



**IBKE Institut für Biogas**  
Kreislaufwirtschaft und Energie eG



# Wirtschaftlichkeit der Umstellung von Vor-Ort-Verstromung auf Biomethanproduktion

**Friedrich Brandes und Georg Siegert**

23.06.2026

[www.biogasundenergie.de](http://www.biogasundenergie.de)

## Warum Umstellen von vor-Ort-Verstromung auf Biomethanherzeugung?

kein fester Maisdeckel,  
kein vorgegebenes  
Betriebsmanagement

Vielseitige  
Biomethanvermarktungs-  
möglichkeiten

Bessere  
Anpassungsmöglichkeit  
an steigende Kosten

Steigender  
Biomethanbedarf in allen  
Sektoren zu erwarten

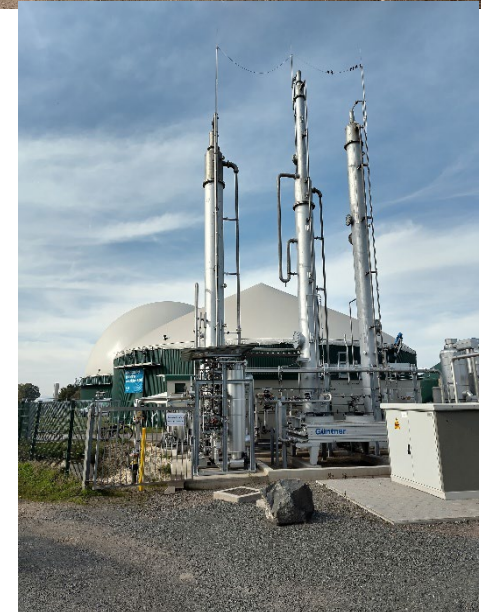
Verringerter  
Arbeitszeitbedarf für  
Wartung von BHKWs

Höhere Umsätze,  
größere Gewinnspanne bei  
angepasstem Substrateinsatz

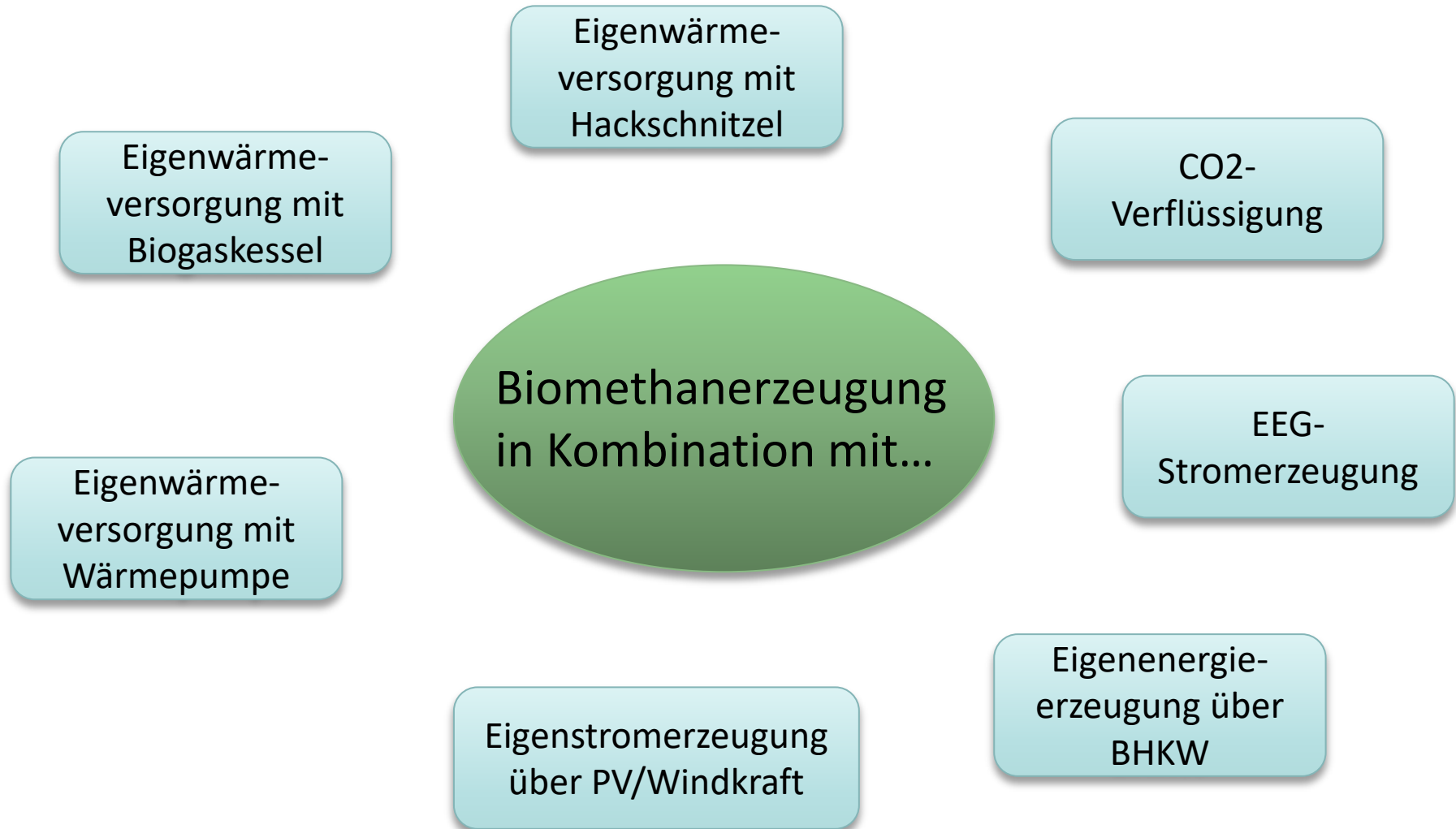
i.d.R. höhere  
Verfügbarkeit von  
BGAA ggü. BHKW

