


ifeu -
Institut für Energie-
und Umweltforschung
Heidelberg GmbH

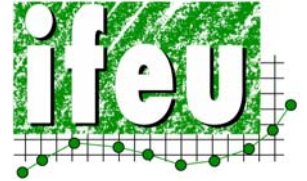


Basisdaten zu THG-Bilanzen für Biogas-Prozessketten und Erstellung neuer THG-Bilanzen


Kurzdokumentation

Im Auftrag der E.ON Ruhrgas AG, Altenessen

Heidelberg, April 2008



ifeu -
Institut für Energie-
und Umweltforschung
Heidelberg GmbH



Basisdaten zu THG-Bilanzen für Biogas-Prozessketten und Erstellung neuer THG-Bilanzen

Kurzdokumentation

Im Auftrag der E.ON Ruhrgas AG, Altenessen

Regine Vogt

ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH
Wilckensstr. 3, D – 69120 Heidelberg
Tel.: +49/(0)6221/4767-0, Fax: +49/(0)6221/4767-19
E-mail: ifeu@ifeu.de, Website: www.ifeu.de

Heidelberg, April 2008

Zusammenfassung

Hintergrund

Das ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg ist ein unabhängiges Forschungsinstitut, das 1978 gegründet wurde. Kernarbeitsbereiche und Kompetenzen am IFEU liegen u. a. in Fragestellungen zu den Themen Erneuerbare Energien und Abfallwirtschaft. In diesem Themenzusammenhang wurden und werden am IFEU auch verschiedene Projekte bearbeitet, die sich mit der Erzeugung und -nutzung von Biogas befassen. So beispielsweise in einem durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) geförderten Forschungsvorhaben, das sich mit der Optimierung für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland befasst (IFEU et al. 2008). Im Vordergrund steht dabei die ökologische Optimierung und insbesondere der Beitrag zum Klimaschutz durch Biogas. In Deutschland sind derzeit an die 4.000 Biogasanlagen in Betrieb, vorwiegend im landwirtschaftlichen Bereich. Diese Anlagen entsprechen großteils nicht durchgängig dem Stand der Technik. Ausgehend von den gegebenen Rahmenbedingungen im Anlagenbestand wurden vom IFEU auf Basis von Literaturangaben Treibhausgasbilanzen erstellt. Erste Ergebnisse daraus wurden im Mai 2007 veröffentlicht¹. Untersucht und dargestellt wurden darin die Erzeugung von Biogas aus Rindergülle und aus Silomais sowie verschiedene Nutzungsmöglichkeiten für das erzeugte Biogas, darunter auch die Aufbereitung auf Erdgasqualität und der Einsatz des resultierenden Biomethans in verschiedenen Anwendungen. Dabei zeigt die Erzeugung von Biogas aus Silomais mit weiterer Aufbereitung zu Biomethan ohne weitergehende Emissionsminderungsmaßnahmen gegenüber fossilem Erdgas kein Treibhausgaseinsparpotenzial.

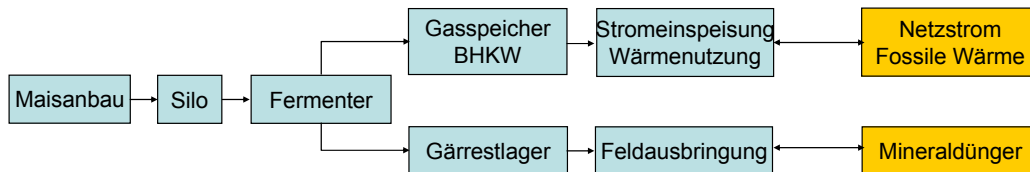
Zweck des Vorhabens

Ausgehend von diesem Ergebnis, das vor allem dem Umstand geschuldet ist, dass der zugrunde gelegte durchschnittliche Anlagenbestand überwiegend nicht dem Stand der Technik entspricht, ergab sich die Frage, wie sich demgegenüber die Erzeugung von Biomethan darstellt, wenn Biogasanlagen dem Stand der Technik entsprechen und eine optimierte Erzeugung des Biomethans erfolgt. Insofern ist Ziel dieses Vorhabens, zunächst die Vorgehensweise der Bilanzierung zu erläutern und darzustellen, welche Parameter entlang der Biogas-Prozesskette welchen Einfluss auf das Ergebnis haben. Ausgehend davon werden das technische Optimierungspotenzial sowie weitere Prozessoptimierungsmöglichkeiten bestimmt. Mit den so identifizierten Parametern erfolgt eine erneute Treibhausgasbilanzberechnung („best practice“).

¹ Pehnt, M., Vogt, R. (IFEU Heidelberg): Biomasse und Effizienz. Vorschläge zur Erhöhung der Energieeffizienz von § 8 und § 7-Anlagen im Erneuerbare-Energien-Gesetz. Arbeitspapier Nr. 1 im Rahmen des Projektes „Energiebalance – Optimale Systemlösungen für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz“ in Zusammenarbeit mit dem laufenden Projekt „Optimierung für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland“, Mai 2007.

Vorgehen und Methode

Die Ermittlung der Treibhausgasbilanzen erfolgt in Anlehnung an die Ökobilanznorm ISO 14040/14044. Entlang des gesamten Lebensweges der Biogaserzeugung und -nutzung (Prozesskette) werden hierbei die klimawirksamen Emissionen für jeden Prozessschritt verschiedener untersuchter Varianten erfasst, aufsummiert und ausgewertet. Nachfolgendes Beispiel einer Prozesskette zeigt die Biogaserzeugung aus Silomais und die Biogasnutzung in einem Blockheizkraftwerk (BHKW).



Am Ende der Prozesskette steht ein Nutzen, hier in Form von ins öffentliche Netz eingespeistem Strom, extern genutzter Wärme und eingespartem Mineraldünger durch die im Gärrest enthaltenen Nährstoffe. Durch diesen Nutzen können andere Prozesse ersetzt werden. In der Abbildung ist dies durch die rechts stehenden so genannten Äquivalenzprozesse „Netzstrom“ und „fossile Wärme“ sowie „Mineraldünger“ dargestellt, die nach Ökobilanznorm in erster Linie durch Systemraumerweiterung einzubeziehen sind. Die Verrechnung dieser Prozesse im erweiterten Systemraum erfolgt üblicherweise durch Gutschrift. Liegen diese Gutschriften höher als die Belastungen aus der Biogaserzeugung und -nutzung, dann wird netto (Belastung minus Gutschrift) eine Treibhausgaseinsparung erreicht. In den durchgeführten Treibhausgasbilanzen wird diese Methode angewendet, die Ergebnisse sind detailliert untergliedert nach Belastungen und Gutschriften ausgewiesen.

Als Gutschriften für die Strom- und Wärmeerzeugung kommen in der Ökobilanz unterschiedliche Möglichkeiten in Frage. Zunächst kann dazu die sonst übliche durchschnittliche Energieerzeugung angerechnet werden (Durchschnittsbetrachtung). In der Regel kann aber davon ausgegangen werden, dass durch Erneuerbare Energien wie Biogas vordergründig fossile Energieträger eingespart werden (Marginalbetrachtung). In (BMU 2007) finden sich methodische Hinweise, welche fossilen Energieträger durch die Strom- und Wärmeerzeugung aus Biogas ersetzt werden. In dieser Kurzdokumentation sind beide Gutschriftenmöglichkeiten dargestellt. Dabei ist der Unterschied für Wärme zwischen der Gutschrift nach Durchschnittsbetrachtung und nach Marginalbetrachtung gering.

Zur Bewertung des Treibhauseffektes klimawirksamer Emissionen wie Methan und Distickstoffmonoxid werden diese in so genannte CO₂-Äquivalente umgerechnet. Die entsprechenden Umrechnungsfaktoren werden durch das internationale Fachgremium Intergovernmental Panel of Climate Change (IPCC) vorgegeben und regelmäßig aktualisiert. In Ökobilanzen sind üblicherweise die jeweils neuesten Äquivalenzfaktoren entsprechend dem Wissenstand der Forschung heranzuziehen. Aktuell sind dies die Kennzahlen nach (IPCC 2007)², die hier verwendet wurden.

² 2007 IPCC Fourth Assessment Report, Chapter 2, Changes in Atmospheric Constituents and Radiative Forcing, 129-234

Betrachtete Prozessketten

Von besonderem Interesse im gegebenen Zusammenhang ist die Erzeugung von Biome-
than. Diese erfordert aus Gründen der Wirtschaftlichkeit eine bestimmte Anlagengröße,
die wiederum vorrangig den Einsatz von Energiepflanzen bedingt. Insofern fokussieren
sich die dargestellten Daten und untersuchten Prozessketten auf die Biogas- und Biome-
thanerzeugung aus in der Praxis vorwiegend eingesetztem Silomais.

Die Prozessketten beziehen sich vereinbarungsgemäß auf eine Biogasanlage der Grö-
ßenordnung von 500 Kilowatt elektrisch (kW_{el}). Zusätzlich wurde für bestimmte Prozess-
ketten auch eine große Biogasanlage der Größenordnung 2000 kW_{el} betrachtet. Sämtli-
che Eingangsdaten für die Biogaserzeugung und -nutzung sowie die ersetzten Äquiva-
lenzprozesse sind in den einzelnen Kapiteln der Kurzdokumentation aufgeführt. Dabei ist
das rechnerische Vorgehen für eine umfassende Nachvollziehbarkeit sehr ausführlich
beschrieben. In Kapitel 1 finden sich die Daten und Ergebnisse der bisherigen Berech-
nungen durch das IFEU für Anlagen, die dem durchschnittlichen Anlagenbestand ent-
sprechen sowie auch für Anlagen bei denen für Gärrestlager eine Optimierung in Richtung
Stand der Technik angenommen wurde (gasdicht abgedeckt mit Restgasnutzung). Auch
für die Aufbereitung zu Biomethan sind darin Verfahren ohne und mit weitergehenden
Minderungsmaßnahmen berücksichtigt. In Kapitel 2 sind demgegenüber die Eingangsda-
ten dokumentiert, die für eine „best practice“ Anlage abgeleitet wurden, sowie die Ergeb-
nisse daraus. „Best practice“ beinhaltet über gasdichte abgedeckte Gärrestlager mit Rest-
gasnutzung und geringe Methanemissionen der Aufbereitung gegenüber den bisherigen
Berechnungen hinaus: geringere Massenverluste bei der Silierung, ein etwas höherer
Gasertrag, geringere Methanemissionen aus der Biogasanlage und dem BHKW und ge-
ringere Stickstoffverluste in Form von Ammoniak und Lachgas durch optimiertes Gärrest-
management. In Kapitel 3 ist eine Übersicht der Ergebnisse aus bisherigen Berechnungen
(Kapitel 1) im Vergleich zu „best practice“ Anlagen nach Kapitel 2 gezeigt.

Die Prozessketten berücksichtigen wie im obigen Fließbild veranschaulicht, den Maisan-
bau, dessen Lagerung (Silierung), die Erzeugung von Biogas, die Lagerung und Anwen-
dung des Gärrestes sowie verschiedene Nutzungsmöglichkeiten für das erzeugte Biogas
und die jeweils durch die erzeugten Nutzen ersetzten Äquivalenzprozesse. Als Bezugs-
punkt gleicher Funktion ist in allen betrachteten Fällen die Biogasmenge (Energiegehalt)
vor BHKW bzw. vor der weiteren Aufbereitung gewählt. Im Einzelnen wurden folgende
Prozesskettenvarianten untersucht:

Biogaserzeugung und -nutzung in einem BHKW (500 kW_{el}) -> Ersatz von Strom und Wärme (20% der Überschusswärme):

- Biogasanlage (500 kW_{el}) mit offenem Gärrestlager (Methanemissionen 2,5%)
- Biogasanlage (500 kW_{el}) mit offenem Gärrestlager (Methanemissionen 15%)
- Biogasanlage (500 kW_{el}) mit gasdicht abgedecktem Gärrestlager und Restgasnut-
zung (Methanemissionen 0%)
- Biogasanlage (500 kW_{el}) „best practice“

Biomethanherzeugung aus erzeugtem Biogas (Anlagengröße entsprechend 500 kW_{el}) unter verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten (s. u.):

1. Biogasanlage (500 kW_{el}) mit offenem Gärrestlager (Methanemissionen 2,5%); Energieeigenbedarf: Netzstrom, Wärme Erdgaskessel; Aufbereitung mittels PSA (Methanemissionen 2%)
2. Biogasanlage (500 kW_{el}) mit offenem Gärrestlager (Methanemissionen 2,5%); Energieeigenbedarf: Netzstrom, Wärme Erdgaskessel; Aufbereitung mittels Aminwäsche (Methanemissionen 0,1%, Wärme Erdgaskessel)
3. Biogasanlage (500 kW_{el}) mit gasdicht abgedecktem Gärrestlager und Restgasnutzung (Methanemissionen 0%); Energieeigenbedarf: Netzstrom, Wärme Biogaskessel; Aufbereitung mittels PSA mit Nachverbrennung ohne Nutzung (Restmethanemissionen 0,01%)
4. Biogasanlage (500 kW_{el}) mit gasdicht abgedecktem Gärrestlager und Restgasnutzung (Methanemissionen 0%); Energieeigenbedarf: Netzstrom, Wärme Biogaskessel; Aufbereitung mittels Aminwäsche (Methanemissionen 0,1%, Wärme Biomassekessel)
5. Biogasanlage wie 3 mit „best practice“
6. Biogasanlage wie 4 mit „best practice“

Die Biogaserzeugung und Aufbereitung zu Biomethan ist ergänzend auch für eine Anlage der Größenordnung 2000 kW_{el} dargestellt. Für diese wurde generell ein gasdicht abgedecktes Gärrestlager angenommen und abweichend zur betrachteten 500 kW_{el} Anlage der Eigenenergiebedarf der Biogasanlage durch ein kleines Biogas-BHKW gedeckt. Dabei maßgebend für die BHKW-Größe ist die Wärmedeckung. Der Nutzen aus dem dabei im Überschuss erzeugten Strom ist als Gutschrift verrechnet. Zudem sind für die größere Anlage geringere diffuse Methanemissionen angenommen. Insofern ist der Unterschied zu der ebenfalls für diese Anlagengröße betrachteten „best practice“ Anlage etwas geringer als bei der 500 kW_{el} Anlage.

Als Nutzungsvarianten für das erzeugte Biomethan sind folgende Fälle betrachtet:

- Ersatz von Erdgas
- Einsatz in einer KWK-Anlage mit vollständiger Wärmenutzung und Ersatz von Strom und Wärme
- Einsatz als Kraftstoff in einem monovalenten CNG-Fahrzeug und Ersatz von Benzin

Ergebnisse

In den nachfolgenden Abbildungen 1 bis 3 sind die Ergebnisse der bisherigen Berechnungen im Vergleich zu dem abgeleiteten „best practice“ Fall dargestellt, jeweils für eine Anlage der Größenordnung 500 kW_{el} und 2000 kW_{el}. Dabei sind die mit der Biogas- bzw. Biomethanbereitstellung verbundenen Treibhausgasbelastungen separat von den über die erzeugten Hauptnutzen erzielten Gutschriften (Referenzsystemen) abgebildet. Der ebenfalls erzeugte Nebennutzen „eingesparter Mineraldünger“ ist als Gutschrift von den Treibhausgasbelastungen abgezogen. Dies entspricht im Prinzip der Annahme einer geschlossenen Kreislaufführung der Nährstoffe durch Ausbringung der Gärreste auf die Anbaufelder, wodurch für den Maisanbau entsprechend weniger Mineraldünger eingesetzt werden muss. Der erzielbare Beitrag über die Mineraldüngereinsparung ist gegenüber

dem Hauptnutzen der Strom-, Erdgas- oder Benzinsubstitution allerdings deutlich geringer.

In Abbildung 1 sind die Treibhausgasbelastungen der Biogaserzeugung und -nutzung im BHKW gegenüber den Treibhausgaseinsparungen aus dem Hauptnutzen Stromerzeugung nach Marginalbetrachtung („Strom marginal“) und nach Durchschnittsbetrachtung („Strom Mix D“) in kg CO₂-Äquivalenten/MJ Biogas (Input BHKW) dargestellt. Eine etwaige zusätzliche Wärmenutzung ist in dieser Abbildung nicht enthalten. Sie würde bei 20%iger Nutzung der Überschusswärme in der Größenordnung von 10% der Stromgutschrift liegen.

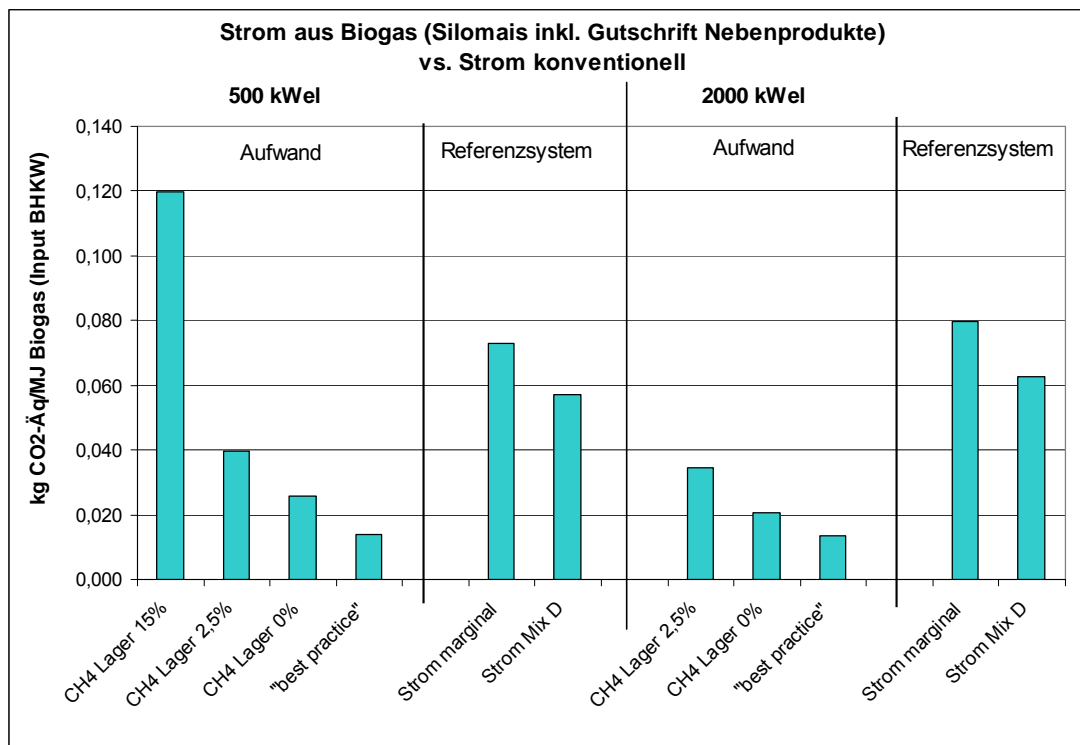


Abbildung 1 THG-Ergebnisse Biogasnutzung im BHKW (Silomais, 500 kW_{el} und 2000 kW_{el}) im Überblick für bisherige Berechnungen und „best practice“

Im Ergebnis von größter Bedeutung sind hohe Methanemissionen aus dem Gärrestlager. Liegen diese im Extremfall bei 15%, werden durch Biogas höhere Treibhausgasbelastungen verursacht als durch die ersetzte Stromerzeugung. Grundsätzlich liegen die Treibhausgasbelastungen aus der 2000 kW_{el} Biogasanlage niedriger als bei der 500 kW_{el} Anlage, da bei der größeren Anlage geringere diffuse Methanemissionen unterstellt sind und der Energieeigenbedarf regenerativ aus Biogas gedeckt wird. Auch wird bei der 2000 kW_{el} Anlage mehr Strom ersetzt als bei der 500 kW_{el} Anlage infolge des höheren BHKW Wirkungsgrades. Gegenüber dem Fall der bisherigen Berechnungen mit gasdicht abgedecktem Gärrestlager und Restgasnutzung („CH₄ Lager 0%“) wird durch den „best practice“ Fall eine weitere Minderung der Treibhausgasbelastungen aus der Biogaserzeugung und -nutzung von etwa 35% erreicht.

In Abbildung 2 sind die Treibhausgasbelastungen der Biomethanherzeugung gegenüber den Treibhausgaseinsparungen aus der Bereitstellung und Nutzung von fossilem Erdgas in g CO₂-Äquivalenten/kWh Biomethan dargestellt (Ergebnis für Erdgassubstitution). Die aufgeführten Varianten von links nach rechts entsprechen den unter „betrachtete Prozessketten“ aufgeführten Punkten von 1 bis 6. Der Fall extrem hoher Methanemissionen aus dem Gärrestlager ist hierin nicht mehr berücksichtigt. Der Stromüberschuss, der sich bei der 2000 kW_{el} Anlage aus der Bereitstellung des Energieeigenbedarfs über ein kleines BHKW ergibt (Nebennutzen), ist als Gutschrift (Marginalbetrachtung) von den Treibhausgasbelastungen der Biomethanherzeugung abgezogen.

