04

Schriftenreihe des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“

Methodenhandbuch

Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte

Methoden zur Bestimmung von Technologiekennwerten, Gestehungskosten und Klimagaseffekten von Vorhaben im Rahmen des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“

Energetische
Biomassenutzung

Energetische
Biomassenutzung

Schriftenreihe des BMU-Förderprogramms
„Energetische Biomassenutzung“
BAND 4

Methodenhandbuch

Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte

Methoden zur Bestimmung von Technologiekennwerten, Gestehungskosten und Klimagaseffekten von Vorhaben im Rahmen des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“

Herausgegeben von Daniela Thrän und Diana Pfeiffer

Version 4 (Oktober 2013)

Gefördert vom
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Ein Förderprogramm der
Klima schutz zahlt sich aus!
DIE BMU KLIMASCHUTZ-INITIATIVE

Koordiniert vom
PtJ Projektträger Jülich Forschungszentrum Jülich

Wissenschaftlich begleitet vom
DBFZ

Impressum

Herausgeber
Daniela Thrän, Diana Pfeiffer

Kontakt
DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116, D-04347 Leipzig
Telefon: +49 (0)341 2434-554
Telefax: +49 (0)341 2434-133
E-Mail: diana.pfeiffer@dbfz.de
www.energetische-biomassenutzung.de

Geschäftsführung
Wissenschaftlicher Geschäftsführer: Prof. Dr. mont. Michael Nelles
Administrativer Geschäftsführer: Dipl.-Kfm. (FH) LL.M. Daniel Mayer

Redaktion
Programmbegleitung des BMU-Förderprogramms
„Energetische Biomassenutzung“ – Diana Pfeiffer

Bildnachweis
Umschlag vorn: Urban/Fraunhofer UMSICHT, Jurec/pixelio.de, Susanne Beeck/pixelio.de, DBFZ
Umschlag hinten: A.Gröber/DBFZ, DBFZ, A. Gröber/DBFZ, DBFZ
Wenn nicht anders am Bild verzeichnet, liegen die Bildrechte beim DBFZ.

Layout & Herstellung
Steffen Kronberg
Diana Pfeiffer
Angela Gröber

Druck
Fischer Druck, Leipzig

Förderung
Erstellt mit finanziellen Mitteln des Bundesministeriums
für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit,
Berlin (BMU)

Version
4

ISSN 2192-1806

© Copyright: Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieses Druckerzeugnisses darf ohne schriftliche Genehmigung des Herausgebers vervielfältigt oder verbreitet werden. Unter dieses Verbot fällt insbesondere auch die gewerbliche Vervielfältigung per Kopie, die Aufnahme in elektronische Datenbanken und die Vervielfältigung auf anderen digitalen Datenträgern.

© DBFZ, Leipzig 2013

Autoren

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH/
Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH – UFZ
Daniela Thrän

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Philipp Adler, André Brosowski, Elmar Fischer, André Herrmann, Stefan Majer, Katja Oehmichen, Diana Pfeiffer, Ralf Schmersahl, Torsten Schröder, Kitty Stecher, Walter Stinner, Vanessa Zeller, Martin Zeymer

GreenDeltaTC GmbH
Andreas Ciroth

Hochschule Zittau/Görlitz
Tobias Zschunke

International Institute for Sustainability Analysis and Strategy – IINAS
Uwe Fritsche

Öko-Institut e.V.
Klaus Hennenberg

Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft – TLL
Katja Gödeke

Unter Mitwirkung der Arbeitsgruppen AG Ökobilanzierung, AG Biomassevergasung des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“, der Fördergesellschaft Erneuerbare Energien e.V. (FEE) und dem Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (ifeu).

VORWORT

Optimierungen mit mehr als einer Zielgröße haben es in sich – das weiß jeder Forscher und jede Forscherin, die sich mit der Weiterentwicklung von Prozessen und Konzepten beschäftigt hat. Effizienter Klimaschutz, Energieeffizienz und Nachhaltigkeit sind die Ziele, denen sich das BMU-Förderprogramm zur „Optimierung der energetischen Biomassenutzung“ (Kurztitel: „Energetische Biomassenutzung“) im Rahmen der Klimaschutzinitiative verschrieben hat. Auch wenn diese Ziele auf den ersten Blick nicht widersprüchlich erscheinen, ergeben sich doch bei näherem Hinsehen generelle Definitionsfragen (z. B. was ist ein nachhaltiges Biomassepotenzial) als auch Unwägbarkeiten, in wieweit man sich das eine im Detail vornehmen und das andere trotzdem lassen kann (z. B. bei der Betrachtung von Umwelteffekten). Und Optimierung braucht immer Messgrößen für ihre Bestimmung. Auch hier sind von generellen Fragen bis hin zur spezifischen Festlegung der Systemgrenzen ein Strauß von Einzelfragen aufgeworfen – ohne Aussicht auf zweifelsfreie und allgemeingültige Antworten. In der Summe heißt das: Der Versuch, Bewertungsmethoden zu harmonisieren und einfach und transparent möglichst vielen Forschungsvorhaben verfügbar zu machen, ist risikobehaftet, mühsam und im Ergebnis immer ein Kompromiss.

Das hier vorgelegte Methodenhandbuch versteht sich als eben solcher Kompromiss: es bietet Ansatzstellen, die vielfältigen Einzelvorhaben des Programms „Energetische Biomassenutzung“ zusammen zu führen und die Anschlussfähigkeit der Bewertungsergebnisse zu verbessern. Die vorgeschlagenen Dokumentationsvorlagen und Methoden basieren dabei auf dem Stand der Wissenschaft und reichen von der Berichterstattung (wie vorgegangen wurde) bis zur detailliert benannten Berechnungsmethode. Sie beschränken sich auf ausgewählte Fragestellungen und liefern keine vollständige Nachhaltigkeitsbewertung. Es ist das Ergebnis eines vierjährigen Diskussionsprozesses, für dessen Unterstützung ich allen Programmbeteiligten danke. Wertvolle Beiträge wurden in Arbeitsgruppen und Workshops generiert, an dieser Stelle sei das Engagement der Arbeitsgruppen „Potenziale“, „Ökobilanzen“, „Thermochemische Vergasung“ und „Referenzsysteme“ besonders erwähnt.

Die hier vorgelegte Fassung des Methodenhandbuchs steht nun zur Anwendung zur Verfügung und bildet mit den abgestimmten Referenzsystemen nicht zuletzt auch eine Brücke zur Gesamteinordnung der Forschungsvorhaben und des Förderprogramms in die Klimaschutzinitiative der Bundesregierung. Zweifelsohne können die dargestellten Ansätze und Berechnungsverfahren nur einen ersten Aufschlag darstellen, der sowohl wissenschaftlich als auch in der praktischen Anwendung weiter entwickelt werden kann und soll. Für diese und die weiteren Herausforderungen rund um Methodenharmonisierungen ist auch in Zukunft die konstruktive und fruchtbare Zusammenarbeit im Programm unerlässlich. Dahinter stehen unverändert das Ziel und die Notwendigkeit, die energetische Biomassenutzung Schritt für Schritt weiter zu optimieren.

Leipzig, im Oktober 2013

Prof. Dr.-Ing. Daniela Thrän

PREFACE

It is not an easy task trying to optimise the production of bioenergy with more than one target in mind – every researcher who deals with the development of processes and ideas is well aware of this this. Efficient climate protection, energy efficiency and sustainability are the goals outlined in the funding programme "Optimisation of the Use of Biomass for Energy Production" (in short "Biomass for Energy") which is part of the Federal Ministry for the Environment's climate protection initiative. Even though these goals are intuitive and appear synergistic, when one explores the finer details, questions begin to arise. There are issues about general definitions, what is "the sustainable potential of biomass?", as well as several related uncertainties about the dynamics of drivers within the bioenergy system, "how dependent is one on the other?" and "what will be the extent of environmental impact if one is manipulated more than the other?". Optimisation always requires more empirical data to determine the limits of the system and without these pieces of information the level of uncertainty becomes all the more greater making the validity of results more difficult to conclude. The implications of this is that there is a great need to provide transparency and harmonisation amongst evaluation methods. The only means of doing so is by providing information and empirical data for as many research projects as possible. This is an arduous task and in many cases can be fraught with risk for the researcher involved and will no doubt always end in some sort of compromise.

This method handbook considers itself to be such a compromise: it provides points of contact which bring together the diverse projects of the programme "Biomass for Energy" and as such improves the connectivity of the evaluation findings. The suggested method documentations are based on the current state of scientific knowledge and range from qualitative descriptions of methods to detailed calculation methods. They are limited to selected questions and provide no guideline for complete evaluation of sustainability. It is the culmination of a four year discussion process, for which I would like to thank all those who participated. Valuable articles were generated in sub-working groups and at various workshops. Here the dedication of the sub-working groups; "Potentials", "Life-cycle Assessments", "Thermochemical gasification" and "Reference Systems" should be particularly mentioned.

This version of the method handbook is now ready to be used and through its coordinated refer-ence systems, forms a bridge for the overall classification of the research projects and the funding programs as part of the federal government's climate protection initiative. Without doubt, the approaches and calculation procedures listed here only represent a starting point; from further developments can be based upon, both scientifically and in practical applications. Future constructive and fruitful collaborations within the programme are essential for this and other challenges surrounding the harmonisation of methods. All this is still driven by the need and the goal to further optimise, little by little, the use of biomass in energy production.

Leipzig, October 2013

Prof D.Eng. Daniela Thrän

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis 8
Symbolverzeichnis 9
1 Einleitung 14
2 Die Kenngrößen auf einen Blick 16
3 Genereller Rahmen 17
3.1 Grundlegende Referenzen und Begriffsbestimmungen 17
3.2 Programmrelevante Begriffsdefinitionen 17
3.2.1 Rohstoff und produktspezifische Definitionen 18
3.2.2 Ökonomische Definitionen 21
3.2.3 Ökobilanzielle Definitionen 23
3.2.4 Energietechnische Definitionen 23
3.3 Systemgrenzen und Systemelemente: Die Prozesskette der energetischen Biomassenutzung 28
3.4 Übergeordneter Bewertungsrahmen 32
3.4.1 Räumlicher Bezug 32
3.4.2 Zeitlicher Bezug 33
3.4.3 Energietechnischer Bezug 33
3.4.4 Nachhaltigkeitsanforderungen 34
3.4.5 Ergebnisdarstellung 36
4 Methodik zur Ermittlung von Biomassepotenzialen 38
4.1 Hintergrund 38
4.2 Definitionen Biomassepotenzial 39
4.2.1 Ebene der Potenzialbetrachtung 39
4.2.2 Theoretisches, technisches und wirtschaftliches Potenzial 39
4.3 Methodik 43
4.4 Ergebnisdarstellung und Weiterverarbeitung 46
5 Methoden zur Energie- und Stoffbilanzierung des Konversionsprozesses 48
5.1 Hintergrund 48
5.2 Generelle Methodik 49
5.2.1 Verwendete Einheiten für die Masse und zeitlichen Bezug 49
5.2.2 Durchführung der Stoffbilanz 50
5.2.3 Durchführung der Energiebilanz 50
5.3 Annahmen und Rahmenbedingungen 50
5.4 Datenerhebung und Ergebnisdarstellung 51
5.4.1 Technologiebereich Verbrennung 53
5.4.2 Technologiebereich Vergasung 56
5.4.3 Technologiebereich Biogaserzeugung 62

5.5 Brennwert und Heizwert – Exkurs zu den Bilanzeffekten 67
5.5.1 Grundlagen 67
5.5.2 Bezugszustand in Technologiebewertungen 67
5.5.3 Schlußfolgerungen/Auswirkungen 69
5.5.4 Beispielrechnung: Vergärung nasser Biomasse 70
5.5.5 Beispielrechnung: Biomassevergasung 71
6 Methodik zur Berechnung der Gestehungskosten 72
6.1 Hintergrund 72
6.2 Generelle Methodik und Systemgrenzen 72
6.3 Annahmen und Rahmenbedingungen 76
6.4 Ergebnisdarstellung 83
7 Methodik der Bilanzierung von Treibhausgasemissionen und weiteren Emissionen 85
7.1 Hintergrund 85
7.2 Generelle Methodik 86
7.3 Annahmen und Rahmenbedingungen 87
7.4 Berechnung des Treibhausgasminderungspotenzials 92
7.5 Berechnung des Versauerungspotenzials und der Partikelemissionen 93
7.6 Ergebnisdarstellung 94
7.7 Weitere Nachhaltigkeitsaspekte 95
8 Referenzsysteme 97
8.1 Definition, Systemraum und Zeitbezug der Referenzsysteme 97
8.2 Referenzsysteme zur Strombereitstellung 98
8.3 Referenzsysteme zur Wärmebereitstellung 102
8.4 Referenzsysteme zur Kraftstoffbereitstellung und -nutzung 104
9 Forschen mit Weitblick 107
10 Abbildungsverzeichnis 108
11 Tabellenverzeichnis 110
12 Literatur- und Referenzverzeichnis 113
ANHANG I: Definitionen Biomasse 119
ANHANG II: Datenerhebung Stoff- und Energiebilanzierung 121
ANHANG III: Methodik zur THG-Bilanzierung für Biomassevergasungsanlagen 151
Kontakt und Ansprechpartner 158

Abkürzungsverzeichnis

ATKIS	Amtliches Topographisch-Kartographisches Informationssystem
Biokraft-NachV	Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung
BiomasseV	Biomasseverordnung
Bio-SNG	Synthetic Natural Gas from biomass
BioSt-NachV	Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
chem	Chemisch
EE	Erneuerbare Energien (Renewable energy)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetze
elektr / el	Elektrisch
EU KOM	EU Kommission
EU RED	Erneuerbare-Energien-Direktive (European Renewable-Energy-Directive)
Förderprogramm	BMU-Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“
GIS	Geographisches Informationssystem
GK	Gestehungskosten
GuD	Gas und Dampf
HHS	Holzhackschnitzel
i.N.	Im Normalzustand
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
KEV	Primärenergieverbrauch
Krw-AbfG	Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz
KUP	Kurzumtriebsplantage
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCA	Life Cycle Assessment
LCOE	Mittlere Gestehungskosten (Level cost of energy)
LUC	Landnutzungsänderungen (land use change)
dLUC	Direkte Landnutzungsänderungen (direct land use change)
iLUC	Indirekte Landnutzungsänderungen (indirect land use change)
Nawaro	Nachwachsende Rohstoffe
nb	Nicht bekannt
org	Organisch
prEN	Draft European Standards
RE	Renewable energy
RME	Rapsölmethylester
ROE	Rohöleinheiten
RSB	Round table on sustainable biofuels
therm / th	Thermisch
THG	Treibhausgas
TS	Trockensubstanz
WG	Wassergehalt
VDI	Verein-Deutscher-Ingenieure

Symbolverzeichnis

Chemische Symbole

$CaCO_3$	Calciumcarbonat
CH_4	Methan
CO	Kohlenmonoxid
CO_2	Kohlendioxid
FeOH	Eisenhydroxid
$FeCl_2$	Eisen(II)-chlorid
HFCs	Teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe
K	Kalium
N	Stickstoff
NH_4	Ammonium
NO	Stickstoffmonoxid
N_2O	Distickstoffmonoxid (Lachgas)
NH_3	Ammoniak
NaOH	Natriumhydroxid
N_2O	Distickstoffmonoxid
P	Phosphor
PFCs	perfluorierte Fluorkohlenwasserstoffe
SF_6	Schwefelhexafluorid
SO_2	Schwefeldioxid
SO_3	Schwefeltrioxid
ZnO	Zinkoxid

Einheiten

a	Jahr
Äq / äq	Äquivalente
°C	Grad Celsius
d	Tag
$g_{CO2\text{-}Äq}$	Gramm Kohlendioxidäquivalent
GJ	Giga-Joule
h	Stunde
ha	Hektar
kg	Kilogramm
kg_{atro}	Kilogramm absolut trockener Biomasse
kg_{FM}	Kilogramm Frischmasse
kg_{TS}	Kilogramm Trockensubstanz
km	Kilometer
kmol	Kilomol
kPa	Kilopascal

kW	Kilowatt
kW_{FWL}	Kilowatt Feuerungswärmeleistung
kWh	Kilowattstunde
kWh_{el}	Kilowattstunde elektrisch
kWh_{th}	Kilowattstunde thermisch
m^3_N	Kubikmeter bei Normbedingungen (Normkubikmeter)
L	Liter
MA	Mitarbeiter
Ma.-%	Masseprozent
MJ	Mega-Joule
$MJ_{Biomethan}$	Mega-Joule bezogen auf Biomethan
MJ_{end}	Mega-Joule endenergiebezogen
MJ_{el}	Mega-Joule elektrisch
MW_{output}	Megawatt des Outputs
$MJ_{primär}$	Mega-Joule an Primärenergie
MJ_{th}	Mega-Joule thermisch
MW	Megawatt
MW_{Biogas}	Megawatt Biogasanlage
MW_{FWL}	Megawatt Feuerungswärmeleistung
PJ	Peta-Joule
PM_{10}	Particulate Matter (Feinstaub) < 10 µm
ppm	Parts per million
s	Sekunde
t	Tonne
t_{atro}	Tonne absolut trockener Biomasse
t_{FM}	Tonne Frischmasse
t_{TS}	Tonne Trockensubstanz
$Vol.\%_{Abs}$	Volumenprozent absolut
TM	Transportmittel
W	Watt
€ct	Eurocent
$€_{2010}$	Reale Gestehungskosten im Jahr 2010

Formelzeichen

A	Annuität
B	Biomassebedarf
C	Carnot Effizienz
c_p	Spezifische isobare Wärmekapazität des Wärmeträgers
E	Energiebereitstellung
$\dot{E}$	Energiestrom
EB	Gesamtemissionen bei der Verwendung der Biomasse
EF	Gesamtemissionen fossiler Referenzsysteme
GSK_m	Mittlere Gestehungskosten
GWP_{100}	Spezifisches Treibhauspotenzial bei 100 Jahren Integrationszeit *(Definition siehe Kapitel 3.2.3)*
H_i	Heizwert *(Definition siehe Kapitel 3.2.4)*
$H_{i,Bm}$	Heizwert der Biomasse
$H_{i,Br\text{-}roh}$	Heizwert des rohen Brennstoffs (im Anlieferungszustand)
$H_{i,Br\text{-}vorb}$	Heizwert des vorbehandelten Brennstoffs
$H_{i,x}$	Heizwert der Komponente x einer Gasmischung
$H_{i,Np}$	Heizwert der Nebenprodukte
$H_{i,Rest}$	Heizwert der Reststoffe
$H_{i,Wrh}$	Heizwert von Waldrestholz
H_S	Brennwert (biochemischer Konversionsprozesse), (*Definition siehe Kapitel 3.2.4*)
$H_{S,FM\text{-}roh}$	Brennwert unbehandelte Frischmasse (Input)
$\Delta_v H$	Standardverbrennungsenthalpie
i	Kalkulationszinssatz
I_0	Investitionssumme (schlüsselfertig, *Definition siehe Kapitel 3.2.2*)
K_t	Kosten in Periode t
$\dot{m}$	Massenstrom
$\dot{m}_{Abgas}$	Massenstrom Abgas
$\dot{m}_{Bm}$	Massenstrom der Biomasse
$\dot{m}_{Br\text{-}roh}$	Massenstrom Brennstoff im Anlieferungszustand
$\dot{m}_{Br\text{-}vorb}$	Massenstrom des vorbehandelten Brennstoffs
$\dot{m}_{FM\text{-}roh}$	Massenstrom unbehandelte Frischmasse / Input
$\dot{m}_{FM\text{-}Verl}$	Massenstrom Silageverluste
$\dot{m}_{Holz(atro)}$	Massenstrom des Holzes bezogen auf den absoluten trockenen Zustand
$\dot{m}_{Np}$	Massenstrom der Nebenprodukte
$\dot{m}_{Rest}$	Massenstrom der Reststoffe
$\dot{m}_{Wt}$	Wärmeträgermassenstrom (i. d. R. Wasser)
NE_t	Nebenprodukterlöse in Periode t
$P_{Abgas,chem}$	Chemische Verlustwärmeströme der Abgase
$P_{Abgas,th}$	Thermische Verlustwärmeströme der Abgase
$P_{Betriebsmittel}$	Leistung der Betriebsmittel
$P_{Bettmaterial}$	Leistung des Bettmaterials
P_{Bez}	Bezugsleistung *(Definition siehe Kapitel 3.2.4)*
$P_{Bez,chem}$	Chemische Bezugsleistung (Hilfsenergie) – Chemische Leistung der Betriebs- und Hilfsmittel

$P_{Bez,DL}$	Bezugsleistung durch Druckluftbereitstellung
$P_{Bez,el}$	Elektrische Bezugsleistung (Hilfsenergie)
$P_{Bez,th}$	Thermische Bezugsleistung (Hilfsenergie)
$P_{Bez,Zünd}$	Bezugsleistung durch Zündöl *(Definition siehe Kapitel 3.2.4)*
P_{BM}	Leistung der Biomasse
P_{Br}	Brennstoffleistung *(Definition siehe Kapitel 3.2.4)*
P_{chem}	Chemische Leistung *(Definition siehe Kapitel 3.2.4)*
$P_{chem,Np}$	Chemische Leistung der austretenden Nebenprodukte
$P_{chem,Bez}$	Chemische Bezugsleistung (Hilfsenergie)
$P_{chem,Rest}$	Chemische Leistung der austretenden Reststoffe
P_{DL}	Leistung zur Kompression der notwendigen Druckluft
$P_{DL, el}$	Elektrische Leistung zur Kompression der notwendigen Druckluft
P_{el}	Elektrische Nennleistung *(Definition siehe Kapitel 3.2.4)*
$P_{el,Km}$	Elektrische Leistung der Kraftmaschine
$P_{el,netto}$	Elektrische Netto-Nennleistung *(Definition siehe Kapitel 3.2.4)*
P_{FM}	Substratleistung Frischmaterial / Frischmasse *(Definition siehe Kapitel 3.2.4)*
$P_{FM\text{-}sil}$	Substratleistung der Silage
P_{Fw}	Feuerungswärmeleistung (Heizwert bezogen) *(Definition siehe Kapitel 3.2.4)*
P_{Gas}	Gasleistung
$P_{Gas,trocken}$	Gasleistung bezogen auf trockenes Gas *(Definition siehe Kapitel 3.2.4)*
P_{in}	Inputleistung der Bioenergieanlage (Leistung aller eingehenden Energien)
$P_{Q\ int}$	Intern genutzte Wärmeleistung *(Definition siehe Kapitel 3.2.4)*
P_{Out}	Outputleistung der Bioenergieanlage (Leistung aller nutzbaren Energien)
$P_{Syntheseedukte}$	Leistung der Edukte einer Synthese (Vergasung nachgeschaltet)
$P_{Syntheseprodukte}$	Leistung der Produkte einer Synthese (Vergasung nachgeschaltet)
P_{th}	Thermische Leistung
$P_{th,Np}$	Thermische Leistung der austretenden Nebenprodukte
$P_{th,Km}$	Thermische Leistung der Kraftmaschine
$P_{th,Rest}$	Thermische Leistung der austretenden Reststoffe
P_{Tw}	Trocknungswärmeleistung *(Definition siehe Kapitel 3.2.4)*
$P_{Rück}$	Leistung der unverbrannten Bestandteile (Rückstand)
P_{Verl}	Verlustleistung der Bioenergieanlage *(Definition siehe Kapitel 3.2.4)*
$P_{Verl\ Ks}$	Verlustleistung der Konversionsstufen
$P_{Zuschlagsstoffe}$	Leistung der Zuschlagsstoffe
Δp	Druckdifferenz
$\dot{Q}_{Ferm}$	Leistung der Fermenterbeheizung *(Definition siehe Kapitel 3.2.4)*
$\dot{Q}_{Nutz}$	Nutzwärmeleistung *(Definition siehe Kapitel 3.2.4)*
$\dot{Q}_{Nenn}$	Nennwärmeleistung *(Definition siehe Kapitel 3.2.4)*
r	Diskontierungsrate
t_r	Rücklauftemperatur des Wärmeträgers
t_V	Temperatur des Vorlaufes (in Kelvin)
$\dot{V}$	Volumenstrom
$\dot{V}_{N,x}$	Volumenstrom der Komponente x einer Gasmischung im Normzustand
$\dot{V}_{N,Gas}$	Brenngasvolumenstrom im Normzustand
w	Wassergehalt *(Definition siehe Kapitel 3.2.4)*
$w_{Br\text{-}roh}$	Wassergehalt des Brennstoffs im Anlieferungszustand

$w_{Br\text{-}vorb}$	Wassergehalt des vorbehandelten Brennstoffs
η	Wirkungsgrad
η_{chem}	Chemischer Anlagenwirkungsgrad
$\eta_{chem,netto}$	Chemischer Anlagenwirkungsgrad abzüglich der Bezugsleistung *(Definition siehe Kapitel 3.2.4)*
η_{el}	Elektrischer Anlagenwirkungsgrad
$\eta_{el,Km}$	Elektrischer Wirkungsgrad der Kraftmaschine
$\eta_{el,netto}$	Elektrischer Anlagenwirkungsgrad abzüglich der Bezugsleistung *(Definition siehe Kapitel 3.2.4)*
η_{ges}	Gesamtanlagenwirkungsgrad
$\eta_{ges,Km}$	Gesamtwirkungsgrad der Kraftmaschine zur Wärme / Strombereitstellung
$\eta_{ges,netto}$	Gesamtanlagenwirkungsgrad abzüglich der Bezugsleistung *(Definition siehe Kapitel 3.2.4)*
η_{K}	Kesselwirkungsgrad *(Definition siehe Kapitel 3.2.4)*
η_{Kg}	Kaltgaswirkungsgrad *(Definition siehe Kapitel 3.2.4)*
η_{DL}	Wirkungsgrad externer Drucklusfterzeuger (Pumpe / Verdichter)
η_{Q}	Wärmenutzungsgrad *(Definition siehe Kapitel 3.2.4)*
$\eta_{Synthese}$	Wirkungsgrad der Vergasung nachgeschalteten Synthese
η_{th}	Thermischer Anlagenwirkungsgrad
$\eta_{th,Km}$	Thermischer Wirkungsgrad der Kraftmaschine
$\eta_{th,netto}$	Thermischer Anlagenwirkungsgrad abzüglich der Bezugsleistung *(Definition siehe Kapitel 3.2.4)*

1 Einleitung

Das BMU-Förderprogramm „Optimierung der energetischen Biomassenutzung“ (Kurztitel: Energetische Biomassenutzung“) hat zum Ziel, die gegenwärtig in der Diskussion befindlichen offenen Fragen der Erzeugung von Strom, Wärme und Kraftstoffen aus Biomasse weiter zu entwickeln und damit die Bioenergie-Strategieentwicklung zu unterstützen (BMU 2009 & 2011). Zentrales Anliegen ist es, die erzielbaren Klimaschutzeffekte durch die Bioenergiebereitstellung und -nutzung im Vergleich zum heutigen Stand der Technik signifikant zu verbessern und verstetigen, die Akteure weitergehend zu vernetzen und das Umsetzungspotenzial über das einzelne Vorhaben hinaus gezielt vorzubereiten. Das Programm zielt dabei auf die technische Anlage zur Bioenergiebereitstellung. Dies erfordert eine einzelwirtschaftliche Einordnung des Anlagenkonzeptes und Ihrer jeweiligen Treibhauseinsparungen unter den gegenwärtigen bzw. absehbaren Rahmenbedingungen. Diese innerhalb des Programms in vergleichbarer Form zu ermitteln und darzustellen, ist die Voraussetzung für die übergreifende Interpretation und die Ableitung von handlungsempfehlungen.

Um mit den Ergebnissen der Einzel- und Verbundvorhaben im Sinne des Programms übergreifend den angestrebten Mehrwert zu erzielen, sind transparente und möglichst harmonisierte Bilanzierungsmethoden notwendig. Diese müssen zum einen der in Art und Umfang sehr unterschiedlichen Vorhabensansätze gerecht werden und damit möglichst einfach, übersichtlich und nachvollziehbar sein, gleichzeitig aber auch die Datenbasis für weitgehend vergleichbare Ergebnisse sicherstellen, womit ein bestimmtes Maß an Komplexität unumgänglich ist.

Vor diesem Hintergrund hat das vorgelegte Methodenhandbuch zum Ziel, eine durchgängige Dokumentations- und Methodenbasis für wesentliche Kalkulations- und Bewertungsverfahren ausgewählter energetisch-ökonomisch-ökologischer Analysen anzubieten, die von allen Vorhaben als generelle bzw. zusätzliche Basis für die Bewertung genutzt wird. Dazu gliedert sich das Methodenhandbuch in folgende sechs Kapitel:

- Genereller Rahmen
- Biomassepotenziale
- Energie- und Stoffbilanzierung der Konversionsprozesse
- Wirtschaftlichkeit
- Treibhausgasminderung und weitere Umwelteffekte
- Referenzsysteme

Die vorgestellten Methoden sollen bei begrenztem Aufwand ein weitergehend nutzbares Resultat liefern. Um dem gerecht zu werden, müssen einerseits einige Vereinfachungen getroffen werden (z. B. Nutzungsgrad, Anfahrvorgänge etc.). Auch wird für verschiedene Bereiche eine vereinheitlichte Datenbasis bereitgestellt, (z. B. Brennstoffpreise). Andererseits kann per se nicht für alle Vorhaben sichergestellt werden, dass diese Vereinfachungen und Vereinheitlichungen angemessen und geeignet sind und das gewünschte Resultat erzeugen. Konkret bedeutet dies, dass die einzelnen Vorhaben und Verbünde die vorgeschlagenen Daten und Ansätze für die Berechnungen verwenden und in begründeten Einzelfällen davon abweichen. In den Fällen, wo eine konsistente Datenbasis nicht einheitlich hinterlegt werden konnte (z. B. prozessspezifische Kennwerte für die THG-Bilanzierung oder Potenzialanalyse) liegt der Schwerpunkt der Harmonisierung auf der methodischen Transparenz, die anhand von Dokumentationslisten nach verfolgt werden soll.
Das vorliegende Handbuch ist eine Zusammenführung verschiedener Methoden. Bei den gewählten Annahmen werden die gegenwärtigen Anforderungen an eine nachhaltige Bioenergienutzung berücksichtigt. Es ist im momentanen Bearbeitungsstand kein Werkzeug für die vollständige Bewertung zur Nachhaltigkeit von Bioenergiesystemen. Für eine solche Aufgabe ist die Berücksichtigung weiterer Parameter[1] sowie eine zusätzliche Hilfestellung für die Ergebnisinterpretation erforderlich. Die Weiterentwicklung des vorliegenden Methodenhandbuches in Richtung eines Bewertungswerkzeuges für Bioenergiesysteme bleibt ein wichtiger Diskussionsgegenstand in der Begleitung des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ und erscheint mittelfristig sinnvoll. Der Anspruch einer vereinfachten Methodik unter Vermeidung der Nivellierung von Besonderheiten einzelner Technologien ist dabei unbedingt zu erfüllen.

[1] Weitergehende Parameter werden im Kapitel 7.7 beschrieben.

2 Die Kenngrößen auf einen Blick

Vor dem Hintergrund der genannten Zielstellung werden in diesem Handbuch die Systemgrenzen und Vorgehensweisen festgelegt, die die Vergleichbarkeit der Ergebnisse bei begrenztem Aufwand ermöglichen sollen. Zusammenfassend umfasst dies i.d.R. folgende Kenngrößen:

1. Beschreibung der **Energiegehalte** der Biomasse und (Bio-)Energieträger als Heizwerte, Darstellung der energiespezifischen Kennwerte in Joule

2. Beschreibung der **Rohstoffverfügbarkeit** durch Potenzialanalyse (Energieträgerpotenzial) oder Beschreibung der spezifischen Referenznutzung (wie die vorgesehenen Reststoffe gegenwärtig verwertet werden)

3. Berechnung der **Wirkungsgrade** der vorhabensspezifischen Bioenergieanlagen sowie – daraus abgeleitet – die erwarteten Wirkungsgrade einer erprobten, markteingeführten Anlage (mit Angabe des Zeithorizontes, wann dies erreicht sein kann)

4. Beschreibung der **Anlage X** für Deutschland 2010 unter der Annahme einer erfolgreichen Systementwicklung und Markteinführung der beforschten Konzepte und Versuchs-, Pilot- und Demonstrationsanlagen

5. **Kostenberechnung** der Energiebereitstellung basiert auf einem dynamischen Verfahren, der Annuitätenmethode, unter Verwendung typischer Kostendaten.

6. **THG-Berechnung** der gesamten Prozesskette nach EU RED (2009), teilweise modifiziert um deutschlandspezifische Komparatoren

7. **Ausblick** der Kosten- und THG-Entwicklung unter Berücksichtigung sich wandelnder Beschaffungskosten für (Bio-)energieträger und THG-Emissionen der Energieversorgung in Deutschland (Referenzsysteme) in die Jahre 2020 - 2030

8. **Zusammenführung** der zukünftigen Kosten- und THG-Minderungsergebnisse in THG-Vermeidungskosten

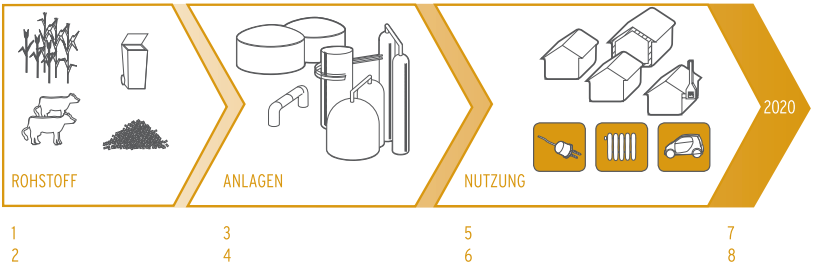


Abbildung 1: Übersicht der betrachteten Kenngrößen im Methodenhandbuch (Quelle: Eigene Darstellung auf Basis Holger Siegfried Design)

3 Genereller Rahmen

Als genereller Rahmen sind die übergeordneten Annahmen und Betrachtungsweisen dargestellt, die bei den nachfolgenden Bilanzierungen und Bewertungen zu Grunde gelegt werden. Hierfür wurde entscheidend berücksichtigt, dass die Optimierung der energetischen Biomassenutzung – und hier vor allem der technischen Elemente – mit dem Ziel eines hohen Klimaschutzbeitrages für Deutschland im Zentrum des Förderprogramms steht, und die energetisch-ökonomisch-ökologische Bewertung diese Blickrichtung abdecken soll.

3.1 Grundlegende Referenzen und Begriffsbestimmungen

Die Basis für die nachfolgend beschriebenen Methoden zur Bestimmung der Technologiewerte, Gestehungskosten und Klimagaseffekte von Verfahren zur energetischen Biomassenutzung bilden Begriffsbestimmungen und Standards, als Verweis auf möglichst etablierte Vorgehensweisen. Wesentliche Referenzen, auf die die vorliegenden Harmonisierungsansätze aufbauen, sind:

- Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV 2009)
- Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV 2009)
- Erneuerbare-Energien-Direktive 2009/28/EG (EU RED 2009)
- Erneuerbare-Energien-Gesetze (EEG 2009) und Biomasseverordnung (BiomasseV 2005)
- ISO-Normen zu Ökobilanzierung (ISO 14040 2006 & 2009 und ISO 14044 2006)
- VDI-Norm für Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen (VDI-Norm 6025 1996)
- Norm zu Terminologie, Definitionen und Beschreibungen von festen Biobrennstoffen (DIN CEN/TS 14588:2010)
- Report from the Communication to the council and the European Parliament on sustainability requirements for the use of solid and gaseous biomass sources in electricity, heating and cooling (COM (2010)[2] (EU KOM 2010a)

Die relevanten Grundlagen aus diesen Referenzen werden in den folgenden Kapiteln aufgegriffen.

3.2 Programmrelevante Begriffsdefinitionen

Nachfolgend werden zentrale Begriffe mit hoher Relevanz für das Förderprogramm definiert. Grundsätzlich gibt es hier teilweise verschiedene Definitionsgrundlagen, die zum einen aus wissenschaftlich-technischer Sicht und zum anderen in einem rechtlichen Kontext entstanden sind.

[2] Weitere EU-Prozesse, wie z. B. Draft Consultation paper definition highly biodiverse grasslands (EU KOM 2010b), sind in Abstimmung.

3.2.1 Rohstoff und produktspezifische Definitionen

Bioenergie
Bioenergie ist die Energie aus Biomasse (DIN EN 14588:2010).

Bioenergieträger
Bioenergieträger sind Energieträger, welche direkt oder indirekt aus Biomasse erzeugt werden (DIN En 14588 2010). Sie sind Einsatzstoff und/oder Zwischen-/Nebenprodukt verschiedener Umwandlungstechnologien (Verbrennung, Vergasung, Vergärung) zur Bereitstellung von Bioenergie.

Der **Biomasse**-Begriff ist rechtlich definiert in

- § 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2009): als Biomasse [gemäß BiomasseV] einschließlich Biogas, Deponiegas und Klärgas sowie der biologisch abbaubare Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie.

- § 2 Abs. 1 der Biomasseverordnung (BiomasseV 2005): als „Energieträger aus Phyto- und Zoomasse“. Hierzu gehören auch aus Phyto- und Zoomasse resultierende Folge- und Nebenprodukte, Rückstände und Abfälle, deren Energiegehalt aus Phyto- und Zoomasse stammt (vgl. Anhang I).

- 2 e) der Richtlinie 2009/28/EG (Erneuerbare Energien Direktive, EU RED 2009): der biologisch abbaubare Teil von Erzeugnissen, Abfällen und Reststoffen der Landwirtschaft mit biologischem Ursprung (einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe), der Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige einschließlich der Fischerei und der Aquakultur sowie den biologisch abbaubaren Teil von Abfällen aus Industrie und Haushalten.

- In der Literatur finden sich verschiedene Biomassedefinitionen, die je nach Disziplin weiter oder enger als die rechtlichen Definitionen gefasst sind. Es subsumieren sich unter diesen Begriff verschiedene Anbau- (z. B. Energiepflanzen) oder Anfallbiomassen (z. B. Landschaftspflegeholz) sowie Abfälle, Reststoffe und Nebenprodukte.

Die Begriffe **Hauptprodukt**, **Nebenprodukt** und **Abfälle** sind im Abfallrecht definiert.

- Ein Nebenprodukt ist nach Art. 5 Nummer 1 der Abfallrahmenrichtlinie (2008) definiert als ein Stoff oder Gegenstand, der das Ergebnis eines Herstellungsverfahrens ist, dessen Hauptziel nicht die Herstellung dieses Stoffes oder Gegenstands ist. Ein Stoff oder Gegenstand kann nur dann als Nebenprodukt und nicht als Abfall im Sinne des Artikels 3 Nummer 1 gelten, wenn die folgenden Voraussetzungen erfüllt sind:

  a) es ist sicher, dass der Stoff oder Gegenstand weiter verwendet wird,

  b) der Stoff oder Gegenstand kann direkt ohne weitere Verarbeitung, die über die normalen industriellen Verfahren hinausgeht, verwendet werden,

c) der Stoff oder Gegenstand wird als integraler Bestandteil eines Herstellungsprozesses erzeugt und

d) die weitere Verwendung ist rechtmäßig, d. h. der Stoff oder Gegenstand erfüllt alle einschlägigen Produkt-, Umwelt- und Gesundheitsschutzanforderungen für die jeweilige Verwendung und führt insgesamt nicht zu schädlichen Umwelt oder Gesundheitsfolgen.

- Abfälle sind nach Art. 3 Nummer 1 der Abfallrahmenrichtlinie (2008) definiert als Stoff oder Gegenstand, dessen sich sein Besitzer entledigt, entledigen will oder entledigen muss. Da die Abfallrahmenrichtlinie erst durch den Umsetzungsakt in einem Mitgliedstaat Verbindlichkeit erlangt, ist die national relevante Norm für die Abfalldefinition das Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz (Krw-AbfG 2012). Nach § 3 Abs. 1 sind Abfälle im Sinne dieses Gesetzes alle beweglichen Sachen, die unter die in Anhang I des Gesetzes aufgeführten Gruppen fallen und deren sich ihr Besitzer entledigt, entledigen will oder entledigen muss. Die Umsetzungsfrist für die Abfallrahmenrichtlinie läuft im Dezember 2010 ab, so dass derzeit das Krw-AbfG entsprechend novelliert wird.

Der Begriff **Reststoff** wird zwar in verschiedenen Gesetzen genannt, allerdings nicht weiter definiert. Die Abgrenzung zwischen Abfällen und Nebenprodukten ist derzeit unklar. In der Richtlinie 2009/28/EG sind Reststoffe eine eigenständige Kategorie, die sich zusammen mit der Kategorie Abfälle von den Nebenprodukten abgrenzen. Reststoffe und Abfälle haben in der Richtlinie einen anderen rechtlichen Status als Nebenprodukte (Doppelanrechnung auf die Biokraftstoffquote).[3] Einige Reststoffe (wie Stroh, Bagasse, Hülsen, Maiskolben und Nussschalen u. a.) werden zwar explizit genannt, eine systematische Abgrenzung zwischen Reststoffen und Nebenprodukten fehlt allerdings.
Im Weiteren werden Reststoffe als Nebenprodukte der Bioenergieanlage betrachtet, die keiner weiteren energetischen Nutzung oder Kompostierung zugeführt werden. Sie können landwirtschaftlich genutzt oder müssen deponiert werden und sind daher als Verluste der Bioenergieanlage zu betrachten.
Für das Förderprogramm wird der weit definierte Begriff (biogener) Reststoff verwendet, der – vor dem Hintergrund des energietechnisch-wissenschaftlichen Programmschwerpunktes – für die relevanten Disziplinen (THG-Bilanzierung, Potenzialanalyse) geeignet ist und keine Biomassefraktionen ausschließt:

Biogene Reststoffe sind vorhandene organische Stoffströme, die Nebenprodukte bzw. Rückstände und Abfälle beinhalten, d. h. alle biogenen Stoffströme, die nicht als Hauptprodukt hergestellt werden (vgl. Abbildung 2).

[3] Im Rahmen einer Novellierung der Richtlinie 2009/28/EG (EU RED 2009) wird von der EU Kommission für Biokraftstoffe ausgewählter Abfall- und Reststoffe eine vierfach Anrechnung auf die Biokraftstoffquote vorgeschlagen. (Stand 19.10.2012).

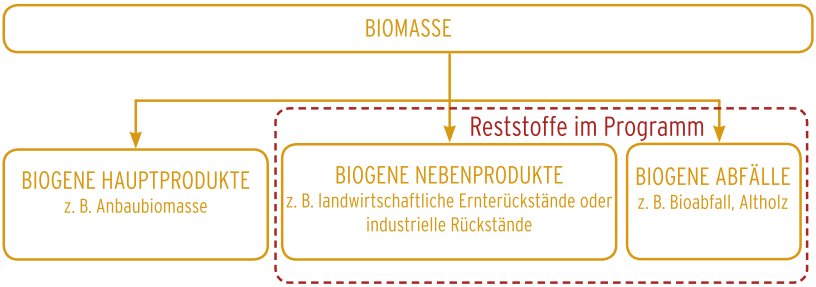


Abbildung 2: Definitionen im Programm (Quelle: Eigene Darstellung)

Biomethan

Biomethan ist bisher nicht in einschlägigen Normen oder Richtlinien definiert, aber Bestandteil verschiedener Forschungsvorhaben. Für das Programm wird folgende technisch-wissenschaftliche Definition verwendet:

Biomethan ist Methan, das in technischen Prozessen aus biogenen Rohstoffen erzeugt wird. Biomethan kann durch bio-chemische Umwandlung (über Biogas) oder thermochemische Umwandlung (als Bio-SNG) generiert werden. Es wird durch entsprechende Aufbereitung der Gaszusammensetzung insbesondere der Methangehalt an Erdgasqualität angepasst.