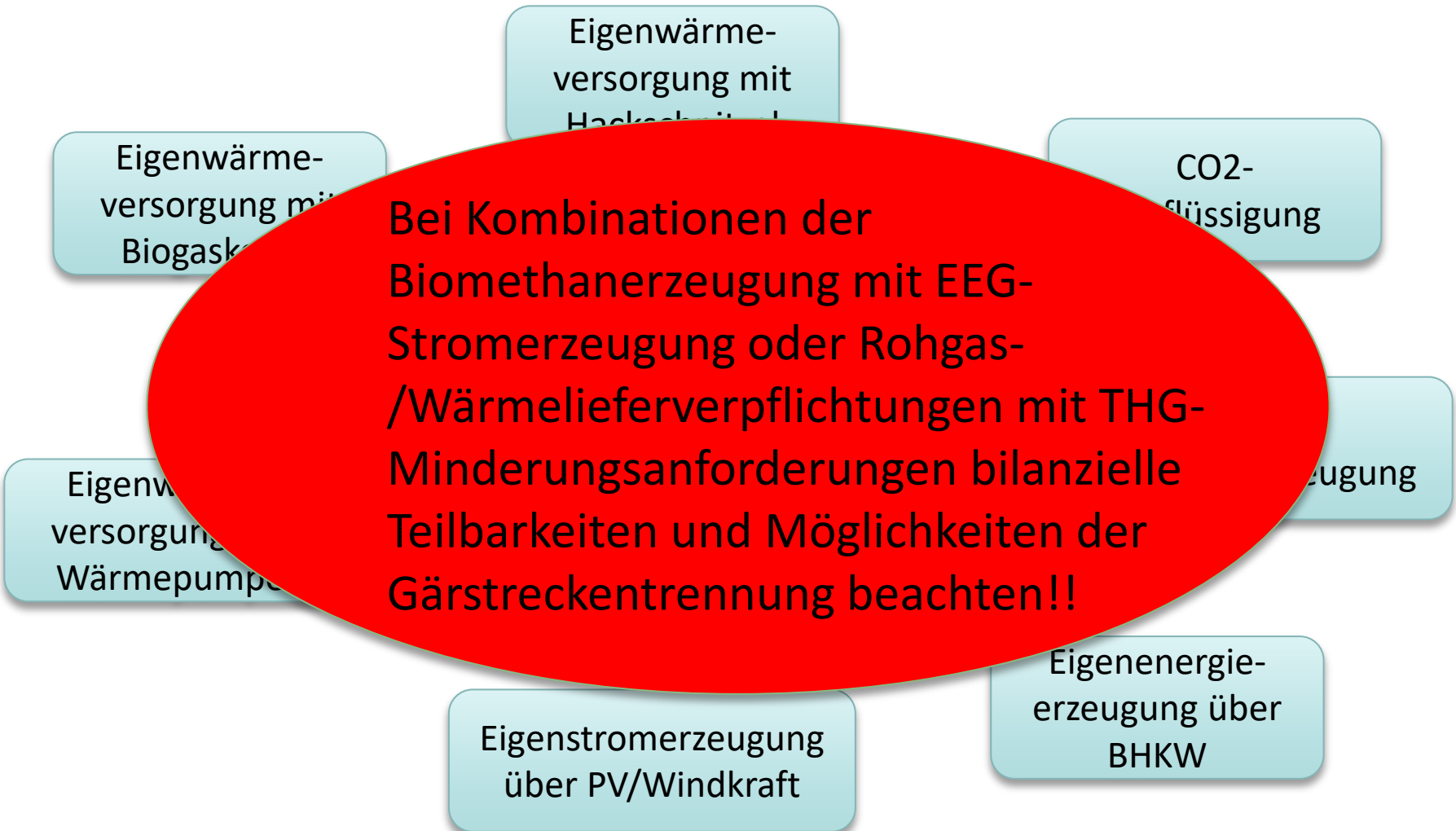
Wann ist ein Wechsel weg vom EEG hin zu Biogasaufbereitung sinnvoll?