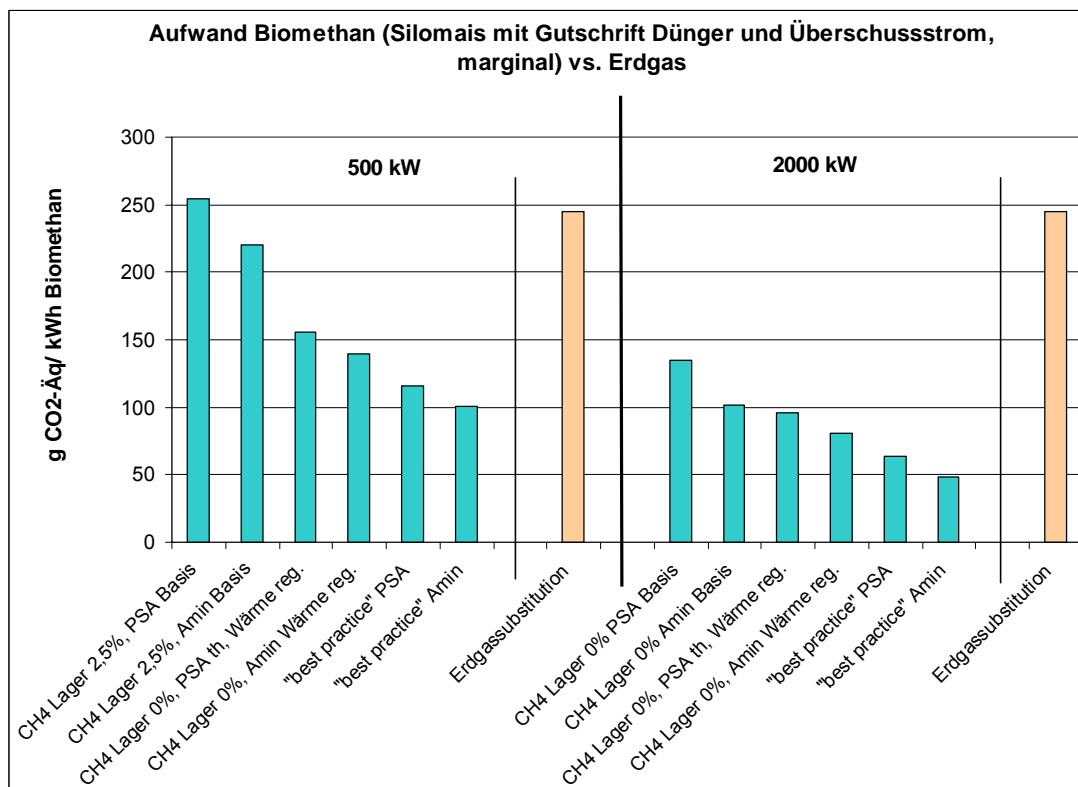


Abbildung 2 THG-Ergebnisse Biomethanherzeugung (Silomais, 500 kW_{el} und 2000 kW_{el}) im Überblick für bisherige Berechnungen und „best practice“

Im Ergebnis zeigt sich auch hier, dass die Treibhausgasbelastungen aus der 2000 kW_{el} Biogasanlage niedriger liegen als bei der 500 kW_{el} Anlage. Abgesehen von den bereits zuvor (Abbildung 1) genannten Gründen (geringere diffuse Methanemissionen, Energieeigenbedarf regenerativ) ist dies vor allem auf die angerechnete Gutschrift für den erzeugten Überschussstrom aus der Energieeigenbedarfsdeckung über ein kleines BHKW zurückzuführen. Der in Abbildung 2 dargestellte Fall „CH₄ Lager 2,5%, PSA Basis“ bei der 500 kW_{el} Anlage stellt das eingangs erwähnte Ergebnis dar, dass die Erzeugung von Biogas aus Silomais in Anlagen, die nicht dem Stand der Technik entsprechen (offenes Lager mit 2,5% Methanemissionen) mit Aufbereitung zu Biomethan ohne weitergehende Emissionsminderungsmaßnahmen (PSA mit Methanemissionen 2%) gegenüber fossilem Erdgas kein Treibhausgaseinsparpotenzial aufweist. Gegenüber der bisherigen Berechnungen für gasdicht abgedeckte Gärrestlager und Restgasnutzung sowie einer Aufberei-

tung mit weitergehenden Emissionsminderungsmaßnahmen („CH₄ Lager 0%, PSA th, Wärme reg.“ und „CH₄ Lager 0%, Amin, Wärme reg.“) werden durch die „best practice“ Annahmen weitere Minderungen der Treibhausgasbelastungen aus der Biomethan-erzeugung von etwa 20% bei der 500 kW_{el} Anlage und etwa 18% bei der 2000 kW_{el} Anlage erreicht. Gegenüber der Bereitstellung und Nutzung von fossilem Erdgas liegt die Bio-methan-erzeugung (inkl. Gutschrift der Nebennutzen) nach „best practice“ bei der 500 kW_{el} Anlage um etwa 50-60% niedriger, bei der 2000 kW_{el} Anlage um 75-80% niedriger.

In Abbildung 3 sind die Treibhausgasbelastungen der Biomethan-erzeugung und -nutzung in einem monovalenten CNG-Fahrzeug gegenüber den Treibhausgaseinsparungen aus der Bereitstellung und Nutzung von Benzin in einem Pkw in kg CO₂-Äquivalenten/GJ Biomethan dargestellt (Ergebnis für Benzinsubstitution). Auch hier ist der Stromüberschuss, der sich bei der 2000 kW_{el} Anlage aus der Bereitstellung des Energieeigenbedarfs über ein kleines BHKW ergibt (Nebennutzen), als Gutschrift (Marginalbetrachtung) von den Treibhausgasbelastungen der Biomethan-erzeugung abgezogen.

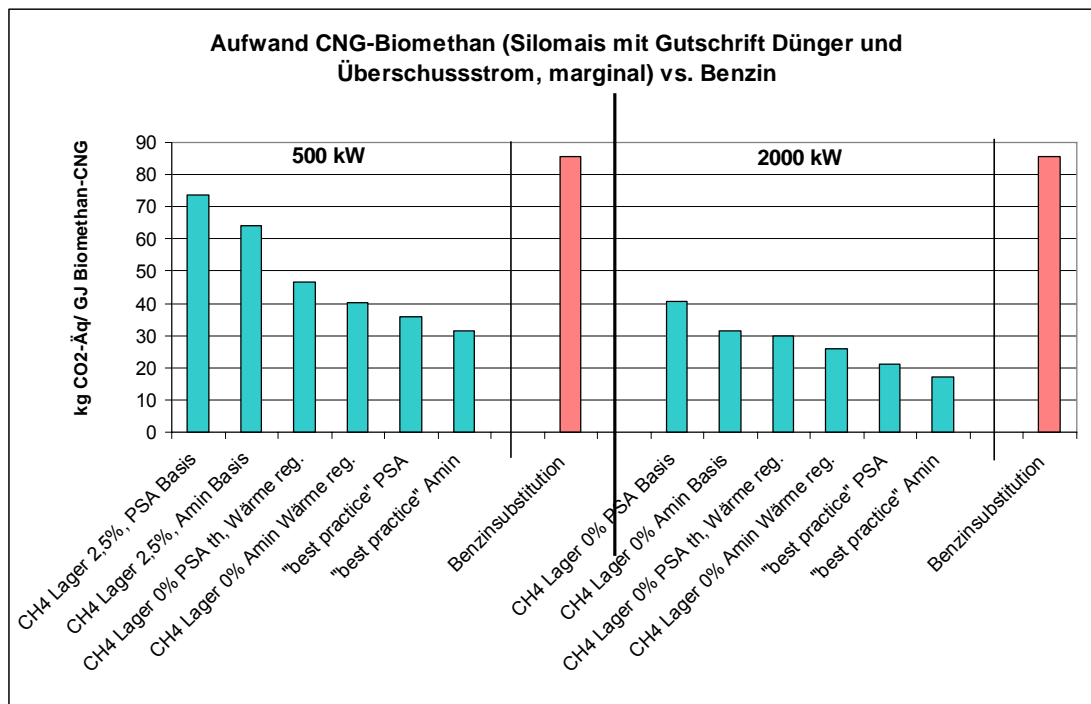


Abbildung 3 THG-Ergebnisse Erzeugung Bio-CNG (Silomais, 500 kW_{el} und 2000 kW_{el}) im Überblick für bisherige Berechnungen und „best practice“

Im Ergebnis der betrachteten Varianten zeigt sich ein ähnliches Bild wie bei der Erdgas-substitution in Abbildung 2, allerdings wird durch den Ersatz von Benzin (Referenzsystem) eine höhere Treibhausgaseinsparung erreicht als durch den Ersatz von Erdgas. Umge-kehrt liegen die Treibhausgasbelastungen der Biomethan-erzeugung hier etwas höher, da Biomethan für den Einsatz im CNG-Fahrzeug unter Stromeinsatz auf Tankstellendruck komprimiert werden muss. Gegenüber Benzin in Pkw liegt die Nutzung von Biomethan im CNG-Pkw (inkl. Gutschrift der Nebennutzen) nach „best practice“ bei der 500 kW_{el} Anlage um etwa 58-63% niedriger, bei der 2000 kW_{el} Anlage um 75-80% niedriger.

Inhaltsverzeichnis

1	IFEU Basisdaten THG-Bilanzen für Biogas-Prozessketten	1
1.1	Substratbereitstellung	1
1.2	Substratcharakteristik	3
1.3	Biogasproduktion Referenzanlage 500kW _{el}	5
1.3.1	Stickstoffbilanz Bsp. Maissilage	6
1.3.2	THG-Emissionen: Biogasproduktion aus Silomais und Biogasnutzung im 500 kW _{el} BHKW	9
1.4	Äquivalenzprozesse	13
1.5	Biomethanproduktion (Größenordnung Biogasanlage 500 kW _{el})	15
1.5.1	Deckung Energiebedarf Biogasanlage und Aufbereitung	15
1.5.2	Weitere Aufbereitung zum Einsatz im CNG-Fahrzeug	16
1.5.3	THG-Emissionen: Biomethanproduktion aus Silomais (BGA Größenordnung 500 kW _{el})	17
1.6	Biogas-, Biomethanproduktion einer großen Anlage (2000 kW _{el})	23
1.6.1	Basisdaten Biogasproduktion große Anlage 2000 kW _{el}	24
1.6.2	Biomethanproduktion (Größenordnung Biogasanlage 2000 kW _{el})	25
1.6.3	THG-Emissionen: Biomethanproduktion aus Silomais (BGA Größenordnung 2000 kW _{el})	26
2	Erstellung neuer THG-Bilanzen „best practice“	28
2.1	Neue Eingangsdaten „best practice“ für Referenzanlage 500 kW _{el}	28
2.2	„Best practice“ THG-Bilanz Biogasproduktion aus Silomais und Biogasnutzung im 500 kW _{el} BHKW	32
2.3	„Best practice“ THG-Bilanz Biomethanproduktion aus Silomais (Größenordnung Biogasanlage 500 kW _{el})	35
2.4	THG-Ergebnisse „best practice“ Biogas (Silomais, 500 kW _{el}) im Überblick	40
2.5	Neue THG-Bilanz Biomethanproduktion große Anlage (2000 kW)	40
3	Gesamtübersicht THG-Emissionen aus der Bereitstellung von Biogas und von Biomethan bzw. Bio-CNG bisherige Berechnung (Kap. 1) und „best practice“	42
3.1	Gesamtübersicht THG-Emissionen Bereitstellung Biogas	42
3.2	Gesamtübersicht THG-Emissionen Bereitstellung Biomethan	43
3.3	Gesamtübersicht THG-Emissionen Bereitstellung Bio-CNG	44
4	Literatur	47

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1	Belastungen Biogas (500 kW _{el} , Lager 2,5% CH ₄ -Emissionen).....	12
Abb. 2	Alternative Entlastungen Biogas (500 kW _{el} , Lager 2,5% CH ₄ -Emissionen)	12
Abb. 3	Belastungen Biomethan (500 kW _{el} , Lager 2,5% CH ₄ -Emissionen).....	22
Abb. 4	Alternative Entlastungen Biomethan (500 kW _{el} , Lager 2,5% CH ₄ -Emissionen)	22
Abb. 5	THG-Ergebnisse „best practice“ im Überblick.....	40
Abb. 6	THG-Ergebnisse Biogasnutzung im BHKW (Silomais, 500 kW _{el} und 2000 kW _{el}) im Überblick für bisherige Berechnungen und den „best practice“ Fall	43
Abb. 7	THG-Ergebnisse Biomethanerzeugung (Silomais, 500 kW _{el} und 2000 kW _{el}) im Überblick für bisherige Berechnungen und den „best practice“ Fall	44
Abb. 8	THG-Ergebnisse Erzeugung Bio-CNG (Silomais, 500 kW _{el} und 2000 kW _{el}) im Überblick für bisherige Berechnungen und den „best practice“ Fall sowie orientierender Vergleich zu Default-Werten (ohne LUC) Biokraftstoffe der EU gemäß BioNachV	46

Tabellenverzeichnis

Tab. 1:	Anbau Silomais Eingangsdaten	1
Tab. 2:	Äquivalenzwerte für Treibhausgase nach IPCC	1
Tab. 3:	THG-Emissionen Mineraldüngerbereitstellung (Default BioNachV)	2
Tab. 4:	THG-Emissionen Pflanzenschutzmittel (Default BioNachV).....	2
Tab. 5:	THG-Emissionen Dieseleinsatz Ackerarbeiten Anbau (Default BioNachV).....	2
Tab. 6:	Ergebnis THG Anbau in kg CO ₂ -Äq pro t Silomais	3
Tab. 7:	Kenndaten Maissilage (Teigreife)	4
Tab. 8:	Kenndaten Rindergülle	4
Tab. 9:	Berechnung Gärrest	4
Tab. 10:	Kenndaten BHKW 500 kW _{el} (IE für IFEU et al. 2008).....	5
Tab. 11:	Ergebnisse Biogas (Silomais, 500 kW _{el}) pro Jahr nach Einzelparametern.....	10
Tab. 12:	Ergebnisse Biogas (Silomais, 500 kW _{el}) in kg CO ₂ -Äq pro Jahr.....	10
Tab. 13:	Ergebnisse Biogas (Silomais, 500 kW _{el}) in kg CO ₂ -Äq/MJ Biogas _{Input} BHKW	11
Tab. 14:	Äquivalenzprozesse Strom Durchschnitt und Marginal	14
Tab. 15:	Äquivalenzprozesse Wärme Durchschnitt und Marginal	14
Tab. 16:	Äquivalenzprozess Erdgassubstitution (Vorkette und CO ₂ aus Nutzung)	14
Tab. 17:	Äquivalenzprozess Substitution Benzin (Vorkette und CO ₂ aus Nutzung)	15
Tab. 18:	Module Wärmebereitstellung	16
Tab. 19:	Aufwand Aufbereitungsverfahren.....	16
Tab. 20:	Rechenwerte Aufbereitungsverfahren Basisfall	16
Tab. 21:	Ergebnisse Biomethan (Silomais, 500 kW _{el}) pro Jahr nach Einzelparametern.....	19
Tab. 22:	Ergebnisse Biomethan (Silomais, 500 kW _{el}) in kg CO ₂ -Äq pro Jahr.....	20
Tab. 23:	Ergebnisse Biomethan (Silomais, 500 kW _{el}) in kg CO ₂ -Äq/MJ Biogas _{Input} Aufbereitung	21
Tab. 24:	Ergebnisse Biomethan (Silomais, 500kW _{el}) in kg CO ₂ -Äq/kWh Biomethan.....	23
Tab. 25:	Kenndaten BHKW 2000 kW _{el} (IE).....	24
Tab. 26:	Kenndaten BHKW zur Deckung des Energiebedarfs der Biogasanlage	26
Tab. 27:	THG-Ergebnisse Biomethan (Silomais, 2000 kW) in kg CO ₂ -Äq/kWh Biomethan.....	27
Tab. 28:	Vergleich Kenndaten Maissilage bisherige Annahme gegenüber „best practice“	29
Tab. 29:	Stickstoffbilanz nach Annahmen IFEU am Beispiel Maissilage	30
Tab. 30:	Abschätzung Stickstoffbilanz im Vergleich IFEU – E.ON (Lager gasdicht)	31
Tab. 31:	Vergleich Ergebnisse Biogas „best practice“ mit bisherigen (Kap. 1) Biogasprozess (Silomais, 500 kW) pro Jahr nach Einzelparametern.....	33
Tab. 32:	Vergleich THG-Ergebnisse „best practice“– bisherige (Kap. 1) Biogas (Silomais, 500 kW) in kg CO ₂ -Äq pro Jahr.....	34

Tab. 33:	Vergleich THG-Ergebnisse „best practice“ – bisherige (Kap. 1) Biogas (Silomais, 500 kW) in kg CO ₂ -Äq/MJ Biogas _{Input BHKW}	34
Tab. 34:	Vergleich Ergebnisse Biomethanproduktion (Silomais, 500 kW) „best practice“ mit bisherigen (Kap. 1) pro Jahr nach Einzelparametern.....	36
Tab. 35:	Vergleich Ergebnisse Biomethanproduktion (Silomais, 500 kW) „best practice“ mit bisherigen (Kap. 1) in kg CO ₂ -Äq. pro Jahr.....	37
Tab. 36:	Vergleich Ergebnisse Biomethanproduktion (Silomais, 500 kW) „best practice“ mit bisherigen (Kap. 1) in kg CO ₂ -Äq/MJ Biogas _{Input} Aufbereitung	38
Tab. 37:	Vergleich Ergebnisse Biomethanproduktion (Silomais, 500 kW _{el}) „best practice“ mit bisherigen (Kap. 1) in kg CO ₂ -Äq/kWh Biomethan.....	39
Tab. 38:	Vergleich Ergebnisse Biomethanproduktion (Silomais, 2000 kW _{el}) „best practice“ mit bisherigen (Kap. 1) in kg CO ₂ -Äq/kWh Biomethan.....	41
Tab. 39:	THG-Ergebnisse Biogasnutzung im BHKW (Silomais, 500 kW _{el} und 2000 kW _{el}) im Überblick für bisherige Berechnungen und den „best practice“ Fall	42
Tab. 40:	THG-Ergebnisse Biomethanerzeugung (Silomais, 500 kW _{el} und 2000 kW _{el}) im Überblick für bisherige Berechnungen und den „best practice“ Fall	44
Tab. 41:	Default-Werte (ohne Landnutzungsänderung) für Biokraftstoffe mit Herkunft aus der EU gemäß BioNachV	45
Tab. 42:	THG-Ergebnisse Erzeugung Bio-CNG (Silomais, 500 kW _{el} und 2000 kW _{el}) im Überblick für bisherige Berechnungen und den „best practice“ Fall	46

1 IFEU Basisdaten THG-Bilanzen für Biogas-Prozessketten

1.1 Substratbereitstellung

Tab. 1 beschreibt die zugrunde gelegten Daten für den Anbau von Mais. In den Tabellen Tab. 3 bis Tab. 5 sind die Treibhausgasemissionen für die Bereitstellung von Mineraldünger, Pflanzenschutzmittel und Dieserverbrauch aufgeführt. Die darin aufgeführten Werte der Sachbilanzparameter entsprechen den Werten, die auch für die Default-Werte gemäß Anlage 2 zu § 4 der Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Erzeugung von Biomasse zur Verwendung als Biokraftstoff (Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnung - BioNachV) verwendet wurden. Abweichend zur BioNachV³ sind die Sachbilanzparameter hier mit den aktuellen Äquivalenzfaktoren nach (IPCC 2007) (Tab. 2) in CO₂-Äquivalente umgerechnet. Die Treibhausgasemissionen für den Maisanbau in Tab. 6 berechnen sich aus den Aufwandsmengen in Tab. 1 multipliziert mit den Emissionsfaktoren in den Tabellen Tab. 3 bis Tab. 5.

Tab. 1: Anbau Silomais Eingangsdaten

Ertrag Silomais ¹⁾	43,619	t/ha
Saatgutmenge	28	kg/ha
PSM	3	kg/ha
N-Dünger ²⁾	165,75	kg/ha
P2O5-Dünger ³⁾	72,7	kg/ha
K2O-Dünger ³⁾	180	kg/ha
CaO-Dünger	11	kg/ha
Dieserverbrauch	81,5	kg/ha

1) langjähriges Mittel ZMP, DMK 1995-2005 (IE Klimagasbilanzen, S.67: rd. 44 t/ha)

2) DüV Anlage 1, N-Gehalt Silomais 0,38 kg N/dt

3) Entzugsdüngung gemäß Gehalte in Silomais nach (FNR 2005a)

Tab. 2: Äquivalenzwerte für Treibhausgase nach IPCC

in kg CO ₂ -Äq	IPCC 2007 *	IPCC 1995
CO ₂ fossil	1	1
CH ₄ fossil	27,75	21
CH ₄ regenerativ	25	18,25
N ₂ O	298	310

*) verwendete Umrechnungsfaktoren

³ Die im Rahmen der BioNachV ermittelten Default-Werte für Treibhausgasbilanzen sind mit den Äquivalenzfaktoren nach (IPCC 1995) bewertet. Die BioNachV soll zur Zielerreichung nach dem Kyoto-Protokoll beitragen; in der Klimarahmenkonvention nach dem Kyoto-Protokoll ist vereinbart, dass Treibhausgase auf Basis des damaligen Wissenstandes bewertet werden sollen (IPCC 1995) wodurch auch die Pflichten zur Berichterstattung und zur Überprüfung von Emissionsinventaren gemäß der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UN FCCC) auf Basis dieser Faktoren zu erfolgen haben.

Tab. 3: THG-Emissionen Mineraldüngerbereitstellung (Default BioNachV)

Mineraldünger		N-Dünger	P2O5-Dünger	K2O-Dünger	CaO-Dünger
CO2 fossil	g/kg	2686	1114	616,5	284,3
CH4	g/kg	7,44673897	2,418	1,378	0,2855
CH4 reg	g/kg				
N2O	g/kg	12	0,03232	0,04905	0,0194
CO2 fossil	g CO2-Äq/kg	2686	1114	616,5	284,3
CH4	g CO2-Äq/kg	207	67,0995	38,2395	7,922625
CH4 reg	g CO2-Äq/kg	0	0	0	0
N2O	g CO2-Äq/kg	3576	9,63136	14,6169	5,7812
Summe IPCC 2007	g CO2-Äq/kg	6469	1191	669	298

Tab. 4: THG-Emissionen Pflanzenschutzmittel (Default BioNachV)

Pflanzenschutzmittel		
CO2 fossil	g/kg	11220
CH4	g/kg	31
CH4 reg	g/kg	
N2O	g/kg	1,61
CO2 fossil	g CO2-Äq/kg	11220
CH4	g CO2-Äq/kg	860
CH4 reg	g CO2-Äq/kg	0
N2O	g CO2-Äq/kg	480
Summe IPCC 2007	g CO2-Äq/kg	12560

Tab. 5: THG-Emissionen Dieseleinsatz Ackerarbeiten Anbau (Default BioNachV)

Ackermaschinen Anbau		Diesel
CO2 fossil	g/kg	3623
CH4	g/kg	3,837
CH4 reg	g/kg	
N2O	g/kg	0,3419
CO2 fossil	g CO2-Äq/kg	3623
CH4	g CO2-Äq/kg	106
CH4 reg	g CO2-Äq/kg	0
N2O	g CO2-Äq/kg	102
Summe IPCC 2007	g CO2-Äq/kg	3831,4

Tab. 6: Ergebnis THG Anbau in kg CO₂-Äq pro t Silomais

		CO ₂	CH ₄	CH ₄ reg	N ₂ O	Summe
PSM	kg CO ₂ -Äq	0,772	0,059	0	0,033	0,864
N-Dünger	kg CO ₂ -Äq	10,213	0,786	0	13,598	24,597
P ₂ O ₅ -Dünger	kg CO ₂ -Äq	1,857	0,112	0	0,016	1,985
K ₂ O-Dünger	kg CO ₂ -Äq	2,545	0,158	0	0,060	2,763
CaO-Dünger	kg CO ₂ -Äq	0,072	0,002	0	0,001	0,075
Diesel- verbrauch	kg CO ₂ -Äq	6,774	0,199	0	0,190	7,163
N ₂ O Acker	kg CO ₂ -Äq				17,8	17,8
Summe	kg CO₂-Äq	22,233	1,316	0	31,705	55,254

Verluste durch Silierung:

Angebaute Mais wird für den Einsatz in einer Biogasanlage zur Lagerung siliert. Dabei wird ein Teil der organischen Masse abgebaut und gasförmig (v. a. Kohlendioxid) freigesetzt. Für die Verluste durch Silierung werden nach (Winkelmann 2006) folgende Angaben gemacht: Unvermeidbare Verluste: 3-6 Ma%, vermeidbar Verluste bis 30 Ma%.

Als Rechenwert wurden 10 Massenprozent Verluste angesetzt. Da die Bilanzierung sich auf eine bestimmte eingesetzte Biogasmenge bezieht (Input BHKW oder Input Aufbereitung) müssen die Verluste eingerechnet werden, um diese bestimmte Menge Biogas bereitstellen zu können.

→ THG aus Anbau inkl. 10% Verluste durch Silierung = 61,39 kg CO₂-Äq/t Silomais

1.2 Substratcharakteristik

In Tab. 7 und Tab. 8 sind die verwendeten Kenndaten für die Einsatzsubstrate Silomais und Rindergülle aufgeführt. Diese wurden vom IE Leipzig und dem IFEU Heidelberg im Rahmen des Forschungsvorhabens (IFEU et al. 2008) ermittelt. Vergleichend sind Bandbreiten nach (FNR 2005a) dargestellt, aus denen teilweise Mittelwerte abgeleitet und verwendet wurden.

