



Katja Oehmichen, Stefan Majer

Wasserstoff in biobasierten

Prozessketten:

Beispiele zur Bilanzierung der

THG-Emissionen im Förderprogramm

2026 | Addendum zum Methodenhandbuch

»Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagasemissionen«



**Energetische
Biomassenutzung**

Katja Oehmichen, Stefan Majer

WASSERSTOFF IN BIOBASIERTEN PROZESSKETTEN: BEISPIELE ZUR BILANZIERUNG DER THG-EMISSIONEN

Addendum zum **Methodenhandbuch** »Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte«
BMW-Förderbereich »Energetische Biomassenutzung«
Schriftenreihe des BMW-Forschungsnetzwerkes Bioenergie

DOI: 10.48480/nrbx-re35

Bildnachweise

Wenn nicht anders am Bild verzeichnet, liegen die Bildrechte beim DBFZ.

Redaktion

Tina Händler

Layout & Satz

Joshua Röbisch

Kontakt

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116, D-04347 Leipzig

E-Mail: begleitforschung@dbfz.de

www.energetische-biomassenutzung.de

Geschäftsführung

Wissenschaftlicher Geschäftsführer: Prof. Dr. mont. Michael Nelles

Administrativer Geschäftsführer: Dr. Christoph Krukenkamp

© DBFZ, Leipzig 2026

INHALT

1	Einleitung.....	4
2	Hintergrund.....	5
3	Emissionen aus der Wasserstoffbereitstellung	6
4	Beispielrechnung 1: Wasserstoff als Reaktant.....	9
	4.1 Biomassebereitstellung: UCO frei Anlage	9
	4.2 Emissionen aus der Konversion der Biomasse (Hydrierung des UCO).....	10
	4.3 Zusammenführen der Emissionen.....	11
	4.4 Ermittlung der THG-Einsparung	11
5	Beispielrechnung 2: Wasserstoff als Energielieferant	12
	5.1 Biomassebereitstellung & Biogasproduktion.....	12
	EXKURS: Unterschiede bei der Bewertung des eingesetzten Stroms.....	14
	5.2 Ermittlung der Gesamtemissionen für das erzeugte Biomethan.....	15
	5.3 Ermittlung der Gesamtemissionen für das erzeugte erneuerbare Methan (RFNBO).....	16
	5.4 Ermittlung der THG-Einsparung	19
6	Zusammenfassung	20
	Literatur	21
	Anhang	22

Förderung

Forschungsnetzwerk
Bioenergie

BMW-Förderbereich

Projekträger

Begleitforschung

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



WASSERSTOFF IN BIOBASIIERTEN PROZESSKETTEN: BEISPIELE ZUR BILANZIERUNG DER THG-EMISSIONEN

Ergänzung zum Methodenhandbuch

Katja Oehmichen (DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH),
Stefan Majer (DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH)

1 Einleitung

Ein zentrales Anliegen des Förderprogramms ist es, die erzielbaren Klimaschutzeffekte durch die Bioenergiebereitstellung und -nutzung im Vergleich zum heutigen Stand der Technik signifikant zu verbessern und zu verstetigen. Dazu ist die Einordnung des Förderprojektes und der jeweiligen Treibhausgasemissionen und Treibhauseinsparung unter den gegenwärtigen bzw. absehbaren Rahmenbedingungen erforderlich. Diese in vergleichbarer Form zu ermitteln und darzustellen, ist die Voraussetzung für die übergreifende Interpretation und die Ableitung von Handlungsempfehlungen (Thrän & Pfeiffer 2021). Dafür ist eine transparente und möglichst harmonisierte Bilanzierungsmethode notwendig. Vor diesem Hintergrund zielt Kapitel 8 des **Methodenhandbuchs** darauf ab, sowohl die Bilanzierung in den Projekten zu unterstützen als auch die Ergebnisse vergleichbar zu machen.

Die im Methodenhandbuch vorgeschlagene Methode basiert auf den Vorgaben zur THG-Bilanzierung der Richtlinie 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, kurz RED. (European Commission 2018) Die in der RED verankerte Methode gilt vornehmlich für Biokraftstoffe und Biobrennstoffe. Die Integration von Wasserstoff in biobasierte Prozessketten kann jedoch dazu führen, dass neben den biobasierten Produkten auch erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs entstehen (engl. renewable fuel of non biological origin), im Folgenden als RFNBO bezeichnet. Um die THG-Bilanzen und Treibhausgas-Einsparungen dieser nicht biobasierten Energieträger im regulatorischen Rahmen der RED zu ermitteln, wurde, ergänzend zur RED, die delegierte Verordnung 2023/1086 (DA 2023/1086) von der Europäischen Kommission veröffentlicht. Diese DA spezifiziert eine Methodik zur Bewertung der Treibhausgasemissionseinsparungen der erneuerbaren Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs, kurz RFNBO (Europäische Kommission 2023a).

An dieser Stelle wird noch einmal darauf hingewiesen, dass sich diese Methoden anders als die vollständige Ökobilanzierung gemäß DIN ISO 14040 und DIN ISO 14044 auf die Berechnung von Treibhausgasemissionen beschränken. Dieses Vorgehen erscheint, im Sinne einer Hilfsfunktion, daher als anwendbarer Kompromiss zwischen der Notwendigkeit methodischer Komplexität und der Sicherstellung der Vergleichbarkeit von Ergebnissen. Der vorliegende Leitfaden will mit exemplarischen Berechnungen als erweiterte Hilfestellung zur Treibhausgas-Bilanzierung nach Kapitel 8 des Methodenhandbuchs für die Bilanzierung von biobasierten Prozessen mit integrierter Wasserstoffnutzung dienen.

2 Hintergrund

Wasserstoff (H₂) nimmt als Energieträger oder Reaktant in biobasierten Prozessen eine bedeutende Rolle ein (siehe Abbildung 1). In der Treibhausgasbilanz (THG-Bilanz) dieser Prozesse kann der Einsatz von Wasserstoff als Energieträger oder Reaktant ein zentraler Faktor sein und die THG-Bilanz erheblich beeinflussen, wobei dieser Einfluss stark von der Herkunft und der Produktionsweise des Wasserstoffs abhängt. Der Abschnitt 3 widmet sich explizit den mit der Bereitstellung des Wasserstoffs verbundenen THG-Emissionen unter Betrachtung diverser Produktionsoptionen und Transportaufwendungen.

Wird Wasserstoff entweder aus biogenen Rohstoffen gewonnen (Biowasserstoff, Abbildung 3, Fall A) oder findet als Reaktant in biobasierten Prozessen Verwendung (Abbildung 3, Fall B), erfolgt die Berechnung der Treibhausgasemissionen der resultierenden biobasierten Produkte (wie Biokraftstoffe oder Biobrennstoffe und daraus erzeugter Strom/Wärme) gemäß der in Kapitel 8 des Methodenhandbuchs beschriebenen Bilanzierungsmethode. Wie eingangs erläutert, orientiert sich diese Methodik im Sinne der Vergleichbarkeit an den Vorgaben der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie 2018/2001 (Europäisches Parlament und der Rat der Europäischen Union 2018).