Endenergie (nach VDI 4608 2005)

Endenergie ist die gehandelte Energie – elektrische Energie, Fern- und Nahwärme, Brennstoffe und Nebenprodukte – die der Erzeugung bzw. Umwandlung von Nutzenergie beim Verbraucher dienen und somit endgültig als Energieträger dem Markt entzogen werden.

Nutzenergie (nach VDI 4608 2005)

Nutzenergie umfasst alle technischen Formen der Energie, welche der Verbraucher letztendlich benötigt, also Wärme, mechanische Energie, Licht, elektrische und magnetische Feldenergie [...] und elektromagnetische Strahlung, um Energiedienstleistungen ausführen zu können. Nutzenergie muss zum Zeitpunkt am Ort des Bedarfs aus Endenergie mittels Energiewandler erzeugt werden.

Primärenergie (nach VDI 4661 2003)

Primärenergie ist der Energiegehalt von Energieträgern, die in der Natur vorkommen und technisch noch nicht umgewandelt wurden.

3.2.2 Ökonomische Definitionen

In diesem Kapitel wird im Wesentlichen auf notwendige technische und finanzmathematische Definitionen eingegangen. Die Einhaltung der nachfolgenden Definitionen sowie die Angabe der Kennzahlen sind für einen projektübergreifenden Vergleich dringend erforderlich.

Folgende Begriffe und Kennzahlen werden benutzt und sind bei ökonomischen Berechnungen zu beachten:

Annuität

Eine Annuität ist eine Folge gleich hoher Zahlungen, die in jeder Periode des Betrach-tungszeitraumes anfallen (Götz 2008).

Annuitätenmethode

Die Annuitätenmethode geht von dem Modell der Kapitalwertmethode aus, wobei nichtperiodische und periodische Zahlungen mit veränderbaren Beträgen während eines Betrachtungszeitraumes in periodisch konstante Zahlungen transformiert werden. Damit ist es möglich, zu verschiedenen Zeitpunkten und in unterschiedlicher Höhe anfallende Zahlungen in einheitliche Zahlungsfolgen zu transformieren und diese zur weiteren Berechnung der mittleren Gestehungskosten zu nutzen (Götz 2008), (VDI 6025).

Barwert

In der Finanzmathematik werden Zahlungen und Zahlungsreihen, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen, rechnerisch erfasst und vergleichbar gemacht. Grund hierfür ist, dass angelegtes Kapital im Laufe der Zeit Zinsen erwirtschaften kann. Deshalb wird ein heute angelegter Geldbetrag zu einem späteren Zeitpunkt durch die akkumulierten Zinsen einen höheren Wert haben als der ursprünglich angelegte Betrag und umgekehrt. Der Wert der Zahlung zum heutigen Zeitpunkt wird Barwert genannt. Nach dem Äquivalenzprinzip der Finanzmathematik sind Zahlungen nur dann vergleichbar und können addiert oder subtrahiert werden, wenn sie vorher auf denselben Bezugszeitpunkt auf- oder abgezinst (diskontiert) wurden (Konstantin 2007), (Götz 2008).

Brennstoffwärmepreis (€/GJ)

Aus dem Biomassepreis frei Kraftwerk (z. B. 76 €/t_{atro}) und dem Heizwert der Biomasse (z. B. 19 GJ/t_{atro}) ergibt sich der Brennstoffwärmepreis (4 €/GJ) (Konstantin 2007).

Instandhaltung

Maßnahmen zur Bewahrung und Wiederherstellung des Sollzustandes sowie zur Feststellung und Beurteilung des Ist-Zustandes von technischen Mitteln eines Systems zählen unter die Instandhaltung. Somit umfasst die Instandhaltung Wartung, Reinigung, Inspektion und Instandsetzung (Maßnahmen zur Wiederherstellung des Sollzustandes von technischen Mitteln eines Systems) (Konstantin 2007).

Investitionssumme I_0[4] ($€_{Inbetriebnahmezeitpunkt/Bezugsjahr}$)

Die Investitionssumme „I_0“ ist der Barwert aller Investitionsausgaben während der Bauphase, aufgezinst auf den Inbetriebnahmezeitpunkt. Bei großen Projekten fallen die Investitionsausgaben in mehreren Raten während der Bauphase an, die sich über mehrere Jahre erstrecken kann. In der Praxis werden die Bauzinsen separat berechnet und zum Barwert der Investitionsausgaben hinzuaddiert (Konstantin 2007).

Jahresvolllaststunden (h/a)

Die Jahresvolllaststunden werden rechnerisch nachgängig über die bereitgestellte Energie durch die Kraftwerksnennleistung (netto) berechnet. Für eine Kalkulation der Gestehungskosten, sind die Jahresvolllaststunden definiert als die Stunden pro Jahr in denen das Kraftwerk mit seiner vollen Leistung Energie bereitstellen soll. Zum einen sind dabei die Jahresvolllaststunden von der Verfügbarkeit der Gesamtanlage (technologiespezifisch) und zum anderen von dem Anlagenbetrieb (wärme-, stromgeführt oder im Volllastbetrieb) abhängig. Mit Hilfe der Jahresvolllaststunden werden die jährliche Strombereitstellung (kWh/a) und der Brennstoffverbrauch ermittelt (Konstantin 2007).

Kalkulationszinsfuß

Der Kalkulationszinsfuß stellt den Preis für Kapital dar bzw. die Opportunitätskosten. Damit ist der dieser Zinsfuß die Renditeanforderung einer Investition, der zum einen durch den Fremdkapitalzins und zum anderen durch die Anforderung hinsichtlich der Eigenkapitalrendite bestimmt ist.

Kapitalwertmethode

Mittels der Kapitalwertmethode ist es möglich den prognostizierten Überschuss, der auch negativ sein kann, einer Investition über einen Betrachtungszeitraum hinweg auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahmezeitpunkt (t=0) zu berechnen. Der Kapitalwert ist demzufolge der Barwert aller im Betrachtungszeitraum einer Investition anfallenden Zahlungen und berechnet sich aus der Summe aller diskontierten Zahlungen einer Investition, wobei Einzahlungen positiv und Auszahlungen negativ in die Berechnung einfließen. Ein positiver Kapitalwert zeigt an, dass das eingesetzte Kapital unter den angenommenen Rahmenbedingungen höher verzinst wird als der Kalkulationszinsfuß bzw. minimale Renditeforderung.

Zahlung

Unter dem Begriff „Zahlung“ versteht man im Allgemeinen einen Geldbetrag, der eingenommen oder ausgegeben wird. Für den Wert einer Zahlung ist neben der Höhe auch der Fälligkeitszeitpunkt maßgebend.

---

[4] Veröffentlichte Angaben über die Investitionssumme von Projekten beziehen sich gewöhnlich auf die Nominalwerte der Investitionsausgaben ohne Finanzierungskosten während der Bauzeit. Der Vollständigkeit halber sollten diese je nach geplanter Bauzeit ergänzt werden.

3.2.3 Ökobilanzielle Definitionen

Allokation

Innerhalb von Ökobilanzen werden bei einer Allokation die Inputs und Outputs eines Systems zwischen den unterschiedlichen Produkten und Funktionen aufgeteilt. Dies kann auf der Grundlage physikalischer, ökonomischer oder anderer Beziehungen zwischen den Produkten geschehen.

Treibhauspotenzial (GWP 100)

Treibhausgase, wie Kohlendioxid (CO_2), Methan (CH_4), Distickstoffoxid (Lachgas, N_2O), Schwefelhexafluorid (SF_6), teilhalogenierte (HFCs) und perfluorierte Fluorkohlenwasserstoffe (PFCs) haben einen unterschiedlich hohen Einfluss auf das Klima. Das Treibhauspotenzial beschreibt die Klimawirkung in Bezug auf das Referenztreibhausgas Kohlendioxid (Methan entspricht demnach der 23-fachen Klimawirkung von CO_2). Die Treibhauspotenziale wurden vom IPCC (IPCC 2001) für einen Zeithorizont von 100 Jahren ermittelt. Die Angabe der Treibhausgase erfolgt in CO_2-Äquivalenten.

Treibhausgasminderung

Die Treibhausgasminderung quantifiziert die prozentuale Minderung von THG-Emissionen bei der Verwendung biogener Energieträger im Vergleich zu fossilen Kraft- und Brennstoffen.

Ökobilanzierung

Für die Erstellung einer Ökobilanzierung existieren die international gültigen Normen ISO 14040 (ISO 14040) und ISO 14044 (ISO14044). Innerhalb einer Ökobilanzierung wird der Lebensweg des untersuchten Produkts von der Rohstoffgewinnung über die Produktion und Nutzung bis zur Entsorgung analysiert. Dabei werden alle von der Rohstoffbereitstellung bis zur Distribution verwendeten Hilfs- und Betriebsstoffe erfasst, bilanziert und die mit der Produktion dieser Hilfs- und Betriebsstoffe sowie der sonstigen Produkte und Dienstleistungen verbundenen Emissionen berücksichtigt.

3.2.4 Energietechnische Definitionen

Relevant sind folgende Definitionen, die teilweise in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 4661 (VDI 4661 2003) festgelegt wurden:

Der **Energieinhalt** der Primärenergie, Einsatz- und Reststoffe, sowie Produkte ist die chemisch gebundene Energie der Biomasse, die im technischen Konversionsprozess zur Umwandlung in andere Energieformen zur Verfügung steht. Im Förderprogramm wird der **Energieinhalt aller Einsatzstoffe und Reststoffe ausschließlich als Heizwert H_i** ausgewiesen. Die Bezugsgröße zur Berechnung der chemischen Leistung und des Wirkungsgrads ist ebenfalls der Heizwert H_i.

Bezugsleistung P_{Bez} (kW)

Die Bezugsleistung entspricht der Summe aller Leistungen, die der Bioenergieanlage als Hilfsleistung zur Verfügung gestellt wird. Diese kann sich aus extern zugeführten thermischen chemischen und elektrischen Leistungen zusammensetzen. Bei der Berechnung der Anlagenwirkungsgrade muss die Bezugsleistung entsprechend berücksichtigt werden.

Betriebsmittel

Betriebsmittel sind Einsatzstoffe der Bioenergieanlage, die nicht primär für die Erzeugung der Bioenergieträger benötigt wird. Sie sind an den Prozessen beteiligt fließen aber nicht in die Energie- und Stoffbilanz mit ein, da sie die Konversionsanlage in gleicher Menge wieder verlassen.

Brennstoffleistung P_{Br} (kW)

Die Brennstoffleistung ist die in die Bioenergieanlage eingebrachte chemische Brennstoffenergie pro Zeiteinheit. Bezugsgröße zur Berechnung der Brennstoffleistung ist der Heizwert H_i. Einfluss nimmt die Brennstoffleistung auf die Berechnung der allgemeine Anlagenkenngrößen, wie z. B. bei der Vergasung auf den Gesamtanlagenwirkungsgrad.

Brennwert H_s (MJ/kg$_{TS}$) (VDI 4661 2003)

Der Brennwert beschreibt den Energiegehalt unter Berücksichtigung der Kondensationswärme, der mit der Standardverbrennungsenthalpie $\Delta_v H$ identisch ist.

Chemische Leistungen P_{chem} (kW)

Die chemische Leistung flüssiger und fester Bioenergieträger ist das Produkt aus dem Massenstrom und dem Heizwert (H_i) des Bioenergieträgers, der das System Konversionsanlage verlässt (quartärer Bioenergieträger).

Chemischer Netto-Anlagenwirkungsgrad $\eta_{chem,netto}$ (%)

Der chemische Netto-Anlagenwirkungsgrad beschreibt das Verhältnis der chemischen Leistung der Bioenergieträger als Produkt der Bioenergieanlage und ihrer Brennstoffleistung unter Berücksichtigung ihrer Bezugsenergie.

Elektrische Nennleistung P_{el} (kW)

Die elektrische Nennleistung ist die höchste abgebbare Dauerleistung einer Bioenergieanlage (Nennbetrieb).

Elektrischer Netto-Anlagenwirkungsgrad $\eta_{el,netto}$ (%)

Der elektrische Netto-Anlagenwirkungsgrad beschreibt das Verhältnis von elektrischer Bruttoleistung zur bezogenen Brennstoffleistung der Bioenergieanlage im Nennbetrieb unter Berücksichtigung ihrer Bezugsenergie.

Elektrische Netto-Nennleistung $P_{el,netto}$ (kW)

Die elektrische Nettoleistung einer Bioenergieanlage ist die elektrische Nennleistung abzüglich der bezogenen Bezugsleistung P_{Bez}.

Emissionen

Emissionen sind Gase, die die Bioenergieanlage ungenutzt verlassen und sind als deren Verluste zu betrachten.

Feuerungswärmeleistung P_{Fw} (kW)

Die Feuerungswärmeleistung ist die in den Biomassekonversionsprozess (Verbrennung, Vergasung, Vergärung), d. h. nach der Biomasseaufbereitung, eingebrachte chemische Leistung. Bezugsgröße zur Berechnung der Feuerungswärmeleistung ist der Heizwert H_i. Einfluss nimmt die Feuerungswärmeleistung lediglich auf die prozessspezifischen Kenngrößen, wie z. B. bei der Vergasung auf den Kaltgaswirkungsgrad.

Fortwärme (nach VDI 4608 2005)

Die Fortwärme ist der Wärmeanteil, der bei einem Konversionsprozess ungenutzt in die Umwelt abgegeben wird, darunter fallen sowohl Abstrahlungsverluste, Abgasverluste, wie auch die Abgabe von Wärmeüberschüssen über Notkühleinrichtungen.

Gasleistung $P_{Gas,trocken}$ (kW)

Die Gasleistung beschreibt die chemische Leistung des erzeugten Brenngases. Diese setzt sich aus der Summe der Heizwerte der Einzelkomponenten des trockenen Gases zusammen. Die chemische Leistung dieser Einzelkomponenten ist das Produkt aus Normvolumenstrom und dem volumenbezogenem Heizwert.

Gesamtanlagenwirkungsgrad $\eta_{ges,netto}$ (kW)

Der Gesamtanlagenwirkungsgrad beschreibt die Summe des elektrischen, chemischen und thermischen Netto-Anlagenwirkungsgrades.

Heizwert H_i (MJ/kg$_{TS}$) (VDI 4661 2003)

Der Heizwert beschreibt den Energiegehalt unter Berücksichtigung der Reaktionswärme der vollständigen Verbrennung bei gasförmigem Zustand des gebildeten Wassers.

- Biomassen, die in Verbrennungs- oder Vergasungsprozessen konvertiert werden, sind mit dem Heizwert bei Bezugsfeuchte anzugeben. Für die Charakterisierung des Energieinhalts der Biomasse ist neben dem Heizwert auch die Angabe des Wassergehalts erforderlich.
- Biomassen (Substrate), die in Vergärungsanlagen eingesetzt werden, sind mit dem Heizwert im getrockneten Zustand (105 °C) anzugeben.

Hilfsmittel

Hilfsmittel sind Einsatzstoffe der Bionenergieanlage, die direkt zur Erzeugung der Bioenergieträger benötigt werden. Sie fließen in vollem Umfang mit in die Energie- und Massenbilanz mit ein.

Intern genutzte Wärmeleistung $P_{Q\,int}$ (kW)

Die intern genutzte Wärmeleistung umfasst alle Wärmeleistungen, die vom Konversionsprozess ausgekoppelt werden und in der Bioenergieanlage intern für z. B. Trocknung, Fermenterbeheizung oder Luftvorwärmung eingesetzt werden.

Kaltgaswirkungsgrad η_{Kg} (%)

Der Kaltgaswirkungsgrad, oft auch als chemischer Wirkungsgrad bezeichnet, charakterisiert die stoffgebundene Energiewandlung einer Vergasungsanlage. Im Rahmen des Förderprogramms wird der Kaltgaswirkungsgrad der Vergasungsanlage als Reingaswirkungsgrad definiert. Er ist das Verhältnis der chemischen Gasleistung am Ausgang der Gasreinigungsstrecke zur bezogenen Brennstoffleistung am Eingang des Vergasers. Die Bezugsgröße ist der jeweilige **Heizwert - H_i**.

Kesselwirkungsgrad η_k (%) (DIN-EN 303-5 1999)

Der Kesselwirkungsgrad ist das Verhältnis der abgegebenen nutzbaren Wärmeleistung (Nennwärmeleistung) zur Feuerungswärmeleistung.

Leistung Fermenterbeheizung $\dot{Q}_{Ferm}$ (kW)

Die Leistung der Fermenterbeheizung entspricht der Wärmeleistung, welche dem Abgas- und Kühlwassermassenstrom der Wärme-Kraft-Maschine entzogen und dem Fermenter zur Einstellung der erforderlichen Prozesstemperatur zugeführt wird

Nennwärmeleistung $\dot{Q}_{Nenn}$ (kW)

Die Nennwärmeleistung ist der Teil der in den Konversionsprozessen entstehenden Wärmeleistung, die im Nennbetrieb auf einen stofflichen Wärmeträger übertragen wird und für Anwendungen außerhalb des Konversionsprozesses zur Verfügung steht. Wärmeleistung, die in Teilprozessen der Bioenergieanlage – beispielsweise zur Brennstoff- oder Gärresttrocknung – eingesetzt wird, ist in diesem Sinne keine Nennwärmeleistung, sondern intern Wärmeleistung beispielsweise Trocknungswärmeleistung.

Nutzwärmeleistung $\dot{Q}_{Nutz}$ (kW)

Die Nutzwärmeleistung entspricht dem Anteil der Nennwärme, der für externe Anwendungen oder Prozesse z. B. Einspeisung in Wärmenetze genutzt wird.

Substratleistung P_{FM} (kW)

Die Substratleistung ist die chemische Leistung (unterer Heizwert multipliziert mit dem Massenstrom) des Substrates (Input-Material einer Biogasanlage/Frischmasse), welche einer Bioenergieanlage zugeführt wird.

Thermischer Netto-Anlagenwirkungsgrad $\eta_{th,netto}$ (%)

Der thermische Netto-Anlagenwirkungsgrad beschreibt das Verhältnis von Nutzwärme zur eingesetzten Brennstoffleistung (brennwertbezogen) der Bioenergieanlage unter Berücksichtigung ihrer Bezugsenergie.

Trocknungswärmeleistung P_{Tw} (kW)

Die Trocknungswärmeleistung ist die intern bereitgestellte Wärmeleistung, die zur Trocknung, der im Konversionsprozess eingesetzten und unkonditionierten Biomassen, bereitgestellt wird.

Verlustleistung P_{Verl} (kW)

Die Verlustleistung beschreibt alle die Bioenergieanlage verlassenden Leistungen, die nicht intern oder extern genutzt werden.

Wärmenutzungsgrad η_Q (%)

Der Wärmenutzungsgrad beschreibt das Verhältnis aus der Nutzwärme und der Nennwärme.

Wassergehalt *w* (%)

Der Wassergehalt *w* gibt den Anteil von Wasser an der Gesamtmasse der Biomasse an. Er wird als Trocknungsverlust nach der europäischen Norm CEN/TS 14774 (2003) bei 105 °C bestimmt.

Zündölleistung $P_{Bez,Zünd}$ (kW)

Die Zündölleistung entspricht der chemischen Leistung des dem BHKW zugeführten Zündöls. Bezugsgröße bei der Berechnung der Zündölleistung ist der Heizwert H_i. Weiterhin wird das Zündöl bei der Berechnung des Kraftmaschinenwirkungsgrades bei der motorischen Gasnutzung als Brennstoff betrachtet und geht damit bei der Berechnung im Nenner bei der Gasleistung mit ein.
Die im Zündöl zugeführte Leistung wird hier als Bezugsleistung (Hilfsleistung) betrachtet.

3.3 Systemgrenzen und Systemelemente: Die Prozesskette der energetischen Biomassenutzung

Systemgrenzen für die technische, ökonomische und ökologische Analyse

Die Wahl der Systemgrenzen zielt darauf ab, zu einer möglichst programmorientierten und wenig aufwendigen Betrachtung zu gelangen. Die Betrachtungen und Beurteilungen orientieren sich an der Prozesskette der energetischen Biomassenutzung. Die Abbildung 3 gibt einen Überblick über die verschiedenen Bewertungsfelder, die parallel verfolgt werden. Sie umfassen Potenziale, Kosten, Energie- und Stoffströme und Treibhausgasemissionen. Dargestellt sind jeweils die Einheiten für die Bewertungsfelder, die wichtigsten Kenngrößen und ihre Systemgrenzen innerhalb der Prozesskette von der Rohstofferzeugung bis zur Endenergienutzung sowie die relevanten Referenzsysteme. Die verschiedenen Bewertungsfelder unterscheiden sich in den gewählten Einheiten als auch in der Relevanz der einzelnen Prozesse entlang der Kette.

Um zu einer möglichst zielorientierten und wenig aufwendigen Betrachtung zu gelangen, werden dabei folgende Vereinfachungen vorgeschlagen:

Potenziale können für einzelne Bereiche der Prozesskette beschrieben werden, wobei durch den jeweiligen Bezug das Potenzial unterschiedlich groß ausfällt (das Bioenergiepotenzial ist infolge von Umwandlungsverlusten kleiner als das Biomassepotenzial). Das Biomassepotenzial ist dabei beeinflusst durch die Nutzung der verfügbaren landwirtschaftlichen Flächen und der im Wirtschaftssystem anfallenden Reststoffe. Die hier zu Grunde gelegten Referenzsysteme sind daher wichtige ergänzende Informationen bei der Potenzialdarstellung. Das Bioenergieträgerpotenzial berücksichtigt darüber hinaus Aufbereitungs- und Lagerverluste, das Bioenergiepotenziale die zusätzlichen Umwandlungsverluste, die – je nachdem ob Strom, Wärme oder Kraftstoffe bereitgestellt werden – von unterschiedlicher Bedeutung sind. Die klare Bezeichnung des Potenzials ist daher entscheidend für die Interpretation. Potenzialanalysen sind optional und vor allem vor dem Hintergrund der verfahrensspezifischen Rohstoffverfügbarkeit durchzuführen. Es ist die Darstellung des Energieträgerpotenzials anzustreben.

Die verfahrenstechnischen **Stoff- und Energiebilanzen** werden nur für ausgewählte Fragestellungen rund um die Konversionsanlage aufgestellt – und sind überall dort relevant, wo prozesstechnische Verbesserungen Gegenstand der Förderung sind. Sie beschränken sich auf die Analyse des Teilsystems des Konversionsprozesses und bilden daher nur ein Teilsystem der Prozesskette ab.[5] Die generierten Daten fließen in die Kosten- und THG-Bilanzen als entsprechende Parameter ein, wobei manche Parameter mehrere Bedeutungsdimensionen haben (z. B. Methan als Anlagenemission (Klimagas) oder als Produkt des Konversionsprozesses). Eine detaillierte Abbildung der Bilanzräume und Kenngrößen für die Stoff- und Energiebilanzierung zur Bereitstellung von Endenergieträgern im Förderprogramm ist in der Abbildung 7 (Kapitel 5) dargestellt

[5] Die technische Analyse beschränkt sich auf den Konversionsprozess als zentrale Fragestellung im Förderpro-gramm. Technische Analysen der Bereitstellungs- und Nutzungstechnologien sind in anderen Programmen verortet und werden daher nicht betrachtet.

Bei den **Kosten** wird zwischen Rohstoff- und Bereitstellungskosten unterschieden, wobei die Bioenergieanlage als Schnittstelle gilt. Die Kostenberechnung bezieht sich (vor dem Hintergrund des Programmziels) auf auf Bioenergie (frei Netz bzw. Anlage). Zur Vervollständigung der Prozesskette vom Rohstoff bis zur Nutzenergie wären weitere Informationen über Netznutzungskosten, Verteilungskosten und Nutzungskosten etc. notwendig. Da sich bei den betrachteten Systemen aber keine signifikanten Unterschiede zwischen fossilen und biogenen Energieträgern erwartet werden (z. B. Stromnetz, Gasnetz, Kraftstoffverteilung), werden diese Kosten gleich gesetzt und müssen daher für den Vergleich nicht berücksichtigt werden. Entsprechend stellen die fossilen Gestehungskosten einen zentralen Bezugswert für die Interpretation dar. Eine Ausnahme bei der Betrachtung stellen Kleinfeuerungsanlagen dar, weil hier zwischen Endenergie (Wärme frei Kessel) und Nutzenergie (abgegebene Wärme des Heizsystems) nicht unterschieden werden kann. Für diese Anlagenkonzepte, für die eine Berücksichtigung der Nutzenergie zwingend ist (vor allem Kleinfeuerungsanlagen), ist die Systemgrenze für **Stoff- und Energiebilanzen, Kosten sowie THG-Emissionen** einheitlich auf die Bioenergienutzung auszuweiten (siehe Abbildung 3).

Die **THG-Emissionen** werden entlang der gesamten Kette von der Rohstoffbereitstellung bis zur Nutzenergie bilanziert. Hier lassen sich keine sinnvollen Bilanzierungsgrößen für einzelne Prozesse darstellen, da die Klimaschutzeffekte durch Erneuerbare Energien erst bei der eigentlichen Nutzung zum Tragen kommen. Eine detaillierte Abbildung der Bilanzräume und Kenngrößen ist in der Abbildung 14 in Kapitel 7 dargestellt. D. h. die technologiespezifischen Stoff- und Energiebilanzen werden um Angaben zur Biomassebereitstellung und der Bioenergiedistribution und -nutzung erweitert. Weiterhin existieren entlang der Prozesskette verschiedene elementare Einflussgrößen, die Ergebnis entscheidend sind. Diese umfassen sowohl die Rohstoffseite (Flächennutzung bzw. Reststoffnutzung), die Nebenprodukte aus dem Prozess sowie die substituierten Energieträger (Strom, Wärme, Kraftstoff). Für diese werden Referenzsysteme formuliert (Kapitel 8). Aspekte der Landnutzungsänderung (LUC) sind dabei erfahrungsgemäß sehr ergebnisrelevant, dürften aber vor dem Hintergrund des Programmschwerpunktes (Reststoffnutzung) nur in wenigen Forschungsvorhaben zu betrachten sein. Zurzeit sind nur konsensfähige Methoden zur Quantifizierung von direkten Landnutzungsänderungen (dLUC) für Treibhausgasbilanzen verfügbar; diese werden nachfolgend entsprechend berücksichtigt.

Die genannten Bewertungsfelder sind damit durch unterschiedliche Systemgrenzen und Schnittstellen gekennzeichnet. Eine Querverbindung zwischen den Bewertungsfeldern besteht in der Regel nicht (d. h. die Prozessketten in der Graphik sind strikt von oben nach unten zu verfolgen). Für die Vergleichbarkeit der Ergebnisse (innerhalb des Bewertungsfeldes bzw. auch bei der Zusammenführung verschiedener Bewertungsfelder wie z. B. der ökologisch-ökonomischen Analyse) muss die Darstellung der gesamten Prozesskette gewährleistet sein. Für Kosten und THG-Emissionen ist das mit der gewählten Methode gegeben.

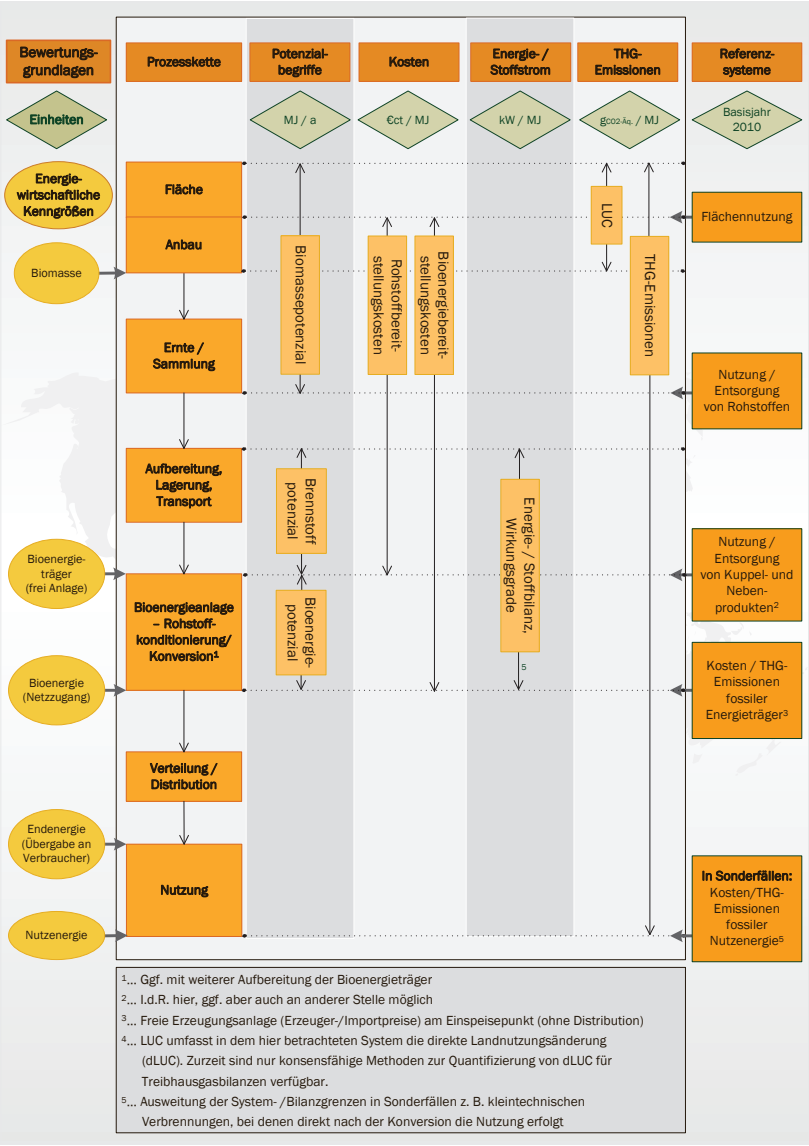


Abbildung 3: Systemgrenzen und Elemente (Quelle: Eigene Darstellung)

Bezugsgröße Energie

Bioenergieträger werden eingesetzt, um Strom, Wärme und Kraftstoffe zu generieren. Die Substitution von fossilen Energieträgern erfolgt zum einen durch den Austausch des Primärenergieträgers, und zum anderen über die Bereitstellung von Bioenergie unter Verwendung entsprechender Konversionstechnologien. Während Strom, Kraftstoff (und auch Biomethan) als Energieträger den fossilen Systemen gleichartig sind und damit in gleichartigen Systemen genutzt werden können, unterscheiden sich jedoch die Technologien zur Wärmebereitstellung aus biogenen Rohstoffen und fossiler Rohstoffen. Deutliche Unterschiede bestehen u. a. vor allem bei den Umsetzungseffizienzen und den Aufwendungen für Geräte (z. B. Pelletkessel vs. Gasbrennwerttherme). Daher sind abweichend die THG-Emissionen für Kleinfeuerungsanlagen auf Nutzenergie zu beziehen. Für Kraftstoffe sind die THG-Emissionen bis zur Endenergie zuzüglich der THG-Emissionen einer 100 %-igen Umsetzung in einem Fahrzeug anzusetzen, um die THG-Vermeidungskosten zu berechnen.

Referenzsysteme

Entlang der Prozesskette sind verschiedene Referenzsysteme für die technisch-ökonomisch-ökologische Einordnung der Konzepte und Verfahren zur energetischen Biomassenutzung relevant. Diese umfassen:

- Flächenreferenz (Nutzung der Anbauflächen für Energiepflanzen): beschreibt, wie die Flächen genutzt werden, wenn darauf kein Biomasseanbau stattfindet
- Reststoffreferenz (Nutzung der biogenen Reststoffe): beschreibt, wie die Reststoffe verwertet/ entsorgt werden, wenn keine Bioenergieträgerbereitstellung daraus erfolgt, alternativ kann eine Potenzialanalyse (Kapitel 4) erfolgen.
- Referenz für die Nutzung von Koppel- und Nebenprodukten (z. B. biogenes Glycerin bei der Biodieselbereitstellung)
- Fossile Referenz (Nutzung des biogenen Energieträgers): beschreibt die Energiebereitstellung, die durch die Bioenergie ersetzt wird

Vor dem Hintergrund des Programmschwerpunktes sind dabei die Reststoffreferenz und die fossile Referenz besonders bedeutsam, weil diese über die Effizienz der Klimagaseinsparung durch die energetische Nutzung der biogenen Reststoffe entscheiden. Sie sind allerdings unterschiedlich komplex und unterschiedlich tief untersucht, so dass mit der vorgestellten Methodik nur die fossilen Referenzen umfassend quantifiziert werden (näheres siehe Kapitel 7).

Für Nebenprodukte ist aufgrund der vorgeschlagenen Allokation zwischen den Koppelprodukten eines Prozesses keine Referenz notwendig.

Zusammenführung der Bewertungsgrößen

Werden die Schnittstellen entsprechend berücksichtigt, können Vermeidungskosten abgeleitet werden. Es wird vorgeschlagen, dem Ansatz zur Berechnung der Treibhausgasvermeidungskosten in folgender Formel zu folgen:

THG-Vermeidungskosten =

[(Kosten Bioenergie) – (Kosten fossile Referenz[a])] / [(THG fossile Referenz[b]) – (THG Bioenergie[b])]

a: Fossile Erzeugerkosten (siehe Kapitel 8 „Referenzsysteme“)
b: Bei Kleinfeuerungsanlagen ist als Bezugsgröße für die Berechnung der THG-Emissionen die Nutzenergie zu verwenden, bei Kraftstoffen die Endenergie zuzüglich der THG-Emissionen einer 100 %-igen Umsetzung in einem Fahrzeug anzusetzen, da erst bei der Umwandlung in Nutzenergie alle THG-Emissionen frei werden. Eine Anpassung der Kosten muss hingegen nicht erfolgen, da zur Vereinfachung von einer gleichartigen Distribution fossiler Energie und Bioenergie ausgegangen werden kann.

3.4 Übergeordneter Bewertungsrahmen

3.4.1 Räumlicher Bezug

Der Bezugsrahmen für die Berechnungen ist Deutschland. D. h. es wird der Betrieb einer in Deutschland stehenden Anlage zur Konversion von Biomasse in Strom und/oder Wärme und/oder Kraftstoff angenommen. Um diesen räumlichen Bezug zu erreichen sind folgende Anpassungen anzustreben:

- Lokale Potenzialabschätzungen sollen – soweit dies sinnvoll möglich ist – auf Deutschland hochgerechnet werden.
- Bei internationalen Potenzialabschätzungen soll die potenzielle Verfügbarkeit für den deutschen Markt eingeordnet werden.
- Bei Kostenbetrachtungen sind die Rahmenbedingungen und Marktpreise für Deutschland zu Grunde zu legen soweit die Technologieetablierung in Deutschland anvisiert ist. Dies kann auch beinhalten, dass die Rohstoff- und/oder Brennstoffbeschaffung über internationale Märkte erfolgt.
- Bei Technologieeinführung im internationalen Kontext (z. B. Biomethan aus Osteuropa) sollen die für Deutschland relevanten Bereitstellungskosten dargestellt werden und – soweit möglich – mit lokalen Alternativnutzungen verglichen werden.
- Bei der Treibhausgasbilanzierung werden für die fossilen Referenzen deutschlandweite Daten angelegt. Vorläufig wird hier der deutsche Strom-, Wärme und Kraftstoffmix diskutiert. Dies widerspricht teilweise den Komparatoren der EU-Direktive.
- Weitere Effekte (z. B. Wertschöpfung und Akzeptanzeinordnung) werden nur für Einzelfall vorgenommen (vielfach Fallbeispiele), da Hochrechnungen i. d. R. nicht möglich sind.

3.4.2 Zeitlicher Bezug

Bezugspunkt für die technisch-ökonomisch-ökologische Analyse ist die Darstellung der hypothetischen IST-Situation für das Jahr 2010. Dabei wird die erfolgreiche Systementwicklung und Markteinführung der beforschten Technologie unterstellt, d. h. es wird eine technisch und kostenmäßig weitgehend optimierte Anlage zu Grunde gelegt (Anlage X). Damit beschrieben wird das theoretische Klimagaseinsparungspotenzial der Technologien.

Generell gilt: Der zeitliche Bezug der Berechnungen muss deutlich ausgewiesen sein. Je nach Vorhabensart können diese in die Vergangenheit (statistische Auswertungen) oder in die Zukunft (Szenarien) reichen. Vorzugsweise zu Grunde zu legende Bezugszeitpunkte sind, wie folgt, beschrieben.

Beschreibung der Ist-Situation:
Bei Datenauswertungen ist ein möglichst zeitnaher Bezugszeitpunkt zu wählen, weil dann eine große Datenaktualität besteht, was insbesondere bei den Kostenbetrachtungen von hoher Relevanz für die erreichten Aussagen ist; idealerweise sollte das Jahr 2009/2010 gewählt werden.[6] Für die meisten anderen Beurteilungsansätze muss – zumindest bei Verwendung statistischer Daten – vielfach auch auf ältere Datensätze zurückgegriffen werden. Hier ist jeweils die aktuellste Version zu wählen. Bei stark schwankenden Größen (z. B. Erntemengen) sind möglichst drei bis fünf Jahresmittel anzusetzen; womit der Zeitpunkt 2009/2010 u. U. nicht darstellbar ist.

Beschreibung der Entwicklungsperspektiven:
Für die Generierung von Szenarien und andere Abschätzungen künftiger Entwicklungen werden drei Zeitpunkte[7] vorgeschlagen:

- 2020: Kurzfristiger Ausblick für den weiteren Ausbau der Biomassenutzung
- 2030: Mittelfristiger Ausblick
- 2050: Langfristiger Ausblick (optional)

Die Beschreibung der Entwicklungsperspektiven ist relevant für die Einordnung der erreichbaren Klimagaseinsparungen.

3.4.3 Energietechnischer Bezug

Für die Darstellung der energietechnischen Kenngrößen sind vielfältige Bezugsgrößen möglich und etabliert (z. B. Heizwert, Brennwert). Die Darstellung des Energiegehaltes der Biomasse erfolgt nachfolgend als **Heizwert H_i** bei gleichzeitiger Angabe des Wassergehaltes. Ebenso werden die fossilen Referenzsysteme auf den Heizwert H_i bezogen dargestellt. Damit ergeben sich für Teilbereiche unübliche Werte; gleichzeitig werden Fehlerquellen, die bei der Verwendung unterschiedlicher Bezugssysteme entstehen, stark reduziert.

---

[6] Damit wird auch erwartet, dass die Effekte sowohl der Hochpreisphase als auch der Finanzkrise die Ergebnisse nicht nennenswert beeinflussen.

[7] Der Begriff „Referenzzeitpunkt“ wird hier nicht gewählt, weil in der EU RED und der BioSt-NachV der Begriff „Referenzjahr“ bzw. „Referenzzeitpunkt“ belegt ist und sich auf das Jahr 2008 (Januar) bezieht.

Der thermische, chemische und elektrische Netto-Anlagenwirkungsgrad sind allgemeine Prozesskenngrößen, die zum Vergleich verschiedener Technologien (z. B. Vergasung und Vergärung) genutzt werden sollen, da diese heizwertbezogen berechnet werden.

Diese prozessspezifischen Kenngrößen gibt es in allen drei Technologiebereichen (Verbrennung, Vergasung, Vergärung). Der Kaltgaswirkungsgrad beispielsweise ist eine prozessspezifische Kenngröße, die lediglich zum Vergleich von Vergasungsanlagen verwendet werden kann.[8]

3.4.4 Nachhaltigkeitsanforderungen

Ziel einer nachhaltigen Bioenergienutzung ist es, positive Effekte für den Klimaschutz (Reduktion von Treibhausgasen) und für die Landwirtschaft (Beschäftigung, Einnahmequellen) zu erreichen. Gleichzeitig sollen aber negative Effekte, die beim Biomasseanbau, insbesondere auf Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand und mit hoher biologischer Vielfalt auftreten können, vermieden werden.

Auf EU-Ebene sind Nachhaltigkeitsanforderungen gemäß der Erneuerbare Energien Direktive (EU RED, Art. 17) definiert, die in Deutschland z. B. in der BioSt-NachV umgesetzt wurden. Diese Anforderungen sind als Minimalstandards zu sehen. Um eine Vergleichbarkeit zwischen Studien zu erreichen, sollten Ergebnisse unter diesen Annahmen entsprechend ausgewiesen sein. Zudem kann es durchaus sinnvoll sein, in Szenarien und Varianten ambitioniertere Standards als die in Gesetzen vorgeschriebenen Anforderungen heranzuziehen (z. B. Sozialstandards nach dem Round Table on Sustainable Biofuels, RSB).

Die Nachhaltigkeitsanforderungen gelten als verpflichtend zunächst im Transportsektor für Biokraftstoffe (flüssig und gasförmig) sowie für jeglichen Einsatz von flüssigen Biobrennstoffen in anderen Sektoren (z. B. Stromerzeugung), und zwar dann, wenn die Biomasse zur Bewertung der Einhaltung nationalen Ziele bzw. Verpflichtungen zur Nutzung erneuerbarer Energie (z. B. Beimischungsquote) herangezogen wird oder eine finanziellen Förderung erfolgt (z. B. EEG).

Bisher werden die Nachhaltigkeitsanforderungen der EU RED nicht für feste und gasförmige Bioenergieträger verpflichtend angewandt. Allerdings empfiehlt die Europäische Kommission den Mitgliedsstaaten, für feste und gasförmige Biomasse die gleichen Nachhaltigkeitsstandards wie für flüssige Biomasse zu verwenden (EU KOM 2009). Aus diesem Grund werden im Rahmen des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ die Nachhaltigkeitsanforderungen der EU RED[9] für alle Bioenergieträger als Minimalstandard herangezogen. Abweichungen sind entsprechend zu kennzeichnen.

---

[7] Näheres hierzu im Kapitel 5.

[8] Inklusive der Spezifizierungen für THG-Bilanzen für festen und gasförmige Bioenergieträger.

Die Nachhaltigkeitsanforderungen gemäß Art. 3 der EU RED sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Sie umfassen zum einen Anforderungen an die Minderung von Treibhausgasemissionen und zum anderen flächenbezogene Anforderungen.

In Bezug auf die Treibhausgasminderungen ist eine THG-Einsparung von 35 % bezogen auf die Endnutzung zu erreichen. Für Altanlagen gilt diese Minderung erst ab dem 1. April 2013 (Bestandsschutz). Dieser Wert wird in 2017 auf 50 % und in 2018 auf 60 % angehoben. Dabei ist die geforderte Treibhausminderung gegenüber der fossilen Referenz nachzuweisen.