Tab. 9 zeigt die Kenndaten für Gärreste aus Silomais und Rindergülle. Die Berechnung der Gärrestmasse erfolgt vereinfacht über den Kohlenstoff, der zu Biogas umgesetzt wurde (als CH₄ und CO₂ mit Annahme CO₂ = 1-CH₄-5%; ergibt Abbaugrad organischer Trockensubstanz (oTS)). Durch den biologischen Abbau werden auch Stickstoffverbindungen umgesetzt, teilweise in Ammonium und teilweise wird Stickstoff anteilig gasförmig freigesetzt. Der Stickstoffverlust durch die Vergärung wurde nach Literaturangaben für Roh- und Gärsubstrat (KTBL, o.J.), (FNR 2005a) im Mittel zu rd. 10% angenommen. Die Anreicherung des Ammo-

nium wurde für Rindergülle ebenfalls nach den Literaturangaben für Werte im Roh- und Gärsubstrat mit dem Faktor 1,2 angesetzt, die für Silomais mit 1,8.

Tab. 7: Kenndaten Maissilage (Teigreife)

Maissilage		Rechenwert	(FNR 2005a, S.88)	
Gasertrag	l/kg oTS	586	450	700
Methangehalt	Vol%	54% *	50	55
Methanertrag	l/kg oTS	316 *		
oTS	% TS	95,8%	85	95
TS	% FS	33,0%	20	35
Gasertrag	m³/t FS	185,3 *	170	200
Methanertrag	m³/t FS	100,0		
N-Gehalt	% TS	1,2	1,1	2
NH4-N	% N	11,3		
P-Gehalt	% TS	0,24%		
K-Gehalt	% TS	1,13%		

*) z. Vgl. IE Klimagasbilanzen, S.67: Gasertrag 130-180 m³/t FS; Methangehalt 53%; S.68, Tab.5-4: Methanertrag 410 m³/t oTS

Tab. 8: Kenndaten Rindergülle

Rindergülle		Rechenwert	(FNR 2005a, S.88)	
Gasertrag	l/kg oTS	345	200	500
Methangehalt	Vol%	58%		60
oTS	% TS	81,4%	75	82
TS	% FS	8,5%	8	11
Gasertrag	m³/t FS	23,9	20	30
Methanertrag	m³/t FS	13,8		
N-Gehalt	% TS	4,7	2,6	6,7
NH4-N	% N	49		
P-Gehalt	% TS	0,8%		
K-Gehalt	% TS	5,8%		

Tab. 9: Berechnung Gärrest

Berechnung Gärrest		Maissilage	Rindergülle
Masse CH4	kg/kg oTS	0,2260	0,1429
Masse CO2	kg/kg oTS	0,4719	0,2507
Abbaugrad oTS	% oTS	70%	39%
Abbaugrad oTS	%FS	22%	2,7%
Gärrestmenge	t/t Input	0,779	0,973
N Gärrest ¹⁾	kg/t Input	3,42	3,6
NH4-N ²⁾	%N	20	58
P	kg/t Input	0,001	0,001
K	kg/t Input	0,004	0,005

1) N Verlust durch Fermentation nach Vergleich mehrerer Daten zu Roh- und Gärsubstrat rd. 10%

2) NH4 Anreicherung durch Umwandlung von Norg bei Vergärung bei Rindergülle Faktor rd. 1,2; bei NawaRo rd. 1,8

1.3 Biogasproduktion Referenzanlage 500kW_{el}

Zur Berechnung der Biogasproduktion wird im Referenzfall von einer mittleren Anlagengröße mit einer elektrischen Leistung BHKW von 500 kW ausgegangen. Die BHKW-Kenndaten finden sich in Tab. 10.

Tab. 10: Kenndaten BHKW 500 kW_{el} (IE für IFEU et al. 2008)

500	kW _{el} netto
7.800	Vollast h/a
3.900.000	kW _h _{el} /a
37,5%	eta el
4.472.000	kW _h _{th} /a
43,0%	eta th
10.400.000	FWL in kWh/a
37.440	GJ Biogas/a

Energiebedarf der Biogasanlage bei NawaRo-Einsatz:

Der Eigenbedarf der Biogasanlage unterscheidet sich je nach Einsatzsubstrat, Anlagen die überwiegend Gülle einsetzen haben im Allgemeinen einen höheren Wärmebedarf. Im Folgenden werden nur die Berechnungen für den Fall eines 100%igen Einsatzes von Silomais als Substrat beschrieben. Der Energieeigenbedarf einer NawaRo-Anlage beträgt:
Strombedarf 10% des produzierten Stroms bzw. 3,75% der FWL (mit eta el 37,5%)
Wärmebedarf 20% der produzierten Wärme bzw. 8,6% der FWL (mit eta th 43%)

Funktionelle Einheit der THG-Bilanzierung

Die gewählte BHKW-Größe bestimmt die funktionelle Einheit der Treibhausgasbilanzierung. Als Bezugspunkt gleicher Funktion ist in allen betrachteten Fällen die Biogasjahresmenge gesetzt, die entweder in ein BHKW eingebracht wird oder einer Aufbereitung zugeführt wird. Für die als Referenzanlage gewählte Größe von 500 kW_{el} entspricht die Biogasjahresmenge energetisch der jährlichen Feuerungswärmeleistung (FWL), also 10.400.000 kWh/a bzw. **umgerechnet in MJ: 37.440.000 MJ/a**. Mit gerundetem Heizwert für Methan von 10 kWh/m³ entspricht dies einer jährlichen Menge von 1,04 Mio. m³ Methan/a.

Methanverluste aus Biogasproduktion und Gärrestlager

Für die Referenzanlage wurde von einem durchschnittlichen Technikstand ausgegangen. Bei der Biogasproduktion kommt es zu diffusen Methanemissionen aus v. a. Folienspeichern und/oder undichten Stellen. Über die Höhe dieser Verluste gibt es allerdings bisher nur Einschätzungen. In den Berechnungen sind diese mit 1% bezogen auf das produzierte Methan angenommen.

Des Weiteren kommt es bei offener Gärrestlagerung zu Methanemissionen in die Atmosphäre. Nach Einschätzung des IE Leipzig und nach Daten im FNR Biogasmessprogramms (2005b) liegen diese im Allgemeinen zwischen 2,5% und 15% bezogen auf das produzierte Methan. Für die THG-Bilanzen wurde im Referenzfall vom unteren Bandbreitenwert 2,5% ausgegangen, der maximale Wert von 15% wurde als Sensitivität gerechnet.

Diese Verluste liegen vor der dem Bezugspunkt gleicher Funktion „Input BHKW/-Aufbereitung“ und werden insofern rückwirkend berücksichtigt. Damit berechnet sich die ursprünglich zu produzierende Menge Methan zu $1.040.000 / (1 - (0,01 + 0,025)) = 1.077.720 \text{ m}^3/\text{a}$. Zur Produktion dieser Biogasmenge müssen mit den Kenndaten in Tab. 7 10.773 t Silomais in die Vergärung eingebracht werden.

Damit berechnen sich die jährlichen Treibhausgasemissionen für den Maisanbau zu:

→ THG Anbau = $61,39 \text{ kg CO}_2\text{-Äq/t Silomais} * 10.773 \text{ t} = 661.390 \text{ kg CO}_2\text{-Äq/a}$

Rückgerechnet auf ein MJ Biogas (Input BHKW/Aufbereitung) ergibt dies:

18 g $\text{CO}_2\text{-Äq/MJ Biogas}_{\text{Input BHKW}}$ bzw. 64 g $\text{CO}_2\text{-Äq/kWh Biogas}_{\text{Input BHKW}}$

Methanverluste BHKW

Üblicherweise sind die auf landwirtschaftlichen Biogasanlagen verwendeten BHKW nicht mit einer Abgasreinigung ausgestattet und es fallen relevante Methanemissionen aus der Biogasverbrennung an. Nach (LfU 2006) liegt der Methanschluß für Gas-BHKW im Mittel bei $290 \text{ mg CH}_4/\text{Nm}^3$. Dies entspricht umgerechnet etwa 0,5% Verlust bezogen auf das zugeführte Methan. Dieser Wert wurde als Methanemissionen in die Atmosphäre in den THG-Bilanzen für den Referenzfall beim Einsatz im BHKW berücksichtigt. Es gilt zu beachten, dass der Methanschluß bei Zündstrahlaggregaten nach (LfU 2006) sogar etwa doppelt so hoch liegt. Umgekehrt ist bei Einsatz eines Oxidationskatalysators zur Abgasreinigung nur noch mit geringfügigen Methanemissionen im Bereich $5 \text{ mg}/\text{Nm}^3$ bzw. 0,004% zu rechnen.

1.3.1 Stickstoffbilanz Bsp. Maissilage

Ein wesentlicher Aspekt bei der Erstellung von Ökobilanzen und auch Treibhausgasbilanzen sind die durch die Vergärung ausgelösten Stickstoffströme. Für NawaRo als Einsatzsubstrat gibt es bisher kaum Messwerte bzgl. Inhaltsstoffe der Gärreste oder Emissionsverhalten dieser. Für die THG-Bilanzen wurden hier Analogieschlüsse gezogen auf Basis vorhandener Daten für Rohgülle, die in der Regel im Rahmen der nationalen Berichterstattungspflichten abgeleitet wurden sowie auf Basis von Literaturangaben zu vergorener Gülle. Nachfolgend sind die Bandbreiten der Stickstoffströme aufgezeigt, je nachdem ob die verfügbaren Werte für Rinder-, Schweinegülle oder Festmist verwendet werden. In den THG-Bilanzen wurden für Silomais die Werte für Rindergülle bzw. Gülle verwendet.

N im Gärrest bezogen auf 10.773 t Silomais pro Jahr

N im Silomais	40,9	t/a
N in Gärrest nach Vergärung (Verluste 10%)	36,8	t/a
Ammoniumgehalt nach Umwandlung 20,3% N	7,5	t/a

Durch die Vergärung kommt es wie erwähnt zu Stickstoffverlusten und zu einer Ammoniumanreicherung. Der Ammoniumgehalt im vergorenen Silomaissubstrat liegt dann nach den verfügbaren Daten etwa bei 20%. Der Gärrest wird gelagert und auf landwirtschaftliche Flächen ausgebracht. Bei beiden Prozessschritten kommt es zu weiteren Stickstoffverlusten in Form von Ammoniak, Lachgas oder Stickstoffgasemissionen in die Atmosphäre.

N Verluste Lager

Für die Ammoniakverluste aus Lagerung liegen keine Werte für vergorene Substrate vor, aber in BMVEL/UBA 2002 heißt es, dass NH₃-Emissionen aus vergorener und nativer Gülle etwa gleich einzustufen sind. Die Tabelle zeigt Werte nach BMVEL/UBA 2002 für Rinder- und Schweinegülle.

NH₃-N Verluste Gärrestlager Werte nach BMVEL/UBA 13,5-18% NH₄-N

Rindergülle 13,5%	1,0	t/a
Schweinegülle 18%	1,3	t/a

Bei Gärrestlagerabdeckung und Restgasnutzung würde eine Minderung der NH₃-Emissionen um 90% erreicht (Emission Inventory Guidebook für NH₃ EF Deutschland, zitiert Döhler et al. 2002).

N₂O-N Verluste Gärrestlager Werte nach IPCC 1996, 2001 0,1-2% N

Gülle 0,1%	0,04	t/a
Festmist 2%	0,74	t/a

Im Nationalen Inventarbericht (UBA 2006) wird die bei der Bildung von N₂O die gleichzeitig entstehende Menge N₂ nach Literaturdaten geschätzt. Die N₂-Verluste haben keine Umweltwirkung, mindern aber die letztendlich verfügbare Stickstoffmenge.

N₂-N Verluste Gärrestlager i.V.m N₂O-Verlusten 0,7-14% N

Gülle 0,7%	0,26	t/a
Festmist 14%	5,2	t/a

Bei Gärrestlagerabdeckung und Restgasnutzung wurde in den Berechnungen die gleiche Minderung wie für NH₃-Emissionen unterstellt (Messungen, Expertenaussagen o. ä. sind allerdings nicht bekannt).

N Gärrest vor Ausbringung

Abzgl. der Verluste aus der Lagerung verbleiben im Gärrest vor der Ausbringung folgende Stickstoff und Ammoniumgehalte:

N in Gärrest vor Ausbringung		
"Rindergülle"	35,5	t/a
"Schweinegülle/Festmist"	29,6	t/a
NH ₄ -N Gärrest vor Ausbringung*		
"Rindergülle"	7,2	t/a
"Schweinegülle/Festmist"	6,0	t/a

* berechnet über NH₄-N-Gehalt Gärrest

N Verluste Ausbringung

In der Literatur existiert eine Vielzahl von Daten zu Ammoniakverlusten bei Ausbringung. Diese beziehen sich auf Wirtschaftsdünger teils im Vergleich zu vergorener Gülle. Für Gär-

rest aus NawaRo liegen keine Daten vor. Lediglich für Co-Fermente aus gewerblichen/kommunalen Abfällen sind Aussagen verfügbar. Für die Berechnungen wurde zunächst wiederum BMVEL/UBA (2002) verwendet. Darin werden Rinder- und Schweinegülle nach Ausbringungstechnik unterschieden. Für die Bilanzierung gewählt wurde eine typische Ausbringung mit Breitverteiler i.V.m. einer Einarbeitung nach 6 h (Ausbringung auf unbewachsenen Acker); danach ergeben sich $\text{NH}_3\text{-N}$ Verluste in Höhe von 35% N bei Rindergülle und 11% bei Schweinegülle (eine Ausbringung auf Bewuchs mit Schleppschlauch wäre demgegenüber mit etwas höheren NH_3 -Emissionen verbunden; dagegen eine Einarbeitung nach 1 h nach Ausbringung auf unbewachsenen Acker mit deutlich niedrigeren NH_3 -Emissionen). Nach verschiedenen Studienaussagen weisen vergorene Göllesubstrate trotz höherem Ammoniumgehalt keine höheren Ammoniakemissionen auf als unvergorene. Es wird davon ausgegangen, dass sich dies durch die bessere Fließfähigkeit der vergorenen Gölle ergibt, so dass diese schneller in den Boden eindringen kann und die Ausgasung von NH_3 dadurch geringer ist. Die beiden Effekte heben sich in etwa gegenseitig auf. In (Wulf 2002) fand sich ein Verlustwert für Rohgülle von 25%, für vergorene Gölle von 20% jeweils bezogen auf den $\text{NH}_4\text{-N}$ -Gehalt. Dieses Verhältnis (1:0,8) wurde für die Bilanzierungen übernommen und auf die Verlustwerte nach BMVEL/UBA (s. o.) angewendet.

$\text{NH}_3\text{-N}$ Verluste Werte nach (BMVEL/UBA 2002) und (Wulf 2002)

Biogas-Rindergölle 28%	2,0	t/a
Biogas-Schweinegülle 9%	0,5	t/a

Die N_2O -Verluste bei Ausbringung wurden analog dem Vorgehen für die Nationale Berichterstattung erst nach Abzug der NH_3 -Verluste bezogen auf den verbleibenden Stickstoff berechnet. Verwendet wurde der Wert nach IPCC 2006.

$\text{N}_2\text{O-N}$ Verluste Acker IPCC 2006: 1% N

"Rindergölle" 1%	0,34	t/a
"Schweinegülle/Festmist" 1%	0,29	t/a

Die Ausbringung mit Injektion würde zwar eine Verminderung der NH_3 -Emissionen erzielen, aber umgekehrt zu einer Erhöhung der N_2O -Emissionen führen und sollte deswegen nicht erfolgen.

N Gärrest nach Abzug Verluste

Die Verluste werden konsistent für Rindergölle und für Schweinegülle/Festmist aufaddiert. Insgesamt liegen die Verluste bei 10-22% des ursprünglich im Gärrest enthaltenen Stickstoffs. Stickstoff im Gärrest liegt sowohl als Ammonium als auch als organisch gebundener Stickstoff vor.

NH4-N Gärrest nach Verlusten		
"Rindergölle"	5,2	t/a
"Schweinegülle/Festmist"	5,5	t/a
N org in Gärrest nach Verlusten*		
"Rindergölle"	28	t/a
"Schweinegülle/Festmist"	23	t/a

* Differenz verbleibender N gesamt und $\text{NH}_4\text{-N}$

Ammoniumstickstoff ist zu 100% pflanzenverfügbar. Organischer Stickstoff ist auch langfristig nur bedingt verfügbar. Zudem unterscheidet sich die Verfügbarkeit nach Substratart (Gülle, Festmist). Nach (KTBL 1996) errechnet sich eine Pflanzenverfügbarkeit des organisch gebundenen Stickstoffs nach 5 Jahren für vergorene Gülle zu 23,6%, für vergorenen Festmist zu 19,6%. Als letztendlich pflanzenverfügbar und damit Mineraldünger substituierend ergeben sich die nachfolgenden Werte:

Pflanzenverfügbare N		
"Rindergülle"	11,8	t/a
"Schweinegülle/Festmist"	10,1	t/a

Diese Werte entsprechen 27 bzw. 32% des ursprünglichen Stickstoffs im Gärrest.

1.3.2 THG-Emissionen: Biogasproduktion aus Silomais und Biogasnutzung im 500 kW_{el} BHKW

Am Beispiel für Silomais und die Anlagengröße von 500 kW_{el} sind nachfolgend die Ergebnisse der Bilanzierung aufgeführt. Vergleichend nebeneinander gestellt ist die Referenzanlage (Methanverluste Produktion 1%; Kenndaten BHKW vgl. Tab. 10, Methanemissionen 0,5%):

- mit gasdichtem Lager und Restgasnutzung
- mit offenem Lager (2,5% CH₄-Emissionen)
- mit offenem Lager und hohen Methanverlusten (15% CH₄-Emissionen).

Die Ergebnisse sind zunächst pro Jahr dargestellt inkl. der berechneten Randdaten für die Fälle bzgl. Substrateinsatz, Methanproduktion, -nutzung. Funktionelle Einheit ist wie erwähnt Biogas vor Input BHKW, weswegen die Methanverluste aus Produktion und Lager zu höheren gesamt zu produzierenden Methanmengen und höheren Substrateinsätzen führen.

Die erzielten Nutzen sind absolut angegeben. Sie sind bzgl. der Strom- und Wärmeproduktion entsprechend der gewählten funktionellen Einheit gleich. Die unterschiedlichen NPK-Düngermengen ergeben sich zum einen durch die unterschiedlichen Substrateinsätze, zum anderen ist hier bei geschlossenem Lager, wie unter Kap. 1.3.1 beschrieben, eine Minderung der NH₃- und N₂O-Emissionen angerechnet, so dass höhere Mengen im Gärrest verbleiben.

Tab. 11: Ergebnisse Biogas (Silomais, 500 kW_{el}) pro Jahr nach Einzelparametern

BHKW 500		Lager gas- dicht	Lager 2,5%	Lager 15%
Substrateinsatz	t/a	10.501	10.773	12.376
produziertes Methan	m ³ /a	1.050.505	1.077.720	1.238.095
CH ₄ Anlage (1%)	m ³ /a	10.505	10.777	12.381
CH ₄ Lager	m ³ /a	0	26.943	185.714
Methan in BHKW	m³/a	1.040.000	1.040.000	1.040.000
Aufwand				
Anbau	kg CO ₂ -Äq/a	644.689	661.390	759.811
Vorlager (Ann. 10% Lager)	kg CH ₄ /a	0	0	0
	kg N ₂ O/a	0,6	6	7
Anlage	kg CH ₄ /a	7.504	7.698	8.844
Lager	kg CH ₄ /a	0	19.245	132.653
	Min kg N ₂ O/a	6	58	67
BHKW (CH ₄ 0,5%)	kg CH ₄ /a	3640	3640	3640
	kg N ₂ O/a	25	25	25
Ausbringung	kg CH ₄ /a	44	45	52
	kg N ₂ O/a	530	527	605
T Ausbringung	kg CO ₂ -Äq/a	10.315	10.582	12.157
Nutzen				
N-Dünger	t/a	11,9	11,8	13,6
P ₂ O ₅ -Dünger	t/a	19,1	19,5	22,5
K ₂ O-Dünger	t/a	47,2	48,4	55,6
Strom	kWh/a	3.510.000	3.510.000	3.510.000
Wärme	kWh/a	3.577.600	3.577.600	3.577.600

 Tab. 12: Ergebnisse Biogas (Silomais, 500 kW_{el}) in kg CO₂-Äq pro Jahr

Aufwand		Lager gas- dicht	Lager 2,5%	Lager 15%
Anbau	kg CO ₂ -Äq/a	644.689	661.390	759.811
Vorlager (10% Lager)	kg CO ₂ -Äq/a	0	0	0
	kg CO ₂ -Äq/a	168	1.725	1.982
Anlage	kg CO ₂ -Äq/a	187.590	192.450	221.088
Lager	kg CO ₂ -Äq/a	0	481.125	3.316.327
	Min kg CO ₂ -Äq/a	1.682	17.253	19.821
BHKW	kg CO ₂ -Äq/a	91.000	91.000	91.000
	kg CO ₂ -Äq/a	7.438	7.438	7.438
Ausbringung	kg CO ₂ -Äq/a	1.105	1.133	1.302
	kg CO ₂ -Äq/a	158.045	156.950	180.305
T Ausbringung	kg CO ₂ -Äq/a	10.315	10.582	12.157
Gutschrift				
N-Dünger	kg CO ₂ -Äq/a	76.904	76.372	87.737
P ₂ O ₅ -Dünger	kg CO ₂ -Äq/a	22.689	23.277	26.741
K ₂ O-Dünger	kg CO ₂ -Äq/a	31.574	32.392	37.212
Strom				
70% Stk 30% Gas	kg CO ₂ -Äq/a	2.734.697	2.734.697	2.734.697
Mix D 2005	kg CO ₂ -Äq/a	2.143.982	2.143.982	2.143.982
Wärme 20%				
57% Gas 43% HEL	kg CO ₂ -Äq/a	227.391	227.391	227.391

Mix D Haushzg.	kg CO ₂ -Äq/a	242.653	242.653	242.653
----------------	--------------------------	---------	---------	---------

 Tab. 13: Ergebnisse Biogas (Silomais, 500 kW_{el}) in kg CO₂-Äq/MJ Biogas Input BHKW

Aufwand		Lager gas- dicht	Lager 2,5%	Lager 15%
Anbau	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,017	0,018	0,020
Vorlager	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,000	0,000	0,000
Anlage	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,005	0,005	0,006
Lager	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,000	0,013	0,089
BHKW	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,003	0,003	0,003
Ausbringung	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,004	0,004	0,005
T Ausbringung	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,000	0,000	0,000
Gutschrift				
NPK-Dünger	kg CO ₂ -Äq/MJ	-0,004	-0,004	-0,004
Strom				
70% Stk 30% Gas	kg CO ₂ -Äq/MJ	-0,073	-0,073	-0,073
Mix D 2005	kg CO ₂ -Äq/MJ	-0,057	-0,057	-0,057
Wärme 20%				
57% Gas 43% HEL	kg CO ₂ -Äq/MJ	-0,006	-0,006	-0,006
Mix D Haushzg.	kg CO ₂ -Äq/MJ	-0,006	-0,006	-0,006
Summe Aufwand	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,029 *	0,043	0,123
Summe GS Wärme 20%	kg CO ₂ -Äq/MJ	-0,083	-0,083	-0,083
Netto Wärme 20%	kg CO₂-Äq/MJ	-0,053	-0,039	0,040

*) IE Klimagasbilanzen S.75/Abb.5-8: Biogas/Maissilage Aufwand ca. 0,03 kg/MJ; aber Anteil Anbau ca. 2/3 (hier 55%); in BGW-Studie Anbau IE 63 kg CO₂-Äq/t (hier 59 kg CO₂-Äq/t); Methanverluste Anlage 1% (hier +0,5% BHKW); Strombedarf BGA n.b.; Wärmebedarf 20% der produzierten Wärme (hier gleich)

Die für die angerechneten Gutschriften verwendeten Äquivalenzprozesse bzw. die damit verbundenen eingesparten THG-Emissionen sind unter Kap. 1.4 aufgeführt.