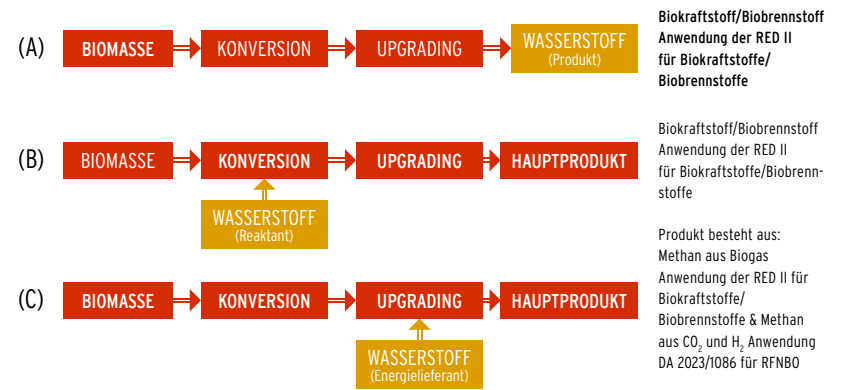


Abbildung 1: Wasserstoff in biobasierten Prozessen (A) Produktion von Biowasserstoff (B) Einsatz von Wasserstoff als Reaktant bei der Herstellung eines HEFA¹-Kraftstoffes (C) Einsatz von Wasserstoff als Energielieferant zur Methanisierung des im Biogas enthaltenen CO₂ zu erneuerbarem Methan

Etwas anders stellt sich die Ermittlung der THG-Emissionen in Fall C (Abbildung 1) da. Hier wird in die Prozesskette zur Herstellung biogasbasierter Methans Wasserstoff zur Erhöhung der Methanausbeute integriert. Das heißt, das im Biogas enthaltene CO₂ wird direkt (ohne vorherige Abscheidung) unter Zugabe von Wasserstoff katalytisch methanisiert. Der Produktstrom, erneuerbares Methan, enthält sowohl Methan aus Biogas als auch Methan aus der Methanisierung des CO₂ aus dem Biogas mit Wasserstoff. Gemäß der aktuellen

1 Drop-In Kraftstoff auf Basis von Rest- & Abfallstoffen, exemplarisch Pflanzenöle oder tierischen Fette

Interpretation der RED 2018/2001 und des Delegierten Rechtsakts (DA) 2023/1086 (Europäische Kommission 2023a) produziert die Anlage damit einerseits einen Biokraftstoff und andererseits einen erneuerbaren Kraftstoff nicht biogenen Ursprungs (RFNBO²), da der eingesetzte Wasserstoff in diesem Fall nicht als Reaktant sondern als Energielieferant fungiert. Dies kann nur erfolgen, wenn ausschließlich EE-Strom zur Wasserstoffproduktion eingesetzt wird (Europäische Kommission 2023a).

Dies führt zu einigen Herausforderungen bei der Berechnung des von der RED geforderten THG-Minderungspotenzials, da es Unterschiede in der Berechnungsmethode zwischen Biokraftstoffen/Biobrennstoffen und RFNBOs gemäß der RED II und den zugehörigen DAs gibt. Der Delegierte Rechtsakt DA 2023/1086 enthält methodische Vorschriften zur Berechnung der Treibhausgasemissionen und -einsparungen für erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs (RFNBO). Aus Gründen der Konsistenz sollen diese Vorschriften auch im Förderprogramm zur THG-Bilanzierung von erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs angewendet werden.

Die Beispielrechnung in Abschnitt 5 befasst sich ausschließlich mit den für den Fall C relevanten Aspekten, eine eingehende Beschreibung und Diskussion der Methode zur Ermittlung der THG-Emissionen gemäß DA 2023/1086 enthält dieser Leitfaden nicht. Die Gleichung zur THG-Bilanzierung ist im Anhang dargestellt.³

3 Emissionen aus der Wasserstoffbereitstellung

Sowohl Emissionen aus der Produktion des Wasserstoffs als auch Emissionen der Transport- und Distributionsprozesse (Verdichtung, Wasserstoffverluste über Leckagen etc.) beeinflussen die Treibhausgasintensität der Wasserstoffbereitstellung.

Die Produktion von Wasserstoff wird an dieser Stelle unter Berücksichtigung von zwei möglichen Optionen diskutiert: (i) Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse: Dabei wird Wasser durch den Einsatz von elektrischer Energie in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. (ii) Wasserstoffproduktion durch Dampfreformierung: In diesem Verfahren werden fossile Brennstoffe wie Erdgas oder biogene Brennstoffe wie Biogas zur Wasserstoffproduktion verwendet. Die Emissionsintensitäten der Wasserstofferzeugungsoptionen zeigt Abbildung 1. Für elektrolytisch erzeugten Wasserstoff gilt: Den größten Einfluss auf die Emissionsintensität hat die Art des zur Elektrolyse verwendeten Stroms.

² Renewable Fuels of Non Biological Origin

³ Detaillierte Beschreibungen und nähere Erläuterungen zur Bilanzierungsmethode finden sich in (Europäische Kommission 2023a; Schmidt-Archert & Mohr 2023; ISCC 2025b; ISCC 2021, [Biokraftstofffachgespräch](#)) im Abschnitt 4.

Wird beispielsweise der deutsche Strommix eingesetzt, führt ein höherer Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien zu geringeren THG-Emissionen. Bei einem Anteil von 100% EE-Strom werden sogar Null-Emissionen angegeben (die infrastrukturellen Aufwendungen für den Bau der Anlagen werden in diesem Fall nicht mitbilanziert).

Die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) bei der Dampfreformierung von Erdgas zur Wasserstoffherstellung entstehen durch verschiedene Prozesse:

- (i) Die Verbrennung fossiler Brennstoffe dient der Bereitstellung von Prozessenergie.
- (ii) Bei der eigentlichen Dampfreformierung reagiert Methan (der Hauptbestandteil von Erdgas) mit Wasser. Dabei entstehen Wasserstoff und Kohlendioxid (CO₂) als Nebenprodukte. Das freigesetzte CO₂ trägt direkt zu den Emissionen bei.
- (iii) Emissionen aus der Förderung, Verarbeitung und dem Transport des Erdgases.

Ähnlich wie bei Erdgas stammen auch die THG-Emissionen bei der Dampfreformierung von Biogas zur Wasserstoffherstellung aus mehreren Quellen.

