upp
umweltgerechte produkte und prozesse

Produktion & Energie ▪ Band 4

Oliver Bastian

Steigerung der Wandlungs- und Energieeffizienz durch Kopplung von Biomassekonversionsverfahren und modulierend betriebene Biogasproduktion mit dezentraler Energiebereitstellung

kassel university press

Produktion & Energie
Band 4

Herausgegeben von Prof. Dr.-Ing. Jens Hesselbach

Oliver Bastian

Steigerung der Wandlungs- und Energieeffizienz durch Kopplung von Biomassekonversionsverfahren und modulierend betriebene Biogasproduktion mit dezentraler Energiebereitstellung

kassel university press

Die vorliegende Arbeit wurde vom Fachbereich Maschinenbau der Universität Kassel als Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.) angenommen.

Erster Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Jens Hesselbach
Zweiter Gutachter: Prof. Dr. Michael Wachendorf

Tag der mündlichen Prüfung 15. Februar 2012

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über http://dnb.d-nb.de abrufbar

Zugl.: Kassel, Univ., Diss. 2012
ISBN print: 978-3-86219-334-9
ISBN online: 978-3-86219-335-6
URN: http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:0002-3354

© 2012, kassel university press GmbH, Kassel
www.upress.uni-kassel.de

Umschlaggestaltung: Karen Marschinke, Formkonfekt, Kassel
Druck und Verarbeitung: Unidruckerei der Universität Kassel
Printed in Germany

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungen **7**

Formelzeichen **13**

1 Einleitung **15**

2 Ausgangssituation **21**

2.1 Biogene Brennstoffproduktion der ersten Generation 21

2.1.1 Biogasproduktion 23

2.1.2 Biodieselproduktion 24

2.1.3 Bioethanolproduktion 25

2.2 Energiepflanzenanbau 26

3 Simulation **29**

3.1 Simulationsmethode 30

3.2 System Dynamics 32

3.3 Modellbildung 34

4 Systembeschreibung und Modellbildung **35**

4.1 Prüfung der Modellgültigkeit 36

4.2 Steuerung 43

4.3 Dezentrale Energiebereitstellung 46

4.3.1 Kraft-Wärme-(Kälte)-Kopplung 47

4.3.2 Lastprofile 52

4.3.3 Betriebsweise 58

4.3.4 Energiebereitstellungstechnik 60

4.3.5 Modellbildung 64

4.4 Biogasproduktion 68

4.4.1 Gärprozess 69

4.4.2 Bakterienwachstum und Reaktionsgeschwindigkeiten 71

4.4.3 Prozessbedingungen 71

4.4.4 Verfahren, Anlagen und Auslegungsgrößen 75

4.4.5 Bemessungsgrößen 78

4.4.6 Gasausbeuten 80

4.4.7 Silierverluste 82
4.4.8 Modellbildung 83
4.5 Biodieselproduktion 91
4.6 Bioethanolproduktion 95
4.7 Strohheizkraftwerk 97
4.8 Energiepflanzenanbau 100
4.8.1 Nährstoffdynamik 102
4.8.2 Lachgasemissionen 107

5 Ergebnisse und Diskussion 113

5.1 Technische Aspekte 114
5.1.1 Betriebsweise der Biogasanlage 115
5.1.2 Verstetigung 132
5.1.3 Speicherung 135
5.1.4 Diversifikation 141
5.2 Ökologische Aspekte 143
5.2.1 Kohlenstoff- und Stickstoffbilanzen 144
5.2.2 Wandlungseffizienz 148
5.2.3 CO_2-Äquivalente 153

6 Schlussfolgerungen 157

7 Zusammenfassung und Ausblick 161

8 Literaturverzeichnis 165

9 Begleitende studentische Arbeiten 177

10 Abbildungsverzeichnis 179

11 Tabellenverzeichnis 185

12 Anhang 187

Abkürzungen

Abkürzung	Bedeutung
°C	Grad Celsius
a	Jahr
ADM1	Anaerobic Digestion Model No.1
ADP	Adenosindiphosphat
AKA	Absorptionskälteanlage
ATP	Adenosintriphosphat
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BStMELV	Bayerische Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz
BtL	Biomass to Liquid
BtG	Biomass to Gas
C	Kohlenstoff
CH_4	Methan
CO_2	Kohlenstoffdioxid
CO_2e	CO_2- Äquivalent
COP	Coefficient of Performance
CSB	chemischer Sauerstoffbedarf
d	Tag

Abkürzungen

Abkürzung	Bedeutung
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum
DNDC	Denitrification and Decomposition Model
dyn	dynamisch
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
el.	elektrisch
EVA	Entwicklung und Vergleich von optimierten Anbausystemen für die landwirtschaftliche Produktion von Energiepflanzen unter den verschiedenen Standortbedingungen Deutschlands
FAL	Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft
FM	Frischmasse
FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe
g	Gramm
G1 bis G6	Gewerbe 1 bis Gewerbe 6
GJ	Gigajoule
GPS	Ganzpflanzensilage
GuD	Gas und Dampf
GRL	Gärrestlager
H	Wasserstoff
H_2O	Wasser
ha	Hektar
HGB	Hauptgärbehälter

Abkürzung	Bedeutung
HRT	hydraulic retention time (hydraulische Verweilzeit)
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
KEV	kumulierter Energieverbrauch
kg	Kilogramm
kJ	Kilojoule
KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft
KU	kunstoffverarbeitendes Unternehmen
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplung-Gesetz
KWKK	Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung
l	Liter
LTZ	Landwirtschaftliches Technologiezentrum Augustenberg
m^3	Kubikmeter
mg	Milligramm
MGT	Mikrogasturbine
Mio.	Millionen
MW	Megawatt
MW	Mittelwert

Abkürzungen

Abkürzung	Bedeutung
N	Stickstoff
N_{ges}	Gesamt-Stickstoff
N_2O	Lachgas
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
NfE	Stickstofffreie Extraktstoffe
NGB	Nachgärbehälter
NH_3	Ammoniak
NH_4-N	Ammonium-Stickstoff
No.	Numero
Nr.	Nummer
O	Sauerstoff
ORC	Organic-Rankine-Cycle
org.	organisch
OS	organische Substanz
OTS	organische Trockensubstanz
OTM	organische Trockenmasse
Pa	Pascal
p.d.	per day
RME	Rapsmethylester
RPK	Rapspresskuchen

Abkürzung	Bedeutung
SD	System Dynamics
SHKW	Strohheizkraftwerk
spez.	spezifisch
stat.	stationär
t	Tonnen
th.	thermisch
TJ	Terajoule
TS	Trockensubstanz
VDLUFA	Verband Deutscher Landwirtschaftlicher Untersuchungs- und Forschungsanstalten
w	Woche

Formelzeichen

Formelzeichen	Einheit	Bedeutung
Zeit/Raum/Masse		
t	s	Zeit
s	m	Weg, Strecke
m	g	Masse
$\dot{m}$	kg/s	Massenstrom
F_0	g	Masse an abbaubarem, partikulärem CSB
B_R	$\frac{kg}{m^3 \cdot d}$	Raumbelastung
A	m^2	Fläche
V	m^3	Volumen
V_R	m^3	Faulraumolumen
$\dot{V}$	m^3/s	Volumenstrom
Wärme/Energie		
θ	K	Temperatur
Q	J	Energie
c_p	$\frac{J}{g \cdot K}$	spezifische Wärmespeicherkapazität bei konstantem Druck
α	$\frac{W}{m^2 \cdot K}$	Wärmeübergangskoeffizient

Formelzeichen

Formelzeichen	Einheit	Bedeutung
Verhältniswerte		
η	-	Wirkungsgrad
σ	-	Stromkennzahl
c	-	Stoffkonzentration
Sonstige		
R	spez.	Flussrate in System Dynamics
Z	spez.	Zustandsgröße in System Dynamics
k	spez.	spezifischer Beiwert
σ_{ML}	spez.	Maximum-Likelihood-Schätzung der Standardabweichung
k_{Dis}	h^{-1}	Desintegrationskonstante erster Ordnung
G	l_{CH4}/g_{CSB}	Transfer-Faktor [0,35 l_{CH4}/g_{CSB}]

1 Einleitung

Begrenzte Ressourcen an fossilen Energieträgern, limitierte Förderraten für flüssige und gasförmige Energieträger und ein steigender weltweiter Energiebedarf bewirken gegenwärtig steigende Energiepreise. Nach Vorlage des IPCC-Berichts über den Klimawandel im Jahr 2007 wurden die Anstrengungen zur Vermeidung von CO_2-Emissionen international verstärkt. Dabei stehen zwei Strategien im Vordergrund – Effizienzsteigerung in Energiebereitstellung und -nutzung und der Einsatz erneuerbarer Energien. Durch die finanzielle Förderung der erneuerbaren Energien und die Umlage dieser Förderung auf den Verbraucher zeichnet sich in Deutschland bei den Energiepreisen gegenwärtig ein steigender Preistrend ab. Mittel- und langfristig wird durch die geförderte Einbindung regenerativer Energien in den Energiemix eine deutliche Kostendämpfung eintreten.

In diesem Rahmen ist es das erklärte Ziel der deutschen Bundesregierung, 18 % der jährlichen Bruttoendenergie bis 2020 aus erneuerbaren Energieträgern bereitzustellen[1]. Eine Maßnahme zur Erreichung dieser Ziele ist die Beimengungspflicht von Kraftstoffen aus rezenter Biomasse. Die Quote zur Beimengung beträgt gegenwärtig 6,25 % und soll bis 2014 unverändert beibehalten werden[2].

Unabhängig von beschlossenen Beimengungsquoten unterliegt die vorhandene Infrastruktur bestimmten Investitionszyklen und wirtschaftlichen Restriktionen, die einen sofortigen Systemwechsel, weg von den nichtregenerativen Energieträgern, unmöglich machen. Daraus ergibt sich die Forderung nach regenerativen festen, flüssigen und gasförmigen Brennstoffen, die für den überbrückenden Einsatz in der gegenwärtigen Infrastruktur geeignet sind. Erschwerend wirkt bei der Energieträgergewinnung aus Biomasse der geringe Wirkungsgrad von etwa 0,3 % von Pflanzen in der Wandlung von Sonnenenergie in chemisch gebundene Energie der Biomasse[3]. Kombiniert mit wenig effizienter Wandlung und Nutzung der Biomasse entsteht ein sehr hoher Flächenbedarf für die Bioenergiebereitstellung. Dieser Flächenbedarf steht zudem in der Kritik, den Nahrungsmittelanbau

[1] Vgl. Erneuerbare-Energieen-Gesetz - EEG, 09/2011, S. 7, §1

[2] Vgl. Schmitz, et al., 2009, S. 150

[3] Vgl. Lieth, et al., 1975

teilweise zu verdrängen. Deshalb besteht in der Bioenergieträgerproduktion das Erfordernis hoher Nettoenergieerträge je Flächeneinheit.

Ziele

In der vorliegenden Arbeit soll untersucht werden, wie die bestehenden Konversionspfade Biogas, Bioethanol und Biodiesel, zusammen mit einem Strohheizkraftwerk für die energetische Selbstversorgung kombiniert werden können. Diese Kombination soll die Ganzpflanzennutzung der geernteten Biomasse ermöglichen, die Wandlungseffizienz für die eingesetzte Biomasse erhöhen und damit die energetischen Flächenerträge verbessern. Weiterhin sollen die Stoffkreisläufe für Kohlenstoff und Stickstoff über die Gärrestausbringung weitgehend geschlossen und reale Industrielastgänge für elektrische und thermische Energie mittels einer modulierenden Methanproduktion bedient werden.

Lösungsansatz

Zunächst wird die Ausgangssituation in der Bioenergieträgerproduktion dargestellt. Von dieser Situation ausgehend erfolgt die Entwicklung eines Gesamtkonzepts zur Verknüpfung von Stoff- und Energieströmen zwischen den Produktionen von Biogas, Bioethanol und Biodiesel auf der Grundlage bereits bestehender oder untersuchter Ansätze. Dieser Verbund wird dann um ein Strohheizkraftwerk erweitert und hinsichtlich der Stoffströme mit den Ackerflächen verbunden. Anschließend erfolgt die Einbindung eines dezentralen Energiesystems mit Verbrauchern in Form von Industrie- und Gewerbebetrieben, sowie die Kombination solcher Verbraucher als Teil eines Industriegebiets. Die Grundsätzliche Idee dieser Verknüpfungen ist in Abb. 1 und Abb. 2 dargestellt.

Auf Grundlage des beschriebenen Konzepts soll ein Simulationsmodell für die zu untersuchenden Problemstellungen entwickelt werden. Das Modell soll aus kleineren Funktionseinheiten bestehen, welche jeweils eine Konversionsanlage, das dezentrale Energiesystem und die Böden der Ackerflächen beschreiben. Diese Funktionseinheiten werden nach der Erstellung über die Stoff- und Energieströme miteinander gekoppelt, um die realen Abhängigkeiten zwischen den Einheiten darzustellen.

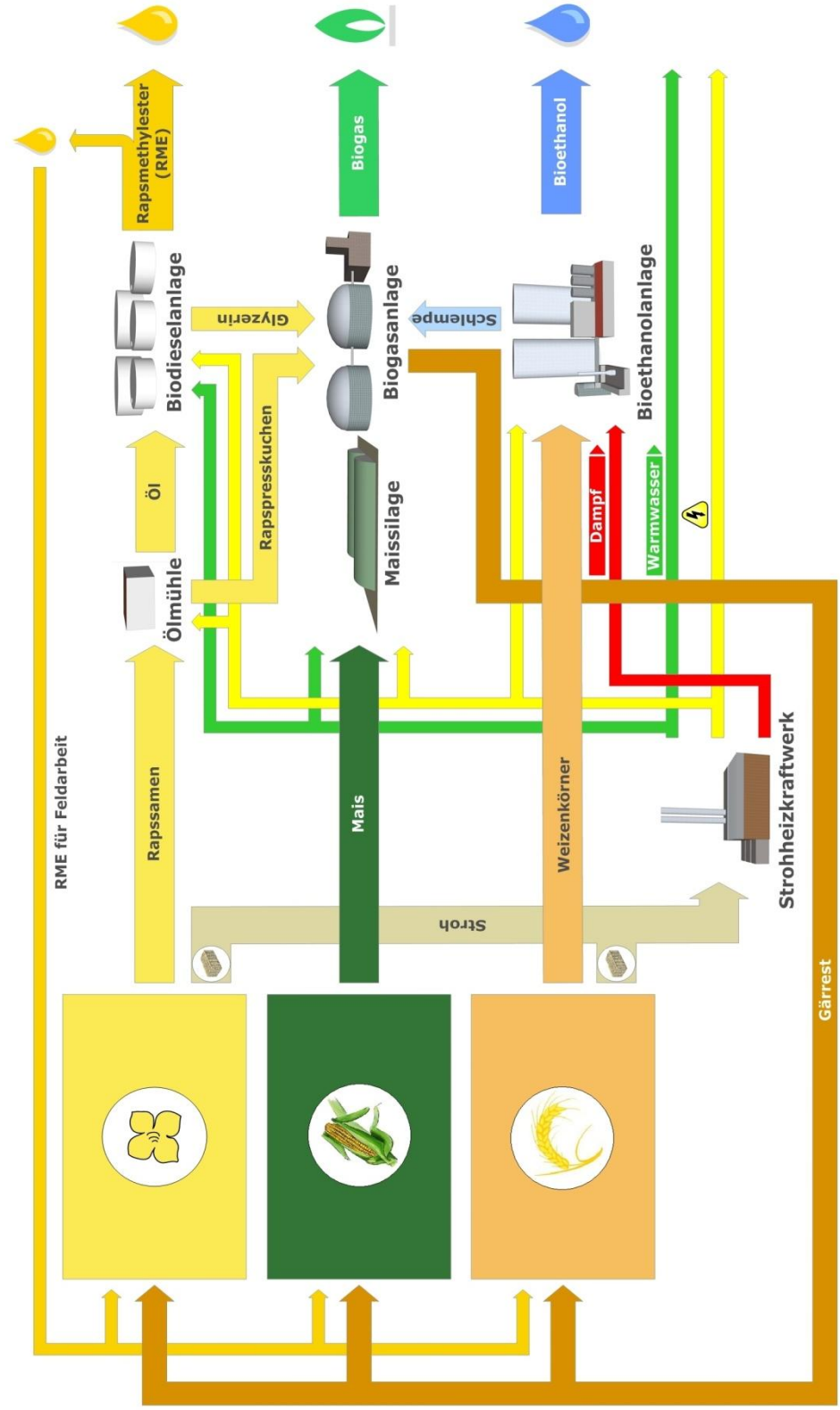


Abb. 1: Stoff- und Energieströme einer kombinierten Bioenergieträgerproduktion

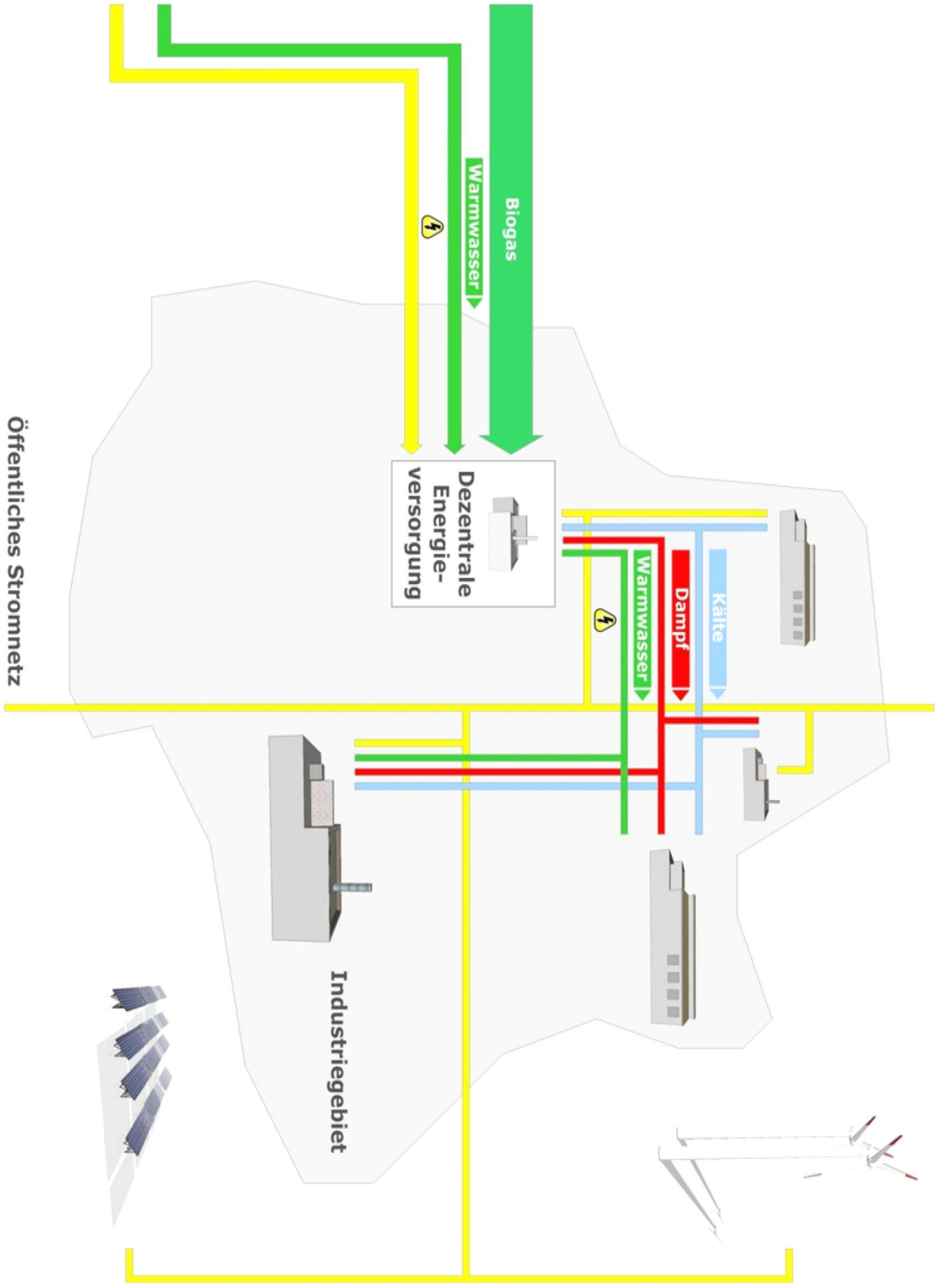


Abb. 2: Mögliche Verbraucherstruktur eines nachgeschalteten dezentralen Energiesystems

Um die Fragestellungen gezielt zu untersuchen wird ein unterschiedlicher Detaillierungsgrad für das Modell gewählt. Überwiegend stationär ablaufende Prozesse, wie die Bioethanol- und Biodieselproduktion oder die Energiebereitstellung über ein Strohheizkraftwerk sollen als einfache Modellkomponenten über wenige, stationäre Gleichungen beschrieben werden. Komplexere Wirkstrukturen sind in den Teilmodellen für den Boden, die Biogasanlage, sowie das dezentrale Energiesystem erforderlich. Der Detaillierungsgrad wird hier entsprechend hoch angesetzt.

Zur Abbildung der Nährstoffdynamik im Boden wird auf ein bestehendes Modell zurückgegriffen. Nach mehreren Modifikationen und die Portierung in die gewünschte Modellumgebung soll es der Untersuchung der Stickstoff- und Kohlenstoffmengen, sowie des Biomassewachstums dienen. Das dezentrale Energiesystem dient der Verarbeitung der Lastprofile einschließlich aller Zustände des Energiesystems hinsichtlich der zu liefernden Energieformen Strom, Wärme und Dampf, sowie der Abhängigkeiten von den Umgebungstemperaturen und deren Auswirkung auf die Einzelwirkungsgrade im System, insbesondere in Wechselwirkung mit der modulierend betriebenen Biogasanlage. Die Modellierung der Biogasanlage erfolgt unter dem Aspekt des Anlagenverhaltens im dynamischen, lastgangabhängigen Betrieb und damit der Variation der Substratzufuhr. Dabei ist die aktuelle Gasbildungsrate eine Funktion der gesamten Substratzufuhrhistorie, was das Verständnis für den dynamischen Betrieb erschwert. Dieses Modul soll die Untersuchung einer bedarfsgerechten Methanlieferung und die Suche nach Verbesserungspotenzialen ermöglichen.

2 Ausgangssituation

In der Produktion von Bioenergieträgern sind in Deutschland überwiegend Anlagen zu finden, in denen ein einzelner Energieträger hergestellt wird. Kombinationen mehrerer Verfahren zur Ganzpflanzennutzung sind bisher in verschiedenen Arbeiten beschrieben worden und haben auch Eingang in die Forschungsförderung gefunden. Dabei werden einerseits die stoffliche und energetische Nutzung von Pflanzen als Konzept von Bioraffinerien oder die rein energetische Nutzung aller Pflanzenteile als Polygeneration verfolgt. Die Umsetzung solcher Anlagen ist aber noch auf Einzelfälle beschränkt. Die Mehrheit der Ansätze zu Verfahrensverbesserungen bezieht sich auf die Optimierung von Einzelverfahren hinsichtlich des Primärwirkungsgrades. In bestehenden Anlagen müssen Reststoffkonzepte unter wirtschaftlichen Aspekten bewertet werden, was im Regelfall zur Veräußerung der Reststoffe nach weiterer Aufbereitung führt. Aus den Bereichen der Biodiesel- und Bioethanolproduktion finden Rapspresskuchen, getrocknete Schlempe (DDGS) und Glyzerin Verwendung im landwirtschaftlichen Futtermittelsektor. Glycerin kann, in aufbereiteter Form, auch in der chemisch-technischen Industrie weiterverwertet werden. Reststoffe, die nicht weiter stofflich genutzt werden können und entsorgt werden müssten, werden teilweise energetisch verwertet (z.B. Bagasse). Andere Stoffe verbleiben auf Ackerflächen oder werden entsorgt (z.B. Stroh, Rübenblätter, Abwasser). Auch die Aschen aus der direkten Verbrennung von Nachwachsenden Rohstoffen sind häufig noch als Düngemittelersatz auf Ackerflächen einsetzbar. Die Schwermetallbelastung der Aschen bedarf dabei der besonderen Beachtung[1].

2.1 Biogene Brennstoffproduktion der ersten Generation

Die Konversionsverfahren für Biomasse lassen sich in folgende drei Gruppen unterteilen (vgl. Abb. 3):

- Thermochemische Verfahren
- Physikalisch-chemische Verfahren
- Biochemische Verfahren

[1] Vgl. Vetter, et al., 2004, S. 286-287

Die thermochemischen Verfahren, in denen gasförmige und flüssige Brennstoffe synthetisiert werden, sind gegenwärtig noch auf Demonstrations- und Erprobungsanlagen beschränkt (BtL, BtG). Herstellungskapazitäten im industriellen Maßstab existieren für diese Kraftstoffe noch nicht. Kraftstoffe der zweiten Generation werden in größerem Umfang nicht vor den kommenden fünf bis zehn Jahren am Markt zur Verfügung stehen[1]. Diese Verfahren sind nicht Gegenstand dieser Arbeit.

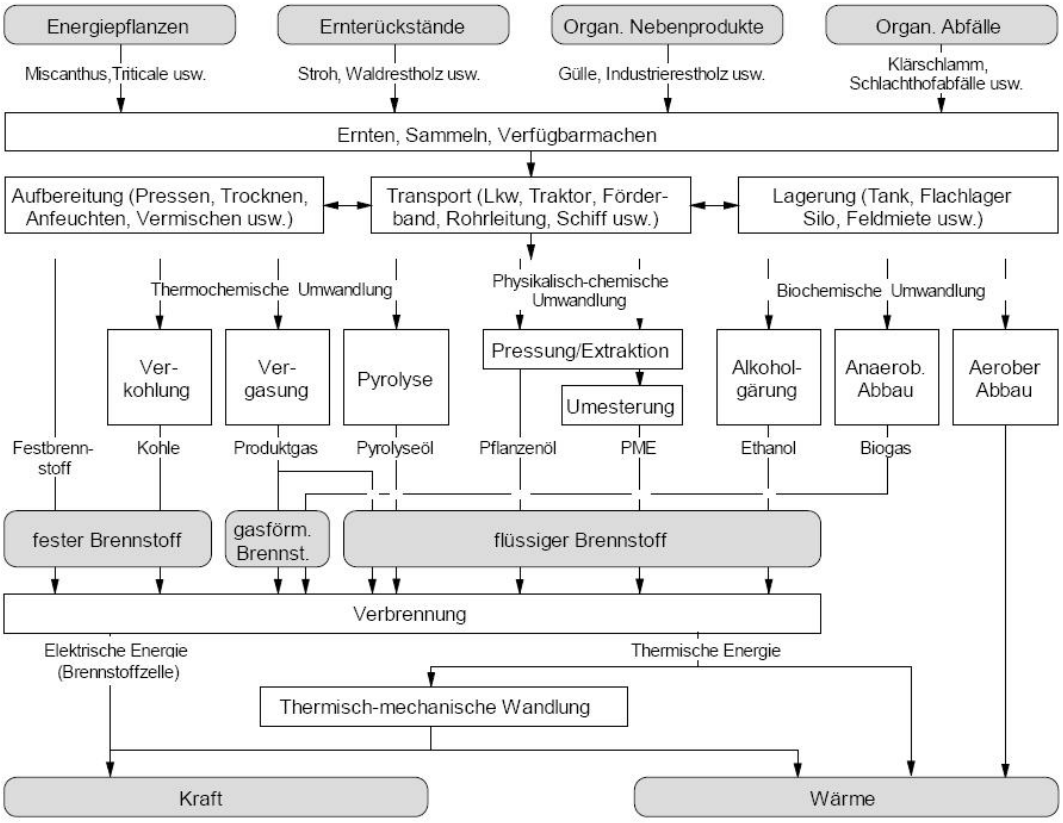


Abb. 3: Übersicht über die Biomassekonversionspfade[2]

Die physikalisch-chemischen und biochemischen Verfahren sind im Gegensatz zu den thermochemischen Verfahren gut erforscht, werden in verschiedenen

[1] Vgl. Schmitz, et al., 2009, S. 52

[2] Kaltschmitt, 2009, S. 4

technischen Maßstäben stabil betrieben und bilden die Grundlage für die vorliegende Betrachtung.

2.1.1 Biogasproduktion

Die Biogasproduktion und die Zahl der Biogasanlagen in Deutschland sind seit der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) stark angewachsen. Misst man die durchschnittliche Größe an der Höhe der installierten elektrischen Leistung, ist seit 2001 die durchschnittliche Anlagengröße von etwa 80 kW_{el} auf inzwischen 390 kW_{el} gestiegen[1]. Die Leistungssteigerung der gesamten installierten elektrischen Leistung von 111 MW_{el} in 2001 auf voraussichtlich 2728 MW_{el} in 2011 erfolgte auf Grundlage des EEG, aus dem, bis zur Novelle 2008, die Kovergärung von rein pflanzlichen Reststoffen nicht vergütet wurde. Der Leistungszuwachs ist also wesentlich durch Anlagen bestimmt, in denen keine Reststoffvergärung erfolgt. Das Potenzial dieser Reststoffvergärung wurde aber bereits erkannt und fand deswegen auch Eingang in die EEG-Novelle 2008. Es existieren verschiedene Ansätze zur Kopplung von anderen Verfahren mit der anaeroben Vergärung. Dominierend ist dabei die Möglichkeit, in einem Nebenverfahren Reststoffe zu vergären, um Prozessenergie bereitstellen zu können. Diese Ansätze werden bei den jeweiligen Hauptverfahren genannt.

Einen anderen Ansatz zur Verfahrenskopplung liefert Scheffer[2]. Hier wird die Fermentierung mit dem Pressen von Biomasse gekoppelt. Der anfallende Presssaft wird vergoren, die Feststoffe werden getrocknet und der Verbrennung zugeführt. Die Vorteile liegen in einem effizienten Gärverfahren, größeren Mengen transportwürdigen Festbrennstoffs für Heizzwecke oder zur Weiterverarbeitung in Produktionsverfahren von Bioenergieträgern der zweiten Generation und einem nachhaltigen Kreislaufsystem. Nachteil sind die relativ geringe Methanausbeute und der hohe Anteil an Brennstoff zu Heizzwecken bzw. zu äußerer Wärmezufuhr für Wärme-Kraft-Maschinen, was zu erhöhten Exergieeinbußen in der Energiebereitstellungskette führt.

[1] Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, 2011 mit Prognosewert für 2011

[2] Vgl. Scheffer, 2000, S. 52-61

2.1.2 Biodieselproduktion

Biodiesel ist der am stärksten vertretene Bioenergieträger im Verkehrssektor. Mit den Pflanzenölen zusammen erreicht der Biodiesel im Transportsektor bei 97.200 TJ Endenergie in 2009[1] einen energetischen Anteil von 4,66 %[2]. Der Biodiesel aus Rapspflanzen hatte dabei zusammen mit dem Rapsöl einen Anteil von etwa 45 %, wenn man eine energetische Rapsölernte von etwa 1,2 Mio. t in 2009 annimmt[34]. Ausgehend von diesen Zahlen lassen sich grobe Annahmen zu den anfallenden Mengen an Rapspresskuchen (RPK) bzw. Rapsschrot und Glyzerin machen. Demnach läge die RPK- und Rapsschrotmenge bei etwa 1,7 Mio. t_{OTM} und die Glyzerinmenge bei 180.000 t. Diese Reststoffmengen ergeben ein zusätzliches Energiepotenzial von 27.600 TJ in Form von Methan[5], was eine Steigerung der Energieausbeute aus dem Korn um 55 % bedeutet. Dabei ist der Anteil des im Verfahren aufgewendeten Methanols zur Umesterung bereits berücksichtigt. Grundsätzlich können auch andere ölhaltige Pflanzenteile, wie z.B. Sonnenblumenkerne über den geschilderten Pfad geführt werden, wobei ähnliche Effizienzsteigerungen zu erwarten sind. Schwieriger ist es bei Importen von Ölen wie etwa dem Sojaöl oder Palmöl. Hier entfällt die energetische Nutzung des Presskuchens in Deutschland.

Im gelben Heft Nr. 72 wurde bereits im Jahr 2000 festgestellt, dass bei einem weiteren Ausbau der Rapsölproduktion Verwendungsmöglichkeiten für den Rapspresskuchen außerhalb des Futtermittelmarktes gesucht werden müssen[6]. Dort folgt auch der Vorschlag zur anaeroben Vergärung des Rapsschrots. Weiterhin

[1] Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2011, S. 11

[2] Vgl. Arbeitsgruppe Energiebilanzen, berechnet aus Daten für Transportsektor Straßenverkehr

[3] Hektarfläche für energetisch genutzten Raps nach: Agentur für Erneuerbare Energien

[4] Hektarerträge nach: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, 2007, S. 15

[5] Methanerträge nach: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL), 2010, S. 19

[6] Vgl. Wagner, et al., 2000, S. 23

lässt sich das Glyzerin ebenfalls anaerob vergären. Zu der ertragssteigernden Wirkung von Glyzerin im Biogasprozess gibt es weitere Ausführungen bei Amon[12].

Durch eine ausreichende und meist wirtschaftliche Vermarktungsmöglichkeit der Koppelprodukte Presskuchen und Glyzerin, gibt es im Biodieselbereich bisher zwar Konzepte zur energetischen Nutzung dieser Stoffe, jedoch keine konsequent umgesetzten Projekte.

2.1.3 Bioethanolproduktion

Bioethanol hat einen deutlich geringeren Energieanteil am Transportsektor, als der Biodiesel. Im Jahr 2009 erreichte das Ethanol mit 24.293 TJ Endenergie einen Anteil von etwa 1,2 %. Die kommerzielle Bioethanolgewinnung erfolgt in Deutschland ausschließlich aus den Rohstoffen Getreide und Zuckerrüben wobei das Getreide der, energiemengenbezogen, dominierende Rohstoff ist. Unter der Annahme, dass etwa 90 % der aktuellen Bioethanolproduktion aus Getreiden stammen, fallen Schlempemengen von etwa 684.000 t an. Diese lassen sich, bei einer angenommenen Methanausbeute von 370 $m^3_{CH4,N}/t_{OTM}$[3], zu 9111 TJ Methan vergären. Das bedeutet ein zusätzliches Energiepotenzial von 37 % aus der Pflanze, welches gegenwärtig nur in Ansätzen gehoben wird.

Seitens der Ethanol produzierenden Industrie und kleinerer Brennereien wird die alkoholische Vergärung mit der Fermentation von Reststoffen betrieben, um so ein Teil der benötigten Verfahrensenergie bereitstellen zu können[456] oder das gewonnene Methan in das Erdgasnetz einzuspeisen[7]. Zu den vergärbaren Reststoffen

[1] Vgl. Amon, et al., 2004

[2] Vgl. Amon, et al., 2007

[3] Eigene Berechnung zur Abschätzung des Methanertrags nach [Baserga, 1998, S. 3] und [Universität Hohenheim - Dokumentationsstelle, 1997, S. 186-187]

[4] Vgl. Igelspacher, 2006, S. 49-59

[5] Vgl. Senn, et al., 2002

[6] Rettenmeier, et al., 2008, S. 7

[7] Rettenmeier, et al., 2008, S. 8

zählen Rübenschnitzel, Schlempe und Vinasse. Die Fermentation von Rübenkraut der Zuckerrübe spielt dabei keine Rolle, da dieses gezielt von der Ackerfläche geborgen werden müsste. Der Ansatz der Vergärung von Reststoffen scheitert meistens aus wirtschaftlichen Gründen, weil Reststoffe häufig durch Zuführung von Energie zu Futtermitteln weiter verarbeitet und mit hohem Erlös verkauft werden können. Sollen alle anfallenden Reststoffe vergoren werden, fällt bei sehr großen Bioethanolanlagen eine erhebliche Menge Gärrest aus der Biogasanlage an. Die Verbringung auf die Ackerflächen, von denen die Rohstoffe geliefert wurden, ist nur in räumlicher Nähe zur Ethanolanlage mit einem vertretbaren energetischen Aufwand leistbar. Das Separieren der Flüssigphase des Gärrestes mit Ausbringung der festen Phase reduziert den Transportaufwand, erfordert aber die Klärbehandlung des flüssigen Restes, was eine starke wirtschaftliche Belastung darstellt. Kleinere Brennereien sind hier hinsichtlich der Reststoffströme im Vorteil. Anfallende Schlempemengen lassen sich mit vertretbarem wirtschaftlichem und energetischem Aufwand handhaben und führen zur Schließung der Stoffkreisläufe zwischen Ethanol- und Pflanzenproduktion.

2.2 Energiepflanzenanbau

Konversionsanlagen für erneuerbare Energieträger sind in Deutschland im Regelfall auf den Zukauf von Feldfrüchten angewiesen. Der Zukauf reicht von der vollständigen Menge an Pflanzen oder Pflanzenteilen im Falle von industrieller Energieträgerproduktion bis zur vollständigen Versorgung von den eigenen Flächen in der landwirtschaftlichen Biogasproduktion. Im Regelfall ist jedoch der Ankauf eines Teils der Substrate erforderlich.

Im Falle von Substraten für Biogasanlagen werden meistens gehäckselte Ganzpflanzen genutzt. Es erfolgt also das vollständige Abernten aller oberirdischen Pflanzenteile zu einem Zeitpunkt, zu dem der Biomasseertrag bei möglichst geringer Lignifizierung maximal ist. Der Entzug von Kohlenstoff und Stickstoff ist dabei für den Boden sehr hoch und es muss auf die Rückfuhr dieser Stoffe für eine ausgeglichene Humus- und Stickstoffbilanz geachtet werden[1]. Im Falle von Biodiesel- und Bioethanolanlagen werden nur die Samen von Raps oder Getreide

[1] Vgl. Willms, et al., 2008, S. 90-98

geliefert. Das Stroh der Pflanzen bleibt im Feld und wird nach Bedarf untergepflügt oder, im Falle von Getreide, als Einstreumaterial für die Viehbewirtschaftung geborgen. Für die Kohlenstoff- und Stickstoffbilanzen des Bodens ist der Fall des Unterpflügens vorteilhaft. Bei Bergung des Strohs muss hingegen für einen Humusersatz gesorgt werden[1]. Hierfür stehen mehrere Möglichkeiten zur Verfügung. Die Humusbilanz des Bodens kann beispielsweise über Wirtschaftsdünger in Form von Gülle oder über Kompostmaterial ausgeglichen werden. Auch das Ausbringen von Gärrest oder gehäckseltem Landschaftspflegematerial lässt sich anrechnen. Das Bergen des Strohs von Energiepflanzen bewirkt also ein Defizit in der Humusbilanz, hat aber energetische Vorteile, weil es in Strohverbrennungsanlagen als Energiequelle zur Prozessenergiegewinnung genutzt werden kann.

Die energetisch günstige Ganzpflanzennutzung im Energiepflanzenanbau hat somit Auswirkungen auf die Nährstoffdynamik im Boden, die es zu beachten und auszugleichen gilt. Als Ansatz dafür kann die unvollständige Bergung des Strohs dienen.

[1] Vgl. Körschens, M., et al., 2004

3 Simulation

Zur Untersuchung des Lösungsansatzes aus Kapitel 1 ist die Betrachtung eines sehr komplexen Gesamtsystems erforderlich. Die Vorgänge innerhalb dieses Systems laufen zudem nicht rückwirkungsfrei ab, d.h. Zustandsgrößen des Systems beeinflussen sich gegenseitig. So bestimmt beispielsweise die gelieferte Methanmenge einer Biogasanlage die elektrische Leistungsabgabe einer Mikrobiogasturbine unter Berücksichtigung des veränderlichen elektrischen Wirkungsgrades als Funktion der Leistung und der Ansauglufttemperatur. Diese Abhängigkeiten sind teilweise linear, häufig aber auch nur nichtlinear beschreibbar. Daraus ergeben sich Wechselwirkungen, die sich bei steigender Komplexität in vielen Fällen nicht mehr mathematisch geschlossen darstellen lassen, was eine Simulation erforderlich macht. Die Informationen in Kapitel 3 sind überwiegend bei Bossel[1] entnommen. Informationen aus anderen Quellen sind entsprechend gekennzeichnet.

Simulationsmodelle lassen sich hinsichtlich einiger Kriterien unterscheiden. Ein sehr wichtiges Kriterium ist die Unterscheidung in systemerklärende und verhaltensbeschreibende Modelle. Dient ein Simulationsmodell dazu, einen komplexen Sachverhalt darzustellen, um ein tieferes Verständnis über ein System zu erhalten, müssen alle relevanten Zustandsgrößen und Wirkmechanismen der Realität richtig abgebildet Werden. Man spricht dabei von einem systemerklärenden Modell, welches sich allerdings nicht besser beschreiben lässt, als der aktuelle Stand des Wissens ist. Das bedeutet, dass ein nicht bekannter Wirkmechanismus auch zunächst nicht beschrieben werden kann. Weiterhin ist eine Modellierung eines Systems immer gleichzeitig eine sehr vereinfachte Darstellung der Wirklichkeit, weil zur Reduktion der Komplexität eines Sachverhalts Vereinfachungen vorgenommen werden müssen. Können solche komplexen Mechanismen nicht, oder nur schlecht modelliert werden, ist es häufig erforderlich, innerhalb eines Modells verhaltensbeschreibende Elemente einzusetzen und Parameter anzupassen. Dem gegenüber stehen verhaltensbeschreibende Modelle, welche ein Systemverhalten über eine passende mathematische Funktion beschreiben. Eine bestimmte Einwirkung führt so zu einer bestimmten Systemantwort, die aber nicht in Abhängigkeit der tatsächlichen Wirkstruktur erfolgt. Ob ein systembeschreibendes Modell bzw. Teilmodell

[1] Vgl. Bossel, 2004, S. 15-33, 127-140, 225-228

erforderlich ist, oder ein verhaltensbeschreibendes Modell gewählt werden kann, hängt maßgeblich von Zweck und Verhalten des Gesamtmodells ab. Soll ein komplexes System innerhalb definierter Randbedingungen auf sein Verhalten über einen gewissen Zeitraum untersucht werden, kann eine Verhaltensbeschreibung im Modell ausreichen. So wäre die Ermittlung von Betriebsdauern oder abgegebenen Energiemengen beim Betrieb eines Blockheizkraftwerks mit einer festen Steuerlogik als Antwort auf ein Lastprofil auch als beschreibendes Modell möglich. Sollen hingegen Auswirkungen einer gestörten Substratzufuhr auf das Fermentationsverhalten einer Biogasanlage untersucht werden, ist die Formulierung der Wirkmechanismen in der anaeroben Fermentation essentiell. Auch die gezielte Manipulation systembestimmender Parameter zur Erlangung eines besseren Systemverständnisses, bedingt die korrekte Modellierung von vorhandenen Wirkmechanismen.

3.1 Simulationsmethode

Die Abbildung eines zu untersuchenden Systems kann mittels unterschiedlicher Simulationsmethoden und Simulationsumgebungen vorgenommen werden. Die Wahl der Methode richtet sich nach der zu untersuchenden Aufgabenstellung. Da ein dynamisches System vorliegt, in dem Stoff- und Energieströme betrachtet werden sollen, sind Modelle, die mit Flussraten und Speichern bzw. mit der Abbildung der Mathematik für kontinuierliche Systeme arbeiten, zur Modellerstellung sehr gut geeignet. Verbreitet wird für solche Problemstellungen mathematische Software, wie Matlab/Simulink und Software zur Modellierung mit System Dynamics (SD) verwendet. In beiden Umgebungen erfolgt für das zu modellierende System die Aufstellung der entsprechenden Differenzialgleichungen, die dann für gewöhnlich grafisch in der Simulationsumgebung abgebildet werden. Hier unterscheiden sich die Methoden hinsichtlich der Darstellung der Gleichungen. Während bei der Simulation dynamischer Systeme die Abbildung der beschreibenden Mathematik im Vordergrund steht, stellt der System Dynamics-Ansatz die Wirkstrukturen grafisch in den Vordergrund, ohne eine andere mathematische Beschreibung zu verwenden. Soll beispielsweise das Aufheizverhalten eines Werkstücks in einem Ofen beschrieben werden, kann das über folgende

Differenzialgleichung, die nach der Temperaturänderung des Werkstücks umgestellt wurde, erfolgen:

Formel 1

$$\frac{d\theta_W}{dt} = \frac{\theta_{Ofen} - \theta_W(t)}{T}$$

Mit: $T = \frac{c_p \cdot m_W}{\alpha \cdot A}$ (Zeitkonstante des Werkstücks)

Daraus ergeben sich unterschiedliche Notationen für die Simulationsarten (vgl. Abb. 4). In Matlab/Simulink werden die Termteile durch Operatoren verknüpft und das Ergebnis über den Integrator rückgekoppelt. Die Ausgabe des aktuellen Wertes der Gleichung erfolgt über den Scope, der die Zahlenausgabe visualisiert. In einer SD-Umgebung wird die aktuelle Temperatur als Speicher abgebildet, aus dem eine Flussrate eine Temperaturänderung abzieht. Abb. 4 zeigt deutlich den Unterschied der mathematisch geprägten und der wirkstrukturgeprägten Notation des gleichen Sachverhalts.

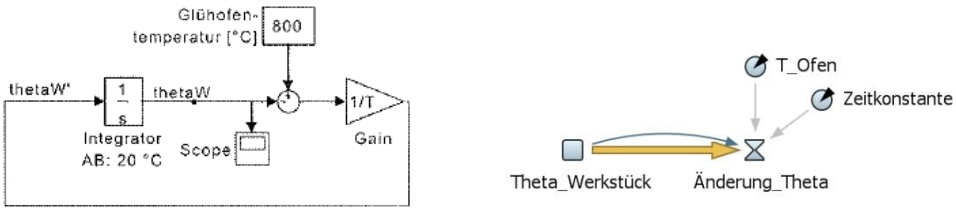


Abb. 4: Formulierung der Differenzialgleichung aus Formel 1 mittels Matlab/Simulink und System Dynamics

Da sich die SD-Schreibweise sehr gut für die vorliegende Beschreibung von Stoff- und Energieströmen eignet und ein Teilmodell für den Feldfruchtanbau, welches Bestandteil der Gesamtsimulation sein soll, mittels dieser Methode modelliert wurde, erfolgt die Modellerstellung in einer SD-Umgebung. Das Java-basierte AnyLogic bietet hier neben SD auch die Integration weiterer Simulationsmethoden und die Möglichkeit zur Verwendung von Java-Code, was die Entscheidung für diese Umgebung stützt.

3.2 System Dynamics

System Dynamics (SD) wurde in den 1960er Jahren von Forrester[1] als Industrial Dynamics zunächst aus einem Forschungsprojekt heraus entwickelt. Erst nach weiteren Veröffentlichungen zu anderen dynamischen Systemen etablierte sich später der Name System Dynamics. Die Simulationsmethode basiert auf der Annahme, dass sich Zustände bzw. Zustandsgrößen aufgrund von kontinuierlich wirkenden Einflüssen ändern. Diese Einflüsse sind zeitlich veränderliche Raten, die mehrend oder mindernd auf die Zustandsgröße wirken. Sie müssen dimensionsrein zu den Zustandsgrößen sein, woraus sich auch die Formulierung einer Rate oder eines Flusses ergibt. Die Rate besitzt also immer die Dimension der Zustandsgröße, geteilt durch die Zeit. Die Menge des Flusses je Zeit (R) ergibt sich also zu:

Formel 2

$$R = \int_0^t \left(\frac{dz}{dt}\right) \cdot dt$$

Da die Zustandsgrößen sich durch Raten verringern oder vergrößern können, sind in der Zustandsfunktion beide Raten als Zulaufrate und Ablaufrate definiert. Die Zustandsgröße ergibt sich also zum Zeitpunkt t allgemein zu:

Formel 3

$$Z(t) = Z_0 + \int_0^t \left(\frac{dz_{ein}}{dt} - \frac{dz_{aus}}{dt}\right) \cdot dt$$

Da eine analytische Lösung meist nicht möglich ist und die Modelle fast immer mit Hilfe von Computern berechnet werden, erfolgt die Lösung der Gleichungssysteme mittels numerischer Integration. Eine Simulationsumgebung stellt im Regelfall mehrere Möglichkeiten der numerischen Integration bereit, welche vom Benutzer entsprechend der Problemstellung ausgewählt werden können. Meistens

[1] Vgl. Forrester, 1962

werden als Lösungsverfahren die Euler-Cauchy-Integration und die Runge-Kutta-Integration angeboten. Das Integrationsverfahren nach Euler-Cauchy setzt voraus, dass zustandsgrößenverändernde Raten innerhalb eines Zeitschritts konstant bleiben. Bei der Runge-Kutta-Integration vierter Ordnung wird hingegen das gewichtete Mittel der Flüsse über mehrere Stellen innerhalb des Integrationsintervalls verwendet. Damit verkleinern sich Berechnungsfehler für Flussraten, die sich innerhalb eines Intervalls verändern. Ein weiteres Merkmal moderner Simulationssoftware ist die selbstständige Anpassung der Schrittweiten innerhalb des Simulationslaufs zum Ausgleich unterschiedlicher Zeitkonstanten in den Modellgleichungen. Soll sich z.B. eine Zustandsgröße in einem sonst eher träge reagierenden System sehr schnell ändern, kann das bei unangepassten Schrittweiten zu deutlichen Fehlern in der Berechnung führen. Trotz automatisierter Schrittweitenanpassung sollten Berechnungsergebnisse für die Zustandsgrößen sehr genau geprüft werden, da Fehler nicht immer zu einem offensichtlichen Fehlverhalten des Modells führen müssen.

Die Darstellung von Flüssen bzw. Raten und Zustandsgrößen innerhalb von System Dynamics ist standardisiert, wobei Zustandsgrößen immer als Rechteck und Flüsse, in Anlehnung an die technische Symbolik, als Ventil gekennzeichnet sind (vgl. Abb. 5). Diese Ausdrücke können durch weitere Variablen mit beliebigen algebraischen Ausdrücken und Parameter ergänzt werden. Variablen und Parameter werden als solche einzeln stehend definiert und anschließend über Pfeile mit denjenigen Elementen verbunden, mit denen sie in Wechselwirkung stehen bzw. über die sie mathematisch bestimmt sind.

Abb. 5: Darstellung von Raten und Zustandsgrößen in System Dynamics

Da die Flüsse die Zustandsgrößen bestimmen, selbst aber von algebraischen Ausdrücken abhängen, ist es gerade bei mehreren Zustandsgrößen in einem System wichtig, die Reihenfolge der Berechnung aller Variablen und Flüsse festzulegen. Erfolgt die Modellierung in einer Simulationsumgebung, wird die Reihenfolge in der Regel durch das Programm vorgegeben. Wird Programmcode in das Simulationsmodell implementiert, sind die zeitliche Abstimmung der implementierten

Berechnungen, sowie die genaue Einordnung der Berechnungen in den zeitlichen Gesamtkontext zu beachten.

3.3 Modellbildung

Für den Aufbau eines Simulationsmodells unterscheidet Bossel vier Phasen:

1. Entwicklung des Modellkonzepts
2. Modellentwicklung
3. Modellprüfung
4. Ergebnisvermittlung

Zunächst müssen in der ersten Phase die Aufgabenstellung erfasst und der eigentliche Modellzweck definiert werden, um in der Modellerstellung die relevanten Zustandsgrößen und Wirkmechanismen herausarbeiten zu können. Zur späteren Prüfung des Modells ist die Erstellung eines Referenzverhaltens wichtig. In der zweiten Phase sollten, nach einer verbalen Formulierung des Modells, die Systemgrenzen gezogen werden. Anschließend können das Gesamtsystem in Teilsysteme zerlegt und innerhalb der Teilsysteme die Zustandsgrößen, sowie die Wirkmechanismen identifiziert werden. Die Erfassung von Systemparametern, Einflüssen auf das System und Rückkopplungen, sowie die Wahl der Anfangsbedingungen und Parameter für das Referenzverhalten erfolgen dann vor der eigentlichen Modellerstellung in einer geeigneten Simulationsumgebung. Die Modellerstellung für die relevanten Teilmodelle und das Gesamtmodell wird ab Kapitel 4.2 genauer erläutert. Nach der Phase der Modellprüfung folgt die Phase der Ergebnisvermittlung, in der die verhaltensbestimmenden Rückwirkungen benannt und Verhaltensweisen begründet werden. Die Modellprüfung ist in Kapitel 4.1 ausführlich am Simulationsmodell dieser Arbeit behandelt.

4 Systembeschreibung und Modellbildung

Das entwickelte Simulationsmodell besteht aus einzelnen Java-Klassen, in denen die kontinuierlichen Vorgänge, über Raten als System Dynamics Elemente modelliert sind. Ereignisse, die zu bestimmten Zeitpunkten auftreten, wurden dagegen im Regelfall als terminierte Ereignisse beschrieben. Umfangreiche Algorithmen, wie beispielsweise die Berechnung der Substratvergärung und des Substratdurchlaufs durch die Fermenter sind als Java Code in solchen terminierten Ereignissen geschrieben. Alle Klassen sind mit der Hauptklasse, der Steuerung, mittels der Übergabe von Parametern und Variablen verbunden. Gegebenenfalls bestehen solche Verbindungen auch zwischen den Unterklassen, die in die Steuerungsklasse eingebettet sind. Die inhaltlich relevanten Klassen sind hier aufgelistet und sollen später noch genauer beschrieben werden:

- Übergeordnete Steuerung (Polygeneration)
- Dezentrale Energiebereitstellung
- Biogasproduktion
- Biodieselproduktion
- Bioethanolproduktion
- Strohheizkraftwerk
- Feldfruchtanbau

Diese Klassen unterscheiden sich durch ihr Verhalten. Bei der Biodiesel- und Bioethanolproduktion, sowie dem Strohheizkraftwerk handelt es sich um kontinuierliche Prozesse, die als stationär angenommen werden sollen. Entsprechend bestehen diese Klassen nur aus wenigen, linearen Gleichungen, die kontinuierliche Stoff- und Energieströme beschreiben. Bei den anderen Klassen handelt es sich um dynamische Modelle, die sich gegenseitig beeinflussen. So sind vom Ertrag des Feldfruchtanbaus z.B. die Produktionsleistung der Bioenergieträgerherstellung und die Substratzusammensetzung in der Biogasanlage abhängig. Andererseits hängen die Entwicklung der Bodennährstoffe und die Pflanzenentwicklung von den Inhaltsstoffen des Gärrestes ab, den die Biogasanlage zur Düngung bereitstellt. Die Zusammensetzung des Gärrestes wird wiederum von den zu deckenden Lastprofilen und der Betriebsweise der Biogasanlage bestimmt.

4.1 Prüfung der Modellgültigkeit

Ziel der Erstellung eines Simulationsmodells ist, das Verhalten eines realen Systems so zu beschreiben, dass das Verhalten des Originals reproduziert werden kann. Dafür ist nach der Modellerstellung die Prüfung der Modellgültigkeit oder Verifikation erforderlich. Die Informationen dieses Unterkapitels sind bei Bossel entnommen[1]. Abweichende Quellen sind gesondert gekennzeichnet. Bossel formuliert vier Aspekte hinsichtlich derer die Gültigkeit des Modells belegt werden muss. Diese sind:

- Strukturgültigkeit
- Verhaltensgültigkeit
- Empirische Gültigkeit
- Anwendungsgültigkeit

Die Strukturgültigkeit betrifft die Wirkungsstruktur eines Modells. Essentielle Zustandsgrößen und Verknüpfungen aus dem Realsystem müssen im Modell abgebildet sein. Im Falle der Biogasanlage müssen also zur Erfassung des Ein- und Austragsverhaltens Größen, wie die Fermentergröße, aktueller Fermenterinhalt, Massenverluste durch anaerobe Gärung, Biogasmenge und Substratzugabemenge beschrieben sein. Weiterhin wird durch die korrekte Verknüpfung dieser Größen die Grundlage für das richtige Verhalten des Modells gelegt.

Die Verhaltensgültigkeit liegt vor, wenn das System das qualitativ gleiche dynamische Verhalten aufweist, wie das Realsystem. Sie baut auf der richtigen Verknüpfung der Zustandsgrößen des Modells auf und steht deswegen im engen Zusammenhang mit der Strukturgültigkeit. Über Extremwerte oder bekannte Eingangsfunktionen, wie einer Sprung- oder Impulsfunktion kann das Verhalten des Modells bezüglich seiner Dynamik überprüft werden. Für die Biogasanlage im Modell gilt z.B. für eine aufgebrachte Sprungfunktion in der Fermenterfütterung, dass der Gasertrag in Folge der Fütterungshistorie einem Sprung nicht exakt folgen kann. Er kann sich nur zeitverzögert einem neuen Wert annähern.

[1] Vgl. Bossel, 2004, S. 61-62, 107-109

Die empirische Gültigkeit betrifft nun die quantitative Aussage, die das Simulationsmodell liefert. Die Biogasanlage im Modell muss also z.B. den Biogasertrag einer realen Anlage mit identischen Größen und gleicher Fütterungsrate richtig wiedergeben. Sind Struktur- und Verhaltensgültigkeit gegeben, können Parameteranpassungen im Modell die empirische Gültigkeit herbeiführen oder verbessern.

