicklung der Gestehungskosten mit fortschreitender Installation von Biogasaufbereitungsanlagen sowie die resultierenden Gesamtgestehungskosten (Rohbiogasproduktion + Aufbereitung) dargestellt. Es handelt sich dabei um den jeweiligen Mittelwert aus allen Alternativen pro Substratklasse. Die Abbildung ist dabei zunächst unabhängig von dem bis zum Jahr 2030 zu erwartenden Gestehungskosten zu betrachten. Erst durch die Verschneidung mit dem zu erwartenden Anlagenzubau ist eine Abschätzung der Gestehungskosten bis 2030 möglich (siehe Abbildung 6-3).

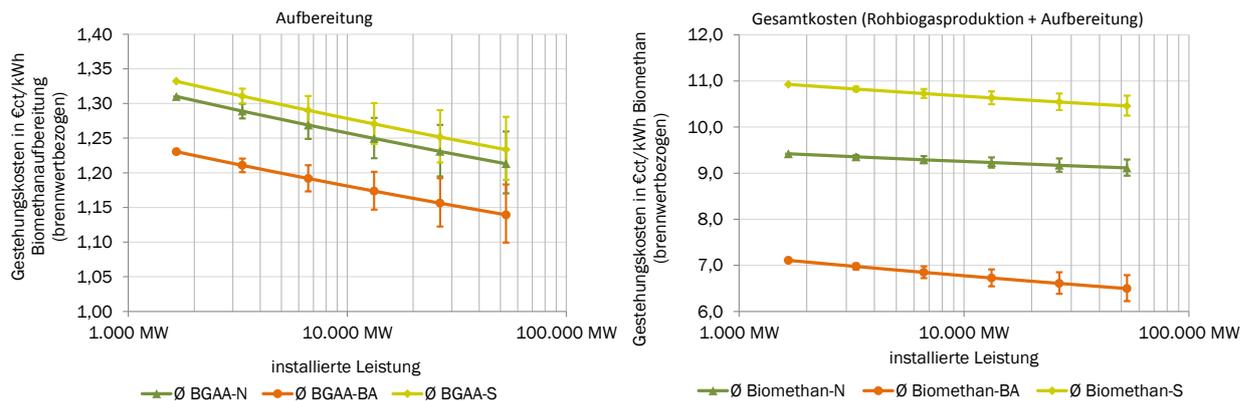


Abbildung 6-1 Entwicklung der durchschnittlichen Biomethangestehungskosten bei jeweiliger Verdopplung der installierten Leistung (links: nur Aufbereitung; rechts: Rohbiogasbereitstellung + Aufbereitung)

Als Startpunkt der in Abbildung 6-1 dargestellten Entwicklung (linke Abbildung) wurde der Wert $1.658 \text{ MW}_{\text{BioCH}_4}$ ermittelt, was der installierten Aufbereitungskapazität in Europa zum Anfang des Betrachtungszeitraums (2013) entspricht. Die durchgezogene Linie ist der *mittleren* Lernrate gleichzusetzen. Die *niedrige* und *hohe* Lernrate sind dabei jeweils als oberer bzw. unterer Fehlerbalken aufgetragen. Diese zeigen die Spannweite der möglichen Entwicklung im gewählten Bereich der Lernraten auf. Mit zunehmender installierter Leistung wird diese entsprechend größer. Anlagen der Biomethanproduktion aus Bioabfall sind insgesamt die günstigsten Anlagen und weisen die größte Kostenreduktion auf, was v. a. auf die hohen Investitionskosten zurückzuführen ist. Aufgrund ihrer Vorteile bei den Substratkosten gegenüber den Nawaro- und Strohanlagen, liegen sie trotz höherer Investitionskosten mit ihren Gestehungskosten noch unter denen der Nawaro- und Strohanlagen.

Es wurde pauschal für alle Aufbereitungstechnologien (unabhängig von Größenklasse und Substrat) die gleiche Lernrate angenommen. Die Unterschiede der spezifischen Kosten zwischen den Substratklassen bei der Aufbereitung ergeben sich aus den unterschiedlichen Methangehalten des Rohbiogases. Je höher der Methangehalt ist, desto geringer sind die spezifischen Kosten.

Aufgrund der spezifisch höheren Investitionskosten weisen Anlagen kleiner Leistungsklassen, im Vergleich zu Anlagen großer Leistungsklassen, eine höhere Kostenreduktion bei Verdopplung der installierten Leistung auf. Beispielhaft ist dies in Abbildung 6-2 für die Entwicklung der Gestehungskosten der Aufbereitung von Biogas aus Nawaro dargestellt. Während sich die Kosten der Anlagen der $250 \text{ Nm}^3/\text{h}$ um bis zu $0,25 \text{ €ct/kWh}$ reduzieren, verringern sich die Kosten der Anlagen der $2.800 \text{ Nm}^3/\text{h}$ um lediglich bis zu $0,09 \text{ €ct/kWh}$ (hohe Lernrate, 5x Verdopplung der installierten Leistung). Allerdings werden nach der in Kapitel 3.11 erarbeiteten Methodik die 5x Verdopplungen bis zum Jahr 2030 in Europa nicht erreicht, vergleiche Tabelle 3-9 und Abbildung 3-6.

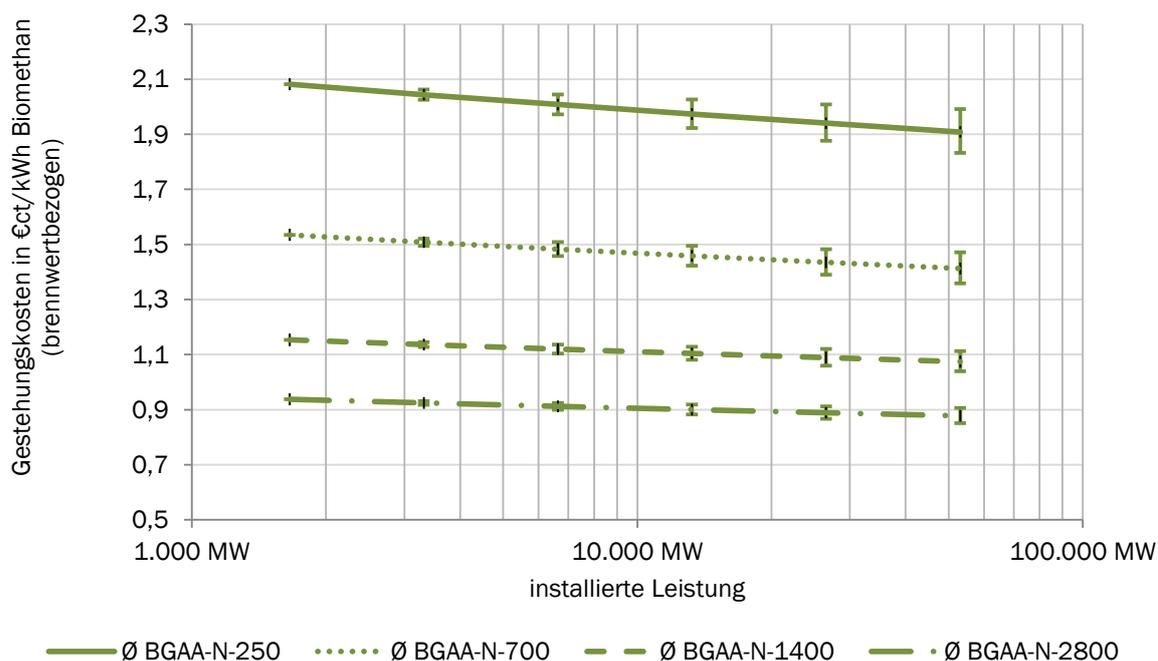


Abbildung 6-2 Entwicklung der durchschnittlichen Biogasaufbereitungskosten für verschiedene Leistungsklassen (für Nawaro als Substrat)

Abbildung 6-3 stellt die Entwicklung der Gesteungskosten der Biomethanbereitstellung aus Nawaro, Bioabfall und Stroh für Europa bis zum Jahr 2030 dar. Zur Berechnung wurde die in Kapitel 3.11 beschriebene Methodik herangezogen.

Die durchgehende Linie bildet dabei jeweils die Entwicklung der *mittleren* Lernrate ab, während die gepunkteten Linien die *hohe* und *niedrige* Lernrate widerspiegeln. Aus der Differenz zwischen den Linien kann die mögliche Schwankungsbreite bzw. Unsicherheit der Entwicklung abgelesen werden. Die Kostenreduktion bis 2030 ist, unabhängig vom Substrat, vergleichsweise gering. Der Hauptgrund für diesen geringen Kostenrückgang kann v. a. in dem erhöhten Einfluss der Rohbiogasproduktion gegenüber der Aufbereitung gesehen werden. Die Aufbereitung weist zwar ein hohes Kostenreduktionspotenzial auf, trägt allerdings nur zu 8 bis 20 % zu den Gesamtgesteungskosten bei, siehe Abbildung 4-6. Der verbleibende Anteil liegt bei der Rohbiogasproduktion, welche über ein niedriges Kostenreduktionspotenzial verfügt. Daher kommt es auch bei den Gesamtgesteungskosten zu einer relativ geringen Kostenreduktion während des Betrachtungszeitraums.

Im Jahr 2030 liegen unter den zugrunde gelegten Rahmenbedingungen die Gesteungskosten des Biomethans aus Stroh ca. 1,5 €/kWh über den Gesteungskosten aus Nawaro bzw. 3,8 €/kWh über denen aus Bioabfall. Eine deutliche Annäherung der Kosten der beiden Substratklassen ist nicht ersichtlich. Gleiches gilt für die Alternativen, die Bioabfall als Substrat einsetzen.

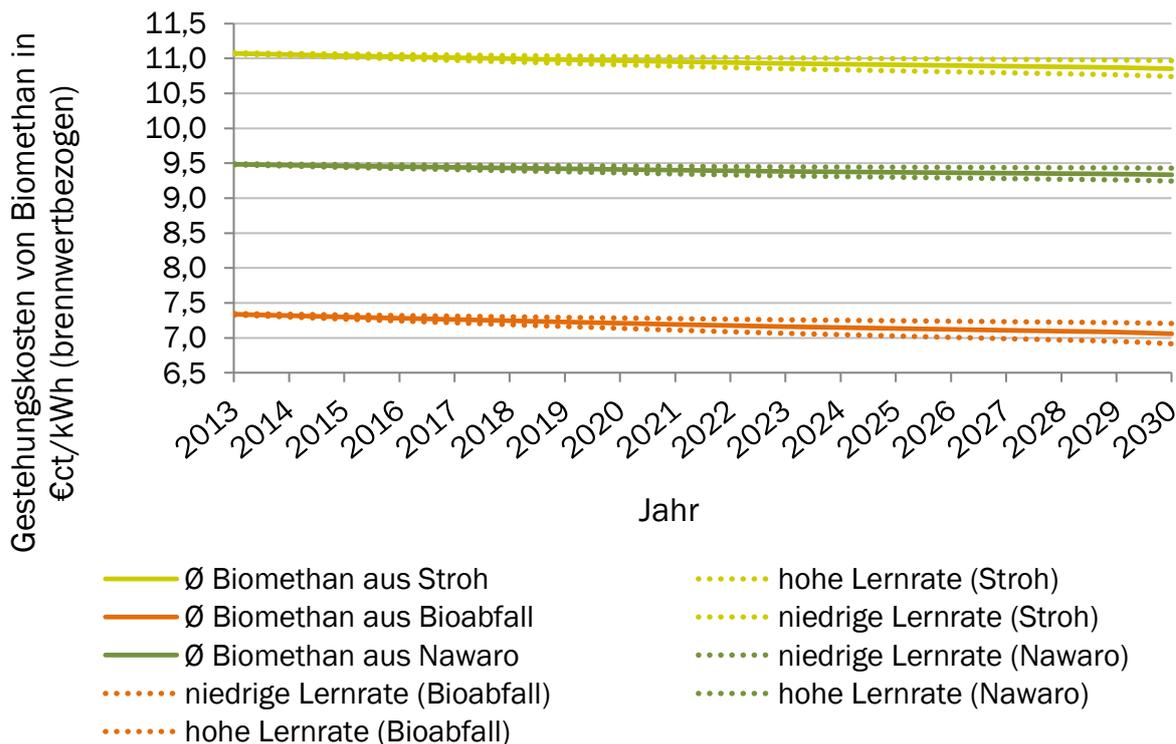


Abbildung 6-3 Entwicklung der Biomethangestehungskosten von 2013 bis 2030 (bezogen auf Europa)

6.2 Gestehungskostenentwicklung der thermochemischen Konversion

Bei der thermochemischen Konversion wird zunächst die Entwicklung der Gestehungskosten bei jeweiliger Verdopplung der installierten Leistung in Abhängigkeit von der Substratart dargestellt (siehe Abbildung 6-4). Anschließend erfolgt eine Betrachtung der einzelnen Alternativen (Waldrestholz, stellvertretend für alle Substratarten), um die Unterschiede bei den Entwicklungen zwischen den Alternativen darzustellen, Abbildung 6-5. Zum Ende des Kapitels erfolgt die Beschreibung der Entwicklung der Gestehungskosten unter Berücksichtigung des ermittelten Anlagenzubaus von 2013 bis 2030, Abbildung 6-6.

Als Startwert für die Betrachtung wurden $46 \text{ MW}_{\text{BioCH}_4}$ ermittelt, vergleiche Kapitel 3.11.1. Wie in Abbildung 6-4 ersichtlich, zeigt die Technologie der thermochemischen Konversion mit zunehmender installierter Leistung eine starke Kostenreduktion. Die drei Graphen aus Abbildung 6-4 spiegeln dabei die Durchschnittswerte aller Bio-SNG Alternativen für die entsprechenden Substratklasse wider. Ab der 6. Verdopplung der installierten Leistung wird von einer sich verringernden Lernrate ausgegangen, siehe Tabelle 3-11. Dies führt zu einem merklichen Abflachen der Kurven. Die dargestellte Unsicherheit, welche *hohen* und *niedrigen* Lernraten entspricht, zeigt die mögliche Bandbreite dieser Entwicklung. Die Abbildung ist ebenfalls unabhängig von dem bis zum Jahr 2030 zu erwartenden Gestehungskosten zu betrachten. Erst durch die Verschneidung mit dem zu erwartenden Anlagenzubau ist eine Abschätzung der Gestehungskosten bis 2030 möglich (siehe Abbildung 6-6).

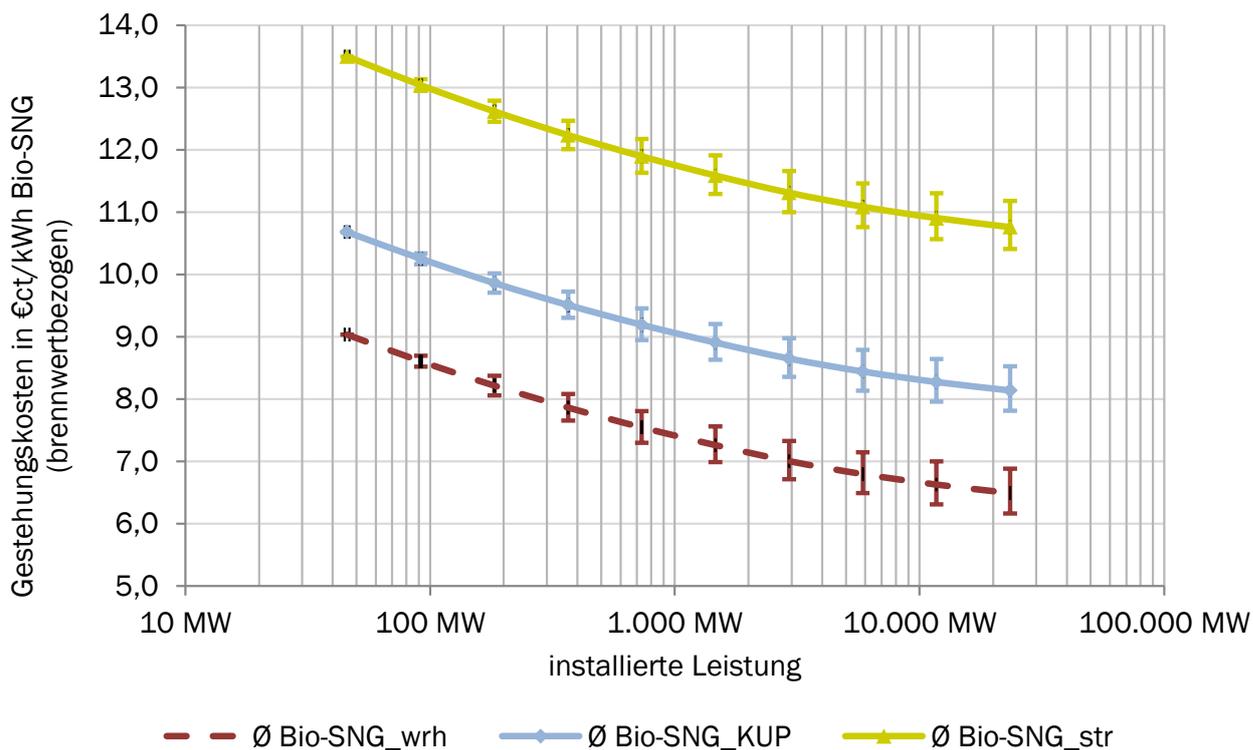


Abbildung 6-4 Entwicklung der durchschnittlichen Bio-SNG-Gestehungskosten bei jeweiliger Verdopplung der installierten Leistung

In Abbildung 6-4 zeigt sich, wie auch bereits in Kapitel 4.2 dargestellt, dass die Gestehungskosten für Bio-SNG aus Stroh am größten sind, gefolgt von denen aus KUP. Die niedrigsten Gestehungskosten weisen die Alternativen auf, die Waldrestholz als Substrat einsetzen. Eine deutliche Annäherung der Kosten zwischen den Substratklassen ist im dargestellten Intervall der Verdopplungen nicht zu erkennen.

Abbildung 6-5 zeigt die Entwicklung der Gestehungskosten aller betrachteten Bio-SNG-Alternativen (11 Alternativen) mit Waldrestholz als Substrat. Die Gestehungskosten der KUP- und Stroh-Alternativen weichen zwar von den dargestellten Waldrestholzalternativen ab, die Tendenz bzw. die Beziehung der Alternativen untereinander (pro Substratklasse) sind allerdings identisch. Wie zu erkennen ist, weisen einige Alternativen eine sehr viel steilere Entwicklung auf (z. B. SNG-8, SNG-9 oder SNG-10) als andere Alternativen (z. B. SNG-1, SNG-2 oder SNG-5). Die Lernraten und die Anzahl der Verdopplungen (hier 1 bis 9) sind dabei für alle Alternativen identisch. Die unterschiedliche Entwicklung lässt sich ausschließlich auf die Höhe der Investitionskosten zurückführen. Alternativen hoher Investitionskosten zeigen eine starke Kostenreduktion als Alternativen geringer Investitionskosten.

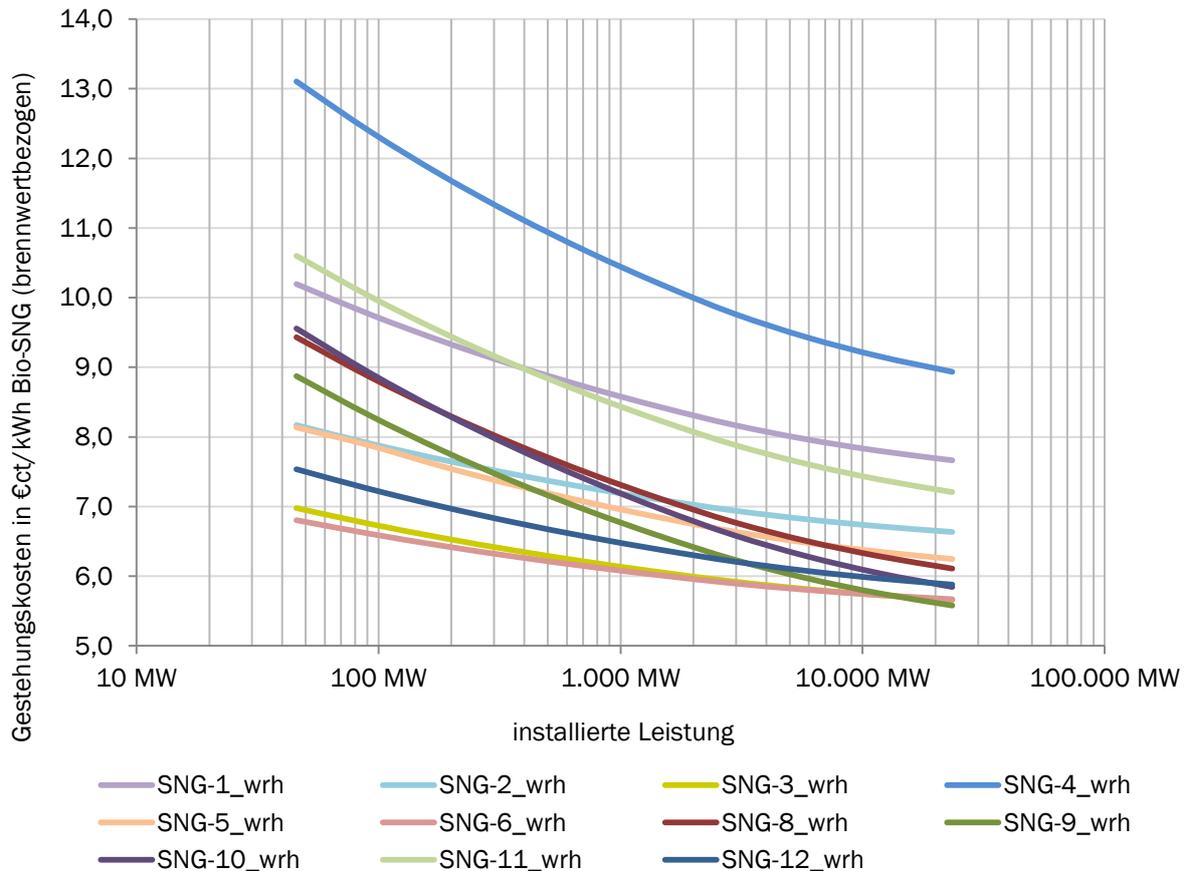


Abbildung 6-5 Entwicklung der Bio-SNG-Gestehungskosten bei jeweiliger Verdopplung der installierten Leistung (Waldrestholz, stellvertretend für alle Substratarten, mittlere Lernrate)

Verschneidet man den Anlagenzubau im Betrachtungszeitraum 2013 bis 2030 mit der Kostenentwicklung bei jeweiliger Verdopplung der installierten Leistung, erhält man die Entwicklung der Gestehungskosten für Bio-SNG, Abbildung 6-6. Wie auch in Abbildung 6-3, welche die Gestehungskosten der Biomethanalternativen darstellt, ist auch hier die Schwankungsbreite bzw. Unsicherheit in Form der *hohen* und *niedrigen* Lernrate gegenüber der *mittleren* Lernrate abgebildet. Zu Beginn des Betrachtungszeitraums kommt es, aufgrund der hohen Lernrate und dem kurzen Intervall zwischen jeder Verdopplung (siehe Abbildung 3-6), zu einer hohen Kostenreduktion. Bis 2024 reduzieren sich so die gemittelten Kosten, unabhängig vom Substrat, um ca. 2 €/kWh. Danach kommt es aufgrund der immer größer werdenden Abstände zwischen jeder Verdopplung der installierten Leistung sowie der Reduktion der Lernrate (siehe Tabelle 3-11) zu einem starken Abflachen der Kurven.

Der Unterschied zwischen den verschiedenen Lernraten fällt bei den Bio-SNG-Alternativen größer aus als bei den Biomethan-Alternativen. Unabhängig von der Substratart kommt es zum Ende des Betrachtungszeitraums (2030) zu einer Differenz zwischen den Gestehungskosten *hoher* und *niedriger* Lernraten von ca. 1 €/kWh bei den Alternativen der thermochemischen Konversion. Für die Alternativen der biochemischen Konversion beträgt dieser Abstand lediglich 0,2 – 0,3 €/kWh.

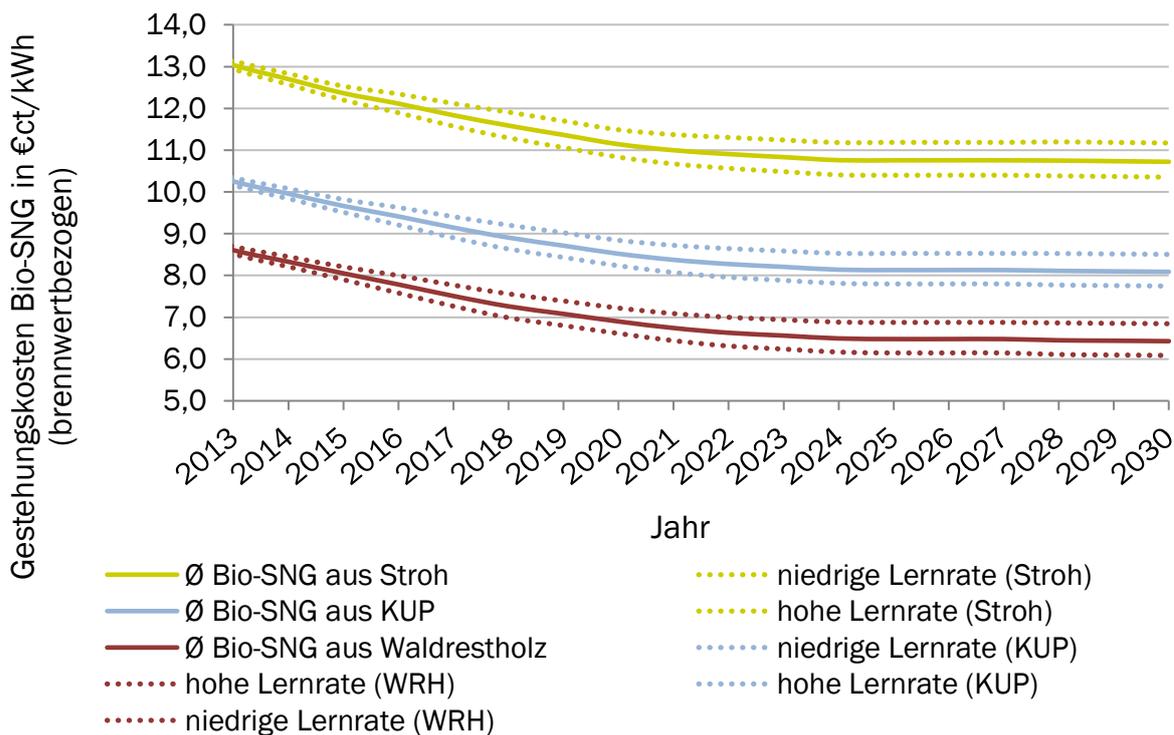


Abbildung 6-6 Entwicklung der Bio-SNG-Gestehungskosten im Betrachtungszeitraum

6.3 Vergleichende Betrachtung der Entwicklung

Das Kapitel der vergleichenden Betrachtung soll in erster Linie dazu dienen, darzustellen wie sich die Gestehungskosten der Alternativen der beiden Konversionstechnologien im Vergleich im Betrachtungszeitraum entwickeln. In Abbildung 6-7 ist daher die Entwicklung der biochemischen und thermochemischen Alternativen wiedergegeben (jeweiliger Durchschnitt der Gestehungskosten pro Substratklasse, *mittlere* Lernrate). Einerseits lassen sich dadurch die Alternativen Bioabfall-Konversion und Waldrestholz-Konversion vergleichen (beides Reststoffe). Andererseits können die Nawaro-Konversion, die KUP-Konversion (beides Energiepflanzen) sowie die beiden Nutzungspfade der Stroh-Konversion (bio- und thermochemisch) gegenüber gestellt werden.

Wie bereits aus dem vorhergehenden Kapitel ersichtlich, zeigen die Alternativen der thermochemischen Konversion eine sehr viel größere Kostenreduktion als die der biochemischen Konversion. Dies liegt v. a. daran, dass die Alternativen der thermochemischen Konversion höhere Lernraten und eine größere Anzahl an Verdopplungen im Betrachtungszeitraum aufweisen.

Die Alternativen der biochemischen Konversion zeigen hingegen zu Beginn der Betrachtung niedrigere Gestehungskosten, als die der thermochemischen Konversion. Mit fortschreitender Erschließung der Potenziale und Installation der Anlagen sinken allerdings die Gestehungskosten der thermochemischen Konversion, sodass diese z. T. unter denen der biochemischen Konversion liegen.

Generell lässt sich feststellen, dass die kostengünstigsten Varianten, die der Reststoffnutzung (Bioabfall und Waldrestholz) sind. Zum Ende des Betrachtungszeitraums liegen die Kosten hier bei ca. 7,1 €/kWh (Bio_{CH4} aus Bioabfall) und 6,4 €/kWh (Bio_{CH4} aus Waldrestholz). Das Bio_{CH4} aus Waldrestholz ist im vorliegenden Fall bereits im Jahr 2019 günstiger als das Bio_{CH4} aus Bioabfall.

Dies gilt allerdings nur für den Durchschnitt aus allen Alternativen pro Substratklasse. Im Einzelfall kann es auch zu höheren Kosten kommen, vergleiche Abbildung 6-5.

Stroh, obwohl es ein Reststoff bzw. Nebenprodukt ist, stellt die teuerste Variante dar. Dies liegt zum einem an den vergleichsweise hohen Substratkosten und zum anderen an der geringeren Konversionseffizienz gegenüber den anderen Substraten. Dabei sind die Kosten der thermochemischen Alternativen zu Beginn ca. 2 €/ct/kWh teurer als die der biochemischen Alternativen. Diese nähern sich zum Ende des Betrachtungszeitraums allerdings an, sodass beide Alternativen am Ende bei ca. 10,7 -10,9 €/ct/kWh liegen. Bezüglich der Konversionseffizienz ist die thermochemische Nutzung der biochemischen Nutzung vorzuziehen. Allerdings tendieren eher Anlagen mit einer sehr großen Leistungsklasse bei der thermochemischen Konversion zu niedrigen Gestehungskosten, was einen entsprechend hohen Logistikaufwand bzgl. der Substratbereitstellung nach sich zieht. Anlagen der biochemischen Konversion von Stroh hätten dahingegen den Vorteil, dass die Technologie einerseits bereits heute auf dem Markt verfügbar ist und andererseits in kleineren Leistungsklassen mit entsprechend reduziertem logistischen Aufwand betrieben werden können.

Die Gestehungskosten von Bio_{CH₄} aus Nawaro und KUP reihen sich zwischen denen aus den Reststoffen ein. Auch hier liegen zu Beginn die Gestehungskosten der thermochemischen Alternativen höher als die der biochemischen. Allerdings kommt es in diesem Fall nach bereits relativ kurzer Zeit zu einer Verringerung der Gestehungskosten aus KUP unterhalb der Kosten der Bio_{CH₄}-Produktion aus Nawaro. Dies liegt v. a. daran, dass in der Methode (Kapitel 3.11) von einem hohen Anlagenzubau im thermochemischen Bereich und einer weitreichenden Implementierung von KUP als Rohstoff ausgegangen wird. Dies führt zu großen Kostenreduktionspotenzialen der thermochemischen Alternativen (KUP) gegenüber den biochemischen Alternativen (Nawaro). Allerdings muss man in diesem konkreten Fall darauf hinweisen, dass KUP in der Praxis bisher kaum als Rohstoff angebaut wird und erst 3 bis 5 Jahre nach dem ersten Anbau, aufgrund der langjährigen Wachstumsphase, geerntet werden kann. Auch bedarf es einer gewissen Vorlaufzeit, um die entsprechende Infrastruktur (v. a. Erntemaschinen) im benötigten Umfang bereitzustellen. Die Ergebnisse sind daher vor dem Hintergrund der gewählten Methodik zu betrachten.

Darüber hinaus wird für alle Substrate von gleichbleibenden Substratkosten über den Betrachtungszeitraum ausgegangen. Diese und weiterer kritische Aspekte der Methodik werden in Kapitel 8 zusammengefasst.

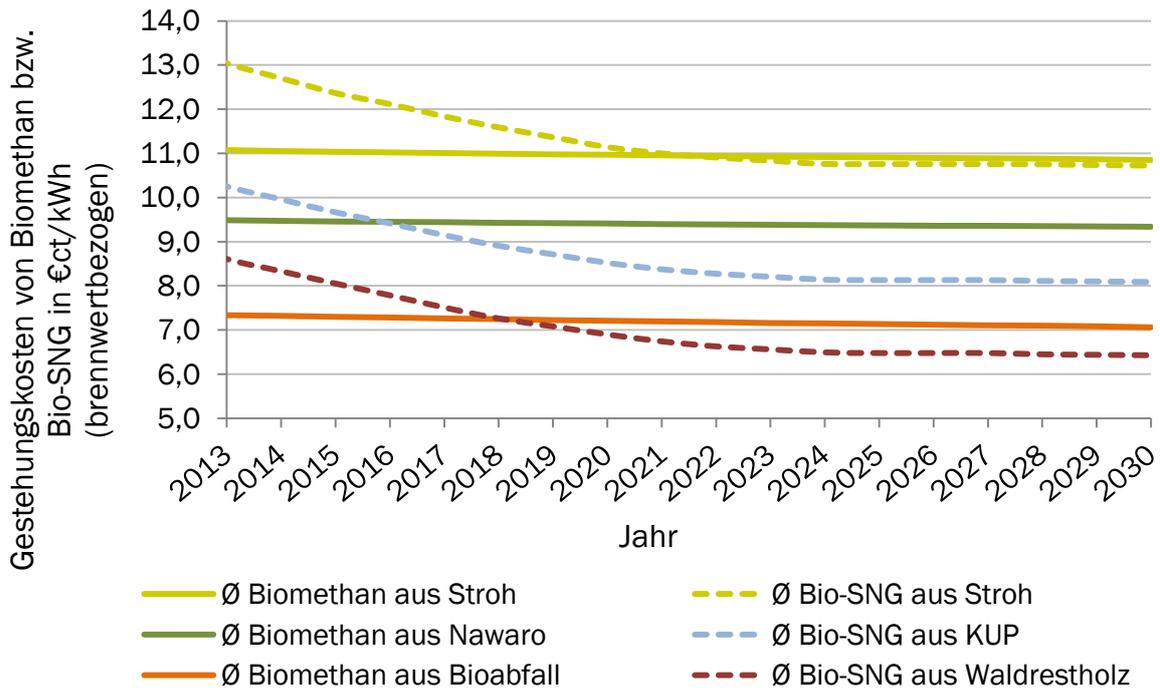


Abbildung 6-7 Entwicklung der Gestehungskosten von Biomethan und Bio-SNG im Betrachtungszeitraum (mittlere Lernrate)

Vergleicht man die Gestehungskosten aller Alternativen der Konversion von Stroh im Jahr 2030 (Abbildung 6-8) mit denen vom Jahr 2012, stellt man fest, dass die Gestehungskosten der jeweiligen Alternativen gesunken sind und die neue Parität (2030) ca. 1,5 €ct/kWh unter der ursprünglichen von 2012 liegt. Diese neue Parität beträgt im Jahr 2030 ca. 9,4 €ct/kWh. Aufgrund unterschiedlicher Investitionskosten und der daraus resultierenden unterschiedlichen Kostenreduktion pro Alternative hat sich die Rangfolge der Alternativen in Bezug auf die Gestehungskosten geändert. Details zur Rangfolge und Nutzwert werden in Kapitel 6.4 näher dargestellt.

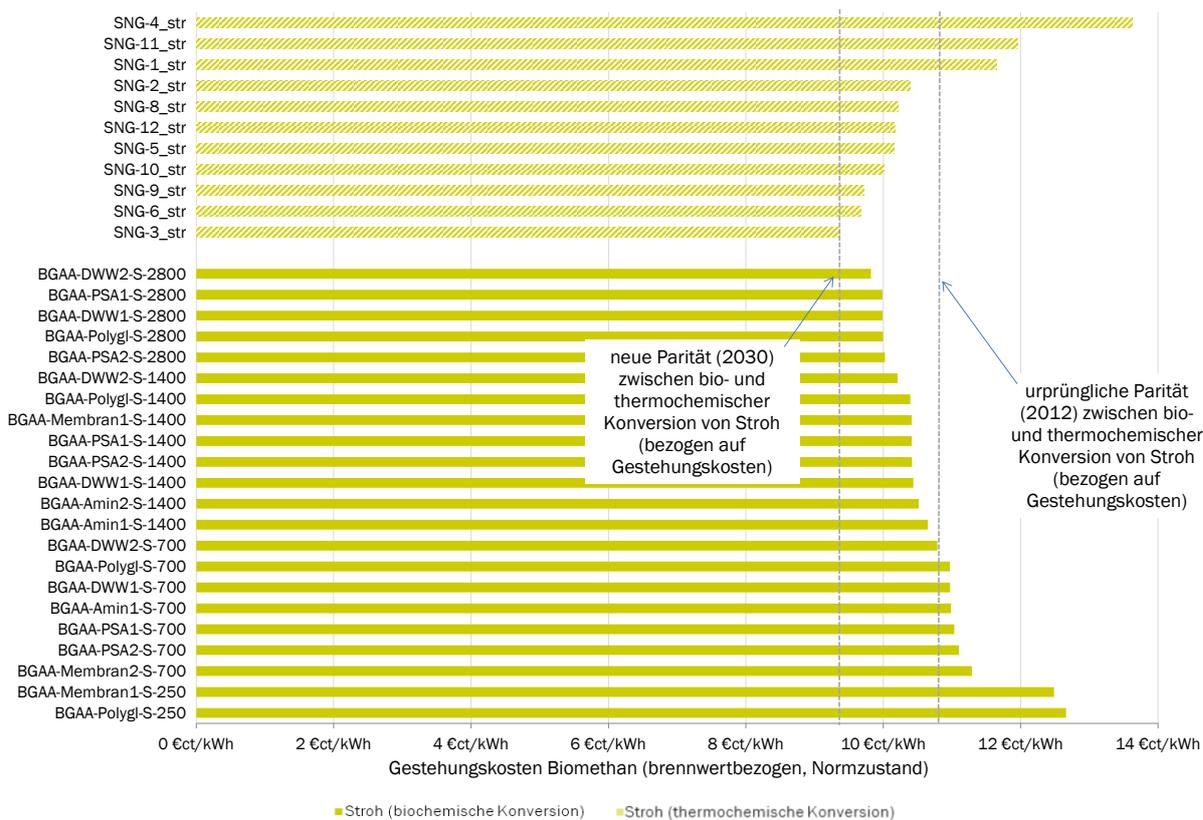


Abbildung 6-8 Vergleich der Konversionstechnologien auf Basis von Stroh (Betrachtungszeitraum 2030, mittlere Lernrate)

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Alternativen der thermochemischen Konversion zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch teurer sind als die der biochemischen Konversion, mit steigender Anlagenanzahl jedoch unter den Kosten der biochemischen Konversion produzieren können (vergleichend zwischen Bioabfall und Waldrestholz, Nawaro und KUP sowie Stroh untereinander). Der Einfluss bzw. der Unterschied zwischen den Lernraten (*hoch, mittel, niedrig*) fällt vergleichsweise gering aus.

Die Ergebnisse beruhen auf den in Kapitel 3.11 zugrunde gelegten Daten bzw. getroffenen Annahmen. Diese gehen von einer positiven Entwicklung des vorhandenen Biomassepotenzials sowie des Anlagenzubaus aus. Die daraus ermittelten Ergebnisse sind daher vor dem Hintergrund einer, über dem heutigen Maß hinaus gehenden, wachsenden Biomethans- bzw. Bio-SNG-Anlagenparks zu betrachten. In der Praxis kann es durch äußere Umstände (z. B. eine Wirtschaftskrise, Inflation, mangelnder politischer Wille usw.) zu anderen als den dargestellten Ergebnissen kommen.

6.4 Entwicklung des Nutzwertes

In den drei vorangestellten Kapiteln (Kapitel 6.1 bis 6.3) wird bei der Entwicklung der Alternativen nur Bezug auf die Gestehungskosten genommen.

In diesem Kapitel wird darüber hinaus die Entwicklung der Alternativen mit Hilfe der in Kapitel 3.5 beschriebenen multikriteriellen Analyse untersucht. Dies bezieht sich v. a. auf die Veränderung der Nutzwerte, die sich aus veränderten Gestehungskosten ergeben.

Dazu werden die Nutzwerte, wie sie sich aus dem Standardfall (siehe Kapitel 5) ergeben, mit den sich neu ergebenden Nutzwerten gegenübergestellt. Die dabei zugrunde gelegte Bewertung der einzelnen Kriterien, welche mittels der Delphi-Befragung ermittelt wurde, wird beibehalten.

Eine detaillierte Auflistung der Nutzwerte aller Alternativen ist im Anhang A.11 in den Tabelle A 35 bis Tabelle A 37 hinterlegt. Die in Abbildung 6-9 und Abbildung 6-10 dargestellte Veränderung der Nutzwerte beruht auf diesen Daten.

Auf Grundlage der Gestehungskosten für 2030 wurden die Nutzwerte neu berechnet. Durch die starke Kostenreduktion der Alternativen der thermochemischen Konversion gegenüber denen der biochemischen Konversion kommt es nahezu durchweg (bis auf wenige Ausnahmen) zu einer Aufwertung aller Alternativen der thermochemischen Konversion und einer Abwertung der Alternativen der biochemischen Konversion. Während die Alternativen der Bioabfall-Konversion nur geringfügig im Nutzwert sinken, verringert sich der Nutzwert der Alternativen Nawaro- und Stroh-Konversion (biochemisch) um ca. 5 bis 10 % gegenüber dem Standardfall, siehe Abbildung 6-9.

