



Universität für Bodenkultur Wien

Department für Nachhaltige Agrarsysteme

Institut für Landtechnik

Vorstand:

Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr. Andreas Gronauer

Betreuer:

O. Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr. Josef Boxberger

**Treibhausgasemissionen und fossiler
Energieverbrauch landwirtschaftlicher
Biogasanlagen**

**Eine Bewertung auf Basis von Messdaten mit Evaluierung
der Ergebnisunsicherheit mittels Monte-Carlo-Simulation**

Dissertation

zur Erlangung des Doktorgrades
an der Universität für Bodenkultur Wien

Eingereicht von
Johannes Bachmaier

Wien, November 2012

Abstract

So far, the environmental impact of biogas production and utilization has been evaluated mostly on the basis of theoretical models and without taking into account data uncertainties. This work presents balances of greenhouse gas emissions and fossil energy consumption for real biogas plants in agriculture, including the evaluation of data uncertainty.

The study is based on extensive time series of material flows, collected from 16 agricultural biogas plants with diverse designs. The data from the years 2007 and 2010 were provided by the Institute of Agricultural Engineering and Animal Husbandry at the Bavarian State Research Center for Agriculture. The mass balance study follows the standards for life cycle assessment using the software UMBERTO[®]. Each variant evaluated is based on an observation period of one year. The functional unit is one kilowatt-hour of electricity (kWh_{el}) exported to the grid. Side-products of electricity generation are included as credits. To quantify uncertainty due to inaccurate input data, stochastic risk analysis was performed using the method of Monte-Carlo simulation.

The results from overall 21 variants of 16 different biogas plants demonstrate that in comparison to a fossil reference system, electricity supply from biogas can avoid greenhouse gas emissions and save fossil resources. Greenhouse gas emissions calculated per kWh_{el} from biogas ranges from a net credit of 321 g CO_2e to net emissions of 275 g CO_2e . The consumption of fossil resources per kWh_{el} varies from $-0.83 \text{ kWh}_{\text{fossil}}$ to $0.38 \text{ kWh}_{\text{fossil}}$. For five biogas plants the environmental impacts were evaluated for two different years, *i.e.* 2007 and 2010. For these plants, greenhouse gas emissions and fossil energy consumption per kWh_{el} decreased by an average of 112 g CO_2e and $0.43 \text{ kWh}_{\text{fossil}}$, mainly due to the increased utilization of heat energy from co-generation.

The variability and inaccuracy of direct methane emissions, credits for side-products and nitrous oxide emissions are mainly responsible for the large variation of specific greenhouse gas emissions as observed. With respect to fossil energy consumption, credits have the strongest influence on the variability of the results.

Data on methane emissions and credits for avoided burden allow a first estimate of greenhouse gas emissions and energy balance of agricultural biogas plants with unknown environmental impacts.

To reduce the environmental impact of biogas plants, efficient utilization of heat energy from co-generation should be the first measure. Minimizing methane emissions and parasitic electricity consumption should be kept in mind already during the planning phase of a biogas plant. If energy crops are utilized for biogas production, a maximum electricity yield and a slim nitrogen cycle, particularly through the efficient use of digestate for fertilizing, are important to reduce greenhouse gas emissions and fossil resource consumption.

Key words: biogas, greenhouse effect, climate, energy balance, Monte-Carlo simulation

Kurzfassung

Die Bewertung realer Biogasanlagen hinsichtlich Treibhausgasemissionen und fossilem Energieverbrauch einschließlich der Evaluierung der Ergebnisunsicherheit ist von besonderem Interesse, weil in bisherigen Arbeiten Biogasanlagen fast ausschließlich auf Basis theoretischer Modelle bewertet werden, ohne Datenunsicherheiten zu berücksichtigen.

Die Untersuchung basiert auf umfangreichem Datenmaterial, erhoben in den Jahren 2007 und 2010 auf Biogasanlagen in Bayern durch das Institut für Landtechnik und Tierhaltung an der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft. Im Rahmen eines mehrere Jahre andauernden Forschungsprojekts werden Stoffflussdaten von 16 unterschiedlich konzipierten landwirtschaftlichen Praxis-Biogasanlagen ermittelt. Die Bilanzierung erfolgt in Anlehnung an die Ökobilanzmethode mit Hilfe der Bilanzierungssoftware UMBERTO®. Der Beobachtungszeitraum für jede Untersuchungsvariante beträgt ein Jahr. Als funktionelle Einheit dient eine Kilowattstunde ins Netz eingespeister elektrischer Strom. Koppelprodukte der Stromproduktion werden über Gutschriften berücksichtigt. Zur Abschätzung der Ergebnisunsicherheit als Folge unsicherer Eingangsgrößen dient die Monte-Carlo-Simulation, eine stochastische Risikoanalysemethode.

Die Bilanz für 21 Betriebsjahre an 16 unterschiedlichen Praxis-Biogasanlagen weist nach, dass Strom aus Biogas im Vergleich zur fossilen Referenz Treibhausgasemissionen vermeidet und fossile Energie einspart. Pro kWh_{el} errechnet sich im besten Fall eine Gutschrift in Höhe von 321 g CO_{2e}, im ungünstigsten Fall werden 275 g CO_{2e} emittiert. Der Verbrauch fossiler Ressourcen variiert zwischen einer Gutschrift von 0,83 kWh_{fossil} und einem Verbrauch von 0,38 kWh_{fossil} * kWh_{el}⁻¹. Fünf Biogasanlagen werden in einem Abstand von drei Jahren bilanziert. Überwiegend aufgrund gesteigerter Abwärmenutzung verbessern sich die Treibhausgas- und die Energiebilanz im Mittel um 112 g CO_{2e} * kWh_{el}⁻¹ bzw. 0,43 kWh_{fossil} * kWh_{el}⁻¹.

Der Umfang und die Unsicherheit der Methanemissionen, der Gutschriften und der Lachgasemissionen sind hauptsächlich für die Schwankungsbreite der Treibhausgasemissionen verantwortlich. Den stärksten Einflussfaktor auf die Unsicherheit des fossilen Energieverbrauchs bilden die Gutschriften.

Die Treibhausgasemissionen und die Energiebilanz von landwirtschaftlichen Biogasanlagen mit unbekannten Umweltwirkungen lassen sich bereits mit Hilfe von Daten zu Gutschriften und Methanemissionen stark eingrenzen.

Zur Reduktion der Umweltwirkungen von Biogasanlagen trägt die Nutzung der BHKW-Abwärme zu Heiz- oder Trocknungszwecken bei. Schon bei der Planung sollte auf niedrige Methanemissionen und einen geringen Eigenstromverbrauch geachtet werden. Eine Erhöhung der Stromausbeute aus dem eingesetzten Substrat und ein schlanker Stickstoffkreislauf- vor allem durch die effiziente Düngung mit Gärrest bewirken ebenfalls reduzierte Treibhausgasemissionen und verringern den Bedarf an fossiler Energie.

Schlüsselworte: Biogas, Treibhauseffekt, Klima, Energiebilanz, Monte-Carlo-Simulation

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Problemstellung	3
3	Zielsetzung.....	5
4	Methode.....	6
4.1	Festlegungen zur Bewertung der Umweltwirkungen.....	6
4.1.1	Systemgrenzen	6
4.1.2	Funktionelle Einheit.....	7
4.1.3	Betrachtete Umweltwirkungen.....	7
4.1.4	Berücksichtigung von Koppelprodukten	7
4.2	Erstellung der Sachbilanz.....	8
4.2.1	Datenbasis - Beschreibung der betrachteten Biogasanlagen	8
4.2.1.1	Übersicht Anlagentechnik und Anlagenbetrieb.....	8
4.2.1.2	Erfassung der Betriebsdaten	10
4.2.1.3	Substrateinsatz.....	10
4.2.2	Modellierung der Material- und Energieströme	12
4.2.2.1	Transport der Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft.....	12
4.2.2.2	Anbau der Nachwachsenden Rohstoffe.....	12
4.2.2.3	Nährstoffkreislauf.....	13
4.2.2.4	Ammoniakemissionen.....	14
4.2.2.5	Lachgas aus NawaRo-Anbau	16
4.2.2.6	Baustoffbedarf bei der Errichtung der Anlage	16
4.2.2.7	Anlagenbetrieb	17
4.2.2.8	Methanemissionen	17
4.2.2.9	Berechnung der fossilen Referenz für Strom aus Biogas	19
4.2.2.10	Berechnung der Gutschriften für Koppelprodukte	20
4.3	Berechnung der Umweltwirkungen.....	22
4.4	Unsicherheitsanalyse	22
4.4.1	Quellen der Unsicherheit in Ökobilanzen.....	22
4.4.2	Unsicherheitsanalyse mit Monte-Carlo-Simulation	23
4.4.3	Häufige Verteilungen von Eingangsparametern für die Unsicherheitsanalyse	24
4.4.4	Unsicherheitsverteilung der Eingangsparameter der Monte-Carlo-Simulation	25
4.4.4.1	Substratbereitstellung	25
4.4.4.2	Nährstoffkreislauf.....	26
4.4.4.3	Lachgas aus NawaRo-Anbau	27
4.4.4.4	Errichtung der Anlage	27
4.4.4.5	Anlagenbetrieb	28
4.4.4.6	Methanemissionen	28
4.4.4.7	Gutschriften	29
4.4.4.8	Überblick der Eingangsparameter mit Unsicherheitsbereich	29
4.5	Stoffstrommodellierung mit der Software UMBERTO®.....	31
4.5.1	Funktionsweise und Erstellung von Stoffstromnetzen	31
4.5.2	Das Stoffstrommodell für die landwirtschaftlichen Biogasanlagen	33
5	Ergebnisse und Diskussion.....	36

5.1	Ergebnisse Sachbilanz	36
5.1.1	Dieserverbrauch beim Anbau unterschiedlicher Energiepflanzen	36
5.1.2	Energiepflanzenspezifische Ammoniakemissionen	38
5.1.3	Einflussgrößen auf die Stromproduktion.....	39
5.2	Ergebnisse Umweltwirkung.....	44
5.2.1	Treibhausgasbilanz	46
5.2.1.1	Treibhausgasemissionen aus der Bereitstellung von Energiepflanzen und Wirtschaftsdünger (ohne Lachgas)	46
5.2.1.2	Direkte Lachgasemissionen aus dem Energiepflanzenanbau	49
5.2.1.3	Treibhausgasemissionen aus der Errichtung der Biogasanlagen.....	52
5.2.1.4	Treibhausgasemissionen des Anlagenbetriebs.....	53
5.2.1.5	Methanemissionen bei der Biogasproduktion und -verwertung	56
5.2.1.6	Gutschriften für vermiedene oder eingesparte Treibhausgasemissionen	59
5.2.1.7	Gesamtbilanz der Treibhausgasemissionen	63
5.2.1.8	Unsicherheit der Treibhausgasbilanz.....	66
5.2.1.9	Ansätze zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen	68
5.2.2	Fossiler Energieverbrauch	71
5.2.2.1	Verbrauch fossiler Energie bei der Bereitstellung von Energiepflanzen und Wirtschaftsdünger.....	71
5.2.2.2	Verbrauch fossiler Energie für die Errichtung der Biogasanlagen	73
5.2.2.3	Fossiler Energieverbrauch beim Betrieb der Biogasanlagen.....	75
5.2.2.4	Gutschriften für eingesparte fossile Energie	77
5.2.2.5	Gesamtbilanz des fossilen Energieverbrauchs	79
5.2.2.6	Unsicherheit des fossilen Energieverbrauchs	81
5.2.2.7	Ansätze zur Reduzierung des fossilen Energieverbrauchs	83
5.2.3	Zusammenhang zwischen Treibhausgasbilanz und fossilem Energieverbrauch sowie Vergleich mit alternativen Stromerzeugungstechniken	85
5.2.4	Anzahl der Wiederholungen bei der Monte-Carlo-Simulation	86
6	Schlussfolgerungen	88
7	Zusammenfassung.....	90
8	Literaturverzeichnis	92
9	Tabellenverzeichnis	97
10	Abbildungsverzeichnis	98
11	Anhang	101

1 Einleitung

Nach einer 20-jährigen Pionierphase beginnen deutsche Landwirte in den 1990er mit Hilfe von Biogasanlagen in nennenswertem Umfang Strom und Wärme aus landwirtschaftlichen Reststoffen zu erzeugen. Die Verabschiedung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 führt zum Durchbruch der Stromerzeugung aus Biogas (Graaf & Fendler 2010). 2004 kann so aus Biogasstrom 0,18 % des deutschen Stromverbrauchs gedeckt werden (Böhme et al. 2012). Die EEG-Novellierung im Jahr 2004 mit attraktiven Einspeisevergütungen für Strom aus Biogas und dem sogenannten NawaRo-Bonus für Strom aus Energiepflanzen führt zu einer rasanten Entwicklung der Energieerzeugung in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Zusätzlich zu den Reststoffen setzen die seit 2004 entstandenen Biogasanlagen meist hohe Anteile an Energiepflanzen ein. Im Jahr 2011 beträgt der Anteil von Biogasstrom 2,8 % des deutschen Stromverbrauchs. In Bayern liegt der Anteil von Biogasstrom am Stromverbrauch mit 5,7 % sogar doppelt so hoch wie im bundesdeutschen Durchschnitt. Knapp 1,3 Millionen bayerische Haushalte können so mit Strom versorgt werden (Strobl 2012).

Energie aus Biogas weist eine Reihe von Vorteilen auf: Organische Reststoffe lassen sich zur Energieerzeugung nutzen, und gleichzeitig werden deren negative Umweltwirkungen (z.B. Geruchs-, Ammoniak-, Methanemissionen) verringert. Die Vergärung von Energiepflanzen liefert im Vergleich zu anderen Bioenergien wie Pflanzenöl sehr hohe Energiehektarerträge. Energie aus Biogas kann im Gegensatz zu Strom aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen wetterunabhängig zur Verfügung gestellt werden. Durch die dezentrale Energieerzeugung lassen sich Transportwege für Strom verkürzen und Leitungsverluste verringern sich. Die Wertschöpfung der Energieerzeugung bleibt im ländlichen Raum. Zusätzlich lässt sich Biogas einfach speichern- ein Vorteil, der vielleicht in Zukunft eine noch größere Rolle spielen wird. Und Biogas kann vielfältig verwendet werden- direkt zur Strom- und Wärmeerzeugung, als Treibstoff oder ins Gasnetz eingespeist als Ersatz für Erdgas.

Gleichzeitig führt die starke Zunahme von landwirtschaftlichen Biogasanlagen auch zu Problemen. So ist der Energiepflanzenanbau vielerorts in Konkurrenz zur tierhaltenden Landwirtschaft getreten, was sich in stark gestiegenen Pachtpreisen niederschlägt. Mais ist die zur Biogaserzeugung hauptsächlich eingesetzte Energiepflanze. Ursachen dafür sind die hohen Methanerträge bezogen auf die Fläche, der relativ geringe Anbauaufwand und die problemlose Konservierung in Silos. So steigt in Bayern die Maisanbaufläche zwischen 2005 und 2011 um 24 % an (Deutsches Maiskomitee e.V. o.J. und Deutsches Maiskomitee e.V. 2012). Weil man davon ausgehen kann, dass die Nachfrage der Tierhaltung im selben Zeitraum leicht zurückging (Bayerisches Landesamt für Umwelt 2010), kann man für diesen Zuwachs die Biogasanlagen verantwortlich machen. Diese Zunahme der Maisanbauflächen wird von manchen Seiten negativ beurteilt. Die meistgenannten Kritikpunkte sind die Beeinträchtigung des Landschaftsbilds, negative Auswirkungen auf den Boden z.B. durch Erosion und ökologische Nachteile, weil Mais nur wenigen Tieren einen Lebensraum bietet. Die dezentrale Lage vieler Biogasanlagen bringt ein weiteres Problem mit sich: Häufig kann die Abwärme der Blockheizkraftwerke, in denen Biogas verstromt wird, nur zu geringen Teilen genutzt werden.

Mit der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes versucht man diesen Entwicklungen bei zukünftigen Biogasanlagen entgegenzuwirken – beispielsweise durch die Einführung eines Höchstanteils von Mais an der zugeführten Biomasse und die Verpflichtung vor Genehmigung der Anlage ein Wärmekonzept vorzulegen. An Alternativen zum Mais wird aufseiten der Pflanzenzüchtung gearbeitet. So stehen in verschiedenen Gegenden Bayerns Versuchsfelder, auf denen neuartige Energiepflanzen und umweltverträgliche Fruchtfolgen von Energiepflanzen getestet werden. Vielversprechend sind Getreide-Ganzpflanzensilagen oder neue Sorten wie Sorghumhirse oder das ungarische Energiegras (*Agropyron elongatum*) (Arnold 2012).

Wie viel fossile Energie und wie viele Treibhausgasemissionen sich durch landwirtschaftliche Biogasanlagen einsparen lassen, wurde bisher nur anhand von Modellanlagen ohne Praxisbezug oder nur für einzelne landwirtschaftliche Biogasanlagen ermittelt. Die

Umweltwirkungen unterschiedlicher Anlagen können stark voneinander abweichen – so spielt es eine Rolle, welche Substrate verwendet werden, welche Anlagentechnik zum Einsatz kommt oder wie viel Wärme verwertet wird. Die vorliegende Arbeit analysiert eine repräsentative Auswahl von 16 landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Bayern hinsichtlich der Energie – und Klimabilanz. Zusätzlich werden fünf der Anlagen im Abstand von drei Jahren bilanziert um Veränderungen der Umweltwirkungen im laufenden Betrieb zu dokumentieren. Die bilanzierten Anlagen bilden das Spektrum der Biogasanlagen ab, die in der Folge der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes von 2004 entstanden sind. Die Arbeit weist so einen hohen Praxisbezug auf, liefert wichtige Erkenntnisse über die Bandbreite der Umweltwirkungen und deckt die wichtigsten Stellschrauben für Treibhausgasemissionen und fossilen Energieverbrauch bei Planung und Betrieb von landwirtschaftlichen Biogasanlagen auf.

2 Problemstellung

Schon vor über einem Jahrzehnt sind die ersten Umweltbewertungen landwirtschaftlicher Biogasanlagen vorgestellt worden. Jungmeier et al. 1999 bilanzieren die Treibhausgase unterschiedlicher Bioenergien, darunter auch wärmegeführte Biogasanlagen. Edelmann et al. 2001 nutzen die Bilanzierungsmethode Ecoindicator'99 um die Ökostromtauglichkeit von Strom aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen betrieben mit Gülle und Kosubstraten zu überprüfen. Eine umfangreiche Ökobilanz am theoretischen Modell von landwirtschaftlichen Betrieben mit integrierter Biogasanlage stellen Scholwin et al. 2006 vor. Die Nutzung von Computersoftware zur Ökobilanzierung bietet zusätzliche Möglichkeiten. So weist Ökobilanzsoftware meist eine grafische Oberfläche zur Abbildung der bilanzierten Prozesse auf, sie erleichtert das Einbinden von Datensätzen aus Sachbilanzdatenbanken und häufig können nicht lineare Prozesse modelliert werden. Hartmann 2007 bildet eine landwirtschaftliche Biogasanlage mit Gärrestkonditionierung mit der Ökobilanzsoftware SimaPro® ab. Mehrere Autoren verwenden die Software UMBERTO® zur Simulation von Modell-Biogasanlagen. Vogt 2008 und Soukoup 2008 bilanzieren mit Hilfe von Umberto die Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz. Koch 2009 nutzt UMBERTO® um landwirtschaftliche und abfallwirtschaftliche Biogasanlagen ökologisch und hinsichtlich der Standortwahl zu bewerten. Zur Modellierung landwirtschaftlicher Biogasanlagen wenden Lansche & Müller 2012 sowie Rehl et al. 2012 die Software GABI® an.

Mit Ausnahme der Arbeit von Hundt 2010 beruhen die genannten Arbeiten auf Modellannahmen. Schumacher et al. 2010 kritisieren daher in einer Studie, in der neben Biogas auch weitere Bioenergiepfade betrachtet werden, dass Bilanzen häufig nur auf kleindimensionierten Versuchen basieren, nötig wären jedoch belastbare Daten von mittleren und großen Anlagen. Vetter & Arnold 2010 konstatieren, dass in bisherigen Arbeiten zum Thema Ökobilanz von Biogasanlagen oft „ein konkreter Bezug zu realen Bedingungen fehlt“ (S. 67f). Sie kritisieren weiter die häufige Festlegung auf Mais als einziges Substrat und das Rechnen mit „Standardwerten“ (S. 67). Ähnliches stellt Hub bereits 2007 fest. Er weist am Beispiel der Biogastechnologie auf grundlegende Probleme bei der Erstellung und Interpretation von Ökobilanzen hin. Vor allem müsse der Bilanzrahmen das gesamte System und nicht nur einige Ausschnitte umfassen. Die in den jeweiligen Bilanzen getroffenen Annahmen sind kritisch zu prüfen. Nach Hub 2007 bewerten „die heutigen Ansätze zur Ökobilanzierung [...] alle Arten von Biogasanlagen von den Umweltauswirkungen her tendenziell besser als dies im Praxisbetrieb möglich oder realisiert ist“ (Seite 37).

Zusammenfassend lässt sich also sagen, dass trotz Anwendung moderner Bilanzierungssoftware Forschungsbedarf dahingehend besteht, die Umweltbewertung von Biogasanlagen nicht anhand modellhafter Annahmen durchzuführen, sondern Daten von unterschiedlichen realen Anlagen als Datengrundlage zu wählen.

Einige der Softwarelösungen für die Ökobilanzierung bieten die Möglichkeit einer Unsicherheitsanalyse. So können die Auswirkungen von unsicheren Eingangsgrößen auf die Unsicherheit des Ergebnisses ermittelt werden. Eine sehr zuverlässige Methode zur Berücksichtigung der Unsicherheit ist die Monte-Carlo-Simulation, die bereits seit Jahrzehnten bekannt ist, jedoch erst mit den in den letzten Jahren verfügbaren Rechnerleistungen in einem breiteren Feld Anwendung findet. 2001 analysiert Ciroth verschiedene Methoden der Fehlerrechnung bei Ökobilanzen und nutzt dabei die Ergebnisse aus der Monte-Carlo-Simulation als Bewertungsmaßstab für die unterschiedlichen Ansätze. Im Bereich der erneuerbaren Energien ist diese Vorgehensweise bisher noch nicht weit verbreitet. Feck 2008 verwendet die Methode zur Abschätzung der Ergebnisunsicherheit der Umweltwirkungen eines Geothermiekraftwerks nach dem Hot-Dry-Rock-Verfahren. Hundt 2010 wendet die Monte-Carlo-Simulation auf die Umweltwirkungen einer Bioerdgasanlage an. Meyer-Aurich et al. 2012 nutzen die Methode zur Analyse der

Unsicherheit der Treibhausgasemissionen landwirtschaftlicher Biogasanlagen, die Körnermais und Rindergülle als Substrate einsetzen.

Die Unsicherheitsanalyse mittels Monte-Carlo-Simulation wurde also bisher im Bereich der Ökobilanzierung von Biogasanlagen vereinzelt angewendet, jedoch nicht auf eine größere Zahl realer Biogasanlagen. Nach Ciroth 2003 bietet die Unsicherheitsanalyse bei Ökobilanzen drei wichtige Vorteile im Vergleich zur statischen Betrachtung: Eine verbesserte Funktion der Ökobilanzen als Entscheidungshilfe, weil die Ergebnisqualität nachvollziehbar dargestellt ist. Die höhere Transparenz erlaubt das Erkennen von „Hotspots“ bei der Datengüte und die Angabe von Unsicherheiten führt zu einem Wettbewerb um Ökobilanzen mit verbesserter Datenqualität.

3 Zielsetzung

Ziel der vorliegenden Arbeit sind praxisnahe Ergebnisse zur Treibhausgasbilanz und zum Verbrauch fossiler Energie bei der Erzeugung von Strom und Wärme in landwirtschaftlichen Praxis-Biogasanlagen. Besonderes Augenmerk soll auf den Auswirkungen unsicherer Eingangsgrößen auf die Ergebnisunsicherheit liegen. Folgende Teilziele werden bearbeitet:

- 1 Eine zentrale Aufgabe der Arbeit ist die Erstellung eines Prozessmodells, das die detailgetreue und praxisnahe Abbildung der Praxis-Biogasanlagen erlaubt. Darüber hinaus soll das Modell mit unsicheren Eingangsdaten umgehen können und die Berechnung von reproduzierbaren Ergebnisunsicherheiten ermöglichen.
- 2 Die Treibhausgasemissionen und der fossilen Energieverbrauch der betrachteten Praxisanlagen werden ermittelt. Darüber hinaus erfolgen eine Berechnung der Ergebnisspannweiten, die sich aus den unterschiedlichen Anlagenkonzepten und der Fehlerrechnung ergeben sowie ein Vergleich mit den Umweltwirkungen von Strom aus fossilen Energieträgern.
- 3 Für einen Teil der untersuchten Biogasanlagen liegen Bilanzen für die Jahre 2007 und 2010 vor. Es soll analysiert werden, inwieweit sich die Treibhausgasemissionen und der Verbrauch fossiler Ressourcen der Biogasanlagen im Abstand von drei Jahren verändert haben.
- 4 Der Einfluss unsicherer Eingangsgrößen auf die Ergebnisunsicherheit soll analysiert werden, um bei zukünftigen Arbeiten durch eine punktuell erhöhte Datenqualität die Ergebnisunsicherheit weiter einzugrenzen.
- 5 Es ist zu erwarten, dass der Wertebereich der untersuchten Anlagen eine hohe Spannweite aufweist. Ein Teilziel der Arbeit soll sein, diejenigen Eingangsgrößen zu identifizieren, die bei Neuanlagen am wirkungsvollsten eine überschlägige Berechnung der Umweltwirkungen erlauben.
- 6 Aus den ermittelten Umweltwirkungen sollen die wirkungsvollsten Maßnahmen abgeleitet werden, die bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen zu einer Reduzierung der Treibhausgasemissionen und des fossilen Energieverbrauchs führen.

4 Methode

Die Untersuchung basiert auf umfangreichem Datenmaterial, erhoben auf bayerischen Biogasanlagen zwischen 2007 und 2010 durch das Institut für Landtechnik und Tierhaltung an der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft. Das mehrere Jahre andauernde Forschungsprojekt liefert Stoffflussdaten von 16 unterschiedlich konzipierten landwirtschaftlichen Praxis-Biogasanlagen in hoher zeitlicher Auflösung.

Die Umweltbewertung erfolgt mittels Modellierung der Biogasanlagen als Stoffstromnetz mit der Bilanzierungssoftware UMBERTO® (Umberto, 2005). Ein Stoffstromnetz bildet die Material- und Energieströme auf den Anlagen realitätsnah ab und erlaubt eine Bewertung hinsichtlich potenzieller Wirkungen auf die Umwelt. Für die untersuchten Biogasanlagen werden die klimawirksamen Emissionen und der Verbrauch fossiler Energie über den gesamten Lebensweg ermittelt, zusammengefasst und bewertet. Die Berechnung der Treibhausgasemissionen und des fossilen Energieverbrauchs erfolgt in Anlehnung an die Ökobilanz-Methode (DIN EN ISO 14040, DIN EN ISO 14044).

UMBERTO® bietet darüber hinaus mit der Monte-Carlo-Simulation ein schlagkräftiges Werkzeug zur Berechnung der Ergebnisunsicherheit, die aus unsicheren Eingangsdaten resultiert.

4.1 Festlegungen zur Bewertung der Umweltwirkungen

Der erste Schritt einer Umweltbewertung nach der Ökobilanzmethode ist die Festlegung der Ziele, des Bilanzrahmens und der sonstigen Rahmenbedingungen. Das Ergebnis der Bewertung, also der Emissionswert, der einem bestimmten Produkt oder Prozess zugeordnet wird, hängt von den Vorgaben in diesem ersten Schritt ab. Die Ziele der Arbeit sind bereits im Kapitel 3 dargelegt.

4.1.1 Systemgrenzen

Die Systemgrenze ist so zu wählen, dass alle wesentlichen Umweltwirkungen erfasst werden. Im vorliegenden Fall reicht der Bilanzierungsrahmen von der Erzeugung der Einsatzstoffe bis zur Einspeisung in die Energienetze. Die Bilanz umfasst den Anbau der Energiepflanzen, den Transport der eingesetzten Wirtschaftsdünger, die Substratlagerung, den Betrieb der Biogasanlage, die Umwandlung von Biogas in Strom und Wärme im Blockheizkraftwerk, die Einspeisung der Energie in die Nutznetze sowie die Lagerung und Ausbringung der Gärreste (Abbildung 1).

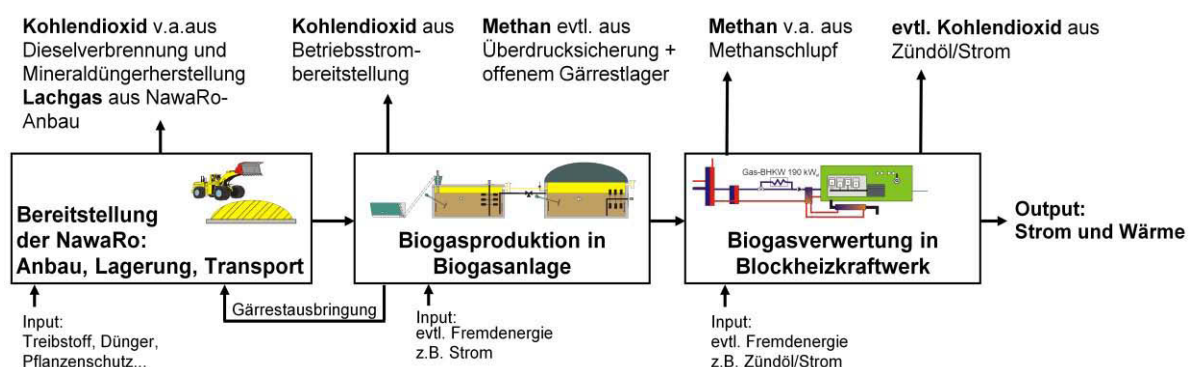


Abbildung 1: Systemgrenzen der untersuchten Biogasanlagen

Der Zeitraum für eine einzelne Bilanz beträgt jeweils ein Jahr. So lassen sich Schwankungen im Jahresverlauf (z.B. Einsatz unterschiedlicher Substrate, unterschiedliche Abwärmenernutzung ...) berücksichtigen. Für einen Teil der Anlagen erfolgt die Bilanzierung für

zwei Betriebsjahre im Abstand von drei Jahren. Die in den einzelnen Bereichen der Biogasproduktion getroffenen Abgrenzungen und Annahmen sind ausführlich im Kapitel 4.2 dokumentiert.

4.1.2 Funktionelle Einheit

Die funktionelle Einheit bildet die Bezugsgröße für die ermittelten potenziellen Umweltauswirkungen. Ein Vergleich ist nur für Prozesse möglich, deren Produkte gleiche Eigenschaften und Funktionen aufweisen, also funktionell äquivalent sind (DIN EN ISO 14040). Das Hauptprodukt der betrachteten Biogasanlagen ist elektrischer Strom, als funktionelle Einheit dient eine Kilowattstunde_{elektrisch} (1 kWh_{el}). Damit ist ein Vergleich mit der Stromerzeugung aus fossilen Quellen problemlos möglich.

4.1.3 Betrachtete Umweltwirkungen

Die Bewertung der Biogasanlagen hinsichtlich ihrer Umweltwirkung umfasst den Treibhauseffekt und den Verbrauch fossiler Energie, verursacht durch die Einspeisung einer kWh_{el} ins Stromnetz. Der Verbrauch fossiler Energie entspricht dem kumulierten Energieverbrauch (KEV) den Duschl et al. 2003 als „Summe aller Primärenergien zur Herstellung und Nutzung eines Produkts oder einer Dienstleistung inklusive aller Vorketten, jedoch ohne die stofflich genutzten Energieträger wie z.B. Holz für Bauzwecke oder Erdöl für Kunststoffe.“ (S.1) definieren. Wie in der Definition des KEV festgelegt, bleiben in der vorliegenden Arbeit Aufwendungen zur Entsorgung unberücksichtigt.

Die unterschiedliche Umweltschädlichkeit wird über Gewichtungsfaktoren berücksichtigt. In der Wirkkategorie fossiler Energieverbrauch muss nicht gewichtet werden, da das Ergebnis direkt in kWh_{fossil} angegeben ist. Innerhalb der Wirkkategorie Treibhausgasemissionen sind auf landwirtschaftlichen Biogasanlagen die Treibhausgase Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O) relevant. Die Treibhauswirkung von klimaschädlichen Gasen wird in kg Kohlendioxid-Äquivalenten (kg CO₂e) angegeben. Um eine bestimmte Methanmasse in kg CO₂e umzurechnen, wird das Methangewicht mit 25 multipliziert, die Lachgasmasse muss mit 298 multipliziert werden (bezogen auf einen Zeitraum von 100 Jahren nach IPCC 2007).

4.1.4 Berücksichtigung von Koppelprodukten

Fallen bei einem Produktionsprozess neben dem Hauptprodukt weitere Nebenprodukte an, werden diese als Koppelprodukte bezeichnet. Es bestehen verschiedene Methoden, die Umweltauswirkungen auf Haupt- und Koppelprodukte anteilig aufzuteilen. Rehl et al. 2012 untersuchen die Auswirkungen auf die Ökobilanzergebnisse landwirtschaftlicher Biogasanlagen in Abhängigkeit der Methode zur Berücksichtigung von Koppelprodukten. Die Autoren kommen zum Schluss, dass sich für eine umfassende Bewertung der Biogastechnologie die Gutschriftenmethode besser eignet als die Allokationsmethode. Bei Anwendung der Allokationsmethode richtet sich der Fokus auf die funktionelle Einheit. Wenn wie bei Biogasanlagen mehrere Nebenprodukte anfallen, ist die Allokationsmethode schlecht dazu geeignet die Umweltwirkungen des ganzen Verfahrens abzubilden. Gerade die Rolle von Koppelprodukten lässt sich mit der Gutschriftenmethode sehr transparent und nachvollziehbar darstellen.

Bei der Gutschriftenmethode werden zunächst alle entstehenden Emissionen dem Hauptprodukt „elektrischer Strom“ zugeschrieben. Für Koppelprodukte werden Gutschriften gewährt. Die Gesamtbilanz errechnet sich durch Subtraktion der erhaltenen Gutschriften von den ermittelten Emissionen.

Auf landwirtschaftlichen Biogasanlagen fallen drei Koppelprodukte an. Bei der Verstromung von Biogas in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) entsteht als Koppelprodukt nutzbare Abwärme. Die Vergärung tierischer Ausscheidungen nach kurzer Zwischenlagerung bzw. direkt nach der Sammlung reduziert Methanemissionen, die mit einer länger andauernden Lagerung von Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft in offenen Güllelagern und

Festmistmieten einhergehen würde. Die Vermeidung von Methanemissionen stellt somit ein weiteres Koppelprodukt dar. Und schließlich kann durch die Vergärung von Leguminosen als Koppelprodukt der Biogaserzeugung zusätzlicher Stickstoff gewonnen werden. Im hier bearbeiteten Projekt nutzen Biobetriebe die Möglichkeit Leguminosen (z.B. Klee gras) zu vergären und dadurch mit dem Gärrest einen mobilen Dünger zu erhalten. Bei dieser Methode verringern sich die Stickstoffverluste erheblich im Vergleich zur herkömmlichen Methode bei der eine Einarbeitung der Leguminosen in den Boden erfolgt. Zur Berechnung der Gutschriften siehe Kapitel 4.2.2.10.

4.2 Erstellung der Sachbilanz

Die Daten für die Sachbilanz stammen aus verschiedenen Quellen. Ein Teil der Material- und Energieströme wird im Versuchszeitraum direkt gemessen (z.B. Substratinput, Gasproduktion, Stromproduktion), andere Stoffströme basieren auf punktuellen Messungen (z.B. BHKW-Emissionen, Emissionen aus offenen Gärrestlagern). Bei einem Teil des Modells muss auf Literaturdaten und Ökobilanzdatenbanken zurückgegriffen werden. Die folgenden Kapitel beschreiben detailliert die zur Berechnung verwendeten Datengrundlagen und Annahmen.

4.2.1 Datenbasis - Beschreibung der betrachteten Biogasanlagen

Ausführliche Dokumentationen der betrachteten Biogasanlagen finden sich bei Effenberger et al. 2009, Ebertseder et al. 2011 und Ebertseder et al. 2012. Im Folgenden wird daher nur ein knapper Überblick gegeben. Das Monitoring umfasst 16 Biogasanlagen. Davon werden in der vorliegenden Arbeit fünf Anlagen für das Betriebsjahr 2007, weitere fünf Anlagen für die Betriebsjahre 2007 und 2010 und sechs Anlagen für das Betriebsjahr 2010 ausgewertet. Daraus ergeben sich 21 berechnete Varianten. Zur Zuordnung der Anlagenkürzel aus den oben erwähnten Quellen und der vorliegenden Arbeit siehe Anhang 1.

4.2.1.1 Übersicht Anlagentechnik und Anlagenbetrieb

Tabelle 1 gibt eine Übersicht der Behälterausstattung der Pilotanlagen in der Ausbaustufe des jeweiligen Betriebsjahrs. Als „Stufen“ werden hierbei nur diejenigen Behälter bezeichnet, die ausdrücklich der Biogasproduktion dienen und zu diesem Zweck aktiv beheizt und/oder durchmischt werden. Anhang 2 bis Anhang 22 zeigen Fließbilder der 21 Anlagenvarianten.

Tabelle 1: Behälterkonfiguration, elektrische Nettoeinspeiseleistung, Fermentervolumen pro kW_{el} Nettoleistung (jeweils Jahresdurchschnitt) und BHKW-Typ der betrachteten Anlagenvarianten.

Anlagennr. und Jahr	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Gärrestlager	Ø el. Leistung (kW _{el}) / Ø m ³ Fermenterraum pro kW _{el} (Motortyp)
1_2007					321 / 10,6 (Z)
2_2007					478 / 7,8 (G-F)
3_2007					311 / 6,5 (G)
4_2007					322 / 7,7 (G)
5_2007					206 / 8,6 (Z)
6_2007					202 / 5,4 (G)
6_2010					273 / 4,0 (G)
7_2007					321/ 9,4 (G)
7_2010					687 / 6,1 (G-F)
8_2007					306 / 8,3 (G-F)
8_2010					564 / 6,5 (G-F)
9_2007					271/ 9,6 (G)
9_2010					314/ 8,3 (G)
10_2007					261 / 6,0 (Z)
10_2010					284 / 5,5 (Z, G)
11_2010					100/ 9,2 (G)
12_2010					654 / 8,6 (G-F)
13_2010					108 / 22,4 (G)
14_2010					72/ 17,7 (G)
15_2010					188/ 4,2 (G)
16_2010					204 / 12,5 (G-F)

Legende:



Behälter mit Gas erfassung, stehende und liegende Bauform



Behälter ohne Gas erfassung



Hydrolysestufe

G: Gasmotor-BHKW **Z:** Zündstrahl-BHKW **F:** Gasfackel

Die Vielfalt der Anlagenkonzepte und Leistungsklassen der betrachteten Biogasanlagen gewährleistet einen guten Überblick über den derzeitigen Stand der Technik in Bayern. Die meisten Anlagen verfügen über zwei Gärstufen und ein Gärrestlager. Die Behälter sind überwiegend als Rundbehälter ausgeführt, lediglich bei vier Anlagen kommen liegende Fermenter zum Einsatz. Anlage 06 arbeitet zweistufig-zweiphasig. Die Hydrolyse und Versäuerung finden hier in einer separaten, nicht gasdicht abgeschlossenen Stufe statt. Acht der 16 betrachteten Anlagen verfügen über offene Gärrestlager. Vor der Lagerung im offenen Gärrestlager erfolgt auf Anlage 02 eine mechanische Separierung. Anlage 07 verfügt im Jahr 2007 über ein geschlossenes Gärrestlager. Zwischen 2007 und 2010 wird ein zusätzliches offenes Gärrestlager errichtet und das bisherige geschlossene Gärrestlager in einen Nachgärbehälter umgewandelt. Im Jahresdurchschnitt beträgt die elektrische BHKW-Leistung der betrachteten Anlagen 73 bis 661 kW_{el}. Das spezifische Arbeitsvolumen der Gärbehälter variiert um ein Mehrfaches. Um das Biogas für eine Nettoleistung von 1 kW_{el} zu erzeugen, reichen bei Anlage 06 beispielsweise vier bis fünf Kubikmeter Fermentervolumen aus, während die Anlagen 13 und 14 zwischen 18 m³ und 22 m³ benötigen.

Drei der 16 Anlagen (03, 05 und 11) werden durchgängig auf thermophilem Temperaturniveau (hier: > 50°C) betrieben. Bei den BHKW überwiegen die Gas-Otto-Motoren gegenüber den Zündstrahl-Motoren. Nur drei der 16 Biogasanlagen setzen Zündstrahl-Motoren ein. Die Anlagen 03 und 12 verfügen im Beobachtungszeitraum über eine fest installierte Gasfackel zum Verbrennen von überschüssigem Biogas. Anlage 07 rüstet zwischen 2007 und 2010 eine Fackel nach.

Alle Anlagen (Ausnahme Anlage 09 im Jahr 2007) können die BHKW-Abwärme zumindest in Teilen nutzen. Die Abwärme dient zur Heizung von Wohn- und Wirtschaftsgebäuden sowie Stallungen, zur Versorgung von Industrie- und Gewerbebetrieben, zur direkten Verwendung in Trocknungsanlagen oder zur Vorwärmung von Verbrennungsluft für Heizkessel. Anhang 23 enthält eine Übersicht der Abwärmenutzung auf den einzelnen Biogasanlagen.

4.2.1.2 Erfassung der Betriebsdaten

Die Erfassung der Material- und Energieströme auf den einzelnen Biogasanlagen erfolgt über mehrere Jahre. Die Sachbilanzen in der vorliegenden Arbeit basieren auf diesen Daten. Eine Übersicht der erfassten Größen, die Häufigkeit der Datenaufzeichnung und die Art der Aufzeichnung beinhaltet Anhang 24. Weitere Details sind den Projekt-Endberichten Effenberger et al. 2009, Ebertseder et al. 2011 und Ebertseder et al. 2012 zu entnehmen.

4.2.1.3 Substrateinsatz

Die Biogasproduktion beruht überwiegend auf der Vergärung speziell angebauter Biomasse (NawaRo). Bei 17 Varianten kommt darüber hinaus Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft mit teilweise hohen Frischmasseanteilen zum Einsatz (Abbildung 2). Nur vier Anlagenvarianten erreichen einen Trockenmasseanteil von mehr als 20 % Wirtschaftsdünger am gesamten zugeführten Substrat (Abbildung 3). Ursache ist der geringe Trockensubstanzgehalt der häufig eingesetzten Rinder- und Schweingülle.

Bezogen auf die organische Trockenmasse (oTM) dominiert bei 15 der 21 Anlagenvarianten Maissilage die Substratmischung. Der Anteil an der zugeführten oTM variiert zwischen 6 und 77 % (ungewichteter Mittelwert aller Anlagenvarianten: 45 %). Weitere häufig eingesetzte Substrate sind Gras- bzw. Kleeegrassilagen und Getreide-Ganzpflanzensilagen. Getreideschrot und/oder Corn-Cob-Mix kommt zwar in den meisten Varianten zum Einsatz, jedoch nur in Anteilen unter 20 % der zugeführten oTM (Ausnahme: Anlage 06).

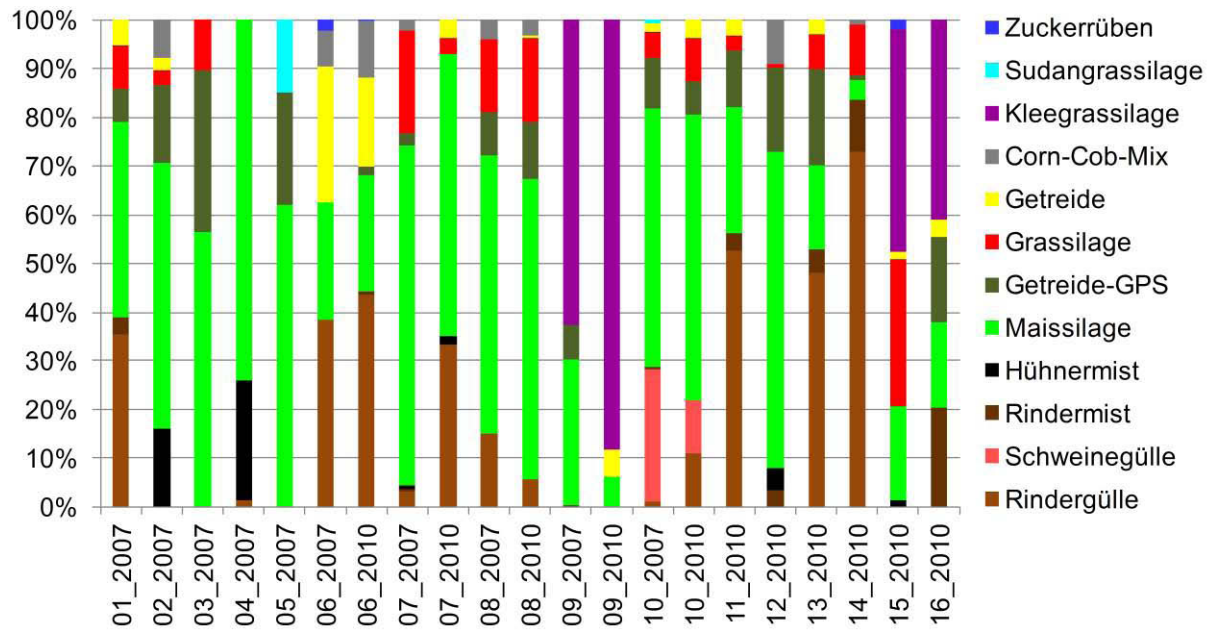


Abbildung 2: Substratzusammensetzung der einzelnen Anlagenvarianten bezogen auf die zugegebene Frischmasse

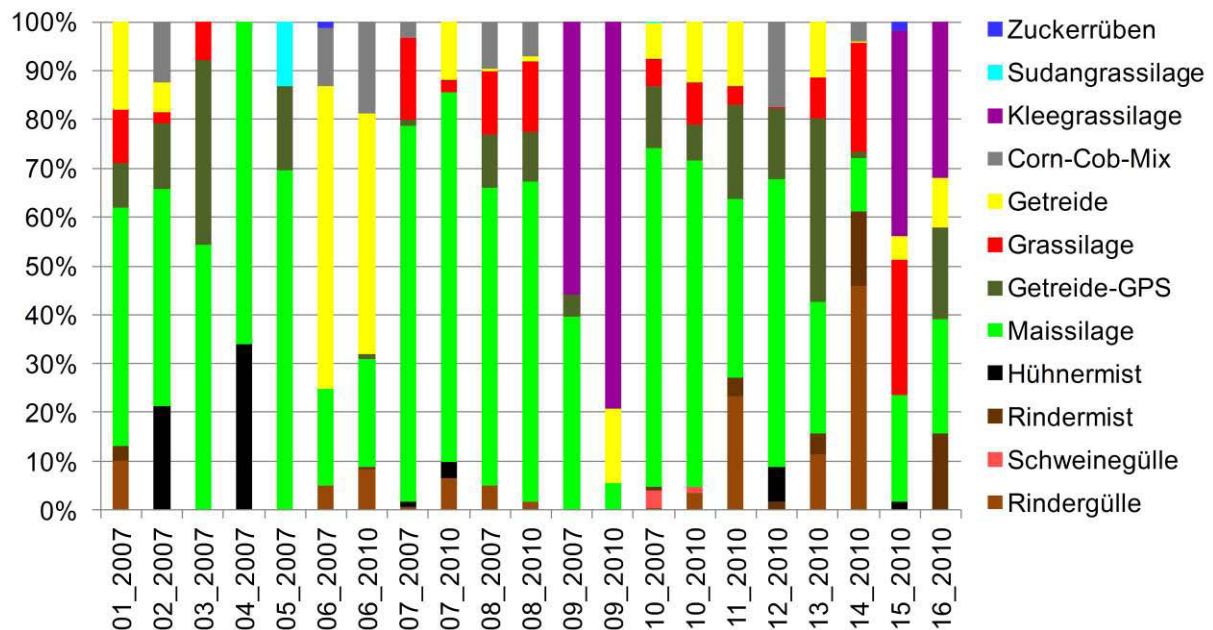


Abbildung 3: Substratzusammensetzung der einzelnen Anlagenvarianten bezogen auf die zugegebene organische Trockenmasse.

4.2.2 Modellierung der Material- und Energieströme

Die Material- und Energieströme auf den Biogasanlagen werden direkt während des Untersuchungszeitraums aufgezeichnet, oder auf Basis von Einzelmessungen ermittelt. Stoffströme, ohne quantitative Erfassung, werden auf Basis von Literaturangaben abgeschätzt. Im Folgenden wird die Herkunft der Daten dokumentiert.

4.2.2.1 Transport der Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft

Für den Transport der Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft zur Biogasanlage wird für alle berechneten Varianten eine einfache Transportentfernung von 1 km angesetzt. Für Flüssigmist beträgt der Dieselverbrauch pro t FM 0,12 Liter (Gülletransportanhänger, 21 m³, 83 kW-Zugmaschine) nach KTBL-Dieselbedarfsrechner 2011 und für Festmist 0,21 l (Fröba & Funk 2005).

4.2.2.2 Anbau der Nachwachsenden Rohstoffe

Dieses Kapitel beschreibt die Ermittlung des fossilen Energieverbrauchs für den NawaRo-Anbau. Die Annahmen zum Nährstoffkreislauf und den Lachgasemissionen beim Anbau der Energiepflanzen werden in den Kapiteln 4.2.2.3, 4.2.2.4 und 4.2.2.5 behandelt.

Die betrachteten Biogasanlagen setzen im Beobachtungszeitraum Mais- und Grassilage, Silagen aus Getreide und Maiskörnern sowie geschrotetes Getreide ein. Darüber hinaus werden kleine Mengen an Sudangras und Zuckerrüben zugegeben. Zum Anbau der Energiepflanzen stehen nur eingeschränkt Daten zur Verfügung. Anbau, Ernte und Lagerung der Energiepflanzen werden in vielen Fällen auf Basis von KTBL 2006, KTBL 2008 und Fröba & Funk 2005 mit mittleren Hektarerträgen modelliert. Die KTBL-Daten berücksichtigen verschiedene Einflussgrößen auf den Dieselverbrauch wie: Mechanisierungsstufe, Schlaggröße, Erntemenge, Transportentfernung und Bodenbearbeitungswiderstand. Zu den genannten Einflussfaktoren liegen für die betrachteten Biogasanlagen keine umfassenden Informationen vor. Es muss daher mit Annahmen gerechnet werden. Für den Anbau der Feldfrüchte wird konventionelle Bodenbearbeitung mit Pflug bei mittlerem Bearbeitungswiderstand unterstellt. Die Mechanisierungsstufe wird „hoch“ gewählt, was einem modernen Stand der Technik entspricht. Die angenommene Schlaggröße von 2 ha entspricht der durchschnittlichen Schlaggröße in Bayern (Zenger 2011). Die Transportentfernung für alle Arbeiten außer Transport von Erntegut und von Gärrest wird auf 2 km festgelegt, da der Anbau und die Pflegemaßnahmen oft von anderen Landwirten übernommen wird, und so die Bewirtschaftung häufig von näher gelegenen Höfen erfolgt. Als Transportentfernung für Erntegut und Gärrest wird eine mittlere Entfernung von drei Kilometern zwischen Anbaufläche und Biogasanlage gewählt (Quelle: Mittelwert für Bayern aus Häring et al. 2011). Biogasanlagen, die in Ökobetriebe integriert sind und vorwiegend Klee gras einsetzen, müssen in der Regel weitere Transportstrecken in Kauf nehmen, da die ökologisch bewirtschafteten Flächen weiter verstreut sind. Für die Anlagen 09, 15 und 16 wird daher für Klee gras eine mittlere Transportentfernung von 7,5 km angesetzt. Weitere Substrate über Klee gras- und Grassilage hinaus, werden von konventionell wirtschaftenden Betrieben zugekauft (Annahme zur Transportentfernung: 3 km).

Zur Maisernte, zum Transport vom Feld zum Hof und zum Festfahren der Silage im Silo stehen Zahlen aus Dieselverbrauchsmessungen zur Verfügung, erhoben vom Institut für Ländliche Strukturentwicklung, Betriebswirtschaft und Agrarinformatik an der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft auf den Praxisbiogasanlagen oder ähnlichen Biogasanlagen (Strobl 2008). Die praxisnah ermittelten Dieselverbräuche für die Arbeitsgänge Häckseln, Transport und Festfahren liegen höher als die entsprechenden Zahlen aus den Verbrauchsangaben des KTBL. Der Mehrverbrauch unter Praxisbedingungen wird auch von Handler et al. 2006 bestätigt. Um den realen Dieselverbrauch nicht zu unterschätzen, werden die gemessenen Verbräuche auch für Transport und Festfahren der Gras-, GPS- und Maiskornsilagen angewendet. Zur

Zusammenstellung der Arbeitsgänge mit dem jeweiligen Dieserverbrauch siehe Anhang 25. Die angenommenen Hektarerträge und Lagerverluste sind in Anhang 26 zusammengefasst. Bei der Modellierung des NawaRo-Anbaus werden Arbeitsgänge wie die Ausbringung von Kalk, die sich nur sehr gering auf den Gesamtdieserverbrauch auswirken (Biedermann 2009), nicht berücksichtigt. Der auf Maisstandorten oft praktizierte Anbau von Zwischenfrüchten und Effekte von Fruchtfolgen sind ebenfalls nicht Teil der Betrachtungen.

Die Herstellung der zur Feldarbeit notwendigen Landtechnik wird vernachlässigt. Eine einfache Abschätzung basierend auf Zahlen zur Materialintensität von Landmaschinen von Hülshagen 2003 ergibt einen fossilen Energieaufwand von $0,019 \text{ kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ und Treibhausgasemissionen in Höhe von $6,5 \text{ g CO}_2 \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ für die zum Anbau und zur Ernte von Silomais notwendigen Maschinen. Die getroffenen Annahmen und Berechnungen sind in Anhang 27 dokumentiert.

Der Dieserverbrauch beim Anbau der unterschiedlichen Energiepflanzen wird im Ergebnisteil in Kapitel 5.1.1 vorgestellt. Der Treibstoffkonsum wird dabei auf eine Tonne Frischmasse frei Biogasanlage sowie auf eine Kilowattstunde eingespeisten Stroms bezogen.

4.2.2.3 Nährstoffkreislauf

Im verwendeten Stoffstrommodell ist der Bilanzierungsrahmen auf die Biogasanlage und den Anbau der nachwachsenden Rohstoffe beschränkt. Außer bei den Anlagen, die Leguminosen einsetzen, wird angenommen, dass die Gärreste anteilmäßig (bezogen auf Stickstoffgehalt) an die Wirtschaftsdünger liefernden Betriebe zurückfließen und der Rest zur Düngung der Energiepflanzen dient.

In der Praxis erfolgt die Düngung der NawaRo aus verschiedenen Gründen selten mit den im Modell ermittelten hohen Gärrestanteilen. Üblicherweise werden auch Futtermittel oder Marktfrüchte mit Gärresten gedüngt. Die Vorteile für den Landwirt bei einer Kombination von organischem und mineralischem Dünger sind eine genauere Anpassung an den Bedarf der Pflanze, da die feste Nährstoffkombination im Gärrest so nicht einschränkend wirkt und die Ausbringung mineralischer Dünger im Bestand schonender erfolgen kann als die Ausbringung von Gärresten. Die Beschränkung des Nährstoffkreislaufs auf die Energiepflanzen ist aufgrund der Datenlage unumgänglich. Auf das rechnerische Ergebnis wirkt sich diese vereinfachende Annahme jedoch nicht aus, da der Export von Gärresten aus dem Bilanzierungsrahmen mit Gutschriften in Höhe des Mineraldüngeräquivalents ausgeglichen wird.

Der Bedarf an mineralischem Dünger errechnet sich im Stoffstromnetz als Differenz aus der Nährstoffabfuhr und der düngewirksamen Nährstoffzufuhr aus ausgebrachtem Gärrest. Für Stickstoff wird auf der Zufuhrseite die symbiotische N-Bindung von Leguminosen berücksichtigt. Zur Berechnung der Ammoniakemissionen dient ein eigenes Modell, das energiepflanzen-spezifische Ammoniakemissionsfaktoren ermittelt (Methode in Kapitel 4.2.2.4, Ergebnisse in Kapitel 5.1.2).

Die zugrunde gelegten Nährstoffgehalte der unterschiedlichen Energiepflanzen sind in Anhang 28 zusammengefasst. Bei der Lagerung der Energiepflanzen werden keine Nährstoffverluste unterstellt. Die Nährstoffe Kali und Phosphat bleiben bei der Vergärung voll erhalten und können bei der Ausbringung als Gärrest zu 100 % angerechnet werden, wenn die Flächen langfristig mit Gärrest bewirtschaftet werden (KTBL 2005, Wendland et al. 2011). Die N-Zufuhr über Niederschläge, Saatgut und asymbiotische N-Bindung bleiben unberücksichtigt, da diese nach den Erfahrungen am LfL-Institut für Agrarökologie, ökologischen Landbau und Bodenschutz vereinfacht den Verlusten durch Denitrifikation gleichgesetzt werden können (Wendland et al. 2011). 80% des organisch gebundenen Stickstoffs im Gärrest wird nach Wendland 2009 als düngewirksam eingestuft. Der organisch gebundene Stickstoff kann zwar nur zu einem geringen Teil im Jahr der Ausbringung genutzt werden. Bei den Anbauflächen für die Energiepflanzen kann jedoch ein über lange Jahre dauernder Einsatz von Gärresten unterstellt werden, sodass ein hoher Anteil des organisch gebundenen Stickstoffs als düngewirksam betrachtet werden kann. Im Sinne guter fachlicher

Praxis muss dann zur Vermeidung überhöhter Stickstoffgaben die Stickstoffnachlieferung aus N_{org} in den Folgejahren berücksichtigt werden.

Für Klee gras wird nach Wendland et al. 2011 eine Startdüngung von 20 kg angenommen und eine Stickstoffbindung im Erntegut in Höhe von $220 \text{ kg N} \cdot \text{ha}^{-1}$. Intensivwiesen weisen einen Kleeanteil von $<10 \%$ auf, die Stickstoffbindung beträgt $30 \text{ kg N} \cdot \text{ha}^{-1}$ (Wendland et al. 2011). Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird der Anbau von Zwischenfrüchten, die nicht der Vergärung zugeführt werden (z.B. Senf als Zwischenfrucht im Winterhalbjahr) nicht berücksichtigt. Darüber hinaus werden Fruchtfolgeeffekte nicht betrachtet. Auch eventuelle Effekte der Gärrestseparierung auf die Düngewirkung werden vernachlässigt.

4.2.2.4 Ammoniakemissionen

Da Stickstoff in Form von Ammoniak flüchtig ist und als Gas entweichen kann, treten bei diesem Nährstoff stärkere Verluste auf. Stickstoff ist in den Energiepflanzen überwiegend organisch gebunden. Bei der Vergärung wird ein Teil des organischen Stickstoffs in Ammonium umgewandelt. Für die betrachteten Betriebsjahre dient der gemessene Ammoniumanteil im Zulauf des Gärrestlagers als Berechnungsgrundlage. Für die Anlagen, für die keine Messwerte vorliegen, gilt die Annahme, dass 60 % des Stickstoffs in Form von ammoniakalischem Stickstoff vorliegen (Abbildung 15 in Kapitel 5.1.2). Ammonium steht im Fließgleichgewicht mit Ammoniak. Ammoniak kann bei der Lagerung in offenen Gärrestlagern und nach der Ausbringung bis zur Einarbeitung in die Atmosphäre entweichen. Bei Biogasanlagen mit offenem Gärrestlager werden Ammoniakverluste in Höhe von 12 % bezogen auf den Ammoniumgehalt angenommen (Wert für Schweinegülle von Menzi & Katz 1997 zitiert nach Amon et al. 2007).

Die Ausbringungsverluste werden nach einem Modell ermittelt, das im Folgenden näher erläutert wird. Berücksichtigt werden der Ausbringzeitpunkt, die Ausbringtechnik und die Pflanzenart. Die Ammoniakverluste auf dem Feld sind abhängig von den Wetterbedingungen bei der Ausbringung und von der eingesetzten Ausbringtechnik. Am stärksten beeinflusst die Temperatur die Ammoniakfreisetzung (Gronauer 1993). Kühle Temperaturen und emissionsmindernde Techniken bzw. die zeitnahe Einarbeitung der Gärreste in den Boden begünstigen niedrige Ammoniakemissionen.

Die monatlichen Temperaturmittelwerte, pflanzenspezifische Gärrestausbringtermine und die Ausbringtechnik dienen zur Herleitung spezifischer Ammoniakemissionsfaktoren für die unterschiedlichen Energiepflanzen (siehe Kap. 5.1.2). Dabei kann es sich nur um eine grobe Abschätzung handeln, da neben der Temperatur weitere Faktoren wie Wind und Luftfeuchtigkeit Einfluss auf die Ammoniakemission haben. Zur Ermittlung der mittleren Ammoniakemissionsfaktoren werden zunächst die Monatsmitteltemperaturen herangezogen (Klämt o.J. [2004]) und nach eigener Schätzung jeweils 5°C addiert, weil die Gärrestausbringung überwiegend am Tag stattfindet. Gärrest ist meist dünnflüssig und weist im Vergleich zu Rindergülle einen erhöhten Anteil an Ammonium auf. Damit hat Gärrest ähnliche Eigenschaften wie Schweinegülle. Für den Zusammenhang zwischen Lufttemperatur und Ammoniakemissionen des Gärrests wird eine Untersuchung zu den Ammoniakemissionen bei der Ausbringung von Schweinegülle mittels Breitverteiler aus KTBL 2005 zugrunde gelegt (Abbildung 4, Ausgangsdaten siehe Anhang 29). Um eine stetige Funktion zu erhalten wird zwischen den Emissionsfaktoren bei 5, 10, 15, 20 und 25°C abschnittsweise ein linearer Zusammenhang angenommen. Aus dem funktionalen Zusammenhang zwischen Temperatur und Ammoniakemissionen kann nun für jede monatspezifische Temperatur ein monatspezifischer Ammoniakemissionsfaktor errechnet werden.

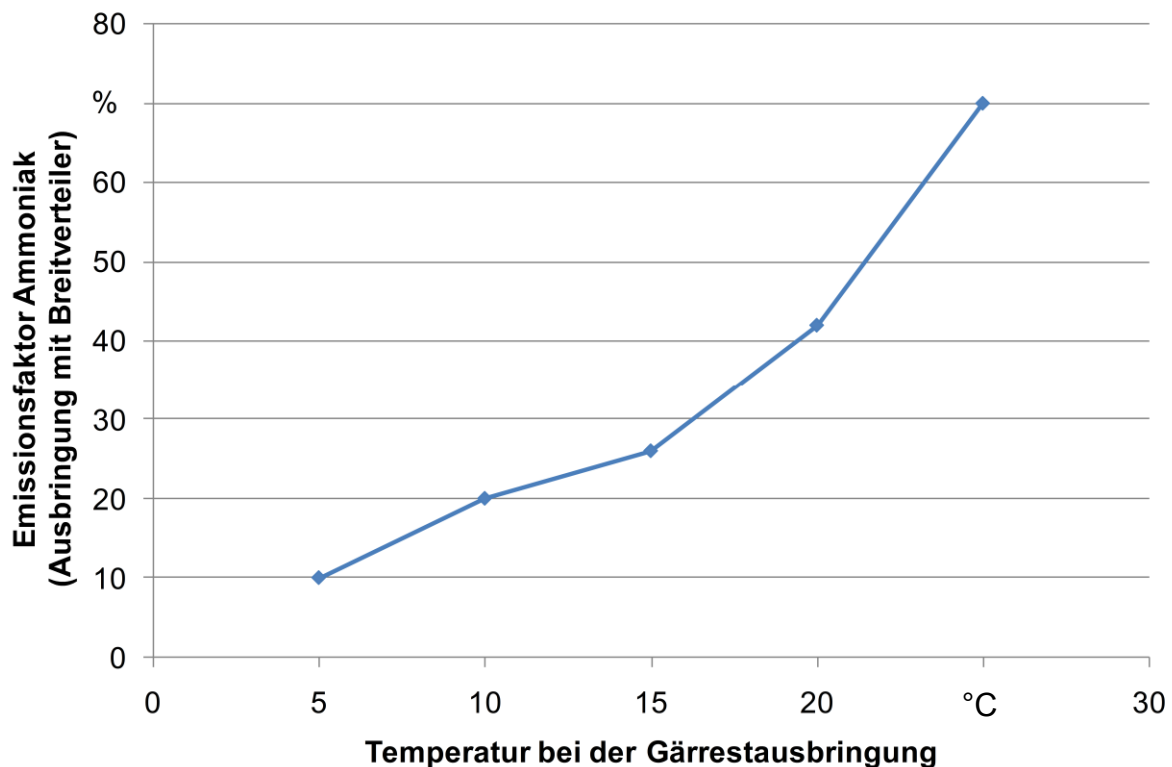


Abbildung 4: Ammoniakemissionen bezogen auf Ammoniak-N in Abhängigkeit der Temperatur bei der Gärrestausringung. Die Ausbringung erfolgt mit einem Breitverteiler. Quelle: (KTBL 2005, S. 266), Datenpunkt bei 20 °C eigene Schätzung.

Für jedes Substrat wird anschließend anhand des Güllekalenders von Wendland et al. 2011 die Ausbringzeit für Gärreste bestimmt. Für Sudangras besteht noch keine Empfehlung. Da aber Sudangras einen ähnlichen Düngebedarf wie Mais aufweist, der Saattermin jedoch wegen Frostopfindlichkeit erst im Mai/Juni liegt (Sächsisches Landesamt für Umwelt 2010) gilt die gleiche Aufteilung wie für Mais nur um einen Monat nach hinten verschoben. Die vereinfachte Annahme lautet, dass der Gärrest in allen empfohlenen Monaten zu gleichen Teilen ausgebracht wird. Die energiepflanzen-spezifischen Emissionen errechnen sich als Summe der Emissionen in den einzelnen Monaten der Gärrestausringung.

Eine geeignete Ausbringtechnik verringert die Ammoniakverluste. Nach Döhler et al. 2002 zitiert nach KTBL 2005 kann die Ausbringung mit Schleppschlauch die Ammoniakemissionen im Mittel um 40 % und die Einarbeitung innerhalb einer Stunde durch Bodenbearbeitung oder Güllegrubber im Mittel um 85 % vermindern. Breitverteiler mit emissionsmindernder Ausbringtechnik (z.B.: Schwenkverteiler) erlauben eine Reduktion um 20% (Maschinenring Kreis Konstanz o.J.). Die Ammoniakemissionen bei Breitverteilern sinken mit reduzierter Wurfweite und Ausbringung in größeren Tropfen (Gronauer 1993).

Zur Gärrestausringung auf den betrachteten Betrieben liegen keine detaillierten Daten vor. Es ist aber bekannt, dass ein Teil der Gärreste mit Breitverteilern ausgebracht wird. Für alle Ackerfrüchte wird angenommen, dass 30 % der Gärrestgabe innerhalb einer Stunde nach der Ausbringung in den Boden eingearbeitet werden. Die Ausbringung der restlichen 70 % (bzw. 100 % für Grünland) erfolgt laut Annahme zu gleichen Teilen mit Prallteller, Prallkopf und Schleppschlauch.

Die resultierenden Ammoniakemissionsfaktoren für die auf den Biogasanlagen eingesetzten Biogasanlagen sind in Kapitel 5.1.2 dargestellt.

4.2.2.5 Lachgas aus NawaRo-Anbau

Basierend auf den Annahmen im Nationalen Inventarbericht zum deutschen Treibhausgasinventar (Umweltbundesamt (UBA) 2009) wird zugrunde gelegt, dass 1,0 % des ausgebrachten düngewirksamen Stickstoffs in Mineraldünger und Gärrest in Lachgas umgewandelt wird. Der düngewirksame Stickstoff errechnet sich aus dem ausgebrachten Stickstoff abzüglich der Ammoniakverluste (Kapitel 5.1.2) und abzüglich des auch über einen längeren Zeitraum nicht pflanzenverfügbaren organisch gebundenen Stickstoffs (Kapitel 5.1.2).

Lachgas, das sich indirekt aus Nitrat- und Ammoniakemissionen bilden kann, bleibt in der vorliegenden Arbeit unberücksichtigt. Butterbach-Bahl et al. 2010 schätzen bei Zugrundelegung der Berechnungsmethode nach IPCC 2006, dass weitere 0,5 % des applizierten Stickstoff-N indirekt als Lachgas emittieren.

4.2.2.6 Baustoffbedarf bei der Errichtung der Anlage

Die Sachbilanz der Anlagenerrichtung beschränkt sich auf die Erfassung der dominierenden Materialien Beton, Stahl und Asphalt. Die Dimensionen der Gärbehälter und Gärrestlager werden basierend auf Bauplänen und Aufmessungen vor Ort erfasst. Als Behälterwandstärke werden pauschal 22 cm mit 80 kg Armierungsstahl pro Kubikmeter angenommen. Zusätzlich berücksichtigt werden Rührwerke, Einbringsysteme und Blockheizkraftwerke. Die zugrunde liegenden Bauteilmassen und die technische Lebensdauer sind Tabelle 2 zu entnehmen.

Tabelle 2: Gewicht und technische Lebensdauer verschiedener Bauteile(eigene Schätzung)

Bauteil	Masse (kg)	techn. Lebensdauer (a)
BHKW Stahlgewicht pro 1 kW _{el}	10	7
Tauchmotorrührwerk Stahlgewicht pro Stück	200	5
Stabmixer Stahlgewicht pro Stück	300	5
Paddelrührwerk Stahlgewicht pro Stück	800	5
Einbringung Stahlgewicht pro m ³ Füllvolumen	100	5

Die benötigten Siloflächen berechnen sich aus der geschätzten mittleren Lagerungsdichte von 700 kg/m³, einer mittleren Silohöhe von 5 m sowie einer mittleren Lagerdauer von 0,8 a. Verkehrsflächen werden über einen Zuschlag von 15 % zur Silofläche berücksichtigt. Die Siloplatte besteht aus einer 45 cm starken Frostschutzschicht, (Thayssen & Kritz 2007), einer Asphalttragschicht mit 10 cm Stärke sowie einer 4 cm starken Asphaltdeckschicht (Heuer 2011). Die Frostschutzschicht besteht je zur Hälfte aus gebrochenem und ungebrochenem Material (Holldorb & Meisenzahl 2003).

Unberücksichtigt bleiben sonstige Bestandteile der Biogasanlagen wie Folienabdeckungen, Behälterisolierungen, Nebengebäude, Leitungen oder Transformatoren. Der Einsatz von Baumaschinen und die Umweltwirkung bei der Errichtung und beim Rückbau der Anlage bleiben ebenfalls unberücksichtigt.

