

THG Bilanzierung des CM FLUIDS Konzept

Datum: 23.12.2019

Zusammenfassung







In diesem Dokument wird der Treibhausgas (THG)-Fußabdruck unseres Kraftstoffs Liquid Bio Methane (LBM) und das THG-Minderungspotential im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen ermittelt. Die zugrunde liegenden Daten beziehen sich auf die Biogasanlage der Firma ecoferm Berg GmbH & Co KG. Der Rechenweg folgt den Vorgaben der Handreichung Biomethan des Deutschen Biomasse Forschungszentrums. Aus den vorgenommenen Berechnungen ergeben sich THG-Emissionen von **-24 g CO₂-Äq./MJ** bzw. **-1,2 kg CO₂-Äq./kg LBM**. Der Wert ist negativ, weil nicht nur fossiler Kraftstoff sondern auch fossiles CO₂ ersetzt wird und somit ein doppelter Effekt erzielt wird. Zum Betrieb der Verflüssigung nutzen wir Strom aus erneuerbarer Energie. Aus Biogas abgeschiedenes CO₂ führen wir einer weiteren Nutzung zu und ersetzen dadurch fossile Quellen. Insgesamt erreichen wir so im Vergleich zu fossilem Kraftstoff eine Treibhausgasminderung von **130 %**.

Bei den Berechnungen handelt es sich um erste Abschätzungen, die noch Ungenauigkeiten enthalten können. Es wird angenommen, dass der Fermenter durch die Abwärme des Verflüssigungsprozesses beheizt werden kann und die Emissionen aus der Rohstoffherzeugung werden durch Werte aus der Beispielsrechnung des Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ)¹ ermittelt, obwohl unterschiedliche Substrate eingesetzt werden.

1. Methoden

Zur Prüfung der Treibhausgasemissionen wurde die Handreichung des DBFZ „Technische und methodische Grundlagen der THG-Bilanzierung von Biomethan“¹ angewandt. Im ersten Schritt werden alle Terme der Formel einem Prozessschritt zugeordnet. Danach werden alle Terme bestimmt, um entsprechend der Vorgabe gewichtet und in die Formel eingesetzt zu werden.

2. Zuordnung der Terme zu Prozessschritten

				 
e_{ec} Rohstoffgewinnung	e_{td1} Transport	e_{p1} Biogasanlage	e_{p2} Gasaufbereitung	e_{td2} Distribution CH ₄
e_l Landnutzungsänd.		e_{ccs}/ e_{ccr} Abscheidung und geologische Speicherung/ Ersetzung von CO ₂		e_{td3} Distribution CO ₂
e_{sca} Landwirtschaftl. Bewirtschaftung		e_{ee} Überschussstrom		

3. Bestimmung der Terme

Produzierte Methanmenge pro Jahr

In der betrachteten Biogasanlage der Firma ecoferm Berg GmbH & Co. KG werden aktuell (Stand 11/2019) 4 GWh/a erzeugt³. Daraus lässt sich die tatsächlich erzeugte Methanmenge berechnen:

Energiemenge des in der Biogasanlage erzeugten Methans vor der Verbrennung bei einem Wirkungsgrad des Heizkraftwerks von 42%³:

$$4 \cdot 10^6 / 0,42 = 9,5 \text{ Mio kWh} = 34.000.000 \text{ MJ} \approx \mathbf{34 \text{ TJ pro Jahr}}$$

Bei einem Heizwert von Methan von 9,968 kWh/m³, bedeutet das folgenden Methanoutput:

$$9,5 \text{ GWh} / (9,97 \text{ kWh/m}^3) = 0,96 \text{ Mio m}^3 \approx \mathbf{1 \text{ Mio m}^3/\text{a Methan}}$$

Die Dichte von Methan beträgt 0,72 kg/m³. Daraus lässt sich der jährliche Massenoutput von Methan berechnen:

$$0,96 \text{ Mio m}^3 \cdot 0,72 \text{ kg/m}^3 = 688 \text{ Tonnen Methan pro Jahr} \approx \mathbf{700 \text{ t/a Methan}}$$

3.1 e_{ec} Rohstoffgewinnung

Für die Rohstoffgewinnung zur Kraftstoffproduktion gibt es in der EU-Richtlinie 2009/28/EG⁴ auf Seite 56, Tabelle D eine Reihe an Standardwerten, die verwendet werden können. Für den im vorliegenden Dokument beschriebenen Fall, die Biomethanproduktion aus nachwachsenden Rohstoffen ist kein Standardwert verfügbar. In der Beispielsrechnung der Handreichung des DBFZ¹ wird der Treibhausgasausstoß jedes einzelnen Lieferanten berechnet und fließt später, gewichtet nach Methanertrag und Anteil an der Gesamtmethanproduktion in die Bilanz ein.