Ab schätzung zur Entwicklung der Technologien

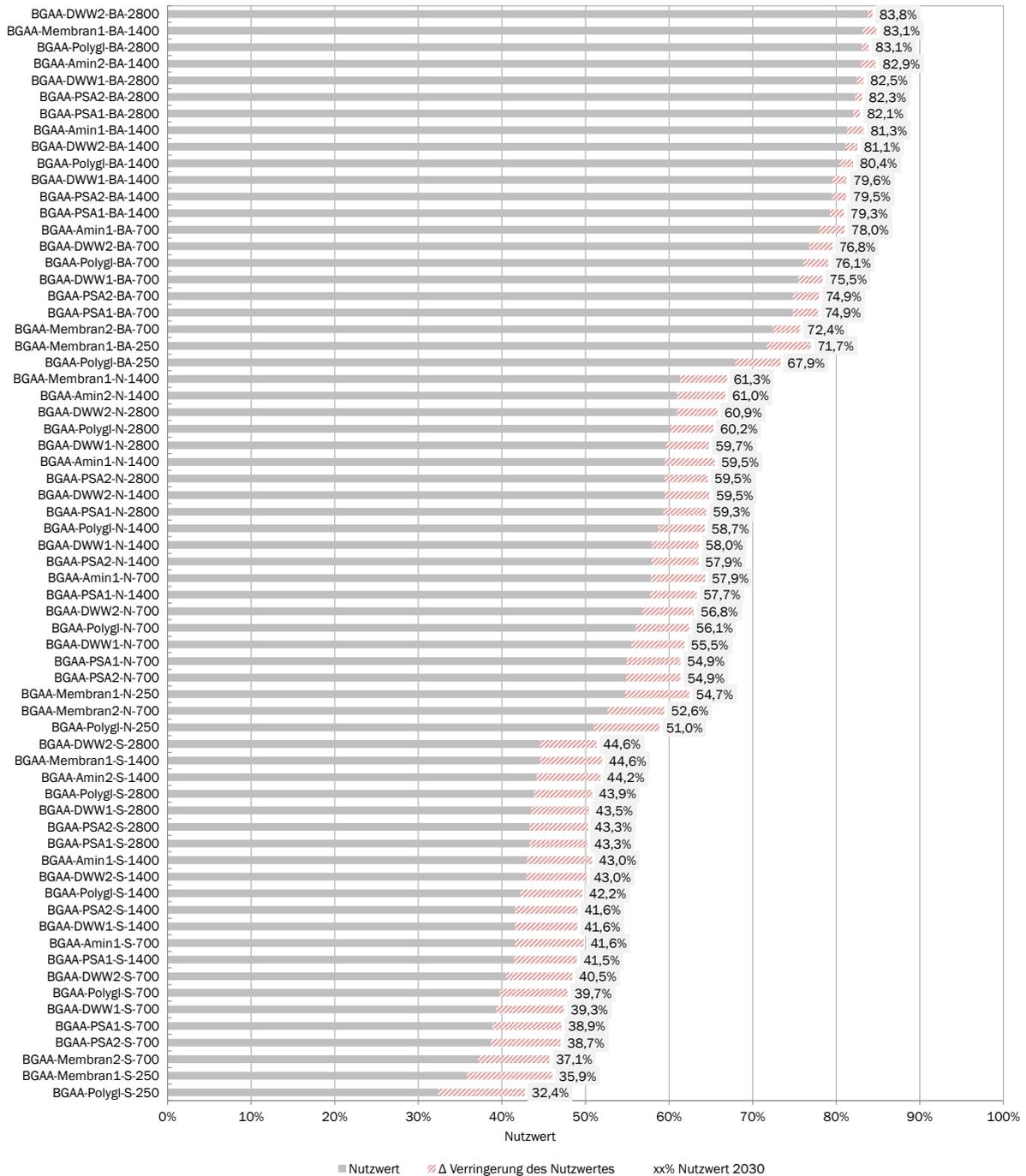


Abbildung 6-9 Gegenüberstellung der Nutzwerte 2012 und 2030 (Alternativen der biochemischen Konversion, *mittlere Lernrate*)

Bei den Alternativen der thermochemischen Konversion kommt es lediglich bei 8 von 33 Alternativen zu einer Verringerung der Nutzwerte. Hauptsächlich handelt es sich dabei um Alternativen der Stroh- und KUP-Konversion (Abbildung 6-10). Der größte Zuwachs beim Nutzwert ist bei den Alternativen der Konversion von Waldrestholz zu beobachten. Hier liegt 2030 der größte Nutzwert aller Alternativen bei 88,1 (SNG-3_wrh), vergleiche Abbildung 6-11 sowie Tabelle A 35 im Anhang.

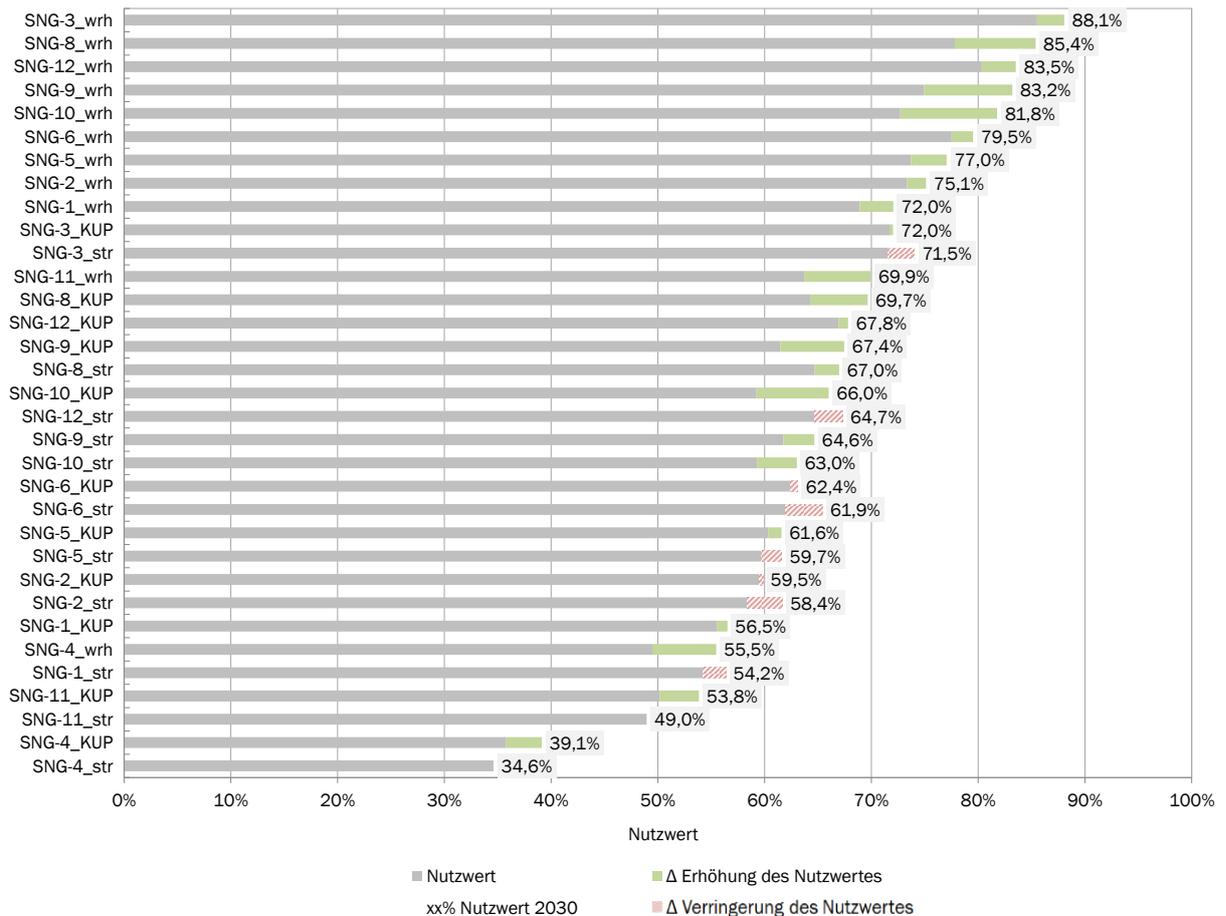


Abbildung 6-10 Gegenüberstellung der Nutzwerte 2012 und 2030 (Alternativen der thermochemischen, mittlere Lernrate)

Aus den sich neu ermittelten Nutzwerten ergibt sich eine neue Rangfolge der Alternativen. Abbildung 6-11 zeigt die Alternativen mit dem höchsten Nutzwert (Top 20). Bei den meisten Alternativen handelt es sich dabei um die der biochemischen Konversion von Bioabfall zu Biomethan (14 von 20). Allerdings sind, im Vergleich zum Standardfall 2012 (Abbildung 5-4), sehr viel mehr Alternativen der thermochemischen Konversion (6 von 20) vertreten, d. h. statt 2 von 20. Auch wird die Rangfolge von den Alternativen der thermochemischen Konversion angeführt (SNG-3_wrh und SNG-8_wrh).

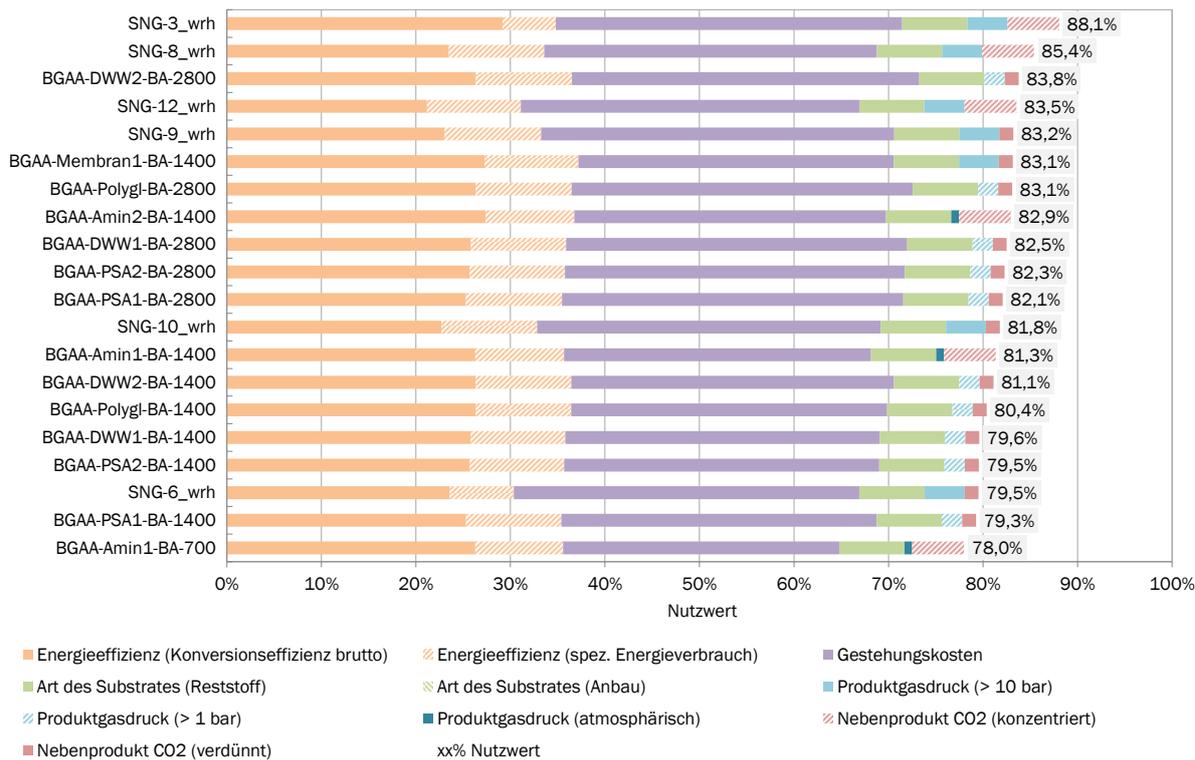


Abbildung 6-11 Rangfolge der Alternativen mit dem höchsten Nutzwert 2030 (Top 20) (mittlere Lernrate)

Betrachtet man die Nutzwerte aller Alternativen der Konversion von Stroh (bio- und thermochemisch), stellt man fest, dass 2030 (mit Ausnahme von SNG-4_str) der Nutzwert der thermochemischen Stroh-Alternativen beinahe ausschließlich über denen der biochemischen Stroh-Alternativen liegt (siehe Tabelle A 35 bis Tabelle A 37). Dies lässt sich insbesondere auf die erhöhte Konversionseffizienz bei der thermochemischen Konversion gegenüber der biochemischen Konversion zurückführen.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Entwicklung (Reduktion der Gestehungskosten im Betrachtungszeitraum) dazu führt, dass v. a. Alternativen der thermochemischen Konversion im Nutzwert steigen und Alternativen der biochemischen Konversion im Nutzwert sinken. Die Dominanz der Alternativen der biochemischen Konversion wird damit zwar etwas zurückgedrängt, ist aber noch vorhanden. Mit fortschreitendem Trend ist von einer weiteren Verbesserung der Nutzwerte der thermochemischen Anlagen auszugehen, wenn auch nicht im zuvor dargestellten Tempo. Dies liegt zum einem daran, dass die Lernrate mit fortschreitender Anzahl an installierten Anlagen abnimmt, und zum anderen die Potenziale nach und nach komplett erfasst werden.

Unberücksichtigt bleibt davon der Einfluss der Substratkosten, die als konstant während der Betrachtung angesetzt wurden.

7 Zusammenfassung

Ziel dieser Arbeit ist, es eine Methodik zur Evaluierung von Technologien zur Erzeugung von Methan aus Biomasse (bio- und thermochemisch) unter technischen und ökonomischen Aspekten zu entwickeln. Dazu wurden zunächst die Daten verschiedener Alternativen zur biochemischen und thermochemischen Konversion zusammengestellt.

Bei den Alternativen der biochemischen Konversion wurden insgesamt 22 Konzepte von neun Herstellern für fünf Aufbereitungstechnologien (DWW, PSA, Aminwäsche, Polyglykolwäsche, Membran) und bis zu vier Größenklassen (250, 700, 1.400 und 2.800 Nm³/h Rohbiogasaufbereitung) untersucht. Die Aufbereitungskapazität der Alternativen liegt im Bereich zwischen 1,4 und 16 MW_{Biomethan}.

Für alle Alternativen wurden dabei drei Substratklassen (Nawaro/Gülle, Bioabfall/Grünabfälle, Stroh/Gülle) evaluiert.

Bei den Alternativen der thermochemischen Konversion wurden insgesamt 11 Konzepte für je drei Substratklassen (Waldrestholz, KUP, Stroh) evaluiert. Deren Größenklasse reicht von ca. 13 bis 524 MW_{Bio-SNG}.

Stroh wurde für beide Konversionspfade als Substrat gewählt, um einen direkten Vergleich zwischen diesen vornehmen zu können. Auch wenn bei den biochemischen Alternativen zum Teil Gülle mit Stroh zusammen eingesetzt wird, sind auch Konzepte am Markt etabliert, die ohne Gülle als Co-Substrat auskommen.

Um einen Vergleich und die Bewertung der Technologien untereinander zu ermöglichen, wurde zunächst eine Methodik entwickelt, die nachfolgend in Kapitel 7.1 zusammengefasst wird. Darauf aufbauend wurden die untersuchten Alternativen der biochemischen und thermochemischen Konversion einer multikriteriellen Analyse unterzogen, Kapitel 7.2. In Kapitel 7.3 sind die Ergebnisse der Untersuchung zur Entwicklung der Technologien in dem Betrachtungszeitraum 2013 bis 2030 für Europa zu finden.

Abschließend erfolgt in Kapitel 7.4 die Zusammenfassung der Gegenüberstellung der beiden Bewertungsmethoden mittels eines Kriteriums (hier Gestehungskosten) und mehrerer Kriterien (multikriterielle Analyse).

7.1 Methodenentwicklung

Auf Grundlage der formulierten Kernfragen dieser Arbeit, siehe Kapitel 1, wurde eine Methodik entwickelt, die einen Vergleich zwischen den beiden Konversionstechnologien biochemische und thermochemische Konversion von Biomasse zu Methan ermöglicht. Die Methodik ist dabei nicht auf die in dieser Arbeit gewählten Kriterien, Alternativen oder Konversionstechnologien beschränkt. Sie kann beliebig auf andere Bereiche erweitert und adaptiert werden.

Die Schwierigkeit bei dem Vergleich der beiden Konversionstechnologien liegt zum einen in der völlig unterschiedlichen Substratbasis und zum anderen in dem grundverschiedenen Konversionsprozessen. Während bei der biochemischen Konversion überwiegend ligninarme Substrate eingesetzt werden, sind es bei der thermochemischen Konversion überwiegend ligninreiche. Es wurde daher nach einem Weg gesucht, beide Technologien miteinander vergleichbar zu machen. Dies wurde erreicht, indem Stroh als Vergleichssubstrat gewählt wurde.

Eine Konversion von Stroh zu Methan ist sowohl mittels des biochemischen Konversionsprozesses als auch mittels thermochemischer Konversion möglich. Allerdings stellt Stroh für keine der beiden Konversionspfade das ideale Substrat dar, so dass bei beiden mit schlechteren Ergebnissen als für typische Substrate gerechnet werden muss.

Die entwickelte Methodik beruht auf den im Folgenden aufgeführten Arbeitsschritten und umfasst im Wesentlichen einen multikriteriellen Bewertungsansatz sowie eine Abschätzung zur Entwicklung der untersuchten Technologien bzw. Alternativen:

- Festlegung des Bilanzraums,
- Technologievorauswahl,
- Einordnung des Entwicklungsstandes der Technologiekonzepte,
- multikriterielle Analyse,
 - modifizierte AHP,
 - Kriterien,
 - Delphi-Befragung,
 - Sensitivität der Kriterien,
- Ökonomische und technische Rahmenbedingungen zur Bewertung der Technologien,
- Evaluierung der Referenzrohstoffe,
- Erstellung eines Logistikkonzept zur Versorgung der untersuchten Alternativen mit Substrat,
- Evaluierung der Referenzbiogasanlagen,
- Evaluierung der Bio-SNG Konzepte,
- Entwicklung der Technologien,
 - Festlegung von Lernraten,
 - Ermittlung des Biomassepotenzials,
 - Anlagenbestand und Zubau.

Die Entwicklung einer multikriteriellen Analyse innerhalb dieser Arbeit diene dem Zweck, Alternativen der biochemischen und thermochemischen Konversion von Biomasse zu Methan anhand mehrerer Parameter zu evaluieren und zu vergleichen. Sie stellt dabei einen wesentlichen Baustein dieser Arbeit dar.

Dazu wurden zunächst repräsentative Ober- und Unterkriterien ausgewählt und anschließend durch eine Gruppe von Experten priorisiert. Mittels dieser Priorisierung lässt sich eine Rangfolge der Alternativen erstellen (anhand der Nutzwerte) und der Einfluss der einzelnen Parameter auf das Ergebnis untersuchen. Hauptziel ist es, eine Entscheidungsfindung in Wirtschaft, Politik und Gesellschaft bzgl. Biomasse-zu-Methan Konversionsprozessen zu unterstützen. Die Priorisierung wurde mittels einer Delphi-Befragung durchgeführt. Sie dient dabei einer objektiven Bewertung der Kriterien, indem externe Experten in die Bewertung mittels einer Befragung integriert wurden. Dazu wurden die Experten über zwei Runden gebeten die zuvor festgelegten Ober- und Unterkriterien einer entsprechenden Gewichtung/Priorisierung zu unterziehen. Eine Zusammenfassung des Ergebnisses ist nachfolgend aufgeführt.

Ergebnisse der Delphi-Befragung

- Insgesamt wurden 60 Experten aus 9 Ländern angefragt, von denen 29 aus 6 Ländern sich beteiligt haben und eine Priorisierung der Kriterien vorgenommen haben.

- Von den fünf Oberkriterien werden die Energieeffizienz und die Gesteungskosten mit Abstand als die bedeutendsten eingestuft.
- Reststoff- bzw. Abfallsubstrate werden Energiepflanzen (Nawaro und KUP) vorgezogen bzw. höher bewertet.
- Je höher der Gasdruck des vorliegenden Biomethan bzw. Bio-SNG ist, desto höher erfolgte die Bewertung durch die Experten.
- Technologien mit reinem CO₂, welches als Nebenprodukt noch weiter verwendet bzw. extrahiert werden kann, werden Technologien mit verdünntem CO₂ im Abluftstrom vorgezogen.
- Der Unterschied der Priorisierung zwischen den Experten der biochemischen und thermochemischen Branche ist sehr gering. Allerdings ist der Unterschied in der Priorisierung dieser Experten zu den der Experten aus dem Bereich der Gasversorgung relativ groß.

7.2 Ergebnisse des Technologievergleichs

Der Vergleich der systematisch entwickelten Technologiekonzepte wurde in zwei Schritten vorgenommen. Zunächst wurden die Alternativen der Technologien je Konversionspfad und zwischen den Konversionspfaden ohne Gewichtung auf ein spezielles Kriterium verglichen, siehe Kapitel 4 sowie Kapitel 4.3. Im Anschluss daran wurden die Alternativen mittels der in dieser Arbeit entwickelten multikriteriellen Analyse verglichen, indem mehrere, unterschiedlich gewichtete Kriterien für den Vergleich herangezogen wurden.

7.2.1 Gegenüberstellung der Alternativen anhand der Gesteungskosten

Stellt man beide Konversionspfade einander gegenüber (ohne Wertung der Gewichtung aus der Delphi-Befragung) ist ersichtlich, dass die Gesteungskosten des Biomethan bzw. des Bio-SNG in der gleichen Größenordnung (5,7 bis 18,2 €/kWh) liegen. In der Tendenz zeigen die biochemischen Konversionstechnologien dabei geringere Gesteungskosten als die Alternativen der thermochemischen Konversion. Der Vorteil der im Schnitt größeren Leistung der thermochemischen Anlagen (Upscaling-Effekt) kommt demzufolge hier nicht zum Tragen. Dies liegt zum einem an der sehr aufwändigen und somit auch teuren Technologie der thermochemischen Konversion und den bis dato noch nicht vorhandenen Lerneffekten, die sich üblicherweise erst nach Markteinführung und mit steigender Anlagenanzahl ausbilden und zu einer Reduktion der Kosten führen.

Beim Vergleich der Alternativen bezogen auf die Substratklasse weisen die Alternativen die Waldrestholz respektive Bioabfall einsetzten die geringsten Gesteungskosten auf. Alternativen, die Stroh einsetzen, weisen hingegen die höchsten Gesteungskosten auf, was zum einem an den vergleichsweise hohen Substratkosten und zum anderen an der geringen Konversionseffizienz liegt.

In Bezug auf die Konversionseffizienz lässt sich schlussfolgern, dass beide Konversionstechnologien über ähnlich hohe Konversionseffizienzen verfügen. Ein wirklicher Vergleich der Technologien kann allerdings nur auf einer gemeinsamen Grundlage erfolgen, z. B. gleiche Substratbasis. Um dies zu gewährleisten wurden beide Konversionstechnologien mit Stroh als Substrat untersucht.

Bei der Betrachtung der Konversionseffizienz lässt sich feststellen, dass die Alternativen der thermochemischen Konversion sehr viel besser zur Umsetzung von Stroh zu Methan geeignet sind, als die Alternativen der biochemischen Konversion. Bei den Alternativen der thermochemischen Konversion liegen die Konversionseffizienzen (brutto) zwischen 58 und 75 %, im Vergleich zu 40 und 43 % bei der biochemischen Konversion.

Eine allgemeine Aussage, dass vor allem eine Technologie über die andere dominiert, kann somit nicht getroffen werden. Allerdings liegen die niedrigsten Gestehungskosten bei den Alternativen der biochemischen Konversion vor. Doch auch diese sind immer noch doppelt so hoch wie die Kosten von Erdgas (Grenzübergangspreis), welcher im Jahr 2012 bei ca. 2,9 €/ct/kWh lag (BAFA, 2015b).

Die Auswertung anhand der beiden Parameter (Gestehungskosten und Konversionseffizienz) zeigt auf, dass ein Vergleich bzw. eine Einordnung der beiden Konversionstechnologien aufgrund ausgewählter Parameter zu unterschiedlichen Aussagen führen kann. Aus diesem Grund erfolgt eine weitere Gegenüberstellung der Alternativen anhand einer multikriteriellen Analyse, welche im Rahmen dieser Arbeit entwickelt wurde und mehrere Parameter innerhalb der Betrachtung berücksichtigt.

7.2.2 Gegenüberstellung der Alternativen anhand der multikriteriellen Analyse

Das Ziel der multikriteriellen Analyse ist es, die untersuchten Alternativen zur Produktion von Biomethan bzw. Bio-SNG aus Biomasse anhand mehrerer Kriterien zu evaluieren. Dazu musste in einem ersten Schritt eine Priorisierung der gewählten Kriterien, durch ausgewählte Experten, durchgeführt werden. Anhand dieser Priorisierung und der in Kapitel 3.5.1 beschriebenen angepassten AHP (analytic hierarchy process) wurde für jede Alternativen ein Nutzwert ermittelt

Als Hauptergebnis der Priorisierung kann festgehalten werden, dass von allen Kriterien die *Energieeffizienz* (hier vor allem die *Konversionseffizienz*) den größten Einfluss auf den Nutzwert hat. Sie kann daher als Hauptkriterium bei der Bildung des Nutzwertes angesehen werden. Als zweitwichtigstes Kriterium sind die *Gestehungskosten* zu nennen. Sie wurden nur geringfügig niedriger als die Energieeffizienz bewertet. Da beispielsweise die Stroh-Konversion auf dem biochemischen Konversionspfad über eine sehr geringe Konversionseffizienz verfügt, gepaart mit den hohen Gestehungskosten, werden bei hier nur sehr geringe Nutzwerte erreicht.

Analysiert man die verbleibenden Ober- bzw. Unterkriterien, so stellt man fest, dass das *Nebenprodukt CO₂*, also die Reinheit des Schwachgases- bzw. Abgasstroms, das Kriterium mit dem geringsten Einfluss auf den Nutzwert ist. Darüber hinaus ist festzustellen, dass Alternativen, die Reststoffe als Substrat einsetzen sowie über *Produktgasdrücke* $> 1 \text{ bar}_a$ verfügen, höhere Nutzwerte aufweisen als Alternativen die nachwachsende Rohstoffe einsetzen und über einen geringeren Produktgasdruck verfügen.

Die Nutzwerte innerhalb der biochemischen Konversion reichen von 42,7 bis 84,8 %. Eine eindeutige Aussage bzgl. der vorteilhaftesten Technologie zur Biogasaufbereitung aller betrachteten Alternativen, über alle Größenklassen hinweg, kann nicht getroffen werden. Betrachtet man jedoch lediglich eine Größenklasse, z.B. 1.400 Nm³/h, zeigt sich, dass die Membranaufbereitung sowie die Aminwäsche höhere Nutzwerte als die Polyglykolwäsche, DWW sowie die PSA aufweisen. Dies, sowie der Einfluss der Substratart führen dazu, dass sich keine strikte Ordnung der Alternativen nach Größenklassen ergibt. So verfügen auch kleine Anlagen der Bioabfall-Verwertung über höhere Nutzwerte als die großen Anlagen der Nawaro- und Stroh-Verwertung.

Bei den Alternativen der thermochemischen Konversion ist die Alternative SNG-3 (aus (MÜLLER-LANGER, 2011)) die Alternative mit dem durchweg höchsten Nutzwert, was vor allen an der sehr hohen Konversionseffizienz (höchster Wert aller Alternativen) verbunden mit vergleichsweise geringen Gestehungskosten liegt.

Eine eindeutige Abhängigkeit zwischen Substratart und Nutzwert lässt sich für die Alternativen der thermochemischen Konversion nicht feststellen, da die Unterschiede zwischen den Alternativen (z.B. Konversionseffizienz) die Substratart spezifischen Unterschiede (vor allem auf die Kosten bezogen) überwiegen. Tendenziell verfügen die Alternativen der Waldrestholznutzung jedoch über höhere Nutzwerte als die Alternativen, welche andere Substratarten einsetzen.

Unter den Alternativen mit dem höchsten Nutzwert (Top 20 Alternativen) wird die Rangfolge von den Alternativen der biochemischen Konversion dominiert (18 von 20). Allerdings befinden sich auch zwei Alternativen der thermochemischen Konversion darunter.

Generell lässt sich festhalten, dass zusätzlich zu den Alternativen mit hoher Konversionseffizienz und geringen Gestehungskosten, diejenigen Alternativen die Rangfolge anführen, die Reststoffe einsetzen. Bezüglich des Produktgasdruckes kommen überwiegend Alternativen zum Einsatz, bei denen der Produktgasdruck über 1 bar_a liegt. Bei Betrachtung des Nebenproduktes CO₂ fällt auf, dass zwar bei der Alternative mit dem höchsten Nutzwert das CO₂ in konzentrierter Form vorliegt, im Schnitt bei dem überwiegenden Teil der Alternativen jedoch das CO₂ in verdünnter Form vorliegt. Der Mehrwert des reinen bzw. konzentrierten CO₂ ist damit kein unbedingt notwendiges Kriterium für einen hohen Nutzwert und wird durch andere Effekte überlagert.

Darüber hinaus wurden Alternativen der biochemischen und thermochemischen Konversion innerhalb der gleichen Größenklassen, welche zwischen ca. 13 bis 23 MW_{BioCH₄} liegt, untersucht. Die Alternativen der biochemischen Konversion, die Bioabfall als Substrat einsetzen, weisen durchweg die höchsten Nutzwerte auf. Lediglich eine Alternative der thermochemischen Konversion (SNG-12-wrh) liegt mit einem Nutzwert von 80,9 % in etwa ebenfalls diesem hohen Bereich. Die meisten thermochemischen Alternativen liegen vom Nutzwert darunter. Auch ergibt sich aus dem Vorteil der thermochemischen Konversion bzgl. des bereits anlagenbedingten hohen Produktgasdrucks kein erhöhter Nutzwert gegenüber den biochemischen Alternativen. Auffällig ist hier, dass die Alternativen der thermochemischen Konversion trotz der sehr viel höheren Konversionseffizienz bei der Stroh-Verwertung keine durchweg höheren Nutzwerte aufweisen, als die Alternativen der biochemischen Konversion, die Stroh einsetzen. Vergleicht man also Alternativen der Stroh-Verwertung gleicher Größenordnung, ergibt sich keine absolute Überlegenheit der thermochemischen Alternativen gegenüber den biochemischen Varianten. Ein Grund dafür könnte darin liegen, dass die hier aufgeführten biochemischen Alternativen in einem für diese Technologie sehr großen Leistungsbereich operieren und die thermochemischen Alternativen in einem für diese Technologie eher kleinen Leistungsbereich operieren und so Skaleneffekte bzgl. der Gestehungskosten eine große Bedeutung haben.

Bezüglich der branchenspezifischen Auswertung der Priorisierung lässt sich festhalten, dass die Priorisierung durch die Experten der thermochemischen Konversion am nächsten am Gesamtdurchschnitt liegt. Die Priorisierung durch die Experten der Gasversorgung führt hingegen zu einer komplett neuen Rangfolge der Alternativen. Bei dieser spielen die Gestehungskosten eine größere Rolle als bei der Priorisierung durch Experten der biochemischen und thermochemischen Konversion.

Bezüglich der Sensitivität der Rangfolge auf eine sich verändernde Priorisierung bzw. Gewichtung kann festgehalten werden, dass die Rangfolge vergleichsweise sensibel auf kleine Änderungen, wie sie beispielsweise zwischen der thermochemischen und biochemischen Gewichtung auftreten, reagiert (siehe 5.4). Dies macht sich in einer Änderung der Rangfolge der Alternativen bemerkbar.

Allerdings bleibt die Rangfolge bzgl. der Dominanz der Alternativen der biochemischen Konversion (speziell derer, die Bioabfall einsetzen) nahezu unverändert.

Darüber hinaus hängt die Höhe der Nutzwerte stark von der Verteilung der Gewichtung ab. Eine ausgewogene Verteilung der Gewichtung zwischen den Kriterien führt zu einer geringen Spannweite zwischen den Nutzwerten der Alternativen, während eine zugunsten einer oder zwei Kriterien verschobene Gewichtung zu einer großen Spannweite an Nutzwerten führt.

7.3 Ergebnisse der Abschätzung zur Entwicklung der Technologien

Ziel der Abschätzung zur Entwicklung der Technologien ist es, eine Aussage darüber zu treffen, wie sich die Technologien bzw. die einzelnen Alternativen mit einer zunehmenden Anzahl von installierten Anlagen in Zukunft entwickeln werden. Bei der Betrachtung wurde der Fokus auf die Gestehungskosten sowie den Nutzwert gelegt. Als Betrachtungszeitraum wurde 2013 bis 2030 und als Betrachtungsraum Europa (Europäische Union) gewählt.

Nachfolgend sind die wichtigsten Erkenntnisse aus der Abschätzung zur Entwicklung der Technologien zusammengefasst:

- Das Entwicklungspotenzial bzgl. sich reduzierender Gestehungskosten sowie erhöhtem Anlagenzubau der thermochemischen Konversion ist größer als das der biochemischen Konversion.
- Die Gestehungskosten der thermochemischen Konversion nähern sich denen der biochemischen Konversion an und unterschreiten diese zum Teil im Jahr 2030.
- Die Alternativen der Reststoffe Bioabfall sowie Waldrestholz verfügen über die geringsten Gestehungskosten und die höchsten Nutzwerte.
- Bezüglich der Nutzwerte führen überwiegend die Alternativen der biochemischen Konversion die Rangfolge an.
- Die Alternativen der Strohkonversion (bio- und thermochemisch) verfügen über die höchsten Gestehungskosten, wobei die Gestehungskosten beider Konversionspfade sich bis zum Jahr 2030 einander angenähert haben werden.
- Auf Grundlage der multikriteriellen Betrachtung, weisen die Alternativen der thermochemischen Konversion von Stroh höhere Nutzwerte auf, als die der biochemischen Konversionen.
- Während im Bezugsjahr 2013 die biochemische Konversion den Biomethanmarkt bestimmt, wird zum Ende des Betrachtungszeitraums (2030) der überwiegende Teil des BioCH₄ mittels Bio-SNG aus Waldrestholz und KUP bereitgestellt.
- Auch bei den Anlagen der biochemischen Konversion kommt es zu einem hohen Zubau, dieser liegt allerdings weit hinter denen der thermochemischen Konversion, was vor allem am geringeren Biomassepotenzial liegt.

Hauptinflussparameter bei der Abschätzung waren der bereits installierte Anlagenbestand sowie der zugrunde gelegte Anlagenzubau, das zur Verfügung stehende Biomassepotenzial sowie die angesetzten Lernraten der Technologien. Die Parameter haben dabei unterschiedlich starken Einfluss auf das Ergebnis. So konnte festgestellt werden, dass der durch die drei angesetzten Lernraten (*hoch*, *mittel*, *niedrig*) resultierende Einfluss auf die Gestehungskosten nur gering ausfällt. Von großem Einfluss ist hingegen der Anlagenzubau (in Form von einer Verdopplung der installierten

Anlagenleistung), der indirekt auch durch die Höhe des zur Verfügung stehenden Potenzials abhängt bzw. beeinflusst wird.

Die Aufbereitung zu Biomethan weist zwar ein hohes Kostenreduktionspotenzial auf, trägt allerdings nur mit einem geringen Anteil zu den Gesamtgestehungskosten bei. Der überwiegende Anteil der Gestehungskosten des Biomethans liegt bei der Rohbiogasproduktion, welche über ein vergleichsweise geringes Kostenreduktionspotenzial verfügt. Daher kommt es innerhalb des Betrachtungszeitraums bei den Gesamtgestehungskosten von Biomethan insgesamt zu einer relativ geringen Kostenreduktion.

Die Alternativen der thermochemischen Konversion weisen hingegen ein hohes Kostenreduktionspotenzial auf, siehe Abbildung 6-4. Dies lässt sich vor allem auf die höheren Lernraten und den großen Anlagenzubau im Betrachtungszeitraum zurückführen. Auch führen hohe Investitionskosten zu einer stärkeren Kostenreduktion mit zunehmender Anzahl an Verdopplungen der installierten Leistung als niedrige Investitionen.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Reduktion der Gestehungskosten im Betrachtungszeitraum dazu führt, dass vor allem Alternativen der thermochemischen Konversion im Nutzwert steigen und Alternativen der biochemischen Konversion im Nutzwert sinken. Die Dominanz der Alternativen der biochemischen Konversion bzgl. der Rangfolge der Nutzwerte wird damit zwar etwas zurückgedrängt, ist aber 2030 noch vorhanden. Mit fortschreitendem Trend ist mit einer weiteren Verbesserung der Nutzwerte der thermochemischen Alternativen auszugehen, wenn auch nicht im zuvor dargestellten Tempo. Dies liegt zum einem daran, dass die Lernrate mit fortschreitender Anzahl an installierten Anlagen abnimmt und die Potenziale nach und nach komplett erschlossen werden.

7.4 Gegenüberstellung der Gestehungskosten-Analyse und der multikriteriellen Analyse

Im Rahmen der Arbeit wurden die beiden Analysemethoden (monokriterielle und multikriterielle Bewertung) im Kapitel 5.5 gegenübergestellt und verglichen. Sowohl bei den Alternativen der biochemischen als auch bei den Alternativen der thermochemischen Konversion kommt es zu einer anderen Rangfolge der Alternativen mittels der beiden Analysemethoden. Während bei den biochemischen Alternativen die Abweichungen gering ausfallen, sind sie bei den thermochemischen Alternativen vergleichsweise hoch.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass der Aufwand einer monokriteriellen Bewertung weit unter dem einer multikriteriellen Bewertung liegt. Während bei der multikriteriellen Bewertung die Werte mehrerer Parameter umfassend ermittelt bzw. berechnet werden müssen, muss bei der monokriteriellen Bewertung lediglich ein Parameter ermittelt bzw. berechnet werden (z.B. die Gestehungskosten). In Einzelfällen kann eine solche monokriterielle Analyse ausreichend zur Bewertung verschiedener Alternativen bzw. Technologien sein. Ist es jedoch das Ziel, den gleichzeitigen Einfluss mehrerer Parameter auf das Gesamtergebnis zu evaluieren, muss eine multikriterielle Analyse zur Anwendung kommen. In einem solchen Fall ist über die Ermittlung bzw. Berechnung der Werte der einzelnen Parameter hinaus eine Priorisierung bzw. Gewichtung dieser Parameter notwendig. Im einfachsten Fall kann diese so umgesetzt werden, dass alle Parameter (auch Kriterien genannt) gleich gewichtet werden. Man kann allerdings auch, wie in dieser Arbeit, den Parametern unterschiedliche Gewichtungen beimessen und so die Bedeutung einzelner Parameter am Gesamtergebnis zu stärken oder abzuschwächen. Dies ist mit weiterem Aufwand verbunden.

Als zweckdienlich bei dieser Priorisierung hat sich dabei die Einbindung von externen Experten herausgestellt, vergleiche Kapitel 5.1. Mittels dieser kann eine objektive Gewichtung, frei vom subjektiven Eindruck des Urhebers, vorgenommen werden.

8 Kritische Betrachtung der Methode sowie der Ergebnisse

Die in dieser Arbeit dargestellten Ergebnisse beruhen maßgeblich auf der entwickelten Methodik sowie die zur Berechnung herangezogenen Daten. Diese Daten sind zum größten Teil der Literatur entnommen bzw. wurden direkt von Herstellern bereitgestellt.

Dieses Kapitel soll in erster Linie dazu dienen, die entwickelte und angewendete Methodik kritisch zu hinterfragen, um so die Aussagekraft der Ergebnisse einordnen zu können.

Delphi-Befragung

Bei der Delphi-Befragung handelt es sich um ein etabliertes Verfahren zur Befragung von Experten (siehe Kapitel 3.5.3), welches allerdings bisher selten im Bereich der Forschung zu erneuerbaren Energien bzw. Bioenergie eingesetzt wurde. Im Rahmen dieser Arbeit wurde es genutzt, um die Priorisierung innerhalb der multikriteriellen Analyse durch Experten vorzunehmen.

Das Ergebnis der Delphi-Befragung beruht zum einen auf der Priorisierung durch die Experten und zum anderen auf der Vorauswahl der untersuchten Kriterien. Die Auswahl der Kriterien wurde dabei in Rücksprache mit Experten vorgenommen. Die Fokussierung auf andere bzw. weitere Kriterien hätte ein anderes, als in dieser Arbeit präsentiertes, Ergebnis zur Folge.

Im Ergebnis der Priorisierung zeigte sich eine große Bandbreite an individuellen Einschätzungen durch die Experten, siehe Tabelle 5-2. Dabei ist vor allem ein großer Unterschied zwischen den Vertretern der Gasversorgung und jenen der bio- und thermochemischen Konversion zu sehen, siehe Tabelle 5-3. Während die Bewertung der Experten der bio- und thermochemischen Konversion sehr nahe am Gesamtdurchschnitt liegt, weicht die Bewertung der Gasversorger signifikant davon ab. Allerdings muss beachtet werden, dass sehr viel mehr Experten der bio- und thermochemischen Konversion an der Befragung teilgenommen haben als Experten der Gasversorgung. Eine höhere Beteiligung dieser hätte evtl. zu einem anderen Ergebnis geführt bzw. hätte Ausreißer abgemildert. Im Endeffekt konnte die Befragung der Experten jedoch zu einem aussagekräftigen Ergebnis (objektive Priorisierung durch externe Experten) dieser Arbeit beitragen. Die Delphi-Befragung wird daher als ein geeignetes Mittel angesehen, um zukünftig die Forschung im Bereich der Bioenergie (bzw. Energie allgemein) zu unterstützen, wenn eine objektive Einschätzung eines Sachverhaltes erforderlich ist. Das Ergebnis hängt dabei allerdings stark von der Auswahl und Anzahl der eingebundenen Experten sowie der Wahl der Kriterien ab. Gerade wenn eine große Anzahl an Experten befragt werden soll, zeichnet sich die Delphi-Befragung positiv, durch die Möglichkeit der Automatisierung, gegenüber einzelnen Experteninterviews ab.

Datenbasis

Die Aussagefähigkeit der Ergebnisse hängt von der Zuverlässigkeit der Input-Daten ab.

Dabei muss beachtet werden, dass die Daten für die Alternativen der biochemischen Konversion von Anlagen stammen, die bereits am Markt etabliert sind und für die Alternativen der thermochemischen Konversion Anlagen betrachtet wurden, die bisher nur als Konzept bzw. Demonstrationsvorhaben existieren. Die Daten der thermochemischen Konversion sind dementsprechend, aufgrund fehlender Praxiserfahrung, mit größeren Unsicherheiten verbunden.

Auch wenn die Alternativen der thermochemischen Konversion noch nicht im Markt etabliert sind, wurden nur solche Konzepte herangezogen, die bereits marktaugliche Anlagen beschreiben (siehe Anhang A.5). Die Aussagekraft der Literaturdaten wurde dabei nicht in Frage gestellt. Lediglich bei

offensichtlich unrealistischen Daten bzw. angesetzten Annahmen wurde auf eine Integration dieser Alternative in die Betrachtung verzichtet.

Die Kosten für die Substrate wurden aus Mittelwerten der Literatur und Praxis gebildet. In konkreten Anwendungsfällen kann es jedoch, z.B. aufgrund günstiger lokaler (z.B. hoher Flächenertrag) oder organisatorischer Faktoren (z.B. Landwirt und Anlagenbetreiber in einer Person), zu abweichenden Substratkosten kommen.