Da Stahl bei der Entsorgung durch Einschmelzen wieder direkt verwendet werden kann, beinhalten die verwendeten Datensätze zur Berechnung der Umweltwirkungen einen Anteil von 83 % an recyceltem Stahl. Auf diese Weise werden Gutschriften berücksichtigt, die beim Rückbau einer Biogasanlage frei werden. Die Umweltwirkungen der Beton- Stahl- und Asphaltherstellung stammen aus Althaus & Lehmann 2011 und basieren auf der Datenbank Ecoinvent Version 2.2. Die Berechnung der Treibhausgasemissionen und des fossilen Energieverbrauchs für die Errichtung der Biogasanlagen ist in Anhang 30 dokumentiert.

4.2.2.7 Anlagenbetrieb

Zum Betrieb der Biogasanlage ist Strom notwendig. Die meisten der Anlagen beziehen den Betriebsstrom komplett oder zu großen Teilen aus dem Stromnetz. Zwei der Anlagen (Anlage 05 und 07) nutzen zu einem geringen Teil Strom aus kleinen Wasserkraftwerken. Anlage 08 bezieht keinen Netzstrom, sondern deckt den Energiebedarf komplett mit Eigenstrom vom Biogas-Blockheizkraftwerk. Die eingespeiste und die aus dem Netz bezogene Strommenge entstammen der Abrechnung mit dem jeweiligen Energieversorger.

Die Substratzugabe, die Biogasproduktion und der Methangehalt werden tagesgenau erhoben. Es wird jeweils berücksichtigt, woher die elektrische Energie für die Biogasanlage bezogen wird (aus eigener Stromproduktion, aus dem Stromnetz oder von einem eigenen Kleinwasserkraftwerk). Die Leitungsverluste bis zum öffentlichen Stromnetz und die Transformationsverluste auf Mittelspannung werden zusammen mit 1 % des produzierten Stroms festgesetzt.

4.2.2.8 Methanemissionen

Methan kann bei der Biogasproduktion, der Biogasverwertung und der Gärrestlagerung in die Atmosphäre entweichen.

Die direkten Methanemissionen der Biogasproduktion aus Gärbehältern und angebauten Teilen konnten im Rahmen der Untersuchung nicht gemessen werden. Liebetrau et al. 2010 finden bei Emissionsmessungen nur geringe Emissionsquellen beim Biogasprozess. Bezogen auf die produzierte Methanmenge betrugen die beobachteten Emissionen 0,1 % bei Einbringvorrichtungen für Silagen. In ähnlichen Größenordnungen bewegten sich die Emissionen an verschiedenen Gärrestseparatoren (maximal 0,13 % der Methanproduktion). Schaugläser und Kabeldurchlässe zeigten vernachlässigbare Emissionen. Die Fermenterabdeckungen aus Folien bzw. Beton erwiesen sich in den meisten Fällen als gasdicht. Bei der zitierten Untersuchung blieben Methanemissionen aus Überdrucksicherungen unberücksichtigt.

Überdrucksicherungen dienen zur sicheren Ableitung von Biogas bei Betriebsstörungen. Im Wesentlichen kommen auf den untersuchten Biogasanlagen Wassertassen-Überdrucksicherungen und Überdrucksicherungen mit Verdrängungskörper zum Einsatz. Eine Messung an einigen der Praxis-Biogasanlagen ermöglichte zwar die Aufzeichnung von Überdruckereignissen, jedoch konnten keine Rückschlüsse auf die freigesetzte Gasmenge gemacht werden (Lehner et al. 2010).

Für das Stoffstrommodell gilt basierend auf den Messungen von Liebetrau et al. 2010 die Annahme, dass 0,2 % des produzierten Methans aus Einbringvorrichtungen, Schaugläsern und sonstigen Fermentereinbauten entweichen. Die Emissionen aus der Überdrucksicherung betragen 0,5 % der Methanproduktion (eigene Schätzung). Insgesamt belaufen sich die Methanemissionen aus dem Bereich Biogasproduktion damit auf 0,7 % der Methanproduktion. Eine Notfackel dient zur Vermeidung von Methanemissionen aus der Überdrucksicherung, da entweichendes Methan zu Kohlendioxid verbrennt. Mit einer Fackel ausgestattete Biogasanlagen (Anlagen 02, 07_2010, 08, 12 und 16) können die Emissionen aus Überdruckereignissen vermeiden. Für diese Biogasanlagen gilt die Annahme, dass sich die Methanemissionen der Biogasproduktion auf 0,2 % reduzieren.

Methanemissionen aus Blockheizkraftwerken können durch Messungen im Abgas ermittelt werden. Dieser sogenannte Methanschluß wird von Aschmann et al. 2010 in einem langjährigen Projekt, unter anderem auf den in der vorliegenden Arbeit untersuchten Biogasanlagen mittels eines mobilen Prüfstands unter Praxisbedingungen gemessen. Als Ergebnis dieser Messreihen stellt Aschmann fest, dass Motorverschleiß bei zunehmender Betriebsdauer den Methanschluß erhöht. Abhängig vom BHKW-Modell und vom Wartungszustand zeigte der Methanschluß eine große Schwankungsbreite von ca. 800 bis 7.300 mg CH₄*kWh⁻¹. Die verschleißbedingte Zunahme der Methanemissionen liegt für die Mehrzahl der Motoren zwischen 35 und 60 %. Zwischen 30.000 und 40.000 Betriebsstunden erfolgt in der Regel eine Generalüberholung. Hierdurch kann der Methanschluß wieder

näherungsweise auf den Ausgangswert im Neuzustand zurückgesetzt werden. Es stehen nicht für alle untersuchten Biogasanlagen und Betriebsjahre Abgasmessungen zur Verfügung. Daher müssen zum Teil auch Emissionswerte von baugleichen Aggregaten herangezogen werden. Als Wert für den Methanschlupf dient der Mittelwert aus den beobachteten Emissionen bei 10.000 und 30.000 Betriebsstunden (Tabelle 3). Anlage 07_2010 und 10_2010 setzen zwei unterschiedliche BHKW-Typen zur Biogasverstromung ein. Der Beitrag der BHKWs zum Methanschlupf wird daher nach der Stromproduktion gewichtet.

Tabelle 3: BHKW-Methanschlupf der Anlagenvarianten in g CO₂e pro eingespeiste kWh_{el}

		Anlagenvariante										
Einheit g CO ₂ e*kWh _{el} ⁻¹		01_2007	02_2007	03_2007	04_2007	05_2007	06_2007	06_2010	07_2007	07_2010	08_2007	08_2010
BHKW Typ 1	Methanschlupf bei 10.000 h	20	118	20	20	80	23	23	23	118	20	20
	Methanschlupf bei 30.000 h	50	183	50	50	110	38	38	38	183	50	50
	Mittelwert	35	150	35	35	95	30	30	30	150	35	35
BHKW Typ 2	Methanschlupf bei 10.000 h									23		
	Methanschlupf bei 30.000 h									38		
	Mittelwert									30		
		Anlagenvariante										
		09_2007	09_2010	10_2007	10_2010	11_2010	12_2010	13_2010	14_2010	15_2010	16_2010	
BHKW Typ 1	Methanschlupf bei 10.000 h	23	23	80	80	33	20	33	40	80	20	
	Methanschlupf bei 30.000 h	38	38	125	110	63	50	63	75	110	50	
	Mittelwert	30	30	103	95	48	35	48	58	95	35	
BHKW Typ 2	Methanschlupf bei 10.000 h			95								
	Methanschlupf bei 30.000 h			110								
	Mittelwert			103								

Die Anlagen 01, 02, 03, 05, 06, 07, 09 und 15 lagern den Gärrest im Beobachtungszeitraum in einem offenen Behälter. Gärrestlager, die nicht gasdicht verschlossen sind, stellen eine potenzielle Quelle für erhebliche Methanemissionen dar, die jedoch nicht direkt quantifiziert werden konnten. Gärversuche im Labor dienten zur Abschätzung dieser Emissionen. Material aus dem Zulauf in die Gärrestlager wird in Laborkleinfärmentern nach VDI-Richtlinie VDI-3475 Blatt 4 (VDI 2010) ohne Zugabe von Animpfmateriel bei 20°C mit einer Verweilzeit von 60 Tagen vergoren. Aus technischen Gründen war eine Vergärung bei tieferen Temperaturen nicht möglich. Auf der Biogasanlage 06 mit offenem Gärrestlager wird mit Schwimmbojen die Temperatur über einen Zeitraum von über einem Jahr gemessen (Abbildung 5). Die durchschnittliche Jahresmitteltemperatur im Gärrestlager beträgt 15,5 °C. Während im Sommerhalbjahr die Temperaturen im Mittel bei 21 °C lagen, kühlte der Gärrest im Winterhalbjahr auf im Mittel 7,5 °C ab. In der Regel ist die Verweilzeit des Gärrests im Gärrestlager während der Vegetationszeit kürzer als im Winter, weil Gärrest laufend ausgebracht wird. In Bayern gilt zwischen 1. November und 31. Januar ein Ausbringverbot für organische Dünger mit wesentlichen Gehalten an verfügbarem Stickstoff. In der Folge ist die Hauptlagerperiode für Gärrest das kalte Winterhalbjahr. Da die mikrobiologischen Vorgänge und damit auch die Methanbildung bei niedrigeren Temperaturen langsamer ablaufen, werden im Stoffstrommodell die Emissionen aus offenen Gärrestlagern mit 70 % der im Labor gemessenen Methanerträge angenommen.

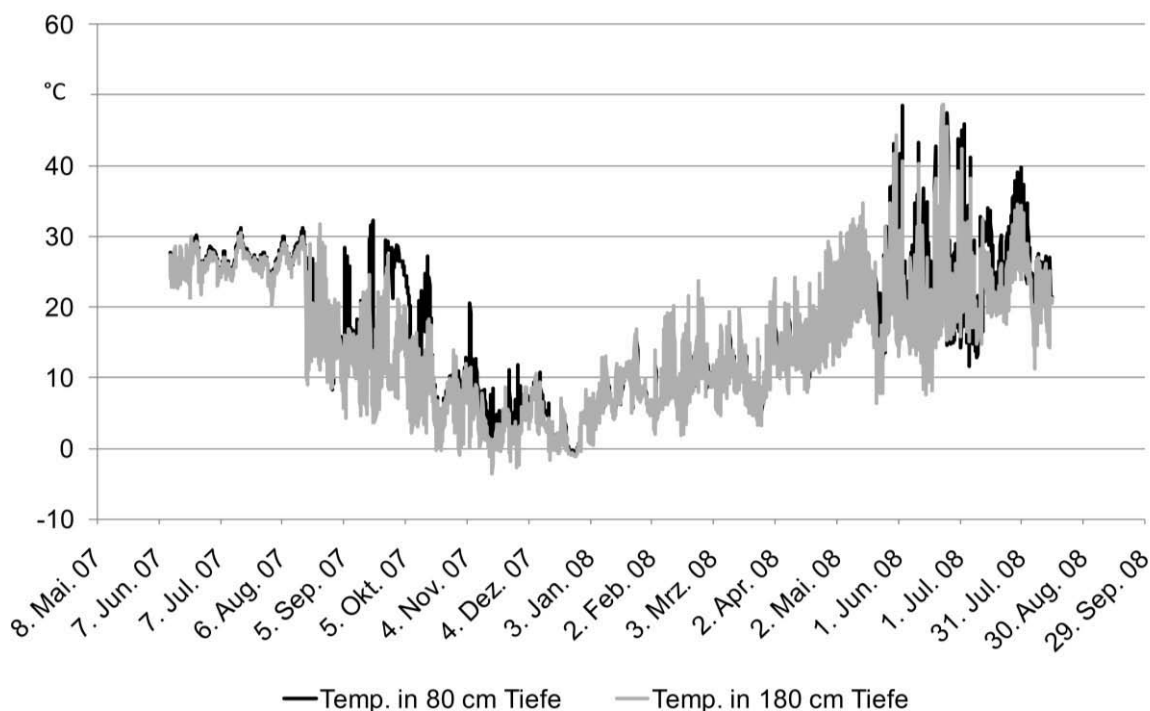


Abbildung 5: Temperaturverlauf im Gärrestlager von Anlage 06 in der Tiefe 80 und 180 cm (verändert nach Effenberger et al. 2012).

4.2.2.9 Berechnung der fossilen Referenz für Strom aus Biogas

Um eine Aussage darüber treffen zu können, wie viel fossile Energie und Treibhausgasemissionen sich durch Strom aus Biogas im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Quellen einsparen lassen, ist die Festlegung einer Referenztechnologie notwendig. Die Emissionen dieser Referenz lassen sich dann zur Einordnung der Ergebnisse heranziehen.

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU 2011) empfiehlt als Referenz für Biogasstrom einen Mix mit 6 % Strom aus Braunkohle, 63 % Strom aus Steinkohle und 31 % Strom aus Erdgaskraftwerken. Durch Multiplikation dieser Anteile mit den jeweils kraftwerksspezifischen Umweltwirkungen je kWh_{el} (nach GEMIS 2012) berechnen sich die Treibhausgasemissionen und der Verbrauch fossiler Energie für die fossile Referenztechnologie (Tabelle 4). Die Treibhausgasemissionen der fossilen Referenz betragen 870 g CO₂e. Der Verbrauch fossiler Ressourcen liegt bei 2,58 kWh fossiler Primärenergie pro kWh_{el}.

Tabelle 4: Berechnung der fossilen Referenz für 1 kWh Strom aus Biogas nach (BMU 2011) und (GEMIS 2012)

Strom aus Biogas ersetzt einen Energiemix aus:	Braunkohle- kraftwerk	Steinkohle- kraftwerk	Erdgas- kraftwerk	fossile Referenz für 1 kWh _{el} aus Biogas berechnet als Summe d. Produkte	Einheit
	6%	63%	31%		
kraftwerksspez. Treibhausgasemissionen	995	867	404	731	g CO ₂ e*kWh _{el} ⁻¹
kraftwerksspez. Verbrauch fossiler Ressourcen	2,38	2,30	1,93	2,19	kWh _{fossil} *kWh _{el} ⁻¹
Verwendete Prozesse aus Emissionsdatenbank GEMIS	Braunkohle-KW- DT-DE-2010- rheinisch/Lausitz	Kohle-KW-DT- DE-2010	Gas-KW-GuD- DE-2010		

4.2.2.10 Berechnung der Gutschriften für Koppelprodukte

Wie in Kapitel 4.1.4 dargelegt, werden Koppelprodukte der Stromproduktion aus Biogas über Gutschriften berücksichtigt. Die Nutzung von BHKW-Abwärme im Sinne des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) (Gebäudeheizung, Trocknung...) wird über eine Gutschrift berücksichtigt. Die Gutschrift (Tabelle 5) wird analog zur fossilen Referenz (Kapitel 4.2.2.9) nach den Empfehlungen des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU 2011) berechnet. Wärme aus Biogas ersetzt zu 58 % Wärme aus Heizöl, zu 37% Wärme aus Erdgas und zu 5 % Wärme aus Steinkohle. Für 1 kWh_{therm} genutzte BHKW-Abwärme errechnet sich somit eine Gutschrift von 360 g CO_{2e} und 1,38 kWh fossiler Primärenergie (Tabelle 5). Die GEMIS-Prozesse für Wärmebereitstellung geben die Umweltwirkungen pro kWh Nutzwärme an. Das ist die Energie, die dem Endnutzer auf der Entnahmeseite des Wärmenetzes für seine Bedürfnisse zur Verfügung steht. Die auf den Biogasanlagen gemessenen Daten stammen aber aus den Einspeisezählern in die Wärmenetze. Um die Verluste beim Wärmetransport zu berücksichtigen, werden die auf den Biogasanlagen ermittelten Wärmemengen vor der Berechnung der Gutschrift pauschal um 10% reduziert.

Tabelle 5: Berechnung der Gutschrift für die Nutzung von BHKW-Abwärme nach BMU 2011 und GEMIS 2011

Wärme aus Biogas ersetzt einen Energiemix aus:	Heizöl- Heizung	Erdgas- Heizung	Steinkohle- Heizung	Gutschrift für 1 kWh _{therm} Abwärmenutzung berechnet als Summe d. Produkte	Einheit
	58%	37%	5%		
kraftwerksspez. Treibhausgasemissionen	376	293	664	360	g CO _{2e} *kWh _{el} ⁻¹
kraftwerksspez. Verbrauch fossiler Ressourcen	1,38	1,33	1,68	1,38	kWh _{fossil} *kWh _{el} ⁻¹
Verwendete Prozesse aus Emissionsdatenbank GEMIS	Öl-Heizung- DE-2010	Gas-Heizung- DE-2010	Kohle-Brikett- Heizung- DE-2005		

Für die Vergärung von Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft wird ebenfalls eine Gutschrift gewährt, weil sich die bei der Wirtschaftsdüngerlagerung unweigerlich auftretenden Methanemissionen durch eine zeitnahe Vergärung stark reduzieren lassen (Tabelle 6). Die Gutschrift fällt unterschiedlich hoch aus, je nach Art des Wirtschaftsdüngers. Die Berechnung der Gutschriften erfolgt basierend auf Methankonversionsfaktoren von Umweltbundesamt (UBA) 2009 und Amon et al. 2007. Der Methankonversionsfaktor beschreibt den Anteil des theoretischen Biogasertrags, der bei der Lagerung freigesetzt wird. Amon et al. 2007 berücksichtigen bei der Ermittlung der Emissionsfaktoren für Flüssigmist unterschiedliche Methankonversionsraten für Sommer und Winter. Diese Vorgehensweise erscheint aufgrund der großen Temperaturunterschiede und der damit einhergehenden stark unterschiedlichen mikrobiellen Aktivität als sinnvoll. Darüber hinaus stimmen die klimatischen Bedingungen in Österreich gut mit den Gegebenheiten im Südosten Deutschlands überein. Für Rinder- und Schweinegülle wird der Mittelwert zwischen den deutschen und österreichischen Annahmen gewählt.

Tabelle 6: Theoretische Methanerträge (KTBL 2007, für Schweinemist: Keymer o.J.) und Methankonversionsfaktoren zur Berechnung der Minderemissionen durch die Vergärung von Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft

Wirtschaftsdünger	Theoretischer Methanertrag (l*(kg oTM) ⁻¹) bzw. (g*(kg oTM) ⁻¹)	Methankonversionsfaktor	Gutschrift	Gutschrift
		Deutschland / Österreich / in Modellierung verwendet	(g CH ₄ *(kg oTM) ⁻¹)	(g CO ₂ e*(kg oTM) ⁻¹)
Rindergülle	202 / 145	13,5 % / 21% / 17,25 %	25,1	627
Schweinegülle	240 / 173	16,3 % / 21 % / 18,65 %	32,2	806
Rinderfestmist	248 / 179	2 %	3,6	89
Schweinefestmist	240 / 173	2 %	3,5	86
Geflügelmist	275 / 198	2,25 %	4,5	111

Leguminosen (z.B. Klee) können mit Hilfe von Rhizobien Stickstoff aus der Luft in der organischen Substanz fixieren. Diese Eigenschaft macht Leguminosen vor allem für biologisch wirtschaftende Betriebe ohne Viehhaltung interessant. Viehlose Biobetriebe können so den Aufwuchs an Leguminosen und Zwischenfrüchten zunächst in der Biogasanlage verwerten und dann in Form von Gärrest flexibel hinsichtlich der Flächen und hinsichtlich des Ausbringzeitpunkts nutzen. Beim Anbau von Leguminosen und der anschließenden Einarbeitung in den Boden bestehen diese beiden Vorteile nicht. Der Gärrest aus Leguminosen verbessert die Nährstoffversorgung von Marktfrüchten mit positiven Auswirkungen auf Ertrag und Qualität (Möller et al. 2006). Weiter weisen Möller et al. auf verminderte Lachgasemissionen hin, weil im Vergleich zum Einpflügen der Zwischenfrüchte durch Aberntung, Vergärung und Wiederausbringung weniger leicht abbaubare Biomasse auf dem Feld verbleibt und somit die mikrobielle Aktivität sinkt. Gutser et al. 2010 gehen bei Gärresten im Jahr der Anwendung von einer N-Verfügbarkeit zwischen 50 und 70 % aus. Nach Wendland et al. 2011 sind zwischen 70 und 80 % des ausgebrachten Stickstoffs in flüssigen organischen Düngern pflanzenverfügbar, wenn die Anwendung über Jahre erfolgt. Auf Biobetrieben erfolgt eine langjährige Anwendung von Gärresten auf den gleichen Flächen. Da keine Möglichkeit der mineralischen Zudüngung besteht, wird in der Regel mit den vorhandenen organischen Düngern so effizient wie möglich gewirtschaftet. Im Stoffstrommodell beträgt daher die Gutschrift für eine Gärrestabgabe an den Marktfruchtanbau 80% der Umweltwirkungen, die die Herstellung einer entsprechenden Menge Stickstoff-Mineraldünger verursachen würde.

Die Anlagen 09, 15 und 16 sind in Biobetriebe integriert und setzen im Beobachtungszeitraum zwischen 30 und 80 % Kleegrassilagen ein (bezogen auf oTM). Nach Wendland et al. 2011 wird dabei von einer Stickstoffabfuhr von 220 kg N pro ha im Pflanzenmaterial ausgegangen (Kleeanteil >70 %, Klee gras als Hauptfrucht), abzüglich einer geringen Gärrestgabe von 20 kg N pro Jahr. Ein Hektar Klee gras liefert somit 200 kg N in Form von Gärrest. Die dafür gewährte Gutschrift entspricht den Umweltwirkungen der Herstellung von 160 kg mineralischem N-Dünger. Da Biobetriebe keine Mineraldünger einsetzen, ersetzt Gärrest aus Leguminosen in der Realität keinen Mineraldünger. Die Gutschrift in Höhe von 80 % des Mineraldüngeräquivalents dient in der vorliegenden Arbeit dazu, den positiven Nebeneffekt der Leguminosenvergärung in der Treibhausgas- und Energiebilanz quantifizierbar zu machen.

4.3 Berechnung der Umweltwirkungen

Die umweltrelevanten Stoffströme werden hinsichtlich ihrer Umweltwirkung klassifiziert und innerhalb einer Schadenskategorie aufaddiert (Kapitel 4.1.3).

Die Berechnung der Umweltwirkungen erfolgt in einem UMBERTO®-Stoffstrommodell (Kapitel 4.5). Zunächst wird eine statische Berechnung der Umweltwirkungen mit den in den vorigen Kapiteln vorgestellten Ausgangsdaten durchgeführt. An die statische Berechnung schließt eine Unsicherheitsanalyse mittels Monte-Carlo-Simulation an (Kapitel 4.4).

4.4 Unsicherheitsanalyse

Da es nicht möglich ist, für eine Ökobilanz alle Eingangsgrößen zu messen oder genau zu erfassen, beruht ein Teil auf Schätzungen. In einem statisch berechneten Ergebnis steckt immer die Unsicherheit, die aus diesen Schätzungen stammt.

Ciroth 2003 nennt drei Vorteile der Unsicherheitsanalyse bei Ökobilanzen: Ökobilanzen mit Unsicherheitsanalyse haben eine verbesserte Funktion als Entscheidungshilfe, weil die Ergebnisqualität nachvollziehbar dargestellt ist. Die höhere Transparenz erlaubt das Erkennen von „Hotspots“ bei der Datengüte und die Angabe von Unsicherheiten führt zu einem Wettbewerb um Ökobilanzen mit verbesserter Datenqualität.

Die Unsicherheitsanalyse wird mittels Monte-Carlo-Simulation durchgeführt. So lassen sich Unsicherheiten im Dateninput, die Fehlerfortpflanzung im Stoffstrommodell und die daraus resultierende Unsicherheit im Ergebnis ohne abstrakte und vereinfachende mathematische Modelle berechnen.

4.4.1 Quellen der Unsicherheit in Ökobilanzen

Lloyd & Ries 2007, beschreiben in einem Übersichtsartikel zum Thema „Unsicherheitsanalyse in Ökobilanzen“ drei Arten von Unsicherheiten, die in den untersuchten Arbeiten berücksichtigt werden: Die Parameterunsicherheit, die Unsicherheit des Szenarios und die Unsicherheit des Modells (S. 165).

Die **Parameterunsicherheit** umfasst Datenunsicherheit bei Prozessinputs und Umweltwirkungen sowie technologische Unsicherheiten. Die **Szenariounsicherheit** betrifft die Auswahl von funktionellen Einheiten, Gewichtungsfaktoren bei der Umweltbewertung, zeitliche und räumliche Variationen, Allokationsregeln, ökologische Grenzwerte und erwartete Technologieentwicklungen. Unsicherheiten bezüglich Emissions- und Charakterisierungsfaktoren sind als **Modellunsicherheiten** zusammengefasst.

Bei den in der vorliegenden Arbeit betrachteten Umweltwirkungen Treibhauseffekt und fossiler Energieverbrauch besteht hinsichtlich der Emissions- und Charakterisierungsfaktoren (z. B. Umrechnung der Wirkung unterschiedlicher Treibhausgase auf kg CO₂e) – anders als bei schlechter quantifizierbaren Umweltwirkungen – große Einigkeit. Es kann also auf die Berücksichtigung von **Modellunsicherheiten** verzichtet werden.

Der Schwerpunkt liegt auf der **Parameterunsicherheit**. Unsicherheiten bei Prozessinputs die nicht gemessen werden (z.B. Dieserverbrauch, Mineraldüngereinsatz) und Unsicherheiten bei Abschätzung nicht gemessener Emissionen (Ammoniak-, Lachgas-, Methanemissionen). Bei gemessenen In- und Outputs werden keine Unsicherheiten berücksichtigt, da die zu erwartenden Fehler im Vergleich zu den geschätzten In- und Outputs gering sind, und weil durch die große Zahl an unterschiedlichen Biogasanlagen jeweils ein breiter Wertebereich für die gemessenen Daten vorliegt.

Unsicherheiten, die in der vorliegenden Arbeit dem Bereich **Szenariounsicherheit** zuzuordnen sind, umfassen die Unsicherheit bei der Berechnung der Gutschriften. Unterschiedlich hohe Gutschriften vor allem für Wärme und den Einsatz von Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft beeinflussen das Ergebnis stark. Die Ergebnisvariation bei der Wahl der funktionellen Einheit wird nicht untersucht. Vorstellbar

wäre im landwirtschaftlichen Bereich neben dem Bezug auf die Stromerzeugung ein Bezug der Umweltwirkungen auf die Fläche. Weil aber zum einen der Flächenverbrauch des Energiepflanzenanbaus nur als Schätzung vorliegt und weil zum anderen im Mittelpunkt der Untersuchung der Vergleich von Strom aus Biogas mit Strom aus fossilen Quellen steht, beschränkt sich die Betrachtung auf die funktionelle Einheit 1 kWh_{el}. Räumliche Variationen können nicht berücksichtigt werden, weil dazu keine Informationen vorliegen. Regionenspezifische Berechnungen könnten aber für künftige Arbeiten ein interessanter Ansatz sein. Zeitliche Variationen und Technologietrends bleiben weitgehend unberücksichtigt, weil sich die Bilanz auf zwei Zeiträume in der Vergangenheit beschränkt. Die BHKW-Emissionsfaktoren verändern sich im Laufe der Jahre. Je länger die letzte große Wartung zurückliegt, desto höher wird der Methanschluß. Das kann als Unsicherheit hinsichtlich des Bilanzierungszeitraums betrachtet werden.

4.4.2 Unsicherheitsanalyse mit Monte-Carlo-Simulation

Die Monte-Carlo-Simulation ist eine stochastische Risikoanalysemethode. Dabei werden für die unsicheren Eingangsgrößen Wahrscheinlichkeitsverteilungen vorgegeben. Bei jeder Berechnung wählt ein Zufallsgenerator für jede Eingangsgröße entsprechend der jeweiligen Wahrscheinlichkeitsverteilung einen Wert aus. Mit diesem Set an Daten erfolgt dann die Berechnung. Eine vielfache Wiederholung dieses Vorgangs ergibt Wahrscheinlichkeitsverteilungen für die Ergebnisse. Vorläufer der Monte-Carlo-Simulation werden schon in den 1930er und 40er Jahren benutzt. Nach der Entwicklung von „MANIAC“, einem der ersten modernen Computer im Forschungszentrum Los Alamos Ende der 1940er Jahre wird die Methode für zahlreiche Fragestellungen zum Beispiel im Bereich Kernphysik angewendet. In dieser Zeit erhält die Methode auch den Namen Monte-Carlo-Simulation (Anderson 1986).

Im Bereich der Ökobilanzierung spielen Unsicherheitsanalysen lange Zeit keine große Rolle. 2001 analysiert Ciroth verschiedene Methoden der Fehlerrechnung bei Ökobilanzen und wendet dabei die Ergebnisse aus der Monte-Carlo-Simulation als Bewertungsmaßstab für die unterschiedlichen Ansätze. Lloyd & Ries 2007 untersuchen in einem Übersichtsartikel 24 Ökobilanzen, die Unsicherheitsanalysen beinhalten. Zur Ermittlung der Unsicherheit finden in 16 Bilanzen stochastische Methoden Anwendung. Bei 10 der 16 Ökobilanzen kommt eine Monte-Carlo-Simulation zum Einsatz. Im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien wird diese Art der Unsicherheitsabschätzung in den letzten Jahren vereinzelt eingesetzt: 2008 nutzt Feck 2008 die Monte-Carlo-Simulation zur Berechnung von wirtschaftlichen und ökologischen Kennzahlen eines geplanten Geothermiekraftwerks nach dem Hot-Dry-Rock-Verfahren. Im Bereich Bioenergie wenden Rauh et al. 2007 die Monte-Carlo-Simulation zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit einer landwirtschaftlichen Biogasanlage an. Hundt 2010 und Meyer-Aurich et al. 2012 ermitteln die Treibhausgasemissionen und die Energiebilanz von Biogasanlagen und verwenden die Monte-Carlo-Simulation zur Unsicherheitsabschätzung. Zur Risikoanalyse beim Zuckerrübenanbau nutzt Mayerhofer 2011 ebenfalls die Monte-Carlo-Simulation.

Eine Monte-Carlo-Simulation erfordert folgende Schritte (verändert nach Rauh et al. 2007):

1. Erstellung eines Modells, das den Zusammenhang zwischen Eingangsgrößen und Zielgrößen herstellt. In der vorliegenden Arbeit erfolgt die Modellierung mit einem UMBERTO®-Stoffstrommodell.
2. Identifizieren der unsicheren Eingangsgrößen (Hertz 1964). Die Eingangsgrößen sollten idealerweise voneinander stochastisch unabhängig sein, weil die Monte-Carlo-Simulation abhängiger Unsicherheiten zu einer Überschätzung der Gesamtunsicherheit führt (Ciroth 2006).
3. Jeder unsicheren Eingangsgröße muss eine Wahrscheinlichkeitsfunktion zugeordnet werden, die jedem Zufallswert eine Eintrittswahrscheinlichkeit zuordnet (Morgan et al. 1990). Im Rahmen von Ökobilanzen beschränkt sich die Auswahl der Funktionen oft auf die Gleichverteilung, die Dreiecksverteilung, die Normalverteilung und die logarithmische Normalverteilung (Lloyd & Ries 2007, Hundt 2010, Feck 2008).
4. Für jede unsichere Eingangsgröße zieht ein Zufallszahlengenerator unter Berücksichtigung der jeweiligen Wahrscheinlichkeitsfunktion einen Wert (Umberto 2005).
5. Mit dem dadurch erhaltenen Datensatz für die unsicheren Eingangsgrößen erfolgt die Berechnung der Zielgrößen im Simulationsmodell (z. B. CO₂-Emission, fossiler Energieverbrauch) (Umberto 2005).
6. Das Ziehen von Zufallszahlen und die Berechnung der Zielgrößen werden solange wiederholt, bis die Zielgrößen die gewünschte Genauigkeit erreichen. Als Indikator können abhängig von der Fragestellung das arithmetische Mittel, der Median bzw. andere Quantile oder Extremwerte der Zielgrößen dienen (Morgan et al. 1990). Wenn sich der Indikatorwert durch zusätzliche Wiederholungen nur noch unwesentlich ändert, kann die Berechnung gestoppt werden (Feck 2008). Sehr viele Wiederholungen führen zu einer hohen Genauigkeit der Zielgrößen. Diese Genauigkeit besteht aber häufig nur zum Schein, wenn nämlich die Verteilungen für die Eingangsgrößen auf Schätzungen beruht. Häufig reichen daher wenige hundert Wiederholungen, um eine zutreffende Aussage treffen zu können (Morgan et al. 1990).
7. Die Zielgrößen werden als Verteilungen dargestellt. Morgan et al. 1990 nennen als übliche Verfahren zur grafischen Darstellung Boxplots, Histogramme oder Dichtefunktionen und kumulierte Verteilfunktionen. Die Autoren weisen auf spezifische Stärken und Schwächen der Darstellungsweisen hin. So zeigen Dichtefunktionen oder Histogramme gut die relative Wahrscheinlichkeit eines bestimmten Werts, die Werte mit der höchsten und niedrigsten Wahrscheinlichkeit, die Form der Verteilung (Schiefe, Wölbung) und kleine Veränderungen in der Wahrscheinlichkeitsdichte. Die kumulative Darstellung dagegen hat ihre Stärken bei der Darstellung der Quantile (z.B. Median), der Eintrittswahrscheinlichkeit für Werte innerhalb eines Intervalls und beim Erkennen von stochastischer Dominanz. Morgan et al. 1990, schlagen daher vor, die Zielgrößen sowohl als Dichtefunktion als auch als kumulative Verteilungsfunktion anzugeben.

4.4.3 Häufige Verteilungen von Eingangsparametern für die Unsicherheitsanalyse

Für die Verteilung der Eingangsparameter der Monte-Carlo-Simulation sind beliebige Funktionen denkbar. Am häufigsten beschränkt sich die Auswahl jedoch auf die Normalverteilung, die Gleichverteilung (Synonyme: Rechteckverteilung, uniforme Verteilung), die Dreiecksverteilung oder die logarithmische Normalverteilung (Lloyd & Ries 2007). Abbildung 6 zeigt für jede der genannten Verteilungen beispielhaft eine Dichtefunktion und die zugehörige Verteilfunktion.

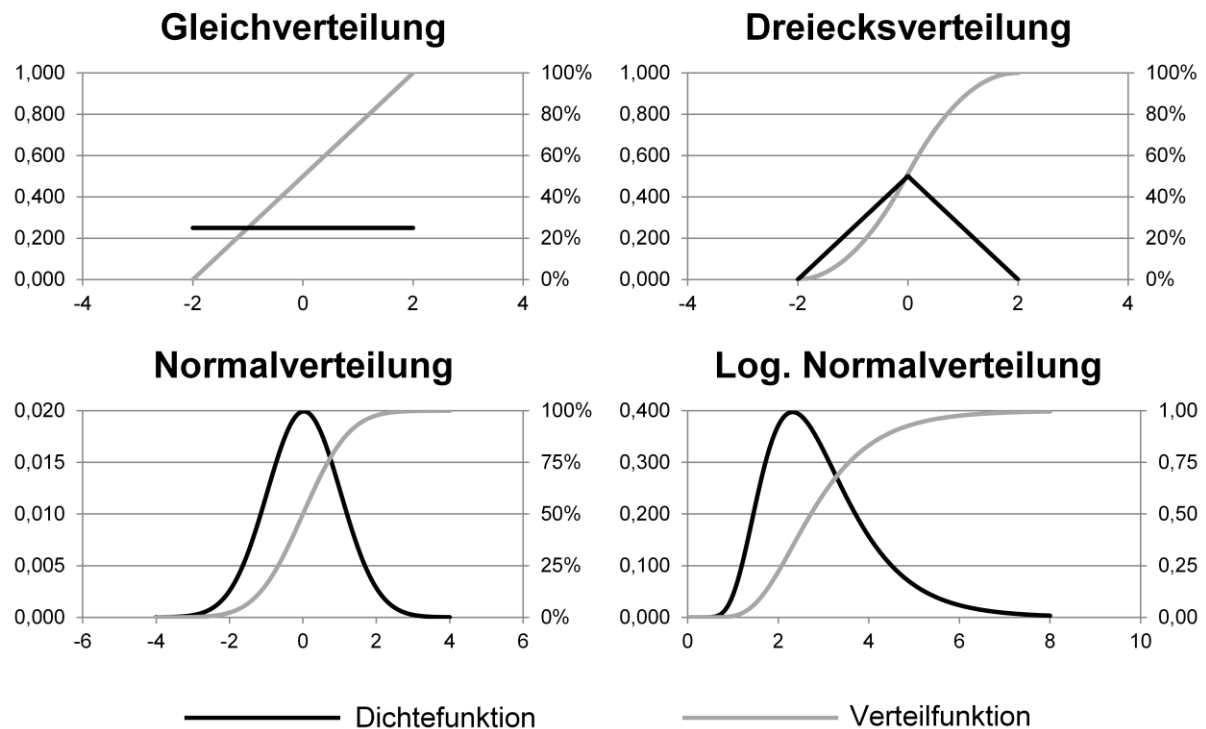


Abbildung 6: Dichte- und Verteilfunktionen häufig verwendeter Verteilungen für Eingangsparameter der Monte-Carlo-Simulation (verändert nach Feck 2008).

4.4.4 Unsicherheitsverteilung der Eingangsparameter der Monte-Carlo-Simulation

Die folgenden Kapitel diskutieren die Verteilungen für die unsicheren Eingangsparameter der Monte-Carlo-Simulation gegliedert nach den Bereichen Substratbereitstellung, Nährstoffkreislauf, Lachgas aus NawaRo-Anbau, Errichtung und Betrieb der Anlage sowie Gutschriften. Die Parameterwerte für eine statische Berechnung der Ökobilanz werden im Folgenden als Grundwerte bezeichnet. Die Verteilungen um diese Grundwerte sind häufig symmetrisch.

4.4.4.1 Substratbereitstellung

Die Bezugsgröße für den Dieserverbrauch ist im vorliegenden Modell die Erntemenge. Der Dieserverbrauch der einzelnen Arbeitsgänge basiert auf mittleren Erträgen bzw. mittlerem Bodenbearbeitungswiderstand. Die Ermittlung des Unsicherheitsbereichs erfolgt für Arbeitsgänge mit Bodenbearbeitung und für Arbeitsgänge ohne Bodenbearbeitung sowie für Ernte und Transportvorgänge getrennt. Die Unsicherheit aufgrund unterschiedlicher Schlaggrößen wurde aufgrund des nur geringen Einflusses nicht berücksichtigt.

Bei bodenbearbeitenden Maßnahmen haben sowohl Ertragsschwankungen als auch der Bearbeitungswiderstand des Bodens Einfluss auf die Unsicherheit des Dieserverbrauchs. Beide Faktoren sind jedoch abhängig voneinander. Man kann davon ausgehen, dass auf schwereren Böden tendenziell durchschnittliche bis überdurchschnittliche Erträge und auf leichten Böden eher durchschnittliche bis unterdurchschnittliche Erträge erwirtschaftet werden. Die Fähigkeit von schwereren Böden zu erhöhter Wasserspeicherung und eine bessere Nährstoffverfügbarkeit bringen Vorteile gegenüber Standorten mit leichten Böden. Ertragsunterschiede „dämpfen“ auf diese Weise die Unsicherheit des Dieserverbrauchs hinsichtlich des Bodenbearbeitungswiderstands. Nicht berücksichtigte Abhängigkeiten bei den Inputdaten der MC-Simulation führen zu unrealistisch hohen Fehlern (Ciroth 2006). Es wird daher angenommen, dass der Ertragsunterschied den Minder- bzw. Mehrverbrauch aufgrund unterschiedlichem Bodenbearbeitungswiderstand dämpft (Annahme: Ertrag auf

schwerem Boden = Mittelwert aus mittlerem und hohen Ertrag nach KTBL 2006 bzw. KTBL 2008; Ertrag auf leichtem Boden: Mittelwert aus mittlerem und niedrigem Ertrag nach KTBL 2006 bzw. KTBL 2008). Nach Fröba & Funk 2005 steigt der Dieserverbrauch bei schweren Böden im Vergleich zu mittelschweren Böden stark an. Es ergibt sich eine unsymmetrische Verteilung. Die Spannweite des Dieserverbrauchs der bodenbearbeitenden Maßnahmen reicht so von 80 % bis 165 % bezogen auf den Dieserverbrauch pro t FM bei mittleren Verhältnissen.

Der Dieserverbrauch für die Mäusernte sowie für das Festfahren von Erntegut im Silo wurde aus Messungen an der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft (Strobl 2008) übernommen. Die Unsicherheit beträgt bei Erntevorgängen nach den Zahlen in Fröba & Funk 2005 ± 20 %. Die Schwankung des Dieserverbrauchs pro t Erntegut beruht auf unterschiedlichen Erträgen. Geringere Hektarerträge führen zu einem höheren Dieserverbrauch bezogen auf die Erntemenge und umgekehrt.

Als Entfernung zwischen Feld und Biogasanlage wird als Grundwert eine Entfernung von 3 km angenommen. Häring et al. 2011 beziffern die mittlere Transportentfernung der Ernteprodukte und Gärreste bei bayerischen Biogasanlagen zwischen zwei und fünf Kilometern. Bei der Monte-Carlo-Simulation in der vorliegenden Arbeit variiert die Entfernung gleichverteilt zwischen 1 km und 5 km. Bei Biogasanlagen, die in Ökobetriebe integriert sind, variiert die Entfernung für Kleegrassilage gleichverteilt um den Grundwert von 7,5 km zwischen fünf und zehn Kilometern (Anlagen 09, 15 und 16). Die Variation der Entfernung wird nur auf Transportprozesse angewendet, da bei anderen Prozessen wie Pflügen die Anfahrt zum Feld nur geringfügig ins Gewicht fällt.

Die Schwankungsbreiten für den Transport zwischen Silo und Biogasanlagen beruhen auf den Dieserverbrauchsangaben in KTBL 2006. Da nur zwei Werte (für Transport mit Traktor und für Transport mit Radlager) angegeben werden, bildet das arithmetische Mittel beider Verbräuche den mittleren Wert.

Je nach Silierfähigkeit des Ernteguts, der Qualität der Silierung sowie der Silobewirtschaftung können die Verluste schwanken. Die Unsicherheit der Silierverluste im Stoffstrommodell beträgt ± 20 % der pflanzenspezifischen Silierverluste (vgl. Kap. 5.1.1).

4.4.4.2 Nährstoffkreislauf

Die Ammoniakemissionen und die Verfügbarkeit des organisch gebundenen Stickstoffs sind von einer großen Unsicherheit geprägt. Zahlreiche Einflussfaktoren beeinflussen die Düngewirksamkeit. Besonders hervorzuheben ist das Verhältnis von organisch gebundenem Stickstoff N_{org} und Ammonium-N, die Gärrest-Ausbringtechnik, die Witterungsbedingungen bei der Ausbringung oder die Stickstoffaufnahme der Pflanze.

Das Verhältnis zwischen N_{org} und Ammonium ist für die meisten betrachteten Biogasanlagen bekannt und wird auch anlagenindividuell berücksichtigt. Das Verhältnis wird daher nur leicht um ± 10 % variiert (Gleichverteilung).

Für die Düngewirkung des organisch gebundenen Stickstoffs wird im Modell eine Dreiecksverteilung angenommen, mit dem Hauptwert 80 % und den Grenzen bei 70 und 85 % langfristiger Düngewirkung. Es wird eine Dreiecksverteilung gewählt, weil davon auszugehen ist, dass durch die Ausbringung auf unterschiedlichen Flächen und auf unterschiedliche Kulturen die Düngewirkung stark streut und durch diesen Mischeffekt extrem hohe oder extrem niedrige Gesamtverfügbarkeiten eher selten sind. Die Extreme werden durch eine Dreiecksverteilung im Vergleich zur Gleichverteilung abgeschwächt.

Die Gärrest-Ausbringtechnik ist auf den betrachteten Anlagen nicht bekannt. Da aber bei fast allen Anlagen mehrere Landwirte Gärrest abholen, ist von einer technischen Vielfalt auszugehen. Bei einer vielfältigen Ausbringtechnik kann angenommen werden, dass Extremwerte selten erreicht werden. In der Monte-Carlo-Simulation variieren die Emissionen zwischen dem Emissionsfaktor des Pralltellers und des Breitverteilers nach einer Dreiecksverteilung (Hauptwert beim um 20 % emissionsreduzierten Breitverteiler). Der Anteil des direkt eingearbeiteten Gärrests bleibt unverändert wie in Kapitel 4.2.2.4 angegeben.

Der Ausgleich von Stickstoffverlusten geschieht durch Zudüngung mit mineralischen Düngemitteln. Da aber zum Zeitpunkt des Düngens noch nicht ganz sicher die Erntemenge und damit die Stickstoffabfuhr bekannt sind, unterliegt die Düngermenge naturgemäß Ungenauigkeiten. Im Stoffstrommodell wird dies über eine Gleichverteilung von $\pm 10\%$ der berechneten Mineraldüngermenge berücksichtigt.

4.4.4.3 Lachgas aus NawaRo-Anbau

In Deutschland wandeln sich im Mittel 1% des düngewirksamen Stickstoffs in Lachgas um. Nach IPCC reicht dabei der Unsicherheitsbereich von 0,003 bis 0,03 $\text{kg N}_2\text{O-N} \cdot (\text{kg N})^{-1}$ (IPCC 2006, Tabelle 11.1). In der Quelle ist nicht angegeben, welcher Anteil der Emissionsfaktoren zwischen diesen Grenzen liegt. Nach Meyer-Aurich et al. 2012 folgt der Emissionsfaktor für Lachgas einer Lognormalverteilung. In der vorliegenden Arbeit wird angenommen, dass 95 % der Werte zwischen 0,3 und 3 % liegen (Abbildung 7). Die Ermittlung der Verteilungsparameter erfolgt unter der Vorgabe, dass der Mittelwert der Lognormalverteilung den Wert 1 ergibt. Eine Kurve mit dem Mittelwert von $\ln(x) = -0,2225$ und der Standardabweichung 0,6740 trifft die Vorgabe für Mittelwert = 1 und $x(3) = 97,5\%$. Mittelwert und Standardabweichung beziehen sich auf $\ln(x)$. Für $x=0,3$ ist der Wert der Verteilungsfunktion um 4,8 Prozentpunkte zu hoch (7,3 % anstatt 2,5 %). Auf das Ergebnis hat dieser Fehler nur eine vernachlässigbare Auswirkung, weil sich leichte Abweichungen an der Untergrenze der Verteilung wegen der kleinen Werte nur gering auswirken. Zur Berechnung der Parameter dient die Solver-Funktion in MS-Excel.

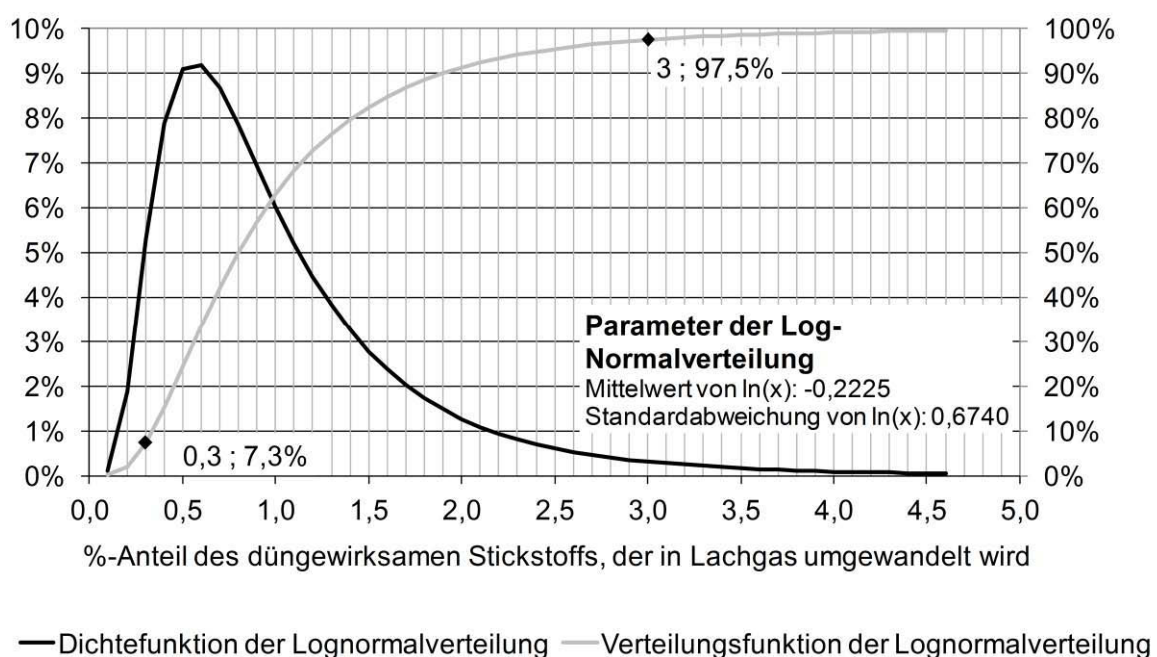


Abbildung 7: Dichte- und Verteilungsfunktion der Lognormalverteilung zur Beschreibung der Unsicherheit des Lachgasemissionsfaktors nach (IPCC 2006, S. Tabelle 11.1) und (Meyer-Aurich et al. 2012)

4.4.4.4 Errichtung der Anlage

Die Umweltwirkungen für die Errichtung der Biogasanlage werden nur grob abgeschätzt. Die Unsicherheit der Massenbilanz wird auf $\pm 20\%$ festgelegt (Gleichverteilung).

4.4.4.5 Anlagenbetrieb

Durch die Anlagenauswahl ist bereits eine große Bandbreite des Anlagenenergieverbrauchs abgedeckt. Es erfolgt keine zusätzliche Berücksichtigung von Unsicherheiten.

4.4.4.6 Methanemissionen

Emissionen aus offenen Gärrestlagern basieren auf Emissionsmessungen im Labor. Um Abweichungen zum realen Emissionsgeschehen abzubilden, wird eine Gleichverteilung von $\pm 20\%$ angewendet.

Die Methanemissionen der Blockheizkraftwerke variieren je nach Wartungszustand und decken einen weiten Bereich ab. Die am Institut für Landtechnik und Tierhaltung durchgeführten Messungen geben einen guten Überblick über die laufzeitabhängige Variation der Methanemissionen (Kap. 4.2.2.8). Eine Gleichverteilung zwischen Methanschlupf bei 10.000 und 30.000 Betriebsstunden (Kapitel 4.2.2.8) dient zur Abbildung der stark variablen BHKW-Emissionen.

Die Emissionen aus den Gärbehältern konnten im Rahmen des Projekts nicht gemessen werden. Da mit zunehmendem Alter der Anlage und mangelhafter Wartung das Risiko höherer Methanemissionen steigt, wird eine Dreiecksverteilung angenommen. Die Werte aus Kapitel 4.2.2.8 bilden den linken Rand der Verteilung und gleichzeitig die Spitze des Dreiecks. Der rechte Rand liegt beim 1,5-fachen des Ausgangswerts (Abbildung 8).

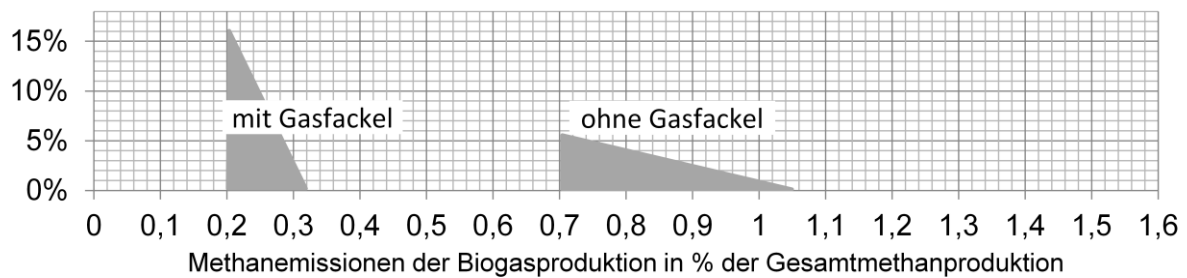


Abbildung 8: Verteilung der Methanemissionen aus der Biogasproduktion für Biogasanlagen mit und ohne Gasfackel

4.4.4.7 Gutschriften

Die Methankonversionsfaktoren, die für die Lagerung von Flüssigmist im deutschen Treibhausgasinventar angenommen werden, liegen im Vergleich zu anderen mitteleuropäischen Ländern im unteren Bereich (Umweltbundesamt (UBA) 2009). Österreich weist ähnliche klimatische Bedingungen auf wie Bayern. Unter der Annahme, dass sich die Emissionen zwischen Winter- und Sommerhalbjahr unterscheiden, beträgt der Methankonversionsfaktor im Jahresmittel 21 % (Amon et al. 2007). Im Stoffstrommodell wird als Unsicherheitsbereich eine Gleichverteilung zwischen den Methankonversionsfaktoren in Deutschland und Österreich festgelegt. Für die Festmistlagerung werden die deutschen Methankonversionsfaktoren und ein Unsicherheitsbereich von ± 20 % angenommen.

Der Unsicherheitsbereich der Wärmegutschrift liegt zwischen 90 % und 100 % der festgelegten Gutschrift (Gleichverteilung).

Für die Abgabe von Gärrest aus Leguminosen wird angenommen, dass sich das Mineraldüngeräquivalent zwischen 65 und 80% des Stickstoffs im Gärrest beläuft (Gleichverteilung).

4.4.4.8 Überblick der Eingangsparameter mit Unsicherheitsbereich

Die in den vorherigen Kapiteln hergeleiteten Verteilungen für die unsicheren Eingangsparameter der Monte-Carlo-Simulation sind in Tabelle 7 zusammengefasst. Die Gliederung erfolgt in Anlehnung an Lloyd & Ries 2007 (Kap. 4.4.1) nach Parameter- und Modellunsicherheit. Die angegebenen Quellen beziehen sich auf die Ermittlung der Spannweiten. Mit Ausnahme der Lachgasemissionen beruht die Auswahl der jeweiligen Verteilung auf eigenen Annahmen. Uniforme Verteilung bedeutet, dass alle Werte innerhalb der angegebenen Spannweite gleich wahrscheinlich sind. Dreiecksverteilungen eignen sich für Unsicherheitsbereiche, die an den Rändern eine mutmaßlich geringere Wahrscheinlichkeit aufweisen als im Zentrum. Ein Beispiel hierfür sind die Methanemissionen aus den Gärbehältern. In der Regel sind die Anlagen nahezu gasdicht, aber in Einzelfällen können unentdeckte Lecks zu Methanemissionen über das unvermeidbare Maß hinaus führen.

Tabelle 7: Übersicht über unsichere Eingangsgrößen und deren Verteilungen zur Durchführung der Monte-Carlo-Simulation

Eingangsgröße	mittlerer Wert für statische Berechnung (Quelle)	Spannweite	absolute Spanne oder relativer Bezug auf mittleren Wert	Einheit	Verteilung (Quelle + Spannweite)
ID		von	bis		
Parameterunsicherheit					
01 Dieselverbrauch für Bodenbearbeitung	fruchtartsspezifisch, für mittlere Erträge und mittleren Bodenbearbeitungswiderstand (Froba & Funk 2005 und KTBL 2006)	-20	65	rel	uniform (Abschätzung nach Froba & Funk 2005)
02 Dieselverbrauch für Ernte und Festfähen	fruchtartsspezifisch (Strobl 2008 und Froba & Funk 2005)	-20	20	rel	uniform (Abschätzung nach Froba & Funk 2005)
03 Dieselverbrauch Transport (konventionell)	3 (Häring et al. 2011)	1	5	abs	uniform (Untergrenze: eigene Schätzung, Obergrenze: Häring et al. 2011)
04 Dieselverbrauch Transport (bio)	7,5 (eigene Schätzung)	5	10	abs	uniform (eigene Schätzung)
05 Lachgasemissionen	1 (IPCC 2006)	0,3	3	abs	lognormal (nach Meyer-Aurich 2012 und IPCC 2006)
06 Silageverlust	fruchtartsspezifisch (KTBL 2006 und KTBL 2008)	-20	20	rel	uniform (eigene Schätzung)
07 Menge mineralischer N-Dünger	fruchtartsspezifisch, abhängig von N-Verlusten bei Gärrestlagerung und -ausbringung (berechnet)	-10	10	rel	uniform (eigene Schätzung)
08 Ammoniumanteil im Gärrest	anlagenspezifisch (gemessen durch Gärrestanalyse)	-10	10	rel	uniform (eigene Schätzung)
09 Ammoniakverluste bei Ausbringung	fruchtartsspezifisch (berechnet)	-20	20	rel	Dreieck (eigene Schätzung)
10 Langfristige Düngewirkung N_{org}	80 (Wendland, 2009)	70	85	abs	Dreieck (eigene Schätzung)
11 Errichtung der Biogasanlage	spezifisch für jede Biogasanlage (Berechnung aus Aufmaß und Planungsunterlagen)	-20	20	rel	uniform (eigene Schätzung)
12 Methanemissionen aus Gärrestlager	anlagenspezifische Messwerte	-20	20	rel	uniform (eigene Schätzung)
13 Methanemissionen Biogasproduktion	anlagenspezifische Schätzwerte	100	150	abs	Dreieck, Spitze bei 100% (eigene Schätzung)
14 Methanschluß BHKW	anlagenspezifisch, Mittelwert der typ. Emissionen bei 10 000 und 30 000 Betriebsstunden (Messungen des Inst. für Landtechnik u. Tierhaltung)	Emiss. b. 10 000 h	Emiss. b. 30 000 h	rel	uniform (eigene Schätzung)
Modellunsicherheit					
14 Referenzprozess Wärmeerzeugung	360 / 1,38 (BMU 2011, GEMIS 2011)	324 / 1,24	360 / 1,38	abs	$g\ CO_2e \cdot kWh_{el}^{-1} / kWh_{loss} \cdot kWh_{el}^{-1}$ uniform (eigene Schätzung)
15 Referenzprozess Lagerung Rindergülle	Methankonversionsfaktor von 17,26 (Mittelwert Umweltbundesamt 2011 und Amon et al. 2007)	13,5	21	abs	uniform (Umweltbundesamt 2009 und Amon et al. 2007)
16 Referenzprozess Lagerung Schweinegülle	Methankonversionsfaktor von 18,65 (Mittelwert Umweltbundesamt 2011 und Amon et al. 2007)	16,3	21	abs	uniform (Umweltbundesamt 2009 und Amon et al. 2007)
17 Referenzprozess Lagerung Rinderfestmist	2 (Umweltbundesamt 2011)	-20	20	rel	uniform (eigene Schätzung)
18 Referenzprozess Lagerung Schweinefestmist	2 (Umweltbundesamt 2011)	-20	20	rel	uniform (eigene Schätzung)
19 Referenzprozess Lagerung Geflügelmist	2,25 (Umweltbundesamt 2011)	-20	20	rel	uniform (eigene Schätzung)
20 Mineraldüngeraquivalente Biogas-Gärrest	80 (Wendland, 2009)	65	80	abs	uniform (eigene Schätzung)

4.5 Stoffstrommodellierung mit der Software UMBERTO®

Die Bilanzierung der Praxisbiogasanlagen erfolgt mit UMBERTO®, ein Programm zur Durchführung von Stoffstromanalysen, das die Erstellung von Produkt-Ökobilanzen, betrieblichen Ökobilanzen sowie komplexen Stoffstromanalysen ermöglicht. UMBERTO® basiert auf der Methode der Stoffstromnetze, die Lebenswege oder Produktionssysteme als ein Netz von Umwandlungsprozessen darstellt (Schmidt & Häuslein 1996). Als Stoffstrom gelten sowohl Massenströme als auch Energieströme. Das Programm eignet sich für die Aufstellung umfangreicher Sachbilanzen, für die Bewertung der Sachbilanzergebnisse und zur Ermittlung vielfältiger Umweltwirkungen.

4.5.1 Funktionsweise und Erstellung von Stoffstromnetzen

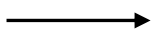
Stoffstromnetze werden in UMBERTO® in einem grafischen Netzeditor aufgebaut. Dazu stehen die drei Elementklassen Transitionen, Stellen und Verbindungen zur Verfügung (Abbildung 9). Umwandlungsprozesse werden in den Transitionen spezifiziert. Die Verbindung dieser Transitionen erfolgt mittels Verbindungen und Stellen. Innerhalb der Netzstruktur können diese Stellen als einfache Verbindungs-Stelle (Connection-Stelle) ohne weitere Funktionen oder als Stellen mit Lagerfunktion ausgeführt sein. An den Rändern der Stoffstromnetze sind die Stellen als Input- und Outputstellen ausgeformt und bilden die Schnittpunkte zwischen Stoffstromnetz und Umwelt ab.



In einer *Transition* werden Stoffe und Energie umgewandelt.



Stellen lagern und verteilen Materialien und Energien



Verbindungen, verbinden Transitionen und Stellen untereinander und leiten Stoffströme weiter.



Input- und Outputstellen sind Übergabepunkte für zuströmende und abgegebene Stoffströme an den Bilanzgrenzen.



Connection-Stellen sind unechte Stellen ohne Lagerung, Ströme werden sofort weitergeleitet und/oder verteilt.

Abbildung 9: Elemente eines UMBERTO®-Stoffstromnetzes

Transitionen können hierarchisch aufgebaut werden. Hinter einem Prozess – einer Transition – kann sich wieder ein ganzes Netz aus Einzelprozessen verbergen. Auf diese Art und Weise lassen sich sehr komplexe Systeme aufbauen (Abbildung 10).

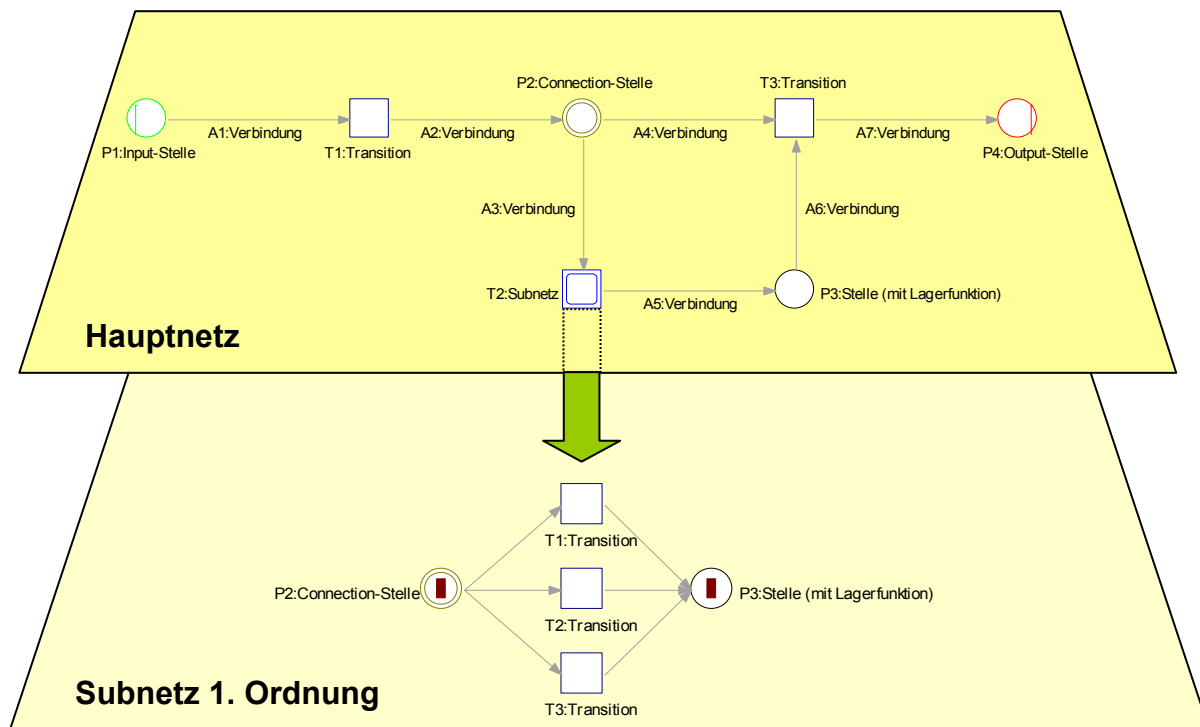


Abbildung 10: UMBERTO®-Stoffstromnetz mit Transitionen, Stellen und Verbindungen. Unter einer der Transitionen liegt ein Subnetz (eigene Darstellung nach Schmidt & Keil 2002).

Bei einer Ökobilanzierung werden alle ermittelten Sachbilanzdaten, Ressourcenverbräuche und Emissionen auf die funktionelle Einheit bezogen (im Fall der vorliegenden Arbeit: 1 kWh ins Netz eingespeister Strom).

Folgende Schritte sind für die Erstellung des UMBERTO®-Stoffstrommodells notwendig (erweitert nach Schmidt 1999, Umberto 2005):

- 1 In der Materialbibliothek müssen alle relevanten Materialien und Energieformen mit ihren Einheiten definiert werden.
- 2 Das Stoffstromnetz lässt sich nun mit dem graphischen Netzwerkditor zeichnen. Dazu werden die Prozesse erstellt und entsprechend den realen Stoffströmen untereinander verbunden. Transitionen beschreiben Umwandlungsprozesse wie Produktion, Energieerzeugung, Transporte etc. Die Definition der Transitionen erfolgt über die Eingabe von zahlenmäßigen Zusammenhängen zwischen In- und Outputs der jeweiligen Prozesse. Es ist auch die Eingabe nichtlinearer Zusammenhänge und die Berücksichtigung von Wechselwirkungen mit anderen Stellen im Stoffstromnetz möglich. Als Prozesse können Datensätze aus der integrierten Prozessdatenbank oder aus externen Ökobilanzdatenbanken wie Ecoinvent geladen werden.
- 3 Ist das jeweilige Stoffstromnetz parametrisiert, kann die Berechnung erfolgen. Unbekannte Stoffströme werden aus bekannten Stoffströmen und bekannten Umwandlungsprozessen ermittelt. Als Ergebnis erhält man alle Material- und Energieströme, also die Sachbilanz.
- 4 Für die Ermittlung der Umweltwirkung sind die Stoffströme relevant, die dem Bilanzraum zufließen (z.B. fossile Energie) oder diesen verlassen (elektrische und thermische Energie, Emissionen). Dazu stehen in UMBERTO® fertige Bewertungsverfahren zur Verfügung. Gerade zur Berechnung von Gutschriften sind aber auch selbst erstellte Bewertungsmethoden notwendig. Die umweltrelevanten Stoffströme werden hinsichtlich ihrer Umweltwirkung klassifiziert und innerhalb einer Schadenskategorie aufaddiert. Die unterschiedliche Umweltschädlichkeit wird über Gewichtungsfaktoren berücksichtigt.

- 5 Die berechneten Umweltwirkungen und Gutschriften werden über ein Visual Basic Skript wieder nach MS Excel exportiert. Die Auswertung erfolgt in MS Excel und für komplexere Grafiken mit der Software ORIGIN®.
- 6 Zur Durchführung einer Monte-Carlo-Simulation ist die zusätzliche Eingabe von unsicheren Eingangsparametern notwendig. Für jede unsichere Größe müssen ein Grundwert und die Kennwerte für die jeweilige Verteilung vorgegeben werden. Die Berechnung der Stoffströme erfolgt dann nicht einmal, wie bei der statischen Betrachtung, sondern vielfach hintereinander. Bei jedem Rechengang wird für die unsicheren Eingangsparameter eine Zufallszahl gezogen, und mit dem dadurch entstandenen Parametersatz eine Netzberechnung durchgeführt. Die Ergebnisse der Simulation werden in Form von Wahrscheinlichkeitsverteilungen angegeben.

4.5.2 Das Stoffstrommodell für die landwirtschaftlichen Biogasanlagen

Zur Abbildung der Biogasanlagen dient für alle Anlagen ein identisches Stoffstromnetz. Für die Berechnung der Umweltwirkungen wird zunächst ein sehr komplexes Netz mit mehreren Hundert Transitionen und mehreren Subnetzen konstruiert. Die langen Berechnungszeiten für das Stoffstromnetz hätten jedoch die Durchführung einer Monte-Carlo-Simulationen ausgeschlossen. 1.000 Wiederholungen nur einer Anlagenvariante hätten eine Rechenzeit von 16 Stunden notwendig gemacht. Um ein schlankes Netz zu erhalten, wird das Netz auf die wesentlichen Teile reduziert und Rechenschritte soweit möglich nach MS-Excel ausgelagert. Zur Verbesserung der Übersichtlichkeit werden voneinander weitgehend unabhängige Prozesse getrennt modelliert. Während der Arbeiten stellte sich heraus, dass gleichzeitig mit der Verwendung der Monte-Carlo-Simulation eine Nutzung des UMBERTO®-Valuation-Systems nicht möglich ist. In UMBERTO® dient das Valuation-System zur Berechnung der Umweltwirkungen aus den Sachbilanzdaten. Die Berechnung der Umweltwirkungen musste darum ins Stoffstromnetz integriert werden. Die In- und Outputstellen an den Rändern des Bilanzierungsraumes enthalten daher nicht wie üblich Sachbilanzdaten, sondern bereits die fertig berechneten Umweltwirkungen. Abbildung 11 zeigt einen Ausschnitt des Stoffstromnetzes, der den Energiepflanzenanbau, die Lagerung sowie die Vergärung abbildet. Die weiteren Bestandteile des Stoffstromnetzes zur Modellierung der Biogasanlagen sind in Anhang 31 dokumentiert. An mehreren Stellen im Stoffstromnetz treten formal notwendige Places auf, die Startwerte für Berechnungen liefern.

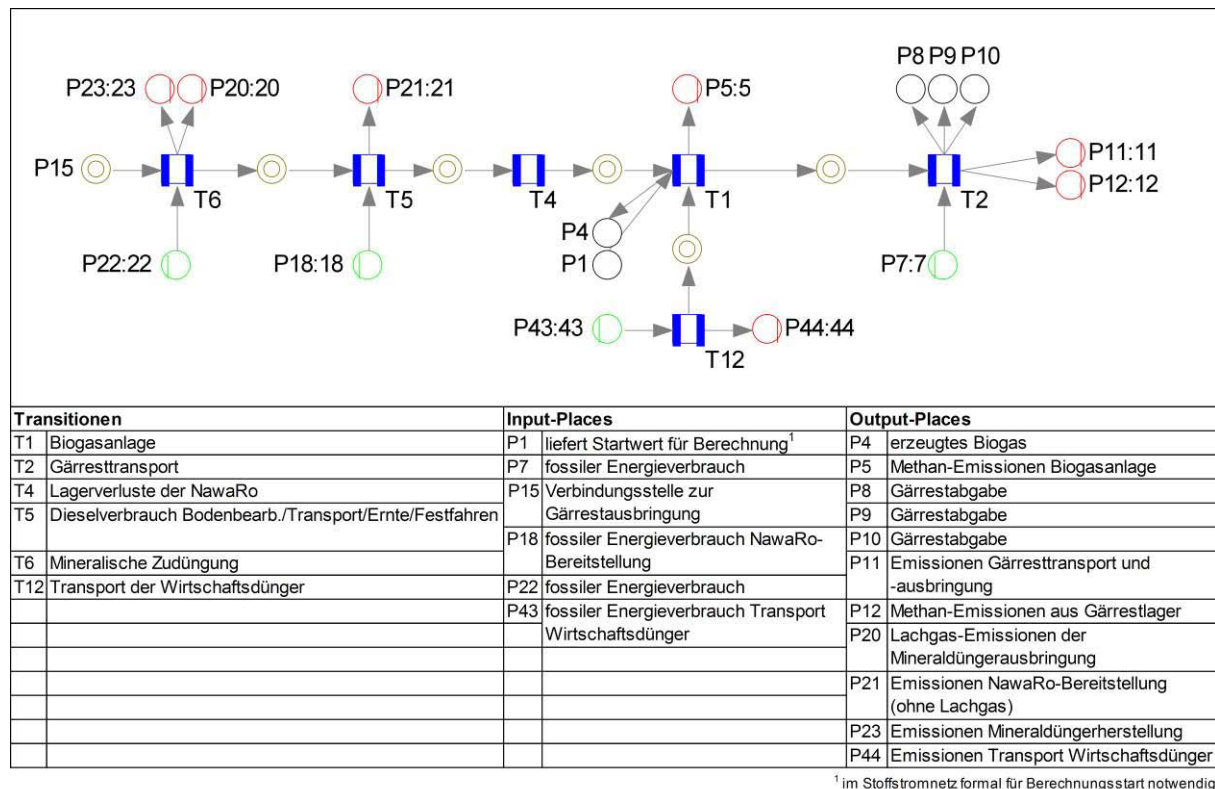


Abbildung 11: Teil des Stoffstromnetzes für die landwirtschaftlichen Biogasanlagen das den Energiepflanzenanbau, die Lagerung und die Vergärung abbildet.