- (i) Die Emissionen des Dampfreformierungsprozesses von Biogas zu Wasserstoff und CO₂. Das dabei entstehende CO₂ wird in der Bilanzierung nicht berücksichtigt, da davon ausgegangen wird, dass biogene CO₂-Emissionen aus natürlichen Kreisläufen stammen und nicht zur langfristigen Erhöhung der atmosphärischen CO₂-Konzentration beitragen.
- (ii) Emissionen aus der Erzeugung des Biogases

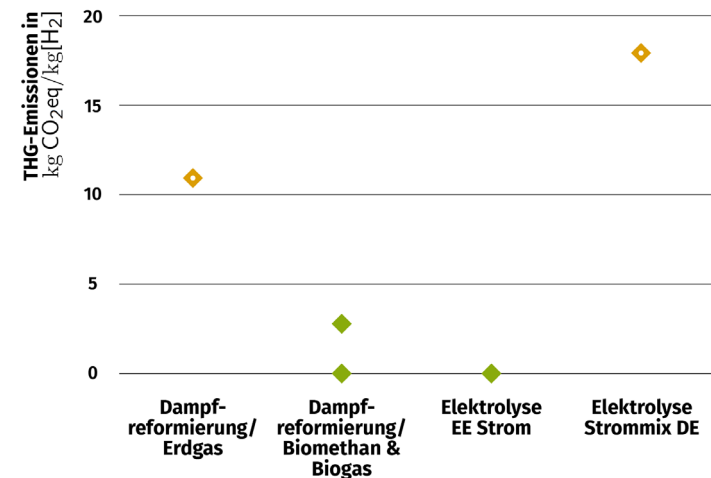


Abbildung 2: Spezifische THG-Emissionen der Wasserstoffproduktion in kg CO₂eq/kg[H₂] (Dögnitz et al. 2022; Dietrich et al. 2025; ecoinvent 2024)

Die Emissionsfaktoren für die Wasserstoffproduktion der betrachteten Optionen sind in Tabelle 1 gelistet.

Tabelle 1: Beispielhafte Emissionsfaktoren der Wasserstoffproduktion (Dietrich et al. 2025; ecoinvent 2024, Röder et al.,2025)

	Elektrolyse 100% EE-Strom DE	Elektrolyse Strommix (PEMEL)	Dampfreformierung Erdgas	Dampfreformierung Biogas
Emissionsfaktor in $\frac{\text{kg CO}_2\text{eq}}{\text{kg}[\text{H}_2]}$	0,0	18	11	0...2,8

Neben den Aufwendungen aus der Wasserstoffproduktion können auch die Prozesse der Wasserstoffspeicherung und des Wasserstofftransports THG-Emissionen verursachen, besonders wenn fossile Energie für Verdichtung, Verflüssigung oder Transport genutzt wird, wie in Abbildung 3 und Tabelle 2 dargestellt. Die Annahmen und Berechnungen entstammen Dietrich et al. 2025.

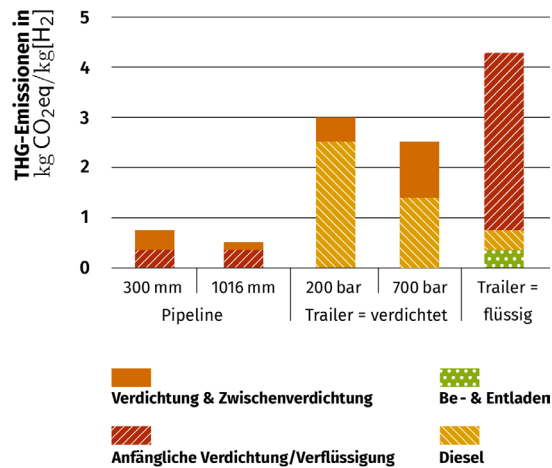


Abbildung 3: Spezifische THG-Emissionen der Distributions- und Transportprozesse in $\frac{\text{kg CO}_2\text{eq}}{\text{kg}[\text{H}_2]}$ (Dietrich et al. 2025)

Tabelle 2: Beispielhafte Emissionsfaktoren für die Transport- und Distributionsprozesse von Wasserstoff

	Pipeline	Trailer verdichtet	Trailer flüssig
Emissionsfaktor in $\frac{\text{kg CO}_2\text{eq}}{\text{kg}[\text{H}_2]}$	0,3 ... 0,6	2,6 ... 3,0	4,3

4 Beispielrechnung 1: Wasserstoff als Reaktant

Anhand eines stark vereinfachten Prozesses zur Produktion von HVO⁴ auf der Basis von Altspesefetten (engl. Used cooking oil – im weiteren als UCO bezeichnet) wird in diesem Abschnitt die THG-Bilanzierung einer biogenen Prozesskette unter Einbindung von Wasserstoff als Reaktant beispielhaft beschrieben. Besonderes Augenmerk soll hier auf der Verwendung entsprechender Emissionsfaktoren für Wasserstoff liegen. Die im Rahmen dieser Beispielrechnung betrachtete Prozesskette umfasst die folgenden Prozessschritte: (i) Biomassebereitstellung: Transport der gebrauchten Speiseöle (UCO) per Tanklastwagen und (ii) Biomassekonversion: Hydrierung der Öle mit Wasserstoff zu HVO. Die entsprechenden Massen- und Energiebilanzen wurden BIOGRACE 2015 entnommen.

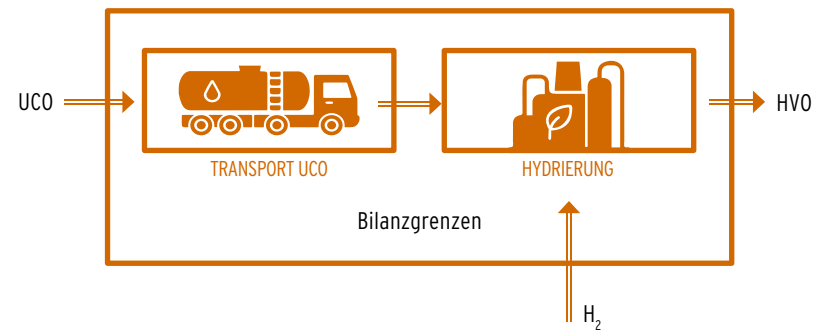


Abbildung 4: Beispielhafte Prozesskette für die Integration von Wasserstoff als Reaktant in eine biobasierte Prozesskette

4.1 Biomassebereitstellung: UCO frei Anlage

Zur Vereinfachung wird ein Emissionsfaktor für die Bereitstellung des Altspesiefettes (UCO) frei Anlage verwendet. Da UCO ein Abfallstoff ist, gehen gemäß RED II⁵ keine Vorkettenemissionen (das heißt Emissionen, die aus der Produktion resultieren) in die THG-Bilanz

4 Hydriertes Pflanzenöl (Hydrotreated Vegetable Oil)

5 RED 2018/2001, Anhang C, 18.: »Die Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen von Abfällen und Reststoffen, [...] werden bis zur Sammlung dieser Materialien mit null angesetzt [...]«

ein. Transportprozesse hingegen werden berücksichtigt. Angenommen wurde ein Straßen-transport über 100 km. Der in Tabelle 3 dargestellte Emissionsfaktor für UCO frei Anlage wurde entsprechend dieser Annahmen bilanziert. Eine detaillierte Ermittlung der Transportprozesse findet sich u.a. im Leitfaden »Beispielrechnungen der Bilanzierung von Treibhausgasemissionen im Förderprogramm« (OEHMICHEN et al. 2023) und in BIOGRACE 2015. Entsprechende Verbrauchswerte und Emissionsfaktoren können auch u.a. Systemgrundlagen zur THG-Bilanzierung (ISCC 2021) entnommen werden.