- keine Möglichkeit der Flexibilisierung der elektrischen BHKW-Leistung/ hoher Flexibilisierungsgrad erforderlich
- bei hohen eigenen Einsatzstoffmengen an Wirtschaftsdüngern → geringe Substratpreise und hohe Biomethanpreise
- wenn ein Gasnetz mit entsprechender Aufnahmekapazität oder ein Abnehmer mit mobiler Technik in der Nähe ist
- geringen Wärmelieferverpflichtungen
- Möglichkeiten der Einbindung in ein Biomethan-Cluster



# Biomethanherzeugung in Kombination mit Strom- und/oder Wärmeherstellung



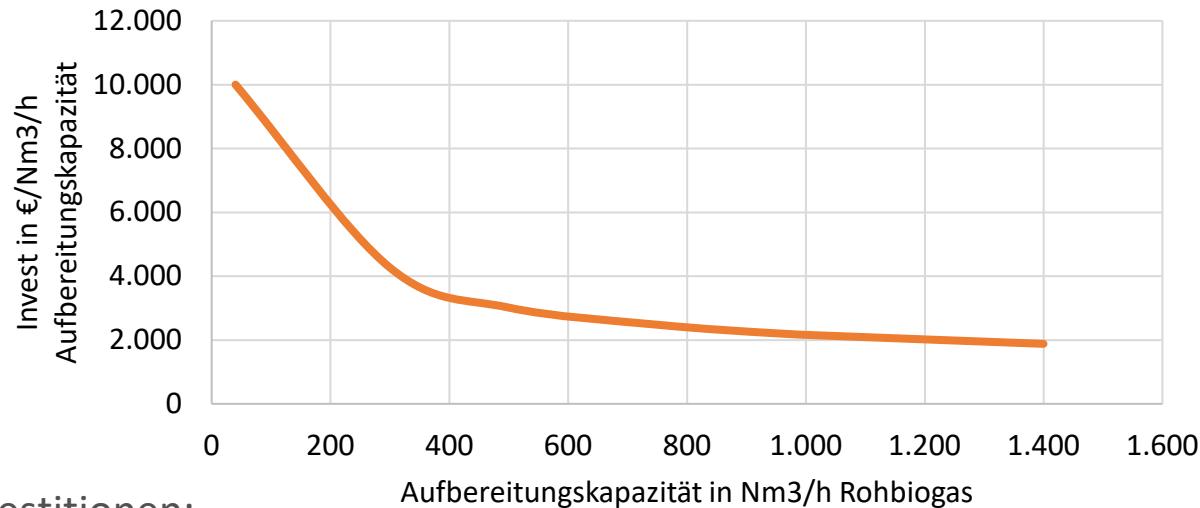


	<b>Verstromung</b>	<b>Biomethanerzeugung</b>
Genehmigung	Bei negativer Flexibilisierung geringer Aufwand über Anzeige (§ 15 BImSchG); Erhöhung der inst. –/Bemessungsl. = i.d.R. neue Genehmigung nach BImSchG	neue Genehmigung nach BImSchG bei zusätzlichen zu erwartenden Emissionen (neue/zusätzliche Substrate, neue Behälter) notwendig; sonst Baugenehmigung
Substrate	Auswahl eingeschränkt durch Maisdeckel	Auswahl eingeschränkt durch Biomethanliefervertrag; höhere Vergütung für Wirtschaftsdüngergas
Vorreinigung Rohgas	Entschwefelung und Kondensatabscheidung	mehrere Entschwefelungseinheiten und Kondensatabscheidung; ggf. Reinsauerstoffdosierung
Kosten für Technik	Flexibilisierung mit 6-facher Überbauung ca. 2.500.000-3.500.000 €	Aufbereitungsanlage mit Netzanschluss < 1km ca. 2.000.000-2.500.000 €

	<b>Verstromung</b>	<b>Biomethanerzeugung</b>
Wartungsaufwand/ Personalbedarf für Wartung	Hoher Wartungsaufwand durch bewegliche Teile; nach BHKW-Anzahl linear steigend; zukünftig SCR-Kat	Hohe Volllaststundenzahl bei vgl. wenig Wartungsaufwand; Vollwartungsvertrag oder Regelwartungsvertrag