Abschließend gilt die Anwendungsgültigkeit als gegeben, wenn das Modell alle anwendungsrelevanten Größen in der erforderlichen Form und über den erforderlichen Zeitraum berechnen kann. Das Modell der Biogasanlage muss also die richtigen Biogaserträge aus einer Fütterungsfunktion über einen Zeitraum von mehreren Jahren berechnen können. Fälle, die außerhalb der Modellgültigkeit liegen, müssen dabei für die Fütterungsfunktion ausgeschlossen werden. Ist das Modell für den kontinuierlichen Betrieb einer solchen Anlage geschrieben, muss es nicht zwingend das richtige Verhalten bei Ausfall der Substratgabe ausgeben. Soll dagegen genau dieser Zustand untersucht werden, ist das richtige Modellverhalten für diese Situation obligat.

Alle Teilmodelle wurden unabhängig voneinander geschrieben und anschließend einzeln nach den Kriterien von Bossel verifiziert. Nach diesem Vorgang erfolgte eine Analyse über mögliche Fehler und Probleme in Anlehnung an die Vorgehensweise bei einer Fehlzustandsart- und -auswirkungsanalyse (FMEA)[1]. Dabei wurden alle Verbindungspunkte zwischen einzelnen Teilmodellen grundsätzlich bezüglich folgender Kriterien überprüft:

- Dimensionen
- Ausgabezeitpunkte
- Änderungszeitpunkte
- Konsistenz der Berechnungsgrundlagen
- Fehlverknüpfungsmöglichkeiten

Je nach Problemstellung und Art des Teilmodells war die Prüfung weiterer Kriterien erforderlich. Das Schema der Vorgehensweise bei der Erstellung des Gesamtmodells ist in Abb. 6 dargestellt.

[1] Vgl. Deutsches Institut für Normung, 11/2006

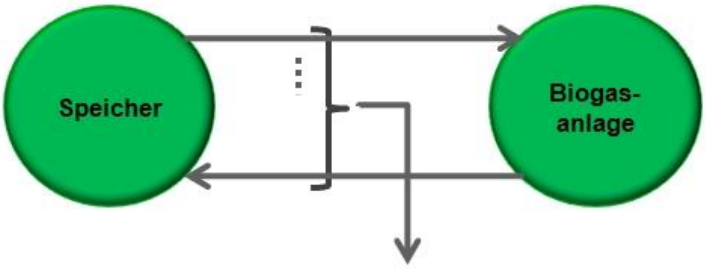
Abb. 6: Vorgehensweise bei der Modellprüfung

Die Prüfung der Strukturgültigkeit der Teilmodelle beginnt bereits während der Erstellung der Modelle, wenn die relevanten Zustandsgrößen des Systems identifiziert und beschrieben werden. Sie kann anschließend, zusammen mit der Prüfung der Verhaltensgültigkeit abgeschlossen werden. In den vorliegenden Teilsystemen wurden für diese Prüfung folgende, einfache Testfunktionen auf die Eingangsgrößen in Form von Lastgängen angewandt:

- Extremwerte (vgl. Abb. 8)
- Sprungfunktion (vgl. Abb. 9)
- Rampe (vgl. Abb. 10)
- Pulsfolgen (vgl. Abb. 11)

Auf die Eingangsfunktionen erfolgt eine Antwort des Modells. Diese Systemantwort dient mit ihrer Dynamik und ihren Absolutwerten der Beurteilung der Verhaltensgültigkeit und der empirischen Gültigkeit. Am Ende von Kapitel 4.1 ist eine Überprüfung am Gesamtsystem einschließlich der aufgebrachten Testfunktionen stellvertretend für alle durchgeführten Prüfungen an den Teilmodellen und am Gesamtmodell dargestellt.

Grundlage für die Auswirkungsanalyse war eine Zeichnung des Gesamtmodells mit allen Teilmodellen. In diese Zeichnung wurden sämtliche Beziehungen zwischen den Teilmodellen, Einschließlich deren Dimensionen, Berechnungszeitpunkten und Berechnungsgrundlagen eingetragen. Mit dieser Vorgehensweise können bereits sehr viele Fehler ausgeschlossen werden. Weitere Fehlermöglichkeiten liegen nach dieser Prüfung hauptsächlich in der falschen Verknüpfung der Teilmodelle. Exemplarisch für die Prüfung bei der Erstellung des Gesamtmodells, sollen hier die zu untersuchenden Verknüpfungen zwischen den Klassen für die Biogasanlage und den übergeordneten Stoff- und Energiespeicher aufgezeigt werden (s. Abb. 7).



Speicher → Biogasanlage	Biogasanlage → Speicher
- Substrate (Mais, RPK, Glyzerin, Schlempe) - Prozessenergie (thermisch) - Prozessenergie (elektrisch)	- C-Verluste der Silage - Gärrest in Fraktionen C, N, Masse - RME-Bedarf - CH4

Abb. 7: Beispieldarstellung und Benennung von Modellverknüpfungen, die in Anlehnung an eine FMEA untersucht wurden

Während und nach der Zusammenführung der Teilmodelle wurde jeweils die Modellgültigkeit mit den oben genannten Funktionen überprüft. Weiter unten sind einige Größen des Gesamtmodells exemplarisch abgebildet. Aus Gründen der Übersichtlichkeit sind die Größen auf eine kleine Anzahl beschränkt. Als Eingangsfunktion dient die Endenergieanforderung des Nutzers (Wärme 90°C). Die Antwortfunktionen sind der Methanbedarf der Energieversorgungssysteme, die Methanproduktion des Fermenters und die Wärmedeckung durch das gelieferte Methan. Der tatsächliche Wärmebedarf liegt etwas höher, weil die Wärmeanforderung des Verbrauchers nicht die Verluste im Wärmenetz berücksichtigt. Der Methanbedarf richtet sich nach diesem höheren Wärmebedarf, abzüglich der Überschusswärme aus dem Strohheizkraftwerk. Alle Grafiken werden nachfolgend erläutert.

Abb. 8 zeigt ein Extremwertszenario, bei dem die Wärmeanforderung am Tag 100 auf null gesetzt wurde. Man erkennt den sofortigen Abfall des Methanbedarfs und der Wärmedeckung. Die Methanproduktion fällt auf Grund der Fütterungshistorie und der damit verbundenen hohen Gasbildung nur verzögert in Richtung eines stationären Wertes, der sich aus der Mindestsubstratzufuhr ergeben würde. Nach Einsetzen des Wärmebedarfs steigt der Methanbedarf nicht auf das

Ausgangsniveau an, weil die Methanbildung und der damit verbundene Energiebedarf aus dem Strohheizkraftwerk noch gering sind. Es ist also mehr Wärmeüberschuss aus dem Strohheizkraftwerk zur Deckung des Wärmebedarfs vorhanden. Die Wärmedeckung aus dem Methan springt kurzzeitig bis auf den Anforderungswert einschließlich der Netzverluste, weil die Biogasanlage über einen Zwei-Tages-Gasspeicher verfügt, der nun geleert wird. Im Nachgang steigt die Biogasproduktion wieder, entsprechend der möglichen Steigerungsrate der Substratzufuhr, bis auf ein Maximum an. Die Unstetigkeiten in der Wärmedeckungskurve, die vor allem vor dem hundertsten Tag auftauchen, sind durch einen Wirkungsgradsprung im BHKW-Verbund verursacht. Die geforderte Leistung bewegt sich an derjenigen Grenze, an der ein weiteres BHKW zur Bedarfsdeckung herangezogen werden muss.

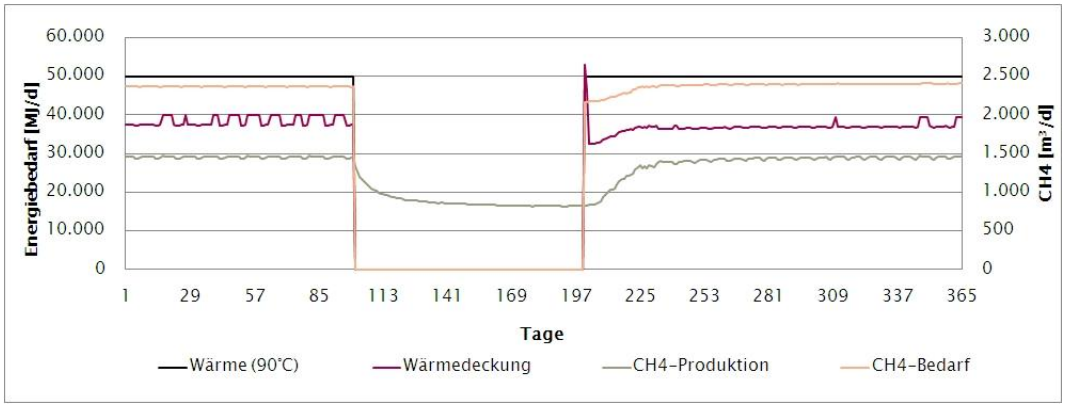


Abb. 8: Wärmeanforderung als Extremwertfunktion und Modellantwort im Jahresverlauf

Abb. 9 zeigt die umgekehrte Situation. Hier wird aus einer Grundlast heraus ein Anforderungssprung über die mögliche Maximallast der Biogasanlage hinaus als Eingangsfunktion in das Modell gegeben. Nach der Steigerung der Anforderung kann man die Steigerung der Biogasproduktion entsprechend der möglichen Substratsteigerungsrate bis auf ein maximales Niveau beobachten. Die Methanproduktion bleibt hinter dem Methanbedarf zurück. Nach Rückführung der hohen Last auf das Ausgangsniveau fällt der Methanbedarf nicht auf das Ausgangsniveau zurück, sondern bleibt entsprechend der etwas niedrigeren Überschusswärme aus dem Strohheizkraftwerk auf einem höheren Bedarf. Mit sinkender Methanproduktion erhöht sich die Überschusswärme und der Methanbedarf geht weiter zurück. Die Methanproduktion schwingt anschließend etwas unter den Bedarf, weil die Methanspeicherbestände verbraucht werden. Erst bei voller Lastanforderung erhöht sich die Methanproduktion wieder auf den Methanbedarf. Dieser kleine

Versorgungseinbruch verursacht auch den kurzzeitigen Rückgang in der Wärmebedarfsdeckung durch Methan.

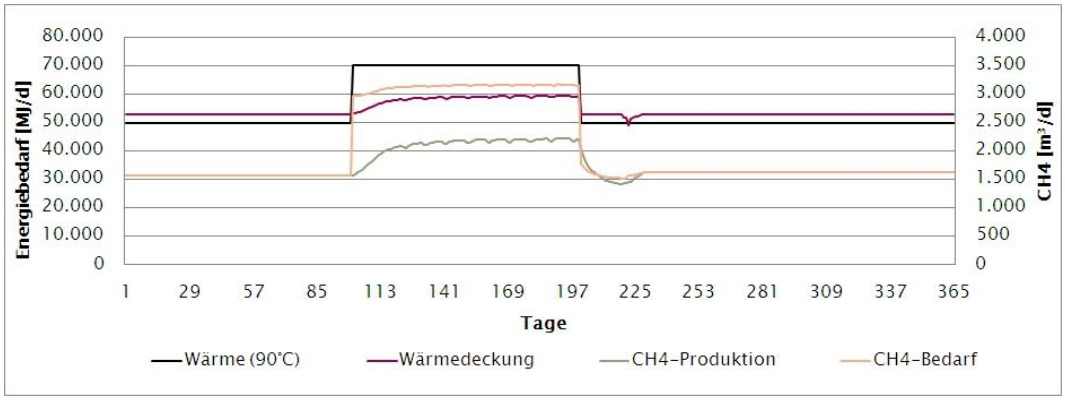


Abb. 9: Wärmeanforderung als Sprungfunktion und Modellantwort im Jahresverlauf

In Abb. 10 ist die Wärmeanforderung als Rampenfunktion zu sehen. Ab dem hundertsten Tag wird die Anforderung über die maximale Biogasanlagenleistung erhöht. Die Steigerung des Wärmebedarfs erfolgt schneller als die mögliche Substratsteigerungsrate, weshalb die Gasproduktion hinter dem Bedarf zurückbleibt. Sie schwingt sich auf ein maximales Niveau ein und fällt nach dem Rampenende analog zu Abb. 9 auf das Anfangsniveau zurück. Die Verzögerung dieses Vorgangs liegt in der – energiemengenbedingt - anderen Auslegung der Biogasanlage begründet. Die unterschiedliche Steigung von Wärmebedarf und Methanbedarf haben ihre Ursache im Wirkungsgrad der Energiebereitstellungstechnik.

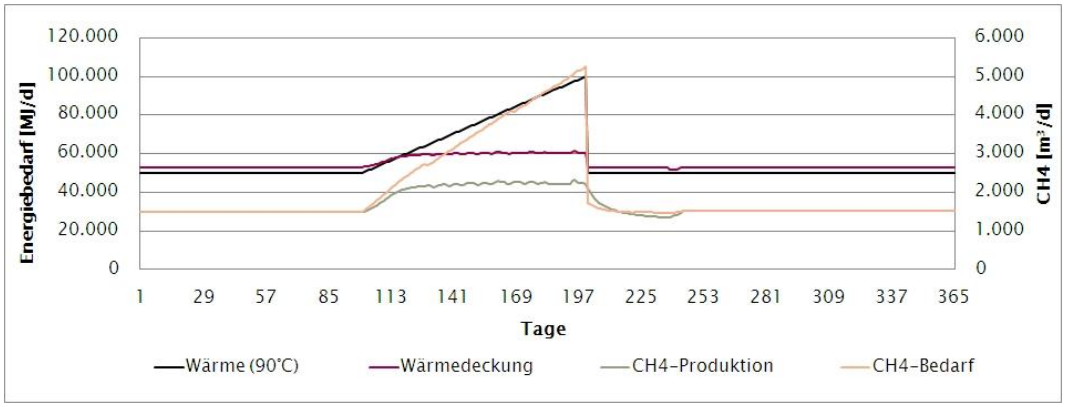


Abb. 10: Wärmeanforderung als Rampenfunktion und Modellantwort im Jahresverlauf

Abb. 11 zeigt die Modellantwort auf eine Pulsfolge. Die Pulsfolge wurde als Wochenprofil einer 5-Tage-Woche gewählt, bei der fünf Tage in Folge eine

durchgehend hohe Wärmeanforderung besteht, die am Wochenende für zwei Tage auf null abfällt. Zur besseren Übersicht wurde auf die Darstellung der Einlaufphase verzichtet. Die Methananforderung steigt mit dem ersten Puls an und die Zeit der hohen Anforderung ist zu kurz, um eine deutliche Steigerung der Substratzufuhr zu bewirken. Auf die beginnende Anpassung der Fütterungsmenge folgt bereits das Aussetzen der Anforderung, was die Biogasproduktion unmittelbar wieder sinken lässt. Mit der nächsten hohen Anforderung kann zwar die Substratzufuhr nach Modellvorgabe sofort wieder auf den ursprünglichen Wert ansteigen, jedoch steigt die Produktionsleistung nicht in gleichem Maße mit, weil die Substratzufuhr in den zwei Tagen ohne Methananforderung auf die Mindestmenge gedrosselt wurde, was eine deutlich geringere Produktionsleistung zur Folge hat. Es lässt sich leicht die große Trägheit des Systems gegenüber solchen Lastsprüngen erkennen. Der Effekt der Methanspeicherfüllung und –leerung ist deutlich an der höheren Wärmedeckung zu Pulsbeginn erkennbar.

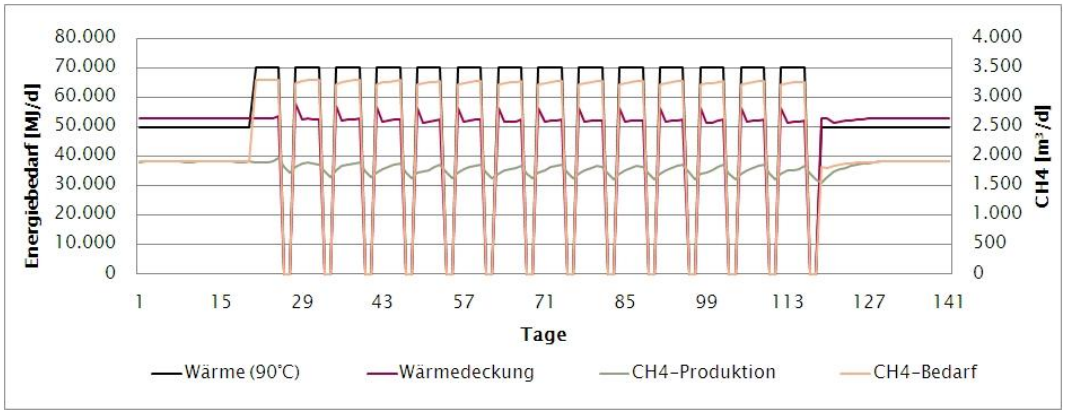


Abb. 11: Wärmeanforderung als Pulsfolgefunktion und Modellantwort im Jahresverlauf

Zur exemplarischen Darlegung der Prüfung des Feldfruchtmodells ist in Abb. 12 dargestellt, wie sich das Pflanzenwachstum ohne Stickstoffzufuhr entwickelt. Es sind der pflanzenverfügbare Stickstoff im Boden und die relative Pflanzenmasse dargestellt. Für die vorliegende Fruchtfolge Weizen – Mais – Raps ist deutlich erkennbar, wie sich der Stickstoffeintrag aus dem Zersatz organischen Materials verringert. In den ersten Jahren erfolgt über den Zersatz noch ein hoher Stickstoffnachschub, der mit der Verringerung des Pflanzenwachstums und damit der Verringerung der Ernterückstände im Boden abnimmt. Die Entwicklung der Kulturpflanzen geht im Modell bis auf eine relative Masse von weniger als 5 % zurück.

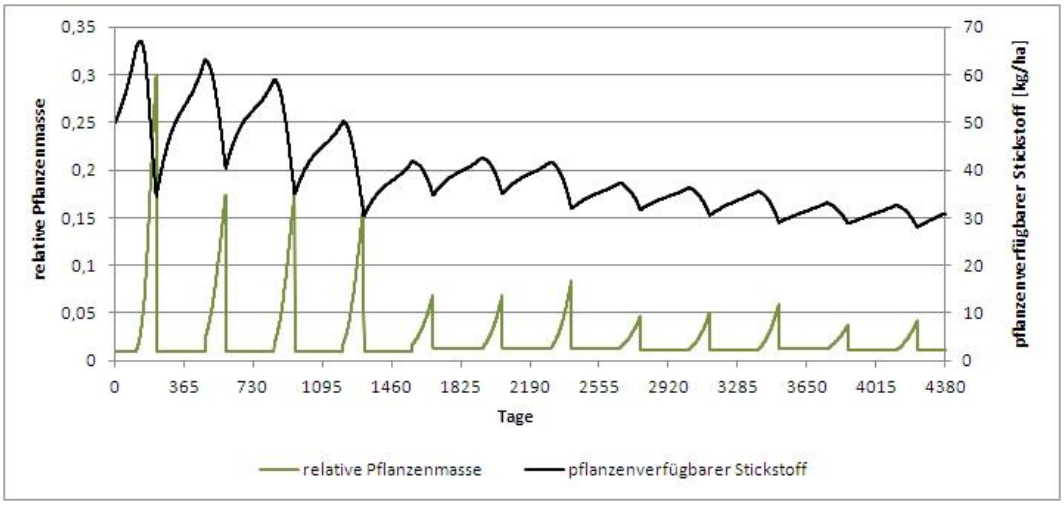


Abb. 12: Unterbindung der Stickstoffzufuhr und Modellantwort über zwölf Jahre

4.2 Steuerung

Das Simulationsmodell ist weitgehend parametrisiert, um Änderungen am Verhalten des Modells innerhalb einer Tabellenkalkulationsdatei vornehmen zu können. Alle Umwelteinflüsse, Stoffeigenschaften, Beiwerte und Modellvorgaben werden zum Simulationsstart in die Steuerungsklasse und ggf. in weitere Klassen geladen und für die Berechnungen benutzt. Die wichtigsten Parameter sind in den entsprechenden Klassenbeschreibungen erwähnt. Eine vollständige Auflistung aller relevanten Parameter befindet sich im Anhang.

In der Steuerungsklasse befinden sich Parameterboxen in die alle simulationsrelevanten Parameter der Ackerflächen und der Feldfrüchte geladen werden. Weiterhin sind alle Klassen des Modells als Objekte in die Steuerungsklasse eingefügt, um die Kontrolle über die Einzelklassen zu gewährleisten und Stoff- und Energieströme abbilden zu können. Dazu werden die öffentlichen Variablen der Einzelmodule, auf die im Steuerungsmodul zugegriffen werden kann, entsprechend der Stoff- und Energiestromlogik verknüpft. Ist eine Verknüpfung solcher Variablen nicht möglich oder nicht sinnvoll, werden Daten mittels Parametern übergeben. Sämtliche Stoffströme, die sich aus den Ernten ergeben, werden in der Steuerungsklasse initiiert. Weiterhin erfolgen hier alle Berechnungen zu den landwirtschaftlichen Transporten und den eingesetzten Stoffen, wie Dünge- und Pflanzenschutzmitteln.

Zu Beginn eines Simulationslaufs wird zunächst eine Vordimensionierung der benötigten Ackerflächen vorgenommen. Dazu wird die angenommene Ackerfruchtfolge ausgewertet, das Lastprofil aus der Eingabedatei geladen und die Energiesumme in Abhängigkeit der geforderten Betriebsweise gebildet. Die verwendete dezentrale Energietechnik wird nach den benötigten Energieformen ausgewählt. Für einen anfallenden Dampfbedarf werden die Wirkungsgrade von Mikrogasturbinen angenommen, bei Energieprofilen ohne Dampfbedarf die Wirkungsgrade eines BHKWs (vgl. Kapitel 4.3). Aus diesen Größen, einer substratspezifischen Gasausbeute und einer Ernteertragsabschätzung errechnet sich die benötigte Ackerfläche. Nach dieser Dimensionierung werden für jede Frucht der gewählten Fruchtfolge der jeweiligen Ackerfläche die benötigten Bodenparameter zugewiesen. Die Zuweisung der Pflanzenparameter geschieht jahresweise in Abhängigkeit der Fruchtfolge. Zum Simulationsstart befinden sich noch keine Pflanzen in den Speichern. Um ein realistisches Modellverhalten vor der ersten Ernte zu erhalten, werden die Pflanzenspeicher mit der benötigten Pflanzenmenge vorgefüllt und die Abflussraten für die Verfahren der Biodieselgewinnung, der Bioethanolgewinnung und für das Strohheizkraftwerk entsprechend der Speicherinhalte festgelegt. Zehn Tage vor Vegetationsbeginn wird der Gärrestspeicher von der Steuerung vollständig entleert und der Gärrest in seinen Kohlenstoff- und Stickstofffraktionen gleichmäßig an die einzelnen Ackerflächen übergeben. Dieser Vorgang wird 30 Tage nach Vegetationsbeginn wiederholt. Zum Erntezeitpunkt wird sämtliche geerntete Pflanzenmasse an das Steuerungsmodul übergeben und von diesem in die vorgesehenen Speicher geschrieben. Nach diesem Vorgang werden die Flussraten zu den kontinuierlich ablaufenden Prozessen neu bestimmt. Die Festlegung des erforderlichen RME-Bedarfs für den Pflanzenbau erfolgt ebenfalls im Steuerungsmodul.

Zur Berechnung der erforderlichen Brennstoffmengen des Ackerbaus einschließlich aller zugehörigen Fahrten, werden kilometer- und hektarbezogene Energiewerte aus der KTBL-Datensammlung Energiepflanzen[1], sowie der KTBL-Schrift Betriebsdaten Landwirtschaft[2] in das Modell geladen. Alle hektarbezogenen Daten werden auf die entsprechenden Ackerflächen, alle kilometerbezogenen Daten auf

[1] Vgl. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL), 2006

[2] Vgl. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL), 2006a

eine mittlere Transportentfernung angewendet. Die errechneten KTBL-Daten sind im Anhang aufgeführt. Die mittlere Transportentfernung ergibt sich, in Anlehnung an die Schwerlinienbestimmung für Netzmessverfahren nach VDI 2640[1], aus einem Kreisring um die idealisierte Anlage mit einem Innenradius von null Metern und dem Außenradius R, der sich aus der gesamten erforderlichen Landfläche ergibt. Die Schwerlinie teilt den Kreis in zwei flächengleiche Zonen und der Radius der Schwerlinie bildet die mittlere Transportentfernung $s_{Ø}$.

Formel 4

$$s_{Ø} = \frac{R}{\sqrt{2}}$$

Zur Ermittlung der erforderlichen Fläche des Kreisrings wird auf die statistischen Landnutzungsdaten des Bundes[2] und von Hessen[3], sowie auf Daten der FNR[4] zurückgegriffen. Die idealisierte Kreisfläche ergibt sich aus der Beziehung der Flächen, die für den Anbau von energetisch genutzten NawaRo genutzt werden zu der jeweiligen Gesamtfläche Deutschlands oder Hessens. Die Daten hierfür sind im Anhang dargestellt.

Die Schwerlinienmethode ergibt nur die kürzeste Entfernung zur Anlage. Aus diesem Grund wurden in einer Diplomarbeit[5] exemplarisch für eine Region in Nordhessen mittels Landkarte 20 NawaRo-Ackerflächen definiert und die möglichen Transportstrecken zur Anlage einzeln berechnet. Aus dieser Berechnung konnte für die untersuchte Region ein Wegefaktor von 1,5 gefunden werden. Die mittlere reale Transportentfernung ist also um den Faktor 1,5 länger, als die gemessene Luftlinie. Dieser Faktor besitzt nur sehr enge Gültigkeitsgrenzen und kann nicht universell angewendet werden, gibt aber einen Hinweis darauf, wie sich die Transportentfernungen zueinander verhalten können. Zur genaueren Abschätzung

[1] Vgl. Verein Deutscher Ingenieure, Juni 1993

[2] Vgl. Statistisches Bundesamt Deutschland

[3] Vgl. Hessisches Statistisches Landesamt

[4] Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR), 2010a, S. 3

[5] Vgl. Begleitende Diplomarbeit Gladisch, S. 80-82

sind weitere Untersuchungen erforderlich. Der Faktor findet innerhalb des Modells als Parameter trotzdem Anwendung.

4.3 Dezentrale Energiebereitstellung

Unter dezentraler Energiebereitstellung wird die Versorgung mit Energie in Verbrauchernähe durch Energiesysteme verstanden. Dabei hängen die Größe des Energiesystems und die benötigten Infrastrukturmaßnahmen der Verteilungssysteme voneinander ab. Ein dezentrales Energiesystem ist also hinsichtlich der Leistungsklasse deutlich kleiner, als ein Großkraftwerk. Daraus ergeben sich zunächst mehrere Nachteile für die Wirtschaftlichkeit, die thermodynamische Effizienz und die Flexibilität solcher Anlagen[1]. Zudem ergibt sich eine höhere Umweltbelastung durch kleinere Kraftwerke, weil sie im Regelfall ein schlechteres Emissionsverhalten aufweisen als Großanlagen. Den genannten Nachteilen stehen Vorteile gegenüber, die bei sinnvoller Planung und Auslegung zu einem positiven Gesamtergebnis führen können. So können die Wirtschaftlichkeit und thermodynamische Effizienz dezentraler Systeme über eine erhöhte Brennstoffausnutzung mittels Kraft-Wärme-(Kälte)-Kopplung deutlich verbessert werden. Dies ist insbesondere deswegen möglich, weil sich die Kosten für die Verteilung von Wärme und Kälte durch die Verbrauchernähe in Grenzen halten bzw. eine Wärme- oder Kälteverteilung erst ermöglichen. Nachteile in der Einsatzflexibilität lassen sich ebenfalls über die Möglichkeit der Lieferung mehrerer Energieformen, Energiespeicherung und sinnvolle Steuerungen kompensieren. Die mangelnde Brennstoffflexibilität von Einzelanlagen kann, im Verbund gesehen durch die Nutzung eines breiteren Brennstoffbandes mittels Einsatzes kleiner, spezialisierter Verbrennungsanlagen ausgeglichen werden[2]. Auch die höhere Umweltbelastung in Form höherer Schadstoffkonzentrationen im Rauchgas relativiert sich durch den Einsatz von KW(K)K wegen der höheren Brennstoffausnutzung. Werden erneuerbare Energieträger eingesetzt, ergeben sich weitere Vorteile durch die Senkung der CO_2-Emissionen. Aus diesen Gründen findet die KW(K)K in der dezentralen Energieversorgung bevorzugt Anwendung.

[1] Vgl. Karl, 2006, S. 13-17

[2] Vgl. Karl, 2006, S. 16-17

4.3.1 Kraft-Wärme-(Kälte)-Kopplung

Nachfolgend wird die KW(K)K kurz anhand von KWK-Prinzip, KWK-Prozessen, sowie deren Eigenschaften und Abwärmeniveaus, wie bei Bastian[1] zu finden, geschildert.

KWK-Prinzip

In jedem Wärme-Kraft-Prozess fallen kinetische Energie und thermische Energie an. Die kinetische Energie wird üblicherweise zum Antrieb eines elektrischen Generators genutzt, um sie sehr verlustarm in elektrische Energie zu wandeln. Elektrische Energie ist die vielseitigste und hochwertigste bekannte Energieform, weil sie sich sehr gut und effizient in jede andere Energieform wandeln lässt. Die thermische Energie aus dem Prozess wird im KWK-Prinzip ebenfalls weiter genutzt, lässt sich aber, abhängig vom Temperaturniveau, nur sehr eingeschränkt in andere Energieformen wandeln. Im Regelfall verwendet man sie direkt zu Heizzwecken in anderen industriellen Prozessen oder als Raumwärme. Abb. 13 zeigt eine schematische Übersicht über das KWK-Prinzip. Liegt die Abwärme auf einem Niveau von 80°C aufwärts vor, besteht die Möglichkeit, sie in andere Energieformen zu wandeln. Temperaturen ab etwa 80°C eignen sich bereits zum Antrieb einer Sorptionskältemaschine und damit zur Bereitstellung von Prozess- oder Klimatisierungskälte. Thermische Energie auf einem Niveau ab etwa 95°C kann sogar zum Antrieb eines Organic-Rankine-Cycles und damit zur Wandlung in weitere kinetische bzw. elektrische Energie genutzt werden. Für das Prinzip der KWK ist noch ein weiterer Faktor entscheidend. Dazu ist der Begriff der Kraft-Wärme-Kopplung im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)[2] wie folgt definiert:

„Kraft-Wärme-Kopplung ist die gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in elektrische Energie und in Nutzwärme in einer ortsfesten technischen Anlage."

[1] Vgl. Bastian, 2012

[2] Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, 21.08.2009

In dieser Definition ist der Begriff der Nutzwärme von großer Bedeutung. Wärme, die im Prozess entsteht, aber nicht genutzt, bzw. nicht für eine spätere Nutzung gespeichert werden kann, ist weiterhin Abwärme. Sie steht keinem anderen Prozess zur Verfügung. Wichtig ist, dass es sich wirklich um Nutzwärme handelt, also um Wärme, die durch ihre Verwendung andere Brennstoffe verdrängt. So sind die Vergütung von Strom nach dem EEG bzw. die Zulage für Strom nach dem KWKG aus KWK von einem schlüssigen Wärmekonzept abhängig. Die Wärme aus KWK kann, wie bereits erwähnt, auch zur Bereitstellung von Prozesskälte herangezogen werden. Man spricht dabei von Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK). Nachfolgend wird nur der Begriff KWK stellvertretend für beide Begriffsformen verwendet.

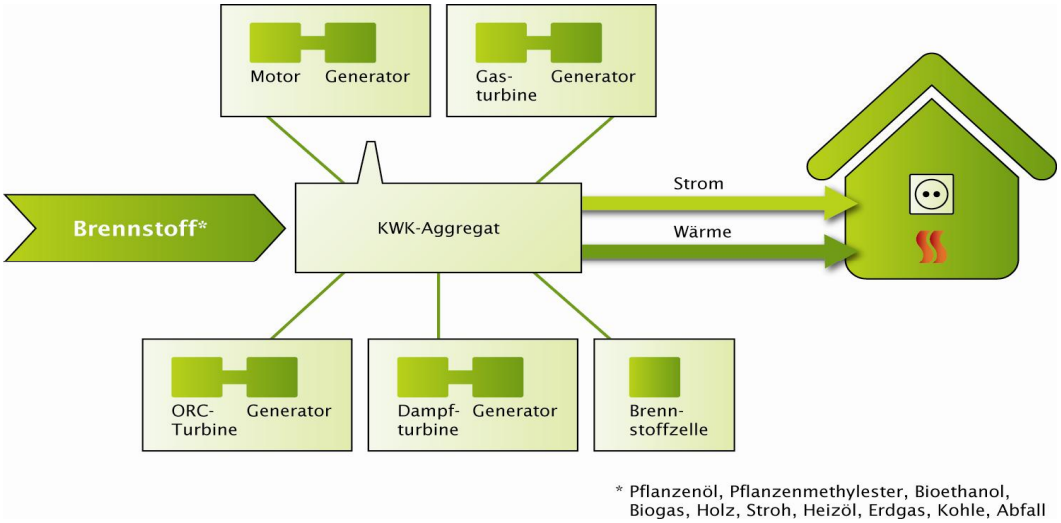


Abb. 13: Darstellung des Kraft-Wärme-Kopplungsprinzips[1] (erweitert)

Betrachtet man den Aufwand an Primärenergie, der für die Bereitstellung der einzelnen Energieformen geleistet werden muss, ergeben sich deutliche Unterschiede für die KWK gegenüber der getrennten Energiebereitstellung. Der Primärenergieaufwand kann über eine vollständige Energiebilanz, den sogenannten kumulierten

[1] Bundesverband KWK

Energieverbrauch (KEV), festgestellt werden. Dieser beträgt für den deutschen Strommix nach GEMIS 2004[1] gegenwärtig 2,74 kWh_{PE}/kWh_{End}.

KWK-Prozesse

Es eignen sich generell alle Wärme-Kraft-Prozesse für die Kraft-Wärme-Kopplung, weil in diesen Prozessen immer beide Energieformen anfallen. Sie unterscheiden sich durch die Art der Wärmezufuhr und die erreichbaren Temperaturniveaus der Wärmeseite. Eine grobe Unterteilung lässt sich vornehmen, indem man die Prozesse in diejenigen mit einer direkten, inneren Wärmezufuhr und solche mit indirekter, äußerer Wärmezufuhr gliedert (siehe Abb. 14). In Prozessen mit innerer Wärmezufuhr, wie in Hubkolbenmotoren oder Turbinen, wird ein Brennstoff direkt im Arbeitsraum der Maschine mit dem zu expandierenden Medium Luft vermischt. Bei der Zündung des brennfähigen Gemischs gibt der Brennstoff seine gespeicherte Energie als Wärme ab und bewirkt so eine Druckerhöhung im Arbeitsraum. Diese Druckerhöhung wird durch eine gerichtete Expansion in Bewegung umgesetzt. Die Verbrennungswärme wirkt also direkt dort, wo die Wandlung von Wärme in Kraft erfolgt.

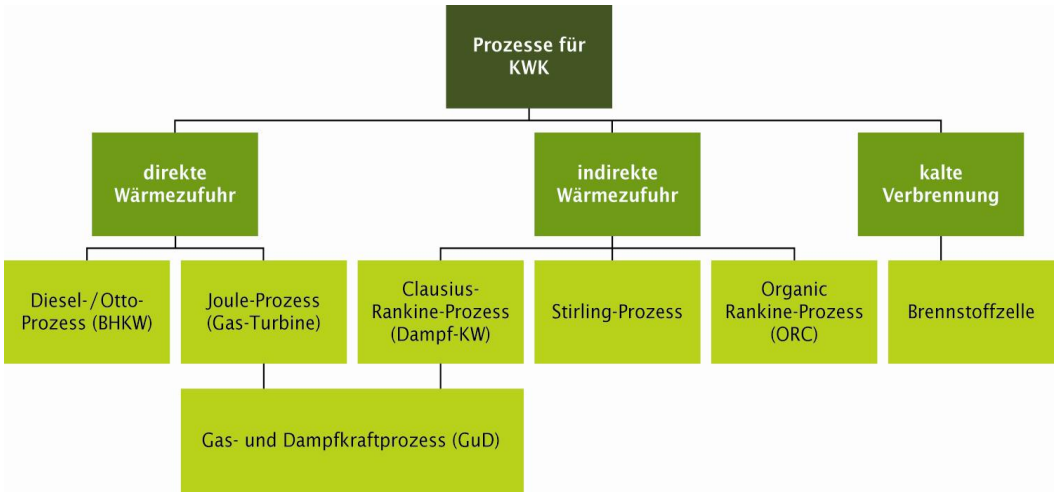


Abb. 14: **Einteilung gebräuchlicher Wärme-Kraft-Prozesse**

[1] Vgl. Öko-Institut, 08/2010

Im Gegensatz dazu, gibt es Prozesse mit äußerer Wärmezufuhr bei Dampfturbinen oder im Stirling-Motor. Diese Einrichtungen arbeiten mit einem getrennten Raum für die Verbrennung des Brennstoffs. Von diesem Raum wird die Wärme über einen Wärmeübertrager an ein Medium übertragen, welches technische Arbeit verrichten kann. So wird beispielsweise im klassischen Dampfprozess in einem Reaktionsraum ein Energieträger verbrannt, um Wasser in überhitzten Dampf aufzuheizen. Der Dampf wird anschließend über eine Dampfturbine entspannt und setzt diese in Bewegung. Prozesse mit äußerer Wärmezufuhr haben generell einen niedrigeren Wirkungsgrad als Prozesse mit direkter Wärmezufuhr in gleicher Leistungsklasse. Dies begründet sich in der erforderlichen Wärmeübertragung vom Brennraum an das Arbeitsmedium und vom Arbeitsmedium an die Umwelt.

Aus der Einteilung ist ersichtlich, welche Qualitätsanforderungen an die Brennstoffe in den einzelnen Prozessen gestellt werden müssen. Maschinen mit direkter Wärmezufuhr benötigen standardisierte Brennstoffe mit sehr gleichbleibenden Eigenschaften, da die Brennstoffe sich im Arbeitsraum der Maschine befinden und Kontakt mit sich bewegenden Bauteilen haben. Treten Verunreinigungen oder Güteschwankungen im Brennstoff auf, führt das umgehend zu deutlichen Veränderungen im Wirkungsgrad bis hin zu erhöhtem Verschleiß oder Beschädigungen an der Maschine. Für eine direkte Wärmezufuhr werden ausschließlich flüssige und gasförmige Brennstoffe genutzt. Geeignet sind im Wesentlichen Otto- und Dieselkraftstoffe regenerativer und fossiler Herkunft, Heizöl, Erdgas, entschwefeltes Biogas, Pflanzenöl und Deponiegas. Für Anlagen mit indirekter Wärmezufuhr ist die Brennstoffauswahl vielfältiger, weil sie immer aus zwei Anlagenkomponenten bestehen. Eine Komponente enthält den Brennraum mit den Wärmeübertragern und eine zweite Komponente die energiewandelnden Bauteile mit dem Arbeitsmedium. Brennraum und Wärmeübertrager muss man – wie bei allen Wärme-Kraft-Maschinen - auf den jeweiligen Brennstoff und das Arbeitsmedium abstimmen. Dabei berücksichtigt man u.a. die Reinheit, Beschaffenheit und Heterogenität des Brennstoffs. Der Brennraum eines Steinkohlekraftwerks wird z.B. mit einem sehr homogenen, standardisierten Brennstoff beschickt, der eines Müll- oder eines Biomasseheizkraftwerks mit einem sehr heterogenen Stoffgemisch. Der Anlagenteil, in dem die Kraftwandlung abläuft, ist räumlich von den Brennstoffen getrennt. Die benötigte Wärme wird über Wärmeübertrager geliefert, wobei sich Verunreinigungen und schwankende Brennstoffqualitäten nur im Brennraum bzw. in der übertragenen Wärmemenge auswirken. Als Brennstoffe eignen sich fast alle brennbaren Stoffe, wobei man in solchen Anlagen fast

ausschließlich feste Brennstoffe einsetzt. Flüssige oder gasförmige Brennstoffe finden hier nur zum gezielten Eingriff in die Verbrennung ihre Anwendung.

Eigenschaften der Prozesse

Aus dem vorangegangenen Abschnitt wird deutlich, dass die KWK hinsichtlich der eigentlichen Anlage sehr vielfältig ist. Sie reicht vom einfachen Blockheizkraftwerk (BHKW) als Kolbenmotor im elektrischen Leistungsbereich weniger kW über Holzhackschnitzelheizkraftwerke mit Abwärmenutzung über einen

Tabelle 1: Ausgewählte Merkmale von KWK-Prozessen[1] (erweitert)

Technik	ηel	Stromkennzahl σ	Abwärmeniveau [°C]	Teillastverhalten	Stand der Technik	Brennstoffe
Gas-Ottomotor	0,25 - 0,42	0,40 - 1,10	80 - 100	+	bewährt	(Bio-)Gas
Dieselmotor	0,28 - 0,44	0,50 - 1,10	70 - 100	+	bewährt	(Bio-)Diesel
Gasturbine	0,20 - 0,40	0,30 - 0,60	250 - 500	-	bewährt	(Bio-)Gas
Dampfturbine	0,10 - 0,20	0,10 - 0,40	40 - 200	+	bewährt	Kohle, Biomasse, Müll
Organic-Rankine-Cycle	0,14 - 0,16	0,10 - 0,20	< 45	+	bewährt	Kohle, Biomasse, Müll
Stirlingmotor	0,10 - 0,30	0,10 - 0,40	< 500	-	Kleinserien	Gas, Holz
Brennstoffzelle	0,40 - 0,48	0,30 - 0,70	80 - 400	++	Pilotanlagen	Gas, Wasserstoff

[1] Vgl. BINE Informationsdienst, 2006

Organic-Rankine-Cycle (ORC) im unteren MW-Bereich bis hin zum Gas-und-Dampf-Kraftwerk (GuD) mit Abwärmenutzung und einer elektrischen Leistung von mehreren hundert Megawatt. In Tabelle 1ist eine Zuordnung verschiedener Eigenschaften und Eignungen zu verschiedenen Kraft-Wärme-(Kälte)-Kopplungseinrichtungen dargestellt.

Abwärmeniveau

Aus Tabelle 1ist ersichtlich, dass die verschiedenen Prozesse unterschiedliche Abwärmeniveaus haben. Diese Temperaturen sind grundsätzlich systembedingt. Sie sind höher bei Prozessen mit überwiegend direkter Wärmeabfuhr, wie z.B. bei Gasturbinen, wo ein Abwärmeniveau von bis zu 500°C erreicht werden kann. Mit einem nachgeschalteten Abhitzekessel sind Gasturbinen somit in der Lage, industrielle Dampfprofile zu decken. Geringere Temperaturen stellen sich ein, wenn es sich um flüssigkeitsgekühlte Systeme bzw. um Systeme mit überwiegend indirekter Wärmeabfuhr handelt. Zu diesen zählen u.a. das Dampfheizkraftwerk und der Hubkolbenmotor. Wird Wärme auf unterschiedlichen Temperaturniveaus benötigt, ist in manchen Systemen eine Separierung von Abwärmeströmen möglich. Bei einem Hubkolbenmotor fällt die Abwärme aus den Wasser- und Ölkreisläufen auf einem niedrigeren Niveau an als die Abwärme im Rauchgas. Hier kann beispielsweise eine getrennte Wärmeabnahme auf den Niveaus 80°C/120°C erfolgen.

4.3.2 Lastprofile

Industrieunternehmen und Industriegebiete sind hinsichtlich des Energiebedarfs sehr heterogen zusammengesetzte Objekte. Der Bedarf ist ohne genaue Kenntnis der Produktions- und Organisationsstruktur nur schlecht vorhersagbar. Weiterhin treten neben den elektrischen Energiebedarf noch Wärme-, Kälte- Dampf- und Druckluftbedarf.

VDEW-Profile

Zur Abschätzung des elektrischen Energiebedarfs für gewerbliche und private Kleinverbraucher, die weniger als 100.000 kWh/a benötigen oder deren Anschlussleistung unter 50 kW liegt, wurden seitens der Elektrizitätswirtschaft die

repräsentativen VDEW-Lastprofile[1] entwickelt. Diese Profile beschreiben den Energiebedarf, unterschieden nach Wochentagen und Jahreszeiten. Eine Übersicht über die gewerbeassoziierten Profile und deren Hauptcharakteristika gibt Tabelle 2.

Tabelle 2: Übersicht über ausgewählte VDEW-Lastprofile

Profil	Zuordnung	Charakterisierung
G0	Gewerbe allgemein	Gewichteter Mittelwert der Lastgänge G1 bis G6.
G1	Gewerbe 8-18 h	Typischer Verbrauch werktags zwischen 8.00 und 18.00 Uhr. Geringer Verbrauch an Wochenenden.
G2	Gewerbe Abend	Gewerbe und Freizeiteinrichtungen mit beleuchtungsorientiertem Stromverbrauch.
G3	Gewerbe durchlaufend	Ganzjährig und auch im Wochenverlauf konstanter Lastgang.
G4	Laden/Friseur	Typisches Lastprofil für Läden aller Art.
G5	Bäckerei mit Backstube	Produktion in den Nachtstunden, Verkauf zu typischen Ladenöffnungszeiten.
G6	Gewerbe Wochenendbetrieb	Betrieben mit Verbrauchsschwerpunkt an den Wochenenden.

Aus diesen Profilen werden zur Verwendung im Modell die Profile G1 und G3 (vgl. Abb. 16) ausgewählt und mit den jahreszeitabhängigen Profilteilen gemäß Tabelle 3 zu einem vollständigen Jahresprofil berechnet.

[1] Vgl. Müller, et al., 1999

Tabelle 3: Gültigkeitsgrenzen innerhalb der Lastprofile

Jahreszeit	Datumsgrenzen	Gültigkeitstage
Sommer (So)	15.05. – 14.09.	123
Übergang (Üz)	21.03. – 14.05. 15.09. – 31.10.	102
Winter (Wi)	01.11. – 20.03.	140

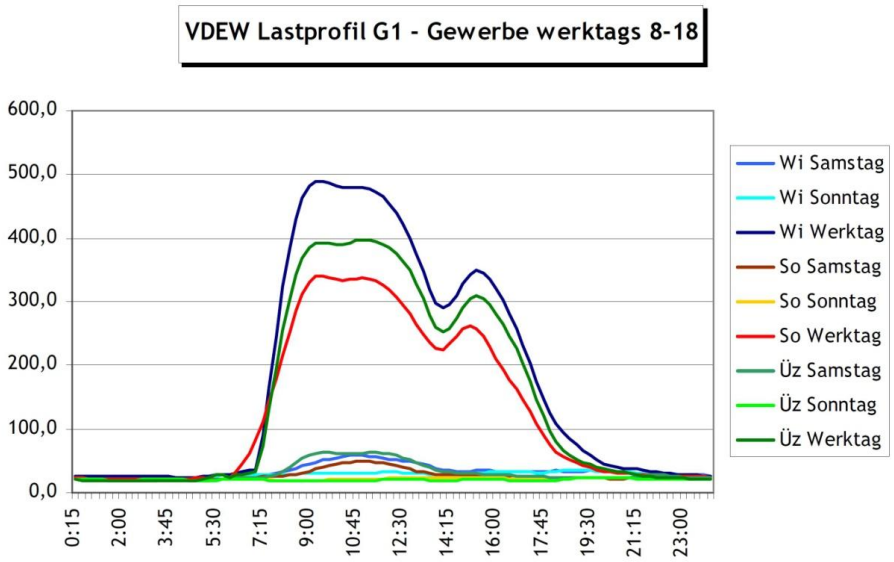


Abb. 15: VDEW-Lastgangdaten für das Profil G1[1] (Darstellung von Kalab[2])

[1] Müller, et al., 1999

[2] Kalab, ohne Jahr, S. 3-4

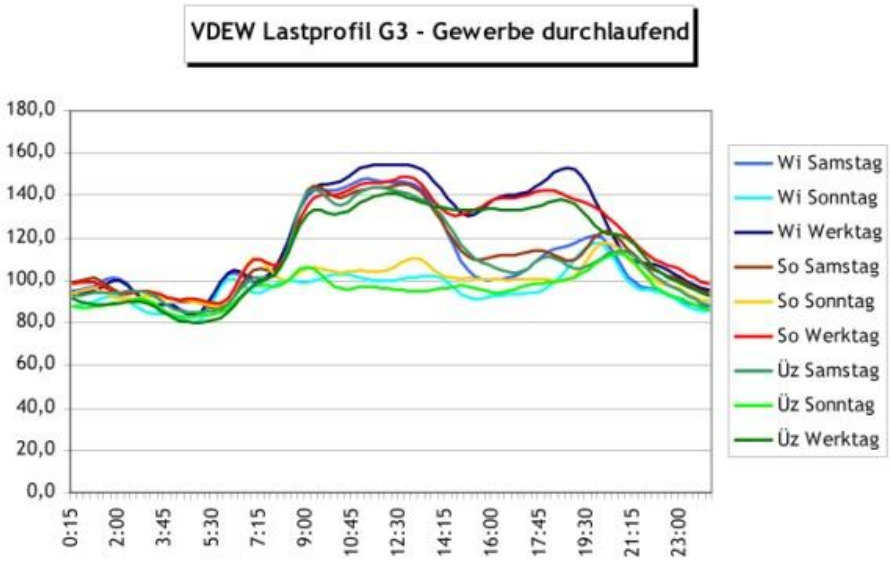


Abb. 16: VDEW-Lastgangdaten für das Profil G3[1] (Darstellung von Kalab[2])

Aus einer Vordimensionierung eines Wärmenetzes wurde für einen Metallbaubetrieb eine Abschätzung des Warmwasserbedarfs auf der Basis vorhandener Heizungsabrechnungen vorgenommen[3]. Führungsgrößen für die Berechnung waren die Außentemperatur zur Erstellung eines Heizwärmebedarfs und die Betriebszeiten zur Erstellung eines Trinkwarmwasserzapfprofils. Der Betrieb arbeitet mit einer Schicht pro Tag an fünf Tagen je Woche. Weiterhin ist der Strombedarf dieses Betriebs in der Summe bekannt und somit kann einer ermittelten thermischen Leistungskurve die elektrische Leistungskurve G1 zugeordnet werden. Zur Erhöhung der Profilanzahlen, sind der Heizwärmebedarf und der Trinkwarmwasserbedarf zusätzlich unter der Annahme berechnet, dass der Betrieb in zwei Schichten an sieben Tagen je Woche arbeitet. Diesem Profil ist das elektrische Lastprofil G3 zuordenbar. Die resultierenden, tagesbezogenen Lastgänge für Strom und Wärme sind auf einen elektrischen Gesamtenergiebedarf von 36 GJ/a normiert und in Abb. 17 und Abb. 18 dargestellt.

[1] Müller, et al., 1999

[2] Kalab, ohne Jahr, S. 3-4

[3] Vgl. Begleitende Diplomarbeit Hohlbein, S. 53-58

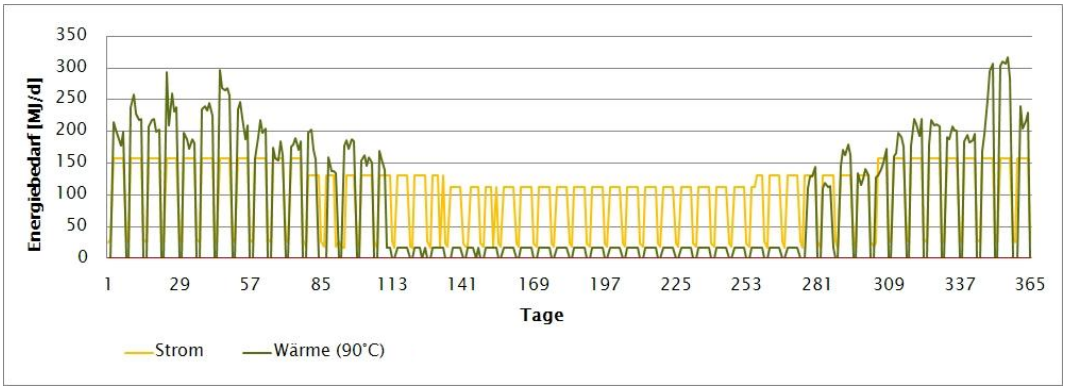


Abb. 17: Jahreslastgang für Strom und Wärme, bezogen auf das VDEW-Profil G1

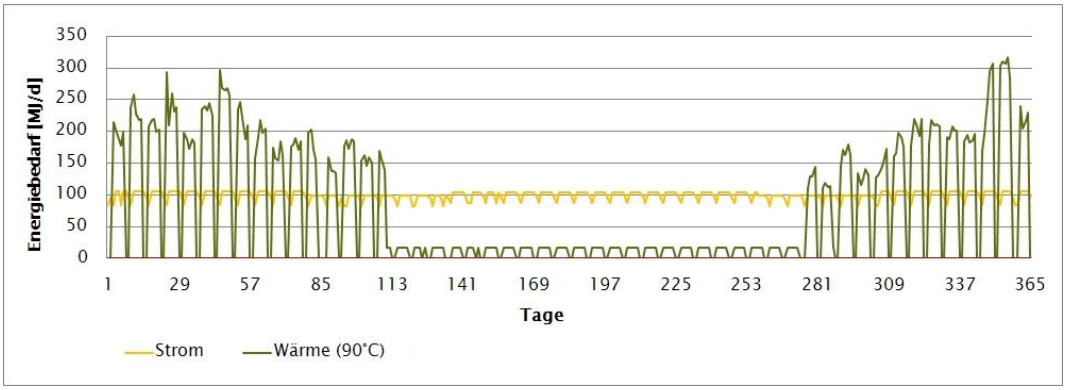


Abb. 18: Jahreslastgang für Strom und Wärme, bezogen auf das VDEW-Profil G3

Für einen Kunststoff verarbeitenden Betrieb wurde eine vollständige energetische Bestandsaufnahme in einer Masterarbeit durchgeführt[1]. Die dabei gewonnenen Daten beschreiben den thermischen Bedarf auf einem Temperaturniveau bis 90 °C und den gesamten elektrischen Energiebedarf für jeweils ein Jahr. Dieser Lastgang des Bestands ist in Abb. 19 dargestellt. Das Profil kennzeichnet ein Unternehmen mit sehr stromlastigen Produktionsmethoden.

[1] Vgl. Masterarbeit Bastian, S. 29-47

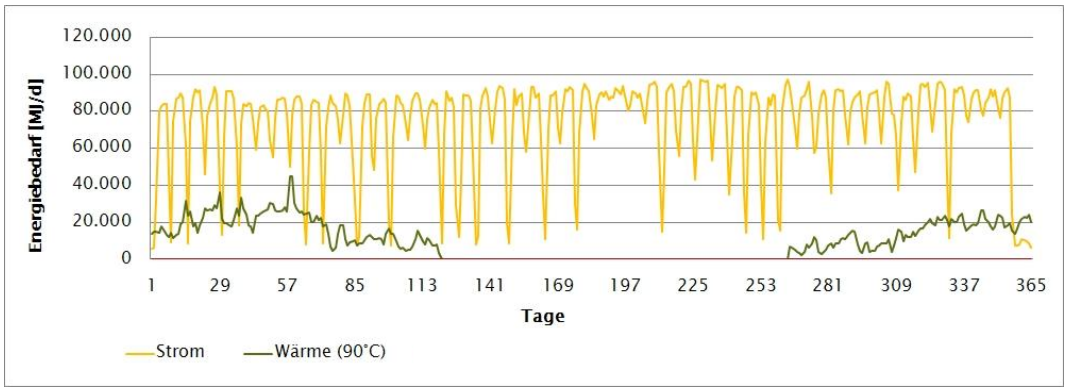


Abb. 19: Lastgang eines stromlastigen Kunststoff verarbeitenden Unternehmens

Nach der Durchführung diverser Energieeffizienzmaßnahmen und der Planung zur Umstellung der Kältebereitstellung auf ein System mit Absorptionskälte und Freikühlsystem wurde aus teilweise gemessenen und teilweise errechneten Daten ein weiteres Profil erstellt. In diesem Profil ist der Kältebedarf nicht mehr als elektrische Energie im Stromlastgang, sondern als Heizlast der Absorptionskältemaschine im thermischen Lastgang enthalten. Der Lastgang in Abb. 20 soll stellvertretend für ein Unternehmen stehen, welches bei stromlastiger Produktionsweise bereits erste, tiefer greifende Energieeffizienzmaßnahmen, bis hin zur Umstellung der Energiebereitstellung durchgeführt hat.