Tabelle 1: Nachhaltigkeitsanforderungen nach BioSt-NachV (2011) und Biokraft-NachV (2012)

Flächenbezogene Anforderungen an die Energiepflanzenproduktion	THG-Minderungsanforderungen für die Endnutzung gegenüber fossilen Brennstoffen
Die Biomasse darf auf folgenden Flächen nicht bzw. mit Einschränkungen angebaut werden:	Ab 2010 mindestens 35 % (bei Altanlagen ab 1. April 2013),
1. Schutz von Flächen mit einem Flächen mit hohem Wert hinsichtlich der biologischen Vielfalt: - Primärwald und andere bewaldete Flächen; komplett geschützt	Ab 2017 mindestens 50 %
- Naturschutzzwecken dienende Flächen (Schutzgebiete sowie noch auszuweisende Gebiete zum Schutz von seltener, bedrohter oder gefährdeter Ökosysteme oder Arten); Biomassegewinnung darf dem Naturschutzzweck nicht zuwider laufen	ab 2018 mindestens 60 % für Neuanlagen, die ab 2017 in Betrieb gegangen sind
- Natürliches Grünland mit großer biologischer Vielfalt; komplett geschützt - Künstlich geschaffenes Grünland mit großer biologischer Vielfalt; Ernte des Rohstoffs ist erforderlich zur Erhaltung des Grünlandstatus	Einhaltung mindestens der Teilstandardwerte auf jeder Stufe der Herstellungs- und Lieferkette
2. Schutz von Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand: - Feuchtgebiete; trotz Biomassegewinnung muss der Status erhalten bleiben - Kontinuierlich bewaldete Gebiete; trotz Biomassegewinnung muss der Status erhalten bleiben - Flächen mit einem Überschirmungsgrad von 10-30 %; trotz Biomassegewinnung muss der Status erhalten bleiben; es sei denn, die Verwendung der angebauten Bioenergie zeigt eine positive THG-Bilanz	Die Komparatoren betragen für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe - Benzin/Diesel: 83,8 $g_{CO2\text{-}Äq.}$/MJ für die Verwendung als Kraftstoff - 91 $g_{CO2\text{-}Äq.}$/MJ für die Stromerzeugung[10]
3. Torfmoor: Anbau und die Ernte des betreffenden Rohstoffs darf keine Entwässerung von zuvor nicht entwässerten Torfmoorflächen erfordern	- 77 $g_{CO2\text{-}Äq.}$/MJ für die Wärmeerzeugung
4. Nachhaltige landwirtschaftliche Bewirtschaftung in der EU: - Einhaltung von Cross Compliance - Einhaltung der Mindestanforderungen für einen guten landwirtschaftlichen und ökologischen Zustand der Flächen	- 85 $g_{CO2\text{-}Äq.}$/MJ für die gekoppelte Erzeugung in KWK-Anlagen

[10] Dieser Referenzwert gilt als Komparator für den Einsatz flüssiger Biobrennstoffe und Biokraftstoffe zur Stromerzeugung. Als typisch kann für den deutschen Strommix ein Wert von 177 $g_{CO2\text{-}Äq.}$/MJ angenommen werden (EU RED 2009).

Im Hinblick auf flächenbezogene Anforderungen wird ein Schutz von Flächen mit großer biologischer Vielfalt, von Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand und von Torfmoor sowie die landwirtschaftliche Nutzung in den europäischen Mitgliedstaaten adressiert. Gebiete mit großer biologischer Vielfalt umfassen Primärwald und andere bewaldete Flächen, Naturschutzzwecken dienende Flächen (Schutzgebiete sowie noch auszuweisende Gebiete zum Schutz von seltener, bedrohter oder gefährdeter Ökosysteme oder Arten) und Grünland mit großer biologischer Vielfalt. Insbesondere zum Grünland finden noch Spezifizierungen auf europäischer Ebene statt.[11] In Deutschland wurde im Zusammenhang mit der Förderung von Strom aus flüssigen Bioenergieträgern bereits eine ausführliche Spezifizierung zu den Flächentypen vorgenommen, die aber ggf. noch angepasst wird.[12]

Als Gebiete mit hohem Kohlenstoffbestand werden Feuchtgebiete, Bewaldete Gebiete und Gebiete mit einer Überschirmung von 10-30 % genannt. Hinzu kommen Torfmoore, die sowohl durch eine hohe biologische Vielfalt als auch einen hohen Kohlenstoffbestand gekennzeichnet sind. Zu diesen Flächentypen hat die EU-Kommission im Juni 2010 Spezifizierungen veröffentlicht[13] (siehe auch den Leitfaden Nachhaltige Biomasse, BLE 2010).

Lediglich in Primärwäldern und anderen bewaldeten Flächen sowie auf natürlichen Grünlandflächen ist eine Biomasseproduktion vollständig untersagt. Für die übrigen geschützten Flächentypen wird für eine Biomassegewinnung im Grundzug gefordert, dass der Schutzzweck erhalten bleibt (vgl. Tabelle 1). Zudem wird innerhalb der EU eine nachhaltige Bewirtschaftung gemäß der Cross-Compliance Regeln und der guten fachlichen Praxis gefordert. Außerhalb der EU werden keine Anforderungen an die Anbaubedingungen gestellt.

3.4.5 Ergebnisdarstellung

Die Ergebnisse der stoffstromorientierten Bilanzierung der Klimagaseffekte werden im Regelfall dargestellt als Kurzbeschreibung des technischen Systems[14] hinsichtlich

- Wirkungsgrade in % unter Angabe aller Bezugsgrößen
- Ggf. Flächenbedarf pro Einheit bereitgestellter Endenergie
- Kosten pro Einheit bereitgestellter Bioenergie (für Kleinfeuerungsanlagen: Nutzenergie)
- THG pro Einheit bereitgestellter Nutzenergie
- THG-Minderungskosten pro Bioenergie (Ausnahme: Kleinfeuerungsanlagen und Biokraftstoffe, da pro Nutzenergie

Alle Ergebnisse von Energiewerten werden in Joule-Einheiten dargestellt. Ergänzend können weitere, in der Fachwelt gebräuchlichere Maße und Einheiten dargestellt werden (z. B. kWh, tROE etc.).

[11] Draft Consultation paper definition highly biodiverse grasslands (EU KOM 2010b).
[12] Leitfaden Nachhaltige Biomasse (BLE 2010).
[13] Communication from the Commission on the practical implementation of the EU biofuels and bioliquids sustainability scheme and on counting rules for biofuels (EU KOM 2010c).
[14] Dies ist im Sinne des Programmziels in der Regel das Zentrum des jeweiligen Vorhabens, (siehe http://www.energetische-biomassenutzung.de/de/vorhaben.html).

Zusätzlich sind für die untersuchten Konzepte die Referenzsysteme für die Rohstoffbereitstellung und die erzeugte Endenergie zu benennen:

- Für die Rohstoffe ist anzugeben, welche technischen Potenziale verfügbar sind (in PJ/a) bzw. welche Verwendungen/Entsorgung diese alternativ erfahren hätten. Hierzu zählen Flächennutzung bei der Energiepflanzenproduktion (Flächenreferenz) sowie Sammlungs- und Behandlungsschritte bei der Reststoffnutzung (z. B. kommunale Sammlung und Kompostierung, Entsorgung in der Restmüllfraktion, Verbleib auf dem Acker etc.) (Reststoffreferenz)[15]
- Für die erzeugte Bioenergie ist die Referenznutzung zu benennen und um Angaben zu Kosten bezogen auf die Endenergie und Treibhausgasbilanzen bezogen auf die Nutzenergie zu ergänzen. Hierfür werden Standardwerte vorgeschlagen (Kapitel 7 Methodik der Bilanzierung von Treibhausgasemissionen und weiteren Emissionen).

Als relevante Referenzsysteme müssen mit angegeben werden:

- Die rohstoffseitigen Referenzen (Flächenreferenz und Reststoffreferenz) erfolgen beschreibend. Umfassende Darstellungen bieten entsprechende Potenzialanalysen; alternativ können auch die wesentlichen Pfade der Referenznutzung beschrieben werden (z. B. Einsatz von tierischen Rückständen als Brennstoff in der Zementindustrie). Eine Quantifizierung der Kosten und THG-Effekte dieser Referenzen wäre wünschenswert, ist aber bei der momentanen Kenntnislage nicht aussichtsreich.[16]
- Die energieseitige Referenz wird anhand von Kenngrößen für fossile Energieträger (THG-Bilanzen und Kosten) quantifiziert. Basis für die Festlegung dieser Referenzen bildet der gegenwärtige deutsche Energiemix.[17]

Weiterhin ist deutlich bei allen Ergebnissen zu kennzeichnen, wenn von dem vorgeschlagenen Vorgehen abgewichen werden musste, und wenn möglich abzuschätzen, welchen Effekt die Modifikation auf das Ergebnis hat (Formulierungsbeispiel: „Infolge der Annahme von 6.000 Vollbenutzungsstunden statt 8.000 Vollbenutzungsstunden sind die Energiegestehungskosten ca. 10 % höher.“)

---

[15] Eine Quantifizierung der Kosten und THG-Effekte dieser Referenzen wäre wünschenswert, ist aber bei der momentanen Kenntnislage nicht aussichtsreich. Für eine umfassende Bewertung wäre es notwendig, dass auch die Klimagasemissionen der rohstoffseitigen Referenzsysteme berichtet werden. Hierbei sind sowohl die stoffstrombezogenen (z. B. in $t_{CO2\text{-}Äq.}/t_{TS}$ behandelten Reststoff) als auch die energiebezogenen Vermeidungen (z. B. in $t_{CO2\text{-}Äq.}$/GJ Bioenergie) relevant für die Bewertung. Möglichkeiten und Grenzen einer solchen Bewertung sollen im Rahmen der Arbeitsgruppe Ökobilanzen erfolgen.

[16] Für eine umfassende Bewertung wäre es notwendig, dass auch die Klimagasemissionen der rohstoffseitigen Referenzsysteme berichtet werden. Hierbei sind sowohl die stoffstrombezogenen (z. B. in $t_{CO2\text{-}Äq.}/t_{TS}$ behandelten Reststoff) als auch die energiebezogenen Vermeidungen (z. B. in $t_{CO2\text{-}Äq.}/GJ_{Bioenergie}$) relevant für die Bewertung. Möglichkeiten und Grenzen einer solchen Bewertung sollen im Rahmen der Arbeitsgruppe Ökobilanzen erfolgen.

[17] Auch hier erfolgen noch methodische Diskussionen im Rahmen der Arbeitsgruppe Ökobilanzen.

4 Methodik zur Ermittlung von Biomassepotenzialen

4.1 Hintergrund

Die Möglichkeiten der Biomassenutzung im Energiesystem werden wesentlich durch die verfügbaren Potenziale bestimmt. Daher werden in vielen Projekten auch Fragen zur Rohstoffverfügbarkeit behandelt. Aufgrund von unterschiedlichen Fragestellungen und der damit verbundenen Heterogenität bezüglich

- der betrachteten Biomassefraktion (land- und forstwirtschaftliche Biomassen, Rest- und Abfallstoffe),
- der Potenzialdefinition,
- der räumlichen Ebene (lokal, regional, global),
- dem Zeitbezug,
- der Art der Datenerhebung sowie
- der angewandten Methodik

kommen die Potenzialstudien teilweise zu abweichenden Ergebnissen. Darüber hinaus können die Systematisierung und Terminologie der Biomassefraktionen, die genutzten Daten, Einheiten und Konversionsfaktoren sowie die Szenarienannahmen und Rahmenbedingungen zu Abweichungen zwischen den errechneten Potenzialen führen. Weitere Ursachen für mögliche Disparitäten zwischen den Ergebnissen sind zudem die verschiedenen Annahmen zu konkurrierenden Flächen- und Biomassenutzungen (Nachhaltigkeitsaspekte, Naturschutzbelange, stoffliche Nutzung usw.), (Koch 2011).

Um die Vergleichbarkeit und Genauigkeit von Potenzialstudien im Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“ zu erhöhen, ist eine Definitions- und Dokumentationsharmonisierung nötig. Aufgrund der oben beschriebenen Vielfalt an Biomassekategorien kann zwar keine einheitliche Methodik für alle Biomassefraktionen vorgegeben werden, aber einige Definitionen, die Darstellungsart und Herangehensweise können vereinheitlicht werden.

Das Ziel der Methodenharmonisierung ist nicht nur für das Förderprogramm relevant, sondern wurde auch auf europäischer Ebene verfolgt. Im BEE-Projekt (vgl. BEE 2009) wurde ein Handbuch zur Harmonisierung der Biomasse-Potenzialanalyse verfasst, welches für verschiedene Sektoren Definitionen, methodische Vorschläge und Datengrundlagen beschreibt (Vis & Berg 2010). Die im vorliegenden Dokument genutzten Begrifflichkeiten stimmen mit dem europäischen Methodenhandbuch im Wesentlichen überein.

4.2 Definitionen Biomassepotenzial

4.2.1 Ebene der Potenzialbetrachtung

Das Biomassepotenzial kann je nach Betrachtungsebene unterschiedlich definiert werden. So wird zunächst anhand der Ebene unterschieden, in welcher die Potenzialbestimmung stattfindet: Ein Potenzial kann als Flächen-, Rohstoff-, Brennstoff- oder Bioenergiepotenzial ausgegeben werden (siehe Abbildung 4).

Das Flächenpotenzial beschreibt dabei, wie viel Fläche für eine bestimmte Biomasse (z. B. Energiepflanzen auf Ackerflächen oder forstliche Biomasse) zu Verfügung steht. Ausgehend von dieser Information kann über Ertragsdaten auf die Menge an Biomasse geschlossen werden, die als Rohstoff genutzt werden kann. Zusätzlich können Reststoffe ein Rohstoffpotenzial darstellen, das keine Flächenrelevanz besitzt. Das **Rohstoffpotenzial** kann in t Rohstoff angegeben werden.

Pflanzliche Biomasse kann sehr unterschiedliche Substrateigenschaften aufweisen und ist daher auch für verschiedene Konversionspfade geeignet. Damit verbunden ist auch der Aufwand zur Aufbereitung der Biomassen sehr unterschiedlich. Holzartige Biomasse kann durch minimale Aufbereitung energetisch genutzt werden, wohingegen feuchtere Biomassen erst nach einer Konversion energetisch nutzbare Substrate darstellen. Das Produkt der mehr oder weniger komplexen Aufbereitung bzw. Konversion der Biomasse ist ein fester, flüssiger oder gasförmiger Bioenergieträger. Das **Brennstoffpotenzial** gibt den Energiegehalt, i. d. R. basierend auf dem unteren Heizwert, der zur Verfügung stehenden Bioenergieträger an.

Für die verschiedenen Bioenergieträger gibt es wiederum verschiedene Nutzungsmöglichkeiten im Energiesystem (Strom, Wärme, Kraftstoff). Das **Bioenergiepotenzial** spiegelt den Anteil der Endenergie wieder, der nach der Konversion in den einzelnen Nutzungspfaden bereitgestellt wird.

4.2.2 Theoretisches, technisches und wirtschaftliches Potenzial

Die Bestimmung von Potenzialen bedarf der Definition von Systemgrenzen und Rand-bedingungen. Daher verwendet die Mehrzahl der bisherigen Untersuchungen Potenzialbegriffe, die durch Adjektive wie „theoretisch“, „technisch“ oder „wirtschaftlich“ konkretisiert werden. Die im Folgenden verwendeten Potenzialbegriffe basieren auf den Definitionen von Kaltschmitt und Hartmann (2009), die im Wesentlichen auch den Definitionsvorschlägen des BEE-Projektes entsprechen (BEE 2010). Diese Definitionen sind als Orientierungshilfen zu verstehen, um Projektergebnisse, die im Rahmen des Förderprogramms erzielt werden eindeutiger zu kategorisieren.

Das **theoretische Potenzial** ist das in einer gegebenen Region innerhalb eines bestimmten Zeitraumes theoretisch physikalisch nutzbare Energieangebot (z. B. die in der gesamten Pflanzenmasse gespeicherte Energie). Es ist allein durch die gegebenen physikalischen Nutzungsgrenzen bestimmt und markiert damit die Obergrenze des theoretisch realisierbaren Beitrags zur Energiebereitstellung. Da das theoretische Potenzial aufgrund bestimmter Restriktionen meist nur in sehr geringen Teilen erschlossen werden kann, kommt ihm zur Beurteilung der tatsächlichen Nutzbarkeit der Biomasse keine praktische Relevanz zu.

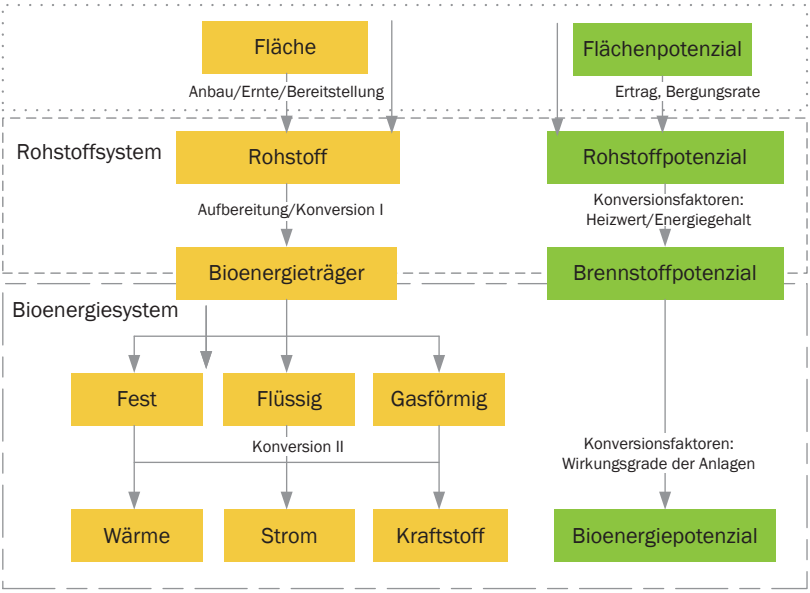


Abbildung 4: Darstellung der verschiedenen Ebenen des Nutzungspfades und der entsprechenden Potenzialbegriffe. Konversion I: Aufbereitung der Rohstoffe (Pelletierung, Pyrolyse, Methanisierung, etc.); Konversion II: energetische Konversion der Energieträger (Verbrennung in B(H)KW, BM(H)KW, Motoren etc.) sowie Aufbereitung zu Kraftstoffen (Quelle: Eigene Darstellung)

Das **technische Potenzial** beschreibt den Teil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen (z. B. Bergungsrate, Konversionsverluste) nutzbar ist. Zusätzlich dazu werden die gegebenen strukturellen und gesetzlich verankerten ökologischen oder andere Begrenzungen berücksichtigt, da sie letztlich auch – ähnlich den technisch bedingten Einschränkungen – „unüberwindbar“ sind (z. B.: gesetzlich verankerte (Natur-) Schutzgebiete, rechtlich/administrativ: Cross-Compliance-Regelungen, gesellschaftlich: Berücksichtigung der Nahrungsmittelproduktion und der stofflichen Nutzung). Es beschreibt folglich den zeit- und ortsabhängigen, primär aus technischer Sicht möglichen Beitrag der Biomasse zur Deckung der Energienachfrage. Da das technische Potenzial wesentlich durch die technischen Randbedingungen bestimmt wird, ist es im Unterschied beispielsweise zum wirtschaftlichen Potenzial deutlich geringeren zeitlichen Schwankungen unterworfen. Deshalb wird in Studien häufig das technische Potenzial ausgewiesen.

Das **wirtschaftliche Potenzial** beschreibt den zeit- und ortsabhängigen Anteil des technischen Potenzials, der unter den jeweils betrachteten ökonomischen Rahmenbedingungen wirtschaftlich erschlossen werden kann (dazu zählen auch Subventionen oder Umlagesysteme wie das EEG). Da sich die wirtschaftlichen Randbedingungen kurzfristig verändern können (z. B. Ölpreisänderung, Veränderung der steuerlichen Abschreibungsmöglichkeiten, Energie-, Öko-, oder CO_2-Steuer) ist das wirtschaftliche Potenzial starken zeitlichen Schwankungen unterworfen.

Vom theoretischen über das technische bis zum wirtschaftlichen Potenzial kommen immer stärkere Restriktionen zum Tragen, so dass das wirtschaftliche Potenzial nur noch ein Teil des theoretischen Potenzials ausmacht (vgl. Abbildung 5).

Um zu verdeutlichen, welche weiteren Restriktionen bei der Ermittlung des Potenzials berücksichtigt worden sind, werden neben dem theoretischen, technischen und wirtschaftlichen Potenzial zusätzliche Potenzialbegriffe in Projekten und Publikationen verwendet.

Bei einer stärkeren Berücksichtigung von in der Regel ökologischen Faktoren wird von einem (ökologisch) **nachhaltigen Biomassepotenzial** gesprochen. Das nachhaltige Potenzial berücksichtigt zusätzlich naturschutzfachliche, landschaftsästhetische und ressourcenschutzspezifische Aspekte (z. B. nachhaltiges Forstpotenzial, nachhaltiges Strohpotenzial). Bei konsequenter Integration von Nachhaltigkeitsaspekten bei der Ermittlung technischer Potenziale, sind nachhaltiges und technisches Potenzial deckungsgleich.

Das **erschließbare Potenzial** beschreibt den tatsächlichen Beitrag zur Energieversorgung. Dieses Potenzial hängt von einer Vielzahl weiterer gesellschaftspolitischer und praktischer Randbedingungen ab. Ein wirtschaftliches Potenzial wird erst dann erschließbar, wenn sich Akteure zusammenfinden und alle Betroffenen dem Projekt zugestimmt haben. Das erschließbare Potenzial muss nicht zwangsläufig dem wirtschaftlichen Potenzial entsprechen.

Diese Ausführungen machen deutlich, dass Potenzialdefinitionen und Potenzialbegriffe stets im Kontext der Fragestellungen geschärft werden müssen.

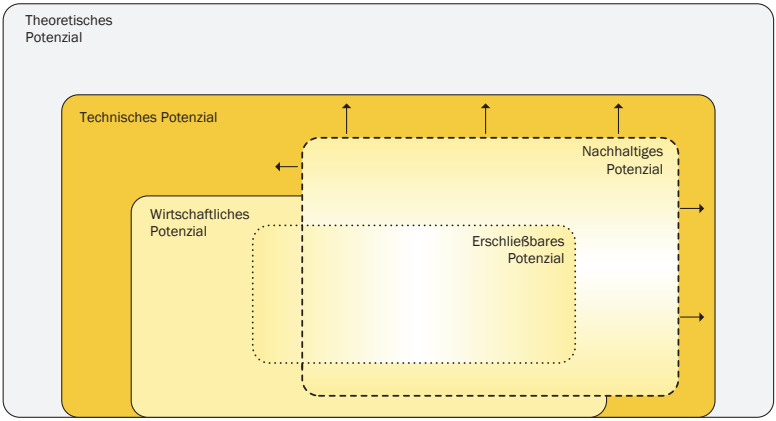


Abbildung 5: Schematische Darstellung der verschiedenen Potenzialarten und ihrer Beziehung untereinander (Quelle: Eigene Darstellung)

4.3 Methodik

Welche Art des Biomassepotenzials in welchem Detaillierungsgrad bestimmt wird, ist abhängig von der Fragestellung des Projektes. Im Vergleich zum theoretischen Potenzial hat das technische Potenzial eine größere Praxisrelevanz und ist im Vergleich zum wirtschaftlichen Potenzial geringeren Schwankungen unterworfen. Sicherlich haben nachhaltig erschließbare Potenziale den größten Informationscharakter, können jedoch nicht in allen Projekten für alle Biomassefraktionen für ganz Deutschland mit vertretbarem Aufwand berechnet werden.

Vor dem Hintergrund der Programmziele wird daher empfohlen, zusätzlich zu dem im jeweiligen Projekt gewählten Vorgehen auch das technische Potenzial zu bestimmen bzw. mit auszuweisen, um eine weitestgehende Vergleichbarkeit zwischen den Vorhaben zu ermöglichen.

Da es keine einheitliche Methodik zur Berechnung des technischen Potenzials gibt und sich die „Unüberwindbarkeit“ der Begrenzungen an der jeweiligen Fragestellung, der zu untersuchenden Region, der betrachteten Biomassefraktion und gegebenenfalls den verwendeten Szenarien orientiert, soll zumindest transparent dargelegt werden, welche Restriktionen in welchem Umfang berücksichtigt worden sind.

Besonders wichtig ist dabei die Frage, wie mit der stofflichen und anderen konkurrierenden Nutzungen von Biomasse umgegangen wird. Hierzu zählen bereits etablierte oder zukünftig genutzte Verwertungswege (z. B. Kompostierung von Bioabfällen) oder – vor allem im Bereich der landwirtschaftlichen Biomassen relevant – die Berücksichtigung der Ernährungssicherheit. Es wird empfohlen, gemäß der oben beschrieben Definitionen bei der Ermittlung der technischen Potenziale die folgenden Restriktionen zu berücksichtigen:

- Gesellschaftliche Einflussgrößen (als generelle Übereinkunft, ob bestimmte Rohstoffe eine generell präferierte Nutzungsform erfahren sollen)
- Nahrungsmittelnachfrage und die stoffliche Nutzung
- Technische Einflussgrößen (Anbau-, Ernte-, Bergungs- und Konversionstechnik)
- Ökologische Einflussgrößen (gesetzliche Vorgaben zur Sicherstellung einer dauerhaften Ressourcenbasis).

Ergebnis bestimmend sind zudem Art und Umfang der berücksichtigen Biomassefraktionen und die Vorgehensweise bei der Datenerhebung. Letztere kann durch direkte Erhebungen bei potenziellen Biomasseproduzenten (oder Reststofferzeugern) erfolgen oder aus statistischen Daten und unter Anwendung von Verfügbarkeitsfaktoren für Reststoffe abgeleitet werden. Generell soll anhand einer Dokumentationsliste dargestellt werden, welche Biomassefraktionen in die Untersuchung eingeflossen und welche Restriktionen bei der Ermittlung der technischen Potenziale berücksichtigt worden sind, um so die Ergebnisse transparenter zu gestalten. Die Dokumentationslisten I und II (Tabelle 2 und Tabelle 3) stellen dabei die wichtigsten Faktoren, die zu Abweichungen zwischen den Ergebnissen führen, heraus und machen deutlich, welche Nachhaltigkeitsaspekte bei der Potenzialer-

mittlung berücksichtigt wurden. Alle Potenzialergebnisse sollen daher mit diesen Listen berichtet werden, wobei nicht erfasste Einflussgrößen zu ergänzen sind. Darüber hinaus ist auch auszuweisen, welche Parameter im Rahmen von Szenarienanalysen variiert wurden.

Tabelle 2: Dokumentationsliste I für wichtige Einflussgrößen für die Bestimmung des Biomassepotenzials

Biomassefraktion nach Herkunft:		**Art des Potenzials (technisch, wirtschaftlich, etc.):**	
Reststoffe aus		**Räumliche Ebene (Land, Bundesland etc.):**	
Forstwirtschaft	☐		
Agrarproduktion	☐	**Zeitbezug:**	
Lebensmittelverarbeitung	☐		
Landschaftspflege	☐	**Datenerhebung:**	
Abfallstoffe (Altholz, Bioabfall etc.)	☐	Primärdatenerhebung	☐
Energiepflanzen	☐	Nutzung statistischer Daten	☐
Andere (z. B. Algen):		Andere:	
Qualitäten:		**Methodik:**	
Holzartige Biomasse	☐	Statistisch	☐
Halmgutartige Biomasse	☐	Räumlich-explizit	☐
Biogassubstrate	☐	Cost-supply	☐
Sonstige Biomasse:		Andere:	

Tabelle 3: Dokumentationsliste II für wichtige Einflussgrößen für die Bestimmung des technischen Biomassepotenzials

Prozesskette	**Einflussgrößen**	**berücksichtigt (ja/nein/variiert)**		
Technisch				
Anbau	Werden für den Anbau durchschnittliche Ackerflächen (mit entsprechenden Ertragserwartungen) als verfügbar angenommen?	☐	☐	☐
	Kommen darüber hinaus weitere Flächen in die Nutzung (Brachflächen / Marginalflächen)?	☐	☐	☐
	Werden Veränderungen in den Haltungssystemen der Tierproduktion unterstellt?	☐	☐	☐
	Welche Art und Effizienz der Tierhaltung wird angesetzt?	☐	☐	☐
	Werden ein konventioneller Maschineneinsatz, konventionelle Anbausysteme und Düngemitteleinsatz (mit entsprechenden Ertragserwartungen) unterstellt?	☐	☐	☐
	Wird bei zukünftigen Potenzialen eine technologische Lernkurve unterstellt?	☐	☐	☐
	Werden zusätzliche Zwischenfrüchte berücksichtigt?	☐	☐	☐
	Werden mehrjährige Kulturen berücksichtigt?	☐	☐	☐
	Werden Veränderungen im Waldbau und/oder die Erschließung bestimmter Rohholzsortimente unterstellt?	☐	☐	☐

Prozesskette	Einflussgrößen	berücksichtigt (ja/nein/variiert)
Bereitstellung	Sind für die forstwirtschaftlichen Reststoffpotenziale die gängigen forstwirtschaftlichen Managementpraktiken unterstellt?	☐ ☐ ☐
	Sind (v. a. bei den Reststoffpotenzialen) quellenspezifische Restriktionen berücksichtigt (z. B. zu geringe oder unregelmäßige Mengen an einem Punkt)?	☐ ☐ ☐
	Sind regionale und/oder saisonale Schwankungen berücksichtigt (z. B. mehrjährige Mittelwerte bei Erträgen von Energiepflanzen)?	☐ ☐ ☐
	Sind Verluste bei Ernte, Lagerung, Transport berücksichtigt?	☐ ☐ ☐
	Wird eine (technische) Trocknung der Biomassen (bei thermo-chemischer Bereitstellung der Bioenergieträger) unterstellt?	☐ ☐ ☐
Konversion / Nutzung	Sind Wirkungsgrade (Nutzungsgrade) der Konversion berücksichtigt?	☐ ☐ ☐
	Wird vom Stand der Technik ausgegangen oder optimierte Technologien betrachtet?	☐ ☐ ☐
	Wird der Eigenenergiebedarf der Konversion im Bioenergieträgerpotenzial mitberücksichtigt?	☐ ☐ ☐
	Werden Reststoffe aus der Bioenergieträgerproduktion (z. B. Stroh, Presskuchen, Schlempe) ebenfalls dem Potenzial zugeschlagen?	☐ ☐ ☐
Gesellschaftlich		
Anbau / Bereitstellung	Ist die Nahrungsmittelversorgung zum Zeitpunkt X in der Region berücksichtigt?	☐ ☐ ☐
	Ist die Nahrungsmittelversorgung zum Zeitpunkt X global berücksichtigt?	☐ ☐ ☐
	Ist die stoffliche Nutzung von NawaRos oder Reststoffe zum Zeitpunkt X in der Region berücksichtigt?	☐ ☐ ☐
	Ist die stoffliche Nutzung von NawaRos oder Reststoffe zum Zeitpunkt X global berücksichtigt?	☐ ☐ ☐
	Sind die bestehenden energetischen Verwertungswege für NawaRos/ Reststoffe berücksichtigt? (wenn ja, bitte angeben, ob über Statistiken oder über den Anlagenbestand)	☐ ☐ ☐
	Werden direkte/indirekte Landnutzungsänderungen berücksichtigt?	☐ ☐ ☐
Konversion / Nutzung	Orientiert sich der Potenzialmix der Bioenergieträger an den Zielen für Bioenergie, Biokraftstoffe etc.?	☐ ☐ ☐

Prozesskette	Einflussgrößen	berücksichtigt (ja/nein/variiert)
Ökologisch		
Anbau / Bereitstellung	Werden die Anforderungen nach der EU RED bzw. den nationalen Umsetzungen (D: BioSt-NachV, Biokraft-NachV) in der Potenzialermittlung als eine Restriktion berücksichtigt?	☐ ☐ ☐
	Sind die Anforderungen gemäß des nationalen Naturschutzrechts (Bundesnaturschutzgesetz) und internationaler Vereinbarungen (z. B. Natura 2000, Ramsar, CBD etc.) berücksichtigt?	☐ ☐ ☐
	Sind die Anforderungen des Gewässerschutzes berücksichtigt?	☐ ☐ ☐
	Sind weitergehende ökologische Vorgaben an den Anbau nach Stand der Forschung/über den Stand der Forschung hinaus unterstellt (z. B. Flächengrößen, Fruchtfolgen etc.)?	☐ ☐ ☐
	Sind der ökologische Landbau und seine weiteren Ausbauperspektiven berücksichtigt?	☐ ☐ ☐
	Sind die Anforderungen des Bodenschutzes (z. B. Erosionsschutz, Humusreproduktion) nach Cross Compliance berücksichtigt?	☐ ☐ ☐
	Ist die Einhaltung von Cross Compliance Regelungen (v. a. Grünlanderhalt) unterstellt?	☐ ☐ ☐
Konversion / Nutzung	Ist bei der Auswahl der Konversionspfade die Erreichung der geforderten THG-Minderungsbeiträge (nach EU RED) unterstellt?	☐ ☐ ☐
Administrativ		
Anbau/ Bereitstellung	Gehen Importbeschränkungen (Zölle etc.) in die Betrachtungen ein?	☐ ☐ ☐
Konversion / Nutzung	Ist die Genehmigungsfähigkeit neuer Konversionsanlagen berücksichtigt?	☐ ☐ ☐
	Ist die Zertifizierungsfähigkeit erzeugter Bioenergieträger (nach EU RED) berücksichtigt?	☐ ☐ ☐
Ggf. weitere beachtete Einflussgrößen		

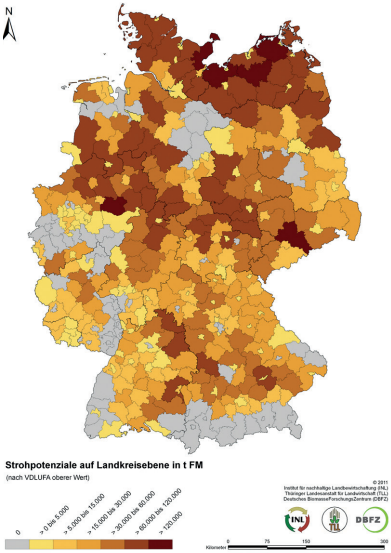
4.4 Ergebnisdarstellung und Weiterverarbeitung

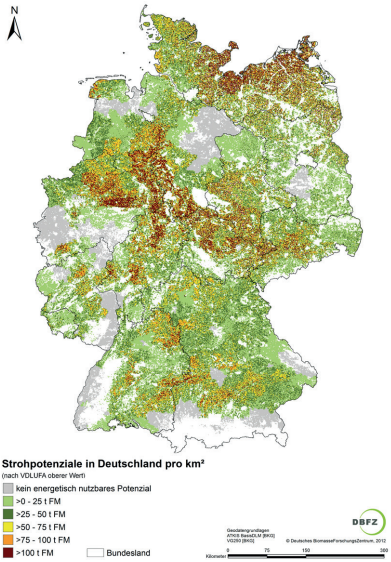
Die technischen Potenziale können als Brennstoff- bzw. Bioenergiepotenziale in Energieeinheiten, vorzugsweise in PJ/a ausgewiesen werden.

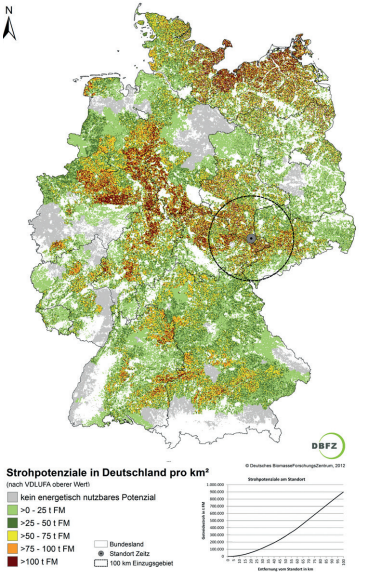
Zur Veranschaulichung und Vergleichbarkeit der Ergebnisse kann es sinnvoll sein, Potenziale graphisch darzustellen (z. B. Diagramme) und ggf. kartographisch abzubilden.

Der Detailgrad der Darstellung hängt von der Fragestellung und Methodik der Potenzialermittlung ab. Ein modernes Geographisches Informationssystem (GIS) bietet über die reine Darstellung der Ergebnisse hinaus auch umfangreiche Möglichkeiten einer Weiterverarbeitung. In Abbildung 6 wird am Beispiel von Stroh eine solche Auswertung exemplarisch dargestellt. Links oben sind die Potenzialergebnisse auf Landkreisebene abgebildet. Unter Verwendung hochauflösender Geodaten (z. B. ATKIS[18]) und einer geeigneten Auswertungsmethodik können die Potenziale den Ackerflächen zugeordnet und weiterverarbeitet werden (Abbildung 6), rechts oben). Mit Hilfe dieser Datengrundlage kann z. B. die Höhe des Potenzials für einen frei wählbaren Standort bestimmt werden (Abbildung 6, links unten). Weiterhin können für verschiedene Fragestellungen und Rahmenbedingungen entsprechende Vorzugsgebiete abgeleitet werden (Abbildung 6, rechts unten).

[18] ATKIS = Amtliches Topographisch-Kartographisches Informationssystem







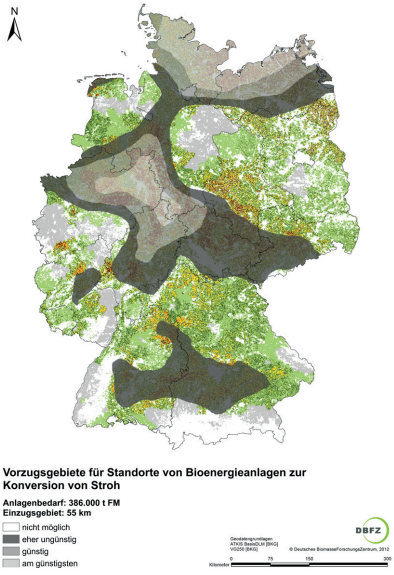


Abbildung 6: Beispiele für mögliche GIS-basierte Ergebnisdarstellungen und -verarbeitungen (Quelle: Eigene Darstellung)

5 Methoden zur Energie- und Stoffbilanzierung des Konversionsprozesses

5.1 Hintergrund

Die Bereitstellung von Bioenergie aus Biomasse ist mit Konversionsprozessen verbunden, die durch die Aufnahme (Input) und Abgabe (Output) von Stoff- und Energieströmen gekennzeichnet sind. Ein- und ausgehende Stoffe sowie nichtstoffliche Energieformen wie Strom und Wärme verursachen Kosten, bewirken Erlöse und sind mit Umweltwirkungen verbunden. Insofern bildet die Energie- und Stoffbilanzierung des Konversionsprozesses eine Voraussetzung für die in den weiteren Kapiteln beschriebene ökonomische und ökologische Analyse der Gesamtketten.

Darüber hinaus ermöglicht die Kenntnis von Input und Output der betrachteten Systeme die Berechnung von Kenngrößen, mit denen der Konversionsprozess technisch und energetisch charakterisiert und optimiert werden kann. Die hier herangezogenen Kenngrößen basieren auf Stoff- und Energiebilanzen und dienen vor allem der Weiterentwicklung der einzelnen Technologiegruppen (Verbrennung, Vergasung, Vergärung) und nicht den Quervergleichen zwischen diesen. Für solche Quervergleiche sollte eine andere Bezugsbasis gewählt werden. Der Exkurs zum Einfluss der Verwendung des Heiz- oder Brennwertes als Bezugsgröße von Anlagenkennzahlen (Wirkungsgraden) im Kapitel 5.5 Brennwert und Heizwert – Exkurs zu den Bilanzeffekten gibt hierzu mehr Informationen.

Mit der Fokussierung auf den Klimabeitrag der energetischen Biomassenutzung treten die Aspekte in den Vordergrund, die mit den größten Klimawirkungen verbunden sind.

Das ist zum einen die Frage nach der Einsparung von Treibhausgasemissionen. Der Ausstoß von Treibhausgasen kann verringert werden, in dem fossile Energieträger durch Biomasse substituiert werden. Diese Substitution erfolgt zum einen durch den Austausch des Primärenergieträgers und zum anderen mittelbar über die Bereitstellung von Bioenergie unter Verwendung entsprechender Bereitstellungstechnologien. Eine Optimierung der energetischen Biomassenutzung heißt in diesem Zusammenhang, dass die begrenzte Ressource Biomasse vorzugsweise in den Konversionsprozessen genutzt wird, die eine hohe energetische Ressourceneffizienz aufweisen und die eine Nutzenergie bereitstellen, deren Erzeugung auf anderem Wege mit hohen THG-Emissionen verbunden ist. In diesem Zusammenhang ist es das Ziel dieses Methodenpapiers, die Angabe der ein- und ausgehenden Energieströme sowie der energetischen Konversionswirkungsgrade zwischen allen Vorhaben zu harmonisieren.

Zum Anderen sind einige der untersuchten Konversionsprozesse, wie Biogaserzeugung und Biomassevergasung, mit der Entstehung von Methan verbunden, das z. B. durch Leckagen, Diffusion und Motorschlupf emittiert wird. Da Methan eine größere Treibhausgaswirkung als Kohlendioxid hat, wird die daraus resultierende Klimawirkung nicht durch die Kohlenstoffaufnahme beim Wachstum der Biomasse ausgeglichen, sondern muss zusätzlich berücksichtigt werden. Um die Klimawirkung der untersuchten Prozesse ermitteln zu können, müssen die prozessbürtigen Methanemissionen möglichst vollständig erfasst werden. In diesem Zusammenhang ist es das Ziel dieses Methodenpapiers, in einem ersten Schritt durch Datenerhebungsbögen und Dokumentationslisten transparent zu machen, welche

Methanemissionen bei den einzelnen Konversionsprozessen entstehen und berücksichtigt werden können.

5.2 Generelle Methodik

Die Bilanzierung gliedert sich in zwei Teilsysteme, die stoffliche und die energetische Bilanzierung. Eine Vermischung von Größen der beiden Bilanzbereiche ist bei der Erstellung der Teilsysteme zu vermeiden.
Die Vorgehensweise basiert auf der Erstellung einer kumulativen Betrachtung aller in das System eintretenden, wie auch austretenden Ströme.

Tabelle 4: Stoff- und Energieströme, die bei der Bilanzierung des technischen Prozesses berücksichtigt werden

Stoffströme	Input	Biomasse: Substrate/Brennstoffe
		Hilfs-/Betriebsmittel
	Output	Produkte/Nebenprodukte
		Abgas/Emissionen/Verluste
		Reststoffe: Asche/Abwasser/Gärrest/Filterrückstände
Energieströme	Input	Chem. und therm. Leistungen der Brennstoffe/Substrate/Hilfs-/Betriebsmittel/Bezugsleistung
		Hilfsenergie aus fossilen Energieträgern
	Output	Strom (elektrische Energie)
		Wärme (thermische Energie)
		Chemische und thermische Leistungen der Produkte, Nebenprodukte und Reststoffe

5.2.1 Verwendete Einheiten für die Masse und zeitlichen Bezug

Generell sind für die Charakterisierung von Stoffströmen die Einheiten des SI-Systems anzuwenden, also Kilogramm (kg) für die Angabe von Massen und Sekunden (s) für den zeitlichen Bezug. Da Input-Output-Bilanzen von Biomassekonversionsanlagen in der Regel über längere Zeiträume von bis zu einem Jahr berechnet werden und der Durchsatz der Anlage die Verwendung der Einheit kg/s wenig anschaulich ist, wird die Angabe von Stoffströmen in kg/h bzw. t/d vorgenommen.