Das Stoffstromnetz ist für jede der 21 Anlagenvarianten identisch. Eine Konfiguration des Stoffstromnetzes erfolgt durch den Import von Transitionsparametern. Über diese Parameter lässt sich jede einzelne Transition der 21 Anlagenvarianten individuell konfigurieren. In Anhang 32 sind alle Transitionen mit In- und Outputs, Transitionsparametern und Zuordnungsvorschriften für In- und Outputs dargestellt.

Über Schnittstellen lassen sich dazu Sachbilanzdaten und Parameter ins Stoffstromnetz importieren. In der vorliegenden Arbeit findet der Datentransfer zwischen UMBERTO® und MS EXCEL® statt und wird über Visual-Basic-Makros ausgeführt (Abbildung 12). Das Makro entstand in Zusammenarbeit mit der EDV-Abteilung des Instituts für Landtechnik an der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft. Ein weiteres Makro vereinfacht und beschleunigt das blockweise Kopieren und Löschen von Szenarien.

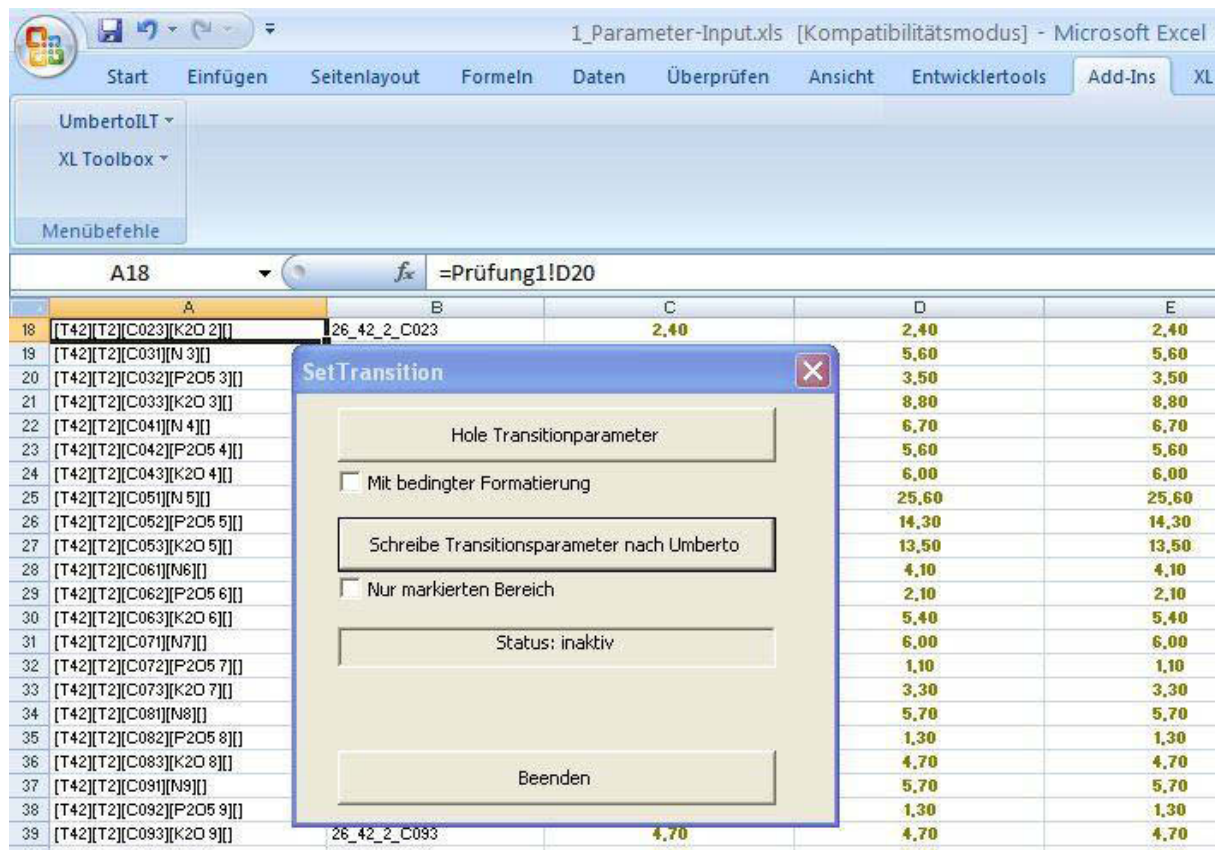


Abbildung 12: Benutzeroberfläche für ein Visual-Basic-Makro zum Import und Export von Transitionsparametern aus MS Excel.

5 Ergebnisse und Diskussion

Grundlage für die präsentierten Ergebnisse ist die mit der Software UMBERTO® berechnete Stoffstrombilanz der betrachteten sechzehn Biogasanlagen. Bei fünf Anlagen erstreckt sich die Berechnung über zwei unterschiedliche Betriebsjahre, sodass die Auswertung insgesamt 21 Varianten umfasst. Die ermittelten Material- und Energieströme werden hinsichtlich der Umweltwirkungen Treibhauseffekt und Verbrauch fossiler Energie bewertet. Wichtiger Bestandteil der Ergebnisdarstellung ist die Berechnung der Ergebnisunsicherheit. Dazu erfolgt zusätzlich zur Berechnung mit festen Werten für jede Biogasanlage eine Monte-Carlo-Simulation. Zur Einordnung der Ergebnisse folgen nach den Einzelbetrachtungen eine zusammenfassende Übersicht und ein Vergleich mit Stromerzeugungssystemen auf überwiegend fossiler Basis. Die Bezugsgröße für alle im Folgenden dargestellten Ergebnisse ist eine kWh_{el} , die von der Biogasanlage ins Stromnetz eingespeist wird.

5.1 Ergebnisse Sachbilanz

Dieses Kapitel beinhaltet Auswertungen, die in die Erstellung der Sachbilanz einfließen. Jeweils ein Unterkapitel zeigt den Dieselverbrauch beim Anbau unterschiedlicher Energiepflanzen, die Ermittlung der substratspezifischen Ammoniakemissionsfaktoren und eine Auswertung zu den anlagenspezifischen Einflussfaktoren auf die Stromproduktion im Beobachtungszeitraum.

5.1.1 Dieselverbrauch beim Anbau unterschiedlicher Energiepflanzen

Abbildung 13 zeigt den Dieselverbrauch zur Erzeugung einer Tonne Frischmasse frei Biogasanlage. Es sind alle Energiepflanzen berücksichtigt, die innerhalb der Beobachtungszeiträume auf den 16 Biogasanlagen zum Einsatz kommen. Der Dieselverbrauch pro erzeugter kWh Strom wird mithilfe des theoretischen Gasertrags der einzelnen Energiepflanzen (KTBL 2006) und einem theoretischen elektrischen Wirkungsgrad von 36 % ermittelt. Die Lagerverluste der NawaRo sind substratspezifisch (Quelle: KTBL 2006). Zu den getroffenen Annahmen bei der Berechnung siehe Anhang 25.

Der Dieselverbrauch zur Bereitstellung einer Tonne Energiepflanzen frei Einbringung an der Biogasanlage variiert zwischen $3,8 \text{ Liter} \cdot \text{t FM}^{-1}$ für den Anbau von Mais, Getreideganzpflanzensilage oder Zuckerrüben und $10,3 \text{ Liter} \cdot \text{t FM}^{-1}$ für den Anbau von Körnergetreide. Diese relativ hohen Werte für Getreide- und Maiskörner resultieren aus einem niedrigen Frischmasseertrag pro Hektar. Bei der Grünlandbewirtschaftung entfällt zwar ein Großteil der energieintensiven Bodenbearbeitung, jedoch ist die Ernte erheblich aufwändiger, da diese pro Jahr mehrere Schnitte umfasst und jeweils mehrere Arbeitsgänge notwendig sind (Mähen, Zetten, Wenden, Schwaden und Häckseln).

Bezogen auf 1 kWh Strom erzeugt aus den unterschiedlichen Energiepflanzen, verschiebt sich das Verhältnis (Abbildung 14, Berechnung: Anhang 33). Durch den hohen auf Frischmasse bezogenen Methanertrag aus Getreide- und Maiskörnern weisen die Körner einen ähnlich niedrigen Dieselverbrauch pro kWh_{el} auf wie Maissilage ($0,10 \text{ l} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$), bei allerdings niedrigerem Energieertrag pro Hektar. 1 kWh Strom aus Getreideganzpflanzensilagen erfordert den Einsatz von 0,12 l Diesel. Die Erzeugung von Strom aus Gras bzw. Klee gras erfordert 0,15 bis 0,16 kWh . Die auf den beobachteten Biogasanlagen nur in kleinen Mengen eingesetzten Substrate Sudangras und Zuckerrüben weisen im Vergleich zu Mais ebenfalls hohe Dieselverbräuche auf (Sudangras: 0,14; Zuckerrüben: $0,17 \text{ l Diesel} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$). Ursache sind die niedrigen Methanerträge pro t Frischmasse.

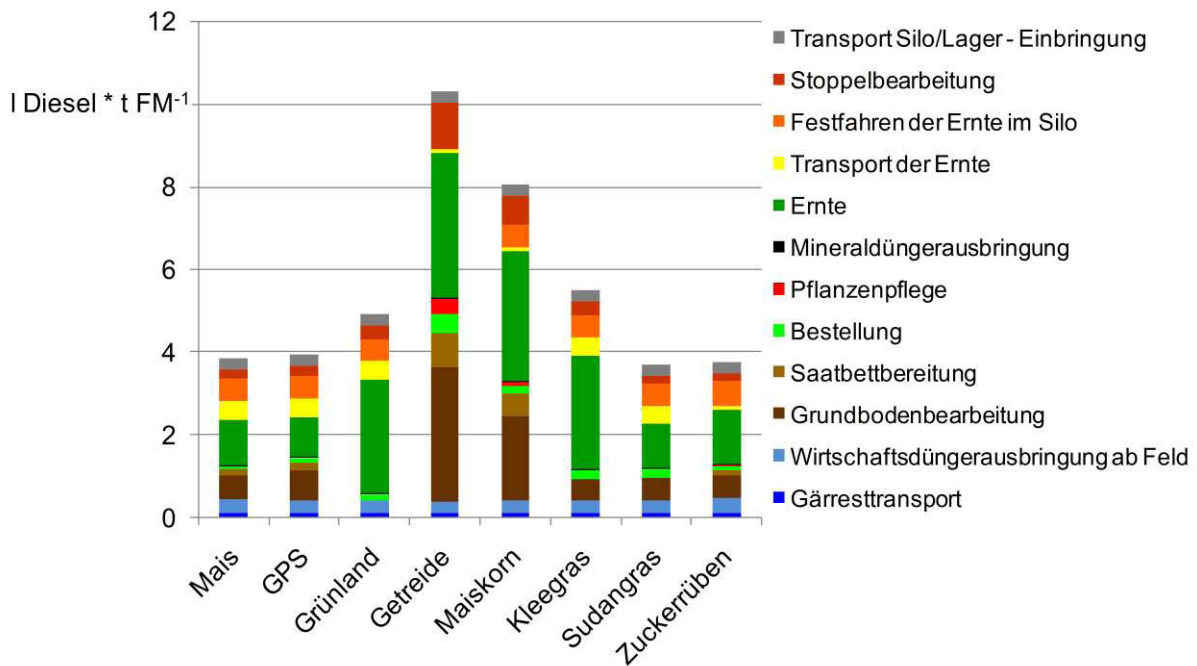


Abbildung 13: Substratspezifischer Dieserverbrauch zur Erzeugung einer t Frischmasse frei Biogasanlage.

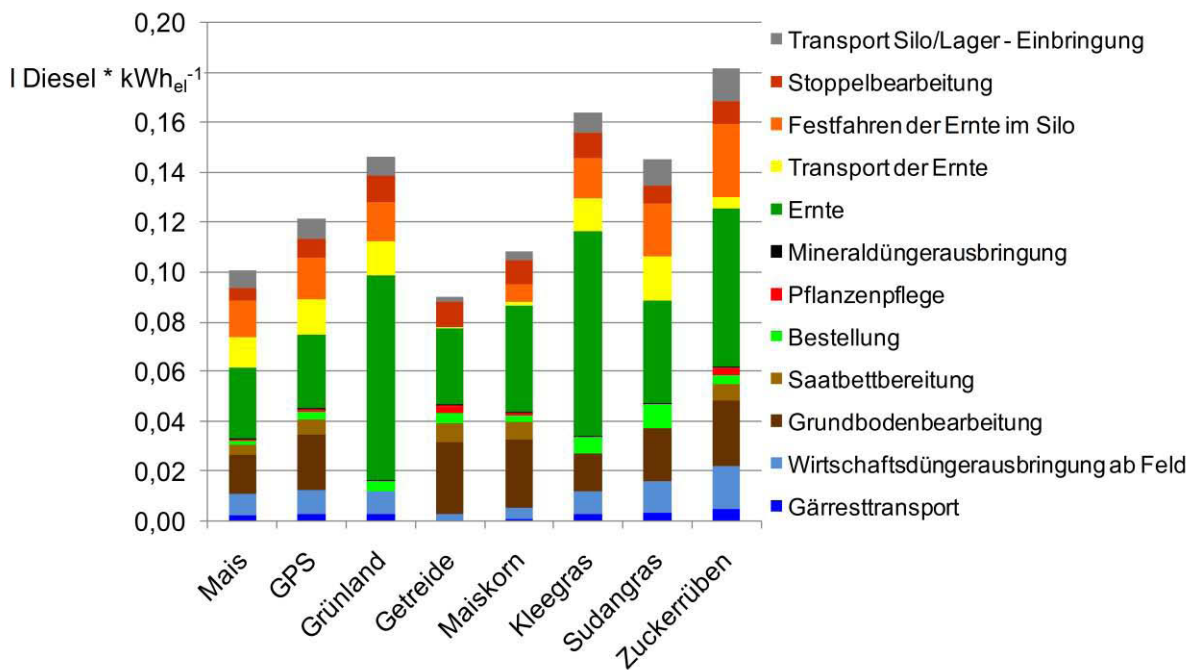


Abbildung 14: Substratspezifischer Dieserverbrauch pro erzeugter kWh Strom.

5.1.2 Energiepflanzen-spezifische Ammoniakemissionen

Für alle Biogasanlagen beträgt das Verhältnis von Ammonium-N zu organischem N am Ablauf des letzten Gärbehälters zwischen 40 und 70 % (Abbildung 15). Für das Jahr 2007 liegen keine entsprechenden Daten vor. Weil sich die Substratzusammensetzung auf den betroffenen Anlagen jedoch zwischen 2007 und 2008 nur geringfügig ändert, sind diese Daten hinreichend genau. Für die Anlagen 03, 04, 09 und 10 liegen für 2008 keine Messdaten vor. Es wird ein Schätzwert von 60 % zugrunde gelegt.

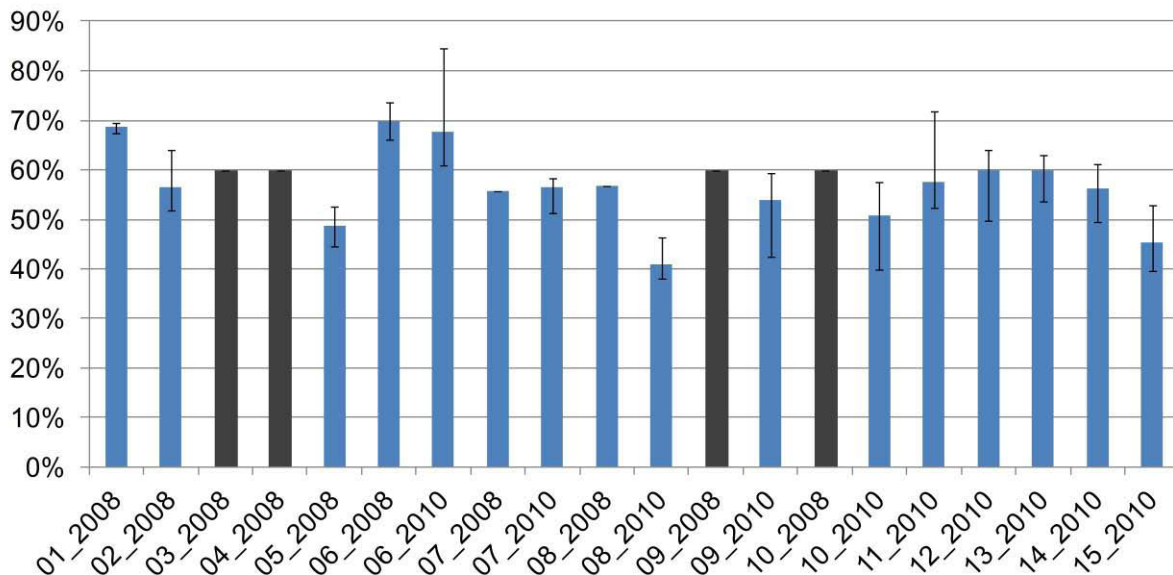


Abbildung 15: Ammoniumkonzentration bezogen auf Gesamt-N im Zulauf des Gärrestlagers. Für das Jahr 2007 werden die in 2008 ermittelten Konzentrationen herangezogen.

Tabelle 8 zeigt die Abschätzung der aus der Gärrestdüngung resultierenden Ammoniakemissionen für die unterschiedlichen Energiepflanzen. Die ermittelten substratspezifischen Ammoniakemissionen bezogen auf Ammoniak-N unterscheiden sich deutlich. Die Emissionen sind zwar geringer, wenn die Gärrestausringung im kälteren Frühjahr stattfinden kann (Wintergetreide: 13 %, Zuckerrüben: 15 %). Da der Anbau von Mais aber erst in den wärmeren Monaten April bzw. Mai erfolgt, steigen die Ammoniakemissionen auf 20 %. Bei Grünland bzw. Klee gras besteht nicht die Möglichkeit den Gärrest einzuarbeiten und weil nach jedem Schnitt mit Gärrest gedüngt wird, erfolgt die Ausbringung auch in den warmen Sommermonaten. Das führt zum insgesamt höchsten Ammoniakemissionsfaktor von 25 bzw. 26 %.

Tabelle 8: Herleitung der Ammoniakemissionen in Abhängigkeit der Pflanzenart, der Ausbringbedingungen und der eingesetzten Ausbringtechnik (eigene Berechnung)

	JAN	FEB	MRZ	APR	MAI	JUN	JUL	AUG	SEP	OKT	NOV	DEZ
Lufttemperatur Bayern												
Monatsdurchschnitt (°C)	1,8	0,8	3,2	7,6	12,2	15,3	17,0	16,4	13,0	8,0	2,9	0,7
Monatsdurchschnitt + 5°C	6,8	5,8	8,2	12,6	17,2	20,3	22,0	21,4	18,0	13,0	7,9	5,7
Temperaturabhängiger Ammoniakemissionsfaktor												
	14%	12%	16%	23%	33%	44%	53%	50%	36%	24%	16%	11%
Gärrestkalender für die unterschiedlichen Energiepflanzen (Anteil am insgesamt ausgebrachten Gärrest)												
Silomais				33%	33%	33%						
Getreideganzpflanze		25%	25%	25%	25%							
Grünland		10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	
Körnergetreide		25%	25%	25%	25%							
Körnermais				33%	33%	33%						
Kleegras		14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%				
Sudangras					33%	33%	33%					
Zuckerrüben			33%	33%	33%							
Energiepflanzen-spezifische Ammoniakemissionen												
	Ammoniakemissionen bezogen auf Ammonium-N bei Ausbringung mit Breitverteiler											
	Summe	pro Monat										
Silomais	33%			8%	11%	15%						
Getreideganzpflanze	21%	3%	4%	6%	8%							
Grünland	31%	1%	2%	2%	3%	4%	5%	5%	4%	2%	2%	
Körnergetreide	21%	3%	4%	6%	8%							
Körnermais	33%			8%	11%	15%						
Kleegras	33%	2%	2%	3%	5%	6%	8%	7%				
Sudangras	43%				11%	15%	18%					
Zuckerrüben	24%		5%	8%	11%							
Emissionsminderung durch Ausbringtechnik												
	Ammoniakemissionen bezogen auf Ammonium-N bei Ausbringung mit Breitverteiler	Emissionsminderung bezogen auf Ausbringung mit Prallteller				Ammoniakemissionen bezogen auf Ammonium-N bei Ausbringung mit gewählter Ausbringtechnik						
		Breitverteiler	Breitverteiler emissions-reduziert	Schlepp-schlauch	Einarbeitung innerhalb 1 h							
		0%	-20%	-40%	-85%							
		Anteile der Ausbringtechnik										
Silomais	33%	23%	23%	23%	30%	20%						
Getreideganzpflanze	21%	23%	23%	23%	30%	13%						
Grünland	31%	33%	33%	33%	0%	25%						
Körnergetreide	21%	23%	23%	23%	30%	13%						
Körnermais	33%	23%	23%	23%	30%	20%						
Kleegras	33%	33%	33%	33%	0%	26%						
Sudangras	43%	23%	23%	23%	30%	26%						
Zuckerrüben	24%	23%	23%	23%	30%	15%						

5.1.3 Einflussgrößen auf die Stromproduktion

Wie Abbildung 16 zeigt, variiert die hydraulische Verweilzeit in den Gärbehältern zwischen 60 und 195 Tagen, die Nettostromausbeute (ins Stromnetz eingespeister Strom abzüglich aus dem Netz bezogener Strom und ohne Strom aus Zündöl) pro kg oTM bewegt sich zwischen 0,91 und 1,52 kWh_{el}. Es besteht kein direkter Zusammenhang zwischen hydraulischer Verweilzeit und Nettostromausbeute. Bezogen auf die zugeführte Trockenmasse können Anlagen mit sehr kurzen Verweilzeiten hohe Stromausbeuten erreichen, gleichzeitig sind aber lange Verweilzeiten kein Garant dafür.

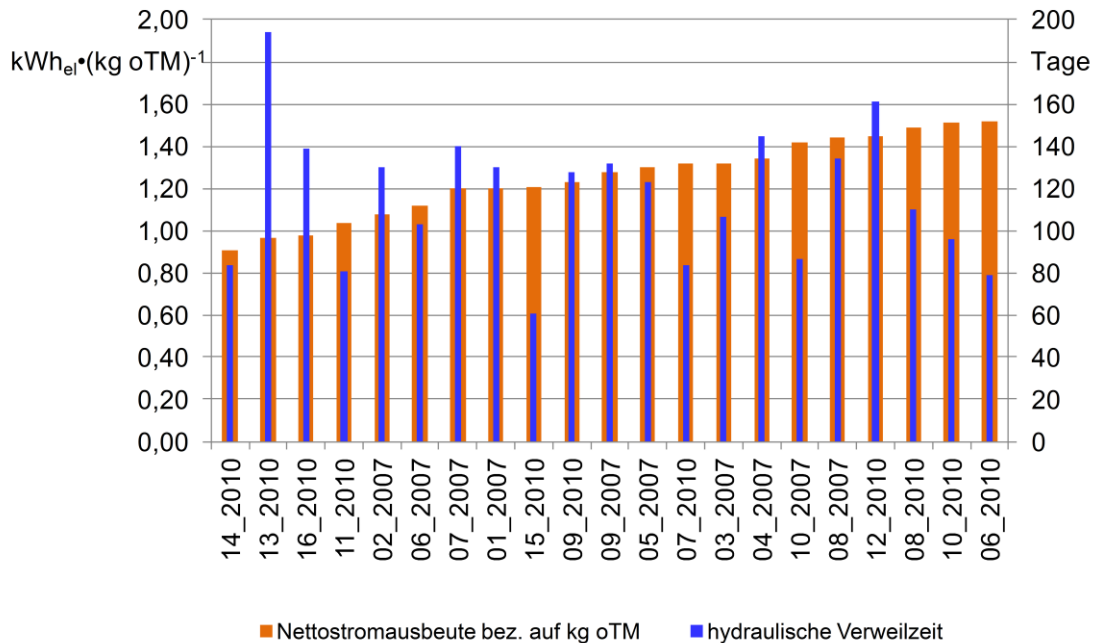


Abbildung 16: Hydraulische Verweilzeit in den Gärbehältern und eingespeister Nettostrom der einzelnen Anlagenvarianten in kWh_{el} , bezogen auf 1 kg zugegebene organische Trockenmasse.

Der Nettostrom, der sich aus einer bestimmten Menge an Biomasse gewinnen und ins Netz einspeisen lässt, ist von der Methanmenge abhängig, die bei der Vergärung entsteht, von der Effizienz der Umwandlung des Methans in Strom und vom Stromverbrauch der Anlage selbst. Die Nettostromausbeute beruht also auf der Methanausbeute pro kg oTM, die in einer Biogasanlage erzielt wird, vom Nutzungsgrad des Blockheizkraftwerks und vom Eigenstromverbrauch. Die besten Ergebnisse zeigen Anlagen, die eine effektive Vergärung mit einer effektiven Verstromung koppeln.

Um die Methanausbeute und den elektrischen Nutzungsgrad zusammen mit der Nettostromausbeute abbilden zu können, erfolgt eine Normierung (Abbildung 17). Bezugsgröße ist dabei die jeweils beobachtete höchste Methanausbeute bzw. der höchste elektrische Nutzungsgrad. An der sekundären Ordinatenachse sind neben den Prozentwerten für die Normierung die jeweiligen Absolutwerte für die beiden Größen aufgetragen.

Die Zählung des eingespeisten Stroms und des Bezugsstroms sowie die Wägung der zugeführten Substrate erfolgt mit nur geringen Unsicherheiten. Folglich weist auch die daraus errechnete Nettostromausbeute eine geringe Unsicherheit auf. Die Methanausbeute und der BHKW-Nutzungsgrad werden basierend auf der gemessenen Methanmenge ermittelt. Vor allem die Gaszähler haben nicht in allen Fällen exakte Daten geliefert. Als besonders fehlerbehaftet haben sich die auf mehreren Anlagen eingesetzten Massenstromzähler erwiesen (Kap. 4.2.1.2). Bei unplausiblen Werten für die Methanmenge erfolgte daher eine Abschätzung über den erzeugten BHKW-Strom und den auf anderen Anlagen gemessenen typischen elektrischen Nutzungsgrad des eingesetzten BHKW. Aus diesem Grund sind die ermittelten Werte für Methanertrag und elektrischen Nutzungsgrad nur als Anhaltspunkte zu sehen, können aber trotzdem wichtige Informationen zur Charakterisierung der einzelnen Biogasanlagen geben.

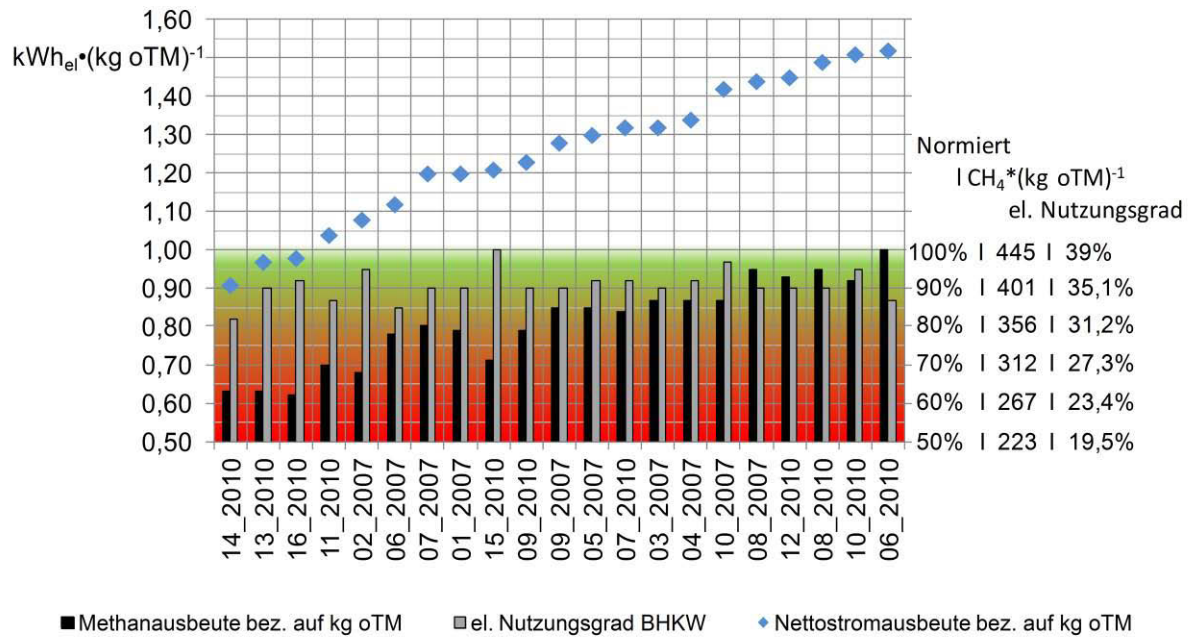


Abbildung 17: Nettostromausbeute in kWh bezogen auf kg oTM in aufsteigender Reihe. Zusätzlich ist die auf den jeweiligen Maximalwert normierte Methanausbeute pro kg oTM und der normierte elektrische BHKW-Nutzungsgrad abgebildet.

Im Folgenden wird die Strom- und Methanausbeute sowie der elektrische BHKW-Nutzungsgrad der Biogasanlagen einzeln interpretiert. Die Reihenfolge folgt weitgehend der Rangfolge der Nettostromausbeuten bezogen auf Trockenmasse (Abbildung 17).

Anlage 14_2010 weist die niedrigste Nettostromausbeute auf. Im Vergleich zu den anderen Biogasanlagen ist die Methanausbeute niedrig und beträgt nur $282\ I_{CH_4}^* (kg\ oTM)^{-1}$. Die Ursache dafür dürfte beim hohen Anteil an Wirtschaftsdüngern aus der Rinderhaltung mit niedrigen Methanpotenzialen sowie dem geringen Anteil an Maissilage an der Ration liegen. Die Verstromung des Methans geschieht in zwei kleinen BHKW mit einem elektrischen Wirkungsgrad von nur 32 %.

Die Nettostromausbeute bei **Anlage 13_2010** beträgt $0,97\ kWh_{el}^* (kg\ oTM)^{-1}$. Der BHKW-Nutzungsgrad liegt im Mittelfeld bei 35 %, allerdings bildet die Methanausbeute mit $279\ I_{CH_4}^* (kg\ oTM)^{-1}$ das Schlusslicht. Auch hier dürfte die Ursache beim hohen Anteil an Wirtschaftsdüngern aus der Rinderhaltung liegen und an einer teilweise schlechten Silagequalität der zugegebenen Substrate.

Das Substrat bei **Anlage 16_2010** weist einen hohen Klee grasanteil und nur niedrige Maisanteile auf und erreicht trotz der langen hydraulischen Verweilzeit von 163 Tagen nur eine Gasausbeute von $274\ I_{CH_4}^* (kg\ oTM)^{-1}$. Die Verstromung übernimmt ein Gasmotor-BHKW mit einem Nutzungsgrad von 36 %. Pro kg oTM können netto $0,98\ kWh_{el}$ eingespeist werden.

Anlage 11_2010 erzielt mit einer niedrigen Methanausbeute (Ursache: hoher Anteil an Rindergülle, kurze Verweilzeit, hohe Raumbelastung) und einem BHKW-Nutzungsgrad von 34 % eine Nettostromausbeute von $1,04\ kWh_{el}^* (kg\ oTM)^{-1}$.

Hohe Anteile an Wirtschaftsdüngern aus der Geflügelhaltung und ein nur geringer Anteil von Mais charakterisieren die Substratmischung von **Anlage 02_2007**. Auf dieser Biogasanlage liegt die Vermutung nahe, dass der Gaszähler im Untersuchungszeitraum systematisch zu wenig Gas aufzeichnete. Basierend auf den aufgezeichneten Gaszählerdaten errechnet sich ein BHKW-Nutzungsgrad von 40 %. Das widerspricht den mit Blockheizkraftwerken der gleichen Bauart gemachten Erfahrungen. Anlage 07 setzt ein baugleiches BHKW ein. Es wird der dort ermittelte Nutzungsgrad von 37 % zugrunde gelegt. Damit beträgt die

Methanausbeute auf Anlage 02_2007 $302 \text{ l CH}_4^*(\text{kg oTM})^{-1}$ und pro kg oTM können $1,08 \text{ kWh}_{\text{el}}$ eingespeist werden.

Anlage 06 weist 2007 und 2010 die höchsten Anteile an Körnersilagen aus Getreide und Mais auf, im Schnitt 70 % der zugeführten oTM. Die Anlage arbeitet mit einer Hydrolysestufe. Dazu wird das Substrat bevor es in den Fermenter gelangt, in einem beheizten nicht gasdicht abgeschlossenen Stahlbetonbehälter mit Gülle und Feuchtgetreide bzw. -mais vermischt und verbleibt dort für wenige Tage. Die Fütterung des Fermenters erfolgt durch Abpumpen kleiner Rationen aus der Hydrolysestufe. Ziel der Hydrolysestufe ist die Spaltung von langkettigen biochemischen Verbindungen in kleinere Bestandteile außerhalb des Fermenters und damit eine Reduzierung des Rühraufwands und der für eine vollständige Vergärung notwendigen Verweilzeit im Fermenter. Im Jahr 2007 treten auf der Anlage vorübergehend erhebliche Probleme mit der Stabilität des Gärprozesses auf. Die Anlage verändert sich zwischen 2007 und 2010 baulich nicht, jedoch erhöht sich die durchschnittliche Nettoeinspeiseleistung um ein Drittel von 202 auf $273 \text{ kWh}_{\text{el}}$. Aufgrund der gestörten Methanproduktion im Jahr 2007 ist trotz höherer Raumbelastung und einer von 103 auf 79 Tage verkürzten hydraulischen Verweilzeit ein Anstieg der Methanausbeute von 348 auf $445 \text{ l CH}_4^*(\text{kg oTM})^{-1}$ zu beobachten. Der elektrische Nutzungsgrad des Gasmotors liegt für die Jahre 2007 und 2010 zwischen 34 auf 35%. Insgesamt erreicht die Variante 06_2010 mit $1,52 \text{ kWh}_{\text{el}}^*(\text{kg oTM})^{-1}$ die höchste Nettostromausbeute. Bei Anlage 06 besteht der Verdacht, dass der Gaszähler leicht überhöhte Werte liefert. Eine etwas niedrigere Methanmenge würde die sehr hohen Methanerträge absenken, und den für Gasmotor-BHKW dieser Größenordnung ungewöhnlich niedrigen elektrischen Nutzungsgrad anheben.

Anlage 07 setzt in beiden Beobachtungszeiträumen im Gegensatz zu den bisher genannten Anlagen hohe Anteile an Maissilage ein. Eine ungünstige Silobewirtschaftung mit sehr großen Anschnittflächen führt vermutlich dazu, dass nur Methanausbeuten im Mittelfeld realisiert werden können (2007: $355 \text{ l CH}_4^*(\text{kg oTM})^{-1}$, 2010: $373 \text{ l CH}_4^*(\text{kg oTM})^{-1}$). Zwischen 2007 und 2010 verdoppelt sich nach der Errichtung eines zusätzlichen Satelliten-BHKW die durchschnittlich erzeugte elektrische Leistung von 321 auf $687 \text{ kWh}_{\text{el}}$. Das Volumen der Gärbehälter erhöht sich jedoch nur um 25 %. Die hydraulische Verweilzeit beträgt 2007 140 Tage und reduziert sich dann im Jahr 2010 auf nur noch 84 Tage. Trotzdem steigert sich die Methanausbeute leicht. Das zusätzliche BHKW im Jahr 2010 trägt zu einer leichten Steigerung des elektrischen Nutzungsgrads von 35 auf 36 % bei. Insgesamt steigert sich so auch die Nettostromausbeute von 1,20 auf $1,32 \text{ kWh}_{\text{el}}^*(\text{kg oTM})^{-1}$.

10% der zugeführten oTM bei **Anlage 01** stammen von Wirtschaftsdüngern aus der Rinderhaltung, weitere 50 % der oTM werden als Maissilage zugeführt. Die übrigen 40 % setzen sich aus Getreide-Ganzpflanzensilage, Grassilage und Getreidekörnern zusammen. Methanausbeute und BHKW-Nutzungsgrad liegen im Mittelfeld. Die Nettostromausbeute beträgt $1,20 \text{ kWh}_{\text{el}}^*(\text{kg oTM})^{-1}$.

Bei **Anlage 15_2010** steht zur Vergärung nur ein stehender Fermenter mit einer vergleichsweise kurzen Verweilzeit von 61 Tagen zur Verfügung. Die Biogasverstromung übernimmt ein Zündstrahl-BHKW mit einem elektrischen Nutzungsgrad von fast 40 %. Die damit erreichte Nettostromausbeute beträgt $1,21 \text{ kWh}_{\text{el}}^*(\text{kg oTM})^{-1}$.

Hohe Anteile an Klee gras und das Fehlen von Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft kennzeichnen die Substratzusammensetzung bei **Anlage 09**. Zwischen 2007 und 2010 verändert sich die Anlage baulich nicht, die Stromerzeugung wird leicht erhöht. Im Vergleich zum Jahr 2007 verringert sich die Methanausbeute von 377 auf $353 \text{ l CH}_4^*(\text{kg oTM})^{-1}$. Dieser Rückgang könnte mit dem reduzierten Maisanteil an der Substratmischung zusammenhängen. Vor allem im Jahr 2007 hat die Anlage mit vielen Problemen zu kämpfen. Die Energiepflanze Klee gras stellte hohe Anforderungen an die Einbring- und Rührtechnik. Der hohe Stromverbrauch für den Anlagenbetrieb mindert die Nettostromausbeute in den Jahren 2007 und 2010 auf 1,28 bzw. $1,23 \text{ kWh}_{\text{el}}^*(\text{kg oTM})^{-1}$.

Anlage 05_2007 gehört wie Anlage 09 zu den wenigen Anlagen, die keine Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft einsetzen. Das Substrat setzt sich nur aus den drei Energiepflanzen Maissilage, Getreide-Ganzpflanzensilage und Sudangrassilage zusammen.

Mit einer Methanausbeute von $379 \text{ l CH}_4^*(\text{kg oTM})^{-1}$ und einem elektrischen Nutzungsgrad des Zündstrahl-BHKW von 36 % können pro kg oTM netto $1,30 \text{ kWh}_{\text{el}}$ eingespeist werden.

Auch **Anlage 03_2007** setzt keine Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft ein und produziert Biogas aus den drei Substraten Maissilage, Getreide-Ganzpflanzensilage und Grassilage. Mit einer Methanausbeute von $385 \text{ l CH}_4^*(\text{kg oTM})^{-1}$ wird eine Nettostromausbeute von $1,32 \text{ kWh}_{\text{el}}^*(\text{kg oTM})^{-1}$ erreicht.

Bei **Anlage 04** besteht die Substratmischung im Jahr 2007 zu einem Drittel aus Hühnermist und zu zwei Dritteln aus Maissilage bezogen auf die organische Trockenmasse. Mit dieser Mischung werden in der zweistufigen Anlage aus liegendem und stehendem Fermenter pro kg oTM 387 l CH_4 erzeugt. Der BHKW-Nutzungsgrad von 35 % führt zu einer Nettostromausbeute von $1,34 \text{ kWh}_{\text{el}}^*(\text{kg oTM})^{-1}$.

Anlage 10 erzielt in beiden Beobachtungszeiträumen sehr gute Nettostromausbeuten und kann von 2007 auf 2010 von $1,42$ auf $1,51 \text{ kWh}_{\text{el}}^*(\text{kg oTM})^{-1}$ zulegen. Hauptursache für die Verbesserung ist die steigende Methanausbeute. Da die Substratzusammensetzung für beide Jahre ähnlich ist und das Fermentervolumen unverändert bleibt, könnte die Ursache bei einer im Jahr 2010 zusätzlich installierten Anlage zur elektrokinetischen Desintegration liegen. Diese wurde eingebaut um den Biomasseaufschluss zu verbessern. Darauf deuten auch Untersuchungen von Effenberger et al. 2012 hin. Zwischen 2007 und 2010 wird eines der Zündstrahl-BHKW gegen ein Gasmotor-BHKW mit etwas niedrigerem Wirkungsgrad ausgetauscht, was zu einem leichten Rückgang des BHKW-Nutzungsgrads zwischen 2007 und 2010 führt.

Anlage 08 erreicht 2007 und 2010 fast identische Nettostromausbeuten von $1,44$ bzw. $1,49 \text{ l CH}_4^*(\text{kg oTM})^{-1}$. Die Methanausbeute und der elektrische Nutzungsgrad können aufgrund eines fehlerhaften Gaszählers weder 2007 noch 2010 gemessen werden. Unter der Annahme, dass der BHKW-Nutzungsgrad mit dem Nutzungsgrad von Anlage 01 mit einem ähnlichen BHKW übereinstimmt, beträgt die Methanausbeute 421 (2007) bzw. $424 \text{ l CH}_4^*(\text{kg oTM})^{-1}$ (2010).

Die höchsten beobachteten Nettostromausbeuten bei den Praxis-Biogasanlagen betragen mehr als $1,45 \text{ kWh}_{\text{el}}^*(\text{kg oTM})^{-1}$. Im Betriebsjahr 2010 wird diese Schwelle auf **Anlage 12** – mit einer hohen Methanausbeute von $413 \text{ l CH}_4^*(\text{kg oTM})^{-1}$ und einem im mittleren Bereich liegenden BHKW-Nutzungsgrad von 35 % – erreicht.

Insgesamt sind also hinsichtlich der betrachteten Kenngrößen große Bandbreiten festzustellen. Die Werte variieren bei der Methanausbeute zwischen 279 und $445 \text{ l CH}_4^*(\text{kg oTM})^{-1}$ und beim elektrischen BHKW-Nutzungsgrad zwischen 32 und 39 %. Das führt ebenfalls bei der Nettostromausbeute zu einer großen Variabilität ($0,9$ bis $1,52 \text{ kWh}_{\text{el}}^*(\text{kg oTM})^{-1}$). In der durchgeführten Untersuchung wurde nicht überprüft, in welchem Grad die Biogasanlagen das Methanpotential der eingesetzten Substrate ausschöpfen. Die große Ergebnisspannweite bezogen auf die organische Trockensubstanz lässt jedoch vermuten, daß hier teilweise Verbesserungspotential vorhanden ist.

5.2 Ergebnisse Umweltwirkung

Die Treibhausgasemissionen und der Verbrauch fossiler Energien der Biogasanlagen werden in der Ergebnisdarstellung aus Gründen der Übersichtlichkeit in Teilbereiche gegliedert (Tabelle 9).

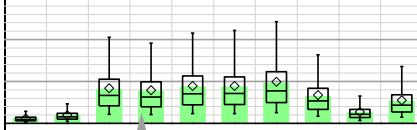
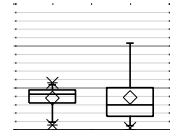
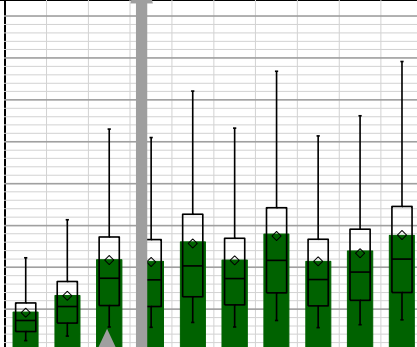
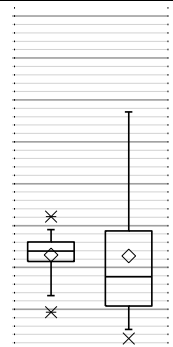
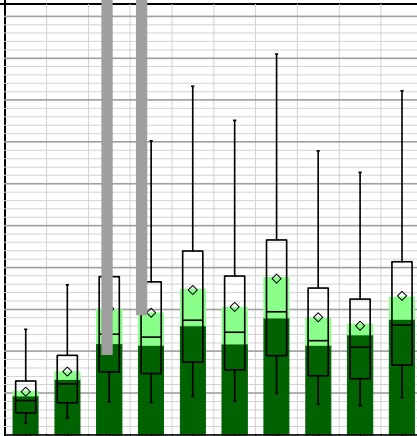
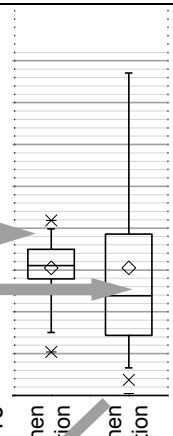
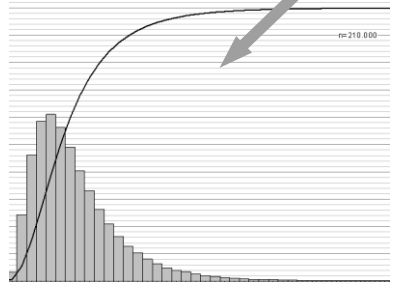
Tabelle 9: Gliederung der Auswertung

Teilbereiche	Enthaltene Emissionen / Ressourcenverbräuche
Anbau der nachwachsenden Rohstoffe	Emissionen Verbrennungsmotor
	Vorkette Diesel
	Vorkette Mineraldünger
	Vorkette Pflanzenschutzmittel und Saatgut
Errichtung der Biogasanlage	<i>keine weitere Unterteilung</i>
Betrieb der Biogasanlage	Vorkette Strombezug aus Stromnetz
	Emissionen aus Zündöleinsatz (nur Anlagen mit Zündstrahl-BHKW)
Methanemissionen (nur für Treibhausgasemissionen)	aus Biogasproduktion
	aus Blockheizkraftwerken (Methanschlupf)
	aus offenen Gärrestlagern
Gutschriften für Koppelprodukte	für den Einsatz von Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft
	für Nutzung von BHKW-Abwärme
	für Gärrest aus der Vergärung von Leguminosen
Gesamtbilanz	Anbau der nachwachsenden Rohstoffe
	Errichtung der Biogasanlage
	Betrieb der Biogasanlage
	Methanemissionen
	Gutschriften

Die Ergebnisdarstellung geschieht für jeden Teilbereich nach dem gleichen Muster. Tabelle 10 liefert dafür eine Leseanleitung. Die Resultate der Berechnung ohne Monte-Carlo-Simulation sind als Säulen wiedergegeben, die Verteilungen der Monte-Carlo-Simulation werden mit Boxplots auf den Säulen veranschaulicht. Für Säulenstapel mit mehreren Teilbereichen erfolgt oberhalb der Säulenstapel eine Darstellung der einzelnen Säulensegmente.

Jeweils am rechten Rand sind die Ergebnisse aller 21 Anlagenvarianten mit und ohne Monte-Carlo-Simulation abgebildet. Die Gesamtunsicherheit des Teilbereichs mit Monte-Carlo-Simulation wird zusätzlich als Histogramm mit relativer und kumulierter Häufigkeit dargestellt. Damit gibt diese Darstellung jeweils den Boxplot rechts unten auf jeder Einzelauswertung wieder.

Tabelle 10: Anleitung zum Lesen der Ergebnisdarstellungen (Leserichtung der Nummerierung folgend)

5. Säulensegment 2 + Boxplot für Säulensegment 2		6. Boxplot aller links gezeigten Säulen ohne (links) und mit (rechts) MC-Simulation	
3. Säulensegment 1 + Boxplot für Säulensegment 1		4. Boxplot aller links gezeigten Säulen ohne (links) und mit (rechts) MC-Simulation	
1. Säulenstapel für Teilbereich mit z.B. zwei Säulensegmenten + Boxplot für Säulenstapel Whisker entsprechen dem 2,5%- bzw. dem 97,5%-Quantil		2. Boxplot aller links gezeigten Säulen ohne (links) und mit (rechts) MC-Simulation X = 1%- bzw. 99%-Quantil — = Min / Max	
2a. Darstellung der Ergebnisverteilung der MC-Simulation des gesamten Teilbereichs (Boxplot unten rechts) als Histogramm der relativen Häufigkeiten und einer Kurve für die kumulierte Häufigkeit.			

5.2.1 Treibhausgasbilanz

Folgende Teilbereiche werden hinsichtlich ihres Treibhauseffekts ausgewertet: NawaRo-Anbau, Lachgasfreisetzung beim NawaRo-Anbau, Errichtung der Biogasanlage, Betrieb der Biogasanlage, Methanemissionen und Gutschriften für Koppelprodukte. Die Zahlenwerte zu den Säulen und die Kennwerte der zusammenfassenden Boxplots sind im Anhang in Tabellenform zusammengefasst (Zahlenwerte für Säulen: Anhang 34; Kennwerte für Boxplots ohne Monte-Carlo-Simulation: Anhang 35; Kennwerte für Boxplots mit Monte-Carlo-Simulation: Anhang 36).

5.2.1.1 Treibhausgasemissionen aus der Bereitstellung von Energiepflanzen und Wirtschaftsdünger (ohne Lachgas)

Zusätzlich zum Anbau der Energiepflanzen wird hier auch der Kraftstoffbedarf für die Transporte von Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft berücksichtigt (Methode siehe Kapitel 4.2.2.1 und 4.2.2.2). Die beim Energiepflanzenanbau frei werdenden Lachgasemissionen werden in Kapitel 5.2.1.2 ausgewertet.

Beim Anbau der nachwachsenden Rohstoffe werden im Mittel, ohne Berücksichtigung der Monte-Carlo Simulation $58 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ emittiert. 90 % der berechneten Emissionen liegen zwischen 45 und $70 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. Die niedrigsten beobachteten Emissionen betragen $40 \text{ g CO}_2\text{e}$, das Maximum liegt bei $70 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ (Abbildung 18, Anhang 35). Die Dieselverbrennung in Verbrennungsmotoren und die Herstellung von mineralischen Düngern bilden die Hauptquellen für Treibhausgasemissionen beim Anbau der Energiepflanzen.

Die Aufwendungen zur Bereitstellung der NawaRo fallen niedrig aus, wenn Energiepflanzen eingesetzt werden, die zum Anbau wenig Treibstoff verbrauchen (z. B. Mais, Abbildung 14). Hohe Anteile an organischer Trockensubstanz aus Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft (z. B. Biogasanlagen 4, 11 und 14 in Abbildung 3) sowie eine effiziente Vergärung und Verstromung des entstandenen Biogases (z. B. Biogasanlagen 06, 08 und 10 in Abbildung 17) führen ebenfalls zu einer Verringerung der Treibhausgasemissionen für die Bereitstellung der NawaRo. Alle vier genannten Faktoren treffen beispielsweise auf die Variante 04_2007 zu. Im Gegenzug fällt der hohe Treibstoffverbrauch besonders bei den Biogasanlagen auf, die an biologisch wirtschaftenden Betrieben angegliedert sind. Die Anlagen 09, 15 und 16 verzeichnen hohe Treibstoffverbräuche, weil die Ernte und der Transport der überwiegend eingesetzten Substrate Gras- und Kleegrassilage energieintensiv ist. Da diese drei Betriebe auch in geringen Mengen konventionell erzeugte Substrate zukaufen, kommt auf diesen Biogasanlagen, wenn auch in vergleichsweise geringem Maß, mineralischer Stickstoffdünger zum Einsatz. Bei den Anlagen 06 und 07 reduzierten sich die Emissionen zwischen 2007 und 2010 deutlich. Wie in Kapitel 5.1.3 erläutert, konnte Anlage 06 die Anlageneffizienz durch eine Stabilisierung des Gärprozesses verbessern, bei Anlage 07 trug eine Anlagenerweiterung, eine verbesserte Methanausbeute und ein erhöhter BHKW-Nutzungsgrad zum Minderverbrauch an NawaRo bei.

Folgende unsichere Eingangsgrößen der Monte-Carlo-Simulation haben Einfluss auf das Ergebnis im Teilbereich „Treibhausgasemissionen der Bereitstellung der nachwachsenden Rohstoffe“: 01-04, 06-10 (vgl. Tabelle 7). Der Blick auf die Simulationsergebnisse zeigt, dass die ermittelten Emissionen bei der einfachen Berechnung zwar einer gewissen Unsicherheit unterliegen. Jedoch wird die Gesamtunsicherheit vom Unterschied zwischen den Anlagen dominiert. Drei der neun Eingangsparameter der Monte-Carlo-Simulation weisen unsymmetrische rechtsschiefe Verteilungen auf (Dieselverbrauch für Bodenbearbeitung, Dieselverbrauch Transport (konventionell) und langfristige Düngewirkung N_{org}). Insgesamt führt das zu einer leichten Erhöhung des Medians und des Mittelwerts im Vergleich zum Boxplot ohne MC-Simulation. Der Interquartilabstand steigt von 10 auf $12 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. 90 % der Ergebnisse liegen zwischen 44 und $76 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. Abbildung 19

veranschaulicht den Boxplot mit einem Histogramm der relativen Häufigkeiten und der kumulierten Häufigkeit.

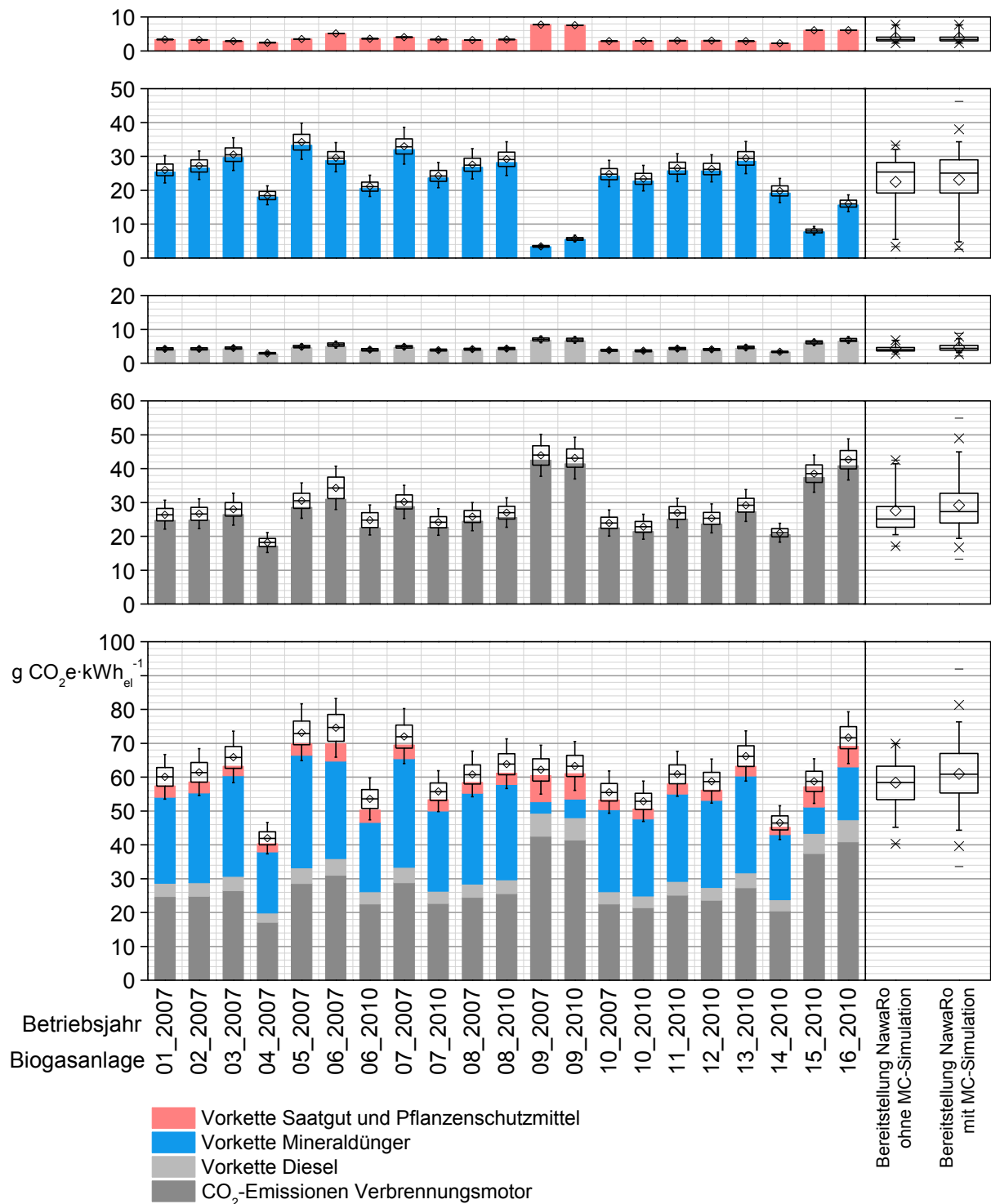


Abbildung 18: Treibhausgasemissionen aus dem Anbau und Transport nachwachsender Rohstoffe (ohne Lachgas) und dem Transport der Wirtschaftsdünger zur Biogasanlage.

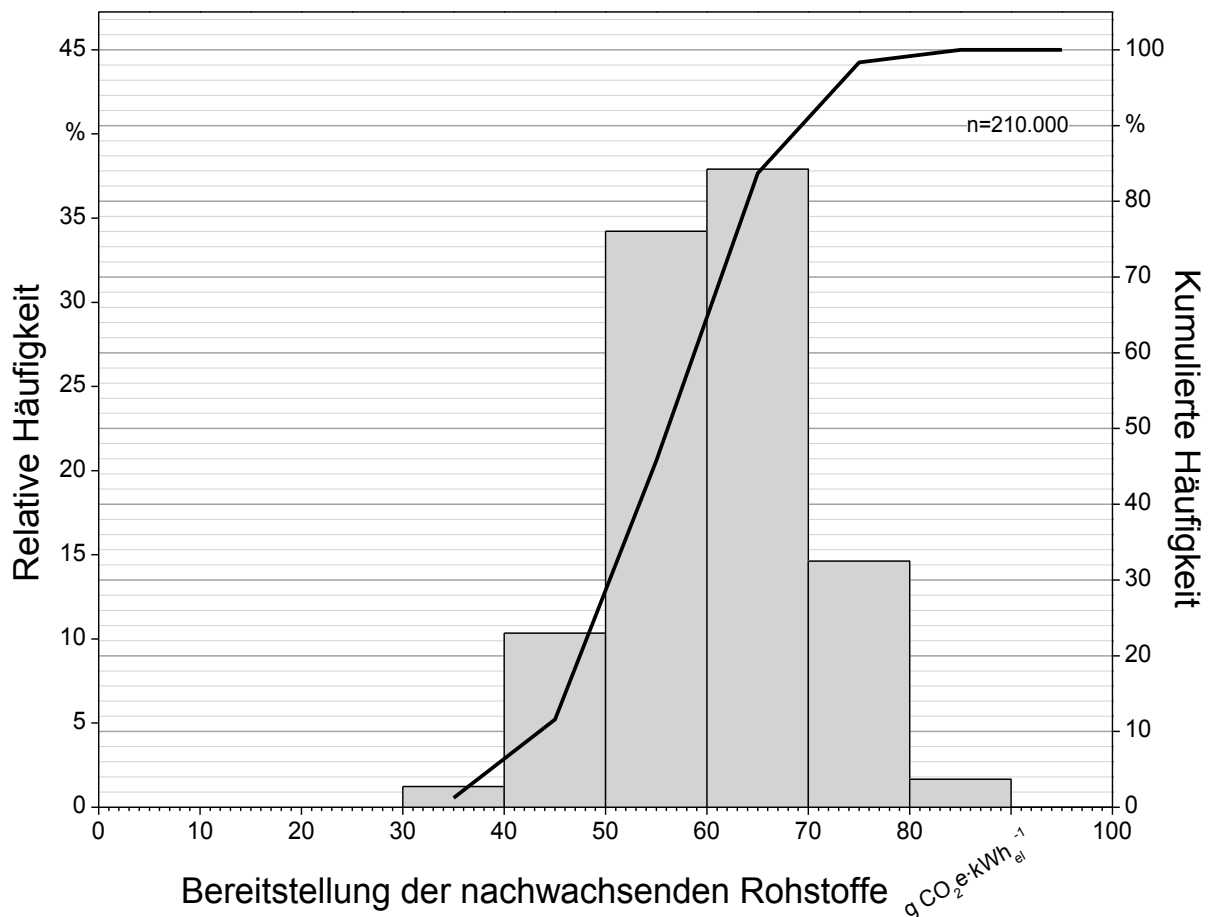


Abbildung 19: Relative und kumulierte Häufigkeit der Emissionen aus der Bereitstellung der nachwachsenden Rohstoffe über alle betrachteten Anlagenvarianten, berechnet mit Monte-Carlo-Simulation

Wie zum Teil auch in der vorliegenden Arbeit geschehen, verwenden viele Autoren KTBL-Daten zur Modellierung des NawaRo-Anbaus (z. B. Scholwin et al. 2006, Hundt 2010, Koch 2009). Die hier beobachteten hohen Schwankungsbreiten können jedoch bei statisch rechnenden Modellen, die nur eine oder wenige Modellannahmen abdecken, nicht festgestellt werden. Neben den unterschiedlichen Substratzusammensetzungen der betrachteten Biogasanlagen und den unsicheren Eingangsgrößen trägt in der vorliegenden Untersuchung auch die Variabilität der Nettostromausbeuten zur Schwankungsbreite bei. Die Nettostromausbeute pro kg oTM variiert auf den Praxisanlagen um den Faktor 1,7 (Abbildung 17). Die beste Anlage erzeugt also aus der gleichen Menge Substrat bezogen auf organische Trockenmasse das 1,7-fache als die schlechteste Anlage. Die Nettostromausbeute wirkt sich somit stark auf die pro kWh_{el} notwendige Substratmenge aus.

Neben einer Erhöhung der Nettostromausbeute kann die Reduzierung der Siliverluste den NawaRo-Einsatz senken. Fürll et al. 2009 identifizieren eine Mindestverdichtungszeit beim Festfahren der Silage und eine Siloabdeckung als Hauptkriterien für eine hohe Silagequalität und geringe Verluste. Er stellt fest, dass die schlagkräftige Ernte- und Transporttechnik häufig mehr frisches Material am Silo anliefert, als mit der gegebenen Technik zeitnah und ausreichend verdichtet werden kann. Das Ergebnis sind schlecht verdichtete Silostöcke mit hohen Gasaustauschraten und damit hohen Siloverlusten sowie schlechten Silagequalitäten.

In Gefäßversuchen konnte Haber 2008 für unterschiedliche Gärreste eine Stickstoff-Düngewirksamkeit von 79 bis 85 % einer entsprechenden Menge Mineraldünger nachweisen. Voraussetzung für diese hohe Effizienz sind niedrige Ammoniak und Lachgasverluste, die sich durch moderne Ausbringtechnik (z.B. Schleppschlauchtechnik), eine bedarfsgerechte N-Düngung, den Einsatz von N-Stabilisatoren und die

Berücksichtigung der Witterung und des Bodenzustands bei der Ausbringung erreichen lassen. N-bindende Zusätze sind nach Haber 2008 gerade für Kulturen mit deutlich späterem N-Bedarf (z.B. Mais) sinnvoll (S. 62). In der vorliegenden Arbeit wird die N-Effizienz von Gärrest niedriger bewertet (Kapitel 4.2.2.3 und 4.2.2.4). Durch die genannten Maßnahmen ließe sich also der hier ermittelte N-Mineraldüngereinsatz senken.

5.2.1.2 Direkte Lachgasemissionen aus dem Energiepflanzenanbau

Die Berechnung erfolgte unter der Annahme, dass im Mittel ein Prozent der ausgebrachten pflanzenverfügbaren Stickstoffmenge in mineralischen Düngern und in Gärrest als Lachgas, aus dem Boden entweicht (Methodik siehe Kapitel 4.2.2.5 und 4.4.4.3). Die Lachgasemissionen werden zum überwiegenden Teil durch die Anwendung von Gärrest und zu einem geringeren Teil aus der Ausbringung von Mineraldünger induziert (Abbildung 20).

Der mittlere Wert der Lachgasemissionen beträgt $61 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. Dabei sind die Quartile mit 56 und $70 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ unsymmetrisch um den Median angeordnet. Drei Anlagenvarianten (04_2007, 09_2007 und 09_2010) zeigen sehr niedrige Lachgasemissionen. Anlage 04_2007 benötigt aufgrund eines hohen Wirtschaftsdüngeranteils verhältnismäßig wenig nachwachsende Rohstoffe. Anlage 09 setzt in großen Mengen Klee gras ein. Als Leguminose kann Klee gras Luftstickstoff fixieren und benötigt nach einer geringen Stickstoff-Düngegabe am Beginn der Vegetationszeit keine weitere Düngung. Wie die sonstigen Emissionen aus dem NawaRo-Anbau sind auch die auf die Stromproduktion bezogenen Lachgasemissionen stark von der Anlageneffizienz und dem Anteil von Wirtschaftsdünger am Gesamtsubstrat abhängig. Nachwachsende Rohstoffe mit niedrigen N-Gehalten wie z.B. Mais benötigen weniger N-Düngung und verursachen folglich niedrigere Lachgasemissionen. Die neben Mais hauptsächlich eingesetzten Energiepflanzen haben höhere Stickstoffgehalte (z.B. Gras, Getreide-GPS, Getreidekorn) und verursachen in der Stoffstrombilanz aufgrund des für alle Energiepflanzenarten konstant angenommenen Emissionsfaktors höhere Lachgasemissionen. Auch Butterbach-Bahl et al. 2010 (S. 18) weisen auf diesen Zusammenhang hin.

Bei der Monte-Carlo-Simulation bleibt der mittlere Wert der Lachgasemissionen unverändert. Der Interquartilabstand und die Spannweite der Ergebnisse vervielfachen sich jedoch (Interquartilabstand: $48 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$). 90 % der berechneten Emissionen liegen zwischen 13 und $155 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. Verursacht wird diese hohe Ergebnisunsicherheit hauptsächlich von der Lognormalverteilung, die für die Unsicherheit der Lachgasemissionen unterstellt wird. Da diese Lognormalverteilung nach oben nicht geschlossen ist, besteht eine rechnerisch geringe Wahrscheinlichkeit extrem hoher Emissionen (in einem Prozent der Fälle liegen die Emissionen zwischen 249 und $1.257 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ (Anhang 35)). Inwieweit diese hohen Emissionen der Realität entsprechen oder rechnerische Artefakte darstellen, lässt sich in der vorliegenden Arbeit nicht beurteilen. Weitere Unsicherheiten, die Einfluss auf die resultierenden Lachgasemissionen nehmen, betreffen die Düngewirksamkeit und die Ammoniakemissionen bei der Anwendung von Gärrest sowie Unsicherheiten bei der ausgebrachten Menge N-Mineraldünger (Tabelle 7).

Die Häufigkeitsverteilung (Abbildung 21) zeigt, dass die Lachgasemissionen die sonstigen Emissionen der NawaRo-Bereitstellung (Kapitel 5.2.1.1) übertreffen können. Wie schon angesprochen, sind die Emissionen der NawaRo-Bereitstellung und die Lachgasemissionen nicht unabhängig, da die Effizienz der Biogasanlage auf beide Ergebnisse Einfluss hat. Tendenziell weisen daher Varianten mit niedrigen Emissionen bei der Bereitstellung der NawaRo auch niedrigere Lachgasemissionen auf. Eine Ausnahme bildet zum Beispiel Anlage 09, die trotz der hohen Aufwendungen für den NawaRo-Anbau (Abbildung 18) nur geringe Lachgasemissionen verzeichnet (Abbildung 20). Hier ist der Anbau von Leguminosen, für den einerseits zwar hoher Dieselverbrauch verantwortlich ist, der Einsatz an N-Dünger ist jedoch im Vergleich zu Anlagen mit konventionell erzeugten NawaRo deutlich geringer.

In Übereinstimmung mit dem deutschen Treibhausgasinventar (Umweltbundesamt (UBA) 2009) setzen die neueren Veröffentlichungen (z.B. Vogt 2008, Thrän et al. o.J. [2011]) wie in

der vorliegenden Arbeit voraus, dass im Mittel 1% der ausgebrachten N-Menge in Gärrest und Mineraldünger in Lachgas umgewandelt wird. Die große Schwankungsbreite in der vorliegenden Arbeit resultiert aus der lognormalen Unsicherheitsverteilung für die Lachgasemissionen und aus der anlagenspezifischen variablen Nettostromaubeute (Kapitel 5.2.1.1).

Die Berechnung der Lachgasemissionen als Anteil der ausgebrachten Stickstoffmenge ist auf nationaler Ebene eine gute Näherung (Umweltbundesamt (UBA) 2009), kann aber in Praxismessungen so nicht direkt nachvollzogen werden. Flessa et al. 1998 weisen beispielsweise auf das Verhältnis zwischen Stickstoffausbringung und Stickstoffaufnahme der Kultur, die Menge und das CN-Verhältnis von Ernte- und Wurzelrückständen, die Bodenart, die Bodenverdichtung sowie die Niederschläge als hauptsächliche Einflussparameter auf die Lachgasemissionen aus Ackerkulturen hin (S. 112ff). Vor diesem Hintergrund scheint der gewählte Ansatz mit einer großen Spannweite der Lachgasemissionen, sinnvoll (Kapitel 4.4.4.3).