In den gezeigten Ergebnissen wurden immer die für Rindergülle analogen Werte hinsichtlich der N₂O-Emissionen aus Lagerung und Ausbringung verwendet (vgl. Kap. 1.3.1). Dies ist insbesondere relevant für N₂O-Emissionen aus der Lagerung, die ansonsten bei offener Lagerung deutlich höher ausfallen würden (2% statt 0,1% bezogen auf Stickstoff⁴). In den nachfolgenden beiden Abbildungen sind die THG-Emissionsbe- und -entlastungen durch die Biogaserzeugung und -nutzung im Überblick dargestellt für den Fall mit offenem Lager und 2,5% Methanverlusten (mittlere Spalte in Tab. 13). Neben Maissilage sind auch die Werte für einen 100%igen Einsatz von Rindergülle dargestellt.

In den Entlastungen (Abb. 2) sind neben den Durchschnitts- und Marginalwerten für Wärme auch die alternative Substitution für Heizwerk (HW) Erdgas und HW Heizöl dargestellt.

⁴ Die 0,1% beziehen sich nach IPCC 1996 auf Gülle, die 2% auf Festmist; allerdings sind die 2% sehr hoch, in anderen Quellen werden für Festmist maximal 0,5% Verluste als N₂O bezogen auf N angegeben.

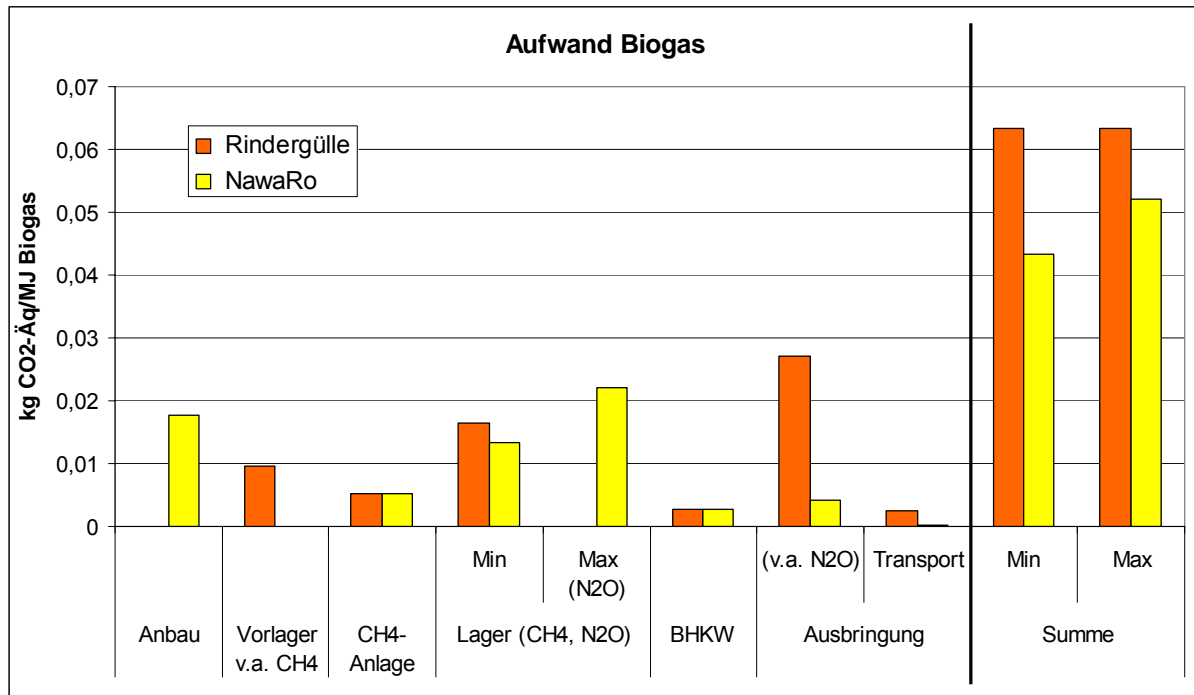


Abb. 1 Belastungen Biogas (500 kW_{el}, Lager 2,5% CH₄-Emissionen)

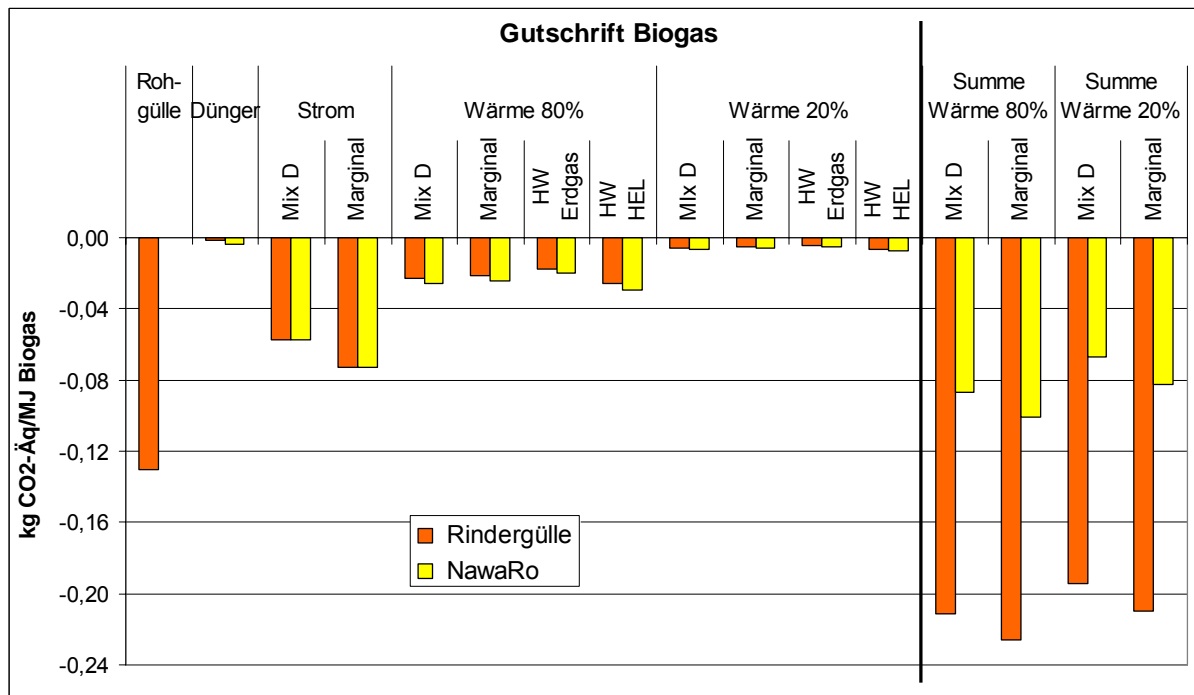


Abb. 2 Alternative Entlastungen Biogas (500 kW_{el}, Lager 2,5% CH₄-Emissionen)

1.4 Äquivalenzprozesse

Für erneuerbare Energie, wie Biogas, gibt es – ausgelöst durch die Debatte für anzurechnende CO₂-Minderungen – eine abgestimmte Vorgehensweise zur Anrechnung der durch die Strom- und Wärmeproduktion aus Erneuerbaren ersetzten fossilen Brennstoffe:

In der Studie des Fraunhofer Instituts System- und Innovationsforschung (ISI 2005) wurde detailliert untersucht, in welchem Ausmaß verschiedene erneuerbare Energien bei dem zurzeit vorhandenen Kraftwerkspark konventionelle Energieträger ersetzen. Die Ergebnisse der Studie finden sich im Anhang ("Methodische Hinweise") der BMU-Broschüre "Erneuerbare Energien in Zahlen" (BMU 2007) zitiert. Darin bzw. dem abgeleiteten methodischen Vorgehen wird unterschieden zwischen der Ermittlung von Emissionsfaktoren bzw. vermiedenen CO₂-Emissionen und der Ermittlung der Einsparung fossiler Energieträger durch erneuerbare Energien. Die methodische Vorgehensweise für diese beiden Bereiche ist allerdings nicht symmetrisch⁵ und derzeit ist ebenfalls beim Fraunhoferinstitut ein Projekt beauftragt zur konsistenten Überarbeitung der Methode.

Marginale Stromgutschrift (BMU 2007): 70% Steinkohle- und 30% Erdgasstrom

Marginale Wärmegutschrift (BMU 2007): 56,9% Erdgas-, 40,5% Heizöl-, 2,6% Kohlewärme

Im Rahmen des Biogasprojektes wurden für die Bilanzierung dennoch Gutschriften in Anlehnung an die abgestimmte Methode verwendet. Parallel dazu wurden jedoch auch Berechnungen mit dem durchschnittlichen Strommix für Deutschland durchgeführt. Für die Wärmegutschrift wurde in den Berechnungen vereinfachend der Kohleanteil dem Heizölanteil zuzugerechnet. Bezogen auf eingesparte THG-Emissionen ergibt sich durch diese Vereinfachung kein signifikanter Unterschied. Parallel wurden auch bzgl. Wärme Berechnungen mit der durchschnittlichen Wärmeerzeugung in Haushalten durchgeführt. Die Treibhausgasdaten für die Äquivalenzprozesse der Strom- und Wärmebereitstellung sind in Tab. 14 und Tab. 15 aufgeführt, jeweils für die marginale Gutschrift nach (BMU 2007) und für die Durchschnittsbetrachtung (Mix D).

In Tab. 16 und Tab. 17 sind die Treibhausgasemissionen für die Äquivalenzprozesse Erdgassubstitution und Benzinsubstitution aufgeführt. Wird Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet ist es qualitativ gleichwertig mit Erdgas, entsprechend sind bei einer Substitution des Erdgases die einzigen Unterschiede die Vorkette und die CO₂-Emissionen aus der thermischen Nutzung, bei Erdgas sind diese fossil bei Biomethan nicht. Für die Gutschrift ist es bei der Erdgassubstitution völlig unerheblich in welchem Aggregat unter welchem technischen Wirkungsgrad Erdgas oder Biomethan angewendet wird, durch die Gleichwertigkeit heben sich technische Randdaten in jedem Fall auf. Im Äquivalenzprozess Benzin sind ebenfalls nur die Emissionen aus der Vorkette und die CO₂-Emissionen aus der thermischen Nutzung enthalten, dies entspricht der Schnittstelle gemäß der BioNachV. Sollte eingesetztes Biomethan nicht heizwertäquivalent zu Benzin sein, so wäre dies im Aufwandssystem Biomethan zusätzlich zu berücksichtigen.

⁵ Nach Textlaut werden für die Wärmebereitstellung für die Ermittlung der Emissionsfaktoren bzw. vermiedenen CO₂-Emissionen nur die direkten Emissionen berücksichtigt, während bei der Einsparung fossiler Brennstoffe die vorgelagerten Prozesse einbezogen werden. Letzteres erfolgt wiederum für die Strombereitstellung nicht (nur Berücksichtigung direkter Emissionen) (Punkt 2, S.40 und Punkt 6, S.41).

Die Äquivalenzprozesse bzw. Gutschriften für die Bereitstellung von Mineräldünger entsprechen den in Tab. 3 aufgeführten Einsparungen an THG-Emissionen.

Tab. 14: Äquivalenzprozesse Strom Durchschnitt und Marginal

Strom		Mix D 2005	70% Stk 30% Gas
		Umberto	Umberto
CO2 fossil	g/kWhel	576,9	691,3
CH4	g/kWhel	1,0	2,8
CH4 reg	g/kWhel	0,0	
N2O	g/kWhel	0,0	0,0
CO2 fossil	g CO2-Äq/kWhel	576,9	691,3
CH4	g CO2-Äq/kWhel	27,2	77,2
CH4 reg	g CO2-Äq/kWhel	0,0	0,0
N2O	g CO2-Äq/kWhel	6,7	10,6
Summe IPCC 2007	g CO2-Äq/kWhel	610,8	779,1

Tab. 15: Äquivalenzprozesse Wärme Durchschnitt und Marginal

Wärme		Mix D Haushzg.	57% Gas; 43% HEL
		Umberto	BioNachV
CO2 fossil	g/kWhth	316,5	300,9
CH4	g/kWhth	0,8	0,6
CH4 reg	g/kWhth		0,0
N2O	g/kWhth	0,0	0,0
CO2 fossil	g CO2-Äq/kWhth	316,5	300,9
CH4	g CO2-Äq/kWhth	21,0	15,3
CH4 reg	g CO2-Äq/kWhth	0,0	0,0
N2O	g CO2-Äq/kWhth	1,6	1,6
Summe IPCC 2007	g CO2-Äq/kWhth	339,1	317,8

Tab. 16: Äquivalenzprozess Erdgassubstitution (Vorkette und CO₂ aus Nutzung)

Substitution Erdgas		Erdgas
		ecoinvent, DEHSt
CO2 fossil	g/kWh	227,399
CH4	g/kWh	0,615
CH4 reg	g/kWh	0,000
N2O	g/kWh	0,000
CO2 fossil	g CO2-Äq/kWh	227,4
CH4	g CO2-Äq/kWh	17,1
CH4 reg	g CO2-Äq/kWh	0,0
N2O	g CO2-Äq/kWh	0,1
Summe IPCC 2007	g CO2-Äq/kWh	244,6

Tab. 17: Äquivalenzprozess Substitution Benzin (Vorkette und CO₂ aus Nutzung)

Kraftstoff		Benzin
		ecoinvent, Tremod
CO2 fossil	g/kWh	303,2
CH4	g/kWh	0,155
CH4 reg	g/kWh	0,000
N2O	g/kWh	0,002
CO2 fossil	g CO2-Äq/kWh	303,2
CH4	g CO2-Äq/kWh	4,3
CH4 reg	g CO2-Äq/kWh	0,0
N2O	g CO2-Äq/kWh	0,7
Summe IPCC 2007	g CO2-Äq/kWh	308,2

1.5 Biomethanproduktion (Größenordnung Biogasanlage 500 kW_{el})

Die weitere Aufbereitung auf Erdgasqualität wurde ebenfalls zunächst für den Referenzfall der Biogasanlage mit der Größenordnung 500 kW_{el} gerechnet. Für die Aufbereitung kommen derzeit in Deutschland im Wesentlichen drei Verfahren in Frage: die Druckwasserwäsche (DWW), Die Druckwechseladsorption (PSA-Verfahren) und die Aminwäsche (hier BCM-Verfahren). Die beiden erstgenannten arbeiten unter Druck und sind sich in ihrem Aufwand und ihren Emissionen ähnlich. Stellvertretend wurde hier für die Druckverfahren das PSA-Verfahren untersucht.

Wird Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet gibt es verschiedene Möglichkeiten den Eigenbedarf der Biogasanlage zu decken. Ohne rechtliche Anforderungen ist es für eine Biogasanlage der Größenordnung 500 kW_{el} am wahrscheinlichsten, dass das Biogas vollständig der Aufbereitung zugeführt wird, während der Strombedarf der Anlage aus dem öffentlichen Stromnetz gedeckt wird und der Wärmebedarf über einen Erdgaskessel. Nach dem Kabinettsbeschluss der EEG Novelle vom 5.12.07 wird für die Aufbereitung auf Erdgasqualität allerdings generell eine regenerative Bereitstellung der gesamten Prozesswärme (Biogasanlage und Aufbereitung) vorgeschrieben. In den nachfolgenden Treibhausgasbilanzen wurden beide Fälle untersucht.

1.5.1 Deckung Energiebedarf Biogasanlage und Aufbereitung

1) Strom aus Stromnetz, Wärme fossil
Strom mit Strom Mix D (vgl. Tab. 14 „Mix D 2005“)
Wärme mit HW Erdgas (vgl. Tab. 18 „Erdgas“⁶)

2) Strom aus Stromnetz, Wärme regenerativ
Strom mit Strom Mix D (vgl. Tab. 14 „Mix D 2005“)

⁶ Abweichend zu den THG-Werten für den Äquivalenzprozess Erdgassubstitution (Tab. 16), die sich auf kWh Erdgas beziehen, beziehen sich die THG-Werte in Tab. 18 auf kWh Wärme und beinhalten damit die Verluste aus Konversion.

Wärmebedarf der Biogasanlage mit Biogas (o.V.) (vgl. Tab. 18)

Wärmebedarf der Aminwäsche a) mit Erdgas b) mit Biomasse (vgl. Tab. 18)

Tab. 18: Module Wärmebereitstellung

Wärme		Erdgas	Heizöl	Biomasse	Biogas oV
					Umberto
CO2 fossil	g/kWh	245,0	375,1		
CH4	g/kWh	0,64	0,43		
CH4 reg	g/kWh	0,00	0,00	0,09	0,01
N2O	g/kWh	0,005	0,006	0,027	0,004
CO2 fossil	g CO2-Äq/kWhth	245,0	375,1		
CH4	g CO2-Äq/kWhth	17,8	12,0		
CH4 reg	g CO2-Äq/kWhth	0,0	0,0	2,1	0,3
N2O	g CO2-Äq/kWhth	1,4	1,8	8,0	1,2
Summe IPCC 2007	g CO2-Äq/kWhth	264,1	388,9	10,2	1,5

In Tab. 19 sind die Bandbreiten für die drei verschiedenen Aufbereitungsverfahren dargestellt, in Tab. 20 die verwendeten Rechenwerte.

Tab. 19: Aufwand Aufbereitungsverfahren

	PSA	DWW	Aminwäsche*
Strombedarf [kWh/Nm ³]	0,24 - 0,29	0,24 - 0,4	0,06 - 0,14
Wärmebedarf [kWh/Nm ³]			0,3 - 0,7
Strom Verdichtung [kWh/Nm ³] auf 16 bar	0,036 6 bar	0,03 10 bar	0,068 1 bar
Methanschlupf [%]	3-8	2-6	< 0,1

Nach Angaben IE; Werte für Stromverdichtung nach Angaben E.ON

Tab. 20: Rechenwerte Aufbereitungsverfahren Basisfall

	PSA	Aminwäsche*
Strombedarf Aufbereitung und Verdichtung auf 16 bar [kWh/Nm ³]	0,3	0,168
Wärmebedarf [kWh/Nm ³]		0,4
Methanschlupf [%]	2	< 0,1

1.5.2 Weitere Aufbereitung zum Einsatz im CNG-Fahrzeug

Nach der Aufbereitung auf Erdgasqualität kann Biomethan ins Erdgasnetz eingespeist oder direkt für unterschiedliche Anwendungen eingesetzt werden. Um die Förderung aus dem EEG zu erzielen, ist die Erzeugung von KWK Strom derzeit die wahrscheinlichste Anwendung. Daneben kann Biomethan auch in einem CNG-Fahrzeug eingesetzt werden. Für die-

sen Fall muss das Gas weiter auf Tankstellendruck komprimiert werden. Der dafür erforderliche weitere Strombedarf wurde nach Concawe (2003) Daten abgeschätzt unter der Annahme, dass pro Druckverdopplung der gleiche Strombedarf erforderlich ist:

Strombedarf für Verdichtung 1 auf 250 bar = 0,011 kWh/MJ Gas

Strombedarf für Verdichtung 40 auf 250 bar = 0,003 kWh/MJ Gas

Annahme Strombedarf gleich pro Druckverdopplung

=> Strombedarf Verdichtung 16 auf 250 bar = (0,011/2) kWh/MJ Gas

Beim Einsatz von Biomethan im CNG-Fahrzeug kann entweder Erdgas ersetzt werden – dieser Fall unterscheidet sich dann nicht von jeglicher anderen Anwendung bei der explizit Erdgas ersetzt wird (vgl. Kap. 1.4) – oder es wird Benzin- oder Dieseldieselkraftstoff ersetzt. Mit den freiwilligen Ausbauzielen für Erdgastankstellen und den Bestrebungen den Erdgasfahrzeuganteil in Deutschland zu erhöhen, ist es allerdings wahrscheinlicher, dass der Einsatz von Biomethan in CNG-Fahrzeugen ergänzend zum Ausbau wirkt und dadurch Benzin oder Diesel ersetzt wird. In den Treibhausgasbilanzen wurde die Substitution von Benzin angenommen (vgl. Äquivalenzprozess Tab. 17).

Die Nutzengleichheit zwischen Biomethan bzw. Erdgas und Benzin hängt entscheidend davon ab, in welchem Fahrzeugtyp das Biomethan / Erdgas eingesetzt wird. Derzeit werden sowohl bivalente als auch monovalente Fahrzeuge angeboten. Bivalente Fahrzeuge, die sowohl Erdgas als auch Benzin tanken können, sind nicht auf den Erdgasbetrieb optimiert und weisen gegenüber einem reinen Benzinfahrzeug eine schlechtere Energieeffizienz auf (bedingt durch Mehrgewicht und nicht optimale Motorauslegung zwischen 10%-20% energetisch ungünstiger). Monovalente Fahrzeuge, die nur noch über einen Benzinnottank verfügen, sind dagegen energetisch optimiert und in ihrer Energieeffizienz vergleichbar mit der Benzinversion. In der Tendenz wird davon ausgegangen, dass künftig monovalente Fahrzeuge überwiegen. In der Treibhausgasbilanz ist insofern der Einsatz von Biomethan in einem monovalenten CNG-Pkw unterstellt mit heizwertäquivalenter Substitution von Benzin.