Eine Kostensteigerung aufgrund von Bauzeitverzögerungen, steigenden Rohstoffpreisen, steigenden Preisen im Maschinenbau, höhere Lohnkosten und vor allem unvorhergesehenen technischen Problemen konnte aufgrund fehlender Daten und Praxiserfahrung nicht berücksichtigt werden. Es ist jedoch sehr wahrscheinlich, dass gerade bei Bio-SNG-Anlagen aufgrund ihres großen Bauvolumens, ähnlich dem von fossilen Kraftwerken, und bis dato geringen Praxiserfahrungen mit derartigen Kostensteigerungen zu rechnen ist.

Alternativen der Technologien

Bei der Evaluierung wurden 66 Alternativen der biochemischen und 33 Alternativen der thermochemischen Konversion betrachtet. Bei allen untersuchten Alternativen handelt es sich um modelhafte Konzepte, wie sie am Markt verfügbar sind bzw. verfügbar sein könnten. Es sind aber auch zahlreiche Konzeptvarianten möglich, die in dieser Arbeit nicht untersucht wurden, aber ebenfalls verfügbar sind bzw. sein könnten. Die hier untersuchten Alternativen stellen somit nur eine Auswahl der möglichen Konzepte bzw. Alternativen dar.

Substratverfügbarkeit

Im Rahmen dieser Arbeit wurde davon ausgegangen, dass die benötigten Substrate in der jeweils der Anlage befindlichen Umgebung zur Verfügung stehen. Der Einzugsradius ergibt sich dabei aus der Menge des benötigten Substrates sowie der entsprechenden spezifischen Substratmenge pro Fläche. Nicht berücksichtigt sind Verknappung der Substrate oder dadurch hervorgerufene Landnutzungsänderungen, da jeweils nur die einzelnen Alternativen und kein Anlagenpark berücksichtigt werden. Bezüglich der Biomassepotenziale wurden die Daten einschlägiger Literatur entnommen.

In dieser Arbeit wurden die Alternativen der thermochemischen Konversion auch für den Fall der Konversion von Holz aus KUP zu Bio-SNG betrachtet. Technisch stellt dies keine Hürde bei der Umsetzung dar. Allerdings handelt es sich bei Holz aus KUP um einen Rohstoff, der bisher nicht oder nur in sehr geringen Umfang angebaut und genutzt wird. Daher konnten bisher kaum langjährige Erfahrungen mit KUP bzgl. Bereitstellung und Kosten gesammelt werden.

Auch liegen die logistischen Anforderungen bei der Bewirtschaftung von KUP zum Teil über denen von anderen Substraten. So sind spezielle Erntemaschinen notwendig, die sich im Vergleich zu anderen etablierten Erntemaschinen (z.B. die der Maisernte) derzeit nur in begrenzter Stückzahl verfügbar sind. Darüber hinaus benötigt es drei bis fünf Jahre, bis es zu einer ersten Ernte einer KUP kommen kann, was bei der Etablierung auf diesem Substrat beruhenden Technologie berücksichtigt werden muss.

Da die Rohstoffkosten zum Teil sehr hoch sind und einen großen Einfluss auf das Ergebnis haben (siehe Sensitivitätsbetrachtung), kann bereits eine geringe Veränderung der Substratkosten (z.B. durch saisonale Schwankungen) zu einer großen Veränderung der Gesteungskosten führen.

Strohkonzersion

Stroh wurde in dieser Arbeit als gemeinsames Substrat für beide Technologien (biochemische und thermochemische Konversion) gewählt. In der Praxis wird Stroh derzeit allerdings kaum eingesetzt. Die in der Literatur verfügbaren und in dieser Arbeit ermittelten Technologien führen auf nur geringe Praxiserfahrung zurück. Dies führt zu entsprechenden Unsicherheiten bezüglich der technischen und ökonomischen Parameter.

Für keine der beiden Konversionspfade stellt Stroh das ideale Substrat der Konversion zu Methan dar, siehe Kapitel 3.5 sowie Anhang A.6. So wurde davon ausgegangen, dass durch die Zugabe von Kaolin als Additiv, Stroh großtechnisch einsatzfähig für die Vergasung wird.

In dieser Arbeit wird die Wiederverwertung der Gärückstände aus der biochemischen Konversion zur Rückführung auf die Ackerfläche nicht näher betrachtet. Dies ist ein Vorteil bezüglich der biochemischen über die thermochemische Konversion, bei der keine biologisch wertigen Rückstände übrig bleiben.

Konversionseffizienz

In dieser Arbeit wurde davon ausgegangen, dass der Energiemengen-Input und -Output (brennwertbezogen) zwischen den Originaldaten und auf diesen basierenden Alternativen konstant bleibt. Das heißt, die Input-Mengen der Referenzsubstrate wurden dementsprechend angepasst. Dies ermöglicht eine Variation von Substraten, ohne Änderungen der Energieströme und Anlagenkomponenten vornehmen zu müssen. Aufgrund unterschiedlicher Substrateigenschaften (z.B. Feuchtegehalt und Brennwert) ergibt sich daraus jedoch eine unterschiedliche Konversionseffizienz der Substrate innerhalb der Alternativen. Es werden daher auch Konstellationen an Alternativen untersucht, die in der Praxis eher nicht anzutreffen sind.

Entwicklung der Technologien

Im Rahmen der Betrachtung zur Entwicklung der Gesteungskosten bis 2030 wurde von konstanten Substratpreisen ausgegangen. Es ist jedoch möglich, dass es je nach Substratart und abhängig von externen Einflüssen zu einer Veränderung der Substratpreise kommen kann. Die Einschätzung der Substratpreisentwicklung ist ebenfalls mit großen Unsicherheiten verbunden, so dass sich dafür entschieden wurde, diese in dieser Arbeit konstant zu halten. Darüber hinaus wurde die Priorisierung der Kriterien über den Betrachtungszeitraum konstant gehalten. Es ist theoretisch allerdings auch denkbar, dass sich diese, mit fortschreitenden Anlagenzubau und Veränderung des Energiesystems im Allgemeinen, ändern können. Eine derartige prognostizierte Priorisierung durch Experten ist jedoch mit erheblichen Unsicherheiten verbunden, so dass auch hier die ursprüngliche Priorisierung beibehalten wurde.

Bei der Entwicklung der Lernkurven wurde eine feste Lernrate angesetzt. Allerdings ist bekannt, dass sich die Lernrate mit fortschreitender Entwicklung der Technologie verringert. Daher wurde die Methodik so angepasst, dass sich die Lernrate nach der 6. Verdopplungen reduziert. Es wurde angenommen, dass die Änderung 1 % pro Jahr beträgt, siehe Tabelle 3-11. Im Einzelfall kann diese Änderung auch, z.B. durch externe oder interne Technologiesprünge, höher oder niedriger ausfallen.

Darüber hinaus muss beachtet werden, dass Lernkurven sich auf Produkte identischer bzw. nahezu identischer Bauweise beziehen. Bei den hier betrachteten Technologien (bio- und thermochemische Konversionsanlagen) fließen jedoch eine Vielzahl an Faktoren in Planung, Bau und Ausführung der Anlagen ein. Letztendlich unterscheiden sich nahezu alle Anlagen am Markt, selbst jene gleichen Bautyps vom gleichen Hersteller. Zumindest zum gegenwärtigen Zeitpunkt kann daher noch von keiner Massenfertigung bzgl. Biomethan- bzw. Bio-SNG-Anlagen ausgegangen werden. Die Betrachtung mittels Lernkurven bleibt damit mit entsprechenden Unsicherheiten verbunden.

Bei bereits technisch ausgereiften Technologien kann es durch Erweiterungen der Qualitäts- oder Sicherheitsanforderungen, zu einer Kostensteigerung kommen. In diesem Fall kann der Aufwand der Technologieanpassung bzw. -erweiterung die sich reduzierenden Kosten durch Lerneffekte übersteigen.

Mit Hilfe der Einteilung in *niedrige*, *mittlere* und *hohe* Lernraten wurde versucht, die Unsicherheit einzugrenzen und darzustellen. Es kann allerdings zu einer Reihe von Änderungen bei nicht berücksichtigten Parametern (z.B. potenzielle Ertragsteigerung, Substratpreisentwicklung) kommen, deren Einfluss nicht in der Entwicklung der Gestehungskosten Berücksichtigung findet.

Beispielsweise ist Holz aus KUP derzeit noch nicht im großen Maßstab am Markt etabliert. Durch den langjährigen Wachstumsprozess (Ernte alle 3 Jahr möglich (WOLBERT-HAVERKAMP & MUSSHOFF, 2014)) kann es hier zu einer nicht berücksichtigten Verzögerung kommen.

Umwelteffekte

Umwelteffekte werden im Rahmen dieser Arbeit nicht untersucht, da der Fokus auf einer technisch-ökonomischen Betrachtung liegt. Sie können jedoch in Zukunft, z.B. in Form von CO₂-Zertifikaten an Bedeutung gewinnen. Darüber hinaus könnte aus politischer Sicht eine weitere Forcierung von Umwelteffekten wie bspw. Nährstoffeintrag, Versauerung oder Feinstaubbelastung eine höhere Bedeutung beigemessen werden. In diesen Fällen sollten in einer Anschlussbetrachtung ökologische Faktoren verstärkt eingebunden werden.

Ebenfalls nicht berücksichtigt ist der Methanschluß der Konversionstechnologien. Nach geltendem Recht muss ab der Überschreitung eines festgelegten Methangehalts im Schwachgasstrom eine Nachbehandlung zur Reduzierung des emittierenden Methans vorgenommen werden. Durch diese Regelung wird zumindest der Methanschluß mittels des Schwachgas- bzw. Abgasstroms begrenzt. Nicht berücksichtigt sind dabei allerdings Leckagen, die bei allen Anlagentypen auftreten können.

9 Fazit und Ausblick

Mit der vorliegenden Arbeit wurde am konkreten Beispiel der Biomethan- bzw. Bio-SNG-Produktion eine Methodik entwickelt und zur Anwendung gebracht, um den komplexen Sachverhalt der Bewertung und den Vergleich von verschiedenen Technologien zur Bio_{CH₄}-Produktion und dessen zukünftige Entwicklung umfassend zu bewerten. Ein derartiger umfassender Vergleich, inkl. Abschätzung zur Entwicklung der Technologien, ist in der Literatur bis dato nicht zu finden.

Kernstück der Arbeit ist dabei die Anwendung der multikriteriellen Analyse mit integrierter Delphi-Befragung. Diese ermöglicht eine Einordnung der verschiedenen Alternativen bezüglich ihrer Nutzwerte und berücksichtigt somit eine Vielzahl von Parametern, statt der sonst üblichen Reduktion auf einen einzelnen Parameter, bspw. die Gestehungskosten.

Insgesamt wurden 66 Alternativen der biochemischen Konversion und 33 Alternativen der thermochemischen Konversion evaluiert. Dabei erfolgte eine Betrachtung hinsichtlich verschiedener Substrate, Größenklassen sowie Umwandlungs- und Aufbereitungstechnologien. Die Alternativen wurden dabei jeweils innerhalb des Konversionspfades sowie pfadübergreifend verglichen. Auch liegen zu allen Alternativen detaillierte Anlagendaten vor, die für weitere Untersuchungen herangezogen werden können.

Trotz des teilweise guten Abschneidens vereinzelter Alternativen der thermochemischen Konversion (Gestehungskosten sowie Nutzwert), konnte sich diese Technologie bis zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht am Markt etablieren. Dies liegt vor allem daran, dass es sich um zum Teil sehr große und komplexe Anlagen mit entsprechend hohem Kapitalaufwand, hohem Substratbedarf und damit einhergehenden hohen Logistikaufwand handelt.

Die Kosten von Bio-SNG, als auch die von Biomethan, liegen über den Kosten von Erdgas, was eine weitere Implementierung, aufgrund von erschwertem Absatz, hemmt. Um mittelfristig eine Konkurrenzfähigkeit der Technologien zu erzielen, muss daher eine Etablierung forciert bzw. gefördert werden, z.B. in Form von Steuererleichterungen, zinsgünstigen Krediten oder Einspeisevergütungen.

Stroh wurde in dieser Arbeit als Substrat herangezogen, um die biochemische und die thermochemische Konversion miteinander vergleichbar zu machen. Dabei wurde festgestellt, dass die Gestehungskosten in beiden Konversionspfaden in der gleichen Größenordnung liegen. Die thermochemische Konversion neigt dabei allerdings zu im Durchschnitt höheren Kosten, verfügt im Gegenzug aber über eine wesentlich höhere Konversionseffizienz von Stroh als die Alternativen der biochemischen Konversion. Gesamtheitlich betrachtet kann Stroh allerdings weder in der biochemischen noch in der thermochemischen Konversion in Bezug auf die Kosten und auf die energetische Umsetzung effizient eingesetzt werden. Um langfristig Stroh mit seinen verfügbaren Potenzialen im Energiesystem zu implementieren, muss daher die Forschung in beiden Konversionspfaden weiter vorangetrieben werden.

Bezüglich der Gegenüberstellung der beiden Analysemethoden (monokriterielle und multikriterielle Bewertung) lässt sich zusammenfassen, dass eine multikriterielle Analyse mit erhöhtem Aufwand verbunden ist. Allerdings werden, im Gegensatz zu einer monokriteriellen Bewertung, mehrere Parameter gleichzeitig mit in der Bewertung berücksichtigt. Bei zusätzlicher Integration einer Priorisierung kann dabei einzelnen Parametern eine höhere oder geringere Bedeutung beigemessen

werden und somit eine noch zielgerichteter Evaluation erfolgen. Um eine objektive Priorisierung der Parameter zu gewährleisten, wurden dafür in dieser Arbeit externe Experten hinzugezogen.

Die Frage, welcher Konversionspfad insgesamt zu bevorzugen ist, kann auch mit der Implementation der multikriteriellen Analyse nicht pauschal beantwortet werden. Zum einem ist hier der Entwicklungsstand der unterschiedlichen Konversionsprozesse zu berücksichtigen. Zwar liegen gegenwärtig die Gesteungskosten von Biomethan unter denen von Bio-SNG, dies könnte sich aber mit steigender Anzahl an installierten Bio-SNG-Anlagen ändern. Dagegen kann bei der Entwicklung der Gesteungskosten der biochemischen Konversion davon ausgegangen werden, dass es hier zu keiner großen Kostenreduktion mit erhöhtem Zubau mehr kommt. Zum anderen hat die Auswahl des Substrates einen wesentlichen Einfluss auf die Gesteungskosten, die Konversionseffizienz und somit auch auf den Nutzwert und damit die Rangfolge der Alternativen. Daher können immer nur diejenigen Technologien verglichen werden, die auf der Basis gleicher oder ähnlicher Substrate betrieben werden, bspw. Stroh, welches bio- und thermochemisch verwertet werden kann.

Abschätzungen zur zukünftigen Entwicklung von Technologien sind nur sehr schwer zu generieren. Diese werden maßgeblich vom angesetzten Anlagenzubau, den Substratpotenzialen sowie den Lernraten beeinflusst. Die Arbeit zeigt, wie sich die Kosten der Technologien (biochemische und thermochemische Konversion) in Europa bis 2030 bei einem Zubau von Anlagen beider Konversionspfade entwickeln können.

Es wurde festgestellt, dass die gegenwärtigen Kosten zur Herstellung von Biomethan von den Kosten des Bio-SNG zukünftig unterboten werden können. Dies würde zu einer verbesserten Wettbewerbsfähigkeit von erneuerbaren Energien (in Form von regenerativen Methan) gegenüber fossilen Energieträgern (vor allem Erdgas) führen. Um diesen Fortschritt zu erreichen, muss allerdings ein starker Ausbau der Biomethan- und Bio-SNG-Kapazitäten vorangetrieben werden, der so zu der hier ermittelten Reduktion der Gesteungskosten führt.

Aufgrund der vorhandenen Biomassepotenziale könnte zukünftig ein Großteil regenerativ erzeugbaren Methans (BioCH_4) mittels Technologien der thermochemischen Konversion bereitgestellt werden. Allerdings müsste diese Technologie dazu die Schwelle von der Entwicklung und Forschung zur Marktreife überschreiten.

Die bereits implementierte biochemische Konversion kann ebenfalls zu einem großen Teil zur Energieversorgung beitragen, bleibt allerdings aufgrund des begrenzt zur Verfügung stehenden Biomassepotenzials (v.a. organische Reststoffe und Energiepflanzen) hinter den Möglichkeiten der thermochemischen Konversion zurück.

In einer sich anschließenden Betrachtung können sowohl weitere Alternativen der biochemischen sowie der thermochemischen Konversion integriert werden, als auch neue Technologien, wie bspw. Power-to-Gas, mit eingeschlossen werden. Darüber hinaus kann die hier entwickelte und beschriebene Methodik auf weitere Gebiete der Bioenergie sowie der Energietechnik allgemein erweitert werden und somit zur Beantwortung systemrelevanter Fragestellung beitragen. Auch kann diese Arbeit dazu beitragen die Methodik der Delphi-Befragung innerhalb der Bioenergie sowie der Energietechnik allgemein bekannter zu machen. Zusammenfassend kann jedoch festgehalten werden, dass jeweils abzuwägen ist, ob der erhöhte Mehraufwand durch den Einsatz einer multikriteriellen Analyse für das zu erzielende Ergebnis gerechtfertigt ist.

Eidesstattliche Erklärung

Hiermit erkläre ich an Eides statt,

- dass ich die vorgelegte Dissertation selbständig und ohne unzulässige fremde Hilfe angefertigt und verfasst habe, dass alle Hilfsmittel und sonstigen Hilfen angegeben und dass alle Stellen, die ich wörtlich oder dem Sinne nach aus anderen Veröffentlichungen entnommen habe, kenntlich gemacht worden sind;

- dass die Dissertation in der vorgelegten oder einer ähnlichen Fassung noch nicht zu einem früheren Zeitpunkt an der Universität Leipzig oder einer anderen in- oder ausländischen Hochschule als Dissertation eingereicht wurde.

Eric Billig

Leipzig, den 20.01.2016

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1	Primärenergieverbrauch in Deutschland und der EU 28 im Jahr 2013 (EUROSTAT, 2015).....	1
Abbildung 1-2	Entwicklung der Biogasaufbereitung in Deutschland (SCHEFTELOWITZ u. a., 2015)...	2
Abbildung 1-3	Gegenüberstellung des biochemischen und thermochemischen Konversionspfades zur Bereitstellung regenerativen Methans, nach (KALTSCHMITT u. a., 2009) und (KLEMM u. a., 2010).....	5
Abbildung 2-1	Anzahl an Biogasaufbereitungsanlagen weltweit, Stand 2012 nach (THRÄN u. a., 2014).....	9
Abbildung 2-2	Übersicht der CO ₂ -Abtrennungs- bzw. CH ₄ -Anreicherungsverfahren und deren Einordnung bzgl. des Entwicklungsstandes.....	11
Abbildung 2-3	Anlagenkonzept der Druckwechseladsorption, eigene Darstellung nach (CARBOTECH, 2012).....	12
Abbildung 2-4	Anlagenkonzept der Druckwasserwäsche, eigene Darstellung nach (MALMBERG BIOERDGASTECH, 2010).....	14
Abbildung 2-5	Anlagenkonzept der Polyglykolwäsche, eigene Darstellung nach (HAASE ENERGIETECHNIK GMBH, 2012).....	15
Abbildung 2-6	Anlagenkonzept der chemischen Absorption, eigene Darstellung nach (MT-BIOMETHAN, 2013).....	16
Abbildung 2-7	Schematische Darstellung des Membranaufbaus und Diffusionsverhalten, eigene Darstellung nach (TVT INSTITUT, TU WIEN, 2012).....	18
Abbildung 2-8	Anlagenkonzept der Membrantrennung, eigene Darstellung nach (MT-BIOMETHAN, 2012).....	19
Abbildung 2-9	Beispielhafter Prozessablauf der Bio-SNG Produktion (ohne ORC-Prozess), eigene Darstellung nach (RÖNSCH, 2011), (MÜLLER-LANGER, 2011).....	21
Abbildung 2-10	Überblick über die gängigsten Vergasungsverfahren, nach (TEPPER, 2005).....	23
Abbildung 2-11	Festbettvergaser im Gegenstromprinzip, eigene Darstellung.....	24
Abbildung 2-12	Zirkulierender Wirbelschichtvergaser, eigene Darstellung.....	25
Abbildung 2-13	Flugstromvergaser, eigene Darstellung.....	26
Abbildung 2-14	Schematische Darstellung Biomassevergaser, nach (KALTSCHMITT u. a., 2009).....	27
Abbildung 3-1	Methodischer Ablaufplan der Technologiebewertung.....	33
Abbildung 3-2	Bilanzräume der Biomasse-zu-Methan-Konversionsprozesse.....	34
Abbildung 3-3	Ablaufplan der nach AHP modifizierten Methode.....	40
Abbildung 3-4	Systematik der angewandten Wirtschaftlichkeitsberechnung, Annuitätenmethode.....	48
Abbildung 3-5	Schematische Abbildung der Transportlogistik.....	59
Abbildung 3-6	Abschätzung des theoretisch möglichen Leistungszubaus von Biomethan und Bio-SNG von 2013 bis 2030 in Europa (inkl. 10 % Umrüstung der bestehenden Biogasanlagen zu Biogasaufbereitungsanlagen).....	69
Abbildung 4-1	Gestehungskosten der Referenzbiogasanlagen (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland).....	71

Abbildung 4-2	Einfluss ausgewählter Faktoren auf Rohbiogasgestehungskosten am Beispiel BGA-N-250 (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland)	72
Abbildung 4-3	Gestehungskosten und Spannweiten der Biogasaufbereitungsanlagen, exklusive Biogasbereitstellung (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland).....	73
Abbildung 4-4	Gestehungskosten der Biogasaufbereitung, technologiebezogen, Mittelwert aus allen drei Substratklassen (Nawaro, Bioabfall, Stroh) (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland)	75
Abbildung 4-5	Einfluss ausgewählter Faktoren auf die Gestehungskosten der Biogasaufbereitung am Beispiel BGAA-Amin1-N-700 (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland)....	75
Abbildung 4-6	Gestehungskosten und Konversionseffizienz der Biomethanproduktion (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland).....	77
Abbildung 4-7	Gestehungskosten und Konversionseffizienz der Bio-SNG-Alternativen (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland).....	80
Abbildung 4-8	Gestehungskosten der Bio-SNG-Produktion über die Anlagenkapazität (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland).....	81
Abbildung 4-9	Abhängigkeit der Konversionseffizienz über die Anlagenkapazität (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland).....	83
Abbildung 4-10	Einfluss ausgewählter Faktoren auf die Gestehungskosten der Bio-SNG-Produktion am Beispiel SNG-1_KUP (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland)	83
Abbildung 4-11	Vergleich der Gestehungskosten aller Alternativen der biochemischen und der thermochemischen Konversion (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland).....	85
Abbildung 4-12	Vergleich der Konversionstechnologien auf Basis von Stroh (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland)	87
Abbildung 4-13	Vergleich von Alternativen der Konversionstechnologien in der gleichen Größenklasse (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland).....	88
Abbildung 5-1	Expertenantworten der Delphi-Befragung nach Branche und Herkunft, erste Befragungsrunde	90
Abbildung 5-2	Rangfolge der Alternativen mittels multikriterieller Analyse, thermochemische Konversion (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland)	95
Abbildung 5-3	Rangfolge der Alternativen mittels multikriterieller Analyse, biochemische Konversion (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland)	97
Abbildung 5-4	Rangfolge der Alternativen mit dem höchsten Nutzwert (Top 20), (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland)	98
Abbildung 5-5	Rangfolge der Alternativen mit Stroh-Verwertung im Vergleich (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland)	99
Abbildung 5-6	Rangfolge der Alternativen in der gleichen Größenklasse (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland)	100
Abbildung 6-1	Entwicklung der durchschnittlichen Biomethangestehungskosten bei jeweiliger Verdopplung der installierten Leistung (links: nur Aufbereitung; rechts: Rohbiogasbereitstellung + Aufbereitung).....	108
Abbildung 6-2	Entwicklung der durchschnittlichen Biogasaufbereitungskosten für verschiedene Leistungsklassen (für Nawaro als Substrat)	109
Abbildung 6-3	Entwicklung der Biomethangestehungskosten von 2013 bis 2030 (bezogen auf Europa)	110

Abbildung 6-4	Entwicklung der durchschnittlichen Bio-SNG-Gestehungskosten bei jeweiliger Verdopplung der installierten Leistung.....	111
Abbildung 6-5	Entwicklung der Bio-SNG-Gestehungskosten bei jeweiliger Verdopplung der installierten Leistung (Waldrestholz, stellvertretend für alle Substratarten, mittlere Lernrate)	112
Abbildung 6-6	Entwicklung der Bio-SNG-Gestehungskosten im Betrachtungszeitraum	113
Abbildung 6-7	Entwicklung der Gestehungskosten von Biomethan und Bio-SNG im Betrachtungszeitraum (<i>mittlere</i> Lernrate).....	115
Abbildung 6-8	Vergleich der Konversionstechnologien auf Basis von Stroh (Betrachtungszeitraum 2030, <i>mittlere</i> Lernrate).....	116
Abbildung 6-9	Gegenüberstellung der Nutzwerte 2012 und 2030 (Alternativen der biochemischen Konversion, <i>mittlere</i> Lernrate)	118
Abbildung 6-10	Gegenüberstellung der Nutzwerte 2012 und 2030 (Alternativen der thermochemischen, <i>mittlere</i> Lernrate).....	119
Abbildung 6-11	Rangfolge der Alternativen mit dem höchsten Nutzwert 2030 (Top 20) (<i>mittlere</i> Lernrate)	120
Abbildung A 1	Kölbel-Schulze Preisindex für Chemieanlagen insgesamt	157
Abbildung A 2	Vorbehandlungsmöglichkeiten für ligninreiche Substrate bei der biochemischen Verwertung (ALVIRA u. a., 2010), (TALEBNIA u. a., 2010), (POHL u. a., 2012)	185
Abbildung A 3	Nutzwertfunktionen, nach (ZANGEMEISTER, 1976)	189
Abbildung A 4	Nutzwertfunktionen der Konversionseffizienz (lineare Wachstumsfunktion)	190
Abbildung A 5	Nutzwertfunktionen des spezifischen Energieverbrauchs sowie der Gestehungskosten (lineare Strafffunktionen).....	190

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1	Löslichkeit verschiedener Biogaskomponenten bei 20 °C in Wasser, Näherungswerte (AIR LIQUIDE, 2010), (SEILNACHT, 2012)	13
Tabelle 2-2	Kinetische Durchmesser in der Nanofiltration (FRAUNHOFER IKTS, 2012), (HAULER, 2010).....	17
Tabelle 2-3	Leistungsdaten üblicher Vergaser (HEIDENREICH & FOSCOLO, 2015), (KNOEF, 2012),(KALTSCHMITT u. a., 2009).....	27
Tabelle 3-1	Auswahl an multikriteriellen Bewertungsmethoden (GELDERMANN, 1999), (ZANGEMEISTER, 1976), (FELDHUSEN, 2011), (SCHEFFCZIK, 2003), (MÜLLER-LANGER, 2011), (PETERS & ZELEWSKI, 2008), (SAATY, 1999), (SAATY, 1987).....	38
Tabelle 3-2	Relative Bedeutung zwischen den Kriterien bei dem AHP (SAATY, 1987), (PETERS & ZELEWSKI, 2002).....	40
Tabelle 3-3	Kriterien der modifizierten AHP	43
Tabelle 3-4	Dynamische Investitionsrechnungsmethoden (GÖTZE, 2008), (GÜNTHER & SCHITTENHELM), (VDI, 2012), (VDI, 1996).....	47
Tabelle 3-5	Vereinheitlichte Baunebenkosten der BGAA	51
Tabelle 3-6	Methodischer Ansatz zur Vereinheitlichung verschiedener Bio-SNG-Konzepte	52
Tabelle 3-7	Substratzusammensetzung der Referenzbiogasanlagen	60
Tabelle 3-8	Anzahl der Alternativen zur Bio-SNG-Produktion pro Methanisierungsverfahren	62
Tabelle 3-9	Installierte Kapazität zu Beginn der Betrachtung (Europa, 2013) sowie angesetzte Lernkurvenparameter der Technologien.....	66
Tabelle 3-10	Potenziale der Biomethan- bzw. Bio-SNG-Produktion in Europa (nach (KOVACS, 2013), (KOVACS, 2015)) sowie theoretisch installierbare Leistung (Zubau).....	68
Tabelle 3-11	Anpassung der Lernraten für Bio-SNG-Anlagen.....	69
Tabelle 4-1	Anzahl der Alternativen zur Biogasaufbereitung pro Aufbereitungsverfahren	73
Tabelle 5-1	Teilnahmeübersicht der Delphi-Befragung	90
Tabelle 5-2	Ergebnis der Priorisierung durch Expertengruppe (zweite Befragungsrunde).....	91
Tabelle 5-3	Ergebnis der Priorisierung nach Branche (zweite Befragungsrunde)	92
Tabelle 5-4	Weitere Bewertungskriterien zur Technologiebewertung	93
Tabelle 5-5	Variation der Kriteriengewichtung.....	102
Tabelle 5-6	Gegenüberstellung der Rangfolgen (monokriteriell und multikriteriell) der biochemischen Konversion, Top 25 (Bezugsjahr 2012).....	105
Tabelle 5-7	Gegenüberstellung der Rangfolgen (monokriteriell und multikriteriell) der thermochemischen Konversion, Top 25 (Bezugsjahr 2012).....	106
Tabelle A 1	Ökonomische Grundparameter.....	154
Tabelle A 2	Kosten für Hilfs- und Zusatzstoffe sowie Entsorgung (Basisjahr 2012) (Thrän u. a., 2012), (Müller-Langer, 2011), (Virta, 2012), (MT-Biomethan, 2013).....	158
Tabelle A 3	Reinnährstoffpreis (WEISER, 2012)	159

Tabelle A 4	Referenzrohstoffe zur Vergärung (AMON u. a., 2010), (BECKER u. a., 2007), (THRÄN u. a., 2012), (FRISCH u. a., 2012), (MITTERLEITNER u. a., 2007), (KERN & RAUSSEN, 2010), (KERN u. a., 2010), (RETTENBERGER u. a., 2012), (KTBL, 2012), (DUNKELBERG u. a., 2011), (TURK, 2013), (BIOMASSEV 2012 (idF. v. 2012)).....	161
Tabelle A 5	Referenzrohstoffe zur Vergasung (RAAB u. a., 2007), (HARTMANN, 2007), (THRÄN u. a., 2012), (WITTKOPF u. a., 2003), (HAMELINCK u. a., 2005), (ERIKSSON & GUSTAVSSON, 2010), (GUSTAVSSON u. a., 2011), (THEK & OBERNBERGER, 2004), (DUBUISSON & SINTZOFF, 1998), (MATTHEWS, 2001), (DIN EN 14961-1, 2010), (KALTSCHMITT & REINHARDT, 1997)	162
Tabelle A 6	Referenzrohstoff Stroh (Vergärung und Vergasung) (AMON u. a., 2010), (BECKER u. a., 2007), (WEISER, 2012), (THRÄN u. a., 2012), (RAAB u. a., 2007), (HARTMANN, 2007), (ECN, 2013), (LE NET u. a., 2011).....	163
Tabelle A 7	Ermittelte Parameter der Referenzbiogasanlagen, Nawaro-BGA	165
Tabelle A 8	Ermittelte Parameter der Referenzbiogasanlagen, Bioabfall-BGA	166
Tabelle A 9	Ermittelte Parameter der Referenzbiogasanlagen, Stroh-BGA	167
Tabelle A 10	Parameter der Alternativen zur Biogasaufbereitung, Nawaro, 1. Teil.....	169
Tabelle A 11	Parameter der Alternativen zur Biogasaufbereitung, Nawaro, 2. Teil.....	170
Tabelle A 12	Parameter der Alternativen zur Biogasaufbereitung, Nawaro, 3. Teil.....	171
Tabelle A 13	Parameter der Alternativen zur Biogasaufbereitung, Bioabfall, 1. Teil.....	172
Tabelle A 14	Parameter der Alternativen zur Biogasaufbereitung, Bioabfall, 2. Teil.....	173
Tabelle A 15	Parameter der Alternativen zur Biogasaufbereitung, Bioabfall, 3. Teil.....	174
Tabelle A 16	Parameter der Alternativen zur Biogasaufbereitung, Stroh, 1. Teil	175
Tabelle A 17	Parameter der Alternativen zur Biogasaufbereitung, Stroh, 2. Teil	176
Tabelle A 18	Parameter der Alternativen zur Biogasaufbereitung, Stroh, 3. Teil	177
Tabelle A 19	Parameter der Alternativen zur Bio-SNG-Produktion, 1. Teil	178
Tabelle A 20	Parameter der Alternativen zur Bio-SNG-Produktion, 2. Teil	179
Tabelle A 21	Parameter der Alternativen zur Bio-SNG-Produktion, 3. Teil	180
Tabelle A 22	Parameter der Alternativen zur Bio-SNG-Produktion, 4. Teil	181
Tabelle A 23	Parameter der Alternativen zur Bio-SNG-Produktion, 5. Teil	182
Tabelle A 24	Parameter der Alternativen zur Bio-SNG-Produktion, 6. Teil	183
Tabelle A 25	Zielwerte der Alternativen, 1. Teil, biochemische Konversion, Nawaro.....	191
Tabelle A 26	Zielwerte der Alternativen, 2. Teil, biochemische Konversion, Bioabfall.....	192
Tabelle A 27	Zielwerte der Alternativen, 3. Teil, biochemische Konversion, Stroh	193
Tabelle A 28	Zielwerte der Alternativen, 4. Teil, thermochemische Konversion.....	194
Tabelle A 29	Nutzwerte der einzelnen Kriterien für die Alternativen, 1. Teil.....	196
Tabelle A 30	Nutzwerte der einzelnen Kriterien für die Alternativen, 2. Teil.....	197
Tabelle A 31	Nutzwerte der einzelnen Kriterien für die Alternativen, 3. Teil.....	198
Tabelle A 32	Nutzwerte der Alternativen, Gesamtdurchschnitt sowie nach Priorisierung pro Branche, 1. Teil	199
Tabelle A 33	Nutzwerte der Alternativen, Gesamtdurchschnitt sowie nach Priorisierung pro Branche, 2. Teil	200

Tabelle A 34	Nutzwerte der Alternativen, Gesamtdurchschnitt sowie nach Priorisierung pro Branche, 3. Teil	201
Tabelle A 35	Nutzwerte der einzelnen Kriterien für die Alternativen im Jahr 2030, 1. Teil	203
Tabelle A 36	Nutzwerte der einzelnen Kriterien für die Alternativen im Jahr 2030, 2. Teil	204
Tabelle A 37	Nutzwerte der einzelnen Kriterien für die Alternativen im Jahr 2030, 3. Teil	205
Tabelle A 38	Gegenüberstellung der Rangfolgen (monokriteriell und multikriteriell) der biochemischen Konversion (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland), Teil 1	206
Tabelle A 39	Gegenüberstellung der Rangfolgen (monokriteriell und multikriteriell) der biochemischen Konversion (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland), Teil 2	207
Tabelle A 40	Gegenüberstellung der Rangfolgen (monokriteriell und multikriteriell) der thermochemischen Konversion (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland)...	208
Tabelle A 41	Random Index bei AHP (SAATY, 1987), (PETERS & ZELEWSKI, 2002).....	210

Literaturverzeichnis

AIR LIQUIDE: Sicherheitsdatenblätter (2010)

ALVIRA, P. ; TOMÁS-PEJO, E. ; BALLESTEROS, M. ; NEGRO, M.: Pretreatment technologies for an efficient bioethanol production process based on enzymatic hydrolysis: A review. In: Bioresource Technology Bd. 101 (2010), S. 4851–4861

AMON, THOMAS ; BISCHOFF, MANFRED ; CLEMENS, JOACHIM ; HEUWINKEL, HAUKE ; KEYMER, ULRICH ; MEIßAUER, GABI ; OECHSNER, HANS ; REINHOLD, GERD ; SCHELLE, HANNELORE ; U. A.: Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen, KTBL-Heft. Darmstadt : Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), 2010

ARTIC NOVA AB: BioSling Concept (http://www.articnova.se/biosling_e.html), 2012

BAFA: Entwicklung der Erdgaseinfuhr in die Bundesrepublik Deutschland. Eschborn : Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, 2015a

BAFA: Aufkommen und Export von Erdgas - Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991. Eschborn : Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, 2015b

BARTELS, M. ; DITTMANN, L. ; HUTHER, H. ; LINDENBERGER, D. ; KOCYBA, H. ; LUTSCH, W. ; MÜNCH, W. ; NECKEL, S. ; OBERSCHMIDT, JULIA ; U. A.: Schwerpunkte und Effizienzstrategien in der Energieforschung - Abschlussbericht zum Vorhaben „Multidimensionale Technikbewertung“. Frankfurt a. M., 2008

BÄTTIG, M ; BÜSSER, S ; FRISCHKNECHT, R. ; KLINGER, G. ; KÜTTEL, P. ; VON SCHULTHESS, R.: Vergleich verschiedener Entsorgungswege des Klärschlammes aus der Region Luzern mittels Multikriterienanalyse und Ökobilanzen. Luzern : Bundesamt für Umwelt, 2011

BÄURLE, HELMUT ; TAMÁSY, C.: Regionale Konzentration der Nutztierhaltung in Deutschland, Mittelungen. Vechta : Institut für Strukturforchung und Plaung in agrarischen Intensivgebieten (ISPA), 2012

BECKER, CAROLIN ; DÖHLER, HELMUT ; ECKEL, HENNING ; FRÖBA, NORBERT ; GEORGIEVA, TEODORA ; GRUBE, JENS ; HARTMANN, STEFAN ; HAUPTMANN, ASTRID ; JÄGER, PETER ; U. A.: Faustzahlen Biogas. Darmstadt : Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), 2007

BILLIG, ERIC ; THRÄN, DANIELA: Auswertung einer Delphi-Befragung zum Thema Technologievergleich zwischen Verfahren zur Biomethan- und Bio-SNG-Produktion. In: Tagungsband Forschungskolloquium Bioenergie. Straubing : OTTI Regensburg, 2015. S. 143–147

BIOMASSEV 2012: BiomasseV – Biomasseverordnung vom 21. Juni 2001 (BGBl. I S. 1234) Zuletzt geändert durch Art. 5 Abs. 10 G v. 24.2.2012 I 212, 2012

BUND: Kurzumtriebsplantagen für die Energieholzgewinnung - Chancen und Risiken -, BUNDpositionen. 55. Aufl. Berlin : Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland, 2010

CARBO, M. ; SMIT, R. ; V.D. DRIFT, B. ; JANSEN, DANIEL: Bio Energy with CCS (BECCS): Large potential for BioSNG at low CO2 avoidance cost. In: Energy Procedia Bd. 4 (2011), S. 2950–2954

CARBOTECH: Kurzprofil Schmack Carbotech GmbH. Essen : Schmack Carbotech GmbH, 2012

C.A.R.M.E.N.: Der Holzpellet-Preis-Index, Jahresmittelwerte. Online-Abfrage. Straubing, 2014

- CELIK TAS, MELIH SONER ; KOCAR, GUNNUR: From potential forecast to foresight of Turkey's renewable energy with Delphi approach. In: Energy Bd. 35 (2010), Nr. 5, S. 1973–1980
- CHEN, YULING ; RÖBLER, BENJAMIN ; ZIELONKA, SIMON ; LEMMER, ANDREAS ; WONNEBERGER, ANNA-MARIA ; JUNGBLUTH, THOMAS: The pressure effects on two-phase anaerobic digestion. In: Applied Energy Bd. 116 (2014), S. 409–415
- COZENS, PHILLIP ; MANSON-WHITTON, CHRIS: Bio-SNG. Feasibility Study. Establishment of a Regional Project. UK : Progresseive Energy, 2010
- DANIEL-GROMKE, JAQUELINE ; DENYSENKO, VELINA ; SAUTER, PHILIPP ; NAUMANN, KARIN ; SCHEFTELOWITZ, MATTES ; KRAUTZ, ALEXANDER ; BEIL, M. ; BEYRICH, WIEBKE ; PETERS, WOLFGANG ; U. A.: Stromerzeugung aus Biomasse - Zwischenbericht. Leipzig: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum, 2013
- DBFZ: DBFZ Datenbank Biogasanlagen (2013)
- DIN EN 14961-1: Feste Biobrennstoffe - Brennstoffspezifikationen und -klassen. Berlin : Beuth Verlag GmbH, 2010
- DREYER&BOSSE: AminSelect; Online-Abfrage. Gorleben : Dreyer & Bosse Kraftwerke GmbH, 2012
- DUBUISSON, XAVIER ; SINTZOFF, IVAN: Energy and CO2 Balances in Different Power Generation Routes using Wood Fuel from Short Rotation Coppice. In: Biomass & Bioenergy Bd. 15 (1998), S. 379–390
- DUNKELBERG, ELISA ; ARETZ, ASTRID ; BÖTHER, TIMO ; DIETRICH, MARTIN ; HEINTSCHEL, SEBASTIAN ; RUPPERT-WINKEL, CHANTAL: Leitfaden für die Nutzung kommunaler, halmgutartiger Reststoffe in Mikrobiogasanlagen und Bestandsanlagen. Freiburg : Zentrum für Erneuerbare Energien, 2011
- DVGW: Arbeitsblatt G 260 Gasbeschaffenheit - Gas quality. Bonn : Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., 2000
- DVGW: Arbeitsblatt G 262 - Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung. Bonn : Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., 2004
- DVGW: Arbeitsblatt G 262 (A) Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung. Bonn : Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., 2011
- EBA: Biogas Report 2014. Brüssel : European Biogas Association, 2014
- ECN: MILENA - Status of Development. Online-Abfrage. Petten : Energy Research Centre of the Netherlands (ECN), 2011
- ECN: Phyllis2 - Database for biomass and waste - wheat straw (#424), 2013
- EDEL, MATTHIAS ; REINHOLZ, TONI ; VÖLLER, KLAUS ; BLUME, AXEL: Branchenbarometer Biomethan. Daten, Fakten und Trends zur Biogaseinspeisung., Branchenbarometer Biomethan. Berlin : DENA, 2014
- EEG 2009: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG), 2009
- ELTROP, LUDGER ; HÄRDTELEIN, MARLIES ; JENSSEN, TILL ; HENßLER, M. ; KRUCK, C. ; ÖZDEMIR, ENVER DORUK: Projektplanung und -realisierung. In: Leitfaden feste Biobrennstoffe. Gülzow-Prüzen :

- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2014 – ISBN 978-3-00-015389-1, S. 172–204
- ERIKSSON, LISA ; GUSTAVSSON, LEIF: Comparative analysis of wood chips and bundles - Costs, carbon dioxide emissions, dry-matter losses and allergic reactions. In: Biomass & Bioenergy Bd. 34 (2010), S. 82–90
- EUROSERV'ER: Biogas Barometer : EurObserv'ER, 2014
- EUROSTAT: Key figures on Europe. 2015 edition., Statistical books. Luxembourg : Publication Office of the European Union, 2015 – ISBN 978-92-79-50790-8
- EVONIK INDUSTRIES: Herstelleranfrage bzgl. der Standzeiten von Membranen im Biogasaufbereitungsprozess. Korrespondenz via E-Mail ., 2015
- FEE E.V.: Branchenguide 2013 - Thermo-chemische Biomassevergasung. Berlin : Fördergesellschaft Erneuerbare Energien e.V., 2013
- FELDHUSEN, JÖRG: Bewertung von Lösungen. Aachen, 2011
- FNR: Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung. Gülzow : Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), 2014
- FRAUNHOFER IKTS: CO₂-abtrennende Membran zur Biomethanherstellung.
- FRISCH, JÜRGEN ; FRITZSCHE, STEPHAN ; FRÖBA, NORBERT ; FUNK, MATHIAS ; GAIO, CHRISTINA ; GRIMM, EWALD ; GRUBE, JENS ; HARTMANN, STEFAN ; KLÖBLE, ULRIKE ; U. A.: Daten für die Betriebsplanung in der Landwirtschaft. 23. Aufl. Darmstadt: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), 2012 – ISBN 3-941583-64-1
- GASSNER, MARTIN ; MARÉCHAL, FRANÇOIS: Thermo-economic process model for thermochemical production of Synthetic Natural Gas (SNG) from lignocellulosic biomass. In: Biomass and Bioenergy Bd. 33 (2009), Nr. 11, S. 1587–1604
- GASSNER, MARTIN ; MARECHAL, FRANCOIS: Combined mass and energy integration in process design at the example of membrane-based gas separation systems. In: Computers and Chemical Engineering Bd. 34 (2010), Nr. 12, S. 2033–2042
- GELDERMANN, JUTTA: Entwicklung eines multikriteriellen Entscheidungsunterstützungssystems zur integrierten Technikbewertung, Fortschritt-Berichte VDI. Bd. 105. Düsseldorf : VDI Verlag GmbH, 1999 – ISBN 3-18-310516-0
- GÖTEBORG ENERGI: Göteborg Energi's biogas plant GoBiGas is now fully operational. In: Pressrelease, <http://gobigas.goteborgenergi.se>. Göteborg, Sweden (2014)
- GÖTEBORG ENERGI: GoBiGas builds in two phases. Göteborg, Sweden : Göteborg Energi, 2015
- GÖTZE, UWE: Investitionsrechnung - Modelle und Analysen zur Beurteilung von Investitionsvorhaben. 6. Aufl. Berlin Heidelberg : Springer-Verlag, 2008 – ISBN 978-3-540-78872-0
- GRAF, F. ; BAJOHR, S.: Biogas - Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung. München : Oldenbourg Industrieverlag GmbH, 2011
- GRÜBLER, ARNULF: Technology and Global Change. Cambridge, UK : Cambridge University Press, 1998 – ISBN 0-521-54332-0

- GÜNTHER, PETER ; SCHITTENHELM, ANDREAS: Investition und Finanzierung - Teil II - Vorlesung. Hochschule Esslingen
- GÜSSING RENEWABLE ENERGY GMBH: Der GRE Hofbauer Multifuel Reaktor, Güssing Renewable Energy GmbH (2013)
- GUSTAVSSON, LEIF ; ERIKSSON, LISA ; SATHRE, ROGER: Costs and CO2 benefits of recovering, refining and transporting logging residues for fossil fuel replacement. In: Applied Energy Bd. 88 (2011), S. 192–197
- HAASE ENERGIETECHNIK GMBH: Technische Aspekte zur Genosorbwäsche. Herstellerangaben, Sep. 2012.
- HAMELINCK, CARLO ; SUURS, ROALD A.A. ; FAAIJ, ANDRÉ: International bioenergy transport costs and energy balance. In: Biomass & Bioenergy Bd. 29 (2005), S. 114 – 134
- HARTMANN, HANS: Produktion, Bereitstellung und Eigenschaften biogener Festbrennstoffe. In: Leitfaden Bioenergie – Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen. 4. Aufl. Gülzow : Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), 2007
- HAULER, F.: Herstellung und Charakterisierung von keramik- und metalgestützten Membranschichten für die CO2-Abtrennung in fossilen Kraftwerken, Energie & Umwelt. Bd. 80. Jülich : Forschungszentrum Jülich, 2010
- HEIDENREICH, STEFFEN ; FOSCOLO, PIER UGO: New concepts in biomass gasification. In: Progress in Energy and Combustion Science Bd. 46 (2015), S. 72–95
- HELD, JÖRGEN: Small and medium scale technologies for bio-SNG production, SGC Rapport. Malmö : Swedisch Gas Technology Centre (SGC), 2013
- HENNIG, CHRISTIANE ; TROMMLER, MARCUS: Wirtschaftliche Berechnung am DBFZ -Investitionsrechnung-(intern).
- HEYNE, STEFAN ; HARVEY, SIMON: Impact of choice of CO2 separation technology on thermo-economic performance of Bio-SNG production processes. In: International Journal of Energy Research Bd. 38 (2014), Nr. 3, S. 299–318
- IEA: Experience Curves for Energy Technology Policy. Paris : International Energy Agency, 2000 – ISBN 92-64-17650-0-2000
- IEA: World Energy Outlook 2012. Paris : International Energy Agency, 2012 – ISBN 978-92-64-18084-0
- JUNGINGER, MARTIN ; DE VISSER, ERIKA ; HJORT-GREGERSEN, KURT ; KOORNNEEF, JORIS ; RAVEN, ROB ; FAAIJ, ANDRÉ ; TURKENBURG, WIM: Technological learning in bioenergy systems. In: Energy Policy Bd. 34 (2006), Nr. 18, S. 4024–4041
- KALTSCHMITT, MARTIN ; HARTMANN, HANS ; HOFBAUER, HERMANN: Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren. 2. Aufl. Aufl. : Springer, Berlin, 2009 – ISBN 3-540-85094-5
- KALTSCHMITT, M. ; REINHARDT, G.: Nachwachsende Energieträger: Grundlagen, Verfahren, ökologische Bilanzierung, Umweltwissenschaften. Braunschweig : Vieweg+Teubner Verlag, 1997 – ISBN 978-3-528-06778-6

- KAUSCH, U. ; ROTTKORD, F.: Entwicklung und Umsetzung eines Logistikkonzeptes in der Region Südniedersachsen. In: Optimierung der Abfall-Logistik - Kasseler Abfall-Logistik-Tage. Kassel : Urban, A. et al., 2005 – ISBN 3-89958-145-8, S. 95 – 110
- KENT, MICHAEL L. ; SAFFER, ADAM J.: A Delphi study of the future of new technology research in public relations. In: Public Relations Review Bd. 40 (2014), Nr. 3, S. 568–576
- KERDONCUFF, PIERRE: Modellierung und Bewertung von Prozessketten zur Herstellung von Biokraftstoffen der zweiten Generation. Karlsruhe : Universitätsverlag Karlsruhe, 2008 – ISBN 978-3-86644-289-4
- KERN, M. ; RAUSSEN, T.: Potenzieller Beitrag der Bioabfallverwertung zur Energieversorgung. In: Bio- und Sekundärrohstoffverwertung V, Abfall-Wirtschaft. Witzenhausen : Witzenhausen-Institut für Abfall, Umwelt und Energie GmbH, 2010 – ISBN 978-3-928673-56-3
- KERN, M. ; RAUSSEN, T. ; FUNDA, KARSTEN ; LOOTSMA, AUKE ; HOFMANN, HUBERTUS: Aufwand und Nutzen einer optimierten Bioabfallverwertung hinsichtlich Energieeffizienz, Klima- und Ressourcenschutz, UBA-Texte. Dessau-Roßlau : Umweltbundesamt, 2010 – ISBN 1862-4804
- KLEMM, MARCO ; ORTWEIN, ANDREAS ; ZEYMER, MARTIN ; RÖNSCH, STEFAN ; SCHMERSAHL, RALF: Gasreinigung und -konditionierung – Stand der Technik und Gesamtkonzepte für Methanisierungsanlagen. 1. International Biomass Conference. Leipzig: Deutsches BiomasseForschungszentrum (DBFZ), 2010
- KNAPPE, FLORIAN ; VOGT, REGINE: Bio- und Grünabfälle - Optimierung der Erfassung und Verwertung von Bio- und Grünabfällen in Baden-Württemberg. Karlsruhe : LUBW Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg, 2010
- KNOEF, H.: Handbook Biomass Gasification Second Edition. 2. Aufl. Enschede, Netherlands : BTG Biomass Technology Group BV, 2012 – ISBN 978-90-819385-0-1
- KOPYSCINSKI, JAN ; SCHILDHAUER, TILMAN J. ; BIOLLAZ, SERGE M.A.: Production of synthetic natural gas (SNG) from coal and dry biomass – A technology review from 1950 to 2009. In: Fuel Bd. 89 (2010), Nr. 8, S. 1763–1783
- KOVACS, ATTILA: Proposal for a European Biomethane Roadmap, Work Package 3. Brussels, Belgium : Green Gas Grid, 2013
- KOVACS, ATTILA: Biomethan - Beitrag zur zukünftigen Energieversorgung in Europa. Berliner Energietage. In: . Berlin : European Biogas Association, 2015
- KTBL: Wirtschaftsdünger-Rechner. Online-Abfrage. Darmstadt, 2012
- LE NET, E. ; BAJRIC, F. ; VÖTTER, D. ; BERG, S. ; ANDERSON, G. ; ROUX, S.: Identification of existing transport methods and alternative methods or new approaches with data about costs, labour input and energy consumption, EFI Technical Report. Joensuu, Finland : European Forest Institute, 2011
- LINSTONE, HAROLD A. ; TUROFF, MURRAY: Delphi: A brief look backward and forward. In: Technological Forecasting and Social Change, The Delphi technique: Past, present, and future prospects. Bd. 78 (2011), Nr. 9, S. 1712–1719

- LOCATELLI, G. ; MANCINI, M.: Small-medium sized nuclear coal and gas power plant: A probabilistic analysis of their financial performances and influence of CO₂ cost. In: Energy Policy Bd. 38 (2010), S. 6360–6374
- LÜHE, CHRISTIAN: Modulare Kostenschätzung als Unterstützung der Anlagenplanung für die Angebots- und frühe Basic Engineering Phase. Berlin : Dissertation, TU-Berlin, 2013
- MAJER, STEFAN ; STECHER, KITTY ; ADLER, PHILIPP ; THRÄN, DANIELA ; MÜLLER-LANGER, FRANZISKA: Biomassepotenziale und Nutzungskonkurrenzen. Kurzstudie im Rahmen der Wissenschaftlichen Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVBS in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffen und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima. Leipzig : DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum, 2013
- MAKARUK, A. ; MILTNER, M. ; HARASEK, M.: Membrane biogas upgrading processes for the production of natural gas substitute. In: Separation and Purification Technology (2010), Nr. 74, S. 83–92
- MAKKONEN, MARI ; PÄTÄRI, SATU ; JANTUNEN, ARI ; VILJAINEN, SATU: Competition in the European electricity markets – outcomes of a Delphi study. In: Energy Policy Bd. 44 (2012), S. 431–440
- MALMBERG BIOERDGASTECH: Technische Aufbereitung von Biogas zu Biomethan. Interview (nicht veröffentlicht). Merseburg : Malmberg Bioerdgastech GmbH, 2010
- MALMBERG BIOERDGASTECH GMBH: Technische Aspekte zur Druckwasserwäsche. Herstellerangaben, Sep. 2012.
- MATTHEWS, R.W.: Modelling of energy and carbon budgets of wood fuel coppice systems. In: Biomass & Bioenergy Bd. 2001 (2001), S. 1 – 19
- MECADI GMBH: Permeation and Polymers - Ein Rückblick und eine Trendanalyse. Bexbach, 2000
- METZ, THOMAS: Allotherme Vergasung von Biomasse in indirekt beheizten Wirbelschichten. München : TU München, 2005
- MEYER-KRAHMER, F. ; DREHER, C.: Neuere Betrachtungen zu Technikzyklen und Implikationen für die Fraunhofer-Gesellschaft. Hanser Verlag. Aufl. München, Wien : Forschungs- und Technologiemanagement. Potenziale nutzen - Zukunft gestalten, 2004 — ISBN 3-446-22911-6
- MITTERLEITNER, HANS ; SCHILCHER, ANDREAS ; DEMMEL, MARKUS: Nawaro-Transport - Konzepte zur Reduzierung der Kosten beim Transport von nachwachsenden Rohstoffen für Biogasanlagen. Freising : Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), 2007
- MT-BIOMETHAN: Technische Aspekte zur Aminwäsche. Herstellerangaben, 2012. (nicht veröffentlicht). Zeven : MT-BioMethan GmbH, 2012
- MT-BIOMETHAN: Pilotprojekt Power-to-Gas mit MT-Aminwäsche in Werlte. Pressemitteilung. URL <http://www.mt-biomethan.com/de/produkte/power-to-gas-mit-biogastechnologie/pilotanlage-werlte.html>. - abgerufen am 2014-11-13
- MT-BIOMETHAN: Vorläufige Aufwandsbetrachtung zum Betrieb einer Rohbiogasaufbereitungsanlage. Herstelleranfrage (nicht veröffentlicht). Zeven : MT-BioMethan GmbH, 2013
- MT-BIOMETHAN GMBH: Technische Aspekte zur Aminwäsche. Herstellerangaben, 2012.

- MÜLLER-LANGER, FRANZISKA: Analyse und Bewertung ausgewählter zukünftiger Biokraftstoffoptionen auf der Basis fester Biomasse, DBFZ Report. Leipzig: Deutsches Biomasseforschungszentrum, 2011
- MURPHY, K.: The Difference between Effusion and Permeation, Get Nitrogen Institute, USA, ohne Jahr
- NEIJ, LENA: Use of experience curves to analyse the prospects for diffusion and adoption of renewable energy technology. In: Energy Policy Bd. 25 (1997), Nr. 13, S. 1099–1107
- NEIJ, LENA: Cost development of future technologies for power generation—A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments. In: Energy Policy Bd. 36 (2008), Nr. 6, S. 2200–2211
- NETL: Technology Learning Curve (FOAK to NOAK), DOE/NETL. Pittsburgh, USA: National Energy Technology Laboratory, 2013
- NKEMKA, VALENTINE ; MURTO, MARIKA: Biogas production from wheat straw in batch and UASB reactors: the roles of pretreatment and seaweed hydrolysate as a co-substrate. In: Bioresource Technology Bd. 128 (2013), S. 164–172
- NORDGREN, DANIEL ; HEDMAN, HENRY ; PADBAN, NADER ; BOSTRÖM, DAN ; ÖHMAN, MARCUS: Ash transformations in pulverised fuel co-combustion of straw and woody biomass. In: Fuel Processing Technology Bd. 105 (2013), S. 52–58
- OBERSCHMIDT, JULIA: Multikriterielle Bewertung von Technologien zur Bereitstellung von Strom und Wärme - Dissertation -. Göttingen : Universität Göttingen, 2010
- PENTAIR HAFMANS: HAFMANS biogas upgrading. Ecofuels, Niederlande. Venlo, Niederlande : Haffmans BV, 2014
- PETERS, MALTE ; ZELEWSKI, STEPHAN: Analytical Hierarchy Process (AHP) - dargestellt am Beispiel der Auswahl von Projektmanagement-Software zum Multiprojektmanagement. Essen : Institut für Produktion und Industrielles Informationsmanagement, 2002
- PETERS, M. L. ; ZELEWSKI, S.: Der Analytic Network Process (ANP) als Technik zur Lösung multikriterieller Entscheidungsprobleme unter Berücksichtigung von Abhängigkeiten zwischen Kriterien. In: Wirtschaftswissenschaftliches Studium Bd. Heft 9 (2008)
- POHL, MARCEL ; HEEG, KATHRIN ; MUMME, JAN: Anaerobic digestion of wheat straw - Performance of continuous solid-state digestion. In: Bioresource Technology Bd. 146 (2013), S. 408–415
- POHL, MARCEL ; MUMME, JAN ; HEEG, KATHRIN ; NETTMANN, EDITH: Thermo- and mesophilic anaerobic digestion of wheat straw by upflow anaerobic solid-state (UASS) process. In: Bioresource Technology Bd. 124 (2012), S. 321–327
- PSI: The SNG Technology Platform in Güssing, A Status report of Bio-SNG project. Villigen, Schweiz : Paul Scherrer Institut, 2009
- QU, MEI ; AHPONEN, PIIRKOLIISA ; TAHVANAINEN, LIISA ; PELKONEN, PAAVO: Chinese academic experts' assessment for forest bio-energy development in China. In: Energy Policy, Energy Efficiency Policies and Strategies with regular papers. Bd. 38 (2010), Nr. 11, S. 6767–6775
- RAAB, K. ; SCHNEIDER, B. ; DEIMLING, S.: Brennstoffkosten und Brennstoffpreise. In: Leitfaden Bioenergie – Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen. Bd. v. 4. Gülzow : Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), 2007

- REINHOLD, GERD: Standpunkt zur Vergärung von Stroh in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Jena : Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft, 2014
- REINHOLD, G. ; FRIEDRICH, E.: Presentation: Vergärung von Stroh - Stand und Perspektiven. Berlin : 2. Internationale Fachtagung Stroheergie, 2012
- RETTENBERGER, GERHARD ; URBAN-KISS, STEPHANKA ; SCHNEIDER, ROLF ; MÜSKEN, JOACHIM ; KRUSE, GERHARD: Handbuch Bioabfallbehandlung, UBA-Texte. Dessau-Roßlau : Umweltbundesamt, 2012 – ISBN 1862-4804
- RIBEIRO, LAURO A. ; DA SILVA, PATRÍCIA PEREIRA ; MATA, TERESA M. ; MARTINS, ANTÓNIO A.: Prospects of using microalgae for biofuels production: Results of a Delphi study. In: Renewable Energy Bd. 75 (2015), S. 799–804
- RIKKONEN, P. ; TAPIO, P.: Future prospects of alternative agro-based bioenergy use in Finland—Constructing scenarios with quantitative and qualitative Delphi data. In: Technological Forecasting & Social Change Bd. 76 (2009), S. 978–990
- RISBERG, KAJSA ; SUN, LI ; LEVÉN, LOTTA ; HORN, SVEIN ; SCHNÜRER, ANNA: Biogas production from wheat straw and manure – Impact of pretreatment and process operating parameters. In: Bioresource Technology Bd. 149 (2013), S. 232–237
- RÖNSCH, S.: Optimierung und Bewertung von Anlagen zur Erzeugung von Methan, Strom und Wärme aus biogenen Festbrennstoffen. Dissertation., DBFZ Report. Leipzig: Deutsches Biomasseforschungszentrum, 2011
- SAATY, T.L.: The analytic hierarchy process - what it is and how it is used. In: Mathematical Modelling Bd. 9 (1987), Nr. 3-5, S. 161–176
- SAATY, T. L.: Fundamentals of the Analytic Network Process. In: . Kobe, Japan, 1999
- SCHAUBACH, KAY ; ZEYMER, MARTIN: Technisch-ökonomische Analyse der Gesamtkonzepte. In: Basisinformation für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung, DBFZ Report. Leipzig: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum, 2012
- SCHEFFCZIK, WALTER: Technikbewertung und Technikfolgenabschätzung. Oldenburg: Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, 2003
- SCHEFTELOWITZ, MATTES ; DANIEL-GROMKE, JAQUELINE ; RENSBERG, NADJA ; DENYSENKO, VELINA ; HILLEBRAND, KONRAD ; NAUMANN, KARIN ; ZIEGLER, DAVID ; WITT, JANET ; BEIL, MICHAEL ; U. A.: Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben Ila Biomasse). Zwischenbericht Juni 2014. Leipzig : DBFZ, 2014
- SCHEFTELOWITZ, MATTES ; RENSBERG, NADJA ; DENYSENKO, VELINA ; DANIEL-GROMKE, JAQUELINE ; STINNER, WALTER ; HILLEBRAND, KONRAD ; NAUMANN, KARIN ; PEETZ, DAVID ; HENNIG, CHRISTIANE ; U. A.: Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben Ila) - Zwischenbericht Mai 2015. Leipzig: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum, 2015
- SCHLISSEL, D. ; SMITH, A. ; WILSON, R.: Coal-Fired Power Plant Construction Costs. Cambridge, USA : Synapse Energy Economics, Inc., 2008
- SCHMACK CARBOTECH GMBH: Technische Aspekte zur Druckwechseladsorption. Herstellerangaben, Sep. 2012.

- SCHMITT, VERENA ; KALTSCHMITT, MARTIN: Effect of straw proportion and Ca- and Al-containing additives on ash composition and sintering of wood–straw pellets. In: Fuel Bd. 109 (2013), S. 551–558
- SCHOLWIN, F. ; GROPE, JOHAN ; SCHÜCH, ANDREA ; DANIEL-GROMKE, JAQUELINE ; BEIL, MICHAEL ; HOLZHAMMER, UWE: Ist-Stand der Biomethannutzung. Kosten – Klimawirkungen – Verwertungswege. KWK aus Biogas, Biomethan und Erdgas im Vergleich, Dossier. Weimar: Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie, 2014
- SEIFFERT, MICHAEL ; RÖNSCH, STEFAN: Biosynthetic Natural Gas. In: Encyclopedia of Sustainability Science and Technology: SpringerReference. Berlin-Heidelberg : Springer Verlag, 2013
- SEILNACHT, T.: Chemikaliendatenbank - gas und Laborgase (2012)
- SPECHT, MICHAEL: Handout - Der AER-Prozess. Clusterinitiative „Energie-Nord-Ost-Brandenburg“. Stuttgart: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), 2006
- STRAUCH, UWE: Modulare Kostenschätzung in der chemischen Industrie. Berlin : Dissertation, TU-Berlin, 2008
- SVOBODA, KAREL ; POHOŘELÝ, MICHAEL ; HARTMAN, MILOSLAV ; MARTINEC, JIŘÍ: Pretreatment and feeding of biomass for pressurized entrained flow gasification. In: Fuel Processing Technology Bd. 90 (2009), Nr. 5, S. 629–635
- TAFARTE, PHILIP ; DAS, SUBHASHREE ; EICHHORN, MARCUS ; THRÄN, DANIELA: Small adaptations, big impacts: Options for an optimized mix of variable renewable energy sources. In: Energy Bd. 72 (2014), S. 80–92
- TALEBNA, FARID ; KARAKASHEV, DIMITAR ; ANGELIDAKI, IRINI: Production of bioethanol from wheat straw: An overview on pretreatment, hydrolysis and fermentation. In: Bioresource Technology Bd. 101 (2010), S. 4744–4753
- TANG, YONG ; SUN, HONGHANG ; YAO, QIANG ; WANG, YIBO: The selection of key technologies by the silicon photovoltaic industry based on the Delphi method and AHP (analytic hierarchy process): Case study of China. In: Energy, PRES'13: Process Integration, Modelling and Optimisation for Energy Saving and Pollution Reduction. Bd. 75 (2014), S. 474–482
- TECHNISCHE UNIVERSITÄT WIEN: Überblick über Biogasaufbereitungstechnologien zur Produktion von Biomethan, BIO-METHANE REGIONS (2012)
- TEPPER, HELMAR: Zur Vergasung von Rest- und Abfallholz in Wirbelschichtreaktoren für dezentrale Energieversorgungsanlagen. Magdeburg : Otto-von-Guericke Universität Magdeburg, 2005
- THEK, GEROLD ; OBERNBERGER, INGWALD: Wood pellet production costs under Austrian and in comparison to Swedish framework conditions. In: Biomass & Bioenergy (2004), S. 671–693
- THRÄN, DANIELA ; ADLER, PHILIPP ; BROSOVSKI, ANDRÉ ; CIROTH, ANDREAS ; FISCHER, ELMAR ; FRITSCHKE, UWE ; GÖDEKE, KATJA ; HENNENBERG, KLAUS ; HERRMANN, ANDRÉ ; U. A.: Methodenhandbuch - Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseneffekte. In: Schriftenreihe des BMU-Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“ Bd. 03 (2012)
- THRÄN, DANIELA ; ARENDT, OLIVER ; PONITKA, J. ; BRAUN, JULIAN ; MILLINGER, MARKUS ; WOLF, VERENA ; BANSE, MARTIN ; SCHALDACH, RÜDIGER ; SCHÜNGEL, JAN ; U. A.: Meilensteine 2030 - Elemente und Meilensteine für die Entwicklung einer tragfähigen und nachhaltigen Bioenergiestrategie,

- Energetische Biomassenutzung. Leipzig : Thrän, Daniela; Pfeiffer, Diana (Herg.), 2015 – ISBN 2199-2762
- THRÄN, DANIELA ; BILLIG, ERIC ; PERSSON, T. ; SVENSSON, M. ; DANIEL-GROMKE, JAQUELINE ; PONITKA, J. ; SEIFFERT, MICHAEL ; BALDWIN, JOHN ; KRANZL, LUKAS ; U. A. ; BAXTER, D. ; JUNGINGER, M. (Hrsg.): Biomethane – status and factors affecting market development and trade : IEA Bioenergy, 2014 – ISBN 978-1-910154-10-6
- TURK: Regionale Konzepte zur energetischen Nutzung biogener Reststoffe am Beispiel Landkreis Holzminden. Leipziger Fachgespräche „Feste Biomasse“. Leipzig : IGLux Witzenhausen GmbH, 2013
- TVT INSTITUT, TU WIEN: Biogasaufbereitung mittels Membrantechnologie. URL <http://bio.methan.at/>
- URBAN, W. ; LOHMANN, H. ; GIROD, K.: Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008. BMBF-Verbundprojekt, 4. Oberhausen : Fraunhofer UMSICHT, 2009
- URBAN, WOLFGANG ; KLINKERT, V. ; BOTHENDORF, E. ; BERGER, R. ; MEYER-PRESCHER, B.: Gasnetze der Zukunft - Studie zu den Auswirkungen der Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz auf den Netzbetrieb und Endverbraucher. Leipzig, Braunschweig, Oberhausen, 2010
- VDI: VDI 6025 - Betriebeswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen. Düsseldorf : VDI Verlag GmbH, 1996
- VDI: VDI 3780 - Technikbewertung - Begriffe und Grundlagen. Düsseldorf : VDI Verlag GmbH, 2000
- VDI: VDI 2067 - Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung. Düsseldorf : VDI Verlag GmbH, 2012
- VERBIO AG: Biomethan aus Stroh. Zörbig : VERBIO Vereinigte BioEnergie AG, 2015
- VERBIO AG: Die führende Technologie für die Biomethangewinnung aus Reststoffen. Zörbig : VERBIO Vereinigte BioEnergie AG
- VISSMANN: Power to Gas - Überschussstrom im Gasnetz speichern. Allendorf : Viessmann Deutschland GmbH, 2013
- VIRTA, R.L.: 2010 Minerals Yearbook - Clay and Shale. Reston, USA : USGS, 2012
- VOELKEL, A.: Zellulosehaltige Substrate - Mehr Gas nach Aufschluss. In: Neue Landwirtschaft Bd. Magazin für Agrarmanager - Sonderdruck (2012), Nr. 1-2012
- VOGEL, A.: Dezentrale Strom- und Wärmeerzeugung aus biogenen Festbrennstoffen. Dissertation., IE-Report. Leipzig : Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, 2007
- VOGEL, ALEXANDER ; BOLHÄR-NORDENKAMPF, MARKUS ; KALTSCHMITT, MARTIN ; HOFBAUER, HERMANN: Analyse und Evaluierung der thermo-chemischen Vergasung von Biomasse, Nachwachsende Rohstoffe. Bd. 29 : Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), 2006
- WANG, G. ; GAVALA, H. ; SKIADAS, I. ; AHRING, B.: Wet explosion of wheat straw and codigestion with swine manure: Effect on the methane productivity. In: Waste Management Bd. 29 (2009), S. 2830–2835

- WEBER, KATHRIN: Beeinflussung des Ascheschmelzverhaltens biogener Reststoffe durch Laugung und Additivierung. 3. Wissenschaftskongress Abfall- und Ressourcenwirtschaft. Aufl. Stuttgart : ISSN 2190-7943, 2013
- WEISER, CHRISTIAN: Technisch-ökonomische Analyse der Strohbergung. In: Basisinformation für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung, DBFZ Report. Leipzig : DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum, 2012, S. 90 – 128
- WEISS, MARTIN ; JUNGINGER, MARTIN ; PATEL, MARTIN K. ; BLOK, KORNELIS: A review of experience curve analyses for energy demand technologies. In: Technological Forecasting and Social Change Bd. 77 (2010), Nr. 3, S. 411–428
- WELLINGER, ARTHUR ; KOVACS, ATTILA ; BALDWIN, JOHN ; MEZZULLO, WILLIAM: Discussion Paper on Biomethane Focus Issues: Sustainability, Technical Standards, Trade and Country Targets : Green Gas Grids, 2012
- WINTERBERG, RALF ; FISCHER, ELMAR ; POSTEL, JAN ; RENSBERG, NADJA ; DANIEL-GROMKE, JAQUELINE ; STINNER, WALTER ; BÖKER, HEIKO: Empfehlung zur Auslegung, zum Betrieb und zur Optimierung von Biogasanlagen. Magdeburg, Leipzig, Stendal : Regionale Planungsgemeinschaft Altmark, 2012
- WITT, JANET ; THRÄN, DANIELA ; RENSBERG, NADJA ; HENNIG, CHRISTIANE ; NAUMANN, KARIN ; BILLIG, ERIC ; SAUTER, PHILIPP ; DANIEL-GROMKE, JAQUELINE ; KRAUTZ, ALEXANDER ; U. A.: Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse, DBFZ Report. Leipzig : DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum, 2012
- WITTKOPF, STEFAN ; HÖMER, UWE ; FELLER, STEFAN: Bereitstellungsverfahren für Waldhackschnitzel - Leistung, Kosten, Rahmenbedingungen. Freising : Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft (LWF), 2003
- WOLBERT-HAVERKAMP, MATTHIAS ; MUSSHOFF, OLIVER: Are short rotation coppices an economically interesting form of land use? A real options analysis. In: Land Use Policy Bd. 38 (2014), S. 163–174
- ZANGEMEISTER, CHRISTOF: Nutzwertanalyse in der Systemtechnik. 4. Auflage. Aufl. München : Wittenmannsche Buchhandlung, 1976 – ISBN 978-3-923264-00-1
- ZELLER, VANESSA ; THRÄN, DANIELA ; ZEYMER, MARTIN ; BÜRZLE, BERNHARD ; ADLER, PHILIPP ; PONITKA, J. ; POSTEL, J. ; MÜLLER-LANGER, FRANZISKA ; RÖNSCH, STEFAN ; U. A.: Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung, DBFZ Report. Leipzig : DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum, 2010

Anhang

A.1 Ökonomische Berechnungen

Zur Berechnung der ökonomischen Kenngrößen wurden nachstehende ökonomische Grundparameter herangezogen. Diese können keiner speziellen Literaturquelle zugeordnet werden, sondern beruhen am marktüblichen Werten sowie zum Teil auf Erfahrungswerten und Herstellerangaben.

Tabelle A 1 Ökonomische Grundparameter

Parameter	Beschreibung	Wert
Laufzeit	Zeitraum der Betrachtung, Lebensdauer	20 a
Inbetriebnahmejahr	Ausgangsjahr der Berechnung	2012
Zinssatz Eigenkapital	Zinshöhe für Eigenkapital	10 %
Anteil Eigenkapital	Kapitalanteil der vom Projektdurchführenden aufgebracht wird	20 %
Zinssatz Fremdkapital	Zinshöhe für Fremdkapital	3,5 %
Anteil Fremdkapital	Kapitalanteil der vom Kreditinstitut aufgebracht wird	80 %
Inflation für kapitalgebundene Kosten	Preissteigerungsrate über die Laufzeit	1,0 % p. a.
Inflation für betriebs-, verbrauchsgebundene und sonstige Kosten	Preissteigerungsrate über die Laufzeit	2,0 % p. a.
Instandhaltung sowie Wartung	Prozentsatz auf das Investment, falls nicht anders vom Anbieter angegeben	2,0 % p. a.
Versicherung	Prozentsatz auf das Investment	0,5 % p. a.
Personalkosten	einheitliche Personalkosten pro Mitarbeiter (MA) und Jahr	50.000 €/ (MA*a)
Unvorhergesehenes	sofern nicht anders in der jeweiligen Quellliteratur angeben bzw. bereits integriert	1 %

Die in Tabelle A 1 aufgeführten Parameter wurden auf alle Alternativen gleichermaßen angewendet.

Zur Berechnung der ökonomischen Grundparameter wurden die nachstehenden Gleichungen (Gleichung A 1 bis Gleichung A 8) herangezogen.

Der Mischzinssatz wird aus den Anteilen vom Eigen- und Fremdkapital und deren Zinsen nach Gleichung A 1 berechnet. Darauf aufbauend kann der Annuitätsfaktor (Gleichung A 2) berechnet werden. Dieser Faktor wird durch die Laufzeit und den Mischzinssatz bestimmt und bleibt während der gesamten weiteren Berechnung als Konstante erhalten.

Zur Berechnung der Annuität der kapitalgebundenen Kosten (Gleichung A 3) wird der Investitionsbetrag, die Barwerte der Ersatzbeschaffungen sowie der Restwert benötigt, welche mit Hilfe der Gleichung A 4 bis Gleichung A 5 ermittelt werden. Falls keine Ersatzinvestition für eine Anlagenkomponente während der Laufzeit vorgesehen ist, geht in die Berechnung der kapitalgebundenen Kosten ein Anteil für deren Instandsetzung ein. Der Anteil für Instandsetzung

(2 % p. a., siehe auch Tabelle A 1) wird zusätzlich zu den Kosten addiert die während des Betriebs (vor allem Wartung) anfallen um die Funktionsfähigkeit der Anlagenkomponente über die Laufzeit zu gewährleisten.

Die Gestehungskosten der Rohgasaufbereitung (Gleichung A 8) werden mithilfe der Gesamtannuität der Rohgasaufbereitung, deren Volllaststunden, der Produktgasmenge sowie dem dazugehörigen Brennwert berechnet (im Normzustand). Der Vorteil der Berechnung mittels des direkten Brennwertes des Gasgemisches gegenüber einem vereinheitlichten Brennwert liegt in der genaueren Ergebnisdarstellung. Dadurch werden unterschiedliche Produktgasqualitäten bereits in dieser Gleichung mit berücksichtigt und keine zusätzliche Unsicherheit mit eingebaut.

Mischzinssatz

Gleichung A 1
$$i = EKA \cdot iek + FKA \cdot ifk$$

- EKA = Eigenkapitalanteil
- FKA = Fremdkapitalanteil
- iek = EKA Zinssatz
- ifk = FKA Zinssatz

Annuitätsfaktor (VDI, 2012)

Gleichung A 2
$$a = \frac{r-1}{1-r-t}$$

- r = Aufzinsungsfaktor = (1+ Mischzinssatz i)
- t = Betrachtungszeitraum

Annuität der kapitalgebundenen Kosten (VDI, 2012)

Gleichung A 3
$$A_K = (I_0 + A_1 + A_2 + \dots A_z - RWB_0) \cdot a \cdot ba_k$$

- I_0 = Investitionsbetrag
- $A_1 \dots A_z$ = Barwert der ersten ... z-ten Ersatzbeschaffung
- RWB_0 = Restwert der Barwerte
- a = Annuitätsfaktor
- ba_k = preisdynamischer Annuitätsfaktor der kapitalgebundenen Kosten (Berücksichtigung der Inflation (1 %))

Barwertfaktor (VDI, 2012)

Gleichung A 4
$$b_f = \frac{1 - \left(\frac{r}{q}\right)^t}{q - r}$$

- r = Aufzinsungsfaktor
- q = Zinssatz (z.B. Mischzinssatz)
- t = Laufzeit

Preisdynamischer Annuitätsfaktor (HENNIG & TROMMLER, 2012)

Gleichung A 5
$$ba = b_f * a$$

- b_f = Barwertfaktor
- a = Annuitätenfaktor

Barwert der Ersatzbeschaffung (VDI, 2012)

Gleichung A 6
$$A_z = \frac{I_0 \cdot r_K^{(z \cdot t_n)}}{r^{(z \cdot t_n)}}$$

- I₀ = Erstinvestitionssumme
- r_K = Aufzinsungsfaktor Kapitalkosten
- r = Aufzinsungsfaktor = (1+ Mischzinssatz i)
- t_n = Nutzungsdauer
- z = Anzahl der Ersatzbeschaffung bei mehr als einer Ersatzbeschaffung

Barwert des Restwertes (HENNIG & TROMMLER, 2012)

Gleichung A 7
$$RWB_0 = I_0 \cdot \frac{r_K^{(e \cdot t_{xy})}}{r^{t_n}} \cdot \frac{((1+e) \cdot t_{xy} - t_n)}{t_{xy}}$$

- I₀ = Erstinvestitionssumme
- r = Aufzinsungsfaktor = (1+ Mischzinssatz i)
- t_{xy} = Nutzungsdauer (Komponente)
- t_n = Laufzeit der Gesamtanlage
- e = Ersatzhäufigkeit
- r_K = Aufzinsungsfaktor Kapitalkosten

Gestehungskosten

Gleichung A 8
$$K_{Pr} = \frac{A_G}{\dot{V}_{Pr} \cdot t_v \cdot H_{s,n}}$$

K_{Pr} = Gestehungskosten (Pr = Produktgas)

A_G = Gesamtannuität

\dot{V}_{Pr} = Volumenstrom Produktgas pro Jahr

t_v = Volllaststunden

$H_{s,n}$ = Brennwert des Produktgases im Normzustand

Kölbl-Schulze Index

Da die Anlagenkonzepte der jeweiligen Literaturquelle sich zum Teil auf andere Bezugsjahre beziehen, muss eine Anpassung der Kosten auf das Bezugsjahr erfolgen (2012). Die Anpassung wurde mittels des Kölbl-Schulze Index vorgenommen. Bei dem Kölbl-Schulze Index handelt es sich um den Preisindex für Chemieanlagen, vergleiche Kapitel 3.6.2 (KERDONCUFF, 2008).

Dieser wird seit mehreren Jahrzehnten durchgehend von der Zeitschrift „Chemie Technik“ vierteljährlich aktualisiert herausgegeben. Im Laufe der Zeit wurde immer wieder eine Anpassung des Basisjahres (Index = 100) vorgenommen. Zuletzt im Jahr 2005. Im Rahmen dieser Arbeit wurde der Preisindex der früheren Jahre auf das Basisjahr 2005 hin umgerechnet, siehe Abbildung A 1.

Wie ersichtlich ist, nahmen die Kosten im Laufe der Jahre nicht konstant zu. Es gab immer wieder Zeiten schnellerer und langsamer Kostenveränderung.

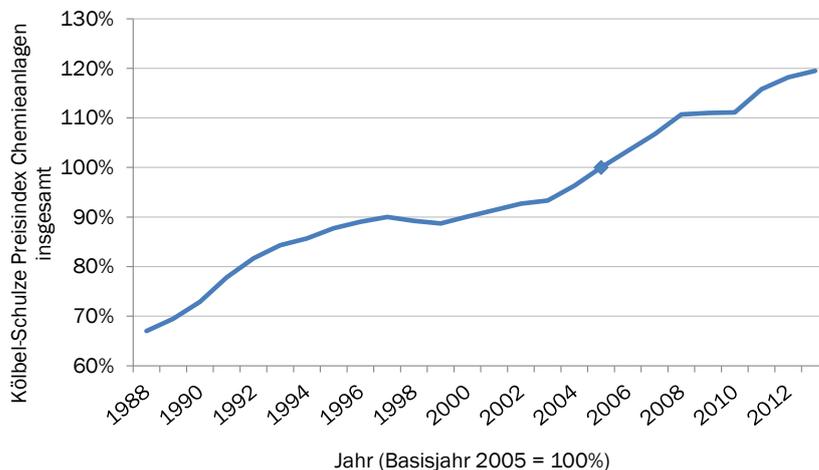


Abbildung A 1 Kölbl-Schulze Preisindex für Chemieanlagen insgesamt

Kosten für Hilfs- und Zusatzstoffe sowie Entsorgungskosten von Abfall- und Reststoffen

Zur Berechnung der Gestehungskosten aller Alternativen, wurden mit den in Tabelle A 2 angegebenen Kosten für Hilfs- und Zusatzstoffe bzw. den Entsorgungskosten für Abfall- und Reststoffe gerechnet.

Tabelle A 2 Kosten für Hilfs- und Zusatzstoffe sowie Entsorgung (Basisjahr 2012) (Thrän u. a., 2012), (Müller-Langer, 2011), (Virta, 2012), (MT-Biomethan, 2013)

Parameter	Wert	Beschreibung
Strompreis	12 €/ct/kWh _{el}	für Eigenbedarf, Einkaufspreis einheitlich
Wärmepreis	4 €/ct/kWh _{th}	für Eigenbedarf, Einkaufspreis
Wärmepreis	4 €/ct/kWh _{th}	für Überschusswärme, Verkaufspreis
Entsorgung Asche	115 €/t	Entsorgungskosten für Asche die auf dem thermochemischen Konversionspfad anfällt
Entsorgung Abwasser	5 €/m ³	unbelastetes Abwasser
	500 €/m ³	belastetes Abwasser
Prozesswasser	2 €/m ³	
Speisewasser	6 €/m ³	höherer Anforderung bzgl. Qualität als Prozesswasser
Aktivkohle	2,97 €/kg	
RME	1 €/kg	
Koks	0,05 €/kg	Abfallprodukt bzw. Reststoff
Zinkoxid (ZnO)	20 €/kg	
Calciumkarbonat (CaCO ₃)	0,05 €/kg	
Nickel (Ni)	50 €/kg	
Schwefelsäure (H ₂ SO ₄)	0,15 €/kg	
Natronlauge (NaOH)	1 €/kg	
Triethyleneglycol (TEG)	2 €/kg	
SiO ₂ (Bettmaterial)	0,2 €/kg	
Monoethanolamin (MEA)	4 €/kg	
Stickstoff (N ₂)	0,15 €/kg	
Propan	1,3 €/kg	
Bettmaterial CaO	0,65 €/kg	
Lösungsmittel OLGA	2,5 €/kg	
Kaolin	0,18 €/kg	Additiv der Strohpellets

Im Falle der Nawaro-Anlagen (Co-Substrat Schweinegülle) wurden zur Ermittlung des Reinnährstoffpreises die in Tabelle A 3 beschriebenen Preise herangezogen.