5.2.2 Durchführung der Stoffbilanz

Im Regelfall soll neben der Erfassung der wichtigen Stoffströme von Brennstoff, Produkten (inkl. Nebenprodukte), Betriebs-, Hilfs- und Reststoffen ein besonderes Augenmerk auf der Erfassung der prozessbürtigen Methanemissionen liegen. Die wesentlichen Emissionsquellen sind Diffusionsverluste und Leckagen im Standardbetriebsfall sowie bei Anfahrprozessen und Prozessstörungen im Bereich der Gaserzeugung und Zwischenspeicherung, der Methanschlupf bei motorischer Brenngasnutzung und bei Biogasanlagen der Gärrest bzw. die Gasverluste über den Fermenter. Die Erfassung von Methanemissionen muss im Einzelfall betrachtet werden, da nach bisherigem Wissenstand keine Methodenharmonisierung besteht oder möglich ist. Daher muss die Art der Berücksichtigung für die einzelnen Hauptprozesse gemäß den jeweiligen Systemgrenzen für die Stoff- und Energiebilanz dokumentiert werden.

5.2.3 Durchführung der Energiebilanz

Energiebilanzen für technische Systeme stellen die Energiemengen der in einer bestimmten Zeitspanne bei stationärem oder auch instationärem Betrieb in ein System eintretende bzw. austretende Energieströme dar. Vor der Aufstellung von Bilanzen für eine energietechnische Anlage ist eine eindeutige räumliche Abgrenzung der Bilanzkreise festzulegen und zu dokumentieren. Zugleich muss zur räumlichen Abgrenzung die stoffliche und zeitliche Abgrenzung festgelegt werden. Die zweckmäßige Wahl der örtlichen, stofflichen und zeitlichen Bilanzgrenzen hängt maßgeblich von der Fragestellung und den betrachteten Systemen ab. (VDI 4661 2003)
Im Förderprogramm wird die Energiebilanz als stationäre energetische Leistungsbilanz im Nennbetrieb der gesamten Bioenergieanlage und ihrer Hauptkomponente entsprechend aufgestellt. Die anzugebenden Kenngrößen und Wirkungsgrade werden dabei von der Art des Konversionsprozesses bestimmt. Für Anlagen im Produktionsbetrieb sollte zusätzlich eine Jahresbilanz der gesamten Bioenergieanlage erstellt werden, welche die Jahressumme der bezogenen und gelieferten Energieströme darstellt.

5.3 Annahmen und Rahmenbedingungen

Die Stoff- und Energiestrombilanzierung beruht auf der Definition eines Bilanzraums und der Erfassung aller ein- und ausgehenden Ströme. Die erforderlichen Daten können durch direkte Messung (Messwerte), Berechnung aus indirekten Messgrößen (abgeleitete Werte) und durch Schließen der Bilanz (Differenzwerte) gewonnen werden.
Für die Methodenharmonisierung im Rahmen des Förderprogramms wird ein vereinfachtes Modell entsprechend Abbildung 7 definiert. Von allen Vorhaben, die eine bestimmte Technologie untersuchen, ist anhand dieses Modells eine technische Bewertung in Form einer Stoff- und Energiebilanzierung durchzuführen. Dabei sind lediglich Produkte mit einem nachweisbaren und energetischen Nutzungspfad oder einer nachfolgenden Kompostierung als Produkte oder Nebenprodukte der Bioenergieanlage anzusehen. Die in Reststoffen enthaltene Energie (thermisch, chemisch) muss falls messtechnisch erfassbar oder indirekt bestimmbar als Verlust in die Energiebilanz eingehen.

5.4 Datenerhebung und Ergebnisdarstellung

Die Datenerhebung und Ergebnisdarstellung erfolgt in den technologiespezifischen Vorhaben mit Hilfe eines Datenerhebungsbogens und einer Dokumentationsliste, die für Verbrennungs-, Vergasungs-, und Biogasanlagen unterschiedlich sind. Sie enthalten Eingabefelder für die erforderlichen Stoff- und Energieströme und die berechneten Kenngrößen, erheben jedoch keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Neben den absoluten Zahlenwerten wird die Art der Datenerhebung - Messwerte, abgeleitete Werte, Differenzwerte oder Annahmen - ebenfalls auf dem Datenerhebungsbogen und der Dokumentationsliste festgehalten. Dadurch sollen die Stoff- und Energieströme, sowie die Bilanzkenngrößen transparent und vergleichbar für Technologien untereinander (z. B. Vergasungsanlagen) und unterschiedliche Technologien (z. B. Vergasungs- und Vergärungsanlagen) dokumentiert werden.

Im ANHANG II befinden sich die Listen zur Erhebung der zur Stoff- und Energiebilanzierung notwendigen Daten für die einzelnen Technologiebereiche. Die notwendigen Bilanzkenngrößen sind in den ersten zwei Tabellen zu dokumentieren. Um die Sicherheit der Daten zu veranschaulichen, besteht die Tabelle aus zwei Teilen. Im ersten Teil sind die Bilanzkenngrößen einzutragen und im zweiten Teil die einzelnen Stoff- und Energieströme mit denen diese berechnet wurden. Durch die Addition der Stoff- und Energieströme für Input und Output kann die Plausibilität der Daten sehr einfach geprüft und transparent dargestellt werden. Wichtig dabei ist auch die Angabe der Bilanzgrenze auf die sich die Plausibilitätsprüfung bezieht. Dabei sind lediglich die grau unterlegten Felder mit Daten der jeweiligen Anlage auszufüllen und die restlichen Werte durch Berechnung zu ergänzen. Zur Erleichterung der Datenerhebung können die Datenerhebungsbögen und Dokumentationslisten im ANHANG II auf der Webseite des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ unter www.energetische-biomassenutzung.de heruntergeladen werden. Weiterhin sind dort auch Beispiele für vollständig ausgefüllten Datenerhebungsbogen je nach Technologiebereich hinterlegt. Diese sollen den Umgang mit dem Datenerhebungsbogen veranschaulichen und die Bedeutung der „Erläuterung der Datenherkunft“ verdeutlichen.
Die Formelzeichen und Indizes, soweit nicht selbsterklärend, sowie die Berechnungsvorschriften für Wirkungsgrade, Verluste und Bilanzkenngrößen entsprechen den Definitionen aus Abschnitt 3.2.4 sowie den Tabellen der folgenden Technologiebereiche Verbrennung (Tabelle 5, Tabelle 6), Vergasung (Tabelle 7, Tabelle 8) und Vergärung (Tabelle 11, Tabelle 12, Tabelle 13).

In den Tabellen dargestellt sind jeweils die Bilanzelemente, die Berechnungsansätze für die Bilanzgrößen und orientierende Richtwerte für Eingangsparameter. Neben der einheitlichen Berechnung von Anlagenparametern ist eine sachgerechte und einheitliche Bestimmung der einzelnen Parameter notwendig, um vergleichbare Daten erheben zu können. Zudem sollte falls möglich zu jeder einzelnen Rechengröße (Eingangsparameter) der mögliche Messfehler angegeben und eine Fehlerbetrachtung durchführet werden. Dies ist aber in der Praxis nicht immer für alle Parameter anwendbar. Um das Vorgehen bei der technischen Bewertung der Bioenergieanlagen weiter zu harmonisieren sind in Tabelle 6, Tabelle 8 und Tabelle 12 Richtwerte für die Bestimmung verschiedener bilanzierungsrelevanter Eingangsparameter dargestellt. Insofern es möglich ist, sind zusätzlich Ersatzwerte (Defaultwerte) für Parameter vorgeschlagen, falls die Bestimmung im Rahmen des Projekts nicht vorgesehen oder möglich ist. Da andere Technologien andere Stoff- und Energieströme aufweisen, ist eine gesonderte Betrachtung für andere Anlagen(-konzepte) erforderlich.

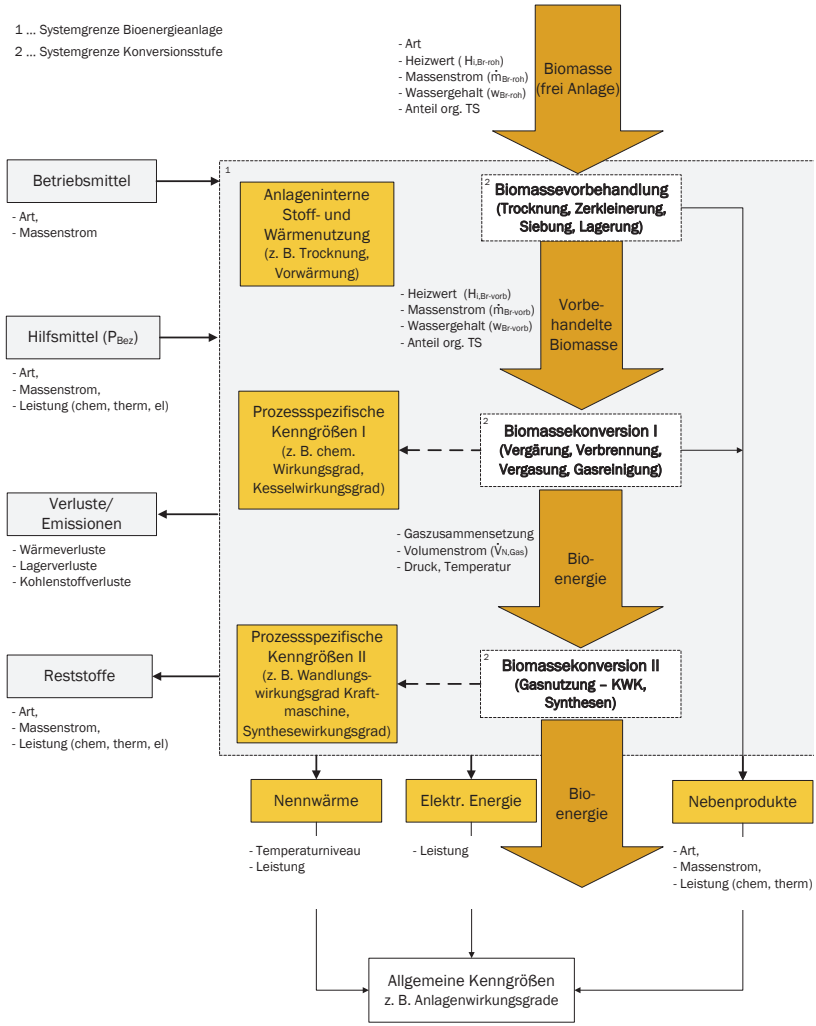


Abbildung 7: Technologieunabhängige Darstellung der Bilanzräume und Kenngrößen zur stofflichen und energetischen Bilanzierung der Energiebereitstellung aus Biomasse (Quelle: Eigene Darstellung)

5.4.1 Technologiebereich Verbrennung

Fast die Hälfte der aus erneuerbaren Energien bereitgestellten Wärme wird durch den Einsatz biogener Festbrennstoffe in privaten Haushalten gedeckt (BMU 2012). Kleine Biomassefeuerungsanlagen leisten damit einen entscheidenden Beitrag zur Verminderung anthropogener CO_2-Emissionen und bilden daher auch den Schwerpunkt für die nachfolgenden Ausführungen. Die Besonderheiten bei Biomasseheiz-(kraft-)werken sind nicht dargestellt. Die Energie- und Stoffstrombilanzierung bei Anlagen mit größerer thermischer und elektrischer Leistung ist komplexer und sollte gesondert betrachtet werden. Abbildung 8 gibt einen Überblick über relevante Kennzahlen sowie Bilanzräume, die für die Beurteilung der Leistungsfähigkeit der Kleinfeuerungsanlagen von Bedeutung sind. Die Konversion ist gekennzeichnet durch Eingangs-, und Ausgangsstoffe, durch verschiedene Konversionsstufen, durch Emissionen, Reststoffe und entsprechende Umwandlungsverluste. Anhand der Abbildung soll der Zusammenhang zwischen den genannten Punkten veranschaulicht werden.

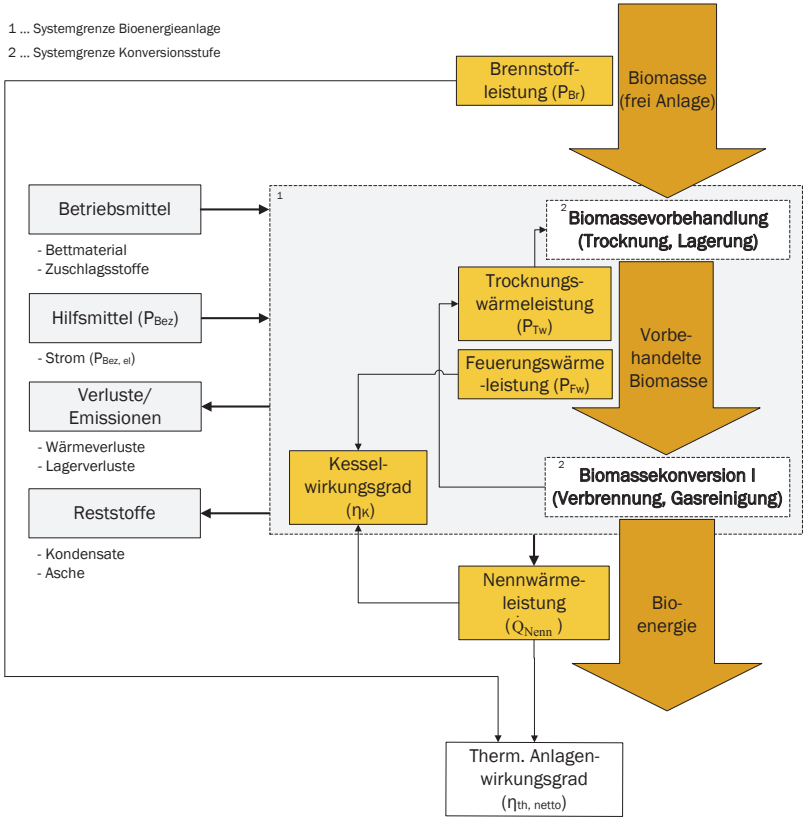


Abbildung 8: Bilanzräume und Kenngrößen für den Technologiebereich Biomasse-Verbrennung (Speziell für Kleinfeuerungsanalgen und weitestgehend auch für Heizwerke), (Quelle: Eigene Darstellung)

Die unbehandelte feste Biomasse bildet den Ausgangsstoff für die sich anschließende Konversion zur Bioenergie. Sofern dies erforderlich ist, erfolgt im ersten Konversionsschritt (nach der Anlieferung („Bilanzgrenze Anlagentor“)) eine Aufbereitung der Biomasse. Diese kann z. B. die Trocknung der Biomasse, die Zerkleinerung, die Homogenisierung oder auch Maßnahmen zur Lagerung umfassen. Die für diese Aufbereitung (Konditionierung) erforderliche Energie wird im Idealfall durch sich anschließende Konversionsprozesse bereitgestellt. Die für die Aufbereitung erforderliche Energie stammt meist aus dem anschließenden Konversionsprozess und verringert so den thermischen Anlagenwirkungsgrad insgesamt. Im nächsten Konversionsschritt „Biomassekonversion I“ (Bilanzgrenze Heizkessel) wird die zuvor konditionierte Biomasse verbrannt. Es wird die chemisch im Brennstoff gebundene Energie in thermische Energie umgewandelt. Für diesen Konversionsschritt werden meist zusätzliche Betriebs- und Hilfsmittel benötigt. Es werden zudem ungewünschte Emissionen und Reststoffe gebildet und es treten prozessbedingte Verluste auf. Am Ende des gesamten Prozesses entsteht die durch einen Bioenergieträger und durch einzelne Konversionsschritte bereitgestellte Energie, die Bioenergie.
Eine systematische Auflistung, der zur Erhebung der zur Stoff- und Energiebilanzierung notwendigen Daten einer Kleinfeuerungsanlage befindet sich in ANHANG II (Tabelle 47 bis Tabelle 51). Zur Erleichterung der Datenerhebung werden die Datenerhebungsbögen und Dokumentationslisten auf der Homepage des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ unter www.energetische-biomassenutzung.de zur Verfügung gestellt.
Tabelle 5 und Tabelle 6 geben die einschlägigen Kennzahlen sowie die Angaben zu deren Bestimmung wieder, die für die Beurteilung der Leistungsfähigkeit und Effizienz von

Tabelle 5: Berechnungsvorschrift der Bilanzkenngrößen kleintechnischer Biomasseverbrennungsanlagen

Berechnung Bilanzkenngrößen		Formel	Einheit
Input	Brennstoffleistung	$P_{\mathrm{Br}} = \dot{m}_{\mathrm{Br\text{-}roh}} \cdot H_{\mathrm{i,Br\text{-}roh}}$	kW
	Bezugsleistung	$P_{\mathrm{Bez}} = P_{\mathrm{Bez,\,chem}} + P_{\mathrm{Bez,\,th}} + P_{\mathrm{Bez,\,el}} + P_{\mathrm{Betriebsmittel}}$	kW
	Feuerungswärmeleistung	$P_{\mathrm{Fw}} = \dot{m}_{\mathrm{Br\text{-}vorb}} \cdot H_{\mathrm{i,Br\text{-}vorb}}$ *(nach DIN EN 304:2004-01)*	kW
	Betriebsmittel	$P_{\mathrm{Betriebsmittel}} = P_{\mathrm{Bettmaterial}} + P_{\mathrm{Zuschlagstoffe}}$	kW
Output	Nennwärmeleistung	$\dot{Q}_{\mathrm{Nenn}} = \dot{m}_{\mathrm{Wt}} \cdot c_{\mathrm{p}} \cdot (t_v - t_r)$ *(nach DIN EN 304:2004-01)*	kW
	Verluste	$P_{\mathrm{Verl}} = P_{\mathrm{Abgas,\,th}} + P_{\mathrm{Abgas,\,chem}} + P_{\mathrm{Rück}}$	kW
Kenngrößen	Thermischer Anlagenwirkungsgrad	$\eta_{\mathrm{th,\,netto}} = \frac{\dot{Q}_{\mathrm{Nenn}}}{P_{\mathrm{Br}}} \cdot 100\,\%$	%
	Kesselwirkungsgrad	$\eta_{\mathrm{k}} = \frac{\dot{Q}_{\mathrm{Nenn}}}{P_{\mathrm{Fw}}} \cdot 100\,\%$	%

Kleinfeuerungsanlagen erforderlich sind. Die bisherige wissenschaftliche Bearbeitung hat gezeigt, dass für eine technologieübergreifende Harmonisierung der Methoden, eine Harmonisierung zunächst innerhalb der Technologiebereiche angestrebt werden soll. Selbst innerhalb der Technologiegruppe der Kleinfeuerungsanlagen werden, bei der Stoff- und Energiebilanzierung, eine Reihe unterschiedlicher Verfahren, Methoden und Berechnungsvorschriften angewandt (Hartmann et al. 2006, Konersman et al. 2007, Kunde et al. 2007). Bei den folgenden tabellarischen Zusammenstellungen wird daher versucht für möglichst alle Konversionstechniken, innerhalb des Technologiebereiches Kleinfeuerungsanlagen, gleichermaßen gültige Zusammenhänge zu formulieren.

Tabelle 6: Richtwerte für Eingangsparameter einer kleintechnischer Biomasseverbrennungsanlage

Parameter		Relevanz	Art u. Häufigkeit der Bestimmung	Fehler/ Robustheit	Ersatzwert/ Annahme	Anmerkung
Brennstoff	**Massenstrom**	FWL, GK, THG	kontinuierlich über den Versuchszeitraum	± 10 % relativ	10 kg/h bei 48 kW	–
Brennstoff	**Wassergehalt**	H_i, H_s, Brennstoffqualität	DIN CEN/TS 14774-1 (2003) oder äquivalente Methode, repräsentative Probenahme.	± 3 % absolut	< 10 % bei Holzpellets	–
Brennstoff	**Heizwert**	FWL	z. B. nach CEN / TS 14918 (2005) oder kalorimetrisch	Rechenwert abhängig von der Feuchte (± 3 % absolut)	H_i, Pellets: 18,2 MJ/kg$_{atro}$; $H_{i,Wrh}$: 17,2 MJ/kg$_{atro}$	–
Bezugsenergie	**Strom**	η_{netto}, GK, THG	z. B. (quasi)kontinuierlich durch Impulszähler	± 2 %	0,4 % der Nennwärmeleistung (max . 600 W)	–
Abgas	**Massenstrom**	$\dot{m}_{Abgas}$	z. B. wie für Zeitbrandfeuerstätten nach DIN EN 13240 (2005)	etwa 10 % je nach Methode	Abhängig von der Verbrennungsgüte	–
Bioenergie	**Nutzwärme**	GK, THG, Vergütung nach EEG (> 60 %)	Wärmemengenzähler, kontinuierlich	Abhängig von der GK der Temperatur- und Wassermengenmessung.	Randbedingungen: min. gesamt: 75 %, max. Wärmenutzung: 60 %	–

5.4.2 Technologiebereich Vergasung

Unter dem Sammelbegriff „Vergasung“ werden hier Technologien zusammengefasst, bei denen in einem technologischen Umwandlungsschritt mit thermischen Verfahren (Temperaturen oberhalb von 200 °C) aus Biomasse ein brennbares Gas erzeugt wird, das in nachfolgenden Prozessschritten (klar getrennt von der Vergasungszone) zur Strom- undoder Wärme-, sowie Kraftstoff- oder Chemikalienbereitstellung genutzt wird.
Umfangreiche Datenerhebungsbögen und Dokumentationslisten zur Erhebung der zur Stoff- und Energiebilanzierung notwendigen Daten einer Biomassevergasungsanlage befinden sich im ANHANG II: Datenerhebung Stoff- und Energiebilanzierung (Tabelle 39 bis Tabelle 42). Zur Erleichterung der Datenerhebung werden die Datenerhebungsbögen und Dokumentationslisten auf der Homepage des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ unter www.energetische-biomassenutzung.de zur Verfügung gestellt.
Für die kleintechnische Biomassevergasung, die einen Schwerpunkt unter den Vorhaben der Biomassevergasung im Förderprogramm bildet, sind die technologiespezifischen Bilanzierungsgrößen mit deren wesentlichen Systemzusammenhänge in Abbildung 9 dargestellt. Der darin dargestellte chemische Wirkungsgrad der Konversionsstufe I (Vergaser) entspricht dem Kaltgaswirkungsgrad. Wird bei einer Biomassevergasungsanlage Wärme anlagenintern, beispielsweise zur Vorwärmung des Vergasungsmittels, genutzt so zählt diese nicht mit zur Nennwärme der Anlage. Die Ausnahme dabei stellt die Trocknungswärme, welche zur Trocknung des Anlagenbrennstoffs genutzt wird, dar. Diese wird als Nennwärme mit angerechnet. Wärme zur Lohntrocknung von Brennstoffen zählt ohnehin mit zur Nennwärme. Nebenprodukte einer Biomassevergasungsanlage können beispielsweise abgesiebte Brennstoffmengen sein, die für die Vergasungsanlagen einen zu geringen Partikeldurchmesser haben, aber bei der Pelletherstellung noch genutzt werden können. Zu beachten ist dabei nur, dass der Nutzungspfad der Nebenprodukte gesichert, nachweisbar und energetisch ist.

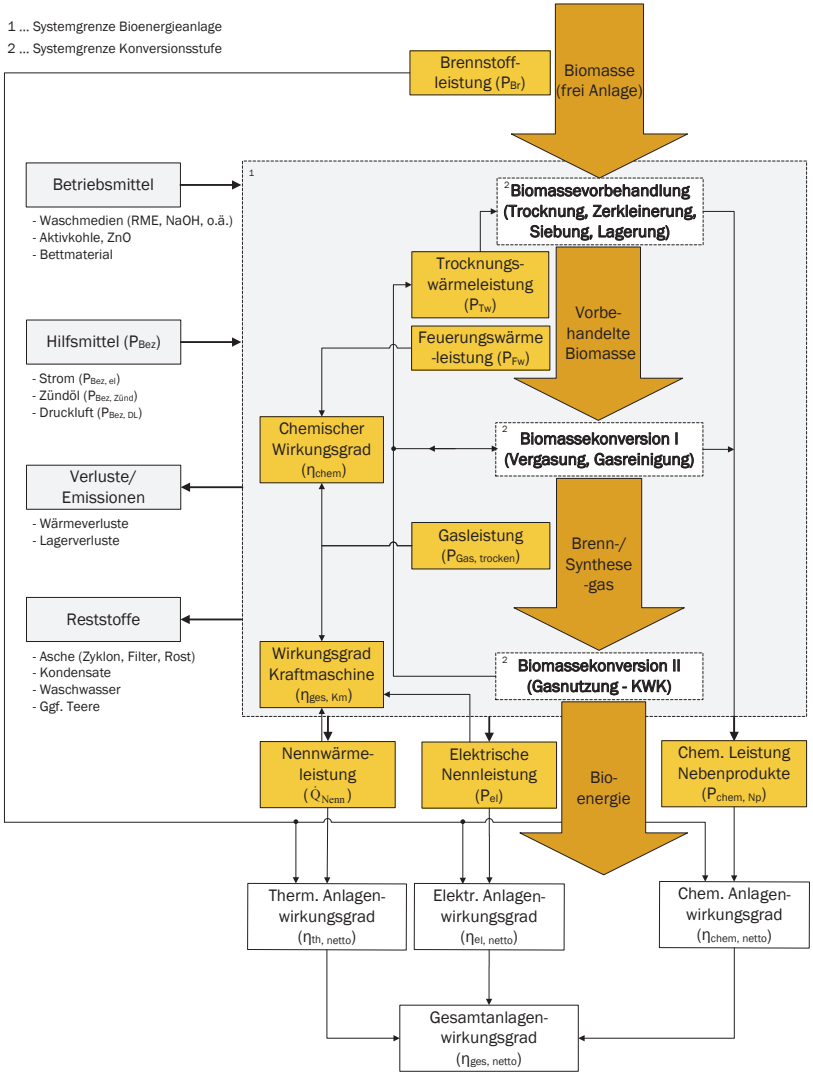


Abbildung 9: Beispielschema wichtigster Bilanzierungsgrößen einer Biomassevergasungsanlage (Quelle: Eigene Darstellung)

Tabelle 7 und Tabelle 8 geben die einschlägigen Kennzahlen sowie Angaben zu deren Bestimmung wieder, die für die Beurteilung der Leistungsfähigkeit und Effizienz von Biomassevergasungsanlagen erforderlich sind.

Tabelle 7: Berechnungsvorschrift der Bilanzkenngrößen kleintechnischer Biomassevergasungsanlagen

Berechnung Bilanzkenngrößen		Formel	Einheit
Input	Brennstoffleistung	$P_{Br} = \dot{m}_{Br\text{-}roh} \cdot H_{i,Br\text{-}roh}$	kW
	Feuerungswärmeleistung	$P_{Fw} = \dot{m}_{Br\text{-}vorb} \cdot H_{i,Br\text{-}vorb}$	kW
	Chem. Leistung Hilfsmittel	$P_{Bez,\,chem} = \sum (\dot{m}_{Hilfsmittd} \cdot H_{i,\,Hilfsmittd})$	kW
	Bezugsleistung	$P_{Bez} = P_{Bez,\,chem} + P_{Bez,\,th} + P_{Bez,\,el} + P_{Bez,\,Zünd}$	kW
Output	Gasleistung	$P_{Gas} = \sum (\dot{V}_{N,x} \cdot H_{i,x})$	kW
	Chem. Leistung Nebenprodukte	$P_{chem,\,Np} = \sum (\dot{m}_{Np} \cdot H_{i,\,Np})$	kW
	Chem. Leistung Reststoffe	$P_{chem,\,Rest} = \sum (\dot{m}_{Rest} \cdot H_{i,\,Rest})$	kW
	Verlustleistung	$P_{Verl} = P_{th,\,Rest} + P_{th,\,Np} + \sum P_{Verl,\,Ks}$	kW
Prozessspez. Kenngrößen	Kaltgaswirkungsgrad	$\eta_{Kg} = \frac{P_{Gas}}{P_{Fw}}$	%
	Synthesewirkungsgrad	$\eta_{Synthese} = \frac{P_{Syntheseprodukte}}{P_{Syntheseedukte}}$	%
	Elektr. Wirkungsgrad Kraftmaschine	$\eta_{el,\,Km} = \frac{P_{el,\,Km}}{P_{Gas} + P_{Bez}}$	%
	Therm. Wirkungsgrad Kraftmaschine	$\eta_{th,\,Km} = \frac{P_{th,\,Km}}{P_{Gas} + P_{Bez}}$	%
	Gesamtwirkungsgrad Kraftmaschine	$\eta_{ges,\,Km} = \eta_{el,\,Km} + \eta_{th,\,Km}$	%
Allgemeine Kenngrößen	Elektr. Anlagenwirkungsgrad (netto)	$\eta_{el,\,netto} = \frac{P_{el}}{P_{Br} + P_{Bez}}$	%
	Chem. Anlagenwirkungsgrad (netto)	$\eta_{chem,\,netto} = \frac{P_{chem,\,Np}}{P_{Br} + P_{Bez}}$	%
	Therm. Anlagenwirkungsgrad (netto)	$\eta_{th,\,netto} = \frac{Q_{Nenn}}{P_{Br} + P_{Bez}}$	%
	Gesamtanlagenwirkungsgrad (netto)	$\eta_{ges,\,netto} = \eta_{el,\,netto} + \eta_{chem,\,netto} + \eta_{th,\,netto}$	%

Tabelle 8: Richtwerte für Eingangsparameter einer kleintechnischer Biomassevergasungsanlagen

Parameter		Relevanz	Art u. Häufigkeit der Bestimmung	Fehler/ Robustheit	Ersatzwert/ Annahme	Anmerkung
Biomasse	**Massen-strom**	FWL, GK, THG	Verwiegen über den Bilanzzeitraum	± 10 % relativ	Muss gemessen werden	Kontrollwert Kaltgaswirkungs-grad (≤ 80 % für optimalen Gleich-stromvergaser)
	Wasser-gehalt	H_i, H_s, Brenn-stoffqualität	Während des Bilanzie-rungszeitraum 10 Pro-ben in gleichmäßigen Abständen	± 3 % absolut	Muss gemessen werden	–
	Heizwert	FWL	Messung während des Bilanzierungszeit-raumes, 10 Proben in gleichmäßigen Abständen	Rechenwert abhängig von der Feuchte (± 3 % absolut)	$H_{i,\,Pellets}$: 18,2 MJ/kg$_{atro}$; $H_{i,\,Wh}$: 17,2 MJ/kg$_{atro}$	–
Bezugsenergie	**Strom/ Druckluft**	η_{netto}, GK, THG	Zähler, kontinuierlich	± 2 %	8 % Brutto-stromerzeugung	Berechnung des Strombedarfs bei externer Druckluft-erzeugung: $P_{DL} = \frac{\Delta p \cdot \dot{V}}{\eta_{DL}}$ mit η_{DL} = 30 %
	Zündöl	η, GK, THG	Beliebige Bestimmung über den Bilanz-zeitraum	15 %	10 % der Pro-duktgasmenge oder 7,5 % der Brennstoffinput-menge	–
Produktgas	**Kaltgas-wirkungs-grad**	Prozess-charakteri-sierung und -kontrolle	Rechenwert über Bilanzzeitraum	8 - 10 % abhängig von der Be-stimmtheit des Systems	Maximal 80 % bei optimaler Auslegung mit Luftvorwärmung, maximal 75 % ohne Wärme-rückführung/ Luftvorwärmung	–
	Heizwert	P_{Gas}, η_{Kg}	CO, CO_2, CH_4, H_2, H_2O optional, Verfahren beliebig, Messung kontinuierlich/Messin-tervall ≤ 5 min	5 - 8 % vom Messwert	Muss gemessen werden	Wassergehalt: 12 Vol.-%$_{abs}$ als Korrek-turwert für feucht/ trocken
	Volumen-strom	P_{Gas}, η_{Kg}	Beliebig/ kontinuierlich	± 10 % relativ (Hersteller-angabe...) f(c_i,T,p)	Muss gemessen werden, oder Berechnung aus dem Brennstoff-massenstrom	1 kg$_{TS}$/h Brennstoff ergeben 3 m^3_N/h trockenes Brenngas*

* Seth & Babu 2009

Parameter		Relevanz	Art u. Häufigkeit der Bestimmung	Fehler/ Robustheit	Ersatzwert/ Annahme	Anmerkung
Bioenergie	**Nutz-wärme**	GK, THG, Vergütung nach EEG (> 60 %)	Wärmemengenzähler, kontinuierlich	± 10 % für geeichte Zähler (Europäische Eichordnung)	Randbe-dingun-gen: min. gesamt: 75 %, max. Wärmenutzung: 60 %	Falls Trocknungs-wärme zur Nutz-wärme gerechnet wird, muss als H_i der zugeführten Biomasse der Wert nach der Trock-nung verwendet werden (FWL-Berechnung)
	Strom	η, GK, THG	Stromzähler, kontinuierlich	± 2 %	–	–
Betriebsmittel	**RME**	Bestim-mung über Bilanzzeit-raum / ggf. Hochrech-nung	RME: 1 €/kg		RME-Schlämme: 1 % $m_{Holz(atro)}$	Wenn Ersatzwerte für Betriebsmittel angenommen werden, müssen die Massenströme der Betriebsmittel zu den Massen-strömen der Abfallersatzwerte addiert werden
	Bettmaterial		–	–	–	
	Aktivkohle		Aktivkohle: 1500 €/kg		Aktivkohle: 0,05 % $m_{Holz(atro)}$	
Abfälle, Reststoffe	**Gering belastete Aschen, Kondensat**	Bestim-mung über Bilanzzeit-raum	Auf Nachweis	Deponie-fähig (Kl. 2) oder einleitbar	Ca. 80 €/t_{Asche}; ca. 5 €/m^3 Abwasser	–
	Gefährliche Aschen, Kondensat	Bestim-mung über Bilanzzeit-raum	Auf Nachweis	Schadstoff-konzentra-tionen so hoch, dass als Abfall als gefährlich gilt	Gefährliche Abfälle: 500 €/t oder €/m^3; 3 % $m_{Holz(atro)}$ für Kohle/Asche	–
Emissionen	**Methan**	Abgasvolu-menstrom Abgaskon-zentration	–	Treibhaus-gaswirkung	Annahmen bezüglicher der Gaszusammen-setzung: CO=20 %; H_2=20 %; CH_4=2 %; Motorenschlupf: 3 %	Produkt aus Produktgas-volumenstrom und Motorenschlupf

Wirkungsgradbestimmung von Holzgas-BHKW

Bei der Wirkungsgradbestimmung von Holzgas-BHKW sind einige Besonderheiten zu berücksichtigen. Generell sind Erdgasmotoren wegen der langjährigen Entwicklung und der hohen Qualität des Brennstoffs (Erdgas) deutlich effizienter als identische Motoren mit Holzgasnutzung. „Beim Einsatz von Produktgas aus der Biomassevergasung treten aufgrund der Gaseigenschaften brennstoffspezifische Schwierigkeiten auf. So führt z. B. der geringere Heizwert des Holzgases im Vergleich zum Erdgasbetrieb zu einer geringeren Motorleistung und zu einem geringeren elektrischen Wirkungsgrad. Verstärkt wird dies durch die meist geringer Ladeluftkühlung (höhere Füllungstemperatur bei Kompressionsbeginn) und Ladedrücken, damit eine Kondensation von höherwertigen Kohlenwasserstoffen im Turbolader verhindert und damit die Standzeit gewährleistet werden kann“ (Merker et al. 2012).

Um auch Demonstrationsanlagen ohne derzeitige motorische Gasnutzung bewerten zu können, werden theoretischen BHKW-Wirkungsgrade für Holzgas angenommen. Da diese jedoch nicht den Wirkungsgraden im Erdgasbetrieb entsprechen, wurden zunächst Leistungsdaten eines baugleichen Gasmotors mit Erdgas- und mit Holzgasnutzung (siehe Tabelle 9) gegenübergestellt. Aufgrund der gut verfügbaren und validierten Daten konnte der 4-Takt-Gas-Otto-Motor mit Direktzündung und Gasmischer der GE-Jenbacher AG, welcher unter anderem am Standort Güssing eingesetzt wird, dafür genutzt werden (GE Energy 2010). Der direkte Vergleich der Brennstoffe zeigt, wie eingangs beschrieben, dass mit einer geringeren Leistung und mit einem geringeren elektrischen Wirkungsgrad bei einem auf Holzgas umgerüsteten Motor im Vergleich zum Erdgasbetrieb zu rechnen ist. Weiterhin lässt sich aus der Gegenüberstellung für den Holzgasbetrieb ein Korrekturfaktor zur Umrechnung der Leistungsdaten von Erdgas-BHKW bestimmen.

Tabelle 9: Reale Messwerte des Jenbacher JMS 620 GS-S.L (Güssing, GE-Jenbacher AG) (GE Energy 2010; Pecka 2004)

Brennstoff	P_{Gas} *in kW*	P_{el} *in kW*	P_{th} *in kW*	η_{el} *in %*	η_{th} *in %*	η_{ges} *in %*
Erdgas (ca. 10 kWh/m³ i.N.)	7.351	3.352	3.048	45,6	41,4	87,0
Holzgas (ca. 2,5 kWh/m³ i.N.)	5.410	1.964	2.490	36,3	46,0	82,3
Korrekturfaktor Erdgas zu Holzgas	73,6 %	58,6 %	81,7 %	79,6 %	111,2 %	94,6 %

Auf Basis der Herstellerumfrage der Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE 2011) und dem ermittelten Korrekturfaktor zwischen Erdgas- und Holzgasbetrieb, können theoretische Wirkungsgrade und Leistungsklassen für Gasmotoren im Holzgasbetrieb bestimmt werden (siehe Tabelle 10). Durch die Einteilung in Leistungsklassen lässt sich zudem der mit zunehmender Anlagengröße steigende elektrische Wirkungsgrad erkennen und abbilden.
Entgegen der Annahme höherer thermischer Verluste von Motoren im unteren Leistungsbereich, da allein bautechnisch bedingt steigende Strahlungsverluste auftreten müssen, ist der thermische Wirkungsgrad dieser Anlagen besonders hoch. Die Ursache dafür ist in den unterschiedlichen Annahmen zum Wärmekonzept zu finden. Besonders bei kleinen Anlagen wird meist eine geringere Vorlauftemperatur angesetzt, wodurch zusätzliche Wärmeströme aus der Motorkühlung und der teilweisen Abgaskondensation nutzbar gemacht werden können und eine höhere Wärmeausbeute möglich erscheint. Da im Allgemeinen davon ausgegangen werden kann, dass im kleinst- und kleintechnischen Anwendungsbereich auch Wärmeströme aufgrund geringer Transportweiten mit einem geringeren Temperaturniveau genutzt werden können, ist es durchaus zulässig aufbauend auf diesen Werten eine Bewertung vorzunehmen. Abschließend soll nochmals betont werden, das dieses Vorgehen notwendig ist, um Anlagen mit unzureichenden Messwerten oder keiner Gasnutzung vergleichbar gegenüber zustellen. Obwohl z. T. Anlagen mit höheren elektrischen Wirkungsgraden bekannt sind, wird mit dieser Abschätzung eine konservative aber auch realistische und nachvollziehbare Vergleichbarkeit möglich. Eine verschleißbedingte Verringerung der Wirkungsgrade während des Betriebs wird bei der Bewertung nicht unterstellt

Tabelle 10: Wirkungsgrade von Gasmotoren eingeteilt nach Leistungsklassen (ASUE 2011)

Wirkungsgrade von Erdgas-BHKW

P_{el} in kW kleiner	30 kW	50 kW	70 kW	100 kW	150 kW	260 kW	420 kW	700 kW
η_{el} (brutto) in %	29,0	33,8	34,3	35,5	36,2	36,2	38,3	42,0
η_{th} in %	61,3	54,7	53,4	51,2	53,7	52,6	49,3	45,9
η_{ges} ($\eta_{el} + \eta_{th}$) in %	90,3	88,5	87,7	86,7	89,9	88,8	87,6	87,9

Wirkungsgrade von Holzgas-BHKW (Anpassung mittels Korrekturfaktor)

P_{el} in kW kleiner	20 kW	30 kW	40 kW	60 kW	90 kW	150 kW	250 kW	410 kW
η_{el} (brutto) in %	23,1	26,9	27,3	28,3	28,8	28,8	30,5	33,4
η_{th} in %	68,1	60,8	59,4	56,9	59,6	58,5	54,7	51,0
η_{ges} ($\eta_{el} + \eta_{th}$) in %	91,2	87,7	86,7	85,2	88,5	87,3	85,2	84,5

5.4.3 Technologiebereich Biogaserzeugung

Als Biogas können grundsätzlich alle methanreichen Gase verstanden werden, die aus biologischen Abbauprozessen unter Luftabschluss entstehen. Im Rahmen des Vorhabens werden nur solche Prozesse betrachtet, die landwirtschaftliche Produkte, Exkremente oder Reststoffe, sowie Rest- und Abfallstoffe allgemeiner Art einsetzen. Biogas wird gegenwärtig hauptsächlich zur gekoppelten Strom- und Wärme-Erzeugung in Blockheizkraftwerken (BHKW) genutzt. Künftig wird sowohl eine zunehmende Relevanz der flexiblen Strombereitstellung als auch der Biomethanproduktion erwartet. In beiden Fällen ist die Biogasanlage hinsichtlich Kapazität und Leistung vom BHKW teilweise oder ganz entkoppelt. Die Besonderheiten der Aufreinigung zu Biomethan werden hier nicht berücksichtigt.
In der nachfolgenden Abbildung 10 ist die technologiespezifische Prozesskette mit den erforderlichen Systemgrenzen und Bilanzierungsgrößen dargestellt. Wesentlich für die Charakterisierung der Effizienz der Biogaserzeugung (Biomassekonversion I) ist der chemische Wirkungsgrad, welcher in erster Linie durch den biologischen Abbau organischen Materials vorgegeben wird. Aufgrund der gebräuchlichen Bezeichnung Frischmasse wird der Input von Biogasanlagen hier nicht als Brennstoff bezeichnet, meint aber dasselbe. Ferner müssen landwirtschaftliche Substrate durch Silierung lagerfähig gemacht werden, hierbei treten Verluste auf, welche die ursprüngliche Substratleistung mindern. Die Biogasnutzung (Biomassekonversion II) wird durch den Wirkungsgrad der Kraftmaschine vorgegeben. Durch substrat- und verfahrensspezifische Strom- und Wärmebedarfe der betrachteten Anlagen können sich deutliche Unterschiede bei der Bestimmung des Gesamtanlagenwirkungsgrads ergeben. Anders als bei der Vergasung wird bei der Bezugsleistung keine chemische Bezugsleistung – beispielweise durch Hilfsstoffe zur Schaumbekämpfung die im Prozess abgebaut werden – angerechnet, da diese als Substrat zu betrachten sind. Die anfallenden Gärreste werden bei der stofflichen Verwendung als Düngemittel oder bei Kompostierung grundsätzlich als Reststoff betrachtet. Falls eine weiterführende energetische Nutzung angestrebt wird und nachweisbar ist, kann eine Betrachtung als Nebenprodukt analog zur Biomasse-

vergasung durchgeführt werden. In diesem Fall wäre die chemische Energie im Gärrest auf den Gesamtanlagenwirkungsgrad anzurechnen.