Tabelle 3 Emissionsfaktor für die Bereitstellung des UCO

Einsatzstoffe und Energie	Einheit	Emissionsfaktor	Quelle
UCO frei Anlage	g CO ₂ eq/kg[H ₂]	8,85	(BIOGRACE 2015)

4.2 Emissionen aus der Konversion der Biomasse (Hydrierung des UCO)

Die THG-Emissionen aus der Hydrierung der Altspeisefette ergeben sich hier in erster Linie aus dem prozessspezifischen Energiebedarf und den Vorkettenemissionen des eingesetzten Wasserstoffs. Die Herstellung des erforderlichen Wasserstoffs ist oft energieintensiv und kann erhebliche CO₂-Emissionen verursachen, besonders wenn fossile Energien verwendet werden (siehe dazu auch Abschnitt 3). Die Eingangsdaten für die Hydrierung des UCO und die entsprechenden Emissionsfaktoren sind in den nachstehenden Tabellen aufgeführt.

Tabelle 4 Eingangsdaten Hydrierung UCO (BIOGRACE 2015)

Einsatzstoffe und Energie	Einheit	Wert
UCO	kg/MJ HVO	0,96255
Elektrischer Strom	kWh/MJ HVO	0,00896
Wasserstoff	kg/MJ HVO	0,0011667
Output	Einheit	Wert
HVO	MJ	1

Tabelle 5 Emissionsfaktoren des deutschen Strommix und für die Bereitstellung H₂

Einsatzstoffe und Energie	Einheit	Emissionsfaktor	Quelle
Strommix DE	g CO ₂ eq/kWh	357,46	(Dietrich et al. 2025)
Wasserstoff	g CO ₂ eq/kg[H ₂]	600 ⁶	(Dietrich et al. 2025)

Die Summe der Emissionen aus dem Konversionsprozess wird nun auf die erzeugte Menge HVO bezogen:

⁶ Der unterstellte Emissionsfaktor von 600 g CO₂eq/kg[H₂] enthält Emissionen aus Transport und Distribution des Wasserstoffs, für den vornehmlich fossile Energieträger eingesetzt wurden (angenommen wurde der Transport via Pipeline siehe Tabelle 2). Da für die Produktion des Wasserstoffs die Verwendung von EE-Strom angenommen wurde, sind die mit der Produktion des Wasserstoffs (in diesem Fall Elektrolyse) verbundenen Emissionen mit Null anzusetzen. Der Emissionsfaktor enthält somit ausschließlich Emissionen aus Transport- und Distributionsprozessen.

$$\text{Emissionsfaktor} = 0,00896 \frac{\text{kWh}}{\text{MJ}} \cdot 357,46 \frac{\text{g CO}_2\text{eq}}{\text{kWh}} + 0,0011667 \frac{\text{kg}}{\text{MJ}} \cdot 600 \frac{\text{g CO}_2\text{eq}}{\text{kg}}$$

$$\text{Emissionsfaktor} = 3,9 \frac{\text{g CO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}$$

In nachfolgender Tabelle 6 werden nun die jeweiligen Einsatzgrößen mit den spezifischen Emissionsfaktoren verschnitten und so die THG-Emissionen der einzelnen Prozesse berechnet.

Tabelle 6 Eingangsdaten zur Berechnung der THG-Emissionen

	Bereitstellung kg/MJ	EF g CO ₂ eq/kg[H ₂]	Emissionen g CO ₂ eq/kg[H ₂]
Transport UCO	0,96255	8,85	0,96255 · 8,85 = 8,518

4.3 Zusammenführen der Emissionen

Aus den THG-Emissionen fuhr Transport und Konversion des UCO lassen sich nun die spezifischen Gesamt THG-Emissionen bezogen auf 1 MJ HVO berechnen.

$$\text{Emissionsfaktor} = (8,51 + 3,9) \frac{\text{g CO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}$$

$$\text{Emissionsfaktor} = 12,4 \frac{\text{g CO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}$$

4.4 Ermittlung der THG-Einsparung

Schließlich kann die THG-Einsparung berechnet werden. Dies erfolgt unter Berücksichtigung eines Referenzwertes entsprechend der im Kapitel 9 Referenzen im Methodenhandbuch angegebenen Emissionsfaktoren. Im hier betrachteten Beispielfall wurde als Referenzsystem ein fossiles Kraftstoffsystem gewählt. Der entsprechende Emissionsfaktor ist in Tabelle 7 dargestellt.

Tabelle 7 Emissionsfaktor Referenzsystem

	Einheit	EF	Quelle
Fossiles Kraftstoffsystem	[g CO ₂ eq/MJ]	94	(Thrän & Pfeiffer 2021)

$$\text{THG-Minderung} = \frac{(94 - 12,4) \frac{\text{g CO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}}{94 \frac{\text{g CO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}} \cdot 100\% = 86,8\%$$

Das heißt im Beispielfall würde sich eine spezifische THG-Einsparung von 86,8% ergeben.

⁷ In diesem Beispiel wurden die Eingangs- und Ausgangsgrößen je MJ Output (MJ) angegeben. Oft erfolgt die Angabe je Stunde, Jahr oder je Tonne Input. Wichtig ist bei der Datensammlung darauf zu achten, dass die Daten dieselbe Bezugsgröße haben und/oder Informationen bereitstellt werden die eine Harmonisierung diesbezüglich gewährleisten.

5 Beispielrechnung 2: Wasserstoff als Energielieferant

Anhand eines Anlagenkonzepts zur Herstellung von erneuerbarem Methan aus biogenen Rest- und Abfallstoffen sowie erneuerbarem Wasserstoff wird im folgenden Kapitel beispielhaft die THG-Bilanzierung einer biogenen Prozesskette unter Integration von Wasserstoff als Energielieferant beschrieben. Ein besonderes Augenmerk liegt dabei auf der bereits beschriebenen Problematik der unterschiedlichen Deklaration der Produktströme und den damit verbundenen Unterschieden in der Methodik zur THG-Bilanzierung.

Die im Rahmen dieser Beispielrechnung betrachtete Prozesskette umfasst die in Abbildung 5 dargestellten Prozessschritte: (i) Biomassebereitstellung: Transport der Bioabfälle, (ii) anaerobe Vergärung der Bioabfälle zu Biogas, (iii) Methanisierung des im Biogas enthaltenen CO_2 durch Zugabe von Wasserstoff. Das heißt, dass das im Biogas enthaltene CO_2 direkt (ohne vorherige Abscheidung) unter Zugabe von Wasserstoff katalytisch methanisiert wird. Somit enthält der Produktstrom sowohl Methan aus Biogas als auch Methan aus der Methanisierung des im Biogas enthaltenen CO_2 mit Wasserstoff. Gemäß der aktuellen Interpretation der RED 2018/2001 und des Delegierten Rechtsakts (DA) 2023/1086 (Europäische Kommission 2023a) produziert die Anlage damit einerseits einen Biokraftstoff und andererseits einen erneuerbaren Kraftstoff nicht biogenen Ursprungs (RFNBO)⁸, da der eingesetzte Wasserstoff in diesem Fall nicht als Reaktant sondern als Energielieferant fungiert.