Tabelle A 3 Reinnährstoffpreis (WEISER, 2012)

Nährstoff	Preis
Stickstoff (N)	0,9 €/kg
Phosphor (P)	1,7 €/kg
Kalium (K)	0,7 €/kg
Magnesium (Mg)	0,7 €/kg

A.2 Referenzrohstoffe

Tabelle A 4 Referenzrohstoffe zur Vergärung (AMON u. a., 2010), (BECKER u. a., 2007), (THRÄN u. a., 2012), (FRISCH u. a., 2012), (MITTERLEITNER u. a., 2007), (KERN & RAUSSEN, 2010), (KERN u. a., 2010), (RETTENBERGER u. a., 2012), (KTBL, 2012), (DUNKELBERG u. a., 2011), (TURK, 2013), (BIOMASSEV 2012 (idF. v. 2012))

Parameter	Einheit	Nawaro	Wirtschaftsdünger	Bioabfall	kommunale Grünabfälle
Allgemein					
Typ	-	Maissilage	Schweinegülle	Biotonne	Grünschnitt
Herkunft	-	heimisch	heimisch	heimisch	heimisch
Wassergehalt bei Ernte/Gewinnung	%	67	94	60	80
Trockensubstanz (TS)	% von FM	33	6	40	20
organische Trockensubstanz (oTS)	% von TS	95	80	50	90
Verluste/Störstoffe ^a	% von FM	12	k.D.	12	10
Nährstoffinhalt Stickstoff (N)	kg/t _{FM}	3,4	3,6	4,6	k.D.
Nährstoffinhalt Phosphor (P)	kg/t _{FM}	1,1	2,5	2,0	k.D.
Nährstoffinhalt Kalium (K)	kg/t _{FM}	3,1	2,4	2,2	k.D.
Vergärung					
Biogasertrag	Nm ³ /t _{FM}	200	20	120	90
Biogasertrag	Nm ³ /t _{oTS}	650	420	615	501
Methangehalt	%	52	60	60	43
Methanertrag	Nm ³ /t _{FM}	104	12	72	39
Methanertrag	Nm ³ /t _{oTS}	338	252	369	215
Brennwert ^b (H _s)	MJ/kg _{TS}	17,7	18,2	17,3	16,2
Brennwert ^b (H _s)	MJ/kg _{oTS}	19,3	20,0	18,1	19,9
Brennwert ^b (H _s)	kWh/kg _{TS}	4,9	5,1	4,8	4,5
Brennwert ^b (H _s)	kWh/kg _{oTS}	5,4	5,6	5,0	5,5
Bereitstellung					
Gülleanfall pro Tierplatz (TP) pro Jahr	t _{FM} /TP*a	-	2,3	-	-
Ø Feld-Schlagfläche	ha	20	-	-	-
Hektarertrag (FM)	t _{FM} /ha	50	-	-	-
Kosten					
Gesamtkosten inkl. Verluste	€/t _{FM}	39,1	9,2	0	26,2
Gesamtkosten inkl. Verluste	€/t _{TS}	118,5	152,8	0	130,8
Transportkosten Zwischenlager-Anlage					
Fahrzeugtyp	-	Schlepper und Häckselguttransportwagen	Tankwagen	-	-
2 km	€/t _{FM}	1,8	2,6	-	-
4 km	€/t _{FM}	2,4	3,1	-	-
6 km	€/t _{FM}	2,8	3,5	-	-
8 km	€/t _{FM}	3,4	4,0	-	-
10 km	€/t _{FM}	3,6	4,5	-	-
12 km	€/t _{FM}	4,1	5,1	-	-
15 km	€/t _{FM}	4,6	6,3	-	-
20 km	€/t _{FM}	5,8	8,5	-	-
25 km	€/t _{FM}	6,9	11,3	-	-
30 km	€/t _{FM}	8,1	14,7	-	-
35 km	€/t _{FM}	9,2	18,6	-	-

^a – Gesamtverluste (Entnahme, Lagerung, Transport, ...)

^b – Brennwert bezogen auf das Ausgangssubstrat

k.D. – keine Daten

Tabelle A 5 Referenzrohstoffe zur Vergasung (RAAB u. a., 2007), (HARTMANN, 2007), (THRÄN u. a., 2012), (WITTKOPF u. a., 2003), (HAMELINCK u. a., 2005), (ERIKSSON & GUSTAVSSON, 2010), (GUSTAVSSON u. a., 2011), (THEK & OBERNBERGER, 2004), (DUBUISSON & SINTZOFF, 1998), (MATTHEWS, 2001), (DIN EN 14961-1, 2010), (KALTSCHMITT & REINHARDT, 1997)

Parameter	Einheit	Waldretholz	KUP
Allgemein			
Typ	-	Pellets	Holzhackschnittel
Herkunft	-	Skandinavien	heimisch
Wassergehalt bei Ernte/Gewinnung	%	50	50
Trockensubstanz (TS)	% von FM	50	50
organische Trockensubstanz (oTS)	% von TS	92	96
Wassergehalt bei Anlieferung	%	9	35
Verluste/Störstoffe ^a	% von FM	12	18
Verbrennung/Vergasung			
Brennwert ^b (H _s)	MJ/kg _{TS}	20,1	20,0
Brennwert ^b (H _s)	kWh/kg _{TS}	5,6	5,5
Aschegehalt	%	4	2
Bereitstellung			
Ø Feld-Schlagfläche	ha	-	5
Hektarertrag (FM)	t _{FM} /ha	3,5	22,2
Kosten			
Gesamtkosten inkl. Verluste	€/t _{FM}	101,4	79,6
Gesamtkosten inkl. Verluste	€/t _{TS}	110,8	122,5
Transportkosten Zwischenlager-Anlage			
Fahrzeugtyp	-	Transportkosten bereits in Gesamtkosten inkludiert	LKW-Containerzug (23t)
5 km	€/t _{FM}	-	7,8
10 km	€/t _{FM}	-	8,8
15 km	€/t _{FM}	-	9,7
20 km	€/t _{FM}	-	10,4
25 km	€/t _{FM}	-	11,2
30 km	€/t _{FM}	-	12,0
50 km	€/t _{FM}	-	14,6
≥ 70 km	€/t _{FM}	-	17,8

^a – Gesamtverluste (Entnahme, Lagerung, Transport, ...)

^b – Brennwert bezogen auf das Ausgangssubstrat

k.D. – keine Daten

Tabelle A 6 Referenzrohstoff Stroh (Vergärung und Vergasung) (AMON u. a., 2010), (BECKER u. a., 2007), (WEISER, 2012), (THRÄN u. a., 2012), (RAAB u. a., 2007), (HARTMANN, 2007), (ECN, 2013), (LE NET u. a., 2011)

Parameter	Einheit	Stroh	Stroh
Allgemein			
Typ	-	Quaderballen	Pellets
Verwendung	-	biochemisch	thermochemisch
Herkunft	-	heimisch	heimisch
Wassergehalt bei Ernte/Gewinnung	%	14	14
Trockensubstanz (TS)	% von FM	86	86
organische Trockensubstanz (oTS)	% von TS	91	91
Verluste/Störstoffe ^a	% von FM	8	8
Vergärung/Verbrennung/Vergasung			
Biogasertrag	Nm ³ /t _{FM}	310	-
Biogasertrag	Nm ³ /t _{oTS}	400	-
Methangehalt	%	52	-
Methanertrag	Nm ³ /t _{FM}	161	-
Methanertrag	Nm ³ /t _{oTS}	208	-
Brennwert ^b (H _s)	MJ/kg _{TS}	17,9	17,9
Brennwert ^b (H _s)	MJ/kg _{oTS}	19,3	19,3
Brennwert ^b (H _s)	kWh/kg _{TS}	5,0	5,0
Brennwert ^b (H _s)	kWh/kg _{oTS}	5,4	5,4
Aschegehalt	%	8	8
Bereitstellung			
Ø Feld-Schlagfläche	ha	20	20
Hektarertrag (FM)	t _{FM} /ha	5,0	5,0
Kosten			
Gesamtkosten inkl. Verluste	€/t _{FM}	49,5	157,5
Gesamtkosten inkl. Verluste	€/t _{TS}	57,7	183,9
Transportkosten Zwischenlager-Anlage			
Fahrzeugtyp	-	LKW + Pritschenwagen (42 Ballen)	LKW (Pellettransport)
5 km	€/t _{FM}	7,9	14,2
10 km	€/t _{FM}	9,5	14,4
15 km	€/t _{FM}	11,1	14,6
20 km	€/t _{FM}	12,7	14,8
25 km	€/t _{FM}	14,3	15,0
30 km	€/t _{FM}	15,9	15,2
50 km	€/t _{FM}	22,3	16,0
≥ 70 km	€/t _{FM}	28,6	16,8

^a – Gesamtverluste (Entnahme, Lagerung, Transport, ...)

^b – Brennwert bezogen auf das Ausgangssubstrat

k.D. – keine Daten

A.3 Auslegung der Referenzbiogasanlagen

Die Auslegung von Biogasanlagen (BGA) hängt in erster Linie von der Art des zu vergärenden Substrats, dem geplanten Biogas-Output mit entsprechender Qualität sowie der zum Einsatz kommenden Technologie ab. Für den Biogas- bzw. Methanertrag können folgende Haupteinflussfaktoren zusammengefasst werden (WINTERBERG u. a., 2012):

- Substratart und -qualität,
- Substrataufbereitung,
- Anlagenkonzept (z.B. einstufig, zweistufig),
- Fermentationstemperatur (mesophil oder thermophil),
- Verweilzeit,
- Raumbelastung,
- Betriebsmanagement (Substratmanagement, ...).

Biogasanlagen werden je nach Fahrweise als Monovergärungsanlagen, d.h. mit nur einem Substrat, oder als Co-Vergärungsanlagen, d.h. mit einer Mischung aus zwei oder mehr Substratarten, betrieben. Die in dieser Arbeit betrachteten Referenzrohstoffe werden, wie in

Tabelle 3-7 in Kapitel 3.8 dargestellt, als Kombination eingesetzt. Bei der Auswahl wurde sich an typischen Praxiswerten orientiert, wobei als Quellen (WITT u. a., 2012), (REINHOLD & FRIEDRICH, 2012) herangezogen wurden. Darüber hinaus wurden Interviews mit Branchenvertretern geführt.

In Tabelle A 7 bis Tabelle A 9 sind die wesentlichsten Grundparameter der Referenzbiogasanlagen (Mittelwerte nach Herstellerbefragung und eigenen Berechnungen) zusammengefasst.

Im Zuge der Grobauslegung wurde zunächst mit Hilfe des zu erzielenden Output-Rohbiogasstroms, dem jeweiligen Substratanteil aus Tabelle 3-7 sowie den Literaturwerten (siehe Anhang A.2) bzgl. der Biogausbeuten die nötige Substratmenge berechnet.

Unter Berücksichtigung der Lagerverluste lassen sich damit theoretische Anbauflächen sowie die damit verbunden Transportkosten berechnen. Die angesetzten Transportkosten in abhängig der Transportdistanz respektive des Einzugsradius sind in Anhang A.2 hinterlegt.

Tabelle A 7 Ermittelte Parameter der Referenzbiogasanlagen, Nawaro-BGA

Parameter ^{1,2}	Einheit	BGA-N-250	BGA-N-700	BGA-N-1.400	BGA-N-2.800
Betriebsstunden ³	h/a	8.400	8.400	8.400	8.400
Reaktorart ³	-	CSTR	CSTR	CSTR	CSTR
Biogas-Output ³	Nm ³ /h	250	700	1.400	2.800
Methangehalt	%	52,5	52,5	52,5	52,5
Methanmenge	Nm ³ /h	131	368	735	1.470
el. Energiebedarf ³	kWh/Nm ³	0,176	0,158	0,150	0,143
th. Energiebedarf ³	kWh/Nm ³	0,436	0,387	0,363	0,351
Investitionskosten ³	€	1.710.000	4.813.000	8.392.000	15.087.000
spez. Investitionskosten	€/Nm ³	0,814	0,819	0,714	0,641
spez. Investitionskosten	€ct/kWh	0,140	0,141	0,123	0,110
Input Maissilage	t/a FM	11.025	30.870	61.740	123.480
Input Schweinegülle	t/a FM	6.563	18.375	36.750	73.500
Substratkosten ⁴ (gesamt)	€/a	532.200	1.499.228	3.018.003	6.094.538
spez. Substratkosten ⁴	€ct/Nm ³	0,253	0,255	0,257	0,259
spez. Substratkosten ⁴	€ct/kWh	0,044	0,044	0,044	0,045
Gestehungskosten ⁵ Rohbiogas	€ct/Nm³	48,8	46,8	45,0	43,7
Gestehungskosten ⁵ Rohbiogas	€ct/kWh	8,40	8,06	7,74	7,52

¹ Brennwertbezogen.

² Rohgasbezogen.

³ Herstellerangaben.

⁴ Inkl. Transport der Substrate zur Anlage und Verluste (Lagerung).

⁵ Exklusive Wärmekosten, falls die der Wärmebedarf nicht aus der Abwärme der Biogasaufbereitung gedeckt werden kann.

Tabelle A 8 Ermittelte Parameter der Referenzbiogasanlagen, Bioabfall-BGA

Parameter ^{1,2}	Einheit	BGA-BA-250	BGA-BA-700	BGA-BA-1.400	BGA-BA-2.800
Betriebsstunden ³	h/a	8.200	8.200	8.200	8.200
Reaktorart ³	-	PFR	PFR	PFR	PFR
Biogas-Output ³	Nm ³ /h	250	700	1.400	2.800
Methangehalt	%	58,7	58,7	58,7	58,7
Methanmenge	Nm ³ /h	147	411	822	1.643
el. Energiebedarf ³	kWh/Nm ³	0,600	0,552	0,516	0,492
th. Energiebedarf ³	kWh/Nm ³	0,528	0,502	0,475	0,462
Investitionskosten ³	€	4.071.000	9.679.000	16.718.000	29.532.000
spez. Investitionskosten	€/Nm ³	2,036	1,728	1,493	1,318
spez. Investitionskosten	€ct/kWh	0,313	0,266	0,230	0,203
Input Bioabfall	t/a FM	17.227	48.236	96.472	192.943
Input kommunale Grünabfälle	t/a FM	1.880	5.264	10.528	21.055
Substratkosten ⁴ (gesamt)	€/a	62.761	181.405	363.306	737.946
spez. Substratkosten ⁴	€ct/Nm ³	0,031	0,032	0,032	0,033
spez. Substratkosten ⁴	€ct/kWh	0,005	0,005	0,005	0,005
Gestehungskosten ⁵ Rohbiogas	€ct/Nm³	46,9	38,9	34,2	30,7
Gestehungskosten ⁵ Rohbiogas	€ct/kWh	7,22	5,99	5,26	4,73

¹ Brennwertbezogen.

² Rohgasbezogen.

³ Herstellerangaben.

⁴ Inkl. Transport der Substrate zur Anlage und Verluste (Lagerung).

⁵ Exklusive Wärmekosten, falls die der Wärmebedarf nicht aus der Abwärme der Biogasaufbereitung gedeckt werden kann.

Tabelle A 9 Ermittelte Parameter der Referenzbiogasanlagen, Stroh-BGA

Parameter ^{1,2}	Einheit	BGA-S-250	BGA-S-700	BGA-S-1.400	BGA-S-2.800
Betriebsstunden ³	h/a	8.200	8.200	8.200	8.200
Reaktorart ³	-	CSTR	CSTR	CSTR	CSTR
Biogas-Output ³	Nm ³ /h	250	700	1.400	2.800
Methangehalt	%	52,9	52,9	52,9	52,9
Methanmenge	Nm ³ /h	132	370	740	1.481
el. Energiebedarf ³	kWh/Nm ³	0,595	0,549	0,528	0,513
th. Energiebedarf ³	kWh/Nm ³	0,404	0,359	0,337	0,314
Investitionskosten ³	€	2.407.000	6.189.000	11.217.000	20.593.000
spez. Investitionskosten	€/Nm ³	1,174	1,078	0,977	0,897
spez. Investitionskosten	€ct/kWh	0,201	0,184	0,167	0,153
Input Stroh	t/a FM	6.347	17.772	35.543	71.087
Input Schweinegülle	t/a FM	11.408	31.943	63.885	127.771
Substratkosten ⁴ (gesamt)	€/a	498.074	1.367.628	2.839.614	5.758.113
spez. Substratkosten ⁴	€ct/Nm ³	0,243	0,238	0,247	0,251
spez. Substratkosten ⁴	€ct/kWh	0,042	0,041	0,042	0,043
Gestehungskosten ⁵ Rohbiogas	€ct/Nm³	60,8	55,6	54,0	52,5
Gestehungskosten ⁵ Rohbiogas	€ct/kWh	10,39	9,49	9,23	8,97

¹ Brennwertbezogen.

² Rohgasbezogen.

³ Herstellerangaben.

⁴ Inkl. Transport der Substrate zur Anlage und Verluste (Lagerung).

⁵ Exklusive Wärmekosten, falls die der Wärmebedarf nicht aus der Abwärme der Biogasaufbereitung gedeckt werden kann.

A.4 Technologiesteckbriefe, biochemisch

Tabelle A 10 Parameter der Alternativen zur Biogasaufbereitung, Nawaro, 1. Teil

Parameter	Einheit	BGAA-PolygN-250	BGAA-Membran1-N-250	BGAA-Amin1-N-700	BGAA-DWW1-N-700	BGAA-Membran2-N-700	BGAA-PSA1-N-700	BGAA-DWW2-N-700
Allgemein								
Verfahren	-	Polyglykolw.	Membran	Aminwäsche	DWW	Membran	PSA	DWW
Aufbereitungskapazität	Nm ³ /h	250	250	700	700	700	700	700
ökonomische Parameter								
Kapitalkosten								
Investitionssumme	€	1.100.000	800.000	1.226.799	1.950.000	1.885.000	2.040.500	1.407.200
Betriebskosten								
Wartung	€/a	25.000	60.000	68.740	39.000	90.000	75.000	31.710
Personalkosten	€/a	4.500	4.563	4.563	7.500	5.000	4.563	2.281
Verbrauchskosten								
Strom	€/a	73.164	56.660	63.577	155.409	169.538	134.217	181.546
Wärme	€/a	0	0	141.281	0	0	0	0
Hilfsstoffe	€/a	6.050	0	8.679	5.000	74.300	4.366	3.375
sonstige Kosten	€/a	5.500	4.000	6.134	9.750	9.425	10.203	7.036
Gesamtannuität	€/a	252.804	234.814	477.021	466.002	613.969	489.646	416.972
Gestehungskosten Rohgasaufbereitung (produktgasbezogen)	€ct/kWh	2,16	1,97	1,46	1,44	1,98	1,52	1,27
Gestehungskosten Rohgasaufbereitung (produktgasbezogen)	€ct/Nm ³	23,2	21,4	15,5	15,2	20,9	16,1	13,6
technische Parameter								
Volllaststunden	h/a	8.410	8.585	8.410	8.410	8.410	8.410	8.410
Methangehalt des Produktgases	%	97,0 %	98,0 %	96,0 %	96,0 %	95,5 %	95,5 %	97,0 %
Volumenstrom Biomethan	Nm ³ /h	129,9	130,9	367,1	363,8	349,1	362,0	363,8
Brennwert Produktgas H _{s,n}	kWh/Nm ³	10,7	10,8	10,6	10,6	10,6	10,6	10,7
Heizwert Produktgas H _{i,n}	kWh/Nm ³	9,7	9,8	9,6	9,6	9,5	9,5	9,7
Biomethanleistung (Brennwertbezogen H _{s,n})	MW	1,4	1,4	3,9	3,9	3,7	3,8	3,9
elektrischer Energiebedarf (rohgasbezogen)	kWh/Nm ³	0,29	0,22	0,09	0,22	0,24	0,19	0,26
thermischer Energiebedarf (rohgasbezogen)	kWh/Nm ³	0	0	1,14	0	0	0	0
Methanschluß ¹	%	1,0 %	0,3 %	0,1 %	1,0 %	5,0 %	1,5 %	1,0 %
Delphi-Parameter ²								
Art des Substrates	-	Anbau	Anbau	Anbau	Anbau	Anbau	Anbau	Anbau
Produktgasdruck	bar _a	6,0	15,0	1,2	5,0	7,0	2,0	7,5
Nebenprodukt CO ₂	-	verdünnt	verdünnt	konzentriert	verdünnt	verdünnt	verdünnt	verdünnt
spez. Energieverbrauch ³ (extern, produktgasbezogen)	kWh/Nm ³	1,74	1,59	2,13	1,36	0,85	1,21	1,30
Konversionseffizienz	%	64,0 %	65,1 %	63,9 %	63,3 %	60,4 %	62,6 %	64,0 %
Gestehungskosten ²	€ct/kWh	10,9	10,7	9,7	9,8	10,1	9,8	9,5

¹ Anteil von im Rohbiogas enthaltenem Methan.

² Bezogen auf Komplettanlage (Biogasbereitstellung + Biogasaufbereitung).

³ Elektrischer und thermische Energiebedarf pro Nm³ Biomethan (Biogasbereitstellung + Biogasaufbereitung).

Tabelle A 11 Parameter der Alternativen zur Biogasaufbereitung, Nawaro, 2. Teil

Parameter	Einheit	BGAA-PSA2-N-700	BGAA-Polyg-N-700	BGAA-Amin1-N-1400	BGAA-Amin2-N-1400	BGAA-DWW1-N-1400	BGAA-PSA1-N-1400	BGAA-DWW2-N-1400
Allgemein								
Verfahren	-	PSA	Polyglykolw.	Aminwäsche	Aminwäsche	DWW	PSA	DWW
Aufbereitungskapazität	Nm ³ /h	700	700	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400
Ökonomische Parameter								
Kapitalkosten								
Investitionssumme	€	2.005.000	1.930.000	2.537.549	2.175.000	2.510.000	2.605.500	1.911.200
Betriebskosten								
Wartung	€/a	80.000	28.400	96.710	69.000	62.750	90.000	36.280
Personalkosten	€/a	4.500	4.500	4.563	9.125	8.750	9.125	2.281
Verbrauchskosten								
Strom	€/a	134.217	176.602	127.153	84.769	310.819	268.434	287.366
Wärme	€/a	0	0	282.563	324.947	0	0	0
Hilfsstoffe	€/a	2.500	12.800	17.359	25.000	6.000	8.732	6.748
sonstige Kosten	€/a	10.025	9.650	12.688	10.875	12.550	13.028	9.556
Gesamtannuität	€/a	489.184	481.837	912.168	854.332	744.016	740.826	608.750
Gestehungskosten Rohgasaufbereitung (produktgasbezogen)								
Gestehungskosten Rohgasaufbereitung (produktgasbezogen)	€ct/kWh	1,51	1,47	1,39	1,28	1,15	1,15	0,93
Gestehungskosten Rohgasaufbereitung (produktgasbezogen)								
Gestehungskosten Rohgasaufbereitung (produktgasbezogen)	€ct/Nm ³	16,2	15,8	14,8	13,8	12,2	12,2	10,0
technische Parameter								
Volllaststunden	h/a	8.410	8.410	8.410	8.410	8.410	8.410	8.410
Methangehalt des Produktgases	%	97,0 %	97,0 %	96,0 %	98,0 %	96,0 %	95,5 %	97,0 %
Volumenstrom Biomethan	Nm ³ /h	359,2	363,8	734,3	734,6	727,7	724,0	727,7
Brennwert Produktgas H _{s,n}	kWh/Nm ³	10,7	10,7	10,6	10,8	10,6	10,6	10,7
Heizwert Produktgas H _{i,n}	kWh/Nm ³	9,7	9,7	9,6	9,8	9,6	9,5	9,7
Biomethanleistung (Brennwertbezogen H _{s,n})	MW	3,9	3,9	7,8	8,0	7,7	7,6	7,8
elektrischer Energiebedarf (rohgasbezogen)	kWh/Nm ³	0,19	0,25	0,09	0,06	0,22	0,19	0,20
thermischer Energiebedarf (rohgasbezogen)	kWh/Nm ³	0	0	1,14	1,31	0	0	0
Methanschlupf ¹	%	2,3 %	1,0 %	0,1 %	0,1 %	1,0 %	1,5 %	1,0 %
Delphi-Parameter ²								
Art des Substrates	-	Anbau	Anbau	Anbau	Anbau	Anbau	Anbau	Anbau
Produktgasdruck	bar _a	9,5	6,0	1,2	1,3	5,0	2,0	7,5
Nebenprodukt CO ₂	-	verdünnt	verdünnt	konzentriert	konzentriert	verdünnt	verdünnt	verdünnt
spez. Energieverbrauch ³ (extern, produktgasbezogen)	kWh/Nm ³	1,40	1,30	2,06	2,14	1,29	1,15	1,19
Konversionseffizienz	%	63,1 %	64,0 %	63,9 %	65,2 %	63,3 %	62,6 %	64,0 %
Gestehungskosten ²	€ct/kWh	9,9	9,8	9,3	9,2	9,1	9,1	8,9

¹ Anteil von im Rohbiogas enthaltenem Methan.

² Bezogen auf Kompletanlage (Biogasbereitstellung + Biogasaufbereitung).

³ Elektrischer und thermische Energiebedarf pro Nm³ Biomethan (Biogasbereitstellung + Biogasaufbereitung).

Tabelle A 12 Parameter der Alternativen zur Biogasaufbereitung, Nawaro, 3. Teil

Parameter	Einheit	BGAA-PSA2-N-1400	BGAA-Polygl-N-1400	BGAA-Membran1-N-1400	BGAA-DWW1-N-2800	BGAA-PSA1-N-2800	BGAA-DWW2-N-2800	BGAA-PSA2-N-2800	BGAA-Polygl-N-2800
Allgemein									
Verfahren	-	PSA	Polyglykolw.	Membran	DWW	PSA	DWW	PSA	Polyglykolw.
Aufbereitungskapazität	Nm ³ /h	1.400	1.400	1.400	2.800	2.800	2.800	2.800	2.800
ökonomische Parameter									
Kapitalkosten									
Investitionssumme	€	2.520.000	2.345.000	2.100.000	3.570.000	3.755.500	2.551.150	4.040.000	3.277.500
Betriebskosten									
Wartung	€/a	100.000	30.000	60.000	89.250	140.000	49.760	200.000	32.200
Personalkosten	€/a	4.500	4.500	4.563	8.750	9.125	2.281	4.500	4.500
Verbrauchskosten									
Strom	€/a	240.178	348.965	329.656	593.381	536.869	574.732	423.844	706.406
Wärme	€/a	0	0	0	0	0	0	0	0
Hilfsstoffe	€/a	2.500	25.600	0	8.500	17.493	13.496	10.000	51.300
sonstige Kosten	€/a	12.600	11.725	10.500	17.850	18.778	12.756	20.200	16.388
Gesamtannuität	€/a	696.693	749.487	705.945	1.232.754	1.258.332	1.044.279	1.214.292	1.310.493
Gestehungskosten Rohgasaufbereitung (produktgasbezogen)	€ct/kWh	1,08	1,14	1,06	0,95	0,98	0,80	0,94	1,00
Gestehungskosten Rohgasaufbereitung (produktgasbezogen)	€ct/Nm ³	11,5	12,3	11,5	10,1	10,3	8,5	10,1	10,7
technische Parameter									
Volllaststunden	h/a	8.410	8.410	8.585	8.410	8.410	8.410	8.410	8.410
Methangehalt des Produktgases	%	97,0 %	97,0 %	98,0 %	96,0 %	95,5 %	97,0 %	97,0 %	97,0 %
Volumenstrom Biomethan	Nm ³ /h	718,5	727,7	732,8	1.455,3	1.448,0	1.455,3	1.436,9	1.455,3
Brennwert Produktgas H _{s,n}	kWh/Nm ³	10,7	10,7	10,8	10,6	10,6	10,7	10,7	10,7
Heizwert Produktgas H _{i,n}	kWh/Nm ³	9,7	9,7	9,8	9,6	9,5	9,7	9,7	9,7
Biomethanleistung (Brennwertbezogen H _{s,n})	MW	7,7	7,8	7,8	15,4	15,3	15,6	15,4	15,6
elektrischer Energiebedarf (rohgasbezogen)	kWh/Nm ³	0,17	0,25	0,23	0,21	0,19	0,20	0,15	0,25
thermischer Energiebedarf (rohgasbezogen)	kWh/Nm ³	0	0	0	0	0	0	0	0
Methanschluß ¹	%	2,3 %	1,0 %	0,3 %	1,0 %	1,5 %	1,0 %	2,3 %	1,0 %
Delphi-Parameter²									
Art des Substrates	-	Anbau	Anbau	Anbau	Anbau	Anbau	Anbau	Anbau	Anbau
Produktgasdruck	bar _a	9,5	6,0	15,0	5,0	2,0	7,5	9,5	6,0
Nebenprodukt CO ₂	-	verdünnt	verdünnt	verdünnt	verdünnt	verdünnt	verdünnt	verdünnt	verdünnt
spez. Energieverbrauch ³ (extern, produktgasbezogen)	kWh/Nm ³	1,30	1,22	1,42	1,24	1,11	1,15	1,23	1,19
Konversionseffizienz	%	63,1 %	64,0 %	65,1 %	63,3 %	62,6 %	64,0 %	63,1 %	64,0 %
Gestehungskosten ²	€ct/kWh	9,1	9,1	9,1	8,7	8,7	8,5	8,7	8,7

¹ Anteil von im Rohbiogas enthaltenem Methan.

² Bezogen auf Komplettanlage (Biogasbereitstellung + Biogasaufbereitung).

³ Elektrischer und thermische Energiebedarf pro Nm³ Biomethan (Biogasbereitstellung + Biogasaufbereitung).

Tabelle A 13 Parameter der Alternativen zur Biogasaufbereitung, Bioabfall, 1. Teil

Parameter	Einheit	BGAA-Polygl-BA-250	BGAA-Membran1-BA-250	BGAA-Amin1-BA-700	BGAA-DWW1-BA-700	BGAA-Membran2-BA-700	BGAA-PSA1-BA-700	BGAA-DWW2-BA-700
Allgemein								
Verfahren	-	Polyglykolw.	Membran	Aminwäsche	DWW	Membran	PSA	DWW
Aufbereitungskapazität	Nm ³ /h	250	250	700	700	700	700	700
Ökonomische Parameter								
Kapitalkosten								
Investitionssumme	€	1.100.000	800.000	1.226.799	1.950.000	1.885.000	2.040.500	1.407.200
Betriebskosten								
Wartung	€/a	25.000	60.000	68.740	39.000	90.000	75.000	31.710
Personalkosten	€/a	4.500	4.563	4.563	7.500	5.000	4.563	2.281
Verbrauchskosten								
Strom	€/a	73.164	56.660	63.577	155.409	169.538	134.217	181.546
Wärme	€/a	0	0	141.281	0	0	0	0
Hilfsstoffe	€/a	6.050	0	8.679	5.000	74.300	4.366	3.375
sonstige Kosten	€/a	5.500	4.000	6.134	9.750	9.425	10.203	7.036
Gesamtannuität	€/a	252.804	234.814	477.021	466.002	613.969	489.646	416.972
Gestehungskosten Rohgasaufbereitung (produktgasbezogen)	€ct/kWh	2,03	1,85	1,37	1,35	1,87	1,43	1,19
Gestehungskosten Rohgasaufbereitung (produktgasbezogen)	€ct/Nm ³	21,8	20,1	14,5	14,3	19,7	15,1	12,8
technische Parameter								
Volllaststunden	h/a	8.410	8.585	8.410	8.410	8.410	8.410	8.410
Methangehalt des Produktgases	%	97,0 %	98,0 %	96,0 %	96,0 %	95,5 %	95,5 %	97,0 %
Volumenstrom Biomethan	Nm ³ /h	145,3	146,3	410,4	406,7	390,3	404,7	406,7
Brennwert Produktgas H _{s,n}	kWh/Nm ³	10,7	10,8	10,6	10,6	10,6	10,6	10,7
Heizwert Produktgas H _{i,n}	kWh/Nm ³	9,7	9,8	9,6	9,6	9,5	9,5	9,7
Biomethanleistung (Brennwertbezogen H _{s,n})	MW	1,5	1,5	4,1	4,1	3,9	4,1	4,2
elektrischer Energiebedarf (rohgasbezogen)	kWh/Nm ³	0,29	0,22	0,09	0,22	0,24	0,19	0,26
thermischer Energiebedarf (rohgasbezogen)	kWh/Nm ³	0	0	1,02	0	0	0	0
Methanschluß ¹	%	1,0 %	0,3 %	0,1 %	1,0 %	5,0 %	1,5 %	1,0 %
Delphi-Parameter²								
Art des Substrates	-	Reststoff	Reststoff	Reststoff	Reststoff	Reststoff	Reststoff	Reststoff
Produktgasdruck	bar _a	6,0	15,0	1,2	5,0	7,0	2,0	7,5
Nebenprodukt CO ₂	-	verdünnt	verdünnt	konzentriert	verdünnt	verdünnt	verdünnt	verdünnt
spez. Energieverbrauch ³ (extern, produktgasbezogen)	kWh/Nm ³	2,44	2,30	2,76	2,08	1,64	1,95	2,03
Konversionseffizienz	%	72,6 %	73,8 %	72,5 %	71,8 %	68,4 %	71,1 %	72,6 %
Gestehungskosten ²	€ct/kWh	9,6	9,5	7,6	7,7	8,0	7,7	7,5

¹ Anteil von im Rohbiogas enthaltenem Methan.

² Bezogen auf Kompletanlage (Biogasbereitstellung + Biogasaufbereitung).

³ Elektrischer und thermische Energiebedarf pro Nm³ Biomethan (Biogasbereitstellung + Biogasaufbereitung).

Tabelle A 14 Parameter der Alternativen zur Biogasaufbereitung, Bioabfall, 2. Teil

Parameter	Einheit	BGAA-PSA2-BA-700	BGAA-Polygly-BA-700	BGAA-Amin1-BA-1400	BGAA-Amin2-BA-1400	BGAA-DWW1-BA-1400	BGAA-PSA1-BA-1400	BGAA-DWW2-BA-1400
Allgemein								
Verfahren	-	PSA	Polyglykolw.	Aminwäsche	Aminwäsche	DWW	PSA	DWW
Aufbereitungskapazität	Nm ³ /h	700	700	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400
Ökonomische Parameter								
Kapitalkosten								
Investitionssumme	€	2.005.000	1.930.000	2.537.549	2.175.000	2.510.000	2.605.500	1.911.200
Betriebskosten								
Wartung	€/a	80.000	28.400	96.710	69.000	62.750	90.000	36.280
Personalkosten	€/a	4.500	4.500	4.563	9.125	8.750	9.125	2.281
Verbrauchskosten								
Strom	€/a	134.217	176.602	127.153	84.769	310.819	268.434	287.366
Wärme	€/a	0	0	282.563	324.947	0	0	0
Hilfsstoffe	€/a	2.500	12.800	17.359	25.000	6.000	8.732	6.748
sonstige Kosten	€/a	10.025	9.650	12.688	10.875	12.550	13.028	9.556
Gesamtannuität	€/a	489.184	481.837	912.168	854.332	744.016	740.826	608.750
Gestehungskosten Rohgasaufbereitung (produktgasbezogen)	€ct/kWh	1,42	1,38	1,31	1,20	1,08	1,08	0,87
Gestehungskosten Rohgasaufbereitung (produktgasbezogen)	€ct/Nm ³	15,2	14,8	13,9	13,0	11,4	11,5	9,4
technische Parameter								
Volllaststunden	h/a	8.410	8.410	8.410	8.410	8.410	8.410	8.410
Methangehalt des Produktgases	%	97,0 %	97,0 %	96,0 %	98,0 %	96,0 %	95,5 %	97,0 %
Volumenstrom Biomethan	Nm ³ /h	401,6	406,7	820,8	821,2	813,4	809,3	813,4
Brennwert Produktgas H _{s,n}	kWh/Nm ³	10,7	10,7	10,6	10,8	10,6	10,6	10,7
Heizwert Produktgas H _{i,n}	kWh/Nm ³	9,7	9,7	9,6	9,8	9,6	9,5	9,7
Biomethanleistung (Brennwertbezogen H _{s,n})	MW	4,1	4,2	8,3	8,5	8,2	8,1	8,3
elektrischer Energiebedarf (rohgasbezogen)	kWh/Nm ³	0,19	0,25	0,09	0,06	0,22	0,19	0,20
thermischer Energiebedarf (rohgasbezogen)	kWh/Nm ³	0	0	1,02	1,18	0	0	0
Methanschlupf ¹	%	2,3 %	1,0 %	0,1 %	0,1 %	1,0 %	1,5 %	1,0 %
Delphi-Parameter ²								
Art des Substrates	-	Reststoff	Reststoff	Reststoff	Reststoff	Reststoff	Reststoff	Reststoff
Produktgasdruck	bar _a	9,5	6,0	1,2	1,3	5,0	2,0	7,5
Nebenprodukt CO ₂	-	verdünnt	verdünnt	konzentriert	konzentriert	verdünnt	verdünnt	verdünnt
spez. Energieverbrauch ³ (extern, produktgasbezogen)	kWh/Nm ³	2,14	2,02	2,65	2,72	1,98	1,84	1,88
Konversionseffizienz	%	71,6 %	72,6 %	72,5 %	74,0 %	71,8 %	71,1 %	72,6 %
Gestehungskosten ²	€ct/kWh	7,8	7,7	6,8	6,7	6,7	6,6	6,4

¹ Anteil von im Rohbiogas enthaltenem Methan.

² Bezogen auf Kompletanlage (Biogasbereitstellung + Biogasaufbereitung).

³ Elektrischer und thermische Energiebedarf pro Nm³ Biomethan (Biogasbereitstellung + Biogasaufbereitung).

Tabelle A 15 Parameter der Alternativen zur Biogasaufbereitung, Bioabfall, 3. Teil

Parameter	Einheit	BGAA-PSA2-BA-1400	BGAA-Polygl-BB-1400	BGAA-Membran1-BA-1400	BGAA-DWW1-BA-2800	BGAA-PSA1-BA-2800	BGAA-DWW2-BA-2800	BGAA-PSA2-BA-2800	BGAA-Polygl-BB-2800
Allgemein									
Verfahren	-	PSA	Polyglykolw.	Membran	DWW	PSA	DWW	PSA	Polyglykolw.
Aufbereitungskapazität	Nm ³ /h	1.400	1.400	1.400	2.800	2.800	2.800	2.800	2.800
ökonomische Parameter									
Kapitalkosten									
Investitionssumme	€	2.520.000	2.345.000	2.100.000	3.570.000	3.755.500	2.551.150	4.040.000	3.277.500
Betriebskosten									
Wartung	€/a	100.000	30.000	60.000	89.250	140.000	49.760	200.000	32.200
Personalkosten	€/a	4.500	4.500	4.563	8.750	9.125	2.281	4.500	4.500
Verbrauchskosten									
Strom	€/a	240.178	348.965	329.656	593.381	536.869	574.732	423.844	706.406
Wärme	€/a	0	0	0	0	0	0	0	0
Hilfsstoffe	€/a	2.500	25.600	0	8.500	17.493	13.496	10.000	51.300
sonstige Kosten	€/a	12.600	11.725	10.500	17.850	18.778	12.756	20.200	16.388
Gesamtannuität	€/a	696.693	749.487	705.945	1.232.754	1.258.332	1.044.279	1.214.292	1.310.493
Gestehungskosten Rohgasaufbereitung (produktgasbezogen)	€ct/kWh	1,01	1,07	0,99	0,89	0,92	0,75	0,88	0,94
Gestehungskosten Rohgasaufbereitung (produktgasbezogen)	€ct/Nm ³	10,9	11,5	10,8	9,5	9,7	8,0	9,5	10,1
technische Parameter									
Volllaststunden	h/a	8.410	8.410	8.585	8.410	8.410	8.410	8.410	8.410
Methangehalt des Produktgases	%	97,0 %	97,0 %	98,0 %	96,0 %	95,5 %	97,0 %	97,0 %	97,0 %
Volumenstrom Biomethan	Nm ³ /h	803,2	813,4	819,2	1.626,9	1.618,6	1.626,9	1.606,3	1.626,9
Brennwert Produktgas H _{s,n}	kWh/Nm ³	10,7	10,7	10,8	10,6	10,6	10,7	10,7	10,7
Heizwert Produktgas H _{i,n}	kWh/Nm ³	9,7	9,7	9,8	9,6	9,5	9,7	9,7	9,7
Biomethanleistung (Brennwertbezogen H _{s,n})	MW	8,2	8,3	8,3	16,4	16,3	16,6	16,4	16,6
elektrischer Energiebedarf (rohgasbezogen)	kWh/Nm ³	0,17	0,25	0,23	0,21	0,19	0,20	0,15	0,25
thermischer Energiebedarf (rohgasbezogen)	kWh/Nm ³	0	0	0	0	0	0	0	0
Methanschluß ¹	%	2,3 %	1,0 %	0,3 %	1,0 %	1,5 %	1,0 %	2,3 %	1,0 %
Delphi-Parameter²									
Art des Substrates	-	Reststoff	Reststoff	Reststoff	Reststoff	Reststoff	Reststoff	Reststoff	Reststoff
Produktgasdruck	bar _a	9,5	6,0	15,0	5,0	2,0	7,5	9,5	6,0
Nebenprodukt CO ₂	-	verdünnt	verdünnt	verdünnt	verdünnt	verdünnt	verdünnt	verdünnt	verdünnt
spez. Energieverbrauch ³ (extern, produktgasbezogen)	kWh/Nm ³	2,00	1,90	2,08	1,89	1,78	1,82	1,90	1,85
Konversionseffizienz	%	71,6 %	72,6 %	73,8 %	71,8 %	71,1 %	72,6 %	71,6 %	72,6 %
Gestehungskosten ²	€ct/kWh	6,6	6,6	6,6	5,9	5,9	5,7	5,9	5,9

¹ Anteil von im Rohbiogas enthaltenem Methan

² bezogen auf Kompletanlage (Biogasbereitstellung + Biogasaufbereitung)

³ elektrischer und thermische Energiebedarf pro Nm³ Biomethan (Biogasbereitstellung + Biogasaufbereitung)

Tabelle A 16 Parameter der Alternativen zur Biogasaufbereitung, Stroh, 1. Teil

Parameter	Einheit	BGAA-Polygl-S-250	BGAA-Membran1-S-250	BGAA-Amin1-S-700	BGAA-DWW1-S-700	BGAA-Membran2-S-700	BGAA-PSA1-S-700	BGAA-DWW2-S-700
Allgemein								
Verfahren	-	Polyglykolw.	Membran	Aminwäsche	DWW	Membran	PSA	DWW
Aufbereitungskapazität	Nm ³ /h	250	250	700	700	700	700	700
Ökonomische Parameter								
Kapitalkosten								
Investitionssumme	€	1.100.000	800.000	1.226.799	1.950.000	1.885.000	2.040.500	1.407.200
Betriebskosten								
Wartung	€/a	25.000	60.000	68.740	39.000	90.000	75.000	31.710
Personalkosten	€/a	4.500	4.563	4.563	7.500	5.000	4.563	2.281
Verbrauchskosten								
Strom	€/a	73.164	56.660	63.577	155.409	169.538	134.217	181.546
Wärme	€/a	0	0	141.281	0	0	0	0
Hilfsstoffe	€/a	6.050	0	8.679	5.000	74.300	4.366	3.375
sonstige Kosten	€/a	5.500	4.000	6.134	9.750	9.425	10.203	7.036
Gesamtannuität	€/a	252.804	234.814	477.021	466.002	611.626	489.646	416.972
Gestehungskosten Rohgasaufbereitung (produktgasbezogen)	€ct/kWh	2,19	2,00	1,48	1,46	2,01	1,55	1,29
Gestehungskosten Rohgasaufbereitung (produktgasbezogen)	€ct/Nm ³	23,6	21,7	15,7	15,5	21,2	16,4	13,9
technische Parameter								
Volllaststunden	h/a	8.410	8.585	8.410	8.410	8.410	8.410	8.410
Methangehalt des Produktgases	%	97,0 %	98,0 %	96,0 %	96,0 %	95,5 %	95,5 %	97,0 %
Volumenstrom Biomethan	Nm ³ /h	130,9	131,8	369,9	366,5	351,7	364,7	366,5
Brennwert Produktgas H _{s,n}	kWh/Nm ³	10,7	10,8	10,6	10,6	10,6	10,6	10,7
Heizwert Produktgas H _{i,n}	kWh/Nm ³	9,7	9,8	9,6	9,6	9,5	9,5	9,7
Biomethanleistung (Brennwertbezogen H _{s,n})	MW	1,4	1,4	3,8	3,8	3,6	3,8	3,8
elektrischer Energiebedarf (rohgasbezogen)	kWh/Nm ³	0,29	0,22	0,09	0,22	0,24	0,19	0,26
thermischer Energiebedarf (rohgasbezogen)	kWh/Nm ³	0	0	1,14	0	0	0	0
Methanschluß ¹	%	1,0 %	0,3 %	0,1 %	1,0 %	5,0 %	1,5 %	1,0 %
Delphi-Parameter²								
Art des Substrates	-	Reststoff	Reststoff	Reststoff	Reststoff	Reststoff	Reststoff	Reststoff
Produktgasdruck	bar _a	6,0	15,0	1,2	5,0	7,0	2,0	7,5
Nebenprodukt CO ₂	-	verdünnt	verdünnt	konzentriert	verdünnt	verdünnt	verdünnt	verdünnt
spez. Energieverbrauch ³ (extern, produktgasbezogen)	kWh/Nm ³	2,46	2,31	2,79	2,04	1,55	1,89	1,98
Konversionseffizienz	%	42,1 %	42,9 %	42,1 %	41,7 %	39,8 %	41,3 %	42,1 %
Gestehungskosten ²	€ct/kWh	12,9	12,7	11,2	11,2	11,5	11,3	11,0

¹ Anteil von im Rohbiogas enthaltenem Methan.