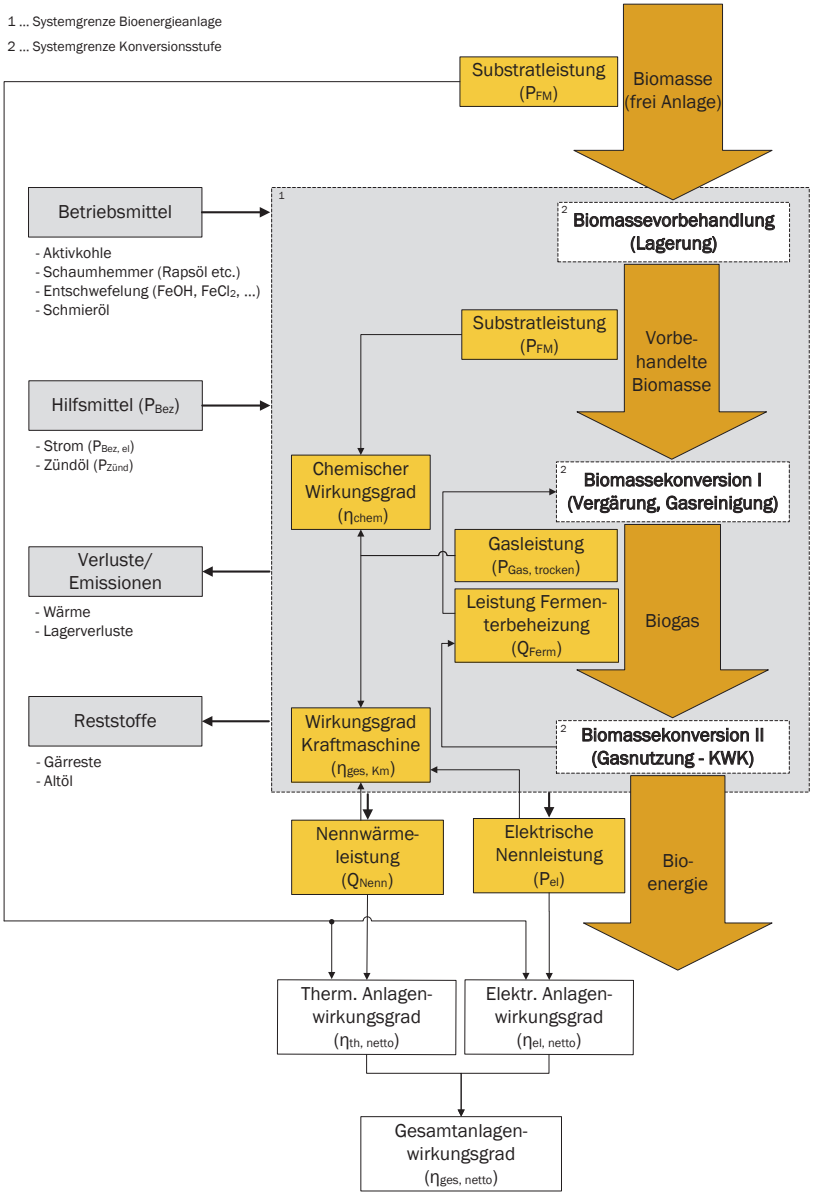


Abbildung 10: Grundschema wichtiger Bilanzierungsgrößen bei der Energiebereitstellung aus Biogas (Quelle: Eigene Darstellung)

Die Liste der zur Erhebung notwendigen Daten findet sich im Anhang II (Tabelle 44 bis Tabelle 47). Zur Erleichterung der Datenerhebung werden die Datenerhebungsbögen und Dokumentationslisten auf der Homepage des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ unter www.energetische-biomassenutzung.de zur Verfügung gestellt.

Tabelle 11 und Tabelle 12 geben die einschlägigen Kennzahlen sowie Angaben zu deren Bestimmung wieder, die für die Beurteilung der Leistungsfähigkeit und Effizienz von Biogasanlagen erforderlich sind. Da die biologischen Umsetzungsprozesse grundsätzlich die Nutzung des Brennwertpotenzials ermöglichen, wird hier vom Heizwertbezug abgewichen. Für einen direkten Vergleich zwischen Biogaserzeugung und Verbrennung bzw. Vergasung müssen die unten aufgeführten Formeln entsprechend auf den Heizwert H_i bezogen werden.

Tabelle 11: Berechnung der Bilanzkenngrößen an Biogasanlagen

Berechnung Bilanzkenngrößen		Formel	Einheit
Input	Substratleistung Frischmaterial	$P_{FM} = \dot{m}_{FM\text{-}roh} \cdot H_{S,FM\text{-}roh}$	kW
	Substratleistung Silage	$P_{FM\text{-}sil} = (\dot{m}_{FM\text{-}roh} - \dot{m}_{FM\text{-}Verl}) \cdot H_{S,FM\text{-}roh}$	kW
	Bezugsleistung	$P_{Bez} = P_{Bez,\,chem} + P_{Bez,\,th} + P_{Bez,\,el} + P_{Bez,\,Zünd}$	kW
Output	Gasleistung	$P_{Gas} = \dot{V}_{CH_4} \cdot H_{S,\,CH_4}$	kW
Prozessspez. Kenngrößen	Chem. Wirkungsgrad der Fermentation	$\eta_{chem} = \frac{P_{Gas}}{P_{FM}}$	%
	Elektr. Wirkungsgrad Kraftmaschine	$\eta_{el,\,Km} = \frac{P_{el,\,Km}}{P_{Gas} + P_{Bez}}$	%
	Therm. Wirkungsgrad Kraftmaschine	$\eta_{th,\,Km} = \frac{P_{th,\,Km}}{P_{Gas} + P_{Bez}}$	%
	Gesamtwirkungsgrad Kraftmaschine	$\eta_{ges,\,Km} = \eta_{el,\,Km} + \eta_{th,\,Km}$	%
Allgemeine Kenngrößen	Elektr. Anlagenwirkungsgrad (netto)	$\eta_{el,\,netto} = \frac{P_{el}}{P_{FM} + P_{Bez}}$	%
	Chem. Anlagenwirkungsgrad (netto)	$\eta_{chem,\,netto} = \frac{P_{Gas}}{P_{FM}}$	%
	Therm. Anlagenwirkungsgrad (netto)	$\eta_{th,\,netto} = \frac{\dot{Q}_{Nutz}}{P_{FM} + P_{Bez}}$	%
	Gesamtanlagenwirkungsgrad (netto)	$\eta_{ges,\,netto} = \eta_{el,\,netto} + \eta_{th,\,netto}$	%

Tabelle 12: Richtwerte für Eingangsparameter zur Charakterisierung von Biogasanlagen

Parameter		Relevanz	Art u. Häufigkeit der Bestimmung	Fehler / Robustheit	Ersatzwert / Annahme	Anmerkung
Biomasse	**Massen-strom**	FWL, THG	Einsatzstoffe nach BiomasseV bei landw. Anlagen; Fortlaufende Verwiegung bei Anlieferung und im Dosierer. Massendurchflußmessgeräte	< ± 5 % absolut	Muss gemessen werden	–
	Wasser-gehalt	H_s, Bezugs-wärme	bei Substrat- oder Silowechsel bzw. wöchentlich	± 3 % absolut	Standardwerte aus Datenbanken/ Literatur	–
	Brennwert	FWL	min. einfache kalorimetrische Messung der Einzelsubstrate während des Bilanzierungszeitraumes, 10 Proben in gleichmäßigen Abständen	± 10 % absolut	Standardwerte aus Datenbanken/ Literatur	–
Bezugsenergie	**Strom**	η_{netto}, THG	Stromzähler für Hauptverbraucher bzw. Gruppen, kontinuierlich	± 2 %	10 % der Bruttostromerzeugung	–
	Zündöl	η, THG	durch Dokumentation der Liefermengen	15 %	10 % der Gasleistung	Obergrenzen seitens Energieversorger beachten
Biogas	**Gasleistung**	Prozesscharakterisierung und -kontrolle	Rechenwert über Bilanzzeitraum	nb	55 % der Substratleistung	Kontrolle der Abbauleistung
	Brennwert	P_{Gas}, η_{Kg}	Berechnung auf Basis kontinuierlicher Gasanalysen, nur CH_4-Anteil relevant	nb	Berechnung über Standardwerte aus Datenbanken/ Literatur	–
	Volumen-strom	P_{Gas}, η_{Kg}	Kontinuierlich, Messung nicht verbreitet; i.d.R. Bestimmung anhand Standarderträgen und Rückrechnung	min. ± 10 % abhängig vom gewählten Verfahren	Standardberechnung anhand der Substratmenge/ Massenstrom oder Rückrechnung aus Strombereitstellung	Direkte Messverfahren sehr ungenau, Messung nur indirekt überprüfbar
Bioenergie	**Nutz-wärme**	GK, THG, Vergütung nach EEG	Wärmemengenzähler, kontinuierlich	± 10 % für geeichte Zähler (Europäische Eichordnung)	Anlagenspezifisch, bei EEG-Anlagen ab 2012 min. 35 % der Bruttowärme	Eigenwärmeanteil
	Strom	η, GK, THG	Stromzähler, kontinuierlich	± 2 %	Anlagenspezifisch	Messpunkte beachten bzgl. Trafo- und Leitungsverlusten

Tabelle 13: Auflistung und Richtwerte für Betriebsmittel, Reststoffe und Emissionen bei der Biogaserzeugung

Parameter		Menge	Kosten	Qualität/ Eigenschaften	Ersatzwert/ Annahmen	Anmerkung
Betriebsmittel	**Schaum-hemmer**	Sehr geringe Mengen zur Schaumbekämpfung in Ausnahmefällen	Pflanzenöl ca. 1 €/kg	Keine besonderen Anforderungen	Kein Einsatz im Normalbetrieb	Einsatz nur in Ausnahmefällen erforderlich
	Aktivkohle	Abhängig von der Belastung des Biogases	–	Eignung für Feinentschwefelung, Lagerung unterliegt Brandschutzanforderungen	Anlagen-spezifisch	Einsatz erfordert hinreichende Gastrocknung
	Eisen-präparate	Anlagenspezifische Dosierung nach Substrat und Bealstung des Gases	–	Keine besonderen Anforderungen	Anlagen-spezifisch	Kann durch Lufteinblasung ersetzt werden oder externe Kolonnen ersetzt werden, in diesem Fall sind weitere Betriebsmittel erforderlich
	Schmieröl	Laut Angabe des Aggregateherstellers	–	Motorenöl, Getriebeöl nach Herstellervorgabe	Anlagen-spezifisch	Kontrolle durch regelmäßige Analysen
Abfälle, Reststoffe	**Altöl**	Anlagenspezifisch	–	Wasserschutzrichtlinien beachten, Entsorgungsnachweis erforderlich	–	–
	Gärrest	Bestimmung über Bilanzzeitraum	Kopplung an Substratlieferung	Ausbringzeiten, Düngemittelgesetz, Wasserschutz und Cross-Compliance beachten	Menge zwischen 80 und 95 % des Substratinputs je nach Wassergehalt	–
Emissionen	**Methan**	Messung Restgaspotenzial nach VDI 4630 (2006), Messung im Abgasvolumenstrom Messung von Leckagen; Bilanzierung über Substratinput und Strom-/ Wärmebereitstellung	In Höhe der Stromgestehungskosten	Treibhausgaswirkung	2 % der Gesamtmethanproduktion	Direkte Emissionsmessung nur vereinzelt an ausgewählten Stellen möglich und daher nicht repräsentativ, weitere Emissionsquellen und -arten in VDI 3475 Blatt 4 (2010)

5.5 Brennwert und Heizwert - Exkurs zu den Bilanzeffekten

5.5.1 Grundlagen

Für die rechnerische Beschreibung von energietechnischen Prozessen spielen stoffgebundene Energieströme eine wichtige Rolle. Ein stoffgebundener Energiestrom kann einerseits als „fühlbar“ physikalisch stoffgebundener Energiestrom, z. B. als flüssiges Wasser mit einer Temperatur von 70 °C, auftreten. Es gibt aber auch den „fühlbar und latent“ physikalisch stoffgebundenen Energiestrom, z. B. als Wasserdampf, dessen physikalischer Energiegehalt durch Abkühlung auf die Taupunkttemperatur („fühlbar“ physikalischer Energiegehalt) und Kondensation („latent“ physikalischer Energiegehalt) abgegeben werden kann, auftreten.

Eine weitere wichtige Rolle spielen Stoffströme, in denen chemische Energie gebunden ist. Wichtigstes Beispiel dafür ist der Brennstoffenergiestrom (oder „chemisch gebundener Energiestrom“ des Brennstoffstroms). Dieser Energiestrom kann in einer chemischen Reaktion (z. B. Verbrennung) freigesetzt werden. Der Brennstoffenergiestrom hat die gleiche Maßeinheit wie der Wärmestrom oder der elektrische Energiestrom (z. B. kW). In der experimentellen Bilanzierung wird ein Brennstoffenergiestrom festgestellt, indem der Mengenstrom (Massestrom kg/h oder Stoffmengenstrom kmol/h) sowie der auf die Menge bezogene Energiegehalt (MJ/kg oder MJ/kmol) ermittelt und miteinander multipliziert werden.

5.5.2 Bezugszustand in Technologiebewertungen

Die relevante Fragestellung ist die nach dem Bezugszustand der Energieströme. Dies ist gleichbedeutend mit der Frage, welchem Zustand des Stoffes der Energiewert Enthalpiewert NULL zugeordnet wird. Eine solche Zuordnung ist zwingend erforderlich, weil die Enthalpie von Stoffen nie absolut angegeben werden kann.

Für die energetische Berechnung ist noch wichtig, ob man den Enthalpiewert NULL dem flüssigen Wasser oder dem gasförmigen Wasser (Dampf) zuordnet.[19] Wählt man das flüssige Wasser bei 25 °C als Bezugszustand, kann man dem gasförmigen Wasser bei 25 °C[20] bereits einen Enthalpiegehalt von +2.440 kJ/kg zuordnen. Dies ist die Verdampfungsenthalpie.

Wählt man willkürlich das gasförmige Wasser bei 25 °C als Bezugszustand, hat flüssiges Wasser dieser Temperatur zwangsläufig einen negativen Energiegehalt (Kondensationsenthalpie, mit -2.440 kJ/kg betragsmäßig gleich der der Verdampfungsenthalpie).

Die Wahl des Bezugszustandes ist auch für die Angabe der chemischen Energie von Bedeutung. Die Reaktionsprodukte chemischer Umwandlungen von Energierohstoffen enthalten Wasser. Legt man den Bezugszustand auf 25 °C und den flüssigen Zustand des Wassers fest, hat man es mit dem Brennwert zu tun, im anderen Fall – bezogen auf 25 °C und gas-

[19] Die Festlegung eines Bezugsdruckes wird hier bewusst nicht erörtert.

[20] Um sich Dampf bei 25 °C vorzustellen, muss man einen sehr niedrigen Druck annehmen. Der Dampfdruck des Wassers bei 25 °C beträgt 3,17 kPa, der bei Verdunstungsvorgängen al Partialdruck auftritt.

förmiges Wasser – mit dem Heizwert[21]. Der Brennwert bezieht also den chemischen Energiegehalt auf einen energetisch niedrigeren Zustand als der Heizwert und nimmt deshalb in der Regel[22] größere Werte an als dieser. Die Differenz ist umso größer, je mehr Wasser in den Reaktionsprodukten enthalten ist. Dies kann dazu führen, dass ein Energierohstoff – z. B. Gülle oder sehr wasserhaltige Frischbiomasse – negative Werte für den Heizwert annimmt, obwohl der Brennwert positiv ist.

Da in der industriehistorisch entstandenen Verbrennungstechnik die Abkühlung von Rauchgasen technisch so gestaltet wurde, dass vor deren Austritt aus der Anlage keinerlei Kondensation stattfindet (Temperaturen über 150 °C), konnte der Heizwert sicher als maximal mögliche gewinnbare Energie zählen. Deshalb konnte problemlos der Heizwert als INPUT-Größe in Wirkungsgradberechnungen verwendet werden. Er ist für die Bilanzierung von biogenen Festbrennstoffen etabliert.

Zunehmend spielen in der Energietechnik, besonders der regenerativen Energietechnik, Prozesse mit flüssigem Wasser eine Rolle – nicht als stofflich getrenntes Arbeitsmedium, sondern als Teil von homogenen oder heterogenen Mischungen mit Energierohstoffen oder Reaktionsprodukten des Energierohstoffs. Genannt seien neben Brennwertkesseln und Trocknungsprozessen auch Fermentationsprozesse und Wärmerückgewinnungsprozesse im Niedertemperaturbereich.

Bei der Brennwerttechnik kann durch die Kondensation von Wasserdampf dem Prozess mehr Energie entzogen werden als durch den Heizwert abgebildet ist. Dies führt dann bei Verwendung der klassischen Wirkungsgraddefinition mit Verwendung des Heizwertes zu Wirkungsgraden über 100 %.

Die Angabe eines Wirkungsgrades für einen energetischen Prozess mit Gülle oder eingemaischter Biomasse als Input scheitert wegen dessen negativen Heizwertes. Hier kann man sich helfen, indem man eine vor dem energetischen Prozess mit „Gratis-Energie“ stattfindende physikalische Abtrennung von reinem flüssigem Wasser rechnerisch ansetzt. Dazu könnte man einen unbeteiligten Wasseranteil definieren. Diese Annahme ist, besonders bezüglich der Menge[23] des unbeteiligten und damit nicht mehr unter Verwendung eines Teils der chemischen Energie zu verdampfenden Wassers, willkürlich. Daher wäre für diesen Weg eine Standardisierung erforderlich, wenn Vergleichbarkeit hergestellt werden soll. Diese Standardisierung dürfte aber schwierigere Probleme aufwerfen als die Umstellung auf Brennwertbezug. Wenn auch die äußere Kenngröße Wirkungsgrad des „Gesamtprozesses“ mit nicht so großen Verzerrungen damit noch darstellbar ist – für die Erstellung von zueinander passenden Teilbilanzen innerhalb des Gesamtprozesses zum Zwecke der Bewertung dürften sich dann hingegen erhebliche, vielleicht unüberwindliche Schwierigkeiten ergeben.

---

[21] Es werden immer isobare Zustandsänderungen angenommen.

[22] Falls überhaupt kein Wasser in den Reaktionsprodukten enthalten ist wie bei der Verbrennung von reinem tro-ckenen Kohlenstoff oder Kohlenstoffmonoxid nehmen Brennwert und Heizwert gleiche Werte an.

[23] Wieder um naheliegend wäre es, das gesamte Brennstoffwasser als nicht beteiligtes Wasser anzusetzen. Dies kann aber zu einem Konflikt führen, wenn berücksichtigt wird, dass in Biogasanlagen ein gewisser Teil des Wassers gespalten und zu Biogas umgesetzt wird.

Speziell bei der energetischen Bewertung von Biogasanlagen wird an Stelle des sonst üblichen Wirkungsgrades mit der Methanausbeute des Substrates gearbeitet. Damit wird die in der Energietechnik sonst übliche Arbeit mit stoffgebundenen Energieströmen ersetzt durch Mengenströme von Substraten, denen die Eigenschaft „spezifische Gasausbeute in Normkubikmeter Methan pro kg Inputsubstrat (bzw. oTS)“ zugeordnet wird. Die Prozessoptimierung hat somit keine übliche direkte Vergleichbarkeit mit gängigen Energiemaßeinheiten – praktisch führt das zu vorwiegend relativen Vergleichsangaben – bei denen selten der zugrundeliegende Bezug klar ist. Das Festhalten an dieser Praxis ist vielleicht auch eine Reaktion darauf, dass die Arbeit mit Wirkungsgraden auf Heizwertbasis bei Biogas nicht zielführend ist, wie oben erläutert. Eine ergänzende Berechnung auf Brennwertbasis, zusätzlich zu den sonst üblichen Gaserträgen, könnte die Situation schnell verbessern – und damit das wissenschaftliche Niveau heben.

5.5.3 Schlussfolgerungen/Auswirkungen

Die Bewertung von komplexen energietechnischen Systemen unter Verwendung von verschiedenen Teilbilanzen kann zu Fehlern führen, wenn Bezugszustände nicht einheitlich verwendet werden. Die Energiedifferenz zwischen den verschiedenen verwendeten Bezugszuständen tritt dann als verschwundener oder entstehender Energiestrom auf. Die Arbeit mit Heizwerten und Brennwerten im gleichen System ist – wie oben erläutert wurde – gleichbedeutend mit der Verwendung unterschiedlicher Bezugszustände. Für klassische thermochemische Prozesse ist die durchgängige Arbeit mit heizwertbezogenen Energieströmen naheliegend, weil durch technische Tradition gedeckt.

Nicht naheliegend ist dies aber bei Brenngasen, die aus regenerativen Energiequellen bereitgestellt werden. Bei Erdgas ist die Arbeit mit flüssigem Wasser als Bezugszustand, also mit dem Brennwert, üblich. Die technische Brennwertnutzung ist für diesen Brennstoff Standardtechnologie. Dies gibt den Trend zur Abkehr vom Heizwertbezug, hin zum Brennwertbezug bei der Technologiebewertung vor.

Es sollte künftig durchgängig dazu übergegangen werden, ungeachtet der branchenspezifisch üblichen Auslegungsmethodik, den Energiegehalt von Stoffströmen für vergleichende Bewertungen technologieübergreifend generell nach der gleichen Methodik zu berechnen. Grund dafür sind die zunehmenden Querverbindungen zwischen den Technologien, sei es für Vergleichszwecke oder für stoffliche Zusammenschaltung.

Der Übergang zu wissenschaftlich belastbarer technologieübergreifender Bewertung von Bioenergietechnologien musst also zwangsläufig mit dem Übergang zu brennwertbezogener energetischer Charakterisierung von Stoffströmen verbunden sein, wie es auch die künftige europäische Normung (siehe Entwürfe zur Ecodesign-Richtlinie) vorsieht.[24]

[24] Wo kraftwerkstechnische und energieverfahrenstechnische Berechnungsmethoden zusammentreffen, muss noch der Konflikt zwischen Brennwertbezug – also flüssiges Wasser bei 25 °C – und physikalischem Normzustand – also flüssigem Wasser bei 0 °C beachtet werden.

5.5.4 Beispielrechnung: Vergärung nasser Biomasse/Biochemische Konversion

Tabelle 14: Vereinfachter Heizwert und Brennwertvergleich – Vergärung nasser Biomasse/Biochemische Konversion

	Beschreibung des Stoff-/ Energiestroms (Anlieferungs-zustand)	Stoffstrom-bilanzierung	Energiestrombilanzierung basierend auf		Abweichung aus Heiz- und Brennwert-bezug in %
			Heizwert	Brennwert	
Input	50 Ma.-% Gülle[25] mit 90 % WG 50 Ma.-% Maissilage[26] mit 65 % WG	50 kg/h 50 kg/h	-16,0 kW (-0,32 kWh/kg) 58,0 kW (1,16 kWh/kg)	15,5 kW (0,31 kWh/kg) 86,0 kW (1,72 kWh/kg)	nb 32,6 %
Zwischenprodukt (trocken)	Biogas[27]	12,3 m³/h (i.N.)	64,4 kW (4,3 kWh/kg)	71,4 kW (4,8 kWh/kg)	11 %
	Methan (ca. 53 % d. Biogas)	6,5 m³/h (i.N.)	–	–	–
Ungenutzter Brennwertanteil	–	–	–	7,0 kW	–
Output	Elektrische Energie	–	19,4 kW	19,4 kW	0 %
	Bei 80 °C auskoppelbare Nennwärme	–	31,0 kW	31,0 kW	0 %
Brutto-Anlagenwirkungsgrad ($\eta = \frac{P_{Out}}{P_{In}}$)	Elektrisch	–	45,9 %	19,0 %	-58,6 %
	Thermisch	–	73,4 %	30,5 %	-58,6 %
	Gesamt	–	119,2 %[28]	49,5 %	-58,6 %
Brutto-Wirkungsgrad Wärme-Kraft-Maschine ($\eta = \frac{P_{Out}}{P_{In}}$)	Elektrisch	–	30,0 %	27,1 %	-9,7 %
	Thermisch	–	48,0 %	43,4 %	-9,7 %
	Gesamt	–	78,0 %	70,5 %	-9,7 %

[25] Daten Rindergülle verändert nach Annamalai et al. (1987), S. 49-57.
[26] Daten Maissilage nach Tovar-Gomez et al. (1997), S. 77-88.
[27] Biogas, Richtwerte nach Keymer (2013).
[28] Rechnerischer Wirkungsgrad aufgrund der Addition der Inputleistungen.

5.5.5 Beispielrechnung: Biomassevergasung/Thermochemische Konversion

Tabelle 15 Vereinfachter Heizwert und Brennwertvergleich – Biomassevergasung/Thermochemische Konversion

	Beschreibung des Stoff-/ Energiestroms (Anlieferungszustand)	Stoffstrombilanzierung	Energiestrombilanzierung basierend auf		Brennwertabweichung in Bezug auf den Heizwert
			Heizwert	Brennwert	
Input: Brennstoff	HHS mit 50 % WG	50 kg/h	114,4 kW 2,3 kWh/kg	140,1 kW 2,8 kWh/kg	22,5 %
	HHS mit 10 % WG	50 kg/h	233,0 kW 4,7 kWh/kg	252,1 kW 5,0 kWh/kg	8,2 %
Gereinigtes Produktgas (trocken)[29, 30]	HHS mit 50 % WG	76,6 kg/h 70 m^3_N/h	104,4 kW 1,4 kWh/kg	113,5 kW 1,5 kWh/kg	8,6 %
	HHS mit 10 % WG	136,8 kg/h 125 m^3_N/h	186,4 kW 1,4 kWh/kg	202,7 kW 1,5 kWh/kg	8,6 %
Ungenutzter Brennwertanteil	HHS mit 50% WG	–	–	9,1 kW	–
	HHS mit 10 % WG	–	–	16,3 kW	–
Output: el. Energie + Nennwärme bei 80 °C	HHS mit 50 % WG	–	28,1 kW_{el} 63,5 kW_{th}		0 % 0 %
	HHS mit 10 % WG	–	52,8 kW_{el} 106,1 kW_{th}		0 % 0 %
Brutto-Anlagen-Wirkungsgrad $\eta = \frac{P_{Out}}{P_{In}}$	HHS mit 50 % WG	Elektrisch	24,6 %	20, 0 %	-18,4 %
		Thermisch	55,5 %	45,3 %	
		Gesamt	80,1 %	65,4 %	
	HHS mit 10 % WG	Elektrisch	22,6 %	20,9 %	-7,6 %
		Thermisch	45,5 %	42,1 %	
		Gesamt	68,2 %	63,0 %	
Brutto-Wirkungsgrad BHKW[31] $\eta = \frac{P_{Out}}{P_{In}}$	HHS mit 50 % WG	Elektrisch	26,9 %	24,7 %	-8,0 %
		Thermisch	60,8 %	55,9 %	
		Gesamt	87,7 %	80,6 %	
	HHS mit 10 % WG	Elektrisch	28,3 %	26,0 %	-8,0 %
		Thermisch	56,9 %	52,3 %	
		Gesamt	85,2 %	78,4 %	

[29] Bei den berechneten Gasleistungen ist der Einfluss des unterschiedlichen Wassergehalts auf die Gaszusammensetzung nicht berücksichtigt worden. Es wurde für beide Fälle eine einheitliche Gaszusammensetzung zur Berechnung genutzt.

[30] Die Produktgasnormvolumenströme entsprechen Annahmen auf denen die Produktgasmassenströme basieren

[31] Siehe Kapitel 5, Tabelle 10.

6 Methodik zur Berechnung der Gestehungskosten

6.1 Hintergrund

Gemäß den Zielen des Förderprogramms muss der weitere Ausbau der energetischen Biomassenutzung einen möglichst effizienten und wirtschaftlichen Einsatz der limitierten Biomasseressourcen bei einem breiten Nutzungsspektrum garantieren. Die Berechnung der Gestehungskosten zusammen mit einer ökologischen Bewertung der verschiedenen Bioenergiepfade bietet eine Möglichkeit die THG-Vermeidungskosten zu bestimmen. Die daraus ableitbaren Aussagen über die ökonomische Effizienz von Nutzungspfaden können letztlich dazu beitragen die Kosten des Klimaschutzes sowie der Transformation des Energiesystems zu minimieren und damit die gesellschaftliche Akzeptanz der Bioenergie zu erhöhen, sofern die Ergebnisse politisch umgesetzt werden.
Angesichts der sich rapide verändernden technologischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist eine qualifizierte Diskussion nur über eine Vielzahl von Variantenrechnungen möglich, um die Bandbreite der Parameter abzubilden. Durch die Einführung der Gestehungskosten (frei Anlage) als Wirtschaftlichkeitskriterium sind die Biomassenutzungspfade mit unterschiedlichen technologischen Ansätzen, Nutzungsdauern, Bereitstellungsmengen, Aufteilung in die Bioenergieformen Kraftstoff, Wärme und elektrischer Energie untereinander vergleichbar. Die Gestehungskosten oder levelized cost of energy (LCOE) werden basierend auf der Annuitätenmethode berechnet und nach den Vorgaben der VDI 6025 (1996) einheitlich durchgeführt. Auf die Abbildung volkswirtschaftlicher Effekte wird bewusst verzichtet, da konzeptspezifische und diffizile Annahmen zu treffen sind, die weitreichende Auswirkungen haben, und daher in einer generalisierten Form nicht darstellbar sind.

6.2 Generelle Methodik und Systemgrenzen

Um die betriebswirtschaftlichen Folgen einer Ersatz- oder Neuinvestition beurteilen zu können, sollten im Regelfall basierend auf gleichen Systemgrenzen mehrere Varianten einzeln geprüft und anschließend gegenüberstellt werden sowie eine genaue Analyse der standortspezifischen Rahmenbedingungen (Jahreskennlinien, Nutzungsdauer, Rohstoffverfügbarkeit, usw.) erfolgen.
Als Systemgrenze der Kostenberechnung der Projekte des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ ist jeweils die Konversionsanlage inklusive der Brennstoffkonditionierung am Anlagenstandort (Hacker, Siebanlagen, Trocknung, usw.), die Brennstofflagerung sowie Anlagen zur Konditionierung der bereitgestellten Energieform mit in die Berechnung einzubeziehen. Die Vorkette (Biomassebereitstellung) erfährt über die Kosten der Brennstoffbeschaffung Berücksichtigung. Es findet demnach eine reine Gestehungskostenberechnung statt, wobei mögliche Effekte der Distribution unberücksichtigt bleiben, um anschließend die THG-Vermeidungskosten berechnen zu können. Für die erzeugten Bioenergieträger sind folgende Schnittstellen bezüglich der Konditionierung möglicher Energieformen definiert:

- Elektrische Energie: Transformatoranlage (inkl. Schaltanlage) zur Einspeisung in das Leitungsnetz
- Wärme: Wärmeüberträger zur Prozess-/ Fernwärmeauskopplung (ohne Pumpen und Steuerung des Wärmenetzes)
- Flüssige Energieträger: Tanklager und Einrichtung zur Befüllung von Tankwagen (inkl. Gleisanbindung bzw. Straßenanbindung)
- Gasförmige Energieträger: Verdichtungsanlage für die Einspeisung in ein 16 bar-Leitungsnetz (exkl. Odorierung und eventueller Propanzugabe)

Diesbezüglich ist zu beachten, dass sowohl notwendige Investitionen, Instandhaltungsaufwendungen und Betriebsstoffe sowie Hilfsenergie mit in die Kalkulation einbezogen werden müssen. Um anschließend Treibhausgasvermeidungskosten berechnen zu können, ist es erforderlich, die Kosten der fossilen Referenz-(Energie) an der gleichen Systemgrenze (Opportunitätskosten) zu ermitteln und denen der regenerativen gegenüberzustellen.

Generelle Methodik

Zur Abschätzung der betriebswirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit einer geplanten Anlage werden je nach Anlage die mittleren Kraftstoff-, Strom- und/oder Wärmegestehungskosten basierend auf der VDI 6025 ermittelt und anschließend mit den Opportunitätskosten verglichen. Alle Vorschriften zur Bestimmung der jeweiligen Kosten sind in der VDI 6025 (z. B. Annuitätenmethode) detailliert aufgeführt und sind analog für die Berechnungen durchzuführen. Diese Methode ist allgemein anerkannt, obwohl auch andere Verfahren wie die Barwertmethode oder die Berechnung des internen Zinsfußes zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit genutzt werden und im Einzelfall auch mehr Aussagekraft besitzen. Zu Generalisierung und Vergleichbarkeit der Ergebnisse, wird sich aber im Weiteren auf die Annuitätenmethode und deren Anpassung zur Berechnung der mittleren Gestehungskosten (LCOE) beschränkt. Das Vorgehen ist in Abbildung 11 schematisch dargestellt und nachfolgend detailliert erläutert.

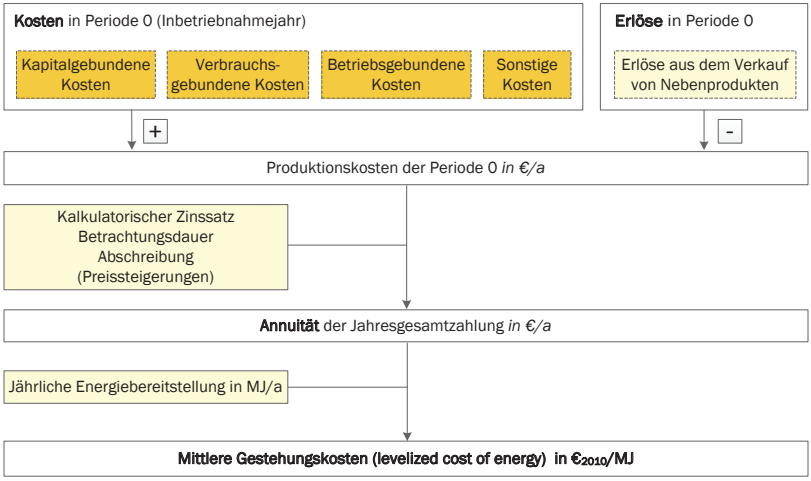


Abbildung 11 Berechnung der mittleren Kraftstoff-, Strom- und Wärmegestehungskosten (LCOE), (Zeymer et al. 2013)

Ausgangspunkt der Berechnung sind die jährlichen Produktionskosten des Hauptprodukts (elektrische Energie, Wärme, Kraftstoff), die über die Kosten und abzüglich der Erlöse für Nebenprodukte zu ermitteln sind. Mittels Annuitätenmethode werden nichtperiodische Zahlungen sowie periodische Zahlungen mit veränderlichen Beträgen während eines Betrachtungszeitraues in periodisch konstante Zahlungen transformiert und mit der Division durch die jährliche, konstante Energiebereitstellung in die mittleren Gestehungskosten (€ct/MJ) überführt (Formel 6.1), (Zeymer et al. 2013), (OECD 2010).

$$GSK_m = \frac{A}{E}$$ *Formel 6.1*

A = Annuität in €/MJ
E = Jährliche, konstante Energiebereitstellung in MJ/a
GSK_m = Mittlere Gestehungskosten (LCOE) in €ct/MJ

Ist die jährliche Energiebreitstellung nicht konstant, ist dieses Vorgehen nicht möglich, da nur konstante Zahlungen (Annuität) durch eine konstante Energiebereitstellung ohne systematischen Fehler dividiert werden kann. Alle Zahlungen und die jährliche Energiebereitstellung sind über alle Zeitpunkte der Betrachtung auf den Inbetriebnahmezeitpunkt (t=0) mittels einer unterstellten Diskontierungsrate abzuzinsen. Über die richtige Höhe der Diskontierungsrate gibt es umfangreiche Diskussionen. Eine Möglichkeit ist es, für die Kosten oder Auszahlungen, also negative Überschüsse, den Fremdkapitalzinssatz zu wählen und dementsprechende auch für die Energiebereitstellung. Üblicher Weise liegen Diskontierungsraten zwischen 5 und 10 %. Die hierdurch ermittelten Barwerte weisen nun einen einheitlichen Bezugspunkt auf und können nun mittels Division in die mittleren Gestehungskosten überführt werden (Formel 6.2), (Zeymer et al. 2013), (OECD 2010).

$$GSK_m = \frac{\sum_{t=0}^{n} \frac{K_t - NE_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{n} \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$ *Formel 6.2*

E = Energiebereitstellung in Periode t in MJ/a
GSK_m = Mittlere Gestehungskosten (LCOE) in €ct/MJ
K_t = Kosten in Periode t in €/a
NE_t = Nebenprodukterlöse in Periode t in €/a
r = Diskontierungsrate in %

Bei allen Berechnungen ist für alle Energieträger der Heizwert (H_i) und das Basisjahr 2010 anzusetzen. Liegen Kosten für z. B. Rohstoffe oder Konversionsanlagen für andere Jahre vor, sind diese zunächst auf das Bezugsjahr 2010 mit geeigneten Preissteigerungsraten (z. B. auf Basis des Statistischen Bundesamts[32] oder dem Kölbel-Schulze-Index für Chemieanlagen) zu diskontieren bzw. aufzuzinsen.

[32] Statistisches Bundesamt (2013): Preise. Daten zur Energiepreisentwicklung - Lange Reihen von Januar 2000 bis Mai 2013. URL: https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Energiepreise/EnergiepreisentwicklungPDF_5619001.pdf?__blob=publicationFile (Stand: 20.10.2013).

Zur Bestimmung der relativen Vorteilhaftigkeit mehrerer Investitionsvorhaben ist ein direkter Vergleich der einzelnen Gestehungskosten notwendig. Die absolute Vorteilhaftigkeit einer Investition kann durch einen Vergleich der Gestehungskosten mit den Opportunitätskosten vorgenommen werden. Diese sind im Falle:

- der Kraftstoffgestehungskosten die Kosten der fossilen Referenz bzw. des fossilen Substituts (z. B. Benzin, Diesel oder Erdgas),
- der Stromgestehungskosten die Vergütung nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) oder die Einsparungen durch die Eigenversorgung mit elektrischer Energie,
- der Wärmegestehungskosten die Kosten der bisherigen oder einer optionalen Wärmeversorgung.

Durch die Beschränkung auf die Gestehungskostenrechnung bleiben aber gleichzeitig die positiven externen Effekte z. B. der elektrischen Energiebereitstellung durch Biomasse gegenüber Wind und Photovoltaik aufgrund einer deutlich höher gesicherten Leistung unberücksichtigt (Zeymer et al. 2013). So beträgt diese bei Biomasse 88 %, bei Wind nur 5 - 10 % und Photovoltaik nur 1 % der Kraftwerksleistung (DENA 2010, S. 23). Bei einem Vergleich der Bereitstellungskosten auf Netzebene der Biomassepfade mit Wind- oder Solarkraftwerken sind somit Mehrkosten für zusätzliche Reserveleistung und Netzausbau zu berücksichtigen, besonders wenn der Anteil fluktuierender Energieträger weiter ansteigt (Zeymer et al. 2013).

Jährlich konstante Preissteigerungsrate

Bei Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen von Energieprojekten wird meistens von den aktuellen Energiepreisen ausgegangen und eine „jährlich konstante Preissteigerungsrate“ während der Laufzeit des Projektes vorausgesetzt. Jedoch wird eine solche Vorgehensweise der Realität auf dem Energiemarkt nicht gerecht, da die anfallenden Kosten im Rahmen der Biomassebereitstellung als sehr volatil und nur schwer prognostizierbar sind (Konstantin 2007). Daher ist der Basisfall der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen mit den Durchschnittspreisen des letzten Jahres zu rechnen. Da als Bezugszeitpunkt das Jahr 2010 angenommen wird, ist, falls nicht anders möglich, auf eine ältere Datenbasis auszuweichen und diese Daten auf das Jahr 2010 zu prognostizieren. Auf eine Gestehungskostenrechnung mit jährlichen Preissteigerungsraten wird zur besseren Vergleichbarkeit der Einsatzbereiche von Biomasse also Wärme, Strom, KWK und Kraftstoff verzichtet. Zwar ist die Berücksichtigung von Preissteigerungen zwar besonders bei der Inanspruchnahme einer EEG-Vergütung zwingend notwendig, um die Wirtschaftlichkeit zu bestimmen, da die Vergütung von elektrischer Energie über 20 Jahre fest ist. Jedoch können im Wärme- und Kraftstoffmarkt z. B. Rohstoffteuerungen teilweise auf den Verbraucher umgelegt werden. Besser eignen sich in diesem Zusammenhang daher Sensitivitätsbetrachtungen unter der Einbeziehung erheblich höherer und niedrigerer Preise für Rohstoffe, betriebs- und kapitalgebundener Parameter, um auf diese Weise mögliche Risiken zu analysieren und mögliche Schwankungen transparenter abzubilden.

6.3 Annahmen und Rahmenbedingungen

Als Kalkulationsbasis gilt eine erprobte und in den Markt eingeführte Konversionsanlage. In Vorhaben, wo dieses (noch) nicht erreicht ist, sind die verfügbaren Daten entsprechend weiter zu entwickeln, umso möglichst zuverlässige Werte für eine marktnahe Technologie verwenden zu können. Dabei ist stets auch der Zeitpunkt anzugeben, wann mit einer Marktverfügbarkeit gerechnet wird.

Generell weisen die Annahmen und Rahmenbedingungen große Bandbreiten auf, die abhängig vom Anliegen der Betrachtung, Auslegung der Anlage (Spitzen-/ Dauerlast, wärme-/ stromgeführt), Standort und Technologiereife (Zuverlässigkeit, Standzeiten, Wartungsaufwand) stark variieren können und somit von Fall zu Fall angepasst werden müssen. Zentrale Kalkulationsbasis für die Gestehungskosten bilden daher die in den Stoff- und Energiebilanzen ermittelten prozess- und anlagenspezifischen Kenngrößen (z. B. Wirkungsgrade und spezifische Emissionen) sowie deren Hochrechnung auf ein erprobtes Anlagenkonzept. Bei der Berechnung der Gestehungskosten sollte der Wärmenutzungsgrad einer Anlage mit angegeben werden, da dieser das Ergebnis erheblich beeinflussen kann.

Um eine möglichst hohe Transparenz zu erzielen, sollte je nach Möglichkeit die Investitionssumme in Anlagekosten (Bautechnik/Maschinentechnik/Elektro- und Leittechnik), Ingenieurleistungen für Planung und Überwachung, Bauherrenleistungen, Bauzinsen, Unvorhergesehenes aufgeschlüsselt werden. Die sehr hohe Vielfalt an Technologien und Konzepten bei der Bereitstellung von Biomasse erlaubt es nicht, Angaben zu Investitionssummen vorzugeben und sind daher projektspezifisch zu kalkulieren. Neben der Investitionssumme einer Anlage sind die Instandsetzungs- und Wartungskosten von besonderer Relevanz, die unter den Instandhaltungskosten zusammengefasst sind. In Peter et al. 2003 sind Schätzungen für unterschiedlich komplexe Verfahren und in Abhängigkeit der Prozessbedingungen Instandhaltungskosten nach Löhnen und Material aufgeschlüsselt angegeben. In Tabelle 16 sind die Instandhaltungskosten als Prozentangaben der Investitionssumme pro Jahr aufgelistet. Je nach Verfahren und Technologie sollten sich die Annahmen zu Instandhaltungskosten daran orientieren.