1.5.3 THG-Emissionen: Biomethanproduktion aus Silomais (BGA Größenordnung 500 kW_{el})

Wiederum am Beispiel für Silomais und die Anlagengrößenordnung von 500 kW_{el} sind nachfolgend die Ergebnisse der Bilanzierung zur Biomethanproduktion aufgeführt. Vergleichend nebeneinander gestellt ist die Referenzanlage (Methanverluste Produktion 1%):

1. Lager offen (2,5% CH₄-Verluste)
Eigenbedarf Biogasanlage extern (Strom Mix D, Wärme HW Erdgas)
Aufbereitung PSA (2% Methanemissionen in Atmosphäre, 0,3 kWh_{el}/m³ Rohgas)
2. Lager offen (2,5% CH₄-Verluste)
Eigenbedarf Biogasanlage extern (Strom Mix D, Wärme HW Erdgas)
Aufbereitung Amin (0,1% Methanemissionen in Atmosphäre, 0,168 kWh_{el}/m³ Rohgas, 0,4 kWh_{th}/m³ Rohgas Wärme aus HW Erdgas)

3. Lager geschlossen mit Restgasnutzung
Strombedarf Biogasanlage Strom Mix D, Wärme regenerativ Biogas
Aufbereitung PSA (2% Methanverluste mit Nachverbrennung und Restmethanemission in Atmosphäre 0,01%, 0,3 kWhel/m³ Rohgas)

4. Lager geschlossen mit Restgasnutzung
Strombedarf Biogasanlage Strom Mix D, Wärme regenerativ Biogas
Aufbereitung Amin (0,1% Methanemissionen in Atmosphäre, 0,168 kWhel/m³ Rohgas, 0,4 kWhth/m³ Rohgas Wärme regenerativ aus HW Biomasse)

Die Ergebnisse sind zunächst pro Jahr dargestellt inkl. der berechneten Randdaten für die Fälle bzgl. Substrateinsatz, Methanproduktion, -nutzung. Funktionelle Einheit ist weiterhin Biogas vor Input BHKW bzw. hier vor Input Aufbereitung. Die Ergebnisse sind dann zunächst umgerechnet auf MJ Biogas_{Input Aufbereitung} und des Weiteren auf kWh Biomethan. Bis zur Bereitstellung des Biogases vor Aufbereitung entsprechen die Ergebnisse denen für Biogas vor BHKW (Substrateinsatz, Anbau, Anlage etc.).

Die erzielten Nutzen sind absolut angegeben. Sie sind bzgl. der Menge Biogas vor Aufbereitung entsprechend der funktionellen Einheit gleich, unterscheiden sich aber bzgl. der produzierten Biomethanmenge.

Tab. 21: Ergebnisse Biomethan (Silomais, 500 kW_{el}) pro Jahr nach Einzelparametern

Beispiel Silomais		Energie extern CH ₄ Emission Lager 2,5%	Energie extern CH ₄ Emission Lager 2,5%	Wärme Biogas Lager gasdicht	Wärme Biogas Lager gasdicht
500Biomethan		PSA CH ₄ Emission 2%	Amin CH ₄ -Emission 0,1%; Wärme Erdgas	PSA Rest CH ₄ Emission Nachverbr. 0,01%	Amin CH ₄ -Emission 0,1%; Wärme Holz
Substrateinsatz	t/a	10.773	10.773	10.501	10.501
produziertes Methan	m ³ /a	1.077.720	1.077.720	1.050.505	1.050.505
Verlust Anlage	m ³ /a	10.777	10.777	10.505	10.505
Verlust Lager	m ³ /a	26.943	26.943	0	0
Methan in Aufber.	m ³ /a	1.040.000	1.040.000	1.040.000	1.040.000
Aufwand					
Anbau	kg CO ₂ -Äq/a	661.390	661.390	644.689	644.689
Vorlager (10% Lager)	kg CH ₄ /a	0	0	0	0
	kg N ₂ O/a	6	6	0,6	0,6
Anlage	kg CH ₄ /a	7.698	7.698	7.504	7.504
Lager	kg CH ₄ /a	19.245	19.245	0	0
	Min kg N ₂ O/a	58	58	6	6
Strom Anlage	kg CO ₂ -Äq/a	238.220	238.220	238.220	238.220
Wärme Anlage	kg CO ₂ -Äq/a	236.244	236.244	1.300	1.300
Ausbringung	kg CH ₄ /a	45	45	44	44
	kg N ₂ O/a	527	527	530	530
T Ausbringung	kg CO ₂ -Äq/a	10.582	10.582	10.315	10.315
CH ₄ -E Aufber	kg CH ₄ /a	14.857	743	67	672
Strom Aufbereitung	kg CO ₂ -Äq/a	352.919	197.635	319.195	178.749
Wärme Aufbereitung	kg CO ₂ -Äq/a		203.483		7.083
Kompr Kraftstoff	kg CO ₂ -Äq/a	123.265	125.654	111.486	113.648
Nutzen					
N-Dünger	t/a	11,8	11,8	11,9	11,9
P ₂ O ₅ -Dünger	t/a	19,5	19,5	19,1	19,1
K ₂ O-Dünger	t/a	48,4	48,4	47,2	47,2
Biomethan	kWh/a	10.192.000	10.389.600	9.218.098	9.396.816

Tab. 22: Ergebnisse Biomethan (Silomais, 500 kW_{el}) in kg CO₂-Äq pro Jahr

		Energie extern CH ₄ Emission Lager 2,5%	Energie extern CH ₄ Emission Lager 2,5%	Wärme Biogas Lager gasdicht	Wärme Biogas Lager gasdicht
		PSA CH ₄ Emis- sion 2%	Amin CH ₄ - Emission 0,1%; Wärme Erdgas	PSA Rest CH ₄ Emission Nach- verbr. 0,01%	Amin CH ₄ - Emission 0,1%; Wärme Holz
Aufwand					
Anbau	kg CO ₂ -Äq/a	661.390	661.390	644.689	644.689
Vorlager (10% Lager)	kg CO ₂ -Äq/a	0	0	0	0
	kg CO ₂ -Äq/a	1.725	1.725	168	168
Anlage	kg CO ₂ -Äq/a	192.450	192.450	187.590	187.590
Lager	kg CO ₂ -Äq/a	481.125	481.125	0	0
Min	kg CO ₂ -Äq/a	17.253	17.253	1.682	1.682
Strom Anlage	kg CO ₂ -Äq/a	238.220	238.220	238.220	238.220
Wärme Anlage	kg CO ₂ -Äq/a	236.244	236.244	1.300	1.300
Ausbringung	kg CO ₂ -Äq/a	1.133	1.133	1.105	1.105
	kg CO ₂ -Äq/a	156.950	156.950	158.045	158.045
T Ausbringung	kg CO ₂ -Äq/a	10.582	10.582	10.315	10.315
CH ₄ -E Aufber	kg CO ₂ -Äq/a	371.429	18.571	1.680	16.797
Strom Aufbereitung	kg CO ₂ -Äq/a	352.919	197.635	319.195	178.749
Wärme Aufbereitung	kg CO ₂ -Äq/a	0	203.483	0	7.083
Kompr Kraftstoff	kg CO ₂ -Äq/a	123.265	125.654	111.486	113.648
Gutschrift					
N-Dünger	kg CO ₂ -Äq/a	76.372	76.372	76.904	76.904
P2O5-Dünger	kg CO ₂ -Äq/a	23.277	23.277	22.689	22.689
K2O-Dünger	kg CO ₂ -Äq/a	32.392	32.392	31.574	31.574
Erdgassubstitution	kg CO ₂ -Äq/a	2.492.603	2.540.929	2.254.421	2.298.129
BHKW KWK					
Mix D	kg CO ₂ -Äq/a	3.976.443	4.053.538	3.596.472	3.666.200
Marginal	kg CO ₂ -Äq/a	4.569.071	4.657.655	4.132.471	4.212.590
Benzinsubstitution	kg CO ₂ -Äq/a	3.141.041	3.201.939	2.840.897	2.895.976

Tab. 23: Ergebnisse Biomethan (Silomais, 500 kW_{el}) in kg CO₂-Äq/MJ Biogas_{Input} Aufbereitung

Methan in Aufber. FWL	MJ/a	37.440.000	37.440.000	37.440.000	37.440.000
Aufwand		1)	2)	3)	4)
Anbau	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,018	0,018	0,017	0,017
Vorlager	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,000	0,000	0,000	0,000
Anlage	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,005	0,005	0,005	0,005
Lager	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,013	0,013	0,000	0,000
Strom Anlage	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,006	0,006	0,006	0,006
Wärme Anlage	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,006	0,006	0,0	0,0
Ausbringung	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,004	0,004	0,004	0,004
T Ausbringung	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,000	0,000	0,000	0,000
CH ₄ -E Aufber	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,010	0,000	0,000	0,000
Strom Aufbereitung	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,009	0,005	0,009	0,005
Wärme Aufbereitung	kg CO ₂ -Äq/MJ	0	0,005	0	0,0
Kompr Kraftstoff	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,003	0,003	0,003	0,003
Gutschrift					
NPK-Dünger	kg CO ₂ -Äq/MJ	-0,004	-0,004	-0,004	-0,004
Erdgassubstitution	kg CO ₂ -Äq/MJ	-0,067	-0,068	-0,060	-0,061
BHKW KWK	kg CO ₂ -Äq/MJ				
Mix D	kg CO ₂ -Äq/MJ	-0,106	-0,108	-0,096	-0,098
Marginal	kg CO ₂ -Äq/MJ	-0,122	-0,124	-0,110	-0,113
Benzinsubstitution	kg CO ₂ -Äq/MJ	-0,084	-0,086	-0,076	-0,077
Summe Aufw. Biomethan	kg CO₂-Äq/MJ	0,073	0,065	0,042	0,039
Summe f. Kraftstoff	kg CO₂-Äq/MJ	0,076	0,068	0,045	0,042
Summe GS Erdgas	kg CO₂-Äq/MJ	-0,070	-0,071	-0,064	-0,065
Summe GS KWK marg.	kg CO₂-Äq/MJ	-0,126	-0,128	-0,114	-0,116
Summe GS Benzin	kg CO₂-Äq/MJ	-0,087	-0,089	-0,079	-0,081
Netto Erdgas	kg CO₂-Äq/MJ	0,003	-0,007	-0,022	-0,026
Netto KWK marg.	kg CO₂-Äq/MJ	-0,053	-0,063	-0,072	-0,077
Netto Benzin	kg CO₂-Äq/MJ	-0,011	-0,021	-0,035	-0,039

In den nachfolgenden beiden Abbildungen sind wiederum die Be- und Entlastungen für die Basisfälle dargestellt (Anlage Größenordnung 500 kW_{el}; diffuse CH₄-Emissionen Anlage 1%; CH₄-Emissionen offenes Lager 2,5%; Aufbereitung PSA und Amin Rechenwerte wie Tab. 20). Die Abbildungen erhalten wiederum auch die Ergebnisse für Rindergülle.

Die Entlastungen (Abb. 4) umfassen neben den generellen Gutschriften für Mineraldünger und Rohgülle, die möglichen alternativen Gutschriften sowohl mit Durchschnitts- als auch Marginalwerten für KWK. Neben der KWK-Nutzung in einem BHKW ist auch die erzielbare Gutschrift bei reiner Verstromung in einem Gas-GuD enthalten.

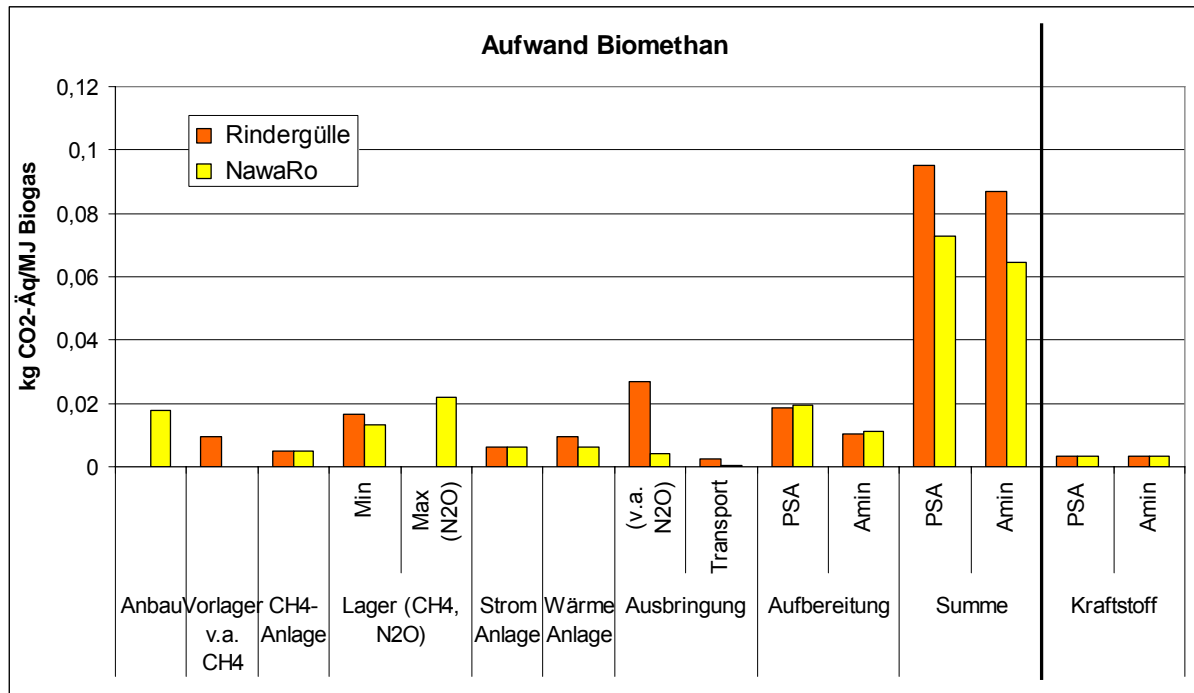


Abb. 3 Belastungen Biomethan (500 kW_{el}, Lager 2,5% CH₄-Emissionen)

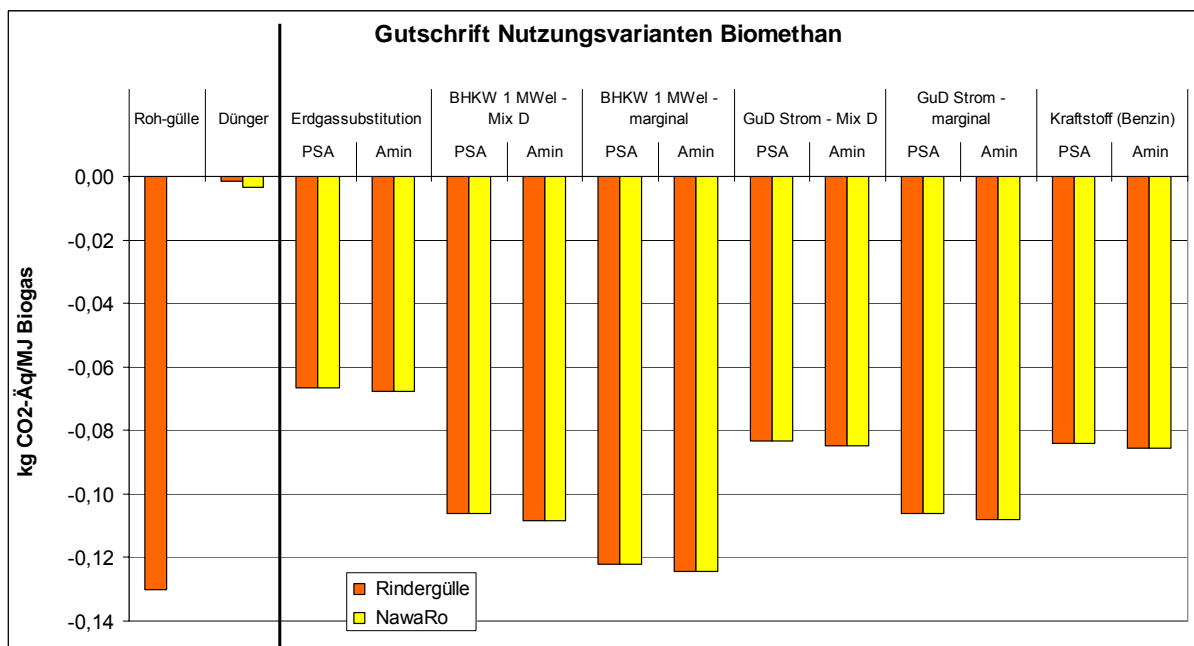


Abb. 4 Alternative Entlastungen Biomethan (500 kW_{el}, Lager 2,5% CH₄-Emissionen)

Tab. 24: Ergebnisse Biomethan (Silomais, 500kW_{el}) in kg CO₂-Äq/kWh Biomethan

Biomethan	kWh/a	10.192.000	10.389.600	9.218.098	9.396.816
Aufwand					
Anbau	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,065	0,064	0,070	0,069
Vorlager	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,000	0,000	0,000	0,000
Anlage	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,019	0,019	0,020	0,020
Lager	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,049	0,048	0,000	0,000
Strom Anlage	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,023	0,023	0,026	0,025
Wärme Anlage	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,023	0,023	0,000	0,000
Ausbringung	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,016	0,015	0,017	0,017
T Ausbringung	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,001	0,001	0,001	0,001
CH ₄ -E Aufber	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,036	0,002	0,000	0,002
Strom Aufbereitung	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,035	0,019	0,035	0,019
Wärme Aufbereitung	kg CO ₂ -Äq/kWh	0	0,020	0	0,001
Kompr Kraftstoff	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,012	0,012	0,012	0,012
Gutschrift					
NPK-Dünger	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,013	-0,013	-0,014	-0,014
Erdgassubstitution	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,245	-0,245	-0,245	-0,245
BHKW KWK	kg CO ₂ -Äq/kWh				
Mix D	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,390	-0,390	-0,390	-0,390
Marginal	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,448	-0,448	-0,448	-0,448
Benzinsubstitution	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,308	-0,308	-0,308	-0,308
Summe Aufw. Biomethan	kg CO₂-Äq/kWh	0,267	0,233	0,170	0,154
Summe f. Kraftstoff	kg CO₂-Äq/kWh	0,279	0,245	0,182	0,166
Summe GS Erdgas	kg CO₂-Äq/kWh	-0,258	-0,257	-0,259	-0,259
Summe GS KWK marg.	kg CO₂-Äq/kWh	-0,461	-0,461	-0,463	-0,462
Summe GS Benzin	kg CO₂-Äq/kWh	-0,321	-0,321	-0,322	-0,322
Netto Erdgas	kg CO₂-Äq/kWh	0,009	-0,025	-0,089	-0,105
Netto KWK marg.	kg CO₂-Äq/kWh	-0,194	-0,228	-0,293	-0,308
Netto Benzin	kg CO₂-Äq/kWh	-0,042	-0,076	-0,141	-0,156

1.6 Biogas-, Biomethanproduktion einer großen Anlage (2000 kW_{el})

Ergänzend zu den gemäß Auftrag gezeigten und erläuterten THG-Bilanzen für eine Anlage der Größenordnung 500 kW_{el}, werden nachfolgend zur Information auch kurz die Ergebnisse für eine große Anlage dargestellt. Dazu werden vorab kurz die verwendeten Basisdaten erläutert und im Anschluss die Ergebnisse ausschließlich zur Biomethanproduktion gezeigt.

1.6.1 Basisdaten Biogasproduktion große Anlage 2000 kW_{el}

Im Grundsatz entsprechen die Basisdaten für eine große Anlage (Größenordnung eines BHKW mit 2000 kW elektrischer Leistung) denen der zuvor beschriebenen 500 kW_{el} Anlage. Die sich ergebenden Unterschiede sind nachfolgend aufgeführt.

Zunächst weist das 2000 kW_{el} BHKW einen höheren elektrischen Wirkungsgrad auf und eine höhere Jahresfeuerungswärmeleistung. Die BHKW Kenndaten sind in Tab. 25 aufgeführt.

Tab. 25: Kenndaten BHKW 2000 kW_{el} (IE)

2000	kW _{el} netto
7.800	Vollast h/a
15.600.000	kWh _{el} /a
41,0%	eta el
16.360.976	kWh _{th} /a
43,0%	eta th
38.048.780	FWL in kWh/a
136.976	GJ Biogas/a

Energiebedarf der 2000 kW_{el} Biogasanlage bei NawaRo-Einsatz:

Bezogen auf die produzierte Strom- und Wärmemenge unterscheidet sich der Energieeigenbedarf von Biogasanlagen nicht. Durch den höheren elektrischen Wirkungsgrad ändert sich aber der Strombedarf bezogen auf die Feuerungswärmeleistung:

Strombedarf 10% des produzierten Stroms bzw. 4,1% der FWL

Wärmebedarf 20% der produzierten Wärme bzw. 8,6% der FWL

Funktionelle Einheit der THG-Bilanzierung

Da die gewählte BHKW-Größe die funktionelle Einheit der Treibhausgasbilanzierung bestimmt und als Bezugspunkt gleicher Funktion zunächst in allen betrachteten Fällen die Biogasjahresmenge gesetzt wurde, ergibt sich für die große Anlage eine höhere Biogasjahresmenge, die energetisch der jährlichen Feuerungswärmeleistung von 38.048.780 kWh/a entspricht bzw. **umgerechnet in MJ: 136.975.610 MJ/a**. Mit gerundetem Heizwert für Methan von 10 kWh/m³ entspricht dies einer jährlichen Menge von 3,8 Mio. m³ Methan/a. Der Vergleich mit anderen Anlagengrößen ist bei diesem Vorgehen gewährleistet durch die Umrechnung der Jahresergebnisse auf 1 MJ Biogas (bzw. 1 MJ Biomethan).

Methanverluste aus Biogasproduktion und Gärrestlager

Für eine große Anlage wird davon ausgegangen, dass diese mit modernem Technikstand ausgerüstet ist und insofern geringere diffuse Methanemissionen entstehen. Auch hier liegen keine belastbaren Messdaten über die Höhe der Verluste vor, in den Berechnungen sind diese mit 0,45% bezogen auf das produzierte Methan angenommen. Des Weiteren wird bei der großen Anlage unterstellt, dass diese mit einem geschlossenen Gärrestlager mit Restgasnutzung ausgestattet ist und es folglich zu keinen signifikanten Methanemissionen aus dem Gärrestlager kommt, sondern das im Gärrestlager noch anfallende Gas statt dessen mit in die Nutzung genommen wird.

Auch hier liegen diese Verluste vor dem Bezugspunkt gleicher Funktion „Input BHKW/Aufbereitung“ und werden insofern rückwirkend berücksichtigt. Damit berechnet sich die ursprünglich zu produzierende Menge Methan zu $3.804.878/(1-(0,045)) = 3.822.077 \text{ m}^3/\text{a}$. Zur Produktion dieser Biogasmenge müssen mit den Kenndaten in Tab. 7 38.206 t Silomais in die Vergärung eingebracht werden.

Die **jährlichen Treibhausgasemissionen für den Maisanbau** zum Betrieb der großen Anlage berechnen sich damit zu:

→ THG Anbau = $61,39 \text{ kg CO}_2\text{-Äq/t Silomais} * 38.206 \text{ t} = 2.345.586 \text{ kg CO}_2\text{-Äq/a}$

Rückgerechnet auf ein MJ Biogas (Input BHKW/Aufbereitung) ergibt dies:

17 g $\text{CO}_2\text{-Äq/MJ Biogas}$ bzw. 62 g $\text{CO}_2\text{-Äq/kWh Biogas}$

Im Vergleich zur Referenzanlage mit $500 \text{ kW}_{\text{el}}$ liegen diese spezifischen Werte etwas niedriger, bedingt durch die geringeren diffusen Methanverluste aus der Biogasproduktion (0,45% statt 1%).

Methanverluste BHKW

Auch hinsichtlich des BHKW wird für eine große Anlage davon ausgegangen, dass dies mit modernem Technikstand ausgerüstet ist, es wird die Abgasreinigung mit einem Oxidationskatalysator unterstellt wodurch Methanemissionen nur noch in geringfügigem Umfang anfallen (5 mg/Nm^3 , seitens des Auftraggebers als erreichbarer Wert bestätigt).