² Bezogen auf Kompletanlage (Biogasbereitstellung + Biogasaufbereitung).

³ Elektrischer und thermische Energiebedarf pro Nm³ Biomethan (Biogasbereitstellung + Biogasaufbereitung).

Tabelle A 17 Parameter der Alternativen zur Biogasaufbereitung, Stroh, 2. Teil

Parameter	Einheit	BGAA-PSA2-S-700	BGAA-Polygl-S-700	BGAA-Amin1-S-1400	BGAA-Amin2-S-1400	BGAA-DWW1-S-1400	BGAA-PSA1-S-1400	BGAA-DWW2-S-1400
Allgemein								
Verfahren	-	PSA	Polyglykolw.	Aminwäsche	Aminwäsche	DWW	PSA	DWW
Aufbereitungskapazität	Nm ³ /h	700	700	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400
Ökonomische Parameter								
Kapitalkosten								
Investitionssumme	€	2.005.000	1.930.000	2.537.549	2.175.000	2.510.000	2.605.500	1.911.200
Betriebskosten								
Wartung	€/a	80.000	28.400	96.710	69.000	62.750	90.000	36.280
Personalkosten	€/a	4.500	4.500	4.563	9.125	8.750	9.125	2.281
Verbrauchskosten								
Strom	€/a	134.217	176.602	127.153	84.769	310.819	268.434	287.366
Wärme	€/a	0	0	282.563	324.947	0	0	0
Hilfsstoffe	€/a	2.500	12.800	17.359	25.000	6.000	8.732	6.748
sonstige Kosten	€/a	10.025	9.650	12.688	10.875	12.550	13.028	9.556
Gesamtannuität	€/a	489.184	481.837	912.168	854.332	744.016	740.826	608.750
Gestehungskosten								
Rohgasaufbereitung (produktgasbezogen)	€ct/kWh	1,54	1,49	1,42	1,30	1,17	1,17	0,94
Rohgasaufbereitung (produktgasbezogen)	€ct/Nm ³	16,5	16,0	15,0	14,1	12,4	12,4	10,1
technische Parameter								
Volllaststunden	h/a	8.410	8.410	8.410	8.410	8.410	8.410	8.410
Methangehalt des Produktgases	%	97,0 %	97,0 %	96,0 %	98,0 %	96,0 %	95,5 %	97,0 %
Volumenstrom Biomethan	Nm ³ /h	361,9	366,5	739,7	740,1	733,1	729,4	733,1
Brennwert Produktgas H _{s,n}	kWh/Nm ³	10,7	10,7	10,6	10,8	10,6	10,6	10,7
Heizwert Produktgas H _{i,n}	kWh/Nm ³	9,7	9,7	9,6	9,8	9,6	9,5	9,7
Biomethanleistung (Brennwertbezogen H _{s,n})	MW	3,8	3,8	7,7	7,8	7,6	7,5	7,7
elektrischer Energiebedarf (rohgasbezogen)	kWh/Nm ³	0,19	0,25	0,09	0,06	0,22	0,19	0,20
thermischer Energiebedarf (rohgasbezogen)	kWh/Nm ³	0	0	1,14	1,31	0	0	0
Methanschlupf ¹	%	2,3 %	1,0 %	0,1 %	0,1 %	1,0 %	1,5 %	1,0 %
Delphi-Parameter ²								
Art des Substrates	-	Reststoff	Reststoff	Reststoff	Reststoff	Reststoff	Reststoff	Reststoff
Produktgasdruck	bar _a	9,5	6,0	1,2	1,3	5,0	2,0	7,5
Nebenprodukt CO ₂	-	verdünnt	verdünnt	konzentriert	konzentriert	verdünnt	verdünnt	verdünnt
spez. Energieverbrauch ³ (extern, produktgasbezogen)	kWh/Nm ³	2,09	1,97	2,71	2,79	1,95	1,81	1,85
Konversionseffizienz	%	41,6 %	42,1 %	42,1 %	43,0 %	41,7 %	41,3 %	42,1 %
Gestehungskosten ²	€ct/kWh	11,3	11,2	10,8	10,7	10,6	10,6	10,4

¹ Anteil von im Rohbiogas enthaltenem Methan.

² Bezogen auf Kompletanlage (Biogasbereitstellung + Biogasaufbereitung).

³ Elektrischer und thermische Energiebedarf pro Nm³ Biomethan (Biogasbereitstellung + Biogasaufbereitung).

Tabelle A 18 Parameter der Alternativen zur Biogasaufbereitung, Stroh, 3. Teil

Parameter	Einheit	BGAA-PSA2-S-1400	BGAA-Polygl-S-1400	BGAA-Membran1-S-1400	BGAA-DWW1-S-2800	BGAA-PSA1-S-2800	BGAA-DWW2-S-2800	BGAA-PSA2-S-2800	BGAA-Polygl-S-2800
Allgemein									
Verfahren	-	PSA	Polyglykolw.	Membran	DWW	PSA	DWW	PSA	Polyglykolw.
Aufbereitungskapazität	Nm ³ /h	1.400	1.400	1.400	2.800	2.800	2.800	2.800	2.800
Ökonomische Parameter									
Kapitalkosten									
Investitionssumme	€	2.520.000	2.345.000	2.100.000	3.560.000	3.755.500	2.551.150	4.040.000	3.277.500
Betriebskosten									
Wartung	€/a	100.000	30.000	60.000	89.000	140.000	49.760	200.000	32.200
Personalkosten	€/a	4.500	4.500	4.563	8.750	9.125	2.281	4.500	4.500
Verbrauchskosten									
Strom	€/a	240.178	348.965	329.656	593.381	536.869	574.732	423.844	706.406
Wärme	€/a	0	0	0	0	0	0	0	0
Hilfsstoffe	€/a	2.500	25.600	0	8.500	17.493	13.496	10.000	51.300
sonstige Kosten	€/a	12.600	11.725	10.500	17.800	18.778	12.756	20.200	16.388
Gesamtannuität	€/a	696.693	749.487	705.945	1.231.546	1.258.332	1.044.279	1.214.292	1.310.493
Gestehungskosten Rohgasaufbereitung (produktgasbezogen)	€ct/kWh	1,09	1,16	1,08	0,96	1,00	0,81	0,95	1,02
Gestehungskosten Rohgasaufbereitung (produktgasbezogen)	€ct/Nm ³	11,7	12,5	11,7	10,2	10,5	8,7	10,2	10,9
technische Parameter									
Volllaststunden	h/a	8.410	8.410	8.585	8.410	8.410	8.410	8.410	8.410
Methangehalt des Produktgases	%	97,0 %	97,0 %	98,0 %	96,0 %	95,5 %	97,0 %	97,0 %	97,0 %
Volumenstrom Biomethan	Nm ³ /h	723,8	733,1	738,2	1.466,1	1.458,7	1.466,1	1.447,6	1.466,1
Brennwert Produktgas H _{s,n}	kWh/Nm ³	10,7	10,7	10,8	10,6	10,6	10,7	10,7	10,7
Heizwert Produktgas H _{i,n}	kWh/Nm ³	9,7	9,7	9,8	9,6	9,5	9,7	9,7	9,7
Biomethanleistung (Brennwertbezogen H _{s,n})	MW	7,6	7,7	7,6	15,2	15,0	15,3	15,1	15,3
elektrischer Energiebedarf (rohgasbezogen)	kWh/Nm ³	0,17	0,25	0,23	0,21	0,19	0,20	0,15	0,25
thermischer Energiebedarf (rohgasbezogen)	kWh/Nm ³	0	0	0	0	0	0	0	0
Methanschluß ¹	%	2,3 %	1,0 %	0,3 %	1,0 %	1,5 %	1,0 %	2,3 %	1,0 %
Delphi-Parameter²									
Art des Substrates	-	Reststoff	Reststoff	Reststoff	Reststoff	Reststoff	Reststoff	Reststoff	Reststoff
Produktgasdruck	bar _a	9,5	6,0	15,0	5,0	2,0	7,5	9,5	6,0
Nebenprodukt CO ₂	-	verdünnt	verdünnt	verdünnt	verdünnt	verdünnt	verdünnt	verdünnt	verdünnt
spez. Energieverbrauch ³ (extern, produktgasbezogen)	kWh/Nm ³	1,97	1,88	2,07	1,86	1,74	1,78	1,86	1,81
Konversionseffizienz	%	41,6 %	42,1 %	42,9 %	41,7 %	41,3 %	42,1 %	41,6 %	42,1 %
Gestehungskosten ²	€ct/kWh	10,6	10,6	10,6	10,2	10,1	10,0	10,2	10,1

¹ Anteil von im Rohbiogas enthaltenem Methan.

² Bezogen auf Komplettanlage (Biogasbereitstellung + Biogasaufbereitung).

³ Elektrischer und thermische Energiebedarf pro Nm³ Biomethan (Biogasbereitstellung + Biogasaufbereitung).

A.5 Technologiesteckbriefe, thermochemisch

Tabelle A 19 Parameter der Alternativen zur Bio-SNG-Produktion, 1. Teil

Parameter	Einheit	SNG-1_KUP	SNG-1_wrh	SNG-1_str	SNG-2_KUP	SNG-2_wrh	SNG-2_str
Allgemein							
Originaldaten nach (Ausgangsliteratur)	-	(MÜLLER-LANGER, 2011)					
Bezugsjahr	-	2008	2008	2008	2008	2008	2008
Vergasung	-	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht
Methanisierung	-	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Festbett	Festbett	Festbett
Vergasungsmittel	-	Wasserdampf	Wasserdampf	Wasserdampf	Wasserdampf	Wasserdampf	Wasserdampf
CO ₂ -Abtrennung	-	Aminwäsche	Aminwäsche	Aminwäsche	Membran	Membran	Membran
ökonomische Parameter							
Kapitalkosten							
Investitionssumme	€	48.456.234	48.456.234	48.456.234	110.888.898	110.888.898	110.888.898
Betriebskosten							
Wartung	€/a	969.125	969.125	969.125	2.217.778	2.217.778	2.217.778
Personalkosten	€/a	506.000	506.000	506.000	1.001.000	1.001.000	1.001.000
Wartungsmehreinsatz bei Stroheinsatz	€/a	0	0	484.562	0	0	1.108.889
Verbrauchskosten							
Strom	€/a	1.495.800	1.495.800	1.495.800	5.764.800	5.764.800	5.764.800
Wärme	€/a	0	0	0	0	0	0
Hilfsstoffe	€/a	2.216.888	2.216.888	2.395.306	8.845.280	8.845.280	9.479.684
Reststoffe/Entsorgung	€/a	291.449	381.411	723.868	739.120	1.059.002	2.276.680
Substratkosten	€/a	5.807.033	4.793.946	9.076.499	20.648.161	17.045.911	32.273.456
Logistik	€/a	622.189	0	825.876	2.460.100	0	2.992.021
sonstige Kosten	€/a	856.386	856.386	856.386	1.959.782	1.959.782	1.959.782
Erlöse ¹	€/a	267.758	1.042.767	896.845	1.233.546	3.989.259	3.470.403
Gesamtannuität	€/a	19.905.733	17.309.996	24.659.431	61.927.423	52.405.788	77.880.092
Gestehungskosten Bio-SNG-Produktion	€/kWh	11,67	10,15	14,46	9,62	8,14	12,10
Gestehungskosten Bio-SNG-Produktion	€/Nm ³	129,1	112,3	160,0	106,5	90,1	133,9
technische Parameter							
Volllaststunden	h/a	7.500	7.500	7.500	8.000	8.000	8.000
Volumenstrom Bio-SNG	Nm ³ /h	2.055	2.055	2.055	7.272	7.272	7.272
Bio-SNG-Leistung (brennwertbezogen Hs,n)	MW	22,7	22,7	22,7	80,5	80,5	80,5
elektrischer Energiebedarf	kWh/Nm ³	0,81	0,81	0,81	0,83	0,83	0,83
thermischer Energiebedarf (von extern bezogen)	kWh/Nm ³	0	0	0	0	0	0
Delphi-Parameter							
Art des Substrates	-	Anbau	Reststoff	Reststoff	Anbau	Reststoff	Reststoff
Produktgasdruck	bar _a	16,0	16,0	16,0	70,0	70,0	70,0
Nebenprodukt CO ₂	-	konzentriert	konzentriert	konzentriert	verdünnt	verdünnt	verdünnt
spez. Energieverbrauch ²	kWh/Nm ³	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Konversionseffizienz	%	65,3 %	70,6 %	69,3 %	69,3 %	75,0 %	73,5 %
Gestehungskosten	€/kWh	11,7	10,1	14,5	9,6	8,1	12,1

¹ Vorwiegend Abwärme.² Energieverbrauch extern (elektrisch, thermisch, chemisch (z.B. RME)) pro Nm³ Bio-SNG.

Tabelle A 20 Parameter der Alternativen zur Bio-SNG-Produktion, 2. Teil

Parameter	Einheit	SNG-3_KUP	SNG-3_wrh	SNG-3_str	SNG-4_KUP	SNG-4_wrh	SNG-4_str
Allgemein							
Originaldaten nach (Ausgangsliteratur)	-	(MÜLLER-LANGER, 2011)	(MÜLLER-LANGER, 2011)	(MÜLLER-LANGER, 2011)	(ZELLER u. a., 2010)	(ZELLER u. a., 2010)	(ZELLER u. a., 2010)
Bezugsjahr	-	2008	2008	2008	2010	2010	2010
Vergasung	-	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht
Methanisierung	-	Festbett	Festbett	Festbett	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht
Vergasungsmittel	-	Wasserdampf	Wasserdampf	Wasserdampf	Wasserdampf	Wasserdampf	Wasserdampf
CO ₂ -Abtrennung	-	Aminwäsche	Aminwäsche	Aminwäsche	Aminwäsche	Aminwäsche	Aminwäsche
ökonomische Parameter							
Kapitalkosten							
Investitionssumme	€	486.811.024	486.811.024	486.811.024	66.323.283	66.323.283	66.323.283
Betriebskosten							
Wartung	€/a	9.736.220	9.736.220	9.736.220	1.326.466	1.326.466	1.326.466
Personalkosten	€/a	1.960.000	1.960.000	1.960.000	750.000	750.000	750.000
Wartungsmehreinsatz bei Stroheinsatz	€/a	0	0	4.868.110	0	0	663.233
Verbrauchskosten							
Strom	€/a	23.040.000	23.040.000	23.040.000	1.809.817	1.728.000	1.728.000
Wärme	€/a	0	0	0	0	0	0
Hilfsstoffe	€/a	30.889.280	30.889.280	34.061.321	1.028.318	1.028.318	1.202.523
Reststoffe/Entsorgung	€/a	5.118.852	6.718.272	12.806.704	220.192	308.030	642.402
Substratkosten	€/a	103.241.503	85.230.132	161.368.376	5.669.933	4.680.764	8.862.210
Logistik	€/a	15.567.039	0	15.693.627	606.697	0	806.177
sonstige Kosten	€/a	8.603.597	8.603.597	8.603.597	1.172.157	1.172.157	1.172.157
Erlöse ¹	€/a	5.066.947	18.845.607	16.251.311	762.765	1.519.476	1.377.000
Gesamtannuität	€/a	279.980.282	228.523.163	355.962.762	21.090.014	18.460.107	25.859.784
Gestehungskosten Bio-SNG-Produktion	€ct/kWh	8,52	6,95	10,83	14,88	13,03	18,25
Gestehungskosten Bio-SNG-Produktion	€ct/Nm ³	94,3	76,9	119,9	164,7	144,2	202,0
technische Parameter							
Volllaststunden	h/a	8.000	8.000	8.000	7.500	7.500	7.500
Volumenstrom Bio-SNG	Nm ³ /h	37.125	37.125	37.125	1.707	1.707	1.707
Bio-SNG-Leistung (brennwertbezogen Hs,n)	MW	410,8	410,8	410,8	18,9	18,9	18,9
elektrischer Energiebedarf	kWh/Nm ³	0,65	0,65	0,65	1,12	1,12	1,12
thermischer Energiebedarf (von extern bezogen)	kWh/Nm ³	0	0	0	0	0	0
Delphi-Parameter							
Art des Substrates	-	Anbau	Reststoff	Reststoff	Anbau	Reststoff	Reststoff
Produktgasdruck	bar _a	70,0	70,0	70,0	1,0	1,0	1,0
Nebenprodukt CO ₂	-	konzentriert	konzentriert	konzentriert	konzentriert	konzentriert	konzentriert
spez. Energieverbrauch ²	kWh/Nm ³	0,65	0,65	0,65	1,12	1,12	1,12
Konversionseffizienz	%	70,7 %	76,5 %	75,1 %	55,5 %	60,1 %	58,9 %
Gestehungskosten	€ct/kWh	8,5	7,0	10,8	14,9	13,0	18,2

¹ Vorwiegend Abwärme.

² Energieverbrauch extern (elektrisch, thermisch, chemisch (z.B. RME)) pro Nm³ Bio-SNG.

Tabelle A 21 Parameter der Alternativen zur Bio-SNG-Produktion, 3. Teil

Parameter	Einheit	SNG-5_KUP	SNG-5_wrh	SNG-5_str	SNG-6_KUP	SNG-6_wrh	SNG-6_str
Allgemein							
Originaldaten nach (Ausgangsliteratur)	-	(GASSNER & MARECHAL, 2010)	(GASSNER & MARECHAL, 2010)	(GASSNER & MARECHAL, 2010)	(CARBO u. a., 2011)	(CARBO u. a., 2011)	(CARBO u. a., 2011)
Bezugsjahr	-	2006	2006	2006	2010	2010	2010
Vergasung	-	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht
Methanisierung	-	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Festbett	Festbett	Festbett
Vergasungsmittel	-	Wasserdampf	Wasserdampf	Wasserdampf	Wasserdampf	Wasserdampf	Wasserdampf
CO ₂ -Abtrennung	-	Membran	Membran	Membran	Membran	Membran	Membran
ökonomische Parameter							
Kapitalkosten							
Investitionssumme	€	19.639.385	19.639.385	19.639.385	585.148.515	585.148.515	585.148.515
Betriebskosten							
Wartung	€/a	909.231	909.231	909.231	11.702.970	11.702.970	11.702.970
Personalkosten	€/a	684.000	684.000	684.000	1.500.000	1.500.000	1.500.000
Wartungsmehreinsatz bei Stroheinsatz	€/a	0	0	196.394	0	0	5.851.485
Verbrauchskosten							
Strom	€/a	828.759 ³	828.759 ³	828.759 ³	28.542.241	26.160.163	26.224.562
Wärme	€/a	0	0	0	17.883.229	0	483.468
Hilfsstoffe	€/a	664.841 ³	664.841 ³	778.115 ³	26.900.000	26.900.000	26.900.000
Reststoffe/Entsorgung	€/a	181.880	238.995	456.413	3.015.630	5.503.883	14.975.791
Substratkosten	€/a	3.686.756	3.043.570	5.762.468	160.615.078	132.594.393	251.044.334
Logistik	€/a	385.074	0	522.069	26.494.070	0	24.233.803
sonstige Kosten	€/a	347.094	347.094	347.094	10.341.553	10.341.553	10.341.553
Erlöse ¹	€/a	607.075	1.099.111	1.006.469	0	3.552.536	0
Gesamtannuität	€/a	10.531.347	8.895.083	13.427.341	400.136.916	311.408.333	501.774.407
Gestehungskosten Bio-SNG-Produktion	€ct/kWh	9,59	8,10	12,23	8,72	6,78	10,93
Gestehungskosten Bio-SNG-Produktion	€ct/Nm ³	106,1	89,6	135,3	96,4	75,1	120,9
technische Parameter							
Volllaststunden	h/a	7.500 ³	7.500 ³	7.500 ³	8.760	8.760	8.760
Volumenstrom Bio-SNG	Nm ³ /h	1.323	1.323	1.323	47.359	47.359	47.359
Bio-SNG-Leistung (brennwertbezogen Hs,n)	MW	14,6	14,6	14,6	524,1	524,1	524,1
elektrischer Energiebedarf	kWh/Nm ³	0,70 ³	0,70 ³	0,70 ³	0,53	0,53	0,53
thermischer Energiebedarf (von extern bezogen)	kWh/Nm ³	0	0	0	0	0	0
Delphi-Parameter							
Art des Substrates	-	Anbau	Reststoff	Reststoff	Anbau	Reststoff	Reststoff
Produktgasdruck	bar _a	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
Nebenprodukt CO ₂	-	verdünnt	verdünnt	verdünnt	verdünnt	verdünnt	verdünnt
spez. Energieverbrauch ²	kWh/Nm ³	0,77	0,77	0,77	0,53	0,53	0,53
Konversionseffizienz	%	66,2 %	71,6 %	70,2 %	63,5 %	68,7 %	67,4 %
Gestehungskosten	€ct/kWh	9,6	8,1	12,2	8,7	6,8	10,9

¹ Vorwiegend Abwärme.

² Energieverbrauch extern (elektrisch, thermisch, chemisch (z.B. RME)) pro Nm³ Bio-SNG.

³ Annahme bzw. Berechnung aus Mittelwert über alle Alternativen.

Tabelle A 22 Parameter der Alternativen zur Bio-SNG-Produktion, 4. Teil

Parameter	Einheit	SNG-8_KUP	SNG-8_wrh	SNG-8_str	SNG-9_KUP	SNG-9_wrh	SNG-9_str
Allgemein							
Originaldaten nach (Ausgangsliteratur)	-	(HEYNE & HARVEY, 2014)					
Bezugsjahr	-	2010	2010	2010	2010	2010	2010
Vergasung	-	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht
Methanisierung	-	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht
Vergasungsmittel	-	Wasserdampf	Wasserdampf	Wasserdampf	Wasserdampf	Wasserdampf	Wasserdampf
CO ₂ -Abtrennung	-	Aminwäsche	Aminwäsche	Aminwäsche	Membran	Membran	Membran
ökonomische Parameter							
Kapitalkosten							
Investitionssumme	€	198.480.248	198.480.248	198.480.248	195.116.176	195.116.176	195.116.176
Betriebskosten							
Wartung	€/a	3.969.605	3.969.605	3.969.605	3.902.324	3.902.324	3.902.324
Personalkosten	€/a	1.925.000	1.925.000	1.925.000	1.925.000	1.925.000	1.925.000
Wartungsmehreinsatz bei Stroheinsatz	€/a	0	0	1.984.802	0	0	1.951.162
Verbrauchskosten							
Strom	€/a	0	0	0	0	0	0
Wärme	€/a	0	0	0	0	0	0
Hilfsstoffe	€/a	6.351.759 ³	6.351.759 ³	6.925.096 ³	5.346.044 ³	5.346.044 ³	5.919.381 ³
Reststoffe/Entsorgung	€/a	881.816	1.170.906	2.271.372	507.277	796.367	1.896.833
Substratkosten	€/a	18.660.590	15.405.089	29.166.847	18.660.590	15.405.089	29.166.847
Logistik	€/a	2.116.115	0	2.631.281	2.116.115	0	2.631.281
sonstige Kosten	€/a	3.507.817	3.507.817	3.507.817	3.448.363	3.448.363	3.448.363
Erlöse ¹	€/a	6.753.099	9.243.550	8.774.639	8.001.099	10.491.550	10.022.639
Gesamtannuität	€/a	58.355.086	49.876.274	73.970.543	54.975.114	46.496.302	70.550.934
Gestehungskosten Bio-SNG-Produktion	€ct/kWh	10,96	9,37	13,90	10,42	8,81	13,37
Gestehungskosten Bio-SNG-Produktion	€ct/Nm ³	121,3	103,7	153,8	115,3	97,5	148,0
technische Parameter							
Volllaststunden	h/a	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
Volumenstrom Bio-SNG	Nm ³ /h	6.013	6.013	6.013	5.960	5.960	5.960
Bio-SNG-Leistung (brennwertbezogen H _{s,n})	MW	66,5	66,5	66,5	66,0	66,0	66,0
elektrischer Energiebedarf	kWh/Nm ³	0	0	0	0	0	0
thermischer Energiebedarf (von extern bezogen)	kWh/Nm ³	0	0	0	0	0	0
Delphi-Parameter							
Art des Substrates	-	Anbau	Reststoff	Reststoff	Anbau	Reststoff	Reststoff
Produktgasdruck	bar _a	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Nebenprodukt CO ₂	-	konzentriert	konzentriert	konzentriert	verdünnt	verdünnt	verdünnt
spez. Energieverbrauch ²	kWh/Nm ³	0,18	0,18	0,18	0,17	0,17	0,17
Konversionseffizienz	%	63,4 %	68,6 %	67,3 %	62,8 %	68,0 %	66,7 %
Gestehungskosten	€ct/kWh	11,0	9,4	13,9	10,4	8,8	13,4

¹ Vorwiegend Abwärme.

² Energieverbrauch extern (elektrisch, thermisch, chemisch (z.B. RME)) pro Nm³ Bio-SNG.

³ Annahme bzw. Berechnung aus Mittelwert über alle Alternativen.

Tabelle A 23 Parameter der Alternativen zur Bio-SNG-Produktion, 5. Teil

Parameter	Einheit	SNG-10_KUP	SNG-10_wrh	SNG-10_str	SNG-11_KUP	SNG-11_wrh	SNG-11_str
Allgemein							
Originaldaten nach (Ausgangsliteratur)	-	(HEYNE & HARVEY, 2014)	(HEYNE & HARVEY, 2014)	(HEYNE & HARVEY, 2014)	(GASSNER & MARÉCHAL, 2009)	(GASSNER & MARÉCHAL, 2009)	(GASSNER & MARÉCHAL, 2009)
Bezugsjahr	-	2010	2010	2010	2010	2010	2010
Vergasung	-	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht
Methanisierung	-	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht
Vergasungsmittel	-	Wasserdampf	Wasserdampf	Wasserdampf	Wasserdampf	Wasserdampf	Wasserdampf
CO ₂ -Abtrennung	-	PSA	PSA	PSA	PSA	PSA	PSA
ökonomische Parameter							
Kapitalkosten							
Investitionssumme	€	218.178.475	218.178.475	218.178.475	38.147.428	38.147.428	38.147.428
Betriebskosten							
Wartung	€/a	4.363.570	4.363.570	4.363.570	762.949	762.949	762.949
Personalkosten	€/a	1.925.000	1.925.000	1.925.000	685.000	685.000	685.000
Wartungsmehreinsatz bei Stroheinsatz	€/a	0	0	2.181.785	0	0	381.474
Verbrauchskosten							
Strom	€/a	0	0	0	0	0	0
Wärme	€/a	0	0	0	0	0	0
Hilfsstoffe	€/a	5.428.011 ³	5.428.011 ³	6.001.348 ³	1.206.555 ³	1.206.555 ³	1.331.597 ³
Reststoffe/Entsorgung	€/a	509.683	798.773	1.899.239	111.826	174.876	414.882
Substratkosten	€/a	18.660.590	15.405.089	29.166.847	4.069.780	3.359.771	6.361.141
Logistik	€/a	2.116.115	0	2.631.281	427.287	0	576.801
sonstige Kosten	€/a	3.855.951	3.855.951	3.855.951	674.194	674.194	674.194
Erlöse ¹	€/a	8.385.099	10.875.550	10.406.639	1.031.276	1.574.431	1.472.164
Gesamtannuität	€/a	58.157.495	49.678.683	74.005.041	12.362.447	10.553.589	15.751.319
Gestehungskosten Bio-SNG-Produktion	€ct/kWh	11,11	9,49	14,13	12,34	10,54	15,73
Gestehungskosten Bio-SNG-Produktion	€ct/Nm ³	122,9	105,0	156,4	136,6	116,6	174,1
technische Parameter							
Volllaststunden	h/a	8.000	8.000	8.000	7.884	7.884	7.884
Volumenstrom Bio-SNG	Nm ³ /h	5.914	5.914	5.914	1.148	1.148	1.148
Bio-SNG-Leistung (brennwertbezogen Hs,n)	MW	65,4	65,4	65,4	12,7	12,7	12,7
elektrischer Energiebedarf	kWh/Nm ³	0	0	0	0	0	0
thermischer Energiebedarf (von extern bezogen)	kWh/Nm ³	0	0	0	0	0	0
Delphi-Parameter							
Art des Substrates	-	Anbau	Reststoff	Reststoff	Anbau	Reststoff	Reststoff
Produktgasdruck	bar _a	60,0	60,0	60,0	50,0	50,0	50,0
Nebenprodukt CO ₂	-	verdünnt	verdünnt	verdünnt	verdünnt	verdünnt	verdünnt
spez. Energieverbrauch ²	kWh/Nm ³	0,17	0,17	0,17	0,20	0,20	0,20
Konversionseffizienz	%	62,3 %	67,5 %	66,2 %	54,7 %	59,2 %	58,0 %
Gestehungskosten	€ct/kWh	11,1	9,5	14,1	12,3	10,5	15,7

¹ Vorwiegend Abwärme.

² Energieverbrauch extern (elektrisch, thermisch, chemisch (z.B. RME)) pro Nm³ Bio-SNG.

³ Annahme bzw. Berechnung aus Mittelwert über alle Alternativen.

Tabelle A 24 Parameter der Alternativen zur Bio-SNG-Produktion, 6. Teil

Parameter	Einheit	SNG-12_KUP	SNG-12_wrh	SNG-12_str
Allgemein				
Originaldaten nach (Ausgangsliteratur)	-	(GASSNER & MARÉCHAL, 2009)	(GASSNER & MARÉCHAL, 2009)	(GASSNER & MARÉCHAL, 2009)
Bezugsjahr	-	2010	2010	2010
Vergasung	-	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht
Methanisierung	-	Wirbelschicht	Wirbelschicht	Wirbelschicht
Vergasungsmittel	-	Wasserdampf	Wasserdampf	Wasserdampf
CO ₂ -Abtrennung	-	Aminwäsche	Aminwäsche	Aminwäsche
ökonomische Parameter				
Kapitalkosten				
Investitionssumme	€	20.567.438	20.567.438	20.567.438
Betriebskosten				
Wartung	€/a	411.349	411.349	411.349
Personalkosten	€/a	685.000	685.000	685.000
Wartungsmehreinsatz bei Stroheinsatz	€/a	0	0	205.674
Verbrauchskosten				
Strom	€/a	0	0	0
Wärme	€/a	0	0	0
Hilfsstoffe	€/a	1.298.642 ³	1.298.642 ³	1.423.684 ³
Reststoffe/Entsorgung	€/a	114.529	177.578	417.584
Substratkosten	€/a	4.069.780	3.359.771	6.361.141
Logistik	€/a	427.287	0	576.801
sonstige Kosten	€/a	363.496	363.496	363.496
Erlöse ¹	€/a	753.129	1.296.283	1.194.016
Gesamtannuität	€/a	10.109.466	8.300.608	13.291.206
Gestehungskosten Bio-SNG-Produktion	€ct/kWh	9,14	7,50	12,02
Gestehungskosten Bio-SNG-Produktion	€ct/Nm ³	101,1	83,0	133,0
technische Parameter				
Volllaststunden	h/a	7.884	7.884	7.884
Volumenstrom Bio-SNG	Nm ³ /h	1.268	1.268	1.268
Bio-SNG-Leistung (brennwertbezogen Hs,n)	MW	14,0	14,0	14,0
elektrischer Energiebedarf	kWh/Nm ³	0	0	0
thermischer Energiebedarf (von extern bezogen)	kWh/Nm ³	0	0	0
Delphi-Parameter				
Art des Substrates	-	Anbau	Reststoff	Reststoff
Produktgasdruck	bar _a	50,0	50,0	50,0
Nebenprodukt CO ₂	-	konzentriert	konzentriert	konzentriert
spez. Energieverbrauch ²	kWh/Nm ³	0,19	0,19	0,19
Konversionseffizienz	%	60,4 %	65,3 %	64,1 %
Gestehungskosten	€ct/kWh	9,1	7,5	12,0

¹ Vorwiegend Abwärme.

² Energieverbrauch extern (elektrisch, thermisch, chemisch (z.B. RME)) pro Nm³ Bio-SNG.

³ Annahme bzw. Berechnung aus Mittelwert über alle Alternativen.

A.6 Exkurs: Stroheinsatz

Stroh ist ein weltweit anfallender Reststoff der Landwirtschaft, der zum großen Teil noch nicht genutzt wird. Auf Basis seiner Zusammensetzung (hauptsächlich ca. 35 % Cellulose, 30 % Hemicellulose und 18 % Lignin) ist es prinzipiell für die biochemische Konversion (Vergärung) und für die thermochemische Konversion (Vergasung) geeignet. Aufgrund gerade eben dieser Zusammensetzung kann es aber auch zu Problemen bei der energetischen Verwertung kommen. Der Ligninanteil kann auf herkömmlichen Weg nicht bzw. nur ungenügend in einer Vergärung umgesetzt werden. Der hohe Ascheanteil mit niedrigen Schmelzpunkt sowie der korrosiv wirkende Chloranteil wirken sich wiederum nachteilig auf den Vergasungsprozess aus.

Nachfolgend werden die Möglichkeiten der Vergärung und Vergasung von Stroh detailliert ausgeführt.

Vergärung

Bei der Vergärung von Stroh führen der holzige Anteil, der geringe Nährstoffgehalt sowie der hohe Trockensubstanzanteil zu nur unzureichend befriedigenden Ergebnissen. Aus diesem Grund ist Stroh als Substrat für eine reine Monovergärung ohne entsprechende Vorbehandlung kaum geeignet. Stattdessen sind verschiedene Prozessvarianten und Vorbehandlungsschritte, um den Zucker aus der Cellulose, Hemicellulose und Lignin des Strohs verfügbar zu machen, in Entwicklung. In Abbildung A 2 sind Prozessvarianten und Vorbehandlungsschritte, wobei deren Hauptziel die Aufspaltung des Lignins ist (Pohl u. a., 2012), zusammenfassend aufgeführt.

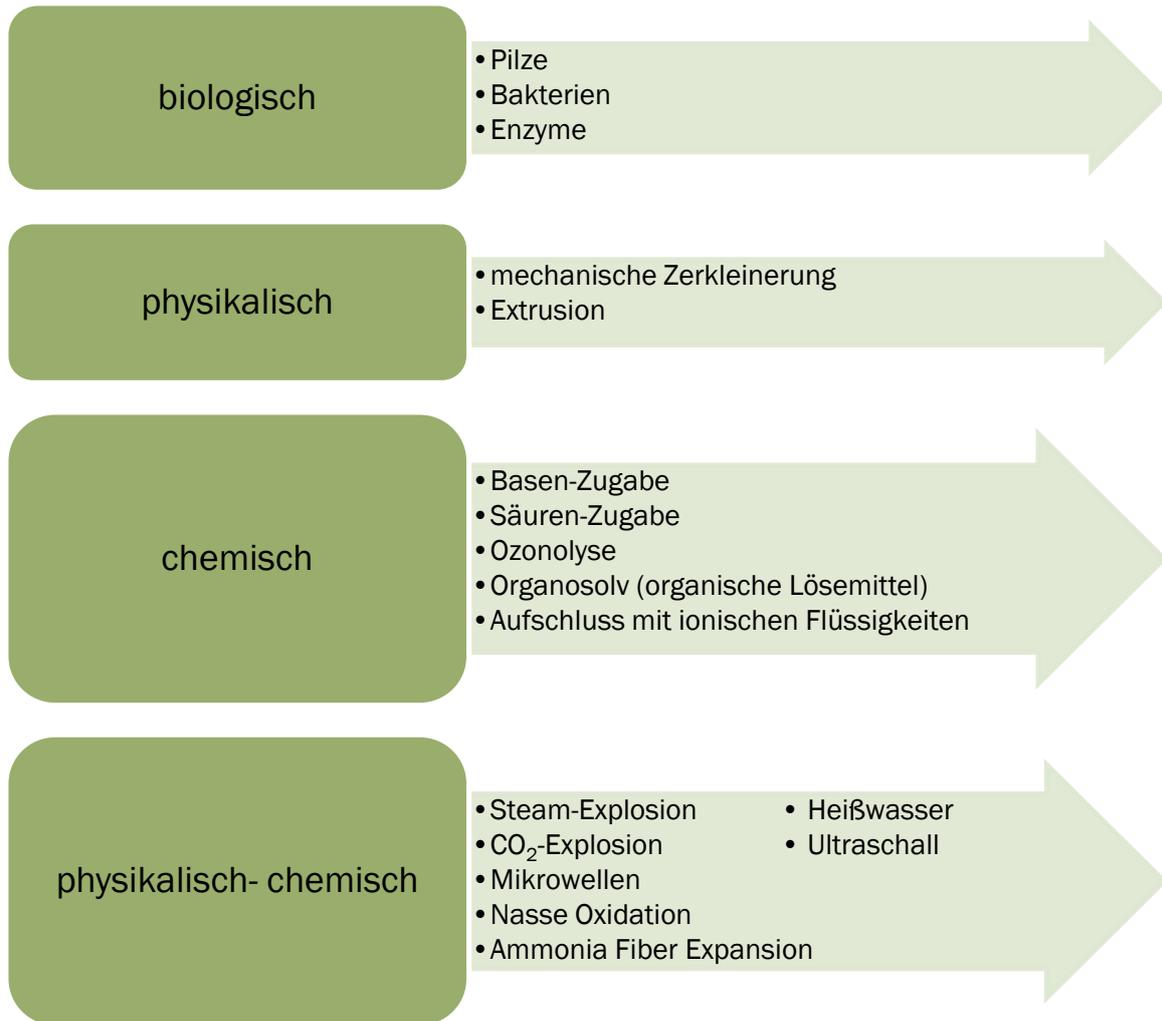


Abbildung A 2 Vorbehandlungsmöglichkeiten für ligninreiche Substrate bei der biochemischen Verwertung (ALVIRA u. a., 2010), (TALEBNA u. a., 2010), (POHL u. a., 2012)

Zum Teil werden diese Verfahren auch kombiniert angewendet, wobei die Integration einer mechanischen Zerkleinerung, zwecks der besseren Wasseraufnahme, Schwimmschichtvermeidung und beschleunigten Gasbildung, die Regel ist. In (NKEMKA & MURTO, 2013) wird beispielsweise der kombinierte Einsatz von Phosphorsäure, Enzymen und Extrusion bei der Monovergärung von Stroh untersucht. Im Ergebnis zeigte sich, dass Dampf- und Säurevorbehandlung sowie eine Säure- und Enzymvorbehandlung zu deutlich gesteigerten Methanerträgen gegenüber einer herkömmlichen Vergärung ohne derartige Vorbehandlungsschritte führen. Auch konnte in Versuchen gezeigt werden, dass nadelholzabbauende Pilze zu einer bis zu 30 %igen, chemische Vorbehandlung zu einer bis zu 43 %igen und Steam-Explosion zu einer bis zu 20 %igen Erhöhung der Methanerträge aus der Strohvergärung führen können (RISBERG u. a., 2013).

Die in Abbildung A 2 aufgezählten Verfahren benötigen zumeist ein erhöhtes Investment, hohe Betriebskosten oder einen hohen Energieeinsatz, was einer technischen und wirtschaftlichen Optimierung entgegen steht (NKEMKA & MURTO, 2013), (ALVIRA u. a., 2010). Darüber hinaus kann es unter Umständen zu der ungewollten Bildung von Phenolen, Furanen und Carbonsäuren kommen, welche einen hemmenden Einfluss auf die Biogasbildung haben (RISBERG u. a., 2013), (ALVIRA u. a.,

2010). Einige der genannten Verfahren finden daher in der Praxis keine Anwendung und beschränken sich gegenwärtig auf das Forschungsfeld.