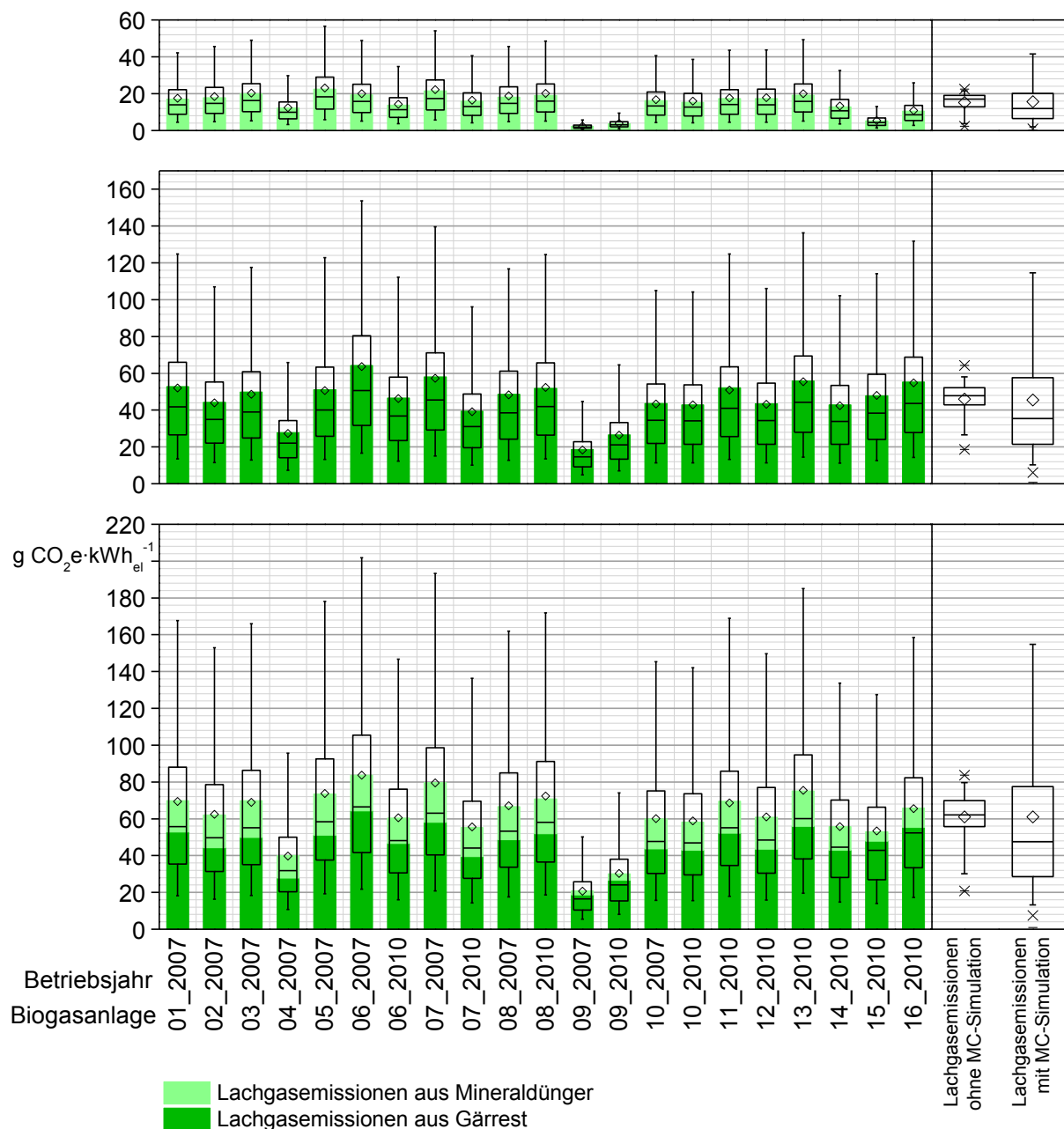


Abbildung 20: Düngerinduzierte Lachgasemissionen aus dem Anbau der nachwachsenden Rohstoffe

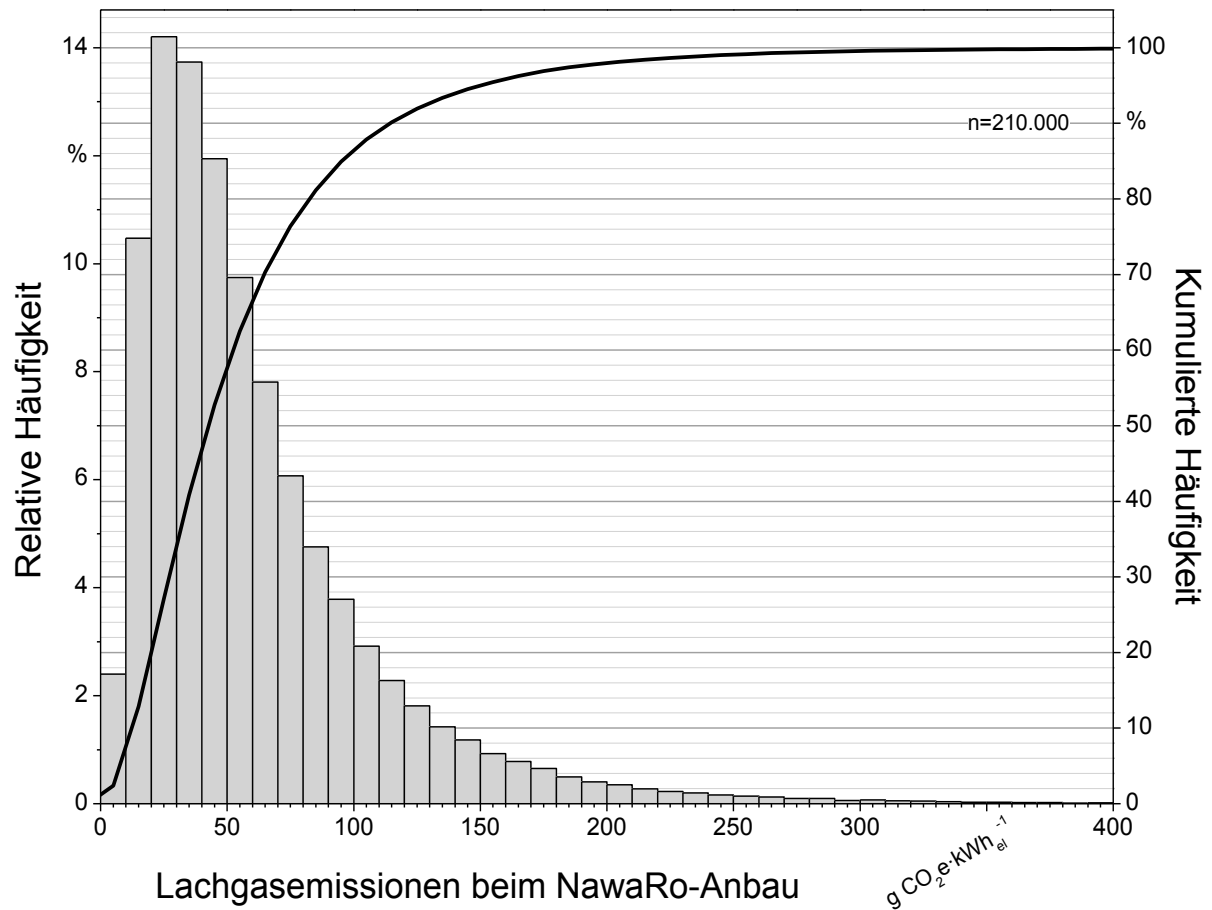


Abbildung 21: Relative und kumulierte Häufigkeit der düngerinduzierten Lachgasemissionen über alle betrachteten Anlagenvarianten berechnet mit Monte-Carlo-Simulation

5.2.1.3 Treibhausgasemissionen aus der Errichtung der Biogasanlagen

Die Errichtung der Biogasanlagen berücksichtigt die Herstellung der Hauptmaterialien Beton, Stahl, Asphalt und Ziegel. Zur Ermittlung der Materialmengen dienten im Rahmen des Projekts erstellte Baupläne. Die Anlagenerrichtung verursacht generell nur geringe Emissionen zwischen 1,9 und 4,1 g CO₂e*kWh_{el}⁻¹ (Abbildung 22). Bei den Anlagenvarianten 06 bis 10, mit Bilanzen für die Jahre 2007 und 2010, gehen die Emissionen für die Anlagenerrichtung innerhalb der drei Jahre teilweise deutlich zurück. Ursache dafür ist die bei allen Anlagen höhere Stromproduktion im Jahr 2010, ohne dass, mit der Ausnahme von Anlage 07 (zusätzliches Gärrestlager), eine bauliche Änderung erfolgte. Diese höhere Stromproduktion führt rechnerisch pro kWh_{el} im Jahr 2010 zu einer Verringerung der Emissionen für die Errichtung. Die Monte-Carlo-Simulation führt zu einer Erhöhung der Schwankungsbreite der Emissionen, hervorgerufen durch eine Variation der technischen Lebensdauer der Anlagenbauteile um ± 20 % (Tabelle 7). Auch andere Autoren kommen zum Ergebnis, dass die Errichtung der Biogasanlagen nur geringen Anteil an den Gesamtemissionen hat. Hartmann 2007 errechnet beispielsweise einen Anteil von 4,1% an den gesamten Treibhausgasemissionen. Scholwin et al. 2006 ermitteln ähnlich niedrige Emissionen. Gärtner et al. 2008 vernachlässigen die Emissionen der Anlagenerrichtung sogar.

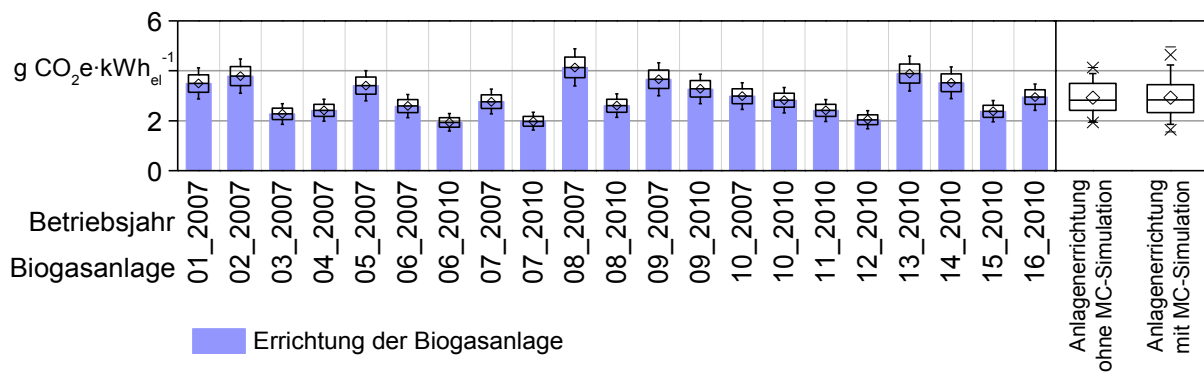


Abbildung 22: Treibhausgasemissionen aus der Errichtung der Biogasanlage

5.2.1.4 Treibhausgasemissionen des Anlagenbetriebs

Alle Biogasanlagen außer Anlage 08 beziehen den Betriebsstrom ganz oder zu großen Teilen aus dem Stromnetz. Bei mehreren Anlagen werden Hilfsaggregate am Blockheizkraftwerk mit BHKW-Strom versorgt, während die restlichen Stromverbraucher auf der Biogasanlage Netzstrom verbrauchen. Nutzt eine Anlage selbst produzierten Strom für den Betrieb, taucht das in der Emissionsbilanz nur versteckt auf. Durch die Verringerung des eingespeisten Stroms reduziert sich die Bezugsmenge für die Emissionen – die gesamten Emissionen werden also bei Verbrauch von Eigenstrom „gestreckt“. Für den Fremdstrom wird die Vorkette der Stromproduktion im deutschen Kraftwerksmix angesetzt. Nur die Anlagen 05 und 07 beziehen einen geringen Anteil des Betriebsstroms aus kleinen Wasserkraftwerken in unmittelbarer Nähe der Biogasanlagen. Da die Emissionen der Biogasanlagen in jedem Fall niedriger sind als die Emissionen aus dem deutschen Kraftwerksmix (Kapitel 5.2.3), bewirkt eine Verringerung des Netzstromanteils eine Einsparung von Treibhausgasemissionen.

Die Erhebung der Strom- und Zündölverbräuche erfolgte auf den Anlagen messtechnisch mit hoher Genauigkeit. Bei der Monte-Carlo-Simulation werden für diesen Teilbereich keine unsicheren Eingangsgrößen angenommen. Aus diesem Grund stimmen die Auswertungen der statischen Betrachtung und der Monte-Carlo-Simulation überein (Abbildung 23).

Die Emissionen aus dem Fremdstrombezug schwanken in einem weiten Bereich zwischen 0 und $98 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. Weist eine Anlage sehr niedrige Emissionen für den Fremdstrom auf, deutet das nur bedingt auf einen geringen Eigenstrombedarf hin, weil wie schon erwähnt, oft einzelne Komponenten der Biogasanlage mit Eigenstrom betrieben werden. Die Anlagen 05, 10 und 15 verstromen das Biogas in einem Zündstrahl-BHKW. Als Zündöl wird fossiler Diesel eingesetzt, es entstehen Kohlendioxidemissionen fossilen Ursprungs. Diese Emissionen sind ganz erheblich und betragen für die drei Biogasanlagen, die Biogas in Zündstrahl-BHKW verstromen, zwischen 63 und $78 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ (Anlagen 05, 10 und 15). Aus dem Zündöl wird Strom erzeugt, und es kann mehr Strom eingespeist werden. Die Emissionen pro kWh_{el} nehmen also für diese Anlagen ab – analog zum Verbrauch von Eigenstrom müsste man hier also von einer „Stauchung“ der Emissionen sprechen. Die Treibhausgasemissionen des Anlagenbetriebs sind in Abbildung 24 als Histogramm dargestellt.

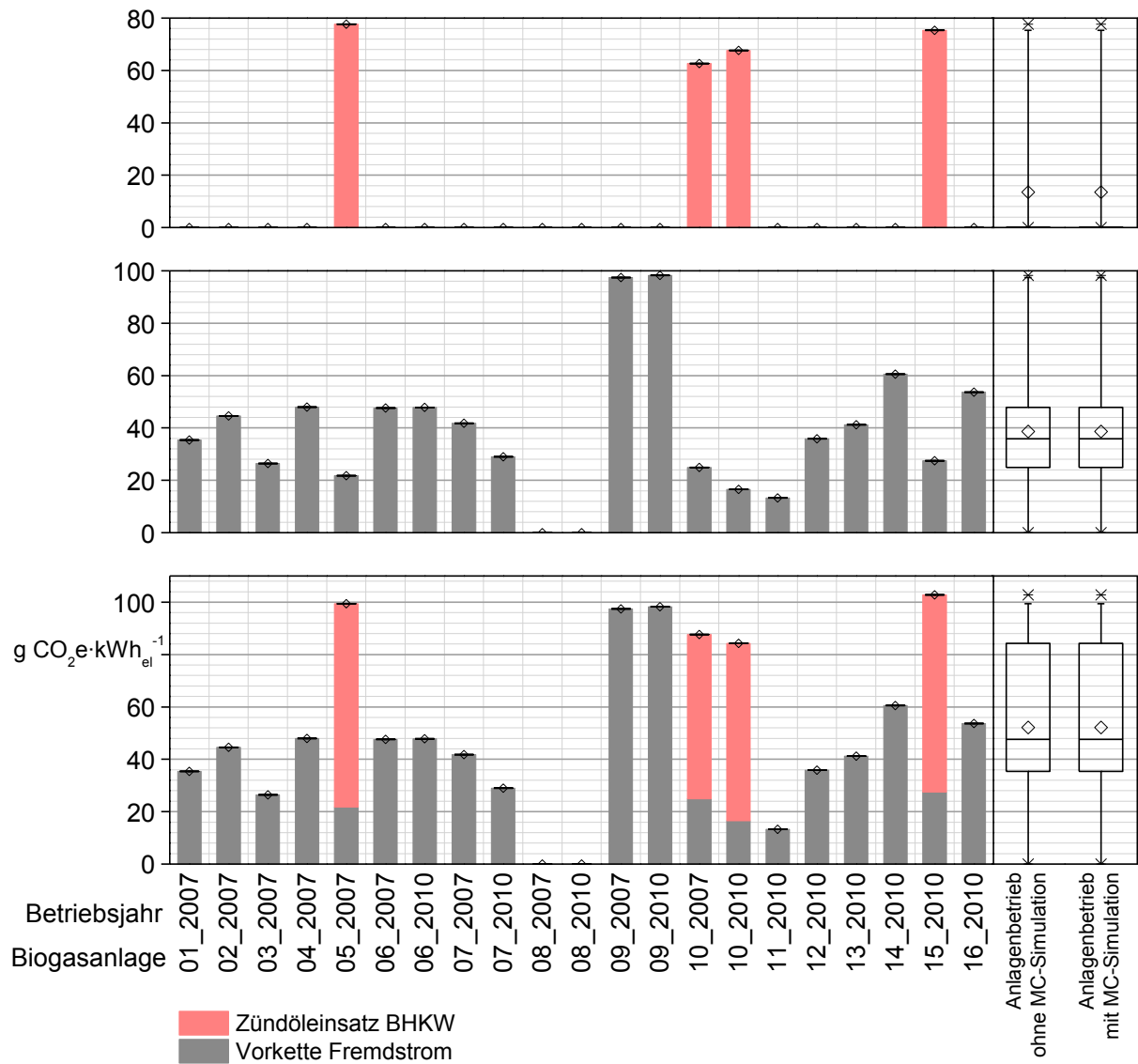


Abbildung 23: Treibhausgasemissionen des Anlagenbetriebs

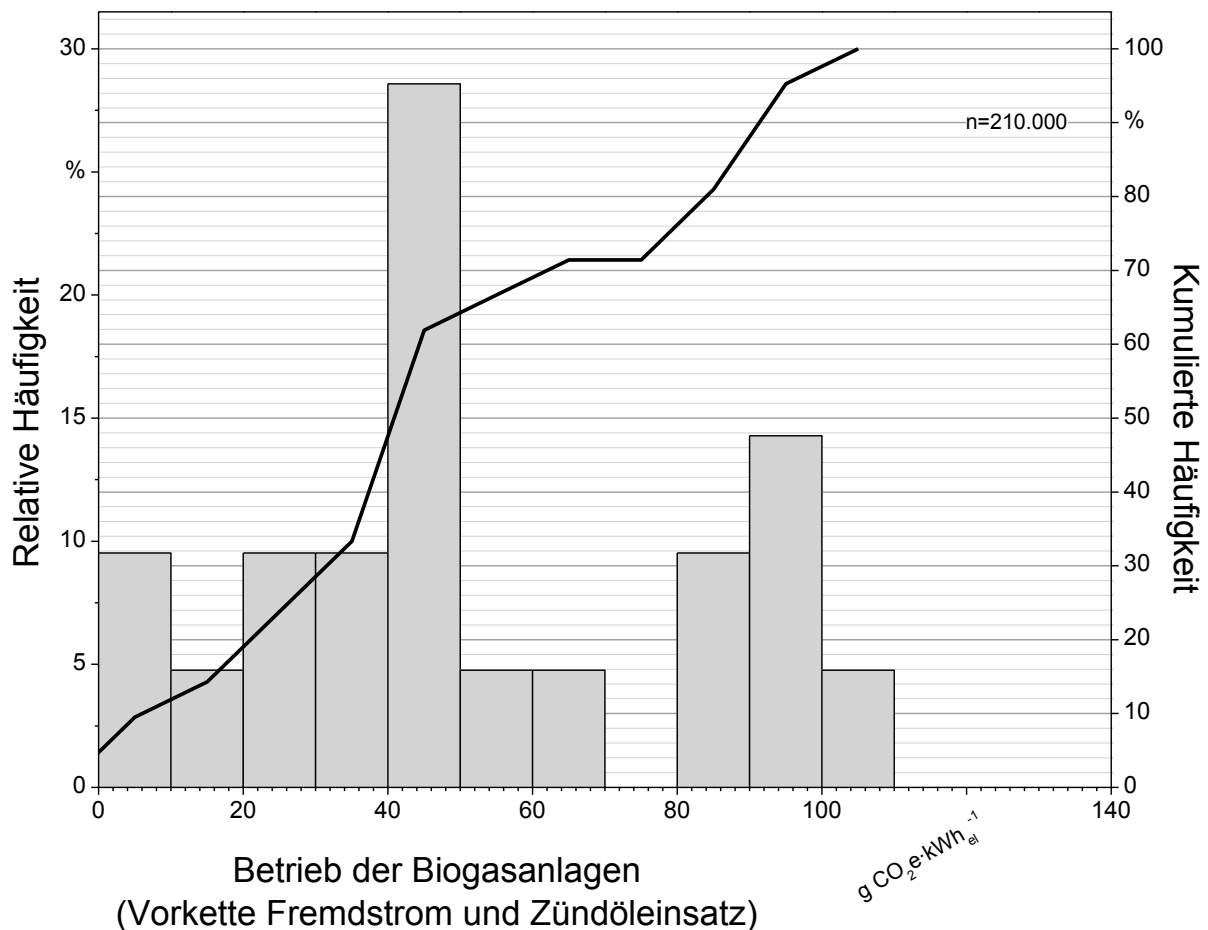


Abbildung 24: Relative und kumulierte Häufigkeit der Emissionen verursacht durch den Betrieb der Biogasanlage (Vorkette Fremdstrom und Zündöleinsatz), berechnet mit Monte-Carlo-Simulation

Dachs & Rehm 2006 und Effenberger et al. 2009 ermitteln bei einer Untersuchung auf bayerischen Biogasanlagen neben dem Blockheizkraftwerk, die Rührwerke und die Einbringsysteme als Hauptverbraucher. Vor allem bei der Rührtechnik sehen die Autoren Möglichkeiten zur Senkung des Energieverbrauchs. Der Eigenstromverbrauch sollte laufend überprüft werden, um gegebenenfalls Anpassungen durchführen zu können.

Der Einsatz eines Zündstrahl-BHKW betrieben mit fossilem Zündöl trägt in der Regel nicht zu einer Verbesserung der Treibhausgasbilanz bei, wie folgende Überlegungen zeigen (Dokumentation der Berechnung in Tabelle 11): Ein Zündöl-BHKW wirkt in zweifacher Hinsicht mindernd auf die Treibhausgasemissionen: Erstens kann sich der elektrische Wirkungsgrad im Vergleich zu einem Gasmotor-BHKW erhöhen und zweitens kann durch den Einsatz von Zündöl zusätzlicher Strom produziert werden. Beide Faktoren erhöhen die Bezugsgröße für die Emissionen. Die auf die Endenergie bezogene Summe der Emissionen wird also „gestaucht“. Unter der Annahme, dass sich der elektrische Nutzungsgrad durch den Einsatz eines Zündstrahl-BHKW von 36 % auf 40 % verbessert (sehr günstige Annahme zu Gunsten des Zündstrahl-BHKW) und unter Berücksichtigung des Stroms aus, beträgt die Emissionsminderung durch Veränderung der Emissions-Bezugsgröße zwischen 19 und 21 %. Nun soll angenommen werden, dass die drei untersuchten Anlagen mit Zündstrahl-BHKW (Anlagen 05, 10 und 15) das entstehende Biogas mit dem schon erwähnten Gasmotor-BHKW mit einem Nutzungsgrad von nur 36 % verstromen. Dazu zieht man von den Gesamtemissionen (Kapitel 5.2.1.7, ohne Gutschriften) die Emissionen der Zündölverbrennung ab und erhöht diesen Wert dann um den Faktor, der sich aufgrund des angenommenen schlechteren Wirkungsgrads ergibt. Der Vergleich der realen Gesamtemissionen (mit Zündstrahl-BHKW) mit den Emissionen bei Verwendung eines

hypothetischen Gasmotor-BHKW zeigt bei drei Anlagenvarianten eine Verminderung der Emissionen. Unter den getroffenen Annahmen würde also der Einsatz eines Gasmotor-BHKW weniger Emissionen verursachen, als das installierte Zündstrahl-BHKW. Es wird hier noch nicht berücksichtigt, dass Gasmotor-BHKW in der Regel auch erheblich weniger Methan emittieren – ein weiterer positiver Aspekt, der aus Sicht der Treibhausgasbilanz für den Einsatz von Gasmotoren spricht (Kapitel 5.2.1.5). Der Ersatz von fossilem Diesel durch Pflanzenöl oder Biodiesel würde die Bilanz in geringem Ausmaß zugunsten der Zündstrahl-BHKW verbessern. Wenn die Biogasanlage eine exzellente Wärmenutzung aufweist, könnte für den Stromanteil aus Zündöl eine Wärmegutschrift gewährt werden. Bei den drei hier betrachteten Anlagen ist die Abwärmenutzung jedoch nicht so hoch, dass der Einsatz von Zündöl zur Produktion zusätzlicher Abwärme notwendig wäre. Gärtner et al. 2008, kommen zu ähnlichen Schlüssen hinsichtlich der Vorteilhaftigkeit von Gasmotoren gegenüber Zündstrahlaggaten.

Tabelle 11: Veränderung der Treibhausgasemissionen durch den Wechsel von Zündstrahl- auf Gasmotor-BHKW

	Anlage 05	Anlage 10_2007	Anlage10_2010	Anlage 15	Einheit
Änderung der Bezugsgröße für die Emissionen bei einer hypothetischen Verbesserung des elektrischen BHKW-Nutzungsgrads von 36 auf 40 %	-11%	-11%	-11%	-11%	
Änderung der Bezugsgröße für die Emissionen aufgrund der Stromproduktion aus Zündöl (entspricht dem "Zündölanteil")	-9,6%	-8,1%	-8,7%	-10,1%	
Gesamtmininderung der Bezugsgröße durch den Einsatz von Zündöl (entspricht "Stauchung" der Emissionen)	-21%	-19%	-20%	-21%	
Gesamtemissionen ohne Gutschriften	389	253	338	471	$\text{g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$
Gesamtemissionen mit hypothetischem Gasmotor-BHKW (Gesamtemissionen - Emissionen aus Zündöl)*(1-Gesamtmininderung)	375	209	312	477	$\text{g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$

5.2.1.5 Methanemissionen bei der Biogasproduktion und -verwertung

Die vorliegende Arbeit berücksichtigt die Methanemissionen aus offenen Gärrestlagerbehältern, unverbranntes Methan im BHKW-Abgas (Methanschlupf) und die Methanemissionen aus den Gärbehältern.

Der mittlere Wert der gesamten Methanemissionen beträgt bei der statischen Berechnung $109 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. Das erste und dritte Quartil liegt bei 71 bzw. $139 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. Die 5%- und 95%-Quantile umfassen den Bereich zwischen 46 und $198 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ (Abbildung 25).

Zehn der 21 betrachteten Anlagenvarianten lagern den anfallenden Gärrest in offenen Lagerbehältern (Kapitel 4.2.1.1). Die ermittelten Emissionen reichen von $16 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ (Variante 09_2010) bis $145 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ (Anlage 15). Die Abschätzung dieser Werte basiert auf Labormessungen. Dazu werden im Labor Gärreste bei unterschiedlichen Temperaturen in Kleinfermentern vergoren (Kapitel 4.2.2.8). Die Schwankungen resultieren aus den stark unterschiedlichen Gaserträgen dieser Gärversuche. Die gasdicht abgedeckten Gärrestlager der übrigen Biogasanlagen stehen mit dem gasführenden System in Verbindung. Das Restgas aus dem Gärrestlager wird so dem BHKW zugeführt und es wird kein Methan freigesetzt. Anlage 02 separiert den Gärrest, die flüssige Phase kommt ins Gärrestlager, das Abpressgut wird offen gelagert. Bei den Restgasuntersuchungen wird nicht separiertes Material aus dem Ablauf des Nachgärers untersucht. Es könnte jedoch sein, dass die Separierung die Gesamtmethanemissionen aus dem offenen Gärrestlager verringert. Ursache ist die Verringerung des Organik-Anteils in der flüssigen Phase. Clemens et al. 2009 detektiert nur vernachlässigbare Methanemissionen aus gelagertem

Abpressgut, die Datenlage zu diesen Messungen ist allerdings noch gering. Der geringere Methankonversionsfaktor für die Lagerung von Festmist im Vergleich zu Flüssigmist (Kapitel 4.2.2.10) deutet jedoch ebenfalls an, dass durch die Separierung und die offene Lagerung beider Fraktionen insgesamt weniger Emissionen frei werden, als bei der offenen Gärrestlagerung ohne Separierung.

Die Methanemissionen aus dem Blockheizkraftwerk hängen von Motortyp und Wartungszustand ab. Unverbranntes Methan kann vor allem auf Grund der Ventilüberschneidung aus dem Motor entweichen. Die Ventilüberschneidung bezeichnet den kurzen Zeitraum, während dem das Auslassventil für die Verbrennungsabgase aus dem Zylinder noch nicht geschlossen, das Einlassventil jedoch konstruktionsbedingt schon für die Zufuhr von Biogas geöffnet ist. Die höchsten Emissionen weisen Gas-Motor-Blockheizkraftwerke mit hohen elektrischen Nutzungsgraden und Zündöl-Blockheizkraftwerke auf. Hohe Wirkungsgrade werden durch einen erhöhten Ladedruck der Motoren erreicht. Dieser erhöhte Druck führt im Augenblick der Ventilüberschneidung zu höheren Methanverlusten als bei Motoren mit niedrigerem Ladedruck (Aschmann et al. 2010). Die Messung der Emissionen erfolgte teilweise an baugleichen Aggregaten (Kapitel 4.2.2.8). Während die meisten der BHKW moderate Methanemissionen aufweisen (Median: $35 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$), erreichen einzelne Aggregate Emissionswerte deutlich über 100 und in einem Fall sogar $152 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$.

Die Methanfreisetzung aus Fermentern und Nachgärern konnte nicht messtechnisch erfasst werden und beruht auf einer Schätzung (Kapitel 4.2.2.8). Für Anlagen ohne Gasfackel betragen die Verluste im Stoffstrommodell 0,7 % der Biogasproduktion, bei Anlagen mit Gasfackel reduzieren sich die Emissionen auf 0,25% (Anlagen 02, 07_2010, 08, 12 und 16).

Die unsicheren Eingangsgrößen der Monte-Carlo-Simulation sind die Methanemissionen aus dem Gärrestlager, der Biogasproduktion und dem BHKW (Tabelle 7). Die Monte-Carlo-Simulation (Abbildung 25, Histogramm: Abbildung 26) vergrößert die Spannweite der Ergebnisse. Der Quartilabstand erhöht sich leicht von 68 auf $72 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$, der Abstand zwischen 5%- und 95%-Quantilen steigt von 153 auf $190 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. Hauptursache für die großen Spannweiten bei den Methanemissionen sind die Unterschiede zwischen den einzelnen Anlagen. Sehr hohe Methanemissionen weist Anlage 15 auf, wo ein Blockheizkraftwerk mit ungünstigen Emissionswerten und ein Gärrestlager mit hohen Emissionen zusammentreffen. Das hohe Gärrestpotenzial ergibt sich, weil der Gärrest der einstufigen Anlage (stehender Fermenter) noch ein hohes Methanpotenzial aufweist.

Im Abstand von drei Jahren ändern sich bei den Anlagen 06, 08 und 10 die Methanemissionen nicht wesentlich. Bei Anlage 07 erhöhen sich die Methanemissionen trotz Installation einer Gasfackel um etwa $70 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. Ursache dafür ist ein neu errichtetes offenes Gärrestlager und die Installation eines BHKWs mit hohen Emissionswerten. Bei Anlage 09 reduzieren sich 2010 die auf Basis eines Gärtests ermittelten Methanemissionen aus dem Gärrestlager.

Der Anlagenvergleich legt offen, dass im Bereich der Methanemissionen ein großes Vermeidungspotenzial vorhanden ist. Weil die Gärrestlagerung und der BHKW-Typ die Emissionen entscheidend beeinflussen, werden die Weichen für die Vermeidung von Methanemissionen schon in der Planungsphase einer Biogasanlage gestellt. Die Errichtung von Gasfackeln, die nachträgliche gasdichte Abdeckung von Gärrestlagern und eventuell die Separierung von Gärrest können nachträglich die Methanemissionen verringern. Sehr wichtig ist auch eine gute und regelmäßige Wartung der Anlagen, da im Laufe der langen Betriebszeit von Biogasanlagen und der aggressiven säurehaltigen Substrate und Gase durch Materialverschleiß Gaslecks auftreten können.

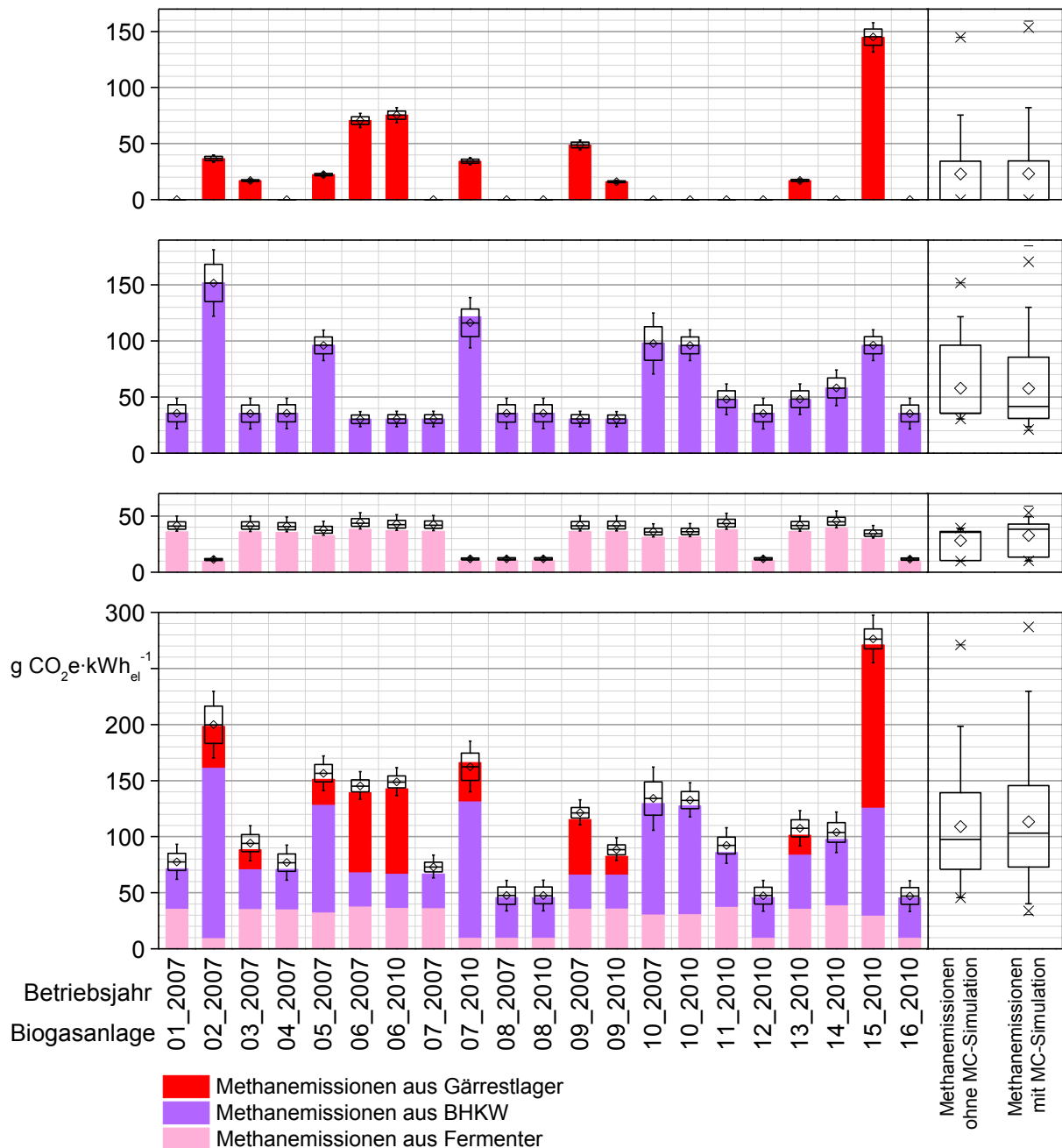


Abbildung 25: Treibhausgasemissionen aus offenen Gärrestlagern, Gärbehältern und BHKW.

Zur Interpretation der Säulen in Abbildung 25 ist der Bezug auf die insgesamt produzierte Methanmenge hilfreich. Unter der Annahme eines elektrischen BHKW-Nutzungsgrads von 37 % entsprechen 30 g CO₂e·kWh_{el}⁻¹ 0,62 % der Gesamtmethanmenge (60 / 150 / 260 g CO₂e·kWh_{el}⁻¹ entsprechen 1,23 / 3,08 / 5,34 % der Methanmenge).

Häring et al. 2011 untersucht eine Reihe landwirtschaftlicher Biogasanlagen u.a. in Bayern und schätzt die Methanemissionen ab, bezogen auf kWh Biogas (S. 182). Legt man den Emissionswerten von Häring et al. 2011 ebenfalls eine Verstromung mit einem Nutzungsgrad von 37 % zugrunde, passt die resultierende Spannweite von 1,4 bis 5,6 % der Gesamtmethanmenge gut zu den hier präsentierten Ergebnissen.

Aus den Abbildungen in Häring et al. 2011 lässt sich folgern, dass Materialalterung und schlechte Wartung häufige Gründe für Leckagen darstellen (S. 164ff). Undichtigkeiten zeigen sich oft durch Schwefelablagerungen, die aufgrund mikrobiologischer Aktivität entstehen, wenn schwefelwasserstoffhaltiges Biogas mit Luftsauerstoff in Berührung kommt.

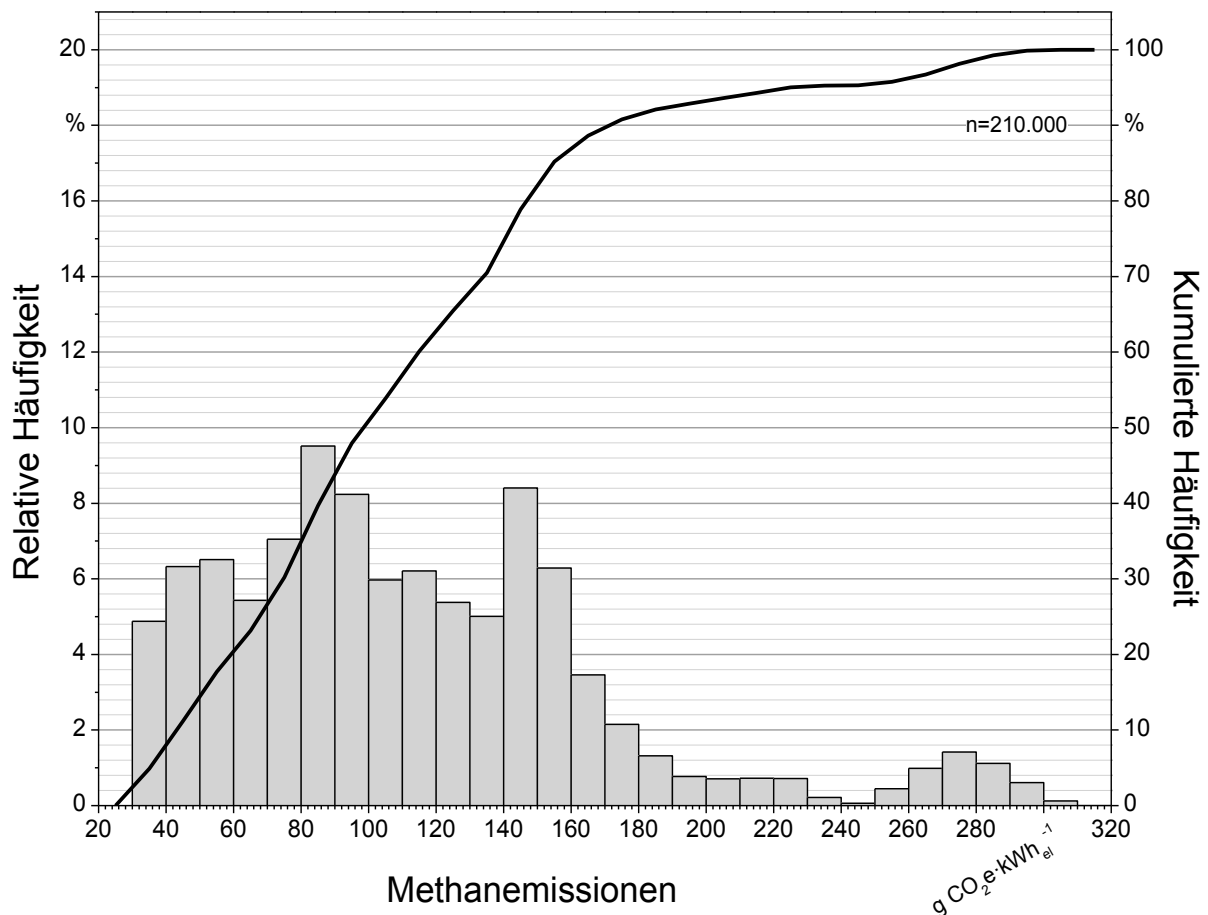


Abbildung 26: Relative und kumulierte Häufigkeit der Methanemissionen aus offenen Gärrestlagern, Gärbehältern und BHKW, berechnet mit Monte-Carlo-Simulation

In vielen Ökobilanzen zum Thema werden die Methanemissionen kritisch gesehen. Häufig stehen dabei die Emissionen aus offenen Gärrestlagern im Vordergrund (z.B. Gärtner et al. 2008). Nur wenige Autoren sehen auch bei den BHKW-Emissionen Handlungsbedarf, denn die BHKW-Methanemissionen werden häufig erheblich niedriger angesetzt, als die in der vorliegenden Arbeit verwendeten gemessenen Werte. Auch Daniel et al. 2008 gehen davon aus, dass die BHKW-Methanemissionen in Ökobilanzen häufig unterschätzt werden. Bei den Emissionen aus der Biogasanlage nehmen viele Autoren 1 % der Biogasmenge an (z. B. Scholwin et al. 2006, Gärtner et al. 2008, Vogt 2008) und wählen damit einen Wert, der innerhalb des in der vorliegenden Arbeit angenommenen Unsicherheitsbereichs liegt (Kapitel 4.2.2.8).

5.2.1.6 Gutschriften für vermiedene oder eingesparte Treibhausgasemissionen

Die gewählte Methodik gewährt Gutschriften für positive Nebenwirkungen der Stromproduktion aus Biogas. Diese Gutschriften berücksichtigen den Einsatz von Wirtschaftsdünger als Inputsubstrat, die Nutzung von Abwärme außerhalb der Biogasanlage und die Abgabe von überschüssigem Gärrest aus Leguminosen an Dritte (Kapitel 4.2.2.10). Die Unterschiedlichkeit der Anlagenkonzepte macht sich bei den Gutschriften besonders bemerkbar. Ablesbar ist dies an der sehr großen Spannweite der Ergebnisse von $590 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. Der mittlere Wert für die Gutschriften beträgt $201 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ mit einem Quartilabstand von $125 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ (Abbildung 27). Die Gutschrift für die Anlage 14 übersteigt den Durchschnitt der anderen Anlagen bei Weitem. Ursache ist der hohe Anteil an Rindergülle und Rindermist am Substratmix und der hohe Grad der Abwärmenutzung.

Obwohl fast alle Biogasanlagen zusätzlich zu den Energiepflanzen Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft vergären, errechnen sich für die meisten Biogasanlagen (mit Ausnahme der Anlagen 11, 13 und 14) nur geringe Gutschriften. Untersuchungen von Lansche & Müller 2012 bestätigen diese Feststellung. Die Anlagen 02 und 04 erzielen hohe Gaserträge aus Festmist (Kapitel 5.1.3). Der niedrige Methankonversionsfaktor für die Lagerung von Festmist (Kapitel 4.2.2.10) führt jedoch nur zu niedrigen Gutschriften.

Die unsicheren Eingangsgrößen 14 bis 20 (Tabelle 7) beeinflussen das Ergebnis der Monte-Carlo-Simulation. Der arithmetische Mittelwert der Ergebnisse aus der Monte-Carlo-Simulation beträgt $192 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. Diese leichte Reduzierung im Vergleich zur statischen Berechnung ist das Resultat der unsymmetrischen Unsicherheitsverteilungen für die Eingangsgrößen Wärmegutschrift und Gutschrift für Gärrest aus Leguminosen. Der Interquartilabstand beträgt $122 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$, der Abstand zwischen 5%- und 95%-Quantil umfasst $328 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. Abbildung 28 zeigt, dass die Gutschriften in den meisten Fällen zwischen 60 und $290 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ liegen.

Fast alle Biogasanlagen nutzen BHKW-Abwärme zu Heizzwecken. Wenn nur einzelne Gebäude versorgt werden, lässt sich meist nur ein geringer Anteil der Abwärme nutzen (z.B. Anlagen 01, 03, 07_2007, 10_2007). Die Wärmenutzung steigt, wenn es sich bei den Wärmeabnehmern um größere Objekte handelt oder ein Anschluss an ein Wärmenetz besteht. Viel Wärme lässt sich nutzen, wenn auch außerhalb der kalten Jahreszeit eine Verwertung möglich ist. Zu diesem Zweck werden auf den betrachteten Biogasanlagen zahlreiche Trocknungsanlagen für unterschiedliche Güter (z.B. Scheitholz, Hackschnitzel, Heu, Getreide) betrieben. Zwei der Anlagen nutzen BHKW-Abwärme zum Vorwärmen von Verbrennungsluft für größere Heizkessel. Auch so können große Teile der zur Verfügung stehenden Abwärme genutzt werden (Anlagen 13 und 16). Die Abwärmenutzung ist technisch einfach und verbessert die Klimabilanz erheblich. Anlage 06 erhöht die Abwärmenutzung zwischen 2007 und 2010 durch den weiteren Ausbau eines bestehenden Nahwärmenetzes. Der Betreiber von Anlage 07 errichtet ein BHKW in einem nahe gelegenen Industriebetrieb und verbindet das BHKW über ein Mikrogasnetz mit der Biogasanlage. In einem Mikrogasnetz entstehen keine Transportverluste wie beim Wärmetransport, und es ist auch keine Gasaufbereitung auf Erdgasqualität wie bei der Einspeisung ins Gasnetz erforderlich. Auch Daniel et al. 2008 sehen Mikrogasnetze als gute Möglichkeit der Effizienzsteigerung. Gaderer et al. 2007 vergleichen eine Vielzahl von Wärmenutzungen an bayerischen Biogasanlagen. Wirtschaftlich sehr vorteilhaft schneiden Getreide- und Hackschnitzeltrocknungen und die Beheizung von Gewächshäusern ab. Nahwärmenetze erweisen sich in der Untersuchung als weniger rentabel (S. 22).

Der überwiegende Teil der Arbeiten zur Umweltbewertung von Energie aus Biogas nutzt die Gutschriftenmethode zur Berücksichtigung von Koppelprodukten (z.B. Soukoup 2008, Scholwin et al. 2006, Koch 2009, Lansche & Müller 2012, Gutschriftenmethode mit Stromgutschrift: Gärtner et al. 2008, Vogt 2008, Ramesohl et al. 2006). Vor allem aktuelle Ökobilanzen zu Biokraftstoffen verwenden – internationalen Vorgaben folgend (EU-Biokraftstoffverordnung) – die Allokationsmethode zur Berücksichtigung von Koppelprodukten (Fritsche & Wiegmann 2008). Die Aufteilung der Umweltwirkungen auf Koppelprodukte erfolgt ausschließlich nach dem Heizwert, wie Thrän et al. o.J. [2011] anhand der Bilanz von Biogas als Kraftstoff zeigen. Diese starre Allokationsregel erscheint nach Meinung des Autors nur dann sinnvoll, wenn die Koppelprodukte tatsächlich thermisch verwertet werden. Die Berücksichtigung von Gärrest aus der Vergärung von Leguminosen oder Minderemissionen aus Wirtschaftsdüngereinsatz lassen sich mit einer Allokation nach Heizwert nicht angemessen berücksichtigen. Bei Anwendung der Gutschriftenmethode kann außerdem der Einfluss von Koppelprodukten direkt in der Säulengrafik abgelesen werden. Auf einen Blick lässt sich abschätzen, wo die Bilanzen durch verstärkte Nutzung der Koppelprodukte verbessert werden könnten.

Möller o.J. [2002] schätzt, dass durch die Vergärung des Aufwuchses von einem ha Klee grasbrache 300 bis 400 kg N zur Verfügung stehen. Die Annahme in der vorliegenden Arbeit, die von 200 kg N pro ha ausgeht (Kapitel 4.2.2.10), kann somit als konservativ betrachtet werden.

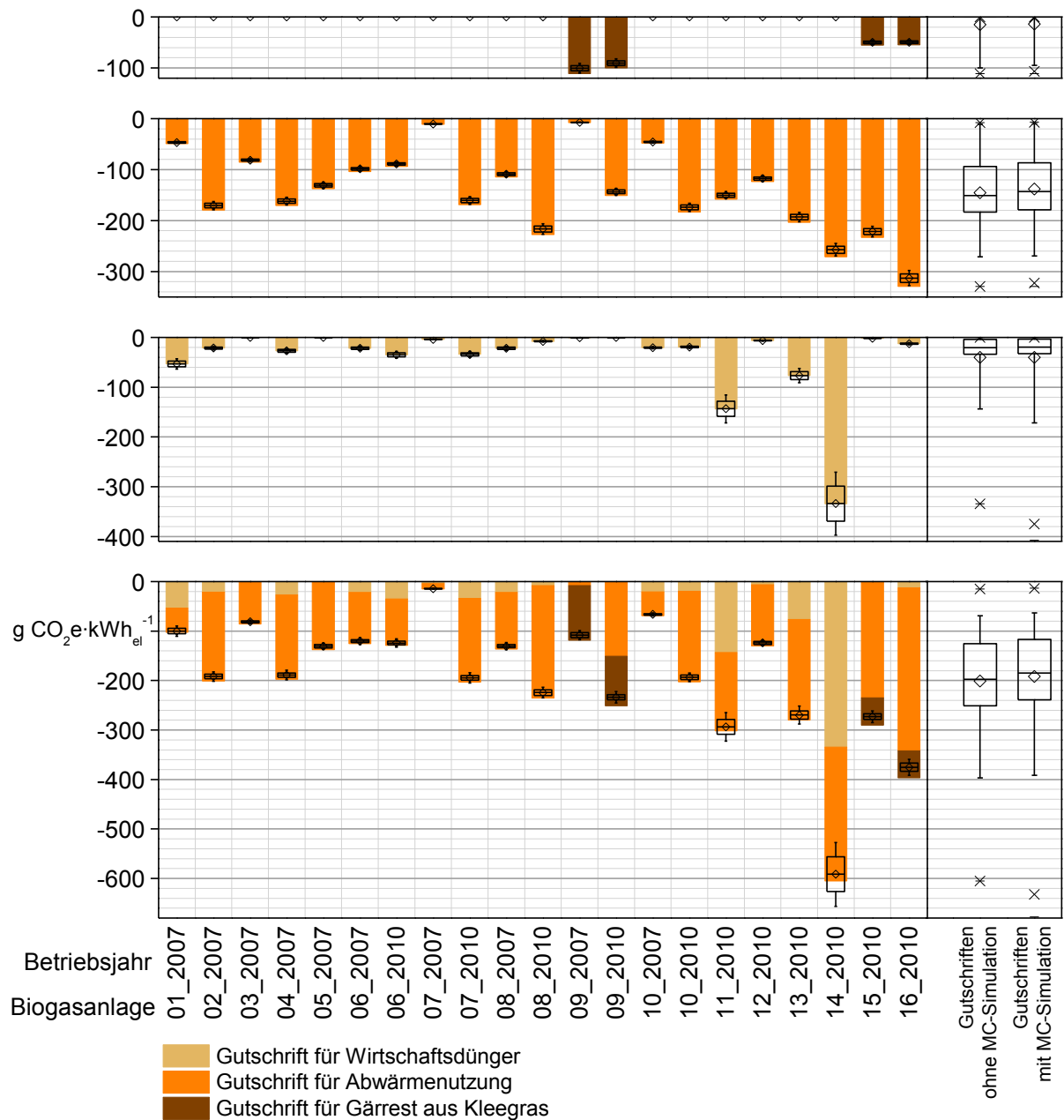


Abbildung 27: Gutschriften für vermiedene Treibhausgasemissionen

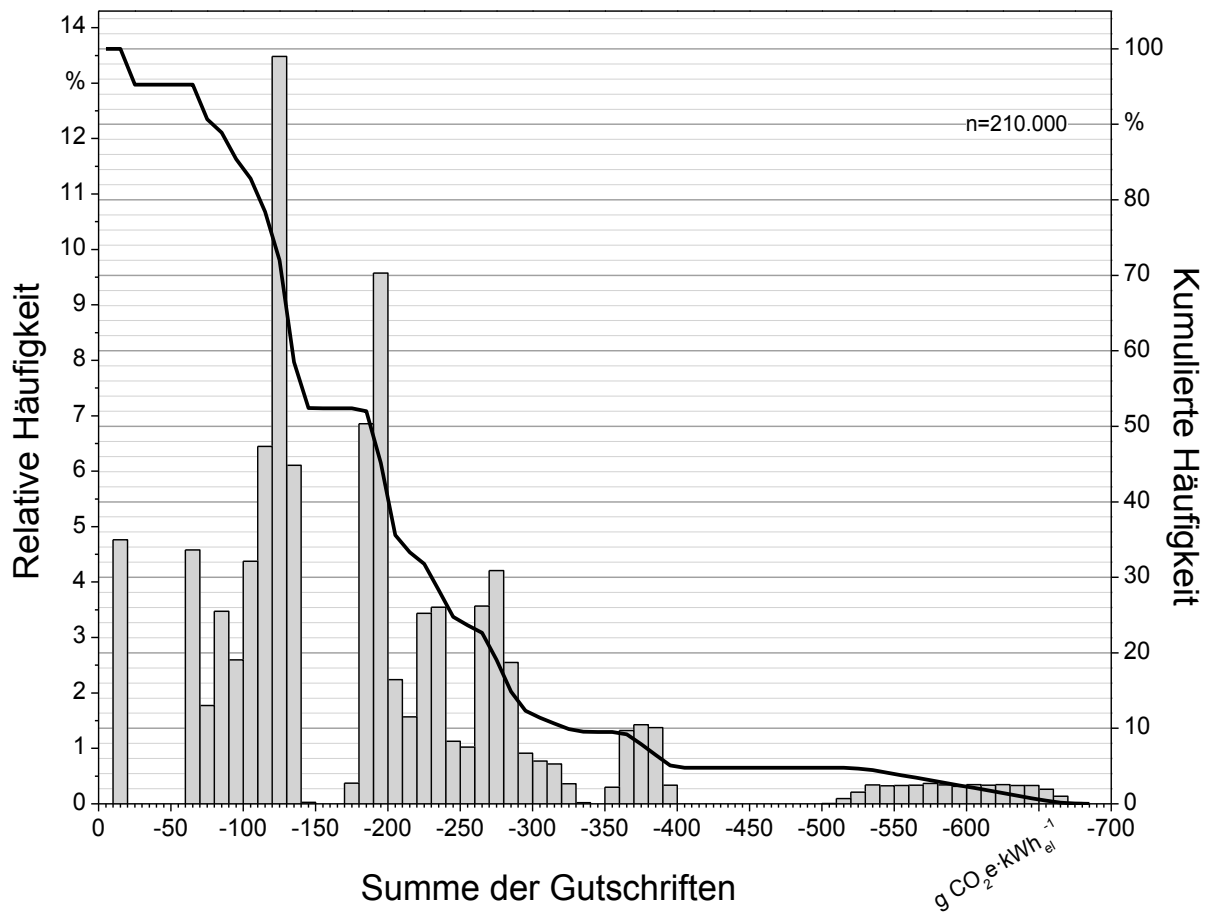


Abbildung 28: Relative und kumulierte Häufigkeit der Treibhausgasgutschriften für die Nutzung von Koppelprodukten der Stromproduktion, berechnet mit Monte-Carlo-Simulation

5.2.1.7 Gesamtbilanz der Treibhausgasemissionen

Die Gesamtbilanz der Treibhausgasemissionen errechnet sich als Summe aus Emissionen und Gutschriften. Abbildung 29 fasst die Ergebnisse der einzelnen Biogas-Anlagenvarianten zusammen. Die Bilanz ist auf den Säulen als Raute dargestellt.

Ohne Berücksichtigung der Monte-Carlo-Simulation beträgt der Mittelwert $83 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. Das bedeutet, dass die betrachteten Anlagen durchschnittlich 83 Gramm CO_2 -Äquivalente emittieren, um eine kWh_{el} Strom aus nachwachsenden Rohstoffen und Wirtschaftsdüngern zu erzeugen und ins Stromnetz einzuspeisen. Das erste Quartil liegt bei Emissionen von $5 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$, das dritte Quartil bei Emissionen in Höhe von $179 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. Das beobachtete Maximum liegt mit $264 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ nur geringfügig über dem 95%-Quantil bei $260 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ während das Minimum das 5%-Quantil (Gutschrift: $160 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$) weit unterschreitet und die beste Bilanz eine Gutschrift von $343 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ erreicht. Die Treibhausgasbilanz weist eine Ergebnisspannweite von $607 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ und einen Interquartilabstand von $174 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ auf.

Bei den Biogasanlagen 06 bis 10 mit Bilanzen für 2007 und 2010 verringern sich die Treibhausgasemissionen um 45 bis $147 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ (Mittelwert: $112 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$). Die Verbesserung der Treibhausgasbilanz beruht überwiegend auf einer Erhöhung der Abwärmenutzung. Bei Anlage 07 wird die zusätzliche Wärmenutzung über ein Satelliten-BHKW in einem nahen Industriebetrieb ermöglicht. Das BHKW wird über eine Biogasleitung versorgt. Anlage 06 erzielt die Reduktion der Treibhausgasemissionen im Gegensatz zu den anderen Anlagen durch eine Erhöhung des Methanertrags.

Fünf Biogasanlagen werden in einem Abstand von drei Jahren bilanziert. Überwiegend aufgrund gestiegener Abwärmenutzung verbessern sich die Treibhausgas- und die Energiebilanz um 45 bis $147 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ (Mittelwert: $112 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$). Die Zahlen beziehen sich auf die Mittelwerte der Monte-Carlo-Simulation. Eine wichtige Rolle beim Ausbau der Abwärmenutzung dürften finanzielle Anreize (Bonus für Kraft-Wärme-Kopplung und Verkaufserlöse) spielen.

Die Monte-Carlo-Simulation berücksichtigt zusätzlich zur statischen Emissionsermittlung Unsicherheiten bei den Eingangsgrößen der Berechnung. Dadurch vergrößert sich die Schwankungsbreite der Ergebnisse weiter. Die angenommenen Verteilungen sind nicht immer symmetrisch, das führt zu einer leichten Verschiebung des mittleren Werts auf Emissionen in Höhe von $98 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. Die Quartile ändern sich ebenfalls nur geringfügig, stärker sind die Veränderungen an den Rändern der Verteilung. Das 95%-Quantil steigt auf 293 g, das 5%-Quantil liegt bei einer Gutschrift von $187 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. (Quantilabstand: $480 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$). Die Extremwerte der Monte-Carlo-Simulation sollen nicht zur Auswertung herangezogen werden, weil sie ein Resultat der nach oben offenen Lognormalverteilung für den Lachgasemissionsfaktor sind (Kapitel 5.2.1.2). Der Boxplot für die Ergebnisse der Monte-Carlo-Simulation (Abbildung 29) sowie die Häufigkeitsverteilung (Abbildung 30) deuten innerhalb der Quartile auf eine weitgehend regelmäßige Verteilung der Bilanzergebnisse hin. Anlage 14 bildet mit einer überdurchschnittlich guten Bilanz die Ursache für die Ungleichverteilung am unteren Rand des Ergebnisraums.

Diese Ergebnisse bestätigen eine frühere Arbeit (Bachmaier et al. 2010), die feststellt, dass aufgrund der großen Ergebnisspannweiten für die Abschätzung der Treibhausgasemissionen realer Biogasanlagen für jede Anlage eine individuelle Bilanz notwendig ist. Zur Frage, welche Daten die Ergebnisspannweite effektiv eingrenzen siehe Kapitel 5.2.1.8.

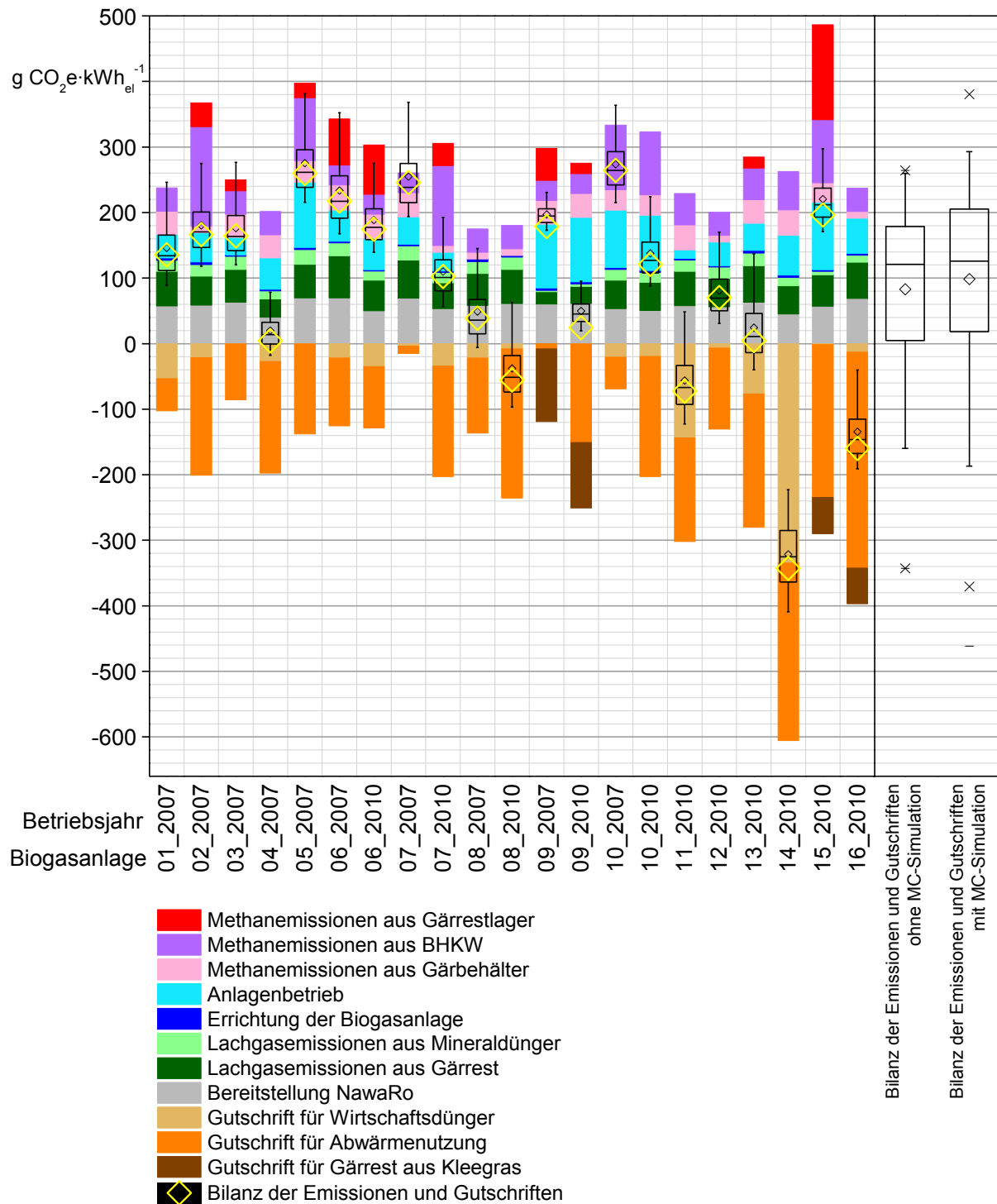


Abbildung 29: Gesamtbilanz Treibhausgasemissionen aller sechzehn Biogasanlagen für die Jahre 2007 und/oder 2010 mit Darstellung der Ergebnisunsicherheit für die einfache Berechnung sowie bei zusätzlicher Monte-Carlo-Simulation bestimmter Schätzgrößen

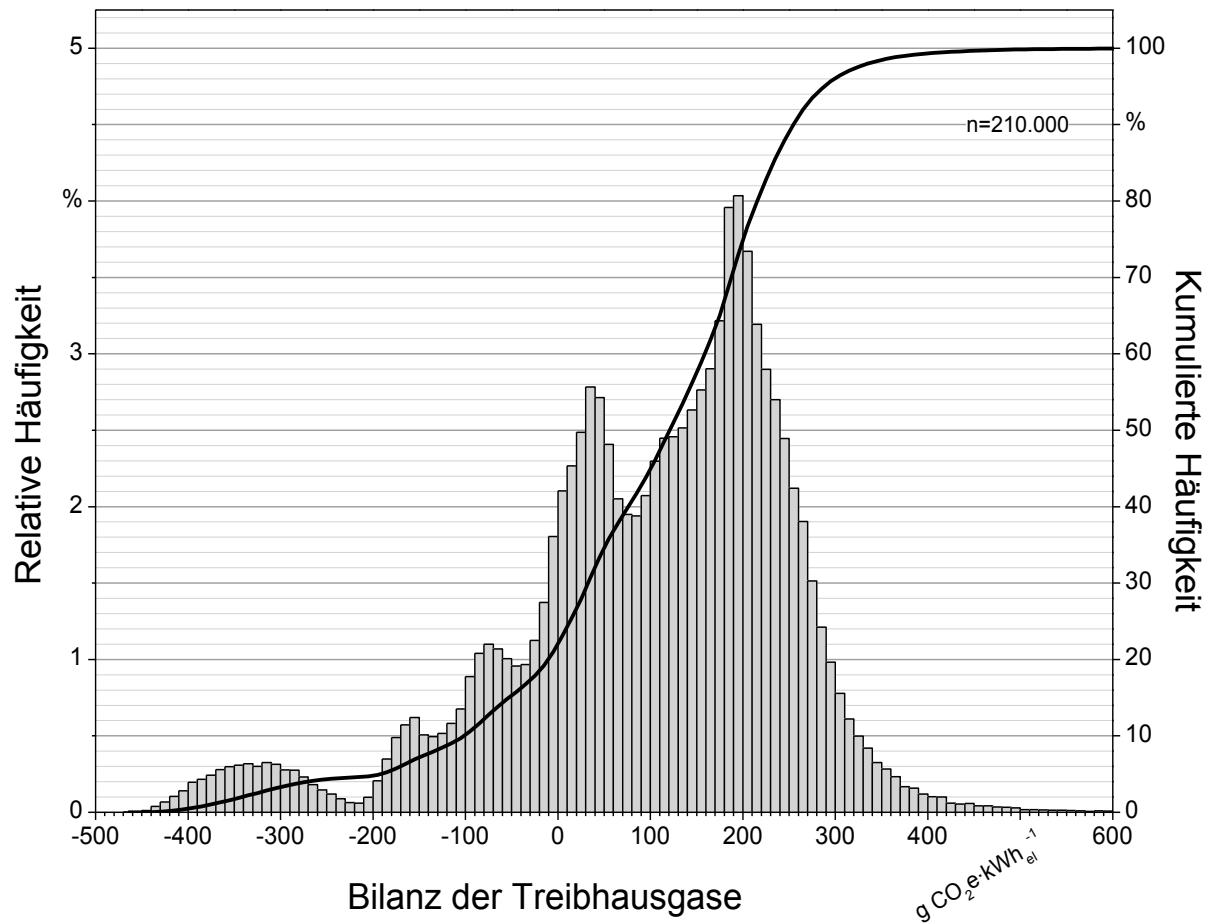


Abbildung 30: Relative und kumulierte Häufigkeit der Klimagasemissionen der 21 Anlagenvarianten, berechnet mit Monte-Carlo-Simulation

5.2.1.8 Unsicherheit der Treibhausgasbilanz

Die Treibhausgasemissionen der einzelnen Anlagenvarianten weisen Unsicherheiten auf, die aus unsicheren Eingangsgrößen der Monte-Carlo-Simulation resultieren. Abbildung 31 zeigt die mittlere Zusammensetzung der Anlagenunsicherheit, berechnet als Mittelwert der Abstände zwischen dem 5%- und 95%-Quantil. Durchschnittlich gehen 60 % Ergebnisunsicherheit einer einzelnen Anlagenvariante auf die Unsicherheit des Lachgasemissionsfaktors zurück. Bei einigen Anlagen weicht die Verteilung der Unsicherheiten etwas ab, wie Abbildung 32 zeigt. Anlage 09 hat aufgrund des hohen Kleegrasanteils am Substrat einen verringerten Düngebedarf. Damit gehen geringere Lachgasemissionen einher und der relative Anteil der Unsicherheit der Lachgasemissionen am Gesamtfehler sinkt. Bei Anlage 14 nimmt die Unsicherheit der Gutschrift für Wirtschaftsdünger eine dominierende Position ein. Ursache ist der hohe Anteil von Wirtschaftsdünger am eingesetzten Substrat. Unter den gegebenen Bedingungen (Datenlage, Unsicherheitsverteilung der Eingangsparameter) lässt sich die Unsicherheit der einzelnen Anlagen nicht weiter reduzieren. Da bei den Treibhausgasemissionen für den Anlagenbetrieb keine Unsicherheit angenommen wurde, tragen diese auf Anlagenebene nicht zur Unsicherheit bei.