1.6.2 Biomethanproduktion (Größenordnung Biogasanlage $2000 \text{ kW}_{\text{el}}$)

Die Biomethanproduktion (Aufbereitung) entspricht der für die $500 \text{ kW}_{\text{el}}$ Anlage (vgl. Kap. 1.5.1). Abweichend dazu wird allerdings für die große Anlage angenommen, dass sie ihren Eigenenergiebedarf generell nicht durch externe Energie decken muss, sondern ausreichend Biogas produziert, um ein kleines BHKW zu betreiben. Es wurde angenommen, dass über dieses BHKW mindestens der Wärmebedarf der Biogasanlage gedeckt werden soll. Da der Wärmebedarf anteilig den Strombedarf übersteigt, wird dadurch durch das kleine BHKW Strom im Überschuss produziert. Dieser Strom kann wiederum ins EVU-Netz eingespeist werden und wird als Gutschrift angerechnet.

Methanverluste BHKW

Die Daten für das kleine BHKW zur Deckung des Energieeigenbedarfs der Anlage (wärmebestimmt) sind in Tab. 26 aufgeführt. Die über dieses BHKW einzusetzende Biogasmenge (entspricht der FWL) steht nicht mehr für die Aufbereitung auf Erdgasqualität zur Verfügung. Der über dieses kleine BHKW produzierte Strom wird nur zu etwa 55% von der Biogasanlage in Anspruch genommen, rd. 45% können ins Netz eingespeist werden. Die berechnete BHKW Größe zur Selbstversorgung der Anlage von rd. $360 \text{ kW}_{\text{el}}$ entspricht Aggregatgrößen, die nicht notwendigerweise mit einer Abgasreinigung ausgestattet sind. Insofern wird hier für dieses BHKW zur Versorgung des Energieeigenbedarfs der Biogasanlage wie bei der Anlagengrößenordnung $500 \text{ kW}_{\text{el}}$ davon ausgegangen, dass es zu relevanten Methanemissionen aus dem BHKW kommt, die ebenfalls mit 0,5% bezogen auf den BHKW Input berechnet sind.

Tab. 26: Kenndaten BHKW zur Deckung des Energiebedarfs der Biogasanlage

420	kWth netto
366	kWel netto
7.800	Vollast h/a
2.853.659	kWhel/a
37,5%	eta el
3.272.195	kWhth/a
43,0%	eta th
7.609.756	FWL in kWh/a
27.395	GJ Biogas/a

1.6.3 THG-Emissionen: Biomethanproduktion aus Silomais (BGA Größenordnung 2000 kW_{el})

Nachfolgend werden ausschließlich die THG-Bilanzergebnisse zur Biomethanproduktion für die zuvor beschriebene Anlage der Größenordnung 2000 kW_{el} dargestellt. In jedem Fall wird bei der großen Anlage von einem geschlossenen Gärrestlager mit Restgasnutzung ausgegangen, die Methanverluste aus der Biogasproduktion sind wie zuvor beschrieben mit 0,45% angesetzt. Hinzu kommen die o.g. Methanemissionen aus dem BHKW zur Versorgung des Energieeigenbedarfs (wie gehabt 0,5% bezogen auf BHKW Input). Unterschieden sind die nachfolgenden Varianten der Aufbereitung:

1. Eigenbedarf Biogasanlage Biogas-BHKW (CH₄-Emissionen 0,5%)
Aufbereitung PSA (2% Methanemissionen in Atmosphäre, 0,3 kWhel/m³ Rohgas)
2. Eigenbedarf Biogasanlage Biogas-BHKW (CH₄-Emissionen 0,5%)
Aufbereitung Amin (0,1% Methanemissionen in Atmosphäre, 0,168 kWhel/m³ Rohgas, 0,4 kWhth/m³ Rohgas Wärme aus HW Erdgas)
3. Eigenbedarf Biogasanlage Biogas-BHKW (CH₄-Emissionen 0,5%)
Aufbereitung PSA (2% Methanverluste mit Nachverbrennung Restmethanemission in Atmosphäre 0,01%, 0,3 kWhel/m³ Rohgas)
4. Eigenbedarf Biogasanlage Biogas-BHKW (CH₄-Emissionen 0,5%)
Aufbereitung Amin (0,1% Methanemissionen in Atmosphäre, 0,168 kWhel/m³ Rohgas, 0,4 kWhth/m³ Rohgas Wärme regenerativ aus HW Biomasse)

Tab. 27: THG-Ergebnisse Biomethan (Silomais, 2000 kW) in kg CO₂-Äq/kWh Biomethan

Biomethan	kWh/a	29.830.244	30.408.585	29.830.244	30.408.585
	Energie BGA	Biogas-BHKW	Biogas-BHKW	Biogas-BHKW	Biogas-BHKW
Aufwand	Aufbereitung	PSA Basis	Amin Basis	PSA Nachverbrennung	Amin Wärmebedarf Biomasse
Anbau	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,079	0,077	0,079	0,077
Vorlager	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,000	0,000	0,000	0,000
Anlage	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,010	0,010	0,010	0,010
Lager	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,000	0,000	0,000	0,000
Energie Anlage	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,002	0,002	0,000	0,000
Ausbringung	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,019	0,019	0,019	0,019
T Ausbringung	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,001	0,001	0,001	0,001
CH ₄ -E Aufber	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,036	0,002	0,000	0,002
Strom Aufbereitung	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,035	0,019	0,035	0,019
Wärme Aufbereitung	kg CO ₂ -Äq/kWh	0	0,020	0	0,001
Kompr Kraftstoff	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,012	0,012	0,012	0,012
Gutschrift					
NPK-Dünger	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,016	-0,016	-0,016	-0,016
Stromüberschuss BHKW (marginal)	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,034	-0,033	-0,034	-0,033
Erdgassubstitution	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,245	-0,245	-0,245	-0,245
BHKW KWK (marginal)	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,448	-0,448	-0,448	-0,448
Benzinsubstitution	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,308	-0,308	-0,308	-0,308
Summe Aufw. Biomethan	kg CO₂-Äq/kWh	0,183	0,150	0,145	0,129
Summe f. Kraftstoff	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,195	0,163	0,157	0,142
Summe GS Erdgas	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,294	-0,293	-0,294	-0,293
Summe GS KWK marg.	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,498	-0,497	-0,498	-0,497
Summe GS Benzin	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,358	-0,357	-0,358	-0,357
Netto Erdgas	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,111	-0,143	-0,150	-0,164
Netto KWK marg.	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,315	-0,347	-0,353	-0,368
Netto Benzin	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,163	-0,194	-0,201	-0,215

2 Erstellung neuer THG-Bilanzen „best practice“

Die Treibhausgasbilanzen des IFEU, die im 1. Kapitel ausführlich dargestellt sind, wurden im Dezember 2007 dem Auftraggeber vorgestellt. In gemeinsamer Abstimmung wurden basierend darauf Übereinkünfte getroffen wie sich eine „best practice“ Biogasanlage bzw. Biomethanproduktion gestalten könnte. In die Überlegungen flossen konkrete Erfahrungswerte sowie Experteneinschätzungen ein.

2.1 Neue Eingangsdaten „best practice“ für Referenzanlage 500 kW_{eI}

Die Parameter, für die festgestellt wurde, dass diese sich nicht in der momentanen „guten Praxis“ beim Betrieb von Biogasanlagen wieder finden, sind folgende:

1. Verluste durch Silierung
2. Gasertrag Silomais
3. Düngegutschrift für Stickstoff im Gärrest (aus Silomais)
4. N₂O-Verluste bei Ausbringung auf landwirtschaftliche Flächen
5. Methanemissionen Biogasproduktion und BHKW
6. Methanemissionen bei der Aufbereitung auf Erdgasqualität

Die für diese Aspekte neu bestimmten Eingangsdaten für den „best practice“ Fall sind nachfolgend genauer beschrieben.

1. Verluste durch Silierung

In den Treibhausgasbilanzen in Kap. 1 wurde für die Silierung von einem 10%igen Massenverlust ausgegangen (vgl. Kap. 1.1). Demgegenüber wurde angemerkt, dass sich nach der momentanen „guten Praxis“ leicht Werte von 5% erreichen lassen. Die 10% beruhen demgegenüber auf schlecht verdichtetem oder schlecht abgedecktem Pflanzenmaterial. Darüber hinaus kann die Silierung durch Zugabe von Bakterienpräparaten noch weiter verbessert und die Trockenmasseverluste auf 1,7% reduziert werden (KTBL, Faustzahlen Biogas). Für die Berechnungen des „best practice“ Falles wurde hier zunächst nur der Masseverlust von 10% zu 5% geändert.

→ „best practice“: 5% Massenverlust bei der Silierung (gegenüber ursprünglich 10%)

Daraus ergeben sich neu für den „best practice“ Fall die Treibhausgasemissionen aus dem Maisanbau zu **58,16 kg CO₂-Äq/t Silomais**. (gegenüber 61,39 kg CO₂-Äq/t Silomais in Kap. 1)

2. Gasertrag

In den Treibhausgasbilanzen in Kap. 1 wurde der Gasertrag für Silomais mit 185,3 m³/t Frischsubstanz angenommen (vgl. Tab. 7). Nach Einschätzung seitens des Auftraggebers werden heute leicht Werte über 200 m³/t Frischsubstanz erreicht.

→ Gasertrag nach „best practice“ = 200 m³/t Frischsubstanz

In Tab. 28 sind die bisherigen Kenndaten für Maissilage nach Tab. 7 den jetzt durch die Annahme des höheren Gasertrags im „best practice“ Fall erreichbaren gegenüber gestellt. Alle weiteren Kenndaten wurden beibehalten.

Tab. 28: Vergleich Kenndaten Maissilage bisherige Annahme gegenüber „best practice“

Maissilage		Kap. 1	„best practice“
Gasertrag	l/kg oTS	586	633
Methangehalt	Vol%	54%	
Methanertrag	l/kg oTS	316	342
oTS	% TS	95,8%	
TS	% FS	33,0%	
Gasertrag	m³/t FS	185,3	200
Methanertrag	m ³ /t FS	100,0	108,0
N-Gehalt	% TS	1,2	
NH ₄ -N	% N	11,3	??
P-Gehalt	% TS	0,24%	
K-Gehalt	% TS	1,13%	

3. Düngegutschrift für Stickstoff im Gärrest

In Kapitel 1.3.1 findet sich eine ausführliche Beschreibung der Stickstoffflüsse, die der Bilanzierung der Treibhausgasbilanzen in Kapitel 1 zugrunde liegen. Danach ergibt sich für den Gärrest aus Silomais, dass dieser nach Abzug aller gasförmigen Verluste (Fermentation, Lager, Ausbringung) noch rd. 81% des ursprünglich im Silomais gebundenen Stickstoffs enthält. Der NH₄-N-Gehalt im Gärrest beträgt 16%, dieser ist zu 100% pflanzenverfügbar. Für den restlichen organisch gebundenen Stickstoff wurde in Anlehnung an KTBL Daten für Rindergülle langfristig eine Pflanzenverfügbarkeit von 23,6% angenommen. Zur Veranschaulichung des Einflusses verschiedener Varianten der Biogasproduktion ist in Tab. 29 die Stickstoffbilanz wie sie in Kap. 1.3.1 ausführlich beschrieben ist (offenes Gärrestlager) nochmals zusammengefasst, ergänzt um die Stickstoffflüsse, die sich bei offenem Gärrestlager mit hohen Methanemissionen ergeben und denen bei geschlossenem Lager.

Nach Erfahrungswerten des Auftraggebers liegt der Ammoniumgehalt im Gärrest deutlich höher als in den Bilanzierungen bisher angenommen. Danach beträgt der pflanzenverfügbare NH₄-N-Gehalt im Gärrest aus Silomais zwischen 65%-75%. Der Gärrest enthält in Übereinstimmung mit den bisherigen Annahmen etwa 80% des ursprünglich im Silomais enthaltenen Stickstoffs. Damit ergibt sich der pflanzenverfügbare Stickstoff im Gärrest zu 52%-60% bezogen auf den ursprünglichen Stickstoff im Silomais (gegenüber etwa 30% in den bisherigen Bilanzierungen, wobei für den restlichen organischen Stickstoff in den neuen Angaben keine anteilige Pflanzenverfügbarkeit angenommen wurde).

Tab. 29: Stickstoffbilanz nach Annahmen IFEU am Beispiel Maissilage

BHKW 500		Lager gasdicht	CH₄ Lager 2,5%	CH₄ Lager 15%	Kommentar
Menge Silomais	t/a	10.501	10.773	12.376	
N im Silomais	t/a	39,9	40,9	47,0	
Anteil NH ₄ -N	%	11,3%	11,3%	11,3%	
N im Gärrest	t/a	35,9	36,8	42,3	N Verluste Vergärung 10%
Anteil NH ₄ -N	%	20%	20%	20%	NH ₄ Anreicherung Faktor 1,8
Minderung Verluste bei gasdichtem Lager mit 90% angesetzt					
NH ₃ -N Verluste Lager	t/a	0,1	1,0	1,2	13,5% des NH ₄ -N (Wert für Rindergülle)
N ₂ O-N Verluste Lager	t/a	0,00	0,04	0,04	0,1% des Nges (Wert für Gülle)
N ₂ -N Verluste Lager	t/a	0,03	0,26	0,30	0,7% des Nges (Wert für Gülle)
N Gärrest vor Ausbringung	t/a	35,8	35,5	40,8	
Anteil NH ₄ -N	%	20%	20%	20%	Anteil nach E.ON ca. 70%
Anteil N Gärrest an ursprgl. N	%	90%	87%	87%	Anteil nach E.ON ca. 80%
Ausbringung mit Breitverteiler, Einarbeitung nach 6 Stunden (resultierende Verluste ähnlich Ausbringung Schleppschlauch)					
Erreichbare Minderung nach Einarbeitung innerhalb 1 Stunde 71%					
NH ₃ -N Verluste Ausbringung	t/a	2,0	2,0	2,3	28% des NH ₄ -N (Wert für Rindergülle)
N ₂ O-N Verluste Ausbringung	t/a	0,34	0,34	0,39	1% des applizierten N nach Abzug NH ₃ -N Verluste
N Gärrest nach Abzug Verluste	t/a	33	33	38	
Anteil NH ₄ -N	%	16%	16%	16%	
Anteil N an ursprgl. N	%	84%	81%	81%	
Pflanzenverfügbare N: NH ₄ -N zu 100%, Norg langfristig zu 23,6%					
N pflanzenverfügbar	t/a	11,9	11,8	13,6	
Anteil an ursprgl. N	%	30%	29%	29%	Anteil nach E.ON ca. 56%

In Tab. 30 ist die ursprüngliche Stickstoffbilanz der nach den neuen „best practice“ Angaben für den Fall eines geschlossenen Gärrestlagers gegenübergestellt. Grundsätzlich wurde in der neuen Berechnung aus Konsistenzgründen davon ausgegangen, dass der NH₄-N Gehalt im Gärrest vor Lager 70% beträgt. Dieser gegenüber IFEU Annahmen (20%) deutlich höhere Wert beeinflusst sowohl die prozentual berechneten Verluste in Form von NH₃-N als auch den pflanzenverfügbaren Anteil im Gärrest. Dabei sind die höheren NH₃-N Verluste aus dem Gärrestlager nicht wesentlich, da für die neue Bilanzierung grundsätzlich von einem geschlossenen Lager ausgegangen wird. Relevant sind jedoch die NH₃-N Verluste nach Ausbringung – hier wurde in Ermangelung belastbarer Messdaten weiterhin die Verlustrate nach bisherigen Annahmen von 28% bezogen auf den NH₄-N Gehalt angesetzt. Allerdings wurde in Anlehnung an die Einschätzung seitens des Auftraggebers abgeschätzt, dass durch den Einsatz von Nitrifikationshemmern diese Verluste um 50% vermindert werden können. Der Einsatz der Nitrifikationshemmer wirkt sich auch auf die Lachgasemissionen aus, dies wird gemeinsam mit der weiteren Annahme zu Lachgasemissionen (nur 0,5% Emissionen statt 1% bezogen auf applizierten N) bei Feldausbringung unter „N₂O-Verlust bei Ausbringung auf landwirtschaftliche Flächen“ genauer beschrieben.

➔ nach „best practice“ wird der NH₄-N Gehalt im Gärrest mit 70% angesetzt. Die Verlusten in Form von NH₃-N werden grundsätzlich beibehalten. Bei Ausbringung wurde jedoch der Einsatz von Nitrifikationshemmern angenommen und eine Minderung der Verlustrate von 50% unterstellt (=> statt 28% nur 14% Verluste in Form von NH₃-N bezogen auf den NH₄-N

Gehalt). Diese Minderung wirkt sich analog auch auf N₂O-Emissionen aus, für die im Weiteren auch eine geringere Emissionsrate angenommen wurde (s. nachfolgend „N₂O-Verlust bei Ausbringung auf landwirtschaftliche Flächen“).

Da sich für den „best practice“ Fall weitere wesentliche Randdaten wie Silierverluste, Gasertrag, Methanverluste ändern und damit auch die absoluten Mengen in der Stickstoffbilanz, wodurch die direkte Nachvollziehbarkeit der Auswirkungen durch die genannten Änderungen deutlich eingeschränkt wird, ist in Tab. 30 eine Abschätzung dargestellt, nach der ausschließlich der Einfluss nach obigen Annahmen auf die Stickstoffbilanz gezeigt wird. Das heißt alle Randdaten (Silierverluste, Gasertrag etc.) bis auf die Stickstoffflüsse wurden konstant gehalten.

Tab. 30: Abschätzung Stickstoffbilanz im Vergleich IFEU – E.ON (Lager gasdicht)

BHKW 500		IFEU	Kommentar	E.ON	Kommentar
Menge Silomais	t/a	10.501		10.501	
N im Silomais	t/a	39,9		39,9	
Anteil NH ₄ -N	%	11,3%		???	n.b.
N im Gärrest	t/a	35,9	N Verluste Vergärung 10%	35,9	N Verluste Vergärung 10%
Anteil NH ₄ -N	%	20%	NH ₄ Anreicherung Faktor 1,8	70%	Mittelwert E.ON
NH ₃ -N Verluste Lager	t/a	0,1	13,5% des NH ₄ -N	0,3	13,5% des NH ₄ -N
N ₂ O-N Verluste Lager	t/a	0,004	0,1% des Nges	0,004	0,1% des Nges
N ₂ -N Verluste Lager	t/a	0,025	0,7% des Nges	0,025	0,7% des Nges
N Gärrest vor Ausbringung	t/a	35,8		35,5	
Anteil NH ₄ -N	%	20%		70%	
Anteil N Gärrest an ursprgl. N	%	90%		89%	
NH ₃ -N Verluste Ausbringung	t/a	2,0	28% des NH ₄ -N	3,5	28% des NH ₄ -N 50% Minderung durch Nitrifikationshemmer
N ₂ O-N Verluste Ausbringung	t/a	0,34	1% des applizierten N nach Abzug NH ₃ -N Verluste	0,16	0,5% des applizierten N nach Abzug NH ₃ -N Verluste, weitere 50% Minderung durch Nitrifikationshemmer
N Gärrest nach Abzug Verluste	t/a	33		32	
Anteil NH ₄ -N	%	16%		67%	
Anteil N an ursprgl. N	%	84%		80%	
N pflanzenverfügbar	t/a	11,9	NH ₄ -N 100% Norg 23,6%	21,3	nur NH ₄ -N zu 100% *)
Anteil an ursprgl. N	%	30%		53%	

*) Anteil langfristig anrechenbarer organischer N beibehalten, hier nur zur besseren Vergleichbarkeit mit Angaben E.ON nicht berücksichtigt

4. N₂O-Verluste bei Ausbringung auf landwirtschaftliche Flächen

In den Treibhausgasbilanzen in Kap. 1 wurden die N₂O-N-Verluste bei Ausbringung auf landwirtschaftliche Flächen gemäß den Vorgaben nach IPCC 2007 zu 1% bezogen auf den applizierten Stickstoff nach Abzug der NH₃-N-Verluste angenommen. Nach den Erfahrungswerten des Auftraggebers ist hier für Deutschland mit geringeren Werten von 0,5% bzw. sogar <0,2% zu rechnen. Dies wird auch in (Wulf 2002) bestätigt, worin bei keinem der Feldversuche eine höhere Verlustrate als 0,5% auftrat.

→ nach „best practice“ werden die N₂O-N Verluste bei Ausbringung mit 0,5% bezogen auf den applizierten N berechnet. Zudem wurde eine Minderung von 50% der Verluste angenommen durch Anwendung von Nitrifikationshemmern (vgl. Tab. 30), damit ergibt sich die gesamte Verlustrate zu 0,25%.

5. Methanemissionen

Grundsätzlich wird für den „best practice“ Fall ein geschlossenes Gärrestlager mit Restgasnutzung unterstellt. Darüber hinaus können die bei den bisherigen Berechnungen angesetzten Methanemissionen für die Referenzanlage der Größenordnung 500 kW_{el} (vgl. Kap. 1.3) durch professionelle Anlagenplanung und Betriebsführung (z.B. Metalldächer statt Folien, BHKW mit Oxidationskatalysator, Auffinden und Beheben von diffusen Methanemissionen durch Messgänge) vermindert werden.

→ für „best practice“ wird von 0,5% diffusen Methanemissionen aus der Biogasanlage ausgegangen statt 1% in den bisherigen Berechnungen; das Gärrestlager ist gasdicht geschlossen mit Restgasnutzung; BHKW verfügen über eine Abgasreinigung mittels Oxidationskatalysator.

Für die Aufbereitung wurden bereits in den bisherigen Berechnungen sowohl Basisvarianten als auch optimierte Varianten gerechnet. Hierzu wurde seitens des Auftraggebers angemerkt, dass insbesondere das Verfahren mit den geringsten Methanemissionen in die Atmosphäre (Aminwäsche) teuer ist und insofern kaum bei kleinen Anlagen realisiert werden wird. Deswegen ist eine Differenzierung zwischen großen und kleinen Anlagen notwendig.

→ für „best practice“ werden für die Aufbereitung auf Erdgasqualität die bisherigen optimierten Verfahren gerechnet, die sich auch im Einklang mit den Anforderungen nach dem Kabinettsbeschluss der EEG Novelle befinden.

2.2 „Best practice“ THG-Bilanz Biogasproduktion aus Silomais und Biogasnutzung im 500 kW_{el} BHKW

Die Darstellung der neuen Ergebnisse entspricht dem Vorgehen in Kapitel 1.3.2. Wiederum werden am Beispiel für Silomais und die Anlagengröße von 500 kW_{el} (Kenndaten BHKW vgl. Tab. 10) die Ergebnisse der Bilanzierung aufgeführt. Vergleichend nebeneinander gestellt sind die neuen Ergebnisse für den „best practice“ Fall und die Ergebnisse nach bisherigen Annahmen für Anlagen mit gasdichtem Lager und Restgasnutzung. Der neu geringere Substrateinsatz ergibt sich durch die geringeren Masseverluste bei Silierung (5% statt 10%) und den höheren Gasertrag (200 statt 187,5 m³/t). Die Bezugsgröße – „Methan in BHKW“ – bleibt unverändert funktionale Einheit. Der pflanzenverfügbare Stickstoff ist entsprechend den neuen Annahmen mit 22 t/a statt 12 t/a deutlich höher.