Die Anlagenbeschreibung und die entsprechenden Inventardaten wurden Röder et al. 2024 entnommen. Die ausgewählten Prozesskette basiert auf den Anlagenkonzepten des Projektes PilotSBG⁹.

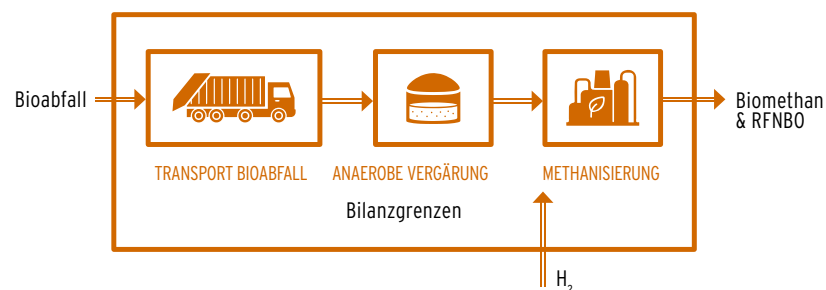


Abbildung 5: Beispielhafte Prozesskette für die Integration von Wasserstoff als Energielieferant in eine biobasierte Prozesskette

5.1 Biomassebereitstellung & Biogasproduktion

Zur Vereinfachung wird an dieser Stelle der Prozess der THG-Bilanzierung für die Erzeugung von Biogas durch anaerobe Vergärung von Bioabfall abgekürzt und ein Emissionsfaktor verwendet. Der Emissionsfaktor entstammt BIOGRACE 2015.

⁸ Vorausgesetzt es wurde ausschließlich EE-Strom zur Wasserstoffproduktion eingesetzt (Europäische Kommission 2023a)

⁹ Weitere Information zum Projekt PilotSBG finden sich hier: <https://www.dbfz.de/projektseiten/pilot-sbg>

Tabelle 8 Emissionsfaktor Biogas aus Bioabfall

Einsatzstoffe und Energie	Einheit	Emissionsfaktor	Quelle
Biogas (Bioabfall)	$\text{g CO}_2\text{eq}/\text{MJ}$	8,49	(BIOGRACE 2015)
	$\text{g CO}_2\text{eq}/\text{m}^3$	182,79 ¹⁰	(BIOGRACE 2015)

5.2 Methanisierung

Das aus Bioabfall erzeugte Biogas bzw. das im Biogas enthaltene CO_2 wird im nächsten Schritt in einer katalytischen Methanisierung unter Zugabe von erneuerbarem Wasserstoff zu erneuerbarem Methan verarbeitet. Die Inventardaten für den Prozess der Methanisierung sind in Tabelle 9 gelistet.

Tabelle 9 Inventardaten

Einsatzstoffe und Energie	Einheit	Wert
Biogas (enthält CH_4 und CO_2)	m^3/h	1.675 (60 % CH_4)
Elektrischer Strom	kWh/h	315,78
Wasserstoff	kg/h	232,7

Output	Einheit	Wert
Erneuerbares Methan (Biomethan & RFNBO)	MJ/h	54.765
davon Biomethan	%	60
davon RFNBO	%	40

Üblicherweise würden in einem Multi-Output-System (in diesem Fall Biomethan und RFNBO) die resultierenden Emissionen der Methanisierung zwischen den Produkten aufgeteilt (alloziert). Gemäß den Vorgaben der RED geschieht diese Aufteilung auf Basis des unteren Heizwertes der Produkte (Europäisches Parlament und der Rat der Europäischen Union 2018). Da aber für die Berechnung der THG-Emissionen der Methanisierung in diesem Fall unterschiedliche Regelungen für die Stromemissionen (siehe dazu den Exkurs „Unterschiede bei der Bewertung des eingesetzten Stroms“) gelten, wird vorgeschlagen¹¹, die Inventardaten gemäß den Anteilen von Biomethan und RFNBO am Gesamtoutput aufzuteilen (Tabelle 10) und dann anhand der ermittelten Inputdaten die THG-Bilanzierung wie gewohnt durchzuführen.

¹⁰ Annahme 21,53 MJ/m³ Rohbiogas, Dichte: 1,192 kg/m³; 60 % CH_4 (KTBL 2025)

¹¹ Da ein solcher Fall weder in der RED noch in der ergänzenden DA klar geregelt ist, ist der vorliegende Bilanzierungsprozess als Vorschlag zu verstehen. Die Methanisierung ersetzt in diesem Fall auch die Biogasaufbereitung zu Biomethan. Aus diesem Grund werden die Aufwendungen für die Methanisierung zwischen dem Biomethan und dem RFNBO aufgeteilt.



EXKURS: Unterschiede bei der Bewertung des eingesetzten Stroms

Die THG-Bilanzierung von RFNBO (Renewable Fuels of Non-Biological Origin) gemäß DA 2023/1086 unterscheidet sich in wesentlichen Punkten von der Bilanzierung von Biokraftstoffen und Biobrennstoffen gemäß RED 2018/2001. Dies ist auf mehrere Unterschiede zurückzuführen: zum einen auf die Bewertung und Anrechnung der vorgelagerten Emissionen und zum anderen auf die Bewertung des über das Stromnetz bezogenen erneuerbaren Stroms¹². Während für Biokraftstoffe und Biobrennstoffe neben dem einzuhaltenden THG-Minderungspotential eine Reihe von Nachhaltigkeitskriterien bezüglich der Biomassebereitstellung verbindlich sind, müssen RFNBOs (wie z.B. elektrolytisch erzeugter Wasserstoff) aus erneuerbarem Strom hergestellt werden und besondere Kriterien für die Herkunft des Stroms erfüllen.

Während für die Bewertung von RFNBOs der genutzte Strom auch per Stromabnahmevertrag (engl. Power Purchase Agreement, nachfolgend als PPA bezeichnet)¹³ als erneuerbar deklariert werden kann, ohne dass eine direkte Verbindung zu einer Anlage für erneuerbare Energien besteht, müssen die THG-Emissionen im Zusammenhang mit der Produktion von Biokraftstoffen anhand des regionalen Strommixes berechnet werden, wenn die Anlage nicht direkt mit einer Anlage für erneuerbare Energien verbunden ist. Für den Fall, dass Bioraffinerieanlagen mit einem Stromabnahmevertrag (PPA) betrieben werden, würden die Aufwendungen für Prozesse, die zwischen dem Biokraftstoff/Biobrennstoff und dem RFNBO aufgeteilt wurden, völlig unterschiedlich bewertet werden. Für die RFNBO-Bewertung würden die THG-Emissionen aus diesen Prozessen als Null angenommen, da Strom in diesem Fall der einzige Input wäre.