Zur Berechnung sind folgende Werte je Substratlieferant notwendig:¹

- Saatguteinsatz pro Hektar (Auflistung der Mengen und Arten des ausgebrachten Saatguts)
- Düngemitelesatz pro Hektar (Auflistung der Mengen und Arten des eingesetzten Düngers)
- Pestizideinsatz pro Hektar
- Dieserverbrauch zur Bewirtschaftung pro Hektar
- Ertrag pro Hektar
- Anteil Trockensubstanz des Ertrags

Die einzelnen Posten können über Emissionsfaktoren Treibhausgas-Austoßmengen zugeordnet werden. Über den Ertrag Trockenmasse pro Hektar kann berechnet werden, wieviel Treibhausgase die Produktion des Substrats pro Tonne Substrat verursacht hat.

Da viele der Werte nicht vorliegen wird der Term e_{ec} auf Grundlage der verfügbaren Daten ermittelt:

Folgende Werte liegen vor:³

- 28 t Substrat gesamt pro Tag
- 80% Ganzpflanzensilage GPS (Tritikale, Hafer, usw.)
- Rest Getreidekörner und Mais (ca. 1-2 t Mais)
- Ertrag bei GPS:
 - 30t/(ha*a) Frischmasse
 - 38% Trockenmasse
- Dünger: nur Gärrest aus der Biogasanlage

In der Beispielberechnung des DBFZ¹ werden für die Erzeugung von Silomais Treibhausgasemissionen in der Höhe von 61 kg CO₂-Äq./FS Silomais angegeben. Aufgrund der fehlenden Daten wird angenommen, dass dieser Wert annäherungsweise für alle unsere Lieferanten und die verschiedenen Substrate gilt.

Treibhausgasemission durch Rohstoffherzeugung pro Jahr:

$$e_{ec} = 28\text{t/Tag} * 365 \text{ Tage} * 61 \text{ kg CO}_2\text{-Äq./t FS Silomais}$$

$$e_{ec} = 620 \text{ t CO}_2\text{-Äq./Jahr} \approx \mathbf{600 \text{ t CO}_2\text{-Äq./Jahr}}$$

Es wäre von großem Vorteil, Standardwerte für die Erzeugung von GPS, Silomais und Getreide verwenden zu können und diese, wie vorgegeben, anteilig einzuberechnen.

3.2 e_l Landnutzungsänderung

Die landwirtschaftlichen Flächen der Substratliferanten der ecoferm Berg GmbH & Co. KG wurden bereits vor 2009 landwirtschaftlich genutzt.³ Deshalb liegt der Wert für die Landnutzungsänderung bei null.

$$e_l = 0$$

3.3 e_{sca} Bessere landwirtschaftliche Bewirtschaftungspraktiken

Die Flächen zur Versorgung der Biogasanlage werden seit 2008 zur Energiepflanzenerzeugung genutzt. Als Dünger werden nur Gärreste aus der Biogasanlage genutzt. Dadurch wird Hummus aufgebaut und somit Kohlenstoff eingelagert. Hierzu liegen jedoch keine Messdaten vor. Deshalb werden hier keine Emissionseinsparungen berücksichtigt.

$$e_{sca} = 0$$

3.4 e_{td1} Transport des Substrats zur Biogasanlage



Die Landwirtschaften, die das Substrat zur Biogasanlage in Berg liefern befinden sich 1 bis 12 km von der Biogasanlage entfernt.³ Für eine Abschätzung des schlechtesten Falls wird deshalb eine durchschnittliche Entfernung von 10 km angenommen.