Bei der Co-Vergärung von Stroh haben Experimente gezeigt, dass die thermophile Vergärung (ca. 55 °C) sehr viel effizienter als die mesophile Vergärung (ca. 37 °C) ist (POHL u. a., 2012), (POHL u. a., 2013). Als Co-Substrat eignen sich am besten TS-arme Flüssigkeiten mit hohem Nährstoffgehalt wie beispielsweise Jauche bzw. Gülle (REINHOLD & FRIEDRICH, 2012).

Momentan wird Stroh noch vergleichsweise selten als Substrat eingesetzt (DBFZ, 2013). Die Tendenz ist jedoch zunehmend, was unter anderem anhand der 2012 neu errichteten und ersten großtechnisch realisierten Strohvergärungsanlage ersichtlich ist (VERBIO AG).

Vergasung

Die Vergasung und Aufbereitung ligninhaltiger Biomasse zu Methan befindet sich derzeit noch in der Entwicklungsphase, siehe Kapitel 2.3.1. Zwar sind mittlerweile bereits die ersten Vergaser auf dem Markt verfügbar, diese haben allerdings überwiegend das Ziel der Synthesegaserzeugung mit anschließender Verbrennung ohne Methanisierung, auch kommt fast ausschließlich nur Holz als Substrat zum Einsatz. Darüber hinaus liegen diese Vergaser eher im kleinen Leistungsbereich, die Implementierung einer SNG-Aufbereitungsstrecke zum gegenwärtigen Zeitpunkt wäre mit einem großen Aufwand und entsprechend hohen Kosten verbunden. (DBFZ, 2013), (FEE E.V., 2013)

Stroh bietet mit seinem großen globalen Potenzial sowie vergleichsweise ähnlichen Stoffparametern wie Holz eine weitere vielversprechende Substratquelle für die Vergasung. Es gibt jedoch Aspekte, die bei der Vergasung von Stroh beachtet werden müssen.

In der Regel weist Stroh einen geringeren Wassergehalt bei der Ernte auf als Holz, vergleiche

Tabelle A 5 und Tabelle A 6. Dies führt zu einer Energieersparnis bzgl. einer unnötigen oder reduzierten Vortrocknung.

Im Gegensatz zur Asche aus beispielsweise Weide (hoher Kalkanteil) weist die Asche aus Stroh einen hohen Anteil an Siliziumdioxid (SiO_2) und Kaliumoxid (K_2O) auf. Dadurch ergibt sich ein niedriger Ascheschmelzpunkt (ca. 1.000 °C), der beispielsweise durch die Zugabe von Additiven wie Calciumhydroxid ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) oder Kaolin erhöht werden kann bzw. muss. Verfahrensabhängig sind niedrige Ascheschmelzpunkte unerwünscht, da sie zu einem Verkleben und Verstopfen von Anlagenteilen durch schmelzen und sintern führen können. Versuche haben gezeigt, dass obwohl $\text{Ca}(\text{OH})_2$ als Additiv relativ häufig zum Einsatz kommt, mittels Kaolin sehr viel bessere Ergebnisse erzielt werden können und dies damit empfehlenswerter ist (SCHMITT & KALTSCHMITT, 2013). Im gleichen Zuge wurde ebenfalls festgestellt, dass eine Beimischung von Holz zu Strohpellets keinen nennenswerten Effekt hat. Neben den bereits genannten Schwierigkeiten bezüglich des Ascheschmelzpunktes und Sinterverhaltens sind Strohpellets auch schwieriger zu produzieren als Holzpellets und führen in der Regel zu mehr Staubemissionen bei der Verbrennung. Dem gegenüber stehen die Vorteile einer vernachlässigbar kleinen Konkurrenz zur stofflichen und Futtermittelnutzung. (SCHMITT & KALTSCHMITT, 2013), (NORDGREN u. a., 2013), (WEBER, 2013)

A.7 Nutzwertanalyse

In der Nutzwertanalyse wird eine Ordnung der Alternativen durch die Berechnung von Nutzwerten realisiert. Es finden dabei, je nach Ausgangslage und Zielstellung, mehrere Zielgrößen Berücksichtigung. Es lässt sich keine allgemeingültige Nutzwertanalyse beschreiben, vielmehr muss immer im Einzelfall die Methodik angepasst und ergänzt werden, was auch in dieser Arbeit der Fall ist. Nach (ZANGEMEISTER, 1976) wird die Nutzwertanalyse wie folgt definiert:

„Nutzwertanalyse ist die Analyse einer Menge komplexer Handlungsalternativen mit dem Zweck, die Elemente dieser Menge entsprechend den Präferenzen des Entscheidungsträgers bezüglich eines multidimensionalen Zielsystems zu ordnen. Die Abbildung dieser Ordnung erfolgt dabei durch die Angabe der Nutzwerte (Gesamtwerte) der Alternativen.“ (ZANGEMEISTER, 1976)

Das bedeutet, dass mehrere Kriterien, die eine Alternative (hier Verfahren zur Biomethanproduktion) beschreiben bei der Bewertung berücksichtigt werden. Als Ergebnis erhält man dabei einen dimensionslosen Ordnungsindex der die Rangfolge der Alternativen festlegt. Auf diese Weise lassen sich mehrere Verfahren bewerten und entsprechend ihrem Ergebnis ordnen. Zweckmäßig müssen dabei mindestens zwei Verfahren verglichen werden. Die Beurteilung nur eines Verfahrens ist mit dieser Methodik theoretisch zwar auch möglich, darauf wird in dieser Arbeit jedoch nicht näher eingegangen. In einem solchen Fall müsste das „reale“ Verfahren einem hypothetischen optimalen Verfahren gegenübergestellt werden. (ZANGEMEISTER, 1976)

Das Vorgehen bei der Nutzwertanalyse sieht in der Regel wie folgt aus (nach (FELDHUSEN, 2011) und (ZANGEMEISTER, 1976)):

1. Aufstellung und Gewichtung des Zielsystems bzw. der Kriterien.
2. Aufstellen der Zielertragsmatrix.
3. Aufstellen der Zielwertmatrix.
4. Aufstellen der Nutzwertmatrix.
5. Schwachstellenanalyse (Sensitivitäten ausgewählter Kriterien).

Im nachfolgenden werden die einzelnen Schritte und Begrifflichkeiten näher erläutert.

Kriterium: Die Kriterien (k_j) sind eine Ansammlung von Merkmalen, mit denen sich eine Bewertung der verschiedenen Alternativen vornehmen lässt. Die zur Bewertung herangezogenen Kriterien werden im Kapitel 3.5.2 näher beleuchtet. Bei der Kriterienauswahl ist zu beachten, dass diese möglichst unabhängig voneinander sind. In der Regel wird man jedoch nie eine allumfassende Nutzenunabhängigkeit zwischen den Kriterien erzielen können (ZANGEMEISTER, 1976).

Zielertrag: Unter dem Zielertrag (z_{ij}) ist der eigentliche „reale“ dimensionsbehaftete Wert eines Kriteriums für eine Alternativ zu verstehen. Das wäre zum Beispiel der spezifische Energieverbrauch der Anlage. Die Zielerträge der Alternativen sind in den Tabelle A 10 bis Tabelle A 24 Anhang A.4 und A.5 zu finden.

Zielwert: Der Zielwert (n_{ij}) stellt die Übertragung vom Zielertrag in einen dimensionslosen Wert mit Hilfe der Nutzwertfunktion dar.

Nutzwertfunktion: Die Nutzwertfunktion (w_j) dient der Übertragung des Zielertrages in einen dimensionslosen Wert, dem Zielwert. Die Grundlage zur Wahl der Nutzwertfunktion ist dabei von verschiedenen Faktoren abhängig, siehe Anhang A.8.

Nutzwert: Der Nutzwert (N_i) ist die eigentliche Endgröße, die es erlaubt die einzelnen Alternativen objektiv untereinander zu vergleichen und mit einer Rangordnung zu versehen. Der Nutzwert ergibt sich aus Summe aller Zielwerte multipliziert mit der jeweiligen Gewichtung. Die Alternative mit dem höchsten Nutzwert ist dabei als die vorteilhafteste anzusehen. Aufgrund der Zusammenführung aller Zielwerte, können einzelne ungünstige Zielwerte durch günstige Zielwerte innerhalb einer Alternative kompensiert werden (GÖTZE, 2008).

Gewichtung: Die Gewichtung (g_j) dient der Gewichtung der Zielwerte, um daraus wiederum den Nutzwert der Alternative zu bestimmen. Die Ermittlung der Gewichtung erfolgt dabei in dieser Arbeit durch Experten mittels einer Delphi-Befragung, siehe Kapitel 3.5.3.

Gleichung A 9
$$n_{ij} = f(z_{ij}, w_j)$$

n_{ij} = Zielwert des entsprechenden Kriteriums pro Alternative

z_{ij} = Zielertrag des jeweiligen Kriteriums

w_j = Nutzwertfunktion für das jeweilige Kriterium

Gleichung A 10
$$N_i = \sum_{j=1}^m g_j \cdot n_{ij}$$

N_i = Nutzwert der Alternative

g_j = Gewichtung des Kriteriums

n_{ij} = Zielwert je Kriterium und Alternative

A.8 Nutzwertfunktionen

Nicht nur die Auswahl der Kriterien und deren Gewichtungen sind für die Analyse essentiell sondern auch die der Nutzwertfunktion. Bei multidimensionalen Nutzwertanalysen empfiehlt es sich von den mathematisch exakt formulierten Funktionsverläufen auszugehen (ZANGEMEISTER, 1976). Die sechs wichtigsten Nutzwertfunktionen sind in Abbildung A 3 dargestellt. In der Literatur (ZANGEMEISTER, 1976) können auch weitere wie z.B. Wechsel-, Minimum-, oder S-Funktionen gefunden werden. Die Nutzwertfunktion dient der geordneten und nachvollziehbaren Übertragung des Zielertrages in einen dimensionslosen Wert, dem Zielwert.

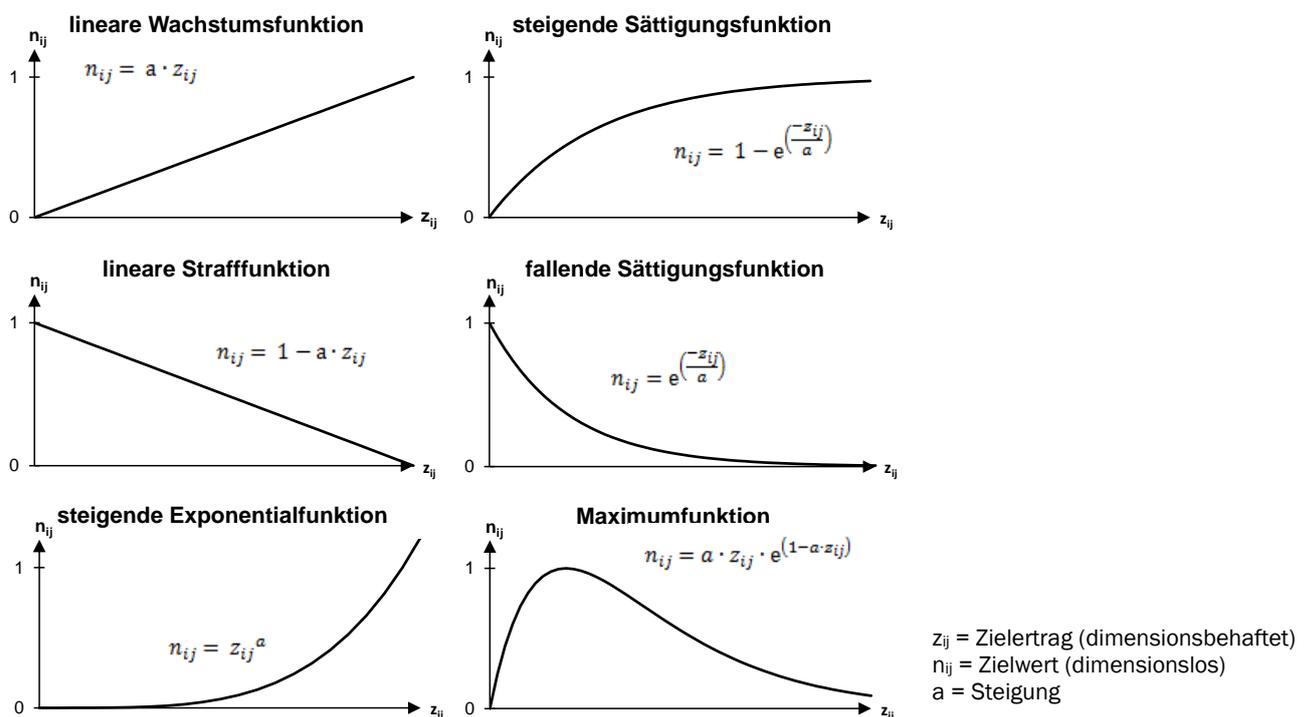


Abbildung A 3 Nutzwertfunktionen, nach (ZANGEMEISTER, 1976)

Die Nutzwertfunktion dient der Übertragung des Zielertrages in einen dimensionslosen Wert, dem Zielwert. Der Zielwert liegt dabei, unabhängig vom Kriterium hier zwischen 0 und 1. Letztendlich ausschlaggebend für die Auswahl der Nutzwertfunktion für jedes Kriterium ist die Abhängigkeit der Zielerträge eines Kriteriums untereinander. Als Beispiel sind hier die Substratkosten zu nennen. Wenn die Substratkosten für A 10 €/t_{FM}, für B 20 €/t_{FM} und für C 40 €/t_{FM} betragen, so ist (lineare Strafffunktion zugrunde gelegt) der Zielwert B doppelt so hoch wie von A und der von C doppelt so hoch wie von B. Legt man jedoch eine andere Funktion, beispielsweise fallende Sättigungsfunktion, zugrunde, dann ergeben sich andere Zielwerte. Welche genau, hängt von Funktion und Steigung ab.

Ein weiterer wichtiger Einflussparameter ist der Nullpunkt, also der Schnittpunkt mit der Y-Achse. Man könnte als Null-Punkt, abhängig von Wachstums- oder Strafffunktion, den jeweils niedrigsten bzw. höchsten Wert zwischen den Alternativen wählen. Im konkreten Beispiel wäre hier A = 1, da A den niedrigsten Preis aufweist und somit den höchsten Zielwert erhält. Schwieriger ist die Definition für den niedrigsten Zielwert. Würde dieser im Beispiel mit C = 0 gewählt würde C bzw. der jeweils

niedrigste Zielertrag komplett aus der Betrachtung wegfallen. Um dem vorzubeugen wird der jeweils beste Zielertrag eines Kriteriums mit 1 definiert und der jeweils niedrigste mit 0,1. Alle anderen Zielerträge werden dazwischen mittels linearer Straff- bzw. Wachstumsfunktion in die dimensionslosen Zielwerte übertragen. Die sich ergebenden Nutzwertfunktionen von in dieser Arbeit betrachteten dimensionsbehafteten Kriterien (Konversionseffizienz, spezifischer Energieverbrauch, Gestehungskosten) sind in Abbildung A 4 und Abbildung A 5 dargestellt.

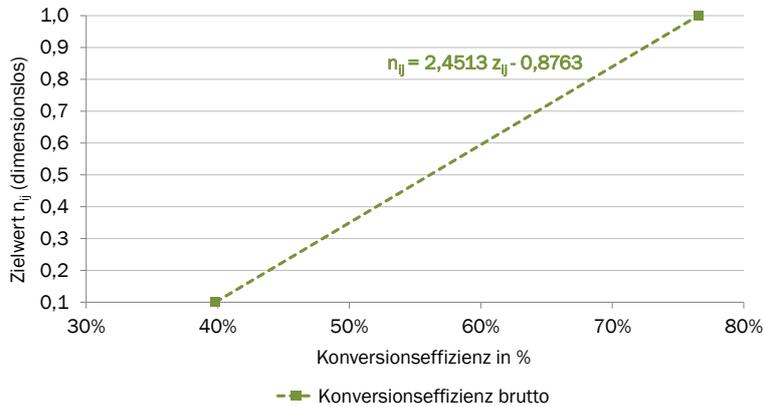


Abbildung A 4 Nutzwertfunktionen der Konversionseffizienz (lineare Wachstumsfunktion)

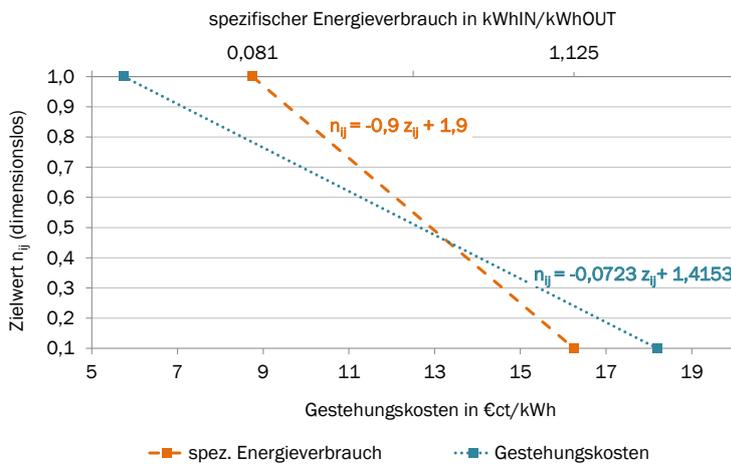


Abbildung A 5 Nutzwertfunktionen des spezifischen Energieverbrauchs sowie der Gestehungskosten (lineare Strafffunktionen)

A.9 Zielwertmatrizen

Tabelle A 25 Zielwerte der Alternativen, 1. Teil, biochemische Konversion, Nawaro

Alternative	Nebenprodukt CO ₂		Produktgasdruck			Art des Substrats		Energieeffizienz		Gesteigungs- kosten
	verdünnt	konzen- triert	atmos- phärisch	> 1 bar	> 10 bar	Anbau	Reststoff	spez. Energie- verbrauch	Konver- sionseff- izienz (brutto)	
BGAA-Polygl-N-250	1	0	0	1	0	1	0	0,93	0,69	0,63
BGAA-Membran1-N-250	1	0	0	0	1	1	0	0,94	0,72	0,64
BGAA-Amin1-N-700	0	1	1	0	0	1	0	0,90	0,69	0,71
BGAA-DWW1-N-700	1	0	0	1	0	1	0	0,96	0,68	0,71
BGAA-Membran2-N-700	1	0	0	1	0	1	0	1,00	0,60	0,69
BGAA-PSA1-N-700	1	0	0	1	0	1	0	0,97	0,66	0,71
BGAA-DWW2-N-700	1	0	0	1	0	1	0	0,97	0,69	0,73
BGAA-PSA2-N-700	1	0	0	1	0	1	0	0,96	0,67	0,70
BGAA-Polygl-N-700	1	0	0	1	0	1	0	0,97	0,69	0,71
BGAA-Amin1-N-1400	0	1	1	0	0	1	0	0,90	0,69	0,74
BGAA-Amin2-N-1400	0	1	1	0	0	1	0	0,90	0,72	0,75
BGAA-DWW1-N-1400	1	0	0	1	0	1	0	0,96	0,68	0,75
BGAA-PSA1-N-1400	1	0	0	1	0	1	0	0,98	0,66	0,76
BGAA-DWW2-N-1400	1	0	0	1	0	1	0	0,97	0,69	0,77
BGAA-PSA2-N-1400	1	0	0	1	0	1	0	0,96	0,67	0,76
BGAA-Polygl-N-1400	1	0	0	1	0	1	0	0,97	0,69	0,76
BGAA-Membran1-N-1400	1	0	0	0	1	1	0	0,96	0,72	0,76
BGAA-DWW1-N-2800	1	0	0	1	0	1	0	0,97	0,68	0,79
BGAA-PSA1-N-2800	1	0	0	1	0	1	0	0,98	0,66	0,79
BGAA-DWW2-N-2800	1	0	0	1	0	1	0	0,98	0,69	0,80
BGAA-PSA2-N-2800	1	0	0	1	0	1	0	0,97	0,67	0,78
BGAA-Polygl-N-2800	1	0	0	1	0	1	0	0,97	0,69	0,79

Tabelle A 26 Zielwerte der Alternativen, 2. Teil, biochemische Konversion, Bioabfall

Alternative	Nebenprodukt CO ₂		Produktgasdruck			Art des Substrats		Energieeffizienz		Gestehungs- kosten
	verdünnt	konzen- triert	atmos- phärisch	> 1 bar	> 10 bar	Anbau	Reststoff	spez. Energie- verbrauch	Konver- sionseff- izienz (brutto)	
BGAA-Polygl-BA-250	1	0	0	1	0	0	1	0,87	0,90	0,72
BGAA-Membran1- BA-250	1	0	0	0	1	0	1	0,89	0,93	0,73
BGAA-Amin1-BA-700	0	1	1	0	0	0	1	0,85	0,90	0,86
BGAA-DWW1-BA- 700	1	0	0	1	0	0	1	0,90	0,88	0,86
BGAA-Membran2- BA-700	1	0	0	1	0	0	1	0,94	0,80	0,84
BGAA-PSA1-BA-700	1	0	0	1	0	0	1	0,91	0,87	0,86
BGAA-DWW2-BA- 700	1	0	0	1	0	0	1	0,91	0,90	0,88
BGAA-PSA2-BA-700	1	0	0	1	0	0	1	0,90	0,88	0,85
BGAA-Polygl-BA-700	1	0	0	1	0	0	1	0,91	0,90	0,86
BGAA-Amin1-BA- 1400	0	1	1	0	0	0	1	0,85	0,90	0,92
BGAA-Amin2-BA- 1400	0	1	1	0	0	0	1	0,85	0,94	0,93
BGAA-DWW1-BA- 1400	1	0	0	1	0	0	1	0,91	0,88	0,93
BGAA-PSA1-BA- 1400	1	0	0	1	0	0	1	0,92	0,87	0,94
BGAA-DWW2-BA- 1400	1	0	0	1	0	0	1	0,92	0,90	0,95
BGAA-PSA2-BA- 1400	1	0	0	1	0	0	1	0,91	0,88	0,94
BGAA-Polygl-BA- 1400	1	0	0	1	0	0	1	0,92	0,90	0,94
BGAA-Membran1- BA-1400	1	0	0	0	1	0	1	0,90	0,93	0,94
BGAA-DWW1-BA- 2800	1	0	0	1	0	0	1	0,92	0,88	0,99
BGAA-PSA1-BA- 2800	1	0	0	1	0	0	1	0,92	0,87	0,99
BGAA-DWW2-BA- 2800	1	0	0	1	0	0	1	0,92	0,90	1,00
BGAA-PSA2-BA- 2800	1	0	0	1	0	0	1	0,92	0,88	0,99
BGAA-Polygl-BA- 2800	1	0	0	1	0	0	1	0,92	0,90	0,99

Tabelle A 27 Zielwerte der Alternativen, 3. Teil, biochemische Konversion, Stroh

Alternative	Nebenprodukt CO ₂		Produktgasdruck			Art des Substrats		Energieeffizienz		Gestehungs- kosten
	verdünnt	konzen- triert	atmos- phärisch	> 1 bar	> 10 bar	Anbau	Reststoff	spez. Energie- verbrauch	Konver- sionseff- izienz (brutto)	
BGAA-Polygl-S-250	1	0	0	1	0	0	1	0,87	0,16	0,48
BGAA-Membran1-S-250	1	0	0	0	1	0	1	0,89	0,18	0,50
BGAA-Amin1-S-700	0	1	1	0	0	0	1	0,84	0,16	0,61
BGAA-DWW1-S-700	1	0	0	1	0	0	1	0,90	0,15	0,61
BGAA-Membran2-S-700	1	0	0	1	0	0	1	0,94	0,10	0,58
BGAA-PSA1-S-700	1	0	0	1	0	0	1	0,92	0,14	0,60
BGAA-DWW2-S-700	1	0	0	1	0	0	1	0,91	0,16	0,62
BGAA-PSA2-S-700	1	0	0	1	0	0	1	0,90	0,14	0,60
BGAA-Polygl-S-700	1	0	0	1	0	0	1	0,91	0,16	0,61
BGAA-Amin1-S-1400	0	1	1	0	0	0	1	0,85	0,16	0,63
BGAA-Amin2-S-1400	0	1	1	0	0	0	1	0,85	0,18	0,64
BGAA-DWW1-S-1400	1	0	0	1	0	0	1	0,91	0,15	0,65
BGAA-PSA1-S-1400	1	0	0	1	0	0	1	0,92	0,14	0,65
BGAA-DWW2-S-1400	1	0	0	1	0	0	1	0,92	0,16	0,67
BGAA-PSA2-S-1400	1	0	0	1	0	0	1	0,91	0,14	0,65
BGAA-Polygl-S-1400	1	0	0	1	0	0	1	0,92	0,16	0,65
BGAA-Membran1-S-1400	1	0	0	0	1	0	1	0,90	0,18	0,65
BGAA-DWW1-S-2800	1	0	0	1	0	0	1	0,92	0,15	0,68
BGAA-PSA1-S-2800	1	0	0	1	0	0	1	0,93	0,14	0,68
BGAA-DWW2-S-2800	1	0	0	1	0	0	1	0,93	0,16	0,70
BGAA-PSA2-S-2800	1	0	0	1	0	0	1	0,92	0,14	0,68
BGAA-Polygl-S-2800	1	0	0	1	0	0	1	0,92	0,16	0,68

Tabelle A 28 Zielwerte der Alternativen, 4. Teil, thermochemische Konversion

Alternative	Nebenprodukt CO ₂		Produktgasdruck			Art des Substrats		Energieeffizienz		Gestehungs- kosten
	verdünnt	konzentriert	atmosphärisch	> 1 bar	> 10 bar	Anbau	Reststoff	spez. Energieverbrauch	Konversionseffizienz (brutto)	
SNG-1_KUP	0	1	0	0	1	1	0	0,17	0,72	0,57
SNG-1_wrh	0	1	0	0	1	0	1	0,17	0,85	0,68
SNG-1_str	0	1	0	0	1	0	1	0,17	0,82	0,37
SNG-2_KUP	1	0	0	0	1	1	0	0,16	0,82	0,72
SNG-2_wrh	1	0	0	0	1	0	1	0,16	0,96	0,83
SNG-2_str	1	0	0	0	1	0	1	0,16	0,93	0,54
SNG-3_KUP	0	1	0	0	1	1	0	0,51	0,86	0,80
SNG-3_wrh	0	1	0	0	1	0	1	0,51	1,00	0,91
SNG-3_str	0	1	0	0	1	0	1	0,51	0,96	0,63
SNG-4_KUP	0	1	1	0	0	1	0	0,10	0,48	0,34
SNG-4_wrh	0	1	1	0	0	0	1	0,10	0,60	0,48
SNG-4_str	0	1	1	0	0	0	1	0,10	0,57	0,10
SNG-5_KUP	1	0	0	0	1	1	0	0,40	0,75	0,72
SNG-5_wrh	1	0	0	0	1	0	1	0,40	0,88	0,83
SNG-5_str	1	0	0	0	1	0	1	0,40	0,85	0,53
SNG-6_KUP	1	0	0	0	1	1	0	0,62	0,68	0,79
SNG-6_wrh	1	0	0	0	1	0	1	0,62	0,81	0,93
SNG-6_str	1	0	0	0	1	0	1	0,62	0,78	0,63
SNG-8_KUP	0	1	0	0	1	1	0	0,92	0,68	0,62
SNG-8_wrh	0	1	0	0	1	0	1	0,92	0,80	0,74
SNG-8_str	0	1	0	0	1	0	1	0,92	0,77	0,41
SNG-9_KUP	1	0	0	0	1	1	0	0,93	0,66	0,66
SNG-9_wrh	1	0	0	0	1	0	1	0,93	0,79	0,78
SNG-9_str	1	0	0	0	1	0	1	0,93	0,76	0,45
SNG-10_KUP	1	0	0	0	1	1	0	0,92	0,65	0,61
SNG-10_wrh	1	0	0	0	1	0	1	0,92	0,78	0,73
SNG-10_str	1	0	0	0	1	0	1	0,92	0,75	0,40
SNG-11_KUP	1	0	0	0	1	1	0	0,90	0,46	0,53
SNG-11_wrh	1	0	0	0	1	0	1	0,90	0,57	0,66
SNG-11_str	1	0	0	0	1	0	1	0,90	0,55	0,28
SNG-12_KUP	0	1	0	0	1	1	0	0,90	0,60	0,76
SNG-12_wrh	0	1	0	0	1	0	1	0,90	0,73	0,87
SNG-12_str	0	1	0	0	1	0	1	0,90	0,69	0,55

A.10 Nutzwertmatrizen, Standardfall

Tabelle A 29 Nutzwerte der einzelnen Kriterien für die Alternativen, 1. Teil

Alternative	Nebenprodukt CO ₂		Produktgasdruck			Art des Substrats		Energieeffizienz		Gesteigungs-kosten
	ver-dünnt	konzen-triert	atmos-phärisch	> 1 bar	> 10 bar	Anbau	Rest-stoff	spez. Energie-verbrauch	Konver-sionseff-izienz (brutto)	
SNG-3_wrh	0,0 %	5,5 %	0,0 %	0,0 %	4,2 %	0,0 %	6,9 %	5,6 %	29,2 %	34,1 %
BGAA-Membran1-BA-1400	1,5 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	4,2 %	0,0 %	6,9 %	9,9 %	27,2 %	35,0 %
BGAA-Amin2-BA-1400	0,0 %	5,5 %	0,8 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	6,9 %	9,4 %	27,4 %	34,8 %
BGAA-DWW2-BA-2800	1,5 %	0,0 %	0,0 %	2,2 %	0,0 %	0,0 %	6,9 %	10,2 %	26,3 %	37,4 %
BGAA-Polygl-BA-2800	1,5 %	0,0 %	0,0 %	2,2 %	0,0 %	0,0 %	6,9 %	10,1 %	26,3 %	36,9 %
BGAA-Amin1-BA-1400	0,0 %	5,5 %	0,8 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	6,9 %	9,4 %	26,3 %	34,4 %
BGAA-DWW1-BA-2800	1,5 %	0,0 %	0,0 %	2,2 %	0,0 %	0,0 %	6,9 %	10,1 %	25,8 %	36,9 %
BGAA-PSA2-BA-2800	1,5 %	0,0 %	0,0 %	2,2 %	0,0 %	0,0 %	6,9 %	10,1 %	25,7 %	36,8 %
BGAA-PSA1-BA-2800	1,5 %	0,0 %	0,0 %	2,2 %	0,0 %	0,0 %	6,9 %	10,2 %	25,3 %	36,9 %
BGAA-DWW2-BA-1400	1,5 %	0,0 %	0,0 %	2,2 %	0,0 %	0,0 %	6,9 %	10,1 %	26,3 %	35,6 %
BGAA-Polygl-BA-1400	1,5 %	0,0 %	0,0 %	2,2 %	0,0 %	0,0 %	6,9 %	10,1 %	26,3 %	35,1 %
BGAA-DWW1-BA-1400	1,5 %	0,0 %	0,0 %	2,2 %	0,0 %	0,0 %	6,9 %	10,0 %	25,8 %	34,9 %
BGAA-PSA2-BA-1400	1,5 %	0,0 %	0,0 %	2,2 %	0,0 %	0,0 %	6,9 %	10,0 %	25,7 %	35,0 %
BGAA-Amin1-BA-700	0,0 %	5,5 %	0,8 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	6,9 %	9,3 %	26,3 %	32,2 %
BGAA-PSA1-BA-1400	1,5 %	0,0 %	0,0 %	2,2 %	0,0 %	0,0 %	6,9 %	10,1 %	25,3 %	35,0 %
SNG-12_wrh	0,0 %	5,5 %	0,0 %	0,0 %	4,2 %	0,0 %	6,9 %	9,9 %	21,1 %	32,6 %
BGAA-DWW2-BA-700	1,5 %	0,0 %	0,0 %	2,2 %	0,0 %	0,0 %	6,9 %	10,0 %	26,3 %	32,7 %
BGAA-Polygl-BA-700	1,5 %	0,0 %	0,0 %	2,2 %	0,0 %	0,0 %	6,9 %	10,0 %	26,3 %	32,2 %
BGAA-DWW1-BA-700	1,5 %	0,0 %	0,0 %	2,2 %	0,0 %	0,0 %	6,9 %	9,9 %	25,8 %	32,2 %
BGAA-PSA2-BA-700	1,5 %	0,0 %	0,0 %	2,2 %	0,0 %	0,0 %	6,9 %	9,9 %	25,7 %	31,9 %
BGAA-PSA1-BA-700	1,5 %	0,0 %	0,0 %	2,2 %	0,0 %	0,0 %	6,9 %	10,0 %	25,3 %	32,0 %
SNG-8_wrh	0,0 %	5,5 %	0,0 %	0,0 %	4,2 %	0,0 %	6,9 %	10,1 %	23,5 %	27,6 %
SNG-6_wrh	1,5 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	4,2 %	0,0 %	6,9 %	6,8 %	23,6 %	34,6 %
BGAA-Membran1-BA-250	1,5 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	4,2 %	0,0 %	6,9 %	9,8 %	27,2 %	27,4 %
BGAA-Membran2-BA-700	1,5 %	0,0 %	0,0 %	2,2 %	0,0 %	0,0 %	6,9 %	10,3 %	23,5 %	31,4 %
SNG-9_wrh	1,5 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	4,2 %	0,0 %	6,9 %	10,2 %	23,0 %	29,1 %
SNG-3_str	0,0 %	5,5 %	0,0 %	0,0 %	4,2 %	0,0 %	6,9 %	5,6 %	28,1 %	23,7 %
SNG-5_wrh	1,5 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	4,2 %	0,0 %	6,9 %	4,4 %	25,6 %	31,0 %
BGAA-Polygl-BA-250	1,5 %	0,0 %	0,0 %	2,2 %	0,0 %	0,0 %	6,9 %	9,6 %	26,3 %	26,9 %
SNG-2_wrh	1,5 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	4,2 %	0,0 %	6,9 %	1,8 %	28,0 %	30,9 %
SNG-10_wrh	1,5 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	4,2 %	0,0 %	6,9 %	10,2 %	22,7 %	27,3 %
SNG-3_KUP	0,0 %	5,5 %	0,0 %	0,0 %	4,2 %	1,4 %	0,0 %	5,6 %	25,0 %	29,9 %
SNG-1_wrh	0,0 %	5,5 %	0,0 %	0,0 %	4,2 %	0,0 %	6,9 %	1,8 %	24,9 %	25,5 %

Geordnet nach Rang (bezogen auf Gesamtnutzwert).

Tabelle A 30 Nutzwerte der einzelnen Kriterien für die Alternativen, 2. Teil

Alternative	Nebenprodukt CO ₂		Produktgasdruck			Art des Substrats		Energieeffizienz		Gesteigungs-kosten
	ver-dünnt	konzen-triert	atmos-phärisch	> 1 bar	> 10 bar	Anbau	Rest-stoff	spez. Energie-verbrauch	Konver-sionseff-izienz (brutto)	
SNG-12_str	0,0%	5,5%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	9,9%	20,2%	20,5%
BGAA-Membran1-N-1400	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	1,4%	0,0%	10,5%	21,0%	28,3%
SNG-12_KUP	0,0%	5,5%	0,0%	0,0%	4,2%	1,4%	0,0%	9,9%	17,6%	28,2%
BGAA-Amin2-N-1400	0,0%	5,5%	0,8%	0,0%	0,0%	1,4%	0,0%	9,9%	21,1%	28,1%
BGAA-DWW2-N-2800	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,7%	20,2%	29,9%
BGAA-Amin1-N-1400	0,0%	5,5%	0,8%	0,0%	0,0%	1,4%	0,0%	9,9%	20,1%	27,7%
SNG-6_str	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	6,8%	22,6%	23,4%
BGAA-Polygl-N-2800	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,7%	20,2%	29,4%
BGAA-DWW2-N-1400	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,7%	20,2%	28,9%
BGAA-DWW1-N-2800	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,7%	19,7%	29,4%
SNG-8_str	0,0%	5,5%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	10,1%	22,5%	15,4%
BGAA-PSA2-N-2800	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,7%	19,6%	29,3%
BGAA-PSA1-N-2800	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,8%	19,2%	29,4%
SNG-8_KUP	0,0%	5,5%	0,0%	0,0%	4,2%	1,4%	0,0%	10,1%	19,7%	23,3%
BGAA-Amin1-N-700	0,0%	5,5%	0,8%	0,0%	0,0%	1,4%	0,0%	9,9%	20,1%	26,6%
BGAA-Polygl-N-1400	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,7%	20,2%	28,4%
SNG-11_wrh	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	9,9%	16,7%	24,5%
BGAA-DWW1-N-1400	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,6%	19,7%	28,2%
BGAA-PSA2-N-1400	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,6%	19,6%	28,3%
BGAA-PSA1-N-1400	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,7%	19,2%	28,3%
SNG-6_KUP	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	1,4%	0,0%	6,8%	19,8%	29,4%
BGAA-DWW2-N-700	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,6%	20,2%	27,1%
BGAA-Polygl-N-700	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,6%	20,2%	26,6%
BGAA-Membran1-N-250	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	1,4%	0,0%	10,4%	21,0%	24,0%
BGAA-DWW1-N-700	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,6%	19,7%	26,5%
SNG-9_str	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	10,2%	22,1%	16,9%
SNG-2_str	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	1,8%	27,0%	20,3%
SNG-5_str	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	4,4%	24,6%	19,9%
SNG-9_KUP	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	1,4%	0,0%	10,2%	19,3%	24,8%
BGAA-PSA2-N-700	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,5%	19,6%	26,2%
BGAA-PSA1-N-700	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,7%	19,2%	26,4%
SNG-5_KUP	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	1,4%	0,0%	4,4%	21,7%	27,0%
SNG-2_KUP	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	1,4%	0,0%	1,8%	24,0%	26,9%

Geordnet nach Rang (bezogen auf Gesamtnutzwert).

Tabelle A 31 Nutzwerte der einzelnen Kriterien für die Alternativen, 3. Teil

Alternative	Nebenprodukt CO ₂		Produktgasdruck			Art des Substrats		Energieeffizienz		Gestehtungs-kosten
	ver-dünnt	konzen-triert	atmos-phärisch	> 1 bar	> 10 bar	Anbau	Rest-stoff	spez. Energie-verbrauch	Konver-sionseff-izienz (brutto)	
BGAA-Membran2-N-700	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	11,0%	17,6%	25,8%
SNG-10_str	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	10,2%	21,7%	14,8%
SNG-10_KUP	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	1,4%	0,0%	10,2%	19,0%	22,9%
BGAA-Polygl-N-250	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,2%	20,2%	23,4%
SNG-1_str	0,0%	5,5%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	1,8%	23,9%	13,9%
SNG-1_KUP	0,0%	5,5%	0,0%	0,0%	4,2%	1,4%	0,0%	1,8%	21,1%	21,4%
BGAA-Membran1-S-1400	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	10,0%	5,1%	24,4%
BGAA-Amin2-S-1400	0,0%	5,5%	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	6,9%	9,3%	5,2%	24,1%
BGAA-DWW2-S-2800	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,2%	4,6%	26,0%
BGAA-Polygl-S-2800	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,2%	4,6%	25,5%
BGAA-Amin1-S-1400	0,0%	5,5%	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	6,9%	9,3%	4,5%	23,7%
BGAA-DWW1-S-2800	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,1%	4,3%	25,5%
BGAA-PSA2-S-2800	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,1%	4,2%	25,4%
BGAA-PSA1-S-2800	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,2%	4,0%	25,5%
BGAA-DWW2-S-1400	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,1%	4,6%	24,9%
SNG-11_KUP	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	1,4%	0,0%	9,9%	13,5%	19,6%
BGAA-Amin1-S-700	0,0%	5,5%	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	6,9%	9,3%	4,5%	22,8%
BGAA-Polygl-S-1400	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,1%	4,6%	24,4%
SNG-4_wrh	0,0%	5,5%	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	6,9%	1,1%	17,4%	17,8%
BGAA-PSA2-S-1400	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,0%	4,2%	24,3%
BGAA-DWW1-S-1400	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,0%	4,3%	24,2%
BGAA-PSA1-S-1400	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,1%	4,0%	24,3%
SNG-11_str	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	9,9%	15,9%	10,5%
BGAA-DWW2-S-700	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,0%	4,6%	23,3%
BGAA-Polygl-S-700	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,0%	4,6%	22,7%
BGAA-DWW1-S-700	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	9,9%	4,3%	22,7%
BGAA-PSA1-S-700	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,1%	4,0%	22,6%
BGAA-PSA2-S-700	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	9,9%	4,2%	22,4%
BGAA-Membran1-S-250	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	9,7%	5,1%	18,6%
BGAA-Membran2-S-700	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,4%	2,9%	21,9%
BGAA-Polygl-S-250	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	9,6%	4,6%	18,1%
SNG-4_KUP	0,0%	5,5%	0,8%	0,0%	0,0%	1,4%	0,0%	1,1%	14,1%	12,8%
SNG-4_str	0,0%	5,5%	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	6,9%	1,1%	16,6%	3,7%

Geordnet nach Rang (bezogen auf Gesamtnutzwert).