Tabelle 16: Schätzung von Instandhaltungskosten chemischer Verfahren (Zeymer et al. 2013), (Peter et al. 2003)

Chemisches Verfahren	Instandhaltungskosten in % der Investitionssumme pro Jahr		
	Löhne	Material	Gesamt
Einfaches thermochemisches Verfahren	1 – 3	1 – 3	2 – 6
Durchschnittlich komplexes Verfahren unter normalen Prozessbedingungen	2 – 4	3 – 5	5 – 9
Komplexes Verfahren unter korrosiven Bedingungen oder mit aufwendiger MSR	3 – 5	4 – 6	7 – 11

Für die folgenden Konversionstechnologien in den Tabellen wurde hinsichtlich Rahmenbedingungen und Annahmen für die Gestehungskostenberechnung eine differenzierte Auflistung erstellt (siehe Tabelle 17 - Tabelle 19). Alle Angaben zu Preisen für Roh-, Hilfs- und Reststoffen sowie für Hilfsenergie basieren auf einer durchschnittlichen Kostenbasis im Jahr 2010. Bei allen Parametern wurde zur Vereinfachung und besseren Vergleichbarkeit verschiedener Anlagen auf eine Angabe von Spannweiten verzichtet und ein einzelner Wert zur Berechnung der Gestehungskosten angegeben. Große regionale Unterschiede sind generell vorhanden, aber in diesem Zusammenhang nicht betrachtet, um eine einheitliche Kostenbasis für alle Projekte zu schaffen sowie die Ergebnisse transparent und vergleichbar zu gestallten. Sind deutliche Abweichungen zwischen den realen Werten und den vorgeschlagenen Annahmen bzw. Rahmenbedingungen in einem konkreten Projekt zu erwarten, ist dies auf jeden Fall zu vermerken und bei der anschließenden Sensitivitätsbetrachtung zu berücksichtigen bzw. zu diskutieren.

Folgende Anlagenkonzepte werden beschrieben:

Biogasanlage/Biodieselanlage/Bioethanolanlage

Vereinfacht betrachtet, weisen Biogasanlage/Biogasanlage inkl. Aufbereitung, Bioethanolanlagen und Biodieselanlagen eine ähnliche technische Reife sowie Komplexität auf und können daher bezüglich der wirtschaftlichen Annahmen sowie Rahmenbedingungen zusammengefasst werden. Eine Übersicht ist in Tabelle 17 gegeben.

Biomassefeuerungsanlagen

Biomassefeuerungsanlagen weisen eine große Spannweite in der Feuerungswärmeleistung auf, die von einem Kilowatt bis zu mehreren hundert Megawatt reicht. Da jedoch nicht nur die Kapazität stark variiert, sondern auch die Betriebsweise und sonstige Rahmenbedingungen, erfolgt in Tabelle 18 eine Unterscheidung hinsichtlich der Biomassefeuerungsanlagen.

Biomassevergasungsanlagen

Aufgrund der deutlich höheren spezifischen Investitionssummen für Biomassevergasungsanlagen im Unterschied zu konventionellen Biomasseheizkraftwerken fallen die Instandhaltungs- sowie Reinigungskosten trotz ähnlich hoher prozentualer Abschläge deutlich höher aus. Die zudem komplexere Technik sowie geringeren Betriebserfahrungen erfordern diesen höheren Aufwand sowie Zuschläge bei den unerwarteten Kosten. Die Rohstoffsituation bzw. -konkurrenzen sind vergleichbar mit denen von Biomasseheizkraftwerken, da eine ähnliche Bandbreite eingesetzt werden kann bzw. angestrebt wird (z. B. Strohpellets). Die Annahmen bezüglich der jährlichen Betriebsstunden sind noch nicht technologieübergreifend realisiert, jedoch durch einzelne Anlagen (FICFB-Vergasung Güssingen, Harboøre-Anlage in Dänemark) bestätigt und stellen das Minimal-Ziel der geplanten Anlagen im Regelbetrieb dar.

Tabelle 17: Typische Annahmen und Rahmenbedingungen Gestehungskostenrechnung (netto, 2010) - Biogasanlage/ Biogasanlage inkl. Aufbereitung, Bioethanol- und Biodieselanlagen

Parameter	Annahmen und Rahmenbedingungen
Jahresvollaststunden (Biogasanlage mit Aufbereitung)	8.200 h/a
Jahresvollaststunden (alle anderen)	8.000 h/a
Kapitalgebundene Kosten	
Investitionssumme (schlüsselfertig, ohne Bauzinsen)	I_0
Kalkulatorischer Mischzinssatz	8 %/a
Instandsetzung	siehe Tabelle 16
Betrachtungszeitraum[33]	20 Jahre
Verbrauchsgebundene Kosten	
Biomassebereitstellungskosten: - Zertifiziertes Rapsöl - Rapssaat - Zertifiziertes Palmöl - Gülle - Klärschlamm (Dünnschlamm 5 % TS), Bioabfall - Mais bzw. Maissilage - Getreidekorn - Grassilage - Luzernensilage - Sonnenblumensilage - Zuckerrübenblattsilage - Grünroggensilage	 890 €/t 370 €/t 810 €/t 0 €/t_{FM} („Eigenproduktion") / 2 €/t_{FM} (Zukauf) - 30 €/t_{FM} 35 €/t_{FM} 165 €/t_{FM} 35 €/t_{FM} 30 €/t_{FM} 30 €/t_{FM} 25 €/t_{FM} 25 €/t_{FM}
Strompreis (Eigenbedarf)	3,33 €ct/MJ_{el} (12 €ct/kWh_{el})
Propan	1 €/kg
Antischaummittel	3 €/kg
Prozesswasser	2 €/m^3
Entsorgung: - Belastete Gärrückstände mit 85 % TS-Gehalt (z. B. aus Klärschlammverwertung) - Rostasche (Dampfbereitstellung bei Bioethanolproduktion) - Flugasche (Dampfbereitstellung bei Bioethanolproduktion)	 85 €/t 80 €/t 150 €/t
Betriebsgebundene Kosten	
Personalbedarf (Biogasanlage) [MA]	0,5 MA/MW_{Biogas}
Personalbedarf (Biokraftstoffanlagen) [MA]	0,25 MA/MW_{output}
Spezifische Personalkosten [€/(MA · a)]	50.000
Wartung und Reinigung	siehe Tabelle 16
Verwaltung	(0,5 % · I_0)/a
Versicherung (ohne Bau)	(1,00 % · I_0)/a
Unvorhergesehenes	(0,50 % · I_0)/a
Erlöse für Nebenprodukte	
Wärmegutschriften: - Wärme bis 130 °C - Hochdruckdampf	 0,83 €ct/MJ_{th} (3 €ct/kWh_{th}) 1,39 €ct/MJ_{th} (5 €ct/kWh_{th})
Koppelprodukte: - Extraktionsschrot - Presskuchen - DDGS (gepresste Trockenschlempe) - Vinasse - Rohglycerin (70 %) - Pharmaglycerin	 165 €/t 160 €/t 140 €/t 70 €/t 70 €/t Keine Marktpreise verfügbar
Strompreis (Eigenbedarfeinsparung)	3,33 €ct/MJ_{el} (12 €ct/kWh_{el})
EEG-Vergütung (anlagenspezifisch)	...€ct/MJ_{el} (€ct/kWh_{el})

Tabelle 18: Typische Annahmen und Rahmenbedingungen der Gestehungskostenrechnung (netto, 2010) – Biomassefeuerungsanlagen

	Private Nutzung		Kommerzielle Nutzung		
Parameter	**Einzelfeuer-stätten**	**Zentral-heizungen**	**Zentral-heizungen**	**Heizwerke**	**Heizkraft-werke (EEG)**
Jahresvollaststunden (Dauerbetrieb) [a/h]	–	–	–	–	7.500
Jahresvollaststunden (wärmegeführt) [a/h]	1.000	1.800	2.000	3.000	6.000
Kapitalgebundene Kosten					
Investitionssumme (schlüssel-fertig, ohne Bauzinsen)	I_0	I_0	I_0	I_0	I_0
Kalkulatorischer Mischzinssatz	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %
Instandsetzung	$(3{,}0\ \% \cdot I_0)/a$	$(3{,}0\ \% \cdot I_0)/a$	$(3{,}0\ \% \cdot I_0)/a$	$(2{,}5\ \% \cdot I_0)/a$	$(2{,}5\ \% \cdot I_0)/a$
Betrachtungszeitraum[33] [a]	20	20	20	20	20
Verbrauchsgebundene Kosten					
Biomassebereitstellungskosten: - Restholz (Hackschnitzel frei Anlage, WG 40 %) - Altholz der Klassen I und II (frei Anlage) - Landschaftspflegeholz (frei Anlage) - Stroh - Industriepellets - Holzpellets (DIN plus)	 90 €/t_{atro} – – – – 190 €/t_{atro}	 90 €/t_{atro} – 40 €/t_{atro} 80 €/t_{FM} – 190 €/t_{atro}	 75 €/t_{atro} 35 €/t_{atro} 40 €/t_{atro} 80 €/t_{FM} 120 €/t_{atro} –	 75 €/t_{atro} 35 €/t_{atro} 40 €/t_{atro} 80 €/t_{FM} 120 €/t_{atro} –	 75 €/t_{atro} 35 €/t_{atro} 40 €/t_{atro} 80 €/t_{FM} 120 €/t_{atro} –
Strompreis (Eigenbedarf)	3,88 €ct/MJ (14 €ct/kWh)			3,33 €ct/MJ (12 €ct/kWh)	
Entsorgung: - Rostasche - Flugasche	 – –	 – –	 80 €/t –	 80 €/t 150 €/t	 80 €/t 150 €/t
Betriebsgebundene Kosten					
Personalbedarf [MA]	–	–	0,10	0,5 MA/MW_{FWL}	0,5 MA/MW_{FWL}
Spezifische Personalkosten [€/(MA · a)]	–	–	30.000 €	40.000 €	50.000 €
Wartung und Reinigung	siehe Tabelle 16				
Verwaltung	–	–	$0{,}75\ \% \cdot I_0)/a$	$0{,}75\ \% \cdot I_0)/a$	$0{,}75\ \% \cdot I_0)/a$
Versicherung (ohne Bau)	–	–	$(1{,}0\ \% \cdot I_0)/a$	$(1{,}0\ \% \cdot I_0)/a$	$(1{,}0\ \% \cdot I_0)/a$
Unvorhergesehenes	–	–	$(0{,}5\ \% \cdot I_0)/a$	$(0{,}5\ \% \cdot I_0)/a$	$(0{,}5\ \% \cdot I_0)/a$
Erlöse für Nebenprodukte					
Wärmegutschriften: - Wärme bis 130 °C - Hochdruckdampf	 – –	 – –	 0,83 €ct/MJ_{th} –	 0,83 €ct/MJ_{th} 1,39 €ct/MJ_{th}	 0,83 €ct/MJ_{th} 1,39 €ct/MJ_{th}
Strompreis (Eigenbedarfeinsparung)	–	–	–	–	3,33 €ct/MJ (12 €ct/kWh)
EEG-Vergütung (anlagenspezifisch)	–	–	–	–	... €ct/MJ_{el} ... (€ct/kWh_{el})

[33] Der Betrachtungszeitraum ist weder die technische noch betriebswirtschaftliche Nutzungsdauer (Abschreibung), sondern ein einheitlicher Zeitraum. Als Abschreibungszeit sollte die technische Nutzungsdauer angesetzt und falls notwendig Ersatzinvestitionen sowie Liquidationserlöse berücksichtigt werden (Berechnung nach VDI 6025).

Tabelle 19: Typische Annahmen und Rahmenbedingungen der Gestehungskostenrechnung (netto, 2010) – Biomassevergasung (mit motorischer Nutzung oder Methanisierung)

Parameter	Annahmen und Rahmenbedingungen
Jahresvollaststunden (Dauerbetrieb)	7.500 h/a
Jahresvollaststunden (wärmegeführt)	6.000 h/a
Kapitalgebundene Kosten	
Investitionssumme (schlüsselfertig, ohne Bauzinsen)	I_0
Kalkulatorischer Mischzinssatz	8 %/a
Instandsetzung (technologieabhängig)	siehe Tabelle 16
Betrachtungszeitraum[33]	20 Jahre
Verbrauchsgebundene Kosten	
Biomassebereitstellungskosten: - Restholz (Hackschnitzel frei Anlage, Wassergehalt 40 %) - Altholz der Klassen I und II (frei Anlage) - Landschaftspflegeholz (frei Anlage) - Stroh - Holzpellets	 75 €/t_{atro} 25 €/t (bei H_i=3,8 kWh/kg) 25 €/t_{atro} 60 €/t_{FM} 120 €/t_{atro} (Industriepellets)
Strompreis (Eigenbedarf)	3,33 €ct/MJ_{el} (12 €ct/kWh_{el})
RME	1 €/kg
ZnO	20 €/kg
$CaCO_3$	0,05 €/kg
Prozesswasser/Speisewasser	2 €/m³ / 6 €/m³
Entsorgung: - Rostasche/Flugasche/Unbelastetes Abwasser - Belastete Asche/Abwasser (gefährlicher Abfall)	 80 €/t / 150 €/t / 5 €/m³ 500 €/t bzw. €/m³
Betriebsgebundene Kosten	
Personalbedarf (technologie- und konzeptabhängig) [MA]	0,5 MA/MW_{FWL}
Spezifische Personalkosten [€/(MA · a)]	50.000
Wartung und Reinigung	siehe Tabelle 16
Verwaltung	(0,50 % · I_0)/a
Versicherung (ohne Bau)	(1,00 % · I_0)/a
Unvorhergesehenes	(0,5 % · I_0)/a
Erlöse für Nebenprodukte	
Wärmegutschriften: - Wärme bis 130 °C - Hochdruckdampf	 0,83 €ct/MJ_{th} (3 €ct/kWh_{th}) 1,39 €ct/MJ_{th} (5 €ct/kWh_{th})
Strompreis (Eigenbedarfeinsparung)	3,33 €ct/MJ_{el} (12 €ct/kWh_{el})
EEG-Vergütung (anlagenspezifisch)	... €ct/MJ_{el} (€ct/kWh_{el})

Zur einheitlichen Berechnung des Biomassebedarfs und der Rohstoffkosten sind in Tabelle 20 zur Umrechnung durchschnittlichen Heizwerte und Angaben zum Wassergehalt biogener Rohstoffe aufgeführt.

Tabelle 20: Durchschnittliche Heizwerte verschiedener biogener Rohstoffe

Energieträger	H_i in GJ/t_{atro}	H_i in GJ/t_{FM}	WG der Frischmassen in %
Stroh-HD-Ballen	17,2	13,9	14,0
Pellets	19,0	16,3	9,0
Hackschnitzel	19,0	13,0	23,0
Altholz	16,0	13,3	18,0
Energiegras	–	15,3	17,3
Rapsöl	–	37,2	0,1
Gras-Silage	–	5,8	65,0
Weizen	17,0	13,4	17,0
Mais-Silage	–	6,4	65,0

Ausblick 2020 und 2030

Bei der Berechnung von Gestehungskosten für die Zeithorizonte 2020/2030 ist es notwendig bestimmte Rahmenbedingungen anzupassen. Hier sind drei Aspekte zu beachten:

1. Investitionssummen (real)
2. Bereitstellungskosten Biomasse (real)
3. Entwicklung der realen Referenzkosten (Erzeugerkosten)

Neben den Investitionssummen, die durch Lerneffekte möglicher Weise sinken, und Wirkungsgradsteigerung von Anlagen, die in den Projekten spezifisch zu ermitteln sind, werden im Folgenden (Tabelle 21) Rohstoffpreise für den jeweiligen Zeithorizont festgelegt. Damit die Ergebnisse der unterschiedlichen Zeithorizonte miteinander vergleichbar sind, ist es wichtig alle Annahmen zu Kosten bzw. Preisen auf das Jahr 2010 zu beziehen und reale Gestehungskosten in $€_{2010}$ auszuweisen, ohne eine mögliche nominale Preissteigerung in der Zukunft zu berücksichtigen.

Tabelle 21: Entwicklung der Bereitstellungskosten für Biomasse

		Biomassebereitstellungskosten	
Rohstoff	**Einheit**	**2020**	**2030**
Restholz (Hackschnitzel frei Anlage, WG 40 %)	$€_{2010}/t_{atro}$	94	107
Altholz der Klassen I und II (frei Anlage)	$€_{2010}/t$ (bei H_i=3,8 kWh/kg)	25	25
Landschaftspflegeholz (frei Anlage)	$€/_{2010}t_{atro}$	31	36
Stroh	$€_{2010}/t_{FM}$	89	98
Industriepellets	$€_{2010}/t_{atro}$	151	171
Holzpellets (DIN plus)	$€_{2010}/t_{atro}$	239	271
Rapsöl	$€_{2010}/t$	1.177	1.334
Rapssaat	$€_{2010}/t$	365	414
Palmöl	$€_{2010}/t$	806	913
Gülle	$€_{2010}/t_{FM}$	0	0
Klärschlamm (Dünnschlamm 5 % TS, Erlös)	$€_{2010}/t_{FM}$	-30	-30
Mais bzw. Maissilage	$€_{2010}/t_{FM}$	33	37
Getreidekorn	$€_{2010}/t_{FM}$	134	147
Grassilage	$€_{2010}/t_{FM}$	33	37
Luzernensilage	$€_{2010}/t_{FM}$	22	25
Sonnenblumensilage	$€_{2010}/t_{FM}$	28	31
Zuckerrübenblattsilage	$€_{2010}/t_{FM}$	26	28
Grünroggensilage	$€_{2010}/t_{FM}$	27	29

Die bei der Gestehungskostenrechnung unterstellte Annahme, dass es sich um eine erprobte und in den Markt eingeführte Konversionsanlage handelt, bietet den Vorteil Technologien in verschiedenen Entwicklungsstadien ökonomisch zu vergleichen. Zudem ist es möglich das zukünftige Potenzial von Pilot- und Demoanlagen abzuschätzen und strategische Entscheidungen bezüglich der weiteren Förderung zu treffen. Um die Ergebnisse jedoch nicht völlig losgelöst vom Entwicklungsstand zu betrachten, ist es notwendig eine Dokumentation der Annahmen oder der realen Daten vorzunehmen. Dabei sollen vor allem Angaben zum Entwicklungsstand, zur Marktverfügbarkeit und zum Entwicklungsbedarf helfen, die Ergebnisse transparenter zu gestalten und Abweichungen zu kommerziellen Anlagen aufzuzeigen. Die Gestehungskosten sollen daher zusammen mit der Dokumentationsliste (siehe Tabelle 22) erhoben und publiziert werden.

6.4 Ergebnisdarstellung

Die Ergebnisdarstellung sollte neben einer tabellarischen möglichst in graphischer Form erfolgen, um die unterschiedlichen Kostenstrukturen unterschiedlicher Versorgungskonzepte sichtbar zu machen. Als Beispiel sind nachfolgend die mittleren Gestehungskosten (Abbildung 12) dargestellt.

Für die Kalkulation der Differenzkosten biogener Energiebereitstellung soll ein fossiles Referenzsystem gewählt werden, dass alternativ zur Bioenergie in Betracht kommen würde. Die Annahmen bezüglich des Wärmenutzungsgrads, bei den Berechnungen der Stoff- und Energieströme, der Gestehungskosten und der THG-Emissionen müssen gleich sein, um die Vergleichbarkeit der THG-Vermeidungskosten zu gewährleisten.

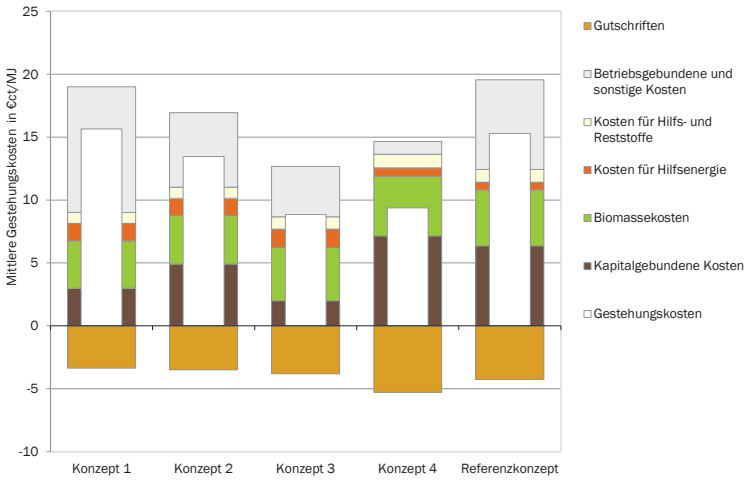


Abbildung 12: Mittlere Gestehungskosten (Quelle: Eigene Darstellung)

Die Annahmen und Systemgrenzen zur Berechnung der mittleren Gestehungskosten von Bioenergie und der fossilen Referenz müssen gleichartig sein. Zudem können Sensitivitätsanalysen helfen, die Haupteinflussfaktoren und Unsicherheiten der Gestehungskostenrechnung zu verdeutlichen. Dabei ist die Variationsbandbreite für jeden Parameter sinnvoll zu wählen bzw. sollte in die Auswertung miteinbezogen werden. Bei Kleinfeuerungsanlagen ist die Ausdehnung der Systemgrenze auf die Nutzenergie erforderlich, da erhebliche Unterschiede in Kostenstruktur der Distribution und Nutzung zur fossilen bestehen. Für alle anderen Pfade ist Bereitstellung von Bioenergie als Systemgrenze hinreichend genau, wobei bei Biokraftstoffen und fossilen Kraftstoffen, die THG-Emissionen der finalen Verbrennung im Motor berücksichtigt sind.

Tabelle 22: Dokumentationsliste wichtiger Einflussgrößen der Gestehungskostenberechnung

Parameter	Angaben	Erläuterung der Angaben
Entwicklungsstand der Anlage	☐ Versuchsanlage ☐ Pilotanlage ☐ Demonstrationsanlage ☐ Kommerzielle Anlage	Feuerungswärmeleistung: Kumulierte Betriebsstunden: Jährliche Betriebsstunden:
Anlagenkapazität	Geplante Feuerungswärmeleistung der marktfähigen Anlage:	Notwendiger Skalierungs-faktor
Entwicklungsaufwand	☐ Grundlagenforschung ☐ Konzeptentwicklung ☐ Komponentenentwicklung ☐ Skalierung ☐ Brennstoffadaption ☐ Prozessoptimierung	Technische Hindernisse: Wirtschaftliche Hindernisse:
Geplante Kommerziali-sierung (Marktverfüg-barkeit der Anlage)	☐ < 1 Jahre ☐ < 5 Jahre ☐ < 10 Jahre ☐ Keine Kommerzialisierung unter derzeitigen Rahmenbedingungen möglich	Geplante Markteinführungs-strategie

Parameter	Datenerhebung			Erläuterung der Daten: Methode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
	Messung bzw. reale Daten	Berechnung	Annahme	
Investitionssumme	☐	☐	☐	
Nutzungsdauer der Anlagenkomponenten	☐		☐	
Betriebsweise - stromgeführt - wärmegeführt	 ☐ ☐		 ☐ ☐	

7 Methodik der Bilanzierung von Treibhausgasemissionen und weiteren Emissionen

7.1 Hintergrund

Die ökologische Bewertung der Bioenergienutzung ist insbesondere vor dem Hintergrund klima- und umweltpolitischer Diskussionen und Forderungen als dauerhaft wissenschaftliche Begleitung von Bedeutung. In der klassischen Ökobilanzierung gibt es jedoch zahlreiche Freiheitsgrade bezüglich der Methodik, woraus eine erschwerte Vergleichbarkeit unterschiedlicher Bilanzierungsergebnisse resultiert. Daher sollte nach Möglichkeit eine Harmonisierung der Berechnungsmethodik für die Projekte, die im Rahmen des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ laufen, angestrebt werden. Ziel der hier vorgeschlagenen Methodik ist die „Bereitstellung“ einer einfachen und transparenten Methodik, die es bestmöglich erlaubt, vergleichbare Ergebnisse zu produzieren. Daher wird vorgeschlagen für die Berechnung der Treibhausgas-, der versauernden – und der Partikelemissionen (und der entsprechenden Minderungspotenziale gegenüber einer fossilen Referenz) die Methodik der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (EU RED 2009) in Anhang V anzuwenden. Anders als die vollständige Ökobilanzierung nach ISO 14040 (ISO 14040) und 14044 (ISO 14044) beschränkt sich diese Methodik auf die Berechnung von Treibhausgasemissionen. Diese werden in der aktuellen Diskussion der energetischen Biomassenutzung am stärksten diskutiert. Die Berechnungsmethodik erscheint, im Sinne einer Hilfsfunktion, daher als derzeit einziger anwendbarer Kompromiss zwischen der Notwendigkeit methodischer Komplexität und einer Sicherstellung der Vergleichbarkeit von Ergebnissen durch möglichst einfache und transparente Vorgehensweisen und Methoden. Die Methodik stellt keineswegs ein Substitut der Ökobilanzierung nach ISO 14040 und 14044 dar.

Die folgend dargestellte Methode stellt die Basis für die durchzuführende Emissionsberechnung dar.[34] Am Beispiel der THG-Bilanzierung wird die vereinfachte Methodik, die auch für die Versauerung und Partikel-Emissionen angewandt werden sollte, nachstehend vorgestellt.

Natürlich steht es allen Projektbeteiligten im Rahmen des Förderprogramms frei, innerhalb ihres Vorhabens über diese vereinfachte Berechnung hinauszugehen und einen detaillierteren und methodisch umfassenderen Weg zu beschreiten.

[34] Für die Weiterentwicklung des Verfahrens bietet die Arbeitsgruppe „Ökobilanzen“ im Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“ eine Plattform für, z. B. die Wahl der Systemgrenzen, Wahl der Datenbank für Emis-sionsfaktoren, den Umgang mit Nebenprodukten, Umgang mit verschiedenen Wirkungskategorieergebnissen in der Ergebnisinterpretation, etc., um die Förderprogrammsteilnehmer im Umgang mit diesen Fragestellungen, methodisch unterstützen zu können.

7.2 Generelle Methodik

Die Methodik der Ökobilanzierung kann grob in vier Bestandteile (Abbildung 13) unterteilt werden: (i) Festlegung von Ziel und Untersuchungsrahmen (ii) Sachbilanz (iii) Wirkungsabschätzung (iv) Auswertung. Der erste Schritt – Ziel und Untersuchungsrahmen – beschreibt u. a. die Bilanzgrenzen und definiert die funktionelle Einheit. Innerhalb der Sachbilanz werden alle Emissionen entlang der Prozesskette innerhalb des Bilanzierungsrahmens ermittelt und im Schritt der Wirkungsabschätzung sortiert, verdichtet und im Hinblick auf mögliche Umweltwirkungen ausgewertet. Der Schritt der Auswertung dient der Interpretation der Resultate aus Sachbilanz und Wirkungsabschätzung.

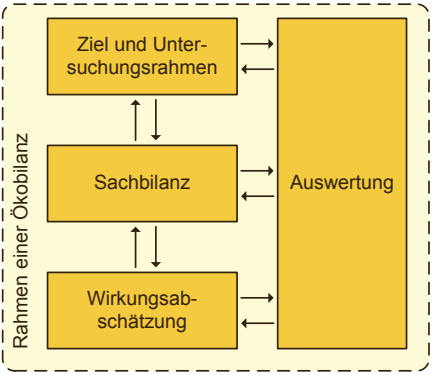


Abbildung 13 Methodischer Ansatz nach DIN ISO 14040 (ISO 14040)

Die im Rahmen des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ empfohlene Methodik zur Berechnung der THG-Emissionen gemäß der EU RED orientiert sich im Wesentlichen am Aufbau nach DIN ISO 14040, schränkt allerdings die Freiheitsgrade der Bilanzierung stark ein. Der Ansatz der EU RED unterscheidet sich in verschiedenen Punkten von dem der DIN ISO 14040. So gibt es bei der Bilanzierung entsprechend der EU RED u. a. klare Vorgaben bezüglich der zu betrachtenden Systemgrenzen, der Berücksichtigung erzeugter Koppelprodukte, der CO_2-Konversionsfaktoren und der fossilen Referenzsysteme. Des Weiteren gilt die Methodik der EU RED bisher nur für flüssige und gasförmige Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe zur Strom-, Wärme- und Kälteerzeugung. Eine Ausweitung der Forderung von Nachhaltigkeitskriterien für feste und gasförmige Biomasse zur Erzeugung von Strom, Wärme und Kälte[35] wird derzeit auf europäischer Ebene zwar nicht angestrebt, jedoch gibt die EU Kommission Empfehlungen für Mitgliedsstaaten die die Nachhaltigkeitsstandards auch auf feste und gasförmige Biomasse ausdehnen wollen (EU KOM 2010a). Nachfolgend werden die methodischen Vorgaben der EU RED inklusive der Empfehlungen der EU Kommission (im Folgenden EU KOM genannt) für feste und gasförmige Biomasse zur Energieerzeugung bezüglich der THG-Bilanzierung und der Bestimmung des für eine Zertifizierung obligaten Treibhaugasminderungspotenzials ausführlich erläutert.

[35] Wenn im folgendem abkürzend von fester und gasförmiger Biomasse zur Energieerzeugung die Rede ist, soll an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass gasförmige Biomasse als Biokraftstoff den Nachhaltigkeitsanforderungen der EU RED für Biokraftstoffe unterliegt.

7.3 Annahmen und Rahmenbedingungen

Ziel und Untersuchungsrahmen. Der Bilanzierungsrahmen für die Bioenergieerzeugung umfasst die gesamte Prozesskette der Bioenergieerzeugung vom Anbau und der Bereitstellung der Biomasse über die Konversion und Aufbereitung bis zur Energiebereitstellung einschließlich Logistik, Distribution und Nutzung[36] (Abbildung 14).

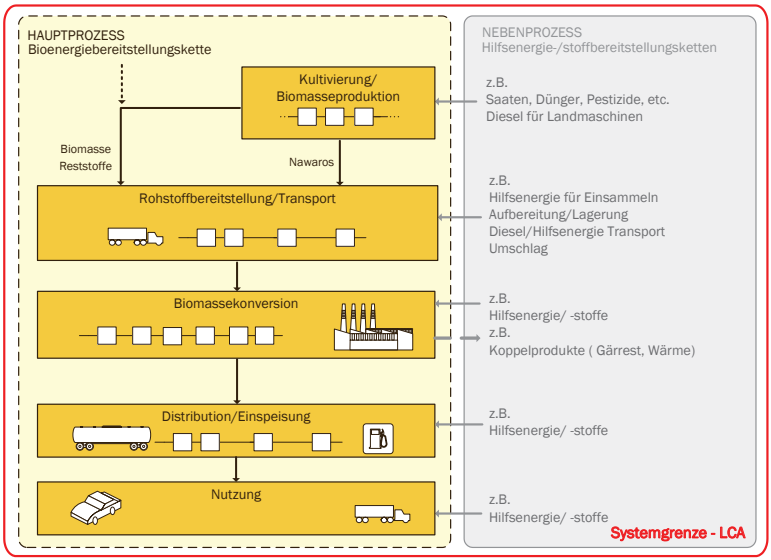


Abbildung 14: Bilanzierungsrahmen (Quelle: Eigene Darstellung)

Für die dargestellte Prozesskette der Biomassenutzung ergeben sich im Wesentlichen folgende Prozessschritte:

- Rohstoffproduktion: (i) Aufwendungen zur Produktion der unterschiedlichen Rohstoffe und Substrate. Dazu zählen alle Emissionen und Aufwendungen aus der Produktion und Nutzung von Düngemitteln, Saatgut, Diesel und Pflanzenschutzmitteln und etwaiger Landnutzungsänderungen. (ii) Entsprechend der gewählten Methodik zur Berechnung der THG-Emissionen werden für Reststoffe nur die Aufwendungen für deren Einsammlung und Aufbereitung berücksichtigt, Emissionen aus der Vorkette sind nicht anzunehmen
- Biomassebereitstellung: Transportprozesse zur Konversionsanlage (inklusive Biomassekonditionierung, wie z. B. Trocknen, Häckseln, Pelletieren)
- Konversion: Umwandlung der Biomasse in Nutzenergie
- Distribution: Zum Endnutzer
- Nutzung: Hier ist zu beachten, dass bezüglich der Bilanzierung der Treibhausgasemissionen, diese bei der Nutzung mit Null angesetzt werden

[36] Für die Bilanzierung der THG-Emissionen gilt: Die Treibhausgasemissionen bei der Nutzung werden mit Null angesetzt.

Sachbilanz. Die Sachbilanz umfasst die Datenerhebung und die Berechnung zur Quantifizierung aller relevanten In- und Outputflüsse der gesamten Prozesskette (Abbildung 15). Die innerhalb der Sachbilanz ermittelten Emissionen werden im Schritt der Wirkungsabschätzung sortiert, verdichtet und im Hinblick auf mögliche Umweltwirkungen ausgewertet.

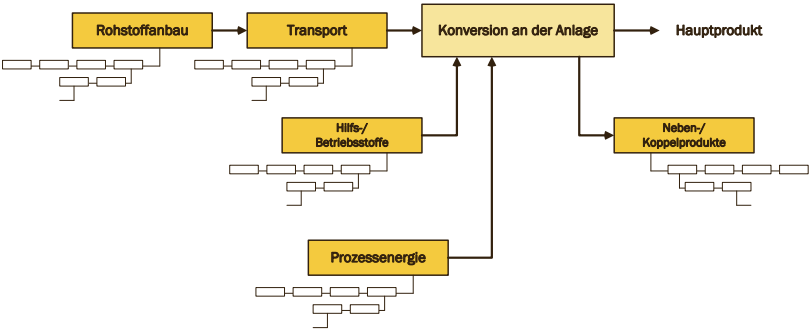


Abbildung 15: Schematische Darstellung einer Prozesskette (Quelle: Eigene Darstellung)

Die Datenerhebung findet in der Regel mit Hilfe so genannter Datenerfassungsblätter statt. Die Erfassungsbögen enthalten Dokumentationslisten aller relevanten Stoff- und Energieströme der Prozesse, nachfolgend exemplarisch dargestellt für die Prozesse Rohstoffproduktion, Bereitstellung/Transport, Distribution und Nutzung. Entsprechende Dokumentationslisten für die Konversionsprozesse finden sich in Kapitel 5 „Methoden zur Energie- und Stoffbilanzierung des Konversionsprozesses“ (vgl. Kap. 5.4 „Datenerhebung und Ergebnisdarstellung“).

Tabelle 23: Dokumentationsliste der relevanten Stoff- und Energieströme für die Prozesse Rohstoffproduktion, Bereitstellung/Transport, Distribution und Nutzung

Rohstoffproduktion	Einheit	Dateneingabe (inklusive Erhebungsverfahren)
Art des Rohstoffs	–	
Gesamtmenge des Rohstoffs	t/a	
Herkunft des Rohstoffs		
Schlaggröße	ha	
Ertrag	t/ha	
Wassergehalt	%	
Stroh- bzw. Reststoffverbleib	kg/ha*a	
Dieselverbrauch für Anbau/ Ernte/	L/ha	
Aufbereitung (z. B. Häckseln)	–	
N-Dünger	kg/ha	
P-Dünger	kg/ha	
K-Dünger	kg/ha	
Kalk	kg/ha	
Wirtschaftsdünger	kg/ha	
Organischer Dünger (bitte spezifizieren)	kg/ha	
Pestizides	kg/ha	
Strombedarf Trocknung	kWh/kg	
Heizöl zur Trocknung (evtl. andere	MJ/kg	
Energieträger näher spezifizieren)	–	
Status der Anbaufläche vor dem	–	
01.01.2008 (für Anspruch auf Nawaro-Bonus	–	
vor dem 01.01.2005)		
Rohstoffbereitstellung/Transport	**Einheit**	**Dateneingabe**
Transportmittel (LKW, Bahn...)	–	
Nutzlast eingesetztes Transportmittel	t/TM	
Eingesetzte Transportenergie	–	
(Diesel, Biodiesel, Strom...)	–	
Energieverbrauch beladen	L/km	
Energieverbrauch unbeladen	L/km	
Transportentfernung beladen	km	
Transportentfernung unbeladen	km	
Rohstofftransport je Transportmittel	t/TM	
Rohstoffverluste	%	
Silageverluste	%	
Distribution/Transport	**Einheit**	**Dateneingabe**
Für Transportprozesse siehe Datenabfrage	–	
Rohstoffbereitstellung/Transport	–	
Energiebedarf Gasverdichterstationen	MJ/m³	
Energiebedarf Tankstelle je Kraftstoff	kWh/MJ	
Nutzung	**Einheit**	**Dateneingabe**

Die innerhalb der Sachbilanz ermittelten Emissionen werden im Schritt der Wirkungsabschätzung sortiert, verdichtet und im Hinblick auf mögliche Umweltwirkungen ausgewertet. Entsprechend der EU RED und EU KOM findet die Wirkungsabschätzungsmethode für die Treibhausgasberechnungen nach IPCC 2001 (IPCC 2001) statt. Zur Anwendung aktuellerer Wirkungsabschätzungsmethoden (z. B. Charakterisierungsfaktoren nach JRC (EU KOM JRC 2011) sollten die Projekte auch die Sachbilanzdaten veröffentlichen.

Als Kalkulationsbasis gilt eine erprobte und im Markt etablierte Konversionsanlage. In Vorhaben, wo dieses (noch) nicht erreicht ist, sind die verfügbaren Daten entsprechend weiter zu entwickeln. Dabei ist stets auch der Zeitpunkt anzugeben, wann mit einer Marktverfügbarkeit gerechnet wird.

Umgang mit Koppelprodukten. Der Umgang mit Koppelprodukten folgt ob der oben genannten Gründe, gemäß den Vorgaben der entsprechenden Regelwerke und Empfehlungen und wird nachfolgend beschrieben.

Koppelprodukte, das sind Produkte, die aus dem gleichen Produktionsprozess hervorgehen. Sie werden mittels Allokation berücksichtigt. Allokation bedeutet, dass die Summe der Aufwendungen und die damit verbundenen Emissionen und Energieaufwendungen, die bis zur Erzeugung des Koppelproduktes anfallen, zwischen dem Hauptprodukt und dem Koppelprodukt aufgeteilt werden (Abbildung 16). Die Allokation erfolgt für flüssige Biobrennstoffe und Biokraftstoffe gemäß der EU RED nach dem Heizwert[37].

Eine Sonderregelung gibt es hier für den Umgang mit überschüssigem Strom aus Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen. Demnach sollen die mit dem Stromüberschuss verbundenen Treibhausgasminderungen der Treibhausgasmenge gleichgesetzt werden, die bei der Erzeugung einer entsprechenden Strommenge in einem Kraftwerk emittiert würde, das den gleichen Brennstoff einsetzt, wie die KWK-Anlage.

Eine weitere Besonderheit ergibt sich, entsprechend den Empfehlungen der EU KOM, aus dem Umgang mit Wärme als Koppelprodukt. Es wird empfohlen, die Allokation zwischen der Nutzwärme und anderen Produkten/Koppelprodukten mit Hilfe der Carnot Effizienz (C) durchzuführen. Wobei C für alle Produkte/Koppelprodukte ausgenommen Nutzwärme den Wert 1 annimmt. Die exakte Berechnungsmethodik ist den Empfehlungen der EU KOM für feste und gasförmige Biomasse (siehe ANHANG III: Methodik zur THG-Bilanzierung) zu entnehmen.

Um die Daten auch für andere Allokationsverfahren anwendbar zu machen, wird empfohlen, die Datensätze auch unalloziert anzugeben.

[37] Der Heizwert (*Hi*), ist der Heizwert (*Hi*) des gesamten Koppelprodukts und nicht nur der Heizwert (*Hi*) seines Trockenanteils.

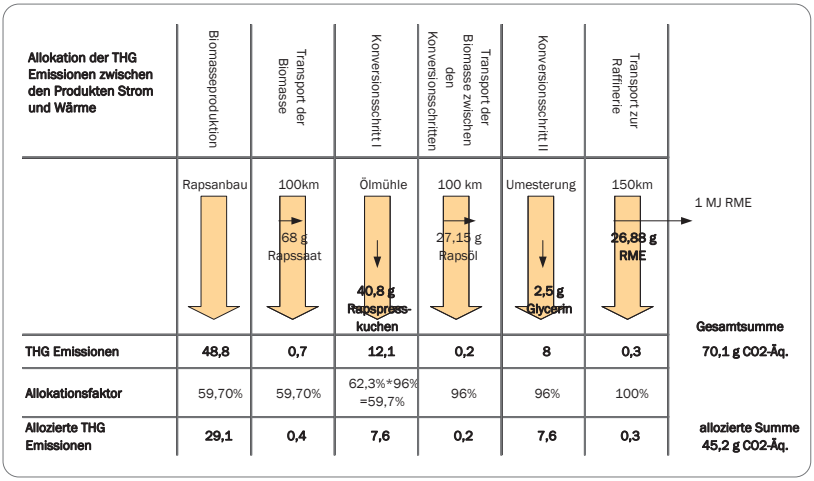


Abbildung 16: Schematische Darstellung der Allokation am Beispiel von Rapsmethylester (RME) (Fehrenbach et al. 2007)

Funktionelle Einheit. Die funktionelle Einheit quantifiziert vereinfacht dargestellt den Nutzen den ein Produktsystem bereitstellt. Das Ergebnis der Bilanzierung kann dann im Verhältnis zu diesem bereitgestellten Nutzen ausgewiesen werden. In diesem Sinne empfehlen sich folgende funktionelle Einheiten THG-Emissionen aus der Bereitstellung von:

- Strom: 1 MJ_{el}
- Wärme: 1 MJ_{th}
- Kraftstoff: 1 MJ

Weitere Rahmenbedingungen zur Berechnung:

- Direkte Landnutzungsänderungen. Entsprechend der in Anhang III angegebenen Formel zur Berechnung der Treibhausgasemissionen werden Emissionen infolge von Landnutzungsänderungen berücksichtigt. Eine detaillierte Anleitung zur Berechnungsmethodik findet sich im Leitfaden Nachhaltige Biomasseherstellung der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE 2010). Die Ausführungen dazu sind auszugsweise im Anhang III dargestellt.
- Infrastrukturelle Aufwendungen. Da die mit der Herstellung der Anlagen und Ausrüstungen verbundenen Emissionen einen vernachlässigbaren Einfluss auf die Gesamtbilanz (IEE 2008) von Bioenergiesystemen haben, werden infrastrukturelle Aufwendungen, im Gegensatz zu den in Kapitel 8 dargestellten Referenzsystemen, nicht berücksichtigt.
- Alle Feldemissionen werden nach den IPCC-Richtlinien (IPCC 2006) oder einer zukünftigen Aktualisierung dieses Dokuments berechnet. Alle von den Menschen in den Boden eingebrachten Stickstoffzugaben sind zu berücksichtigen.

- Für den Einsatz von Rest- und Abfallstoffen werden nur Emissionen aus den Prozessen Einsammeln und Aufbereiten angenommen, Emissionen aus der Vorkette werden nicht berücksichtigt. Durch die energetische Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe werden weitgehende Nutzungskonkurrenzen vermieden, die Energiepflanzen hervorrufen. Jedoch sollte beim Einsatz von Rest- und Abfallstoffen die Ressourcenkonkurrenz zur stofflichen Nutzung nicht außer Acht gelassen werden.

Die weiteren Rahmenbedingungen der Berechnungsmethodik sind zusammengefasst Tabelle 24 dargestellt.