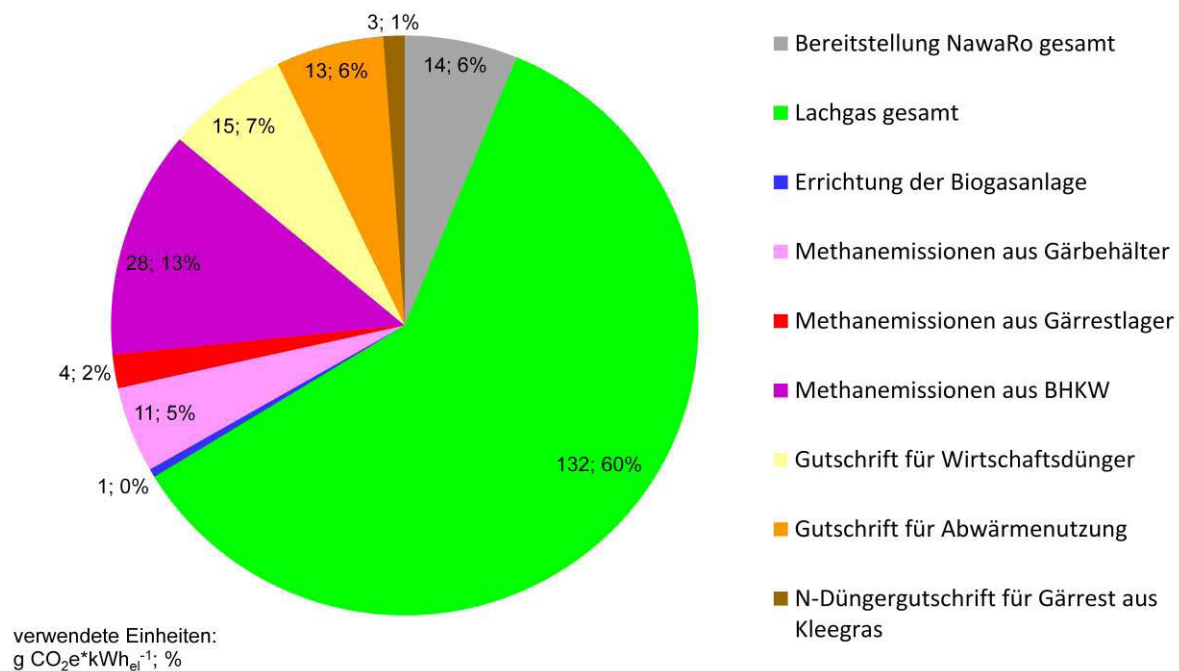


Abbildung 31: Durchschnittliche Aufteilung der Unsicherheit der Treibhausgasemissionen auf Anlagenebene

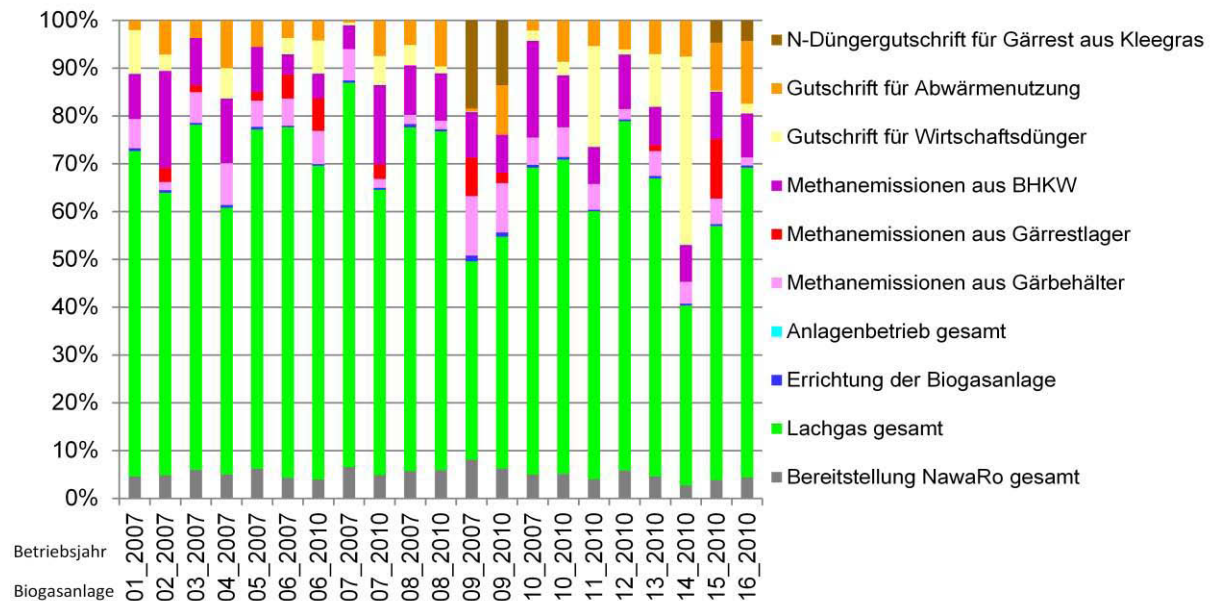


Abbildung 32: Aufteilung der Unsicherheit der Treibhausgasemissionen bei den einzelnen Anlagenvarianten

Es soll nun noch die Frage geklärt werden, welche Daten am wirkungsvollsten die Treibhausgasemissionen einer beliebigen landwirtschaftlichen Biogasanlage eingrenzen. Die Unsicherheitsverteilung aller Biogasanlagenvarianten (Abbildung 29, rechter Boxplot und Abbildung 30) kann als maximale Unsicherheit betrachtet werden, wenn von einer Biogasanlage keine Informationen bekannt sind. Geht man davon aus, dass die 21 hier berechneten Anlagenvarianten das Spektrum der landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Bayern näherungsweise abdecken, kann man also sagen, eine beliebige Biogasanlage trägt mit einer Wahrscheinlichkeit von 90 % zwischen -186 bis $291 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}^{-1}$ zum Treibhauseffekt bei. Mithilfe von Anlagendaten lässt sich dieser Fehler bis auf die oben beschriebene Unsicherheit der einzelnen Anlagenvarianten reduzieren. Die Differenz aus dem Gesamtfehler (ohne jegliche Anlageninformationen) und den Unsicherheiten der einzelnen Anlagenvarianten ist somit der Bereich, der durch Informationen zur Anlage abgedeckt werden kann.

Abbildung 33 zeigt die Differenz der Gesamtunsicherheit und der anlagenindividuellen Unsicherheit. Im Mittel geht die Gesamtunsicherheit schon um 80 % zurück, wenn Daten zu den Gutschriften und zu den Methanemissionen vorliegen, und die restlichen Teilbereiche mit einfachen Schätzgrößen (z.B. Mittelwerte der vorliegenden Arbeit) abgedeckt werden. Die Gutschriften und die Methanemissionen sind die Größen, die von Anlage zu Anlage am stärksten abweichen. Weil beispielsweise die Lachgasemissionen oder die Emissionen für die Errichtung der Biogasanlagen für alle Biogasanlagen in einem ähnlichen Bereich liegen, bringt die Erhebung dieser Daten nur eine geringe Reduktion der Unsicherheit. Die Emissionen des Anlagenbetriebs lassen sich näherungsweise abschätzen, wenn zumindest bekannt ist, ob Eigenstrom eingesetzt wird oder ob die Anlage den Betriebsstrom aus dem Stromnetz bezieht. Für Anlagen, die hinsichtlich der Inputsubstrate weit vom Durchschnitt der hier bearbeiteten Biogasanlagen abweichen (siehe z. B. Substratzusammensetzung bei den Anlagen 04, 09, 14, 15 und 16 in Kapitel 4.2.1.3) sollten die Bereitstellung der Substrate und die Lachgasemissionen berechnet werden.

Die Untersuchung von Meyer-Aurich et al. 2012 nutzen ebenfalls die Monte-Carlo-Simulation zur Abschätzung der Ergebnisunsicherheit der Treibhausgasbilanz. Dabei basieren die Berechnungen auf den Daten von Modellanlagen zur Vergärung eines für bayerische Verhältnisse unüblichen Substratmix aus Flüssigmist und Maiskörnsilage. Die Autoren sehen den größten Einfluss auf die Unsicherheit durch offene Gärrestlager und düngerinduzierte

Lachgasemissionen. Einen mittleren Einfluss schreiben sie der Methanausbeute und den sonstigen Methanemissionen zu.

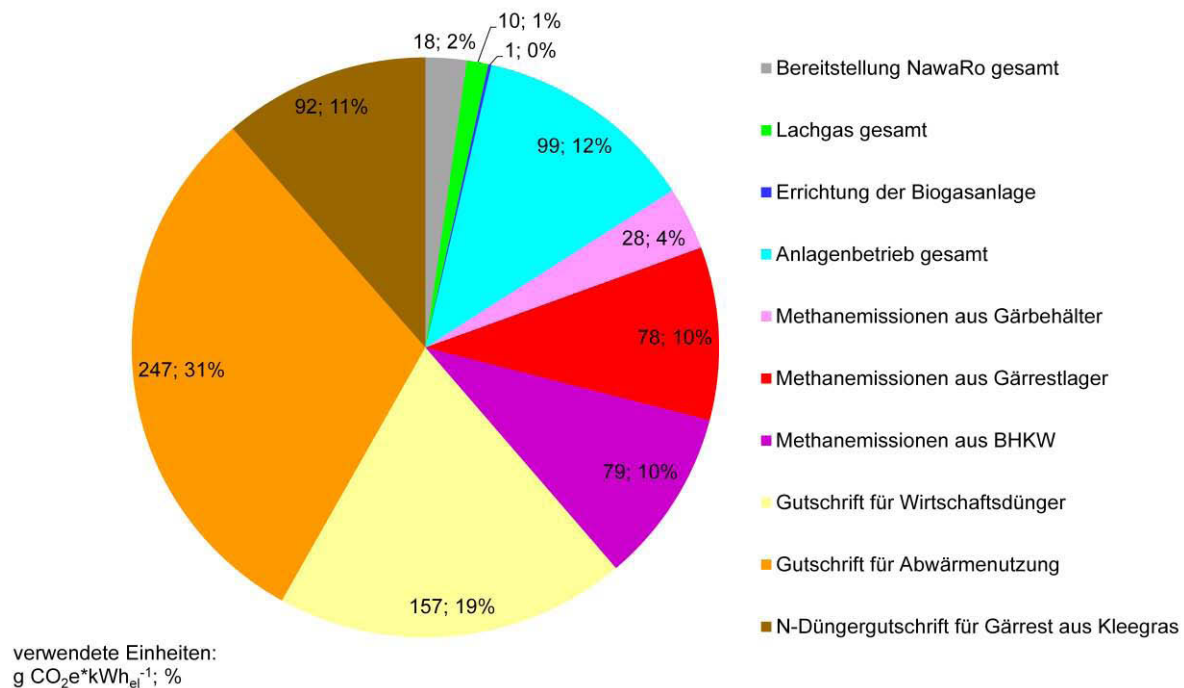


Abbildung 33: Differenz der Gesamtunsicherheit und der anlagenindividuellen Unsicherheit bei den Treibhausgasemissionen. Zur Berechnung wird vom Abstand zwischen 5%- und 95%-Quantil aus der Monte-Carlo-Simulation über alle Anlagenvarianten der anlagenindividuelle, nicht mehr weiter reduzierbare Fehler abgezogen (Abbildung 31 und Abbildung 32).

5.2.1.9 Ansätze zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen

Abbildung 34 zeigt die Mittelwerte der Monte-Carlo-Simulation für die unterschiedlichen Teilbereiche der Treibhausgasbilanz. Zusätzlich ist die Spannweite zwischen 5%- und 95%-Quantil ohne Monte-Carlo-Simulation aufgetragen. Die Teilbereiche sind nach abnehmender Schwankungsbreite geordnet, die Mittelwerte sind mit einer Rangfolge vom größten zum kleinsten Wert versehen.

Auf den bilanzierten Biogasanlagen weisen die Gutschriften den größten Schwankungsbereich auf. Die Differenz zwischen den günstigsten Werten und dem Mittelwert offenbart, dass auf vielen Anlagen die Potentiale hinsichtlich Gutschriften nur zum Teil ausgeschöpft werden. Auf vielen Anlagen bietet daher die Erhöhung der Gutschriften einen sehr effektiven Weg zu Verbesserung der Klimabilanz. Die Gutschrift für Abwärmenutzung unterscheidet sich innerhalb der bilanzierten Zeiträume um über 250 g CO₂e*kWh⁻¹. Schon bei der Standortwahl einer Biogasanlage sollten mögliche Wärmeabnehmer eine wichtige Rolle spielen. In der Praxis werden Wärmekonzepte häufig im Laufe der ersten Betriebsjahre weiter ausgebaut, wie der Vergleich der Betriebsjahre 2007 und 2010 für 5 Anlagen zeigt (Kapitel 5.2.1.6).

Beim Einsatz von Wirtschaftsdünger beträgt die Spannweite ca. 150 g CO₂e*kWh⁻¹. Aus Sicht der Treibhausgasbilanz ist der Einsatz von Flüssigmist mit hohen Gaserträgen besonders empfehlenswert. Für Festmist wird zwar eine geringere Gutschrift gewährt (Kapitel 4.2.2.10), vor allem mit Geflügelmist lassen sich jedoch aufgrund des meist hohen frischmassebezogenen Methanertragspotenzials im Gegensatz zu Flüssigmist erhebliche Gasausbeuten erzielen.

Die Gutschrift für Gärrest aus Leguminosen schwankt um maximal 100 g CO₂e*kWh⁻¹. Die Vergärung von Leguminosen erfolgt allerdings überwiegend bei Biogasanlagen, die in einen

ökologisch wirtschaftenden Landwirtschaftsbetrieb integriert sind. Diese Gutschrift kann also nur von einem kleinen Teil der Biogasanlagen ausgeschöpft werden.

Die große Spannweite bei den Emissionen aus der Vorkette des Betriebsstroms zeigt eine weitere Möglichkeit die Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Ein verringerter Energieverbrauch würde sich hier positiv auswirken. Bei 4 der 5 Anlagen, mit Bilanzen für 2007 und 2010 blieben die Emissionen jedoch innerhalb des Beobachtungszeitraums bezogen auf 1 kWh_{el} auf dem gleichen Niveau (Kap. 5.2.1.4). Der Eigenstromverbrauch entscheidet sich also vermutlich in vielen Fällen bereits bei der Anlagenplanung. Eine weitere Möglichkeit zur Verringerung der Emissionen aus dem Anlagenbetrieb bietet die Verwendung von selbst erzeugtem Biogasstrom anstelle von Betriebsstrom aus dem Stromnetz (Überschusseinspeisung). Solange die Bilanz von Biogasstrom günstiger ausfällt, als die Stromerzeugung im deutschen Kraftwerksmix (Kapitel 5.2.3), ist der Betrieb der Biogasanlage mit eigenem Strom aus Sicht der Treibhausgasemissionen günstiger zu bewerten.

Die Methanemissionen aus Blockheizkraftwerk, Gärrestlager und Anlagenbetrieb bieten einen großen Spielraum für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen. Bereits bei der Anlagenplanung sollte die Abdeckung des Gärrestlagers und der Einsatz emissionsarmer BHKW angestrebt werden. Gärrestlager können in ungünstigen Fällen viel Methan emittieren. Eine gute Lösung ist hier die gasdichte Abdeckung. Eine erhebliche Reduktion der Emissionen scheint aber auch durch Abpressen des Gärrests erreicht zu werden. Diese Methode wäre vor allem für bestehende Biogasanlagen eine preiswerte Option verglichen mit der Nachrüstung einer Gärrestlagerabdeckung. Hier ist aber noch weiterer Forschungsbedarf notwendig, vor allem zur Frage, ob bei der Lagerung des Abpressguts tatsächlich keine oder wenig klimaschädliche Gase entstehen. Methanemissionen aus dem Anlagenbetrieb lassen sich durch sorgfältige Anlagenwartung vermeiden. Es ist z.B. sinnvoll, Methanaustritten mit Lecksuchgeräten auf die Spur zu kommen. Der Einsatz von Gasfackeln zur Verbrennung von überschüssigem Biogas reduziert ebenfalls die Methanemissionen der Biogaserzeugung.

Der Einsatz von Gasmotor-BHKW anstelle von Zündstrahl-BHKW vermeidet Treibhausgasemissionen, da Gasmotor-BHKW für den laufenden Betrieb kein Zündöl benötigen. Nur auf drei der bilanzierten Anlagen kommen allerdings Zündstrahl-BHKW zum Einsatz.

Düngerinduzierte Lachgasemissionen, die bei der Ausbringung von Stickstoff freigesetzt werden, lassen sich durch eine „Verschlankung“ des Stickstoffkreislaufs reduzieren. Dafür gibt es unterschiedliche Wege- z.B. Nutzung stickstoffarmer Energiepflanzen, effizientes Gärrestmanagement (ausreichende Gärrestlagerkapazität, Vermeidung von Ammoniakemissionen bei Ausbringung) und dadurch Vermeidung oder Reduzierung von Mineraldüngerzukauf. In der vorliegenden Arbeit weisen die Anlage 09 und die Anlage 04 deutlich reduzierte Lachgasemissionen auf. Ursache ist eine verminderte Gärrestausrückführung. Bei Anlage 09 kann die Düngung reduziert werden, weil Klee gras als Leguminose nur einen geringen Düngebedarf aufweist, Anlage 04 kann durch den Einsatz von Hühnermist den Bedarf an Energiepflanzen senken. Außerdem wird nur Mais als Energiepflanze eingesetzt. Mais hat im Vergleich zu Gras oder Getreideganzpflanzensilagen niedrigere Nährstoffgehalte und damit muss, bezogen auf die Trockenmasse, weniger Stickstoff im Kreislauf geführt werden.

Die Emissionen der Anlagenerrichtung bieten kein wirkungsvolles Potential zur Verbesserung der Treibhausgasbilanz.

Eine Erhöhung der Nettostromausbeute wirkt sich auf alle Bereiche mindernd aus, da bei gleicher Umweltbelastung die eingespeiste Strommenge steigt. Damit sinkt also die Umweltwirkung pro kWh_{el}.

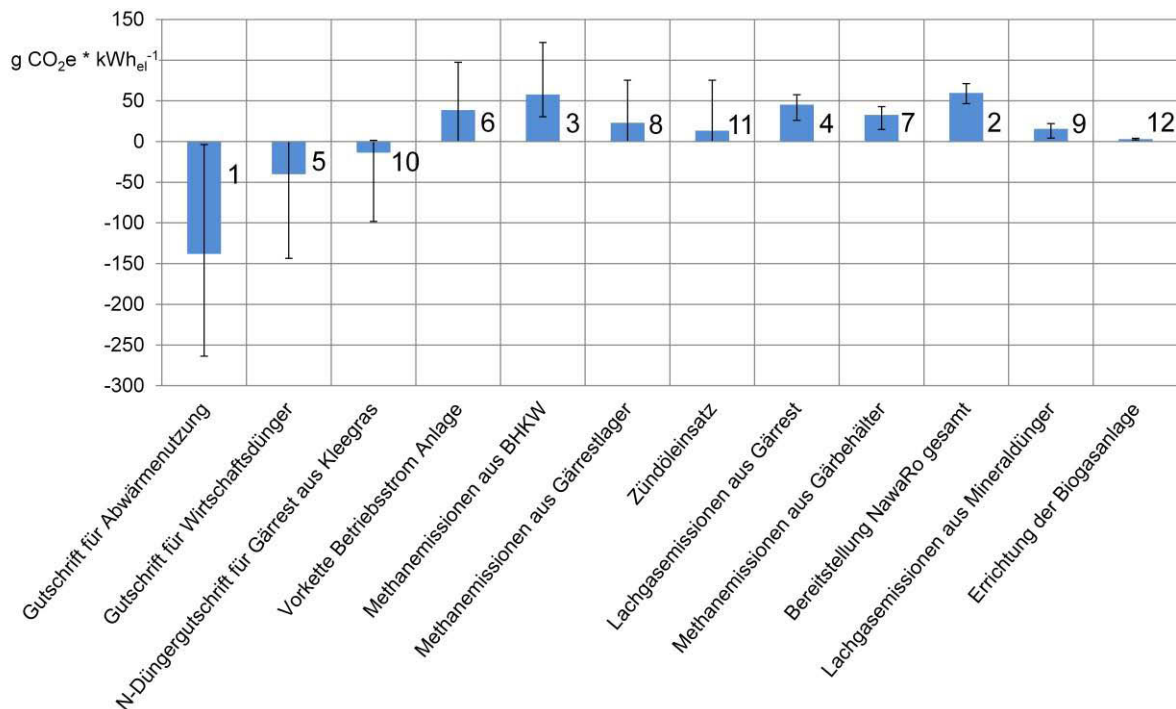


Abbildung 34: Treibhausgasemissionen nach Teilbereichen mit Mittelwert und Schwankungsbreite zwischen 5%- bis 95%-Quantil ohne Monte-Carlo-Simulation. Die Teilbereiche sind nach Schwankungsbreite geordnet, die Mittelwerte sind mit einer Rangfolge versehen.

Entgegen den hier gezeigten Ergebnissen sieht Hundt 2010 folgende Maßnahmen zur Reduktion von Treibhausgasen als entscheidend an: Die Minimierung der Silageverluste, die Reduzierung des Eigenenergieverbrauchs, die Maximierung des Biogasertrags und die Maximierung des Maisertrags. Jury et al. 2010 schlussfolgern, dass vor allem eine Erhöhung des Biogasertrags und die Reduzierung von Umweltwirkungen beim Energiepflanzenanbau die Umweltwirkungen der Biogasproduktion reduzieren. Gärtner et al. 2008 identifizieren, wie in der vorliegenden Arbeit, Gutschriften und Methanemissionen als die wesentlichen Einflussfaktoren auf die Treibhausgasbilanz. Die Autoren schlagen zur Erhöhung der Gutschriften den erhöhten Einsatz von Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft und eine verbesserte Wärmenutzung vor. Die Methanemissionen sollen durch geschlossene Gärrestlager und emissionsarme Blockheizkraftwerke reduziert werden. Scholwin et al. 2006 und Lansche & Müller 2012 fordern zur Verbesserung der Treibhausgasbilanz von Biogasanlagen mit hohen Energiepflanzenanteilen gasdichte Lagerbehälter für den Gärrest und in Übereinstimmung mit Schumacher et al. 2010 die Nutzung der BHKW-Abwärme.

5.2.2 Fossiler Energieverbrauch

Der Betrieb einer Biogasanlage erfordert für die Substratbereitstellung sowie für die Errichtung und den Betrieb der Anlagen direkt oder indirekt den Einsatz fossiler Energie. Für Koppelprodukte der Stromproduktion, die den Verbrauch fossiler Energien vermeiden, errechnen sich Gutschriften.

5.2.2.1 Verbrauch fossiler Energie bei der Bereitstellung von Energiepflanzen und Wirtschaftsdünger

Den fossilen Energieverbrauch beim Anbau der nachwachsenden Rohstoffe dominieren die Vorketten für Diesel und Mineraldünger (Abbildung 35). Die Spannweite der Ergebnisse lässt sich wie bei der Treibhausgasbilanz zum großen Teil durch Unterschiede in der Anlageneffizienz und dem Wirtschaftsdüngeranteil im Substrat erklären (Kap. 5.2.1.1). Die Energiebilanz und die Klimabilanz für den Anbau der Energiepflanzen korrelieren, da die Emissionen überwiegend auf die Verbrennung fossiler Energieträger zurückgehen. Eine Ausnahme bildet die Mineraldüngerherstellung, bei der neben Kohlendioxid aus fossilen Quellen auch in nennenswerten Mengen Lachgas emittiert.

Im Mittel müssen $0,169 \text{ kWh}_{\text{foss}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ für den Anbau der nachwachsenden Rohstoffe aufgewendet werden. Die Quartile liegen bei $0,151$ und $0,191 \text{ kWh}_{\text{foss}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. Der höchste Energieverbrauch beträgt $0,212 \text{ kWh}_{\text{foss}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. Im günstigsten Fall sind nur $0,114 \text{ kWh}_{\text{foss}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ notwendig.

Das Ergebnis der Monte-Carlo-Simulation zeigt einen leicht höheren Mittelwert von $0,177 \text{ kWh}_{\text{foss}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ und auch der Interquartilabstand und die Spannweite der Ergebnisse verändern sich leicht. Die unsicheren Eingangsgrößen mit Einfluss auf das Ergebnis sind die Gleichen wie bei den Treibhausgasemissionen (Kapitel 5.2.1.1). Wie die Verteilung der Treibhausgasemissionen ist auch die Häufigkeitsverteilung des fossilen Energieverbrauchs für die Bereitstellung der nachwachsenden Rohstoffe weitgehend symmetrisch verteilt (Abbildung 36).

Der Verbrauch fossiler Energie korreliert in weiten Teilen mit der Treibhausgasbilanz, da die Emissionen größtenteils aus der Verbrennung von fossilem Treibstoff stammen. Nur bei der Düngemittelherstellung wird auch Lachgas freigesetzt, darum ist der Anteil der Düngemittel an den gesamten Emissionen der NawaRo-Bereitstellung etwas niedriger als bei der Treibhausgasbilanz (Kapitel 5.2.1.1).

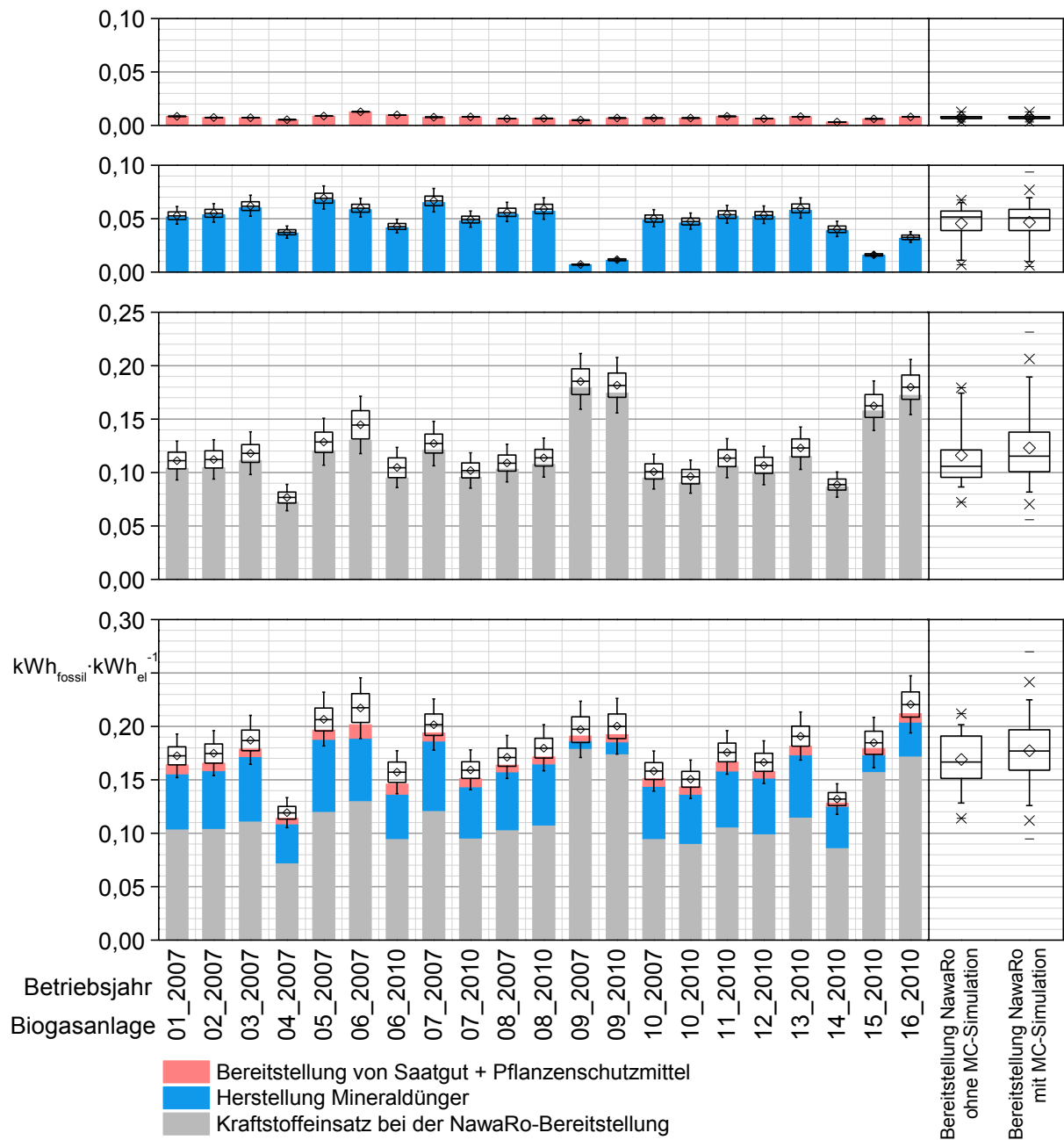


Abbildung 35: Fossiler Energieverbrauch für den Anbau der nachwachsenden Rohstoffe

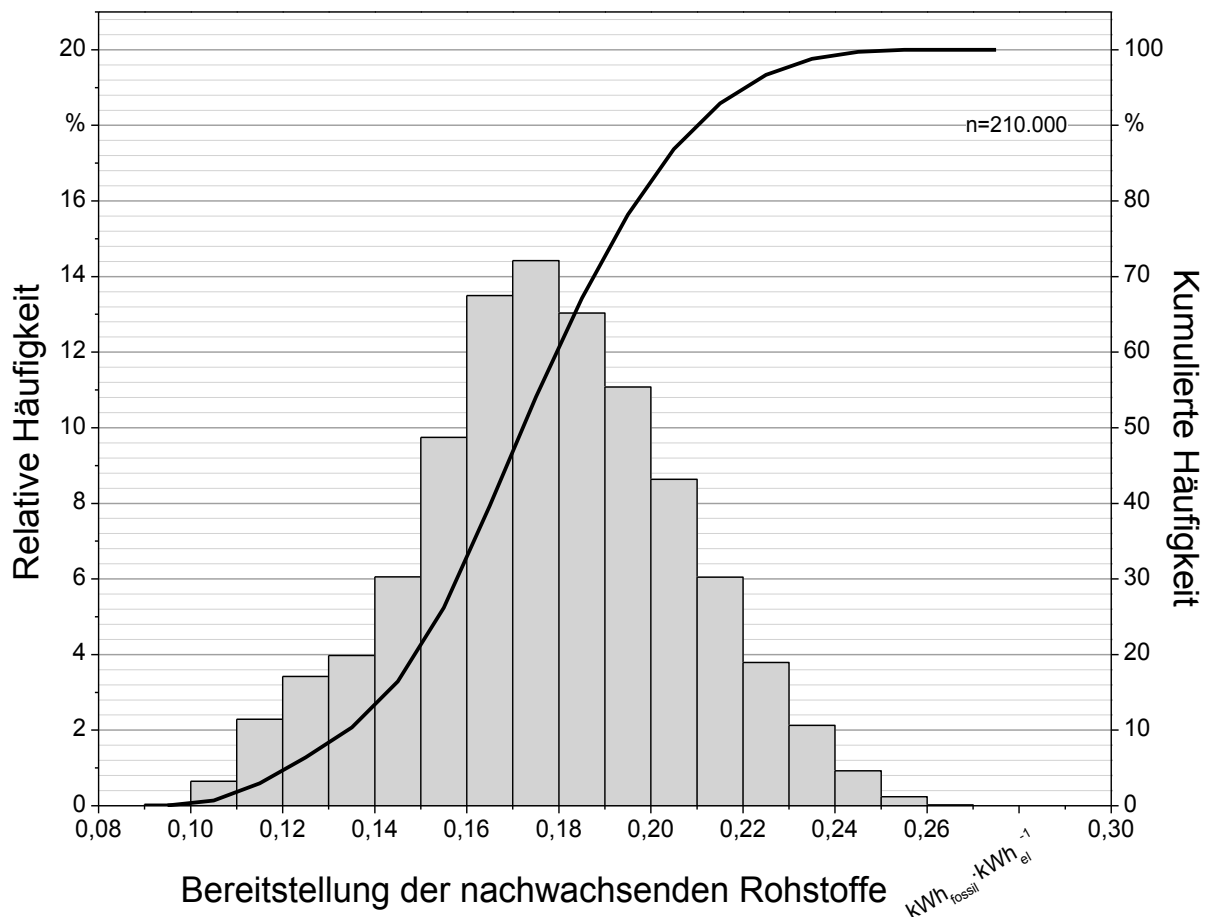


Abbildung 36: Relative und kumulierte Häufigkeit des fossilen Energieverbrauchs für die Bereitstellung der nachwachsenden Rohstoffe, berechnet mit Monte-Carlo-Simulation

5.2.2.2 Verbrauch fossiler Energie für die Errichtung der Biogasanlagen

Der Energieverbrauch für die Errichtung der Biogasanlagen (Abbildung 37) beträgt im Mittel $0,035 \text{ kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ mit einem Interquartilabstand von $0,009 \text{ kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. Da die Emissionen bei der Errichtung hauptsächlich aus der Verbrennung fossiler Energieträger stammen, korrelieren die Treibhausgasemissionen (Kapitel 5.2.1.3) und der Energieverbrauch.

Die Ergebnisse der Monte-Carlo-Simulation liefern den gleichen Mittelwert, auch die Quartile bleiben fast unverändert. Nur an den Rändern der Verteilung kommt es zu Veränderungen. So steigt der Abstand der 5%- und 95%-Quantile von 0,018 auf $0,025 \text{ kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. Abbildung 38 zeigt als Ergebnis der Monte-Carlo-Simulation die relative und kumulierte Häufigkeit des fossilen Energieverbrauchs für die Errichtung aller 16 Biogasanlagen.

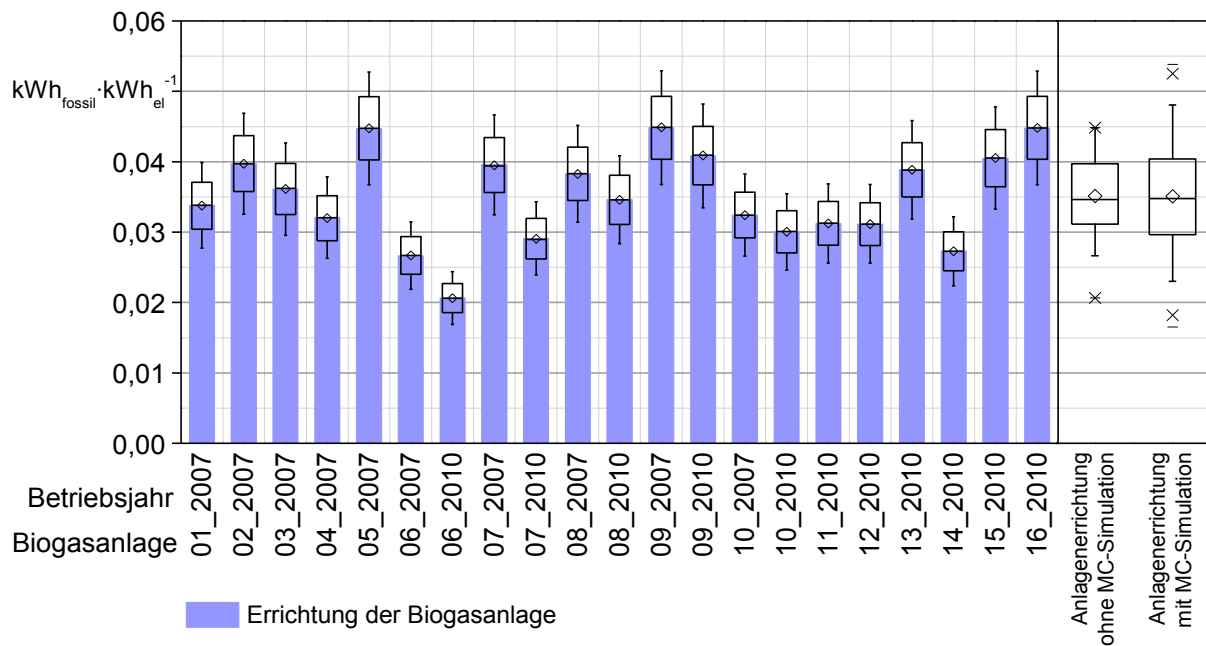


Abbildung 37: Fossiler Energieverbrauch der Anlagenerrichtung

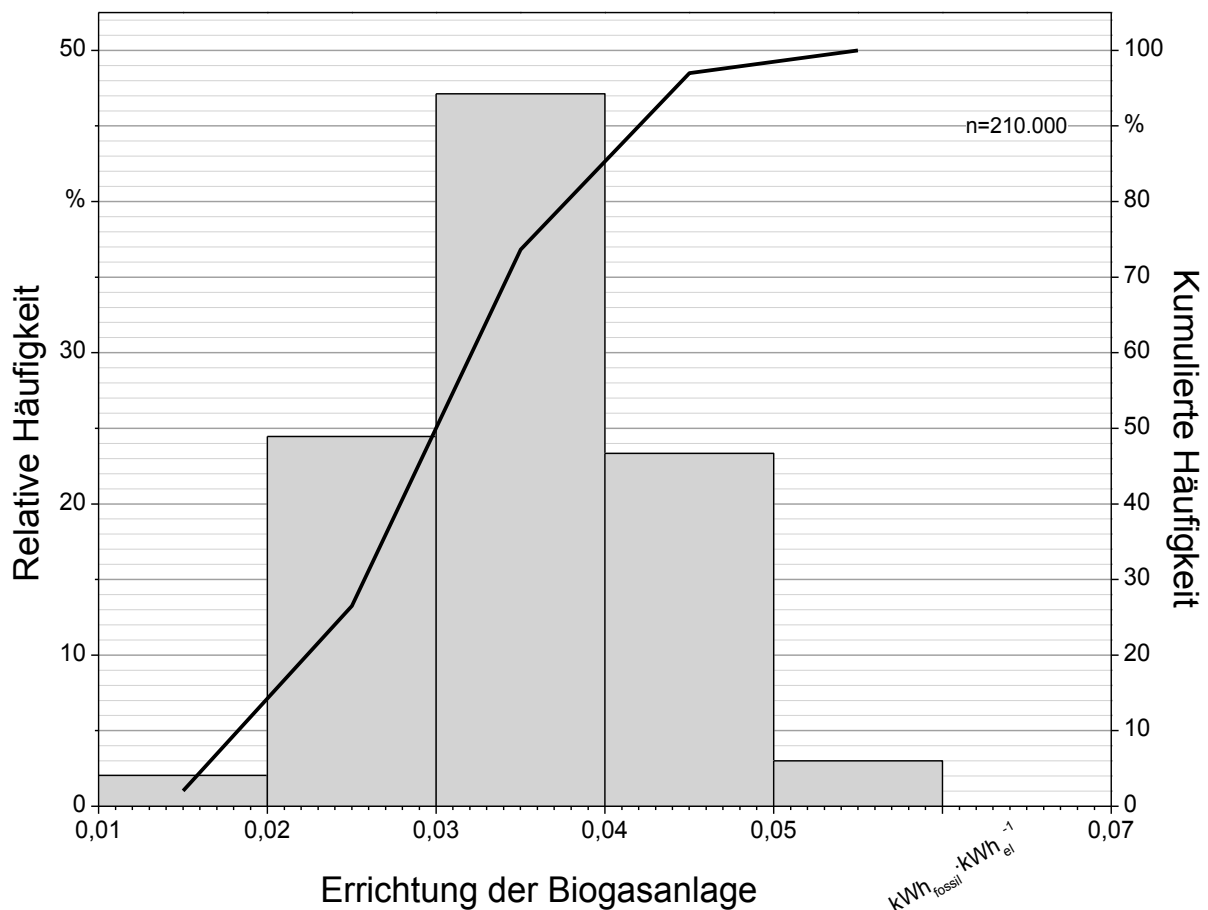


Abbildung 38: Relative und kumulierte Häufigkeit des fossilen Energieverbrauchs für die Anlagenerrichtung, berechnet mit Monte-Carlo-Simulation

5.2.2.3 Fossiler Energieverbrauch beim Betrieb der Biogasanlagen

Im Schnitt verbrauchen die Biogasanlagen $0,194 \text{ kWh}_{\text{foss}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. Die Quartile umfassen dabei das Intervall zwischen $0,133$ und $0,308 \text{ kWh}_{\text{foss}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ (Abbildung 39). Die höchsten Energieverbräuche weisen die Anlagen 05, 09, 10 und 15 auf. Während bei Anlage 09 die Ursache beim hohen Betriebsstrombedarf liegt, sind die hohen Verbräuche an fossiler Energie bei den anderen Anlagen auf den Einsatz von Zündöl zurückzuführen. Diese drei Anlagen verstromen das entstehende Biogas in Zündstrahl-BHKW. Dieser BHKW-Typ benötigt neben Biogas Zündöl (Diesel) als zusätzlichen Brennstoff. Die anderen Biogasanlagen verstromen das Biogas in Gasmotor-BHKW, die allein mit Biogas betrieben werden. Anlage 08 bezieht keine Fremdenergie und weist somit in dieser Kategorie auch keinen Verbrauch fossiler Energie auf. Für die Erzeugung des Netzstroms wird der fossile Energieverbrauch des deutschen Strommix angesetzt. Die Unterschiede in der Energiebilanz beruhen auf verfahrenstechnischen Unterschieden der Anlagen (unterschiedliche Rührwerke, Einbringsysteme, Zahl der Behälter etc. Ein weiterer Grund ist der schon erwähnte teilweise Bezug von Eigenstrom für bestimmte Aggregate am Blockheizkraftwerk und der Bezug geringerer Mengen an Wasserkraftstrom bei den Anlagen 05 und 07 (Kapitel 5.2.1.4). Wie Abbildung 40 zeigt, ist der Energieverbrauch der einzelnen Anlagen verhältnismäßig gleichmäßig über den ganzen Wertebereich verteilt. Die Erhebung von Stromverbrauch und Zündölverbrauch erfolgte auf den Anlagen messtechnisch mit hoher Genauigkeit. Bei der Monte-Carlo-Simulation werden deshalb keine unsicheren Eingangsgrößen beim Anlagenbetrieb angenommen. Damit stimmen die Auswertungen der statischen Betrachtung und der Monte-Carlo-Simulation überein.

Auch beim Verbrauch fossiler Energieträger für den Anlagenbetrieb ist eine Korrelation zwischen Treibhausgasbilanz und Energiebilanz gegeben. Sowohl das Zündöl, als auch der aus dem Stromnetz bezogene Betriebsstrom kann nur unter Einsatz von fossiler Energie bereitgestellt werden.

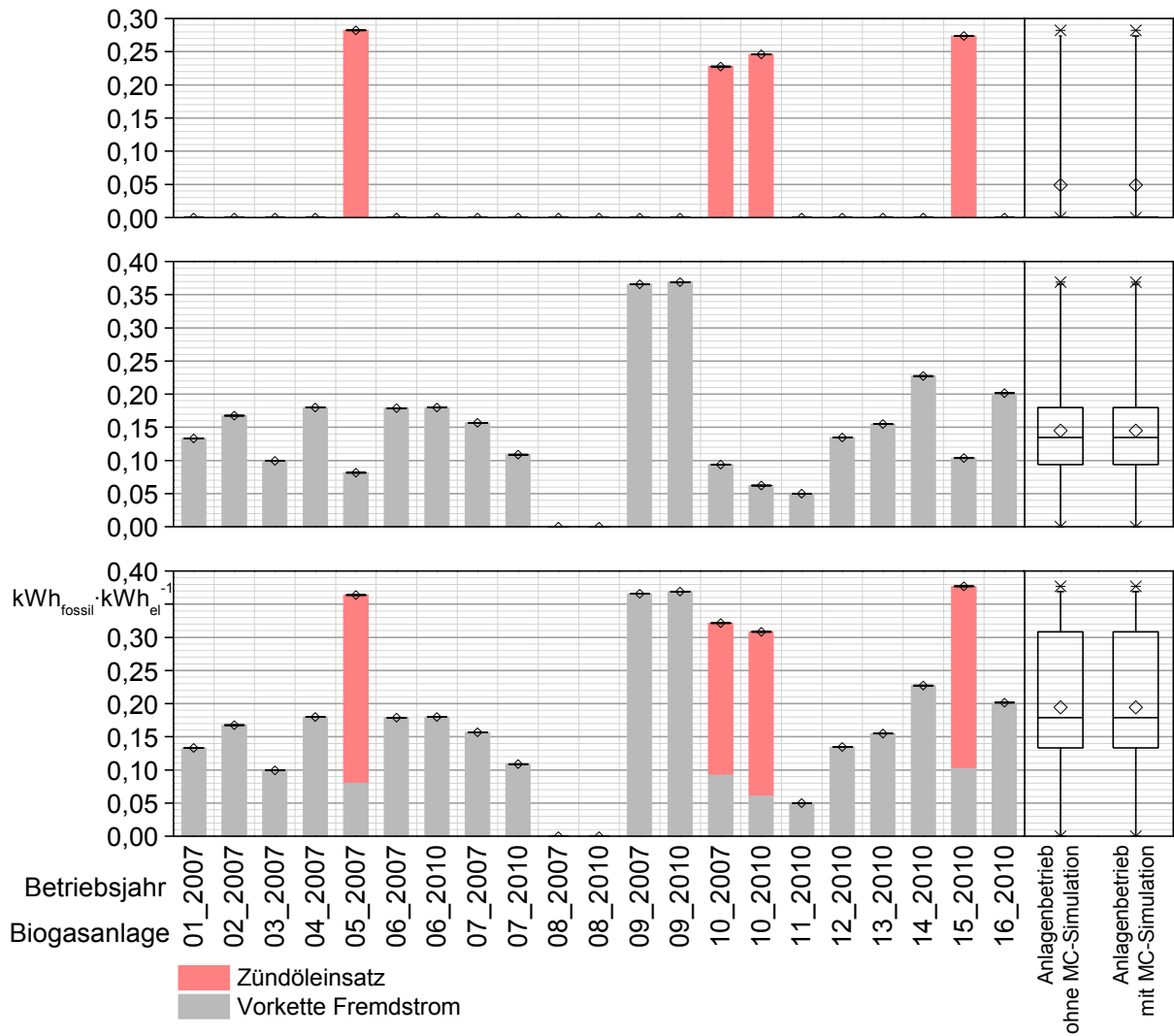


Abbildung 39: Fossiler Energieverbrauch des Anlagenbetriebs

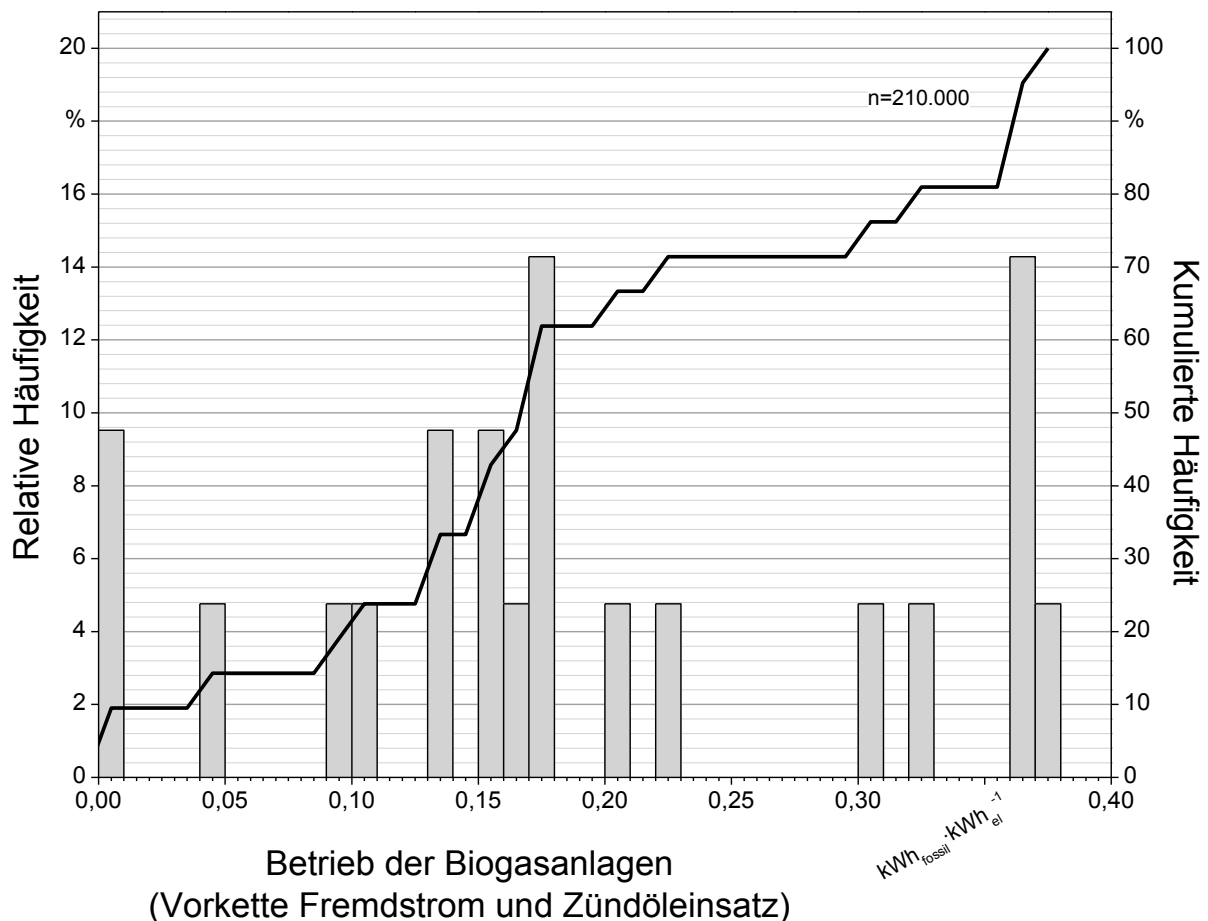


Abbildung 40: Relative und kumulierte Häufigkeit des fossilen Energieverbrauchs für den Betrieb der Biogasanlage (Vorkette Fremdstrom und Zündöleinsatz)

5.2.2.4 Gutschriften für eingesparte fossile Energie

Positive Nebeneffekte der Stromproduktion aus Biogas werden mit Gutschriften berücksichtigt. Es lassen sich zusätzlich fossile Energie einsparen, durch die Nutzung der BHKW-Abwärme für Heizen und Trocknen sowie durch die Einsparung von Mineraldünger durch Gärrestabgabe an Dritte (Abbildung 41). Alle Anlagen nutzen BHKW-Abwärme außerhalb der Biogasanlage, jedoch in deutlich unterschiedlichem Maß. Die Nährstoffe, die eine Anlage über die Zugabe von Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft von außerhalb des Bilanzierungsrahmens erhält, werden in der Bilanz auch wieder an den viehhaltenden Betrieb außerhalb des Bilanzierungsrahmens zurückgegeben. So verfügen nur Biogasanlagen, die innerhalb des Bilanzierungsrahmens durch den Anbau von Leguminosen Stickstoff binden, über Gärrest, der sich an Dritte abgeben lässt. Drei der betrachteten Anlagen (Anlage 08, 15 und 16) sind in ökologisch wirtschaftende Betriebe eingebunden und setzen Klee gras ein. Der aus der Vergärung von Klee gras erzeugte „überschüssige“ Dünger kann in Form von Gärrest zur Düngung von biologisch erzeugten Marktfrüchten genutzt werden. Dafür wird eine Gutschrift gewährt (Kapitel 4.2.2.10).

Im Mittel beträgt die Summe der Gutschriften $0,588 \text{ kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ mit einer Spannweite von $1,332 \text{ kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. Alle fünf Anlagen mit Bilanzjahr 2007 und 2010 verbesserten innerhalb dieser drei Jahre ihre Abwärmenutzung um $0,03$ bis $0,68 \text{ kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ (Mittelwert: $0,43 \text{ kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$). Anlage 06 erhöhte die Stromproduktion in gleichem Maß wie die Abwärmenutzung, sodass, bezogen auf den eingespeisten Strom, keine Steigerung zu beobachten ist. Zur Diskussion der Abwärmekonzepte siehe auch Kap. 5.2.1.6, da die für die Abwärmenutzung ermittelte Gutschrift an fossiler Energie mit der Gutschrift für vermiedene Treibhausgasemissionen korreliert.

Bei der Monte-Carlo-Simulation wird die Gutschrift für die Wärme um bis zu 10 % gemindert (Tabelle 7). Aus diesem Grund gehen die Gutschriften im Mittel auf $0,557 \text{ kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ zurück. Die Schwankungsbreite der Ergebnisse (Abstand der 5%- und 95%-Quantile) bleibt annähernd gleich. Die Mehrzahl der Ergebnisse liegt zwischen $0,3$ und $1 \text{ kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ (Abbildung 42).

Die energetischen Gutschriften für genutzte Abwärme und den Ersatz von Mineraldünger zeigen einen ähnlichen Verlauf wie bei der Treibhausgasbilanz, weil die Emissionen größtenteils aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe resultieren.

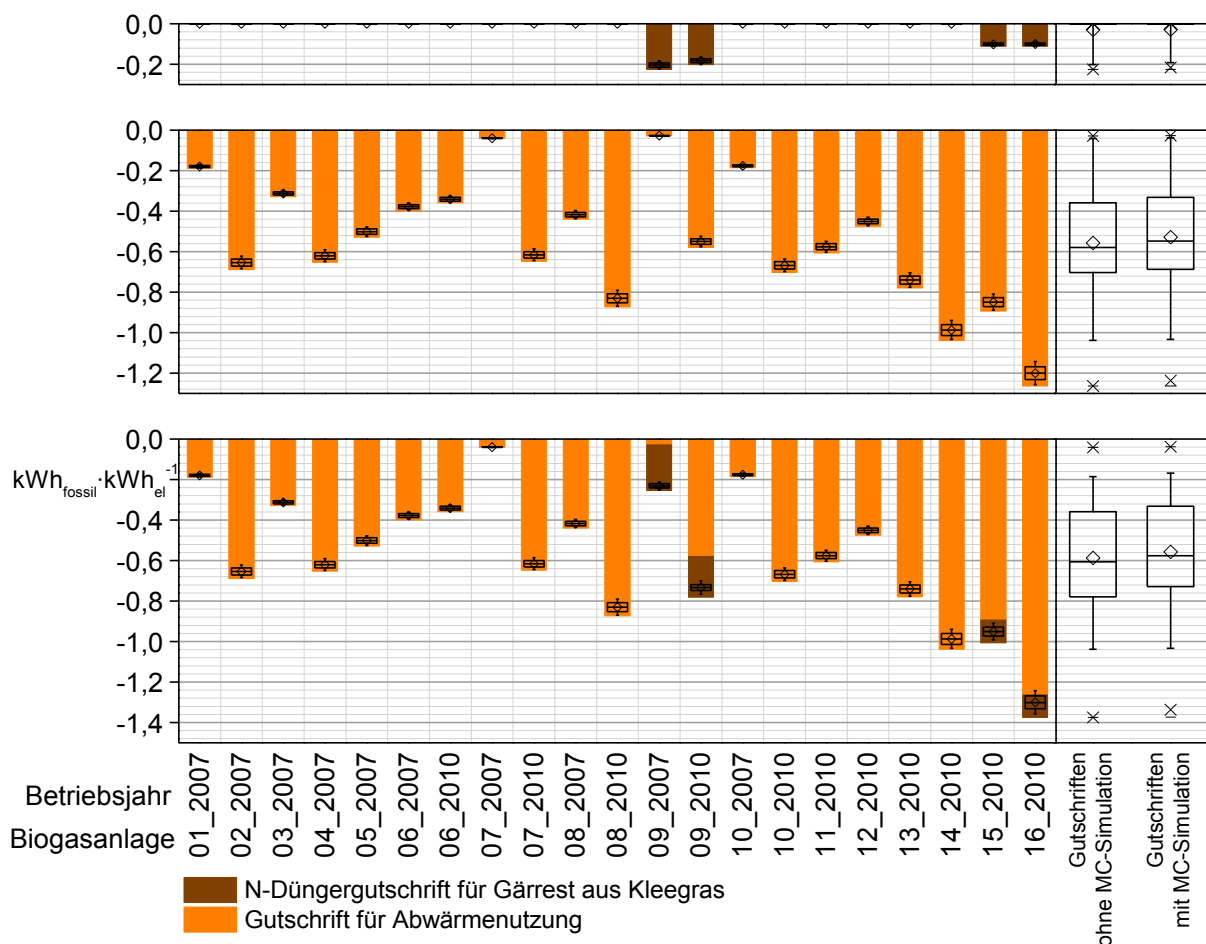


Abbildung 41: Einsparungen fossiler Energie für die Nutzung von Koppelprodukten der Stromproduktion

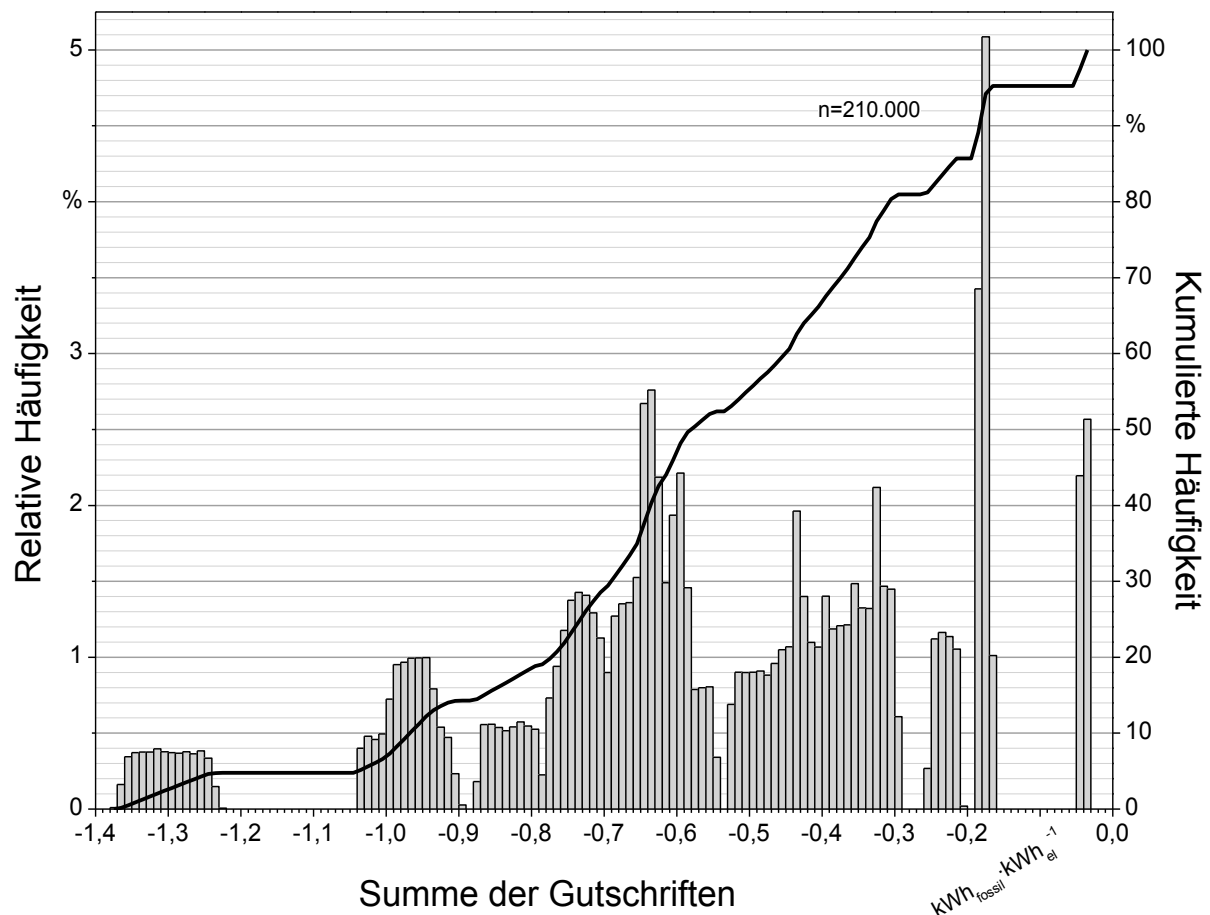


Abbildung 42: Relative und kumulierte Häufigkeit der Einsparungen fossiler Energie für die Nutzung von Koppelprodukten der Stromproduktion

5.2.2.5 Gesamtbilanz des fossilen Energieverbrauchs

Bei vielen Anlagenvarianten übersteigen die Gutschriften den Verbrauch fossiler Energie (Abbildung 43). So wird im Mittel eine absolute Einsparung fossiler Energie in Höhe von $0,190 \text{ kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ erreicht. Dabei beträgt der Quartilabstand $0,368 \text{ kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. Die Spannweite der Energiebilanzergebnisse beträgt $1,264 \text{ kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. Im besten Fall werden Gutschriften in Höhe von $0,916 \text{ kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ erreicht (Anlage 16), im ungünstigsten Fall beträgt der Energieverbrauch $0,348 \text{ kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ (Anlage 09_2007).

Bei den fünf Anlagen 05 bis 10, mit Bilanzen für 2007 und 2010 sinkt der fossile Energieverbrauch zwischen $0,03$ und $0,68 \text{ kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ bzw. im Mittel um $0,43 \text{ kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ (Bezug: Mittelwerte der Monte-Carlo-Simulation)

Die Monte-Carlo Simulation verändert die Kennwerte der Verteilung nur leicht. Das Histogramm (Abbildung 44) belegt eine breite Verteilung der Ergebnisse. Die Vielzahl lokaler Maxima kommt zustande, weil die Schwankungsbreiten der einzelnen Ergebnisse nur gering sind, und so für bestimmte Wertebereiche keine Ergebnisse vorliegen.

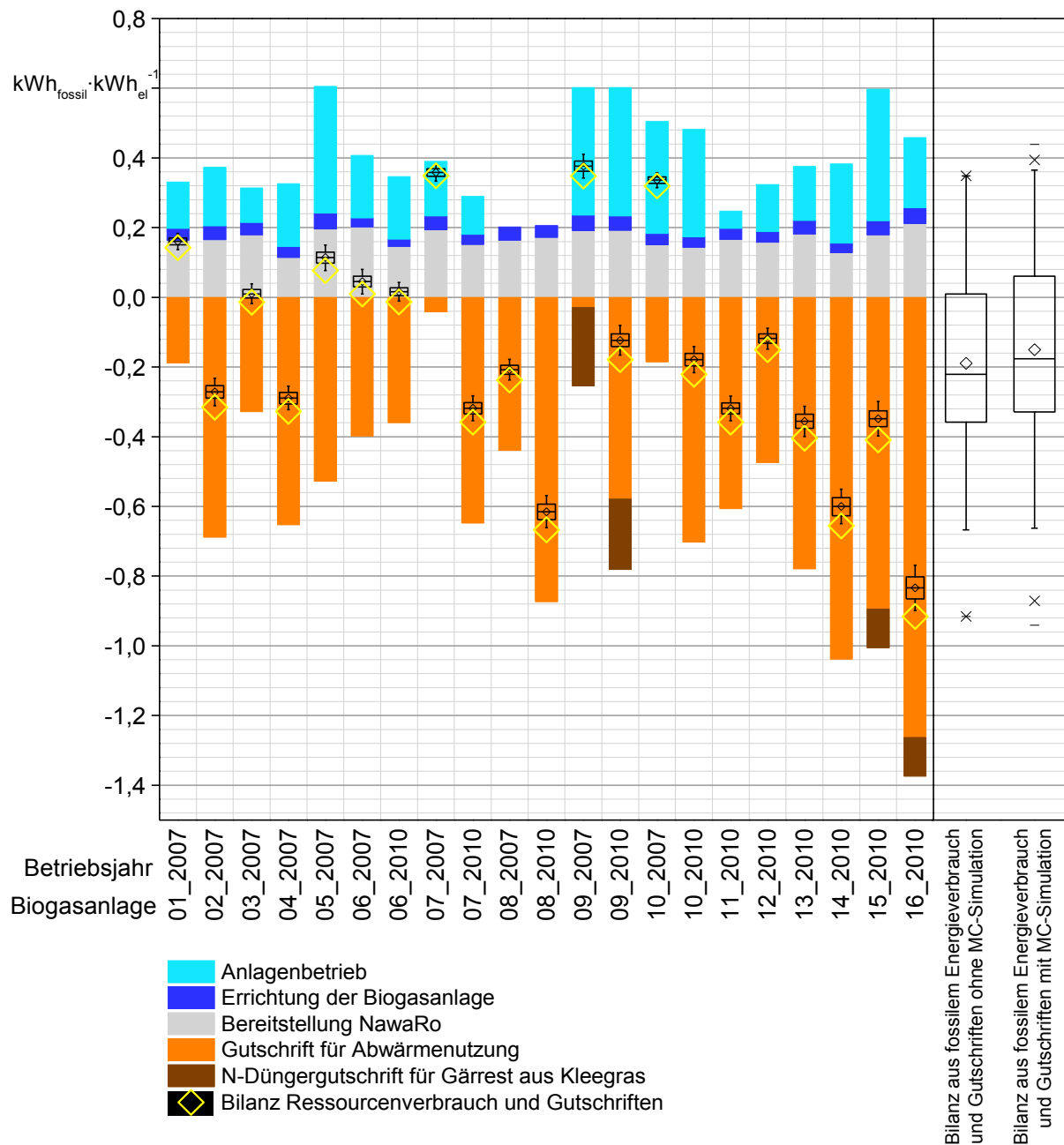


Abbildung 43: Gesamtbilanz des fossilen Energieverbrauchs aller sechzehn Biogasanlagen für die Jahre 2007 und/oder 2010 mit Darstellung der Ergebnisunsicherheit für die einfache Berechnung sowie bei zusätzlicher Monte-Carlo-Simulation bestimmter Schätzgrößen.

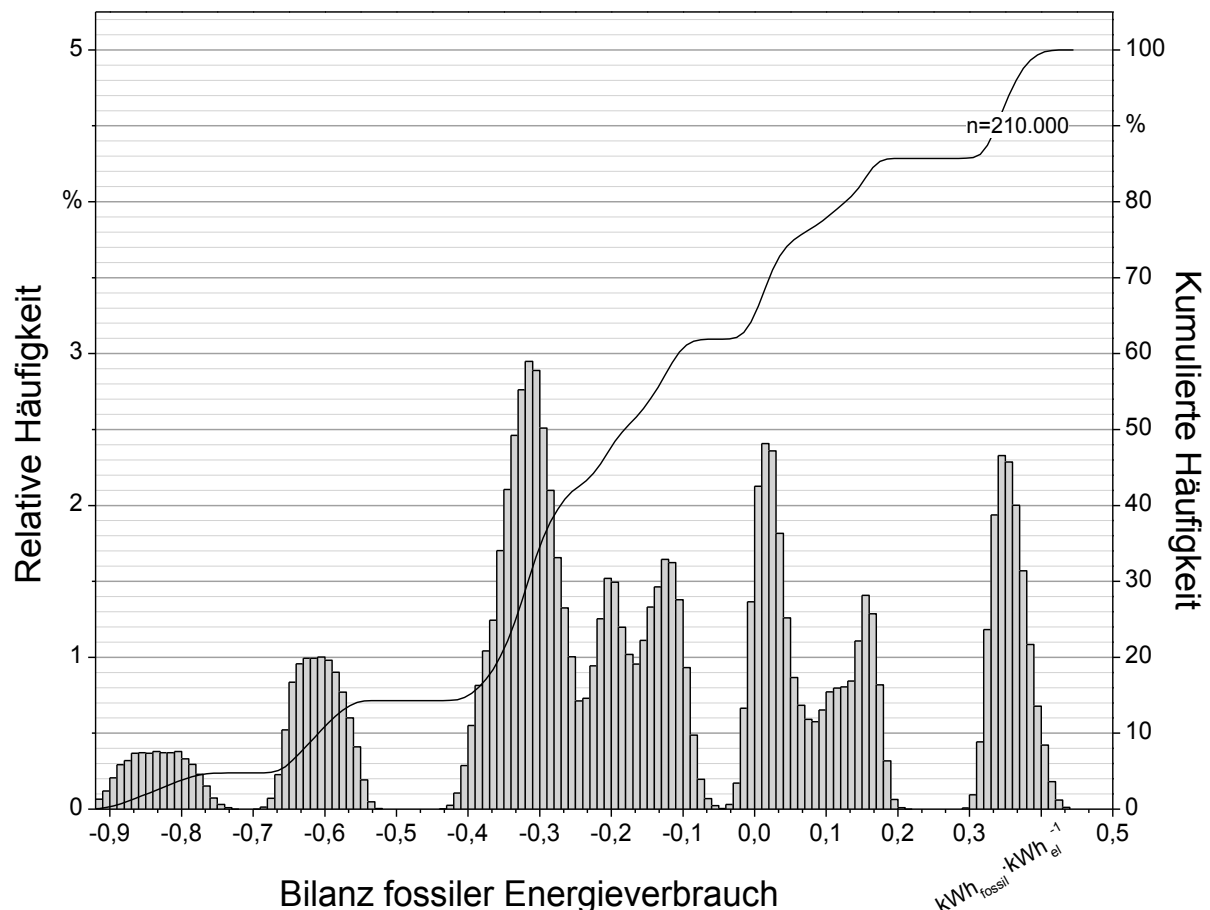


Abbildung 44: Relative und kumulierte Häufigkeit des fossilen Energieverbrauchs der 21 Anlagenvarianten.

Hundt 2010 berechnet zwar den Energiebedarf zur Bereitstellung von Energie aus Biogas, unterscheidet jedoch nicht zwischen fossilem und regenerativem Energieeinsatz. Der Energieaufwand gleicht daher der konventionellen Stromerzeugung. In der vorliegenden Arbeit wird nur der Einsatz fossiler Energie berücksichtigt. In der Arbeit von Gärtner et al. 2008 wird, wie in der vorliegenden Arbeit, nur die Energie aus fossilen Quellen berücksichtigt. Sowohl für Energiepflanzen als auch für Wirtschaftsdünger ergeben sich dort Einsparungen im Vergleich zur konventionellen Energieerzeugung. Die Zahlenwerte sind allerdings nicht direkt vergleichbar, da die funktionelle Einheit abweicht. Hartmann 2007 berechnet für große landwirtschaftliche Biogasanlagen einen Energiebedarf zwischen umgerechnet 0,35 bis 0,82 $\text{kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. Dieser Energiebedarf liegt im Vergleich zur vorliegenden Untersuchung am oberen Rand und darüber. Die Ursache für die Unterschiede dürfte darin liegen, dass Hartmann 2007 eine Gutschrift für genutzte Abwärme berücksichtigt (S. 24). Scholwin et al. 2006 ermitteln umgerechnet einen fossilen Energieverbrauch zwischen -0,42 (Gutschrift) bei 50 % Abwärmenutzung und 0,53 $\text{kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ ohne Nutzung der Abwärme. Diese Werte decken sich in etwa mit den Ergebnissen der vorliegenden Untersuchung. Er kommt zum Schluss, dass die Nutzung von Abwärme die Energiebilanz stark positiv beeinflussen kann und dass sich Zündstrahlmotoren negativ auf die Energiebilanz auswirken (S. 69).

5.2.2.6 Unsicherheit des fossilen Energieverbrauchs

Der fossile Energieverbrauch der einzelnen Anlagenvarianten weist Unsicherheiten auf, die aus unsicheren Eingangsgrößen der Monte-Carlo-Simulation resultieren. Die Fehlerbalken der Einzelanlagen sind beim fossilem Energieverbrauch (Abbildung 43) erheblich kleiner,

bezogen auf das Bilanzergebnis, als bei den Treibhausgasemissionen (Abbildung 29). Abbildung 45 zeigt die mittlere Zusammensetzung der Anlagenunsicherheit, berechnet als Mittelwert der Abstände zwischen dem 5%- und 95%-Quantil. Durchschnittlich 45 % der Ergebnisunsicherheit geht auf Anlagenebene auf die Unsicherheit der Gutschrift für Abwärmenutzung zurück. Weitere wesentliche Quellen der Ergebnisunsicherheit sind die Bereitstellung der NawaRo und die Errichtung der Anlage. Bei einigen Anlagen weicht die Verteilung der Unsicherheiten etwas ab, wie Abbildung 32 zeigt. Da beim Energieverbrauch für den Anlagenbetrieb keine Unsicherheit angenommen wurde, trägt dieser auf Anlagenebene nicht zur Unsicherheit bei.