Aufwand für die Vermarktung des Produkts	gering durch staatl. garantierte Vergütung; ggf. Absprachen mit Direktvermarkter zu Flexbetrieb und entsprechende Substrateinsatzplanung	Eigene Auswahl des Käufers; wiederkehrende Ausschreibung; Vermarktung von Überkapazitäten/Beschaffung von Ausgleichsenergie
Zertifizierungs- auflagen	vgl. geringe Auflagen; Umweltgutachten, Nachhaltigkeitszertifizierung der Biostrom-NachV bei >2 MW FWL; THG-Bilanzierung ab 2026 bei >15 Jahren Betriebszeit der BGA (80% Minderung)?	Je nach Substrat Biostrom-NachV und/oder BioKraft-NachV verbunden mit Massenbilanz, THG-Bilanz und Chargenmanagement; Eintragung in Nabisy, dena Biogasregister und UDB; ggf. Berichts/Nachweispflicht BEHG

# Wirtschaftlichkeit der Biomethanherzeugung

## Investitionspositionen



### Weitere Investitionen:

- Ggf. Regenerative Thermische Oxidation (RTO)) ab 250.000 €
- neues BHKW mit angepasster Leistung bei Eigenstrombereitstellung?
- Reinsauerstoffdosierung ab ca. 50.000 €
- Erdarbeiten und Fundament, Medienarbeiten
- Kosten für Planung und Genehmigung
- Kosten für Netzanschluss: 250.000 € bei <1 km Netzanschlusslänge, sonst 25 % von Gesamtkosten für Netzanschluss (aktuell noch bis Ende 2026 durch Übergangsr. GasNZV)
- Ggf. Abdeckung offener Behälter (Wert des erzeugten Biomethans über THG-Wert)
- Ggf. Errichtung zusätzlicher Gär-/Lagerbehälter bei großen Mengen zusätzlicher energiearmer Substrate

# Wirtschaftlichkeit der Biomethanherzeugung

## Betriebskosten



Strombedarf  
0,06 – 0,33 kWh/Nm<sup>3</sup> RBG  
-> größter kaum zu beeinflussender Kostenpunkt



Versicherung  
-> abhängig vom Versicherungsbedürfnis und Investitionsvolumen



Personalkosten

**Betriebskosten**



i.d.R. Vollwartungsvertrag  
-> ab ca. 40.000 €/a



Zertifizierungskosten ca. 15.000 €/a  
-> Abhängig von: Datenpflege nabisy/biogasregister, Anzahl Biomasselieferanten,...