Einsatzstoffe und -energie	Einheit	Wert	Datenquelle
Masse der transportierten Biomasse	t	28 pro Tag 10.220 pro Jahr	ecoferm Berg GmbH & Co. KG ³ (Biogasanlagenbetrieb)
Transportmittel		Traktor, Diesel, Ladung ca. 20t	
Transportdistanz beladen	km	10	Maximalwertabschätzung aus Angaben von ecoferm Berg: Lieferanten befinden sich im Umkreis von weniger als 12 km um die Biogasanlage
Transportdistanz leer	km	10	
Kraftstoffverbrauch beladen	l/km	0,41	Verbrauch eines LKW ¹
Kraftstoffverbrauch leer	l/km	0,24	Verbrauch eines LKW ¹
Anzahl der benötigten Fahrten		510	berechneter Wert (Biomasse/Jahr geteilt durch die Beladung der Traktoren)
Kraftstoffverbrauch gesamt	l	3300	Produkt aus Anzahl der Fahrten, Verbrauch und Entfernung
CO ₂ Emissionen von Diesel	kg CO ₂ -Äq./l	3,1	Handreichung Biomethan DBFZ, S. 28 ¹
THG Emissionen e _{td1}	t CO ₂ -Äq./Jahr	10	

Die jährlichen Emissionen durch den Substrattransport von den Höfen zur Biogasanlage beträgt in etwa:

$$e_{td1} = 10 \text{ t CO}_2\text{-Äq./Jahr}$$

3.5 e_{p1} Biogasanlage

Die ecoferm Berg GmbH & Co. KG gibt einen jährlichen Stromverbrauch von 259.997,74 kWh also 935.992 MJ an.

Die zur Beheizung des Fermenters benötigte Wärme wird aus der Abwärme der Verflüssigungsanlage zur Verfügung gestellt und mit einem Faktor von null Treibhausgasemissionen in die Berechnung aufgenommen.

Einsatzstoffe und -energie pro Jahr	Einheit	Wert	Datenquelle
Elektrischer Strom	MWh/a	260	ecoferm GmbH & Co. KG
Prozesswärme		0	Abwärme aus Verflüssigungsprozess (Wärmerückgewinnung in Höhe von 15-20% des elektrischen Energieeinsatzes möglich (4) \cong 225-300 MWh/a bei 55-60°C warm und 40°C kalt ⁵)
Methanertrag	Nm ³ /a	0,95 mio	Seite 2 Kapitel „Produzierte Methanmenge pro Jahr“



Methanverlust	Nm ³ /a t/a	9500 6,9	Kann laut DBFZ ¹ mit 1% des produzierten Methans abgeschätzt werden
---------------	---------------------------	-------------	--

Der Methanverlust muss in CO₂-Äq. einberechnet werden:

$$\text{Emissionen aus 1\% Methanverlust} = 6,9 \text{ t/a} * 23 \text{ kg CO}_2\text{-Äq./kgCH}_4$$

$$\text{Emissionen aus 1\% Methanverlust} = \mathbf{160 \text{ t CO}_2\text{-Äq./a}}$$

Da Gärreste als Dünger auf die substratliefernden Flächen zurückgebracht werden und damit im System verbleiben, findet keine weitere Berücksichtigung als Nebenerzeugnis statt.

Unseren Strom beziehen wir von Polarstern GmbH, die ihren Strom aus 100 % Wasserkraft gewinnen. Für Strom aus Wasserkraft gibt das Umweltbundesamt einen Emissionsfaktor von 25,064 g CO₂-Äq./kWh an². Das bedeutet:

$$e_{p1} = \text{Stromverbrauch} * \text{Emissionsfaktor dt. Strommix} + \text{Emissionen aus 1\% CH}_4\text{-Verlust}$$

$$e_{p1} = 260 \text{ MWh/a} * 25 \text{ g CO}_2\text{-Äq./kWh} + 160 \text{ t CO}_2\text{-Äq./a}$$

$$e_{p1} = 6,5 \text{ t CO}_2\text{-Äq./a} + 160 \text{ t CO}_2\text{-Äq./a}$$

$$e_{p1} \approx \mathbf{170 \text{ t CO}_2\text{-Äq./a}}$$

3.6 e_{p2} Gasaufbereitung

Hier wird ein Stromverbrauch von 0,8 kWh/m³ Biogas erwartet.⁵ Das bedeutet bei 0,95 mio m³/a einen Stromverbrauch von 0,76 mio kWh/a (2,7 mio MJ/a). Unseren Strom beziehen wir von Polarstern GmbH, die ihren Strom ausschließlich aus Wasserkraft gewinnen. Für Strom aus Wasserkraft gibt das Umweltbundesamt einen Emissionsfaktor von 25 g CO₂-Äq./kWh an². Das bedeutet:

$$e_{p2} = 0,8 \text{ kWh/m}^3 \text{ Biogas} * (0,955 \text{ mio m}^3 \text{ Methan} / 0,51 \text{ Methananteil im Biogas}) * 25 \text{ g CO}_2\text{-Äq./kWh}$$

$$e_{p2} = 1,5 \text{ GWh/a} * 25 \text{ g CO}_2\text{-Äq./kWh}$$

$$e_{p2} = 37,5 \text{ t CO}_2\text{-Äq./a} \approx \mathbf{38 \text{ t CO}_2\text{-Äq./a}}$$

3.7 e_{ccs} Abscheidung und geologische Speicherung

CO₂ wird nach der Abscheidung in der Gasaufbereitung in Berg nicht geologisch gespeichert. Daher wird dieser Term null.

$$e_{ccs} = \mathbf{0}$$

3.8 e_{ccr} Ersetzung von Kohlenstoffdioxid

CO₂ wird nach der Abscheidung in der Gasaufbereitung an der Biogasanlage der Firma ecoferm Berg vollständig weiteren Verwendungen zugeführt und ersetzt dadurch fossiles CO₂. Laut Angabe der ecoferm Berg enthält Biogas der Anlage in Berg:

$$51 \text{ \% vol CH}_4 \triangleq 0,955 \text{ Mio m}^3 \text{ CH}_4\text{/a (siehe Seite 2 Kapitel Produzierte Methanmenge)}$$

$$45 \text{ \% vol CO}_2 \triangleq x$$

$$x = 0,955 \text{ Mio m}^3 * 0,45/0,51$$

$$x = 840000 \text{ m}^3\text{/a}$$

$$x = 1700 \text{ t CO}_2\text{/a (Dichte von CO}_2\text{: } 1,98 \text{ kg/m}^3\text{)}$$



Es wird angenommen, dass die gesamte Menge abgenommen werden kann.

$$e_{ccr} = 1700 \text{ t CO}_2/\text{a}$$

3.9 e_{td2} Distribution Kohlenstoffdioxid

CO₂ wird nach der Abscheidung in der Gasaufbereitung an der Biogasanlage der Firma ecoferm Berg weiteren Verwendungen zugeführt und ersetzt dadurch fossiles CO₂.

Bei Erstellung der vorliegenden Bilanz sind die Standorte der CO₂-Abnehmer noch unbekannt. Es wird davon ausgegangen, dass CO₂ innerhalb eines Radius von 300 km vollständig an Verbraucher verteilt werden kann. Aus diesem Grund werden die gleichen Treibhausgasemissionen angesetzt, wie bei e_{td3} . (Berechnungen siehe unten)

$$e_{td2} = 32 \text{ t CO}_2\text{-Äq.}/\text{a}$$

3.10 e_{td3} Distribution Methan

Das erste Einsatzgebiet des flüssigen Methans wird am Flughafen München erwartet. Dieser liegt knapp unter 300 km von der Biogasanlage der Firma ecoferm Berg GmbH & Co. KG entfernt.

Flüssiges Methan wird am Standort der Verflüssigung in Berg in einem 30 m³ Tank gespeichert und wöchentlich zur Tankstelle abtransportiert. Typische LNG-Tankwagen verfügen über 20 m³ bis 23 m³ Fassungsvermögen.

Methanproduktion pro Jahr = 688 t/a
 Transportmenge pro Lieferung = 13 t
 Verbrauch des 40t Diesel LKWs = 0,41 l/km beladen bzw 0,24 l/km leer (2)
 Dieserverbrauch pro Jahr = (300km * 0,41 l/km + 300km * 0,24 l/km) * 52
 Dieserverbrauch pro Jahr = 10140 l Diesel
 Treibhausgasemissionen von Diesel = 3,14 kg CO₂-Äq./l
 $e_{td3} = 32 \text{ t CO}_2\text{-Äq.}/\text{a}$

4. Zusammenfassung der Terme

In der folgenden Tabelle werden alle Ergebnisse aus Kapitel 3 zusammengetragen und bilanziert.

