

# Treibhausgasbilanzierung und -vermeidungskosten verschiedener Biogasanlagenausrichtungen anhand eines Fallbeispiels

Carbon Footprint Assessment and Mitigation Costs of different Biogas Pathways – a Case Study

Sebastian GOLLNOW und Enno BAHRS

## Zusammenfassung

Die vorliegende Fallstudie untersucht anhand einer Lebenszyklusanalyse Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) und deren Vermeidungskosten in der Strombereitstellung einer Biogasanlage in Baden-Württemberg. Dabei haben die Ergebnisse auch partiell generalisierende Aussagekraft für viele Biogasanlagen in Deutschland. Auf Basis der spezifischen Stromgestehungskosten wurden die Vermeidungskosten einer Tonne CO<sub>2</sub>-Äquivalent im Vergleich zum ersetzten Energiemix berechnet. Außerdem wird die Bedeutung der Wärmenutzung und der gasdichten Gärrestlagerabdeckung sowie deren Auswirkung auf die Vermeidungskosten untersucht.

**Stichworte:** Treibhausgasbilanzierung, Biogas, Treibhausgasemissionen

## Summary

This study analyses the greenhouse gas emissions of a biogas plant in Baden-Württemberg, Germany. The analysis is done according the life cycle assessment method. The specific electricity production costs of the plant are analyzed. Mitigation costs per ton of CO<sub>2</sub>-equivalent are calculated. Furthermore the impact on the mitigation costs of a gastight residue storage and of the utilization of the co-produced thermal energy are analyzed.

---

Erschienen 2012 im *Jahrbuch der Österreichischen Gesellschaft für Agrarökonomie*, Band 21(1): 157-166. On-line verfügbar: <http://oega.boku.ac.at>.

**Keywords:** carbon footprint assessment, biogas, greenhouse gas emissions

## 1. Einleitung

Biogas wird in Deutschland hauptsächlich zur Stromgewinnung genutzt. Aufgrund des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG, 2009) hat die Biogasnutzung seit 2004 deutlich an Bedeutung gewonnen (FACHVERBAND BIOGAS E.V. 2011). Es hat sich gezeigt, dass die Biogasproduktion einen wichtigen Beitrag zur Versorgung mit speicherbaren erneuerbaren Energien gewährleisten, aber gleichzeitig auch zu Einsparungen von Treibhausgasen führen kann und damit zur Realisierung der nationalen Klimaschutzziele beiträgt (ROTH et al., 2011; SCHOLZ et al., 2011; STERNER, 2010; BMU, 2008). Allerdings wurde durch Studienergebnisse deutlich, dass es auch nachteilige ökologische Effekte geben kann, wenn z.B. aus den Produktions- und Lagerungsprozessen der Biogasproduktion hohe Methanemissionen freigesetzt werden (LFL, 2008, 9). Damit wird deutlich, dass es einer systematischen Untersuchung der verschiedenen ökologischen Auswirkungen unter Berücksichtigung aller ergebnisbestimmenden Parameter bedarf, da diese in der Praxis von Anlage zu Anlage stark variieren können (LFL, 2008, 5f; BMU, 2008, 86f.).

### 1.1 Zielsetzung

Anhand einer umfangreichen Analyse eines Fallbeispiels werden exemplarisch die Treibhausgasemissionen und Stromgestehungskosten für die Bereitstellung einer kWh Strom berechnet. Darüber hinaus werden Treibhausgasreduktionspotenziale identifiziert und berechnet. Darauf aufbauend werden die Treibhausgasvermeidungskosten für verschiedene Biogasszenarien ermittelt.

### 1.2 Untersuchungsrahmen

Der Untersuchungsrahmen umfasst alle relevanten Prozesse der Energiebereitstellung durch die Biogasanlage (cradle to gate). Dazu zählt:

- die Substrat Bereitstellung;
- die Bereitstellung benötigter Energie und Betriebsmittel;
- die Umwandlung der Substrate zu Strom und Wärme.