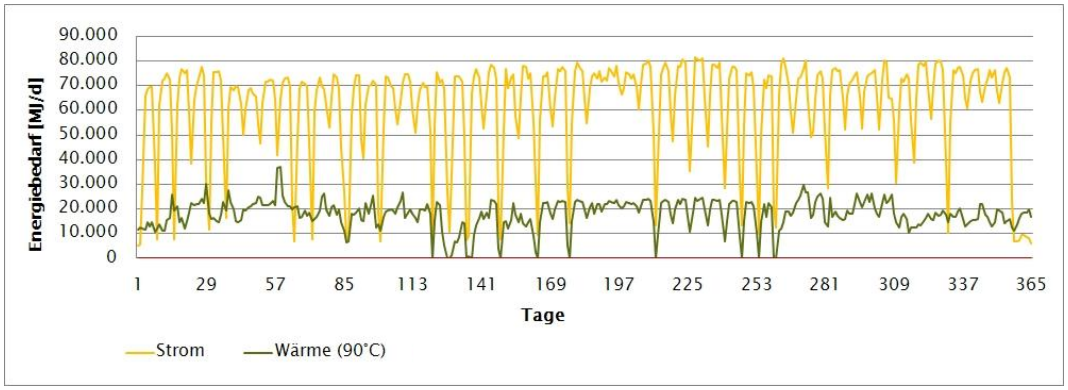


Abb. 20: Lastgang aus Abb. 19, nach Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen und Umstellung der Energiebereitstellungstechnik

Aus einer Dissertation zur Energievorhersage über neuronale Netze[1] stammt ein synthetisches Lastprofil, welches auf Grundlage eines Kunststoff verarbeitenden Betriebs anhand von angenommenen Produktionsplänen, Arbeitsschichten, Wetterdaten und gemessenen Daten eines entsprechenden Betriebs erstellt wurde. Mittels weiterer Daten eines Gummi verarbeitenden Industriebetriebs wurde ein Verhältnis von elektrischer Energie zu Dampfbedarf ermittelt und auf den elektrischen Energiebedarf der Maschinen im synthetischen Lastprofil bezogen. Daraus ergibt sich ein fiktives Dampfprofil, welches auf das Modell angewendet werden soll.

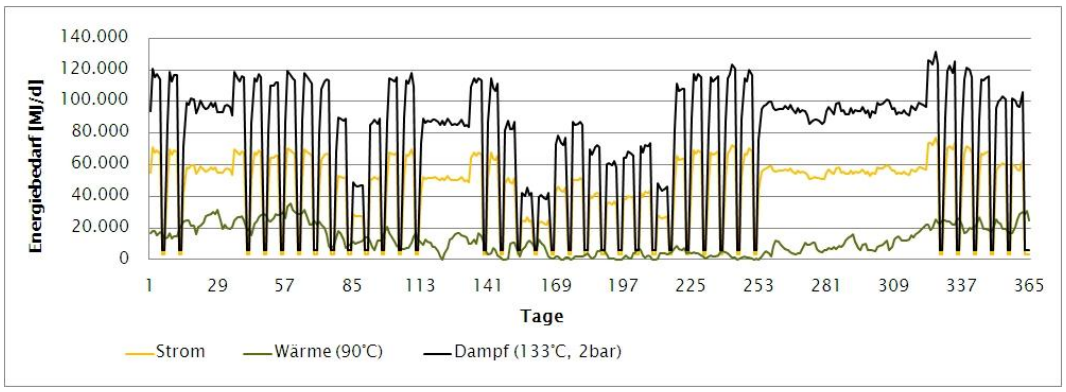


Abb. 21: Synthetisches Lastprofil eines Kunststoff verarbeitenden Betriebs nach Lang[2] (um Dampfbedarf erweitert)

4.3.3 Betriebsweise

Besteht eine zentrale Energieversorgung, die über ausreichende Lastreserven verfügt, ist die Versorgung solcher Industrie technisch gut möglich. Wird eine dezentrale Energieversorgung angestrebt, ergeben sich weitergehende technische Erfordernisse. Die Komplexität der Aufgabe ist abhängig von der Menge der bereitzustellenden Energieträger, der zur Bereitstellung eingesetzten Technik und dem Grad der Energiebedarfsdeckung. Häufig wird dezentrale Energieversorgung aus Kosten- und Effizienzgründen in Kraft-Wärme-(Kälte)-Kopplung (KW(K)K) betrieben. Auf diesen Fall bezieht sich die vorliegende Arbeit. Grundsätzlich

[1] Vgl. Lang, 2011, S. 46-50

[2] Vgl. Lang, 2011, S. 46-50

unterscheidet man in der KW(K)K vier Betriebsarten[1], die in Tabelle 4 aufgeführt sind.

Tabelle 4: Betriebsweisen in der KW(K)K und deren Charakterisierung[2](ergänzt)

Bezeichnung	Charakterisierung
Stromgeführter Betrieb (netzparallel)	Die Anlage wird nach dem Strombedarf geführt. Dabei kann sie im netzparallelen Betrieb bis zu ihrer Leistungsgrenze einen Teil des Bedarfs decken. Weiterer Bedarf wird dem Netz entnommen. Wärme sollte dringend für zeitlich verschobenen Bedarf zwischengespeichert werden.
Wärmegeführter Betrieb	Die Anlage wird nach dem Wärmebedarf geführt. Dabei gewonnener Strom muss abgenommen oder in ein Stromnetz eingespeist werden. Zur Abdeckung von Lastspitzen kann ein weiterer Wärmeerzeuger zur Unterstützung zugeschaltete werden.
Kombinierter Betrieb	Die Führungsgrößen der Anlage wechseln zwischen Strom- und Wärmebedarf um eine optimale Anpassung an den Bedarf zu erzielen. Die Auswahl der aktuellen Führungsgröße erfolgt nach Wirtschaftlichkeitskriterien.
Inselbetrieb	Die Anlage muss den elektrischen Bedarf alleine oder den elektrischen und den thermischen Bedarf zu jedem Zeitpunkt vollständig decken können. Überschüssige Wärme sollte dringend für zeitlich verschobenen Bedarf zwischengespeichert werden.

Aus oben stehender Tabelle wird deutlich, dass die gewählte Betriebsweise von dem jeweiligen Ziel der Energieversorgung abhängt. Grundsätzlich erfordert jede Betriebsweise in fast allen Fällen einen Energiespeicher. Im stromgeführten Betrieb ist dies ein Wärmespeicher. Gerade bei KWKK ist diese Energiespeicherung

[1] Vgl. Verein Deutscher Ingenieure, März 2004, S. 26-27

[2] Vgl. Verein Deutscher Ingenieure, März 2004, S. 26-27

hinsichtlich der Nutzenergie aber zusätzlich auch als Kälte in einem Kaltwasserspeicher möglich. Im wärmegeführten Betrieb muss entweder sämtlicher Strom abgenommen, oder in ein Stromnetz eingespeist werden. In diesem Fall dient der KWK-Anlage das Stromnetz als Speicher. In Inselsystemen mit hoher Wärmeanforderung kann unter Umständen die teilweise Verwendung der elektrischen Energie zur Wärmegewinnung sinnvoll sein. Gehört Druckluft zu den benötigten Energieformen, kann auch eine Abnahme des Stroms zur Befüllung von Druckluftspeichern erfolgen.

4.3.4 Energiebereitstellungstechnik

Mit dem vorliegenden Modell soll die Eigenversorgung der Konversionsverfahren und die Versorgung eines Industriebetriebs oder eines Industriegebietes untersucht werden. Daraus ergibt sich nicht nur die Forderung einer Kraft-Wärme-Kopplung mit Wärme auf niedrigem Temperaturniveau, sondern auch der Einsatz von Dampf und Kälte.

Zündstrahl-BHKW / Gas-Otto-BHKW

Zur dezentralen Bereitstellung mittels Biogas eignen sich Motorheizkraftwerke und Mikrogasturbinen. Bei Motorheizkraftwerken haben sich zwei Formen für die Biogasnutzung durchgesetzt, der Gas-Ottomotor und der Zündstrahlmotor. Die Informationen dieses Abschnitts sind überwiegend der Handreichung Biogasgewinnung und –nutzung der FNR[1] entnommen. Ausnahmen sind gesondert gekennzeichnet. Bei den Gas-Ottomotoren handelt es sich um Ottomotoren, die auf den Betrieb mit Gas angepasst wurden. Das Biogas wird mit der Verbrennungsluft zu einem zündfähigen Gemisch vermengt und über den Verbrennungsluftweg in den Zylinder gebracht, um dort über eine Zündeinrichtung gezündet zu werden. Ottomotoren werden mit elektrischen Wirkungsgraden zwischen 34 bis 40 % betrieben, haben eine Einsatzdauer von etwa 60.000 Betriebsstunden und sind mit Methankonzentrationen im Biogas ab 45 % einsetzbar. Zündstrahlmotoren hingegen arbeiten nach dem Dieselprinzip. Es handelt sich um modifizierte Dieselmotoren, bei denen das Biogas ebenfalls als Biogas-Luft-Gemisch über den

[1] Vgl. Scholwin, et al., 2006, S. 101-103

Verbrennungsluftweg in den Zylinder gelangt. Dort wird zusätzlich ein Zündölanteil eingespritzt, der die Selbstzündung ermöglicht. Als Zündöl kann Dieselkraftstoff, Pflanzenmethylester oder reines Pflanzenöl verwendet werden, wobei die Motorentechnik auf den jeweiligen Kraftstoff abgestimmt sein muss. Die Einsatzdauer von Zündstrahlmotoren liegt bei etwa 35.000 Betriebsstunden mit elektrischen Wirkungsgraden zwischen 35 und 46[1] %. Zündstrahlmotoren können im Extremfall sogar alleine mit dem Zündöl betrieben werden, was die erforderliche Methankonzentration im Biogas nicht einschränkt. Eine Gegenüberstellung der Vor- und Nachteile beider Motorenarten ist in Tabelle 5 zusammengestellt.

Mikrobiogasturbine

Gasturbinen lassen sich, wie Verbrennungsmotoren, für den Betrieb mit Biogas umrüsten. Anders, als bei Motoren, erfolgt der Biogaseintrag in die Brennkammer nicht gemeinsam mit der Verbrennungsluft, sondern über Brennstoffdüsen. Die weiteren Informationen dieses Abschnitts sind der Handreichung Biogasgewinnung und –nutzung der FNR[2] entnommen, oder sind gesondert gekennzeichnet. Der Hersteller Greenvironment (Capstone)[3] gibt die Einsatzdauer seiner Mikrobiogasturbinen mit 20 Jahren an, wobei im Abstand von etwa 8.000 Betriebsstunden Wartungen in geringerem Umfang und im Abstand von etwa 40.000 Betriebsstunden umfangreiche Wartungen erforderlich sind, die auch den Ersatz der Brennkammer einschließlich Verdichter und Turbine vorsehen. Die Methankonzentration im Biogas kann zwischen 35 und 100 % betragen wobei der elektrische Wirkungsgrad zwischen 28 und 33 % liegt. Die elektrischen und thermischen Wirkungsgrade haben deutlich höhere Abhängigkeiten von der Außenlufttemperatur, als bei Kolbenmaschinen. Aufgrund der Einspritzung des Biogases in die Brennkammer, die mit verdichteter Verbrennungsluft gefüllt ist, sind hohe Drücke im Biogas von bis zu 7 bar erforderlich. Die Vor- und Nachteile dieser Technik sind in Tabelle 5 aufgelistet.

[1] Vgl. Deutsche Landwirtschafts-Gesellschaft, Oktober 2010, S. 2

[2] Vgl. Scholwin, et al., 2006, S. 111-112

[3] Persönliche Auskunft von Greenvironment GmbH, Berlin

Tabelle 5: Vor und Nachteile ausgewählter Energiebereitstellungstechniken im Biogasbetrieb[1] (ergänzt)

Technik	Vorteile	Nachteile
Gas-Otto-Motor	- sichere Einhaltung von Emissionsgrenzwerten - geringerer Wartungsaufwand - höherer Gesamtwirkungsgrad	- höhere Anschaffungskosten - schlechterer el. Wirkungsgrad unter Teillast - niedrige KWK-Temperatur
Zündstrahlmotor	- niedrigere Anschaffungskosten - günstiger el. Wirkungsgrad unter Teillast	- schlechtere Abgaswerte - geringerer Gesamtwirkungsgrad - zusätzlicher Brennstoff erforderlich - höherer Wartungsaufwand - niedrige KWK-Temperatur
Mikrobiogasturbine	- wartungsarm - geringe Emissionswerte - hohe KWK-Temperatur	- geringere el. und Gesamtwirkungsgrade - z.Z. höhere Anschaffungskosten

Sorptionskälteanlagen

Die Informationen zu diesem Prozess wurden in einer Masterarbeit[2] zusammengestellt und sind nachfolgend auszugweise von dort übernommen. Sorptionskälteanlagen beruhen auf dem Prinzip der Sorption von Stoffen und können über Wärme angetrieben werden. Mit dem verstärkten Einsatz von Blockheizkraftwerken und der Suche nach Möglichkeiten der Abwärmenutzung findet die Technik der

[1] Vgl. Scholwin, et al., 2006, S. 102-103

[2] Vgl. Masterarbeit Bastian, S. 107-111

Absorptionskälte gegenwärtig große Beachtung. Man unterscheidet für die Kältetechnik zwei Verfahren:

- Absorptionskühlung
- Adsorptionskühlung

Die Adsorptionskühlung ist ein quasikontinuierliches, zyklisches Verfahren, welches sich aus einer Adsorptionsphase und einer Desorptionsphase zusammensetzt. In der Adsorptionsphase wird das Kältemittel unter Wärmeabgabe an einen festen Stoff gebunden und in der Desorptionsphase wird es unter Wärmezufuhr aus diesem wieder herausgelöst. Die Kühlung erfolgt durch das Verdampfen des Wassers bei niedrigem Druck. Der Adsorber muss zyklisch die Adsorption und die Desorption durchlaufen. Das Kältemittel ist in den meisten Fällen Wasser, das Adsorptionsmittel Silicagel. Die Wirkungsgrade solcher Geräte liegen unter denen von Absorptionskälteanlagen (AKA).

Absorptionskälteanlagen arbeiten mit einem kontinuierlichen Verfahren, bei dem ein Stoffpaar, bestehend aus einem Kältemittel und einem Absorptionsmittel, eingesetzt wird. Das Verfahren ist dem Adsorptionsverfahren prinzipiell ähnlich. Es wird ausschließlich über thermische Energie und den damit verbundenen Druckunterschieden durch den ausgetriebenen Kältemitteldampf angetrieben. Die Lösungsmittelpumpe muss diesen Druckunterschied zwischen Absorber und Generator nur mit der flüssigen Lösung überwinden, was deutlich weniger Energie erfordert, als die Kompression eines Gases in Kompressionskältemaschinen. Sorptionsseitig entsteht durch die Anlagerung (Adsorption) bzw. Lösung (Absorption) des Kältemittels an einen festen Stoff oder in einer Flüssigkeit ein Unterdruck. Die Moleküle, die über den Verdampfer in die Sorptionskammer gelangen, werden in der Flüssigkeit gelöst und können so keine Impulskräfte mehr an die Behälterwand abgeben. Der Druck sinkt bis zu einem Gleichgewichtszustand von Absorption, Desorption und nachströmendem Kältemittel ab. Als geeignete Stoffpaare haben sich Wasser (H_2O)/Lithiumbromid (LiBr) und Ammoniak (NH_3)/Wasser durchgesetzt[1]. Beim Stoffpaar Wasser/LiBr ist das Wasser das Kältemittel und eine hygroskopische, wässrige Lithiumbromidlösung das

[1] Vgl. Cube, 1997

Absorptionsmittel. Wasser stellt mit einer Verdampfungstemperatur von etwa 4 °C die untere Begrenzung des Arbeitsbereiches dar. Unterhalb dieser Temperatur besteht die Gefahr der Vereisung. Der Druckbereich dieses Verfahrens liegt zwischen 1.000 und 10.000 Pa. Das Stoffpaar Ammoniak/Wasser hat Ammoniak als Kältemittel, welches in Wasser gelöst wird. Ammoniak kann bis zu einer Verdampfungstemperatur von -60°C eingesetzt werden. AKA, die mit diesem Stoffpaar betrieben werden, können tiefere Temperaturen erreichen, haben eine etwas kompaktere Bauweise, sind jedoch etwas aufwändiger zu fertigen, weil im Kälteprozess ein Verfahrensschritt hinzukommt. Nach dem Austreiben enthält der Ammoniakdampf noch Wasser. Um eine Vereisung der Apparate in den nachfolgenden Prozessschritten zu verhindern, muss der Dampf rektifiziert und das abgeschiedene Wasser zur Lösung zurückgeführt werden[1]. In diesem Verfahren liegt das Druckniveau etwa zwischen 100.000 und 1.500.000 Pa.

4.3.5 Modellbildung

Voraussetzung für einen modulierenden Betrieb einer Biogasanlage ist die Kenntnis über die zu erwartenden Energiemengen für den kommenden Zeitraum. Um die Effekte verschiedener Prognosemethoden auszuschließen, wird hier von einer genauen Prognose im Sinne der Kenntnis des Lastgangs für den kommenden Tag ausgegangen. Innerhalb des Modells wird in Schrittweiten von einem Tag gerechnet. Alle Wirkungsgradberechnungen werden somit als mittlere technische Wirkungsgrade angesetzt, bei denen die bereitzustellende Tagesenergiemenge einem Betriebszustand und einer mittleren Tagestemperatur zugeordnet wird. Als Wetterdaten werden Daten des HLUG[2] für den Standort Kassel verwendet.

Lastgänge

Als Lastgänge werden die in 4.3.2 beschriebenen Lastkurven für elektrischen Strom, Wärme und Dampf herangezogen und zunächst um Verluste von 6 % in einem Wärme- und 8 % in einem Dampfnetz vergrößert. Weiterhin wird eine rechnerische Annahme über die zu erwartenden Strom- und Wärmeüberschüsse

[1] Vgl. Pohlmann, 1988

[2] Vgl. Hessisches Landesamt für Umwelt und Geologie

des Strohheizkraftwerks vorgenommen und mit dem Strom- und Wärmebedarf verrechnet. Daraus ergeben sich Nettolastprofile mit einem Mittel- und einem Spitzenwert, die als Eingangsgrößen für die Auslegung der Energiebereitstellungstechnik benutzt werden.

Technik und Auslegung

Zur Deckung des schwankenden Energiebedarfs ist eine flexible Energiebereitstellungstechnik erforderlich. Zündstrahl-BHKWs bieten einen hohen elektrischen Wirkungsgrad bei gleichzeitig gutem Teillastverhalten. In Kaskadennutzung ergeben sich bei höheren Leistungsbereichen ein nahezu konstant hohes elektrisches Wirkungsgradniveau von 41 % und eine hohe Ausfallsicherheit. Der elektrische Wirkungsgradverlauf von vier Zündstrahl-BHKWs mit einer Einzelleistung von 250 kW ist aus gemessenen Daten in Abb. 22 dargestellt und im Modell hinterlegt. Der thermische Wirkungsgrad beträgt - konservativ angenommen - gleichbleibend 40 %.

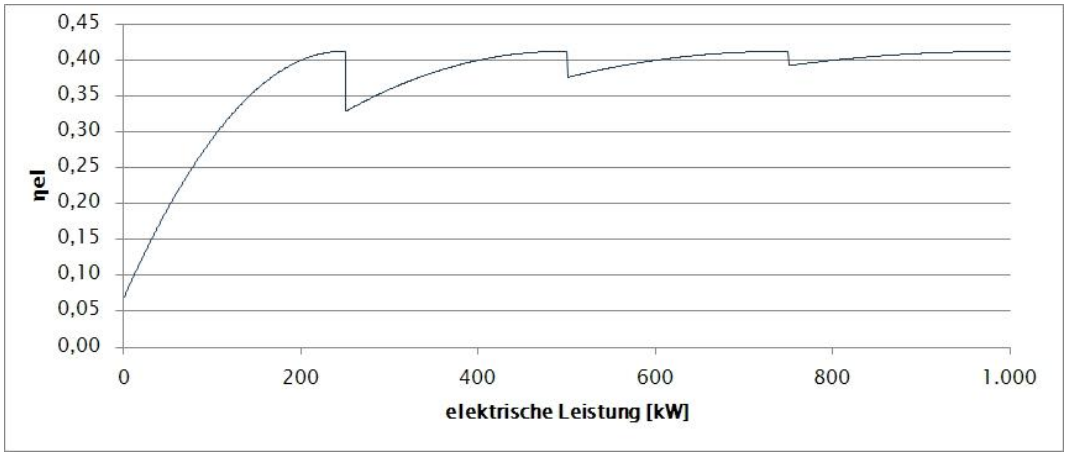


Abb. 22: Wirkungsgradverlauf eines Zündstrahl-BHKW-Verbundes mit vier BHKWs

Dampfbedarf kann über die Verwendung von Mikrobiogasturbinen gedeckt werden. Dampfparameter geplanter Anlagen liegen bei 2 bar mit einem Temperaturniveau von 133 °C[1], wobei auch höhere Temperaturen und Drücke möglich sind.

[1] Schriftliche Auskunft: Greenvironment GmbH, Berlin

Dabei verringert sich der thermische Wirkungsgrad der Dampferzeugung und der thermische Wirkungsgrad für die Bereitstellung von Warmwasser auf etwa 90 °C erhöht sich. Die elektrische Leistung der gewählten MGT beträgt 200 kW. Im Verbund mit weiteren MGT ergibt sich auch hier ein nahezu konstant hoher elektrischer Wirkungsgrad von 33 %. Der thermische Wirkungsgrad ist stark von der Temperatur der angesaugten Umgebungsluft abhängig, was die Einführung der Lufttemperatur in das Modell erfordert. Die Abhängigkeit des Wirkungsgrades von der Außentemperatur ist in Abb. 23 dargestellt. Der elektrische Wirkungsgrad ist neben der Ansauglufttemperatur zusätzlich von der Leistung abhängig. Beide Beziehungen sind in Abb. 23 zu sehen. Die elektrische Wirkungsgradkurve für den MGT-Verbund gleicht grundsätzlich Abb. 22. Alle aufgezeigten Beziehungen sind im Modell zur Erfassung des aktuellen Wirkungsgrades hinterlegt.

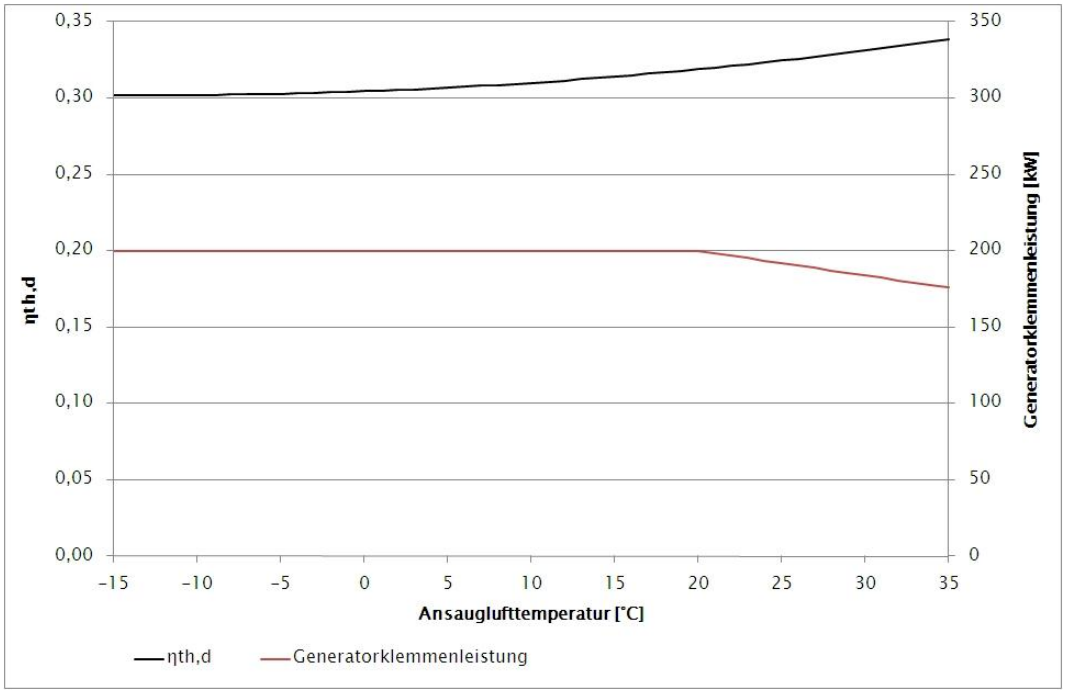


Abb. 23: thermischer Wirkungsgrad (nur Dampf) der MGT und Generatorklemmenleistung der MGT über der Ansauglufttemperatur[1]

[1] Schriftliche Information Capstone Turbine Corporation, Chatsworth, California

Kältebedarf taucht im Modell nicht explizit auf. Der Kältebedarf in den Profilen der Kunststoff verarbeitenden Industrie ist im Lastgang der Bestandsaufnahme in der elektrischen Leistungskurve enthalten. Der Lastgang nach Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen enthält den Teil des Kältebedarfs, welcher durch eine Absorptionskältemaschine gedeckt wird, im Wärmebedarfsprofil. Für das Unternehmen wurde eine Absorptionskältemaschine auf Basis von LiBr/H2O ausgelegt. Für den Betrieb kann angenommen werden, dass sich ein mittlerer Coefficient of Performance (COP) von 0,7 einstellt. Aus 1 MJ Wärme erhält man also 0,7 MJ Kälte. Der synthetische Lastgang enthält den Kältebedarf ebenfalls im elektrischen Lastprofil.

Die Energiebereitstellungsklasse ist als selbstauslegendes Technikmodul geschrieben. Die Auslegung richtet sich nach den zu deckenden Lastprofilen und nach der angestrebten Betriebsweise. Im stromgeführten Betrieb findet neben dem Strombedarf auch der Dampfbedarf Berücksichtigung. Die elektrische Gesamtleistung aller Komponenten wird nach dem Stromspitzenwert bestimmt. Über einen Parameter ist dabei einstellbar, wie weit der zu deckende Spitzenwert vom Mittelwert abweichen darf. Ist ein Dampfbedarf vorhanden, werden zunächst Mikrobiogasturbinen (MGT) bis zur Sättigung des Dampfprofils, aber nicht über die Sättigung des Stromprofils hinaus ausgewählt. Ist das Stromprofil nach Deckung des Dampfprofils nicht gedeckt, werden Zündstrahl-Blockheizkraftwerke (BHKW) ergänzt. Ohne Dampfbedarf kommen nur BHKWs zum Einsatz. Im wärmegeführten Betrieb ist die Vorgehensweise analog.

Biogasbedarfsberechnungen

Aus den oben genannten Nettolastprofilen, korrigiert um die tatsächlichen Überschüsse des SHKWs, erfolgt die Berechnung des Biogasbedarfs für einen Tag. Dabei werden die Umgebungslufttemperaturen und das Lastniveau der Energiesysteme, sowie der Zündölverbrauch gegebenenfalls eingesetzter BHKWs berücksichtigt. Die Bedarfsberechnung richtet sich nach der vorgesehenen Betriebsweise. Es wird dabei grundsätzlich versucht, zunächst ein eventuell vorhandenes Dampfprofil zu decken, soweit die Führungsgröße der Betriebsweise dies zulässt. Der so ermittelte Bedarf wird als Anforderung an die Biogasanlagenklasse übergeben. Die Biogasanlagenklasse gibt ihrerseits einen Wert zurück, der angibt, wie groß die mögliche Produktionsleistung für diesen Tag ist. Dieser Vorgang ist für die Energietechnik nicht rückwirkungsfrei. Der neue Wert wird in der Energiebereitstellungsklasse mit der Anforderung verglichen und auf die möglichen

Leistungen der Energiesysteme unter Berücksichtigung der Wirkungsgradänderung zurückgerechnet. Daraus ergibt sich ein Energiedefizit, welches über den Bezug der jeweiligen Energieform aus dem Stromnetz, einem Wärme- oder Dampferzeuger gedeckt wird. Entsteht ein Überangebot einer Energieform, wird diese nach Möglichkeit eingespeist oder gespeichert. Überschüssiger Strom wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist, Wärme oder Dampf werden einem Warmwasserspeicher zugeführt. Ist der Speicher gefüllt, wird die Wärme an die Umgebung über eine Notkühleinrichtung abgegeben. Alle genannten Größen werden innerhalb der Klasse mittels Flussvariablen und Speichern bilanziert. In der Eingabedatei des Simulationsmodells ist ein Arbeitsblatt enthalten, in dem über Globalstrahlungs- und Windgeschwindigkeitsdaten für ein Jahr die Einspeiseleistung aus lokalen Fotovoltaik- und Windkraftanlagen bestimmt werden kann. Die Verrechnung dieser Daten mit dem zu betrachtenden Stromlastgang ergibt einen Nettolastgang, der von der Energietechnik gedeckt wird. Überschüssige elektrische Energie wird ebenfalls in das öffentliche Netz eingespeist.

4.4 Biogasproduktion

Grundlage der Biogasproduktion ist der natürlich vorkommende Faulprozess, in dem Bakterien unter Luftabschluss biogene Stoffe in mehreren Reaktionsschritten zu Methan und Kohlenstoffdioxid zersetzen. Dieser Prozess ist beispielsweise in Seen, Reisfeldern oder Mooren vorzufinden, wo Biomasse in ausreichendem Umfang vorhanden und ein Luftabschluss durch Wasser gegeben sind. Auch im Pansen von Wiederkäuern finden diese Prozesse unter Luftabschluss statt, weshalb häufig auch die Analogie von den Prozessen im Verdauungstrakt der Kuh und im Biogasfermenter Erwähnung findet. Die anaerobe Vergärung wurde als technischer Prozess zunächst in Kläranlagen zur Stabilisierung von Klärschlamm genutzt. Aus dieser Nutzung stammen auch Modellansätze zur Beschreibung der Vorgänge bei der Fermentation. Hier wird vor allem das 2002 entwickelte Anaerobic Digestion Model No.1 (ADM1) [1] zur Erklärung der Vergärprozesse genutzt und weiterentwickelt.

[1] Vgl. Batstone, 2002, S. 65-73

4.4.1 Gärprozess

Die anaerobe Vergärung wird grundlegend in vier aufeinanderfolgende Schritte unterteilt. Dies sind die Hydrolyse, Acidogenese, Acetogenese und Methanogenese. In jedem dieser Schritte werden Produkte, wie Säuren, Alkohole, Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid gebildet. Teilweise stellen diese Stoffe wiederum neue Nahrungsquellen für andere Organismen dar, was zu einer Prozesskette führt, an deren Ende das Biogas mit seinen Hauptkomponenten Methan und CO_2 steht[1] (s. Abb. 24).

Im ersten Schritt, der Hydrolyse, wird das zugeführte Substrat durch hydrolytische Bakterien in einfachere organische Verbindungen, wie Aminosäuren, Fettsäuren oder Zucker zerlegt[2]. Dabei werden von den Bakterien Ektoenzyme ausgeschüttet, die diesen Reaktionsschritt ermöglichen bzw. beschleunigen. Im zweiten, Acidogenese genannten, Prozessschritt beginnt die eigentliche Vergärung. Es handelt sich hierbei um eine gemischte Säuregärung, bei der die organischen Verbindungen aus der Hydrolyse weiter zu Fettsäuren, Milchsäuren, Alkoholen und anderen Stoffen abgebaut werden. Viele Stoffe aus der Acidogenese dienen den essigsäurebildenden Bakterien wiederum als Nahrungsgrundlage und werden von diesen zu den Vorprodukten des Methans, Essigsäure und Wasserstoff, sowie zu CO_2 umgesetzt. Bei dieser Reaktionsstufe kommt es durch die Wasserstoff-/Säurebildung zu einer Verschiebung des pH-Wertes im Medium. Bei der abschließenden Methanogenese werden die genannten drei Vorprodukte zu CH_4 und CO_2 umgesetzt. Abb. 24 verdeutlicht die beschriebene Prozesskette.

[1] Vgl. Elend, et al., 2009, S. 778-782

[2] Vgl. Schattauer, et al., 2006

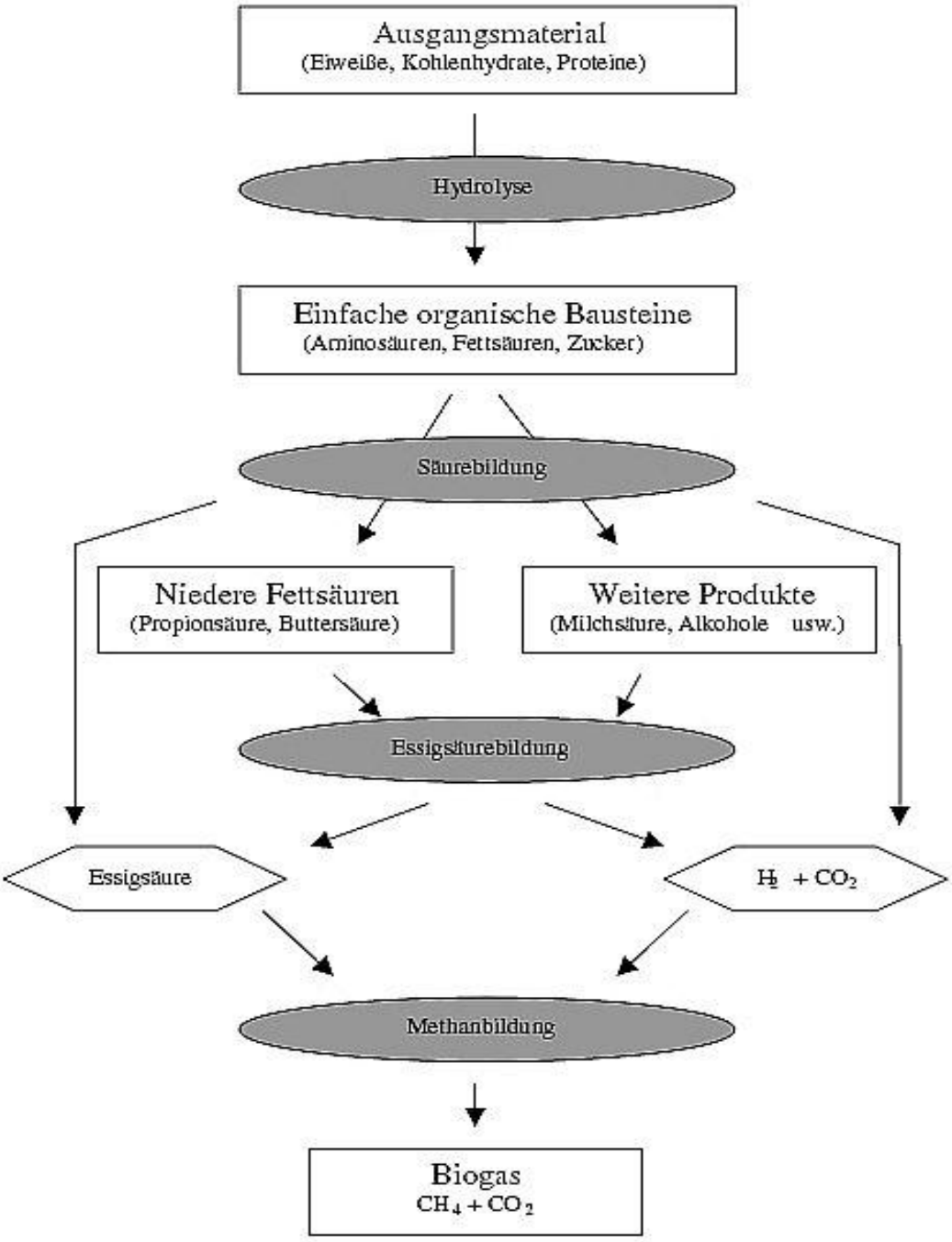


Abb. 24: Schematische Darstellung des anaeroben Abbaus von Biomasse[1]

[1] Schattauer, et al., 2006

4.4.2 Bakterienwachstum und Reaktionsgeschwindigkeiten

Die Vorgänge in den vier Prozessstufen verlaufen nicht alle mit der gleichen Geschwindigkeit. Nach Eder[1] stellt sich die Situation bei der Biogasgewinnung wie folgt dar. Aerobe Bakterien beziehen mit dem Atmungsstoffwechsel die höchste Energieausbeute aus einem Mol Glucose und besitzen somit auch sehr kurze Verdoppelungszeiten[2] zwischen 20 Minuten und zehn Stunden. Anaerob lebende Bakterien benötigen somit zur Bildung der gleichen Menge an Energie einen höheren Stoffdurchsatz und haben Verdoppelungszeiten von einer Stunde bis zu zehn Tagen. Die schnellste Reaktion im Prozess ist die Acidogenese, die sich innerhalb von wenigen Stunden bis zwei Tagen vollzieht, gefolgt von der Methanbildung, welche im Bereich von einigen Stunden bis zu fünf Tagen abläuft. Die langsamste Reaktion ist die Essigsäurebildung mit mehreren Tagen Dauer.

4.4.3 Prozessbedingungen

Die Organismen, welche an der anaeroben Vergärung beteiligt sind, haben sich an bestimmte Umgebungsbedingungen angepasst. Änderungen an diesen Bedingungen führen teilweise bereits bei sehr geringfügigen Verschiebungen zu einem eingeschränkten Stoffwechsel der Bakterien oder sogar zum Absterben ganzer Bakterienstämme. Die wichtigsten Umgebungsbedingungen sind[3][4]:

- Sauerstoffvorkommen
- Temperatur
- pH-Wert
- Nährstoffvorkommen
- Hemmstoffvorkommen

Die prozessbeteiligten Bakterien lassen sich in anaerobe Stämme und fakultativ anaerobe Stämme einteilen. Für Anaerobe Stämme ist Sauerstoff auch in relativ

[1] Vgl. Eder, et al., 2007, S. 20

[2] Vgl. Elend, et al., 2009, S. 776

[3] Vgl. Schattauer, et al., 2006, S. 26-28

[4] Vgl. Müller, et al., 2009, S. 787-789

geringer Konzentration toxisch. Fakultativ anaerobe Stämme können Energie sowohl aus der anaeroben Atmung, als auch durch aerobe Atmung gewinnen. Sie sind also hinsichtlich des Sauerstoffvorkommens deutlich toleranter und verbrauchen diesen auch bevorzugt, weil die Energiebereitstellung aus der Atmung mit Sauerstoff als Elektronenakzeptor die effektivste Form der Energiegewinnung einer Zelle darstellt[1]. Ist der Sauerstoffeintrag in einen Biogasfermenter gering und kann dieser Sauerstoff von den fakultativ anaeroben Bakterien verbraucht werden, stellen sich stabile Umgebungsbedingungen für alle Bakterienstämme ein. Eine hohe Sauerstofffracht hingegen führt insbesondere zum Absterben der methanogenen Bakterien.

Bezüglich der Umgebungstemperatur lassen sich die beteiligten Mikroorganismen gemäß den Angaben in Tabelle 6 unterteilen. Grundsätzlich steigen mit der Temperatur die Prozessgeschwindigkeit und somit auch die Stoffwechselrate. Einschränkend gilt, dass für jede Gruppe von Mikroorganismen unterschiedliche Temperaturoptima hinsichtlich ihrer Stoffwechselaktivität gelten. Werden Mikroorganismen Temperaturen ausgesetzt, die außerhalb der aufgezeigten Temperaturfenster liegen, zeigt sich im Regelfall eine abnehmende Stoffwechselrate bis hin zum Absterben ganzer Kulturen[2].

Tabelle 6: Bezeichnung und Einteilung von Mikroorganismen in Temperaturbereiche[3]

Bezeichnung	Temperaturfenster [°C]
Psychrophile	-5 bis +20
Mesophile	+30 bis +50
Thermophile	+50 bis +70

Ähnliche Zusammenhänge gelten auch für den pH-Wert im Bakterienumfeld. Bakterienstämme können mehr oder weniger tolerant gegenüber Schwankungen

[1] Vgl. Elend, et al., 2009, S. 776-777

[2] Vgl. Schattauer, et al., 2006, S. 26-27

[3] Vgl. Müller, et al., 2009, S. 787

des pH-Wertes sein. Die für den Biogasprozess wichtigen pH-Wert-Fenster sind in Tabelle 7 aufgeführt. Soll der Prozess innerhalb eines Fermenters stattfinden, ergibt sich eine Lücke im möglichen pH-Wert des Mediums. Da die hydrolysierenden und acidogenen Bakterien aber nicht sehr empfindlich auf eine geringfügige Verschiebung des pH-Wertes in den sauren Bereich reagieren, ist der Prozessablauf im pH-neutralen Bereich möglich[1]. Die essigsäurebildenden Bakterien hingegen sind sehr empfindlich gegen Verschiebungen des pH-Wertes in den sauren Bereich. Sie sind auf die Umsetzung von Säuren und Wasserstoff durch die methanogenen Bakterienstämme, also auf die Neutralisierung des Mediums angewiesen und bilden mit diesen eine Lebensgemeinschaft[2].

Tabelle 7: Erforderliche pH-Werte für Lebensräume fermentativer Bakterienstämme[3]

Bakterienstämme	pH-Wert-Fenster
Hydrolysierende und Acidogene	5,2 bis 6,3
Acetogene und Methanogene	6,7 bis 7,5

Das Nährstoffangebot im Fermenter wird grundsätzlich durch die eingebrachten Substrate festgelegt. Das Verhältnis von Kohlenstoff zu Stickstoff zu Phosphor wird für die Werte 100 bis 200 zu 3 bis 4 zu 1[4][5] als vorteilhaft angenommen. Nach Scholwin ist das C/N-Verhältnis alleine kein ausreichender Indikator für die anaerobe Abbaubarkeit, weil daraus nicht hervor geht, wie groß die Stickstofffraktion in den nicht abbaubaren Ligninstrukturen ist[6]. Weitere Nährstoffe, wie Schwefel, Natrium, Kalium und Kalzium, sowie die gesamte Fraktion der Mikronährstoffe,

[1] Vgl. Schattauer, et al., 2006, S. 27

[2] Vgl. Schattauer, et al., 2006, S. 25

[3] Vgl. Weiland, 2001, S. 19-32

[4] Vgl. Scholwin, et al., 2009a, S. 851

[5] Vgl. Weiland, 2001, S. 19-32

[6] Vgl. Scholwin, et al., 2009a, S. 851

wie Eisen, Zink, Kupfer, Molybdän, Mangan, Kobalt, Nickel und Selen beeinflussen die Stoffwechselaktivität der Mikroorganismen ebenfalls. Bei einer Unterversorgung, wie sie bei Monovergärung von nachwachsenden Rohstoffen vorkommen kann, sind Prozessstörungen durch eine sinkende Stoffwechselaktivität möglich[1].

Tritt eine deutliche Überversorgung mit den oben genannten Nährstoffen ein, führt das in den meisten Fällen zu einer Hemmung des Biogasprozesses. Hemmstoffe können sowohl mit den Substraten in den Fermenter gelangen, als auch aus den ablaufenden Prozessen entstehen. Ausgewählte Hemmstoffe, die neben den genannten Nährstoffen zu Prozessstörungen führen können, sind mit der kritischen Konzentration in Tabelle 8 aufgelistet.

Tabelle 8: Ausgewählte Hemmstoffe in ihren typischerweise kritischen Konzentrationen[2]

Hemmstoff	Kritische Konzentration [mg/l]
Magnesium	ab 2.400
Ammonium	ab 2.700 bis 10.000
Chrom	ab 130
Verzweigte Fettsäuren	ab 50
Cyanid	ab 5
Formaldehyd	ab 100
Desinfektionsmittel und Antibiotika	ab 1 bis 100

[1] Vgl. Scholwin, et al., 2009a, S. 851-852

[2] Vgl. Scholwin, et al., 2009a, S. 863

4.4.4 Verfahren, Anlagen und Auslegungsgrößen

Die Verfahren zur Biogasgewinnung lassen sich hinsichtlich verschiedener Aspekte unterscheiden. Tabelle 9 zeigt eine Einteilung der gängigen Verfahren. Die ersten Biogasanlagen wurden, ähnlich wie die Fermenter von Kläranlagen, zur Stabilisierung und Verringerung von Gülle eingesetzt. Erst mit Einsetzen des Stromeinspeisegesetzes von 1990 und später des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 fanden Biogasanlagen eine weitere Verbreitung[1]. Von der Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL) wurden ab 2002 in einem dreijährigen Testprogramm 59 ausgewählte Biogasanlagen umfassend vermessen und untersucht. Bei der Auswahl der Anlagen wurde die Häufigkeit, mit der die Anlagen in Deutschland verbreitet sind, berücksichtigt[2]. Demnach besteht die überwiegende Mehrzahl der heute betriebenen Biogasanlagen aus mesophilen Kofermentationsanlagen, in denen Gülle mit nachwachsenden Rohstoffen vergoren wird. Dies liegt in der hohen Prozessstabilität bei hohen Gaserträgen[3] und in der Förderung durch das EEG begründet.

[1] Vgl. Eder, et al., 2007, S. 12-13

[2] Vgl. Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft, 2005, S. 9

[3] Vgl. Weiland, 2000, S. 9-10

Tabelle 9: Einteilung der Verfahren zur Biogaserzeugung[1](ergänzt)

Kriterium	Unterscheidungsmerkmale
Art der Substrate	Nachwachsende Rohstoffe (NawaRo) NawaRo mit Gülle Gülle
Anzahl der Prozessstufen	einstufig mehrstufig
Prozesstemperatur	psychrophil mesophil thermophil
Art der Beschickung	kontinuierlich quasikontinuierlich diskontinuierlich
Trockensubstanzgehalt der Substrate	Nassvergärung Trockenvergärung

Folgende Verteilungen der Betriebsarten lassen sich aus den Ergebnissen des Biogasmessprogramms entnehmen[2]: Der Anteil der einstufigen Biogasanlagen, in denen alle Prozessschritte innerhalb eines Behältnisses ablaufen, macht mit 46 % etwas weniger als die Hälfte aller untersuchten Biogasanlagen aus. Die verbleibenden 54 % aller Anlagen setzen sich aus 41 % zweistufigen und 13 % dreistufigen Anlagen zusammen. Von den mehrstufigen Anlagen handelt es sich hauptsächlich um Reaktorkaskaden, bei denen ebenfalls in jedem Behälter alle Prozessschritte stattfinden. 16 % der mehrstufigen Anlagen verwenden eine Trennung der Prozesse und schalten eine Hydrolysestufe vor, um die Bakterienkulturen unter Bedingungen halten zu können, die nahe dem Optimum für die jeweiligen Bakterienstämme liegen. Von allen untersuchten Anlagen werden 95 % in

[1] Vgl. Scholwin, 2006, S. 36

[2] Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft, 2005, S. 71,72,83,

mesophilen Bereich zwischen 37°C und 43°C betrieben. Etwa 3 % der Anlagen befinden sich im mesophilen-thermophilen Mischbetrieb und die verbleibenden Anlagen laufen unter thermophilen Bedingungen. Alle untersuchten Anlagen werden quasikontinuierlich mit Substratgaben zwischen einmal täglich bis zu stündlich beschickt, wobei der Einfluss auf den Prozess und dessen Stabilität mit der Vergleichmäßigung der Fütterung steigt. Ein Anlagenschema einer verbreiteten Art von landwirtschaftlichen Biogasanlagen zeigt Abb. 25.

Die diskontinuierliche Beschickung als Batch- oder Wechselbehälterverfahren, hat im Bereich der Trockenfermentation ihre größte Bedeutung[1]. Daneben wird das Batchverfahren aber auch häufig im Labor zur Bestimmung der Biogasbildungsrate von Substraten eingesetzt.

Man kann die Nassfermentation und die Trockenfermentation durch den Trockensubstanzgehalt (TS-Gehalt) im Fermenter unterscheiden. Während sich bei der Nassfermentation ein pumpfähiges Substrat-Wasser-Gemisch mit Trockensubstanzgehalten bis zu 15% einstellt, sind in der Trockenfermentation grundsätzlich nur stapelbare Substrate mit mehr als 30 % TS-Gehalt vorhanden[23]. Die Nassfermentation erfolgt in liegenden oder stehenden Behältern, in denen das Substrat vollständig oder abschnittweise durchmischt und gefördert wird. Dabei befinden sich die prozessbestimmenden Bakterien in der Substratmasse. Bei der Trockenfermentation wird das Substrat eingestapelt und mit bakterienhaltiger Flüssigkeit besprenkelt. Für die Energiegewinnung ist die Trockenvergärung in Deutschland mengenmäßig bisher nicht von Bedeutung.

[1] Vgl. Scholwin, 2006, S. 37

[2] Vgl. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL), 2009, S. 14

[3] Vgl. Scholwin, 2006, S. 39

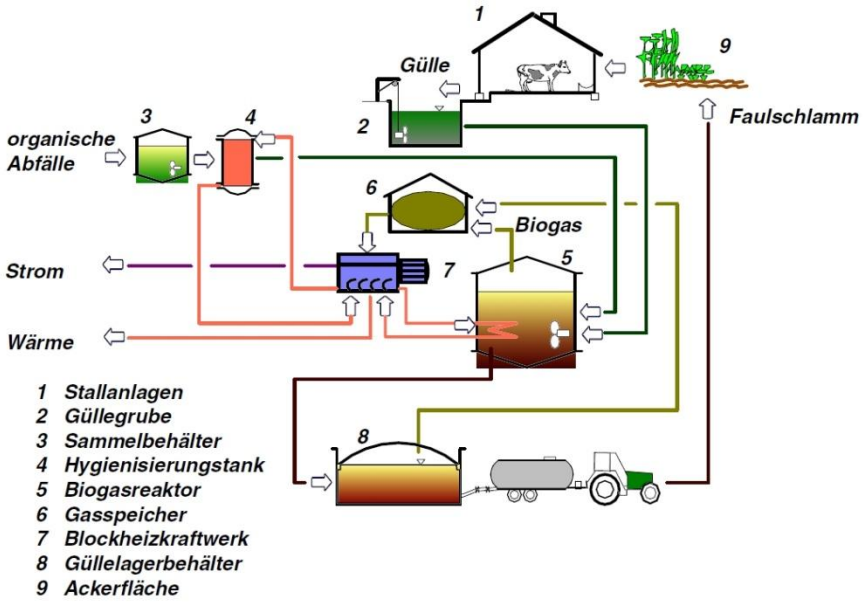


Abb. 25: Schema einer verbreiteten landwirtschaftlichen Biogasanlage mit Nassvergärung[1]

4.4.5 Bemessungsgrößen

Wichtige Bemessungsgrößen für den Behälterbau sind die Raumbelastung B_R und die mittlere hydraulische Verweilzeit HRT. Über die Raumbelastung wird festgelegt, wie groß die tägliche Menge an organischer Substanz ist, die dem Fermenter zugeführt werden kann. Sie beschreibt das Verhältnis von täglich zugeführter organischer Trockenmasse zum Behältervolumen.[2]

[1] Linke, 2006, S. 21

[2] Vgl. Scholwin, et al., 2009a, S. 872

Formel 5

$$B_R = \frac{\dot{m}c}{V_R}$$

Mit: $\dot{m}$ Substratmassenfluss [kg/d]
c Konzentration OTS [$kg_{OTS}/kg_{Substrat}$]
V_R Behältervolumen [m³]

Eine weitere Größe ist die mittlere hydraulische Verweilzeit (Hydraulic Retention Time). Diese Größe beschreibt die Zeitspanne, die eine Tagesration zugeführten Substrates im Mittel im Behälter verbleibt und wird durch den Quotienten von Behältervolumen und dem Volumenstrom gebildet[1].

Formel 6

$$HRT = \frac{V_R}{\dot{V}}$$

Mit: V_R Behältervolumen [m³]
$\dot{V}$ Substratvolumenstrom [m³/d]

Die Größen beeinflussen sich gegenseitig, wobei mit BR zunächst die Behältergröße in Abhängigkeit von der möglichen Belastung der Mikroorganismen mit organischer Fracht bestimmt wird[2]. Es wird also festgelegt, mit welcher Effizienz der Abbau der organischen Substanz erfolgen muss. Die HRT bestimmt den Durchfluss durch den Fermenter und damit die Ausspülrate von Mikroorganismen. Wird die Rate zu groß, können Bakterienpopulationen mit langen Verdoppelungsraten ihren Bestand nicht aufrecht halten und werden stark verdünnt[3]. Es kommt zu einem Ungleichgewicht zwischen den Bakterienstämmen.

[1] Vgl. Scholwin, et al., 2009a, S. 870

[2] Vgl. Schattauer, et al., 2006, S. 28-29

[3] Vgl. Schattauer, et al., 2006, S. 29

4.4.6 Gasausbeuten

In Abhängigkeit der Nährstoffzusammensetzung und damit der Mengenverhältnisse der chemischen Elemente ergibt sich somit auch eine unterschiedliche Zusammensetzung des entstehenden Biogases. Nach der vereinfachten Formel von Buswell[1], welche die stöchiometrischen Koeffizienten für die Biogasbildung liefert, lassen sich, bei bekannter Summenformel der Eingangssubstrate, die Biogaszusammensetzung und der theoretisch mögliche Ertrag des Biogases berechnen.

Formel 7

$$C_n H_a O_b + \left(n - \frac{a}{4} - \frac{b}{2}\right) \cdot H_2O \Rightarrow \left(\frac{n}{2} - \frac{a}{8} + \frac{b}{4}\right) \cdot CO_2 + \left(\frac{n}{2} + \frac{a}{8} - \frac{b}{4}\right) \cdot CH_4$$

Im Regelfall liegen für Substrate keine Elementaranalysen vor, da diese in der Bestimmung sehr aufwändig sind. Eine Möglichkeit, die Inhaltsstoffe von Biogassubstraten abzuschätzen bietet die Weender Analyse, bei der die Rohnährstofffraktionen, aufgeteilt nach Rohprotein, Rohfett, Rohfaser und stickstofffreien Extraktstoffen, angegeben werden. Werte aus durchgeführten Weender Analysen lassen sich beispielsweise den Futterwerttabellen für Wiederkäuer[2] entnehmen. Unterstellt man jeder Nährstofffraktion eine typische Summenformel, lassen sich alle prozessbeteiligten Fraktionen bestimmen. Die Ergebnisse sind dabei immer nur so gut, wie die Übereinstimmung der angenommenen Summenformel mit der Zusammensetzung der Rohnährstoffe. Tabelle 10 zeigt die Auswertung für Nährstoffe, wie sie bei Linke zu finden sind.

[1] Vgl. Buswell, 1936

[2] Universität Hohenheim - Dokumentationsstelle, 1997

Tabelle 10: Biogaszusammensetzung bei Vergärung ausgewählter Stoffe (berechnet nach Buswell)

Nährstoff	Summenformel der Reaktionskomponenten[1]	CH_4-Anteil Biogas	CO_2-Anteil Biogas
Kohlenhydrate	$C_6H_{12}O_6$	50%	50%
Fett (Palmitin)	$C_{16}H_{32}O_2 + 7H_2O$	72%	28%
Proteine mit 21 Aminosäuren	$C_{13}H_{25}O_7(+N_3S) + 3{,}5H_2O$	61%	39%

Über diesen stöchiometrischen Ansatz können weiterhin die OTM- und die C-Verluste, sowie die Wasserverluste einer zu vergärenden Substratmenge abgeschätzt werden. Ergebnisse für die oben genannten Nährstoffe sind auf einen Kubikmeter Methan im Normzustand bezogen und in Tabelle 11 dargestellt.

Tabelle 11: Biogasmasse und Massenbedarf von Stoffen, bezogen auf Normkubikmeter Methan

Nährstoff	$m_{Biogas,spez.}$ [$kg_{Biogas}/m^3_{CH4,N}$]	$m_{C,spez.}$ [$kg_C/m^3_{CH4,N}$]	$m_{OTM,spez.}$ [$kg_{OTM}/m^3_{CH4,N}$]	$m_{H2O,spez.}$ [$kg_{H2O}/m^3_{CH4,N}$]
Kohlenhydrate	2,679	1,072	2,679	0,000
Fett (Palmitin)	1,483	0,746	1,115	0,368
Proteine mit 21 Aminosäuren	1,992	0,885	1,708	0,284

Um mit den theoretischen Gasausbeuten weiter arbeiten zu können und das Modell hinsichtlich der stöchiometrischen Berechnungsgrundlage konsistent zu halten, wird für jedes Material ein nicht abbaubarer Anteil organischer Trockenmasse

[1] Linke, 2006, S. 15

definiert. Dieser Anteil wird nicht vergoren, wirkt aber am Austragverhalten der Fermenter mit. Eine Übersicht über diese Anteile ist in Tabelle 13 zu finden.