Prozessschritt	THG-Emissionen in t CO ₂ -Äq./a
Rohstoffgewinnung e_{ec}	620 t CO ₂ -Äq./a
Transport des Substrats e_{td1}	10 t CO ₂ -Äq./a
Biogasanlage e_{p1}	38 t CO ₂ -Äq./a
Biogasaufbereitung e_{p2}	170 t CO ₂ -Äq./a
Ersetzung von CO ₂ e_{ccr}	- 1700 t CO ₂ -Äq./a
Distribution CO ₂ e_{td2}	32 t CO ₂ -Äq./a
Distribution CH ₄ e_{td3}	32 t CO ₂ -Äq./a
Gesamtemissionen pro Jahr	-800 t CO₂-Äq./a
Energiegehalt des produzierten Methans	34 TJ/a
Gewicht des produzierten Methans	690 t/a
Gesamtemissionen je MJ Biomethan	-24 g CO ₂ -Äq./MJ
Gesamtemissionen je kg Biomethan	-1,2 kg CO ₂ -Äq./kg LNG



Pro Megajoule Biomethan werden also -24 g CO₂-Äq. ausgestoßen.

Einsetzen der Terme in die Formel zur Treibhausgasminderung

Fossile Kraftstoffe werden Treibhausgasemissionen in Höhe von 83,8 g CO₂-Äq./MJ zugeordnet. Wie oben beschrieben erreichen wir für flüssiges Biomethan -24 g CO₂-Äq./MJ.

$$\text{THG Minderung} = (E_{\text{Fossilbrennstoff}} - E_{\text{Biokraftstoff}}) / E_{\text{Fossilbrennstoff}}$$

THG-Minderung = 130 %

Einsparung in t CO₂ / t LBM

$$\text{Einsparung THG} = 83,8 \text{ g CO}_2\text{-Äq./MJ} - (-24 \text{ g CO}_2\text{-Äq./MJ})$$

$$\text{Einsparung THG} = 105,8 \text{ g CO}_2\text{-Äq./MJ}$$

$$\text{Einsparung THG} = 105,8 \text{ g CO}_2\text{-Äq./MJ} * 55,5 \text{ MJ/kg (Heizwert Methan)}$$

Einsparung THG = 5,8 t CO₂-Äq./t LBM

5 Betrachtung von Ungenauigkeiten der Berechnung

Bei der Berechnung der THG-Emissionen mussten einige Annahmen und Vereinfachungen angenommen werden.

5.1 Rohstoffherzeugung

Zur Berechnung wurde angenommen, dass die Biogasanlage ausschließlich mit Mais betrieben wird, der unter den exakt gleichen Bedingungen produziert wird wie in der Handreichung der DBFZ (2, S.25, 26) vorge-rechnet.

Tatsächlich sind 80 % des Substrats Ganzpflanzensilage aus Triticale, Gras, Hafer, Silphie usw. Es wird ange-nommen, dass die Treibhausgasbilanz ohne diese Ungenauigkeit weiter verbessert werden könnte.

5.2 Distribution

Es ist bislang nicht geklärt wie weit die Produkte tatsächlich zum Abnehmer transportiert werden müssen. Sobald genauere Angaben vorliegen, kann die Berechnung entsprechend angepasst werden.

Literatur

¹ Katja Oehmichen, Karin Naumann: Technische und methodische Grundlagen der THG-Bilanzierung von Biomethan, DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Leipzig, 2015

² Dr. Thomas Lauf, Michael Memmler, Sven Schneider: Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger Bestim-mung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2018, Climate Change 37/2019, Umweltbundesamt, Dessau-Roßau, 2019, Tabelle 23, online aufgerufen am 23.12.2019 https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-11-07_cc-37-2019_emissionsbilanz-erneuerbarer-ener-gien_2018.pdf

³ Angaben der ecoferm Berg GmbH



⁴ Europäisches Parlament und Rat: Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, Amtsblatt der europäischen Union

⁵ Benjamin Berg, Cryopur (Hersteller Gasaufbereitungs- und Verflüssigungsanlage) mündliche Auskunft, Telefonat, Dezember 2019