Tabelle 24: Methodische Annahmen zur Berechnung der THG-Emissionen

Aspekte/Kriterien	Rahmenbedingungen zur Berechnung
Systemgrenzen	Von der Rohstoffproduktion, -bereitstellung bis Nutzung (vgl. Abbildung 3).
Umgang mit Koppelprodukten	Allokation der Koppelprodukte nach ihrem Heizwert[38]; für Wärmeauskopplung Allokation mittels Carnot Effizienz (siehe Anhang III)
CO_2-Äq.-Charakterisierungsfaktoren	IPCC 2001[39] (z. B. CH_4: 23; N_2O: 296)

7.4 Berechnung des Treibhausgasminderungspotenzials

Die Treibhausgasminderung gibt die prozentuale Einsparung von Treibhausgas-Emissionen bei der Verwendung von Biomasse im Vergleich zu fossilen Brenn- oder Kraftstoffen an.[40] Die Berechnung der Treibhausgasminderung erfolgt mit Hilfe nachfolgender Formel:
Dabei sind:

$$\textit{Treibhausgasminderung} = \left[\frac{E_F - E_B}{E_F}\right] * 100\%$$

E_B = Gesamtemissionen bei der Verwendung der Biomasse
E_F = Gesamtemissionen fossilen Referenzsysteme

Fossile Referenzsysteme. Zur Berechnung des Treibhausgasminderungspotenzials sollten die im Kapitel 8 „Referenzsysteme“ vorgeschlagenen Durchschnittssysteme für die Strom-, Wärme und Kraftstoffbereitstellung Anwendung finden. Abweichend davon wird vorgeschlagen für Biokraftstoffe und flüssige Brennstoffe zusätzlich die Treibhausgasminderung gegenüber den in der EU RED vorgegebenen fossilen Komparatoren (Tabelle 25) zu ermitteln. Welche Referenzsysteme wann Anwendung finden, wird in nachfolgender Tabelle exemplarisch für den Energieträger Biomethan erläutert.

[38] Der Heizwert (H_i), ist der Heizwert (H_i) des gesamten Koppelprodukts und nicht nur der Heizwert (H_i) seines Trockenanteils.
[39] Den Vorgaben der EU RED entsprechend, finden die Konversionsfaktoren des IPCC 2001 (IPCC 2001) Anwendung.
[40] „fossile Brenn- oder Kraftstoffe“ steht hier stellvertretend für den jeweiligen Energiemix, der ersetzt wird.

Tabelle 25: Anwendung der fossilen Referenzsysteme zur Berechnung des Treibhausgasminderungspotenzials am Beispiel von Biomethan

Nutzungsoption Biomethan	Fossiles Referenzsystem
Strom aus Biomethan	Kenndaten der Strombereitstellung frei lokalem Abnehmer (Niederspannungsebene): 166 gCO_2-Äq./MJ (2010); 151,2 gCO_2-Äq./MJ (2020); 107,1 gCO_2-Äq./MJ (2030)
Wärme aus Biomethan	Kenndaten der Wärmebereitstellung Mix Erdgas/Heizöl: 87,8 gCO_2-Äq./MJ (2010); 85,4 gCO_2-Äq./MJ (2020); 84,1 gCO_2-Äq./MJ (2030)
Biomethan als Kraftstoff	Kenndaten der Benzinbereitstellung und 100 % Umwandlung in einem Mittelklasse-PKW mit Ottomotor: 90,2 (2010); 89,5 (2020); 89,4 (2030) gCO_2-Äq./MJ und fossile Referenz für Benzin/Diesel EU RED: 83,8 gCO_2-Äq./MJ

Die Annahmen bezüglich der Stoff- und Energieströme sowie des Wärmenutzungsgrads zur Bilanzierung von THG-Emissionen und zur Kalkulation der Differenzkosten biogener Energiebereitstellung müssen gleich sein, um die THG-Vermeidungskosten zu berechnen. Für die Bilanzierung von THG-Emissionen soll ein fossiles Referenzsystem gewählt werden, welches sich mit dem gewählten Referenzsystem der Kalkulation der Differenzkosten biogener Energiebereitstellung deckt.

7.5 Berechnung des Versauerungspotenzials und der Partikelemissionen

Die versauernden – und Partikelemissionen werden analog zu den THG-Emissionen entsprechend der vorhergehend beschriebenen Methodik berechnet. Da es bezüglich der fossilen Referenzsysteme für versauernde und Partikelemissionen keine Vorgaben innerhalb der EU RED gibt, finden zur Berechnung der Minderungspotenziale ausschließlich die in Kaptiel 8 „Referenzsysteme“ vorgeschlagenen Durchschnittssysteme Anwendung.

Die wichtigsten versauernden Schadstoffe sind SO_2, NO_x und NH_4. Die Einheit ist kg SO_2-Äquivalent. Die versauernde Wirkung wird als SO_2-Äquivalent dargestellt. Zur Abschätzung der versauernden Wirkung werden die in Tabelle 26 nach JRC (EU KOM JRC 2011) angegebenen Stoffflüsse berücksichtigt. Die Charakterisierungsfaktoren und dazugehörigen Datensätze sind über die Webseite zum Life Cycle Assessment des Joint Research Centre (EU KOM JRC: http://lct.jrc.ec.europa.eu/assessment/data) verfügbar.

Tabelle 26: Versauernd wirkende Emissionen (EU KOM JRC 2011)

Name	Summenformel
Schwefeldioxid	SO_2
Distickstoffmonoxid (Lachgas)	N_2O
Ammoniak	NH_3
Stickstoffmonoxid	NO
Schwefeltrioxid	SO_3

7.6 Ergebnisdarstellung

Die Ergebnisse der Bilanzierung sollten in Form eines Balkendiagramms (Abbildung 17) und/oder tabellarisch, umfangreich, transparent und nachvollziehbar dargestellt werden. Zur besseren Vergleichbarkeit wird eine Angabe der Emissionen in CO_2-Äqivalenten bezogen auf die funktionelle Einheit vorgeschlagen.

Die Annahmen zur Berechnung der Bilanzierung von THG-Emissionen und Energiegestehungskosten müssen gleichartig sein, um die THG-Vermeidungskosten zu berechnen.

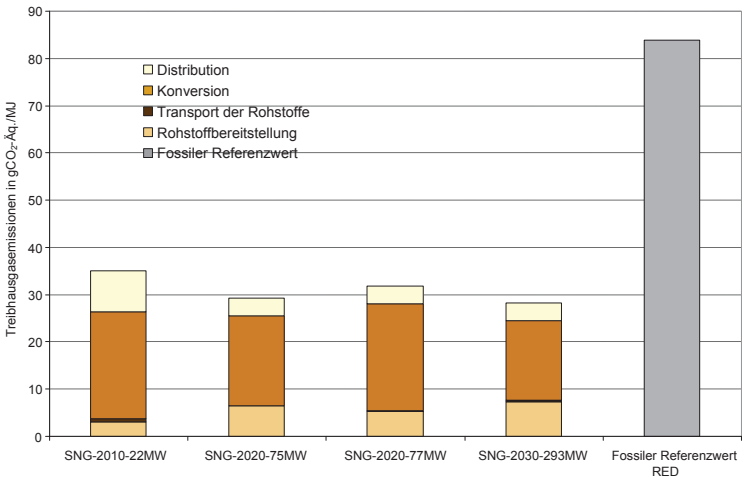


Abbildung 17: Biomethan als Kraftstoff Exemplarische Ergebnisdarstellung der Treibhausgasemissionen in gCO_2-Äq./$MJ_{Biomethan}$ (Quelle: Eigene Darstellung)

7.7 Weitere Nachhaltigkeitsaspekte

Einige Faktoren, die für die Bewertung von Nachhaltigkeitsaspekten (u. a. für die Bilanzierung von THG-Emissionen und weiteren Emissionen) auch für die im Rahmen des Förderprogramms bearbeiteten Projekte von essentieller Bedeutung sind, können im Rahmen des hier vorgelegten Methodenhandbuchs nicht in der notwendigen Tiefe berücksichtigt werden. In der aktuellen Version soll daher nur kurz auf ihre Bedeutung verwiesen werden.

- Humuseffekte: In landwirtschaftlichen Systemen sollte aus Gründen der Nachhaltigkeit die Humusbilanz der Böden langfristig ausgeglichen sein (Bilanzziel zwischen -75 bis +100 kg, max. +300 kg Humus-C/ha). Die Humusbilanzierung bestimmt den Bedarf an organischem Kohlenstoff, der zum Erhalt der Humusvorräte und damit der Bodenfruchtbarkeit notwendig ist. Humuswirksam sind z. B. Erntereste, Stroh aber auch Gründüngung (Zwischenfrüchte) oder organische Dünger (wie Gülle oder Gärreste), die auf dem Feld belassen oder ausgebracht werden. Ein „Humusbilanzüberschuss“ (> 300 kg Humus-C/ha) bedingt eine erhöhte N-Mineralisation; damit steigt das Risiko der Nitratauswaschung aber auch erhöhter Lachgasemissionen.

  Unterschiedliche ab- und zugeführte Stoffströme und besonders die einzelnen Konversionstechnologien wirken hier sehr unterschiedlich. Da auch die einzelne Humuswirkung der Koppelprodukte sowie der Konversionsreststoffe zusätzlich sehr verschieden ist und auch Vorfrüchte einen Einfluss auf die betrachtete Fruchtart haben können, sollten die Systemgrenzen grundsätzlich erweitert und Fruchtfolgebetrachtungen vorgenommen werden (VDLUFA-Standpunkt Humusbilanzierung - Methode zur Beurteilung und Bemessung der Humusversorgung von Ackerland, VDLUFA Eigenverlag 2004; wird zzt. aktualisiert).

- (Indirekte) Landnutzung [(Indirect) land use change]: Biomasse entstammt dem Anbau und Ernte von Äckern, Wiesen oder Wäldern und ist daher mit Landnutzung (land use) verbunden.[41] Bei Verwendung von Abfällen oder Reststoffen hängt dies von der Allokation zwischen Haupt- und Nebenprodukten ab. Die Biomassenutzung kann auch zu einer Flächenumwandlung führen, wenn z. B. Kurzumtriebsplantagen auf ehemaligem Weideland eingerichtet werden (land use change = LUC).

  Eine Bewertung ist allerdings nicht einfach: Eine Schwierigkeit besteht darin, dass LUC an einer Stelle durch Verdrängungseffekte vorheriger Landnutzung kaskadenartig LUC an anderer Stelle auslösen kann. Man spricht von „indirect land use change“, abgekürzt iLUC, im Unterschied zu direkten Landnutzungsänderungen (dLUC). Möglich sind auch Auswirkungen dadurch, dass die restlichen Flächen intensiver genutzt werden als bisher.

  Eine dieser Auswirkungen sind Emissionen treibhausrelevanter Gase. Liegen direkte Landnutzungsänderungen vor, sind gemäß EU RED (vgl. 7.3 und Anhang III) die Emissionen aus direkten Landnutzungsänderungen (dLUC) bei der Berechnung der THG-Minderung zu berücksichtigen.

[41] Generell ist die Landnutzung zur Biomasseproduktion nicht anderes zu bewerten als die für Nahrungs- oder Futtermittel.

Klimagaseffekte direkter Landnutzungsänderungen sind in den gegebenen Methoden berücksichtigt. Soziale und ökonomische Auswirkungen der Landnutzung bzw. ihrer Änderung können ebenfalls eine erhebliche Relevanz haben. Eine Darstellung der Methoden geht jedoch über dieses Methodenhandbuch hinaus. Interessierte Projekte werden auf Berndes 2012, EU KOM 2012, Fritsche 2012, Fritsche & Wiegmann, 2011, RSB 2012 (iLUC) verwiesen.

- Landnutzung (Land use): Biomasseanbau unterscheidet sich nicht systemimmanent vom landwirtschaftlichen Anbau der Nahrungs- und Futterpflanzen. Um auf der Ebene des „land use“ Verfahrensunterschiede festmachen zu können, muss auf die Managementebene der Primärproduktion zurückgegangen werden, was mit den heutigen Instrumenten zur Bestimmung von THG-Emissionen und weiteren Emissionen (noch) nicht zu leisten ist. Silomais für Biomasse ist z. B. grundsätzlich nicht besser oder schlechter als Silomais zur Fütterung – das Anbaumanagement steuert die Umweltverträglichkeit. Daher ist bei der Berechnung von THG- und weiteren Emissionen zunächst von einer gleichen Produktionsweise auszugehen.

- P als Ressource: Erhebliche Unterschiede bei der Bewertung verschiedener Bioenergieverfahren können sich ergeben, wenn P nicht mehr, wie bisher, nur entsprechend dem Herstellungsaufwand der Düngemittel betrachtet wird, sondern als knappe Ressource. Bei ausschließlich biochemischen Konversionstechnologien wird P komplett im Kreislauf geführt, bei thermochemischen Verfahren wird Phosphat dagegen häufig in eine unlösliche, durch Pflanzen nicht nutzbare Form überführt. Um eine P-Mangelsituation im Boden, mit z. B. folgender Biomasse-Ertragsminderung, gar nicht erst entstehen zu lassen, müssten z. B. thermochemische Verfahren ihre Systemgrenzen auf eine P-Recycling/-Aufbereitungskomponente erweitern, um den Phosphor zur Ressourcenschonung im Kreislauf zu halten. Dies kann zu einer deutlichen Verschlechterung thermochemischer Verfahren bei der Bewertung anhand von THG-Emissionen und weiteren Emissionen durch den zusätzlichen Produktionsschritt führen.

- Volkswirtschaftliche Effekte der Bioenergiebereitstellung: Im zunehmenden Zusammenspiel mit anderen erneuerbaren Energieträgen kommen bei der ökomischen Bewertung der Bioenergiebereitstellung weitere Effekte zum Tragen, die durch eine reine Gestehungskostenbetrachtung nicht abbildbar sind. Ist jedoch ein Vergleich der unterschiedlichen Erneuerbaren Energien unter wohlfahrtsmaximierenden Gesichtspunkten angestrebt, sind die Systemgrenze auf die Nutzenergiebereitstellung auszudehnen und externe Effekte zwingend zu berücksichtigen, wodurch die Komplexität und Aufwand der Analyse deutlich zunimmt (Zeymer 2013 et al.). So finden z. B. die Kosten für die Distribution, Netzinfrastruktur und die Kosten zur Gewährleistung der Netzstabilität sowie Übertragungsverlust keine Berücksichtigung in der Gestehungskostenrechnung frei Anlage. Ist die gesamte Wohlfahrt einer Volkswirtschaft im Fokus der Betrachtung, sind zudem Kosten und Erlöse der externen Effekten zu internalisieren, um die Vorteilhaftigkeit eines Konversionspfades beurteilen zu können. Die Berücksichtigung dieser Effekte wird mit der weitergehenden Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Energien und die zunehmend unterschiedlichen Versorgungsaufgaben der verschiedenen Energieträger relevanter.

8 Referenzsysteme

Um die ermittelten Bilanzergebnisse von Bioenergiesystemen zu bewerten, ist die Gegenüberstellung mit Referenzsystemen notwendig. Für die Energiebereitstellung werden diese sogenannten konventionellen Referenzsysteme nachfolgend beschrieben[42], die von den Projekten im Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“ als einheitliche Vergleichsbasis herangezogen werden sollen.[43] Dargestellt sind die Referenzsysteme für Strom, Wärme und Kraftstoffe, jeweils mit Werten für eine Durchschnittsbetrachtung und für eine Grenzbetrachtung, mit konkreten Daten im Hinblick auf

- Emissionen an Treibhausgasen (THG),
- Emissionen an Luftschadstoffen (versauernde Emissionen und Feinstaub) sowie
- den kumulierten nichterneuerbaren Primärenergie-Verbrauch (KEV).

Es wird empfohlen, in der Regel die Werte der Durchschnittssysteme als Referenz zu verwenden.

8.1 Definition, Systemraum und Zeitbezug der Referenzsysteme

Referenzsysteme sind Vergleichsprozesse für die Bereitstellung von Strom, Wärme und Kraftstoffen, deren Kenndaten für Umweltaspekte aus Lebenswegberechnungen mit GEMIS Version 4.8 (IINAS/ÖKO 2012) ermittelt wurden. Die Hintergrunddaten für die Berechnung der Lebenswege der jeweiligen Referenzsysteme sind in disaggregierter und transparenter Form in GEMIS enthalten.

Der räumliche Bezug der Referenzsysteme ist Deutschland, jedoch werden über die vorgelagerten Bereitstellungsketten für Energieträger auch entsprechende Prozesse im Ausland einbezogen.

Der Zeitbezug ist das Jahr 2010, wobei zusätzlich auch 2020 und 2030 entsprechend den Daten aus IINAS/ÖKO 2012 mit angegeben werden, die auf den Daten der BMU-Leitstudie (DLR 2010a, DLR 2010b, BMU 2010) sowie einer Fortschreibung nach Prognos/EWI (Prognos/EWI/GWS 2011) und SRU 2011 im Rahmen des laufenden UBA-Vorhabens renewbility-II (ÖKO/DLR-IVF/ISI 2012) beruhen.

Bei den THG-Emissionen wurden die CO_2-Äquivalente jeweils auf Grundlage von IPCC 2007 für die spezifischen Treibhauspotenziale bei 100 Jahren Integrationszeit (GWP_{100}) bestimmt. Die Angaben der THG-Emissionen für die Bereitstellung von Strom bzw. Wärme beziehen sich auf frei Kraftwerkspark. Bei Kraftstoffen sind die Daten auf Endenergie angegeben, zuzüglich der Emissionen, die bei einer 100 % Umsetzung in einem Fahrzeug freigesetzt werden. Damit ist die Vergleichbarkeit gewährleistet, da die Nutzungsoptionen und -effekte

[42] Weitere wesentliche Referenzsysteme sind die alternative Nutzung der verfügbaren Flächen und/oder Reststoffe. Diese sind aber zum jetzigen Zeitpunkt nicht sinnvoll vorhabensübergreifend harmonisierbar und sollen daher in den Vorhaben jeweils dokumentiert werden.

[43] Die Auswahl der Referenzsysteme wurde beim Workshop „Referenzsysteme“ am 8. Juni 2010 in Darmstadt diskutiert und festgelegt. Siehe auch: http://www.energetische-biomassenutzung.de/index.php?id=529

von fossilen und biogenen Endenergien identisch sind. Alle Daten zu Nutzungs- bzw. Wirkungsgraden, Hilfsenergieeinsätzen und Emissionsfaktoren beziehen sich auf Heizwerte (H_i). In den Angaben sind stets auch die vorgelagerten Prozesse im In- und Ausland sowie die Herstellungsaufwände mit einbezogen.

8.2 Referenzsysteme zur Strombereitstellung

Als Referenzsystem für Strom wird der Erzeugungsmix des öffentlichen Kraftwerksparks angesetzt, da dies für **Durchschnitts**betrachtungen **ohne** Bezug zum Stromnetz die relevante Größe darstellt.

Für die Strombereitstellung im Jahr 2010 wurden statistische Daten des BMWi (BMWi 2011) verwendet und auf dieser Basis im Modell GEMIS die durchschnittlichen Kenndaten des bundesdeutschen öffentlichen Kraftwerksparks abgebildet. Die Fortschreibung für 2020 und 2030 erfolgte auf Grundlage der aktualisierten Leitszenarios (siehe oben); sie ist in Tabelle 27 dargestellt. Die daraus abgeleiteten Kenndaten des Referenzsystems „Strom aus dem deutschen Kraftwerkspark“ sind in Tabelle 28 dargestellt.

Ergänzend wird dieses Referenzsystem zuzüglich der Übertragungs- und Verteilverluste bis zur Niederspannungsebene betrachtet, da dies für Situationen mit geringen elektrischer Leistungen (z. B. Kleinst-BHKW) die zutreffendere Vergleichsbasis bildet. Hierzu wurden hier die Daten der Erzeugungsmixe für Strom mit den Daten aus GEMIS zur Stromübertragung und -verteilung frei Niederspannungs-Verbraucher verknüpft. Die ergänzenden Werte zeigt Tabelle 29.

Als weitere ergänzende Information für Grenzbetrachtungen sind große Erdgas-GuD- und Importsteinkohle-Kraftwerke relevant; die Kennwerte sind in Tabelle 27 bis 30 dargestellt.

Tabelle 27: Kenndaten des öffentlichen Kraftwerkspark in Deutschland 2010 – 2030 (in %-Anteilen an der Stromerzeugung)

Energieträger	2010	2020	2030
Steinkohle	19,0	10,8	4,5
Braunkohle	23,4	14,0	6,0
Erdgas inkl. sonst. Gase	16,2	18,5	17,4
Öl	1,3	1,0	0,0
Müll	1,5	1,6	1,5
Atomkraftwerk	22,7	9,0	0,0
Wasserkraft	3,3	4,0	4,5
Wind	5,9	22,5	35,0
PV	1,9	8,0	11,5
Geothermie	0,0	0,3	1,1
Deponie-, Klär- und Biogas	0,3	0,3	0,3
Holz, Stroh, sonstige Biomasse	4,3	10,0	13,3
EE-Import	0,0	0,0	5,0
Anteil nichterneuerbar	**82,7**	**53,3**	**27,9**
Anteil erneuerbar (inkl. Müll)	**17,3**	**46,7**	**72,1**
Anteil KWK (fossil, biogen)	**11,5**	**25,0**	**30,0**

Quelle: Eigene Berechnung nach BMWi (BMWi 2011) sowie für 2020 und 2030 im Rahmen des laufenden UBA-Vorhabens renewbility-II (ÖKO/DLR-IVF/ISI 2012) basierend auf DLR (DLR 2010a, 2010b); DLR/IWES/IfnE (BMU 2010), Prognos/EWI/GWS 2011 und SRU 2011.

Tabelle 28: Kenndaten der Strombereitstellung frei Kraftwerkspark, 2010 – 2030

Kenngröße	Einheit	2010	2020	2030
THG als CO_2Äq	g/MJ_{el}	163,9	107,7	60,1
- davon CO_2	g/MJ_{el}	156,7	101,8	55,6
- davon CH_4	g/MJ_{el}	0,19	0,13	0,07
- davon N_2O	g/MJ_{el}	0,01	0,01	0,01
Versauernde Emissionen	g SO_2-Äq./MJ_{el}	0,22	0,17	0,09
- davon SO_2	g/MJ_{el}	0,09	0,06	0,02
- davon NO_x	g/MJ_{el}	0,16	0,12	0,08
- davon NH_3	g/MJ_{el}	0,01	0,01	0,01
Feinstaub (PM_{10})	g/MJ_{el}	0,01	0,01	0,01
$KEV_{nichterneuerbar}$	$MJ_{primär}/MJ_{el}$	2,30	1,37	0,65
Erzeugerkosten	$€_{2010}/GJ_{el}$	20,4	26,3	27,9

*Quelle: IINAS/ÖKO 2012, Daten **ohne** Stromnetz.*

Tabelle 29: Kenndaten der Strombereitstellung frei lokalem Abnehmer (Niederspannungsebene), 2010 – 2030

Kenngröße	Einheit	2010	2020	2030
THG als CO_2Äq	g/MJ_{el}	168,7	111,2	62,2
- davon CO_2	g/MJ_{el}	161,6	105,1	57,5
- davon CH_4	g/MJ_{el}	0,20	0,13	0,08
- davon N_2O	g/MJ_{el}	0,01	0,01	0,01
Versauernde Emissionen	g SO_2Äq./MJ_{el}	0,23	0,17	0,09
- davon SO_2	g/MJ_{el}	0,09	0,06	0,02
- davon NO_x	g/MJ_{el}	0,16	0,12	0,08
- davon NH_3	g/MJ_{el}	0,01	0,01	0,01
Feinstaub (PM_{10})	g/MJ_{el}	0,01	0,01	0,01
$KEV_{nichterneuerbar}$	$MJ_{primär}/MJ_{el}$	2,37	1,42	0,67
Erzeugerkosten	$€_{2010}/GJ_{el}$	51,3	59,9	68,4

*Quelle: IINAS/ÖKO 2012, Daten **inklusive** Stromnetz.*

Tabelle 30: Kenndaten der Strombereitstellung aus neuen Erdgas-GuD-Kraftwerken, 2010 – 2030

Kenngröße	Einheit	2010	2020	2030
η_{el}	%	58,1	60,1	62,1
THG als CO_2Äq	g/MJ_{el}	112,7	107,4	105,4
- davon CO_2	g/MJ_{el}	105,8	101,6	99,7
- davon CH_4	g/MJ_{el}	0,22	0,19	0,20
- davon N_2O	g/MJ_{el}	0,00	0,00	0,00
Versauernde Emissionen	g SO_2Äq./MJ_{el}	0,11	0,08	0,06
- davon SO_2	g/MJel	0,00	0,00	0,00
- davon NO_x	g/MJ_{el}	0,16	0,11	0,08
- davon NH_3	g/MJ_{el}	0,00	0,00	0,00
Feinstaub (PM_{10})	g/MJ_{el}	0,00	0,00	0,00
$KEV_{nichterneuerbar}$	$MJ_{primär}/MJ_{el}$	1,93	1,86	1,83
Erzeugerkosten	$€_{2010}/GJ_{el}$	22,6	24,6	25,9

*Quelle: IINAS/ÖKO 2012, Daten **ohne** Stromnetz.*

Tabelle 31: Kenndaten der Strombereitstellung aus neuen Import-Steinkohle-Kraftwerken, 2010 – 2030

Kenngröße	Einheit	2010	2020	2030
η_{el}	%	45,8	50,1	51
THG als CO_2Äq	g/MJ_{el}	246,8	216,9	210,3
- davon CO_2	g/MJ_{el}	232,1	206,2	202,0
- davon CH_4	g/MJ_{el}	0,45	0,31	0,28
- davon N_2O	g/MJ_{el}	0,01	0,01	0,00
Versauernde Emissionen	g SO_2Äq./MJ_{el}	0,33	0,22	0,20
- davon SO_2	g/MJel	0,17	0,08	0,08
- davon NO_x	g/MJ_{el}	0,22	0,20	0,17
- davon NH_3	g/MJ_{el}	0,00	0,00	0,00
Feinstaub (PM_{10})	g/MJ_{el}	0,025	0,015	0,015
$KEV_{nichterneuerbar}$	$MJ_{primär}/MJ_{el}$	2,48	2,16	2,12
Erzeugerkosten	$€_{2010/}GJ_{el}$	15,1	14,4	13,7

*Quelle: IINAS/ÖKO 2012, Daten **ohne** Stromnetz.*

Als Anteile zum Bereitstellungsmix von Strom für Grenzbetrachtungen werden 50 % Erdgas-GuD und 50 % Importsteinkohle-Kraftwerke angenommen, womit sich der in Tabelle 32 dargestellte „Grenzmix“ ergibt.

Tabelle 32: Kenndaten des Grenzstrom-Mix (Erdgas-GuD- und Import-Steinkohle-Kraftwerke), 2010 – 2030

Kenngröße	Einheit	2010	2020	2030
THG als CO_2Äq	g/MJ_{el}	179,7	162,2	157,8
- davon CO_2	g/MJ_{el}	169,0	153,9	150,9
- davon CH_4	g/MJ_{el}	0,33	0,25	0,24
- davon N_2O	g/MJ_{el}	0,01	0,01	0,00
Versauernde Emissionen	g SO_2Äq./MJ_{el}	0,22	0,15	0,13
- davon SO_2	g/MJ_{el}	0,08	0,04	0,04
- davon NO_x	g/MJ_{el}	0,19	0,15	0,12
- davon NH_3	g/MJ_{el}	0,00	0,00	0,00
Feinstaub (PM_{10})	g/MJ_{el}	0,014	0,01	0,01
$KEV_{nichterneuerbar}$	$MJ_{primär}/MJ_{el}$	2,21	2,01	1,97
Erzeugerkosten	$€_{2010/}GJ_{el}$	18,8	19,5	19,8

Die Werte der Durchschnittsbetrachtung (gesamter Erzeugungsmix) gegenüber der Grenzbetrachtung (50 %-Mix aus Erdgas-GuD- und Importsteinkohle-Kraftwerke) sind bei den THG-Emissionen bis 2020 um ca. 35 % und in 2030 um knapp 65 % niedriger liegen als beim Grenzmix. Bei den Luftschadstoffen liegt die Durchschnittsbetrachtung in 2010 und

2020 um etwas mehr als 10 % über dem Grenzmix, während sie in 2030 um rund 30 % unter dem Grenzmix liegt. Beim $KEV_{nichterneuerbar}$ liegt die Durchschnittbetrachtung in 2010 etwa gleich mit dem Grenzmix, während bis 2020 ihre Werte um ca. 30 % und bis 2030 um ca. 70 % niedriger liegen als beim Grenzmix.

Diese kurze Diskussion zeigt, dass bei den Umwelteffekten der Referenzsysteme für Strom wichtig ist, eine klare Unterscheidung zwischen Durchschnitts- und Grenzbetrachtung vorzunehmen.

Zur Vereinfachung von Vergleichen zwischen Projektergebnissen wird daher empfohlen, als Referenzsystem für die Strombereitstellung stets das Durchschnittssystem zu verwenden und, sofern dies zeitlich möglich ist, die Sensitivität der Ergebnisse durch Verwendung einer Grenzbetrachtung darzustellen.
In begründeten Fällen kann auch ein anderer Ansatz gewählt werden.

8.3 Referenzsysteme zur Wärmebereitstellung

Als Referenzsystem für die Wärmebereitstellung wird ein Erzeugungsmix aus Erdgas- und Heizöl-Niedertemperaturheizungen angesetzt, da dies für Durchschnittsbetrachtungen die relevante Größe darstellt. Zur Bestimmung dieses Mix-Systems werden die Einzeldaten der Niedertemperatur-Heizsysteme für Erdgas und Heizöl verwendet.

Tabelle 33: Kenndaten der Wärmebereitstellung aus Erdgas-Heizung, 2010 – 2030

Kenngröße	Einheit	2010	2020	2030
η_{th}	%	86	88	90
THG als CO_2Äq	g/MJ_{th}	79,3	74,3	73,4
- davon CO_2	g/MJ_{th}	73,3	70,6	69,5
- davon CH_4	g/MJ_{th}	0,23	0,14	0,15
- davon N_2O	g/MJ_{th}	0,00	0,00	0,00
Versauernde Emissionen	g SO_2Äq./MJ_{th}	0,05	0,04	0,04
- davon SO_2	g/MJ_{th}	0,00	0,00	0,00
- davon NO_x	g/MJ_{th}	0,06	0,06	0,06
- davon NH_3	g/MJ_{th}	0,00	0,00	0,00
Feinstaub (PM_{10})	g/MJ_{th}	0,00	0,00	0,00
$KEV_{nichterneuerbar}$	$MJ_{primär}/MJ_{th}$	1,34	1,28	1,27
Erzeugerkosten	$€_{2010}/GJ_{th}$	33,5	35,1	37,3

Quelle: IINAS/ÖKO 2012, Daten inkl. Hilfsstrom und Wärmeverteilung.

Tabelle 34: Kenndaten der Wärmebereitstellung aus Öl-Heizung, 2010 – 2030

Kenngröße	Einheit	2010	2020	2030
η_{th}	%	85	86	87
THG als CO_2Äq	g/MJ_{th}	103,9	101,4	99,5
- davon CO_2	g/MJ_{th}	102,8	100,5	98,8
- davon CH_4	g/MJ_{th}	0,03	0,02	0,02
- davon N_2O	g/MJ_{th}	0,00	0,00	0,00
Versauernde Emissionen	g SO_2Äq./MJ_{th}	0,14	0,10	0,08
- davon SO_2	g/MJ_{th}	0,09	0,06	0,04
- davon NO_x	g/MJ_{th}	0,06	0,06	0,06
- davon NH_3	g/MJ_{th}	0,00	0,00	0,00
Feinstaub (PM_{10})	g/MJ_{th}	0,01	0,01	0,01
$KEV_{nichterneuerbar}$	$MJ_{primär}/MJ_{th}$	1,38	1,35	1,33
Erzeugerkosten	$€_{2010/}GJ_{th}$	42,1	44,5	45,9

Quelle: IINAS/ÖKO 2012, Daten inkl. Hilfsstrom und Wärmeverteilung.

Als Anteile für den Bereitstellungsmix von Wärme werden 70 % Erdgas und 30 % Heizöl angenommen, die entsprechenden Ergebnisse zeigt die folgende Tabelle.

Tabelle 35: KKenndaten der Wärmebereitstellung aus dem Mix Erdgas/Öl-Heizung, 2010 – 2030

Kenngröße	Einheit	2010	2020	2030
THG als CO_2Äq	g/MJ_{th}	86,7	82,4	81,2
- davon CO_2	g/MJ_{th}	82,2	79,6	78,3
- davon CH_4	g/MJ_{th}	0,17	0,10	0,11
- davon N_2O	g/MJ_{th}	0,00	0,00	0,00
Versauernde Emissionen	g SO_2Äq./MJ_{th}	0,07	0,06	0,05
- davon SO_2	g/MJ_{th}	0,03	0,02	0,01
- davon NO_x	g/MJ_{th}	0,06	0,06	0,06
- davon NH_3	g/MJ_{th}	0,00	0,00	0,00
Feinstaub (PM_{10})	g/MJ_{th}	0,00	0,00	0,00
$KEV_{nichterneuerbar}$	$MJ_{primär}/MJ_{th}$	1,35	1,30	1,29
Erzeugerkosten	$€_{2010/}GJ_{th}$	36,1	37,9	39,9

Quelle: IINAS/ÖKO 2012, Daten inkl. Hilfsstrom und Wärmeverteilung.

Als Ergänzung für Grenzbetrachtungen ist Wärme aus Erdgas-Brennwertkesseln relevant, so dass dieses System ebenfalls mit seinen Kennwerten dargestellt wird.

Tabelle 36: Kenndaten der Wärmebereitstellung aus Erdgas-Brennwert-Heizungen, 2010 – 2030

Kenngröße	Einheit	2010	2020	2030
η_{th}	%	100	101	102
THG als CO_2Äq	g/MJ_{th}	68,5	64,9	64,9
- davon CO_2	g/MJ_{th}	63,3	61,7	61,4
- davon CH_4	g/MJ_{th}	0,20	0,12	0,13
- davon N_2O	g/MJ_{th}	0,00	0,00	0,00
Versauernde Emissionen	g SO_2Äq./MJ_{th}	0,04	0,04	0,04
- davon SO_2	g/MJ_{th}	0,00	0,00	0,00
- davon NO_x	g/MJ_{th}	0,05	0,05	0,05
- davon NH_3	g/MJ_{th}	0,00	0,00	0,00
Feinstaub (PM_{10})	g/MJ_{th}	0,00	0,00	0,00
$KEV_{nichterneuerbar}$	$MJ_{primär}/MJ_{th}$	1,15	1,12	1,12
Erzeugerkosten	$€_{2010}/GJ_{th}$	36,0	37,8	39,7

Quelle: IINAS/ÖKO 2012, Daten inkl. Hilfsstrom und Wärmeverteilung.

Die Werte der Durchschnittsbetrachtung (Mix Gas/Öl) gegenüber der Grenzbetrachtung (Gas-Brennwert) sind bei den THG-Emissionen um 25 % und bei Luftschadstoffen um 50 - 90 % sowie beim $KEV_{nichterneuerbar}$ um ca. 15 % höher liegen. Wie beim Strom ist es auch bei den Referenzsystemen für Wärme in Bezug auf die Umwelteffekte wichtig, eine klare Unterscheidung zwischen Durchschnitts- und Grenzbetrachtung vorzunehmen.

Wie bei den Stromsystemen wird empfohlen, als Referenzsystem stets den Durchschnittsmix zu verwenden und, sofern zeitlich möglich, die Sensitivität der Ergebnisse durch Verwendung einer Grenzbetrachtung darzustellen.

8.4 Referenzsysteme zur Kraftstoffbereitstellung und -nutzung

Als Referenzsysteme für die Bereitstellung von Kraftstoffen und deren 100%-Nutzung in einem Fahrzeug – hier ein Mittelklasse-Pkw mit Otto- bzw. Dieselmotor – werden rein fossiles Benzin sowie rein fossiler Diesel betrachtet, deren Herstellungs- und Importdaten wiederum aus GEMIS 4. 8 (IINAS/ÖKO 2012) entnommen sind.

Bei der Verbrennung der Kraftstoffe in den Pkw werden die Emissionsanforderungen für Neufahrzeuge nach dem BMU-renewbility II-Vorhaben (ÖKO/DLR-IVF/ISI 2012) angesetzt.

Zur Bestimmung der fossilen Kraftstoffkosten für das Jahr 2010 dienten Daten des MWV. Als Approximation sind dabei Produktpreis (Notierung Rotterdam) ohne weitere Deckungs-

beitrage sowie Distributionskosten als Gestehungs- bzw. Erzeugerkosten frei Raffinerie anzusehen. Die Kosten für 2020 und 2030 sind aufbauend der realen Preissteigung von Rohöl (Europa, aktuelles Politik-Szenario) nach dem World Energy Outlook 2010 berechnet.

Tabelle 37: Kenndaten der Benzinbereitstellung und 100 %-Umwandlung in einem Mittelklasse-Pkw mit Ottomotor, 2010 – 2030

Benzin	Einheit	2010	2020	2030
THG als CO_2Äq	g/MJ_{end}	86,4	89,0	88,7
- davon CO_2	g/MJ_{end}	85,2	87,9	87,7
- davon CH_4	g/MJ_{end}	0,03	0,02	0,02
- davon N_2O	g/MJ_{end}	0,00	0,00	0,00
Versauernde Emissionen	g SO_2-Äq./MJ_{end}	0,09	0,08	0,09
- davon SO_2	g/MJ_{end}	0,04	0,03	0,04
- davon NO_x	g/MJ_{end}	0,07	0,07	0,07
- davon NH_3	g/MJ_{end}	0,00	0,00	0,00
Feinstaub (PM_{10})	g/MJ_{end}	0,00	0,00	0,00
$KEV_{nichterneuerbar}$	$MJ_{primär}/MJ_{end}$	1,20	1,20	1,20
Erzeugerkosten	$€ct_{2010}/MJ$	1,26	1,85	2,12

*Quelle: IINAS/ÖKO 2012, Daten **endenergie**bezogen (je MJ eingesetztem Kraftstoff); Angaben **ohne** biogene Anteile im Kraftstoff.*

Tabelle 38: Kenndaten der Dieselbereitstellung und 100 %-Umwandlung in einem Mittelklasse-Pkw mit Ottomotor, 2010 – 2030

Diesel	Einheit	2010	2020	2030
THG als CO_2Äq	g/MJ_{end}	87,1	87,1	86,9
- davon CO_2	g/MJ_{end}	84,8	85,0	84,8
- davon CH_4	g/MJ_{end}	0,02	0,02	0,01
- davon N_2O	g/MJ_{end}	0,01	0,01	0,01
Versauernde Emissionen	g SO_2-Äq./MJ_{end}	0,29	0,28	0,29
- davon SO_2	g/MJ_{end}	0,03	0,03	0,03
- davon NO_x	g/MJ_{end}	0,36	0,36	0,37
- davon NH_3	g/MJ_{end}	0,00	0,00	0,00
Feinstaub (PM_{10})	g/MJ_{end}	0,01	0,005	0,005
$KEV_{nichterneuerbar}$	$MJ_{primär}/MJ_{end}$	1,14	1,14	1,14
Erzeugerkosten	$€ct_{2010}/MJ$	1,20	1,77	2,02

*Quelle: IINAS/ÖKO 2012, Daten **endenergie**bezogen (je MJ eingesetztem Kraftstoff); Angaben **ohne** biogene Anteile im Kraftstoff.*

Nach der EU- Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien (EU RED 2009) ist für THG-Bilanzen flüssiger Bioenergieträgern ein EU-weiter „Komparator“ zu den Lebenswegemissionen fossiler Kraftstoffe verbindlich vorgeben, der 83,8 g CO_2Äq/MJ_{end} beträgt und somit leicht niedriger liegt als die hier genannten THG-Emissionen von Benzin und Diesel.

Aus Konsistenzgründen sollten statt des RED-Komparators die hier dargestellten Werte für Vergleiche mit fossilen Systemen verwendet werden, da sie Lebenswegdaten zu Luftschadstoffen und Primärenergieeinsatz beinhalten.

Als Ergänzung für eine Grenzbetrachtung sind in der folgenden Tabelle die Kenndaten für Diesel aus „syncrude“ aufgeführt, d. h. für Diesel, der aus kanadischen Ölsanden gewonnen wurde. In erster Näherung können diese Daten auch für Grenzbetrachtungen für Benzin aus **Syncrude** herangezogen werden.

Tabelle 39: Kenndaten der Bereitstellung und 100 %-Umwandlung von Diesel aus Syncrude in einem Mittelklasse-Pkw mit Dieselmotor, 2010 – 2030

Diesel	Einheit	2020-2030
THG als CO_2Äq	g/MJ_{end}	118,5
- davon CO_2	g/MJ_{end}	115,9
- davon CH_4	g/MJ_{end}	0,02
- davon N_2O	g/MJ_{end}	0,01
Versauernde Emissionen	g SO_2-Äq./MJ_{end}	0,59
- davon SO_2	g/MJ_{end}	0,29
- davon NO_x	g/MJ_{end}	0,43
- davon NH_3	g/MJ_{end}	0,00
Feinstaub (PM_{10})	g/MJ_{end}	0,02
$KEV_{nichterneuerbar}$	$MJ_{primär}$/MJ_{end}	1,61

Quelle: IINAS/ÖKO 2012, Daten endenergiebezogen (je MJ eingesetztem Kraftstoff).

9 Forschen mit Weitblick

Das Methodenhandbuch des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ ist das Resultat einer gemeinsamen, intensiven Diskussion der Teilnehmer des Förderprogramms, die sich bei Beginn ihrer Arbeit vor die Aufgabe gestellt sahen, ihr methodisches Vorgehen transparent zu gestalten und zu harmonisieren, um Kennwerte, sowie Kostenrechnungen und Bilanzierungen vergleichbar zu machen.

Bewusst ist das Methodenhandbuch für den „einfacheren“ Nutzer gedacht, welcher sich nicht alltäglich mit den dargestellten Methoden beschäftigt. Ausgewählte Methoden zur stoffstromorientierten Bilanzierung der Klimagaseffekte können so mit begrenztem Aufwand, einfach, transparent und nachvollziehbar angewandt werden.

Zur einfacheren Verwendung finden Sie wesentliche Arbeitshilfen des Methodenhandbuchs künftig auch im Programmportal des Förderprogramms unter www.energetische-biomassenutzung.de.

Hier finden Sie:

- Zusammenfassung der generellen Rahmenbedingungen
- Wichtigsten Punkte zur Anwendung der Methoden
- Listen mit den wichtigsten Parametern
- Dokumentationslisten zum Download als Excel-Datei

Das Methodenhandbuch wird vorerst innerhalb des Förderprogramms angewendet und ist somit insbesondere auf die Fragestellungen der dazugehörigen Vorhaben zugeschnitten, die nach erzielten Klimaschutzeffekten beurteilt werden.

Die notwendige Weiterentwicklung des Handbuchs ist auch künftig nur über einen gemeinsamen Diskussions- und Anpassungsprozess der Teilnehmer des Förderprogramms und der Anwender des Handbuchs möglich. Seine Weiterentwicklung ist ein kontinuierlicher Prozess, der die Rückmeldung von Experten wie auch aus der Praxis bedarf. Partner im Förderprogramm aber auch darüber hinaus sind herzlich dazu eingeladen.