Tab. 31: Vergleich Ergebnisse Biogas „best practice“ mit bisherigen (Kap. 1) Biogasprozess (Silomais, 500 kW) pro Jahr nach Einzelparametern

BHKW 500		„best practice“	wie Kapitel 1
Substrateinsatz	t/a	9.678	10.501
produziertes Methan	m ³ /a	1.045.226	1.050.505
CH4 Verlust Anlage	m ³ /a	5.226	10.505
CH4 Verlust Lager	m ³ /a	0	0
Methan in BHKW	m ³ /a	1.040.000	1.040.000
Aufwand			
Anbau	kg CO2-Äq/a	562.896	644.689
Vorlager (10% Lager)	kg CH4/a	0	0
	kg N2O/a	0,5	0,6
Anlage	kg CH4/a	3.733	7.504
Lager	kg CH4/a	0	0
	Min kg N2O/a	5	6
BHKW	kg CH4/a	31	3640
	kg N2O/a	25	25
Ausbringung	kg CH4/a	40	44
	kg N2O/a	116	530
T Ausbringung	kg CO2-Äq/a	9.293	10.315
Nutzen			
N-Dünger	t/a	22,0	11,9
P2O5-Dünger	t/a	17,6	19,1
K2O-Dünger	t/a	43,5	47,2
Strom	kWh/a	3.510.000	3.510.000
Wärme	kWh/a	3.577.600	3.577.600

Tab. 32: Vergleich THG-Ergebnisse „best practice“– bisherige (Kap. 1) Biogas (Silomais, 500 kW) in kg CO₂-Äq pro Jahr

Aufwand		„best practice“	wie Kapitel 1
Anbau	kg CO ₂ -Äq/a	562.896	644.689
Vorlager (10% Lager)	kg CO ₂ -Äq/a	0	0
	kg CO ₂ -Äq/a	155	168
Anlage	kg CO ₂ -Äq/a	93.324	187.590
Lager	kg CO ₂ -Äq/a	0	0
Min	kg CO ₂ -Äq/a	1.550	1.682
BHKW	kg CO ₂ -Äq/a	777	91.000
	kg CO ₂ -Äq/a	7.438	7.438
Ausbringung	kg CO ₂ -Äq/a	995	1.105
	kg CO ₂ -Äq/a	34.594	158.045
T Ausbringung	kg CO ₂ -Äq/a	9.293	10.315
Gutschrift			
N-Dünger	kg CO ₂ -Äq/a	142.467	76.904
P2O5-Dünger	kg CO ₂ -Äq/a	20.911	22.689
K2O-Dünger	kg CO ₂ -Äq/a	29.100	31.574
Strom			
70% Stk 30% Gas	kg CO ₂ -Äq/a	2.734.697	2.734.697
Mix D 2005	kg CO ₂ -Äq/a	2.143.982	2.143.982
Wärme 20%			
57% Gas 43% HEL	kg CO ₂ -Äq/a	227.391	227.391
Mix D Haushzg.	kg CO ₂ -Äq/a	242.653	242.653

Tab. 33: Vergleich THG-Ergebnisse „best practice“ – bisherige (Kap. 1) Biogas (Silomais, 500 kW) in kg CO₂-Äq/MJ Biogas_{Input BHKW}

Aufwand		„best practice“	Wie Kapitel 1
Anbau	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,015	0,017
Vorlager	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,000	0,000
Anlage	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,002	0,005
Lager	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,000	0,000
BHKW	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,000	0,003
Ausbringung	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,001	0,004
T Ausbringung	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,000	0,000
Gutschrift			
NPK-Dünger	kg CO ₂ -Äq/MJ	-0,005	-0,004
Strom			
70% Stk 30% Gas	kg CO ₂ -Äq/MJ	-0,073	-0,073
Mix D 2005	kg CO ₂ -Äq/MJ	-0,057	-0,057
Wärme 20%			
57% Gas 43% HEL	kg CO ₂ -Äq/MJ	-0,006	-0,006
Mix D Haushzg.	kg CO ₂ -Äq/MJ	-0,006	-0,006
Summe Aufwand	kg CO₂-Äq/MJ	0,019	0,029
Summe GS Wärme 20%	kg CO₂-Äq/MJ	-0,084	-0,083
Netto Wärme 20%	kg CO₂-Äq/MJ	-0,065	-0,053

Unter Berücksichtigung aller zuvor aufgeführten Optimierungen für den „best practice“ Fall wird gegenüber den bisherigen Annahmen eine Minderung im Aufwand der Biogasherstellung von rund 35% erreicht.

2.3 „Best practice“ THG-Bilanz Biomethanproduktion aus Silomais (Größenordnung Biogasanlage 500 kW_{el})

Zur Ermittlung der „best practice“ Ergebnisse für die Biomethanproduktion werden die bereits in Kapitel 1 betrachteten optimierten Fälle der Aufbereitung untersucht, die auch mit den Anforderungen des Kabinettsbeschlusses der EEG Novelle übereinstimmen. Auch der weitere Aufwand zum Einsatz in einem CNG-Fahrzeug entspricht den bisherigen Annahmen. (vgl. Kap. 1.5.1 und 1.5.2). Für die Referenzanlage der Größenordnung von 500 kW_{el} mit geschlossenem Gärrestlager mit Restgasnutzung sind dies die nachfolgenden beiden Aufbereitungsvarianten, wobei die „best practice“ Biogasproduktion wie zuvor beschrieben gerechnet wurde.

1. Wärmebedarf Biogasanlage mit Biogas (o.V.); Strom aus Stromnetz
Aufbereitung PSA (2% Methanverluste mit Nachverbrennung Restmethanemission in die Atmosphäre 0,01%, 0,3 kWh_{el}/m³ Rohgas)
2. Wärmebedarf Biogasanlage mit Biogas (o.V.); Strom aus Stromnetz
Aufbereitung Aminwäsche (0,1% Methanemissionen in die Atmosphäre, 0,168 kWh_{el}/m³ Rohgas, 0,4 kWh_{th}/m³ Rohgas Wärme regenerativ aus HW Biomasse)

Für diese beiden Fälle sind in Tab. 34 bis Tab. 37 die Ergebnisse im Vergleich zu den bisherigen Berechnungen dargestellt, wiederum zunächst pro Jahr als Sachbilanzparameter und in CO₂-Äquivalenten und dann als spezifische Ergebnisse bezogen auf 1 MJ Biogas bzw. 1 kWh Biomethan.

Tab. 34: Vergleich Ergebnisse Biomethanproduktion (Silomais, 500 kW) „best practice“ mit bisherigen (Kap. 1) pro Jahr nach Einzelparametern

		„best practice	Wie Kap. 1	„best practice	Wie Kap. 1
Beispiel Silomais	Energie BGA	Wärme Biogas		Wärme Biogas	
500Biomethan	Aufbereitung	PSA Nachverbrennung		Amin Wärmebedarf Biomasse	
Substrateinsatz	t/a	9.678	10.501	9.678	10.501
produziertes Methan	m³/a	1.045.226	1.050.505	1.045.226	1.050.505
Verlust Anlage	m³/a	5.226	10.505	5.226	10.505
Verlust Lager	m³/a	0	0	0	0
Methan in Aufber.	m³/a	1.040.000	1.040.000	1.040.000	1.040.000
Aufwand					
Anbau	kg CO ₂ -Äq/a	562.896	644.689	562.896	644.689
Vorlager (10% Lager)	kg CH ₄ /a	0	0	0	0
	kg N ₂ O/a	0,5	0,6	0,5	0,6
Anlage	kg CH ₄ /a	3.733	7.504	3.733	7.504
Lager	kg CH ₄ /a	0	0	0	0
	Min kg N ₂ O/a	5	6	5	6
Strom Anlage	kg CO ₂ -Äq/a	238.220	238.220	238.220	238.220
Wärme Anlage	kg CO ₂ -Äq/a	1.300	1.300	1.300	1.300
Ausbringung	kg CH ₄ /a	40	44	40	44
	kg N ₂ O/a	116	530	116	530
T Ausbringung	kg CO ₂ -Äq/a	9.293	10.315	9.293	10.315
CH ₄ -E Aufber	kg CH ₄ /a	67	67	672	672
Strom Aufbereitung	kg CO ₂ -Äq/a	319.195	319.195	178.749	178.749
Wärme Aufbereitung	kg CO ₂ -Äq/a			7.083	7.083
Kompr Kraftstoff	kg CO ₂ -Äq/a	111.486	111.486	113.648	113.648
Nutzen					
N-Dünger	t/a	22,0	11,9	22,0	11,9
P ₂ O ₅ -Dünger	t/a	17,6	19,1	17,6	19,1
K ₂ O-Dünger	t/a	43,5	47,2	43,5	47,2
Biomethan	kWh/a	9.218.098	9.218.098	9.396.816	9.396.816

Tab. 35: Vergleich Ergebnisse Biomethanproduktion (Silomais, 500 kW) „best practice“ mit bisherigen (Kap. 1) in kg CO₂-Äq. pro Jahr

Aufwand		„best practice	Wie Kap. 1	„best practice	Wie Kap. 1
	Energie BGA	Wärme Biogas		Wärme Biogas	
	Aufbereitung	PSA Nachverbrennung		Amin Wärmebedarf Biomasse	
Anbau	kg CO ₂ -Äq/a	562.896	644.689	562.896	644.689
Vorlager (10% Lager)	kg CO ₂ -Äq/a	0	0	0	0
	kg CO ₂ -Äq/a	155	168	155	168
Anlage	kg CO ₂ -Äq/a	93.324	187.590	93.324	187.590
Lager	kg CO ₂ -Äq/a	0	0	0	0
Min	kg CO ₂ -Äq/a	1.550	1.682	1.550	1.682
Strom Anlage	kg CO ₂ -Äq/a	238.220	238.220	238.220	238.220
Wärme Anlage	kg CO ₂ -Äq/a	1.300	1.300	1.300	1.300
Ausbringung	kg CO ₂ -Äq/a	995	1.105	995	1.105
	kg CO ₂ -Äq/a	34.594	158.045	34.594	158.045
T Ausbringung	kg CO ₂ -Äq/a	9.293	10.315	9.293	10.315
CH ₄ -E Aufber	kg CO ₂ -Äq/a	1.680	1.680	16.797	16.797
Strom Aufbereitung	kg CO ₂ -Äq/a	319.195	319.195	178.749	178.749
Wärme Aufbereitung	kg CO ₂ -Äq/a	0	0	7.083	7.083
Kompr Kraftstoff	kg CO ₂ -Äq/a	111.486	111.486	113.648	113.648
Gutschrift					
N-Dünger	kg CO ₂ -Äq/a	142.467	76.904	142.467	76.904
P ₂ O ₅ -Dünger	kg CO ₂ -Äq/a	20.911	22.689	20.911	22.689
K ₂ O-Dünger	kg CO ₂ -Äq/a	29.100	31.574	29.100	31.574
Erdgassubstitution	kg CO ₂ -Äq/a	2.254.421	2.254.421	2.298.129	2.298.129
BHKW KWK					
Mix D	kg CO ₂ -Äq/a	3.596.472	3.596.472	3.666.200	3.666.200
Marginal	kg CO ₂ -Äq/a	4.132.471	4.132.471	4.212.590	4.212.590
Benzinsubstitution	kg CO ₂ -Äq/a	2.840.897	2.840.897	2.895.976	2.895.976

Tab. 36: Vergleich Ergebnisse Biomethanproduktion (Silomais, 500 kW) „best practice“ mit
bisherigen (Kap. 1) in kg CO₂-Äq/MJ Biogas _{Input Aufbereitung}

Methan in Aufber. FWL	MJ/a	37.440.000	37.440.000	37.440.000	37.440.000
		„best practice	Wie Kap. 1	„best practice	Wie Kap. 1
	Energie BGA	Wärme Biogas		Wärme Biogas	
Aufwand	Aufbereitung	PSA Nachverbrennung		Amin Wärmebedarf Biomasse	
Anbau	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,015	0,017	0,015	0,017
Vorlager	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,000	0,000	0,000	0,000
Anlage	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,002	0,005	0,002	0,005
Lager	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,000	0,000	0,000	0,000
Strom Anlage	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,006	0,006	0,006	0,006
Wärme Anlage	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,000	0,0	0,000	0,0
Ausbringung	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,001	0,004	0,001	0,004
T Ausbringung	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,000	0,000	0,000	0,000
CH ₄ -E Aufber	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,000	0,000	0,000	0,000
Strom Aufbereitung	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,009	0,009	0,005	0,005
Wärme Aufbereitung	kg CO ₂ -Äq/MJ	0	0	0,000	0,0
Kompr Kraftstoff	kg CO ₂ -Äq/MJ	0,003	0,003	0,003	0,003
Gutschrift					
NPK-Dünger	kg CO ₂ -Äq/MJ	-0,005	-0,004	-0,005	-0,004
Erdgassubstitution	kg CO ₂ -Äq/MJ	-0,060	-0,060	-0,061	-0,061
BHKW KWK	kg CO ₂ -Äq/MJ				
Mix D	kg CO ₂ -Äq/MJ	-0,096	-0,096	-0,098	-0,098
Marginal	kg CO ₂ -Äq/MJ	-0,110	-0,110	-0,113	-0,113
Benzinsubstitution	kg CO ₂ -Äq/MJ	-0,076	-0,076	-0,077	-0,077
Summe Aufw. Biomethan	kg CO₂-Äq/MJ	0,034	0,042	0,031	0,039
Summe f. Kraftstoff	kg CO₂-Äq/MJ	0,037	0,045	0,034	0,042
Summe GS Erdgas	kg CO₂-Äq/MJ	-0,065	-0,064	-0,067	-0,065
Summe GS KWK marg.	kg CO₂-Äq/MJ	-0,116	-0,114	-0,118	-0,116
Summe GS Benzin	kg CO₂-Äq/MJ	-0,081	-0,079	-0,082	-0,081
Netto Erdgas	kg CO₂-Äq/MJ	-0,032	-0,022	-0,036	-0,026
Netto KWK marg.	kg CO₂-Äq/MJ	-0,082	-0,072	-0,087	-0,077
Netto Benzin	kg CO₂-Äq/MJ	-0,044	-0,035	-0,049	-0,039

Tab. 37: Vergleich Ergebnisse Biomethanproduktion (Silomais, 500 kW_{el}) „best practice“ mit bisherigen (Kap. 1) in kg CO₂-Äq/kWh Biomethan

Biomethan	kWh/a	9.218.098	9.218.098	9.396.816	9.396.816
Aufwand		„best practice	Wie Kap. 1	„best practice	Wie Kap. 1
	Energie BGA	Wärme Biogas		Wärme Biogas	
	Aufbereitung	PSA Nachverbrennung		Amin Wärmebedarf Biomasse	
Anbau	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,061	0,070	0,060	0,069
Vorlager	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,000	0,000	0,000	0,000
Anlage	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,010	0,020	0,010	0,020
Lager	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,000	0,000	0,000	0,000
Strom Anlage	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,026	0,026	0,025	0,025
Wärme Anlage	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,000	0,000	0,000	0,000
Ausbringung	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,004	0,017	0,004	0,017
T Ausbringung	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,001	0,001	0,001	0,001
CH ₄ -E Aufber	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,000	0,000	0,002	0,002
Strom Aufbereitung	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,035	0,035	0,019	0,019
Wärme Aufbereitung	kg CO ₂ -Äq/kWh	0	0	0,001	0,001
Kompr Kraftstoff	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,012	0,012	0,012	0,012
Gutschrift					
NPK-Dünger	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,021	-0,014	-0,020	-0,014
Erdgassubstitution	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,245	-0,245	-0,245	-0,245
BHKW KWK	kg CO ₂ -Äq/kWh				
Mix D	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,390	-0,390	-0,390	-0,390
Marginal	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,448	-0,448	-0,448	-0,448
Benzinsubstitution	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,308	-0,308	-0,308	-0,308
Summe Aufw. Biomethan	kg CO₂-Äq/kWh	0,137	0,170	0,122	0,154
Summe f. Kraftstoff	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,149	0,182	0,134	0,166
Summe GS Erdgas	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,265	-0,259	-0,265	-0,259
Summe GS KWK marg.	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,469	-0,463	-0,469	-0,462
Summe GS Benzin	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,329	-0,322	-0,329	-0,322
Netto Erdgas	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,128	-0,089	-0,143	-0,105
Netto KWK marg.	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,332	-0,293	-0,347	-0,308
Netto Benzin	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,180	-0,141	-0,195	-0,156

Die „best practice“ Erzeugung von Biomethan mit einer Biogasanlage der Größenordnung 500 kW_{el} erzielt gegenüber den bisherigen Berechnungen eine Minderung im Aufwand von 19%-21%.

2.4 THG-Ergebnisse „best practice“ Biogas (Silomais, 500 kW_{el}) im Überblick

Abb. 5 zeigt die Nettoergebnisse der Treibhausgasbilanzierung für „best practice“ Produktion von Biogas bzw. Biomethan. Dargestellt ist die direkte Nutzung des Biogases im BHKW, zunächst im Referenzfall mit den marginalen Gutschriften (Strom: 70% Steinkohle, 30% Erdgas; Wärme: 57% Erdgas, 43% Heizöl) und unter „2“ alternativ bei einer Durchschnittsbetrachtung, das heißt, wenn als Gutschriften der Strom- und der Wärmemix Deutschland angerechnet werden. Da der Strommix Deutschland auch regenerative Energieträger und Kernkraft enthält, fällt dann die Gutschrift und damit auch das Nettoergebnis geringer aus.

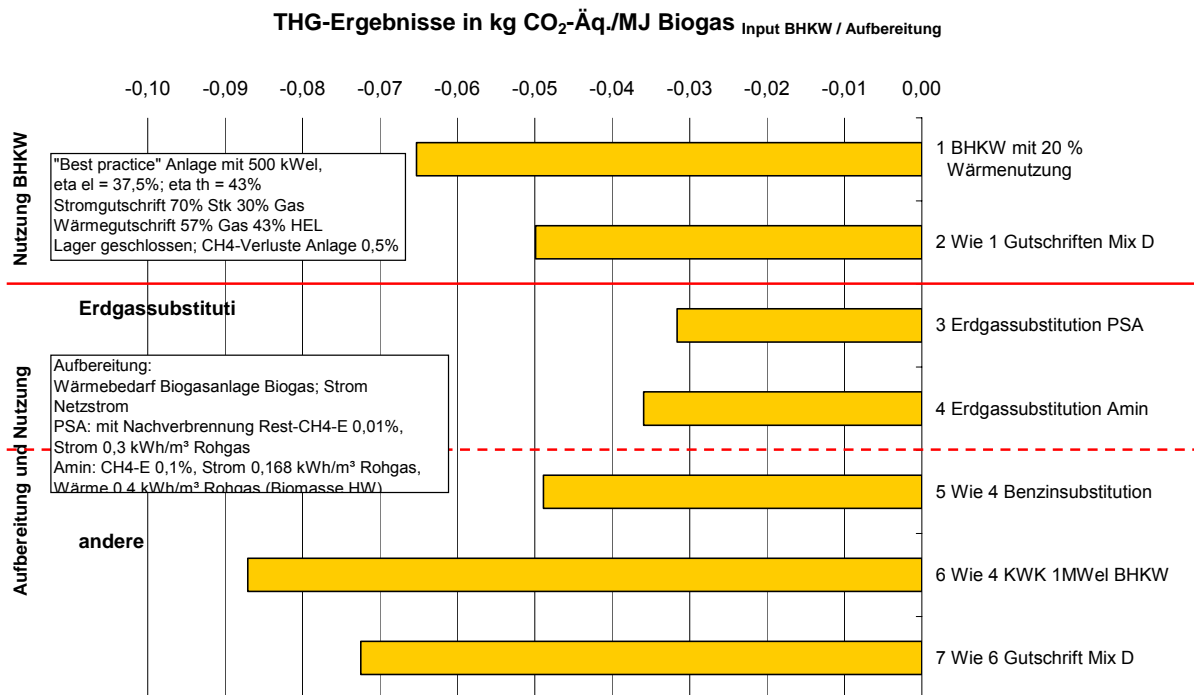


Abb. 5 THG-Ergebnisse „best practice“ im Überblick

Die weiteren gezeigten Ergebnisse stellen die Aufbereitung auf Erdgasqualität – mit PSA und mit Aminwäsche – und die reine Erdgassubstitution dar (3 und 4), die heizwertäquivalente Substitution von Benzin durch Einsatz des Biomethans in einem monovalenten CNG-Fahrzeug (5) und den Einsatz in KWK mit vollständiger Wärmenutzung (BHKW 1 MW_{el}, eta el = 40%, eta th = 43%). Bei letzterem ist für die ersetzte Menge an Strom und Wärme wiederum unterschieden in Marginalgutschrift (6) und Gutschrift nach der Durchschnittsbetrachtung (7).

2.5 Neue THG-Bilanz Biomethanproduktion große Anlage (2000 kW)

Ergänzend zu den gemäß Auftrag gezeigten und erläuterten THG-Bilanzen für eine Anlage der Größenordnung 500 kW_{el}, werden nachfolgend zur Information auch kurz „best practice“ Ergebnisse ausschließlich zur Biomethanproduktion für eine große Anlage gezeigt. Dabei entsprechen die „best practice“ Annahmen den für die Referenzanlage erläuterten (vgl. Kap.

2.1) mit Ausnahme der Methanverluste aus der Biogasproduktion. Diese sind bereits nach der bisherigen Berechnung mit 0,45% angenommen, eine weitere Verbesserung ist nicht ohne weiteres anzunehmen. Die sonstigen Annahmen für eine Anlage der Größenordnung 2000 kW_{el} entsprechen denen in Kapitel 1.6.1 beschriebenen.

Tab. 38: Vergleich Ergebnisse Biomethanproduktion (Silomais, 2000 kW_{el}) „best practice“ mit bisherigen (Kap. 1) in kg CO₂-Äq/kWh Biomethan

Biomethan	kWh/a	29.830.244	29.830.244	30.408.585	30.408.585
Aufwand		„best practice	Wie Kap. 1	„best practice	Wie Kap. 1
	Energie BGA	Wärme Biogas		Wärme Biogas	
	Aufbereitung	PSA Nachverbrennung		Amin Wärmebedarf Biomasse	
Anbau	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,069	0,079	0,068	0,077
Vorlager	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,000	0,000	0,000	0,000
Anlage	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,010	0,010	0,010	0,010
Lager	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,000	0,000	0,000	0,000
Energie Anlage	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,000	0,002	0,000	0,002
Ausbringung	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,004	0,019	0,004	0,019
T Ausbringung	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,001	0,001	0,001	0,001
CH ₄ -E Aufber	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,000	0,000	0,002	0,002
Strom Aufbereitung	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,035	0,035	0,019	0,019
Wärme Aufbereitung	kg CO ₂ -Äq/kWh	0	0	0,001	0,001
Kompr Kraftstoff	kg CO ₂ -Äq/kWh	0,012	0,012	0,012	0,012
Gutschrift					
NPK-Dünger	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,024	-0,016	-0,023	-0,016
Stromüberschuss BHKW (marginal)	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,034	-0,034	-0,033	-0,033
Erdgassubstitution	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,245	-0,245	-0,245	-0,245
BHKW KWK (marginal)	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,448	-0,448	-0,448	-0,448
Benzinsubstitution	kg CO ₂ -Äq/kWh	-0,308	-0,308	-0,308	-0,308
Summe Aufw. Biomethan	kg CO₂-Äq/kWh	0,120	0,147	0,105	0,132
Summe f. Kraftstoff	kg CO₂-Äq/kWh	0,132	0,159	0,117	0,144
Summe GS Erdgas	kg CO₂-Äq/kWh	-0,302	-0,294	-0,301	-0,293
Summe GS KWK marg.	kg CO₂-Äq/kWh	-0,506	-0,498	-0,505	-0,497
Summe GS Benzin	kg CO₂-Äq/kWh	-0,366	-0,358	-0,364	-0,357
Netto Erdgas	kg CO₂-Äq/kWh	-0,182	-0,147	-0,196	-0,162
Netto KWK marg.	kg CO₂-Äq/kWh	-0,386	-0,351	-0,399	-0,365
Netto Benzin	kg CO₂-Äq/kWh	-0,233	-0,199	-0,247	-0,213

Die „best practice“ Erzeugung von Biomethan mit einer Biogasanlage der Größenordnung 2000 kW_{el} erzielt gegenüber den bisherigen Berechnungen eine Minderung im Aufwand von 18%-20%.