Tabelle 10 Aufteilung der Inventardaten der Methanisierung und Emissionsfaktoren

Einsatzstoffe und Energie	Einheit	Biomethan	RFNBO
Biogas ¹⁴	m ³ /h	1.675	–
Elektrischer Strom ¹⁵	kWh/h	315,78 · 0,60 = 189,47	315,78 · 0,40 = 126,3
	g CO ₂ eq/kWh	357,46 ¹⁶	0,0
Wasserstoff ¹⁷	kg/h	–	212
CO ₂ (im Biogas)	kg/h	–	1.327

¹² Weitere Informationsquellen für nähere Erläuterung: FfE 2023

¹³ Darüber hinaus gelten noch weitere Bedingungen wie zeitliche Korrelation und geografische Zuordnung (Europäische Kommission 2023a).

¹⁴ Die Emissionen aus der Biogasbereitstellung werden im Abschnitt Zusammenführung hinzugefügt.

¹⁵ Wie im Exkurs beschrieben, wird der Fall angenommen, dass die Anlage Erneuerbaren Strom per PPA aus dem Netz zieht.

¹⁶ Gemäß RED muss für das Biomethan der regionalspezifische Emissionsfaktor für den Strommix zur Berechnung genutzt werden, für Biokraft- und Biobrennstoffe kann EE-Strom nur in einer Inselfösung als solcher deklariert werden.

¹⁷ Die Emissionen aus der Wasserstoffbereitstellung werden analog zum Biogas im Abschnitt Zusammenführung hinzugefügt.

Output	Einheit	Berechnung	Wert
Biomethan	MJ/h	0,60 · 54.765	32.859
RFNBO	MJ/h	0,40 · 54.765	21.906

Die Summe der Emissionen aus der Methanisierung wird nun auf die erzeugte Menge Biomethan bezogen.

$$\text{Emissionen}_{\text{Methanisierung}} = \frac{189,47 \frac{\text{kWh}}{\text{h}} \cdot 357,46 \frac{\text{g CO}_2\text{eq}}{\text{kWh}}}{32.859 \frac{\text{MJ}}{\text{h}}}$$

$$\text{Emissionen}_{\text{Methanisierung}} = 2,06 \frac{\text{g CO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}$$

Analog zum Biomethan werden die Emissionen des Methanisierungsprozesses auf die erzeugte Menge RFNBO bezogen.

$$\text{Emissionen}_{\text{RFNBO}} = \frac{126,31 \frac{\text{kWh}}{\text{h}} \cdot 0 \frac{\text{g CO}_2\text{eq}}{\text{kWh}}}{21.906 \frac{\text{MJ}}{\text{h}}}$$

$$\text{Emissionen}_{\text{RFNBO}} = 0 \frac{\text{g CO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}$$

5.2 Ermittlung der Gesamtemissionen für das erzeugte Biomethan

In nachfolgender Tabelle 11 werden nun die jeweiligen Einsatzgrößen mit den spezifischen Emissionsfaktoren verschnitten und so die THG-Emissionen der einzelnen Prozesse berechnet.

Tabelle 11 Eingangsdaten zur Berechnung der THG-Emissionen für Biomethan

Biomassebereitstellung:	Bereitstellung [m ³ /h]	EF g CO ₂ eq/m ³
Biogas	1.675	182,79

Methanisierung (Anteil der Aufwendungen entsprechend Tabelle 10):

	Output [MJ/h]	EF g CO ₂ eq/MJ
Biomethan	32.859	2,11

Aus den in Tabelle 11 dargestellten THG-Emissionen lassen sich nun die spezifischen Gesamt THG-Emissionen bezogen auf 1 MJ Biomethan berechnen.

$$\begin{aligned} \text{Emissionen}_{\text{Biomethan}} &= \text{Emissionen}_{\text{Bereitstellung}} + \text{Emissionen}_{\text{Methanisierung}} \\ \text{Emissionen}_{\text{Biomethan}} &= \frac{1.675 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \cdot 182,79 \frac{\text{g CO}_2\text{eq}}{\text{m}^3} + 32.859 \frac{\text{MJ}}{\text{h}} \cdot 2,06 \frac{\text{g CO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}}{32.859 \frac{\text{MJ}}{\text{h}}} \\ \text{Emissionen}_{\text{Biomethan}} &= 11,38 \frac{\text{g CO}_2\text{eq}}{\text{MJ}} \end{aligned}$$

5.3 Ermittlung der Gesamtemissionen für das erzeugte erneuerbare Methan (RFNBO)

Für die Ermittlung der THG-Emissionen durch die Erzeugung des RFNBO wird an dieser Stelle aus Gründen der Nachvollziehbarkeit kurz auf die Gleichung zur Ermittlung der THG-Emissionen gemäß der Delegierten Rechtsakte DA 2023/1086 (siehe Anhang) eingegangen. Neben der Bewertung und Anerkennung von erneuerbarem Strom gibt es weitere Aspekte, die die Methode betreffen und die für den vorliegenden Fall zu beachten sind.

Der Unterschied zwischen der Berechnungsmethode der RED für Biokraftstoffe und Biobrennstoff und der Methode für RFNBOs (Europäische Kommission 2023a) lässt sich gut anhand der entsprechenden für die Berechnung der THG-Emissionen vorgegebenen Gleichungen erklären: Da wären zum einen die beiden Terme e_c (Emissionen aus Kultivierung)¹⁸ und e_i (Emissionen aus Einsatzstoffen) (e_i ; siehe Anhang). Bei der THG-Bilanzierung von Biokraftstoffen und Biobrennstoffen gemäß RED und Methodenhandbuch spielt der Term e_c und damit die Emissionen aus Anbau und Bereitstellung der Biomasse eine zentrale Rolle, da Biokraftstoffe/Biobrennstoffe aus Rohstoffen wie Pflanzen oder organischen Abfällen gewonnen werden. Die Emissionen aus der Düngemittelproduktion, der Bewässerung und der Ernte sowie direkte Feldemissionen, beispielsweise aus der Applikation von Stickstoffdünger, werden in die Berechnung der Treibhausgasbilanz unter dem Begriff e_c summiert. Bei RFNBOs, die auf erneuerbarem Strom und chemischen Syntheseprozessen basieren, sind andere Emissionsfaktoren relevant. Hier ist der Term e_i entscheidend. Kurz gesagt benötigen Biokraftstoffe Biomasse als Ausgangsstoff und haben einen relevanten e_c -Wert, während RFNBOs aus erneuerbarem Strom erzeugt werden und sich hauptsächlich durch ihren e_i -Wert definieren. Dabei umfasst e_i die Emissionen der RFNBO-Erzeugung, die mit der Bereitstellung der Inputs verbunden sind. Der Term setzt sich wie folgt zusammen:

$$e_i = e_i^{\text{elastic}} + e_i^{\text{rigid}} - e_i^{\text{ex-use}}$$

¹⁸ (Thrän & Pfeiffer 2021)

Für den vorliegenden Fall würden die Terme entsprechend der Gleichung folgendermaßen definiert:

Unter dem Term e_i^{elastic} , also die Emissionen aus den Einsatzstoffen, deren Angebot bei zusätzlicher Nachfrage erhöht werden kann, werden für die vorliegende Berechnung die Emissionen aus der Wasserstoffbereitstellung geführt. Der unterstellte Emissionsfaktor von 600g CO₂eq/kg[H₂] enthält Emissionen aus Transport und Distribution des Wasserstoffs, für den vornehmlich fossile Energieträger eingesetzt wurden (angenommen wurde der Transport via Pipeline, siehe Tabelle 2. Da für die Produktion des Wasserstoffs die Verwendung von EE-Strom angenommen wurde, sind die mit der Produktion des Wasserstoffs durch Elektrolyse verbundenen Emissionen mit Null anzusetzen. Der Emissionsfaktor enthält somit ausschließlich Emissionen aus Transport- und Distributionsprozessen.