4.4.7 Silierverluste

Zur Zwischenlagerung der abgeernteten Maispflanzen bis zur Vergärung, ist die Haltbarmachung des gehäckselten Substrats erforderlich. In der Landwirtschaft hat sich dafür das Silieren bewährt, was eine Konservierung von Biomasse durch Bildung eines sauren Milieus unter Luftabschluss darstellt. Die folgenden Informationen sind überwiegend bei Hartmann[1] entnommen. Andere Quellen sind gesondert kenntlich gemacht. Die gehäckselten Maispflanzen werden in der Regel in ein offenes Fahrsilo mit Betonbodenplatte verbracht, dort lagenweise mit Fahrzeugen verdichtet, um möglichst wenig Luftvolumen im Substrat zu belassen und anschließend weitgehend luftdicht mit Kunststofffolien abgedeckt. Der im Silo verbleibende Sauerstoff wird über die Atmung noch lebender Pflanzenzellen und anhaftender Mikroorganismen verbraucht. Unter den sich einstellenden anaeroben Bedingungen wird nun, analog zu den Vorgängen nach 0, vor allem das Wachstum der anaerob lebenden Milch- und Essigsäure bildenden Bakterien begünstigt. Die Stoffwechselprodukte dieser Bakterien lassen den pH-Wert der Silage typischerweise auf pH 4,5 bis 4 absinken. Andere anaerob und fakultativ anaerob lebende Mikroorganismen werden so am Wachstum gehindert und der Stoffabbau innerhalb der Silage begrenzt sich auf ein vertretbares Maß hinsichtlich der Stoffnutzung. In der Silage kommt es also zu Verlusten der organischen Trockenmasse. Im Verbundprojekt EVA[2] wurde der Einfluss der Silierung auf die Biogasbildung untersucht. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen zeigen, dass das Biogasbildungspotenzial nicht proportional zum Verlust der organischen Trockensubstanz ist[3]. Aus diesen Ergebnissen ist erkennbar, dass mit dem Masseverlust ein zunehmendes Biogasbildungspotenzial einhergeht, was auf die Säurebildung innerhalb des Silos zurückgeführt wird[4]. Der Effekt des Masseverlustes wird also für die

[1] Vgl. Hartmann, 2009, S. 309-314

[2] Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, 2010

[3] Vgl. Herrmann, et al., 2010, S. 77-78

[4] Vgl. Einfluss der Silierung auf die Biogasbildung - Aktuelle Forschungsergebnisse, 2008, S. 30-32

Biogasausbeute durch eine bessere Vergärbarkeit teilweise kompensiert, zum Teil sogar überkompensiert.

4.4.8 Modellbildung

Zur Deckung eines tageweise schwankenden Energiebedarfs ist eine modulierende Betriebsweise einer Biogasanlage von Vorteil. Die dem Energiebedarf angepasste Gasproduktion reduziert erforderliche Speicherkapazitäten oder ermöglicht diese erst. Die Schaffung großer Speicherkapazitäten oder einer Aufbereitung von Biogas zu Bioerdgas zur Einspeisung in das Erdgasnetz, ist mit Infrastrukturkosten verbunden die nicht unerheblich sind. Die direkte Nutzung des entstehenden Biogases, nach Entschwefelung und Entwässerung bietet hier wirtschaftliche und energetische Vorteile. Es soll eine Biogasanlage betrachtet werden, die aus einem Haupt- und einem Nachgärbehälter mit gleichem Volumen, sowie einem Gärrestlager besteht. Beide Behälter sind beheizt, das Gärrestlager soll abgedeckt und unbeheizt sein. Aus dem Gärrestlager wird jeweils zehn Tage vor und 30 Tage nach Beginn der Wachstumsperiode der gesamte Inhalt entnommen und auf den Ackerflächen verteilt.

Untersuchungen haben ergeben, dass ein flexibler Betrieb von Biogasanlagen innerhalb bestimmter Grenzen möglich ist. Dabei wurde aufgezeigt, dass sich die Gasbildung im zeitlichen Verlauf einem elektrischen Verbrauchsprofil anpassen lässt[12]. Als Verbrauchsprofile wurden die synthetischen Lastprofile des BDEW herangezogen, die als Grundlage zur Energieprognose von Privathaushalten, Gewerbe und Landwirtschaft dienen, sofern die einzelne Zählerstelle einen Jahresbedarf von 100.000 kWh nicht überschreitet. Die Versuche wurden im Labormaßstab durchgeführt. Die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf Anlagen im halbtechnischen und im großtechnischen Maßstab ist gemäß weiteren Untersuchungen am Deutschen Biomasseforschungszentrum (DBFZ) prinzipiell möglich[3]. Dabei handelt es sich um Fermenter, die Rindergülle mit Maissilage als Substratmix verwenden.

---

[1] Vgl. Müller, 2011

[2] Ganagin, 2/2011

[3] Müller, et al., 2011

Weitere Ergebnisse des DBFZ zeigen sowohl für die Versuche mit der flexiblen Fermenterbeschickung[1], als auch für die Monovergärung von Maissilage[2], dass Belastungssteigerungsraten der Raumbelastung von 2,5 % p.d. ohne Einbußen in der Prozessstabilität realisiert werden können. Darüber hinaus waren in den Versuchen zur flexiblen Fermenterbeschickung nach Anheben der Raumbelastung um 66 % keine größeren Prozessstörungen erkennbar. Dabei wurde über etwa 25 Tage eine Bruttoraumbelastung von 6 kg_{OTS}/m^3d aufrecht erhalten, dann für 12 Tage auf 2 kg_{OTS}/m^3d abgesenkt, um anschließend wieder auf 6 kg_{OTS}/m^3d angehoben zu werden.

Aus den beschriebenen Ergebnissen werden für die Modellierung der Biogasanlage folgende Annahmen abgeleitet:

- Der Spitzenwert der maximalen Bruttoraumbelastung aus den letzten zehn Tagen kann sofort wieder zur Substratbeschickung angewendet werden.
- Eine Belastungssteigerung in der Bruttoraumbelastung über den Höchstwert der letzten zehn Tage hinaus ist mit einer Steigerungsrate von 2,5% p.d. Auslegungsraumbelastung möglich.
- Die Auslegung der Fermenter wird mit einem Mittelwert der Bruttoraumbelastung von 2,65 kg_{OTS}/m^3d vorgenommen.
- Die Abweichung der Modulationsgrenzen der Fütterung von der mittleren Bruttoraumbelastung nach oben und unten dürfen nicht mehr als 33% betragen.

Zur Beschreibung der Prozesse sind verschiedene Ansätze bekannt. Ein sehr verbreiteter Ansatz ist das Anaerobic Digestion Model No. 1 (ADM1)[3] aus dem Jahr 2002, welches von der Anaerobic Digestion Modelling Task Group der International Water Association geschrieben wurde. Dieses dynamische Modell beschreibt in mehreren Schritten ausgewählte biochemische und physikochemische Abläufe bei der Vergärung, die als zeitbestimmend gelten. Dies sind unter Anderen die Desintegration des Substrates in Kohlenhydrate, Fette und Proteine, als auch die

[1] Müller, et al., 2011

[2] Linke, et al., 2007

[3] Batstone, 2002

extrazelluläre Hydrolyse dieser Stoffe[1]. Die Desintegrationskonstante k_{Dis} ist im ADM1 mit dem Vorgabewert 0,5 d^{-1} gesetzt. Koch[2] hat die Abbaukurve eines Substrates als Funktion der Desintegrationskonstante k_{Dis} unter der Voraussetzung beschrieben, dass die Desintegration der geschwindigkeitsbestimmende Schritt in der Biogasgewinnung ist und Methan nur aus desintegriertem Material gebildet wird. Die Methanproduktion wird als Abnahme des chemischen Sauerstoffbedarfs gesehen. Damit gelangt Koch zu folgender Formel:

Formel 8

$$V = \frac{F_0 \cdot G \cdot k_{Dis} \cdot t}{1 + k_{Dis} \cdot t}$$

Mit V kumulierte Methanproduktion seit Substratzugabe [l_{CH4}]
F_0 Masse an abbaubarem, partikulärem CSB zum Zeitpunkt t=0 [g_{CSB}]
G Transfer-Faktor [0,35 l_{CH4}/g_{CSB}]
k_{Dis} Desintegrationskonstante erster Ordnung [h^{-1}]
t hydraulische Aufenthaltszeit [h]

So kann der zeitliche Verlauf der Biogasbildung für Substrate über deren Desintegrationskonstanten und den maximal erzielbaren Biogasertrag rechnerisch abgeschätzt werden. In der Literatur sind exemplarisch die Konstanten aus Tabelle 12 zu finden.

Tabelle 12: Desintegrationskonstanten ausgewählter Substrate

Autor	Grassilage	Maissilage	Glyzerin	Rapspresskuchen
Koch, et al., 2010, S. 85,94	0,60	0,18	-	-
Li, 2000, S. 2788	-	-	0,24	0,50

[1] Vgl. Batstone, 2002, S. 65

[2] Koch, et al., 2010, S. 82-85

Werte für Weizenschlempe scheinen bislang in der Literatur zu fehlen. Um diesen Umstand auszugleichen, wird für das Modell eine Vergärungssummenkurve auf Basis der Gleichung von Koch und dem Ergebnis eines Eudiometer-Batchversuchs am Deutschen Biomasseforschungszentrum mit Weizenschlempe[1] erstellt. Für die Daten des Batchversuchs wurde mittels Formel 8 ein Kurvenfitting vorgenommen. Die resultierende Summenkurve, welche einen Parameter als Äquivalent für die Desintegrationskonstante von 0,35 besitzt, ist im Modell implementiert und liefert plausible Ergebnisse (vgl. Tabelle 13).

Im vorliegenden Fall soll eine Rührkesselfermenteranlage mit einem Hauptgärbehälter (HGB), einem Nachgärbehälter (NGB) und einem Gärrestlager (GRL) abgebildet werden. Um eine realistische Abschätzung der Gaserträge, der C-Verluste und der Gärrestzusammensetzung hinsichtlich der Kohlenstofffraktion, der Stickstofffraktion und des Trockensubstanzgehaltes vornehmen zu können, wird zunächst davon ausgegangen, dass sich die Zusammensetzung der Fütterungssubstrate nicht, oder nur in sehr geringem Umfang ändern. Die konstante Zusammensetzung der Substrate ist erforderlich, weil sich die prozessbeteiligten Bakterienstämme an die Zusammensetzung des gefütterten Substrates adaptieren und eine sprunghafte Änderung der Substratzusammensetzung im Regelfall zu einem Rückgang der Gasbildungsleistung, oder im äußersten Fall zum Erliegen des gesamten Prozesses führen.

Änderungen in der Substratzusammensetzung können sich aus dem kontinuierlichen Anfall der Reststoffmengen aus den Konversionsverfahren für Ethanol und RME und der modulierend betriebenen Fütterung ergeben. Sollen alle Reststoffe verwertet werden, ergibt sich ein kontinuierlicher Verbrauch der Reststoffe, was bei einem starken Anstieg der Gesamtfütterungsmenge zur Reduktion der verfügbaren Reststoffmenge führen kann. Im Modell wird dies über einen kleinen Reststoffspeicher abgebildet, der eine Kapazität von etwa zehn Tagen besitzt und bei Überfüllung die Fütterungsmengen im konstanten Mengenverhältnis leicht erhöht. Bei Leerlaufen des Speichers werden die Fütterungsmengen auf null gesetzt.

[1] Vergärsummenkurve für Weizenschlempe, mit freundlicher Genehmigung bereitgestellt durch das Deutsche Biomasseforschungszentrum, Leipzig

Mittels dieser Steuerung ist gewährleistet, dass sich das Mais/Reststoff-Verhältnis nur selten und nur tageweise geringfügig verschieben kann.

Wird eine Biogasanlage modulierend betrieben, ergibt sich eine Fütterungshistorie, die zu einer zeitabhängigen Gesamtgasbildung führt. Weiterhin führt der variable Eintrag von Substraten zu einem variablen Austrag aus dem Hauptfermenter und damit auch aus dem Nachgärbehälter. Im Modell soll diese zeit- und fütterungsmengenabhängige Gasbildung auf Grundlage der einzelnen Fütterungsportionen beschrieben werden. Dazu werden zunächst die einzelnen Fraktionen in die Hauptbestandteile Wasser, organische Trockensubstanz und Asche aufgeteilt und in getrennten Feldvariablen als Portionen über 365 Tage gehalten. Zur genaueren Betrachtung der stoffkreislaufrelevanten Komponenten Kohlenstoff und Stickstoff, sind weitere Feldvariablen vorgesehen. Weiterhin wird die nicht vergärbare OTS rechnerisch von der vergärbaren OTS getrennt. Ausgehend von der Überlegung, dass eine gefütterte Portion im Fermenter ein sehr ähnliches Gasbildungsverhalten aufweist, wie eine Probe im Batch-Versuch, wird im Modell jede Fütterung über 365 Tage beschrieben. Die Gasneubildung sinkt mit der Steigung der Gassummenkurve. Der Massenverlust der Futterportion $m_{S,t}$ durch die Gasbildung wird im Modell mit folgender Formel beschrieben:

Formel 9

$$\Delta m_{S,t} = (V_t - V_{t-1}) \cdot m_{OTM,spez}$$

Mit ΔV_t im Zeitraum Δt gebildete Menge CH_4 nach Formel 8
$m_{OTM,spez}$ spezifischer OTM-Bedarf der Methanbildung nach Tabelle 11

Verbunden mit dieser Gasbildung ist ein Massenverlust in den Fermentern, der sich bilanziell aus der Stöchiometrie der Gasbildung ergibt. Dieser Massenverlust betrifft sowohl die organische Trockensubstanz, als auch das Wasser, welches zur Biogasbildung benötigt wird. Die zugehörigen, stöchiometrisch berechneten Faktoren sind in Tabelle 11 enthalten. Der Ascheanteil der eingesetzten Substrate bleibt nahezu konstant, wenn man von einer biologischen Entschwefelung innerhalb der Fermenter ausgeht. Der Behälteraustrag lässt sich aus der Volumenbilanz oder der Massenbilanz des Behälters erstellen. In der Volumenbilanz wirken die zugeführte Substratmenge, welche mit einer unbekannten Menge Luft zugeführt wird und die Methanmenge, die in Bläschenform im Substratgemisch vorliegt, volumenmehrend. Dagegen stehen die Substrat- und Wasserverluste aus der

Gasbildung. Für die Bilanz wirken sich vor allem die Luft- und Gasanteile kritisch aus, weil sie durch ein sehr geringes und zusätzlich variables spezifisches Gewicht in Folge der Druckänderung über die Behälterhöhe, großen Einfluss auf die Austragsberechnung haben. Die Qualität der Annahmen, die über die jeweiligen Mischungsverhältnisse getroffen werden müssen, beeinflusst das Ergebnis entscheidend. Wird der Austrag durch eine Massenbilanz errechnet, lässt sich mit der Annahme, dass das spezifische Gewicht der Substratmischungen gleich ist, das Austragsverhalten bei gleicher Fehlermöglichkeit etwas einfacher bestimmen. Voraussetzung für beide Bilanzarten ist, dass es sich um homogen vermengtes Material handelt, aus dem auch die gebildete Gasmenge durch den Rührwerkeinsatz weitgehend ausgetrieben wurde. Unter Berücksichtigung dieser Massenbilanz, lässt sich der Massenaustrag jeder einzelnen Fütterungsportion $m_{F,i}$ zum Zeitpunkt t wie folgt berechnen.

Formel 10

$$\Delta m_{S,i,t} = m_{S,i,t} \cdot \left(\frac{\sum m_{S,i,t}}{m_{B,t}} - 1 \right)$$

Mit $m_{S,i,t}$ Masse einer Substratportion des Tages i zum Zeitpunkt t
$m_{B,t}$ Gesamtmasse allen Substrates im Behälter

Dieser Algorithmus wird nacheinander auf den HGB und auf den NGB angewendet. Dabei gibt es einen Stoffaustrag vom HGB in den NGB und von dort in das GRL. Um die Portion, welche vor 366 Tagen gefüttert wurde, im Modell zu halten und somit deren weiteren Austrag zu betrachten, erfolgt eine Umverteilung dieser Portion auf alle 365 Portionen der nicht vergärbaren OTS im Gärbehälter. Da es sich hier um fast vollständig vergorenes Material in geringer Menge handelt, lässt sich der Fehler für die Gasbildungsrate über Formel 11 berechnen. Der Fehler für Maissilage liegt bei 0,09 % und ist damit vernachlässigbar gering. Der Vorteil liegt in der korrekten Beschreibung des Austragverhaltens und somit in der richtigen Berechnung der Stoffzusammensetzungen in den Fermentern und dem GRL.

Formel 11

$$\Delta V_{CH_4} < V_{CH_4,th} \cdot \frac{V_{CH_4,th} - V_{CH_4,t}}{V_{CH_4,th}} \cdot \left(1 - \frac{1}{HRT}\right)^t$$

Mit $V_{CH_4,th}$ theoretische Gasausbeute nach Buswell des als vergärbar angenommenen Substratanteils

$V_{CH_4,t}$ Gasausbeute zum Zeitpunkt t

HRT mittlere Hydraulische Verweilzeit des Substrats

In der Praxis erzielbare Gasausbeuten sind als abgestimmte Richtwerte im KTBL-Heft 88[1] veröffentlicht. Ein Vergleich der Methanerträge des Modells aus den eingesetzten Substraten mit den Richtwerten des KTBL zeigt in gute Übereinstimmung (vgl. Tabelle 13). Die Modellwerte liegen geringfügig höher als die Richtwerte und unter den theoretischen Werten nach der Formel von Buswell. In vergleichbaren Anlagen mit gutem Anlagen- und Substratmanagement kann in der Praxis von einem Mehrertrag von 5 bis 10 % gegenüber den Richtwerten ausgegangen werden.

Tabelle 13: Methanerträge ausgewählter Substrate aus verschiedenen Berechnungsverfahren

Substrat	Theoretischer Methanertrag nach Buswell [l/kg$_{OTS}$]	Richtwerte Methanertrag[2] nach KTBL [l/kg$_{OTS}$]	Methanertrag des Modells [l/kg$_{OTS}$]	Anteil nicht vergärbaren Materials [%]
Maissilage	404	340	370	5
Rapspresskuchen	454	400	406	12
Glyzerin	425	430	422	0
Weizenschlempe	463	370[3]	403	14

[1] Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL), 2010

[2] Vgl. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL), 2010, S. 18-19

[3] Eigene Berechnung zur Abschätzung des Methanertrags nach [Baserga, 1998, S. 3] und [Universität Hohenheim - Dokumentationsstelle, 1997, S. 186-187]

Innerhalb der Gültigkeitsgrenzen des Modells kann die Gasmenge, welche sich auf Grund der Fütterungshistorie am Folgetag entwickeln wird, gut abgeschätzt werden. Aus der Energieanforderung für diesen Tag und der damit erforderlichen Methanmenge, kann die neue Gesamtfütterungsportion bestimmt werden. Dabei werden die oben beschriebenen Restriktionen berücksichtigt, welche die zuzuführende Mindest- und Höchstmenge festlegen.

Aus dieser Berechnung ergibt sich eine Gasmenge, welche den Tagesbedarf im Idealfall deckt, oder davon nach oben oder unten abweicht. Abweichungen nach oben werden durch einen Gasspeicher abgefangen, der die mittlere Gasmenge von maximal zwei Tagen auffangen kann. Darüber hinausgehende Gasmengen werden kumuliert als Gasmenge bzw. als einspeisbare elektrische Energiemenge ausgegeben Die Steuerung des Biogasmoduls gibt in jedem Zeitschritt der schnellstmöglichen Leerung des Gasspeichers grundsätzlich den Vorrang. Minderlieferungen werden als solche an das die dezentrale Energieversorgung weitergegeben.

Sollen die Stoffkreisläufe über den Gärrest geschlossen werden, ist die Kenntnis der C- und N-Mengen im Gärrest erforderlich. Diese ergeben sich grundsätzlich aus den dargestellten Berechnungen. Um nun auch die C-Verluste in der Silage abzuschätzen, konnten auf der Grundlage einiger Daten von Herrmann[1] in einer Diplomarbeit von Rohde[2] Ausgleichsfunktionen gefunden werden, die als Basis für ein einfaches Modell zur Beschreibung der C-Verluste und der Biogasausbeute dienten. Wird aus einem Maissilo kontinuierlich über ein Jahr Substrat mit gleicher Rate entnommen, können die C-Verluste zu etwa 6,5 % der geernteten C-Menge berechnet werden. Diese Verluste werden im Modell für jede Substratgabe berechnet und anschließend vom Gesamt-C des Gärrestlagers abgezogen. Hinsichtlich des Biogaspotenzials der Silage ergibt sich sogar eine leichte Steigerung des Gesamtpotenzials, welche aber im vorliegenden Modell unberücksichtigt bleibt.

[1] Einfluss der Silierung auf die Biogasbildung - Aktuelle Forschungsergebnisse, 2008, S. 30-33 und persönliche Informationen von Frau Herrmann

[2] Vgl. begleitende Diplomarbeit, Rohde, 2011, S. 71-73

4.5 Biodieselproduktion

Die Biodieselproduktion ist ein Verfahren, in dem hochviskose Pflanzenöle durch Umesterung der Fettsäuren zum dieselölähnlichen Pflanzenmethylester verarbeitet werden. Zu dieser Produktion gehören, neben dem Pflanzenbau, das Pressen der Ölsaaten von Pflanzen, deren Vorbehandlung und der anschließende Schritt der Umesterung. In der großtechnischen Gewinnung von Öl aus Ölsaaten werden etwa 500 bis 1000 t Ölsaaten je Tag verarbeitet[1]. Dieser Maßstab liegt jenseits der Betrachtungsgröße der vorliegenden Arbeit, weshalb das Verfahren am Beispiel der Biodieselgewinnung aus Raps in Kleinanlagen erläutert wird. Die Informationen dieses Unterkapitels sind überwiegend dem gelben Heft Nr. 72 des BStMELV[2] entnommen. Abweichende Quellen sind gesondert kenntlich gemacht.

Nach der Ernte der Rapspflanze, wird die Saat in einer Ölmühle ohne zusätzliche Erhitzung gepresst. Bei dieser Pressung werden etwa 75 % des in den Rapskörnern enthaltenen Öls gewonnen. Als Produkte fallen das rohe Rapsöl und der Rapspresskuchen an. Der Rapspresskuchen enthält nun nur noch Teile des Öls und die Zellstrukturen der Körner, was ihn zu einem protein- und rohfaserreichen Stoff macht. Das kaltgepresste Öl enthält noch unerwünschte Begleitstoffe, wie z.B. Samenreste, die durch eine anschließende Filtration entfernt werden müssen. Dies ist insbesondere deswegen wichtig, weil das Samenkorn Enzyme zur Aufspaltung der Triglyzeride enthält, die zum Verderb des gewonnenen Öls führen können. Zur Abtrennung dieser Stoffe stehen im Wesentlichen die Verfahren der Sedimentation, der Filtration und ggf. der Zentrifugierung zur Verfügung. Weitere Raffinationsschritte sind für solche kaltgepressten Öle allerdings nicht erforderlich[3]. Den Ablauf der Ölgewinnung und Ölreinigung zeigt Abb. 26.

[1] Vgl. Kaltschmitt, et al., 2009a, S. 712

[2] Wagner, et al., 2000

[3] Vgl. Remmele, et al., 2009, S. 725

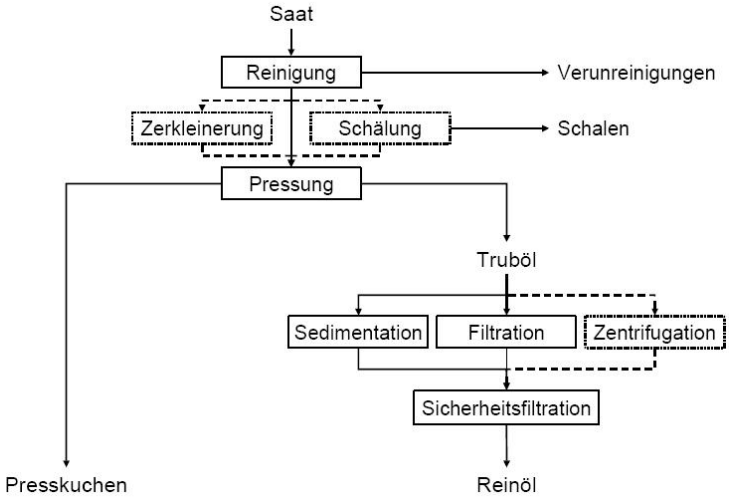


Abb. 26: Verfahrensablauf bei der Ölsaatenverarbeitung in Kleinanlagen[1]

Hinsichtlich des Energiebedarfs ist die Umesterung des Öls der wichtigste Schritt in der RME-Gewinnung. Ein Triglyzerid ist ein Ester aus dem dreiwertigen Alkohol Glyzerin und drei Fettsäuren. Bei der vollständigen Umesterung lösen sich unter Anwesenheit von Methanol die drei Fettsäuren vom Glyzerin, verestern mit Methanol zu Monocarbonsäureestern und das Glyzerin wird frei. Abb. 27 stellt diesen Vorgang in Strukturformelschreibweise dar.

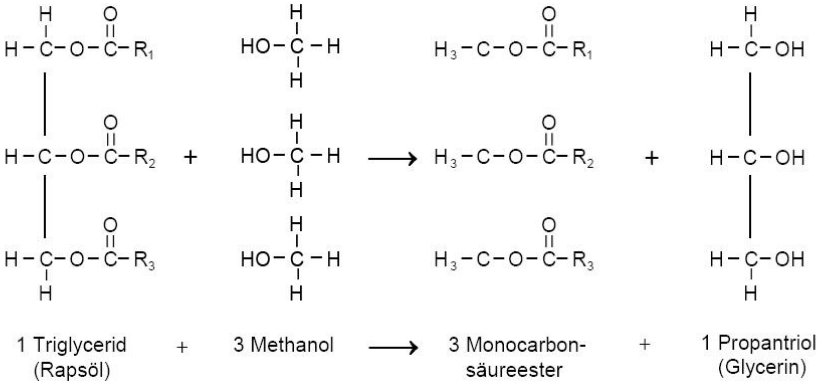


Abb. 27: Umesterung von Rapsöl zu Rapsölmethylester (RME)[1]

[1] Remmele, et al., 2009, S. 726

Für diesen Prozess der Umesterung gibt es verschiedene diskontinuierliche und kontinuierliche Verfahrensvarianten. Eine Übersicht über einige gebräuchliche Verfahren ist im gelben Heft Nr. 72[2] zu finden. Eine kurze Prozessbeschreibung erfolgt am Verfahren “Feld & Hahn Ölmühle Leer”, sowie mittels Informationen von Müller-Langer[3]. Grundsätzlich laufen die Umesterungsreaktionen bei normalen Umgebungstemperaturen nur sehr langsam ab. Zur Beschleunigung des Verfahrens werden deshalb Katalysatoren und Temperaturen von etwa 70 °C eingesetzt. Als Katalysator kommt im Prozess der Umesterung Natriumhydroxid zum Einsatz. Für die Abtrennung der freien Fettsäuren, sowie die Rückgewinnung des Methanols werden weiterhin Salzsäure, Calziumhydroxid und Natriumcarbonat verwendet. Das Rapsöl wird mit dem Methanol und dem Natriumhydroxid vermengt und in großen Behältern erwärmt. Das bei der Reaktion frei werdende Glyzerin sammelt sich auf Grund seiner hohen Dichte zusammen mit überschüssigem Methanol am Behälterboden und wird dort abgezogen. Die umgeesterte Phase wird durch eine Wäsche mit Wasser und Salzsäure von Seifen befreit und anschließend getrocknet. Das dabei zurückgewonnene Methanol wird in den Hauptprozess zurückgeführt. Das Glyzerinwasser wird zur Methanolrückgewinnung rektifiziert und über mehrere Verfahrensschritte in seine Phasen Glyzerin, Wasser, Fettsäuren und Salze getrennt. Abb. 28 zeigt das Flussbild des Verfahrens.

Der Prozess ist ein kontinuierlicher Prozess, der zur Produktion eines sehr gut speicherbaren, flüssigen Energieträgers dient. Vom Aspekt der Problemstellung ergibt sich keine Notwendigkeit, dieses Verfahren als dynamisches Simulationsmodell zu beschreiben. Wichtige Größen zur Verwendung im Gesamtmodell sind die Verhältnisse der RME-, Glyzerin- und Rapspresskuchenmengen zur eingesetzten Rapssamenmenge. Weiterhin sind der spezifische thermische und elektrische Energieaufwand, bezogen auf die Produktmenge RME von Bedeutung. Diese

[1] Müller-Langer, et al., 2009, S. 738

[2] Vgl. Wagner, et al., 2000, S. 26

[3] Vgl. Müller-Langer, et al., 2009, S. 736-741

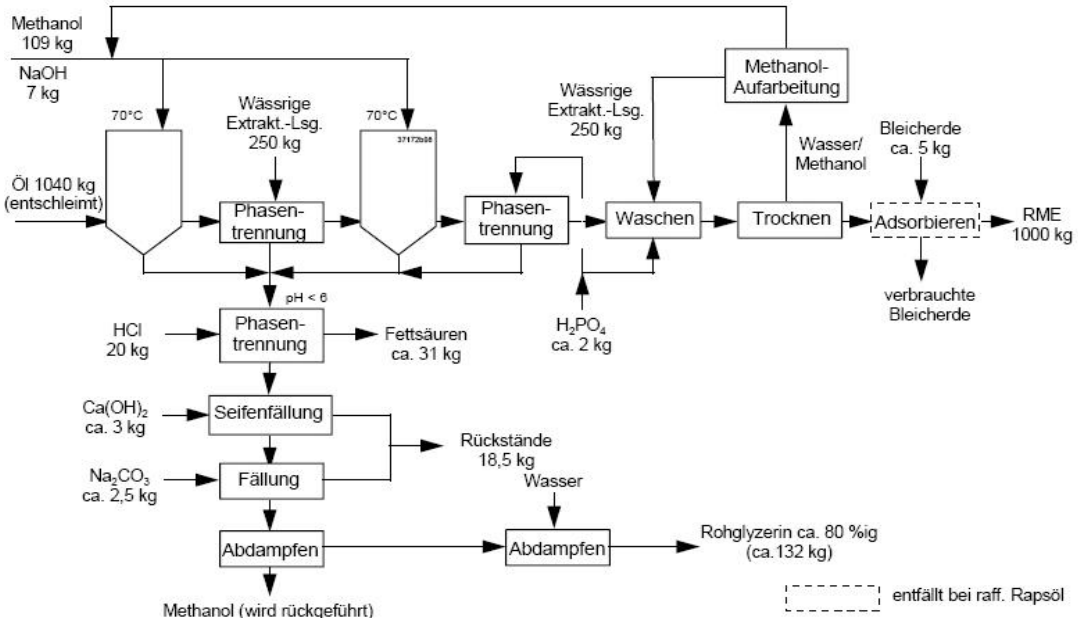


Abb. 28: Umesterung nach dem Verfahren "Feld & Hahn Ölmühle Leer"[1]

Größen werden über einfache, lineare und stationäre Beziehungen im Modell nach folgenden Beziehungen berechnet.

Formel 12

$$Q_{EF} = m_{RME} \cdot k_{EF,spez.}$$

Mit: Q_{EF} Energie (el./th.) [MJ]
k_{EF} spezifischer Beiwert der Energieform (el./th.) [MJ/kg]

Formel 13

$$m_P = m_{OTM,Raps} \cdot k_P$$

Mit: m_P Produktmasse [kg]
k_P spezifischer Produktbeiwert [kg_{Stoff}/kg_{OTM}]

Die gefundenen Parameter für das Simulationsmodell sind im Anhang aufgeführt.

4.6 Bioethanolproduktion

Die Bioethanolproduktion ist ein Verfahren zur Gewinnung von Alkohol aus Pflanzenteilen. Zuckerreiche und Stärkereiche Pflanzenteile sind für dieses Verfahren am einfachsten einsetzbar. Liegen Saccharide in Form von Zellulose oder Hemizellulose vor, müssen diese zunächst über Zwischenprodukte in Einfachzuckermoleküle aufgespalten werden, damit sie für die ethanolbildenden Mikroorganismen nutzbar sind. Großtechnische Anlagen, die mehr als 100.000 m³ Ethanol pro Jahr produzieren, sind für den Betrachtungsmaßstab dieser Arbeit nicht relevant. Das Verfahren wird anhand des Dispergier-Maischverfahrens mit stärkehaltigen Pflanzenteilen erläutert, welches an der Universität Hohenheim entwickelt wurde und für maximale Produktionsmengen bis etwa 10.000 m³ Ethanol pro Jahr beschrieben wurde[2]. Die Informationen dieses Unterkapitels stammen überwiegend von Senn[3] und Friedl[4]. Abweichende Quellen sind gesondert vermerkt.

Um die Stärke von Weizenkörnern für die Mikroorganismen als Nahrung verfügbar zu machen, ist zunächst ein mechanischer Aufschluss der Weizenkörner erforderlich. In dem beschriebenen Verfahren geschieht dies über Hammermühlen und eine Rotor-Stator-Dispergiermaschine. Dem zerkleinerten Material wird anschließend Wasser und Dünnschlempe aus dem Prozess zugeführt. Nach Erhitzen dieses Gemischs auf etwa 75 bis 95 °C werden Enzyme zugesetzt, die die Stärke in den Einfachzucker Glukose bzw. in den Zweifachzucker Maltose zerlegen. Diese Vorgänge werden Stärkeverflüssigung und Stärkeverzuckerung genannt. Unter Zusatz von Hefepilzen erfolgt unter Luftabschluss die alkoholische Gärung. Dabei wird die Glukose gemäß folgender Summenformel zu Ethanol und Kohlenstoffdioxid umgesetzt:

$$C_6H_{12}O_6 + 2\ P_i + 2\ ADP \rightarrow 2C_2H_5OH + 2CO_2 + 2\ ATP + 156\ kJ$$

[1] Wagner, et al., 2000, S. 26

[2] Senn, et al., 2002

[3] Senn, et al., 2009, S. 793-799

[4] Friedl, et al., 2009, S. 800-807

Der Energiegewinn der Zellen wird in der Summenformel über die Bildung von Adenosintriphosphat aus Adenosindiphosphat und zwei freien Phosphorionen beschrieben. ATP ist einer der Hauptenergieträger in Zellen. Abb. 29 zeigt das Schema des beschriebenen Verfahrens.

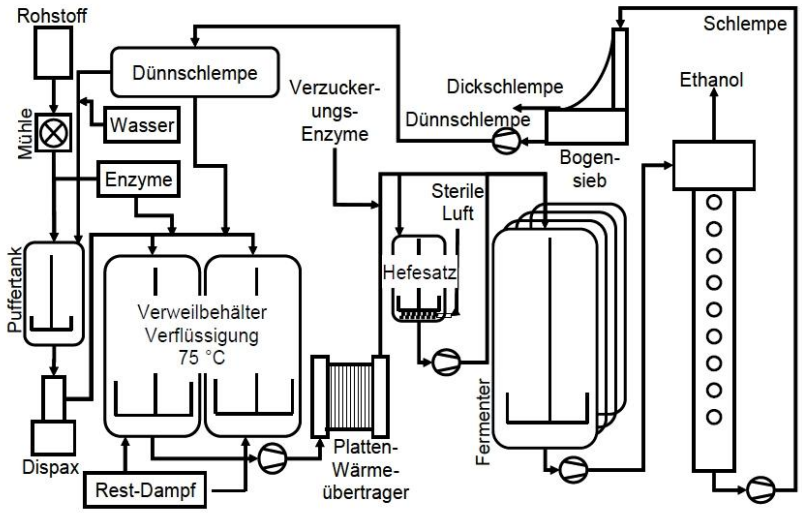


Abb. 29: Verfahrensschema für das Hohenheimer Dispergier-Maischverfahren[1]

Der Einsatz der Rotor-Stator-Dispergiermaschine und die Rückführung der Dünnschlempe in den Prozess sind gleichzeitig die Hauptmerkmale, die das Hohenheimer Verfahren kennzeichnen. Nach der Vergärung des Zuckers erfolgen die Abtrennung des Alkohols durch Destillation und die Abtrennung der festen Schlempebestandteile. Im Verfahren bleibt die Dünnschlempe zur Rückführung in den Maischeansatz zurück.

Wie bei der Biodieselproduktion handelt es sich hier ebenfalls um einen Prozess, der zur Produktion eines sehr gut speicherbaren, flüssigen Energieträgers dient. Es gibt hier gleichfalls keine Notwendigkeit, dieses Verfahren als dynamisches Simulationsmodell zu beschreiben. Wichtige Größen zur Verwendung im Gesamtmodell sind die Verhältnisse der Ethanol- und Schlempemengen zur eingesetzten Weizenkornmenge. Weiterhin sind der spezifische thermische und elektrische

[1] Friedl, et al., 2009, S. 806

Energieaufwand, bezogen auf die Produktmenge Ethanol von Bedeutung. Diese Größen werden, analog zur Biodieselproduktion, über einfache, lineare und stationäre Beziehungen im Modell nach der folgenden Beziehung berechnet.

Formel 14

$$Q_{EF} = m_{EtOH} \cdot k_{EF}$$

Mit: Q_{EF} Energie (el./th.) [MJ]
k_{EF} spezifischer Beiwert der Energieform (el./th.) [MJ/kg]

Formel 15

$$m_P = m_{OTM,Weizen} \cdot k_P$$

Mit: m_P Produktmasse [kg]
k_P spezifischer Produktbeiwert [kg_{Stoff}/kg_{OTM}]

Die gefundenen Parameter für das Simulationsmodell sind im Anhang aufgeführt.

4.7 Strohheizkraftwerk

Zur Versorgung der Prozesse der Bioenergieträgerherstellung wird das anfallende Halmgut in einer Feuerungseinrichtung verbrannt. Über einen nachgeschalteten Dampferzeuger wird Prozessdampf erzeugt, über einen Dampfmotor teilentspannt und den einzelnen Verfahren zugeführt. Die elektrische Energie aus der Dampfentspannung dient ebenfalls der Versorgung der Bioenergieträgerherstellung.

Als Feuerungseinrichtung für Halmgut stehen aktuell mehrere Verfahren zur Verfügung. Die Verfahren unterscheiden sich hinsichtlich der Möglichkeit vollständige Strohballen verwerten zu können. Eine Übersicht über die Verfahren findet man im Leitfaden Bioenergie der FNR[1]. Die nachfolgenden Informationen sind zum größten Teil dieser Quelle entnommen und andernfalls gesondert gekennzeichnet. Die Ballenfeuerung mit stirnseitigem Abbrand, die sogenannte „Zigarrenbrandfeuerung“ eignet sich für vollständige Strohballen, benötigt aber wegen

[1] Vgl. Schröder, et al., 2007, S. 118-134

der Durchbrandgefahr eine Mindestvorschubleistung. Damit sind Zeit- und Leistungsgrenzen in der Modulierbarkeit des Prozesses verbunden. Wegen des erforderlichen technischen Aufwands dieser Feuerungsart ist ein wirtschaftlicher Betrieb erst ab einer thermischen Leistung von etwa drei Megawatt möglich. Für geringere Feuerungsleistungen ist die Auflösung der Ballen erforderlich. Dabei kommen Ballenteiler und Ballenauflöser zur Anwendung, die die Ballen in Scheiben schneiden bzw. diese zu losem Material zerkleinern. Die Ballenscheiben werden auf eine halmguttaugliche Rostfeuerung geschoben, das zerkleinerte Material über Schnecken auf eine Rost- oder Schubbodenfeuerung gefördert. Eine Modulation der Strohfeuerung ist auch hier nur sehr eingeschränkt möglich. Beide Anlagentypen sind ausführlich von Hartmann beschrieben[1]. Besonderheiten der Halmgutfeuerung liegen vor allem in der sehr niedrigen Ascheerweichungstemperatur und in dem hohen Chlorgehalt des zugeführten Strohs. Der niedrige Ascheerweichungspunkt kann zu starken Verschlackungen des Kessels führen. Über Feuerraumtemperaturen unter etwa 800 bis 900°C und Schubboden- oder Rostkühlungen versucht man, die Verschlackungsneigung solcher Kessel zu minimieren. Der Chlorgehalt führt bei hohen Temperaturen zu erhöhter Chlorkorrosion im Kessel und zu Schadstofffreisetzung im Rauchgas. Die Chlorkorrosion lässt sich durch niedrige Temperaturen an den Wärmeübertragerflächen bis etwa 450 °C und durch den Einsatz von widerstandsfähigen Metalllegierungen begrenzen. Hinsichtlich der Staub- und Schadstoffemissionen ist grundsätzlich eine Rauchgasbehandlung erforderlich.

Mögliche Dampfparameter für Dampferzeuger in ausgeführten Strohheizkraftwerken (SHKW) in Dänemark sind bei Schu zu finden[2]. Daraus lässt sich ablesen, dass kleinere Strohheizkraftwerke bis 30 MW_{el} mit Dampfdrücken von etwa 60 bar bei einer Dampftemperatur von 450 °C arbeiten. Größere Kraftwerke haben ein Dampfdruckniveau, welches bei 90 bar liegt, mit Dampftemperaturen oberhalb von 500 °C. Der Dampf kann in Dampfturbinen oder Dampfmotoren entspannt werden. Dampfturbinen bieten als Gegendruckdampfturbine in Leistungsklassen bis 5 MW_{el} einen elektrischen Wirkungsgrad zwischen etwa zehn bis 20 Prozent. Aufwändigere Turbinen, wie Entnahme-Kondensationsturbinen erreichen höhere

[1] Vgl. Hartmann, et al., 2004, S. 196-233

[2] Vgl. Schu, et al., 2008, S. 221

Wirkungsgrade, sind jedoch bis 5 MW_{el} wirtschaftlich nicht darstellbar[1]. Dampfmotoren werden sinnvoll in der Dampfdruckreduktion eingesetzt. Dabei bieten sie die Möglichkeit der Energiegewinnung aus der Dampfentspannung auf ein niedrigeres Druckniveau. Der mechanische Wirkungsgrad solcher Motoren liegt bei etwa 70 %, der Gesamtwirkungsgrad wegen der anschließenden Dampfnutzung bei über 80 %.

Zur Energiegewinnung aus dem anfallenden Stroh wird im Modell ein Strohheizkraftwerk eingesetzt. Die Untergrenze für das geschilderte Zigarrenbrandverfahren liegt bei 3 MW_{th}, was im durchgehenden Jahresbetrieb bereits eine Strohmenge von etwa 5.400 t erfordert. Übertragen auf die Verfahrenskombination im Modell, die zwingende Verwendung einer zu vergärenden Pflanze und den Grundgedanken der geschlossenen Stoffkreisläufe, sind dazu etwa 540 ha Ackerfläche, einschließlich der Maisfläche, erforderlich. Für das Modell können also sowohl die Ballenfeuerung mit Ballenauflöser für kleinere Leistungen, als auch die Ballenfeuerung mit stirnseitigem Abbrand bei größeren Leistungen die Basis des SHKW bilden. Im nachgeschalteten Dampferzeuger wird Dampf mit 60 bar auf 450°C bereitgestellt. Wegen Feuerungsleistungen unterhalb von 10 MW und der weiteren Nutzung des Dampfs in der Bioethanolproduktion, wird dieser nicht über eine Dampfturbine zur Stromgewinnung entspannt. Die Reduktion des Druck- und Temperaturniveaus erfolgt über einen Dampfmotor auf einen Druck von 10 bar mit einer Temperatur von 300 °C. Der elektrische Wirkungsgrad dieser Verfahrensweise errechnet sich aus den Auslegungsdaten[2] zu 6 %. Überschüssige Wärme wird auf einem Niveau von 90 °C einem Wärmenetz zugeführt. Alternativ besteht die Möglichkeit zur Temperaturerhöhung im Wärmenetz. Der thermische Wirkungsgrad liegt insgesamt bei 74 %.

Bei der Strohverbrennung handelt es sich um einen Prozess, der die kontinuierlich laufenden Verfahren zur Biodiesel- und Bioethanolproduktion, sowie den modulierend betriebenen Biogasprozess mit Energie versorgt. Wegen der stark eingeschränkten Modulierbarkeit eines Strohheizkraftwerks, wird dieses in der Simulation ebenfalls als stationärer Prozess ohne Dynamik abgebildet. Wichtige Größen

[1] Vgl. Schröder, et al., 2007, S. 133

[2] Schriftliche Auskunft: Spilling Energie Systeme GmbH, Hamburg

zur Verwendung im Gesamtmodell sind die Verhältnisse der Strohmengen zu den gewonnenen thermischen und elektrischen Energiemengen. Diese Größen werden über einfache, lineare und stationäre Beziehungen im Modell nach der folgenden Beziehung berechnet.

Formel 16

$$Q_{EF} = m_{Stroh} \cdot k_{EF,spez.}$$

Mit: Q_{EF} Energie (el./th.) [MJ]
k_{EF} spezifischer Beiwert der Energieform (el./th.) [MJ/kg]

Die gefundenen Parameter für das Simulationsmodell sind im Anhang aufgeführt.

Überschüssige elektrische und thermische Energie wird zunächst in der dezentralen Energieversorgung zur Deckung der anfallenden Lastprofile herangezogen. Ist mehr elektrischer Strom vorhanden, als benötigt, wird in das öffentliche Netz eingespeist. Überschüssige Wärme wird zunächst in einem Wärmespeicher gespeichert. Sind die Kapazitäten des Speichers erschöpft, wird die Wärme an die Umgebung abgegeben.

4.8 Energiepflanzenanbau

Zur Abbildung der Kohlenstoff- und Stickstoffdynamik im Boden sind in der Literatur zahlreiche Simulationsmodelle zu finden. Einen guten Überblick über die vorhandenen Modelle bietet ecobas.org[1]. Kriterien zur Auswahl eines Modells für die vorliegende Arbeit sind die angewandte Simulationsmethode und die Komplexität des Modells. Da das Modell als Teilmodell in eine SD-Simulation integriert werden soll, steht die Simulationsmethode fest. Weiterhin soll es sich um ein wenig komplexes Modell mit einem oder wenigen Kompartimenten, sowie einer begrenzten Anzahl an weiteren Umwelteinflüssen handeln, welches in der Lage ist, die Fraktionen Kohlenstoff und Stickstoff zu bilanzieren und die Auswirkungen auf den Feldfruchtertrag tendenziell darzustellen. Mit der Planung, mehrere Ackerflächen einschließlich des darauf stattfindenden Fruchtwechsels abzubilden,

[1] Vgl. Benz

ist die Begrenzung des Berechnungsaufwands sinnvoll. Weiterhin ist die exakte und differenzierte Berechnung aller Umwelteinflüsse nicht erforderlich, weil zunächst nur die Effekte aus den C- und N-Bilanzen betrachtet werden sollen. Detaillierte Boden- und Feldfruchtmodelle, wie CENTURY[1] oder EPIC[2] liefern hier sehr gute Ergebnisse, wären aber in das Simulationsmodell nicht einfach zu implementieren.

Als Grundmodell zur Abbildung des Pflanzenwachstums wurde ein einfaches Feldfruchtmodell[3] von Bossel gewählt. Da es vollständig Eingang in das Simulationsmodell findet, werden die Grundlagen der Nährstoffdynamik am Modell von Bossel bzw. gemeinsam mit diesem beschrieben.

In der veröffentlichten Form des Modells sind die wesentlichen Dynamiken, auf die sich in dieser Arbeit bezogen werden soll, vorhanden. Änderungen, Ergänzungen und Korrekturen sind jedoch erforderlich, damit das vorgesehene Spektrum an Stoffen richtig und vollständig abgebildet werden kann. Um alle relevanten Größen zur Bestimmung der Klimawirksamkeit zu erfassen und die Feldfrüchte nach Pflanzenteilen dem richtigen Stoffstrom zuordnen zu können, wurden Modifikationen zu folgenden Punkten vorgenommen:

- Abbildung der Lachgasemissionen (N_2O-Emissionen)
- Änderungen in der Bilanzierung des pflanzenverfügbaren N
- Anpassung des Stickstoffaustrags aus dem pflanzenverfügbaren N
- Differenzierung der Pflanzenteile, sowie deren spezifischer N-Fixierung
- Abbildung einer Gärrestdüngung
- Abbildung verschiedener Düngemethoden mit Auswirkungen auf die N_2O-Emissionen
- Anpassung der Niederschlagsdynamik für den Einsatz von Realdaten
- Anpassung aller zeitbezogenen Größen von hundertstel Jahren auf Tage

[1] Vgl. NREL- Natural Resource Ecology Laboratory, 2001

[2] Vgl. Mitchell, et al., 2006

[3] Vgl. Bossel, 2004a, S. 78-105

Die wesentlichen Modellmechanismen sowie das geänderte Modell sind in Abb. 30 bzw. in Abb. 31 dargestellt.

4.8.1 Nährstoffdynamik

Das Modell enthält einen Teil zur Abbildung der Nährstoffdynamik und einen zur Abbildung der Bodenwasserdynamik. In der Nährstoffdynamik werden zwei Humusformen unterschieden. Der Dauerhumus stellt die Gesamtheit der Huminstoffe dar. Diese bestehen aus stark umgewandelten, schwer abbaubaren Substanzen, die weitgehend gegen weitere Mineralisierung stabilisiert sind und eine hohe Verweildauer im Boden haben[1]. Weiterhin wird der Nährhumus abgebildet, welcher die Streustoffe und Nichthuminstoffe enthält. Zu den Streustoffen gehören abgestorbene Pflanzenteile und Bodenorganismen, die nur schwach oder noch nicht umgewandelt sind[2]. Nichthuminstoffe enthalten die Stoffgruppen der Lipide, Proteine, Polysaccharide und Lignin[3].

Der Dauerhumus wird als reiner Kohlenstoffspeicher beschrieben, da in ihm keine Nichthuminstoffe enthalten sind. Entsprechend erfolgt die Kohlenstoffzufuhr in diesen Speicher über den Zersatz des organischen Materials. Die Kohlenstoffverluste dieses Speichers werden an die Bodenerosion gekoppelt.

Der Nährhumus gliedert sich in einen Kohlenstoff- und einen Stickstoffspeicher. Der Kohlenstoffspeicher wird über Ernterückstände und organischen Dünger befüllt. Die C-Verluste sind durch die Bodenerosion und die Zersatzrate beschrieben. Dabei ist die Zersatzrate mit dem Prozess der Mineralisation gleichzusetzen, bei dem die Bodenfauna organisches Material zerkleinert und verdaut. Der Stickstoffspeicher wird neben den Ernterückständen und dem organischen Dünger auch durch die abgestorbenen, pflanzlichen Mikroorganismen des Bodens gespeist. Der N-Entzug erfolgt – analog zum C-Speicher – über die Bodenerosion und die Zersatzrate.

---

[1] Vgl. Scheffer, F. et al., 2002, S. 51

[2] Vgl. Scheffer, F. et al., 2002, S. 51

[3] Vgl. Scheffer, F. et al., 2002, S. 51

Einen weiteren Speicher bildet der pflanzenverfügbare Stickstoff, welcher einen wesentlichen Faktor für das Pflanzenwachstum darstellt. Er wird gespeist aus dem Zersatz organischen Materials, welches aus dem Nährhumus kommt und der Gabe von mineralischem Dünger. Weiterhin wird Stickstoff aus der Atmosphäre als NO_x-N, NH_2-N und NH_3-N über Niederschläge eingetragen. Die Verluste dieses Speichers sind über die Auswaschung des Stickstoffs aus dem Boden, die Entnahme durch die wachsenden Pflanzen und die Entnahme durch die Bodenflora bestimmt. Dabei stellt die N-Entnahme durch die Bodenflora den Prozess der Demineralisierung dar. Sie ist das Bindeglied zum N-Eintrag in den Nährhumus, weil Stickstoff in der Biomasse fixiert wird.

Neben diesen bodenrelevanten Dynamiken wird das Pflanzenwachstum über die relative Pflanzenmasse beschrieben, womit das Modell hinsichtlich der Pflanzenart parametrisierbar wird. Parameter für einzelne Pflanzenarten sind in der Modellbeschreibung tabellarisch aufgeführt.

Die Bodenwasserdynamik wird im Wesentlichen über zwei Speicher beschrieben, die das Bodenwasser, als pflanzenverfügbares Wasser und die Höhe des Grundwasserspiegels beinhalten. Das Bodenwasser wird von den Niederschlägen und der Bewässerung gespeist. Die Niederschläge sind hinsichtlich ihrer Jahresmenge und Periodizität einstellbar, erfolgen jedoch in einem zufälligen Raster. Zur Bewässerung wird ein Brunnen unterstellt, der mit dem Grundwasserreservoir in Verbindung steht. Der Abfluss aus dem Bodenwasserspeicher wird über drei verschiedene Mechanismen modelliert. Eine Versickerung des Wassers, welches nicht im Boden gebunden werden kann, eine Verdunstung in direkter Abhängigkeit von der Jahreszeit und der Bodenbedeckung und eine Pflanzentranspiration in Abhängigkeit der Gesamtbiomasse der Feldfrüchte.

Der Grundwasserspeicher ist über die Versickerung an die Niederschläge gekoppelt. Verluste im Grundwasser ergeben sich aus der Bewässerung. Das Grundwasser ist in diesem Fall also ein Reservoir, welches sich exakt auf die betrachtete Ackerfläche bezieht und welches keinen weiteren Zustrom von außerhalb erhält. Alle beschriebenen Grundmechanismen sind in einem SD-Flussschema in Abb. 30 abgebildet.

Um die Stoffkreisläufe für C und N zwischen der Biogasanlage und dem Feldfruchtmodell schließen zu können, ist das Modell um die Möglichkeit der Gärrestdüngung erweitert worden. Der Gärrest wird aus dem Gärrestlager des

Biogasanlagenmodells mit dem berechneten Gehalt an N und C entnommen und entsprechend seiner Fraktionen in den Speicher des pflanzenverfügbaren N und des gebundenen N überführt. In Anlehnung an Daten des Landwirtschaftlichen Technologiezentrums Augustenberg werden gerundet 60 % des Gesamt-N im Gärrest als Ammonium-N und somit als pflanzenverfügbar behandelt[1]. Die verbleibenden 40 % werden als gebundener N betrachtet.

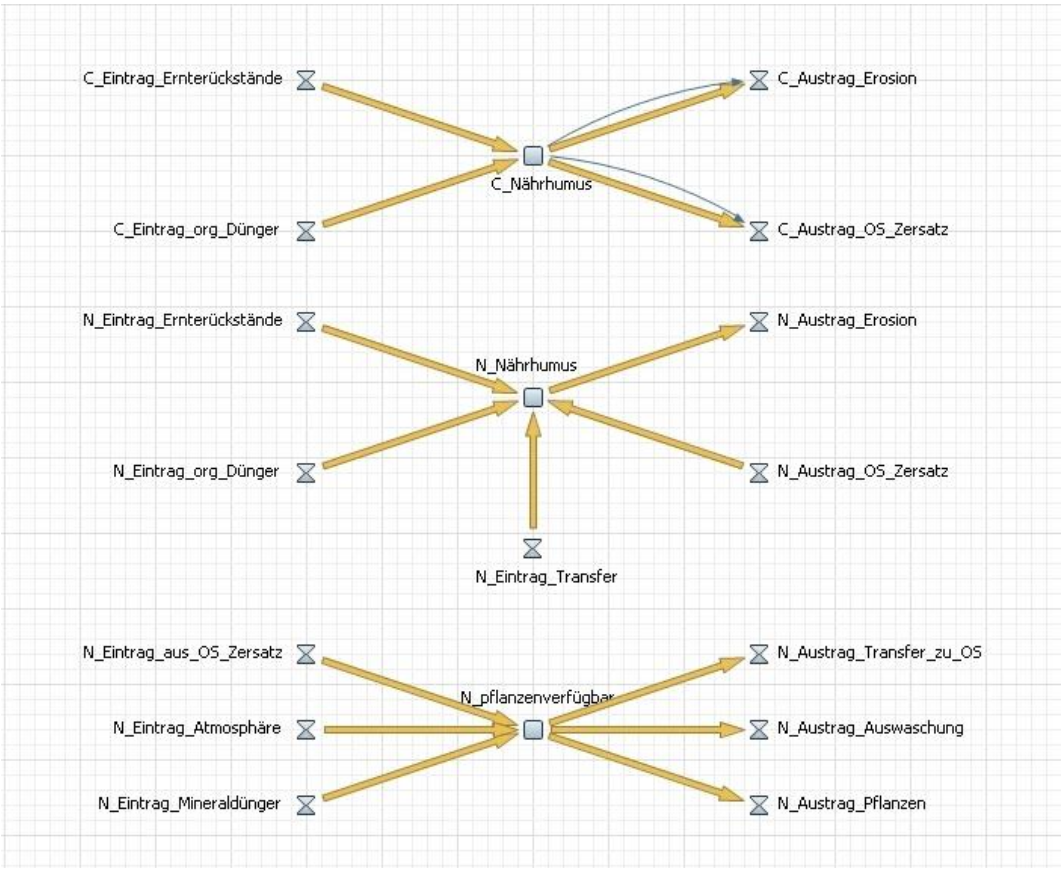


Abb. 30: System Dynamics Flussschema des Nährstoffmodells nach Bossel[2] (eigene Darstellung, vereinfacht)

[1] Vgl. Landwirtschaftliches Technologiezentrum Augustenberg (LTZ), 2008, S. Anhang, Tabelle 2

[2] Bossel, 2004a, S. 100

In das Modell wurde eine Düngung mittels mineralischen Stickstoffdüngers programmiert. Die Mechanismen der Düngung erfolgen in Anlehnung an die N_{min}-Methode. So wird zwölf Tage vor dem Vegetationsbeginn der pflanzenverfügbare Stickstoff im Boden bestimmt und um den pflanzenverfügbaren Stickstoff des bereitstehenden Gärrestes ergänzt. Das Ergebnis wird vom spezifischen Stickstoffbedarf der Pflanze abgezogen und der Restbetrag als mineralischer Dünger auf der Ackerfläche ausgebracht. Zur Optimierung der Düngung wiederholt sich diese Prozedur 30 Tage nach Vegetationsbeginn. Als spezifischer N-Bedarf der Pflanze wird dabei der noch zu erwartende Bedarf aus dem Restwachstum angesetzt, um eine Überdüngung zu verhindern.