Die untersuchte Anlage befindet sich in Baden-Württemberg. Als Substrate setzt die Anlage Silomais, Wirtschaftsdünger und Abfallstoffe der Nahrungsmittelindustrie ein. Bodenbürtige nachwachsende Rohstoffe (NawaRo's) werden auf 40 Betrieben mit einer durchschnittlichen Feld-Anlagenentfernung von 5,5 km angebaut. Der Anbau erfolgt in ortsüblichen Fruchtfolgen. Abfallstoffe der Nahrungsmittelindustrie umfassen Gemüseausputz, Obsttrester, Getreidestaub und Getreideausputz. Diese fließen (als Abfallstoffe) ohne Umweltbelastung in das System ein. Ferner wird die Annahme getroffen, dass durch die Verwertung in der Biogasanlage die Kompostierung des Gemüseausputzes als substituiertes System wegfällt. Die substituierte Kompostierung wird nach AMLINGER (2008) berücksichtigt. Bei dieser wird davon ausgegangen, dass 10% des gebundenen Kohlenstoffes als Kohlendioxid ( $\text{CO}_2$ ) und Methan ( $\text{CH}_4$ ) emittiert wird. Dabei macht das  $\text{CH}_4$  ca. 2,4% der Emissionen aus.

Der eingesetzte Wirtschaftsdünger stammt von etwa 220 Rinder-Großvieheinheiten (1 GVE = 500 kg Lebendgewicht). Der Stall befindet sich auf dem benachbarten Gelände der Biogasanlage. Anfallende Rindergülle wird direkt in den Fermenter gepumpt. Der Wirtschaftsdünger fließt als Nebenprodukt ohne Umweltbelastung ins Biogassystem ein. Vor der Einführung der Biogasanlage wurde die Rindergülle in einem offenen Güllelager mit natürlicher Schwimmschicht gelagert. Dieses wird nun durch die wesentlich kleinere Vorgrube ohne Schwimmschicht substituiert. Eingesparte Treibhausgasemissionen werden dem Biogassystem gutgeschrieben.

Die Zusammensetzung des Substratinputs lautet: 57% Maissilage, 37% Rindergülle und 6% Abfallstoffe (in Frischmasseprozent). Der Fermenter hat ein Volumen von 4.500 m<sup>3</sup>. Es werden 2.965.496 m<sup>3</sup> Biogas für die Verwertung im Blockheizkraftwerk (BHKW) produziert. Nach Aussagen des Betreibers entweichen etwa 57.000 m<sup>3</sup> über die Fackel, 1800 m<sup>3</sup> über Ventile und 600 m<sup>3</sup> bei der Wartung durch das Öffnen des Fermenters. Diffuse Emissionen aus dem Gaslager, Leitungen und Schnittstellen wie z.B. zwischen Fermenter und Substratzugang, werden mit 1% des produzierten Biogases angenommen (LFL, 2008; BMU, 2008).

Die Substrate werden in einem Nassfermenter mit einem Arbeitsvolumen von 3.500 m<sup>3</sup> unter mesophilen Bedingungen (bei Fermentertem-

peraturen von ca. 30-37 °C) vergärt. Pro Jahr werden etwa 3.000.000 m<sup>3</sup> Biogas erzeugt.

Das Biogas wird in einem 625 kW Gas Otto BHKW zu 5,2 MWh Strom umgewandelt. Der Eigenstrombedarf der Anlage beträgt 6,8% des eingespeisten Stroms und wird über das Stromnetz gedeckt. Der Methanschlupf des BHKWs wird mit 10 g CO<sub>2</sub> Äquivalent (CO<sub>2</sub>eq) je produzierter kWh angenommen (LFL, 2008, 9). Der Methanschlupf bezeichnet in diesem Fall Methan, welches durch unvollständige Verbrennung in die Atmosphäre entweicht.