Weitere Kosten:

- Verbrauchsmaterial
- Wärme (Aminwäsche)
- Bilanzkreisführung

	<b>Annahmen</b>
<b>Anzahl Biogasanlagen</b>	3 Biogasanlagen, verbunden über insgesamt 8 km Rohgasleitung
<b>Rohgaskapazität</b>	jeweils 250 m <sup>3</sup> Biogas/h (entspricht 550 kWel)
<b>Rohgasbedarf für Wärmebereitstellung</b>	40 m <sup>3</sup> Biogas/h (aus Maissilage) = 1.7 Mio. kWh/a für Beheizung der Fermenter und Bereitstellung von Wärme für Betrieb (580.000 kWh)
<b>Rohgasbereitstellung für die Biogasaufbereitung (energetisch)</b>	30 % als Rindergülle, 70 % aus Maissilage
<b>Substrate je Anlage</b>	19.948 m <sup>3</sup> /a Rindergülle 7.444 t/a Maissilage
<b>Methanherzeugung (gesamt mit Berücksichtigung Wärmebedarf)</b>	3.647.547 m <sup>3</sup> /a
<b>Biomethan nach Aufbereitung</b>	3.049.100 m <sup>3</sup> /a = 33.835.007 kWh <sub>H<sub>2</sub></sub>
<b>Aufbereitungseffizienz Biogasaufbereitung</b>	99 %

# Wirtschaftlichkeit der Biomethanherzeugung

## Biogascluster



	3 einzelne Standorte für Rohbiogasverwertung	1 Zentraler Standort für Rohbiogasverwertung
<b>Investitionsbedarf Biogasaufbereitungsanlage (Membran) inkl. Schwachgasnachbehandlung</b>	3 x 1.300.000 =3.900.000	1 x 2.100.000
<b>Investitionsbedarf externer Gasspeicher</b>	0	180.000
<b>Investitionsbedarf Rohgas-Sammelleitung</b>	0	1.200.000
<b>Baunebenkosten (Tiefbau, Rohrleitungsbau, Elektrobau Biogasaufbereitungsanlage)</b>	3 x 120.000 =360.000	1 x 150.000
<b>Planung und Genehmigung BGAA-Standort</b>	3 x 110.000 =330.000	1 x 160.000
<b>Planung und Genehmigung Rohgas-Sammelleitung</b>	0	1 x 100.000
<b>Kosten für Biogaskessel zur Wärmebereitstellung</b>	3 x 70.000 =210.000	3 x 70.000 =210.000
<b>Netzschlusskosten (2 x unter 1 km, 1 x über 1 km; Netzanschlusskosten 4 Mio. €)</b>	2 x 250.000 + 5.000.000 *0,25 =1.750.000	1 x 250.000
<b>Summe Investitionen ohne Netzanschluss</b>	=4.800.000	=4.100.000
<b>Summe Investitionen mit Netzanschluss</b>	=6.550.000	=4.350.000
<b>Mittlere Kapitalkosten (1,5 % bei 3 % Zinsen)</b>	=98.250	=65.250
<b>Summe jährliche Betriebskosten (Wartung/Instandhaltung über Vollwartungsvertrag, Personal, Strom, Versicherung, Zertifizierung, Bilanzkreisführung)</b>	=681.966	=550.322

# Vermarktung von Biomethan

## (EEG, Kraftstoff, Wärme)

ca. 5.464 GWh/a\*



ca. 3.559 GWh/a\*



©123rf.com



©123rf.com

ca. 680 GWh/a\*



\* Dena Branchenbarometer 2025

### Gülle/Mist – Biomethan

(ca. - 100 g<sub>CO<sub>2</sub>equ.</sub>/MJ)

- Meist Verkehrssektor
- ca. 13 ct/kWh<sub>Hs</sub>
- Aufschlag ca. 0,7 ct/10g CO<sub>2</sub>equ. MJ
- derzeit eher kürzere Vertragslängen

### NawaRo – Biomethan

- Einsatz im EEG- oder Wärme-Sektor
- ca. 7,5 ct/kWh<sub>Hs</sub>
- Langfristige Abnahmeverträge möglich

### Reststoff – Biomethan

- Einsatz Sektor offen
- ca. 8,5 ct/kWh<sub>Hs</sub>
- Abnahmeverträge über 2030 hinaus möglich

- Erlös Wirtschaftsdünger-Biomethan abhängig vom Treibhausgasreduzierungspotential.