Die Bilanzierung des Stickstoffs geschieht in zwei Speichern, dem Nährhumus-N und dem pflanzenverfügbaren N. Der N-Eintrag in den Pool des Nährhumus-N wird um die Möglichkeit des N-Eintrags aus Gärresten der Biogasanlage erweitert. Der Speicher mit dem pflanzenverfügbaren N wird ebenfalls um einen Eintrag aus Gärresten erweitert. Die Austräge werden um die N_2O-Emissionen erweitert und der Stickstoffaustrag durch die Pflanzen wird sowohl nach Pflanzenteilen differenziert, als auch in der Gesamtbilanz verstetigt, weil der N-Austrag im Originalmodell nur unvollständig ist.

Zur Differenzierung nach den einzelnen Pflanzenteilen ist es erforderlich, eine spezifische Stickstoffaufnahme für alle Teile zu ermitteln. Als Mittelwert für Frucht mit Stroh und Wurzeln sind diese Werte bereits in den Parametersätzen des Originalmodells vorhanden. Eine weitere Differenzierung nach Frucht- und Strohanteil wurde mit Hilfe von Elementaranalysen aus dem Materialienband 154 des Bayerischen Staatsministeriums für Landesentwicklung und Umweltfragen durchgeführt[1]. Zum Erntezeitpunkt werden die geernteten Pflanzenteile bilanziell aus dem N-Speicher entnommen und an die Steuerungsklasse übergeben. Der Ernterückstand in Form von Wurzeln und Stoppeln wird den C- und N-Bilanzen des Nährhumus zugeführt.

Der C-Eintrag des Gärrestes erfolgt vollständig in den Nährhumus zum weiteren Abbau im Boden.

[1] Vgl. Hartmann, et al., 2000, S. 91

Die Niederschlagssteuerung wurde vollständig aus dem Modell entfernt und mit einer Tabellenfunktion für einen einlesbaren Realdatensatz zur Simulation eines längeren Zeitraums mit Klimaänderungen ersetzt.

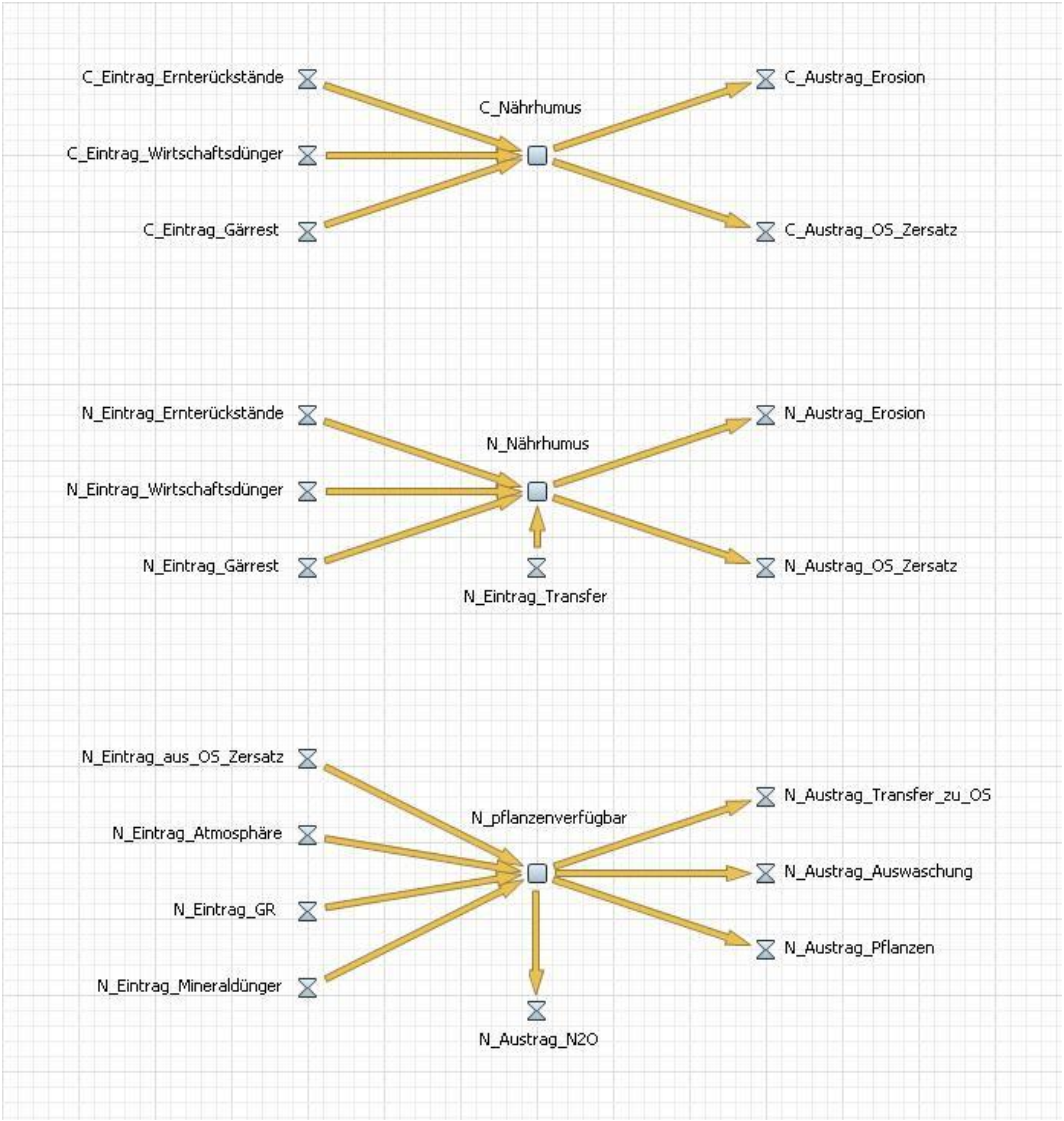


Abb. 31: System Dynamics Flussschema des angepassten Modells

4.8.2 Lachgasemissionen

Sollen CO_2-Äquivalente im Ackerbau korrekt erfasst werden, sind Betrachtungen der Lachgasemissionen auf Grund eines CO_2-Äquivalents von 298 kg[1] essentiell. Nach Li[2] liegt die Schwierigkeit dieser Betrachtung in der hohen zeitlichen und räumlichen Varianz der Emissionen. Zur Vorhersage von N_2O-Emissionen wurden in den vergangenen Jahren verschiedene Computermodelle, denen unterschiedliche Methoden zu Grunde liegen, erarbeitet. Diese können unterschieden werden, in solche, die mit empirisch ermittelten Gleichungen zur Abbildung der Emissionen auf regionaler oder globaler Ebene arbeiten und solchen, die versuchen, die Entstehungsmechanismen klimarelevanter Gase mathematisch zu beschreiben. Letztgenannten Modellen liegen allerdings Kaskaden von geochemischen und biochemischen Reaktionen zu Grunde, zu deren Berechnung eine hohe Anzahl von Umweltparametern benötigt wird.

Beispielhaft kann hier das DNDC[3] genannt werden, welches ein mechanistisches Modell ist, in dem die Berechnung der N_2O-Emissionen als Funktion der Denitrifikation und des mikrobiellen Wachstums der zugehörigen Organismen erfolgt[4]. Weitere Modelle wie CENTURY/DAYCENT oder ECOSYS arbeiten mit den gleichen Ansätzen. Eine Übersicht dazu und Hinweise auf weitere Literatur sind in Bareth[5] zu finden.

Empirische Gleichungen sind zur Abschätzung klimarelevanter Emissionen deutlich leichter handhabbar. Eine Methode zur Treibhausgasinventarisierung stellt die IPCC-Methode[6] dar. Bei der Festlegung der Emissionen aus dem Ackerbau wird in dieser Methode ein bestimmter Massenprozentsatz des insgesamt aufgebrachten Stickstoffs aus verschiedenen Düngemaßnahmen als N_2O-Emission angerechnet.

---

[1] Vgl. Solomon, et al., 2007, S. 212

[2] Vgl. Li, 2000, S. 259-260

[3] DNDC: Denitrification and Decomposition Model; Li, 2000

[4] Vgl. Li, 2000, S. 261-263

[5] Bareth, 2003, S. 44-45, 54-56

[6] IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change, 1996c

Dabei finden sich Hilfestellungen in Form von regional unterschiedlichen Vorgabewerten und Arbeitsblättern im IPCC Workbook[1]. Zur Verbesserung der Ergebnisse können diese vorgegebenen Werte aber auch durch Zahlen aus der regionalen Forschung oder regionalen Messungen ersetzt werden.

Eine weitere empirische Methode ist das Regressionsmodell von Freibauer. Bei diesem Modell handelt es sich um eine Gleichung, die durch eine multivariante Regressionsanalyse von verschiedenen Faktoren aus drei Hauptfaktorengruppen zur Beschreibung des Bodens, des Klimas und des Düngemanagements[2]. Zunächst wurde für alle Einzelfaktoren eine univariante Regressionsanalyse vorgenommen, um die Signifikanz der einzelnen Faktoren zu bestimmen. Die gefundenen N_2O-Emissionsfaktoren sind in Abb. 32 dargestellt. In der anschließend durchgeführten multivarianten Regressionsanalyse der Faktoren mit der jeweils besten Korrelation konnte die Berechnungsformel bestimmt werden. Darin sind die Faktoren applizierte Düngermenge, Massenanteil Boden-C und Massenanteil Boden-Sand enthalten. Es wurden für verschiedene Klimazonen auch verschiedene Formeln gefunden, da sich die Signifikanz der Einzelfaktoren in den unterschiedlichen Zonen ändert (s. Abb. 33).

Die Differenzierung des gemäßigten Westeuropas und des subborealen Europas kann etwa am 49. Breitengrad getroffen werden. Nördlich dieses Breitengrades befindet sich die gemäßigte westeuropäische Klimazone, darunter die subboreale. Für das Feldfruchtmodell wird sich nur auf den Term für die gemäßigte Zone bezogen.

---

[1] IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change, 1996b, S. 4/32-4/63

[2] Vgl. Freibauer, 2002, S. 75-79

Parameter	Emission factors	Descriptives (N° of data sets)	Significant (p < 0.05) intercorrelations with
All arable and grassland soils			
Drainage class	1.7 ± 0.5 kg N_2O-N (class number)$^{-1}$	r^2 = 0.05*** (212)	Soil C, soil N, fertiliser, clay, silt, sand
Clay	6.2 ± 3.2 kg N_2O-N %$^{-1}$ clay	r^2 = 0.05** (130)	Drainage class, silt, sand, soil N, soil C/N, soil pH
Soil C	0.64 ± 0.25 kg N_2O-N %$^{-1}$ soil C	r^2 = 0.03* (219)	Drainage class, silt, sand, soil N, soil C/N, soil pH, fertiliser
Fertiliser	0.014 ± 0.002 kg N_2O-N kg^{-1} N-input	r^2 = 0.15*** (242)	Drainage class, soil C, fertiliser type, crop type
All arable soils			
Clay	0.17 ± 0.5 kg N_2O-N %$^{-1}$ clay	r^2 = 0.08** (107)	Drainage class, silt, sand, soil N, soil C/N, soil pH
Silt	0.065 ± 0.025 kg N_2O-N %$^{-1}$ silt	r^2 = 0.06** (107)	Drainage class, clay, sand, soil C, soil C/N, soil pH, fertiliser type
Sand	-0.065 ± 0.019 kg N_2O-N %$^{-1}$ sand	r^2 = 0.10*** (107)	Drainage class, clay, silt, soil C, soil C/N, soil pH
Soil N	27 ± 10 kg N_2O-N %$^{-1}$ soil N	r^2 = 0.06** (132)	Clay, soil C, C/N, soil pH, crop type
Soil C/N	-0.38 ± 0.17 kg N_2O-N (C/N)$^{-1}$	r^2 = 0.04* (130)	Clay, silt, sand, soil C, soil N, soil pH
Fertiliser	0.013 ± 0.006 kg N_2O-N kg^{-1} N-input	r^2 = 0.03* (169)	Fertiliser type, crop type
Fertiliser type	3.5 ± 0.7 kg N_2O-N (fertiliser class)$^{-1}$	r^2 = 0.15*** (130)	Drainage class, silt, fertiliser
Arable soils Temperate West			
Clay	0.075 ± 0.019 kg N_2O-N %$^{-1}$ clay	r^2 = 0.20*** (65)	Drainage class, silt, sand, soil N, soil C/N, soil pH
Silt	0.019 ± 0.010 kg N_2O-N %$^{-1}$ silt	r^2 = 0.05* (65)	Drainage class, clay, sand, soil C, soil C/N, fertiliser type
Sand	-0. 025 ± 0.007 kg N_2O-N %$^{-1}$ sand	r^2 = 0.17*** (65)	Drainage class, clay, silt, soil N, soil C/N, soil pH
Soil C	0.65 ± 0.13 kg N_2O-N %$^{-1}$ soil C	r^2 = 0.21*** (100)	Silt, soil N, soil C/N, soil pH
Soil N	17 ± 3 kg N_2O-N %$^{-1}$ soil N	r^2 = 0.25*** (84)	Clay, sand, soil C, soil C/N, soil pH
Soil C/N	-0.32 ± 0.03 kg N_2O-N (C/N)$^{-1}$	r^2 = 0.07* (106)	Clay, sand, soil C, soil N, soil pH
Soil pH	0.47 ± 0.16 kg N_2O-N (pH)$^{-1}$	r^2 = 0.07** (118)	Clay, sand, soil C, soil N, soil C/N
Fertiliser	0.003 ± 0.002 kg N_2O-N kg^{-1} N-input	r^2 = 0.01 (106)	Fertiliser type, crop type
Crop type	0.63 ± 0.23 kg N_2O-N (crop class)$^{-1}$	r^2 = 0.07** (102)	Fertiliser type
Arable soils Sub-boreal Climate			
Fertiliser	0.039 ± 0.008 kg N_2O-N kg^{-1} N-input	r^2 = 0.30*** (62)	Fertiliser type
Grassland soils			
Drainage class	3.2 ± 0.7 kg N_2O-N (drainage class)$^{-1}$	r^2 = 0.32*** (42)	Clay, sand, soil N, fertiliser
Soil pH	2.3 ± 0.6 kg N_2O-N (pH)$^{-1}$	r^2 = 0.20*** (52)	Clay, sand, soil C/N, fertiliser type
Fertiliser	0.015 ± 0.003 kg N_2O-N kg^{-1} N-input	r^2 = 0.23*** (72)	Air temperature, drainage class, fertiliser type

Abb. 32: Signifikante Emissionsfaktoren nach univarianter Regressionsanalyse[1]

[1] Freibauer, 2002, S. 76

Model [kg N_2O-N ha^{-1} yr^{-1}]	R^2	n
Arable soils, Temperate Western Europe		
N_2O (± 0.7) = 0.6 (± 0.5) + 0.002 (± 0.002) · fert + 1.27*** (± 0.28) · soil C - - 0.024*** (± 0.005) · sand	0.38***	61
Arable soils, Sub-boreal Europe		
N_2O (± 1.6) = -1.3 (± 2.1) + 0.033*** (± 0.008) · fert + 28* (± 13) · soil N	0.31***	46
Grassland soils, Temperate and Sub-boreal Europe		
N_2O (± 2.6) = 2.4*** (± 0.7) + 0.015***(± 0.003) · fert	0.23***	72

N_2O	annual emission in kg N_2O-N ha^{-1} yr^{-1}
fert	annual fertiliser input in kg N ha^{-1} yr^{-1}
soil C	soil organic carbon content in topsoil in % of soil weight
soil N	total soil nitrogen content in topsoil in % of soil weight
sand	sand content in topsoil in % of soil weight
n	number of data sets
(± x)	standard error of predictor variables and mean standard error of models

Abb. 33: Regressionsmodell jährlicher N_2O-Emissionen von Ackerflächen in Europa[1]

Für die Verwendung im Feldfruchtmodell werden die N_2O-Emissionen als Verluste an den Pool des pflanzenverfügbaren N angeknüpft. Die räumliche Varianz der Emissionen kann und soll hier nicht abgebildet werden, weil in der vorliegenden Arbeit nur Aussagen über die Veränderung der Emissionen durch alle nachgeschalteten Verfahrensteile auf Grundlage einer einzelnen Bodenzusammensetzung betrachtet werden. Die zeitliche Varianz wurde durch Modifikationen des Terms angepasst, um einen zeitabhängigen Abfluss des pflanzenverfügbaren N als Näherung zum vorhandenen N-Abfluss zu erhalten. Messungen und Modellberechnungen bei Li[2] zeigen, dass die N_2O-Emissionen in den ersten 20 Tagen nach Düngerapplikation etwa den zehnfachen Wert erreichen. Danach scheint der Prozess zum Erliegen zu kommen. Die freigesetzte Menge Lachgas entspricht dabei etwa der Menge aus dem Düngersummanden des Regressionsterms. Die Abhängigkeit der Emissionen von der Denitrifikation und dem Wachstum der denitrifizierenden Organismen zeigt weiterhin eine jahreszeitliche Abhängigkeit der restlichen N_2O-Emissionen. So wurden die Teile des Terms, die sich auf die Düngerapplikation beziehen für die angenommene Vegetationsperiode affin zum Stickstoffschwund durch Pflanzenwachstum beschrieben. Die Kohlenstoffassoziierten Teile sind als Sinusfunktion der Stoffwechselrate der nitrifizierenden und denitrifizierenden

[1] Freibauer, 2002, S. 79

[2] Vgl. Li, 2000, S. 265

Organismen mit höherer Aktivität im Sommer und niedrigerer Aktivität im Winter angenähert. Der letzte Teil des Terms wird als konstante N_2O-Ausgasung angenommen. Im Modell ist weiterhin die Möglichkeit der Einflussnahme auf die Dünger-Applikationsmethode integriert. Der düngerabhängige Teil des Terms nach Freibauer kann so mittels der Faktoren aus KTBL-Faustzahlen Biogas[1] hinsichtlich der N_2O-Emissionen reduziert werden. Die berechnete Größe soll nur als Hinweis auf die möglichen Änderungen gelten, da hinsichtlich der Übertragbarkeit keine abgesicherten Erkenntnisse vorliegen.

[1] Vgl. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL), 2009, S. 172

5 Ergebnisse und Diskussion

Das erstellte Simulationsmodell soll ein tieferes Systemverständnis für den dynamischen Betrieb einer Biogasanlage liefern und Auswirkungen auf Grundlage von realen und synthetischen Lastprofilen aufzeigen. Jeder Simulationslauf beinhaltet eine vollständige Auslegung der dezentralen Energietechnik, der Biogasanlage und der Ackerfläche. Das gesamte System ist also in der Größenordnung auf den jeweiligen Lastgang abgestimmt. Die Einteilung und Benennung der Lastprofile ist in Tabelle 14 dargestellt. Für die Berechnungen in diesem Kapitel wird unterstellt, dass es ein Anreizsystem gibt, welches zur Priorisierung einer dezentralen Bedarfsdeckung vor einer Einspeisung von elektrischer Energie in das öffentliche Netz anhält. Weiterhin wird mit einer angenommenen Fruchtfolge von Winterweizen, Mais und Raps, auf gleichen Flächenanteilen, sowie einer anteiligen Strohbergung von 50% als Ergebnis des Kapitels 5.2.1 gerechnet. Abweichende Modellparameter sind in den Kapiteln vermerkt.

Tabelle 14: Profilbezeichnungen mit kurzer Charakterisierung

Profilname	Charakterisierung	Verweis
KU1	Unternehmen mit stromlastiger Produktion, 3-Schicht-Betrieb, 7 d/w	Abb. 19
KU2	Unternehmen KU1 mit KWKK-angepasster Querschnittstechnik, 3-Schicht-Betrieb, 7 d/w	Abb. 20
KU3	Unternehmen mit dampflastiger Produktion, 2- und 3-Schicht-Betrieb, 5 bis 7 d/w	Abb. 21
G1	Gewerbe, werktags 8.00 bis 18.00 Uhr.	Tabelle 2
G3	Gewerbe mit ganzjährig und auch im Wochenverlauf konstantem Lastgang	Tabelle 2

In dieser Arbeit wird der Unterschied von einem stationären Fermenterbetrieb gegenüber einem dynamischen Betrieb mit den Auswirkungen auf die bedarfsgerecht bereitgestellten Methanmengen und die Methanüberschüsse unter realen Lastgängen und verschiedenen Betriebsweisen der dezentralen Energieversorgungstechnik untersucht. Weiterhin werden die Auswirkungen auf den

Verbindungspunkt zum öffentlichen Netz hinsichtlich der Schwankungen in den Tagesenergiemengen betrachtet. Es folgen Ansätze zu Verbesserungsmöglichkeiten für die Zustände Gas-, Strom- und Wärmelieferung, sowie die Beleuchtung ökologischer Aspekte. Zu diesen zählen die Wandlungseffizienz, die C- und N-Kreisläufe, CO_2-Emissionen und der Ackerflächenbedarf.

5.1 Technische Aspekte

Die benutzten Lastprofile ergeben sehr unterschiedliche Modellantworten. Fasst man die Methanmengen über eine Periode zusammen und bezieht sie auf die Bedarfsmenge, kann man einen Methanbereitstellungsgrad darstellen. Ein analoger Wert lässt sich aus den überschüssigen Gasmengen errechnen. Für alle Lastgänge wurden solche Werte, getrennt nach strom- und wärmegeführtem Betrieb, sowie für den stationären und den dynamischen Fermenterbetrieb erstellt. Überschüssige Wärmemengen werden im Simulationsmodell an die Umgebung abgegeben. Somit reicht die Angabe der Verringerung der Notkühlung zusammen mit dem Wärmebereitstellungsgrad aus, um Verbesserungen zu beschreiben. Die Verbesserung der Stromlieferung muss anders beschrieben werden, weil im Regelfall eine Einspeisung überschüssigen Stroms in das öffentliche Versorgungsnetz erfolgt. Die Bewertung der dynamischen Fahrweise soll deshalb über die Änderung der Varianz des Lastgangs erfolgen. Dazu werden die Energiemengen innerhalb festgelegter Leistungsklassen berechnet und in einem Balkendiagramm dargestellt. Es folgt jeweils die Darstellung des ursprünglichen Lastgangs und des Differenzlastgangs nach dezentraler Energiebereitstellung und Einspeisung überschüssiger elektrischer Energie. Der Differenzlastgang ist eine einfache, stationäre Bilanzierung aller im Zeitraum t auftretenden Energiemengen und setzt sich wie folgt zusammen:

Formel 17

$$Q_{el,\Delta,t} = Q_{el,L,t} + Q_{el,B,t} + Q_{el,SHKW,t} + Q_{el,E,t} + Q_{el,CH4,t}$$

Indices:	el	elektrisch
	L	Lastgang
	B	Bezug von dezentralem Energiesystem
	SHKW	Überschuss aus Strohheizkraftwerk
	E	Einspeisung aus Strohheizkraftwerk
	CH4	Einspeisung aus Methanüberschuss

In dieser Bilanz werden Bezüge vom öffentlichen Stromnetz positiv und Einspeisungen negativ angesetzt. Veränderungen am Netzknoten, an dem die Verbraucher einschließlich des dezentralen Energiesystems angebunden sind, werden in dieser Grafik sofort ersichtlich. Sinken die Energiemengen der höheren Leistungsklassen gegenüber dem Lastprofil der Verbraucher ab, bedeutet das eine Verringerung der Varianz des Lastgangs für das öffentliche Stromnetz.

Die Veränderung im Lastgang wird aus der Änderung der mittleren Abweichung nach Bedarfsdeckung durch die Methanlieferung berechnet und betrifft, analog zu den Modellgrößen, die bereitzustellende mittlere Leistungsreserve eines Tages. Um diese Verbesserung für das öffentliche Netz an zwei Einzahlwerten aufzeigen zu können, sollen die mittlere Abweichung und die Spannweite der Lastgänge und der Differenzlastgänge errechnet werden. Beide Größen werden jeweils für den stationären und den dynamischen Betrieb gegenübergestellt. Die Spannweite ergibt sich aus der Differenz der zwei Extremwerte im Lastgang und die mittlere Abweichung entspricht der Maximum-Likelihood-Schätzung der Standardabweichung und errechnet sich wie angeführt.

Formel 18

$$\sigma_{ML} = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^{n} (x_i - \bar{x})^2}$$

Mittels dieser Instrumente ist eine ausreichende Charakterisierung der Lastgänge für den vorliegenden Untersuchungsrahmen gegeben.

5.1.1 Betriebsweise der Biogasanlage

Mittels der dynamischen Betriebsweise soll zunächst Einfluss auf die Gasliefermenge für eine Energiedienstleistung genommen werden. Die Eignung des dynamisierten Betriebs wird sowohl für die stromgeführte, als auch für die wärmegeführte Betriebsweise bestimmt. Um die Verbesserungen beider Betriebsarten gegenüber einem stationären Biogasanlagenbetrieb bestimmen zu können, müssen die Gasliefermenge und die überschüssigen Gasmengen für jedes Lastprofil und jede Betriebsweise errechnet werden. Dabei ist die Gasliefermenge diejenige Menge, welche von der Biogasanlage geliefert und vom Energiesystem in die benötigte Energieform entsprechend der Führungsgröße gewandelt werden kann.

Überschüssige Gasmengen können zum Ausgleich des Profils nicht genutzt werden und müssten gespeichert oder in einer weiteren Anlage in elektrische Energie gewandelt und in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden. Um die Unterschiede in der Gasbildung zwischen den Fermentern zu verdeutlichen, sind sämtliche Speicherkapazitäten aus dem Simulationsmodell herausgenommen. Die errechneten Methanmengen sind für die Lastprofile KU1, KU3 und G1 exemplarisch dargestellt. Abb. 34 zeigt eine Biogasanlage mit stationärer Substratzufuhr und konstanter Biogasproduktion. Erwartungsgemäß wird ein Teil der thermischen Grundlast im Winter gut abgedeckt, während es in den Übergangszeiten, hinsichtlich der Anforderung, bereits zu Gasüberschüssen kommt, die im Sommer nicht mehr abgenommen werden. Für dieses Lastprofil wäre die Abgabe der entstehenden Wärme aus einer KWK-Anlage an die Umgebung erforderlich. Im Bedarfsprofil ist eine Kappung der Lastspitzen oberhalb von etwa 1.400 m³/d zu sehen. Dies ist auf die Auslegung der Technik im Simulationsmodell zurückzuführen. Die Lastspitzen an dieser Stelle können von der energiebereitstellenden Technik nicht abgedeckt werden, weshalb dafür auch keine Methananforderung existiert.

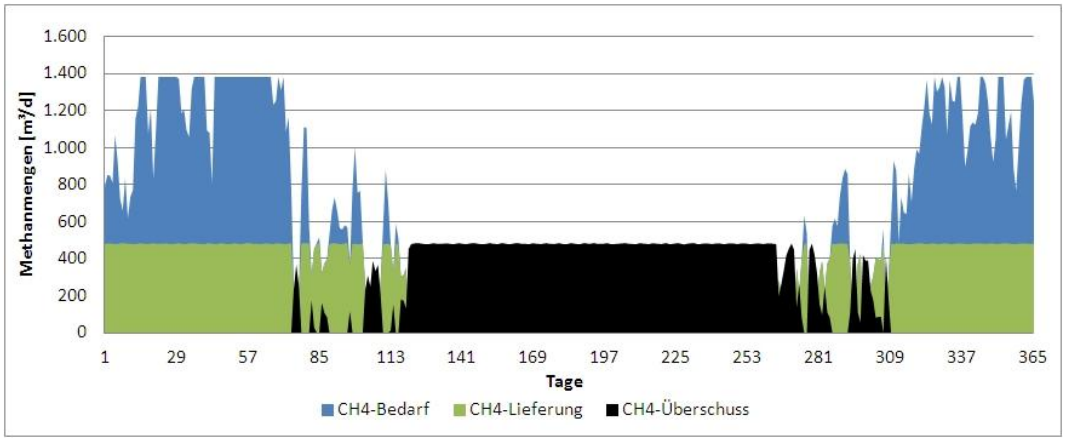


Abb. 34: Stationärer Biogasanlagenbetrieb über dem thermischen Anforderungsprofil KU1

Die gleiche Situation ist in Abb. 35 für den dynamischen Anlagenbetrieb zu sehen. Der Fermenter ist auf eine mittlere Raumbelastung von 2,65 kg_{OTS}/m^3 ausgelegt, kann jedoch in der Raumbelastung gegenüber diesem Wert um etwa 30% moduliert werden. Deshalb wird im Winter zunächst eine höhere Methanmenge geliefert. Durch die Möglichkeit der Substratdrosselung wird bereits in der Übergangszeit weniger Überschussgas produziert. Auffallend sind die Anlaufphasen in der Gaslieferung zu Beginn eines positiven Lastsprungs. Sie liegen in der

Fütterungshistorie begründet. Es gibt durch die reduzierte Substratmenge in Schwachlastzeiten geringere Mengen an Restgas im Fermenter. Auch wenn die Fütterung auf das Maximum angehoben wird, steigt die Gesamtgasbildung nur langsam an. Im Sommer tritt, wegen der fehlenden Verbraucher, ebenfalls ein Gasüberschuss auf, der aber durch die Möglichkeit der Mindestfütterung deutlich unterhalb des Überangebots der stationär betriebenen Anlage liegt.

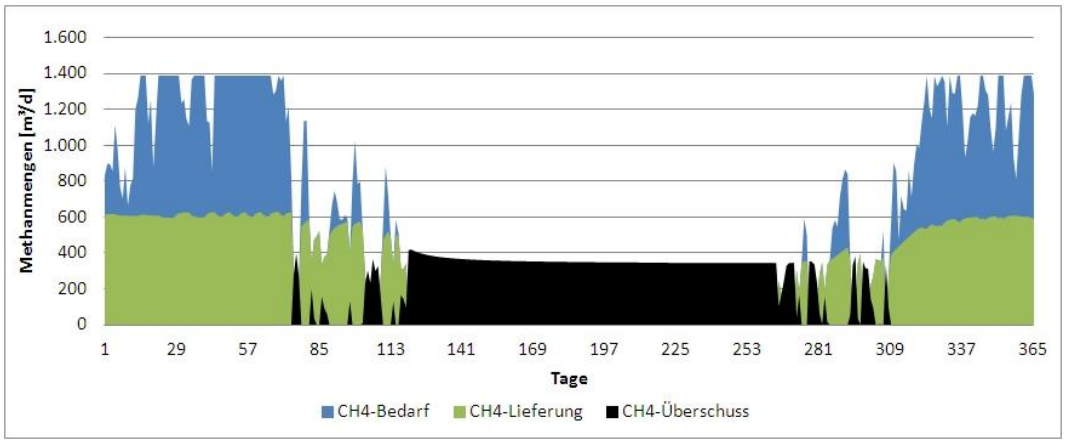


Abb. 35: Dynamischer Biogasanlagenbetrieb über dem thermischen Anforderungsprofil KU1

Profil KU3 liegt eine stromgeführte Betriebsweise zugrunde. Für den stationären Betrieb der Biogasanlage sind in Abb. 36 leicht die Überschüsse in Schwachlastzeiten zu erkennen. Sie würden in diesem Fall der Einspeisung von elektrischer Energie aus einer KWK-Anlage in das öffentliche Stromnetz entsprechen.

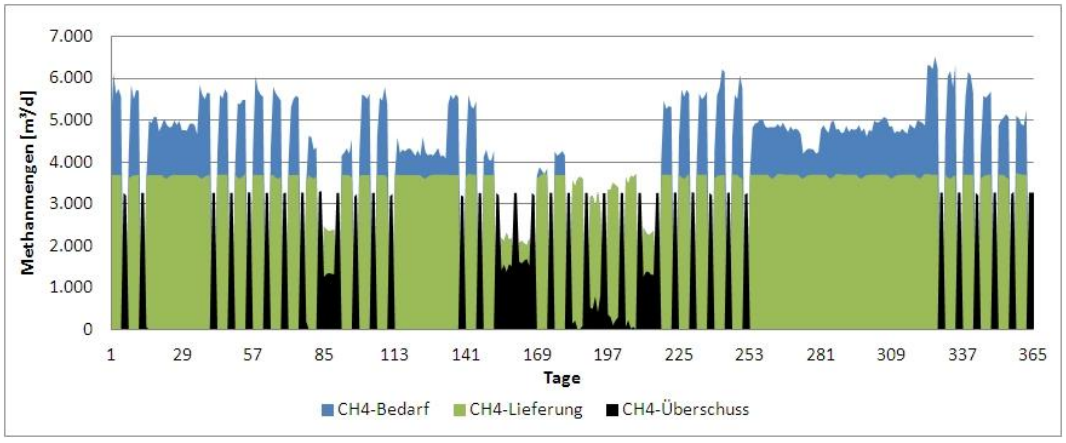


Abb. 36: Stationärer Biogasanlagenbetrieb über dem elektrischen Anforderungsprofil KU3

Ein deutlich angepasstes Lastverhalten erkennt man in Abb. 37. Überschüssige Methanmengen treten nur begrenzt auf und das Modulationsspektrum wird im Jahresverlauf voll genutzt. Es gibt im Lastprofil längere Phasen mit einem erhöhten Bedarf, in denen die Biogasanlage ihr volles Gasbildungspotenzial ausschöpfen kann. In Phasen mit sehr kurzen Lastwechselperioden hingegen, ist es nur eingeschränkt möglich, eine entsprechende Steigerung der Gasbildung zu erreichen. Dies ist hauptsächlich auf die Minimalversorgung des Fermenters an den Wochenenden zurückzuführen. Je länger eine Schwachlastzeit andauert, desto geringer ist der erste Anstieg der Gasbildungsrate. Dafür sind zwei Effekte verantwortlich. Die Anlage setzt wegen der geringeren Substratzufuhr der vergangenen Tage insgesamt weniger Gas frei und die Reproduktion ausgeschwemmter und abgestorbener Bakterien begrenzt die Steigerung der Raumbelastung und damit der Substratzufuhr. Man erkennt dieses Verhalten in der Periode nach Tag 150.

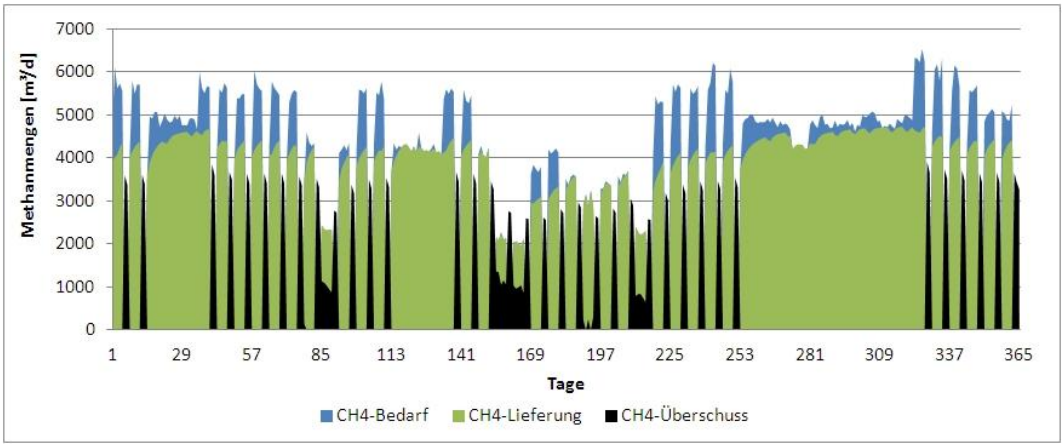


Abb. 37: Dynamischer Biogasanlagenbetrieb über dem elektrischen Anforderungsprofil KU3

Sehr deutlich werden die Grenzen der Modulation in Abb. 38, dem der elektrische Lastgang des G1-Profils zugrunde liegt. Die wöchentlich auftretenden Verminderungen der Substratzufuhr verhindern die Nutzung des Modulationsspektrums nach oben. Der Modulationsbereich liegt insgesamt unterhalb von etwa 20 %. Vergleicht man dieses Bild mit den Daten in Abb. 39, erkennt man eine geringfügige Steigerung in der Methanlieferung, aber keine Verminderung des Gasüberschusses.

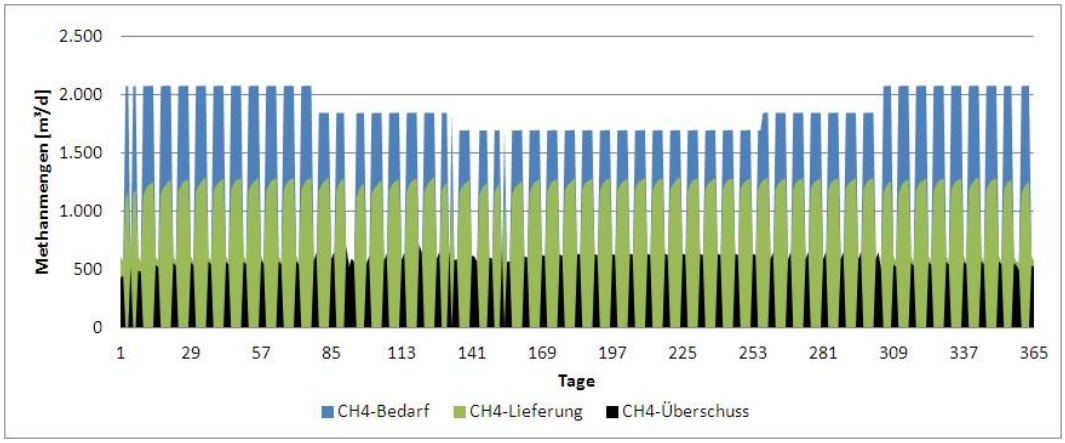


Abb. 38: Dynamischer Biogasanlagenbetrieb über dem elektrischen Anforderungsprofil G1

Die folgenden Betrachtungen werden getrennt nach der Betriebsweise des dezentralen Energiesystems vorgenommen.

Stromführung

Die untersuchten Stromlastgänge sind nur geringfügigen saisonalen Schwankungen unterworfen. Im stromgeführten Betrieb ist daher auch ein durchgehend geringer Methanüberschuss zu verzeichnen. Abb. 39 listet die Bereitstellungsgrade und die bezogenen Überschüsse aller Lastprofile im direkten Vergleich zwischen stationärem und dynamischem Betrieb auf.

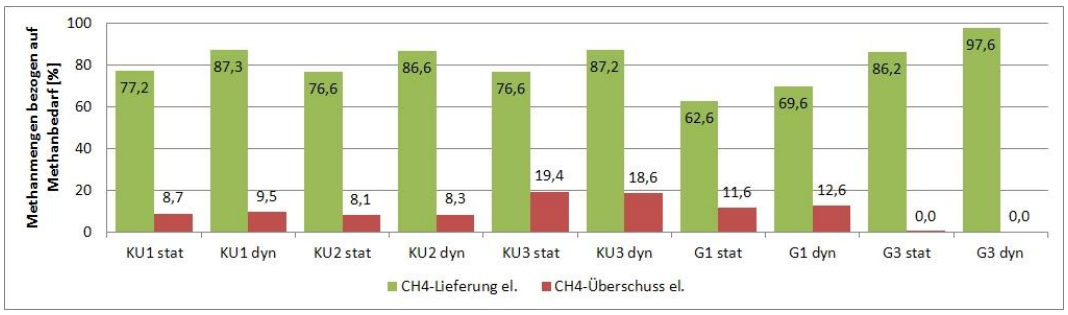


Abb. 39: Bedarfsdeckende und überschüssige Methanmengen im stationären und dynamischen Fermenterbetrieb, bezogen auf den Methanbedarf

Die Methanbereitstellung kann durch den dynamischen Betrieb in allen Profilen gesteigert werden. Der Einfluss der Betriebsart hat dagegen deutlich weniger Einfluss auf die Überschüsse. Nur im Profil KU3 können Methanüberschüsse vermieden werden. Abb. 40 zeigt die Veränderungen in den Verhältniswerten,

bezogen auf den Bedarf. Demnach liegen die Steigerungen der bedarfsgerecht gelieferten Methanmenge zwischen etwa 7 bis über 11 % vom Gesamtbedarf. Die Verringerung der Verluste im Profil KU3 ist hauptsächlich auf die ohnehin höheren Verluste bei diesem Lastgang zurückzuführen. Die stationär betriebene Anlage produziert vor allem während vier Wochen um die Tage 85, 155 und 211 mit Schwachlast hohe Überschüsse, die im modulierenden Betrieb teilweise ausgeglichen werden können (vgl. Abb. 36 und Abb. 37).

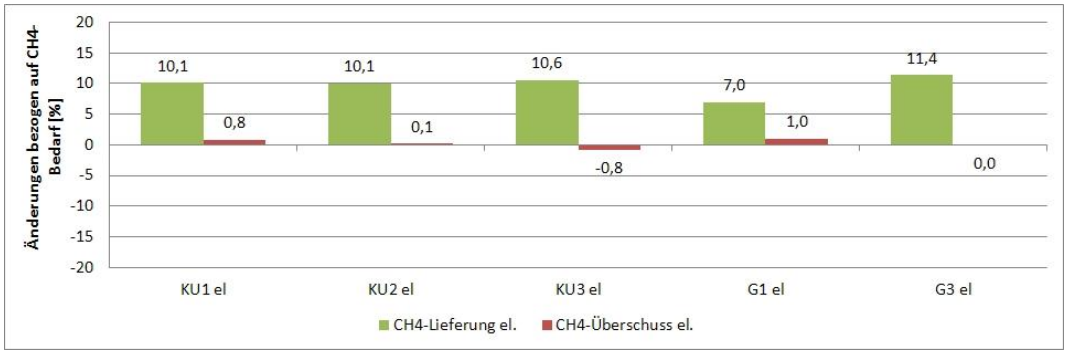


Abb. 40: Bedarfsbezogene Methanmengenänderungen von stationärem zu dynamischem Biogasanlagenbetrieb

Für die Anbindung an das öffentliche Stromnetz bietet der Differenzlastgang eine Möglichkeit, die Veränderungen durch das Gesamtsystem der modulierenden Biogasanlage und der dezentralen Energiebereitstellung zu verdeutlichen. Bildet man die Standardabweichung und die Spannweite für beide Lastgänge, lässt sich an diesen Werten die Veränderung der Last gegenüber dem öffentlichen Stromnetz ablesen. Liegen die Werte nahe bei null, ändert sich nicht viel im Lastverhalten der zusammengeschalteten Verbraucher. Ist die Änderung negativ, verringert sich die erforderliche mittlere Leistungsreserve im öffentlichen Netz, was sich dort ausgleichend auswirkt und tendenziell zu Preiserleichterungen im Strombezug führen dürfte. Steigen die Werte an, verschlechtert sich das Lastprofil für die netzseitige Energiebereitstellung. Abb. 41 zeigt die Veränderungen in der Standardabweichung zwischen Lastprofil und Differenzlastprofil. Dabei erkennt man eine grundsätzliche Verbesserung der dezentralen Energiebereitstellung im stromgeführten Betrieb, auch im stationären Biogasanlagenbetrieb, für die Profile KU1, KU2, G1 und G3. Das Profil KU3 bildet hier eine Ausnahme. Die Schwankungen in der Tagesenergiemenge nehmen zu. Grund dafür ist ein hoher Anteil an Einspeisungen auf hohem Lastnivau (vgl. Abb. 43). Betrachtet man die Situation für den dynamischen Anlagenbetrieb, zeigt sich eine Verstetigung aller

ursprünglichen Lastgänge bis über 50 % und im stationären Betrieb sogar bis annähernd 57 %.

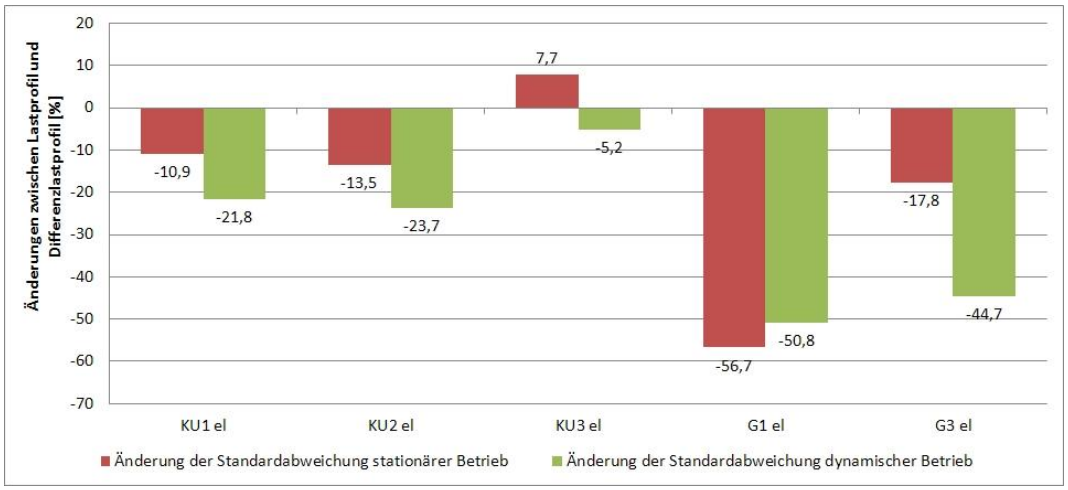


Abb. 41: Änderungen der Standardabweichung zwischen elektrischem Lastgang und Differenzlastgang im stationären und im dynamischen Anlagenbetrieb

Die Veränderung in der Spannweite der Lastgänge erscheint ähnlich gut, mit dem Unterschied, dass die Verringerungen der Spannweite im dynamischen Betrieb teilweise nicht so hoch ausfallen, wie im stationären Betrieb. Dieses Verhalten lässt sich auf das träge Anfahrverhalten der BGA aus einer Schwachlast heraus

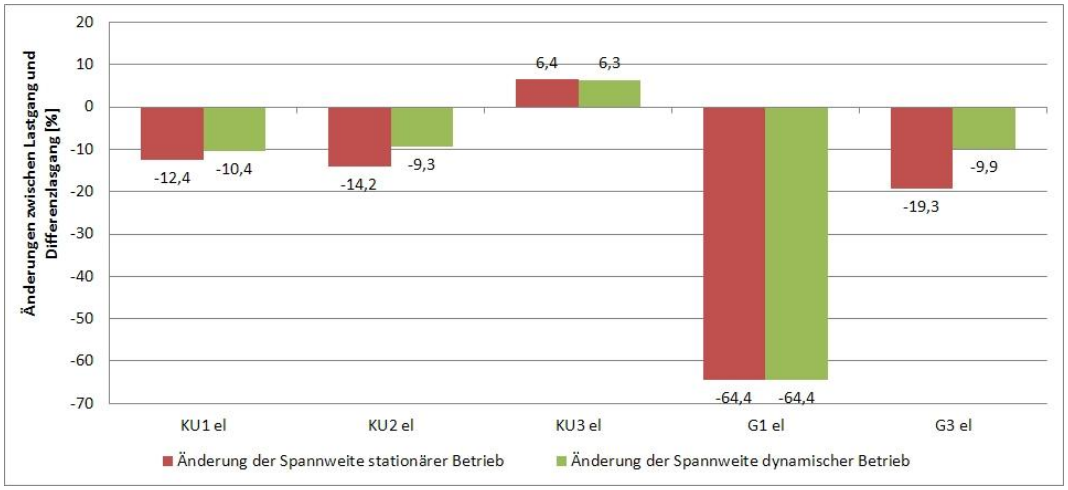


Abb. 42: Änderungen der Spannweite zwischen elektrischem Lastgang und Differenzlastgang im stationären und im dynamischen Anlagenbetrieb

zurückführen. Eine stationär betriebene BGA besitzt an dieser Stelle bereits eine höhere Gasproduktionsleistung und verringert so die Spannweite. Alle Veränderungen sind in Abb. 42 zu sehen.

Wertet man den Lastgang und den Differenzlastgang nach Zuschaltung der dezentralen Energieversorgung in Laststufen aus und stellt die Integrale der Laststufen nebeneinander, erhält man einen Überblick über die Veränderungen am Netzanschlusspunkt. Exemplarisch sind die Lastgänge für die Lastprofile KU3 und G3 zur weiteren Interpretation der Ergebnisse aus der Standardabweichung und der Spannweite dargestellt. Abb. 43 zeigt den stationären BGA-Betrieb mit sichtlich höherer Spannweite in den grünen Differenzlastintegralen. Die hohen Werte der Balken an den Enden der Leistungsskala dieses Profils lassen auf die hohe Abweichung vom Mittelwert schließen. Der Lastgang selbst zeigt eine eher kompakte Form mit sehr hohen Energiemengen in zwei benachbarten Leistungsblöcken, was sich in der geringeren Standardabweichung ausdrückt.

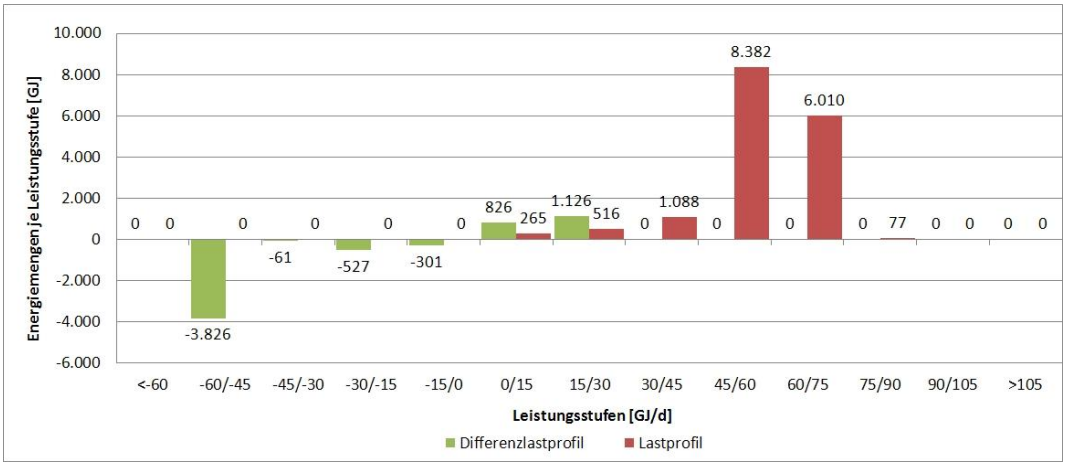


Abb. 43: Laststufenintegrale von Lastprofil KU3 mit zugehörigem Differenzlastprofil im stationären BGA-Betrieb

Vergleicht man Abb. 43 mit Abb. 44 sieht man zunächst keine Veränderung in der Spannweite, weil die Leistungsblöcke immer noch in der gleichen Streuung vorliegen. Deutlich ist aber die Abnahme der Energiemengen in den Leistungsspitzen zu sehen. Es tritt eine Verschiebung der Mengen zur Lastgangmitte hin auf, was die Verringerung der Standardabweichung zur Folge hat.

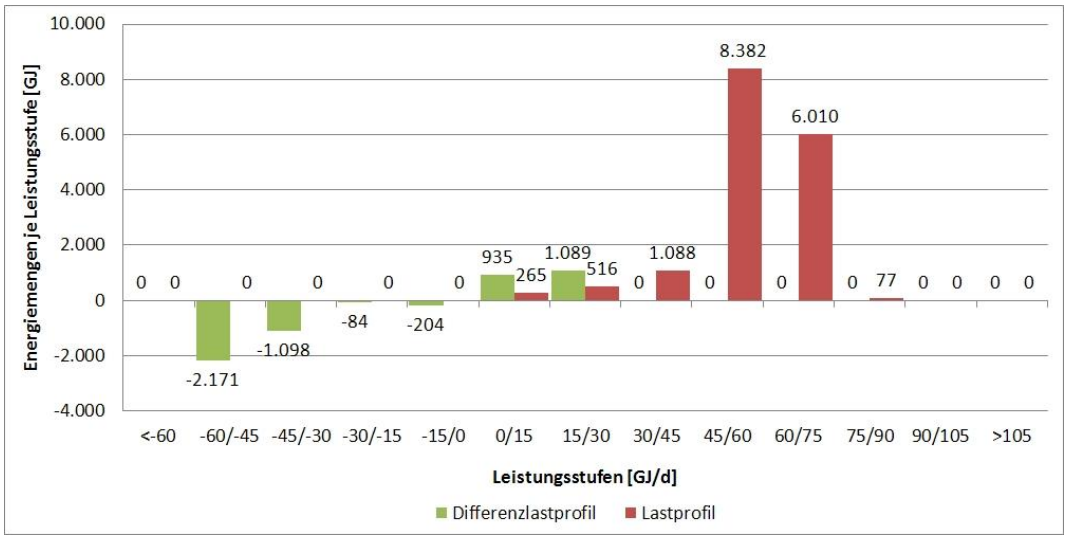


Abb. 44: Laststufenintegrale von Lastprofil KU3 mit zugehörigem Differenzlastprofil im dynamischen BGA-Betrieb

Lastgang G3 besitzt fast keine Varianz zwischen einzelnen Tagen. An der Energiebereitstellung in einem einzigen Leistungssegment wird die geringe Standardabweichung deutlich. Die Veränderung des Lastgangs betrifft überwiegend die Energiemenge (vgl. Abb. 45 und Abb. 46). Nähere Aussagen lassen die gewählten Leistungsgrenzen in der Grafik nicht zu. Man benötigt die

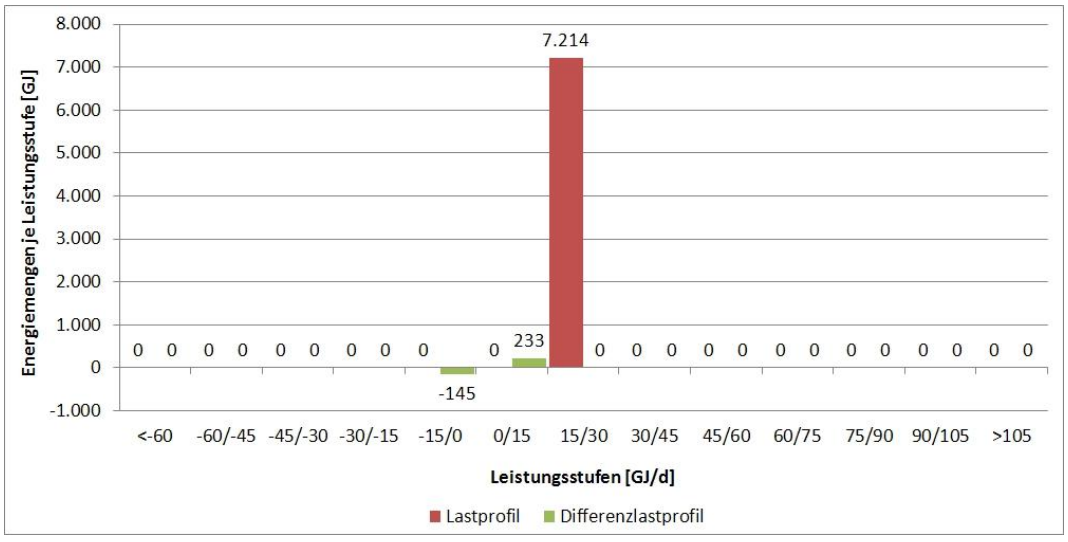


Abb. 45: Laststufenintegrale von Lastprofil G3 mit zugehörigem Differenzlastprofil im stationären BGA-Betrieb

Standardabweichung und die Spannweite, um die Senkung dieser Größen und damit alle Auswirkungen auf das Stromnetz und Möglichkeiten zur Preisgestaltung im Energiebezug zu erkennen.