Die Nutzung der produzierten Wärme und die Lagerung anfallender Gärreste wird, mit dem Ziel Reduktions- und Effizienzpotentiale aufzuzeigen, in verschiedenen Szenarien analysiert (siehe Tabelle 1).

Im ersten Szenario (S 1) wird die Annahme getroffen, dass Wärme nicht genutzt wird und Gärreste in einem offenen Gärrestlager gelagert werden.

Tab. 1: *Untersuchte Szenarien*

<b>Szenario</b>	<b>Gärrestlager</b>	<b>Wärmenutzung</b>
S 1	Offen	Ohne
S 2	Offen	Mit
S 3	Gasdicht	Mit

Quelle: Eigene Darstellung

Im zweiten Szenario (S 2) wird davon ausgegangen, dass Wärme in ein Nahwärmenetz eingespeist wird und fossile Energiequellen substituiert. Dieses Szenario spiegelt die momentane Ist Situation der Anlage wieder. In einem dritten Szenario (S 3) wurde zusätzlich davon ausgegangen, dass Gärreste in einem gasdichten Lager bis zur Ausbringung gelagert werden. Hierdurch werden einerseits Emissionen während der Lagerung vermieden, andererseits wird das Restgaspotential der Gärreste dem BHKW verfügbar gemacht.

### 1.3 Material und Methode

Die Berechnung der THG Emissionen erfolgt entsprechend des ISO Standards 14044 (ISO, 2006). Daten für die Erhebung der THG Emissionen sowie zur Bestimmung der Energiegestehungskosten wurden auf einer Praxisanlage erhoben, durch Literaturdaten ergänzt und in LCA Software modelliert.

Die Energiegestehungskosten setzen sich aus den Kostenblöcken zusammen, die durch die Energiebereitstellung der Biogasanlage verursacht werden. Hierzu zählen die Investitions- und Betriebskosten der gesamten Anlage, die Bereitstellung der NawaRo's, Investitionskosten einer gasdichten Gärrestabdeckung in Szenario 2 und 3 sowie des Wärmenetzes in Szenario 3.

Die Treibhausgasvermeidungskosten je Tonne CO<sub>2</sub>eq werden nach IEA (2009, 1f) ermittelt. Die Berechnung erfolgt unter Einbeziehung der spezifischen Energiegestehungskosten, sowie der THG-Bilanzen der untersuchten Biogassysteme.

Die Berechnungsmethode berücksichtigt die Stromgestehungskosten der Biogasanlage sowie des Referenzsystems. Das Referenzsystem ist in diesem Fall der deutsche Strommix (vgl. auch UBA, 2009). Die Stromgestehungskosten des deutschen Strommixes wurden nach ISE (2010, 10) mit € 0,061 je kWh angesetzt. Außerdem werden die Treibhausgasemissionen für eine kWh des Referenzsystems berücksichtigt. Diese liegen bei 0,709 kg CO<sub>2</sub>eq je kWh (ELCD, 2010).

Berechnung der Vermeidungskosten:

$$KV_i = \frac{K_i - K_{REF}}{E_{REF} - E_i}$$

$KV_i$	CO <sub>2</sub> Vermeidungskosten [€/t CO <sub>2</sub> eq]
$K_i$	Stromgestehungskosten BGA [€/kWh]
$K_{REF}$	Stromgestehungskosten Strommix Deutschland [€/kWh]
$E_{REF}$	THG Emissionen Strommix Deutschland [t CO <sub>2</sub> eq/kWh]
$E_i$	THG Emissionen BGA [t CO <sub>2</sub> eq/kWh]

## 2. Ergebnisse

### 2.1 Treibhausgasbilanzen

Treibhausgasemissionen, hervorgerufen durch die Bereitstellung einer kWh Strom, werden für die drei Szenarien in Abbildung 1 dargestellt. Der erste Balken stellt jeweils die Bilanz dar. Diese enthält sowohl Emissionen als auch Gutschriften. Der zweite Balken zeigt jeweils den Saldo der Bilanz. In allen drei Szenarien verursacht die Silomaisbereitstellung etwa 60% der THG-Emissionen. Die diffusen Emissionen aus

Fermenter und Gärrestlager betragen etwa 20%, wobei in Szenario 3 die Emissionen aus dem Gärrestlager aufgrund der gasdichten Abdeckung wegfallen. Die Bereitstellung des Eigenstrom-bedarfs verursacht etwa 6% der Treibhausgasemissionen.