## CO<sub>2</sub>-Verflüssigung als Veredlungsoption für Biomethanherzeugung?

### Kosten

- Invest: entspricht ca. Investkosten für BGAA
- zzgl. 250.000 - 500.000 € Qualitätsmessgerät (EIGA 70/17)

### Chancen

- Reduktion des THG-Wertes um 20-40 g<sub>CO<sub>2</sub>eq.</sub>/MJ
- 1,4-2,8 ct/kWh<sub>H<sub>2</sub></sub> Mehrerlös für Gülle-Biomethan
- Erlös aus flüssigem CO<sub>2</sub> geringe Bedeutung (20-80 €/t)

### Hinweise

- Strombedarf: 0,2-0,28 kWh/kg<sub>LCO<sub>2</sub></sub>
- Fossiles CO<sub>2</sub> muss nachweislich ersetzt werden
- Reduktion THG-Wert NawaRo-Biomethan zur Einhaltung von 80% Reduktionsminderung

# Wirtschaftliche Auswirkungen bei Umstellung auf Biomethanproduktion?



©Adobe Stocke/rosifan19

# Erlöspotential ausgewählter Substrate



Substratart	Biogasertrag nach KTBL	Methan-gehalt	Methanertrag nach KTBL	Markterlös für das Biomethan in ct/kWh <sub>Hs</sub>	Erlös pro Tonne Substrateinsatz in €/t (Kosten für Biogasaufbereitung berücksichtigt)*
<b>Rindergülle (9%TS)</b>	27,7 Nm <sup>3</sup> /t	60%	16,6 Nm <sup>3</sup> /t	13,0	<b>19,30 €/t</b>
<b>Separierte Gülle (20,8% TS)</b>	61 Nm <sup>3</sup> /t	58%	35,38 Nm <sup>3</sup> /t	13,0	<b>41,12 €/t</b>
<b>Rinderfestmist (25% TS)</b>	95,6 Nm <sup>3</sup> /t	56%	53,54 Nm <sup>3</sup> /t	13,0	<b>62,23 €/t</b>
<b>Pferdemist (31% TS)</b>	100 Nm <sup>3</sup> /t	56%	56 Nm <sup>3</sup> /t	13,0	<b>65,09 €/t</b>
<b>Hühnertrockenkot (51% TS)</b>	183 Nm <sup>3</sup> /t	56%	102,5 Nm <sup>3</sup> /t	13,0	<b>119,14 €/t</b>
<b>Stroh (90% TS)</b>	381 Nm <sup>3</sup> /t	53%	201,93 Nm <sup>3</sup> /t	8,5	<b>134,12 €/t</b>
<b>Maissilage</b>	219,4 Nm <sup>3</sup> /t	54%	118,48 Nm <sup>3</sup> /t	7,5	<b>65,58 €/t</b>
<b>Grassilage</b>	189 Nm <sup>3</sup> /t	53%	100,17 Nm <sup>3</sup> /t	7,5	<b>55,44 €/t</b>
<b>Getreideschrot</b>	622,4 Nm <sup>3</sup> /t	52%	323,65 Nm <sup>3</sup> /t	7,5	<b>179,14 €/t</b>

\*Aufbereitungskosten von: 2,5 ct/kWh<sub>Hs</sub> berücksichtigt.