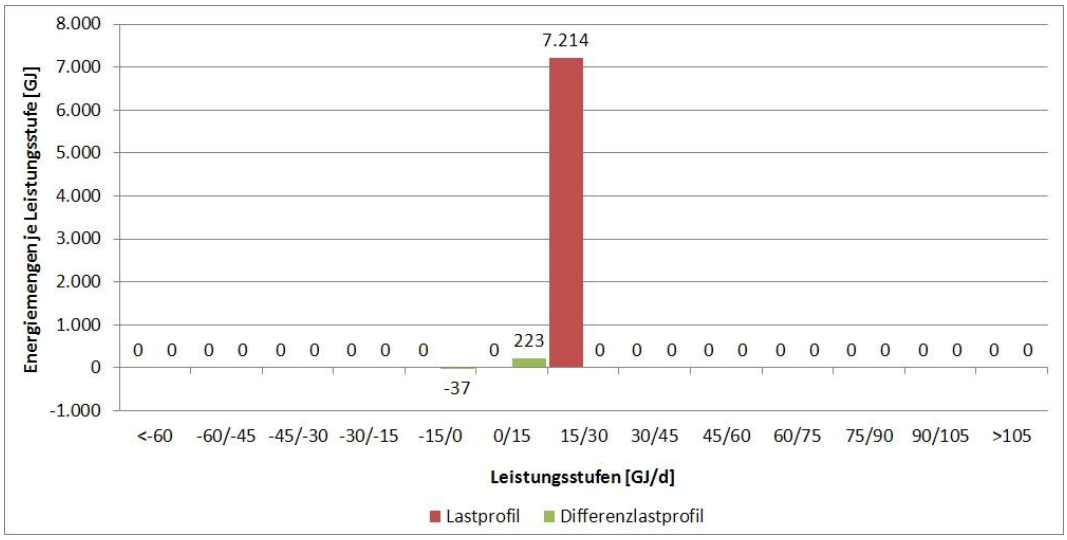


Abb. 46: Laststufenintegrale von Lastprofil G3 mit zugehörigem Differenzlastprofil im dynamischen BGA-Betrieb

Die Auslegungsgrenze des dezentralen Energiesystems wirkt sich bei der Darstellung der bedarfsbezogenen Methanliefermengen limitierend aus. Zur Einordnung der beschriebenen Ergebnisse im stromgeführten Betrieb sind deshalb in Abb. 47 die bezogenen Mengen der elektrischen Energie, ohne die Restriktion durch die dezentrale Energietechnik dargestellt.

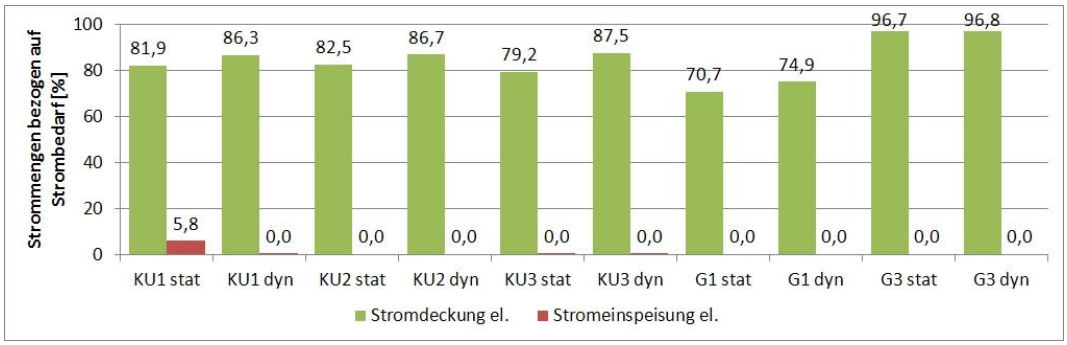


Abb. 47: Lieferung und Einspeisung elektrischer Energie, bezogen auf das elektrische Lastprofil

Um die Wärmelieferung beurteilen zu können werden nachfolgend die Auswirkungen der dynamischen Betriebsweise auf die Wärmemengen im System dargestellt. Abb. 48 zeigt die gelieferten und die verworfenen Wärmemengen im System. Der Wärmebezug würde in diesem Fall dem Fehlbetrag zwischen der Wärmedeckung bis 100% entsprechen. Wärmeüberschüsse und Deckungsgrade sind von der dezentralen Energietechnik abhängig, die in diesem Fall nach der Führungsgröße Strom arbeitet. Auswirkungen des dynamischen Betriebs auf die Wärmemengen sind fast nicht vorhanden. Im Profil KU3 ist eine Steigerung der Dampfdeckung zu erkennen, die aus der Profilcharakteristik resultiert. Der Dampfbedarf ist in KU3 abhängig vom elektrischen Energiebedarf. Insbesondere bei den Profilen KU1 bis KU3 sind die verworfenen thermischen Energiemengen erheblich.

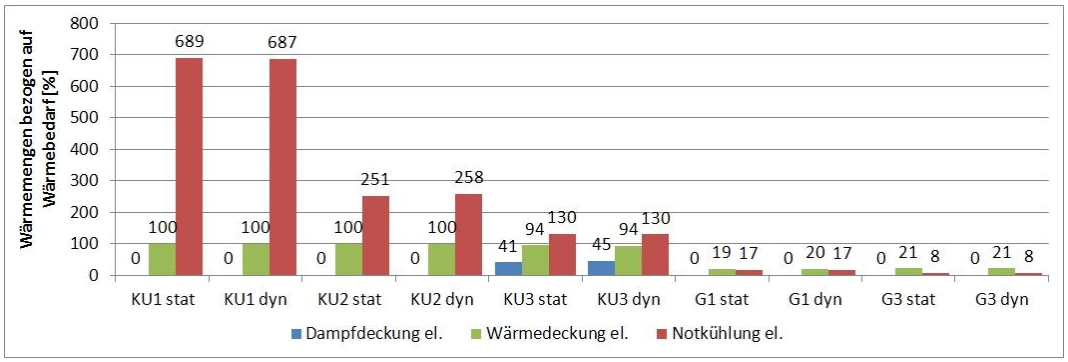


Abb. 48: Auswirkungen des dynamischen Betriebs auf die Wärmemengen

Wärmeführung

Grundsätzlich lässt sich erkennen, dass die wärmegeführte Betriebsweise, bezogen auf die Führungsgröße, höhere Methanüberschüsse produziert, als die stromgeführte. Auch die Bereitstellungsgrade erscheinen einheitlich im oberen Skalenbereich, während die Varianz im wärmegeführten Betrieb höher liegt. Dies liegt hauptsächlich in einem deutlich homogener verteilten elektrischen Energiebedarf, gegenüber einem eher saisonal auftretenden Wärmebedarf begründet. Vergleicht man in Abb. 49 die Ergebnisse aus dem dynamischen Fermenterbetrieb mit den Ergebnissen aus dem stationären Betrieb, ist vor allem die Verbesserung der Gasbereitstellung auffällig. In allen Lastprofilen kann die bedarfsgerecht gelieferte Methanmenge gesteigert und die überschüssige Methanmenge reduziert werden.

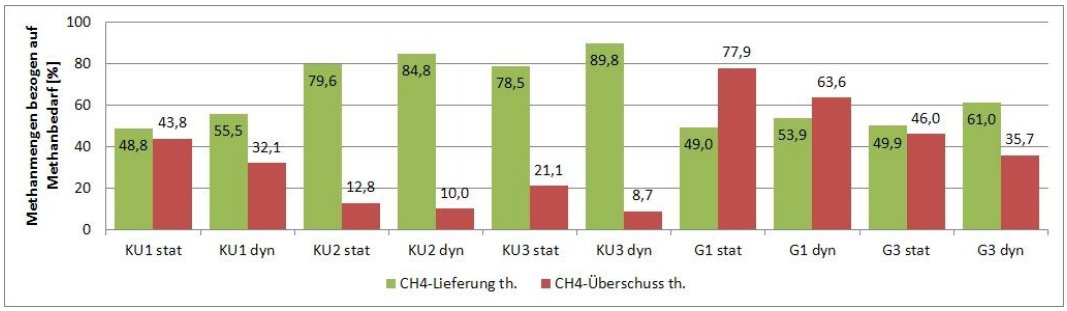


Abb. 49: Bedarfsdeckende und überschüssige Methanmengen im stationären und dynamischen Fermenterbetrieb, bezogen auf den Methanbedarf

Abb. 50 vergleicht die stationäre mit der dynamischen Variante. Hier sind die Veränderungen auf den Methanbedarf bezogen. Ohne Inanspruchnahme von Speichern können im dynamischen Betrieb Bereitstellungsverbesserungen von über 11 % erreicht werden. Gleichzeitig verringern sich die Gasüberschüsse lastgangabhängig bis über 14 %. Die jeweilige Spreizung zwischen den vermiedenen Verlusten und den Bereitstellungsgewinnen kann also als deutlicher Effizienzgewinn betrachtet werden.

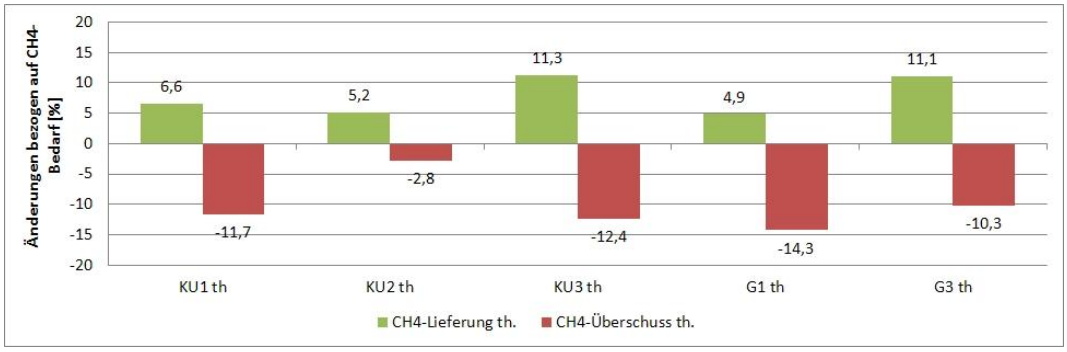


Abb. 50: Bedarfsbezogene Methanmengenänderungen von stationärem zu dynamischem Biogasanlagenbetrieb

Die Auswirkungen der dynamischen Betriebsweise auf Standardabweichung und Spannweite des Differenzlastgangs sind von der dezentralen Energietechnik abhängig. Abb. 51und Abb. 52 zeigen die Veränderungen von Standardabweichung und Spannweite für alle Lastprofile mit wärmegeführtem dezentralem Energiesystem.

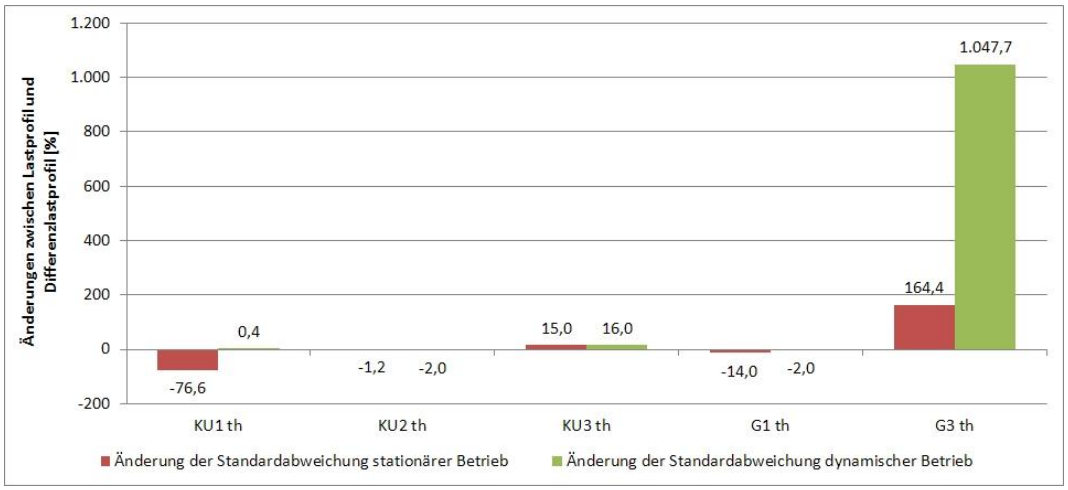


Abb. 51: Änderungen der Standardabweichung zwischen elektrischem Lastgang und Differenzlastgang im stationären und im dynamischen Anlagenbetrieb

Im stationären Betrieb ergeben sich im Profil KU1 Verringerungen der Standardabweichung von über 76 %, was auf die Grundlastdeckung des konstant hohen elektrischen Energiebedarfs zurückzuführen ist. Im dynamischen Betrieb verändert sich die Varianz des Lastgangs nicht. Auffallend ist das Profil G3, in dem die Standardabweichung und die Spannweite im dynamischen Betrieb sehr weit nach oben abweichen.

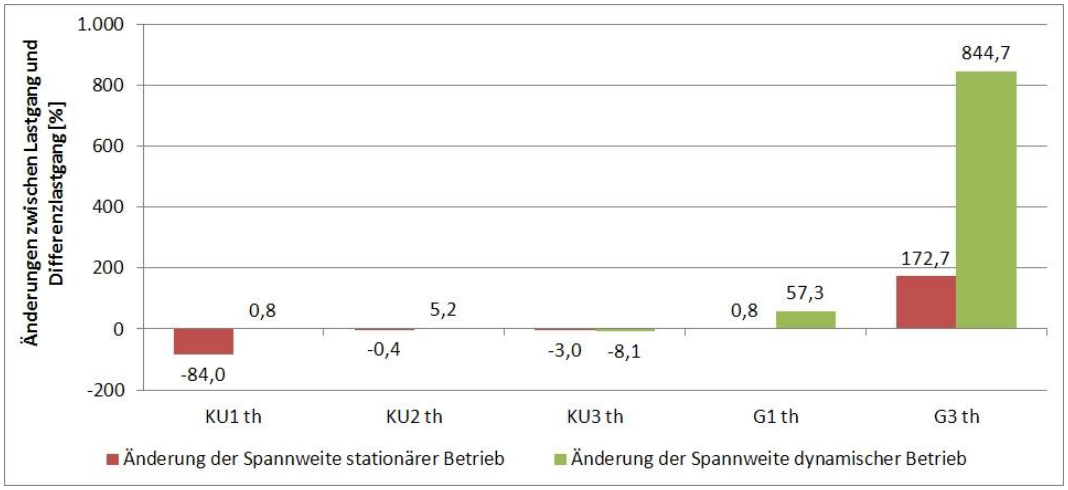


Abb. 52: Änderungen der Spannweite zwischen elektrischem Lastgang und Differenzlastgang im stationären und im dynamischen Anlagenbetrieb

Die Übersicht über die Laststufenintegrale zeigen eine deutliche Überproduktion elektrischer Energie, die hohe Einspeisungen in das Stromnetz zur Folge hat. Die

Einspeisungen liegen im Fall der stationär betriebenen Anlage um den Faktor 2,3 über dem Bedarf. Die Verteilung der eingespeisten Energiemenge auf zwei Leistungsstufen bestätigt die größere Spannweite (vgl. Abb. 53).

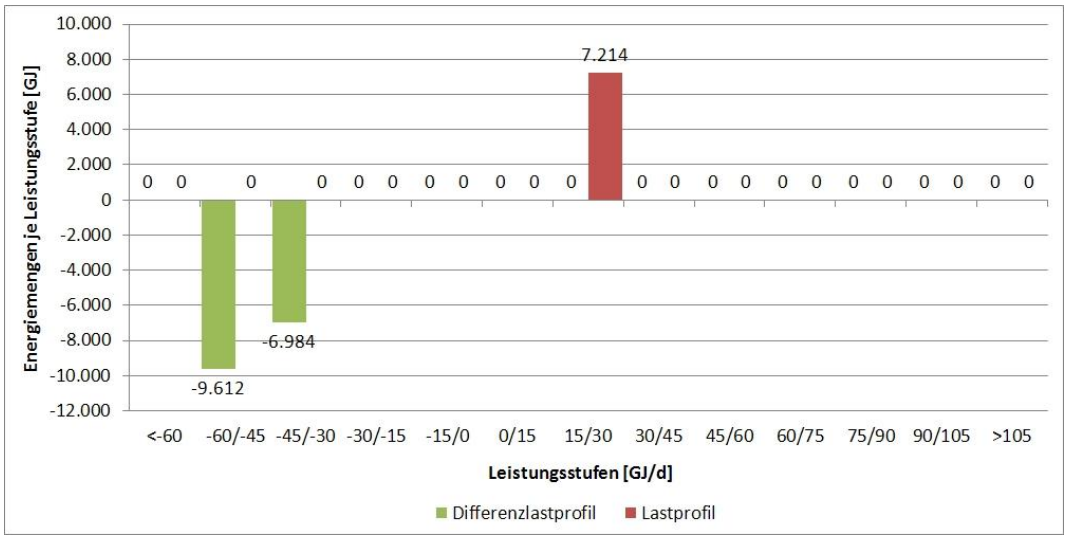


Abb. 53: Laststufenintegrale von Lastprofil G3 mit zugehörigem Differenzlastprofil im stationären BGA-Betrieb

Für den dynamischen Anlagenbetrieb erkennt man in Abb. 54 die Verteilung der eingespeisten Energiemenge auf weitere Laststufen, was sowohl die Spannweite, als auch die Standardabweichung nach oben abweichen lässt.

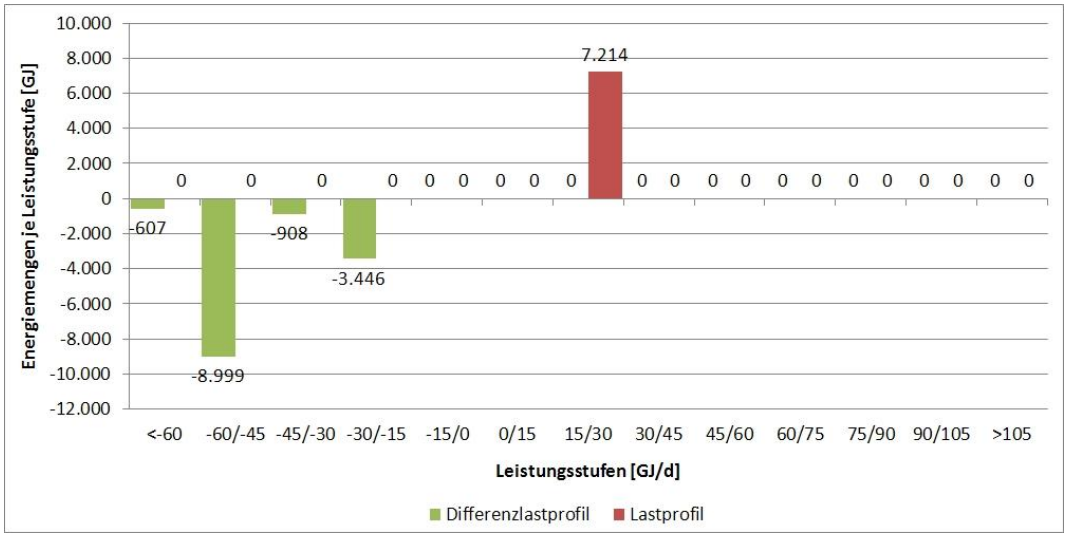


Abb. 54: Laststufenintegrale von Lastprofil G3 mit zugehörigem Differenzlastprofil im dynamischen BGA-Betrieb

Betrachtet man den Lastgang und die entstehenden Differenzlastgänge, werden die Veränderungen im zeitabhängigen Verhalten sichtbar. Die dynamisch betriebene Anlage folgt der thermischen Anforderung sehr gut und provoziert hohe Schwankungen in der Stromeinspeisung. Im Profil der stationär betriebenen Anlage ist ein kleiner Sprung beim Übergang zwischen Heizbetrieb und heizfreiem Betrieb zu erkennen, was aus einem Wirkungsgradsprung in der Wandlung von überschüssigem Methan mittels eines Biogasmotors resultiert, weil das dezentrale Energiesystem in der Leistung begrenzt ist.

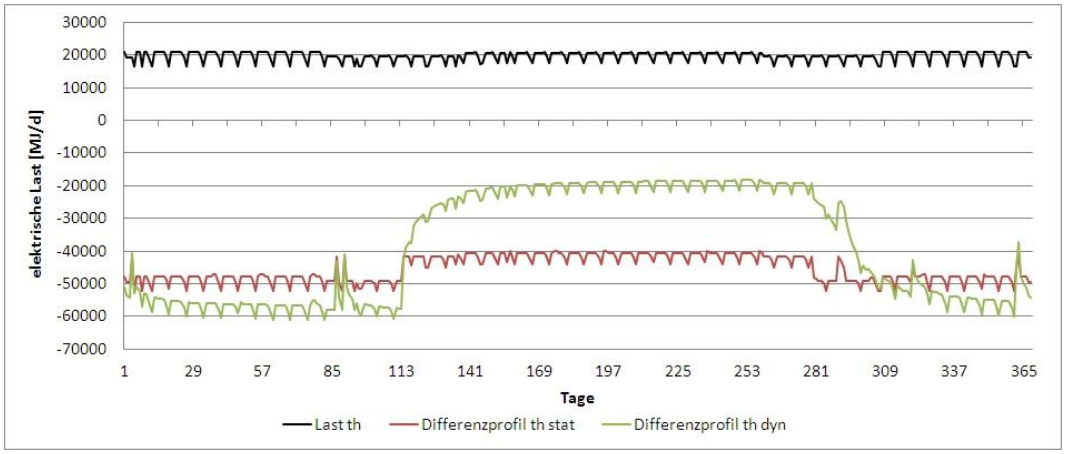


Abb. 55: Stromlastgang und Differenzlastgänge für stationären und dynamischen Biogasanlagenbetrieb

Die Auslegungsgrenze des dezentralen Energiesystems wirkt sich auch hier in der Darstellung der bedarfsbezogenen Methanliefermengen aus. Zur Bewertung der

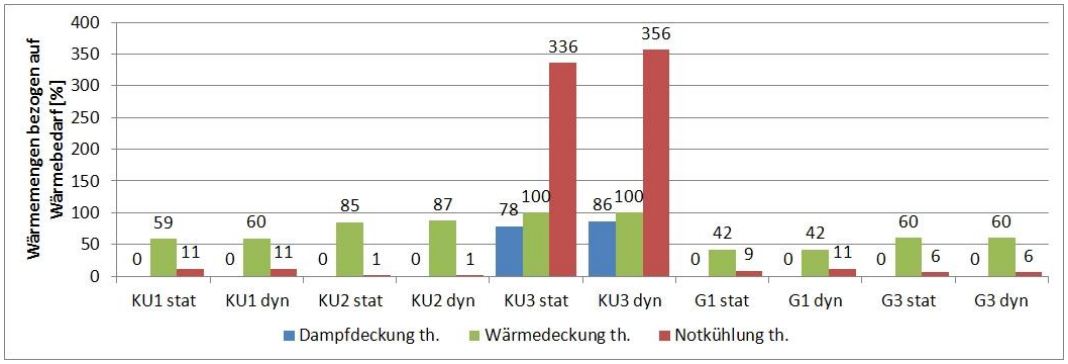


Abb. 56: Lieferung und Notkühlung von thermischer Energie, bezogen auf die Wärmeanforderung

beschriebenen Ergebnisse im wärmegeführten Betrieb sind deshalb in Abb. 56 die bedarfsbezogenen Mengen der thermischen Energie, ohne die Restriktion durch die dezentrale Energietechnik dargestellt.

Auffallend sind in Abb. 56 sehr große Wärmeüberschüsse die den thermischen Bedarf um etwa den Faktor 3,5 übersteigen. Betrachtet man den zugrunde liegenden Lastgang in Abb. 21 ist festzustellen, dass das Anforderungsprofil für thermische Energie weit unter dem des Dampfes zurückbleibt. Im Modell wird im Profil KU3 der Dampfbedarf durch Mikrogasturbinen gedeckt, die ein nahezu konstantes Verhältnis von Dampf- zu Wärmeenergie bei 0,31/0,13 besitzen. Aus der Deckung des Dampfprofils heraus entstehen so Wärmemengen im niedrigeren Temperaturbereich die den Bedarf deutlich übersteigen. Die Wärmemenge für die Notkühlung liegt für den stationären Betrieb im Bereich von 25 % der Gesamtwärmemenge und im dynamischen Betrieb bei 28 %.

Abhängigkeiten von der Lastprofilcharakteristik

Um die Fragestellung nach der Eignung des dynamischen Fermenterbetriebs hinsichtlich der bedarfsgerechten Lieferung von Methan für ein Lastprofil in Ansätzen zu untersuchen, werden die, auf den Mittelwert bezogene, Standardabweichung und der Grad der Bedarfsdeckung in einem Diagramm aufgetragen (vgl. Abb. 57). In der bedarfsbezogenen Methanlieferung sind im Bereich sehr kleiner und sehr großer Varianzen, also bei sehr konstanten und bei sehr stark schwankenden Lastprofilen kaum Veränderungsmöglichkeiten durch den dynamischen Betrieb erkennbar. Im Bereich zwischen einer bezogenen Standardabweichung zwischen 0,2 und 0,5 sind für alle Profile noch Steigerungspotenziale in der Liefereffizienz erkennbar. Wird die bezogene Änderung der Methanlieferung über der bezogenen Standardabweichung aufgetragen, wird diese Tendenz deutlicher und lässt sich für einen Quantitätsbereich beziffern. So scheint die Verbesserungsmöglichkeit einer bedarfsgerechten Methanlieferung bei Lastgängen mit moderaten, mittelwertbezogenen Standardabweichungen von 0,3 bis 0,5 bei etwa 4 % bis annähernd 9 % vom Bedarf zu liegen. Für bezogene Standardabweichungen von 0,5 bis 1,0 existieren hier leider keine Ergebnisse, sodass dieser Bereich hier unbehandelt bleibt. Auch kann dieses Ergebnis nur ein Hinweis auf eine mögliche Zuordnung sein, da eine ausreichend große Datenbasis für eine statistische Auswertung fehlt. Bewusst wurde deswegen auch auf die Abbildung eines Ausgleichsgraphen verzichtet.

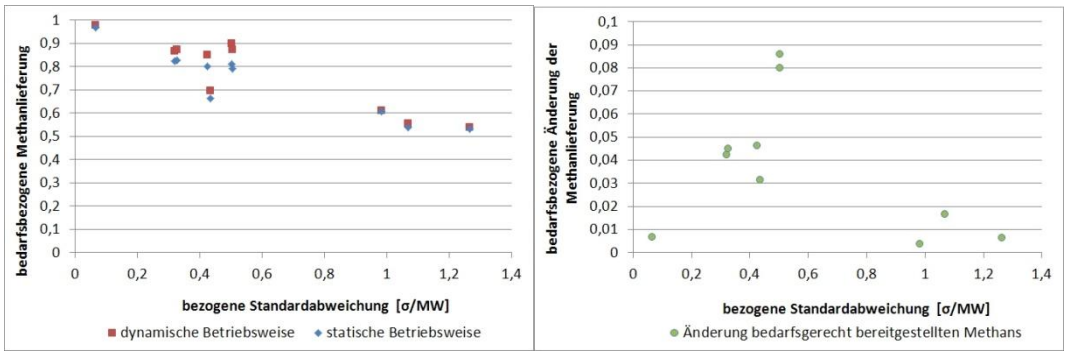


Abb. 57: Bedarfsbezogene Methanlieferung und bedarfsbezogene Änderung der Methanlieferung über der bezogenen Standardabweichung

Eine viel deutlichere Abhängigkeit existiert hinsichtlich der Vermeidung von Methanüberschüssen. Stellt man, analog zum Vorgehen oben, die Abhängigkeit zu den bedarfsbezogenen Überschüssen dar, zeigt sich eine Zunahme der Differenz zwischen stationärem und dynamischem Betrieb. Die Darstellung der bezogenen Überschussverminderung ergibt mit zunehmender Standardabweichung sogar eine stetige Abnahme der bezogenen Überschüsse über den gesamten Untersuchungsbereich. Bei einer Standardabweichung von 1,25 beträgt die Verminderung der Überschüsse bereits 14,4 %, bezogen auf den Methanbedarf (vgl. Abb. 58).

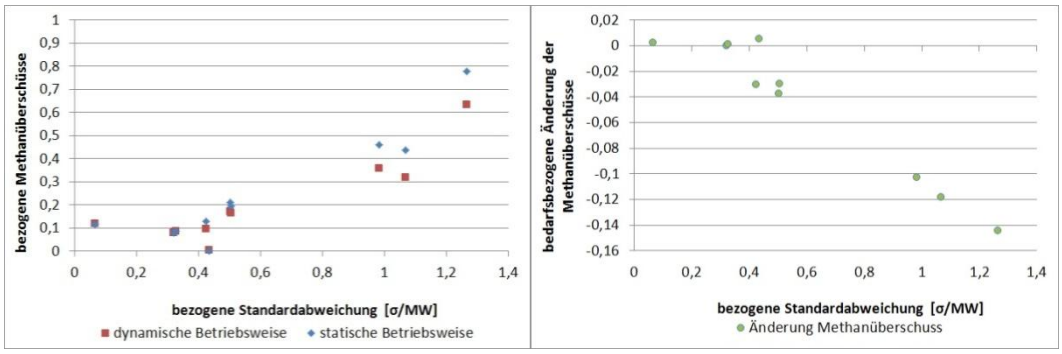


Abb. 58: Bedarfsbezogene Methanüberschüsse und bedarfsbezogene Änderung der Methanüberschüsse über der bezogenen Standardabweichung

Folgerung

Mittels des dynamischen Fermenterbetriebs ist es ohne Verwendung von Speichern offenbar möglich, die bedarfsgerechte Methanliefermenge um 4 % bis 9 % vom Gesamtbedarf zu steigern, wenn die bezogene Standardabweichung des Methanlastgangs zwischen 0,3 und 0,5 liegt. Gleichzeitig bewirkt der dynamische

Betrieb eine Verringerung der Methanüberschüsse bis zu 14,4 % vom Gesamtbedarf. Starke Schwankungen mit Perioden von wenigen Tagen, sowie längere Schwachlastzeiten erschweren die bedarfsgerechte Methanproduktion. Aus den gewonnenen Daten lassen sich Möglichkeiten zur weiteren Verbesserung der Energiesituation ableiten. Ansatzpunkte hierfür bieten sich zunächst beim Verbraucher, in der Energiebereitstellung und in der Energieträgerbereitstellung im Falle von Biogas. Die Möglichkeiten lassen sich unter den Begriffen Verstetigung, Speicherung und Diversifikation zusammenfassen, wobei die Diversifikation eine Form der Verstetigung darstellt. Tabelle 15 zeigt ausgewählte Verbesserungsmöglichkeiten, die in den folgenden Unterkapiteln noch näher untersucht werden sollen.

Tabelle 15: Möglichkeiten zur Verbesserung der Energieversorgungssituation im Modell

Methode	Stelle	Maßnahmen
Verstetigung	Verbraucher	KW(K)K-gerechte Umgestaltung der Prozessenergiebereitstellung
Speicherung	Energieversorgung/Netz Energieträgerbereitstellung	Wärmespeicher im Wärmenetz, Gasspeicher in der Energieträgerbereitstellung
Diversifikation	Netz/Verbraucher	Anschluss unterschiedlicher Lastprofile zum Ausgleich von Spitzen- und Schwachlast

5.1.2 Verstetigung

Die Veränderungen aus einer Verstetigung eines Lastgangs sollen an den realen Profilen KU1 und KU2 verdeutlicht werden (vgl. Kapitel 4.3.2 und Abb. 19, Abb. 20). Es handelt sich bei KU1 um einen realen, gemessenen Lastgang für Strom und Wärme über ein volles Jahr. KU2 wurde aus gemessenen und errechneten Daten, nach Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen und der Einbeziehung einer Umfangreichen Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung in die Energieversorgung, über Umwelt- und Produktionsdaten auf das gleiche Jahr bezogen. Es liegt also ein direkter Vergleich einer Standardproduktion mit einer effizienzverbesserten Produktion unter gleichen Bedingungen vor.

Die Auswirkungen betreffen einerseits den Stromlastgang KU2, der aufgrund der getroffenen Energieeffizienzmaßnahmen geringer ausfällt, als KU1. Weiterhin ist eine stetige Wärmeabnahme über das gesamte Jahr zu erkennen, weil die Kältebereitstellung des Unternehmens auf eine Kombination von einer Absorptionskältemaschine und einer Freikühlanlage umgestellt wurde. Bei niedrigen Außentemperaturen kann die Prozesskälte über die Freikühlanlage bereitgestellt werden und die Wärme des Blockheizkraftwerks fließt in das Heizungsnetz. Bei hohen Außentemperaturen entfällt der Heizbedarf und die Wärme des BHKWs wird zum Antrieb der Absorptionskältemaschine genutzt.

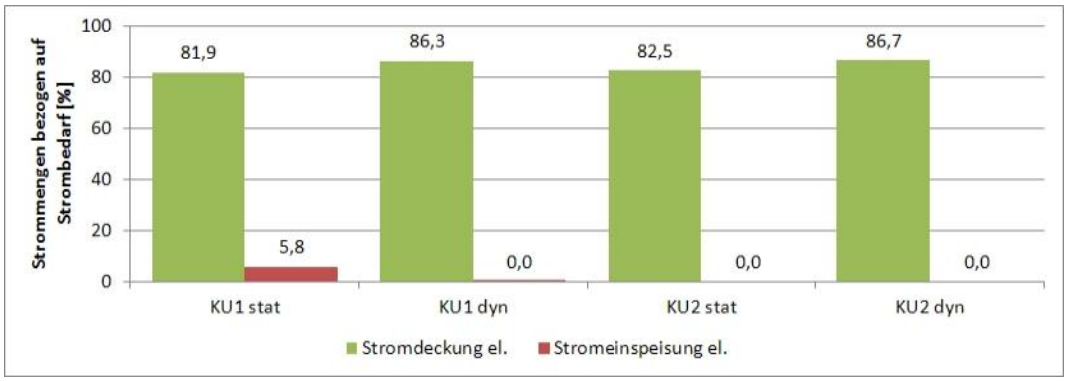


Abb. 59: Anteil der Stromdeckung im stromgeführten Betrieb

Legt man diesen Profilen zunächst eine stromgeführte Betriebsweise zugrunde, ist die Veränderung der gelieferten Energiemengen interessant. Gegenüber KU1 können die Mengen an gelieferter elektrischer Energie nur marginal gesteigert werden (vgl. Abb. 59)

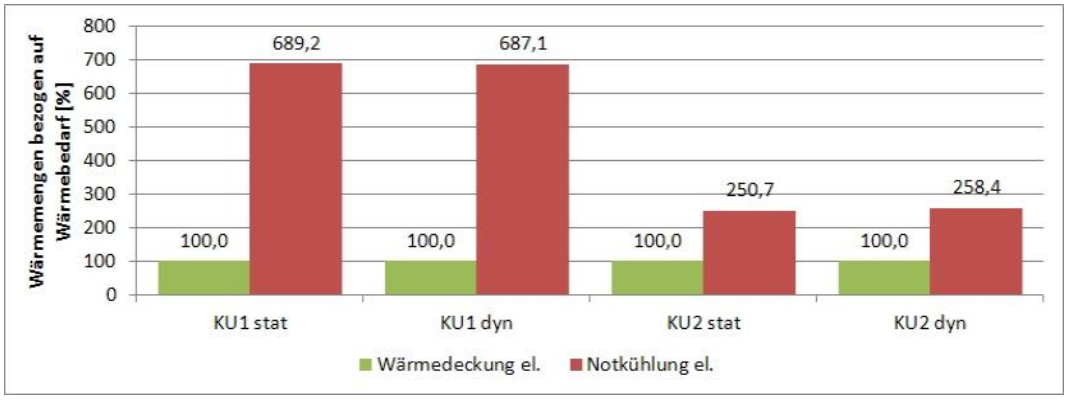


Abb. 60: Anteil der Wärmedeckung im stromgeführten Betrieb

In der Wärmebereitstellung ergibt sich für die Veränderung beim Verbraucher dagegen eine starke Verschiebung der Wärme, die an die Umgebung abgegeben werden muss. In beiden Fällen wird der Heizbedarf voll gedeckt, jedoch wird der verworfene Wärmeanteil deutlich verringert (vgl. Abb. 60). Die absoluten Wärmemengen aus den Modellergebnissen bestätigen eine Verringerung der Gesamtwärmemenge um 31,3 % von 25,9 TJ auf 17,8 TJ und eine Steigerung der bedarfsgerecht gelieferten Wärmemenge um 83,0 % von 3,8 TJ auf 6,9 TJ.

Im wärmegeführten Betrieb drückt sich der gleichmäßigere Lastgang in einer weitaus höheren Wärmedeckung bei gleichzeitiger Verringerung der Wärmeüberschüsse auf maximal 1,0 % aus.

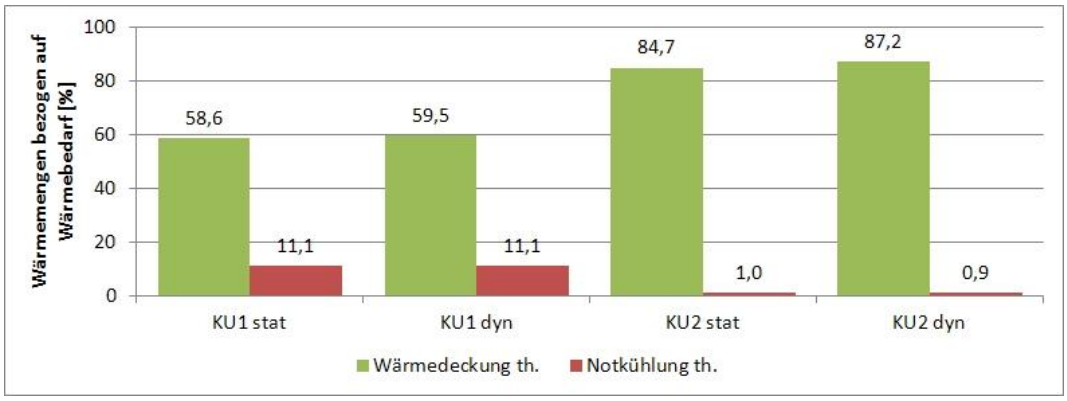


Abb. 61: Anteil der Wärmedeckung im wärmegeführten Betrieb

Die gelieferte Strommenge kann infolge des fast durchgehenden Betriebs der KWKK-Anlage von etwa 3,7 % auf 18,8 % des Strombedarfs angehoben werden.

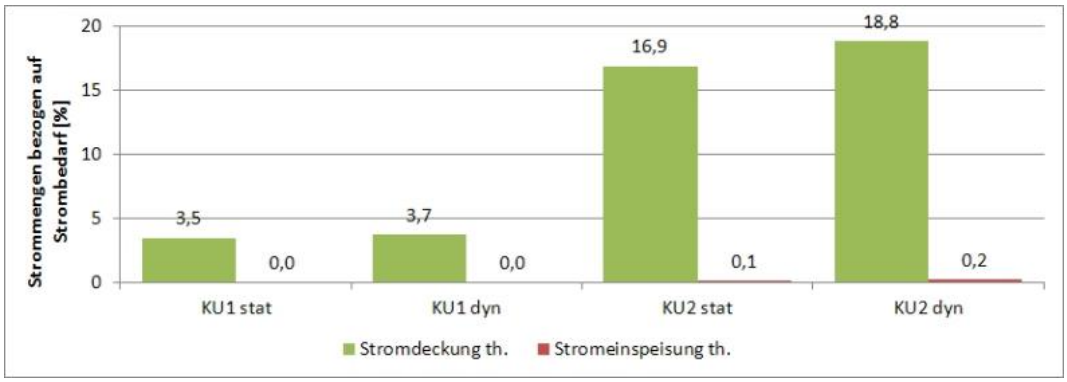


Abb. 62: Anteil der Stromdeckung im wärmegeführten Betrieb

Folgerung

An diesem Beispiel lässt sich erkennen, wie sich die Wirkung der Anpassung des Verbrauchers an eine Energiebereitstellung durch KWKK auswirken kann. Die bedarfsangepasste Energielieferung zeigt gerade im wärmegeführten, dynamischen Betrieb für KU1/KU2 Verbesserungen in der Methanbereitstellung von 53,8 % auf 80,2 % bei gleichzeitiger Reduktion der Methanüberschüsse von 32,0 % auf 9,8 %. Diese Vergleichmäßigung der Lastgänge bewirkt eine Reduktion der vorzuhaltenden mittleren Leistungsreserven, was durch einen Anteil vermiedenen Teillastbetriebs in der Energieversorgung gleichzeitig eine Effizienzsteigerung bedeutet. Weiterhin kann der Anteil energieeffizienter KWKK-Energie gesteigert werden.

5.1.3 Speicherung

Die Speicherung von Energie ist in der vorliegenden Kombination von Energieträgerproduktion und dezentralem Energiesystem sowohl auf der Brennstoffseite, als auch auf der Seite des Energiesystems möglich. Dabei beschränken sich die lokalen Speichermöglichkeiten auf die Brennstoffspeicherung über einen Gasspeicher und die Speicherung von Wärme über einen Wasserspeicher. Elektrische Energie ist die am schlechtesten speicherbare Energieform. Sie wird für netzparallele Anwendungen im Regelfall im öffentlichen Stromnetz gespeichert. Diese Einspeisung ist auch im vorliegenden Modell vorgesehen und führt zu den Differenzlastgängen, die bereits in Kapitel 5.1.1 besprochen wurden.

Biogasspeicherung

Der erste Ansatz zur Energiespeicherung erfolgt in der Energieträgerproduktion. Das Modell richtet die technische Auslegung am jeweiligen Lastgang aus, weshalb die Kapazität der Gasspeicherung in Tagen durchschnittlicher Gasproduktion ausgedrückt wird. Diese Gasspeicherkapazität wird für alle Lastgänge, jeweils in wärme- und stromgeführter Betriebsweise, zwischen null und vier Tagen variiert.

Im stromgeführten Betrieb sind die überschüssigen Methanmengen in allen Profilen geringer als im wärmegeführten Betrieb. Abb. 63 zeigt am Beispiel der bezogenen Methanliefermengen und der überschüssigen Methanmengen, wie sich der CH_4-Speicher in der Jahressumme auswirkt. Die bedarfsgerechte Lieferung kann geringfügig gesteigert werden, wobei auffällt, dass die Lieferung bei einer

Speicherkapazität von drei Tagesproduktionen am höchsten ist. Bei höherer Kapazität nimmt die Liefermenge wieder leicht ab. Dieser Effekt tritt aufgrund des programmierten Speichermanagements ein, welches der Leerung des Speichers den Vorrang vor einer Produktionserhöhung gibt. Die Leerung erfolgt mit einem Gasfluss, der im Maximum die Differenz zwischen der aktuellen Methananforderung und der aktuellen Mindestproduktion des Fermenters erreichen kann. Während der Leerung wird die Substratzufuhr auf die erforderliche Menge reduziert, was nach der vollständigen Leerung des Speichers zu einem verringerten Methanausstoß der Biogasanlage führt. Je mehr solcher Lastwechsel in einem Lastgang auftreten, desto mehr wirkt sich dieser Effekt auf die bereitgestellten Energiemengen aus. Der Effekt tritt lastprofilabhängig bei unterschiedlichen Speicherkapazitäten auf. Die Reduktion der Methanüberschüsse ist in allen Lastgängen stark ausgeprägt. Die Änderung der Reduktion nimmt mit steigender Speicherkapazität ab.

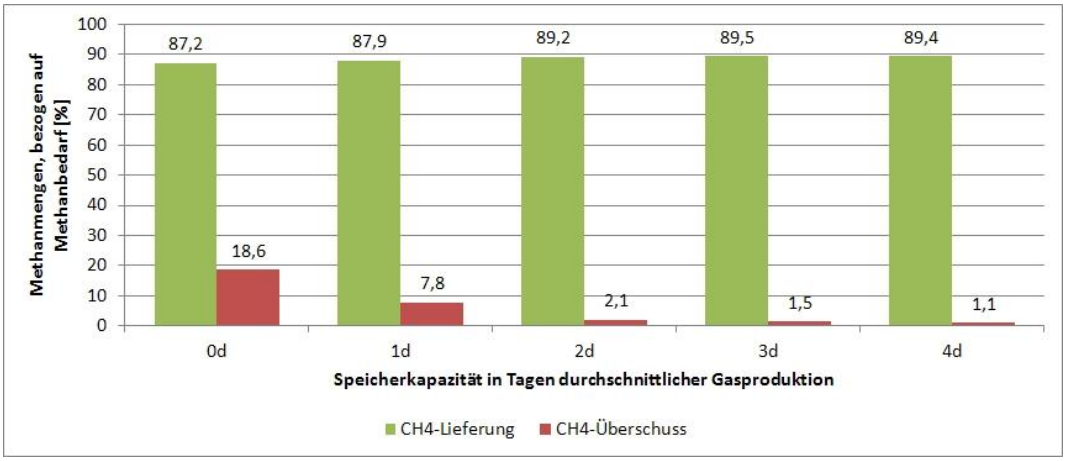


Abb. 63: Bezogene Methanmengen mit variierenden Methanspeicherkapazitäten im Profil KU3 in stromgeführter Betriebsweise

Im wärmegeführten Betrieb verhält sich die Anlage analog zum stromgeführten Betrieb. Abb. 64 zeigt die Situation für KU3 zum Vergleich. Auch hier ist erkennbar, dass sich die Reduktion der Methanüberschüsse bei Steigendem Speichervolumen verringert. Die größten Reduktionseffekte ergeben sich bis zu einer Kapazität von zwei Tagesproduktionen.

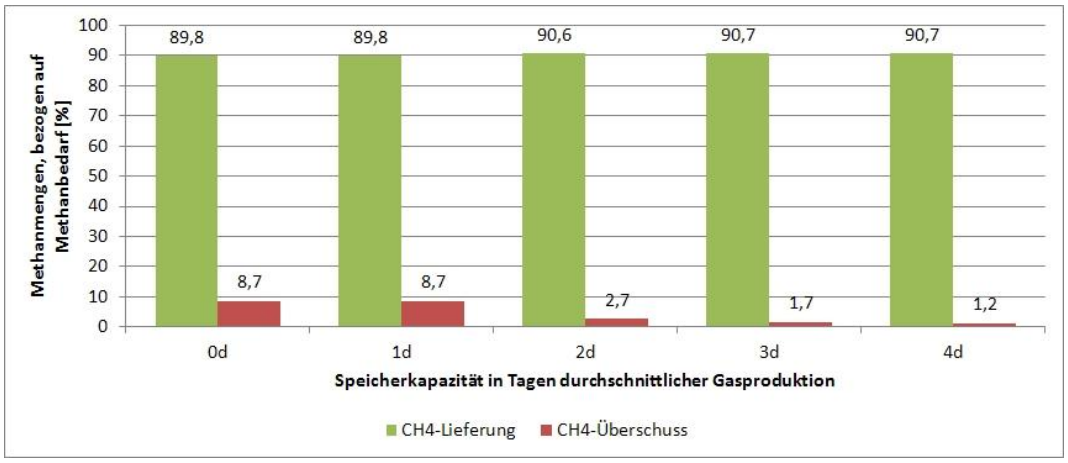


Abb. 64: Bezogene Methanmengen mit variierenden Methanspeicherkapazitäten im Profil KU3 in wärmegeführter Betriebsweise

Zur Verdeutlichung der Speichereffekte wird in Abb. 65 beispielhaft ein vollständiger Lastgang abgebildet. Die verbesserte Modulationsfähigkeit durch den Speicher ist gerade zu den Schwachlastzeiten an Wochenenden erkennbar. Hier treten nur noch vereinzelt Methanüberschüsse auf (vgl. Abb. 37). Der Effekt der verringerten Gasproduktion zeigt sich hier insbesondere nach der Speicherleerung zu Beginn der Lastblöcke an den Tagen 15, 115 und 253.

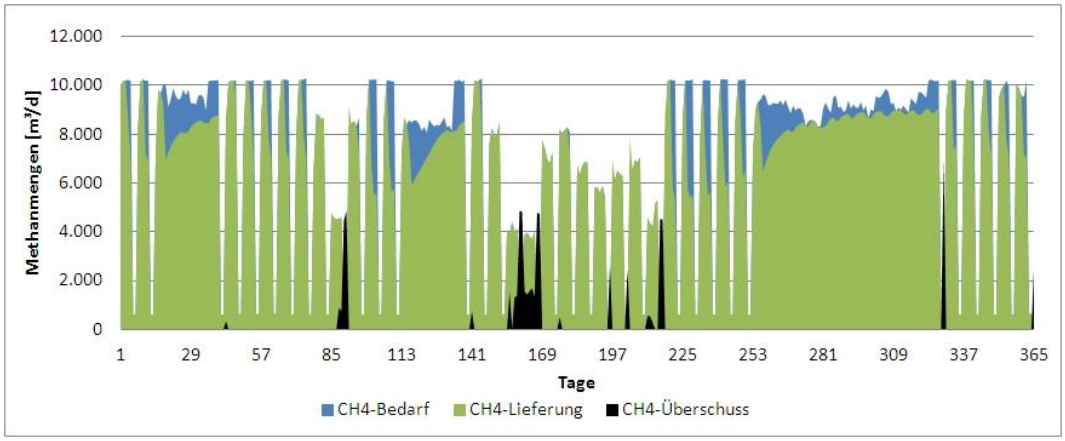


Abb. 65: Dynamischer Biogasanlagenbetrieb mit einer Gasspeicherkapazität von zwei Tagen über dem thermischen Anforderungsprofil KU3

Die Ergebnisse für alle Lastgänge sind für die relevanten Speicherkapazitäten bis zu zwei Tagen Gasproduktion als Übersicht in Abb. 66 und Abb. 67 dargestellt.

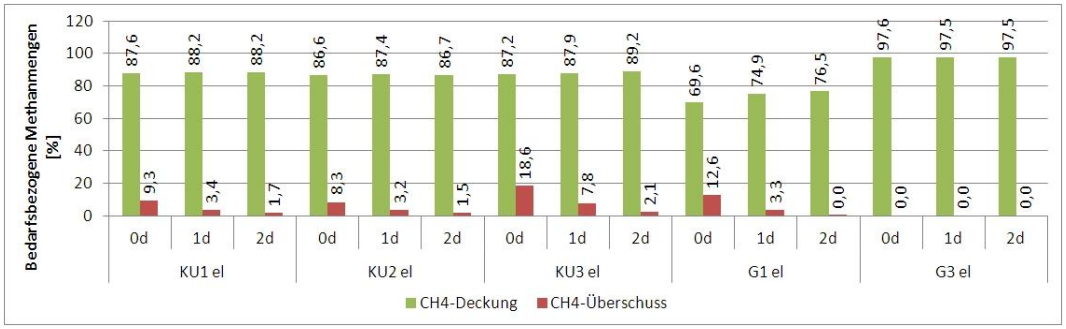


Abb. 66: Bedarfsbezogene Methanmengen aller Lastprofile bei variierenden Speicherkapazitäten im stromgeführten Betrieb

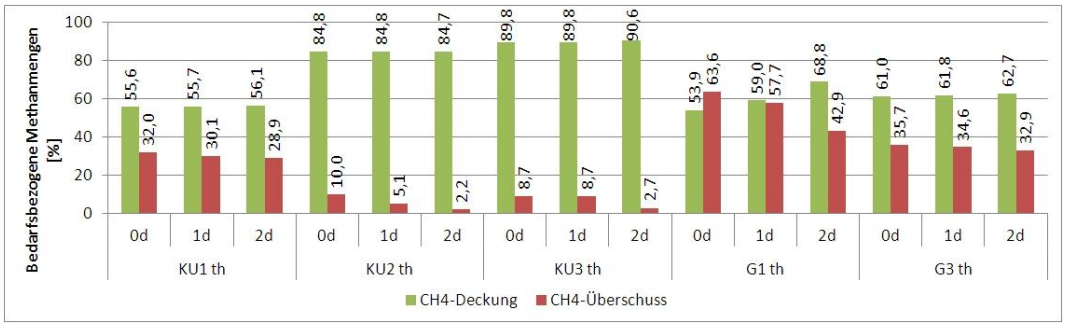


Abb. 67: Bedarfsbezogene Methanmengen aller Lastprofile bei variierenden Speicherkapazitäten im wärmegeführten Betrieb

Wärmespeicherung

Im wärmegeführten Betrieb entwickeln sich nur geringe Wärmeüberschüsse bis etwa 11 % des Bedarfs (vgl. Abb. 56). Eine Ausnahme bildet hier das Profil KU3, welches aufgrund des Dampfbedarfs einen Sonderfall darstellt. Wesentlich höhere thermische Verluste sind im stromgeführten Betrieb vorhanden. Um die Möglichkeit untersuchen zu können, diese Verluste durch einen thermischen Speicher verringern zu können, wurden Berechnungsläufe aller Profile mit variierender Wärmespeichergröße bis 20 GJ durchgeführt. Grundsätzlich ist dabei in jedem Profil eine Reduktion der überschüssigen Wärmemengen möglich. Weiterhin kann die zusätzlich zu beziehende Wärmemenge in den Profilen G1 und G3 vermindert werden. Abb. 68 zeigt die Entwicklung der Wärmemengenverhältnisse in KU2 über unterschiedliche Speicherkapazitäten. Bei gleichbleibend vollständiger Bedarfsdeckung fällt der Anteil der verworfenen Wärmemengen ab. Dabei ergeben sich aus größeren Speichermengen zusätzlich höhere spezifische Einsparungen,

was sich an der zunehmenden Kurvensteigung beim Graphen für das Notkühlen ablesen lässt.

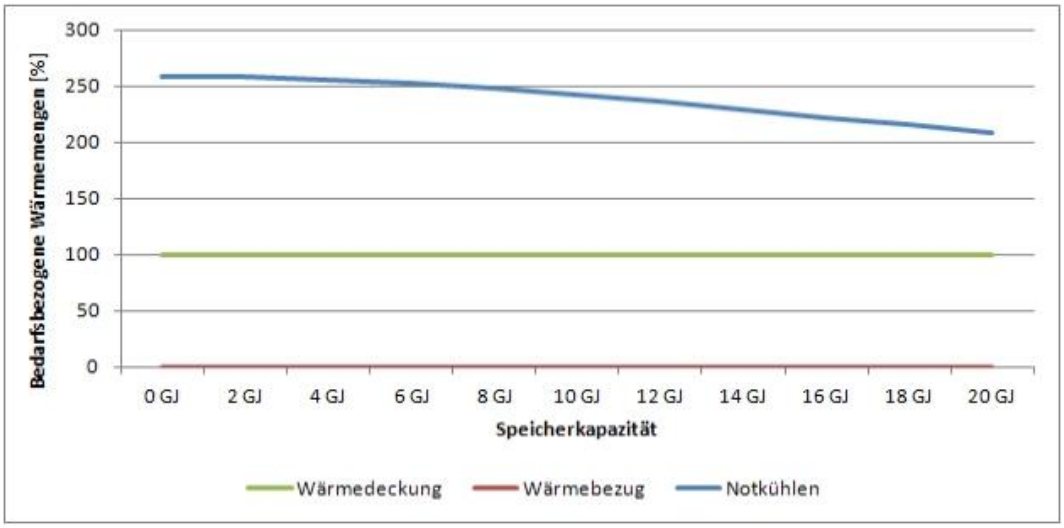


Abb. 68: Entwicklung der bezogenen Wärmemengen im Profil KU2 über variierender Speicherkapazität im stromgeführten Betrieb

Das Profil G3 zeigt eine stetige Abnahme der überschüssigen Wärmemengen bei gleichzeitig sinkenden zusätzlichen Wärmebezügen und gleichbleibender Wärmedeckung. Das Verhalten ist hauptsächlich auf die Regelmäßigkeit im Stromlastgang dieses Profils zurückzuführen.

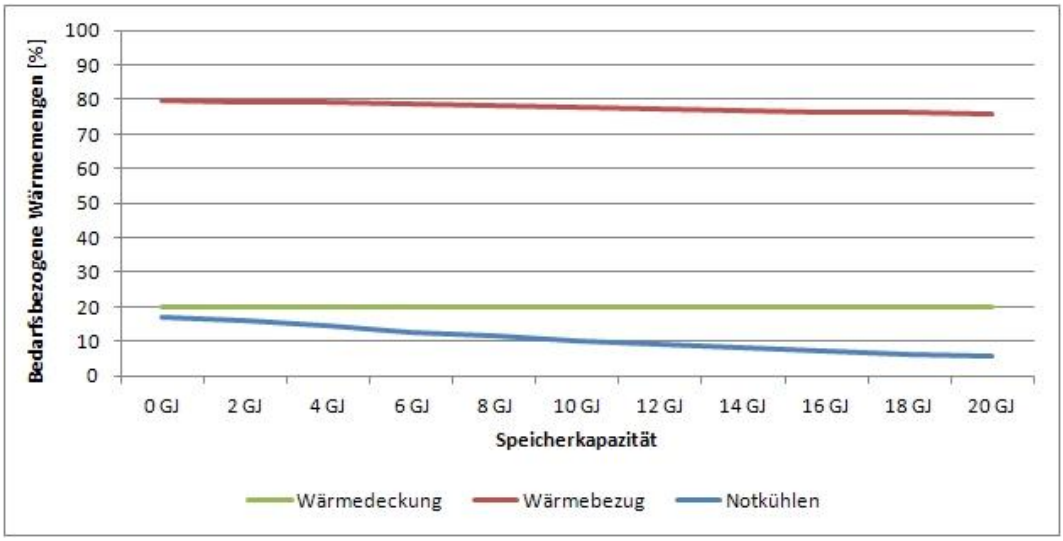


Abb. 69: Entwicklung der bezogenen Wärmemengen im Profil G1 über variierender Speicherkapazität im stromgeführten Betrieb

Abb. 70 stellt die Ergebnisse für alle Lastgänge ohne Speicher und für das größte angenommene Speichervolumen von 20 GJ, was einem Behältervolumen von etwa 200 m³ gleichkommt, dar.