Der Saldo der Treibhausgasbilanz liegt damit in Szenario 1 bei 224 g CO<sub>2</sub>eq, in Szenario 2 bei 25 g CO<sub>2</sub>eq und in Szenario 3 bei -15 g CO<sub>2</sub>eq je kWh Strom. Die wesentliche Reduktion der Salden in den Szenarien 2 und 3 im Vergleich zum ersten Szenario ergibt sich aufgrund der aus der Wärmenutzung resultierenden Gutschrift.

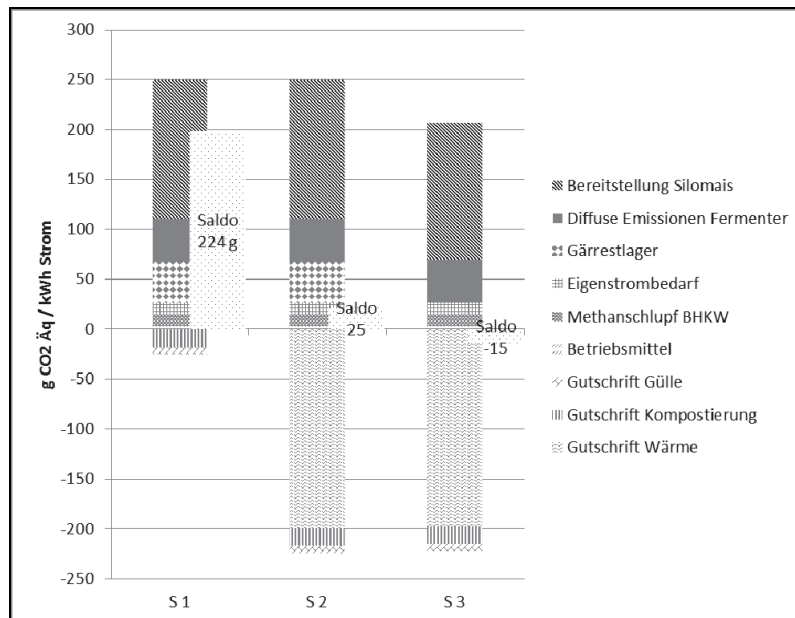


Abb. 1: Treibhausgasemissionen verbunden mit der Bereitstellung einer kWh Strom

Quelle: Eigene Darstellung

## 2.2 Energiegestehungskosten

Die Stromgestehungskosten variieren zwischen € 0,15 und € 0,17 je kWh elektrisch. Die Zusammensetzung der Stromgestehungskosten ist in Abbildung 3 dargestellt. Die Investitionskosten der Anlage machen hierbei 35% aus. Die Substratkosten etwa 31%, der Betrieb und die

Wartung der Anlage 23% (hierzu zählt auch der Eigenstrombedarf der Anlage).

Bei der Berechnung der Vermeidungskosten wird im Folgenden ebenfalls untersucht, welche Auswirkungen die Wärmenutzung sowie eine gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers auf die Vermeidungskosten haben.