Unelastische („rigid“) Einsatzstoffe sind gemäß Verordnung DA 2023/1086 „Einsatzstoffe, deren Angebot nicht erhöht werden kann, um eine zusätzliche Nachfrage zu decken“ (Europäische Kommission 2023a). Somit sind Einsatzstoffe, die als CO₂-Quelle für die Erzeugung wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe gelten, Einsatzstoffe mit unelastischem Angebot. Da bestimmte Rohstoffe für die Produktion dieser Kraftstoffe bereits anderweitig zur Energieerzeugung genutzt werden könnten, ist es wichtig, bei der Berechnung der Treibhausgasemissionen jene Emissionen zu berücksichtigen, die durch eine geänderte Nutzung unelastischer Einsatzstoffe („rigid inputs“) entstehen. Im vorliegenden Fall ist dies für das im Biogas enthaltene CO₂ jedoch nicht relevant, weshalb der Begriff e_i^{rigid} in der Beispielrechnung keine Berücksichtigung findet.

Der Begriff $e_i^{\text{ex-use}}$ umfasst die CO₂-Äquivalent-Emissionen des in der chemischen Zusammensetzung des Kraftstoffs enthaltenen Kohlenstoffs, der andernfalls als CO₂ in die Atmosphäre emittiert worden wäre. Im vorliegenden Fall gehört dazu das im Biogas enthaltene CO₂, welches in den Prozess zur Kraftstoffherstellung geht. Die Anwendungsbedingungen finden sich unter Punkt 10 des Anhangs zur DA 2023/1086. Nähere Erläuterungen dazu finden sich auch in (ISCC 2025b; Europäische Kommission 2023b; ISCC 2025a).

Auf der Grundlage der beschriebenen Annahmen berechnen sich die unter dem Term e_i zusammengefassten Emissionen wie Tabelle 12 dargestellt.

Tabelle 12 Eingangsdaten zur Berechnung der THG-Emissionen für RFNBO: CO₂- und Wasserstoffbereitstellung (e_i)

	Bereitstellung [kg/h]	EF g CO ₂ eq/kg[H ₂]	Emissionen g CO ₂ eq/kg[H ₂]
e_i^{elastic}			
Wasserstoff	212	600	212 · 600 = 127.200
$e_i^{\text{ex-use}}$			
CO ₂ (im Biogas)	1.327	1000	1.327 · 1000 = 1.327.000

Die THG-Emissionen für die Methanisierung, also der Schritt in dem das CO₂ (im Biogas) und der Wasserstoff zu Methan prozessiert werden sind in Tabelle 13 dargestellt.

Tabelle 13 Methanisierung des Biogas (Anteil der Aufwendungen entsprechend Tabelle 10)

	Bereitstellung [MJ/h]	EF g CO ₂ eq/MJ	Emissionen g CO ₂ eq/kg[H ₂]
Methan	21.906	0,0	21.906 · 0,0 = 0,0

Im Gegensatz zu Biokraftstoffen sieht die Methode zur Berechnung der Gesamtemissionen aus der Verwendung des Kraftstoffs nicht vor, dass die CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von RFNBOs pauschal null sein müssen. Für RFNBO müssen neben den mit der Verbrennung verbundenen Treibhausgasen CH₄ und N₂O auch die CO₂-Emissionen berücksichtigt werden. Im Anhang der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 sind in Teil B die Emissionsfaktoren für die vollständige Verbrennung ausgewählter Brennstoffarten aufgeführt (Europäische Kommission 2023a). Diese können als Äquivalent für RFNBO verwendet werden. Für die vorliegende Berechnung wäre Erdgas mit einem Emissionsfaktor von 56,2 [g CO₂eq/kg] das Äquivalent für Methan, dabei können sich die Terme e_i^{ex-use} und e_{use} ausgleichen.

Tabelle 14 Emissionen aus der Nutzung des Kraftstoffs e_{use}

	Bereitstellung [MJ/h]	EF [g CO ₂ eq/kg]	Emissionen [g CO ₂ eq/h]
e_{use} Emissionen Verbrennung CH ₄	21.906	56,2	21.906 · 56,2 = 1.231.117

Aus den in Tabelle 12 bis Tabelle 14 dargestellten THG-Emissionen lassen sich nun die spezifischen Gesamt THG-Emissionen bezogen auf 1 MJ RFNBO berechnen.

$$\text{Emissionen}_{\text{RFNBO}} = \frac{(e_i^{\text{elastic}} - e_i^{\text{ex-use}} + e_{\text{Methanisierung}} + e_{\text{use}}) \text{ g CO}_2\text{eq/h}}{21.906 \text{ MJ/h}}$$

$$\text{Emissionen}_{\text{RFNBO}} = \frac{(127.200 - 1.327.000 + 0 + 1.231.117) \text{ g CO}_2\text{eq/h}}{21.906 \text{ MJ/h}}$$

$$\text{Emissionen}_{\text{RFNBO}} = 1,4 \frac{\text{g CO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}$$

5.4 Ermittlung der THG-Einsparung

Schließlich kann die THG-Einsparung berechnet werden. Dies erfolgt analog zu Beispielrechnung 1 unter Berücksichtigung eines Referenzwertes entsprechend der im Kapitel 9 Referenzen im Methodenhandbuch angegebenen Emissionsfaktoren. Im hier betrachteten Beispielfall wurde als Referenzsystem ein fossiles Kraftstoffsystem gewählt. Der entsprechende Emissionsfaktor ist in Tabelle 15 dargestellt.

Tabelle 15 Emissionsfaktor Referenzsystem

Referenzsystem	Einheit	EF	Quelle
Fossiles Kraftstoffsystem	g CO ₂ eq/MJ	94	(Thran & Pfeiffer 2021)

$$\text{Einsparung}_{\text{Biomethan}} = \frac{(94 - 11,38) \frac{\text{g CO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}}{94 \frac{\text{g CO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}} \cdot 100\% = 87,9\%$$

$$\text{Einsparung}_{\text{RFNBO}} = \frac{(94 - 1,4) \frac{\text{g CO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}}{94 \frac{\text{g CO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}} \cdot 100\% = 98,5\%$$

Das heißt für die beiden Fälle würde sich jeweils eine spezifische THG-Einsparung von 87,9% für das Biomethan und 98,5% für das RFNBO ergeben.