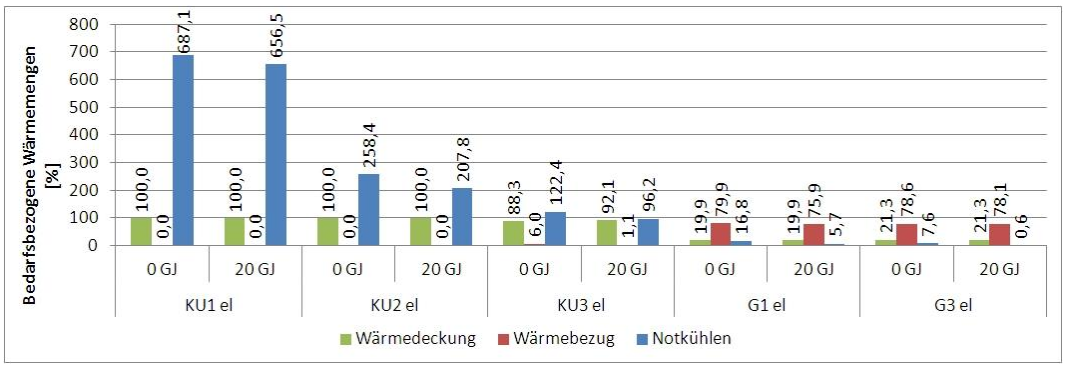


Abb. 70: Vergleich der Wärmemengen aller Lastprofile für 0 GJ und 20 GJ thermischen Speichers im stromgeführten Betrieb

Folgerung

Die Zwischenspeicherung von Biogas findet in bestehenden Anlagen mittels der Fermenterabdeckung bereits in einem Umfang zwischen 6 bis 8 Produktionsstunden statt[1]. Weitere Gasspeicherkapazitäten führen insbesondere bei größeren Anlagen bereits zu deren Eingliederung in die Störfallverordnung, was mit infrastrukturellem und finanziellem Aufwand verbunden ist. Dabei sind mit Gasspeichern sehr gute Ergebnisse bezüglich der bedarfsgerechten Methanlieferung durch die Vermeidung überschüssiger Gasmengen möglich. Ein Ansatzpunkt zur Erhöhung der bezogenen Methanliefermenge liegt in der Änderung der Steuerungsstrategie zur Speicherung des Gases. Gerade die Vermeidung geringer Gasproduktion bei gleichzeitig hoher Mengenanforderung nach der Leerung des Speichers bietet Möglichkeiten zur Verbesserung.

Die Pufferung thermischer Energie über Wärmespeicher ist im nennenswerten Umfang nur eingeschränkt möglich. Ein guter Ausgleich des stromgeführten Betriebs ist in allen Profilen mit sehr hohen Speichervolumina verbunden. Der Vorteil der dezentralen Energieversorgung nimmt mit steigender Menge der

[1] Vgl. Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft, 2005, S. 98-99

verworfenen thermischen Energie ab. Im stromgeführten Betrieb sind ein sehr gutes Wärmekonzept und große Speicher für eine effiziente Energieversorgung unabdingbar.

5.1.4 Diversifikation

Zur Untersuchung der Veränderungen in der Methanbereitstellung bei Änderung der angeschlossenen Verbraucher wurden jeweils einem der Profile KU1 bis KU3 zu gleichen Teilen die Profile G1 und G2 hinzugefügt. Dabei wurden die Profile G1 und G2 so skaliert, dass sie zusammen bei einer Energiemenge in der Größenordnung der KU-Lastgänge liegen. Dieser kombinierte Lastgang wurde anschließend den KU-Profilen mit den Faktoren 1,0 und 2,0 zugeschlagen. Dies soll den Bezug zur Versorgung eines Industriegebietes herstellen, für das hinsichtlich der Verbraucherstruktur unterstellt wird, dass ein Industriebetrieb eine bestimmte Menge an gewerblicher Peripherie besitzt. Diese Gewerbebetriebe sollen sich, vom Energieverbrauch her, zur Hälfte aus Einheiten mit einer regulären Arbeitstätigkeit tagsüber an Werktagen und zur Hälfte aus solchen, die im Schichtbetrieb einschließlich der Wochenenden arbeiten, zusammensetzen. Diese Variation wird mit der Variation der Gasspeichermengen gekoppelt um gleichzeitig Aussagen über diese Kombination zu erhalten.

Für den stromgeführten Betrieb ist erkennbar, dass sich die vorgenommene Diversifikation nur sehr geringfügig auf die bedarfsgerechte Methanlieferung auswirkt (vgl. Abb. 71). Abhängig von der Standardabweichung des Stromlastprofils in den Profilen KU1 bis KU3 erhöht sich die Methanlieferung (KU3), bleibt annähernd gleich (KU2) oder sie verringert sich geringfügig (KU1). Die Verbesserungen durch die Gasspeicherkapazitäten sind hier auch wieder deutlich erkennbar. Betrachtet man die Methanüberschüsse, wirkt die Diversifikation offenbar ausgleichend auf den Lastgang. In allen Profilen ist ein Rückgang der Methanüberschüsse festzustellen. Besonders deutlich fällt dieser im Profil KU3 aus, welches die größte bezogene Standardabweichung der KU-Profile aufweist.

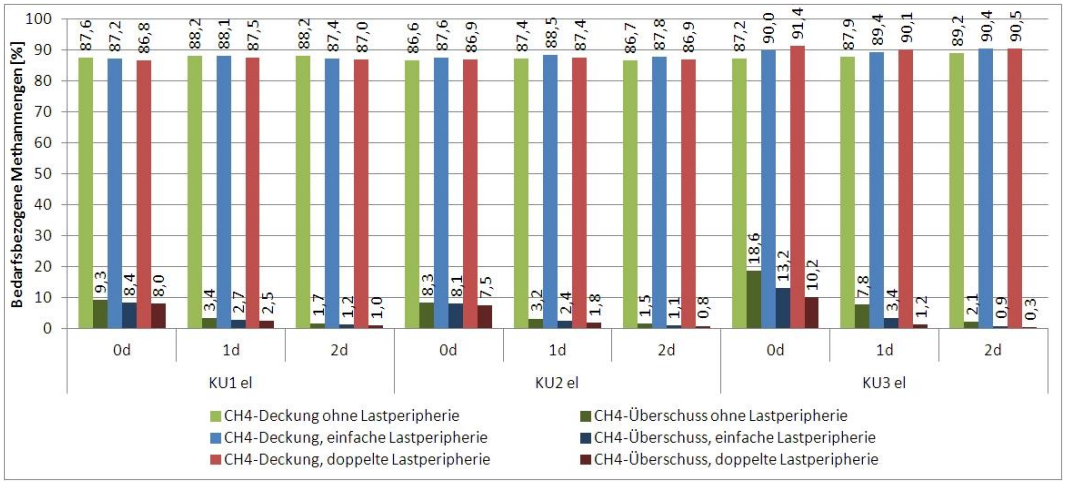


Abb. 71: Bezogene Methanmengen im stromgeführten Betrieb über variierenden Verbraucherprofilen und variierenden Methanspeicherkapazitäten (in Tagesproduktionen)

Im wärmegeführten Betrieb wirkt sich die Zuschaltung der Gewerbeprofile viel deutlicher aus, als im stromgeführten Betrieb. Für KU1 kann die bezogene Methanlieferung gesteigert werden, es entstehen allerdings auch anteilig mehr Überschüsse. Auf das bereits KWKK-gerecht umgestaltete Profil KU2, welches sehr bedarfsgerecht gedeckt werden kann, wirkt sich die Zuschaltung anderer Verbraucher erwartungsgemäß negativ auf die Liefermengen und erhöhend auf die Überschüsse aus. Im kombinierten Lastprofil KU3, welches bereits eine hohe Varianz und hohe Wärmeüberschüsse besitzt, verringert sich die bedarfsgerechte Gasliefermenge. Die sehr hohen Überschüsse in KU3 verringern sich anteilig.

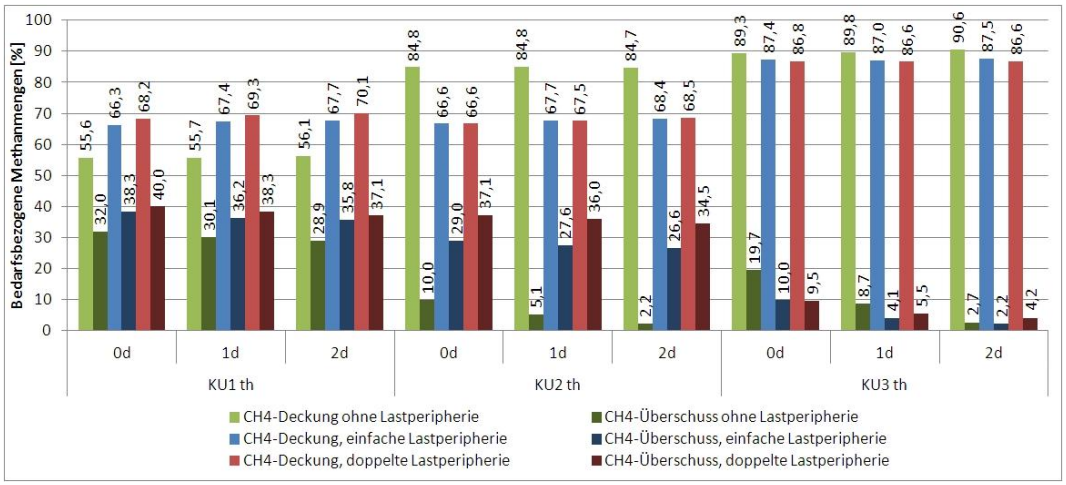


Abb. 72: Bezogene Methanmengen im wärmegeführten Betrieb über variierenden Verbraucherprofilen und variierenden Methanspeicherkapazitäten (in Tagesproduktionen)

Folgerung

Im stromgeführten Betrieb sind infolge der Zusammenlegung von Lastprofilen Verbesserungen vor allem bei den Methanüberschüssen zu erkennen. Im Profil KU1 verringern sich zwar auch die bedarfsgerecht gelieferten Mengen, was aber bei gleichzeitig sinkenden Überschüssen keine schlechte Tendenz darstellt. Im wärmegeführten Betrieb tritt die Problematik eines stark schwankenden Wärmebedarfs bei den Untersuchungen zur Diversifikation deutlich hervor. Der Wärmebedarf der gewerblichen Verbraucher ist sehr starken saisonalen Schwankungen unterworfen und provoziert erhebliche Schwierigkeiten in der bedarfsgerechten Methanlieferung. Nur für Lastprofile mit ohnehin hohen Wärmeüberschüssen (KU3) wirkt die Zuschaltung dieser Verbraucher in der Relation ausgleichend. Die absoluten Wärmemengen erhöhen sich weiter. Es zeigt sich, dass Maßnahmen zur Verstetigung direkt beim Verbraucher dringend erforderlich sind.

5.2 Ökologische Aspekte

Ziel der Kombination von Anlagen zur Energieträgerbereitstellung ist die möglichst vollständige Nutzung der Biomasse. Soll eine hohe Quote erneuerbarer Brennstoffe für den Verkehrssektor und die dezentrale Energieversorgung erreicht werden, ist die Verbesserung der Flächeneffizienz dringend erforderlich; sowohl unter dem Aspekt der Zielerreichung als auch unter dem Aspekt der Flächenabwanderung aus dem Nahrungsmittelsektor. Diese Nutzungsintensivierung ist nicht beliebig vollziehbar, denn hinsichtlich der Bodenqualität gibt es klare Restriktionen. Der Boden stellt, zusammen mit Sonnenenergie und Wasser in Form von Niederschlägen, die Ressource dar, die über die Produktion und Ernte der aufwachsenden Biomasse genutzt wird. Verschlechtert sich die Bodenqualität, sinken die Erträge. Partiell lässt sich diese Ertragsverringerung beispielsweise über höhere Düngergaben ausgleichen, doch ist dies mit erhöhten Energie- und Emissionseinsätzen verbunden und führt zur weiteren Verschlechterung des Bodens. Die Auswirkungen einer Nutzungsintensivierung erfordern also ein besonderes Augenmerk auf den Zustand der Ressource. Im Simulationsmodell wird dieser Sachverhalt ansatzweise über die Abbildung der Kohlenstoff- und Stickstoffkreisläufe berücksichtigt. Im Modell wurde die Situation unter Ausschluss einer Viehhaltung berechnet, um eine eindeutige Trennung zwischen Nahrungsmittelerzeugung und Energiegewinnung vornehmen zu können.

5.2.1 Kohlenstoff- und Stickstoffbilanzen

Im Modell wird der gesamte Kohlenstoffgehalt des Bodens, unterteilt in die Kompartimente Nährhumus und Dauerhumus, bilanziert. Der Nährhumus wird dabei zersetzt, gibt pflanzenverfügbaren Stickstoff aus dem Zersatz frei. Der Übertrag an Kohlenstoff aus dem Nährhumus an den Dauerhumus beträgt noch etwa 25 %. Der Austrag des Dauerhumus ist eine Funktion sehr langsamer Zersatzprozesse, die als konstante Zersatzrate beschrieben sind und aus der Erosion des Bodens. Um einen Ackerboden abbilden zu können muss hier zunächst ein stationärer Zustand des Bodens gefunden werden, in dem die Mengenverhältnisse zwischen Nährhumus-C und Dauerhumus-C nahezu konstant bleiben. Weichen die Kohlenstoffvorräte des Nährhumus während eines Simulationslaufs nach unten hin ab, ist von einem übermäßigen Zersatz organischen Materials im Boden auszugehen. Gibt man dem Modell beispielsweise Parameter für einen Grünlandboden vor und bewirtschaftet ihn ackerbaulich, ist eine sehr starke Abnahme des Kohlenstoffs im Nährhumus zu beobachten. Wie bei umgebrochenen Grünland kommt es auch hier zu einer sehr starken Verschiebung der C-Kompartimente mit einer entsprechenden N-Freisetzung bis sich nach vielen Jahren wieder ein Gleichgewichtszustand zwischen den Speichern im System herstellt. Zunächst wurde ein Parametersatz, der einem fruchtbaren Ackerboden entspricht, auf das Modell angewendet und der Verlauf der C-Speicher über mehrere Jahre beobachtet. Ein kurzes Einschwingverhalten des Modells unterhalb von fünf Jahren deutete hier bereits auf die gute Abbildung der Realität hin. Die Eingangsparameter wurden im unteren einstelligen Prozentbereich so angepasst, dass sich das Einschwingen auf den gleichen Zustand verkürzt. Systemparameter, die das dynamische Verhalten grundlegend beeinflussen wurden nicht verändert. Die wichtigsten Annahmen zur Bodenbeschreibung im Modell sind in Tabelle 16 aufgeführt. Alle weiteren relevanten Parameter sind im Anhang zu finden.

Tabelle 16: Wichtigste Bodenparameter zur Charakterisierung des Ackerbodens im Modell

Parameter	Wert	Angepasster Wert
Erosion	5000 kg ha^{-1} a^{-1}	5000 kg ha^{-1} a^{-1}
Organisches Material im Boden	4 %	4 %
Anteil des Dauerhumus am organischen Material	75 %	70 %
Zersatzrate des Nährhumus (Basis)	20 % a^{-1}	20 % a^{-1}

Unter der gewählten Fruchtfolge von Weizen, Mais, Raps wurde die Kohlenstoffbilanz im Boden bei unterschiedlich hoher Strohbergung jeweils über einen Zeitraum von sechs Jahren untersucht. Im Ergebnis erhält man damit andere Absolutwerte, als die in der Literatur angegebenen Humuszehrungen[1] und Humusersatzleistungen, weil der gesamte Kohlenstoffhaushalt betrachtet wird. Es tritt aber eine sehr gute Übereinstimmung hinsichtlich des stationären Bodenzustands auf. Werden im Modell etwas mehr als 50 % des anfallenden Strohs auf der Ackerfläche belassen und der anfallende Gärrest auf der Fläche ausgebracht, tritt keine Humuszehrung auf. Kontrollrechnungen mittels der Zahlen des VDLUFA[2] zeigen, dass dieses Ergebnis mit dem Ergebnis aus dem anerkannten Verfahren der Humusbilanzierung übereinstimmt. Für den Gärrest wurden dabei die bekannten Werte des im Modell anfallenden Gärrestes verwendet.

Die Stickstoffdynamik im Boden ist stark vom Düngemanagement beeinflusst. Niedrige Zufuhr von pflanzenverfügbarem Stickstoff führt zu einer Auszehrung des Bodens und vermindertem Pflanzenwachstum, zu hohe N-Gaben führen zur Anreicherung des Stickstoffs, erhöhten N_2O-Emissionen und einem übermäßigen Zersatz des Nährhumus. In Anlehnung an die N-min-Methode, bei der der pflanzenverfügbare Bodenstickstoff einmal jährlich gemessen und die Düngergaben an diesen Wert und die zu erwartenden Biomasseerträge angepasst werden, wird die

[1] Vgl. Körschens, M., et al., 2004, S. 8

[2] Vgl. Körschens, M., et al., 2004, S. 8-10

Stickstoffgabe im Modell in zwei angepassten Gaben eingebracht. Mit dieser Methode sind stabile Biomasseerträge bei realistischem N-Dünger-Aufwand möglich.

Für die Verfahrenskombination ist interessant, zu welchem Grad die produzierten Pflanzen genutzt werden können. Mittels einer Parametervariation über den Anteil der Strohbergung können die Auswirkungen auf den Bodenhumus und die energetischen Auswirkungen für die Verfahren untersucht werden. Die Strohbergung wird in Schritten zu 10 % bis zur vollständigen Bergung gesteigert. Trägt man die so gewonnene C-Bilanz als Verhältniswert zur gesamten Kohlenstoffmenge im Boden über der Strohbergung auf erkennt man, dass die Bilanz bei einer Bergung etwas unterhalb von 50 % im Modell über sechs Jahre neutral bleibt (vgl. Abb. 73). Für alle Modellrechnungen der Energiebereitstellung wird deshalb von einer Strohbergung von 50 % ausgegangen. Die negative Veränderung im Kohlenstoffhaushalt befindet sich mathematisch im Bereich von 0,32 % a^{-1}, was für den Modellansatz als hinnehmbar betrachtet wird.

Um zu einer schnellen Beurteilung hinsichtlich der Versorgung aller nachgeschalteten Prozesse der Energieträgerbereitstellung zu kommen, werden der Parametervariation ebenfalls die Daten der Energiebereitstellung durch das Strohheizkraftwerk, sowie die Daten zu den Prozessenergien entnommen. Trägt man im Diagramm zur Strohbergung die vom SHKW bereitgestellte Energie zur Prozessenergie in Abhängigkeit der Strohbergung auf, erhält man am Schnittpunkt mit der X-Achse die zu bergende Mindeststrohmenge zur energetischen Versorgung der Prozesse. Im vorliegenden Fall wurde das, getrennt nach der benötigten thermischen und elektrischen Energie, vorgenommen. Im Diagramm kann man eine Mindeststrohbergung von etwa 40 % ablesen, wenn thermischer und elektrischer Energiebedarf vollständig gedeckt werden sollen. Bei Bezug eines Teils der elektrischen Energie aus dem öffentlichen Stromnetz, könnte die Mindeststrohbergung sogar noch weiter herabgesetzt werden. Es bleiben also Spielräume zum Ausgleich einer Humusbilanz übrig.

Die Kombination der beschriebenen Kurven (1:1:1) ergibt oberhalb der Abszissenachse einen dreieckigen Bereich, der ein ökologisch-energetisches Optimum darstellt (in Abb. 73 dunkelgrau hinterlegt). Humusreproduktion und Energiebereitstellung erreichen hier einen ausgeglichenen Zustand. Abweichungen aus diesem Bereich sind mit energetischen oder ökologischen Einbußen verbunden. Gleichzeitig wird der Spielraum aufgezeigt, in welchem Umfang, aus einem

vorhandenen Zustand heraus, Verbesserungen im energetischen Bereich oder im Boden herbeigeführt werden können.

Mit einer weiteren Parametervariation (1:2:2) wurden die Fruchtflächenanteile von Weizen und Raps zugunsten der flüssigen Energieträger gegenüber dem Mais verdoppelt. Damit entsteht in der Fruchtfolge ein deutlich höherer Strohanteil, aber auch ein höherer Konversionsenergiebedarf. Die Ergebnisse dieser Variation sind zusätzlich im Diagramm hinterlegt. Man erkennt einen Strohbergungsbereich zwischen annähernd 25 % und etwa 60 %.

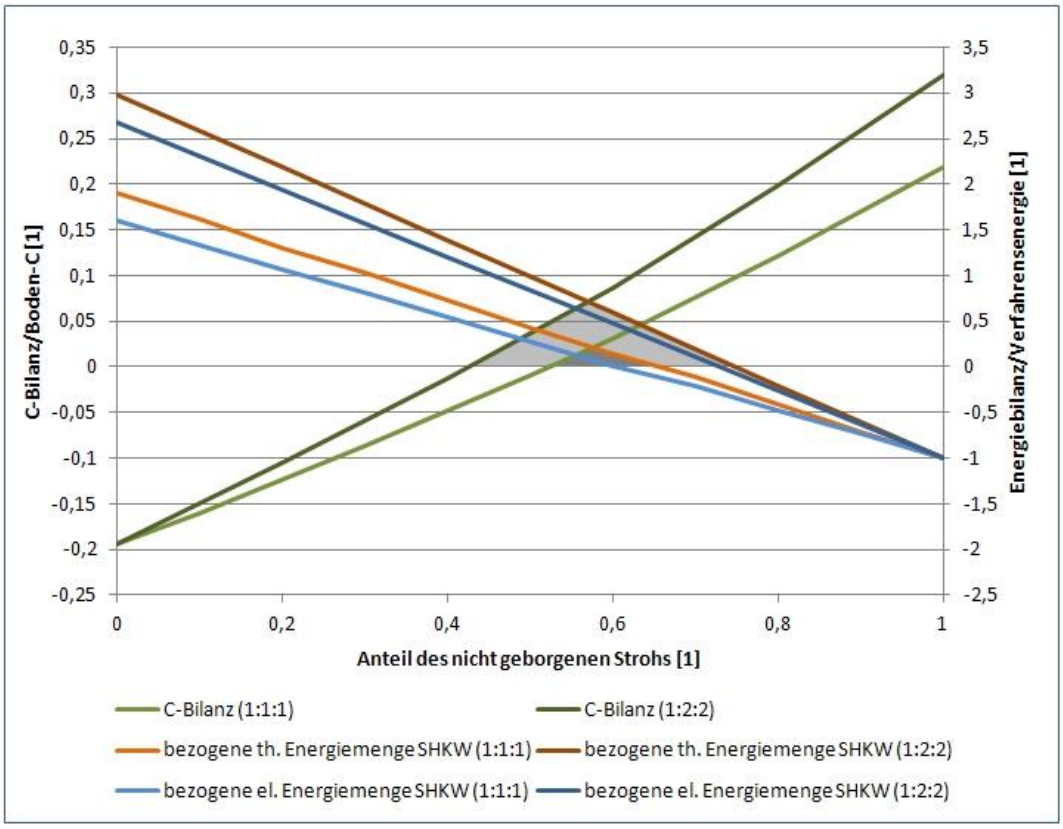


Abb. 73: C-Bilanz-Verhältnis des Bodens gegen das Bereitstellungsverhältnis von Verfahrensenergie aus Stroh über dem Strohbergungsanteil

Die einzelnen Graphen sind Funktionen des jeweiligen Ackerbodens, mit allen Schwankungen, die hier möglich sind und der Effizienz der thermischen Wandlung von Stroh in elektrische und thermische Energie, sowie der Energieeffizienz der Verfahren. Eine höhere Energieeffizienz im Wandlungsprozess vergrößert die Geradensteigung der Graphen und damit auch die Möglichkeiten zur Bodenverbesserung. Auch eine geringfügige Steigerung der Effizienz der Stromgewinnung

im Strohheizkraftwerk bewirkt, dass sich die Graphen der elektrischen und der thermischen Verfahrensenergie einander annähern und den günstigen Bereich vergrößern. Es sind also Ansatzpunkte zur Vergrößerung des energetisch-ökologisch günstigen Bereichs vorhanden, was Potenzial eröffnet, das Verfahren auch auf anderen Böden und unter anderen Klimabedingungen einsetzen zu können.

Zur Bergung und späteren Verwendung des Strohs benötigt dieses eine geringe Restfeuchte unterhalb etwa 25 %[1]. Die Weizenernte erfolgt zu einem Zeitpunkt, zu dem die Halme bereits sehr stark lignifiziert und sehr trocken sind. Die Strohbergung und Einlagerung kann bereits direkt nach dem Mähdrusch erfolgen. Der Winterraps ist bei der Ernte noch deutlich jünger und die Halme entsprechend weniger verholzt und feuchter. Das Stroh muss zunächst im Feld belassen und auf die erforderliche Restfeuchte getrocknet werden, bevor es sich zur Lagerung und Verbrennung eignet. Es besteht die Möglichkeit, das Rapsstroh im Feld zu belassen und zur Humusreproduktion zu verwenden, während das Weizenstroh zum überwiegenden Teil geborgen und der Verbrennung zugeführt wird. Da das Rapsstroh anteilig am Gesamtstrohaufkommen den geringeren Massenanteil besitzt, muss ein kleiner Teil des Weizenstrohs zusätzlich im Feld verbleiben.

5.2.2 Wandlungseffizienz

Die energetische Wandlungseffizienz geernteter Biomasse kann mit dem folgenden Quotienten beschrieben werden:

Formel 19

$$\eta_W = \frac{Q_{ET}}{Q_{BM}}$$

Mit: Q_{BM} Chemisch gebundene Energie der geernteten Biomasse
Q_{ET} Chemisch gebundene Energie aller entstandenen Energieträger

Die Wandlungseffizienz beschreibt also die Vollständigkeit der Wandlung der chemisch gespeicherten Energie einer Pflanze und lässt sich somit auch nur auf

[1] Vgl. Hartmann, et al., 2004, S. 204-205

die Konversion der Pflanze unter Mithilfe aller konversionsbeteiligten Verfahren ausdrücken. Der Wandlungsgrad wird in bio-chemischen Prozessen von der Menge der verwendbaren Pflanzenteile und derjenigen Energie beeinflusst, die von den wandelnden Organismen für den Stoffwechsel benötigt wird (vgl. Kapitel 4.4). In physiko-chemischen Prozessen sind ebenfalls die verwendeten Pflanzenteile und gegebenenfalls abgezogene oder zugegebene Stoffmengen ausschlaggebend. So muss zur Bestimmung der Wandlungseffizienz des Biodiesels das nachträglich zugeführte Methanol von der Brennstoffenergie abgezogen werden.

Betrachtet man die einzelnen Pflanzenarten, lässt sich ein Wandlungsgrad für das Biogas aus der Energiemenge der Maissilage und dem entstandenen Methan von etwa 79 % errechnen. Dieser Wert gilt für die Maismonovergärung unter den in Kapitel 4.4 beschriebenen Bedingungen. Fügt man dem Vergärungsprozess in einer Verfahrenskombination noch die Reststoffe Rapspresskuchen, Glyzerin und Schlempe hinzu, verringert sich die Wandlungseffizienz des Verfahrens auf etwa 76 %. Die Verwertung der Reststoffe in der Biogasanlage geschieht also unvollständiger als die, der Maissilage. Diese Aussage findet aber in der Grafik keine Anwendung.

Grundlegend anders verhält es sich bei den Konversionslinien von Weizen und Raps. Wird aus Weizen ausschließlich Bioethanol hergestellt und Schlempe mit Stroh, aus energetischer Sicht, verworfen, ergibt sich ein Wandlungsgrad von 18 %. Erfolgt eine Nutzung der Schlempe im Biogasprozess und des Strohs in der thermischen Verwertung, steigt der Wandlungsgrad bereits auf 43 % an. Bei vollständiger Nutzung des Strohs ergibt sich ein Wandlungsgrad von 60 %.

Die Konversionslinie von Raps ist, hinsichtlich der Wandlungseffizienz, der Linie von Ethanol sehr ähnlich. Durch die Nutzung der Reststoffe in der Biogasanlage und die Nutzung von 50 % des anfallenden Strohs steigt die Effizienz auf 43 % und bei der vollständigen Nutzung auf 61 %.

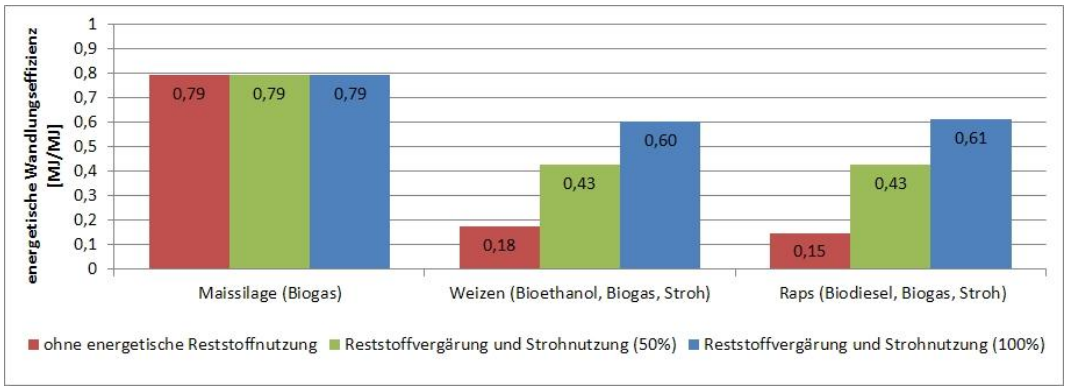


Abb. 74: Wandlungseffizienz der verschiedenen Konversionslinien im Modell

Betrachtet man die Verfahren so entkoppelt, wie sie zurzeit meistens betrieben werden, ergibt sich für die Mischung der Einzelverfahren eine Gesamtwandlungseffizienz von 35 %. Alleine durch die Verwertung der Reststoffe kann bereits eine energetische Konversionsrate von 40 % erreicht werden. Kommt die Strohnutzung hinzu, werden im Falle der Berücksichtigung von Nachhaltigkeitskriterien 53 % Wandlungseffizienz gegenüber 66 % bei vollständiger Strohnutzung erreicht.

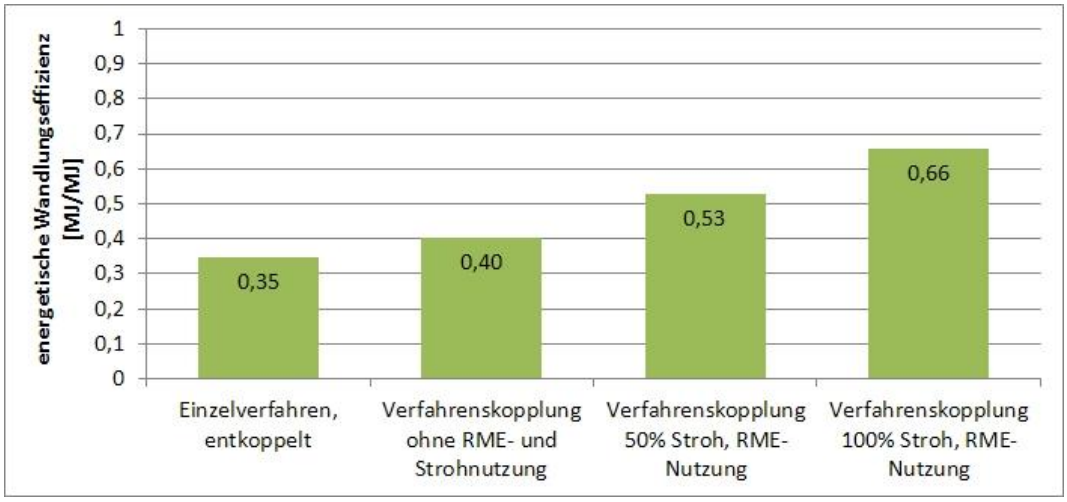


Abb. 75: Wandlungseffizienz der Verfahrenskopplung mit unterschiedlichem Strohnutzungsgrad gegen die Wandlungseffizienz der Einzelverfahren

Ein hoher Konversionsenergieeinsatz und geringe Flächenerträge sind die Hauptkritikpunkte an den flüssigen, biogenen Brennstoffen. Betrachtet man den Energieeinsatz der erforderlich ist, um biogene Brennstoffe bereitzustellen und vergleicht diesen mit dem spezifischen Energieeinsatz der Verfahrenskombination im Modell, sind durch die Anlagenkopplung und Strohnutzung deutliche

Steigerungen möglich. Abb. 76 zeigt, dass für die entkoppelten Verfahren ein durchschnittlicher Energieertrag von zwei Megajoule je Megajoule Energieaufwand erreichbar ist. Koppelt man die Verfahren, ist durch die Reststoffnutzung bereits ein Brennstoffertrag von 2,2 MJ möglich. Eine wesentliche Steigerung um annähernd 50 % gegenüber den Einzelverfahren stellt die eingeschränkte Strohnutzung dar. Die volle Strohnutzung kann den Energieertrag um 83 % steigern. Weiterhin ist hier die Veränderung des spezifischen Energieertrags aufgezeigt, die sich durch die Verwendung des Biodiesels im Pflanzenbau ergibt. Die Veränderungen liegen, energetisch gesehen, bei etwa 2,5 % bis 4,5 % der Gesamtenergie und betreffen etwa 34 % der gesamten RME-Menge (vgl. Abb. 79).

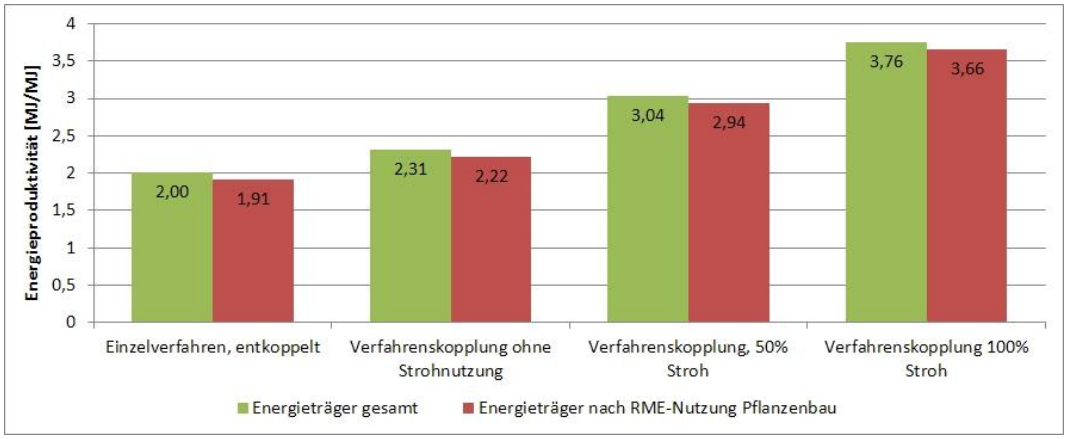


Abb. 76: Spezifischer Energieertrag der Anlagen im Modell

Diese Aussagen gelten für eine Anlagengröße, die ihre Biomasse von etwa 750 ha Ackerfläche bezieht. Die Art der umliegenden Flächennutzung entspricht dabei der durchschnittlichen Verteilung für Deutschland. Der Energieaufwand für den Pflanzenbau und die Transporte schwankt mit der Flächennutzung und dem angenommenen Wegefaktor, der hier zu 1,5 angenommen wird (vgl. Kapitel 4.2). Für die verschiedenen Flächenverteilungen ist der energetische Aufwand von Biomasseerzeugung, -bergung und -transport in Abhängigkeit von der insgesamt benötigten Ackerfläche berechnet und in Abb. 77 dargestellt. Die Vorteilhaftigkeit größerer Anlagen wird also durch den überproportional steigenden Transportenergieaufwand und damit auch steigenden finanziellen Aufwand deutlich verringert.

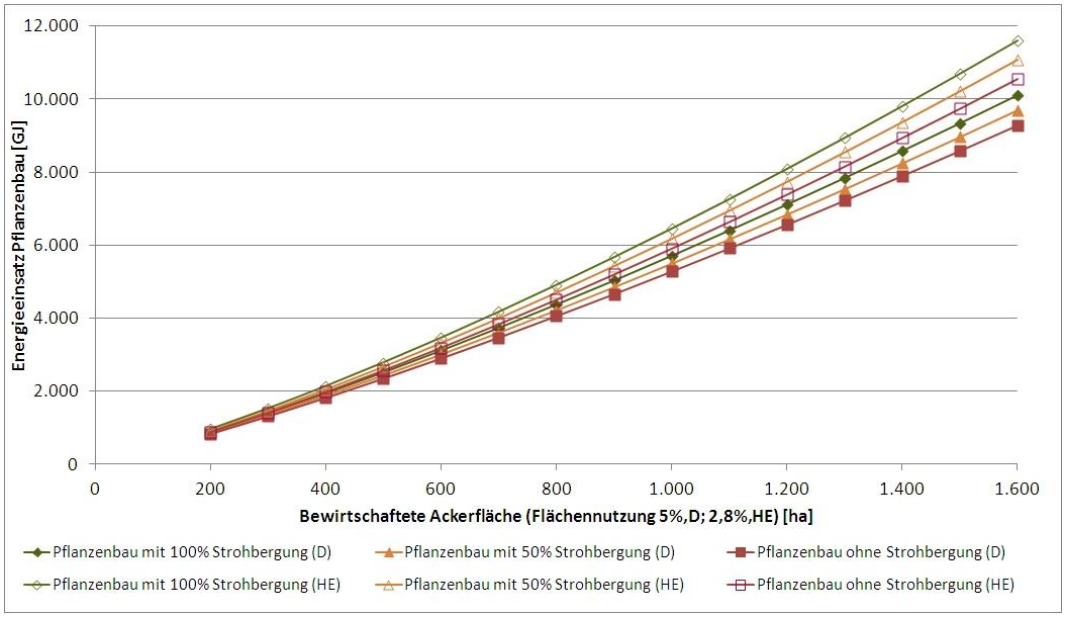


Abb. 77: Energieeinsatz im Pflanzenbau in Abhängigkeit von Flächennutzung und benötigter Ackerfläche

Überträgt man die Modellergebnisse zum Energieinhalt aller gewonnenen Energieträger auf die eingesetzte Ackerfläche, lässt sich für diese ein spezifischer Energieertrag berechnen. Die Ergebnisse zu den spezifischen Erträgen sind in Abb. 78 dargestellt. Sie folgen in der Tendenz den Daten aus Abb. 76.

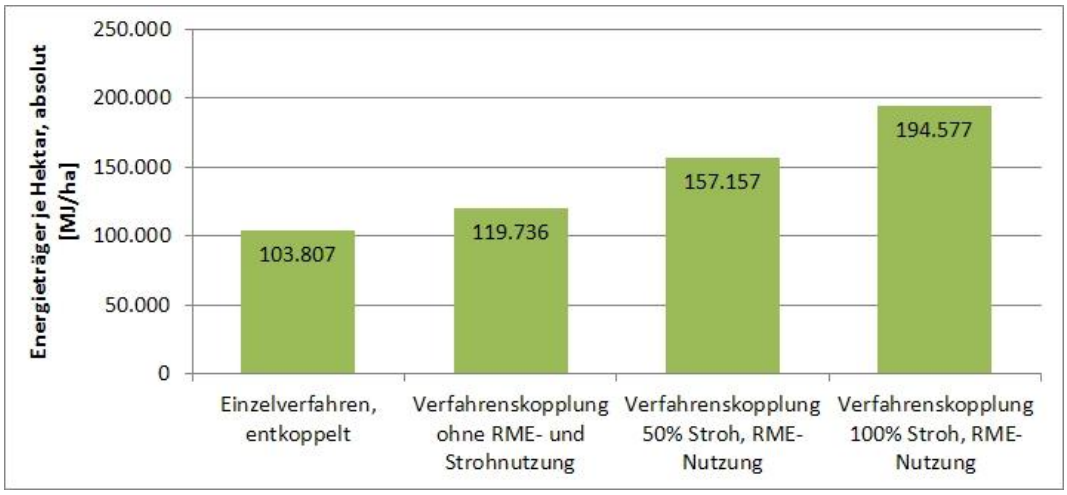


Abb. 78: Absolutwerte der ackerflächenbezogenen Energieerträge

Alle Berechnungen beziehen sich auf die bereitgestellten Energieträger, zu denen auch das Stroh gezählt wird. Die Strohverbrennung wird in Deutschland noch

nicht verbreitet angewendet, was die Nutzungsmöglichkeit des Strohs einschränkt. Die Verbrennung des vollständig geborgenen Strohs könnte durch das Strohheizkraftwerk in der Verfahrenskombination erfolgen. Durch die eingeschränkte Modulationsfähigkeit des SHKW ist für diese Verwertung aber ein entsprechendes Wärmekonzept erforderlich, um die Vorteile des gut speicherbaren Energieträgers nicht durch das Verwerfen eines großen Teils der Verbrennungswärme zu verringern.

5.2.3 CO_2-Äquivalente

Die größten Anteile bei der Klimagasfreisetzung in der Produktion biogener Brennstoffe haben die Produktion von Düngern und Pflanzenschutzmitteln, der Dieseleinsatz in der Ackerflächenbewirtschaftung, sowie die Prozessenergien der Konversionsverfahren. Da sich die vorliegende Betrachtung auf die Kombination von Verfahren beschränkt, sollen hier nur die möglichen Einsparungen in der Bioenergieträgerproduktion verdeutlicht werden. Die Produktion von Düngemitteln und Pflanzenschutzmitteln kann durch eine Anlagenkombination nicht beeinflusst werden und ist von der Betrachtung ausgenommen. Bei der Berechnung der CO_2-Äquivalente ist eine Allokation, also der Bezug der Emissionen auf bestimmte Größen erforderlich. Gleiches gilt auch für die hier berechneten Emissionsminderungen. Es soll eine Allokation der Emissionen nach der Brennstoffenergie der neuen Energieträger vorgenommen werden. Die Einsparungen werden also nicht auf die Energiemenge aller Brennstoffe, einschließlich der Methanmehrmengen und des Strohs bezogen, sondern auf die ursprünglichen Mengen der entkoppelten Verfahren, was zu Zahlenwerten in der Einsparung führt, die höher liegen als der Vergleichsstoff. Der Vorteil liegt darin, dass die Zahlen untereinander und mit den Zahlen der Einzelverfahren vergleichbar bleiben. Weiterhin stellt die Einsparung eine Mischgröße dar, die nicht ohne weitere Betrachtung losgelöst auf einzelne Energieträger angesetzt werden kann.

Kombiniert man die Verfahren und betreibt sie weiterhin fossil, ergeben sich größere Brennstoffmengen. Unter Berücksichtigung der ebenfalls höheren Prozessenergiemengen lässt sich für die neue Situation eine Emissionsminderung berechnen, die nach Bezug auf die ursprüngliche Energiemenge bei etwa 3,4 g/MJ liegt. Eine Einflussnahme auf die Klimagasemissionen ist im Pflanzenbau durch den Einsatz von RME und die Art der Stickstoffdüngerausbringung möglich. Im Modell ist deshalb der Einsatz des selbst produzierten RME im Ackerbau, der Biogasanlagenbeschickung und als Zündöleinsatz in der dezentralen Energietechnik

vorgesehen. Je nach Energietechnik schwankt dieser Anteil zwischen 0 % bei ausschließlicher Biogasturbinennutzung und etwa 40 %, bei Energiebereitstellung über Zündstrahl-BHKWs (vgl. Abb. 79). Bei Ansatz der Verfahrenskombination und zusätzlichem Einsatz von selbst produziertem Biodiesel im Ackerbau einschließlich Pflanzentransporten und Beschickung der Biogasanlage, ergeben sich bereits Emissionsminderungen von annähernd 8 g/MJ.

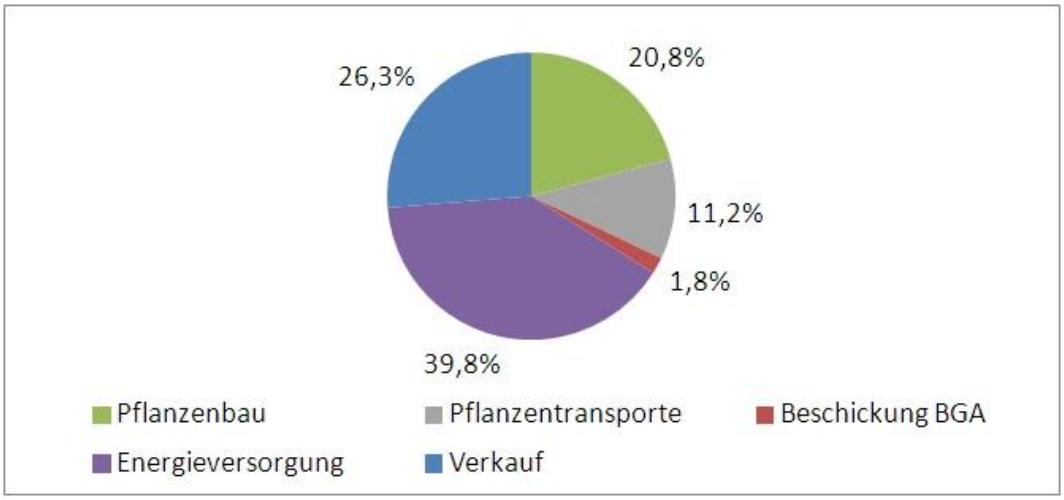


Abb. 79: Nutzung des produzierten RME in der Bioenergieträgerproduktion des Modells

In Kapitel 5.2.1 wurde errechnet, dass die teilweise Bergung des Strohs von Weizen und Raps ausreicht, über ein Strohheizkraftwerk alle Produktionsverfahren mit thermischer und elektrischer Energie zu versorgen und darüber hinaus überschüssige Energie in das Stromnetz und ein Wärmenetz einzuspeisen. Diese Energiebereitstellung verdrängt die fossil gewonnene elektrische Energie für die Konversion vollständig. Es ergeben sich Gutschriften für CO_2-Äquivalente, die sich über den Strom aus dem deutschen Kraftwerkspark beziffern lassen. Die thermische Energie aus der Strohverbrennung ist in der Lage alle Verfahren zu versorgen, allerdings verdrängt sie nur im Falle der RME- und Ethanolgewinnung fossile Brennstoffe, da Biogasanlagen im Regelfall mit der Abwärme aus dem angeschlossenen Blockheizkraftwerk betrieben werden. Die Emissionsminderungen durch alle zuvor beschriebenen Maßnahmen einschließlich der Strohnutzung zu 50 % lässt sich mit etwa 40 g/MJ, bei vollständiger Strohnutzung zu über 72 g/MJ beziffern. Alle Ergebnisse sind in Abb. 80 dargestellt.

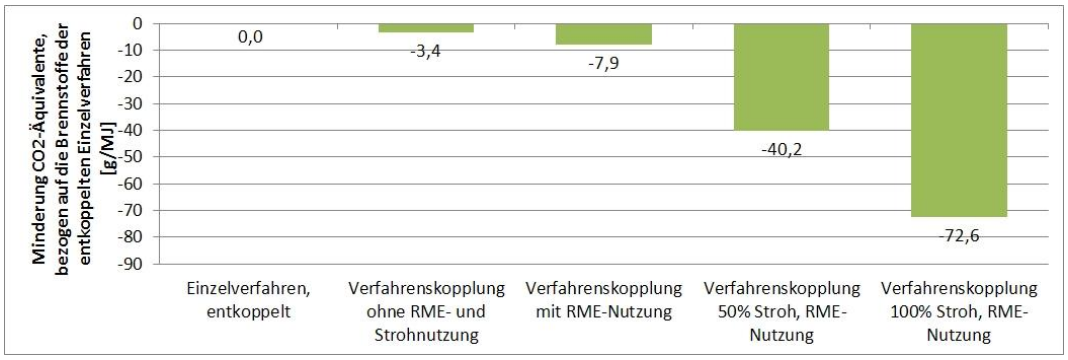


Abb. 80: Emissionsminderungen klimarelevanter Gase nach Anwendung von Maßnahmenpaketen

Der Emissionsanteil des Lachgases an den CO_2-Äquivalenten wird im Modell zu etwa 24,5 g/MJ berechnet. Unter der Voraussetzung, die Maßnahmen zur Minderung der Ammoniakverluste nach dem KTBL[1] auf diejenigen Emissionen anwenden zu können, die durch die Stickstoffdüngung provoziert werden, lässt sich über das Modell eine Verminderung der N_2O-Jahresmenge abschätzen (vgl. Abb. 81 und Kapitel 4.8.2).

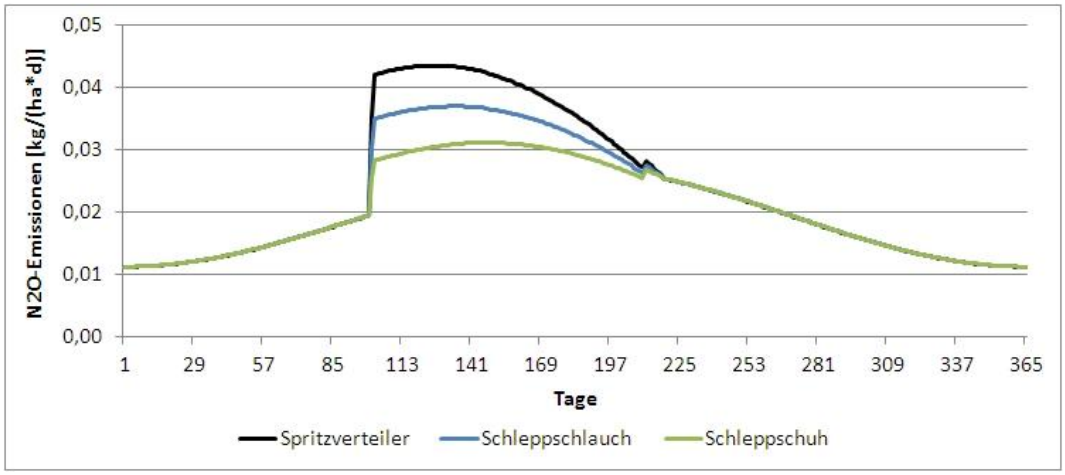


Abb. 81: Zeitlicher Verlauf der N_2O-Emissionen aus Ackerflächen im Modell

[1] Vgl. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL), 2009, S. 172

Im Falle der Schleppschlauchnutzung ergibt sich im Modell eine Verminderung um 1,5 g/MJ auf 23 g/MJ, bei der Nutzung von Schleppschuhen kann die Emissionsmenge um etwa 3 g/MJ auf 21,5 g/MJ verringert werden.

6 Schlussfolgerungen

Die vorgenommenen Versuche am Modell zeigen auf, dass über die dynamisierte Betriebsweise einer Biogasanlage bereits gute Anpassungen an industrielle Strom- und Wärmelastgänge möglich sind. Im stromgeführten Betrieb können Verbesserungen in der bedarfsgerechten Lieferung zwischen 7 % und 11 % vom Bedarf bei sehr geringen Methanüberschüssen erreicht werden. Die höheren Methanüberschüsse im wärmegeführten Betrieb lassen sich durch den dynamischen Betrieb zwischen 8 % und 24 % vom Bedarf senken. Die Überschüsse bleiben auch nach dieser Absenkung höher als im stromgeführten Betrieb. Bei der dynamischen Betriebsweise wirkt sich die Vermeidung der überschüssigen Methanmengen in Abhängigkeit einer strom- oder wärmegeführten Betriebsweise der nachgelagerten Energieversorgungstechnik mindernd auf die Standardabweichung der Lastgänge im Versorgungsgebiet bzw. auf die Wärmeverluste aus. Die mittelwertbezogenen Standardabweichungen der Differenzlastprofile für die elektrische Tagesenergiemenge verringern sich dabei um 10 % bis 27 % vom Mittelwert. Es scheint ein Zusammenhang zwischen der Höhe der mittelwertbezogenen Standardabweichung eines Methananforderungsprofils und der Verbesserung der bedarfsgerechten Methanbereitstellung zu geben. So konnte die bedarfsgerechte Lieferung bei Lastgängen mit bezogenen Standardabweichungen zwischen 0,3 und 0,5 um 4 % bis 9 % von der Anforderung verbessert werden. Bei Standardabweichungen oberhalb etwa 1,0 wurden keine nennenswerten Verbesserungen erreicht. Bei steigender bezogener Standardabweichung ist ab einem Wert von etwa 0,3 eine stetig wachsende Verbesserung der Methanüberschüsse zu erkennen. Eine weitere, deutliche Verbesserung wird durch Gasspeicher mit Kapazitäten von ein bis zwei Tagesproduktionen erreicht. Der Rückgang der Überschüsse tritt in diesem Bereich am deutlichsten hervor. Größere Gasspeicher verbessern die Situation nicht mehr nennenswert. Sehr viel größere Speichermengen als hier angegeben, verbessern die bedarfsgerechte Lieferung. Entsprechende Modellrechnungen werden aber wegen der unpraktikablen Speichergrößen hier nicht veröffentlicht. Die Energieeffizienz des Gesamtsystems kann also alleine durch den dynamischen Betrieb bereits gesteigert und durch den Einsatz von Gasspeichern weiter verbessert werden. Die Einrichtung des dynamischen Biogasanlagenbetriebs ist mit einem vergleichbar geringen technischen Aufwand verbunden. Eine Hürde für Anlagenbetreiber ist vor allem wegen höherer Anschaffungskosten der dezentralen Energietechnik, die nicht im steten Volllastbetrieb veräußerbare Energie bereitstellt zu erwarten. Die Errichtung von Gasspeichern ist ebenfalls mit Investitionskosten und mit

Auflagen für den Betrieb verbunden. Zur Schaffung solcher Strukturen müssen der möglicherweise bereits bestehende finanzielle Anreiz bzw. die Verbesserung des Anreizes für eine Verbreitung untersucht werden.

Die Entscheidung für eine stromgeführte oder eine wärmegeführte Betriebsweise der dezentralen Energietechnik bleibt eine schwierige Entscheidung, denn bei bestehenden Lastprofilen bleibt das Dilemma hoher Wärmeüberschüsse bei Stromführung und die Vorhaltung hoher elektrischer Leistungsreserven bei Wärmeführung bestehen. Bei einer Diversifikation der Verbraucher konnten im Modell vor allem die überschüssigen Methanmengen im stromgeführten Betrieb gesenkt werden. Im wärmegeführten Betrieb ergab sich nur für den Lastgang mit den höchsten Methanüberschüssen eine Verringerung nach der Zuschaltung weiterer Verbraucher.. Der Problematik der Wärmeverluste kann mit dem Einsatz von Wärmespeichern begegnet werden, doch die Verbesserungsmöglichkeiten sind begrenzt. Ein hohes Verbesserungspotenzial ergibt sich hier aus der weitgehenden Anpassung der Verbraucher an eine Versorgung über KWKK. Im Modell zeigte sich zwischen den Profilen KU1 und KU2 das größte Verbesserungspotenzial. Bei der Suche nach Wärmesenken ist insbesondere die Deckung des industriellen Kältebedarfs durch Sorptionskälteverfahren und die sommerliche Gebäudekühlung von Interesse, weil sich hier Senken für saisonal überschüssige thermische Energie bieten und gleichzeitig die Bezüge aus dem Stromnetz verringert werden können. Die Vergleichmäßigung der Strom- und Wärmelastgänge kann in Verbindung mit thermischen Speichern zu einer deutlich verlustärmeren stromgeführten Betriebsweise beitragen. Weiterhin ist die Senkung der Auslegungsgrenzen bei gleichzeitigem Ansatz eines Spitzenlastkessels denkbar. Die saisonale Lastschwankung könnte bei einem höheren Strohnutzungsgrad durch das bestehende Strohheizkraftwerk gedeckt werden.

Zur Stabilisierung des Stromnetzes ist auch die Kopplung von automatisierten Fütterungseinrichtungen an Lastgangsignale denkbar. So könnten Biogasanlagen über messtechnikgestützte, parametrisierbare Einrichtungen zum Ausgleich von Schwankungen im Stromnetz als Energiedienstleistungseinrichtung integriert werden. Entscheidend für solche Anwendungen sind allerdings entsprechende Wärmekonzepte, weil sonst eine abwärmeintensive zentrale, fossile Energietechnik von einer ähnlich verlustbehafteten dezentralen, regenerativen Energietechnik gestützt würde.