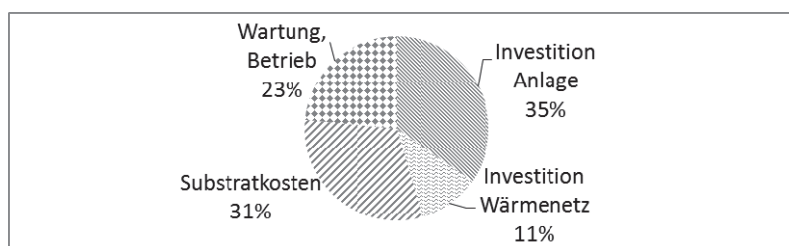


Abb. 2: Zusammensetzung Stromgestehungskosten der Anlage  
Quelle: Eigene Darstellung

### 2.3 CO<sub>2</sub>eq Vermeidungskosten

Mit Hilfe des ermittelten Treibhauspotentials je kWh, das zwischen 224 und -15 g CO<sub>2</sub>eq liegt, sowie den in den Szenarien variierenden Stromgestehungskosten zwischen € 0,15 und € 0,17 ergeben sich Vermeidungskosten je Tonne CO<sub>2</sub>eq zwischen € 188,80 in Szenario 1, € 160,80 in Szenario 2 und € 154,72 in Szenario 3.

## 3. Schlussfolgerungen

Die vorliegende Fallstudie zeigt, dass Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen zur Verminderung von Treibhausgasemissionen im Vergleich zum deutschen Strommix unter den getroffenen Annahmen beitragen kann. Wie hoch das spezifische Vermeidungspotenzial und insbesondere die Vermeidungskosten sind, ist von der Ausrichtung der Anlage abhängig. Eine effiziente Wärmenutzung (Szenarien 2 und 3) und ein gasdichtes Gärrestlager (Szenario 3) reduzieren in diesem Fall die Vermeidungskosten im Gegensatz zu einer Anlagenkonfiguration ohne Wärmenutzung und gasdichtem Gärrestlager um 18%. Den größten Effekt hat hierbei die Wärmenutzung mit einer Reduktion der Vermeidungskosten je Tonne CO<sub>2</sub>eq von 15%. Somit ist eine effiziente Treibhausgasvermeidung auch bzw. besonders von der Nutzbarma-

chung der Wärme erreichbar. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass bei der Standortwahl die lokalen Möglichkeiten der Wärmenutzung eine wichtige Rolle spielen.

Volkswirtschaftlich vertretbare Vermeidungskosten liegen laut IPCC bei 50 – 100 €/tCO<sub>2</sub>eq (IPCC, 2007, 11.3). Die in der vorliegenden Studie ermittelten Kosten liegen in der Summe weit darüber. Allerdings führt die isolierte Abdeckung des Gärrestlagers zu THG-Vermeidungskosten, die im Bereich der IPCC-Empfehlungen liegen. Zu ähnlichen Ergebnissen kommen auch andere Studien (ROTH et al. 2011; SCHOLTZ, 2011). THIERING et al. (2011) sowie THIERING und BAHRS (2011) kommen zu dem Ergebnis, dass der vermehrte Einsatz von Reststoffen wie Wirtschaftsdüngern die Vermeidungskosten signifikant reduzieren kann. SCHOLZ et al. (2011) kamen zum Schluss, dass neben dem Einsatz von Reststoffen die Preisvariabilität von Inputsubstraten eine große Auswirkung auf die Vermeidungskosten hat.

Auch regionale Bedingungen können eine Auswirkung auf die nachhaltige Energieerzeugung haben. So ist beispielsweise die Verfügbarkeit von Reststoffen regional unterschiedlich aber auch die Anlagendichte und der damit einhergehende vermehrte Maisanbau (STATIS, 2010, 20).

Zu beachten ist auch, dass eine nachhaltige Biogasproduktion neben dem Treibhauspotenzial viele andere Aspekte zu berücksichtigen hat. Hierzu zählen beispielsweise weitere Wirkungskategorien der Ökobilanzierung aber auch die zunehmende Flächenkonkurrenz zu Tierhaltungs- und Marktfruchtbetrieben sowie der damit in Verbindung stehende indirekte Landnutzungswandel (ROTH et al., 2011, 199).