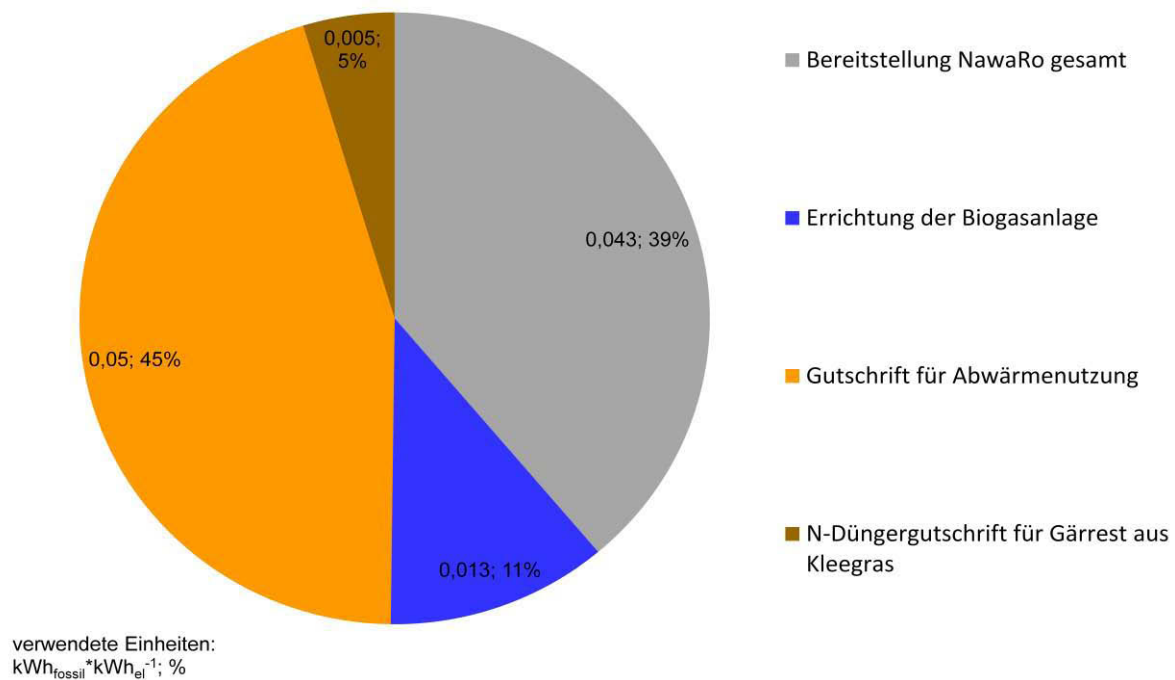


Abbildung 45: Durchschnittliche Aufteilung der Unsicherheit des fossilen Energieverbrauchs auf Anlagenebene

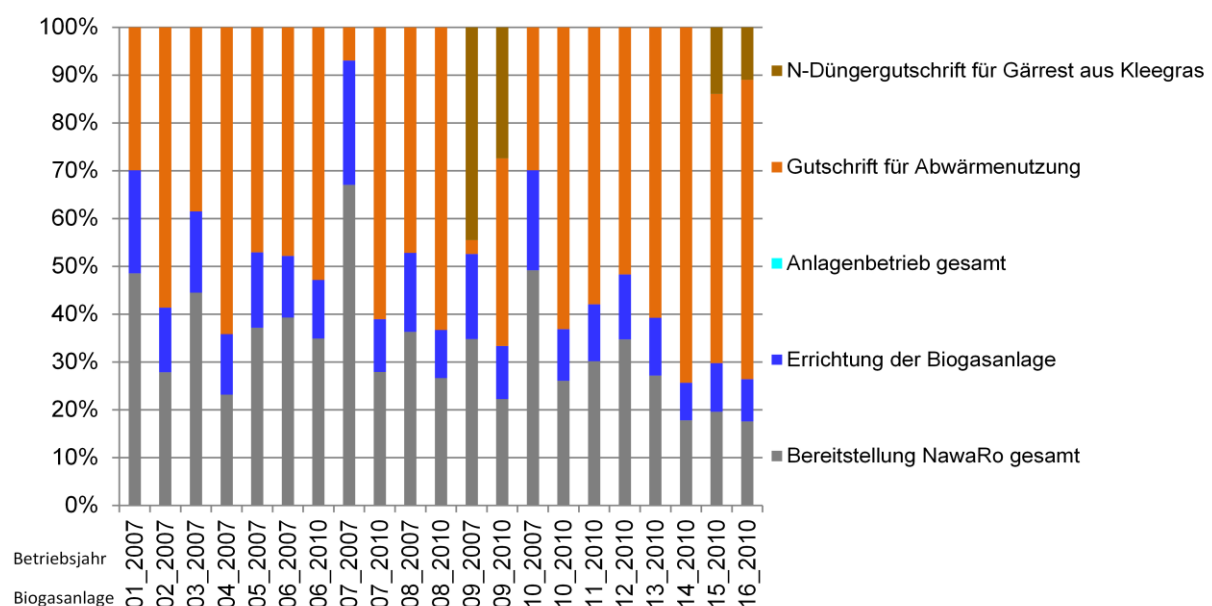


Abbildung 46: Aufteilung der Unsicherheit der einzelnen Anlagenvarianten

Analog zu den Betrachtungen bei den Treibhausgasemissionen (Kapitel 5.2.1.8) kann die Unsicherheitsverteilung aller Biogasanlagenvarianten (Abbildung 29, rechter Boxplot und Abbildung 30) als maximale Unsicherheit betrachtet werden, wenn von einer Biogasanlage keine Informationen bekannt sind. Geht man davon aus, dass die 21 hier berechneten Anlagenvarianten das Spektrum der landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Bayern näherungsweise abdecken, kann man also sagen, eine beliebige Biogasanlage verbraucht mit einer Wahrscheinlichkeit von 90 % zwischen $-0,663$ und $0,361 \text{ kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$.

Abbildung 47 zeigt die Differenz der Gesamtunsicherheit und der anlagenindividuellen Unsicherheit. Im Mittel kann die Gesamtunsicherheit schon um über 90 % gesenkt werden, wenn Daten zu den Gutschriften und zum Anlagenbetrieb (Fremdstromverbrauch und ggf. Zündölverbrauch) vorliegen und die restlichen Teilbereiche mit einfachen Schätzgrößen (z.B. Mittelwerte der vorliegenden Arbeit) abgedeckt werden. Die Gutschriften und der Betriebsenergieverbrauch sind die Größen, die von Anlage zu Anlage am stärksten abweichen.

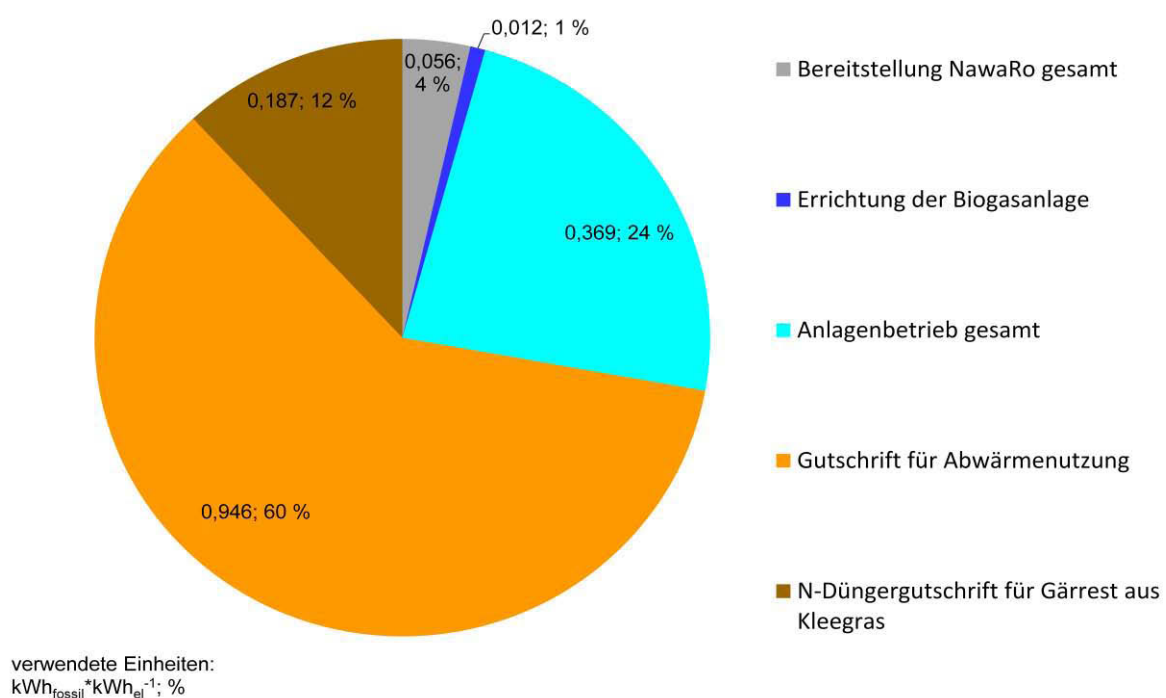


Abbildung 47: Differenz der Gesamtunsicherheit und der anlagenindividuellen Unsicherheit. Zur Berechnung wird vom Abstand des 5%- und 95%-Quantils aus der Monte-Carlo-Simulation über alle Anlagenvarianten der anlagenindividuelle, nicht mehr weiter reduzierbare Fehler abgezogen (Abbildung 45 und Abbildung 46).

5.2.2.7 Ansätze zur Reduzierung des fossilen Energieverbrauchs

Abbildung 48 fasst die Mittelwerte der Monte-Carlo-Simulation für die unterschiedlichen Teilbereiche der Bilanz zusammen. Zusätzlich ist die Spannweite zwischen 5%- und 95%-Quantil ohne Monte-Carlo-Simulation aufgetragen. Die Teilbereiche sind nach abnehmender Schwankungsbreite geordnet, die Mittelwerte sind mit einer Rangfolge vom größten zum kleinsten Wert versehen.

Die Gutschrift für Abwärmenutzung, die Bereitstellung des Betriebsstroms und der Zündöleinsatz weisen den größten Schwankungsbereich auf. Die Schwankungsbreiten zeigen, dass in diesen Bereichen große Unterschiede bei den Praxisanlagen auftreten. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass bei diesen Teilbereichen durch geeignete Maßnahmen eine wirkungsvolle Reduzierung des fossilen Energieverbrauchs bzw. ein Ausbau der Gutschriften möglich ist. Beim zweithöchsten Mittelwert, der Bereitstellung der

Energiepflanzen ist die Schwankungsbreite gering, eine Verminderung des fossilen Energieverbrauchs ist in diesem Bereich nur eingeschränkt möglich.

Die Düngergutschrift für die Klee grasvergärung fällt im Mittel zwar gering aus, da von 21 Anlagenvarianten nur vier Klee gras einsetzen, jedoch zeigt die Schwankungsbreite, dass auf den Praxisanlagen eine Gutschrift bis zu $0,2 \text{ kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ durch die Klee grasvergärung erreicht werden konnte.

Die Errichtung der Biogasanlage fällt bezogen auf eine kWh_{el} nur wenig ins Gewicht, die absoluten Spannweiten sind gering.

Wie auch bei den Treibhausgasemissionen wirkt sich eine Erhöhung der Nettostromausbeute auf alle Bereiche mindernd aus, da bei gleicher Umweltbelastung die eingespeiste Strommenge steigt und damit die Umweltwirkung pro kWh_{el} sinkt.

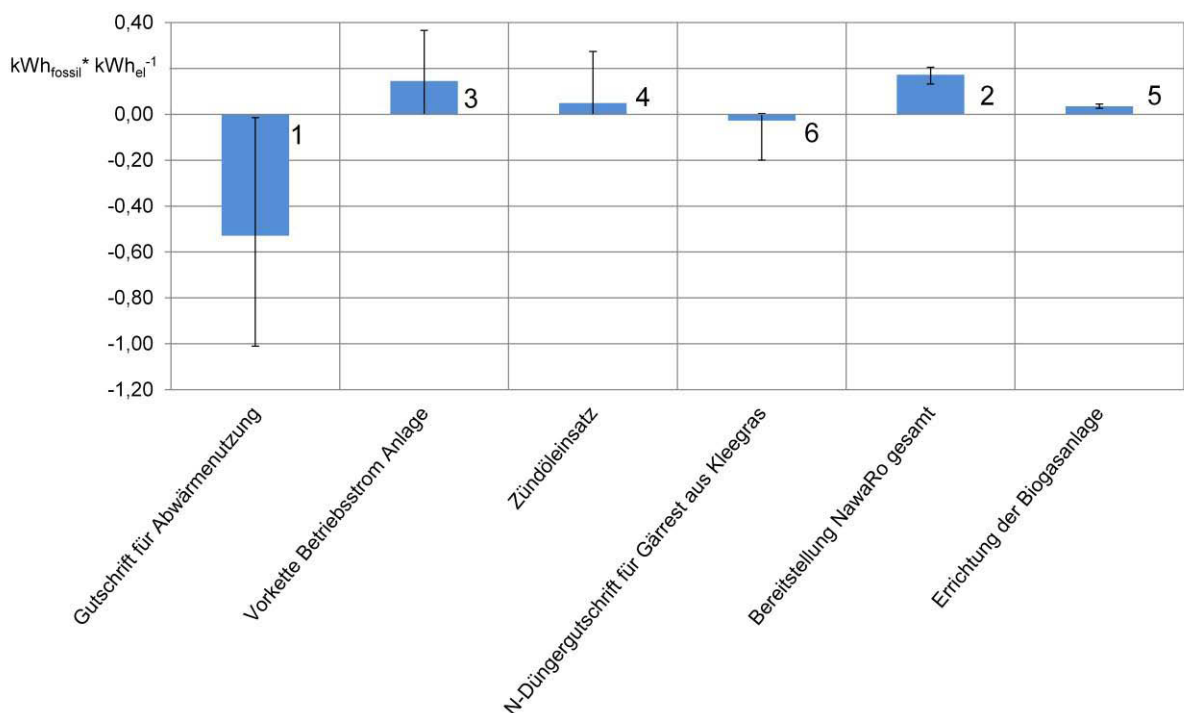


Abbildung 48: Fossiler Energieverbrauch und Gutschriften nach Teilbereichen mit Mittelwert und Schwankungsbreite zwischen 5%- bis 95%-Quantil ohne Monte-Carlo-Simulation. Die Teilbereiche sind nach Schwankungsbreite geordnet, die Mittelwerte sind mit einer Rangfolge versehen.

5.2.3 Zusammenhang zwischen Treibhausgasbilanz und fossilem Energieverbrauch sowie Vergleich mit alternativen Stromerzeugungstechniken

Abbildung 49 zeigt für jede Anlagenvariante den Mittelwert der Monte-Carlo-Simulation und als Unsicherheitsbereich das 5%- und das 95%-Quantil (Zahlenwerte siehe Anhang 37). Die Treibhausgasemissionen sind deutlich stärker von Unsicherheit gekennzeichnet, als der fossile Energieverbrauch. Trotzdem bleibt erkennbar, dass der fossile Energieverbrauch und die Treibhausgasemissionen positiv korrelieren. Abweichungen ergeben sich wegen der Methan- und Lachgasemissionen, die nicht oder nur stark abgeschwächt mit der Energiebilanz in Zusammenhang stehen. Methanemissionen in den beobachteten Größenordnungen sind bei der Energiebilanz fast nicht bemerkbar, bei den Treibhausgasemissionen kommen diese aber wegen des hohen Äquivalenzfaktors im Vergleich zu Kohlendioxid sehr deutlich zum Tragen. Auch ohne Berücksichtigung unsicherer Eingangsgrößen kann dieser Effekt beobachtet werden (Bachmaier et al. 2010).

Keine der Anlagen liegt im IV. Quadranten, Anlagen mit ungünstigem Energieverbrauch weisen also nach den vorliegenden Ergebnissen im Vergleich höhere Treibhausgasemissionen auf. Umgekehrt führt aber ein niedriger Energieverbrauch nicht automatisch zu niedrigen Treibhausgasemissionen. Ursache sind auch hier die anlagenindividuell unterschiedlichen Emissionen der stark klimawirksamen Methan- und Lachgasemissionen. Die Gutschriften für Abwärmenutzung und Abgabe von Gärrest haben gleichermaßen eine mindernde Wirkung auf Treibhausgasemissionen und fossilen Energieverbrauch. Die Gutschrift für Minderemissionen durch den Einsatz von Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft wirkt sich auf den Verbrauch fossiler Energie nur indirekt über einen verringerten Energiepflanzenanbau aus. Anlage 14 mit der besten Klimabilanz, unter anderem wegen hoher Gutschriften für den Einsatz von Wirtschaftsdünger (Kap. 5.2.1.6), liegt daher weit unter einer gedachten Trendlinie durch die Ergebniswolke der Biogasanlagen.

Pro kWh_{el} variieren die Treibhausgase für Strom aus Biogas zwischen Emissionen in Höhe von 275 g CO₂e (Anlage 05) und Gutschriften in Höhe von 321 g CO₂e (Anlage 14). Der Verbrauch an fossiler Energie beträgt höchstens 0,38 kWh_{fossil}*kWh_{el}⁻¹ (Anlage 09_2007). Im günstigsten Fall errechnet sich eine Gutschrift von 0,83 kWh_{fossil}*kWh_{el}⁻¹ (Anlage 16). Die angeführten Werte beziehen sich jeweils auf die Mittelwerte der Monte-Carlo-Simulationen.

Verglichen mit Strom aus fossilen Quellen oder der durchschnittlichen Stromproduktion in Deutschland und der EU lassen sich mit Biogasstrom Treibhausgase und fossile Energien einsparen. Im Vergleich zur Referenzanlage (Kapitel 4.2.2.9) liegen die Einsparungen zwischen 1,82 und 3,03 kWh fossiler Primärenergie und zwischen 456 und 1.053 g CO₂e pro eingespeister kWh elektrischer Energie. Die hohen Einsparungen an Treibhausgasemissionen im Vergleich zur Referenzanlage gehen zurück, wenn man die Stromerzeugung in Biogasanlagen mit dem deutschen oder europäischen Strommix vergleicht. Es ist aber der hohe Anteil von Atomstrom, der die Emissionen in Deutschland und Europa so niedrig hält. Der eingeschränkte Blick auf die Treibhausgasemissionen trügt hier, da die erhöhten Risiken der Kernkraft im Vergleich zu Strom aus Biogasanlagen unberücksichtigt bleiben. Die hohe Einsparung fossiler Energie gilt sowohl im Vergleich zur Referenzanlage als auch gegenüber dem deutschen und europäischen Strommix. In ungünstigen Fällen können die Treibhausgasemissionen an die Emissionen von relativ klimafreundlichen Erdgas-GuD-Kraftwerken heranreichen.

Die Hälfte der Biogasanlagen emittiert mehr Treibhausgase als eine Photovoltaikanlage, jedoch weisen fast alle Anlagen einen geringeren fossilen Energieverbrauch auf. Aufgrund der hier angewendeten Gutschriftenmethode können die Treibhausgasemissionen und der Verbrauch fossiler Ressourcen auch negative Werte annehmen. Für Windkraftanlagen ist das nicht möglich, weil keine Koppelprodukte anfallen. Trotz sehr geringen Umweltwirkungen können die Umweltwirkungen für eine Windkraftanlage nicht negativ werden. Die Hälfte der Biogasanlagen weist einen geringeren Verbrauch fossiler Energie auf, ein Drittel der Anlagen unterschreiten auch die Treibhausgasemissionen einer Windkraftanlage.

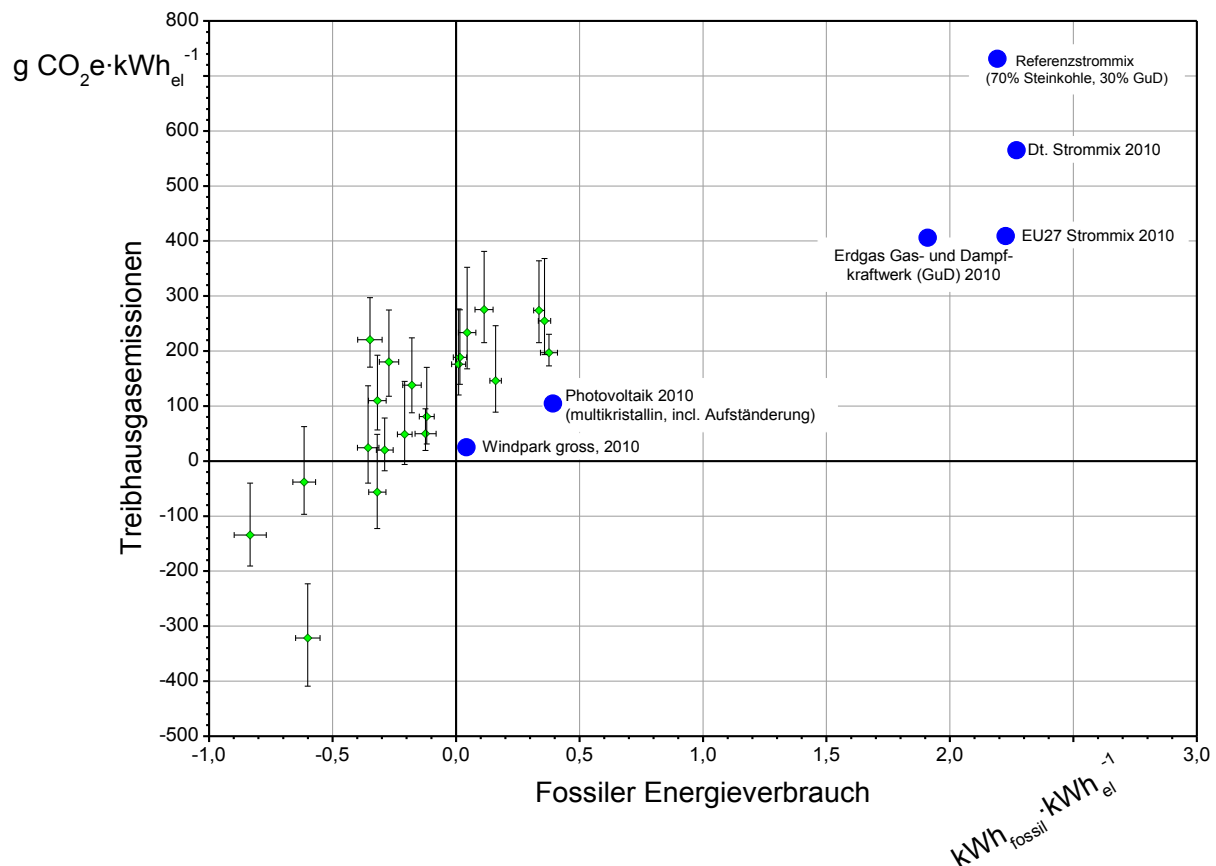


Abbildung 49: Zweidimensionale Darstellung der Klimagasemissionen und des fossilen Energieverbrauchs aller 16 Biogasanlagen (21 berechnete Varianten). Zusätzlich ist für jede Variante die auf Basis der Monte-Carlo-Simulation berechnete Ergebnisunsicherheit dargestellt. Zum Vergleich dient u.a. die Strombereitstellung aus Steinkohle und Erdgas sowie der deutsche und europäische Strommix (Quelle: GEMIS 2011).

5.2.4 Anzahl der Wiederholungen bei der Monte-Carlo-Simulation

Bei der Monte-Carlo-Simulation wird jede Anlagenvariante 10.000 Mal neu berechnet. Bei jedem Rechenvorgang wird basierend auf den vorgegebenen Unsicherheitsverteilungen ein zufälliger Parametersatz erzeugt. Anhand der Treibhausgasbilanz der Anlage 13 soll überprüft werden, ob diese Zahl an Wiederholungen ausreicht, um reproduzierbare Ergebnisse zu erhalten. Anlage 13 erhält Gutschriften für Wirtschaftsdünger und für die Nutzung von BHKW-Abwärme und emittiert Methan aus den drei Quellen: Biogasanlage, BHKW und offenes Gärrestlager. Damit ist vor allem das Ergebnis der Treibhausgasemissionen von einer hohen Unsicherheit gekennzeichnet. Abbildung 50 zeigt den Verlauf der Kennzahlen der Verteilung mit zunehmender Zahl der Wiederholungen. Die Werte innerhalb der 5%- bis 95%-Quantile erreichen schon nach wenigen Tausend Wiederholungen ein konstantes Niveau. Lediglich das Maximum macht auch nach 5.000 Wiederholungen noch einen großen Sprung. Ursache dafür ist die nach oben offene Lognormalverteilung für die Lachgasemissionen. Um den Einfluss dieser Lognormalverteilung einzuschränken erfolgt die Auswertung in den vorangegangenen Kapiteln immer auf Basis der Ergebnisse innerhalb der 5%- und 95%-Quantile.

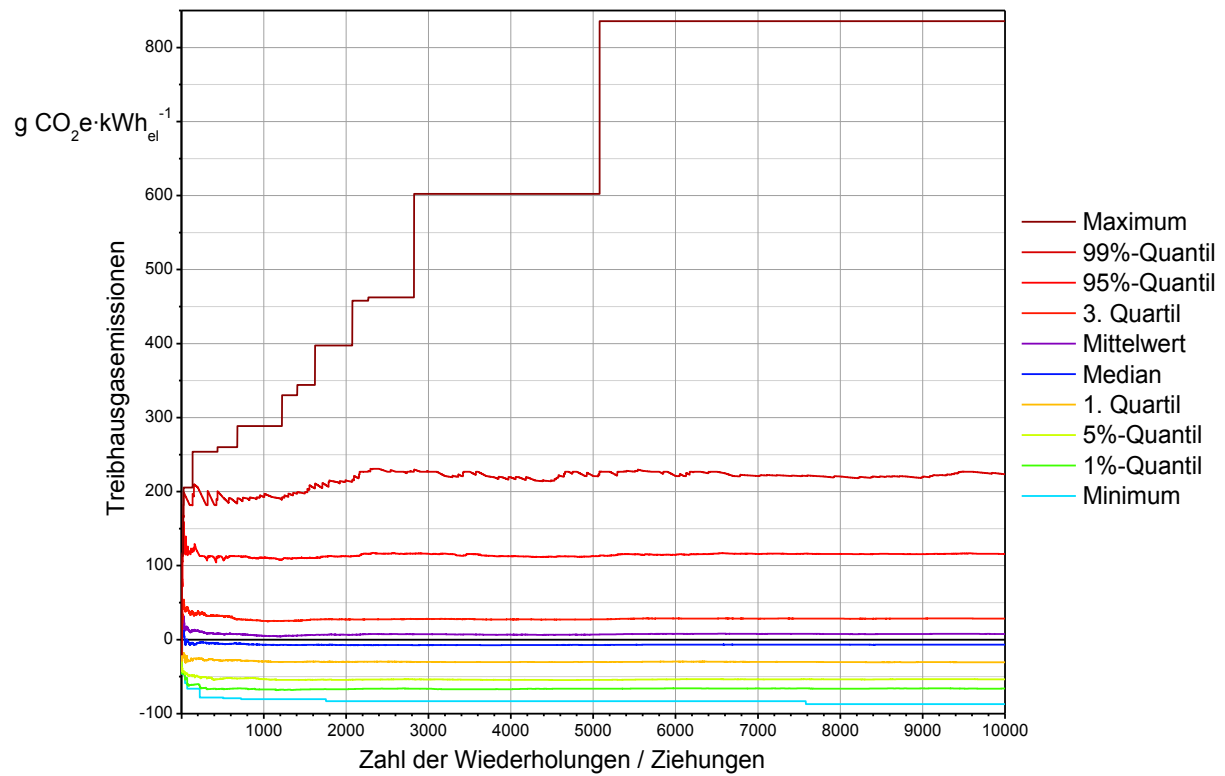


Abbildung 50: Kennzahlen der Unsicherheitsverteilung in Abhängigkeit der Zahl der Wiederholungen bei der Monte-Carlo-Simulation.

6 Schlussfolgerungen

- 1 Das mit der Software UMBERTO® erstellte Stoffstromnetz hat sich, abgesehen von der langen Einarbeitungszeit, als eine geeignete Methode zur detailgetreuen und praxisnahen Modellierung der Praxis-Biogasanlagen erwiesen. Vor allem die Möglichkeit zur Durchführung der Monte-Carlo-Simulation bringt einen deutlichen Wissenszuwachs im Vergleich zu einer statischen Berechnung und Sensitivitätsanalysen. Die Anzahl der Wiederholungen beträgt 10.000. Diese Zahl an Wiederholungen reicht aus, um für die Verteilungskennwerte innerhalb der 5%- und 95%-Quantile reproduzierbare Ergebnisse zu erzielen.
- 2 Bei der am besten bewerteten Biogasanlage fällt die Gutschrift höher aus als die Emissionen und es errechnet sich insgesamt eine Gutschrift von $321 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. Die Anlage mit den höchsten Emissionen emittiert $275 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ (jeweils Mittelwerte der Monte-Carlo-Simulation). Der Verbrauch fossiler Ressourcen wird wie die Treibhausgasemissionen auf manchen Anlagen durch Gutschriften überkompensiert, so dass die Energiebilanz im günstigsten Fall eine Gutschrift von $0,83 \text{ kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ aufweist. Die Obergrenze des fossilen Energieverbrauchs liegt bei den betrachteten Anlagen bei $0,38 \text{ kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$.
Anhand der Bilanz für 21 Betriebsjahre an 16 unterschiedlichen Praxis-Biogasanlagen kann nachgewiesen werden, dass Strom aus Biogas im Vergleich zur fossilen Referenz Treibhausgasemissionen zwischen 456 und $1.053 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ vermeidet und pro kWh_{el} zwischen $1,82$ und $3,03 \text{ kWh}$ fossiler Primärenergie einspart. Die Schwankungsbreite der Ergebnisse ist erheblich.
Die ermittelten Treibhausgasemissionen weisen eine Spannweite von $480 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ auf. Der fossile Energieverbrauch der Anlagen variiert um $1,03 \text{ kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ (jeweils Abstand zwischen 5%- und 95%-Quantil).
- 3 Bei fünf Biogasanlagen umfasst die Bilanz die Betriebsjahre 2007 und 2010. Alle Bilanzen zeigen 2010 eine Verringerung der Treibhausgasemissionen und des fossilen Energieverbrauchs. Die Bilanz der Treibhausgasemissionen reduziert sich je nach Anlage zwischen 45 und $147 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$, der fossile Energieverbrauch sinkt um $0,03$ bis $0,68 \text{ kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ (Bezug: Mittelwerte der Monte-Carlo-Simulation). Hauptursache der Veränderung ist bei vier der Anlagen eine erheblich erhöhte Abwärmenutzung und dadurch eine Erhöhung der Gutschriften. Eine der Anlagen erreicht die Verringerung der Umweltwirkungen durch eine Erhöhung der Nettostromausbeute.
- 4 Die Unsicherheit der Treibhausgasbilanzen für die einzelnen Anlagenvarianten liegt zwischen 58 und $186 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ (Abstand des 5%- und 95%-Quantils). Hauptursache für die große Streuung der Treibhausgasemissionen auf Anlagenebene sind die stark schwankenden Methanemissionen, Gutschriften und Lachgasemissionen. Die Ergebnisse zum fossilen Energieverbrauch sind weit weniger mit Unsicherheiten behaftet, da sich die Eingangsgrößen mit höherer Genauigkeit feststellen lassen (Schwankungsbreite von $0,043$ bis $0,13 \text{ kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$). Den stärksten Einflussfaktor auf die Schwankungsbreite des fossilen Energieverbrauchs bilden die Gutschriften.
- 5 Bei Biogasanlagen mit unbekannten Umweltwirkungen, die als Ausgangssubstrat hauptsächlich Energiepflanzen einsetzen, lassen sich die Treibhausgas- und Energiebilanz bereits mit Hilfe von Daten zu Gutschriften und Methanemissionen stark eingrenzen. Gutschriften werden für genutzte Nebenprodukte der Biogasanlagen (z.B. Wärme) gewährt. Methanemissionen können aus Biogasproduktion, der Biogasverwertung oder der Gärrestlagerung freigesetzt werden. Für die fehlenden Teilbereiche (Anbau der nachwachsenden Rohstoffe, Errichtung und Betrieb der Anlage) können für eine näherungsweise Betrachtung Durchschnittswerte aus der vorliegenden Arbeit eingesetzt werden.

Wenn die Anlage hohe Anteile an Leguminosen einsetzt, sollten die im Vergleich zu NawaRo-Anlagen auf Basis nicht-leguminöser Pflanzen niedrigeren Lachgasemissionen berücksichtigt werden.

- 6 Folgende Maßnahmen reduzieren die Umweltwirkungen von Biogasanlagen wirkungsvoll:
 - a. Eine einfache Möglichkeit zur Erhöhung der Gutschriften besteht in der Nutzung der BHKW-Wärme zu Heiz- und Trocknungszwecken. Wie die vorliegende Untersuchung zeigt, erhöhen die Biogasanlagen in der Praxis die Abwärmenutzung im Laufe mehrerer Betriebsjahre. Eine wichtige Rolle dürften dabei finanzielle Anreize (Bonus für Kraft-Wärme-Kopplung und Verkaufserlöse) spielen. Nur wenige der bilanzierten Biogasanlagen erzielen hohe Gutschriften für den Einsatz von Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft. Das liegt zum einen am meist niedrigen Gülleanteil und zum anderen an der relativ geringen Methanausbeute von flüssigen Wirtschaftsdüngern. Ein weiterer Grund ist der niedrige Methankonversionsfaktor, der für die Güllelagerung angesetzt wird.
 - b. Schon bei der Planung einer Biogasanlage sollte die Vermeidung von Methanemissionen durch den Einbau emissionsarmer Blockheizkraftwerke und gasdichter Gärrestlager ein zentraler Punkt sein. Im laufenden Betrieb sollten mögliche Undichtigkeiten aufgrund von Verschleißerscheinungen im Rahmen regelmäßiger Wartungen beseitigt werden.
 - c. Weitere positive Effekte auf die Treibhausgasemissionen und den Verbrauch fossiler Energie sind durch eine Erhöhung der Nettostromausbeute aus der zugeführten Biomasse, einen geringen Anlagenenergieverbrauch, die Abdeckung des Betriebsstrombedarfs mit Eigenstrom sowie den Einsatz von Gasmotor-BHKW anstelle von Zündstrahl-BHKW möglich.
 - d. Die düngerinduzierten Lachgasemissionen lassen sich durch eine Verschlankung des Stickstoffkreislaufs zwischen Biogasanlage und den Anbauflächen für Energiepflanzen senken. Der Zukauf mineralischer N-Dünger kann durch eine bedarfsgerechte, verlustarme Gärrestanwendung reduziert werden. Besonders gut gelingt die Verschlankung des Stickstoffkreislaufs bei Anlagen, die entweder erhebliche Teile des Biogases aus landwirtschaftlichen Reststoffen erzeugen und daher den Einsatz von Energiepflanzen einsparen, oder bei Biogasanlagen, die Leguminosen vergären. Leguminosen binden Stickstoff aus der Luft. Der Gärrest aus Leguminosen kann zum Großteil abgegeben werden und steht zur Düngung von Marktfrüchten zur Verfügung.

7 Zusammenfassung

Die Bewertung realer Biogasanlagen hinsichtlich Treibhausgasemissionen und fossilem Energieverbrauch einschließlich der Evaluierung der Ergebnisunsicherheit ist von besonderem Interesse, weil in bisherigen Arbeiten Biogasanlagen fast ausschließlich auf Basis theoretischer Modelle bewertet werden, ohne Datenunsicherheiten zu berücksichtigen.

Ziel der vorliegenden Arbeit sind praxisnahe Ergebnisse zur Treibhausgasbilanz und zum Verbrauch fossiler Energie bei der Strom- und Wärmeerzeugung in landwirtschaftlichen Praxis-Biogasanlagen. Besonderes Augenmerk soll auf den Auswirkungen unsicherer Eingangsgrößen auf die Ergebnisunsicherheit liegen. Teilziele der Arbeit sind die Erstellung eines Prozessmodells, das die detailgetreue und praxisnahe Abbildung der Praxis-Biogasanlagen sowie die Berücksichtigung unsicherer Eingangsgrößen erlaubt, die Berechnung der Treibhausgasemissionen und des fossilen Energieverbrauchs der betrachteten Biogasanlagen sowie der Vergleich mit der Stromerzeugung aus fossilen Quellen. Die Analyse der Ergebnisunsicherheit, die aus unsicheren Eingangsgrößen resultiert, zielt darauf ab, in zukünftigen Arbeiten die Ergebnisunsicherheit weiter einzugrenzen und die Eingangsgrößen zu identifizieren, die bei Biogasanlagen mit unbekannten Umweltwirkungen wirkungsvoll eine überschlägige Berechnung erlauben. Schließlich soll die Arbeit dazu dienen wirkungsvolle Maßnahmen abzuleiten um die Umweltwirkungen hinsichtlich der Emission von Treibhausgasen und dem Verbrauch fossiler Energie landwirtschaftlicher Biogasanlagen zu minimieren.

Die Untersuchung basiert auf umfangreichem Datenmaterial, erhoben in den Jahren 2007 und 2010 auf Biogasanlagen in Bayern durch das Institut für Landtechnik und Tierhaltung an der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft. Im Rahmen eines mehrere Jahre andauernden Forschungsprojekts werden Stoffflussdaten von 16 unterschiedlich konzipierten landwirtschaftlichen Praxis-Biogasanlagen ermittelt. Die Bilanzierung erfolgt in Anlehnung an die Ökobilanzmethode mit Hilfe der Bilanzierungssoftware UMBERTO®. Der Beobachtungszeitraum für jede Untersuchungsvariante beträgt ein Jahr. Als funktionelle Einheit dient eine Kilowattstunde ins Netz eingespeister elektrischer Strom. Koppelprodukte der Stromproduktion werden über Gutschriften berücksichtigt. Die Bilanz umfasst Anbau, Transport und Lagerung der Energiepflanzen, den Transport der eingesetzten Wirtschaftsdünger, den Betrieb der Biogasanlage, die Umwandlung von Biogas in Strom und Wärme im Blockheizkraftwerk, die Einspeisung der Energie in die Nutznetze sowie die Lagerung und Ausbringung der Gärreste. Ein Teil der Eingangsdaten für die Bilanz auf Schätzungen beruht auf Schätzungen. Zur Berechnung der Ergebnisunsicherheit als Folge unsicherer Eingangsgrößen dient die Monte-Carlo-Simulation, eine stochastische Risikoanalysemethode.

Das mit der Software UMBERTO® erstellte Stoffstromnetz hat sich, als eine geeignete Methode zur detailgetreuen und praxisnahen Modellierung der Praxis-Biogasanlagen erwiesen. Vor allem die Möglichkeit zur Durchführung der Monte-Carlo-Simulation bringt einen deutlichen Wissenszuwachs im Vergleich zu einer statischen Berechnung und Sensitivitätsanalysen. Die Anzahl der Wiederholungen beträgt 10.000. Diese Zahl an Wiederholungen reicht aus, um für die Verteilungskennwerte innerhalb der 5%- und 95%-Quantile reproduzierbare Ergebnisse zu erzielen.

Bei der am besten bewerteten Biogasanlage fällt die Gutschrift höher aus als die Emissionen und es errechnet sich insgesamt eine Gutschrift von $321 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. Die Anlage mit den höchsten Emissionen emittiert $275 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ (jeweils Mittelwerte der Monte-Carlo-Simulation). Der Verbrauch fossiler Ressourcen wird wie die Treibhausgasemissionen auf manchen Anlagen durch Gutschriften überkompensiert, so dass die Energiebilanz im günstigsten Fall eine Gutschrift von $0,83 \text{ kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ aufweist. Die Obergrenze des fossilen Energieverbrauchs liegt bei den betrachteten Anlagen bei $0,38 \text{ kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$. Anhand der Bilanz für 21 Betriebsjahre an 16 unterschiedlichen Praxis-Biogasanlagen kann nachgewiesen werden, dass Strom aus Biogas im Vergleich zur fossilen Referenz Treibhausgasemissionen zwischen 456 und $1.053 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ vermeidet und pro kWh_{el} zwischen 1,82 und 3,03 kWh fossiler Primärenergie einspart. Die Schwankungsbreite der

Ergebnisse ist erheblich. Die Ergebnisse der Treibhausgasemissionen weisen eine Spannweite von $480 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ auf. Der fossile Energieverbrauch der Anlagen variiert um $1,03 \text{ kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ (jeweils Abstand zwischen 5%- und 95%-Quantil).

Bei fünf Biogasanlagen umfasst die Bilanz die Betriebsjahre 2007 und 2010. Alle Bilanzen zeigen 2010 eine Verringerung der Treibhausgasemissionen und des fossilen Energieverbrauchs. Die Bilanz der Treibhausgasemissionen reduziert sich je nach Anlage zwischen 45 und $147 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$, der fossile Energieverbrauch sinkt um 0,03 bis $0,68 \text{ kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ (Bezug: Mittelwerte der Monte-Carlo-Simulation). Hauptursache der Veränderung ist bei vier der Anlagen eine erheblich erhöhte Abwärmenutzung und dadurch eine Erhöhung der Gutschriften. Eine der Anlagen erreicht die Verringerung der Umweltwirkungen durch eine Erhöhung der Nettostromausbeute.

Die Unsicherheit der Treibhausgasbilanzen für die einzelnen Anlagenvarianten liegt zwischen 58 und $186 \text{ g CO}_2\text{e} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ (Abstand des 5%- und 95%-Quantils). Hauptursache für die große Streuung der Treibhausgasemissionen auf Anlagenebene sind die stark schwankenden Methanemissionen, Gutschriften und Lachgasemissionen. Die Ergebnisse zum fossilen Energieverbrauch sind weit weniger mit Unsicherheiten behaftet, da sich die Eingangsgrößen mit höherer Genauigkeit feststellen lassen (Schwankungsbreite von 0,043 bis $0,13 \text{ kWh}_{\text{fossil}} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$). Den stärksten Einflussfaktor auf die Schwankungsbreite des fossilen Energieverbrauchs bilden die Gutschriften.

Bei Biogasanlagen mit unbekannten Umweltwirkungen, die als Ausgangssubstrat hauptsächlich Energiepflanzen einsetzen, lassen sich die Treibhausgas- und Energiebilanz bereits mit Hilfe von Daten zu Gutschriften und Methanemissionen stark eingrenzen. Für die fehlenden Teilbereiche (Anbau der nachwachsenden Rohstoffe, Errichtung und Betrieb der Anlage) können für eine näherungsweise Betrachtung Durchschnittswerte aus der vorliegenden Arbeit eingesetzt werden. Wenn die Anlage hohe Anteile an Leguminosen einsetzt, sollten die im Vergleich zu NawaRo-Anlagen auf Basis nicht-leguminöser Pflanzen niedrigeren Lachgasemissionen berücksichtigt werden.

Verschiedene Maßnahmen reduzieren die Umweltwirkungen von Biogasanlagen wirkungsvoll: Eine einfache Möglichkeit zur Erhöhung der Gutschriften besteht in der Nutzung der BHKW-Wärme zu Heiz- und Trocknungszwecken. Wie die vorliegende Untersuchung zeigt, erhöhen die Biogasanlagen in der Praxis die Abwärmenutzung im Laufe mehrerer Betriebsjahre. Eine wichtige Rolle dürften dabei finanzielle Anreize (Bonus für Kraft-Wärme-Kopplung und Verkaufserlöse) spielen. Nur wenige der bilanzierten Biogasanlagen erzielen hohe Gutschriften für den Einsatz von Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft. Das liegt zum einen am meist niedrigen Gülleanteil und zum anderen an der relativ geringen Methanausbeute von flüssigen Wirtschaftsdüngern. Ein weiterer Grund ist der niedrige Methankonversionsfaktor, der für die Güllelagerung angesetzt wird. Schon bei der Planung einer Biogasanlage sollte die Vermeidung von Methanemissionen durch den Einbau emissionsarmer Blockheizkraftwerke und gasdichter Gärrestlager ein zentraler Punkt sein. Im laufenden Betrieb sollten mögliche Undichtigkeiten aufgrund von Verschleißerscheinungen im Rahmen regelmäßiger Wartungen beseitigt werden. Weitere positive Effekte auf die Treibhausgasemissionen und den Verbrauch fossiler Energie sind durch eine Erhöhung der Nettostromausbeute aus der zugeführten Biomasse, einen geringen Anlagenenergieverbrauch, die Abdeckung des Betriebsstrombedarfs mit Eigenstrom sowie den Einsatz von Gasmotor-BHKW anstelle von Zündstrahl-BHKW möglich. Die düngerinduzierten Lachgasemissionen lassen sich durch eine Verschlankung des Stickstoffkreislaufs zwischen Biogasanlage und den Anbauflächen für Energiepflanzen senken. Der Zukauf mineralischer N-Dünger kann durch eine bedarfsgerechte, verlustarme Gärrestanwendung reduziert werden. Besonders gut gelingt die Verschlankung des Stickstoffkreislaufs bei Anlagen, die entweder erhebliche Teile des Biogases aus landwirtschaftlichen Reststoffen erzeugen und daher den Einsatz von Energiepflanzen einsparen, oder bei Biogasanlagen, die Leguminosen vergären. Leguminosen binden Stickstoff aus der Luft. Der Gärrest aus Leguminosen kann zum Großteil abgegeben werden und steht zur Düngung von Marktfrüchten zur Verfügung.

8 Literaturverzeichnis

- Althaus, H. -J.; Lehmann, M. (2011): Ökologische Baustoffliste. Version 2.2e (Stand 11.01.2011). Dübendorf: Empa Technologie & Gesellschaft.
- Amon, B.; Fröhlich, M.; Weißensteiner, R.; Zablatnik, B.; Amon, T. (2007): Tierhaltung und Wirtschaftsdüngermanagement in Österreich. Endbericht GZ LE.1.3.2/0066-II/1/2005. Im Auftrag des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft. Universität für Bodenkultur, Wien. Wien.
- Anderson, H. L. (1986): Metropolis, Monte Carlo and the Maniac. In: Los Alamos Science, S. 96–108.
- Arnold, F. (2012): Einige Teilerfolge erzielt. Energiegras hat jetzt auch Praxisdurchgänge hinter sich. In: Bayerisches Landwirtschaftliches Wochenblatt, H. 32, S. 26–27.
- Aschmann, V.; Effenberger, M.; Gronauer, A. (2010): Kohlenwasserstoffverbindungen im Abgas biogasbetriebener Blockheizkraftwerke (BHKW). In: Landtechnik, Jg. 65, H. 5, S. 338–341.
- Bachmaier, J.; Effenberger, M.; Gronauer, A. (2010): Greenhouse gas balance and resource demand of biogas plants in agriculture. In: Engineering in Life Sciences 10 (6), S. 560–569.
- Bayerisches Landesamt für Umwelt (2010): Auswirkungen nachwachsender Rohstoffe auf Natur und Umwelt in Bayern – Teil 2 Flächenentwicklung in der Landwirtschaft und Umweltauswirkungen. Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU). Augsburg.
- Biedermann, G. (2009): Kumulierter Energieaufwand (KEA) der Weizenproduktion bei verschiedenen Produktionssystemen (konventionell und ökologisch) und verschiedenen Bodenbearbeitungssystemen (Pflug, Mulchsaat, Direktsaat). Universität für Bodenkultur. Wien.
- BMU (2011): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung. BMU. Berlin.
- Böhme, D.; Nieder, Th; Rüther, Th (2012): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2011 Grafiken und Tabellen Stand: März 2012 unter Verwendung aktueller Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Butterbach-Bahl, K.; Leible, L.; Kälber, S.; Kappler, G.; Kiese, R. (2010): Treibhausgasbilanz nachwachsender Rohstoffe – eine wissenschaftliche Kurzdarstellung –. KIT Scientific Reports 7556. Karlsruhe Institute of Technology. Karlsruhe.
- Ciroth, A. (2001): Fehlerrechnung in Ökobilanzen. Betreut von G. Fleischer und J. Steinbach. Berlin. Technische Universität Berlin, Fakultät III - Prozesswissenschaften. Online verfügbar unter <http://opus.kobv.de/tuberlin/volltexte/2001/265/>, zuletzt geprüft am 20.07.2007.
- Ciroth, A. (2003): Uncertainty calculation for LCI data: Reasons for, against, and an efficient and flexible approach for doing it. International Workshop on Quality of LCI Data, 20 – 21 October 2003. Forschungszentrum Karlsruhe.
- Ciroth, A. (2006): AP 4 Fehlerrechnung, Datenqualität, Unsicherheit. Projektbericht im Rahmen des Forschungsvorhabens FKZ 01 RN 0401 im Auftrag des Bundesministeriums für Bildung und Forschung. Forschungszentrum Karlsruhe.
- Clemens, J.; Hafermann, C.; Cuhls, C. (2009): Emissionen bei der Biogasproduktion – eine Analyse der Umweltrelevanz. gewitra GmbH. Bonn.
- Dachs, G.; Rehm, W. (2006): Der Eigenstromverbrauch von Biogasanlagen und Potenziale zu dessen Reduzierung. Herausgegeben von Solarenergieförderverein Bayern e. V. BASE TECHNOLOGIES GmbH in Kooperation mit Fachhochschule München.
- Daniel, J.; Scholwin, F.; Vogt, R. (2008): Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Materialband: D Biogasnutzung. ifeu-Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH. Heidelberg.
- Deutsches Maiskomitee e.V. (2012): Anbaufläche Silo- / Körnermais incl. CCM 2010 und 2011 in ha. Bonn.
- Deutsches Maiskomitee e.V. (o.J.): Anbaufläche Silo- / Körnermais incl. CCM 2005 und 2006 in ha. Deutsches Maiskomitee e.V. Bonn.
- DIN EN ISO 14040 (2006): Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen; Deutsche und Englische Fassung EN ISO 14040:2006.
- DIN, EN ISO 14044, (2006): Umweltmanagement- Ökobilanz- Anforderungen und Anleitungen; Deutsche und Englische Fassung EN ISO 14040:2006.
- Döhler, Helmut; Eurich-Menden, B.; Dämmgen, U.; Osterburg, B. Lüttich M.; Bergschmidt, A.; Berg, W.; Brunsch, R. (2002): BMVEL/UBA-Ammoniak-Emissionsinventar der deutschen Landwirtschaft und Minderungsszenarien bis zum Jahre 2010. Forschungsbericht 299 42 245/02 UBA-FB 000249. Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft; Umweltbundesamt. Berlin.

- Duschl, A. Mauch W.; Boermans, T.; Fritsche, U.; Patyk, A. (2003): Anwendung und Kommunikation des Kumulierten Energieverbrauchs (KEV) als praktikabler umweltbezogener Bewertungs- und Entscheidungsindikator für Energieintensive Produkte und Dienstleistungen. Umweltforschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit FKZ: 201 41 129. Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE). München.
- Ebertseder, F.; Effenberger, M.; Bachmaier, H.; Kissel, R.; Rivera-Gracia, E.; Gronauer, A. (2011): Wissenschaftliche Begleitung der Pilotbetriebe zur Biogasproduktion in Bayern. Fortsetzung 2008 - 2010. Schriftenreihe der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL). Freising.
- Ebertseder, F.; Kissel, R.; Rivera Gracia, E.; Lehner, A.; Bachmaier, H.; Effenberger, M. (2012): Monitoring und Dokumentation von Praxis-Biogasanlagen. Abschlussbericht. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL). Freising.
- Edelmann, W.; Schleiss, K.; Engeli, H. Baier U. (2001): Ökobilanz der Stromgewinnung aus landwirtschaftlichem Biogas- Studie im Auftrag des: Bundesamt für Energie. Arbeitsgemeinschaft Bioenergie (arbi). Baar.
- Effenberger, M.; Bachmaier, H.; Ebertseder, F.; Kissel, R.; Leubn M. (2012): Fallstudien zur Effizienzsteigerung an Biogasanlagen. In: Fachverband Biogas e. V. (Freising) (Hg.): Energiewende Biogas kann's Tagungsband. 21. Jahrestagung des Fachverbands Biogas vom 10.01 bis 12.01.2012 in Bremen .
- Effenberger, M.; Bachmaier, H.; Kränsel, E.; Lehner, A.; Gronauer, A. (2009): Wissenschaftliche Begleitung der Pilotbetriebe zur Biogasproduktion in Bayern. Abschlussbericht. Schriftenreihe der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL). Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL). Freising.
- Feck, N. (2008): Monte-Carlo-Simulation bei der Lebenszyklusanalyse eines Hot-Dry-Rock-Heizkraftwerkes. Bochum.
- Flessa, H.; Beese, F.; Brumme, R.; Priesack, E.; Prezemack, E.; Lay, J. P. (1998): Freisetzung und Verbrauch der klimarelevanten Spurengasen N_2O und CH_4 beim Anbau nachwachsender Rohstoffen. Deutsche Bundesstiftung Umwelt. Osnabrück: Zeller Verlag (Band 11).
- Fritsche, U. R.; Wiegmann, K. (2008): Treibhausgasbilanzen und kumulierter Primärenergieverbrauch von Bioenergie- Konversionspfaden unter Berücksichtigung möglicher Landnutzungsänderungen. Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten "Welt im Wandel: Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung". Öko-Institut e.V. Berlin.
- Fröba, N.; Funk, M. (2005): Dielelkraftstoffbedarf bei landwirtschaftlichen Arbeiten. KTBL-Heft 58. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL). Darmstadt.
- Fürll, Ch; Schemel, H.; Hoffmann, Th (2009): Logistik der Silageeinlagerung bei hohen Masseströmen. In: Landtechnik, Jg. 64, H. 3, S. 168–171.
- Gaderer, M.; Lautenbach, M.; Fischer, T.; Ebertsch, G. (2007): Wärmenutzung bei kleinen landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Eine Studie über die Abwärmenutzung bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen mit einer Leistung von 150 und 500 kWel. 1. Aufl. Augsburg, Bay: Bayerisches Landesamt für Umwelt (UmweltSpezial).
- Gärtner, S.; Münch, J.; Reinhardt, G.; Vogt, R. (2008): Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Materialband: E Ökobilanzen. ifeu-Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH. Heidelberg.
- GEMIS (2012): Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS). Version 4.8. Freiburg: Institut für angewandte Ökologie e.V. (Öko-Institut) Freiburg. Online verfügbar unter www.iinas.org, zuletzt geprüft am 10.10.2012.
- GEMIS (2011): Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS). Version 4.7. Freiburg: Institut für angewandte Ökologie e.V. (Öko-Institut) Freiburg. Online verfügbar unter <http://www.oeko.de/service/gemis/>, zuletzt geprüft am 15.11.2011.
- Graaf, D., de; Fendler, R. (2010): Biogaserzeugung in Deutschland, Spin Hintergrundpapier. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau
- Gronauer, A. (1993): Einflußfaktoren auf die Ammoniakfreisetzung aus Flüssigmist als Grundlage verfahrenstechnischer Verbesserungen. Dissertation. Institut für Landtechnik der Technischen Universität München.
- Gutser, R.; Ebertseder, Th; Schraml, M.; v. Tucher, S.; Schmidhalter, U. (2010): Stickstoffeffiziente und umweltschonende organische Düngung. In: Emissionen landwirtschaftlich genutzter Böden. KTBL-Schrift 483. Darmstadt, S. 31–50.
- Haber, N. (2008): Inhaltsstoffe von Gärprodukten und Möglichkeiten zu ihrer geordneten pflanzenbaulichen Verwertung. Projektbericht 2008. Ministerium für Ernährung und ländlichen Raum Baden-Württemberg. Karlsruhe.
- Handler, F.; Blumauer, E.; Rathbauer, J.; Bolter, I.; Spaller, J. (2006): Aspekte der Rohstoffversorgung von Biogasanlagen auf Basis von nachwachsenden Rohstoffen. Rohstoffpotential, Energie- und Arbeitseinsatz und

- Deckungsbeitragsvergleich der Rohstoffe. Forschungsbericht, Heft 50. Höhere Bundeslehr- und Forschungsanstalt für Landwirtschaft, Landtechnik und Lebensmitteltechnologie Francisco Josephinum. Wieselburg.
- Häring, G.; Sonnleitner, M.; Zörner, W.; Brüggling, E.; Bücken, Ch; Wetter, Ch; Vogt, R. (2011): Abschlussbericht im Vorhaben Ökologische und ökonomische Optimierung von bestehenden und zukünftigen Biogasanlagen - "BGA_OPT" für das Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit. Hochschule Ingolstadt.
- Hartmann, K. (2007): Life-cycle-assessment of industrial scale biogas plants. Dissertation. Betreut von W. Lücke. Göttingen. Georg August Universität Göttingen, Fakultät für Agrarwissenschaften.
- Hertz, D. (1964): Risk analysis in capital investment. In: Harvard Business Review, Jg. 42, S. 95–106.
- Heuer, L. (2011): Aktueller Stand zum Lagern wassergefährdender Stoffe. Landwirtschaftskammer Rheinland-Pfalz, Referat Bau und Technik. Bad Kreuznach.
- Holldorff, Ch.; Meisenzahl, M. (2003): Ökopprofil für Asphalt- und Betonbauweisen von Fahrbahnen. im Auftrag des Deutschen Asphaltverbandes e.V. (DAV). Durth Roos Consulting GmbH. Karlsruhe.
- Hub, M. (2007): Erneuerbare Energien- der Königsweg aus der Klimakatastrophe? Oder: "Lehne dich nicht zurück im schönen Schein der Öko-Bilanz!" Das Beispiel Biogas. In: Forum Geoökologie, Jg. 18, H. 2, S. 32–38.
- Hülsbergen, K.-J. (2003): Entwicklung und Anwendung eines Bilanzierungsmodells zur Bewertung der Nachhaltigkeit landwirtschaftlicher Unternehmen. Berichte aus der Agrarwirtschaft. Aachen.
- Hundt, B. (2010): Energie- und Klimateffizienz von Biogasanlagen mit Biogasaufbereitung und -einspeisung unter Nutzung von Silomais. Untersuchungen am Beispiel der Biogasanlage der HSE AG in Darmstadt-Wixhausen. Institut für Landschaftsökologie und Ressourcenmanagement an der Justus-Liebig-Universität Gießen. Gießen.
- IPCC (2006): IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories. Volume 4 Agriculture, Forestry and Other Land Use. Hayama: Institute for Global Environmental Strategies (IGES).
- IPCC (2007): Climate change 2007. The physical science basis contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. IPCC. Cambridge, New York: Cambridge University Press.
- Jungmeier, G.; Canella, L.; Spitzer, J.; Stiglbrunner, R. (1999): Treibhausgasbilanz der Bioenergie. Vergleich der Treibhausgasemissionen aus Bioenergie-Systemen und fossilen Energiesystemen. Projekt Nr.: IEF.96.014-01; Bericht Nr.: IEF-B06/99. Institut für Energieforschung. Graz.
- Keymer, U. (o.J.): Biogasausbeuten verschiedener Substrate. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft; Institut für Ländliche Strukturentwicklung, Betriebswirtschaft und Agrarinformatik. Online verfügbar unter <http://www.lfl.bayern.de/ilb/technik/10225/index.php>, zuletzt geprüft am 24.09.2011.
- Klämt, A. (o.J. [2004]): Langzeitverhalten der Lufttemperatur in Baden-Württemberg und Bayern. KLIWA-Projekt A 1.2.3 "Analyse des Langzeitverhaltens von Gebietsmittelwerten der Lufttemperatur in Baden-Württemberg und Bayern". Kliwa-Berichte Heft 5. Landesanstalt für Umweltschutz Baden-Württemberg, Bayerisches Landesamt für Wasserwirtschaft, Deutscher Wetterdienst. München.
- Koch, M. (2009): Ökologische und ökonomische Bewertung von Co-Vergärungsanlagen und deren Standortwahl. Dissertation. Universität Karlsruhe. Karlsruhe.
- KTBL (2005): Faustzahlen für die Landwirtschaft. 13. Aufl. Unter Mitarbeit von Werner Achilles. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL). Münster.
- KTBL (2006): Energiepflanzen. Daten für die Planung des Energiepflanzenanbaus ; KTBL-Datensammlung mit Internetangebot. Unter Mitarbeit von Henning Eckel. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL). Darmstadt.
- KTBL (2007): Faustzahlen Biogas. KTBL. Darmstadt: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft.
- KTBL (2008): Betriebsplanung Landwirtschaft 2008/09. Daten für die Betriebsplanung in der Landwirtschaft - mit Internetangebot. 21., Aufl. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL). Darmstadt.
- KTBL-Dieselbedarfsrechner (2011): Dieselbedarfsrechner des Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL). Online verfügbar unter www.ktbl.de, zuletzt geprüft am 30.11.2011.
- Lansche, J.; Müller, J. (2012): Life cycle assessment of energy generation of biogas fed combined heat and power plants: Environmental impact of different agricultural substrates. In: Engineering in Life Sciences 12 (3), S. 313–320.
- Lehner, A.; Effenberger, M.; Gronauer, A. (2010): Optimierung der Verfahrenstechnik landwirtschaftlicher Biogasanlagen. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL). Freising.
- Liebetrau, J.; Clemens, J.; Cuhls, C.; Hafermann, C.; Friehe, J.; Weiland, P.; Daniel-Gromke, J. (2010): Methane emissions from biogas-producing facilities within the agricultural sector. In: Engineering in Life Sciences, Jg. 10, H. 6, S. 595–599.

- Lloyd, M. S.; Ries, R. (2007): Characterizing, Propagating, and Analyzing Uncertainty in Life-Cycle Assessment A Survey of Quantitative Approaches. In: *Journal of Industrial Ecology*, Jg. 11, H. 1, S. 161–179.
- Maschinenring Kreis Konstanz (o.J.): Ammoniakverluste bei Gülleausbringung (nach Horlacher, verändert). Online verfügbar unter www.mr-kn.de, zuletzt geprüft am 22.11.2011.
- Mayerhofer, H. (2011): Risikoanalyse im Zuckerrübenbau mit der Monte Carlo Simulation am Beispiel einer Mehrgefahrenversicherung. Universität für Bodenkultur, Wien. Wien.
- Menzi, H.; Katz, P. (1997): A differentiated approach to calculate ammonia emissions animal husbandry. In: *Ammonia and odour emissions from animal production facilities. Proceedings International Symposium*, Vinkeloord, NL, 6-10 October 1997, S. 35–42.
- Meyer-Aurich, A.; Schattauer, A.; Hellebrand, H. J.; Klauss, H.; Plöchl, M.; Berg, W. (2012): Impact of uncertainties on greenhouse gas mitigation potential of biogas production from agricultural resources. In: *Renewable Energy*, Jg. 37, S. 277–284.
- Möller, K. (o.J. [2002]): Systemwirkungen einer "Biogaswirtschaft" im ökologischen Landbau: Pflanzenbauliche Aspekte, Auswirkungen auf den N-Haushalt und auf die Spurengasemissionen. Herausgegeben von Kurt Möller. Lehrstuhl für Organischen Landbau, Universität Gießen. Gießen.
- Möller, K.; Leithold, G.; Michel, J.; Schnell, S.; Stinner, W. (2006): Auswirkung der Fermentation biogener Rückstände in Biogasanlagen auf Flächenproduktivität und Umweltverträglichkeit im Ökologischen Landbau – Pflanzenbauliche, ökonomische und ökologische Gesamtbewertung im Rahmen typischer Fruchtfolgen viehhaltender und viehloser ökologisch wirtschaftender Betriebe (Endbericht: DBU – AZ 15074). Herausgegeben von A. Weiske. Justus-Liebig-Universität. Gießen.
- Morgan, G.; Henrion, M.; Small, M. (1990): *Uncertainty. A Guide to Dealing with Uncertainty in Quantitative Risk and Policy Analysis*. New York, Melbourne.
- Ramesohl, S.; Arnold, K.; Kaltschmitt, M.; Scholwin, F.; Hofmann, F.; Plättner, A. et al. (2006): *Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse. Band 1: Gesamtergebnis und Schlussfolgerungen*. Herausgegeben von Umwelt Energie GmbH (Wuppertal) Institut für Klima. Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH (Wuppertal). Wuppertal.
- Rauh, S.; Berenz, S.; Heißenhuber, A. (2007): Abschätzung des unternehmerischen Risikos beim Betrieb einer Biogasanlage mit Hilfe der Monte-Carlo-Methode. Paper prepared for presentation at the 47th annual conference of the GEWISOLA. Technische Universität München, Institute of Agricultural Economics and Farm Management. Freising.
- Reinhardt, G.; Scheurlen, K. (2004): F + E-Vorhaben: Naturschutzaspekte bei der Nutzung erneuerbarer Energien. FKZ 801 02 160. ifeu-Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH; IUS Weisser & Ness GmbH, Potsdam.
- Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie (Hg.) (2010): *Sudangras Anbau und Verwertung*. Dresden.
- Schmidt, M. (1999): Bereitstellung der Daten in einer Datenbank. In: Borken, J.; Patyk, A.; Reinhardt, G.-A. (Hg.): *Basisdaten für ökologische Bilanzierungen. Einsatz von Nutzfahrzeugen in Transport, Landwirtschaft und Bergbau*. Braunschweig u.a.: Vieweg, S. 204–210.
- Schmidt, M.; Häuslein, A. (1996): *Ökobilanzierung mit Computerunterstützung. Produktbilanzen und betriebliche Bilanzen mit dem Programm Umberto*. Heidelberg, Hamburg.
- Schmidt, M.; Keil, R. (2002): Stoffstromnetze und ihre Nutzung für mehr Kostentransparenz sowie die Analyse der Umweltwirkung betrieblicher Stoffströme. (Beiträge der Hochschule Pforzheim, 103).
- Scholwin, F.; Michel, J.; Schröder, G.; Kalies, M. (2006): *Ökologische Analyse einer Biogasnutzung aus nachwachsenden Rohstoffen*. FKZ 220114303 (03NR143). Institut für Energetik und Umwelt. Leipzig.
- Schulze (o.J. [2006]): *Anbau von Klee gras*. Ministerium für Ernährung und ländlichen Raum Baden-Württemberg. Stuttgart.
- Schumacher, B.; Oechsner, H.; Senn, T.; Jungbluth, T. (2010): Life cycle assessment of the conversion Life cycle assessment of the conversion of Zea mays and x Triticosecale into biogas and bioethanol. Research Article. In: *Engineering in Life Sciences* 10 (6), S. 577–584.
- Soukoup, O. (2008): Erstellung von Produktökobilanzen auf Basis von Stoffstromnetzen für die Bereitstellung von Biogas zur Einspeisung in das Erdgasnetz. Diplomarbeit. Betreut von A. Möller und P. Viebahn. Lüneburg. Leuphana Universität, Fakultät III - Umwelt und Technik.
- Strobl, M. (2008): *Mais-Erntelogistik im Visier - Zahlen, Daten und Fakten*. Vortrag auf der 17. Jahrestagung des Fachverband Biogas e.V. Veranstaltung vom 2008. Online verfügbar unter www.lfl.bayern.de/ilb/technik/29152/linkurl_0_46.pdf, zuletzt geprüft am 06.12.2011.

- Strobl, M. (2012): Biogas in Zahlen –Bayern zum 31.12.2011 Auszug aus der Biogasanlagen-Betreiber-Datenbank Bayern (BBD) Stichtag: 31.12.2011 Stand: 05.03.2012. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) Institut für Agrarökonomie. München.
- Thayssen, J.; Kritz, R. (2007): Eine hohe Bauqualität zahlt sich aus. Wie rechnen sich Siloanlagen. In: Neue Landwirtschaft, H. 11 (Sonderdruck), S. 1–4.
- Thrän, D.; Majer, S.; Gawor, M.; Bunzel, K.; Daniel-Gromke, J.; Weber, Ch et al. (o.J. [2011]): Optimierung der marktnahen Förderung von Biogas/Biomethan unter Berücksichtigung der Umwelt- und Klimabilanz, Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit. Deutsches BiomasseForschungsZentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ). Leipzig.
- Umberto (2005): Umberto. Software für das betriebliche Stoffstrommanagement. Benutzerhandbuch, Version Umberto 5. ifu-Institut für Umweltinformatik Hamburg GmbH; ifeu-Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH. Hamburg.
- Umweltbundesamt (UBA) (2009): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen 2009. Nationaler Inventarbericht zum deutschen Treibhausgasinventar (1990-2007). Umweltbundesamt (UBA). Dessau.
- VDI (2010): VDI-Richtlinie, VDI-3475 Blatt 4, 2010: Maßnahmen zur Emissionsminderung - Biogasanlagen in der Landwirtschaft - Vergärung von Energiepflanzen und Wirtschaftsdünger. Verein Deutscher Ingenieure e.V.. Düsseldorf.
- Verband der Landwirtschaftskammern e.V. (2009): Energieeffizienzverbesserung in der Landwirtschaft. Verband der Landwirtschaftskammern e.V. Berlin.
- Vetter, A.; Arnold, K. (2010): Klima- und Umwelteffekte von Biomethan. Anlagentechnik und Substratauswahl. Herausgegeben von Umwelt Energie GmbH Wuppertal Institut für Klima. Wuppertal. (182).
- Vogt, R. (2008): Basisdaten zu THG-Bilanzen für Biogas-Prozessketten und Erstellung neuer THG-Bilanzen. Kurzdokumentation im Auftrag der E.ON Ruhrgas AG, Altenessen. ifeu-Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH. Heidelberg.
- Wendland, M. (2009): Biogasgärreste Einsatz von Gärresten aus der Biogasproduktion als Düngemittel. Arbeitsgruppe I (Substratproduktion) im „Biogas Forum Bayern“. Freising.
- Wendland, M.; Diepolder, M.; Capriel, P. (2011): Leitfaden für die Düngung von Acker- und Grünland. Gelbes Heft. LfL-Information. 9. unveränderte Auflage. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL). Freising.
- Zenger, X. (2011): Agrarstrukturentwicklung in Bayern. Institut für Ländliche Strukturentwicklung, Betriebswirtschaft und Agrarinformatik an der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL). München.