3 Gesamtübersicht THG-Emissionen aus der Bereitstellung von Biogas und von Biomethan bzw. Bio-CNG bisherige Berechnung (Kap. 1) und „best practice“

Zusammenfassend und vergleichend sind nachfolgend die Ergebnisse der bisherigen und der „best practice“ Berechnungen grafisch dargestellt, jeweils der Aufwand (THG-Emissionen) zur Bereitstellung von Biogas bzw. Biomethan. Darin verrechnet sind die durch die Nebenprodukte erzielten Gutschriften für Mineraldüngersubstitution und im Fall der 2000 kW_{el} Biogasanlage auch für den erzeugten Überschussstrom aus der regenerativen Eigenversorgung über ein kleines BHKW. Des Weiteren in den Darstellungen enthalten sind die Referenzsysteme: für Biogasnutzung im BHKW der Aufwand für eine fossile Strombereitstellung (marginal und Mix D), für Biomethan der Aufwand zur Bereitstellung von Erdgas, für Bio-CNG der Aufwand zur Bereitstellung von Benzin.

3.1 Gesamtübersicht THG-Emissionen Bereitstellung Biogas

Tab. 39 und Abb. 6 zeigen die Ergebnisse zur Bereitstellung von Biogas zur Nutzung im BHKW auf der Biogasanlage inkl. Verrechnung der Gutschriften für Nebenprodukte. Der im Referenzsystem substituierbare Strom ist bei der 2000-kW-Anlage höher aufgrund des höheren elektrischen Wirkungsgrades einer Anlage mit einem BHKW dieser Größenordnung.

Die Aufwendungen zur Bereitstellung des Biogases liegen insgesamt bei der 500-kW-Anlage höher als bei der 2000-kW-Anlage. Dies fällt bei den bisherigen Berechnungen deutlicher ins Gewicht, da hier die Methanverluste aus der Biogasproduktion sich stärker unterscheiden (1,8% gegenüber 0,45%, während im „best practice“ Fall 0,5% den 0,45% gegenüberstehen).

Tab. 39: THG-Ergebnisse Biogasnutzung im BHKW (Silomais, 500 kW_{el} und 2000 kW_{el}) im Überblick für bisherige Berechnungen und den „best practice“ Fall

in kg CO ₂ -Äq/MJ Biogas (Input BHKW)	500 kW	2000 kW
Aufwand		
Lager 15% CH ₄ -Emissionen	0,120	
Lager 2,5% CH ₄ -Emissionen	0,040	0,034
Lager 0% CH ₄ -Emissionen (gasdicht)	0,026	0,021
„best practice“	0,014	0,014
Referenz / Gutschrift		
Strom marginal	0,073	0,080
Strom Mix D	0,057	0,063

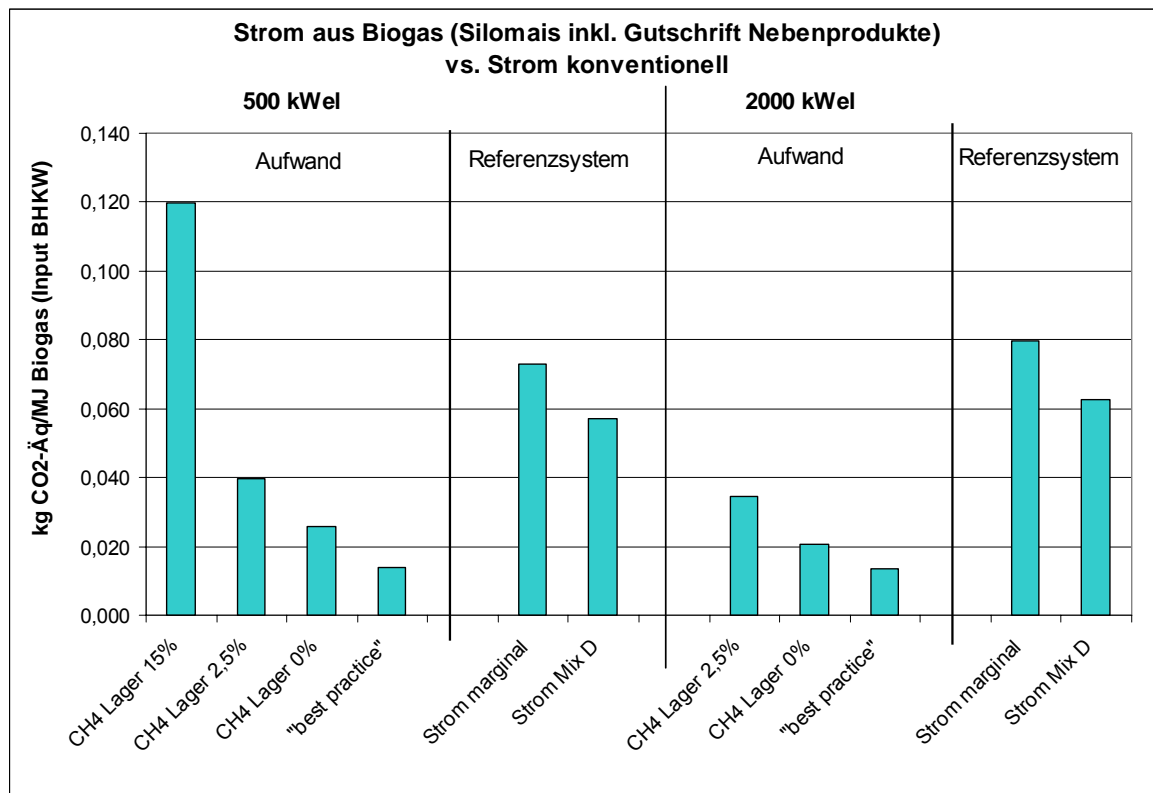


Abb. 6 THG-Ergebnisse Biogasnutzung im BHKW (Silomais, 500 kW_{el} und 2000 kW_{el}) im Überblick für bisherige Berechnungen und den „best practice“ Fall

3.2 Gesamtübersicht THG-Emissionen Bereitstellung Biomethan

Tab. 40 und Abb. 7 zeigen die Ergebnisse zur Bereitstellung von Biomethan inkl. Verrechnung der Gutschriften für Nebenprodukte. Als Referenz ist der Aufwand zur Bereitstellung von Erdgas dargestellt. Dieser unterscheidet sich pro kWh Biomethan bzw. Erdgas nicht nach Anlagengröße.

Die Aufwendungen zur Bereitstellung des Biomethans liegen auch hier insgesamt bei der 500-kW-Anlage höher als bei der 2000-kW-Anlage. Der Fall eines offenen Gärrestlagers mit hohen Methanverlusten nach bisherigen Berechnungen ist für die Biomethanerzeugung nicht mehr betrachtet, da dies schon bei der Nutzung von Biogas in einem BHKW zu deutlichen THG-Belastungen gegenüber dem Referenzsystem führt.

Tab. 40: THG-Ergebnisse Biomethanherzeugung (Silomais, 500 kW_{el} und 2000 kW_{el}) im Überblick für bisherige Berechnungen und den „best practice“ Fall

in g CO ₂ -Äq/kWh Biomethan	500 kW	2000 kW
Aufwand		
CH ₄ Lager 2,5%, PSA Basis	254	134
CH ₄ Lager 2,5%, Amin Basis	220	102
CH ₄ Lager 0%, PSA Nachverbr., Wärme reg.	155	96
CH ₄ Lager 0%, Amin, Wärme reg.	140	81
„best practice“ PSA	116	64
„best practice“ Aminwäsche	101	49
Referenz / Gutschrift		
Erdgassubstitution	245	245

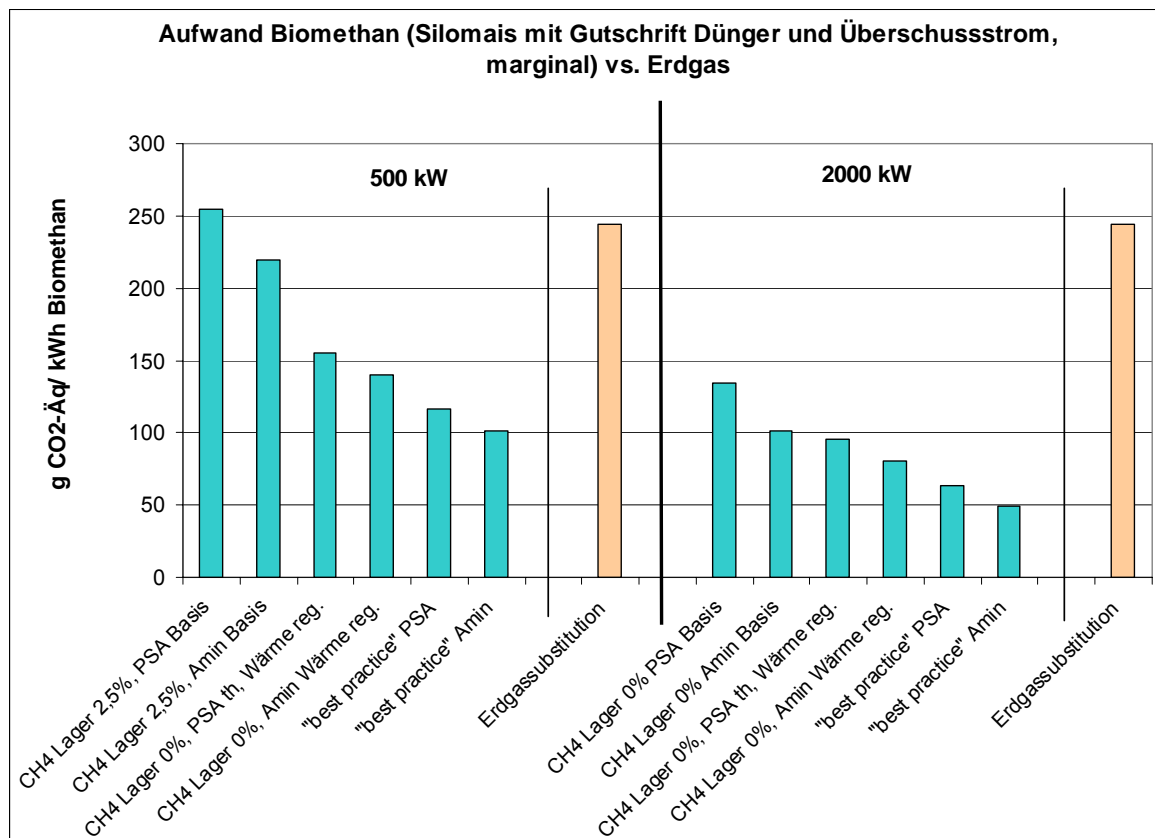


Abb. 7 THG-Ergebnisse Biomethanherzeugung (Silomais, 500 kW_{el} und 2000 kW_{el}) im Überblick für bisherige Berechnungen und den „best practice“ Fall

3.3 Gesamtübersicht THG-Emissionen Bereitstellung Bio-CNG

Tab. 42 und Abb. 8 zeigen die Ergebnisse zur Bereitstellung von Bio-CNG inkl. Verrechnung der Gutschriften für Nebenprodukte. Die gezeigten Ergebnisse gelten ausschließlich für den Einsatz in monovalenten CNG-Fahrzeugen, in bivalenten Pkw, die sowohl Erdgas als auch Benzin tanken können, kommt es zu Wirkungsgradverlusten, da die Motoren nicht optimal

auf einen Kraftstoff eingestellt werden können und die Pkw schwerer sind. Als Referenz ist der Aufwand zur Bereitstellung von Benzin dargestellt. Für eine orientierende Vergleichbarkeit mit den Default-Werten der Biomassenachhaltigkeitsverordnung wurden hier die Ergebnisse auf GJ Bio-CNG umgerechnet. Wie schon bei der Darstellung mit dem Referenzsystem Erdgas für Biomethan unterscheidet sich auch hier der Aufwand zur Bereitstellung von Benzin pro GJ nicht nach Anlagengröße.

Der hier ermittelte Aufwand zur Bereitstellung von Bio-CNG ist streng genommen nicht mit den Default-Werten der BioNachV vergleichbar, da sich die Berechnungsmethode unterscheidet⁷ und zur Umrechnung in CO₂-Äquivalente unterschiedliche Werte verwendet werden. Allerdings kann der Vergleich orientierend erfolgen. Die Default-Werte nach BioNachV sind nach Allokationsverfahren errechnet, das bedeutet, der Aufwand zur Bereitstellung wurde zwischen Hauptprodukt und etwaigen Nebenprodukten entsprechend dem unteren Heizwert der Produkte aufgeteilt. Der hier gezeigte Aufwand ist nicht alloziert, sondern mit Gutschriften für die Nebenprodukte verrechnet. Des Weiteren werden in der BioNachV als Umrechnungswerte zu CO₂-Äquivalenten die Werte nach (IPCC 1995) verwendet, in dieser Untersuchung dagegen die Werte nach (IPCC 2007) (vgl. Tab. 2 und Fußnote 3). Danach werden in der BioNachV v. a. Methanemissionen schwächer bewertet als nach aktuellem Wissensstand. Da die Biogas-Prozessketten teils deutlich durch Methanemissionen bestimmt sind, würden durch eine Berechnung mit Faktoren gemäß (IPCC 1995), die Aufwendungen zur Bereitstellung von Bio-CNG niedriger ausfallen als hier gezeigt. Der Unterschied fällt dabei umso geringer aus, umso geringer die Bedeutung von Methanemissionen ist durch vermehrte Anstrengungen zur deren Verminderung.

Der orientierende Vergleich mit den Default-Werten für Biokraftstoffe, die aus Europa stammen (vgl. Tab. 41 und Tab. 42) zeigt, dass die Aufwendungen für Bio-CNG in ähnlicher Größenordnung liegen bzw. insbesondere bei der 2000-kW_{el}-Anlage tendenziell darunter.

Tab. 41: Default-Werte (ohne Landnutzungsänderung) für Biokraftstoffe mit Herkunft aus der EU gemäß BioNachV

in kg CO ₂ -Äq/GJ Biokraftstoff	
Ethanol Weizen EU	57,7
Ethanol Zuckerrübe EU	68,8
Natives Pflanzenöl Raps EU	38,6
Hydriertes Pflanzenöl Raps EU	47,9

⁷ Abweichend zur in der Zusammenfassung erläuterten Systemraumerweiterung durch Gutschrift, erlaubt die Ökobilanznorm unter bestimmten Voraussetzungen auch das Vorgehen der Allokation, um verschiedene in einem System erzeugte Nutzen zu verrechnen. Dies ist dann sinnvoll, wenn in einem System mehrere verschiedene Nutzen entstehen und für diese zudem mehrere unterschiedliche Äquivalenzprozesse (Gutschriften) in Frage kommen wie es z.B. bei der Biokraftstoffherstellung häufig der Fall ist. Damit der Systemraum dann nicht viel zu unübersichtlich und untransparent wird, können die aus der Produktion entstehenden Belastungen auf die verschiedenen Nutzen z.B. nach deren Energiegehalt verteilt werden. Dieses Vorgehen wird zur Ermittlung von Default-Werten der Biokraftstoffherstellung im Rahmen der Biomassenachhaltigkeitsverordnung (BioNachV) angewandt.

Gemessen am gewählten Referenzsystem Benzinsubstitution (86 kg CO₂-Äq/GJ) wird durch die Mehrzahl der Varianten für Bio-CNG eine Minderung >30% der THG-Belastungen erreicht (Markierung in Tabelle). Allerdings gilt auch dies nur orientierend, da wie erwähnt der Aufwand mit Gutschriften für die Nebenprodukte verrechnet wurde. Des Weiteren gilt dies prinzipiell nur insoweit als dass nachweislich durch die Bio-CNG Herstellung keine Landnutzungsänderung erfolgt. Fragen zur Landnutzungsänderung sind in den bisherigen THG-Bilanzen zu Biogas-Prozessketten nicht berücksichtigt.

Tab. 42: THG-Ergebnisse Erzeugung Bio-CNG (Silomais, 500 kW_{el} und 2000 kW_{el}) im Überblick für bisherige Berechnungen und den „best practice“ Fall

in kg CO ₂ -Äq/GJ Bio-CNG	500 kW	2000 kW
Aufwand		
CH ₄ Lager 2,5%, PSA Basis	74	41
CH ₄ Lager 2,5%, Amin Basis	64	32
CH ₄ Lager 0%, PSA Nachverbr., Wärme reg.	47	30
CH ₄ Lager 0%, Amin, Wärme reg.	40	26
„best practice“ PSA	36	21
„best practice“ Aminwäsche	32	17
Referenz / Gutschrift		
Benzinsubstitution	86	86

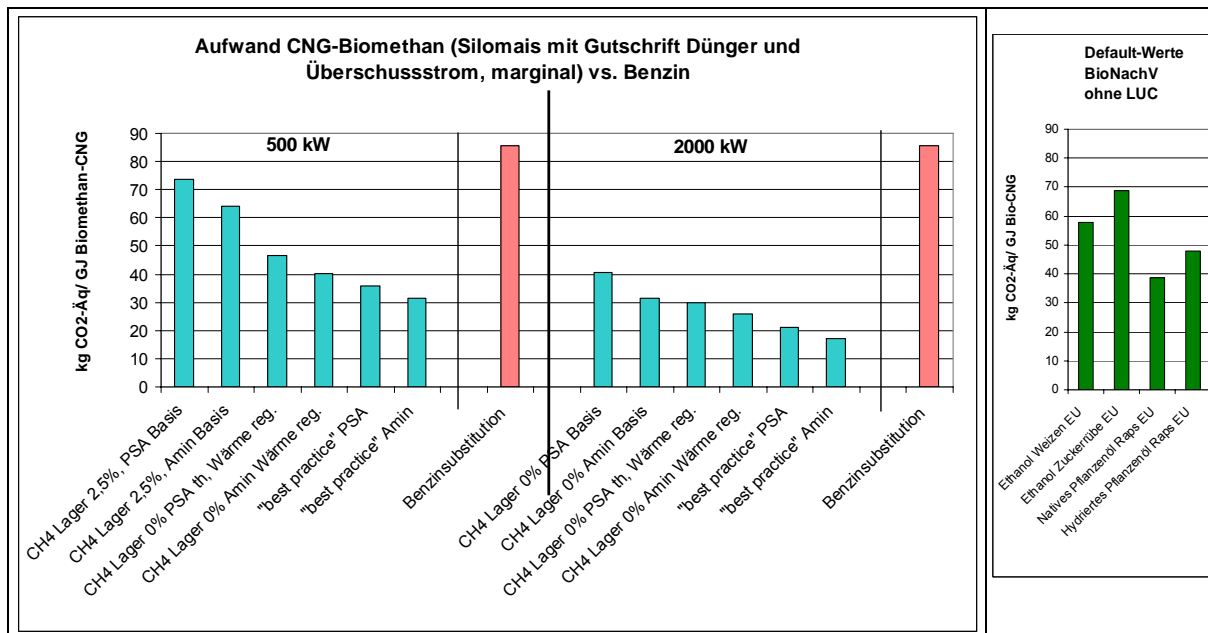


Abb. 8 THG-Ergebnisse Erzeugung Bio-CNG (Silomais, 500 kW_{el} und 2000 kW_{el}) im Überblick für bisherige Berechnungen und den „best practice“ Fall sowie orientierender Vergleich zu Default-Werten (ohne LUC) Biokraftstoffe der EU gemäß BioNachV

4 Literatur

- (BioNachV) IFEU Berechnungen zu Default-Werten im Rahmen der "Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Biomasseerzeugung und an Biokraftstoffe und deren Nachweis"
- (IFEU et al. 2008) ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg in Zusammenarbeit mit Institut für Energetik und Umwelt (IE) Leipzig, Öko-Institut e.V. Büro Darmstadt, TU Berlin und Peters Umweltplanung Berlin, Prof. Dr. Stefan Klinski (FH Berlin): Optimierung für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Forschungsprojekt des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), FZK 0327544, Heidelberg 2008 (noch unveröffentlicht).
- (BMU 2007) BMU Umweltpolitik. Erneuerbare Energien in Zahlen - nationale und internationale Entwicklung. Stand Januar 2007, Internet-Update
- (BMVEL/UBA 2002) Ammoniak-Emissionsinventar der deutschen Landwirtschaft und Minderungsszenarien bis zum Jahr 2010, Berlin Februar 2002
- (FNR 2005a) Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung; durchgeführt von IE, BfL, KTBL 2005
- (FNR 2005b) Ergebnisse des Biogas-Messprogramms. Erstellt durch die Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL), herausgegeben von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR). Gülzow, 2005.
- (IPCC 1995) Intergovernmental Panel on Climate Change „Climate Change 1995 - The Science of Climate Change“ Houghton, J. T. (Hg), Cambridge University Press, Cambridge 1996.
- (IPCC 1996) Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.
- (IPCC 2006) Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. - Institute for Global Environmental Strategies (IGES), Hayama, Japan, 2006.
- (IPCC 2007) Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC): Contribution of Working Group I to the 4th Assessment Report: Climate Change 2007, www.ipcc.ch
- (ISI 2005), Fraunhofer Institut System- und Innovationsforschung (FhG-ISI): Gutachten zur CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz Erneuerbarer Energien, Karlsruhe, 2005
- (KTBL o.J.), Arbeitspapier 249: Betriebliche Aspekte

(LfL Bayern) Keymer: Biogasausbeute verschiedene Substrate
http://www.lfl.bayern.de/ilb/technik/10225/index.php?sel_list=12%2Cb&strsearch=&pos=left

(LfU Bayern 2006) Emissions- und Leistungsverhalten von Biogas-Verbrennungsmotoren in Abhängigkeit von der Motorwartung. Schlussbericht zum Forschungsvorhaben (LfU-Projekt Nr. 1325). Bayerisches Landesamt für Umwelt 2006.

(Wulf 2002) Wulf, S.: Untersuchung der Emissionen von NH₃, N₂O und CH₄ nach Ausbringung von Kofermentationsrückständen in der Landwirtschaft. Dissertation an der Universität Bayreuth, 2002.

(Winkelmann 2006): Winkelmann, J: "Optimierte Silagequalitäten aus unterschiedlichen Maisproduktionen für die Tierernährung oder Biogasanlage", 13. KWS-Seminar, Dresden-Kesselsdorf, 19./20. Januar 2006.