6 Zusammenfassung

Wasserstoff ist ein essenzieller Bestandteil biobasierter Prozesse, entweder als Energieträger oder Reaktant. Seine Herkunft und Produktionsweise beeinflussen die Treibhausgasbilanz (THG-Bilanz) erheblich. Gemäß der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie 2018/2001 wird die THG-Bilanz unterschiedlich berechnet, je nachdem, ob Wasserstoff aus biogenen Rohstoffen stammt oder als Reaktant in biobasierten Prozessen eingesetzt wird.

Ein besonderer Fall tritt auf, wenn Wasserstoff direkt zur Methanisierung von CO₂ aus Biogas genutzt wird, um die Methanausbeute zu steigern. Dabei entsteht eine Mischung aus Biogas-Methan und synthetischem Methan, wodurch die Anlage sowohl Biokraftstoff als auch erneuerbaren Kraftstoff nicht biogenen Ursprungs (RFNBO) produziert. Dies führt zu methodischen Herausforderungen bei der Berechnung des THG-Minderungspotenzials, da sich die Bilanzierungsansätze zwischen Biokraftstoffen und RFNBOs unterscheiden.

Der Delegierte Rechtsakt DA 2023/1086 legt spezifische Vorschriften für RFNBOs fest, die auch in Förderprogrammen zur THG-Bilanzierung Anwendung finden. In Abschnitt 5 wurden die methodischen Unterschiede, insbesondere die Bewertung vorgelagerter Emissionen und erneuerbaren Netzstroms, anhand einer Beispielrechnung veranschaulicht.

Literatur

- BIOGRACE (2015): GHG calculation tool - version 4d. Online verfügbar unter <http://www.biograce.net/content/ghgcalculationtools/recognisedtool/>.
- Dietrich, S.; Etzold, H.; Oehmichen, K.; Naumann, N. (2025). Wasserstoffbereitstellung | Erzeugung und Logistik von grünem Wasserstoff. Fokusheft im Projekt Pilot-SBG. Leipzig: DBFZ. DOI: 10.48480/aqddq-gr59
- Dögnitz N, Hauschild S, Cyffka K-F, Meisel K, Dietrich S, Müller-Langer F et al. (2022): Wasserstoff aus Biomasse. Kurzstudie im Auftrag des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft. Leipzig: DBFZ (DBFZ-Report, 46). DOI: 10.48480/b4wn-c154
- EUROPÄISCHE KOMMISSION (2023a): Delegierte Verordnung (EU) der Kommission vom 10.2.2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr. Online verfügbar unter [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=PI_COM:C\(2023\)1087](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=PI_COM:C(2023)1087) (Zuletzt online 15.07.2025).
- EUROPÄISCHE KOMMISSION (2023b): Q&A implementation of hydrogen delegated acts. <https://circabc.europa.eu/ui/group/8f5f9424-a7ef-4dbf-b914-1af1d12ff5d2/library/ca8efd4d-cb44-4aec-914d-3d95f95ea293/details> (Zuletzt online am 27.03.2026)
- Europäisches Parlament und der Rat der Europäischen Union (2018): Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung). Richtlinie (EU) L 328/186, vom 21.12.2018. In: Amtsblatt der Europäischen Union 61 (L 328). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32018L2001> (zuletzt online 15.07.2025).
- EUROPEAN COMMISSION (2018): Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources. Official Journal of the European Union; L 328, 21 December 2018. pp. 82-209. <https://www.fao.org/faolex/results/details/en/c/LEX-FAOC182795> (Zuletzt online 15.07.2025).
- ecoinvent (2024): Database v3.10. <https://ecoinvent.org/ecoinvent-v3-10> (Zuletzt online 15.07.2025)
- ISCC (2021): ISCC EU 205 - Greenhouse gas emissions. https://www.iscc-system.org/wp-content/uploads/2022/05/ISCC_EU_205_Greenhouse-Gas-Emissions-v4.0.pdf (Zuletzt online 15.07.2025).
- ISCC (2025a): ISCC EU 202-6 Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO) and Recycled Carbon Fuels (RCF). https://www.iscc-system.org/wp-content/uploads/2025/01/ISCC_EU_202-6_RFNBOs_and_RCF_v1.4-1.pdf (Zuletzt online 15.07.2025).
- ISCC (2025b): ISCC EU 205-1 Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO) and Recycled Carbon Fuels (RCFs). Greenhouse Gas Emissions. https://www.iscc-system.org/wp-content/uploads/2024/07/ISCC_EU-205-1_RFNBOs_RCF_GHG-Emissions_v1.4.pdf (Zuletzt online 15.07.2025).
- Oehmichen K, Majer S, Thrän D, Pfeiffer D (2023): Beispielrechnungen der Bilanzierung von Treibhausgasemissionen im Förderprogramm: Addendum zum Methodenhandbuch "Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte", DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH, Leipzig. DOI: 10.48480/4vht-q827.
- Röder L S, Nitzsche R, Etzold H, Oehmichen K (2024): Beispielkonzept zur Bereitstellung von erneuerbarem LNG aus biogenen Rest- und Abfallstoffen und erneuerbarem Wasserstoff im kommerziellen Maßstab. Fokusheft im Projekt Pilot-SBG. Leipzig, DBFZ. DOI: 10.48480/jsct-z879.
- Schmidt-Archert T, Mohr S (2023): Wie ist grüner Wasserstoff laut dem Delegated Act der EU definiert? FfE. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/wie-ist-gruener-wasserstoff-laut-dem-delegated-act-der-eu-definiert> (Zuletzt online 15.07.2025).
- Thrän D, Pfeiffer D. (Hg.) (2021): Methodenhandbuch. Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte. Methoden zur Bestimmung von Technologie Kennwerten, Gestehungskosten und Klimagaseffekten von Vorhaben im Rahmen der energetischen Biomassenutzung. DBFZ, Leipzig. DOI: 10.48480/ddpt-ys74.

ANHANG

Gleichung

$$E = e_i^{elastic} + e_i^{rigid} - e_i^{ex-use} + e_p + e_{td} + e_{use} - e_{CCS}$$

Dabei gilt:

- E = Gesamtemissionen aus der Nutzung des Kraftstoffs (g CO₂eq/MJ Kraftstoff)
- e_i = $e_i^{elastic} + e_i^{rigid} - e_i^{ex-use}$: Emissionen aus der Versorgung mit Einsatzstoffen („inputs“)
- $e_i^{elastic}$ = Emissionen aus Einsatzstoffen mit elastischem Angebot (Strom, Wasserstoff etc.)“)
- e_i^{rigid} = Emissionen aus Einsatzstoffen mit unelastischem Angebot (CO₂ etc.)
- e_i^{ex-use} = Emissionen aus der derzeitigen Nutzung oder Bestimmung der Einsatzstoffe
- e_p = Emissionen aus der Verarbeitung
- e_{td} = Emissionen aus Transport und Verteilung
- e_{use} = Emissionen aus der Verbrennung des Kraftstoffs bei der Endnutzung Kraftstoff
- e_{CCS} = Emissionseinsparungen durch CO₂-Abscheidung und geologische ...CO₂-Speicherung (g CO₂eq/MJ Kraftstoff)