9 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Behälterkonfiguration, elektrische Nettoeinspeiseleistung, Fermentervolumen pro kW_{el} Nettoleistung (jeweils Jahresdurchschnitt) und BHKW-Typ der betrachteten Anlagenvarianten.	9
Tabelle 2: Gewicht und technische Lebensdauer verschiedener Bauteile(eigene Schätzung)	16
Tabelle 3: BHKW-Methanschluß der Anlagenvarianten in $\text{g CO}_2\text{e}$ pro eingespeiste kWh_{el} ..	18
Tabelle 4: Berechnung der fossilen Referenz für 1 kWh Strom aus Biogas nach (BMU 2011) und (GEMIS 2011)	19
Tabelle 5: Berechnung der Gutschrift für die Nutzung von BHKW-Abwärme nach BMU 2011 und GEMIS 2011	20
Tabelle 6: Theoretische Methanerträge (KTBL 2007, für Schweinemist: Keymer o.J.) und Methankonversionsfaktoren zur Berechnung der Minderemissionen durch die Vergärung von Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft	21
Tabelle 7: Übersicht über unsichere Eingangsgrößen und deren Verteilungen zur Durchführung der Monte-Carlo-Simulation	30
Tabelle 8: Herleitung der Ammoniakemissionen in Abhängigkeit der Pflanzenart, der Ausbringbedingungen und der eingesetzten Ausbringtechnik (eigene Berechnung).....	39
Tabelle 9: Gliederung der Auswertung	44
Tabelle 10: Anleitung zum Lesen der Ergebnisdarstellungen (Leserichtung der Nummerierung folgend).....	45
Tabelle 11: Veränderung der Treibhausgasemissionen durch den Wechsel von Zündstrahl- auf Gasmotor-BHKW	56

10 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Systemgrenzen der untersuchten Biogasanlagen	6
Abbildung 2: Substratzusammensetzung der einzelnen Anlagenvarianten bezogen auf die zugegebene Frischmasse	11
Abbildung 3: Substratzusammensetzung der einzelnen Anlagenvarianten bezogen auf die zugegebene organische Trockenmasse	11
Abbildung 4: Ammoniakemissionen bezogen auf Ammoniak-N in Abhängigkeit der Temperatur bei der Gärrestausrückführung. Die Ausbringung erfolgt mit einem Breitverteiler. Quelle: (KTBL 2005, S. 266), Datenpunkt bei 20 °C eigene Schätzung. ...	15
Abbildung 5: Temperaturverlauf im Gärrestlager von Anlag 06 in der Tiefe 80 und 180 cm (verändert nach Effenberger et al. 2012).	19
Abbildung 6: Dichte- und Verteilfunktionen häufig verwendeter Verteilungen für Eingangsparameter der Monte-Carlo-Simulation (verändert nach Feck 2008).....	25
Abbildung 7: Dichte- und Verteilungsfunktion der Lognormalverteilung zur Beschreibung der Unsicherheit des Lachgasemissionsfaktors nach (IPCC 2006, S. Tabelle 11.1) und (Meyer-Aurich et al. 2012)	27
Abbildung 8: Verteilung der Methanemissionen aus der Biogasproduktion für Biogasanlagen mit und ohne Gasfackel.....	28
Abbildung 9: Elemente eines UMBERTO®-Stoffstromnetzes	31
Abbildung 10: UMBERTO®-Stoffstromnetz mit Transitionen, Stellen und Verbindungen. Unter einer der Transitionen liegt ein Subnetz (eigene Darstellung nach Schmidt & Keil 2002).....	32
Abbildung 11: Teil des Stoffstromnetzes für die landwirtschaftlichen Biogasanlagen das den Energiepflanzenanbau, die Lagerung und die Vergärung abbildet.....	34
Abbildung 12: Benutzeroberfläche für ein Visual-Basic-Makro zum Import und Export von Transitionsparametern aus MS Excel	35
Abbildung 13: Substratspezifischer Dieserverbrauch zur Erzeugung einer t Frischmasse frei Biogasanlage.	37
Abbildung 14: Substratspezifischer Dieserverbrauch pro erzeugter kWh Strom.....	37
Abbildung 15: Ammoniumkonzentration bezogen auf Gesamt-N im Zulauf des Gärrestlagers. Für das Jahr 2007 werden die in 2008 ermittelten Konzentrationen herangezogen.....	38
Abbildung 16: Hydraulische Verweilzeit in den Gärbehältern und eingespeister Nettostrom der einzelnen Anlagenvarianten in kWh _{el} , bezogen auf 1 kg zugegebene organische Trockenmasse.....	40
Abbildung 17: Nettostromausbeute in kWh bezogen auf kg oTM in aufsteigender Reihe. Zusätzlich ist die auf den jeweiligen Maximalwert normierte Methanausbeute pro kg oTM und der normierte elektrische BHKW-Nutzungsgrad abgebildet.	41
Abbildung 18: Treibhausgasemissionen aus dem Anbau und Transport nachwachsender Rohstoffe (ohne Lachgas) und dem Transport der Wirtschaftsdünger zur Biogasanlage.	47
Abbildung 19: Relative und kumulierte Häufigkeit der Emissionen aus der Bereitstellung der nachwachsenden Rohstoffe über alle betrachteten Anlagenvarianten, berechnet mit Monte-Carlo-Simulation.....	48
Abbildung 20: Düngerinduzierte Lachgasemissionen aus dem Anbau der nachwachsenden Rohstoffe.....	50
Abbildung 21: Relative und kumulierte Häufigkeit der düngerinduzierten Lachgasemissionen über alle betrachteten Anlagenvarianten berechnet mit Monte-Carlo-Simulation	51
Abbildung 22: Treibhausgasemissionen aus der Errichtung der Biogasanlage	52
Abbildung 23: Treibhausgasemissionen des Anlagenbetriebs	54

Abbildung 24: Relative und kumulierte Häufigkeit der Emissionen verursacht durch den Betrieb der Biogasanlage (Vorkette Fremdstrom und Zündöleinsatz), berechnet mit Monte-Carlo-Simulation.....	55
Abbildung 25: Treibhausgasemissionen aus offenen Gärrestlagern, Gärbehältern und BHKW.....	58
Abbildung 26: Relative und kumulierte Häufigkeit der Methanemissionen aus offenen Gärrestlagern, Gärbehältern und BHKW, berechnet mit Monte-Carlo-Simulation.....	59
Abbildung 27: Gutschriften für vermiedene Treibhausgasemissionen.....	61
Abbildung 28: Relative und kumulierte Häufigkeit der Treibhausgasgutschriften für die Nutzung von Koppelprodukten der Stromproduktion, berechnet mit Monte-Carlo-Simulation	62
Abbildung 29: Gesamtbilanz Treibhausgasemissionen aller sechzehn Biogasanlagen für die Jahre 2007 und/oder 2010 mit Darstellung der Ergebnisunsicherheit für die einfache Berechnung sowie bei zusätzlicher Monte-Carlo-Simulation bestimmter Schätzgrößen	64
Abbildung 30: Relative und kumulierte Häufigkeit der Klimagasemissionen der 21 Anlagenvarianten, berechnet mit Monte-Carlo-Simulation	65
Abbildung 31: Durchschnittliche Aufteilung der Unsicherheit der Treibhausgasemissionen auf Anlagenebene	66
Abbildung 32: Aufteilung der Unsicherheit der Treibhausgasemissionen bei den einzelnen Anlagenvarianten	67
Abbildung 33: Differenz der Gesamtunsicherheit und der anlagenindividuellen Unsicherheit bei den Treibhausgasemissionen. Zur Berechnung wird vom Abstand zwischen 5%- und 95%-Quantil aus der Monte-Carlo-Simulation über alle Anlagenvarianten der anlagenindividuelle, nicht mehr weiter reduzierbare Fehler abgezogen (Abbildung 31 und Abbildung 32).	68
Abbildung 34: Treibhausgasemissionen nach Teilbereichen mit Mittelwert und Schwankungsbreite zwischen 5%- bis 95%-Quantil ohne Monte-Carlo-Simulation. Die Teilbereiche sind nach Schwankungsbreite geordnet, die Mittelwerte sind mit einer Rangfolge versehen.	70
Abbildung 35: Fossiler Energieverbrauch für den Anbau der nachwachsenden Rohstoffe ...	72
Abbildung 36: Relative und kumulierte Häufigkeit des fossilen Energieverbrauchs für die Bereitstellung der nachwachsenden Rohstoffe, berechnet mit Monte-Carlo-Simulation	73
Abbildung 37: Fossiler Energieverbrauch der Anlagenerrichtung	74
Abbildung 38: Relative und kumulierte Häufigkeit des fossilen Energieverbrauchs für die Anlagenerrichtung, berechnet mit Monte-Carlo-Simulation.....	74
Abbildung 39: Fossiler Energieverbrauch des Anlagenbetriebs	76
Abbildung 40: Relative und kumulierte Häufigkeit des fossilen Energieverbrauchs für den Betrieb der Biogasanlage (Vorkette Fremdstrom und Zündöleinsatz)	77
Abbildung 41: Einsparungen fossiler Energie für die Nutzung von Koppelprodukten der Stromproduktion	78
Abbildung 42: Relative und kumulierte Häufigkeit der Einsparungen fossiler Energie für die Nutzung von Koppelprodukten der Stromproduktion	79
Abbildung 43: Gesamtbilanz des fossilen Energieverbrauchs aller sechzehn Biogasanlagen für die Jahre 2007 und/oder 2010 mit Darstellung der Ergebnisunsicherheit für die einfache Berechnung sowie bei zusätzlicher Monte-Carlo-Simulation bestimmter Schätzgrößen.....	80
Abbildung 44: Relative und kumulierte Häufigkeit des fossilen Energieverbrauchs der 21 Anlagenvarianten.	81
Abbildung 45: Durchschnittliche Aufteilung der Unsicherheit des fossilen Energieverbrauchs auf Anlagenebene	82
Abbildung 46: Aufteilung der Unsicherheit der einzelnen Anlagenvarianten	82

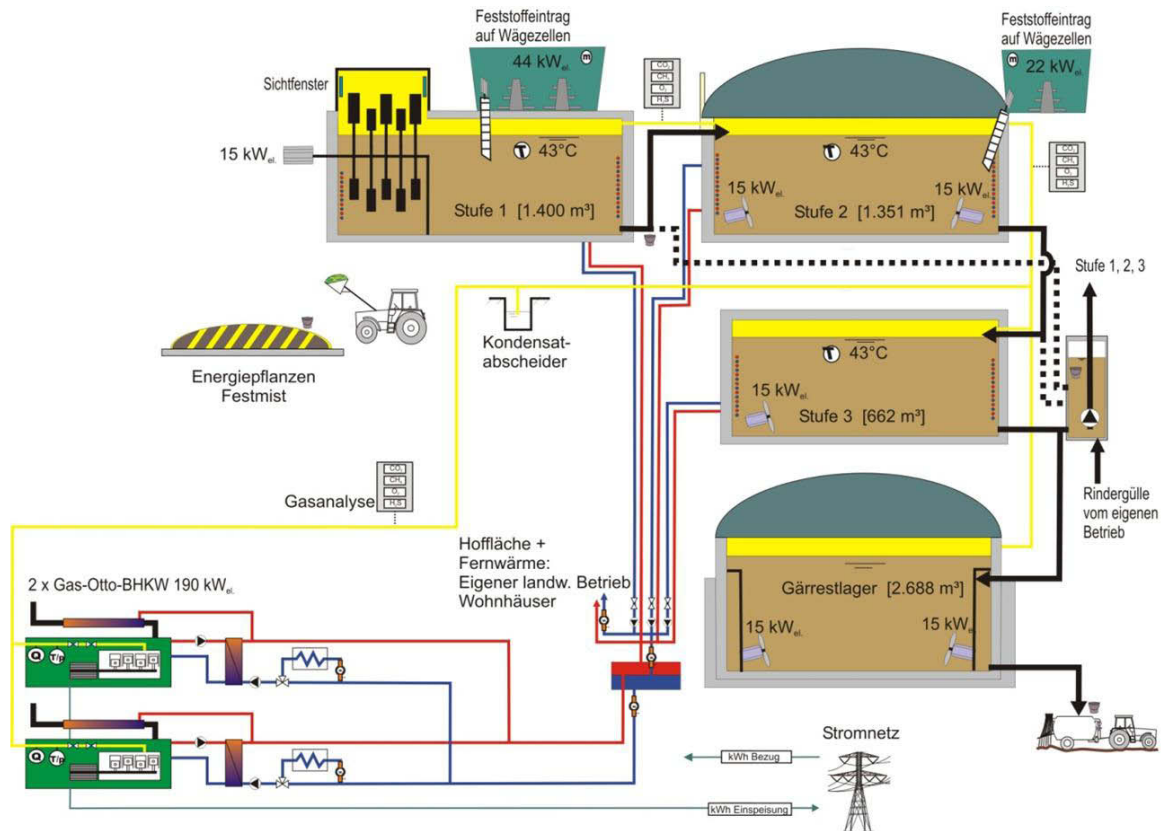
Abbildung 47: Differenz der Gesamtunsicherheit und der anlagenindividuellen Unsicherheit. Zur Berechnung wird vom Abstand des 5%- und 95%-Quantils aus der Monte-Carlo-Simulation über alle Anlagenvarianten der anlagenindividuelle, nicht mehr weiter reduzierbare Fehler abgezogen (Abbildung 45 und Abbildung 46).	83
Abbildung 48: Fossiler Energieverbrauch und Gutschriften nach Teilbereichen mit Mittelwert und Schwankungsbreite zwischen 5%- bis 95%-Quantil ohne Monte-Carlo-Simulation. Die Teilbereiche sind nach Schwankungsbreite geordnet, die Mittelwerte sind mit einer Rangfolge versehen.	84
Abbildung 49: Zweidimensionale Darstellung der Klimagasemissionen und des fossilen Energieverbrauchs aller 16 Biogasanlagen (21 berechnete Varianten). Zusätzlich ist für jede Variante die auf Basis der Monte-Carlo-Simulation berechnete Ergebnisunsicherheit dargestellt. Zum Vergleich dient u.a. die Strombereitstellung aus Steinkohle und Erdgas sowie der deutsche und europäische Strommix (Quelle: GEMIS 2011).	86
Abbildung 50: Kennzahlen der Unsicherheitsverteilung in Abhängigkeit der Zahl der Wiederholungen bei der Monte-Carlo-Simulation.	87

11 Anhang

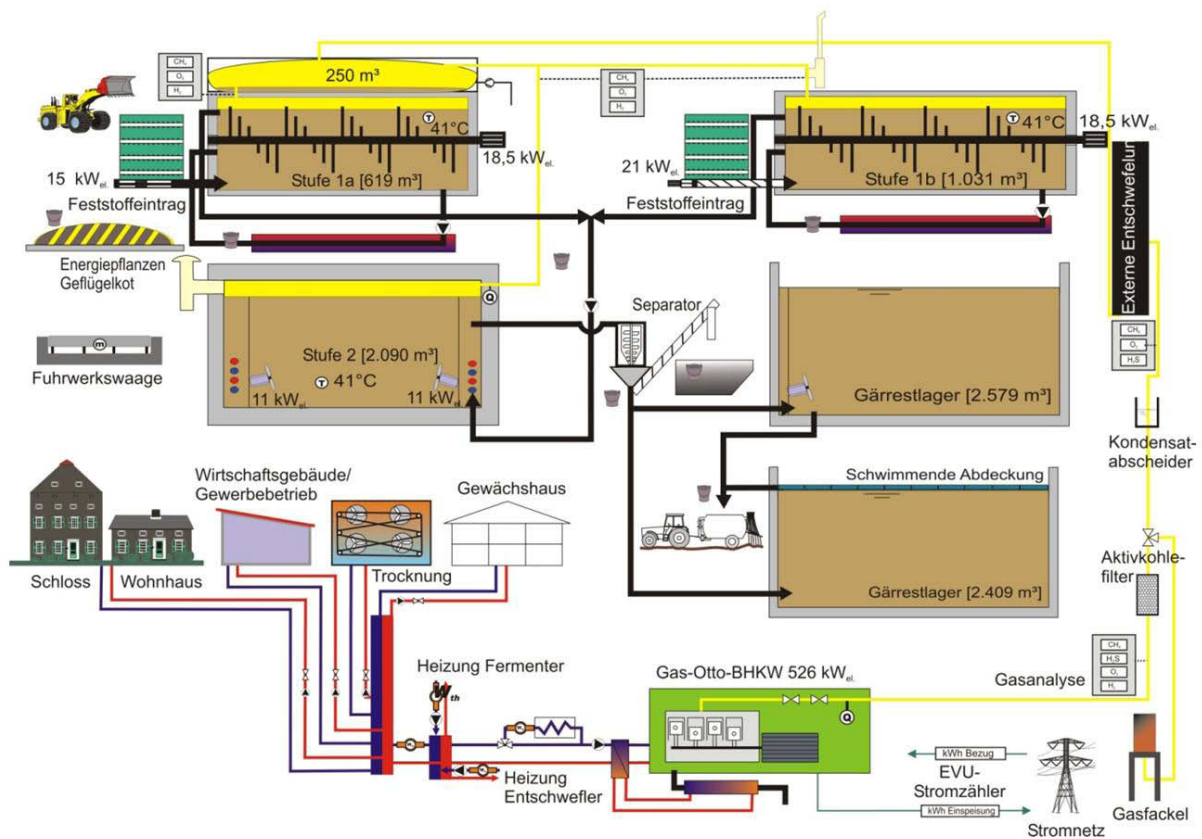
Anhang 1: Anlagenkürzel in zitierten Veröffentlichungen, die verfahrenstechnische Aspekte der hier untersuchten Biogasanlagen bearbeiten

Verwendete Anlagenkürzel																
in vorliegender Arbeit	01_2007	02_2007	03_2007	04_2007	05_2007	06_2007	07_2007	08_2007	09_2007	10_2007						
						06_2010	07_2010	08_2010	09_2010	10_2010	11_2010	12_2010	13_2010	14_2010	15_2010	16_2010
(Effenberger et al. 2009)	J	F	D	E	H	I	A	C	B	G						
(Ebertseder et al. 2011)						6	7	8	9	10						
(Ebertseder et al. 2012)											11	12	13	14	15	16

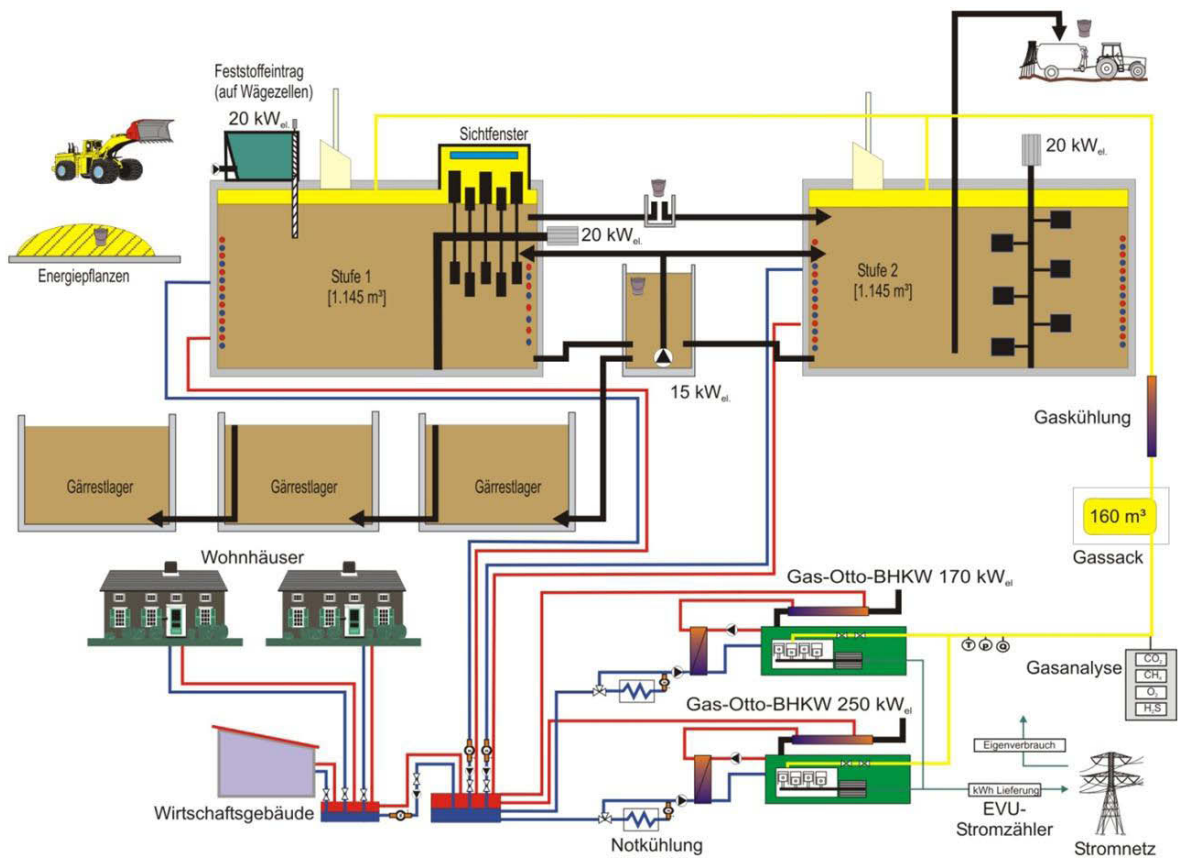
Anhang 2: Fließbild der Anlagenvariante 01_2007 (Quelle: Effenberger et al. 2009)



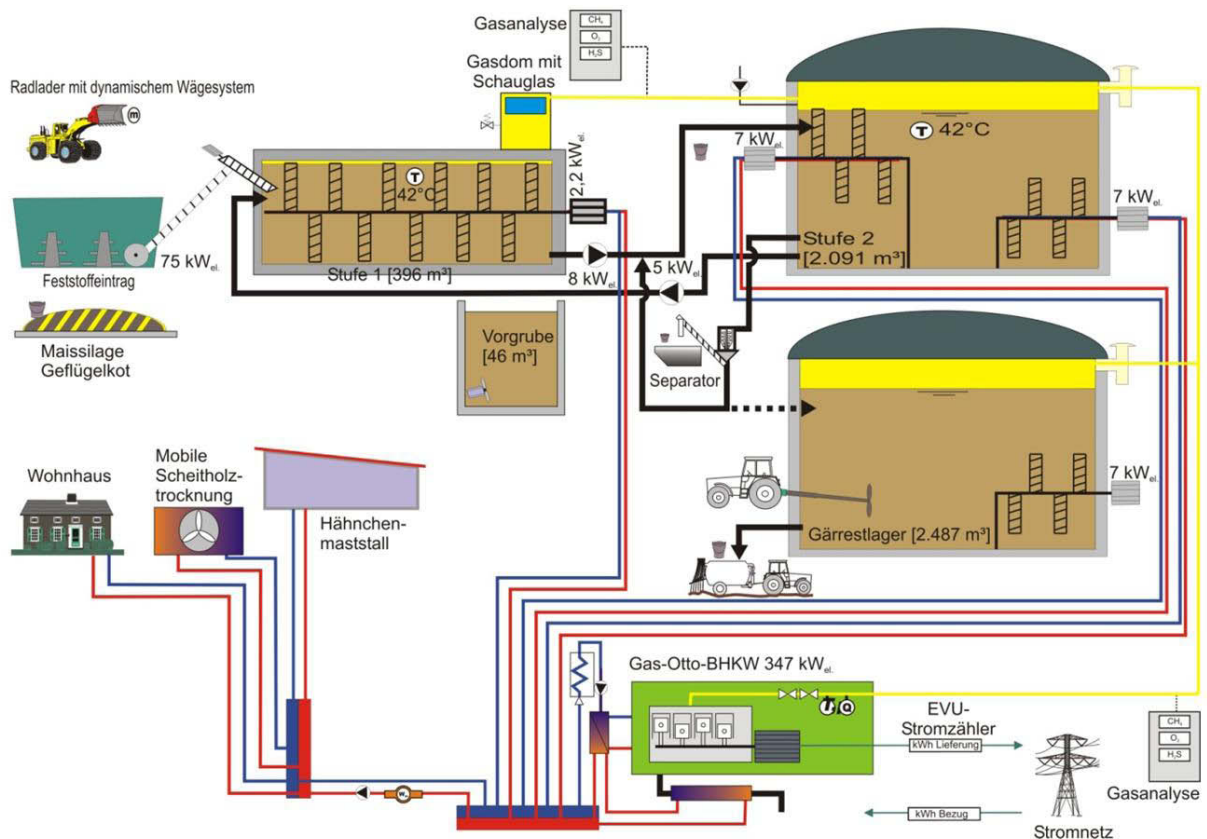
Anhang 3: Fließbild der Anlagenvariante 02_2007 (Quelle: Effenberger et al. 2009)



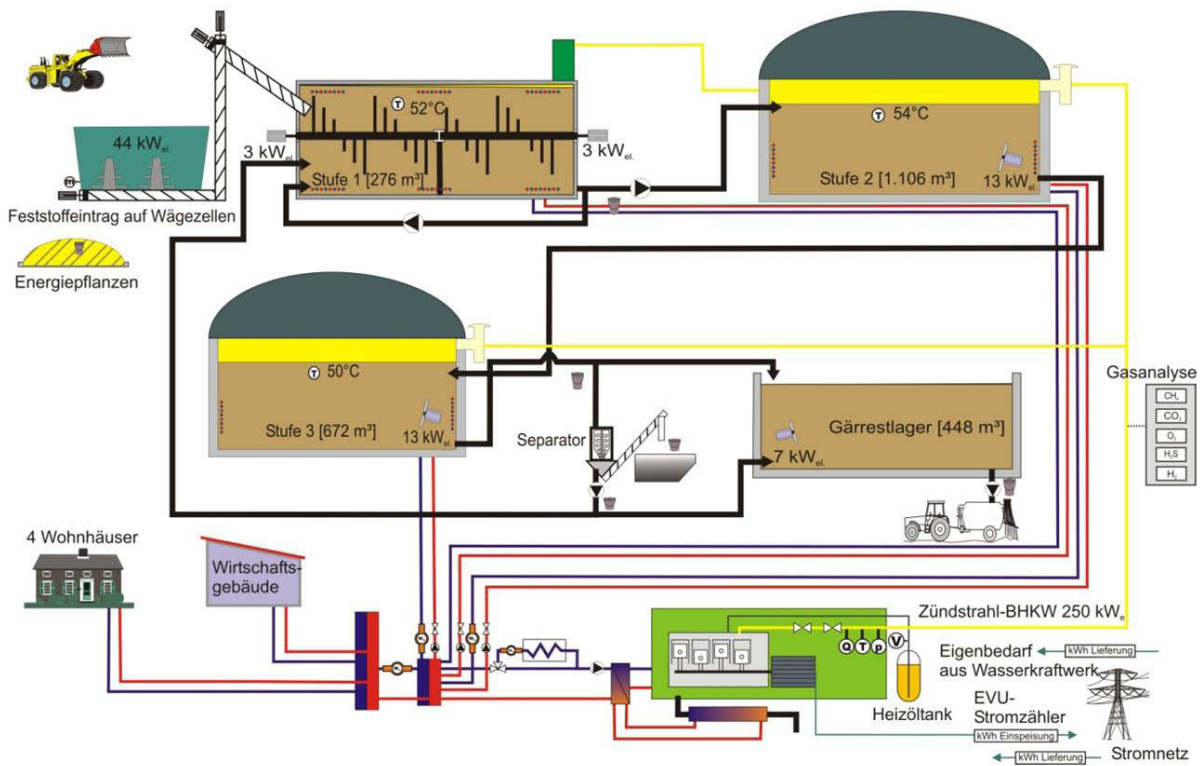
Anhang 4: Fließbild der Anlagenvariante 03_2007 (Quelle: Effenberger et al. 2009)



Anhang 5: Fließbild der Anlagenvariante 04_2007 (Quelle: Effenberger et al. 2009)

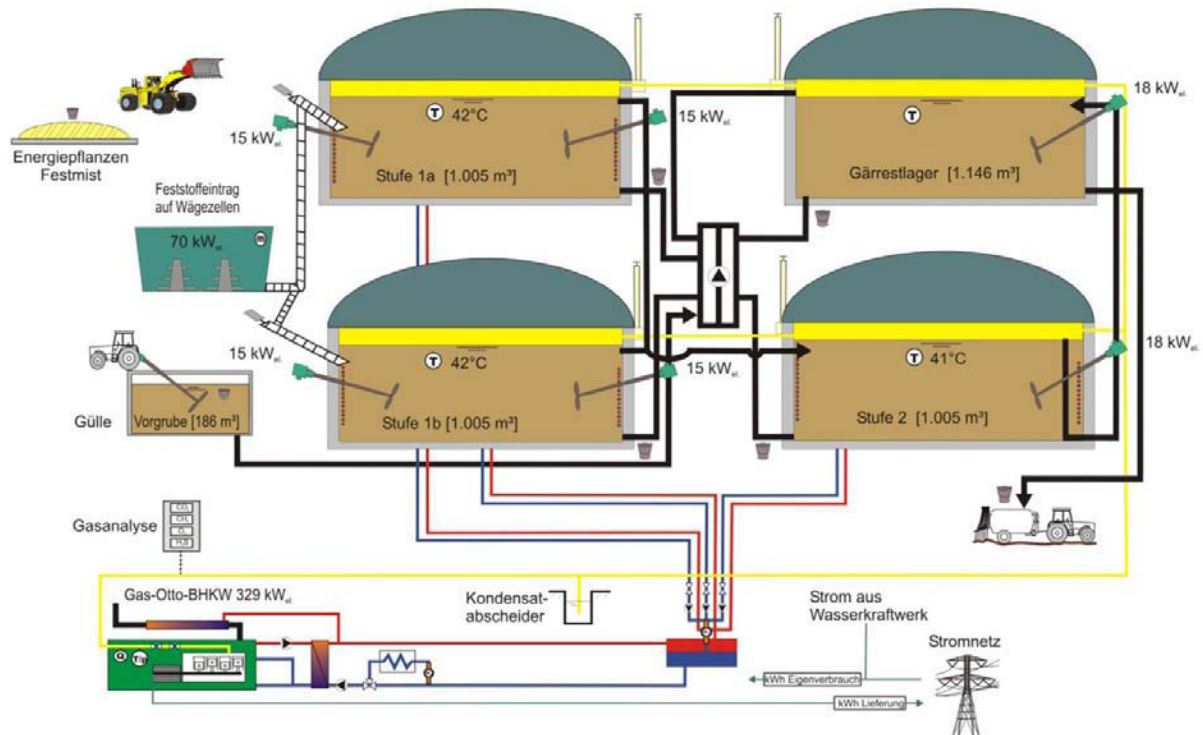


Anhang 6: Fließbild der Anlagenvariante 05_2007 (Quelle: Effenberger et al. 2009)

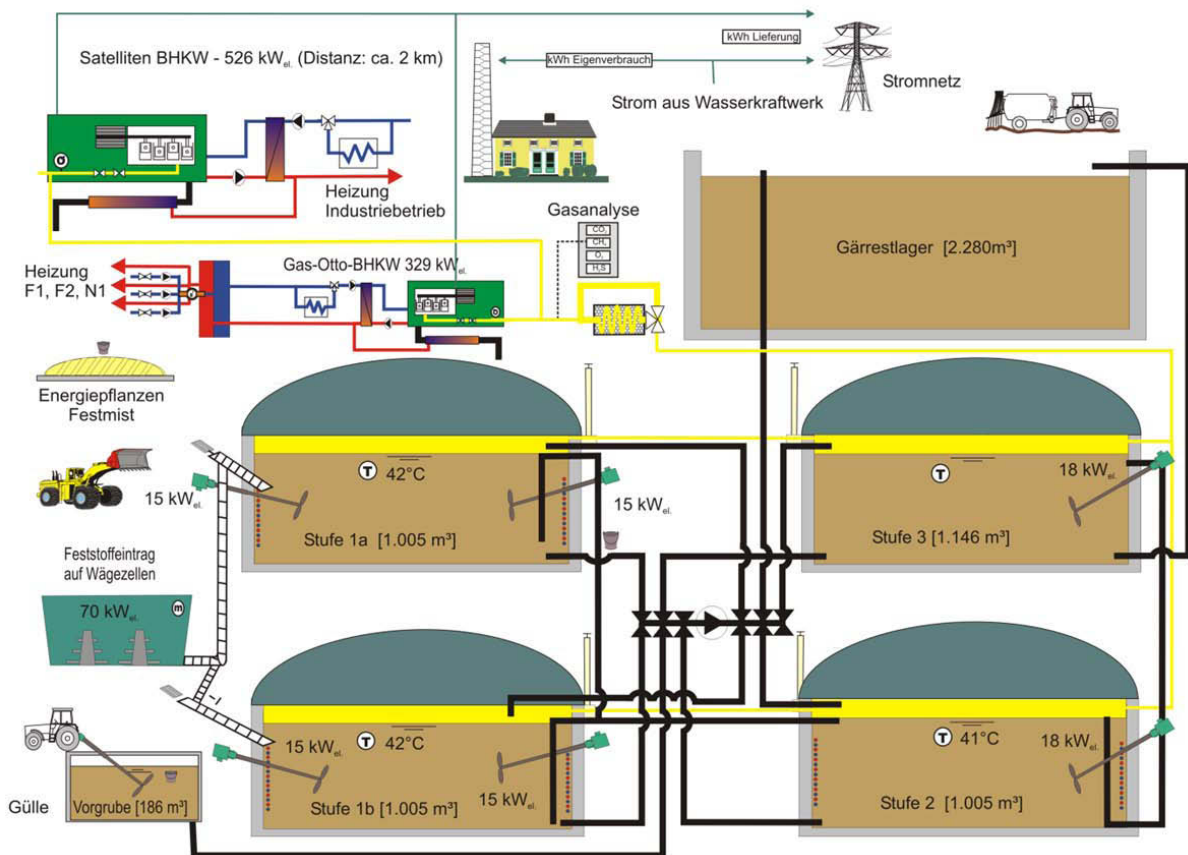




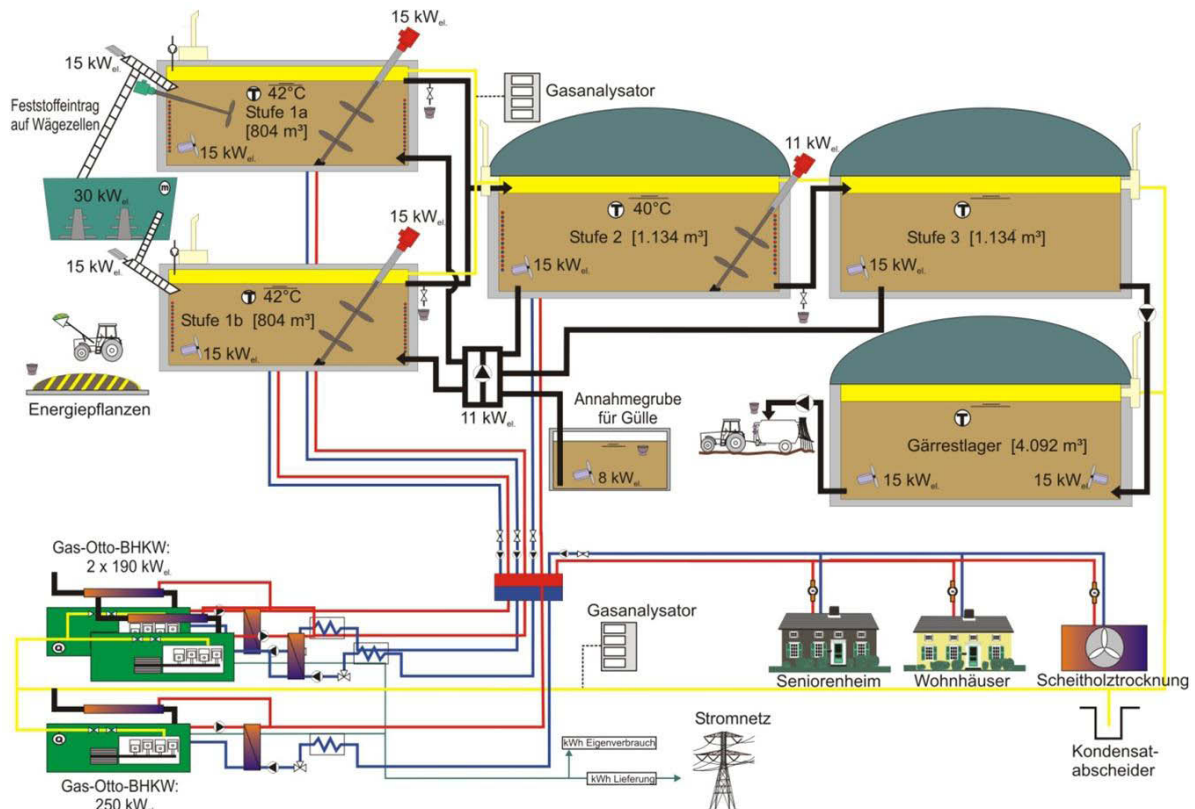
Anhang 9: Fließbild der Anlagenvariante 07_2007 (Quelle: Effenberger et al. 2009)



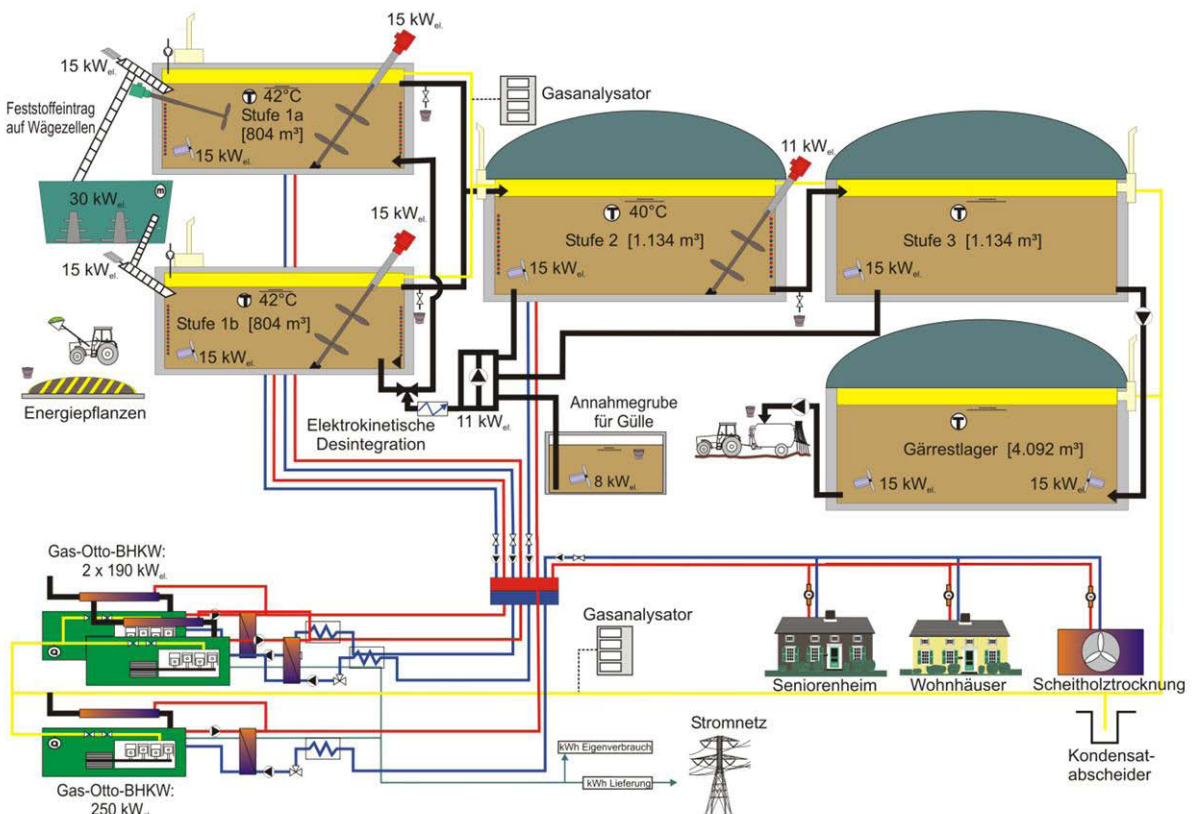
Anhang 10: Fließbild der Anlagenvariante 07_2010 (Quelle: Ebertseder et al. 2011)



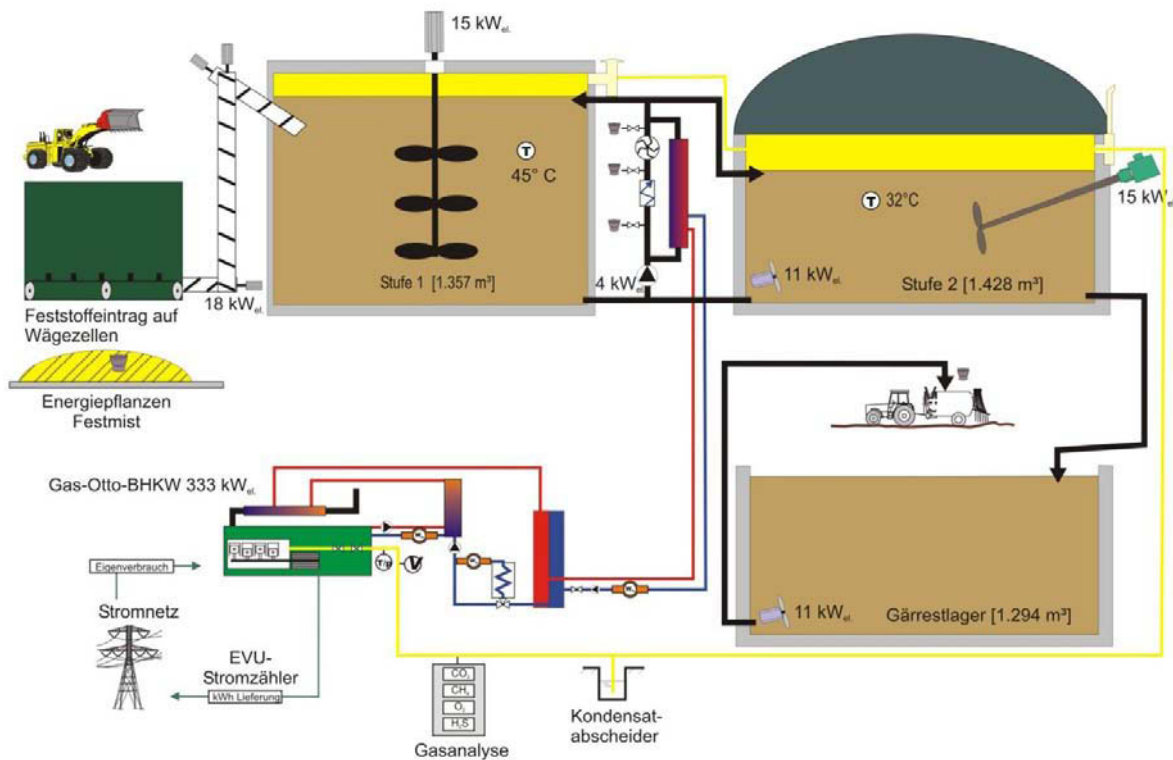
Anhang 11: Fließbild der Anlagenvariante 08_2007 (Quelle: Effenberger et al. 2009)



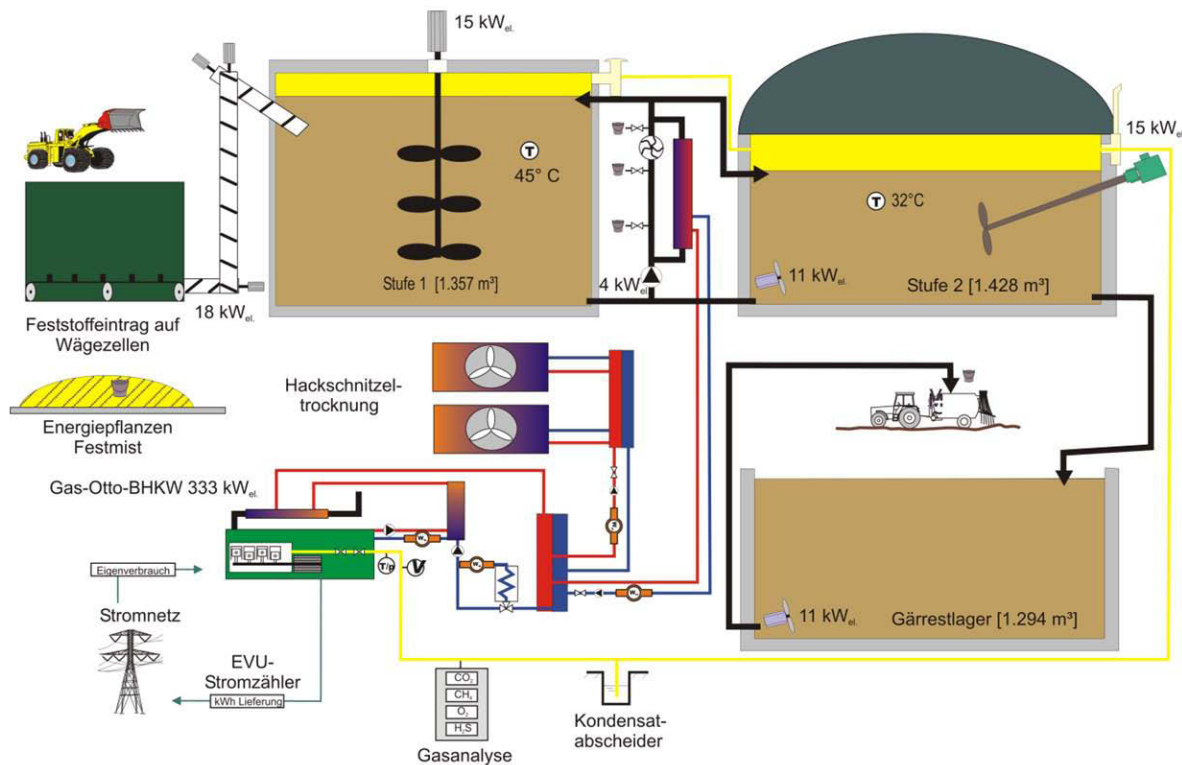
Anhang 12: Fließbild der Anlagenvariante 08_2010 (Quelle: Ebertseder et al. 2011)



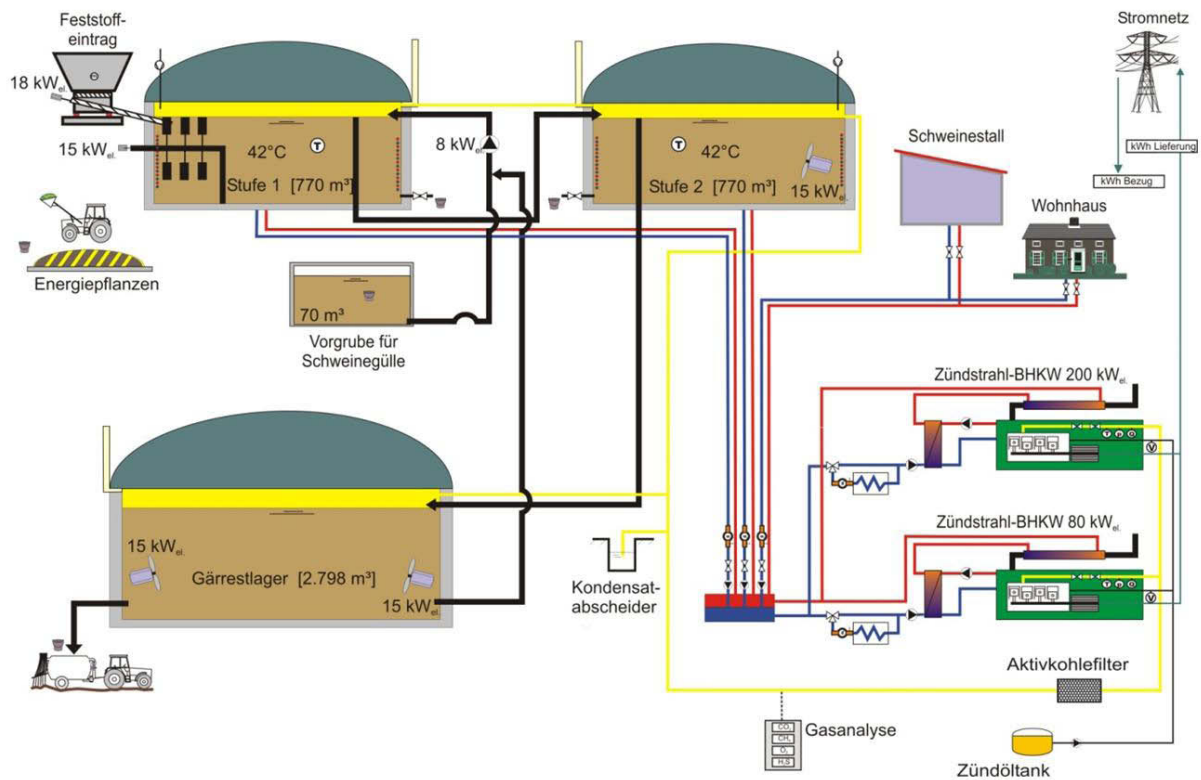
Anhang 13: Fließbild der Anlagenvariante 09_2007 (Quelle: Effenberger et al. 2009)



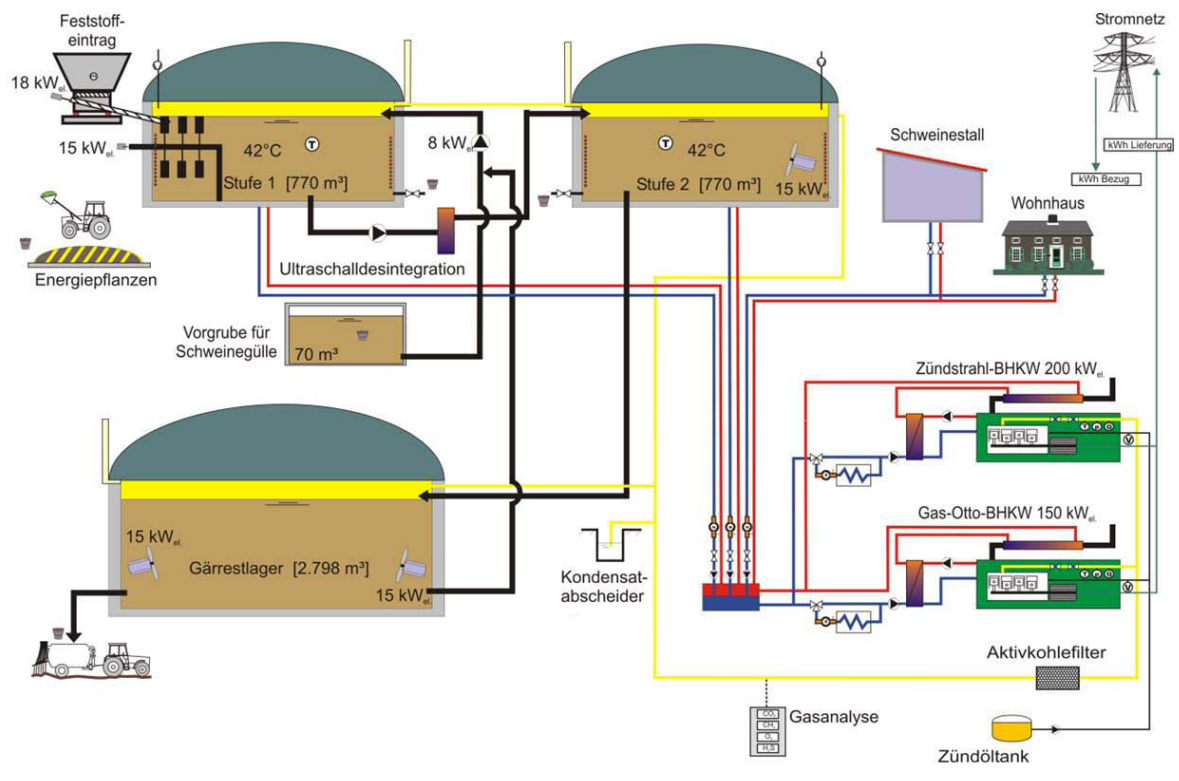
Anhang 14: Fließbild der Anlagenvariante 09_2010 (Quelle: Ebertseder et al. 2011)



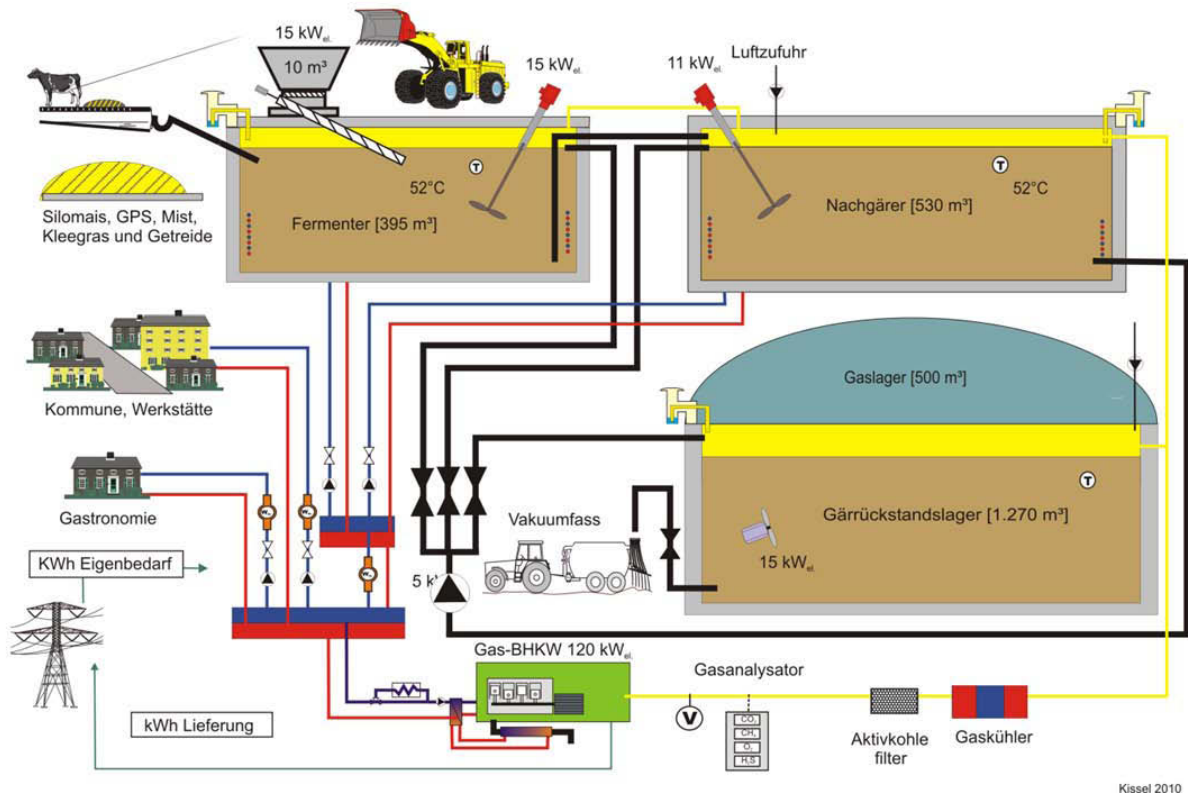
Anhang 15: Fließbild der Anlagenvariante 10_2007 (Quelle: Effenberger et al. 2009)



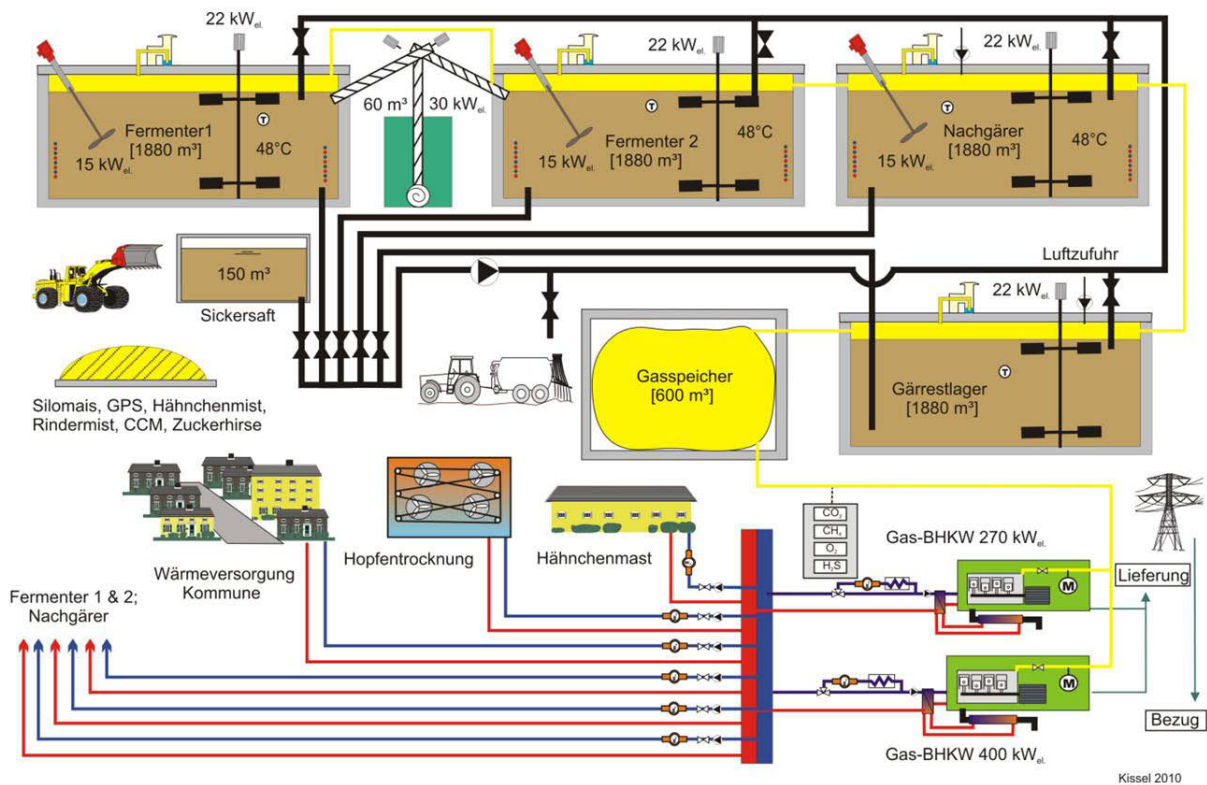
Anhang 16: Fließbild der Anlagenvariante 10_2010 (Quelle: Ebertseder et al. 2011)



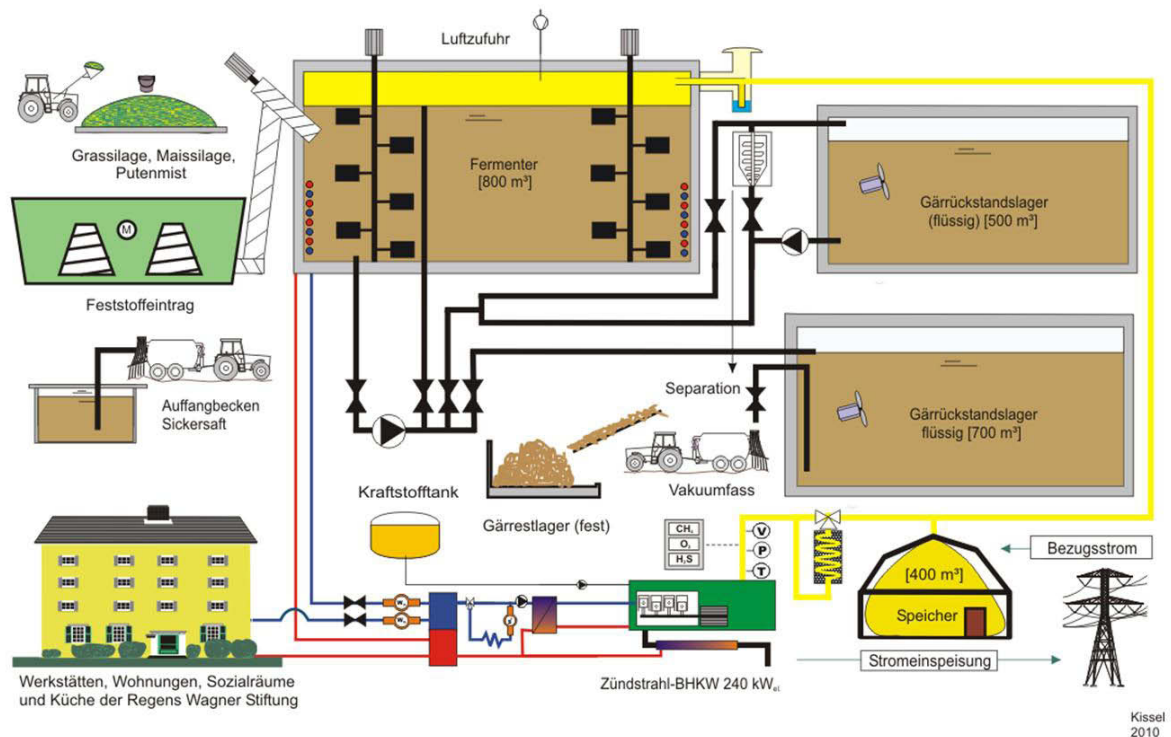
Anhang 17: Fließbild der Anlagenvariante 11_2010 (Quelle: Ebertseder et al. 2012)



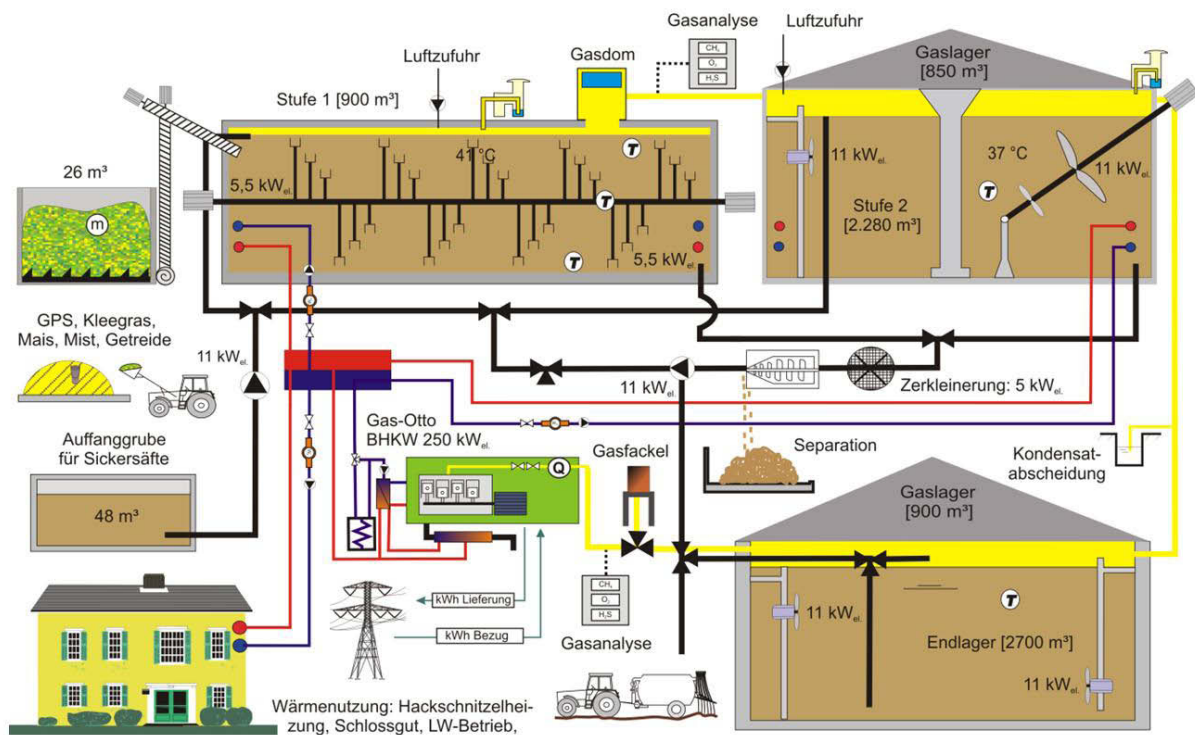
Anhang 18: Fließbild der Anlagenvariante 12_2010 (Quelle: Ebertseder et al. 2012)



Anhang 21: Fließbild der Anlagenvariante 15_2010 (Quelle: Ebertseder et al. 2012)



Anhang 22: Fließbild der Anlagenvariante 16_2010 (Quelle: Ebertseder et al. 2012)



Anhang 23: Nutzung der BHKW-Abwärme

Anlagen ID	Nutzung der Motorabwärme
01_2007	Wohnhäuser, Wirtschaftsgebäude
02_2007	Wohnhäuser, Wirtschaftsgebäude, Gewerbebetrieb, Gewächshaus, Trocknung
03_2007	Wohnhäuser, Wirtschaftsgebäude
04_2007	Wohnhaus, mobile Scheitholztrocknung, Hähnchenmaststall
05_2007	Wohnhäuser, Wirtschaftsgebäude
06_2007	Fernwärmenetz
06_2010	Fernwärmenetz
07_2007	Wohnhäuser, Wirtschaftsgebäude
07_2010	Wohnhäuser, Wirtschaftsgebäude, Industriebetrieb
08_2007	Wohnhäuser, Wohnheim, Scheitholztrocknung
08_2010	Wohnhäuser, Wohnheim, Scheitholztrocknung
09_2007	-
09_2010	Scheitholztrocknung
10_2007	Wohnhaus, Schweinestall
10_2010	Wohnhaus, Schweinestall, Fernwärmeleitung
11_2010	Gastronomie, kommunale Gebäude, Werkstätte
12_2010	kommunale Gebäude, Trocknung, Hähnchenmast
13_2010	Fernwärmenetz, Vorwärmung Verbrennungsluft für Hackschnitzelheizanlage
14_2010	Wohnhäuser, Werkstatt, Trocknung f. Heu, Getreide und Hackschnitzel
15_2010	Wohnheim, Werkstätten
16_2010	Wohn- und Betriebsgebäude, Vorwärmung Verbrennungsluft für Hackschnitzelheizanlage

Anhang 24: Übersicht über die auf den Biogasanlagen erfassten Betriebsdaten (Kenngrößen) in den Bereichen Biogasproduktion und –verwertung verändert nach (Effenberger et al. 2009))

Objekt /Stoffstrom Eigenschaft	Betriebstagebuch	Datenlogger	Sonstiges
Häufigkeit der Erfassung	täglich	je nach Messintervall	
Zeitstempel der Erfassung	x	x	
Eintragsvorrichtung			
Betriebsstunden	x		
Strombedarf (kWh)	(x)	(x)	Einzelmessungen
Intervall und Laufzeit	x		
Menge Eintrag (kg)	x	(x)	
Laboranalyse Substrate			monatlich
Gärbehälter			
Wärmebedarf (kWh)	(x)		
Gärbehälter /Gärgemisch			
Gärtemperatur (°C)	x		
Füllstand	(x)		
Entnahme Rückführung	(x)		
Laboranalyse Gärs substrate			monatlich
Gärbehälter /Biogas			
Methangehalt (Vol.-%)	(x)	(x)	
CO ₂ -Gehalt (Vol.-%)	(x)	(x)	
O ₂ -Gehalt (Vol.-%)	(x)	(x)	
H ₂ S-Gehalt (ppm)	(x)	(x)	
H ₂ -Gehalt (ppm)	(x)	(x)	
Gasmenge (m ³ oder kg)	(x)	(x) [*]	
Gärbehälter /Rührwerke			
Betriebsstunden	x	(x)	
Strombedarf	(x)	(x)	Einzelmessungen
Intervall und Laufzeit	x	(x)	
Gassack /Füllstand	(x)		
BHKW			
Betriebsstunden	x		
Zündölverbrauch (l)	(x)		aus Lieferscheinen
BHKW-Wärme (kWh)	(x)		
BHKW-Strom (kWh)	x	(x)	
Stromeinspeisung (kWh)	x	(x)	aus Jahresabrechnung
BHKW /Biogas			
Gasmenge (m ³ oder kg)	x	(x) [*]	
Methangehalt (Vol.-%)	x	x	
CO ₂ -Gehalt (Vol.-%)	(x)	(x)	
O ₂ -Gehalt (Vol.-%)	x	x	
H ₂ S-Gehalt (ppm)	x	x	
H ₂ -Gehalt (ppm)	(x)	(x)	
Gastemperatur (°C)	(x)	(x) [*]	
Gasüberdruck (hPa)	(x)	(x) [*]	
Gasfackel			
Gasmenge (m ³)	(x)		
Betriebsstunden	(x)		
Gärrestlager			
Entnahme flüssig (m ³)	x		
Entnahme fest (t)	(x)		
Entnahme Rückführung (m ³)	(x)		
Gärrestseparator			
Betriebsstunden	(x)		
Strombedarf (kWh)	(x)		
Pumpen			
Betriebsstunden	(x)		
Strombedarf (kWh)	(x)		
Weitere Aggregate			
Betriebsstunden	(x)	(x)	
Strombedarf (kWh)	(x)	(x)	

^{*}) Zwölfstundenmittel bzw. -summe auf Basis kontinuierlicher Messung; x = auf allen Anlagen; (x) = soweit vorhanden

Anhang 25: Arbeitsgänge und Dieselverbrauch beim Energiepflanzenanbau

Verfahren	l Diesel	Bezugsgröße	Quelle
Wirtschaftsdüngerausbringung ab Feld			
Vakuumtankwagen, Prallkopf	0,25	m³ GR	[1]
Pumptankwagen, Schleppschlauch	0,55	m³ GR	[1]
Pumptankwagen, Schleppschuh	0,93	m³ GR	[1]
Injektionsgrubber	1,29	m³ GR	[1]
Transport der Wirtschaftsdünger und Gärreste			
Gärresttransport	0,06	m³ GR * km	[1]
Grundbodenbearbeitung			
Pflügen	26	ha	[2] S. 9, (g, m, 2 ha)
Saatbeetbereitung			
mit Saatbeetkombination	6,70	ha	[2] S. 10, (g, m, 2 ha)
Bestellung			
Kreiseleggensaat	12,40	ha	[2] S. 14, (g, m, 2 ha)
Einzelkornsaat von Mais	2,30	ha	[2] S. 17, (g, m, 2 ha)
Säen mit Sämaschine	3,80	ha	[2] S. 15, (g, m, 2 ha)
Einzelkornsaat von Zuckerrüben	3,50	ha	[2] S. 16, (g, m, 2 ha)
Übersaat von Gras, pneumatisch mit Striegel	8,00	ha	[1]
Walzen	4,60	ha	[2] S. 11, (80 kg*ha-1, 2 ha)
Pfanzpflege			
Chemische Pflanzenschutzmaßnahme ab Hof	1,55	300 l PSM* ha	[2] S. 18, (g, m, 2 ha); Mittelwert aus 200 und 400L
Mineraldüngerausbringung			
Mineralische Düngung ab Hof	0,01	t Mineraldünger	[2] S. 11, (g, 2 ha)
Ernte Energiepflanzen			
Mähen mit Rotationsmäherwerk mit Aufbereiter	0,60	t FM	[2] S. 24, (g, 2 ha, Mittelwert über die drei Ertragsstufen 6,3-16-31 t FM)
Wenden mit Kreiselzettschwader	0,23	t FM	[2] S. 24, (g, 2 ha, Mittelwert aus den drei Ertragsstufen)
Schwaden mit Kreiselchwader	0,29	t FM	[2] S. 24, (g, 2 ha, Mittelwert aus den drei Ertragsstufen)
Anwekgut Feldhäcksler	1,36	t FM	[2] S. 18, (g, 2 ha, Mittelwert aus den drei Ertragsstufen)
Grasernie gesamt	2,48	t FM	Summe
Mähdrusch von Körnermais	2,09	t FM	[2] S. 20, (g, 2 ha, Mittelwert f. zwei Ertragsstufen 7-12 t FM*ha-1)
Zerkleinern von Maiskörnern mit Mühle	0,80	t FM	[5]
Mähdrusch und Zerkleinern	2,89	t FM	Summe
Mähdrusch von Weizen, Roggen, Triticale	2,45	t FM	[2] S. 20, (g, 2 ha, Mittelwert f. zwei Ertragsstufen 6-8-10 t FM*ha-1)
Schroten von Getreide mit Mühle	1,05	t FM	[5]
Mähdrusch und Zerkleinern	3,50	t FM	Summe
Silomais, Feldhäcksler	0,94	t FM	[3]
Ganzpflanzensilage, Feldhäcksler	0,86	t FM	[2] S. 28, (g, 2 ha, Mittelwert aus zwei Ertragsstufen 20-30 t*ha-1)
Futterrüben roden und laden	1,04	t FM	[2] S. 23, (g, 2 ha, Ertrag 60 t*ha-1)
Transport Energiepflanzen			
Transport Silagen	0,09*x*0,22	t FM * km	[3], x=einfache Entfernung in km
Transport Korn	0,05	t FM * km	[2] S. 21, (g, 2 ha, Mittelwert f. 3,5-8-12 t FM*km-1)
Transport Futterrüben	0,04	t FM * km	[2] S. 23, (g, 2 ha, pro t FM und km)
Silivorgang Energiepflanzen			
Silage festfahren	0,48	t FM	[3]
Stoppelbearbeitung			
Stoppelgrubbern, flach	9,00	ha	[2] S. 8, (g, 2 ha, Mittelwert f. 3,5-8-12 t*km-1)
Transport Silo/Lager - Einbringung			
Transport mit Radlader oder Traktor	0,27	t FM (abzögl. Silageverluste)	[4] Mittelwert Traktor und Radlader