Die Kombination von Biomassekonversionsverfahren durch die Verwendung von Reststoffen in einer Biogasanlage und die Bergung von Stroh zur Gewinnung von Prozessenergie für eine solche Anlagenkombination, steigert die Wandlungseffizienz der etablierten Verfahren erheblich. Für die Verfahrenskombination mit Rohstoffen, die auf gleichen Teilen Ackerfläche produziert wurden, ergeben sich Verbesserungen in der energetischen Wandlungseffizienz von 0,35 auf 0,53 bei der Bergung von 50 % des anfallenden Strohs und auf 0,66 bei vollständiger Strohbergung. Bereits mit einem Strohbergungsanteil unterhalb von 50 % können alle angeschlossenen Wandlungsverfahren vollständig mit Prozessenergie versorgt werden. Mit der Strohbergung ist eine energetische Nutzungsintensivierung der Ackerflächen um den Faktor 1,5 gekoppelt, wodurch dem Boden vermehrt Nährstoffe und Humus entzogen werden. Im dynamischen Fermenterbetrieb ergibt sich durch eine variierende Substratzufuhr und damit variierenden hydraulischen Verweilzeiten weiterhin eine veränderte Zusammensetzung des Gärrestes. Die Humusreproduktionsleistung verringert sich mit dem Kohlenstoffgehalt, was im Modell berücksichtigt wird. Bleibt der Anteil des geborgenen Strohs unter etwa 50 % und werden die Gärreste aus der Biogasanlage auf die Ackerflächen zurückgebracht, bleibt die Bodenqualität in den Modellrechnungen ohne den Einsatz von Wirtschaftsdünger oder Kompostmaterial erhalten. Die Steigerung der Energiegewinnung von Ackerflächen auf das beschriebene Maß scheint ohne negative Veränderungen möglich zu sein. Wird eine zusätzliche Humusreproduktion durch andere Stoffe erbracht, die nicht dem aufgezeigten Kreislauf zugehörig und sonst schwer verwertbar sind, ergibt sich die Möglichkeit zur Nutzung eines höheren Strohanteils in einer bestehenden Anlage zur saisonalen Deckung von höherem Wärmebedarf.

Die Freisetzung von klimawirksamen Gasen wird im Modell nur durch die Kopplung der Verfahren und damit der energetischen Nutzung der Reststoffe Schlempe, Rapspresskuchen und Glyzerin um etwa 3,4 g CO_2e/MJ in allen Energieträgern gesenkt. Erfolgt der Pflanzenbau einschließlich aller Transporte über die Nutzung des produzierten Biodiesels, können die CO_2-Äquivalente gegenüber den Einzelverfahren um 7,9 g CO_2e /MJ in allen Energieträgern verringert werden. Bei Nutzung des Strohs zur Bereitstellung der Prozessenergie verringern sich die freigesetzten Klimagasmengen um 40 g CO_2e /MJ bei 50 % Strohbergung und über 72 g CO_2e /MJ bei vollständiger Strohbergung. Bei Inanspruchnahme der Vorteile einer vollständigen Strohbergung muss allerdings immer die Humusreproduktion berücksichtigt bleiben, da Produkte, die nicht zu dem beschriebenen Kreislauf gehören, grundsätzlich einen eigenen „ökologischen Rucksack“ mit sich bringen.

Neben anfallenden Transporten sind das auch Emissionen aus der Verrottung organischen Materials im Falle der Kompostausbringung oder aus der Tierhaltung bei der Nutzung von Gülle bzw. Mist. Weitere Minderungen der entstehenden Klimagasemissionen zwischen 1,5 g CO_2e/MJ und 3 g CO_2e/MJ lassen sich durch die Art der Gärrest- und Düngerausbringung und den damit veränderten N_2O-Emissionen erzielen. Der spezifische Energieertrag, als Quotient von erhaltener Brennstoffenergie zu eingesetzter Energie beträgt im Falle der entkoppelten Einzelverfahren etwa 2,0. Dieses Verhältnis lässt sich durch die Verfahrenskopplung auf 2,31 verbessern. Bei einer Strohnutzung von 50 % verschiebt sich das Verhältnis auf 3,04 bis zu 3,76 im Falle der vollständigen Strohnutzung. Wird der gewonnene RME für den Pflanzenbau verwendet, verschlechtert sich der Energieertrag infolge der Nutzung von etwa 34 % des insgesamt gewonnenen Biodiesels energetisch um etwa 2,5 % bis 4,5 %. Diese Verhältnisse gelten bei einer Beispielfläche von etwa 750 ha und Landnutzungsstrukturen, die aus der Gesamtfläche Deutschlands und der Fläche für den Energiepflanzenanbau in Deutschland abgeleitet wurden. Die Zahlen sind Schwankungen unterworfen, weil der Anteil der Energiepflanzenfläche und die Art des Wegenetzes regional sehr stark differieren können.

7 Zusammenfassung und Ausblick

In der vorliegenden Arbeit wurde untersucht, wie die bestehenden Konversionspfade Biogas, Bioethanol und Biodiesel, zusammen mit einem Strohheizkraftwerk für die energetische Selbstversorgung kombiniert werden können. Diese Kombination soll die Ganzpflanzennutzung der geernteten Biomasse ermöglichen, die Wandlungseffizienz für die eingesetzte Biomasse erhöhen und damit die energetischen Flächenerträge verbessern. Weiterhin sollen die Stoffkreisläufe für Kohlenstoff und Stickstoff über die Gärrestausbringung weitgehend geschlossen und reale Industrielastgänge für elektrische und thermische Energie mittels einer modulierenden Methanproduktion bedient werden.

Zur Untersuchung dieser Fragestellung wurde ein Simulationsmodell entwickelt, welches die genannten Anlagen und die Bodenressource in einem unterschiedlichen Detaillierungsgrad darstellt. Mittels des Simulationsmodells konnte gezeigt werden, dass die bedarfsgerechte Methanlieferung durch eine modulierend betrieben Biogasanlage verbessert werden kann. Insbesondere die Vermeidung hoher Methanüberschüsse, also die Lieferung von Methan, für das kein aktueller Bedarf anliegt, kann mittels des dynamischen Betriebs sehr erfolgreich umgesetzt werden. Es werden im stromgeführten Betrieb Verbesserungen der bedarfsgerechten Lieferung zwischen 7 % und 11 % vom Bedarf bei sehr geringen Methanüberschüssen erreicht. Die grundsätzlich höheren Methanüberschüsse im wärmegeführten Betrieb lassen sich durch den dynamischen Betrieb zwischen 8 und 24 % vom Bedarf senken. Die mittelwertbezogenen Standardabweichungen der Differenzlastprofile für die elektrische Tagesenergiemenge verringern sich dabei um 10 % bis 27 % vom Mittelwert. Es scheint ein Zusammenhang zwischen der Höhe der mittelwertbezogenen Standardabweichung eines Methananforderungsprofils und der Verbesserung der bedarfsgerechten Methanbereitstellung zu geben. So konnte die bedarfsgerechte Lieferung bei Lastgängen mit bezogenen Standardabweichungen zwischen 0,3 und 0,5 um 4 % bis 9 % von der Anforderung verbessert werden. Bei Standardabweichungen oberhalb etwa 1,0 wurden keine nennenswerten Verbesserungen erreicht. Bei steigender bezogener Standardabweichung ist ab einem Wert von etwa 0,3 eine stetig wachsende Verbesserung der Methanüberschüsse zu erkennen. Die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen hohe Effizienzpotenziale, die an bestehenden Anlagen überprüft werden sollten.

Für den stromgeführten Betrieb sollten weitere Untersuchungen auf Basis von 15-Minuten-Lastprofilen oder noch höherer Zeitauflösung erfolgen, um die Wirkung solcher Anlagen auf das öffentliche Netz weiter zu überprüfen. Interessant ist hier auch das Potenzial bestehender Anlagen mit Gasspeicherkapazitäten zwischen acht und zwölf Stunden zum Ausgleich fluktuierender Einspeisung aus der Fotovoltaik oder der Windkraft. Dabei sollten weitere Erkenntnisse über Zusammenhänge von Lastgangvarianzen und der Verbesserung der bedarfsgerechten Methanlieferung mittels weiterer Lastprofile untersucht werden, um Erkenntnisse über Spielräume bei der Umgestaltung der Energieversorgung von Industrie und Gewerbe als größter Verbrauchergruppe zu erlangen.

Eine weitere, deutliche Verringerung von Methanüberschüssen wird durch Gasspeicher mit Kapazitäten von ein bis zwei Tagesproduktionen erreicht. Der Rückgang der Überschüsse tritt in diesem Bereich am deutlichsten hervor. Größere Gasspeicher verbessern die Situation nicht mehr nennenswert. Weitere Verbesserungsmöglichkeiten liegen in der Speichersteuerung und der Auslegung der dezentralen Energietechnik. Im vorliegenden Modell wird der Speicherleerung stets Vorrang gegenüber einer Erhöhung der Gasproduktion gegeben. Die Ergebnisse der Arbeit lassen gegenüber diesem Vorgehen noch Optimierungspotenzial erkennen. Das Anwenden verschiedener Speichersteuerungsstrategien auf unterschiedliche Lastgänge sollte zu einer weiteren Verbesserung der bedarfsgerechten Lieferung von Methan führen.

Um Möglichkeiten für finanzielle Anreize, z.B. zur Integration in das Erneuerbare-Energien-Gesetz, zu finden, ist die Bewertung des dynamischen Betriebs über die voraussichtlichen Kostenstrukturen erforderlich. Hürden ergeben sich für Betreiber solcher Anlagen aus den Investitionen in überdimensionierte technische Einrichtungen. Die Kenntnis über die Höhe dieser Hürden könnte helfen ein entsprechendes Anreizsystem zu entwickeln. Dabei sollte auch die Möglichkeit von Erlösen aus der Bereitstellung von hochpreisigem Spitzenlaststrom berücksichtigt werden. Auch die Kopplung von automatisierten Fütterungseinrichtungen an Lastgangsignale eröffnet Möglichkeiten zur Einbindung von Biogasanlagen in die Versorgungsnetze im Sinne einer Kraftwerksreserve.

Die Effizienzeffekte aus der Kombination von Konversionsanlagen einschließlich der Strohnutzung zur Gewinnung von Prozessenergie verbessert die energetische Nutzung der Ackerflächen um etwa den Faktor 1,5. Dabei wird die Freisetzung von klimawirksamen Gasen im Modell nur durch die Kopplung der Verfahren und

damit der energetischen Nutzung der Reststoffe Schlempe, Rapspresskuchen und Glyzerin um etwa 3,4 g CO_2e/MJ in allen Energieträgern gesenkt. Erfolgt der Pflanzenbau einschließlich aller Transporte über die Nutzung des produzierten Biodiesels, können die CO_2-Äquivalente gegenüber den Einzelverfahren um 7,9 g CO_2e /MJ in allen Energieträgern verringert werden. Bei Nutzung des Strohs zur Bereitstellung der Prozessenergie verringern sich die freigesetzten Klimagasmengen um 40 g CO_2e /MJ bei 50 % Strohbergung. Für die Verfahrenskombination mit Rohstoffen, die auf gleichen Teilen Ackerfläche produziert wurden, ergeben sich Verbesserungen in der energetischen Wandlungseffizienz von 0,35 auf 0,53 bei der Bergung von 50 % des anfallenden Strohs. Bereits mit diesem Strohbergungsanteil können alle angeschlossenen Wandlungsverfahren vollständig mit Prozessenergie versorgt werden. Dabei scheint es keine nachteiligen Auswirkungen auf die Bodenressource zu geben. Wird dieses Vorgehen konsequent umgesetzt, besteht die Möglichkeit zur erheblichen Ausweitung der Energielieferung von Ackerflächen, ohne eine Verschiebung des Verhältnisses von Nahrungsmittelanbau zu Energiepflanzenanbau zu provozieren. Die Entwicklungen in der Züchtung von Energiepflanzen lassen dieses Potenzial weiter wachsen.

8 Literaturverzeichnis

Agentur für Erneuerbare Energien. Potenziale der Bioenergie. [Online] [Zitat vom: 11. 09 2011.] http://www.unendlich-viel-energie.de/de/bioenergie/detailansicht/article/105/potenziale-der-bioenergie.html.

Amon, T., et al. 2004. *Untersuchungen zur Wirkung von Rohglycerin aus der Biodieselerzeugung als leistungssteigerndes Zusatzmittel zur Biogaserzeugung aus Silomais, Körnermais, Rapspresskuchen und Schweinegülle.* Wien : Universität für Bodenkultur, 2004.

Amon, T.; et al. 2007. *Optimierung der Methanausbeute aus Zuckerrüben, Silomais, Körnermais, Sonnenblumen, Ackerfutter, Getreide, Wirtschaftsdünger und Rohglyzerin unter den Standortbedingungen der Steiermark.* Wien : Universität für Bodenkultur, 2007.

Arbeitsgruppe Energiebilanzen. Arbeitsgruppe Energiebilanzen. [Online] [Zitat vom: 10. 09 2011.] http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=63.

Bareth, G. 2003. *Möglichkeiten und Grenzen der regionalen agrarumweltrelevanten Modellierung unter Nutzung von GIS in China am Beispiel der Nordchinesischen Tiefebene - Habilitationsschrift.* Hohenheim : Universität Hohenheim, 2003.

Baserga, U. 1998. *FAT-Berichte Nr. 512: Landwirtschaftliche Co-Vergärungs-Biogasanlagen.* CH, Tänikon : Eidg. Forschungsanstalt für Agrarwirtschaft und Landtechnik, 1998.

Bastian, O. 2012. Energieeffizienzmaßnahmen für Querschnittstechnologien: Kraft-Wärme-(Kälte)-Kopplung. [Buchverf.] Jens Hesselbach. *Energie- und klimaeffiziente Produktionsprozesse: Grundlagen, Leitlinien und Praxisbeispiele.* Wiesbaden : Vieweg + Teubner, 2012.

Batstone, D. J. et al. 2002. *The IWA Anaerobic Digestion Model No.1.* s.l. : Water Science and Technology Vol 45 No 10, IWA Publishing, 2002.

Benz, J. ecobas.org. *ecobas.org.* [Online] [Zitat vom: 03. 06 2011.] http://ecobas.org/www-server/index.html.

BINE Informationsdienst. 2006. *Blockheizkraftwerke, Ein Leitfaden für den Anwender, 6. aktualisierte Auflage.* Berlin : Verlag Solarpraxis, 2006.

Bossel, H. 2004. *Systeme Dynamik Simulation.* Norderstedt : Books on Demand, 2004.

Bossel, H. 2004a. *Systemzoo 2, Klima, Ökosysteme und Ressourcen.* Norderstedt : Books on Demand GmbH, 2004a.

Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft. 2005. Ergebnisse des Biogasmessprogramms. [Buchverf.] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. Gülzow : Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, 2005.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. 2011. *Erneuerbare Energien 2010 - Daten des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2010 auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik.* Berlin : Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2011.

Bundesverband KWK. Bundesverband KWK. [Online] [Zitat vom: 26. 08 2011.] http://www.bkwk.de/aktuelles/Poster_und_Grafiken.

Buswell, A. M. 1936. *Anaerobic Fermentations. Bull.No.32.* s.l. : Div. State Water Survey, Univ. of Illionois, 1936.

Cube, H.L. von, Steimle, F., Lotz, H., Kunis, J. 1997. *Lehrbuch der Kältetechnik.* Heidelberg : C.F. Müller Verlag, 1997.

Deutsche Landwirtschafts-Gesellschaft. Oktober 2010. *DLG-Prüfbericht 59725.* Groß-Umstadt : Deutsche Landwirtschafts-Gesellschaft, Oktober 2010.

Deutsches Institut für Normung. 11/2006. *DIN 60812: Analysetechniken für die Funktionsfähigkeit von Systemen – Verfahren für die Fehlzustandsart- und -auswirkungsanalyse (FMEA).* Berlin : Beuth-Verlag, 11/2006.

Eder, B. und H., Schulz. 2007. *Biogas Praxis, 4. Auflage.* Freiburg : Ökobuch Verlag, 2007.

Herrmann, C., et al. 2008. *Einfluss der Silierung auf die Biogasbildung - Aktuelle Forschungsergebnisse.* Bornim : Biogas-Fachverband, 2008. Tagungsband "Energiepflanzen im Aufwind – Wissenschaftliche Ergebnisse und praktische Erfahrungen zur Produktion von Biogaspflanzen und Feldholz". S. 27-35.

Elend, C. und Antranikian, G. 2009. Grundlagen der bio-chemischen Wandlung - Stoffwechsel und Energieerzeugung. [Buchverf.] Kaltschmitt, M., Hartmann, H. und Hofbauer, H. *Energie aus Biomasse, 2. Auflage.* Heidelberg : Springer, 2009.

Erneuerbare-Energieen-Gesetz - EEG. 09/2011. Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien, konsolidierte (unverbindliche) Fassung des Gesetzestextes vom. 09/2011.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR). 2010a. *Infobrief Bioenergie Hessen.* s.l. : www.bioenergie-portal.info, 2010a.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. 2007. *Biokraftstoffe, 3. Auflage.* Gülzow : Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, 2007.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe.. 2005. *Ergebnisse des Biogas-Messprogramms.* Gülzow : FNR, 2005.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. 2011. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe - Bestandsentwicklung der Biogasanlagen in Deutschland. [Online] 2011. [Zitat vom: 10. 09 2011.] http://www.nachwachsenderohstoffe.de/service/daten-und-fakten/bioenergie/strom/.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. 2010. *Standortangepasste Anbausysteme für Energiepflanzen - Ergebnisse des Verbundprojektes "Entwicklung und Vergleich von optimierten Anbausystemen für die landw. Produktion von Energiepflanzen unter den verschiedenen Standortbedingungen Deutschlands, EVA I".* Gülzow : Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, 2010.

Forrester, J.W. 1962. *Industrial Dynamics.* Cambridge, Massachusetts : Students' Edition, M.I.T. Press, 1962.

Freibauer, A. 2002. *Biogenic Greenhouse Gas Emissions from Agriculture in Europe – Quantification and Mitigation - Dissertation.* Hohenheim : Universität Hohenheim, 2002.

Friedl, A., Senn, T. und Gröngröft, A. 2009. Ethanolerzeugung und -nutzung. [Buchverf.] Kaltschmitt, M., Hartmann, H. und Hofbauer, H. *Energie aus Biomasse, 2. Auflage.* Heidelberg : Springer, 2009.

Galí, A., et al. 2009. Modified version of ADM1 model for agro-waste application. *Bioresource Technology.* 2009, 100.

Ganagin, W., et al. 2/2011. Flexibel genug für Spitzenlasten. *Joule.* 2/2011.

Hartmann, H. 2009. Transport, Lagerung, Konservierung und Trocknung. [Buchverf.] Kaltschmitt, M., Hartmann, H. und Hofbauer, H. *Energie aus Biomasse, 2. Auflage.* Heidelberg : Springer, 2009.

Hartmann, H. und Reisinger, K. 2007. Brennstoffeigenschaften und Mengenplanung. *Handbuch Bioenergie-Kleinanlagen, 2. Auflage.* Gülzow : Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, 2007.

Hartmann, H., Böhm, T. und Maier, L. 2000. *Materialien Band 154: Naturbelassene Festbrennstoffe - Umweltrelevante Eigenschaften und Einflussmöglichkeiten.* München : Bayerisches Staatsministerium für Landesentwicklung und Umweltfragen, 2000.

Hartmann, H., et al. 2004. Einflussmöglichkeiten - Verbrennung. [Buchverf.] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. *Voraussetzungen zur Standardisierung biogener Festbrennstoffe. Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe, Band 23.* Münster : Landwirtschaftsverlag, 2004.

Herrmann, C., Heiermann, M. und Idler, C. 2010. Substratqualität und Biogasausbeute. [Buchverf.] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. *Standortangepasste Anbausysteme für Energiepflanzen, 3. Auflage.* Gülzow : Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, 2010.

Hessisches Landesamt für Umwelt und Geologie. Hessisches Landesamt für Umwelt und Geologie. [Online] [Zitat vom: 20. 07 2011.] http://www.hlug.de/?id=7122&station=1401.

Hessisches Statistisches Landesamt. www.statistik-hessen.de. [Online] [Zitat vom: 27. 08 2011.]

Igelspacher, R. 2006. Methode zur integrierten Bewertung von Prozessketten am Beispiel der Ethanolerzeugung aus Biomasse. [Buchverf.] Technische Univerität München Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik. Herrsching : E&M Energie und Management Verlagsgesellschaft mbH, 2006.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. 1996a. *Greenhouse gas inventory - reporting instructions, Volume I.* Bracknell, UK : s.n., 1996a.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. 1996b. *Greenhouse gas inventory - workbook, Volume II.* Bracknell, UK : s.n., 1996b.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. 1996c. *Greenhouse gas inventory - reference manual, Volume III.* Bracknell, UK : s.n., 1996c.

Kalab, O. ohne Jahr. *Standardisierte Lastprofile.* Linz : Wirtschaftskammer Oberösterreich, ohne Jahr.

Kaltschmitt, M., Münch, E.W. und Müller-Langer, F. 2009a. Produktion und Nutzung von Pflanzenölkraftstoffen - Pflanzenölgewinnung in Großanlagen. [Buchverf.] Kaltschmitt, M., Hartmann, H. und Hofbauer, H. *Energie aus Biomasse, 2. Auflage.* Heidelberg : Springer, 2009a.

Kaltschmitt, Martin, et al. 2009. *Energie aus Biomasse, 2. Auflage.* Berlin, Heidelberg : Springer, 2009.

Karl, Jürgen. 2006. *Dezentrale Energiesysteme, 2. Auflage.* München : Oldenbourg Wissenschaftsverlag, 2006.

Koch, Konrad, et al. 2010. *Intensivierung des anaeroben Biomasseabbaus zur Methanproduktion aus NawaRo (IBMN), Teilvorhaben 5: Modellierung und Prozesssteuerung, Anlagenbetrieb und mikrobiologische Analytik, Abschlussbericht.* Garching : s.n., 2010.

Körschens, M., et al. 2004. *Standpunkt Humusbilanzierung - Methode zur Beurteilung und Bemessung der Humusversorgung von Ackerland.* Bonn : Verband Deutscher Landwirtschaftlicher Untersuchungs- und Forschungsanstalten, 2004.

Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz. 21.08.2009. *Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz).* 21.08.2009.

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL). 2006. *Energiepflanzen.* Darmstadt : Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2006.

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL). 2006a. *Betriebsplanung Landwirtschaft 2006/07, 20.Auflage.* Darmstadt : Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2006a.

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL). 2009. *Faustzahlen Biogas, 2. Auflage.* Darmstadt : KTBL, 2009.

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL). 2010. *Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen, 2.Auflage.* Darmstadt : Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2010.

Landwirtschaftliches Technologiezentrum Augustenberg (LTZ). 2008. *Inhaltsstoffe von Gärprodukten und Möglichkeiten zu ihrer geordneten landwitschaftlichen Verwertung.* Augustenberg : Eigendruck, 2008.

Lang, B. 2011. *Erstellung eines dynamischen Simulationssystems zur Vorhersage des Energiebedarfsverlaufs im Produktionsprozess, Dissertationsschrift.* Kassel : Kassel University Press, 2011.

Li, C.S. 2000. Modeling trace gas emissions from agricultural ecosystems. *Nutrient Cycling in Agroecosystems.* 2000, 58, S. 259-276.

Lieth, H. und Whittaker, R.W. 1975. *The primary production of the biosphere.* Berlin : Springer, 1975.

Linke, B., Mähnert, P. und Mumme, J. 2007. *Ergebnisse zur Ermittlung der optimalen Raumbelastung.* Leibniz-Institut für Agrartechnik Bornim (ATB) :2007.

Linke, Bernd et al. 2006. Grundlagen und Verfahren der Biogasgewinnung. [Buchverf.] Ministerium für Ländliche Entwicklung Umwelt und Verbraucherschutz des Landes Brandenburg. *Biogas in der Landwirtschaft - Leitfaden für Landwirte und Investoren im Land Brandenburg.* Potsdam : 2006.

Mähnert, P. 2007. *Kinetik der Biogasproduktion aus nachwachsenden Rohstoffen und Gülle - Dissertationsschrift.* Berlin : Humboldt-Universität, 2007.

Mitchell, G., et al. 2006. *EPIC Users Guide.* [http://epicapex.brc.tamus.edu/downloads/user-manuals] s.l. : Blackland Texas Agrilife Research & Extension Center, 2006.

Müller, Fünfgeld und Schieferdecker. 1999. *Repräsentative VDEW-Lastprofile, VDEW-Materialien M-28/99.* Berlin : Verband der Elektrizitätswirtschaft, 1999.

Müller, J., et al. 2009. Grundlagen der bio-chemischen Wandlung - Biologische Grenzen für die Verfahrenstechnik. [Buchverf.] Kaltschmitt, M., Hartmann, H. und Hofbauer, H. *Energie aus Biomasse, 2. Auflage.* Heidelberg : Springer, 2009.

Müller, M. 2011. Gaserzeugung nach dem Bedarf. *Verlagsbeilage dlz, Joule - Biogas.* 2011.

Müller, M., Reinelt, T. und Pröter, J. 2011. *20. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas: Auswirkungen der flexiblen Farhrweise von Biogasanlagen zum Ausgleich von Nachfrageschwankungen.* Leipzig : s.n., 2011.

Müller-Langer, F. und Kaltschmitt, M. 2009. Produktion und Nutzung von Pflanzenölen - Weiterverarbeitung von Pflanzenölen. [Buchverf.] Kaltschmitt, M., Hartmann, H. und Hofbauer, H. *Biogaserzeugung und -nutzung - Grundlagen.* Heidelberg : Springer, 2009.

NREL- Natural Resource Ecology Laboratory. 2001. *CENTURY Soil Organic Matter Model, Version 5: User's guide and reference manual.* [http://www.nrel.colostate.edu/projects/century5/reference/centurymanual.pdf] Fort Collins, Colorado : Natural Resource Ecology Laboratory, 2001.

Öko-Institut. 08/2010. *Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 4.6.* Darmstadt : Öko-Institut, 08/2010.

Pohlmann, W. 1988. *Taschenbuch der Kältetechnik.* Karlsruhe : C.F. Müller Verlag, 1988.

Remmele, E. und Widmann, B. 2009. Produktion und Nutzung von Pflanzenölkraftstoffen - Pflanzenölgewinnung in Kleinanlagen. [Buchverf.] Kaltschmitt, M., Hartmann, H. und Hofbauer, H. *Energie aus Biomasse, 2. Auflage.* Heidelberg : Springer, 2009.

Rettenmeier, Nils, et al. 2008. *Treibhausgasbilanzen für VERBIO Ethanol gemäß Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnung, Endbericht.* Heidelberg : IFEU - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH, 2008.

Schattauer, A. und Weiland, P. 2006. Grundlagen der anaeroben Fermentation, 3. Auflage. [Buchverf.] Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe. *Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung.* Gülzow : Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe, 2006.

Scheffer, F. et al. 2002. *Lehrbuch der Bodenkunde, 15. Auflage.* Heidelberg : Spektrum Akademischer Verlag, 2002.

Scheffer, K. 2000. Die Bedeutung der Biomasse für ein Versorgungskonzept mit regenerativen Energien. *Tagungsband Kasseler Symposium Energie-systemtechnik 2000.* s.l. : Institut für Solare Energietechnik, 2000.

Scheffer, P., Schachtschabel, P. und Blume, H.-P. 2002. *Lehrbuch der Bodenkunde, 15. Auflage.* Heidelberg : Spektrum Akademischer Verlag, 2002.

Schmitz, N., et al. 2005. *Innovationen bei der Bioethanolerzeugung.* Münster : Landwirtschaftsverlag GmbH, 2005.

Schmitz, N., Henke, J. und Klepper, G. 2009. Biokraftstoffe - Eine vergleichende Analyse. [Buchverf.] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. Hürth : Media Cologne Kommunikationsmedien GmbH, 2009.

Schmitz, N., Henke, J. und KLepper, G. 2009. Biokraftstoffe - Eine vergleichende Analyse. [Buchverf.] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. Gülzow : Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, 2009.

Scholwin, F., Liebetrau, J. und Edelmann, W. 2009a. Biogaserzeugung und -nutzung - Grundlagen. [Buchverf.] Kaltschmitt, M., Hartmann, H. und Hofbauer, H. *Energie aus Biomasse, 2. Auflage.* Heidelberg : Springer, 2009a.

Scholwin, T et al. 2006. Anlagentechnik zur Biogasbereitstellung. [Buchverf.] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. *Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung.* Gülzow : Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, 2006.

Scholwin, T., Weidele, T. und Gattermann, H. 2006. Gasaufbereitung und Verwertungsmöglichkeiten. [Buchverf.] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR). *Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung, 3. überarbeitete Auflage.* Gülzow : Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR), 2006.

Schröder, G., Jahraus, B. und Heinrich, P. 2007. Technik der Energiebereitstellung. [Buchverf.] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR). *Leitfaden Bioenergie: Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen.* Gülzow : FNR, 2007.

Schu, R und Leithner, R. 2008. Mehrstufige Dampfüberhitzung - Effizienzsteigerung von Ersatzbrennstoff-, Biomasse- und Solarthermiekraftwerken. [Buchverf.] K. Thomé-Kozmiensky und M. Beckmann. *Energie aus Abfall, Band 5.* Neuruppin : TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2008.

Senn, T. und Friedl, A. 2009. Ethanolerzeugung und -nutzung - Bio-chemische Grundlagen. [Buchverf.] Kaltschmitt, M., Hartmann, H. und Hofbauer, H. *Energie aus Biomasse, 2. Auflage.* Heidelberg : Springer, 2009.

Senn, T. und Lucà, S. 2002. *Studie zur Bioethanolproduktion aus Getreide in Anlagen mit einer Jahreskapazität von 2, 5 und 9 Mio. Litern.* Hannover : Bundesverband landwirtschaftliche Rohstoffe verarbeitende Brennereien e.V., 2002.

Solomon, S., et al. 2007. *Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.* Cambridge : Cambridge University Press, 2007.

Statistisches Bundesamt Deutschland. www.destatis.de. [Online] [Zitat vom: 27. 08 2011.]

Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e.V. Pressebilder und Grafiken. [Online] [Zitat vom: 11. 09 2011.] http://www.ufop.de/presse_grafiken_biodiesel.php.

Universität Hohenheim - Dokumentationsstelle. 1997. *DLG - Futterwerttabellen Wiederkäuer, 7. Auflage.* Frankfurt a. M. : DLG-Verlag, 1997.

Verein Deutscher Ingenieure. März 2004. *VDI 3985 Grundsätze für Planung, Ausführung und Abnahme von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit Verbrennungskraftmaschinen.* Düsseldorf : VDI-Verlag, März 2004.

Verein Deutscher Ingenieure. Juni 1993. *VDI-Richtlinie 2640: Netzmessungen in Strömungsquerschnitten.* Düsseldorf : VDI-Verlag, Juni 1993.

Verein Deutscher Ingenieure. 2000. *VDI-Richtlinie 3633: Simulation von Logistik-, Materialfluss- und Produktionssystemen.* Düsseldorf : VDI-Verlag, 2000.

Vetter, A. und Hering, T. 2004. Verbrennung - Ascheverwertung. [Buchverf.] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. *Voraussetzungen zur Standardisierung biogener Festbrennstoffe. Schriftenreihe "Nachwachsende Rohstoffe", Band 23.* Münster : Landwirtschaftsverlag, 2004.

Wagner, U. und Igelspacher, R. 2003. *Ganzheitliche Systemanalyse zur Erzeugung und Anwendung von Bioethanol im Verkehrssektor.* München : Bayerisches Staatsministerium für Landwirtschaft und Forsten, 2003.

Wagner, U., Dreier, Th. und Tzscheutschler, P. 2000. *Gelbes Heft Nr. 72: Ganzheitliche Systemanalyse für die Erzeugung und Anwendung von Biodiesel und Naturdiesel im Verkehrssektor.* München : Bayerisches Staatsministerium für Landwirtschaft und Forsten, 2000.

Weiland, P. 2001. *VDI-Berichte 1620: Biogas als regenerative Energie - Stand und Perspektiven: Grundlagen der Methangärung - Biologie und Substrate.* Düsseldorf : VDI-Verlag, 2001.

Weiland, P. 2000. Stand und Perspektiven der Biogasnutzung und -erzeugung in Deutschland. *Gülzower Fachgespräche Band 15: Energetische Nutzung von Biogas - Stand der Technik und Optimierungspotenzial.* Gülzow : Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, 2000.

Willms, M., Hufnagel, J. und Wagner, B. 2008. Nutzen und Risiken des Energiepflanzenanbaus für den Boden. [Buchverf.] Verband Deutscher Landwirtschaftlicher Untersuchungs- und Forschungsanstalten. *Kongressband Schriftenreihe 64.* Speyer : Verband Deutscher Landwirtschaftlicher Untersuchungs- und Forschungsanstalten, 2008.

9 Begleitende studentische Arbeiten

Bastian, Oliver. Energieströme und Maßnahmen zur Energieeffizienzsteigerung in einem Kunststoff verarbeitenden Betrieb. Masterarbeit im Studiengang Regenerative Energien und Energieeffizienz. Kassel, 2007

Gladisch, Alexander. Wirtschaftlichkeitsanalyse zur Energieversorgung einer Ziegelei mit Biogas. Diplomarbeit im Studiengang Wirtschaftsingenieurwesen. Kassel, 2008.

Hohlbein, Christian. Einfluss der Speichergröße auf eine effiziente und wirtschaftliche Wärmenutzung in einem Nahwärmenetz. Diplomarbeit im Studiengang Wirtschaftsingenieurwesen. Kassel, 2008

Rohde, Torsten. Ansätze zur Modellierung von Wirtschaftlichkeit, Kohlenstoff- und Energieverlusten ausgewählter Feldfruchtsilagen. Diplomarbeit im Studiengang Wirtschaftsingenieurwesen. Kassel, 2011

10 Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Stoff- und Energieströme einer kombinierten Bioenergieträgerproduktion 17

Abb. 2: Mögliche Verbraucherstruktur eines nachgeschalteten dezentralen Energiesystems 18

Abb. 3: Übersicht über die Biomassekonversionspfade 22

Abb. 4: Formulierung der Differenzialgleichung aus Formel 1 mittels Matlab/Simulink und System Dynamics 31

Abb. 5: Darstellung von Raten und Zustandsgrößen in System Dynamics 33

Abb. 6: Vorgehensweise bei der Modellprüfung 38

Abb. 7: Beispieldarstellung und Benennung von Modellverknüpfungen, die in Anlehnung an eine FMEA untersucht wurden 39

Abb. 8: Wärmeanforderung als Extremwertfunktion und Modellantwort im Jahresverlauf 40

Abb. 9: Wärmeanforderung als Sprungfunktion und Modellantwort im Jahresverlauf 41

Abb. 10: Wärmeanforderung als Rampenfunktion und Modellantwort im Jahresverlauf 41

Abb. 11: Wärmeanforderung als Pulsfolgefunktion und Modellantwort im Jahresverlauf 42

Abb. 12: Unterbindung der Stickstoffzufuhr und Modellantwort über zwölf Jahre 43

Abb. 13: Darstellung des Kraft-Wärme-Kopplungsprinzips (erweitert) 48

Abb. 14: Einteilung gebräuchlicher Wärme-Kraft-Prozesse 49

Abb. 15: VDEW-Lastgangdaten für das Profil G1 (Darstellung von Kalab)..... 54

Abb. 16: VDEW-Lastgangdaten für das Profil G3 (Darstellung von Kalab)..... 55

Abb. 17: Jahreslastgang für Strom und Wärme, bezogen auf das VDEW-Profil G1 56

Abb. 18: Jahreslastgang für Strom und Wärme, bezogen auf das VDEW-Profil G3 56

Abb. 19: Lastgang eines stromlastigen Kunststoff verarbeitenden Unternehmens 57

Abb. 20: Lastgang aus Abb. 19, nach Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen und Umstellung der Energiebereitstellungstechnik 57

Abb. 21: Synthetisches Lastprofil eines Kunststoff verarbeitenden Betriebs nach Lang (um Dampfbedarf erweitert)..... 58

Abb. 22: Wirkungsgradverlauf eines Zündstrahl-BHKW-Verbundes mit vier BHKWs..... 65

Abb. 23: thermischer Wirkungsgrad (nur Dampf) der MGT und Generatorklemmenleistung der MGT über der Ansauglufttemperatur..... 66

Abb. 24: Schematische Darstellung des anaeroben Abbaus von Biomasse..... 70

Abb. 25: Schema einer verbreiteten landwirtschaftlichen Biogasanlage mit Nassvergärung 78

Abb. 26: Verfahrensablauf bei der Ölsaatenverarbeitung in Kleinanlagen..... 92

Abb. 27: Umesterung von Rapsöl zu Rapsölmethylester (RME)..... 92

Abb. 28: Umesterung nach dem Verfahren “Feld & Hahn Ölmühle Leer” 94

Abb. 29: Verfahrensschema für das Hohenheimer Dispergier-Maischverfahren .. 96

Abb. 30: System Dynamics Flussschema des Nährstoffmodells nach Bossel (eigene Darstellung, vereinfacht)..... 104

Abb. 31: System Dynamics Flussschema des angepassten Modells 106

Abb. 32: Signifikante Emissionsfaktoren nach univarianter Regressionsanalyse 109

Abb. 33: Regressionsmodell jährlicher N_2O-Emissionen von Ackerflächen in Europa 110

Abb. 34: Stationärer Biogasanlagenbetrieb über dem thermischen Anforderungsprofil KU1 116

Abb. 35: Dynamischer Biogasanlagenbetrieb über dem thermischen Anforderungsprofil KU1 117

Abb. 36: Stationärer Biogasanlagenbetrieb über dem elektrischen Anforderungsprofil KU3 117

Abb. 37: Dynamischer Biogasanlagenbetrieb über dem elektrischen Anforderungsprofil KU3 118

Abb. 38: Dynamischer Biogasanlagenbetrieb über dem elektrischen Anforderungsprofil G1 119

Abb. 39: Bedarfsdeckende und überschüssige Methanmengen im stationären und dynamischen Fermenterbetrieb, bezogen auf den Methanbedarf 119

Abb. 40: Bedarfsbezogene Methanmengenänderungen von stationärem zu dynamischem Biogasanlagenbetrieb 120

Abb. 41: Änderungen der Standardabweichung zwischen elektrischem Lastgang und Differenzlastgang im stationären und im dynamischen Anlagenbetrieb 121

Abb. 42: Änderungen der Spannweite zwischen elektrischem Lastgang und Differenzlastgang im stationären und im dynamischen Anlagenbetrieb 121

Abb. 43: Laststufenintegrale von Lastprofil KU3 mit zugehörigem Differenzlastprofil im stationären BGA-Betrieb 122

Abb. 44: Laststufenintegrale von Lastprofil KU3 mit zugehörigem Differenzlastprofil im dynamischen BGA-Betrieb 123

Abb. 45: Laststufenintegrale von Lastprofil G3 mit zugehörigem Differenzlastprofil im stationären BGA-Betrieb 123

Abb. 46: Laststufenintegrale von Lastprofil G3 mit zugehörigem Differenzlastprofil im dynamischen BGA-Betrieb 124

Abb. 47: Lieferung und Einspeisung elektrischer Energie, bezogen auf das elektrische Lastprofil 124

Abb. 48: Auswirkungen des dynamischen Betriebs auf die Wärmemengen 125

Abb. 49: Bedarfsdeckende und überschüssige Methanmengen im stationären und dynamischen Fermenterbetrieb, bezogen auf den Methanbedarf 126

Abb. 50: Bedarfsbezogene Methanmengenänderungen von stationärem zu dynamischem Biogasanlagenbetrieb 126

Abb. 51: Änderungen der Standardabweichung zwischen elektrischem Lastgang und Differenzlastgang im stationären und im dynamischen Anlagenbetrieb 127

Abb. 52: Änderungen der Spannweite zwischen elektrischem Lastgang und Differenzlastgang im stationären und im dynamischen Anlagenbetrieb 127

Abb. 53: Laststufenintegrale von Lastprofil G3 mit zugehörigem Differenzlastprofil im stationären BGA-Betrieb 128

Abb. 54: Laststufenintegrale von Lastprofil G3 mit zugehörigem Differenzlastprofil im dynamischen BGA-Betrieb 128

Abb. 55: Stromlastgang und Differenzlastgänge für stationären und dynamischen Biogasanlagenbetrieb 129

Abb. 56: Lieferung und Notkühlung von thermischer Energie, bezogen auf die Wärmeanforderung 129

Abb. 57: Bedarfsbezogene Methanlieferung und bedarfsbezogene Änderung der Methanlieferung über der bezogenen Standardabweichung 131

Abb. 58: Bedarfsbezogene Methanüberschüsse und bedarfsbezogene Änderung der Methanüberschüsse über der bezogenen Standardabweichung 131

Abb. 59: Anteil der Stromdeckung im stromgeführten Betrieb 133

Abb. 60: Anteil der Wärmedeckung im stromgeführten Betrieb..... 133

Abb. 61: Anteil der Wärmedeckung im wärmegeführten Betrieb..... 134

Abb. 62: Anteil der Stromdeckung im wärmegeführten Betrieb..... 134

Abb. 63: Bezogene Methanmengen mit variierenden Methanspeicherkapazitäten im Profil KU3 in stromgeführter Betriebsweise..... 136

Abb. 64: Bezogene Methanmengen mit variierenden Methanspeicherkapazitäten im Profil KU3 in wärmegeführter Betriebsweise 137

Abb. 65: Dynamischer Biogasanlagenbetrieb mit einer Gasspeicherkapazität von zwei Tagen über dem thermischen Anforderungsprofil KU3..... 137

Abb. 66: Bedarfsbezogene Methanmengen aller Lastprofile bei variierenden Speicherkapazitäten im stromgeführten Betrieb..... 138

Abb. 67: Bedarfsbezogene Methanmengen aller Lastprofile bei variierenden Speicherkapazitäten im wärmegeführten Betrieb..... 138

Abb. 68: Entwicklung der bezogenen Wärmemengen im Profil KU2 über variierender Speicherkapazität im stromgeführten Betrieb..... 139

Abb. 69: Entwicklung der bezogenen Wärmemengen im Profil G1 über variierender Speicherkapazität im stromgeführten Betrieb..... 139

Abb. 70: Vergleich der Wärmemengen aller Lastprofile für 0 GJ und 20 GJ thermischen Speichers im stromgeführten Betrieb..... 140

Abb. 71: Bezogene Methanmengen im stromgeführten Betrieb über variierenden Verbraucherprofilen und variierenden Methanspeicherkapazitäten (in Tagesproduktionen)..... 142

Abb. 72: Bezogene Methanmengen im wärmegeführten Betrieb über variierenden Verbraucherprofilen und variierenden Methanspeicherkapazitäten (in Tagesproduktionen)..... 142

Abb. 73: C-Bilanz-Verhältnis des Bodens gegen das Bereitstellungsverhältnis von Verfahrensenergie aus Stroh über dem Strohbergungsanteil 147

Abb. 74: Wandlungseffizienz der verschiedenen Konversionslinien im Modell 150

Abb. 75: Wandlungseffizienz der Verfahrenskopplung mit unterschiedlichem Strohnutzungsgrad gegen die Wandlungseffizienz der Einzelverfahren..... 150

Abb. 76: Spezifischer Energieertrag der Anlagen im Modell 151

Abb. 77: Energieeinsatz im Pflanzenbau in Abhängigkeit von Flächennutzung und benötigter Ackerfläche 152

Abb. 78: Absolutwerte der ackerflächenbezogenen Energieerträge 152

Abb. 79: Nutzung des produzierten RME in der Bioenergieträgerproduktion des Modells..... 154

Abb. 80: Emissionsminderungen klimarelevanter Gase nach Anwendung von Maßnahmenpaketen 155

Abb. 81: Zeitlicher Verlauf der N_2O-Emissionen aus Ackerflächen im Modell . 155

11 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Ausgewählte Merkmale von KWK-Prozessen (erweitert) 51

Tabelle 2: Übersicht über ausgewählte VDEW-Lastprofile 53

Tabelle 3: Gültigkeitsgrenzen innerhalb der Lastprofile 54

Tabelle 4: Betriebsweisen in der KW(K)K und deren Charakterisierung(ergänzt) 59

Tabelle 5: Vor und Nachteile ausgewählter Energiebereitstellungstechniken im Biogasbetrieb (ergänzt) 62

Tabelle 6: Bezeichnung und Einteilung von Mikroorganismen in Temperaturbereiche 72

Tabelle 7: Erforderliche pH-Werte für Lebensräume fermentativer Bakterienstämme 73

Tabelle 8: Ausgewählte Hemmstoffe in ihren typischerweise kritischen Konzentrationen 74

Tabelle 9: Einteilung der Verfahren zur Biogaserzeugung(ergänzt) 76

Tabelle 10: Biogaszusammensetzung bei Vergärung ausgewählter Stoffe (berechnet nach Buswell) 81

Tabelle 11: Biogasmasse und Massenbedarf von Stoffen, bezogen auf Normkubikmeter Methan 81

Tabelle 12: Desintegrationskonstanten ausgewählter Substrate 85

Tabelle 13: Methanerträge ausgewählter Substrate aus verschiedenen Berechnungsverfahren 89

Tabelle 14: Profilbezeichnungen mit kurzer Charakterisierung 113

Tabelle 15: Möglichkeiten zur Verbesserung der Energieversorgungssituation im Modell 132

Tabelle 16: Wichtigste Bodenparameter zur Charakterisierung des Ackerbodens im Modell 145

12 Anhang

Parametername	Einheit	Wert
Feldfruchtparameter		
Wurzeltiefe_Feldfrucht	m	1,000
Düngefaktor		1,000
Transpirationsrate_spez	m/(kg/ha)	0,400
Pumprate	a^{-1}	150,000
C_je_OM	kg/kgOTS	0,470
Bodenparameter		
Bodenverlust_Erosion	kg/(a/ha)	5.000,000
Bodengewicht_spezifisch	kg/m³	1.600,000
Auswaschungsrate	a^{-1}	0,300
Feldkapazität	mm/m	0,150
Sickerrate	a^{-1}	50,000
Bodenbedeckung		1,000
N_verfügbar_Startwert	kg/ha	50,000
OM_Boden		0,040
Tiefe_Ackerkrume	m	0,200
Dauerhumus_am_OM_Startwert		0,700
CN_Nährhumus_Startwert		20,000
Tonanteil_Boden		0,300

Bodenfeuchte_Startwert		0,500
Grundwasserspiegel_Startwert	m	-10,000
Verdichtung		0,000
Düngungsparameter		
OTS_Anteil_Wirtschaftsdünger		0,250
GR_Düngetermin1	d	100,000
GR_Düngetermin2	d	150,000
N_aus_Atmosphäre	kg/a	15,000
N_Düngetermin	d	150,000
C/N_Gärrest		15,000
C/N_Wirtschaftsdünger		20,000
Zersatzrate	a^{-1}	0,200
Sandanteil im Boden		0,150
Pflanzenparameter		
Winterweizen		
N_Aufnahme_spez_Frucht		0,021
Erntegewicht_spez	kg/l	1,160
Ernteertrag_max	kg/ha	6.500,000
Ernterückstand	kg/ha	1.700,000
C/N_Stroh_Kraut		80,000

N_Ernterückstand	kg/ha	17,000
Wachstumsperiode_Start	d	110,000
Ernte_Start	d	219,000
Stroh_ bleibt_im_Feld		0,500
N_Aufnahme_spez_S_K		0,005
N_Aufnahme_spez_ER		0,010
Erntegewicht_spez_S_K		1,260
Mais		
N_Aufnahme_spez_Frucht		0,014
Erntegewicht_spez	kg/l	2,860
Ernteertrag_max	kg/ha	7.800,000
Ernterückstand	kg/ha	2.000,000
Stroh_Kraut	kg/ha	10.000,000
C/N_Stroh_Kraut		55,000
N_Ernterückstand	kg/ha	20,000
Wachstumsperiode_Start	d	110,000
Ernte_Start	d	219,000
Stroh _bleibt_im_Feld		0,000
N_Aufnahme_spez_S_K		0,014
N_Aufnahme_spez_ER		0,010
Erntegewicht_spez_S_K		2,860

Raps		
N_Aufnahme_spez_Frucht		0,037
Erntegewicht_spez_Frucht	kg/l	1,190
Ernteertrag_max	kg/ha	3.600,000
Ernterückstand	kg/ha	1.700,000
Stroh_Kraut	kg/ha	6.900,000
C/N_Stroh_Kraut		30,000
N_Ernterückstand	kg/ha	30,000
Wachstumsperiode_Start	d	110,000
Ernte_Start	d	219,000
Stroh _bleibt_im_Feld		0,500
N_Aufnahme_spez_S_K		0,008
N_Aufnahme_spez_ER		0,023
Erntegewicht_spez_S_K		1,260
Pflanzenbauparameter		
Winterweizen		
Herbizide	kg/ha	1,300
Fungizide	kg/ha	1,400
Insektizide	kg/ha	0,300
Saat	MJ/ha	1050,000
Saat	kg/ha	180,000

Produktion	MJ/ha	2899,000
Phosphor	kg/ha	26,000
Kalium	kg/ha	17,000
Kalk	kg/ha	112,000
Silomais		
Herbizide	kg/ha	1,000
Fungizide	kg/ha	0,000
Insektizide	kg/ha	0,500
Saat	MJ/ha	900,000
Saat	kg/ha	50,000
Produktion	MJ/ha	3787,000
Phosphor	kg/ha	34,000
Kalium	kg/ha	19,000
Kalk	kg/ha	112,000
Winterraps		
Herbizide	kg/ha	2,500
Fungizide	kg/ha	1,200
Insektizide	kg/ha	2,000
Saat	MJ/ha	168,000
Saat	kg/ha	6,000
Produktion	MJ/ha	2644,000

Phosphor	kg/ha	53,000
Kalium	kg/ha	30,000
Kalk	kg/ha	400,000

Parameter für Stoffe, Arbeit und Transport

Stoffparameter

N-Dünger KEA(H)	MJ/kg	51,120
N-Dünger CO2e	g/kg	7529,000
P/K-Dünger KEA(H)	MJ/kg	3,950
P/K-Dünger CO2e	g/kg	500,000
K-Dünger KEA(H)	MJ/kg	19,530
K-Dünger CO2e	g/kg	1181,000
P-Dünger KEA(H)	MJ/kg	18,810
P-Dünger CO2e	g/kg	1235,000
Kalkdünger KEA(H)	MJ/kg	2,600
Kalkdünger CO2e	g/kg	307,000
Herbizide KEA(H)	MJ/kg	296,000
Herbizide CO2e	g/kg	12965,000
Fungizide KEA(H)	MJ/kg	133,000
Fungizide CO2e	g/kg	5826,000
Insektizide KEA(H)	MJ/kg	253,000
Insektizide CO2e	g/kg	11082,000

Sonstige KEA(H)	MJ/kg	137,000
Sonstige CO2e	g/kg	6001,000
Saat Mais KEA(H)	MJ/kg	900,000
Saat Mais CO2e	G/kg	267,500
Saat Weizen KEA(H)	MJ/kg	1050,000
Saat Weizen CO2e	g/kg	419,000
Saat Raps KEA(H)	MJ/kg	168,000
Saat Raps CO2e	g/kg	306,300
Energieträgerparameter		
Diesel Hi	MJ/l	35,00
Diesel Hi	MJ/kg	42,50
Diesel Dichte	kg/l	0,82
RME Hi	MJ/l	32,70
RME Hi	MJ/kg	37,20
RME Dichte	kg/l	0,88
Rapsöl Hi	MJ/l	34,60
Rapsöl Hi	MJ/kg	37,60
Rapsöl Dichte	kg/l	0,92
Ethanol Hi	MJ/l	21,20
Ethanol Hi	MJ/kg	26,80
Ethanol Dichte	kg/l	0,79

Methan Hi	MJ/l	36,00
Methan Hi	MJ/kg	50,00
Methan Dichte	kg/l	0,72
Stroh Hi	MJ/l	0,00
Stroh Hi	MJ/kg	17,15
Stroh Dichte	kg/l	150,00
Arbeitsvorgänge und Transport		
Einbringung BGA	MJ/t	16,50
Strohballen pressen (1,2x0,9x2,2)	MJ/t	15,80
Strohballenverladung	MJ/t	4,40
Strohballentransport/Maistransport(8t)	MJ/kmt	5,70
Ausbringung Dünger	MJ/ha	32,00
Transport Dünger	MJ/kmha	2,00
Ausbringung Gärrest (10m³)	MJ/ha	90,80
Transport Gärrest (10m³)	MJ/kmha	39,50
Nutzung Landwirtschaft D		0,52
Nutzung EnergieNawaRo D		0,09
Nutzung Landwirtschaft HE		0,421
Nutzung EnergieNawaRo HE		0,067
Entfernungsfaktor		1,50

Substratparameter

Mais		
Inertfaktor		0,05
MasseBiogas/m³ CH4	kg/m³	2,554841028
MasseC/m³ CH4	kg/m³	1,038502099
MasseOTM/m³ CH4	kg/m³	2,498100702
m³ CH4,th.	m³/kg	0,4039
OTM-Gehalt		0,334
MasseC/kg OTM		0,413853945
TM-Gehalt		0,35
N spezifisch		0,0136
Glyzerin		
Inertfaktor		0
MasseBiogas/m³ CH4	kg/m³	2,118142857
MasseC/m³ CH4	kg/m³	0,919402597
MasseOTM/m³ CH4	kg/m³	2,347820998
m³ CH4,th.	m³/kg	0,4251
OTM-Gehalt		1
MasseC/kg OTM		0,391304348
TM-Gehalt		1
N spezifisch		0
Schlempe		

Inertfaktor		0,14
MasseBiogas/m³ CH4	kg/m³	2,267192828
MasseC/m³ CH4	kg/m³	0,960052589
MasseOTM/m³ CH4	kg/m³	2,100628225
m³ CH4,th.	m³/kg	0,4625
OTM-Gehalt		0,146
MasseC/kg OTM		0,43532752
TM-Gehalt		0,155
N spezifisch		0,021
Rapspresskuchen		
Inertfaktor		0,17
MasseBiogas/m³ CH4	kg/m³	2,275078977
MasseC/m³ CH4	kg/m³	0,962203357
MasseOTM/m³ CH4	kg/m³	2,112708664
m³ CH4,th.	m³/kg	0,453947098
OTM-Gehalt		0,831
MasseC/kg OTM		0,429715033
TM-Gehalt		0,9
N spezifisch		0,0374

Verfahrensparameter

RME-Produktion

RME, spezifisch	l/kgOTS	0,428
RPK, spezifisch	kg/kgOTS	0,57
Glyzerin, spezifisch	kg/kgOTS	0,061
Methanol, spezifisch	kg/kgOTS	0,041
Energie th, spez.	MJ/lRME	2,078
Energie el, spez.	MJ/lRME	0,26
Ethanolproduktion		
Ethanol, spezifisch	l/kgOTS	0,474
Schlempe, spezifisch	kg/kgOTS	0,283
Energie th, spez.	MJ/lEthanol	8,138
Energie el, spez.	MJ/lEthanol	0,653
Biogasproduktion		
BGA Rb	kg/m³d	2,65
Rb-Steigerungsrate	d^{-1}	0,025
Ertragsbereinigung FF		0,85
Sicherheit Dimensionierung		1,05
Energiebereitstellung		
Vordimensionierung EV		
Dampfmotor η el		0,06
Dampfmotor η th		0,74
Zündstrahl-BHKW η el		0,41

Zündstrahl-BHKW η th		0,40
Mikro-Biogasturbine η el		0,33
Mikro-Biogasturbine η th,d		0,31
Mikro-Biogasturbine η th,ww		0,13
Auslegungsgrenze		0,75
Pel,BHKW	MJ/s	250,00
Pel,MGT	MJ/s	200,00
Eigenstrombedarf SHKW		0,05
RME-Bedarf BHKW	kg/d	77,00
Wärmenetzverluste		0,06
Dampfnetzverluste		0,08

In der Herstellung von Biobrennstoffen werden vor allem bei der Gewinnung von Bioethanol und Biodiesel nur Teile der angebauten Pflanzen genutzt. Die Produktion von Biogas ermöglicht die vollständige Nutzung von Pflanzen, liefert jedoch einen nur eingeschränkt speicherbaren Energieträger.

Koppelt man die Konversionspfade für Biogas, Bioethanol und Biodiesel über ihre Stoffströme und stellt die Prozessenergie mit einem Strohheizkraftwerk bereit, kann eine vollständige Pflanzennutzung erreicht werden. Eine modulierende Produktion von Biogas verbessert die bedarfsgerechte Energiebereitstellung.

Über ein Simulationsmodell, welches die Konversionsanlagen, eine dezentrale Energieversorgung, eine industrielle Lastperipherie und die Bodenressource abbildet, wird nachgewiesen, dass der Energieertrag von Ackerflächen deutlich erhöht werden kann. Weiterhin lässt sich die Varianz der elektrischen Lasten für das öffentliche Stromnetz durch den modulierenden Betrieb der Biogasanlage in Verbindung mit der dezentralen Energieversorgung senken. Über die Ausbringung der Gärreste und den Verbleib von Strohanteilen im Feld können die Stoffkreisläufe für Stickstoff und Kohlenstoff weitgehend geschlossen werden.

ISBN 978-3-86219-334-9

UNIKASSEL
VERSITÄT