# Beispiel Erlös für 1 m<sup>3</sup> Biogas



## Beispiel 1

Annahmen: **25 Ma.-% Maissilage, 75 Ma.-% Gülle** (vereinfacht 50% CH<sub>4</sub>)  
 19 ct/kWh EEG-Erlös, 5 ct/kWh Wärmeerlös (BHKW: 40% Wirkungsgr.)  
 13 ct/kWh<sub>Hs</sub> Gülle-Biomethan, 7,5 ct/kWh<sub>Hs</sub> NawaRo-Biomethan

Erlös EEG23-Biomassepaket	Erlös Biomethanverkauf
44,69 ct/m <sup>3</sup> <sub>Biogas</sub> EEG-Erlös + 4 ct/m <sup>3</sup> <sub>Biogas</sub> DV-Erlös	22,04 ct/m <sup>3</sup> <sub>Biogas</sub> Wirtschaftsdünger-BM (anteilig)
10,00 ct/m <sup>3</sup> <sub>Biogas</sub> Wärmeerlös	30,30 ct/m <sup>3</sup> <sub>Biogas</sub> NawaRo-BM (anteilig)
<b>Summe: 58,69 ct/m<sup>3</sup> Biogas</b> Annahme: 2 ct/kWh Direktvermarktungserlös	<b>Summe: 56,09 ct/m<sup>3</sup> Biogas</b> inkl. 3,75 ct/m <sup>3</sup> <sub>Biogas</sub> vNNE

## Beispiel 2

Annahme: **100% Wirtschaftsdünger**

Erlös EEG23-Biomassepaket	Erlös Biomethanverkauf
44,69 ct/m <sup>3</sup> <sub>Biogas</sub> EEG-Erlös + 4 ct/m <sup>3</sup> <sub>Biogas</sub> DV-Erlös	74,56 ct/m <sup>3</sup> <sub>Biogas</sub> Wirtschaftsdünger-BM
10,00 ct/m <sup>3</sup> <sub>Biogas</sub> Wärmeerlös	
<b>Summe: 58,69 ct/m<sup>3</sup> Biogas</b> Annahme: 2 ct/kWh Direktvermarktungserlös	<b>Summe: 78,31 ct/m<sup>3</sup> Biogas</b> inkl. 3,75 ct/m <sup>3</sup> <sub>Biogas</sub> vNNE

# Wirtschaftlichkeit der Biomethanherzeugung Erlöspotential an eigener Tankstelle



Annahmen: - THG-Quotenpreis: 440 €/t<sub>CO2 equ.</sub> \*  
- THG-Wert Biomethan: -100 g/MJ  
- 12,1 % Treibhausgasreduzierungsverpflichtungen für 2026 ggü.  
Referenzwert

Theoretischer THG-Quotenerlös: 30,87 ct/kWh<sub>H<sub>2</sub></sub>

THE-Erdgaserlös: 4 ct/kWh<sub>H<sub>2</sub></sub> (aktuell)

Annahme Kosten CNG-Tankstelle und Administration: 2 ct/kWh<sub>H<sub>2</sub></sub>

**Biomethanerlös mit eigener Tankstelle: ca. 33 ct/kWh<sub>H<sub>2</sub></sub> bzw. 4,60 €/kg<sub>Methan</sub>**

\*(Quelle: Olyx 12.06.2025)

# Chancen und Risiken der Biomethanproduktion



Anstieg des Biomethanbedarfs in den nächsten Jahren laut dena

Was drückt den Biomethanpreis?  
Importe aus EU-Ausland, Rückgang LNG- und CNG-Neuanmeldungen, Reduktion CNG-Fahrzeugpalette

## Chancen & Herausforderungen

Industrie und Gewerbe sucht nach (Reststoff)-Biomethan

RED II/RED III sichert gesetzlichen Rahmen bis 2030

NawaRo-BM für Gebäudesektor (GModG)?

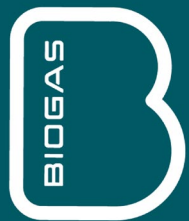
GasNZV? GasNEV?



# Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

**M.Eng. Georg Siegert**  
**M.Sc. Friedrich Brandes**

**Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie**  
**eG**



**MEHR ALS  
HEISSE LUFT**

**BIOGASTHÜRINGEN.DE**



**KOMPETENZNETZWERK  
BIOGAS**