Tabelle A 32 Nutzwerte der Alternativen, Gesamtdurchschnitt sowie nach Priorisierung pro Branche, 1. Teil

Alternative	Nutzwert – Gesamtdurch- schnitt	Nutzwert – biochemische Konversion	Nutzwert – thermochemische Konversion	Nutzwert – Gasversorger
SNG-3_wrh	85,5%	83,0% ↓	86,6% ↔	84,9% ↓
BGAA-Membran1-BA-1400	84,8%	83,9% ↔	85,1% ↔	84,6% ↓
BGAA-Amin2-BA-1400	84,7%	83,7% ↔	85,0% ↔	85,0% ↓
BGAA-DWW2-BA-2800	84,4%	84,0% ↑	84,4% ↔	87,9% ↑
BGAA-Polygl-BA-2800	83,9%	83,6% ↑	83,9% ↔	87,3% ↑
BGAA-Amin1-BA-1400	83,3%	82,4% ↓	83,6% ↔	83,7% ↓
BGAA-DWW1-BA-2800	83,3%	83,0% ↑	83,3% ↔	86,8% ↑
BGAA-PSA2-BA-2800	83,1%	82,8% ↑	83,1% ↔	86,7% ↑
BGAA-PSA1-BA-2800	82,9%	82,6% ↑	82,8% ↔	86,5% ↑
BGAA-DWW2-BA-1400	82,5%	82,3% ↔	82,5% ↔	85,7% ↑
BGAA-Polygl-BA-1400	82,0%	81,8% ↔	82,0% ↔	85,1% ↑
BGAA-DWW1-BA-1400	81,2%	81,1% ↔	81,2% ↓	84,4% ↑
BGAA-PSA2-BA-1400	81,2%	81,0% ↔	81,1% ↓	84,4% ↑
BGAA-Amin1-BA-700	81,0%	80,2% ↓	81,2% ↑	81,0% ↓
BGAA-PSA1-BA-1400	80,9%	80,8% ↑	80,8% ↔	84,2% ↑
SNG-12_wrh	80,3%	79,7% ↔	80,5% ↔	79,0% ↓
BGAA-DWW2-BA-700	79,6%	79,5% ↔	79,5% ↔	82,2% ↑
BGAA-Polygl-BA-700	79,1%	79,0% ↔	78,9% ↔	81,6% ↑
BGAA-DWW1-BA-700	78,4%	78,4% ↔	78,3% ↔	81,1% ↑
BGAA-PSA2-BA-700	78,0%	78,0% ↔	77,8% ↓	80,6% ↑
BGAA-PSA1-BA-700	77,9%	78,0% ↔	77,7% ↓	80,6% ↑
SNG-8_wrh	77,8%	77,4% ↔	77,9% ↑	74,9% ↓
SNG-6_wrh	77,5%	76,2% ↓	78,1% ↑	79,4% ↑
BGAA-Membran1-BA-250	77,0%	76,6% ↑	77,0% ↔	75,3% ↓
BGAA-Membran2-BA-700	75,7%	76,1% ↔	75,4% ↔	78,5% ↑
SNG-9_wrh	74,9%	74,9% ↔	74,9% ↔	74,2% ↓
SNG-3_str	74,0%	72,4% ↓	74,8% ↔	71,6% ↓
SNG-5_wrh	73,7%	71,9% ↓	74,6% ↓	75,6% ↑
BGAA-Polygl-BA-250	73,4%	73,7% ↑	73,1% ↓	75,0% ↑
SNG-2_wrh	73,3%	70,6% ↓	74,7% ↑	75,9% ↑
SNG-10_wrh	72,7%	72,9% ↑	72,6% ↓	71,7% ↑
SNG-3_KUP	71,7%	69,1% ↔	72,6% ↑	67,6% ↓
SNG-1_wrh	68,9%	66,5% ↓	70,2% ↔	69,1% ↑

↓ Im Rang gefallen gegenüber dem Nutzwert aus dem Gesamtdurchschnitt.

↔ Im Rang unverändert gegenüber dem Nutzwert aus dem Gesamtdurchschnitt.

↑ Im Rang gestiegen gegenüber dem Nutzwert aus dem Gesamtdurchschnitt.

Tabelle A 33 Nutzwerte der Alternativen, Gesamtdurchschnitt sowie nach Priorisierung pro Branche, 2. Teil

Alternative	Nutzwert – Gesamtdurch- schnitt	Nutzwert – biochemische Konversion	Nutzwert – thermochemische Konversion	Nutzwert - Gasversorger
SNG-12_str	67,3%	67,7% ↑	67,1% ↔	63,7% ↓
BGAA-Membran1-N-1400	66,9%	66,5% ↑	66,8% ↓	62,9% ↓
SNG-12_KUP	66,9%	66,2% ↔	66,9% ↑	61,9% ↓
BGAA-Amin2-N-1400	66,8%	66,1% ↔	66,7% ↔	63,2% ↓
BGAA-DWW2-N-2800	65,8%	66,0% ↔	65,4% ↓	65,3% ↑
BGAA-Amin1-N-1400	65,5%	65,0% ↓	65,3% ↓	62,0% ↓
SNG-6_str	65,4%	65,0% ↓	65,7% ↑	65,2% ↑
BGAA-Polygl-N-2800	65,3%	65,5% ↑	64,9% ↔	64,7% ↑
BGAA-DWW2-N-1400	64,8%	65,0% ↑	64,4% ↓	64,1% ↑
BGAA-DWW1-N-2800	64,8%	65,0% ↓	64,3% ↓	64,3% ↑
SNG-8_str	64,7%	65,3% ↑	64,4% ↑	59,5% ↓
BGAA-PSA2-N-2800	64,6%	64,8% ↔	64,2% ↓	64,1% ↑
BGAA-PSA1-N-2800	64,5%	64,7% ↔	64,0% ↓	64,0% ↑
SNG-8_KUP	64,3%	63,8% ↓	64,2% ↑	57,9% ↓
BGAA-Amin1-N-700	64,3%	63,9% ↓	64,2% ↑	60,7% ↓
BGAA-Polygl-N-1400	64,3%	64,5% ↑	63,8% ↔	63,5% ↑
SNG-11_wrh	63,7%	64,5% ↑	63,3% ↓	63,4% ↑
BGAA-DWW1-N-1400	63,6%	63,8% ↑	63,1% ↓	62,9% ↑
BGAA-PSA2-N-1400	63,6%	63,8% ↑	63,1% ↓	62,9% ↑
BGAA-PSA1-N-1400	63,3%	63,6% ↔	62,8% ↓	62,7% ↑
SNG-6_KUP	63,1%	61,7% ↓	63,5% ↑	61,2% ↓
BGAA-DWW2-N-700	63,0%	63,3% ↑	62,5% ↓	62,0% ↑
BGAA-Polygl-N-700	62,4%	62,8% ↑	61,9% ↓	61,3% ↑
BGAA-Membran1-N-250	62,4%	62,3% ↔	62,1% ↓	57,6% ↓
BGAA-DWW1-N-700	61,8%	62,2% ↔	61,3% ↓	60,8% ↑
SNG-9_str	61,7%	62,8% ↑	61,3% ↓	58,8% ↓
SNG-2_str	61,7%	59,9% ↑	62,7% ↑	62,3% ↑
SNG-5_str	61,6%	60,7% ↓	62,2% ↑	61,4% ↑
SNG-9_KUP	61,5%	61,3% ↔	61,2% ↔	57,2% ↓
BGAA-PSA2-N-700	61,4%	61,8% ↑	60,9% ↓	60,4% ↑
BGAA-PSA1-N-700	61,4%	61,8% ↑	60,8% ↓	60,4% ↑
SNG-5_KUP	60,3%	58,4% ↓	61,1% ↑	58,7% ↑
SNG-2_KUP	59,8%	57,0% ↓	61,0% ↑	59,0% ↑

↓ Im Rang gefallen gegenüber dem Nutzwert aus dem Gesamtdurchschnitt.

↔ Im Rang unverändert gegenüber dem Nutzwert aus dem Gesamtdurchschnitt.

↑ Im Rang gestiegen gegenüber dem Nutzwert aus dem Gesamtdurchschnitt.

Tabelle A 34 Nutzwerte der Alternativen, Gesamtdurchschnitt sowie nach Priorisierung pro Branche, 3. Teil

Alternative	Nutzwert – Gesamtdurchschnitt	Nutzwert – biochemische Konversion	Nutzwert – thermochemische Konversion	Nutzwert – Gasversorger
BGAA-Membran2-N-700	59,4%	60,2% ↑	58,8% ↓	58,5% ↑
SNG-10_str	59,3%	60,5% ↑	58,8% ↓	56,0% ↓
SNG-10_KUP	59,2%	59,3% ↑	58,9% ↑	54,7% ↓
BGAA-Polygl-N-250	58,9%	59,4% ↑	58,3% ↔	57,3% ↑
SNG-1_str	56,3%	54,9% ↔	57,3% ↔	54,4% ↓
SNG-1_KUP	55,5%	52,9% ↓	56,6% ↔	52,2% ↓
BGAA-Membran1-S-1400	52,0%	53,8% ↑	51,3% ↔	53,8% ↓
BGAA-Amin2-S-1400	51,8%	53,4% ↔	51,1% ↔	54,1% ↓
BGAA-DWW2-S-2800	51,3%	53,7% ↑	50,3% ↔	56,6% ↑
BGAA-Polygl-S-2800	50,8%	53,2% ↑	49,8% ↓	56,0% ↑
BGAA-Amin1-S-1400	50,8%	52,5% ↓	50,1% ↔	53,1% ↓
BGAA-DWW1-S-2800	50,4%	52,8% ↑	49,4% ↓	55,7% ↑
BGAA-PSA2-S-2800	50,3%	52,7% ↑	49,3% ↓	55,6% ↑
BGAA-PSA1-S-2800	50,2%	52,7% ↑	49,2% ↓	55,5% ↑
BGAA-DWW2-S-1400	50,2%	52,6% ↑	49,1% ↓	55,3% ↑
SNG-11_KUP	50,2%	50,8% ↓	49,6% ↑	46,1% ↓
BGAA-Amin1-S-700	49,8%	51,6% ↔	49,1% ↓	52,0% ↓
BGAA-Polygl-S-1400	49,6%	52,1% ↑	48,6% ↓	54,6% ↑
SNG-4_wrh	49,5%	48,5% ↓	50,2% ↑	52,0% ↓
BGAA-PSA2-S-1400	49,1%	51,6% ↑	48,0% ↔	54,2% ↑
BGAA-DWW1-S-1400	49,1%	51,5% ↑	48,0% ↓	54,1% ↑
BGAA-PSA1-S-1400	49,0%	51,5% ↑	47,9% ↓	54,0% ↑
SNG-11_str	48,9%	50,9% ↑	48,1% ↑	46,0% ↓
BGAA-DWW2-S-700	48,4%	51,0% ↑	47,4% ↔	53,2% ↑
BGAA-Polygl-S-700	47,9%	50,4% ↑	46,8% ↔	52,6% ↑
BGAA-DWW1-S-700	47,4%	50,0% ↑	46,4% ↔	52,2% ↑
BGAA-PSA1-S-700	47,1%	49,8% ↑	46,0% ↔	51,9% ↑
BGAA-PSA2-S-700	47,0%	49,6% ↑	45,9% ↔	51,8% ↑
BGAA-Membran1-S-250	46,0%	48,2% ↓	45,2% ↔	46,8% ↑
BGAA-Membran2-S-700	45,7%	48,6% ↑	44,5% ↔	50,4% ↑
BGAA-Polygl-S-250	42,8%	45,6% ↔	41,6% ↔	46,7% ↑
SNG-4_KUP	35,8%	34,7% ↓	36,3% ↔	34,5% ↔
SNG-4_str	34,6%	34,8% ↑	34,9% ↔	34,5% ↔

↓ Im Rang gefallen gegenüber dem Nutzwert aus dem Gesamtdurchschnitt.

↔ Im Rang unverändert gegenüber dem Nutzwert aus dem Gesamtdurchschnitt.

↑ Im Rang gestiegen gegenüber dem Nutzwert aus dem Gesamtdurchschnitt.

A.11 Nutzwertmatrizen, Bezugsjahr 2030

Tabelle A 35 Nutzwerte der einzelnen Kriterien für die Alternativen im Jahr 2030, 1. Teil

Alternative	Nebenprodukt CO ₂		Produktgasdruck			Art des Substrats		Energieeffizienz		Gesteignungskosten	Nutzwert
	verdünnt	konzentriert	atmosphärisch	> 1 bar	> 10 bar	Anbau	Reststoff	spez. Energieverbrauch	Konversionseffizienz (brutto)		
SNG-3_wrh	0,0%	5,5%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	5,6%	29,2%	36,7%	88,1%
SNG-8_wrh	0,0%	5,5%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	10,1%	23,5%	35,2%	85,4%
BGAA-DWW2-BA-2800	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,2%	26,3%	36,7%	83,8%
SNG-12_wrh	0,0%	5,5%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	9,9%	21,1%	35,8%	83,5%
SNG-9_wrh	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	10,2%	23,0%	37,4%	83,2%
BGAA-Membran1-BA-1400	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	9,9%	27,2%	33,4%	83,1%
BGAA-Polygl-BA-2800	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,1%	26,3%	36,1%	83,1%
BGAA-Amin2-BA-1400	0,0%	5,5%	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	6,9%	9,4%	27,4%	33,0%	82,9%
BGAA-DWW1-BA-2800	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,1%	25,8%	36,1%	82,5%
BGAA-PSA2-BA-2800	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,1%	25,7%	36,0%	82,3%
BGAA-PSA1-BA-2800	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,2%	25,3%	36,1%	82,1%
SNG-10_wrh	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	10,2%	22,7%	36,4%	81,8%
BGAA-Amin1-BA-1400	0,0%	5,5%	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	6,9%	9,4%	26,3%	32,5%	81,3%
BGAA-DWW2-BA-1400	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,1%	26,3%	34,1%	81,1%
BGAA-Polygl-BA-1400	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,1%	26,3%	33,4%	80,4%
BGAA-DWW1-BA-1400	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,0%	25,8%	33,3%	79,6%
BGAA-PSA2-BA-1400	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,0%	25,7%	33,3%	79,5%
SNG-6_wrh	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	6,8%	23,6%	36,6%	79,5%
BGAA-PSA1-BA-1400	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,1%	25,3%	33,3%	79,3%
BGAA-Amin1-BA-700	0,0%	5,5%	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	6,9%	9,3%	26,3%	29,2%	78,0%
SNG-5_wrh	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	4,4%	25,6%	34,4%	77,0%
BGAA-DWW2-BA-700	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,0%	26,3%	30,0%	76,8%
BGAA-Polygl-BA-700	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,0%	26,3%	29,3%	76,1%
BGAA-DWW1-BA-700	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	9,9%	25,8%	29,3%	75,5%
SNG-2_wrh	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	1,8%	28,0%	32,7%	75,1%
BGAA-PSA2-BA-700	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	9,9%	25,7%	28,8%	74,9%
BGAA-PSA1-BA-700	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,0%	25,3%	29,0%	74,9%
BGAA-Membran2-BA-700	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,3%	23,5%	28,1%	72,4%
SNG-1_wrh	0,0%	5,5%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	1,8%	24,9%	28,7%	72,0%
SNG-3_KUP	0,0%	5,5%	0,0%	0,0%	4,2%	1,4%	0,0%	5,6%	25,0%	30,2%	72,0%
BGAA-Membran1-BA-250	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	9,8%	27,2%	22,1%	71,7%
SNG-3_str	0,0%	5,5%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	5,6%	28,1%	21,2%	71,5%
SNG-11_wrh	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	9,9%	16,7%	30,7%	69,9%

Geordnet nach Rang (bezogen auf Gesamtnutzwert).

Tabelle A 36 Nutzwerte der einzelnen Kriterien für die Alternativen im Jahr 2030, 2. Teil

Alternative	Nebenprodukt CO ₂		Produktgasdruck			Art des Substrats		Energieeffizienz		Gestehungs-kosten	Nutzwert
	ver-dünnt	konzen-triert	atmos-phärisch	> 1 bar	> 10 bar	Anbau	Rest-stoff	spez. Energie-verbrauch	Konver-sionseff-izienz (brutto)		
SNG-8_KUP	0,0%	5,5%	0,0%	0,0%	4,2%	1,4%	0,0%	10,1%	19,7%	28,7%	69,7%
BGAA-Polygl-BA-250	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	9,6%	26,3%	21,5%	67,9%
SNG-12_KUP	0,0%	5,5%	0,0%	0,0%	4,2%	1,4%	0,0%	9,9%	17,6%	29,1%	67,8%
SNG-9_KUP	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	1,4%	0,0%	10,2%	19,3%	30,8%	67,4%
SNG-8_str	0,0%	5,5%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	10,1%	22,5%	17,7%	67,0%
SNG-10_KUP	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	1,4%	0,0%	10,2%	19,0%	29,7%	66,0%
SNG-12_str	0,0%	5,5%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	9,9%	20,2%	17,9%	64,7%
SNG-9_str	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	10,2%	22,1%	19,8%	64,6%
SNG-10_str	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	10,2%	21,7%	18,5%	63,0%
SNG-6_KUP	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	1,4%	0,0%	6,8%	19,8%	28,7%	62,4%
SNG-6_str	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	6,8%	22,6%	20,0%	61,9%
SNG-5_KUP	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	1,4%	0,0%	4,4%	21,7%	28,3%	61,6%
BGAA-Membran1-N-1400	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	1,4%	0,0%	10,5%	21,0%	22,7%	61,3%
BGAA-Amin2-N-1400	0,0%	5,5%	0,8%	0,0%	0,0%	1,4%	0,0%	9,9%	21,1%	22,3%	61,0%
BGAA-DWW2-N-2800	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,7%	20,2%	25,0%	60,9%
BGAA-Polygl-N-2800	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,7%	20,2%	24,3%	60,2%
BGAA-DWW1-N-2800	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,7%	19,7%	24,3%	59,7%
SNG-5_str	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	4,4%	24,6%	18,0%	59,7%
BGAA-Amin1-N-1400	0,0%	5,5%	0,8%	0,0%	0,0%	1,4%	0,0%	9,9%	20,1%	21,8%	59,5%
SNG-2_KUP	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	1,4%	0,0%	1,8%	24,0%	26,6%	59,5%
BGAA-PSA2-N-2800	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,7%	19,6%	24,1%	59,5%
BGAA-DWW2-N-1400	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,7%	20,2%	23,5%	59,5%
BGAA-PSA1-N-2800	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,8%	19,2%	24,3%	59,3%
BGAA-Polygl-N-1400	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,7%	20,2%	22,8%	58,7%
SNG-2_str	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	1,8%	27,0%	17,0%	58,4%
BGAA-DWW1-N-1400	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,6%	19,7%	22,6%	58,0%
BGAA-PSA2-N-1400	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,6%	19,6%	22,7%	57,9%
BGAA-Amin1-N-700	0,0%	5,5%	0,8%	0,0%	0,0%	1,4%	0,0%	9,9%	20,1%	20,2%	57,9%
BGAA-PSA1-N-1400	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,7%	19,2%	22,7%	57,7%
BGAA-DWW2-N-700	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,6%	20,2%	21,0%	56,8%
SNG-1_KUP	0,0%	5,5%	0,0%	0,0%	4,2%	1,4%	0,0%	1,8%	21,1%	22,4%	56,5%
BGAA-Polygl-N-700	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,6%	20,2%	20,2%	56,1%
BGAA-DWW1-N-700	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,6%	19,7%	20,2%	55,5%

Geordnet nach Rang (bezogen auf Gesamtnutzwert).

Tabelle A 37 Nutzwerte der einzelnen Kriterien für die Alternativen im Jahr 2030, 3. Teil

Alternative	Nebenprodukt CO ₂		Produktgasdruck			Art des Substrats		Energieeffizienz		Gestehungs-kosten	Nutzwert
	ver-dünnt	konzen-triert	atmos-phärisch	> 1 bar	> 10 bar	Anbau	Rest-stoff	spez. Energie-verbrauch	Konver-sionseff-izienz (brutto)		
SNG-4_wrh	0,0%	5,5%	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	6,9%	1,1%	17,4%	23,8%	55,5%
BGAA-PSA1-N-700	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,7%	19,2%	20,0%	54,9%
BGAA-PSA2-N-700	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,5%	19,6%	19,7%	54,9%
BGAA-Membran1-N-250	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	1,4%	0,0%	10,4%	21,0%	16,3%	54,7%
SNG-1_str	0,0%	5,5%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	1,8%	23,9%	11,8%	54,2%
SNG-11_KUP	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	1,4%	0,0%	9,9%	13,5%	23,3%	53,8%
BGAA-Membran2-N-700	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	11,0%	17,6%	19,0%	52,6%
BGAA-Polygl-N-250	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	1,4%	0,0%	10,2%	20,2%	15,6%	51,0%
SNG-11_str	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	9,9%	15,9%	10,5%	49,0%
BGAA-DWW2-S-2800	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,2%	4,6%	19,3%	44,6%
BGAA-Membran1-S-1400	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	10,0%	5,1%	16,9%	44,6%
BGAA-Amin2-S-1400	0,0%	5,5%	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	6,9%	9,3%	5,2%	16,5%	44,2%
BGAA-Polygl-S-2800	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,2%	4,6%	18,6%	43,9%
BGAA-DWW1-S-2800	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,1%	4,3%	18,6%	43,5%
BGAA-PSA2-S-2800	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,1%	4,2%	18,5%	43,3%
BGAA-PSA1-S-2800	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,2%	4,0%	18,6%	43,3%
BGAA-Amin1-S-1400	0,0%	5,5%	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	6,9%	9,3%	4,5%	15,9%	43,0%
BGAA-DWW2-S-1400	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,1%	4,6%	17,7%	43,0%
BGAA-Polygl-S-1400	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,1%	4,6%	17,0%	42,2%
BGAA-PSA2-S-1400	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,0%	4,2%	16,9%	41,6%
BGAA-DWW1-S-1400	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,0%	4,3%	16,8%	41,6%
BGAA-Amin1-S-700	0,0%	5,5%	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	6,9%	9,3%	4,5%	14,5%	41,6%
BGAA-PSA1-S-1400	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,1%	4,0%	16,9%	41,5%
BGAA-DWW2-S-700	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,0%	4,6%	15,4%	40,5%
BGAA-Polygl-S-700	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,0%	4,6%	14,6%	39,7%
BGAA-DWW1-S-700	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	9,9%	4,3%	14,6%	39,3%
SNG-4_KUP	0,0%	5,5%	0,8%	0,0%	0,0%	1,4%	0,0%	1,1%	14,1%	16,2%	39,1%
BGAA-PSA1-S-700	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,1%	4,0%	14,4%	38,9%
BGAA-PSA2-S-700	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	9,9%	4,2%	14,1%	38,7%
BGAA-Membran2-S-700	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	10,4%	2,9%	13,3%	37,1%
BGAA-Membran1-S-250	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	0,0%	6,9%	9,7%	5,1%	8,4%	35,9%
SNG-4_str	0,0%	5,5%	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	6,9%	1,1%	16,6%	3,7%	34,6%
BGAA-Polygl-S-250	1,5%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	6,9%	9,6%	4,6%	7,7%	32,4%

Geordnet nach Rang (bezogen auf Gesamtnutzwert).

A.12 Gegenüberstellung monokriterielle und multikriterielle Bewertung

Tabelle A 38 Gegenüberstellung der Rangfolgen (monokriteriell und multikriteriell) der biochemischen Konversion (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland), Teil 1

Rang	monokriterielle Bewertung		multikriterielle Bewertung	
	Alternative	Gestehungs-kosten	Alternative	Gestehungs-kosten
1	BGAA-DWW2-BA-2800	5,75 €ct/kWh	BGAA-Membran1-BA-1400	6,61 €ct/kWh
2	BGAA-PSA1-BA-2800	5,91 €ct /kWh	BGAA-Amin2-BA-1400	6,70 €ct/kWh
3	BGAA-Polygl-BA-2800	5,91 €ct/kWh	BGAA-DWW2-BA-2800	5,75 €ct/kWh
4	BGAA-DWW1-BA-2800	5,92 €ct/kWh	BGAA-Polygl-BA-2800	5,91 €ct/kWh
5	BGAA-PSA2-BA-2800	5,95 €ct/kWh	BGAA-Amin1-BA-1400	6,83 €ct/kWh
6	BGAA-DWW2-BA-1400	6,41 €ct/kWh	BGAA-DWW1-BA-2800	5,92 €ct/kWh
7	BGAA-Polygl-BA-1400	6,59 €ct/kWh	BGAA-PSA2-BA-2800	5,95 €ct/kWh
8	BGAA-Membran1-BA-1400	6,61 €ct/kWh	BGAA-PSA1-BA-2800	5,91 €ct/kWh
9	BGAA-PSA1-BA-1400	6,62 €ct/kWh	BGAA-DWW2-BA-1400	6,41 €ct/kWh
10	BGAA-PSA2-BA-1400	6,62 €ct/kWh	BGAA-Polygl-BA-1400	6,59 €ct/kWh
11	BGAA-DWW1-BA-1400	6,65 €ct/kWh	BGAA-DWW1-BA-1400	6,65 €ct/kWh
12	BGAA-Amin2-BA-1400	6,70 €ct/kWh	BGAA-PSA2-BA-1400	6,62 €ct/kWh
13	BGAA-Amin1-BA-1400	6,83 €ct/kWh	BGAA-Amin1-BA-700	7,65 €ct/kWh
14	BGAA-DWW2-BA-700	7,47 €ct/kWh	BGAA-PSA1-BA-1400	6,62 €ct/kWh
15	BGAA-Amin1-BA-700	7,65 €ct/kWh	BGAA-DWW2-BA-700	7,47 €ct/kWh
16	BGAA-Polygl-BA-700	7,66 €ct/kWh	BGAA-Polygl-BA-700	7,66 €ct/kWh
17	BGAA-DWW1-BA-700	7,68 €ct/kWh	BGAA-DWW1-BA-700	7,68 €ct/kWh
18	BGAA-PSA1-BA-700	7,72 €ct/kWh	BGAA-PSA2-BA-700	7,79 €ct/kWh
19	BGAA-PSA2-BA-700	7,79 €ct/kWh	BGAA-PSA1-BA-700	7,72 €ct/kWh
20	BGAA-Membran2-BA-700	7,95 €ct/kWh	BGAA-Membran1-BA-250	9,46 €ct/kWh
21	BGAA-DWW2-N-2800	8,53 €ct/kWh	BGAA-Membran2-BA-700	7,95 €ct/kWh
22	BGAA-PSA1-N-2800	8,71 €ct/kWh	BGAA-Polygl-BA-250	9,64 €ct/kWh
23	BGAA-Polygl-N-2800	8,71 €ct/kWh	BGAA-Membran1-N-1400	9,10 €ct/kWh
24	BGAA-DWW1-N-2800	8,72 €ct/kWh	BGAA-Amin2-N-1400	9,20 €ct/kWh
25	BGAA-PSA2-N-2800	8,74 €ct/kWh	BGAA-DWW2-N-2800	8,53 €ct/kWh
26	BGAA-DWW2-N-1400	8,89 €ct/kWh	BGAA-Amin1-N-1400	9,34 €ct/kWh
27	BGAA-Polygl-N-1400	9,09 €ct/kWh	BGAA-Polygl-N-2800	8,71 €ct/kWh
28	BGAA-Membran1-N-1400	9,10 €ct/kWh	BGAA-DWW2-N-1400	8,89 €ct/kWh
29	BGAA-PSA1-N-1400	9,11 €ct/kWh	BGAA-DWW1-N-2800	8,72 €ct/kWh
30	BGAA-PSA2-N-1400	9,12 €ct/kWh	BGAA-PSA2-N-2800	8,74 €ct/kWh
31	BGAA-DWW1-N-1400	9,15 €ct/kWh	BGAA-PSA1-N-2800	8,71 €ct/kWh
32	BGAA-Amin2-N-1400	9,20 €ct/kWh	BGAA-Amin1-N-700	9,74 €ct/kWh
33	BGAA-Amin1-N-1400	9,34 €ct/kWh	BGAA-Polygl-N-1400	9,09 €ct/kWh

Tabelle A 39 Gegenüberstellung der Rangfolgen (monokriteriell und multikriteriell) der biochemischen Konversion (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland), Teil 2

Rang	monokriterielle Bewertung		multikriterielle Bewertung	
	Alternative	Gestehungs-kosten	Alternative	Gestehungs-kosten
34	BGAA-Membran1-BA-250	9,46 €ct/kWh	BGAA-DWW1-N-1400	9,15 €ct/kWh
35	BGAA-DWW2-N-700	9,55 €ct/kWh	BGAA-PSA2-N-1400	9,12 €ct/kWh
36	BGAA-Polygl-BA-250	9,64 €ct/kWh	BGAA-PSA1-N-1400	9,11 €ct/kWh
37	BGAA-Amin1-N-700	9,74 €ct/kWh	BGAA-DWW2-N-700	9,55 €ct/kWh
38	BGAA-Polygl-N-700	9,75 €ct/kWh	BGAA-Polygl-N-700	9,75 €ct/kWh
39	BGAA-DWW1-N-700	9,77 €ct/kWh	BGAA-Membran1-N-250	10,73 €ct/kWh
40	BGAA-PSA1-N-700	9,82 €ct/kWh	BGAA-DWW1-N-700	9,77 €ct/kWh
41	BGAA-PSA2-N-700	9,89 €ct/kWh	BGAA-PSA2-N-700	9,89 €ct/kWh
42	BGAA-DWW2-S-2800	9,96 €ct/kWh	BGAA-PSA1-N-700	9,82 €ct/kWh
43	BGAA-Membran2-N-700	10,06 €ct/kWh	BGAA-Membran2-N-700	10,06 €ct/kWh
44	BGAA-PSA1-S-2800	10,14 €ct/kWh	BGAA-Polygl-N-250	10,92 €ct/kWh
45	BGAA-Polygl-S-2800	10,14 €ct/kWh	BGAA-Membran1-S-1400	10,58 €ct/kWh
46	BGAA-DWW1-S-2800	10,15 €ct/kWh	BGAA-Amin2-S-1400	10,69 €ct/kWh
47	BGAA-PSA2-S-2800	10,18 €ct/kWh	BGAA-DWW2-S-2800	9,96 €ct/kWh
48	BGAA-DWW2-S-1400	10,37 €ct/kWh	BGAA-Polygl-S-2800	10,14 €ct/kWh
49	BGAA-Polygl-S-1400	10,56 €ct/kWh	BGAA-Amin1-S-1400	10,82 €ct/kWh
50	BGAA-Membran1-S-1400	10,58 €ct/kWh	BGAA-DWW1-S-2800	10,15 €ct/kWh
51	BGAA-PSA1-S-1400	10,59 €ct/kWh	BGAA-PSA2-S-2800	10,18 €ct/kWh
52	BGAA-PSA2-S-1400	10,59 €ct/kWh	BGAA-PSA1-S-2800	10,14 €ct/kWh
53	BGAA-DWW1-S-1400	10,63 €ct/kWh	BGAA-DWW2-S-1400	10,37 €ct/kWh
54	BGAA-Amin2-S-1400	10,69 €ct/kWh	BGAA-Amin1-S-700	11,17 €ct/kWh
55	BGAA-Membran1-N-250	10,73 €ct/kWh	BGAA-Polygl-S-1400	10,56 €ct/kWh
56	BGAA-Amin1-S-1400	10,82 €ct/kWh	BGAA-PSA2-S-1400	10,59 €ct/kWh
57	BGAA-Polygl-N-250	10,92 €ct/kWh	BGAA-DWW1-S-1400	10,63 €ct/kWh
58	BGAA-DWW2-S-700	10,98 €ct/kWh	BGAA-PSA1-S-1400	10,59 €ct/kWh
59	BGAA-Amin1-S-700	11,17 €ct/kWh	BGAA-DWW2-S-700	10,98 €ct/kWh
60	BGAA-Polygl-S-700	11,18 €ct/kWh	BGAA-Polygl-S-700	11,18 €ct/kWh
61	BGAA-DWW1-S-700	11,20 €ct/kWh	BGAA-DWW1-S-700	11,20 €ct/kWh
62	BGAA-PSA1-S-700	11,25 €ct/kWh	BGAA-PSA1-S-700	11,25 €ct/kWh
63	BGAA-PSA2-S-700	11,32 €ct/kWh	BGAA-PSA2-S-700	11,32 €ct/kWh
64	BGAA-Membran2-S-700	11,50 €ct/kWh	BGAA-Membran1-S-250	12,73 €ct/kWh
65	BGAA-Membran1-S-250	12,73 €ct/kWh	BGAA-Membran2-S-700	11,50 €ct/kWh
66	BGAA-Polygl-S-250	12,92 €ct/kWh	BGAA-Polygl-S-250	12,92 €ct/kWh

Tabelle A 40 Gegenüberstellung der Rangfolgen (monokriteriell und multikriteriell) der thermochemischen Konversion (Bezugsjahr 2012, Bezugsraum Deutschland)

Rang	monokriterielle Bewertung		multikriterielle Bewertung	
	Alternative	Gestehungs-kosten	Alternative	Gestehungs-kosten
1	SNG-6_wrh	6,78 €ct/kWh	SNG-3_wrh	6,95 €ct/kWh
2	SNG-3_wrh	6,95 €ct/kWh	SNG-12_wrh	7,50 €ct/kWh
3	SNG-12_wrh	7,50 €ct/kWh	SNG-8_wrh	9,37 €ct/kWh
4	SNG-5_wrh	8,10 €ct/kWh	SNG-6_wrh	6,78 €ct/kWh
5	SNG-2_wrh	8,14 €ct/kWh	SNG-9_wrh	8,81 €ct/kWh
6	SNG-3_KUP	8,52 €ct/kWh	SNG-3_str	10,83 €ct/kWh
7	SNG-6_KUP	8,72 €ct/kWh	SNG-5_wrh	8,10 €ct/kWh
8	SNG-9_wrh	8,81 €ct/kWh	SNG-2_wrh	8,14 €ct/kWh
9	SNG-12_KUP	9,14 €ct/kWh	SNG-10_wrh	9,49 €ct/kWh
10	SNG-8_wrh	9,37 €ct/kWh	SNG-3_KUP	8,52 €ct/kWh
11	SNG-10_wrh	9,49 €ct/kWh	SNG-1_wrh	10,15 €ct/kWh
12	SNG-5_KUP	9,59 €ct/kWh	SNG-12_str	12,02 €ct/kWh
13	SNG-2_KUP	9,62 €ct/kWh	SNG-12_KUP	9,14 €ct/kWh
14	SNG-1_wrh	10,15 €ct/kWh	SNG-6_str	10,93 €ct/kWh
15	SNG-9_KUP	10,42 €ct/kWh	SNG-8_str	13,90 €ct/kWh
16	SNG-11_wrh	10,54 €ct/kWh	SNG-8_KUP	10,96 €ct/kWh
17	SNG-3_str	10,83 €ct/kWh	SNG-11_wrh	10,54 €ct/kWh
18	SNG-6_str	10,93 €ct/kWh	SNG-6_KUP	8,72 €ct/kWh
19	SNG-8_KUP	10,96 €ct/kWh	SNG-9_str	13,37 €ct/kWh
20	SNG-10_KUP	11,11 €ct/kWh	SNG-2_str	12,10 €ct/kWh
21	SNG-1_KUP	11,67 €ct/kWh	SNG-5_str	12,23 €ct/kWh
22	SNG-12_str	12,02 €ct/kWh	SNG-9_KUP	10,42 €ct/kWh
23	SNG-2_str	12,10 €ct/kWh	SNG-5_KUP	9,59 €ct/kWh
24	SNG-5_str	12,23 €ct/kWh	SNG-2_KUP	9,62 €ct/kWh
25	SNG-11_KUP	12,34 €ct/kWh	SNG-10_str	14,13 €ct/kWh
26	SNG-4_wrh	13,03 €ct/kWh	SNG-10_KUP	11,11 €ct/kWh
27	SNG-9_str	13,37 €ct/kWh	SNG-1_str	14,46 €ct/kWh
28	SNG-8_str	13,90 €ct/kWh	SNG-1_KUP	11,67 €ct/kWh
29	SNG-10_str	14,13 €ct/kWh	SNG-11_KUP	12,34 €ct/kWh
30	SNG-1_str	14,46 €ct/kWh	SNG-4_wrh	13,03 €ct/kWh
31	SNG-4_KUP	14,88 €ct/kWh	SNG-11_str	15,73 €ct/kWh
32	SNG-11_str	15,73 €ct/kWh	SNG-4_KUP	14,88 €ct/kWh
33	SNG-4_str	18,25 €ct/kWh	SNG-4_str	18,25 €ct/kWh

A.13 Berechnungsgrundlagen und Formeln

Zu Kapitel 3.8, Logistikkonzept

Kreisringfläche

Gleichung A 11
$$A_{Kr} = \frac{(D^2 - d^2) \cdot \pi}{4}$$

- A_{Kr} = Fläche des Kreisrings
- D = äußerer Durchmesser
- d = innerer Durchmesser

Biomasseertrag pro Kreisringfläche

Gleichung A 12
$$BM_{Kr} = A_{Kr} \cdot BM_{Ert} \cdot \rho_A$$

- BM_{Kr} = Biomasseertrag pro Kreisrings
- A_{Kr} = Fläche des Kreisrings
- BM_{Ert} = spezifischer Biomasseertrag pro ha
- ρ_A = Faktor für Flächendichte

Zu Kapitel 3.5, multikriterielle Analyse

Spaltensumme der Evaluationsmatrix (Peters & Zelewski, 2002)

Gleichung A 13
$$\sum_{i=1}^n a_{ij} \quad \forall j = 1, \dots, n$$

- $\sum_{i=1}^n a_{ij}$ = Spaltensumme der Matrix
- a_{ij} = jeweiliger Wert der Matrix

Normierung der Evaluationsmatrix (Peters & Zelewski, 2002)

Gleichung A 14
$$N = \begin{bmatrix} \frac{a_{11}}{\sum_{i=1}^n a_{i1}} & \dots & \frac{a_{1j}}{\sum_{i=1}^n a_{ij}} & \dots & \frac{a_{1n}}{\sum_{i=1}^n a_{in}} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{a_{i1}}{\sum_{i=1}^n a_{i1}} & \dots & \frac{a_{ij}}{\sum_{i=1}^n a_{ij}} & \dots & \frac{a_{in}}{\sum_{i=1}^n a_{in}} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{a_{n1}}{\sum_{i=1}^n a_{i1}} & \dots & \frac{a_{nj}}{\sum_{i=1}^n a_{ij}} & \dots & \frac{a_{nn}}{\sum_{i=1}^n a_{in}} \end{bmatrix}$$

- N = normierte Evaluationsmatrix

Normierter Eigenvektor einer Evaluationsmatrix (Peters & Zelewski, 2002)

Gleichung A 15
$$v_i = \frac{\sum_{j=1}^{n_z} a_{ij}}{n_z} \quad \forall i = 1, \dots, n_z$$

- v_i = normierter Eigenvektor der Matrix
- $\sum_{j=1}^n a_{ij}$ = Zeilensumme der normierten Matrix
- n_z = Anzahl der Kriterien

Consistency Index (Peters & Zelewski, 2002)

Gleichung A 16
$$C.I. = \frac{\lambda_{max} - n_z}{n_z - 1}$$

- C. I. = Consistency Index
- n_z = Anzahl der Kriterien
- λ_{max} = maximaler Eigenwert der Evaluationsmatrix

Consistency Ratio (Peters & Zelewski, 2002)

Gleichung A 17
$$C.R. = \frac{C.I.}{R.I.}$$

- C. R. = Consistency Ratio
- C. I. = Consistency Index
- R. I. = Random Index

Der Random Index ist ein aus zufällig ermittelten reziproken Matrizen gebildeter durchschnittlicher Konsistenzindex der nach Saaty wie in Tabelle A 41 angegeben wird.

Tabelle A 41 Random Index bei AHP (SAATY, 1987), (PETERS & ZELEWSKI, 2002)

n	R.I.	n	R.I.	n	R.I.
2	0,00	7	1,35	12	1,54
3	0,52	8	1,40	13	1,56
4	0,89	9	1,45	14	1,57
5	1,11	10	1,49	15	1,58
6	1,25	11	1,51		

n = Anzahl der Kriterien pro Matrix
R.I. = Random Index

PUBLIKATIONEN

Bisher erschienene Reports:

DBFZ Report Nr. 25 Nachrüstlösung zum katalytischen Abbau von gasförmigen organischen Emissionen aus Kaminöfen

DBFZ Report Nr. 24 Biomasse zur Wärmeerzeugung – Methoden zur Quantifizierung des Brennstoffeinsatzes

DBFZ Report Nr. 23 Technisch-ökonomische Begleitforschung des Bundeswettbewerbes „Bioenergie-Regionen“

DBFZ Report Nr. 22 Die Biokraftstoffproduktion in Deutschland – Stand der Technik und Optimierungsansätze

DBFZ Report Nr. 21 Entwicklung der Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse im Rahmen des EEG

DBFZ Report Nr. 20 KlimaCH4 – Klimaeffekte von Biomethan

DBFZ Report Nr. 19 Hy-NOW – Evaluierung der Verfahren und Technologien für die Bereitstellung von Wasserstoff auf Basis von Biomasse

DBFZ Report Nr. 18 Kleintechnische Biomassevergasung – Option für eine nachhaltige und dezentrale Energieversorgung

DBFZ Report Nr. 17 Grünlandenergie Havelland – Entwicklung von übertragbaren Konzepten zur naturverträglichen energetischen Nutzung von Gras und Schilf am Beispiel der Region Havelland

DBFZ Report Nr. 16 Algae biorefinery – material and energy use of algae

DBFZ Report Nr. 15 Politics and Economics of Ethanol and Biodiesel Production and Consumption in Brazil

DBFZ Report Nr. 14 Holzpelletbereitstellung für Kleinfeuerungsanlagen

DBFZ Report Nr. 13 Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung

DBFZ Report Nr. 12 Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse

DBFZ Report Nr. 11 Monitoring Biokraftstoffsektor

DBFZ Report Nr. 10 Ermittlung des Verbrauchs biogener Festbrennstoffe im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD-Sektor) – Endbericht

DBFZ Report Nr. 9 Analyse und Bewertung ausgewählter zukünftiger Biokraftstoffoptionen auf der Basis fester Biomasse

DBFZ Report Nr. 8 – Kompakt – Sammelband

DBFZ Report Nr. 7 Final Report – Global and Regional Spatial Distribution of Biomass Potentials – Status quo and options for specification –

DBFZ Report Nr. 6 Katalytisch unterstützte Minderung von Emissionen aus Biomasse-Kleinfeuerungsanlagen

DBFZ Report Nr. 5 Optimierung und Bewertung von Anlagen zur Erzeugung von Methan, Strom und Wärme aus biogenen Festbrennstoffen

DBFZ Report Nr. 4 Identifizierung strategischer Hemmnisse und Entwicklung von Lösungsansätzen zur Reduzierung der Nutzungskonkurrenzen beim weiteren Ausbau der Biomassenutzung

DBFZ Report Nr. 3 Feinstaubminderung im Betrieb von Scheitholz-Kaminöfen unter Berücksichtigung der toxikologischen Relevanz

DBFZ Report Nr. 2 Methodische Vorgehensweise zur Standortidentifikation und Planung der Biomassebereitstellung für Konversionsanlagen am Beispiel von Bio-SNG-Produktionsanlagen

DBFZ Report Nr. 1 Bewertung und Minderung von Feinstaubemissionen aus häuslichen Holzfeuerungsanlagen

Weitere Informationen und Downloads unter:
www.dbfz.de/web/referenzen-publikationen

**DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH**

Torgauer Straße 116

04347 Leipzig

Tel.: +49 (0)341 2434-112

Fax: +49 (0)341 2434-133

E-Mail: info@dbfz.de

www.dbfz.de