## Literatur

- AMLINGER, F., PEYR, S. und CUHLS, C. (2008): Greenhouse gas emissions from composting and mechanical biological treatment. *Waste Management & Research* 26, 1, 47-60.
- BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2008): Optimierung für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Verbundprojekt gefördert vom BMU. Projektträger: Forschungszentrum Jülich.
- EEG (2009): Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG.



- ELCD (European Life Cycle Database) (2010): URL: <http://lca.jrc.ec.europa.eu/lcainfohub/datasetArea.vm>
- FACHVERBAND BIOGAS E.V. (2011): Branchenzahlen 2011 und Branchenentwicklung 2012/2013. URL: [http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE\\_Branchenzahlen/\\$file/12-06-01\\_Biogas%20Branchenzahlen%202011-2012-2013.pdf](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/12-06-01_Biogas%20Branchenzahlen%202011-2012-2013.pdf)
- IEA (International Energy Agency) (2009): Methodology for calculating electricity and heat marginal abatement cost curves in the World Energy Outlook 2009. [http://www.iea.org/weo/docs/weo2009/MACC\\_Methodology\\_for\\_PG.pdf](http://www.iea.org/weo/docs/weo2009/MACC_Methodology_for_PG.pdf)
- ISE (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme) (2010): Studie Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien. Freiburg.
- ISO (International Organization for Standardization) (2006): ISO 14044 Environmental Management - Life Cycle Assessment - Requirements and guidelines, 2006
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2007): Climate Change 2007: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the IPCC [Core Writing Team, Pachauri, R.K and Reisinger, A(eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland.
- LFL (Landesanstalt für Landwirtschaft) (2008): Klimabilanz von Biogasstrom. Information der LFL. Freising-Weihenstephan.
- ROTH, U., DÖHLER, H., HARTMANN, S. und WULF, S. (2011): Treibhausgasbilanzen und  $\text{CO}_2\text{-eq}$ -Vermeidungskosten landwirtschaftlicher Biogasanlagen. Biogas in der Landwirtschaft Stand und Perspektiven. FNR/KTBL Kongress September 2011. Göttingen.
- SCHOLZ, L., MEYER-AURICH, A. und KIRSCHKE, D. (2011). Greenhouse gas mitigation potential and mitigation costs of biogas production in Brandenburg, Germany. *AgBioForum*, 14, 3, 133-141.
- STATIS (Statistische Ämter des Bundes und der Länder) (2010): Agrarstrukturen in Deutschland, Einheit in Vielfalt. Regionale Ergebnisse der Landwirtschaftszählung 2010.
- STERNER, M. und FRITSCHKE, U. (2011): Greenhouse gas balances and mitigation costs of 70 modern Germany-focused and 4 traditional biomass pathways including land-use change effects. *Biomass and Bioenergy*, 35 (2011): 4797-4814.
- THIERING, J., EMPLÉ, J.-B. und BAHRS, E. (2011): Optionen der Förderung für eine energetische Wirtschaftsdüngernutzung im Rahmen der Biogasproduktion. *ZFU (Zeitschrift für Umweltrecht und Umweltpolitik)*, 1/2011, 73-100.
- THIERING, J. und BAHRS, E. (2011): Biogasproduktion in Deutschland - Sollte die energetische Nutzung von Wirtschaftsdünger explizit gefördert werden? *German Journal of Agricultural Economics*, 60, 4/2011, 259-275.
- UBA (Umweltbundesamt) (2009): Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990-2007. Umweltbundesamt Dessau.

**Anschrift der Verfasser**

*Sebastian Gollnow und Enno Bahrs  
Universität Hohenheim, Institut für Landwirtschaftliche Betriebslehre 410b  
70593 Stuttgart, Deutschland  
Tel.: +49 711 459-22566  
eMail: s.gollnow@uni-hohenheim.de und bahrs@uni-hohenheim.de*