[1] KTBL-Dieselbedarfsrechner, 2011

[2] KTBL 2005

[3] Strobl 2008

[4] KTBL 2006

[5] Verband der Landwirtschaftskammern e.V. 2009

Anhang 26: Hektarerträge und Lagerverluste der Energiepflanzen (KTBL 2005, KTBL 2008)

Energiepflanze	mittlere Erträge in t FM/ha	Angenommene Lagerverluste in %
Silomais	50	13
Getreideganzpflanze	40	10
Grünland	28,6	10
Getreidekörner	8	0,1
Maiskörner	14	9
Kleegras	28,6	10
Sudangras	54	10
Zuckerrüben	60	20

Anhang 27: Abschätzung der Treibhausgasemissionen und des fossilen Energieverbrauchs für die Bereitstellung der zum NawaRo-Anbau eingesetzten Landmaschinen

		Einheit	Quelle
Materialeinsatz Traktor und Pflug	1,28	kg*ha ⁻¹	Hülsbergen, 2003
Energieäquivalent in MJ	108	MJ*kg ⁻¹	Hülsbergen, 2003
Umrechnung Energieäquivalent in kWh	30	kWh*kg ⁻¹	
Energieäquivalent für Traktor und Pflug	38,4	kWh*ha ⁻¹	
<i>Annahme: Herstellungsenergie bereitgestellt in Form fossiler Brennstoffe wie Heizöl/Diesel</i>			
Fossile Energie zur Bereitstellung von Diesel	11,40	kWh _{fossil} *l ⁻¹	GEMIS 2011
dem Energieäquivalent entsprechende Menge Diesel	3,37	l*ha ⁻¹	
Treibhausgasemissionsfaktor für Diesel	3,14	kg CO ₂ *l ⁻¹	GEMIS 2011
Emissionen für die Materialbereitstellung	10,56	kg CO ₂ *ha ⁻¹	
<i>Umrechnung von Hektarbezug auf Strombezug</i>			
Stromertrag pro Hektar bei einem mittleren Silomaisertrag	13.000	kWh _{el}	
Annahme: für Mais sind 8 Arbeitsgänge notwendig, die einem Traktor mit Pflug entsprechen	8		
Fossiler Energieverbrauch bezogen auf Biogasstrom	0,0185	kWh _{fossil} *kWh _{el} ⁻¹	
Treibhausgasemissionen bezogen auf Biogasstrom	6,50	g CO ₂ *kWh _{el} ⁻¹	

Anhang 28: Annahme zu den Nährstoff- und Trockenmassegehalten der eingesetzten Substrate zum Erntezeitpunkt

Energiepflanze	SM	GPS	GL	GK	MK	KG	SG	ZR
Ertrag in t FM *ha ⁻¹	50	35	20	7	14	26,6	55	60
TM-Gehalt (%)	35	30	35	86	60	35	27	23
N-Gehalt in kg*(t FM) ⁻¹	4,1	5,7	8,4	21,1	10	10	5	1,8
Datenquelle	[1]	[1]	[1]	[1]	[1]	[2]	[3]	[1]

Abk.: SM: Silomais; GPS: Getreideganzpflanzensilage; GL: Grünland; GK: Getreidekörner; MK: Maiskörner; KG: Klee gras; SG: Sudangras; ZR: Zuckerrüben; TM: Trockenmasse; FM: Frischmasse; N: Stickstoff

- [1] KTBL 2008
- [2] Schulze o.J. [2006]
- [3] KTBL 2006

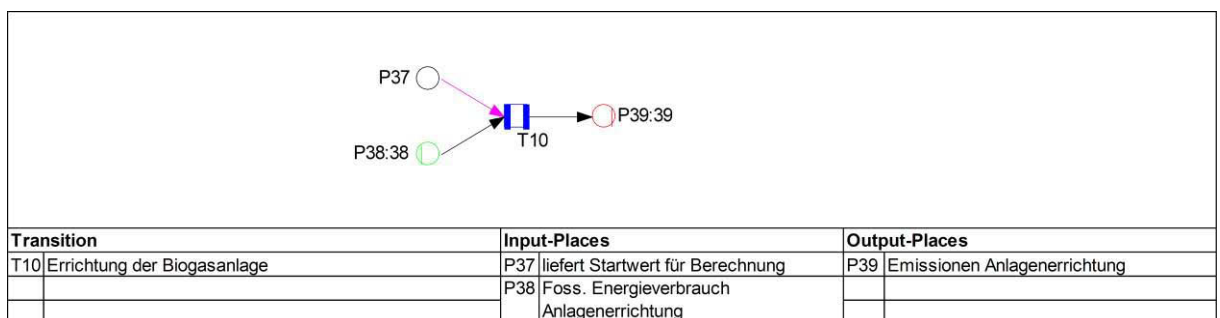
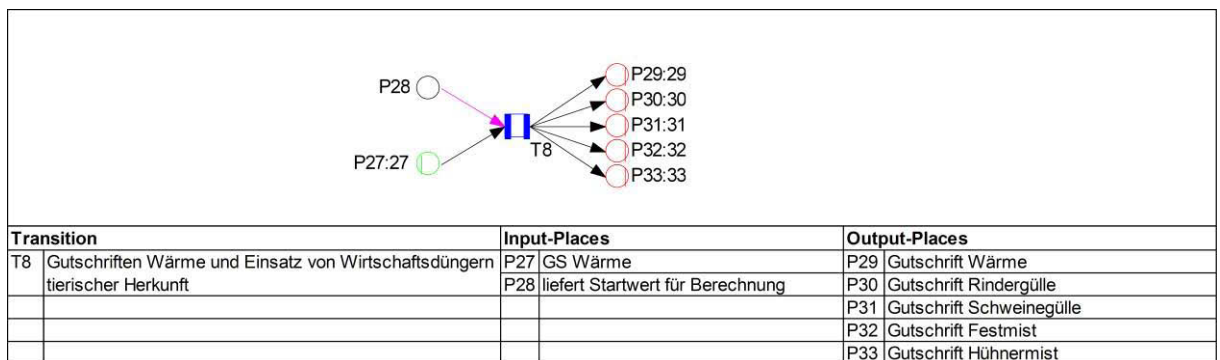
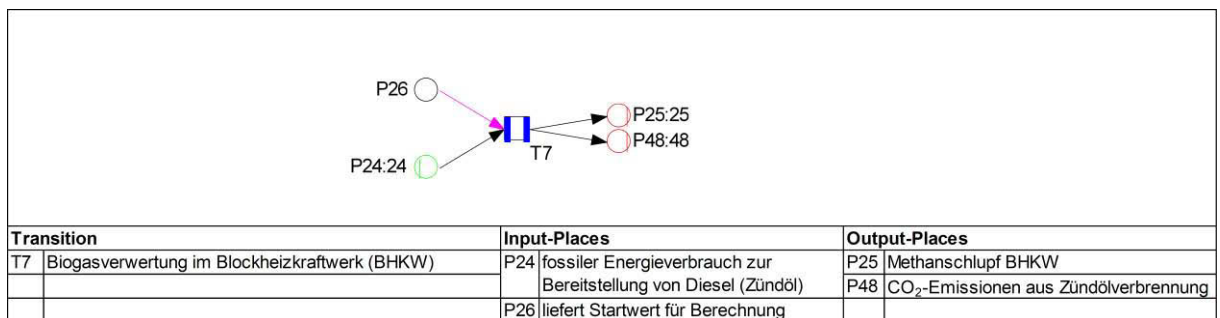
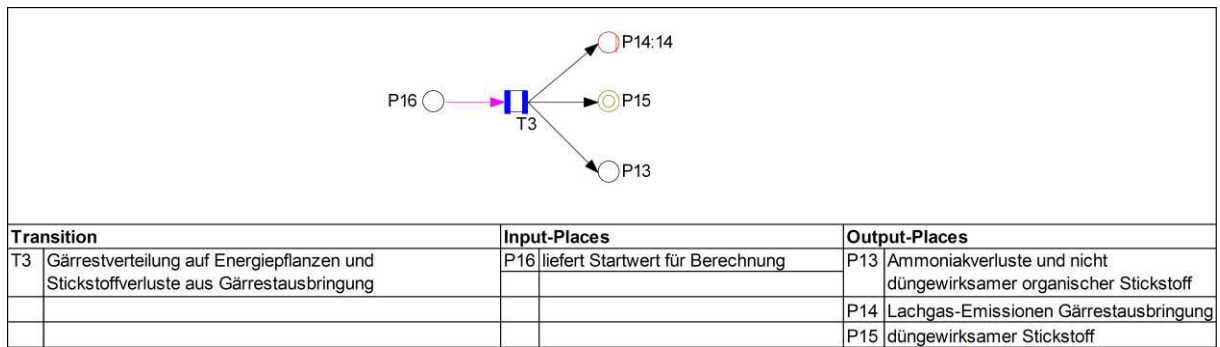
Anhang 29: Ammoniakverluste bezogen auf Ammoniak-N bei der Gärrestausbringung in Abhängigkeit von der Lufttemperatur

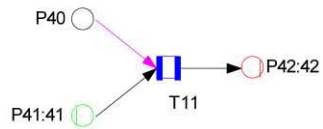
Lufttemperatur in °C	Ammoniakverluste in % von Ammoniak-N	Quelle
5	10	KTBL 2005, S. 266, (Werte f. Schweingülle)
10	20	KTBL 2005, S. 266, (Werte f. Schweingülle)
15	26	KTBL 2005, S. 266, (Werte f. Schweingülle)
20	42	interpoliert
25	70	KTBL 2005, S. 266, (Werte f. Schweingülle)

Anhang 30: Datengrundlage Anlagenerrichtung

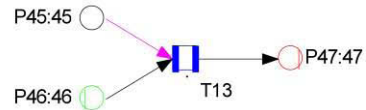
Baumaterial		Anlagenvariante																							
		01_2007	02_2007	03_2007	04_2007	05_2007	06_2007	06_2010	07_2007	07_2010	08_2007	08_2010	09_2007	09_2010	10_2007	10_2010	11_2010	12_2010	13_2010	14_2010	15_2010	16_2010			
Beton f. Bauwerke	kg*kWh _{el} ⁻¹	0,02390	0,02514	0,01081	0,01324	0,01101	0,00853	0,00633	0,01377	0,01452	0,02712	0,01470	0,02270	0,02012	0,02032	0,01876	0,01270	0,00919	0,02163	0,02669	0,00606	0,01292			
	Baustahl																								
	kg*kWh _{el} ⁻¹	0,00076	0,00082	0,00035	0,00043	0,00117	0,00128	0,00095	0,00044	0,00046	0,00087	0,00047	0,00073	0,00064	0,00065	0,00060	0,00041	0,00029	0,00069	0,00085	0,00019	0,00043			
	Stahl für Technik																								
	kg*kWh _{el} ⁻¹	0,00063	0,00066	0,00048	0,00052	0,00078	0,00044	0,00032	0,00066	0,00061	0,00092	0,00051	0,00062	0,00055	0,00044	0,00048	0,00059	0,00051	0,00113	0,00051	0,00081	0,00071			
Siloplatte + befestigte Fläche	m ² *kWh _{el} ⁻¹	0,00002	0,00003	0,00003	0,00002	0,00003	0,00002	0,00001	0,00003	0,00002	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003	0,00002	0,00002	0,00002	0,00002	0,00003	0,00002	0,00003	0,00004			
Kumulierter Energieaufwand und Treibhausgasemissionen spezifisch		Quelle: Ecoinvent 2.2 nach Althaus und Lehmann (2011)																							
Beton C 25/30	kWh _{oss} *kg ⁻¹	0,134																							
Beton C 25/30	kg CO ₂ e*kg ⁻¹	0,067																							
Armierungsstahl, Recyclinggutschrift 85%	kWh _{oss} *kg ⁻¹	4,34																							
Armierungsstahl, Recyclinggutschrift 85%	kg CO ₂ e*kg ⁻¹	0,89																							
Stahl, niedriglegiert, Recyclinggutschrift 85%	kWh _{oss} *kg ⁻¹	4,60																							
Stahl, niedriglegiert, Recyclinggutschrift 85%	kg CO ₂ e*kg ⁻¹	0,96																							
Siloplatte + befestigte Fläche	kWh _{oss} *m ²	1,063																							
Siloplatte + befestigte Fläche	kg CO ₂ e*m ²	26,74																							
Kumulierter Energieaufwand																									
Beton f. Bauwerke	kWh _{oss} *kWh _{el} ⁻¹	0,0032	0,0034	0,00	0,0018	0,0015	0,0011	0,0009	0,0019	0,0020	0,0036	0,0020	0,0030	0,0027	0,0027	0,0025	0,0017	0,0012	0,0029	0,0036	0,0008	0,0017			
Baustahl	kWh _{oss} *kWh _{el} ⁻¹	0,0033	0,0036	0,0015	0,0019	0,0051	0,0056	0,0041	0,0019	0,0020	0,0038	0,0020	0,0032	0,0028	0,0028	0,0026	0,0018	0,0013	0,0030	0,0037	0,0008	0,0019			
Stahl für Technik	kWh _{oss} *kWh _{el} ⁻¹	0,0029	0,0030	0,0022	0,0024	0,0036	0,0020	0,0015	0,0030	0,0028	0,0042	0,0024	0,0029	0,0025	0,0020	0,0022	0,0027	0,0024	0,0052	0,0023	0,0037	0,0033			
Siloplatte	kWh _{oss} *kWh _{el} ⁻¹	0,0244	0,0298	0,0309	0,0259	0,0345	0,0178	0,0142	0,0328	0,0224	0,0266	0,0282	0,0358	0,0328	0,0248	0,0227	0,0249	0,0259	0,0271	0,0186	0,0351	0,0379			
Summe	kWh _{oss} *kWh _{el} ⁻¹	0,034	0,040	0,036	0,032	0,045	0,027	0,021	0,040	0,029	0,038	0,035	0,045	0,041	0,032	0,030	0,031	0,031	0,038	0,028	0,041	0,045			
Treibhauseffekt																									
Beton f. Bauwerke	kg CO ₂ e*kWh _{el} ⁻¹	0,0016	0,0017	0,0007	0,0009	0,0007	0,0006	0,0004	0,0009	0,0010	0,0018	0,0010	0,0015	0,0013	0,0014	0,0013	0,0009	0,0006	0,0014	0,0018	0,0004	0,0009			
Baustahl	kg CO ₂ e*kWh _{el} ⁻¹	0,0007	0,0007	0,0003	0,0004	0,0010	0,0011	0,0008	0,0004	0,0004	0,0008	0,0004	0,0006	0,0006	0,0006	0,0005	0,0004	0,0003	0,0006	0,0008	0,0002	0,0004			
Stahl für Technik	kg CO ₂ e*kWh _{el} ⁻¹	0,0006	0,0006	0,0005	0,0005	0,0007	0,0004	0,0003	0,0006	0,0006	0,0009	0,0005	0,0006	0,0005	0,0004	0,0005	0,0006	0,0005	0,0011	0,0005	0,0008	0,0007			
Siloplatte	kg CO ₂ e*kWh _{el} ⁻¹	0,0006	0,0007	0,0008	0,0007	0,0009	0,0004	0,0004	0,0008	0,0006	0,0007	0,0007	0,0009	0,0008	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0007	0,0005	0,0009	0,0010			
Summe	kg CO ₂ e*kWh _{el} ⁻¹	0,003	0,004	0,002	0,002	0,003	0,003	0,002	0,003	0,003	0,004	0,003	0,004	0,003	0,003	0,003	0,002	0,002	0,004	0,004	0,002	0,003			

Anhang 31: Dokumentation des Stoffstromnetzes





Transition		Input-Places	Output-Places
T11	Erzeugung von Fremdstrom zum Anlagenbetrieb	P40 liefert Startwert für Berechnung	P42 Emissionen aus der Bereitstellung von Fremdstrom
		P41 foss. Energieverbrauch zur Bereitstellung von Fremdstrom	



Transition		Input-Places	Output-Places
T13	Bereitstellung von Saatgut und Pflanzenschutzmittel (PSM)	P45 liefert Startwert für Berechnung	P47 Emissionen der Bereitstellung von Saatgut und PSM
		P46 fossiler Energieverbrauch für Bereitstellung von Saatgut und PSM	

Anhang 32: Die Transitionen des Stoffstromnetzes mit In- und Outputs, Parameter und Zuordnungsvorschrift

Transition 1:

Input / Output		Parameters		Allocation Rules		Cost Center Costs		Cost Drivers		Referenced Stocks		Constraints				
Var	Place	Material	B. Unit	DQ		Var	Place	Material	B. Unit	DQ		Var	Place	Material	B. Unit	DQ
X0	P1	▲ Manueller Wert zum Berechnungsstart	Einheits	●		Y00	P4	▲ Biogas	kg	●						
X00	P2	▲ Wirtschaftsdünger flüssig	kg	●		Y01	P6	▲ Gärrest	kg	●						
X01	P2	▲ Wirtschaftsdünger fest	kg	●		Y02	P5	▲ Methan in kg CO2e	kg	●						
X02	P3	▲ Maissilage	kg	●												
X03	P3	▲ GPS1	kg	●												
X04	P3	▲ GPS2	kg	●												
X05	P3	▲ GPS3	kg	●												
X06	P3	▲ Grassilage	kg	●												
X07	P3	▲ Getreide	kg	●												
X08	P3	▲ Maiskoerner	kg	●												
X09	P3	▲ Sudangrassilage	kg	●												
X10	P3	▲ Zuckerrüben	kg	●												
X11	P3	▲ Kleegrassilage	kg	●												

Input / Output		Parameters		Allocation Rules		Cost Center Costs		Cost Drivers		Referenced Stocks		Constraints					
Var	Name	Quantity	Unit	DQ	Description	Var	Name	Quantity	Unit	DQ	Description	Var	Name	Quantity	Unit	DQ	Description
C00	● Menge flüssiger Wirtschaftsdünger	1.162827963241	kg/kWhel	●													
C01	● Menge Festmist	0.1275857003034	kg/kWhel	●													
C02	● Menge Mais	1.314539993279	kg/kWhel	●													
C03	● Menge GPS1	0	kg/kWhel	●													
C04	● Menge GPS2	0	kg/kWhel	●													
C05	● Menge GPS3	0.2267283704035	kg/kWhel	●													
C06	● Menge Gras	0.2934469727069	kg/kWhel	●													
C07	● Menge Getreidekorn	0.1736211909155	kg/kWhel	●													
C08	● Menge Maiskorn	0	kg/kWhel	●													
C09	● Menge Sudangras	0	kg/kWhel	●													
C10	● Menge Zuckerrübe	0	kg/kWhel	●													
C11	● Menge Klee gras	0	kg/kWhel	●													
C12	● Menge Biogas	0.6557005067212	kg/kWhel	●													
C13	● Menge Methanemissionen	0.03595045019843	kg/kWhel	●													

1

X00=X0*C00

2

X01=X0*C01

3

X02=X0*C02

4

X03=X0*C03

5

X04=X0*C04

6

X05=X0*C05

7

X06=X0*C06

8

X07=X0*C07

9

X08=X0*C08

10

X09=X0*C09

11

X10=X0*C10

12

X11=X0*C11

13

14

Y00=X0*C12

15

Y02=X0*C13*N21

16

Y01=X0*(C00+C01+C02+C03+C04+C05+C06+C07+C08+C09+C10+C11-C12-C13)

Transition 2:

Input / Output				Parameters	Allocation Rules	Cost Center Costs	Cost Drivers	Referenced Stocks	Constraints
Var	Place	Material	B. Unit	DQ					
X00	P6	▲ Gärrest	kg	●					
X01	P7	▲ KEA, Fossil gesamt (kWh)	kWh	●					

Var	Place	Material	B. Unit	DQ	
Y00	P8	▲ Gärrest an Lieferanten Wirtschaftsdünger	kg	●	
Y01	P9	▲ Gärrest aus Leguminosenanbau	kg	●	
Y02	P10	▲ Gärrest	kg	●	
Y03	P11	▲ Kohlendioxid, fossil (L)	kg	●	
Y04	P12	▲ Methan in kg CO2e	kg	●	

Input / Output		Parameters	Allocation Rules	Cost Center Costs	Cost Drivers	Referenced Stocks	Constraints
Var	Name	Quantity	Unit	DQ	Description		
C00	● N-Anteil aus Widue	0.3118954459146	abs	●			
C01	● Dieserverbrauch Gaerresttransport	0.18	l/t GR	●			
C02	● Dieserverbrauch Gaerrestauebringung	0.3966666666667	l/t GR	●			
C03	● KEAfoes von Diesel	11.4	kWh/l	●			
C04	● N-Anteil aus Leguminosen	0		●	200kg -20 kg - 12 Prozent Ammoniakverluste aus offenem Gärrestlager		
C05	● Methanemissionen bei offenem GRL	0	kg/tGR	●			



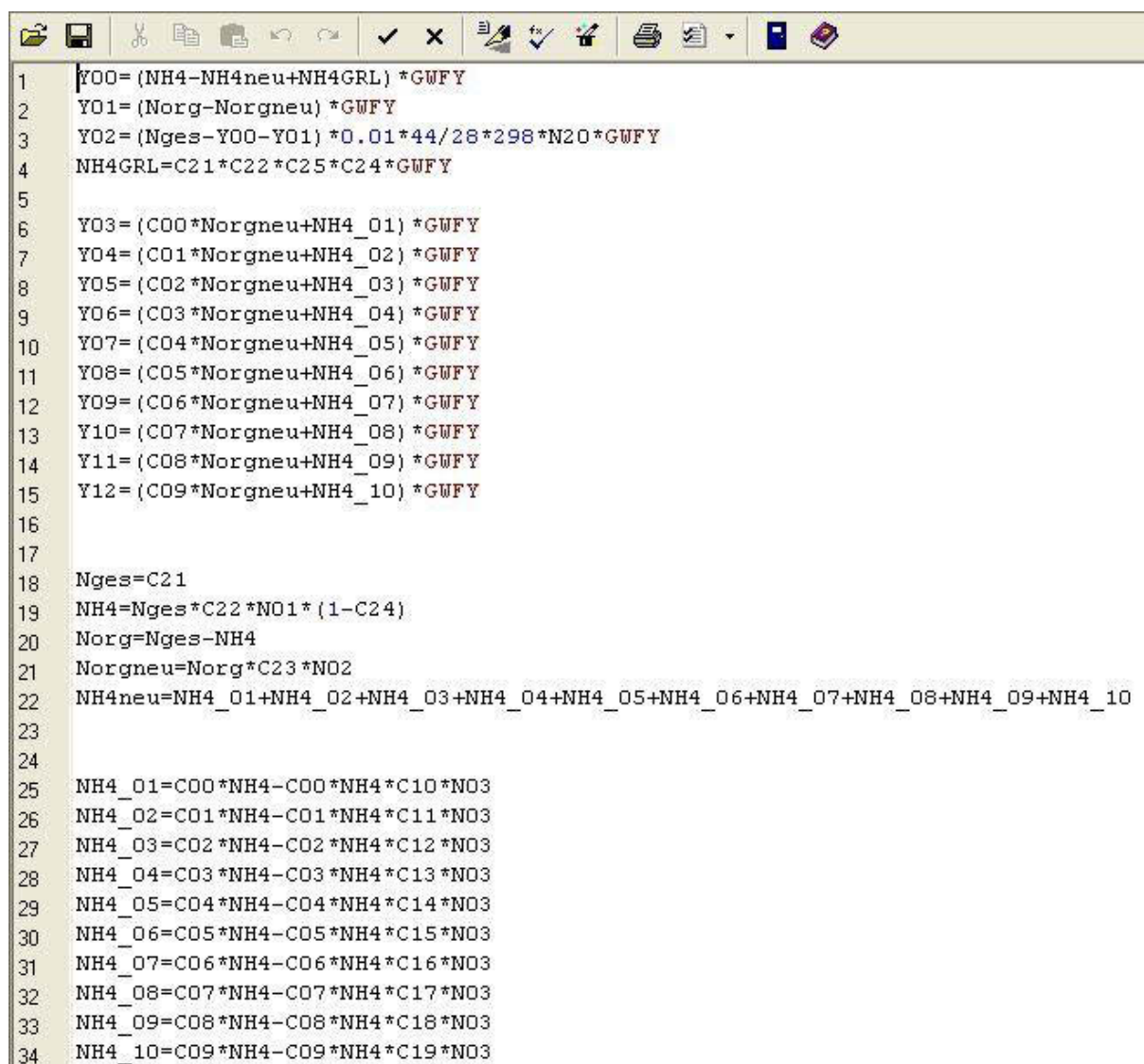
```

1 X01= (C01+C02) *C03 *GWFY/1000
2
3 Y00=C00*X00
4 Y01=C04*X00
5 Y02=X00-Y00-Y01
6 Y03= (C01+C02) *3.136/1000
7 Y04=C05*X00/1000*25*N09
8
9

```

Transition 3:

Input / Output		Parameters	Allocation Rules	Cost Center Costs	Cost Drivers	Referenced Stocks	Constraints
Var	Place	Material		B. Unit	DQ		
X01	P16	Startwert (zum Start der Berechnung) (1)		Einheiten			



```

1 Y00=(NH4-NH4neu+NH4GRL)*GWFY
2 Y01=(Norg-Norgneu)*GWFY
3 Y02=(Nges-Y00-Y01)*0.01*44/28*298*N20*GWFY
4 NH4GRL=C21*C22*C25*C24*GWFY
5
6 Y03=(C00*Norgneu+NH4_01)*GWFY
7 Y04=(C01*Norgneu+NH4_02)*GWFY
8 Y05=(C02*Norgneu+NH4_03)*GWFY
9 Y06=(C03*Norgneu+NH4_04)*GWFY
10 Y07=(C04*Norgneu+NH4_05)*GWFY
11 Y08=(C05*Norgneu+NH4_06)*GWFY
12 Y09=(C06*Norgneu+NH4_07)*GWFY
13 Y10=(C07*Norgneu+NH4_08)*GWFY
14 Y11=(C08*Norgneu+NH4_09)*GWFY
15 Y12=(C09*Norgneu+NH4_10)*GWFY
16
17
18 Nges=C21
19 NH4=Nges*C22*N01*(1-C24)
20 Norg=Nges-NH4
21 Norgneu=Norg*C23*N02
22 NH4neu=NH4_01+NH4_02+NH4_03+NH4_04+NH4_05+NH4_06+NH4_07+NH4_08+NH4_09+NH4_10
23
24
25 NH4_01=C00*NH4-C00*NH4*C10*N03
26 NH4_02=C01*NH4-C01*NH4*C11*N03
27 NH4_03=C02*NH4-C02*NH4*C12*N03
28 NH4_04=C03*NH4-C03*NH4*C13*N03
29 NH4_05=C04*NH4-C04*NH4*C14*N03
30 NH4_06=C05*NH4-C05*NH4*C15*N03
31 NH4_07=C06*NH4-C06*NH4*C16*N03
32 NH4_08=C07*NH4-C07*NH4*C17*N03
33 NH4_09=C08*NH4-C08*NH4*C18*N03
34 NH4_10=C09*NH4-C09*NH4*C19*N03

```

Transition 4:

Input / Output		Parameters	Allocation Rules	Cost Center Costs	Cost Drivers	Referenced Stocks	Constraints															
Var	Place	Material			B. Unit	DQ			Var	Place	Material			B. Unit	DQ							
X00	P17	▲	Maissilage			kg	●			Y00	P3	▲	Maissilage			kg	●					
X01	P17	▲	GPS1			kg	●			Y01	P3	▲	GPS1			kg	●					
X02	P17	▲	GPS2			kg	●			Y02	P3	▲	GPS2			kg	●					
X03	P17	▲	GPS3			kg	●			Y03	P3	▲	GPS3			kg	●					
X04	P17	▲	Grassilage			kg	●			Y04	P3	▲	Grassilage			kg	●					
X05	P17	▲	Getreide			kg	●			Y05	P3	▲	Getreide			kg	●					
X06	P17	▲	Maiskoerner			kg	●			Y06	P3	▲	Maiskoerner			kg	●					
X07	P17	▲	Sudangrassilage			kg	●			Y07	P3	▲	Sudangrassilage			kg	●					
X08	P17	▲	Zuckerrüben			kg	●			Y08	P3	▲	Zuckerrüben			kg	●					
X09	P17	▲	Kleegrassilage			kg	●			Y09	P3	▲	Kleegrassilage			kg	●					

Input / Output		Parameters	Allocation Rules	Cost Center Costs	Cost Drivers	Referenced Stocks	Constraints
Var	Name	Quantity			Unit	DQ	Description
► C00	● Lagerverlust Mais (abs)	0.13				●	
C01	● Lagerverlust GPS1 (abs)	0.1				●	
C02	● Lagerverlust GPS2 (abs)	0.1				●	
C03	● Lagerverlust GPS3 (abs)	0.1				●	
C04	● Lagerverlust Grünland (abs)	0.1				●	
C05	● Lagerverlust Getreidekorn (abs)	0.001				●	
C06	● Lagerverlust Maiskorn (abs)	0.09				●	
C07	● Lagerverlust Sudangras (abs)	0.1				●	
C08	● Lagerverlust Zuckerrübe (abs)	0.2				●	
C09	● Lagerverlust Klee gras(abs)	0.1				●	

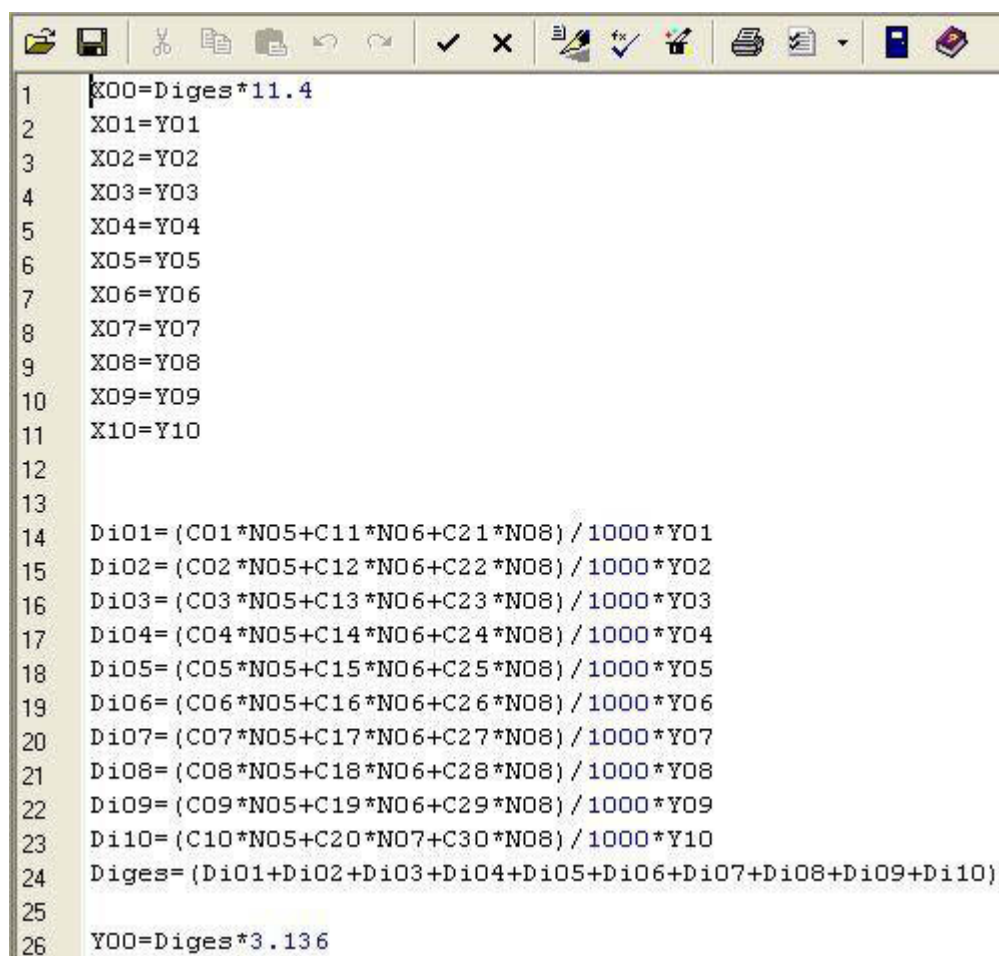
1	X00=Y00/ (1-C00*N04)
2	X01=Y01/ (1-C01*N04)
3	X02=Y02/ (1-C02*N04)
4	X03=Y03/ (1-C03*N04)
5	X04=Y04/ (1-C04*N04)
6	X05=Y05/ (1-C05*N04)
7	X06=Y06/ (1-C06*N04)
8	X07=Y07/ (1-C07*N04)
9	X08=Y08/ (1-C08*N04)
10	X09=Y09/ (1-C09*N04)

Transition 5:

Input / Output		Parameters	Allocation Rules	Cost Center Costs	Cost Drivers	Referenced Stocks	Constraints
Var	Place	Material		B. Unit	DQ		
X00	P18	▲ KEA, fossil gesamt (kWh)		kWh	●		
X01	P19	▲ Maissilage		kg	●		
X02	P19	▲ GPS1		kg	●		
X03	P19	▲ GPS2		kg	●		
X04	P19	▲ GPS3		kg	●		
X05	P19	▲ Grassilage		kg	●		
X06	P19	▲ Getreide		kg	●		
X07	P19	▲ Maiskoerner		kg	●		
X08	P19	▲ Sudangrassilage		kg	●		
X09	P19	▲ Zuckerrüben		kg	●		
X10	P19	▲ Kleegrassilage		kg	●		

Var	Place	Material		B. Unit	DQ		
Y00	P21	▲ Kohlendioxid, fossil (L)		kg	●		
Y01	P17	▲ Maissilage		kg	●		
Y02	P17	▲ GPS1		kg	●		
Y03	P17	▲ GPS2		kg	●		
Y04	P17	▲ GPS3		kg	●		
Y05	P17	▲ Grassilage		kg	●		
Y06	P17	▲ Getreide		kg	●		
Y07	P17	▲ Maiskoerner		kg	●		
Y08	P17	▲ Sudangrassilage		kg	●		
Y09	P17	▲ Zuckerrüben		kg	●		
Y10	P17	▲ Kleegrassilage		kg	●		

Input / Output		Parameters	Allocation Rules	Cost Center Costs	Cost Drivers	Referenced Stocks	Constraints
Var	Name	Quantity	Unit	DQ	Description		
C00	● Biobetrieb ja/nein 1/0	0		●			
C01	● Dieselverbrauch Bodenbearbeitung 01	0.91225	l/t FM	●			
C02	● Dieselverbrauch Bodenbearbeitung 02	1.1775	l/t FM	●			
C03	● Dieselverbrauch Bodenbearbeitung 03	1.1775	l/t FM	●			
C04	● Dieselverbrauch Bodenbearbeitung 04	1.1775	l/t FM	●			
C05	● Dieselverbrauch Bodenbearbeitung 05	0.03759615384615	l/t FM	●			
C06	● Dieselverbrauch Bodenbearbeitung 06	6.07625	l/t FM	●			
C07	● Dieselverbrauch Bodenbearbeitung 07	3.254821428571	l/t FM	●			
C08	● Dieselverbrauch Bodenbearbeitung 08	0.87902777777778	l/t FM	●			
C09	● Dieselverbrauch Bodenbearbeitung 09	0.80625	l/t FM	●			
C10	● Dieselverbrauch Bodenbearbeitung 10	0.6725786713287	l/t FM	●			
C11	● Dieselverbrauch Transport 01	0.493	l/t FM	●			
C12	● Dieselverbrauch Transport 02	0.493	l/t FM	●			
C13	● Dieselverbrauch Transport 03	0.493	l/t FM	●			
C14	● Dieselverbrauch Transport 04	0.493	l/t FM	●			
C15	● Dieselverbrauch Transport 05	0.493	l/t FM	●			
C16	● Dieselverbrauch Transport 06	0.1386904761905	l/t FM	●			
C17	● Dieselverbrauch Transport 07	0.1386904761905	l/t FM	●			
C18	● Dieselverbrauch Transport 08	0.493	l/t FM	●			
C19	● Dieselverbrauch Transport 09	0.1225	l/t FM	●			
C20	● Dieselverbrauch Transport 10	0.907	l/t FM	●			
C21	● Dieselverbrauch Ernte + Festfahren + Tr	1.65055	l/t FM	●			
C22	● Dieselverbrauch Ernte + Festfahren + Tr	1.57683333333333	l/t FM	●			
C23	● Dieselverbrauch Ernte + Festfahren + Tr	1.57683333333333	l/t FM	●			
C24	● Dieselverbrauch Ernte + Festfahren + Tr	1.57683333333333	l/t FM	●			
C25	● Dieselverbrauch Ernte + Festfahren + Tr	3.196611239119	l/t FM	●			
C26	● Dieselverbrauch Ernte + Festfahren + Tr	3.764735	l/t FM	●			
C27	● Dieselverbrauch Ernte + Festfahren + Tr	3.611030952381	l/t FM	●			
C28	● Dieselverbrauch Ernte + Festfahren + Tr	1.6585	l/t FM	●			
C29	● Dieselverbrauch Ernte + Festfahren + Tr	1.73533333333333	l/t FM	●			
C30	● Dieselverbrauch Ernte + Festfahren + Tr	3.196611239119	l/t FM	●			



```

1  X00=Diges*11.4
2  X01=Y01
3  X02=Y02
4  X03=Y03
5  X04=Y04
6  X05=Y05
7  X06=Y06
8  X07=Y07
9  X08=Y08
10 X09=Y09
11 X10=Y10
12
13
14 Di01=(C01*N05+C11*N06+C21*N08)/1000*Y01
15 Di02=(C02*N05+C12*N06+C22*N08)/1000*Y02
16 Di03=(C03*N05+C13*N06+C23*N08)/1000*Y03
17 Di04=(C04*N05+C14*N06+C24*N08)/1000*Y04
18 Di05=(C05*N05+C15*N06+C25*N08)/1000*Y05
19 Di06=(C06*N05+C16*N06+C26*N08)/1000*Y06
20 Di07=(C07*N05+C17*N06+C27*N08)/1000*Y07
21 Di08=(C08*N05+C18*N06+C28*N08)/1000*Y08
22 Di09=(C09*N05+C19*N06+C29*N08)/1000*Y09
23 Di10=(C10*N05+C20*N07+C30*N08)/1000*Y10
24 Diges=(Di01+Di02+Di03+Di04+Di05+Di06+Di07+Di08+Di09+Di10)
25
26 Y00=Diges*3.136
  
```

Transition 6:

Input / Output					Parameters	Allocation Rules	Cost Center Costs	Cost Drivers	Referenced Stocks	Constraints
Var	Place	Material			B. Unit	DQ				
X00	P22	▲ KEA, fossil gesamt (kWh)			kWh	●				
X01	P15	▲ wirksamer Stickstoff auf Mais			kg	●				
X02	P15	▲ wirksamer Stickstoff auf GPS1			kg	●				
X03	P15	▲ wirksamer Stickstoff auf GPS2			kg	●				
X04	P15	▲ wirksamer Stickstoff auf GPS3			kg	●				
X05	P15	▲ wirksamer Stickstoff auf Grünland			kg	●				
X06	P15	▲ wirksamer Stickstoff auf Getreidekorn			kg	●				
X07	P15	▲ wirksamer Stickstoff auf Maiskorn			kg	●				
X08	P15	▲ wirksamer Stickstoff auf Sudangras			kg	●				
X09	P15	▲ wirksamer Stickstoff auf Zuckerrübe			kg	●				
X10	P15	▲ wirksamer Stickstoff auf Klee gras			kg	●				

Var	Place	Material			B. Unit	DQ				
Y00	P20	▲ Kohlendioxid, fossil (L)			kg	●				
Y01	P19	▲ Maissilage			kg	●				
Y02	P19	▲ GPS1			kg	●				
Y03	P19	▲ GPS2			kg	●				
Y04	P19	▲ GPS3			kg	●				
Y05	P19	▲ Grassilage			kg	●				
Y06	P19	▲ Getreide			kg	●				
Y07	P19	▲ Maiskoerner			kg	●				
Y08	P19	▲ Sudangrassilage			kg	●				
Y09	P19	▲ Zuckerrüben			kg	●				
Y10	P19	▲ Klee grassilage			kg	●				
Y12	P23	▲ Lachgas in kg CO2-e			kg	●				

Input / Output					Parameters	Allocation Rules	Cost Center Costs	Cost Drivers	Referenced Stocks	Constraints
Var	Name	Quantity	Unit	DQ	Description					
C01	● Stickstoffanteil (abs) 01	0.004633		●						
C02	● Stickstoffanteil (abs) 02	0.00627		●						
C03	● Stickstoffanteil (abs) 03	0.00627		●						
C04	● Stickstoffanteil (abs) 04	0.00627		●						
C05	● Stickstoffanteil (abs) 05	0.008191048951049		●						
C06	● Stickstoffanteil (abs) 06	0.0211211		●						
C07	● Stickstoffanteil (abs) 07	0.0109		●						
C08	● Stickstoffanteil (abs) 08	0.0055		●						
C09	● Stickstoffanteil (abs) 09	0.00216		●						
C10	● Stickstoffanteil (abs) 10	0.011		●						
C11	● KEA Mineraldünger	14.0832939	kWh/kg N	●						
C12	● THG-Emissionen	6.95	kg CO2e/kg	●						
C13	● Grünland mineralisch gedüngt ja/nein 1/0	1		●						

1	Nminges=(Nmin01+Nmin02+Nmin03+Nmin04+Nmin05+Nmin06+Nmin07+Nmin08+Nmin09+Nmin10)*N22
2	Nmin01=C01*Y01-X01
3	Nmin02=C02*Y02-X02
4	Nmin03=C03*Y03-X03
5	Nmin04=C04*Y04-X04
6	Nmin05=(C05*Y05-X05)*C13
7	Nmin06=C06*Y06-X06
8	Nmin07=C07*Y07-X07
9	Nmin08=C08*Y08-X08
10	Nmin09=C09*Y09-X09
11	Nmin10=0
12	X00=Nminges*C11*GWFY
13	
14	Y00=Nminges*C12*GWFY
15	Y12=Nminges*0.01*44/28*298*N20*GWFY

Transition 7:

Var	Place	Material	B. Unit	DQ
X00	P26	Δ Startwert (zum Start der Berechnung) (1)	Einheiten	●
X01	P24	▲ KEA, fossil gesamt (kWh)	kWh	●

Var	Place	Material	B. Unit	DQ
Y00	P25	▲ Methan in kg CO2e	kg	●
Y01	P48	▲ Kohlendioxid, fossil (L)	kg	●

Var	Name	Quantity	Unit	DQ	Description
C01	● CO2-Emissionen aus Zündöleinsatz	0	kgCO2e/kWe	●	
C02	● KEA Dieselerverbrauch	0	kWhfos/kWe	●	
C03	● Stromanteil BHKW1	1	%	●	
C04	● Stromanteil BHKW2	0	%	●	
C05	● Methanemissionen BHKW1	0.03535	kgCO2e/kWe	●	
C06	● Methanemissionen BHKW2	0	kgCO2e/kWe	●	
C07	● Methanuntergrenze BHKW1	0.5714285714286	%	●	
C08	● Methanobergrenze BHKW1	1.428571428571	%	●	
C09	● Methanuntergrenze BHKW2	0	%	●	
C10	● Methanobergrenze BHKW2	0	%	●	


```

1  ;CH4 BHKW1
2  CH4_1=C03*C05
3  ;CH4 BHKW2
4  CH4_2=C04*C06
5
6  Y00=CH4_1*N23+CH4_2*N24
7  Y01=c01*x00
8  X01=X00*C02

```


Transition 12:

Input / Output		Parameters		Allocation Rules		Cost Center Costs		Cost Drivers		Referenced Stocks		Constraints				
Var	Place	Material				B. Unit	DQ		Var	Place	Material				B. Unit	DQ
X00	P43	▲ KEA, fossil gesamt (kWh)				kWh	●		Y00	P2	▲ Wirtschaftsdünger fest				kg	●
									Y01	P2	▲ Wirtschaftsdünger flüssig				kg	●
									Y02	P44	▲ Kohlendioxid, fossil (L)				kg	●

Input / Output		Parameters		Allocation Rules		Cost Center Costs		Cost Drivers		Referenced Stocks		Constraints	
Var	Name			Quantity	Unit	DQ	Description						
C00	● Diesilverbrauch pro Tonne Festmist			0.21		●							
C01	● Diesilverbrauch pro Tonne Flüssigmist			0.12		●							

1

X00=Di*11.4

2

Di=(Y00*C00+Y01*C01)/1000

3

Y02=Di*3.136

Transition 13:

Input / Output		Parameters		Allocation Rules		Cost Center Costs		Cost Drivers		Referenced Stocks		Constraints				
Var	Place	Material				B. Unit	DQ		Var	Place	Material				B. Unit	DQ
X00	P45	▲ Startwert (zum Start der Berechnung) (1)				Einheiten	●		Y00	P47	▲ Kohlendioxid, fossil (L)				kg	●
X01	P46	▲ KEA, fossil gesamt (kWh)				kWh	●									

Input / Output		Parameters		Allocation Rules		Cost Center Costs		Cost Drivers		Referenced Stocks		Constraints	
Var	Name			Quantity	Unit	DQ	Description						
C00	● Saatgut und PSM-Bereitstellung CO2 pro kWhel			0.003394191761608		●	Saatgut und PSM-Bereitstellung						
C01	● Saatgut und PSM-Bereitstellung KEA pro kWhel			0.008455097512963		●	Saatgut und PSM-Bereitstellung						

1

X01=X00*C01

2

Y00=C00*X00

Anhang 33: Herleitung des pflanzenspezifischen Dieserverbrauchs pro kWh BHKW-Strom

		Energiepflanze ¹								
Arbeitsgang		SM	GPS	GL	GK	MK	KG	SG	ZR	Einheit
Wirtschaftsdüngerausbringung ab Feld ²										
	Vakuumtankwagen, Prallkopf	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	l Diesel / t Frischmasse geerntet
	Pumptankwagen, Schleppschlauch	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	l Diesel / t Frischmasse geerntet
	Pumptankwagen, Schleppschuh									
	Injektionsgrubber									
Transport der Wirtschaftsdünger und Gärreste ³										
	Gärresttransport	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	l Diesel / t Frischmasse geerntet
Grundbodenbearbeitung ⁴										
	Pflügen	0,52	0,65		3,25	1,86	0,45	0,48	0,43	l Diesel / t Frischmasse geerntet
Saatbettbereitung										
	mit Saatbettkombination	0,13	0,17		0,84	0,48			0,11	l Diesel / t Frischmasse geerntet
Bestellung ⁵										
	Kreiselegensaat						0,22	0,23		l Diesel / t Frischmasse geerntet
	Einzelkomsaat von Mais	0,05				0,16				l Diesel / t Frischmasse geerntet
	Säen mit Sämaschine		0,10		0,48					l Diesel / t Frischmasse geerntet
	Einzelkomsaat von Zuckerrüben								0,06	l Diesel / t Frischmasse geerntet
	Übersaat von Gras, pneumatisch mit Striegel			0,09						l Diesel / t Frischmasse geerntet
	Walzen			0,05						l Diesel / t Frischmasse geerntet
Pflanzenpflege ⁶										
	Chemische Pflanzenschutzmaßnahme ab Hof	0,03	0,04		0,39	0,11			0,05	l Diesel / t Frischmasse geerntet
Mineraldüngerausbringung ⁷										
	Mineralische Düngung ab Hof	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	l Diesel / t Frischmasse geerntet
Ernte Energiepflanzen ⁸										
	Mähen mit Rotationsmähwerk mit Aufbereiter			0,60			0,60			l Diesel / t Frischmasse geerntet
	Wenden mit Kreiselzettschwader			0,23			0,23			l Diesel / t Frischmasse geerntet
	Schwaden mit Kreiselschwader			0,29			0,29			l Diesel / t Frischmasse geerntet
	Anwelkgut Feldhäcksler			1,36			1,36			l Diesel / t Frischmasse geerntet
	Mähdrusch von Körnermais					2,09				l Diesel / t Frischmasse geerntet
	Zerkleinern von Maiskörnern mit Mühle					0,80				l Diesel / t Frischmasse geerntet
	Mähdrusch von Weizen, Roggen, Triticale				2,45					l Diesel / t Frischmasse geerntet
	Schroten von Getreide mit Mühle				1,05					l Diesel / t Frischmasse geerntet
	Silomais, Feldhäcksler	0,94						0,94		l Diesel / t Frischmasse geerntet
	Ganzpflanzensilage, Feldhäcksler		0,86							l Diesel / t Frischmasse geerntet
	Futtermühen roden und laden								1,04	l Diesel / t Frischmasse geerntet
Transport Energiepflanzen										
	Transport Silagen	0,40	0,40	0,40			0,40	0,40		l Diesel / t Frischmasse geerntet
	Transport Korn				0,09	0,09				l Diesel / t Frischmasse geerntet
	Transport Futtermühen								0,08	l Diesel / t Frischmasse geerntet
Siliivorgang Energiepflanzen										
	Silage festfahren	0,48	0,48	0,48		0,48	0,48	0,48	0,48	l Diesel / t Frischmasse geerntet
Stoppelbearbeitung										
	Stoppelgrubbern, flach	0,18	0,23	0,31	1,13	0,64	0,31	0,17	0,15	l Diesel / t Frischmasse geerntet
Transport Silo/Lager - Einbringung										
	Lagerverluste	13	10	10	0,10	9	10	10	20	%
	Frischmasse abzügl. Lagerverluste	0,87	0,90	0,90	1,00	0,91	0,90	0,90	0,80	t
	Transport mit Radlader oder Traktor	0,23	0,24	0,24	0,26	0,24	0,24	0,24	0,21	l Diesel / t Frischmasse geerntet
Summe		3,3	3,5	4,4	10,3	7,3	4,9	3,3	3,0	l Diesel / t Frischmasse geerntet
Summe korrigiert mit Lagerverlust		3,8	3,9	4,9	10,3	8,0	5,5	3,7	3,7	l Diesel / t Frischmasse gelagert
Methanertrag in m³ pro t FM ⁹		105	89	93	316	206	93	70	57	m³ CH ₄ / t FM gelagert
Stromertrag (el. Wirkungsgrad 36%)		38	32	33	114	74	33	25	21	kWh _{el} / t FM gelagert
Dieselverbrauch bezogen auf Stromproduktion		0,10	0,12	0,15	0,09	0,11	0,16	0,15	0,18	l Diesel / kWh _{el}

¹: SM: Silomais; GPS: Getreideganzpflanzensilage; GL: Grünland; GK: Getreidekörner; MK: Maiskörner; KG: Klee gras; SG: Sudangras; ZR: Zuckerrüben

²: Gärrestmenge jeweils 0,7 m³; je zur Hälfte mit Prallkopf und Schleppschauch ausgebracht

³: Einfache Transportentfernung 2 km

⁴: Bei Klee gras wurde eine zweijährige Nutzung angenommen

⁵: Bei Klee gras Ansaat alle zwei Jahre, bei Grünland Übersaat alle drei Jahre

⁶: zweifache Anwendung von PSM bei Getreidekorn und Zuckerrüben, sonst 1. Anwendung

⁷: Ausbringung von 100 kg Mineraldünger

⁸: Auf Grünland + Klee gras werden 4 Schnitte angenommen, Übersaat alle 3 Jahre

⁹: Methanertrag nach theoretischen Methanerträgen aus KTBL, 2006

Anhang 34: Datengrundlage für Säulen im Ergebnisteil

Anlagenvariante	01_2007	02_2007	03_2007	04_2007	05_2007	06_2007	06_2010	07_2007	07_2010	08_2007	08_2010	09_2007	09_2010	10_2007	10_2010	11_2010	12_2010	13_2010	14_2010	15_2010	16_2010
Treibhausgasemissionen / -gutschriften in g CO ₂ e*kWh _{el} ⁻¹																					
CO ₂ -Emissionen Verbrennungsmotor	25	25	26	17	29	31	22	29	23	24	26	43	41	23	21	25	24	27	20	37	41
Vorkette Diesel	4	4	4	3	5	5	4	5	4	4	4	7	7	4	3	4	4	4	3	6	7
Vorkette Mineraldünger	25	27	30	18	33	29	21	32	24	27	28	3	5	24	23	26	26	29	19	8	16
Vorkette Saatgut und Pflanzenschutzmittel	3	3	3	2	3	5	4	4	3	3	3	8	8	3	3	3	3	3	2	6	6
Bereitstellung NawaRo gesamt	57	59	63	40	70	70	50	69	53	58	61	60	61	53	51	58	56	63	45	57	69
Lachgasemissionen aus Gärrest	53	44	50	28	51	64	47	58	39	49	52	19	27	44	43	52	43	56	43	48	55
Lachgasemissionen aus Mineraldünger	17	18	20	12	22	19	14	22	16	18	19	2	4	16	15	17	17	19	13	5	11
Lachgas gesamt	70	62	70	40	73	84	60	80	55	67	71	21	30	60	58	70	61	75	56	53	66
Errichtung der Biogasanlage	3	4	2	2	3	3	2	3	2	4	3	4	3	3	3	2	2	4	4	2	3
Vorkette Betriebsstrom Anlage	35	45	26	48	22	48	48	42	29	0	0	97	98	25	17	13	36	41	60	28	54
Zündleinsatz	0	0	0	0	78	0	0	0	0	0	0	0	0	63	68	0	0	0	0	75	0
Anlagenbetrieb gesamt	35	45	26	48	99	48	48	42	29	0	0	97	98	88	84	13	36	41	60	103	54
Methanemissionen aus Gärbehälter	36	10	36	36	33	38	37	37	10	10	10	36	36	31	31	38	10	36	39	30	10
Methanemissionen aus Gärrestlager	0	37	17	0	22	71	75	0	34	0	0	49	16	0	0	0	0	17	0	145	0
Methanemissionen aus BHKW	35	152	35	35	96	30	30	122	35	35	30	30	98	96	48	35	48	58	96	35	
Methanemissionen gesamt	71	198	88	71	151	139	143	67	166	46	46	115	83	129	128	86	46	101	97	271	46
Gutschrift für Wirtschaftsdünger	-53	-21	0	-27	0	-22	-35	-4	-34	-22	-8	0	0	-21	-19	-144	-7	-77	-334	-2	-13
Gutschrift für Abwärmenutzung	-49	-180	-86	-170	-138	-104	-94	-11	-169	-115	-228	-8	-151	-48	-183	-158	-124	-203	-271	-233	-329
Gutschrift für Gärrest aus Klee gras	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-111	-100	0	0	0	0	0	0	-55	-55
Gutschriften gesamt	-102	-201	-86	-197	-138	-125	-129	-15	-203	-136	-236	-119	-251	-69	-203	-302	-130	-280	-605	-290	-397
Summe ohne Gutschriften	238	368	250	202	397	343	303	261	306	175	180	298	275	333	323	229	201	285	262	486	237
Summe mit Gutschriften	135	167	164	4	260	218	174	246	103	39	-55	179	24	264	121	-73	70	5	-343	196	-160
Fossiler Ressourcenverbrauch bzw. Gutschriften in kWh _{fossil} *kWh _{el} ⁻¹																					
Kraftstoffeinsatz	0,104	0,105	0,111	0,072	0,120	0,131	0,095	0,121	0,096	0,103	0,108	0,179	0,174	0,095	0,090	0,106	0,100	0,115	0,086	0,158	0,172
Herstellung Mineraldünger	0,051	0,054	0,060	0,037	0,067	0,058	0,042	0,065	0,048	0,054	0,057	0,007	0,011	0,049	0,046	0,052	0,052	0,058	0,039	0,016	0,032
Bereitstellung von Saatgut + Pflanzenschutzmittel	0,008	0,007	0,007	0,005	0,009	0,013	0,010	0,008	0,008	0,006	0,007	0,005	0,007	0,007	0,007	0,008	0,006	0,008	0,003	0,006	0,008
Bereitstellung NawaRo	0,164	0,166	0,179	0,114	0,197	0,202	0,146	0,194	0,151	0,164	0,172	0,191	0,192	0,151	0,143	0,167	0,158	0,181	0,128	0,179	0,212
Errichtung der Biogasanlage	0,034	0,040	0,036	0,032	0,045	0,027	0,021	0,040	0,029	0,038	0,035	0,045	0,041	0,032	0,030	0,031	0,031	0,039	0,027	0,041	0,045
Vorkette Betriebsstrom Anlage	0,133	0,168	0,099	0,180	0,082	0,179	0,180	0,157	0,109	0,000	0,000	0,366	0,369	0,094	0,062	0,050	0,135	0,155	0,227	0,103	0,201
Zündleinsatz	0,000	0,000	0,000	0,000	0,282	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,228	0,246	0,000	0,000	0,000	0,000	0,274	0,000
Anlagenbetrieb	0,133	0,168	0,099	0,180	0,364	0,179	0,180	0,157	0,109	0,000	0,000	0,366	0,369	0,321	0,308	0,050	0,135	0,155	0,227	0,377	0,201
Gutschrift für Abwärmenutzung	-0,188	-0,688	-0,328	-0,653	-0,528	-0,398	-0,359	-0,042	-0,648	-0,439	-0,873	-0,029	-0,579	-0,185	-0,702	-0,606	-0,474	-0,780	-1,039	-0,894	-1,263
N-Düngergutschrift für Gärrest aus Klee gras	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-0,225	-0,202	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-0,112	-0,111
Gutschriften gesamt	-0,188	-0,688	-0,328	-0,653	-0,528	-0,398	-0,359	-0,042	-0,648	-0,439	-0,873	-0,254	-0,781	-0,185	-0,702	-0,606	-0,474	-0,780	-1,039	-1,006	-1,374
Summe ohne Gutschriften	0,331	0,373	0,314	0,326	0,605	0,407	0,346	0,390	0,289	0,202	0,206	0,602	0,602	0,505	0,482	0,248	0,324	0,375	0,383	0,597	0,458
Summe mit Gutschriften	0,142	-0,315	-0,014	-0,327	0,077	0,009	-0,013	0,348	-0,358	-0,237	-0,667	0,348	-0,179	0,320	-0,221	-0,359	-0,151	-0,405	-0,656	-0,409	-0,916

Anhang 35: Tabellarische Übersicht der zusammenfassenden Boxplots (Verteilung der Ergebnisse ohne Monte-Carlo-Simulation über alle betrachteten Anlagenvarianten)

Verteilung ohne MC-Simulation	N gesamt	Min	1 %-Quantil	5 %-Quantil	25 %-Quantil	Median	Mittelwert	75 %-Quantil	95 %-Quantil	99 %-Quantil	Max	Interquartil-abstand	Abstand 5 % und 95 %-Quantil	Standard-abw.	Varianz
Treibhausgasemissionen / -gutschriften in g CO ₂ e*kWh _{el} ⁻¹															
CO ₂ -Emissionen Verbrennungsmotor	21	17	17	20	23	25	28	29	41	43	43	6	21	7	51
Vorkette Diesel	21	3	3	3	4	4	4	5	7	7	7	1	3	1	1
Vorkette Mineraldünger	21	3	3	5	19	25	22	28	32	33	33	9	27	8	70
Vorkette Saatgut und Pflanzenschutzmittel	21	2	2	2	3	3	4	4	8	8	8	1	5	2	3
Bereitstellung NawaRo gesamt	21	40	40	45	53	58	58	63	70	70	70	10	25	8	63
Lachgasemissionen aus Gärrest	21	19	19	27	43	48	46	52	58	64	64	9	32	11	119
Lachgasemissionen aus Mineraldünger	21	2	2	4	13	17	15	19	22	22	22	6	18	6	32
Lachgas gesamt	21	21	21	30	56	62	61	70	80	84	84	14	49	15	237
Errichtung der Biogasanlage	21	1,9	1,9	2,0	2,4	2,8	2,9	3,5	3,9	4,1	4,1	1,1	1,9	0,7	0,4
Vorkette Betriebsstrom Anlage	21	0	0	0	25	36	39	48	97	98	98	23	97	25	649
Zündoleinsatz	21	0	0	0	0	0	13	0	75	78	78	0	75	29	819
Anlagenbetrieb gesamt	21	0	0	0	35	48	52	84	99	103	103	49	99	32	1.018
Methanemissionen aus Gärbehälter	21	10	10	10	10	36	28	36	38	39	39	26	28	12	141
Methanemissionen aus Gärrestlager	21	0	0	0	0	0	23	34	75	145	145	34	75	37	1.338
Methanemissionen aus BH-KW	21	30	30	30	35	35	58	96	122	152	152	61	91	36	1.322
Methanemissionen gesamt	21	46	46	46	71	97	109	139	198	271	271	68	153	57	3.233
Gutschrift für Wirtschaftsdünger	21	-334	-334	-144	-34	-21	-40	-4	0	0	0	30	144	75	5.653
Gutschrift für Abw.ärmenutzung	21	-329	-329	-271	-183	-151	-145	-94	-11	-8	-8	89	260	83	6.835
N-Düngergutschrift für Gärrest aus Klee gras	21	-111	-111	-100	0	0	-15	0	0	0	0	0	100	34	1.170
Gutschriften gesamt	21	-605	-605	-397	-251	-197	-201	-125	-69	-15	-15	125	328	130	16.794
Summe ohne Gutschriften	21	175	175	180	237	275	283	323	397	486	486	86	217	76	5.765
Summe mit Gutschriften	21	-343	-343	-160	5	121	83	179	260	264	264	174	420	151	22.945
Fossiler Ressourcenverbrauch bzw. Gutschriften in kWh _{fossil} *kWh _{el} ⁻¹															
Kraftstoffeinsatz	21	0,072	0,072	0,086	0,096	0,106	0,116	0,121	0,174	0,179	0,179	0,026	0,088	0,030	0,001
Herstellung Mineraldünger	21	0,007	0,007	0,011	0,039	0,052	0,046	0,057	0,065	0,067	0,067	0,018	0,054	0,017	0,000
Bereitstellung von Saatgut + Pflanzenschutzmittel	21	0,003	0,003	0,005	0,006	0,007	0,007	0,008	0,010	0,013	0,013	0,002	0,005	0,002	0,000
Bereitstellung NawaRo gesamt	21	0,114	0,114	0,128	0,151	0,167	0,169	0,191	0,202	0,212	0,212	0,040	0,073	0,025	0,001
Errichtung der Biogasanlage	21	0,021	0,021	0,027	0,031	0,035	0,035	0,040	0,045	0,045	0,045	0,009	0,018	0,007	0,000
Vorkette Betriebsstrom Anlage	21	0,000	0,000	0,000	0,094	0,135	0,145	0,180	0,366	0,369	0,369	0,086	0,366	0,096	0,009
Zündoleinsatz	21	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,049	0,000	0,274	0,282	0,282	0,000	0,274	0,104	0,011
Anlagenbetrieb gesamt	21	0,000	0,000	0,000	0,133	0,179	0,194	0,308	0,369	0,377	0,377	0,175	0,369	0,118	0,014
Gutschrift für Abw.ärmenutzung	21	-1,263	-1,263	-1,039	-0,702	-0,579	-0,557	-0,359	-0,042	-0,029	-0,029	0,343	0,997	0,317	0,100
N-Düngergutschrift für Gärrest aus Klee gras	21	-0,225	-0,225	-0,202	0,000	0,000	-0,031	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,202	0,069	0,005
Gutschriften gesamt	21	-1,374	-1,374	-1,039	-0,780	-0,606	-0,588	-0,359	-0,185	-0,042	-0,042	0,420	0,853	0,325	0,105
Summe ohne Gutschriften	21	0,202	0,202	0,206	0,324	0,375	0,398	0,482	0,602	0,605	0,605	0,158	0,396	0,127	0,016
Summe mit Gutschriften	0	-0,916	-0,916	-0,667	-0,359	-0,221	-0,190	0,009	0,348	0,348	0,348	0,368	1,015	0,338	0,114

Anhang 36: Tabellarische Übersicht der zusammenfassenden Boxplots (Verteilung der Ergebnisse der Monte-Carlo-Simulation über alle betrachteten Anlagenvarianten)

Verteilung mit MC-Simulation	N gesamt	Min	1 %-Quantil	5 %-Quantil	25 %-Quantil	Median	Mittelwert	75 %-Quantil	95 %-Quantil	99 %-Quantil	Max	Interquartil-abstand	Abstand 5 % und 95 %-Quantil	Standard-abw.	Varianz
Treibhausgasemissionen / -gutschriften in g CO ₂ e*kWh _{el} ⁻¹															
CO ₂ -Emissionen Verbrennungsmotor	210.000	13	17	19	24	27	29	33	45	49	55	9	26	8	59
Vorkette Diesel	210.000	2	3	3	4	4	5	5	7	8	9	1	4	1	2
Vorkette Mineraldünger	210.000	3	3	5	19	25	23	29	34	38	46	10	30	9	76
Vorkette Saatgut und Pflanzenschutzmittel	210.000	2	2	2	3	3	4	4	8	8	8	1	5	2	2
Bereitstellung NawaRo gesamt	210.000	34	40	44	55	61	61	67	76	81	92	12	32	9	84
Lachgasemissionen aus Gärrest	210.000	1	6	10	21	35	45	58	115	184	890	36	104	37	1.371
Lachgasemissionen aus Mineraldünger	210.000	0	1	2	7	12	16	20	42	68	368	14	39	14	195
Lachgas gesamt	210.000	1	7	13	29	48	61	78	155	249	1.257	49	142	50	2.514
Errichtung der Biogasanlage	210.000	1,5	1,6	1,9	2,3	2,8	2,9	3,4	4,2	4,6	5,0	1,1	2,4	0,7	0,5
Vorkette Betriebsstrom Anlage	210.000	0	0	0	25	36	39	48	97	98	98	23	97	25	618
Zündoleinsatz	210.000	0	0	0	0	0	13	0	75	78	78	0	75	28	780
Anlagenbetrieb gesamt	210.000	0	0	0	35	48	52	84	99	103	103	49	99	31	970
Methanemissionen aus Gärbehälter	210.000	10	10	11	13	38	33	43	50	53	59	29	39	14	195
Methanemissionen aus Gärrestlager	210.000	0	0	0	0	0	23	35	82	153	159	35	82	36	1.282
Methanemissionen aus BHKW	210.000	20	21	24	31	42	58	86	130	171	185	55	107	36	1.319
Methanemissionen gesamt	210.000	31	34	40	73	103	113	145	230	287	313	72	190	57	3.194
Gutschrift für Wirtschaftsdünger	210.000	-408	-375	-172	-33	-19	-40	-4	0	0	0	29	172	74	5.476
Gutschrift für Abw ärmennutzung	210.000	-329	-323	-270	-179	-143	-138	-87	-10	-7	-7	92	260	77	5.899
N-Düngergutschrift für Gärrest aus Klee gras	210.000	-111	-107	-95	0	0	-14	0	0	0	0	0	95	30	919
Gutschriften gesamt	210.000	-677	-632	-391	-239	-185	-192	-117	-63	-14	-13	122	328	123	15.176
Summe ohne Gutschriften	210.000	103	135	165	226	283	290	335	469	542	1.361	109	304	89	7.989
Summe mit Gutschriften	210.000	-462	-371	-187	18	126	98	205	293	380	1.161	187	480	154	23.700
Fossiler Ressourcenverbrauch bzw. Gutschriften in kWh _{fossil} *kWh _{el} ⁻¹															
Kraftstoffeinsatz	210.000	0,056	0,070	0,082	0,101	0,115	0,123	0,138	0,189	0,206	0,232	0,037	0,108	0,032	0,001
Herstellung Mineraldünger	210.000	0,005	0,006	0,010	0,039	0,051	0,047	0,059	0,070	0,077	0,094	0,020	0,060	0,018	0,000
Vorkette Saatgut und Pflanzenschutzmittel	210.000	0,003	0,003	0,005	0,006	0,007	0,007	0,008	0,010	0,013	0,013	0,002	0,005	0,002	0,000
Bereitstellung NawaRo gesamt	210.000	0,095	0,112	0,126	0,159	0,177	0,177	0,197	0,225	0,241	0,270	0,038	0,099	0,029	0,001
Errichtung der Biogasanlage	210.000	0,017	0,018	0,023	0,030	0,035	0,035	0,040	0,048	0,053	0,054	0,011	0,025	0,008	0,000
Vorkette Betriebsstrom Anlage	210.000	0,000	0,000	0,000	0,094	0,135	0,145	0,180	0,366	0,369	0,369	0,086	0,366	0,093	0,009
Zündoleinsatz	210.000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,049	0,000	0,274	0,282	0,282	0,000	0,274	0,102	0,010
Anlagenbetrieb gesamt	210.000	0,000	0,000	0,000	0,133	0,179	0,194	0,308	0,369	0,377	0,377	0,175	0,369	0,115	0,013
Gutschrift für Abw ärmennutzung	210.000	-1,263	-1,237	-1,034	-0,687	-0,548	-0,529	-0,332	-0,038	-0,027	-0,026	0,354	0,996	0,294	0,087
N-Düngergutschrift für Gärrest aus Klee gras	210.000	-0,225	-0,216	-0,192	0,000	0,000	-0,028	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,192	0,061	0,004
Gutschriften gesamt	210.000	-1,373	-1,337	-1,034	-0,728	-0,576	-0,557	-0,332	-0,167	-0,039	-0,038	0,396	0,866	0,301	0,091
Summe ohne Gutschriften	210.000	0,170	0,195	0,213	0,325	0,383	0,407	0,495	0,620	0,636	0,668	0,170	0,407	0,125	0,016
Summe mit Gutschriften	210.000	-0,941	-0,871	-0,662	-0,329	-0,177	-0,151	0,060	0,365	0,394	0,439	0,389	1,027	0,317	0,100

Anhang 37: Datengrundlage für Abbildung 49

	Treibhausgasemissionen Mittelwert der MC-Simulation <i>Einheit: g CO₂e*kWh_{el}⁻¹</i>	Abstand zum 95%- Quantil	Abstand zum 5%- Quantil	Fossiler Energieverbrauch Mittelwert der MC-Simulation <i>Einheit: kWh_{fossil}*kWh_{el}⁻¹</i>	Abstand zum 95%- Quantil	Abstand zum 5%- Quantil
Variante01	146	100	57	0,160	0,023	0,023
Variante02	180	95	62	-0,271	0,039	0,039
Variante03	176	100	56	0,010	0,029	0,028
Variante04	20	58	38	-0,289	0,034	0,033
Variante05	275	106	60	0,114	0,036	0,037
Variante06	234	119	66	0,045	0,035	0,035
Variante07	189	86	49	0,016	0,027	0,027
Variante08	255	113	61	0,358	0,025	0,025
Variante09	110	83	53	-0,319	0,036	0,036
Variante10	49	96	55	-0,208	0,030	0,030
Variante11	-38	101	59	-0,615	0,047	0,046
Variante12	197	33	24	0,376	0,034	0,034
Variante13	50	45	30	-0,123	0,042	0,042
Variante14	274	90	59	0,336	0,022	0,022
Variante15	138	86	50	-0,179	0,037	0,037
Variante16	-56	105	66	-0,319	0,035	0,035
Variante17	81	89	50	-0,118	0,030	0,030
Variante18	24	112	64	-0,356	0,043	0,043
Variante19	-321	98	87	-0,600	0,050	0,049
Variante20	221	77	50	-0,348	0,049	0,050
Variante21	-134	94	56	-0,834	0,065	0,065
Min	-321			-0,834		
Max	275			0,376		