11 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Übersicht der betrachteten Kenngrößen im Methodenhandbuch (Eigene Darstellung auf Basis Holger Siegfried Design) 16

Abbildung 2 Definitionen im Programm (Quelle: Eigene Darstellung) 20

Abbildung 3 Systemgrenzen und -elemente (Quelle: Eigene Darstellung) 30

Abbildung 4 Darstellung der verschiedenen Ebenen des Nutzungspfades und der entsprechenden Potenzialbegriffe. Konversion I: Aufbereitung der Rohstoffe (Pelletierung, Pyrolyse, Methanisierung, etc.); Konversion II: energetische Konversion der Energieträger (Verbrennung in B(H)KW, BM(H)KW, Motoren etc.) sowie Aufbereitung zu Kraftstoffen (Quelle: Eigene Darstellung) 40

Abbildung 5 Schematische Darstellung der verschiedenen Potenzialarten und ihrer Beziehung untereinander (Quelle: Eigene Darstellung) 41

Abbildung 6 Beispiele für mögliche GIS-basierte Ergebnisdarstellungen und -verarbeitungen (Quelle: Eigene Darstellung) 47

Abbildung 7 Technologieunabhängige Darstellung der Bilanzräume und Kenngrößen zur stofflichen und energetischen Bilanzierung der Energiebereitstellung aus Biomasse (Quelle: Eigene Darstellung) 52

Abbildung 8 Bilanzräume und Kenngrößen für den Technologiebereich Biomasse-Verbrennung (speziell für Kleinfeuerungsanalgen und weitestgehend auch für Heizwerke), (Quelle: Eigene Darstellung) 53

Abbildung 9 Beispielschema wichtigster Bilanzierungsgrößen einer Biomassevergasungsanlage (Quelle: Eigene Darstellung) 57

Abbildung 10 Grundschema wichtiger Bilanzierungsgrößen bei der Energiebereitstellung aus Biogas (Quelle: Eigene Darstellung) 63

Abbildung 11 Berechnung der mittleren Kraftstoff-, Strom- und Wärmegestehungskosten (LCOE) (Zeymer et al. 2013) 73

Abbildung 12 Mittlere Gestehungskosten (Quelle: Eigene Darstellung) 83

Abbildung 13 Methodischer Ansatz nach DIN ISO 14040 (ISO 14040) 86

Abbildung 14 Bilanzierungsrahmen (Quelle: Eigene Darstellung) 87

Abbildung 15 Schematische Darstellung einer Prozesskette (Quelle: Eigene Darstellung) 88

Abbildung 16 Schematische Darstellung der Allokation am Beispiel von Rapsmethylester (RME) (Fehrenbach et al. 2007) 91

Abbildung 17 Biomethan als Kraftstoff Exemplarische Ergebnisdarstellung der Treibhausgasemissionen in gCO2-Äq./$MJ_{Biomethan}$ (Quelle: Eigene Darstellung) 94

12 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Nachhaltigkeitsanforderungen nach BioSt-NachV (2011) und Biokraft-NachV (2012) 35
Tabelle 2 Dokumentationsliste I für wichtige Einflussgrößen für die Bestimmung des Biomassepotenzials 43
Tabelle 3 Dokumentationsliste II für wichtige Einflussgrößen für die Bestimmung des technischen Biomassepotenzials 43
Tabelle 4 Stoff- und Energieströme, die bei der Bilanzierung des technischen Prozesses berücksichtigt werden 49
Tabelle 5 Berechnungsvorschrift der Bilanzkenngrößen kleintechnischer Biomasseverbrennungsanlagen 54
Tabelle 6 Richtwerte für Eingangsparameter einer kleintechnischer Biomasseverbrennungsanlage 55
Tabelle 7 Berechnungsvorschrift der Bilanzkenngrößen kleintechnischer Biomassevergasungsanlagen 58
Tabelle 8 Richtwerte für Eingangsparameter einer kleintechnischer Biomassevergasungsanlagen 59
Tabelle 9 Reale Messwerte des Jenbacher JMS 620 GS-S.L (Güssing, GE-Jenbacher AG) (GE Energy 2010; Pecka 2004) 61
Tabelle 10 Wirkungsgrade von Gasmotoren eingeteilt nach Leistungsklassen (ASUE 2011) 62
Tabelle 11 Berechnung der Bilanzkenngrößen an Biogasanlagen 64
Tabelle 12 Richtwerte für Eingangsparameter zur Charakterisierung von Biogasanlagen 65
Tabelle 13 Auflistung und Richtwerte für Betriebsmittel, Reststoffe und Emissionen bei der Biogaserzeugung 66
Tabelle 14 Vereinfachter Heizwert und Brennwertvergleich – Vergärung nasser Biomasse/biochemische Konversion 70
Tabelle 15 Vereinfachter Heizwert und Brennwertvergleich – Biomassevergasung / thermochemische Konversion 71
Tabelle 16 Schätzung von Instandhaltungskosten chemischer Verfahren (Zeymer et al. 2013), (Peter et al. 2003) 76
Tabelle 17 Typische Annahmen und Rahmenbedingungen Gestehungskostenrechnung (netto, 2010) - Biogasanlage/Biogasanlage inkl. Aufbereitung, Bioethanol- und Biodieselanlagen 78
Tabelle 18 Typische Annahmen und Rahmenbedingungen der Gestehungskostenrechnung (netto, 2010) - Biomassefeuerungsanlagen 79
Tabelle 19 Typische Annahmen und Rahmenbedingungen der Gestehungskostenrechnung (netto, 2010) – Biomassevergasung (mit motorischer Nutzung oder Methanisierung) 80

Tabelle 20 Durchschnittliche Heizwerte verschiedener biogener Rohstoffe 81
Tabelle 21 Entwicklung der Bereitstellungskosten für Biomasse 82
Tabelle 22 Dokumentationsliste wichtiger Einflussgrößen der Gestehungskostenberechnung 84
Tabelle 23 Dokumentationsliste der relevanten Stoff- und Energieströme für die Prozesse Rohstoffproduktion, Bereitstellung/Transport, Distribution und Nutzung 89
Tabelle 24 Methodische Annahmen zur Berechnung der THG-Emissionen 92
Tabelle 25 Anwendung der fossilen Referenzsysteme zur Berechnung des Treibhausgasminderungspotentials am Beispiel von Biomethan 93
Tabelle 26 Versauernd wirkende Emissionen (EU KOM JRC 2011).....94
Tabelle 27 Kenndaten des öffentlichen Kraftwerkspark in Deutschland 2010 – 2030 99
Tabelle 28 Kenndaten der Strombereitstellung frei Kraftwerkspark, 2010 – 2030..... 99
Tabelle 29 Kenndaten der Strombereitstellung frei lokalem Abnehmer (Niederspannungsebene), 2010 – 2030 100
Tabelle 30 Kenndaten der Strombereitstellung aus neuen Erdgas-GuD-Kraftwerken, 2010 – 2030 100
Tabelle 31 Kenndaten der Strombereitstellung aus neuen Import-Steinkohle-Kraftwerken, 2010 – 2030 101
Tabelle 32 Kenndaten des Grenzstrom-Mix (Erdgas-GuD- und Import-Steinkohle-Kraftwerke), 2010 – 2030..... 101
Tabelle 33 Kenndaten der Wärmebereitstellung aus Erdgas-Heizung, 2010 – 2030.. 102
Tabelle 34 Kenndaten der Wärmebereitstellung aus Öl-Heizung, 2010 – 2030..... 103
Tabelle 35 Kenndaten der Wärmebereitstellung aus dem Mix Erdgas/Öl-Heizung, 2010 – 2030 103
Tabelle 36 Kenndaten der Wärmebereitstellung aus Erdgas-Brennwert-Heizungen, 2010 – 2030 104
Tabelle 37 Kenndaten der Benzinbereitstellung und 100 %-Umwandlung in einem Mittelklasse-Pkw mit Ottomotor, 2010 – 2030..... 105
Tabelle 38 Kenndaten der Dieselbereitstellung und 100 %-Umwandlung in einem Mittelklasse-Pkw mit Ottomotor, 2010 – 2030..... 105
Tabelle 39 Kenndaten der Bereitstellung und 100 %-Umwandlung von Diesel aus Syncrude in einem Mittelklasse-Pkw mit Dieselmotor, 2010 – 2030 106

Tabelle 40 Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biomassevergasungsanlagen 123
Tabelle 41 Ausgefülltes Beispiel für den Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biomassevergasungsanlagen 126
Tabelle 42 Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Biomassevergasungsanlagen 130
Tabelle 43 Ausgefülltes Beispiel für die Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Biomassevergasungsanlagen 132

Tabelle 44 Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biogasanlagen 134
Tabelle 45 Hypothetisches Anlagenbeispiel für den Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biogasanlagen 135
Tabelle 46 Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Biogasanlagen 139
Tabelle 47 Ausgefülltes Beispiel für die Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Biogasanlagen 141
Tabelle 48 Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Kleinfeuerungsanlagen 143
Tabelle 49 Hypothetisches Anlagenbeispiel für den Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Kleinfeuerungsanlagen 145
Tabelle 50 Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Kleinfeuerungsanlagen 147
Tabelle 51 Ausgefülltes Beispiel für die Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Kleinfeuerungsanlagen 149

13 Literatur- und Referenzverzeichnis

Abfallrahmenrichtlinie: Richtlinie 2008/98/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 19. November 2008 über Abfälle und zur Aufhebung bestimmter Richtlinien (Art. 3 Nr. 1 ARL n. F.).

ASUE (Hrsg.): BHKW-Kenndaten 2011. energieDRUCK-Verlag für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch, Essen, 2011.

Annamalai, K; Ibrahim, M.Y. und Sweeten, J.M.: Experimental studies on combustion of cattle manure in a fluidized bed combustor. In: *Journal of Energy Resources Technology 109: 2*, 1987.

BEE Biomass Energy Europe: A review of harmonisation of biomass resource assessments, Smeets, E. et al.: Proceedings – 17th European Biomass Conference and Exhibition - From Research to Industry and Markets, Hamburg, Germany. 29 June - 3 July 2009, Online unter: http://www.eu-bee.com/default.asp?SivuID=24158, Abgerufen am: 19.07.2013.

Berndes, G.; Ahlgren, S.; Börjesson, P.; Cowie, A. L.: Bioenergy and land use change – state of the art. In: *WIREs Energy Environ*, 2012. S.282-303, doi: 10.1002/wene.41.

Biokraft-NachV: Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung vom 30. September 2009 (BGBl. I S. 3182), geändert durch Artikel 2 der Verordnung vom 26. November 2012 (BGBl. I S. 2363).

BiomasseV: Biomasseverordnung: Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse vom 21. Juni 2001 (BGBl. I S. 1234), geändert am 9. August 2005 (BGBl. I S. 2419), S. 1-2.

BioSt-NachV: Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung vom 23. Juli 2009 (BGBl. I S. 2174), geändert durch Artikel 2 Absatz 70 des Gesetzes vom 22. Dezember 2011 (BGBl. I S. 3044).

BLE Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (Hrsg.): Leitfaden Nachhaltige Biomasseherstellung, Bonn, Januar 2010.

BMU Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Bekanntmachung über die Förderung von Forschung und Entwicklung zur klimaeffizienten Optimierung der energetischen Biomassenutzung vom 4. Mai 2009 und Neuauflage vom 17. August 2011, Berlin.

BMU Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Nitsch, J.; Pregger, T.; Scholz, Y.; Naegler, T.; Sterner, M; Gerhardt, N.; v. Oehsen, A.; Pape, C.; Saint-Drenan, Y.; Wenze, B.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - „Leitstudie 2010“; FKZ 03MAP146; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) Stuttgart, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) Kassel, Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE) Teltow, 2010, Online unter: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2010_bf.pdf, Abgerufen am 12.07.2013.

BMU Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung. Stand Juli 2012, Online unter: http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/erneuerbare-energien-in-zahlen/, Abgerufen am 19.07.2013.

BMWi Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Energiedaten aktuell, 2011, Online unter: http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/energiedaten.html, Abgerufen am 10.05.2012.

CEN /TS 14918: Feste Biobrennstoffe – Verfahren zur Bestimmung des Heizwertes. Beuth Verlag, Berlin, 2005.

CEN/TS 14774: Feste Biobrennstoffe – Verfahren zur Bestimmung des Wassergehaltes – Verfah-ren der Ofentrocknung – Teile 1-3. Beuth Verlag, Berlin, 2003.

DENA Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.): Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutsch-land bis 2020 (Aktualisierung). Berlin, 2010. Online unter: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/KurzanalyseKraftwerksplanungDE_2020.pdf, Abgerufen am 18.07.2013.

DIN EN 13240: Raumheizer für feste Brennstoffe Anforderungen und Prüfungen. Beuth Verlag, Berlin, 2005.

DIN EN 14588:2010: Feste Biobrennstoffe – Terminologie, Definitionen und Beschreibungen, Deutsche Fassung von EN 14588:2010. Beuth Verlag, Berlin, 2010.

DIN EN 304:2004-01: Heizkessel Prüfregeln für Heizkessel mit Ölzerstäubungsbrennern (enthält Änderung A1:1998+A2:2003). Deutsche Fassung EN 304:1992 + A1:1998 + A2:2003. Beuth Verlag, Berlin, 2004.

DIN EN 305-5, Teil 5: Heizkessel für feste Brennstoffe, hand- und automatisch beschickte Feuerungen, Nenn-Wärmeleistung bis 300 kW – Begriffe, Anforderungen, Prüfung und Kennzeichnung, Beuth Verlag, Berlin, 1999.

DLR Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt (Hrsg.): Kenndaten von Strom- und Wärmesystemen in der BMU-Leitstudie; interne Datenübermittlung der DLR an das Öko-Institut (Unveröffentlicht); Stuttgart, 2010b.

DLR Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (Hrsg.): Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100 % regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050; Materialien zur Umweltforschung Nr. 42; Berlin, 2010a, Online unter: http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/03_Materialien/2010_09_MAT42_DZLR_Integration_Energiequellen_2050.pdf;jsessionid=D53CAF9DE2A466A5760C3AF479D57A06?__blob=publicationFile, Abgerufen am: 20.09.2012.

EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), zuletzt geändert durch Artikel 12 des Gesetzes vom 22. Dezember 2009 (BGBl. I S. 3950).

En 14588: Solid biofuels – Terminology, definitions and descriptions, European Committee for Standardization (Hrsg.), 2010.

EU KOM European Commission: Communication from the Commission on the practical implementation of the EU biofuels and bioliquids sustainability scheme and on counting rules for biofuels 2010/C 160/02, 2010c, Online unter: http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:52010XC0619%2802%29:EN:NOT, Abgerufen am 22.07.2013.

EU KOM European Commission: Draft Consultation paper definition highly biodiverse grasslands, 2010b, Online unter: http://ec.europa.eu/energy/renewables/consultations/2010_02_08_biodiverse_grassland_en.htm, Abgerufen am 22.07.2013.

EU KOM European Commission: Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 98/70/EC relating to the quality of petrol and diesel fuels and amending Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources, COM(2012) 595 final, Brussels, 2012, Online unter: http://ec.europa.eu/clima/policies/transport/fuel/docs/com_2012_595_en.pdf, Abgerufen am: 16.06.2013.

EU KOM European Commission: Report from the commission to the council and the European Parliament on sustainability requirements for the use of solid and gaseous biomass sources in electricity, heating and cooling, COM(2010)11 final, Brüssel, 2010a, Online unter: http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=SEC:2010:0065:FIN:EN:PDF, Abgerufen am 19.07.2013.

EU KOM JRC European Commission-Joint Research Centre - Institute for Environment and Sustainability: International (Hrsg.): Reference Life Cycle Data System (ILCD) Handbook-Recommendations for Life Cycle Impact Assessment in the European context. EUR 24571 EN. Luxemburg. Publications Office of the European Union; 2011, Online unter: http://lct.jrc.ec.europa.eu/pdf-directory/Recommendation-of-methods-for-LCIA-def.pdf, Abgerufen am: 19.07.2013.

EU KOM JRC European Commission-Joint Research Centre: Webseite zu Life Cycle Assessment, Online unter: http://lct.jrc.ec.europa.eu/assessment/data, Abgerufen am: 19.07.2013.

EU RED (deutsche Fassung): Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, vom 23. April 2009.

EU RED (Englische Fassung): Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC; Off. J. of the EU, European Commission, June 5, 2009 L 140, S. 16-62.

Fehrenbach, H.; Giegrich, J.; Gärtner, S.O.; Reinhardt, G.A.; Rettenmaier, N.: Greenhouse gas balances for the German biofuels quota legislation – Methodological guidance and default values (Klimagasbilanzen zur Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnung (BioNachV) – Erläuterungen zur Berechnung der Default-Werte). Institut für Energie- und Umweltforschung (IFEU). Heidelberg, 2007.

Fritsche, U.; Wiegmann, K.: Indirect Land Use Change and Biofuels; study of Oeko-Institut prepared for the European Parliament‘s Committee on Environment, Public Health and Food Safety; IP/A/ENVI/ST/2010-15; Brussels, 2011.

Fritsche, U.: Proceedings of the European Parliament Workshop on biofuels and indirect and land use change, Jan 25, 2012 in Brussels; Oeko-Institut prepared for European Parliament. PE 475.090. Darmstadt, 2012, Online unter: http://www.europarl.europa.eu/document/activities/cont/201202/20120229ATT39558/20120229ATT39558EN.pdf, Abgerufen am 23.07.2013.

Fritsche, U.; Wiegmann, K.: Indirect land use change and biofuels study. European Parliament‘s Committee on Environment, Public Health and Food Safety; IP/A/ENVI/ST/2010 15, Brussels, 2011, Online unter: http://www.europarl.europa.eu/activities/committees/studies/download.do?language=en&file=35128, Abgerufen am 18.07.2013.

GE ENERGY (Hrsg.): Jenbacher Baureihe 6. 2010; online unter: http://www.ge-energy.com/content/multimedia/_files/downloads/ETS_D_T6_12_screen.pdf, abgerufen am 14.03.2012.

Götz, U.: Investitionsrechnung – Modelle und Analysen zur Beurteilung von Investitionsvorhaben. 6. Auflage, Springer Verlag, Berlin, 2008.

Hartmann, H.; Roßmann, P.; Turowski, P.; Link, H.; Marks, A.: Staubemissionen aus Holzfeuerungen – Einflussfaktoren und Bestimmungsmethoden. Straubing, 2006.

IE Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (Hrsg.): Energie- und Klimaeffizienz ausgewählter Biomassekonversionspfade zur Kraftstoffproduktion, 2008, Online unter: http://www.kws.de/global/show_document.asp?id=aaaaaaaaaafillg, Abgerufen am 19.07.2013.

IINAS/ÖKO Internationale Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und –strategien / Öko-Institut – Institut für angewandte Ökologie e.V. (Hrsg.): GEMIS Version 4.8; 2012, Online unter: http://www.iinas.org/gemis-de.html und http://www.iinas.org/gemis-download-de.html, Abgerufen am 18.07.2013.

IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change (Hrsg.): Climate Change 2007 – Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Geneva, Switzerland, 2007, Online unter: http://www.ipcc.ch/publications_and_data/publications_and_data_reports.shtml#.Uejvn22BqZQ, Abgerufen am: 19.07.2013.

IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change (Hrsg.): IPCC Third Assessment Report - Climate Change 2001, Chapter 6.12.2, 2001.

IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change: Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories - Vol. 4: Agriculture, Forestry, and Other Land Use. Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Program, Eggelston, H.S.; Buendia, L.; Miwa, K.; Ngara, T.; Tanabe, K. (Hrsg.), Institute for Global Environmental Strategies (IGES), Hayama, Japan on behalf of the IPCC, 2006, Online unter: http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol4.html, abgerufen am: 19.07.2013

ISO 14040: Umweltmanagement – Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen, Deutsche und Englische Fassung, DIN EN ISO 14040:2009-11 und EN ISO 14040: 2006.

ISO 14044: Umweltmanagement – Ökobilanz – Anforderungen und Anleitungen, Deutsche und Englische Fassung, DIN EN ISO 14044:2006-10 und EN ISO 14044:2006.

Kaltschmitt, M. und Hartmann, H. (Hrsg.): Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren. 2. Aufl., Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2009 – ISBN: 3540648534

Keymer, U.: Biogasausbeuten verschiedener Substrate, Bayrische Landesanstalt für Landwirtschaft 2013, Online unter: http://www.lfl-design3.bayern.de/ilb/technik/10225/index.php, Abgerufen am: 29.07.2013.

Koch, B.: Biomass Energy Europe. Final report, European Comission, 2011, Online unter: http://www.eu-bee.com/default.asp?SivuID=24158, Abgerufen am 19.07.2013.

Konersman, L.; Haller, M.; Vogelsanger, P.: Pelletsolar Leistungsanalyse und Optimierung eines Pellet-Solarkombinierten Systems für Heizung und Warmwasser. Bern, 2007.

Konstantin, P.: Praxisbuch Energiewirtschaft - Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. 2. bearbeitete und aktualisierte Auflage. Springer-Verlag, Berlin, 2007.

Krw-AbfG Kreislaufwirtschaftsgesetz vom 24. Februar 2012 (BGBl. I S. 212), geändert durch § 44 Absatz 4 des Gesetzes vom 22. Mai 2013 (BGBl. I S. 1324).

Kunde, R; Gaderer, M.; Lautenbach, M.: Praxistest zur Erhebung der Emissionssituation von Pelletfeuerungen im Bestand, ZAE Bayern und Bayerisches Landesamt für Umwelt, Februar 2007.

Merker, P. G.; Schwarz, C. und Teichmann, R. (Hrsg.): Grundlagen Verbrennungsmotoren - Funktionsweise, Simulation, Messtechnik. 6. Auflage, Vieweg + Teubner Verlag, Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 2012.

MWV (Hrsg.): Statistiken – Preise. Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWV), Berlin, 2013, Online verfügbar unter: http://www.mwv.de/index.php/daten/statistikenpreise/?loc=1&jahr=2010, Abgerufen am 10.10.2013.

ÖKO/DLR-IVF/ISI Öko-Institut – Institut für angewandte Ökologie e.V., DLR-IVF Institut für Verkehrsforschung des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt, ISI Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung: Renewbility II – Stoffstromanalyse nachhaltige Mobilität im Kontext erneuerbarer Energien bis 2030. Zimmer, W.; Hacker, F.; Rausch, L.; Fritsche, U.; i. A. Umweltbundesamt (UBA), 2012, Online unter: http://www.renewbility.de/index.php?id=57, Abgerufen am 19.07.2013.

OECD, IEA, NEA (Hrsg.): Projected Costs of Generating Electricity - 2010 Edition. Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD), International Energy Agency (IEA), Nuclear Energy Agency (NEA), Paris (Frankreich), 2010.

Pecka, M.: Holz unter Dampf– Wirbelschichtvergasung in Güssing. In: *Energie & Management*, 2004.

Prognos/EWI/GWS Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH: Energieszenarien 2011; i. A. des BMWi; Basel/Köln/Osnabrück, 2011, Online unter: http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/11_08_12_Energieszenarien_2011.pdf, Abgerufen am 19.07.2013

RSB Roundtable on Sustainable Biofuels: Indirect Impacts of biofuel production and the RSB Standard - Draft for Public Consultation; RSB Secretariat Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL), Switzerland, 2012, Online unter: http://rsb.org/pdfs/working-and-expertGroups/II-EG/EG-on-Indirect/12-04-13-RSB-Indirect-Impacts.pdf, Abgerufen am: 19.07.2013.

Sheth, P. N.; Babu, B. V.: Experimental studies on producer gas generation from wood waste in a downdraft biomass gasifier. In: *Bioresource Technology*, Vol. 100, S. 3127-3133, 2009.

SRU Sachverständigenrat für Umweltfragen (Hrsg.): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung - Sondergutachten; Berlin, 2011, Online unter: http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2011_Sondergutachten_100Prozent_Erneuerbare_KurzfassungEntscheid.html, Abgerufen am: 19.07.2013.

Tovar-Gomez, M.R.; Emile, J.C.; Michalet-Doreau, B. und Barriere, Y.: In situ degradation kinetics of maize hybrid stalks. In: *Animal Feed Science and Technology 68* (1-2), 1997.

VDI 3475 Blatt 4: Emissionsminderung – Biogasanlagen in der Landwirtschaft – Vergärung von Energiepflanzen und Wirtschaftsdünger. KRdL Kommission Reinhaltung der Luft im VDI und DIN – Normenausschuss. Beuth Verlag, Berlin, 2010.

VDI 4608 Blatt 1: Energiesysteme. Kraft-Wärme-Kopplung. Begriffe, Definitionen, Beispiele. VDI-Gesellschaft Energietechnik. Beuth Verlag, Berlin, 2005.

VDI 4630: Vergärung organischer Stoffe – Substratcharakterisierung, Probenahme, Stoffdatenerhebung, Gärversuche. VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt, Beuth Verlag, 2006.

VDI 4661: Energiekenngrößen – Definitionen, Begriffe, Methodik. VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt, Beuth Verlag, Berlin, 2003.

VDI 6025: Betriebswirtschaftliche Berechnung von Investitionsgütern und Anlagen. VDI-Gesellschaft Bauen und Gebäudetechnik, Beuth Verlag, Berlin, 1996.

Vis, M.W.; v. d. Berg, D.: Harmonization of biomass resource assessments, Volume I, Best Practices and Methods Handbook". BEE, 2010, Online unter: http://www.eu-bee.com/GetItem.asp?item=digistorefile;249820;837&params=open;gallery, Abgerufen am 16.07.2013.

Zeymer, M.; Herrmann, A.; Oehmichen, K.; Schneider, R.; Heidecke, P.; He, L. ; Volz, F.: Die kleintechnische Biomassevergasung als Option für eine nachhaltige und dezentrale Energieversorgung. (*DBFZ Report Nr. 18*), Leipzig 2013 – ISSN 2190 - 7943

ANHANG I: Definitionen Biomasse

Legale Definitionen

Gemäß § 2 der Biomasseverordnung zählen die folgenden Fraktionen zu Biomasse:

- Pflanzen und Pflanzenbestandteile,
- aus Pflanzen oder Pflanzenbestandteilen hergestellte Energieträger, deren sämtliche Bestandteile und Zwischenprodukte aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung erzeugt wurden,
- Abfälle und Nebenprodukte pflanzlicher und tierischer Herkunft aus der Land-, Forst- und Fischwirtschaft,
- Bioabfälle im Sinne von § 2 Nr. 1 der Bioabfallverordnung,
- aus Biomasse durch Vergasung oder Pyrolyse erzeugtes Gas und daraus resultierende Folge- und Nebenprodukte,
- aus Biomasse erzeugte Alkohole.

Ebenfalls als Biomasse im Sinne der Biomasse-Verordnung gelten nach § 2 Abs. 3 BiomasseV:

- Altholz, bestehend aus Gebrauchtholz (gebrauchte Erzeugnisse aus Holz, Holzwerkstoffe oder Verbundstoffe mit überwiegendem Holzanteil) oder Industrierestholz (in Betrieben der Holzbe- oder -verarbeitung anfallende Holzreste sowie in Betrieben der Holzwerkstoffindustrie anfallende Holzwerkstoffreste), das als Abfall anfällt, sofern nicht Satz 2 der Biomasseverordnung entgegensteht oder das Altholz gemäß § 3 Nr. 4 von der Anerkennung als Biomasse ausgeschlossen ist,
- aus Altholz erzeugtes Gas, sofern nicht Satz 3 Biomasse-Verordnung entgegensteht oder das Altholz gemäß § 3 Nr. 4 von der Anerkennung als Biomasse ausgeschlossen ist,
- Pflanzenölmethylester, sofern nicht Satz 4 Biomasse-Verordnung entgegensteht,
- Treibsel aus Gewässerpflege, Uferpflege und -reinhaltung,
- durch anaerobe Vergärung erzeugtes Biogas, sofern zur Vergärung nicht Stoffe nach § 3 Nr. 3, 7, 9 Biomasse-Verordnung oder mehr als 10 Gewichtsprozent Klärschlamm eingesetzt werden.

Nicht als Biomasse im Sinne dieser Verordnung gelten nach § 3 BiomasseV:

- Fossile Brennstoffe sowie daraus hergestellte Neben- und Folgeprodukte,
- Torf,
- gemischte Siedlungsabfälle aus privaten Haushaltungen sowie ähnliche Abfälle aus anderen Herkunftsbereichen,
- Altholz:
  a) mit einem Gehalt an polychlorierten Biphenylen (PCB) oder polychlorierten Terphenylen (PCT) in Höhe von mehr als 0,005 Gewichtsprozent entsprechend der PCB/PCT-Abfallverordnung vom 26. Juni 2000 (BGBl. I S. 932),

b) mit einem Quecksilbergehalt von mehr als 0,0001 Gewichtsprozent,
c) sonstiger Beschaffenheit, wenn dessen energetische Nutzung als Abfall zur Verwertung auf Grund des Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetzes ausgeschlossen worden ist,

- Papier, Pappe, Karton,
- Klärschlämme im Sinne der Klärschlammverordnung,
- Hafenschlick und sonstige Gewässerschlämme und -sedimente,
- Textilien,
- Tierische Nebenprodukte im Sinne von Artikel 2 Abs. 1 Buchstabe a der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 3. Oktober 2002 mit Hygiene-vorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte,
- Deponiegas,
- Klärgas.

ANHANG II: Datenerhebung Stoff- und Energiebilanzierung

Nachfolgend zusammengestellt sind folgende 12 Tabellen zur Stoff- und Energiebilanzierung:

Tabelle 40	Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biomassevergasungsanlagen
Tabelle 41	Ausgefülltes Beispiel für den Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biomassevergasungsanlagen
Tabelle 42	Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Biomassevergasungsanlagen
Tabelle 43	Ausgefülltes Beispiel für die Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Biomassevergasungsanlagen
Tabelle 44	Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biogasanlagen
Tabelle 45	Hypothetisches Anlagenbeispiel für den Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biogasanlagen
Tabelle 46	Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Biogasanlagen
Tabelle 47	Ausgefülltes Beispiel für die Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Biogasanlagen
Tabelle 48	Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Kleinfeuerungsanlagen
Tabelle 49	Hypothetisches Anlagenbeispiel für den Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Kleinfeuerungsanlagen
Tabelle 50	Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Kleinfeuerungsanlagen
Tabelle 51	Ausgefülltes Beispiel für die Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Kleinfeuerungsanlagen

Es sind lediglich, die in grau unterlegten Felder mit Daten der jeweiligen Anlage auszufüllen und die restlichen Werte durch Berechnung zu ergänzen. Die Vorlagen für die Datenerhebungsbögen und Dokumentationslisten werden auf der Homepage des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ unter www.energetische-biomassenutzung.de zur Verfügung gestellt. Zur Veranschaulichung sind weiterhin Beispiele für einen vollständig ausgefüllten Datenerhebungsbogen und eine Dokumentationsliste (einschließlich Plausibilitätsprüfung) hinterlegt. Diese sollen den Umgang mit dem Datenerhebungsbogen veranschaulichen und die Bedeutung der „Erläuterung der Datenherkunft“ noch einmal hervorheben.

Tabelle 40: Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biomassevergasungsanlagen

1 Datenerhebung zur Bilanzierung		Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
	Parameter	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	
Biomasse	Form	...					
	Herkunft (Umkreis von)	...	km				
	Biomassebedarf im Nennbetrieb	...	kg_{TS}/h				
	Heizwert	...	MJ/kg_{TS}				
	Wassergehalt unbehandelte Biomasse	...	Ma.-%				
	Wassergehalt vorbehandelte Biomasse	...	Ma.-%				
Hilfsmittel	Hilfsmittel mit Energieinhalt						
	Hilfsmittel 1:	...	kWh/L				
	Hilfsmittel 2:	...	kWh/L				
	Hilfsmittel 3:	...	kWh/L				
	Massenstrom der Hilfsmittel						
	Hilfsmittel 1:	...	L/h				
	Hilfsmittel 2:	...	L/h				
	Hilfsmittel 3:	...	m^3_N/h				
	Chem. Leistung der Hilfsmittel						
	Hilfsmittel 1:	...	kW	x			
	Hilfsmittel 2:	...	kW	x			
	Hilfsmittel 3:	...	kW	x			
	Therm. Bezugsleistung der Gesamtanlage (> 20 °C), (Hilfsenergie)	...	kW				
	Elektr. Bezugsleistung der Gesamtanlage (Hilfsenergie)	...	kW				
Elektr. Energie	Elektr. Nennleistung	...	kW				

1 Datenerhebung zur Bilanzierung		Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
	Parameter	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	
Nebenprodukte	Nebenprodukte mit Energieinhalt						
	Nebenprodukt 1: ...	...	kWh/kg				
	Nebenprodukt 2: ...	...	MJ/kg				
	Massenstrom der Nebenprodukte						
	Nebenprodukt 1: ...	...	kg/h				
	Nebenprodukt 2: ...	...	kg/h				
	Chem. Leistung der Nebenprodukte						
	Nebenprodukt 1:	...	kW	x			
	Nebenprodukt 2: ...	...	kW	x			
	Therm. Leistung der Nebenprodukte (> 20 °C)						
	Nebenprodukt 1: ...	...	kW				
	Nebenprodukt 2: ...	...	kW				

1 Datenerhebung zur Bilanzierung		Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
	Parameter	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	
Wärme	Wärmeleistung						
	aus Prozess 1:	...	kW				
	aus Prozess 2:	...	kW				
	Trocknungswärmeleistung	...	kW				
	Nennwärme	...	kW				
	Intern genutzte Wärmeleistung ohne Trocknung	...	kW				
	Nutzwärme	...	kW				
	Wärmenutzungsgrad	...	%	x			
Reststoffe	Reststoffe und Energieinhalt						
	Reststoff 1:	...	MJ/kg				
	Reststoff 2:	...	kWh/L				
	Massenstrom der Reststoffe						
	Reststoff 1:	...	kg/h				
	Reststoff 2:	...	L/h				
	Chem. Leistung der Reststoffe						
	Reststoff 1:	...	kW	x			
	Reststoff 2:	...	kW	x			
	Therm. Leistung der Reststoffe (> 20 °C), (Hilfsenergie)						
	Reststoff 1:	...	kW				
	Reststoff 2:	...	kW				

1 Datenerhebung zur Bilanzierung		Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
	Parameter	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	
Sonstige Angaben	Massenstrom Brenngas nach Rohgasreinigung	...	kg/h				
	Gasleistung Brenngas	...	kW				
	Bilanz. Verlustleistung der Gesamtanlage	...	kW				
	Nicht bilanz. Verlustleistung der Gesamtanlage	...	kW				
	Produzierte Gesamtstrommenge	...	MJ/a	x			
	Produzierte Gesamtnennwärmemenge	...	MJ/a	x			
	Jährlicher Biomasseverbrauch (unbehandelt)	...	t/a	x			
	Jährliche Reststoffmenge	...	t/a	x			
	Jährliche Nebenproduktmenge	...	t/a	x			
	Jährliche Betriebsstunden	...	h				
	Methanschlupf (BHKW)	...	g/h				
	Sonstige Methanemissionen	...	g/h				

Tabelle 41: Ausgefülltes Beispiel für den Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biomassevergasungsanlagen

1 Datenerhebung zur Bilanzierung			Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
	Parameter		Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	
Biomasse	Form		Hackschnitzel			x		Naturbelassen
	Herkunft (Umkreis von)		50	km			x	Lieferantendaten
	Biomassebedarf im Nennbetrieb		109	kg_{TS}/h	x	x		Berechnung aus gemessenen Biomassemassenstrom (Wägezellen) und Wassergehalt
	Heizwert		18,7	MJ/kg_{TS}		x		Laboranalyse
	Wassergehalt unbehandelte Biomasse		30	Ma.-%		x		Laboranalyse
	Wassergehalt vorbehandelte Biomasse		10	Ma.-%		x		Laboranalyse
Hilfsmittel	Hilfsmittel mit Energieinhalt							
	Hilfsmittel 1:	Zündöl	9,7	kWh/L			x	Literaturangabe Quelle: ...
	Hilfsmittel 2:	RME	9,5	kWh/L			x	Literaturangabe Quelle: ...
	Hilfsmittel 3:	Druckluft (Vergasungsmittel)	–	kWh/L				
	Massenstrom der Hilfsmittel							
	Hilfsmittel 1:	Zündöl	2	L/h		x		Messung der Befüll-zyklen des Zündöltanks
	Hilfsmittel 2:	RME	5	L/h		x		
	Hilfsmittel 3:	Druckluft (Vergasungsmittel)	121,5	m^3_N/h		x		Messung mit Messblende kontinuierlich
	Chem. Leistung der Hilfsmittel							
	Hilfsmittel 1:	Zündöl	19	kW	x			Berechnung aus Energieinhalt und Massenstrom Hilfsstoffe
	Hilfsmittel 2:	RME	48	kW	x			
	Hilfsmittel 3:	Druckluft (Vergasungsmittel)	–	kW				
	Bezugsleistung							
	Therm. Bezugsleistung (> 20 °C) (Hilfsenergie)		–	kW				Keine externe thermische Hilfsenergie notwendig
	Elektr. Bezugsleistung der Gesamtanlage (Hilfsenergie)		22	kW		x		Messung über eigenen Zähler

1 Datenerhebung zur Bilanzierung			Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
		Parameter	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	
Elerkti. Energie	Elektr. Nennleistung		112	kW		x		Stromzähler
Nebenprodukte	Nebenprodukte mit Energieinhalt							
	Nebenprodukt 1:	Holzspäne	4	kWh/kg		x		Aus Biomasseaufbereitung zur Pelletherstellung / Analyse externes Labor
	Nebenprodukt 2:	Koks	31	MJ/kg		x		Aus Vergaser Abgabe als Brennstoff an ... / Analyse externes Labor
	Massenstrom der Nebenprodukte							
	Nebenprodukt 1:	Holzspäne	10	kg/h		x		Messung bei Entleerung Auffangbehälter
	Nebenprodukt 2:	Koks	3,5	kg/h		x		Messung bei Entleerung Auffangbehälter
	Chem. Leistung der Nebenprodukte							
	Nebenprodukt 1:	Holzspäne	40	kW	x			Berechnung aus Energieinhalt und Massenstrom der Nebenprodukte
	Nebenprodukt 2:	Koks	30	kW	x			
	Therm. Leistung der Nebenprodukte (> 20 °C)							
	Nebenprodukt 1:	Holzspäne	–	kW				
	Nebenprodukt 2:	Koks	10	kW		x		Ausschleusung des Kokses bei 250 °C / Messung mit Thermoelement am Aufffangbehälter

1 Datenerfassung zur Bilanzierung			Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
	Parameter		Daten	Einheit	Berech-nung	Mes-sung	Annah-me	
Wärme	Nutzbare Wärmeleistung							
	aus Prozess 1:	Vergasung	56	kW	x			Berechnung mit gemessenen Temperaturen am Wärme-übertrager
	aus Prozess 2:	BHKW	227	kW		x		Wärmezähler am BHKW
	Trocknungs-wärmeleistung		28	kW		x		Wärmeauskopplung nach Vergaser zur Brennstofftrock-nung / eigener Wärmezähler
	Nennwärme		227	kW	x			Addition aller gemessenen Wärmeströme, die zur exter-nen Nutzung zur Verfügung stehen
	Intern genutzte Wärmeleistung ohne Trocknung		56	kW		x		Vorwärmung des Vergasungs-mittels / Temperaturmes-sung Vergasungsmittel
	Nutzwärme		170	kW		x		Einspeisung in Wärmenetz / eigener Wärmezähler
	Wärmenutzungs-grad		75	%	x			Verhältnis aus Nutz- und Nennwärme
Reststoffe	Reststoffe und Energieinhalt							
	Reststoff 1:	Filterstaub	24	MJ/kg		x		Analyse externes Labor
	Reststoff 2:	RME mit Staub und Teer	12	kWh/L			x	Literaturdaten - Quelle: ...
	Massenstrom der Reststoffe							
	Reststoff 1:	Filterstaub	1,5	kg/h		x		Füllstandsmessung Auffang-behälter kontinuierlich
	Reststoff 2:	RME mit Staub und Teer	6,5	L/h		x		Messung bei Entleerung Auffangbehälter
	Chem. Leistung der Reststoffe							
	Reststoff 1:	Filterstaub	10	kW	x			Berechnung aus Energiein-halt und Massenstrom der Reststoffe
	Reststoff 2:	RME mit Staub und Teer	78	kW	x			
	Therm. Leistung der Reststoffe (> 20 °C)							
	Reststoff 1:	Filterstaub	14	kW		x		Ausschleusung des Filterstaubs bei 150 °C / Temperaturmessung im Auffangbehälter
	Reststoff 2:	RME mit Staub und Teer	-	kW				

1 Datenerhebung zur Bilanzierung		Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
	Parameter	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	
Sonstige Annahmen	Massenstrom Brenngas nach Rohgasreinigung	323	kg/h		x		Volumenstrom- (Blende) und Konzentrationsmessung am Vergaseraustritt
	Gasleistung Brenngas	388	kW	x			Berechnung aus gemessenen Volumenstrom und Zusammensetzung
	Bilanz. Verlustleistung der Gesamtanlage	83	kW	x			Addition aller Verlust (Vergaser, Rohgasreinigung, BHKW)
	Nicht bilanz. Verlustleistung der Gesamtanlage	0	kW				Bilanzierungsrest zwischen Output-/Input-Energiestömen
	Produzierte Gesamtstrommenge	186,1	MJ/a	x			
	Produzierte Gesamtnennwärmemenge	378,0	MJ/a	x			
	Jährlicher Biomasseverbrauch	934	t/a	x			
	Jährliche Betriebsstunden	6000	h		x		Betriebsstundenzähler
	Methanschlupf (BHKW)	-	g/h				Nicht bekannt

Tabelle 42: Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Biomassevergasungsanlagen

2 Kenngrößen der Bilanzierung	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	Erläuterung Datenherkunft: Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
2.1 Biomassevorbehandlung (Bilanzraum Biomassevorbehandlung in Abb 9.)						
Brennstoffleistung	...	kW				
Feuerungswärmeleistung	...	kW				
Lager- und Siebverluste (Nebenprodukt)	...	kW				
Trocknungswärme	...	kW				
2.2 Biomassevergaser incl. Gasreinigung (Bilanzraum Biomassekonversion I in Abb 9.)						
Gasleistung	...	kW				
Leistung der Nebenprodukte (therm. + chem.)	...	kW				
Leistung Reststoff (therm. + chem.)	...	kW				
Therm. Leistung (Vergasung & Gasreinig.)	...	kW				
Chem. Wirkungsgrad (Kaltgaswirkungsgrad)		%				
2.3 KWK- oder Syntheseanlage (Bilanzraum Biomassekonversion II in Abb 9.)						
Elektr. Wirkungsgrad Kraftmaschine (brutto)	...	%				
Therm. Wirkungsgrad Kraftmaschine (brutto)	...	%				
Gesamtwirkungsgrad Kraftmaschine (brutto)		%				
Synthesewirkungsgrad	...	%				
2.4 Gesamtanlageanlage (Bilanzraum Biomassekonversion II in Abb 9.)						
Elektr. Anlagenwirkungsgrad (netto)		%				
Chem. Anlagenwirkungsgrad (netto)		%				
Therm. Anlagenwirkungsgrad (netto)		%				
Gesamtanlagenwirkungsgrad (netto)		%				

3 Plausibilitätsprüfung		Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	Erläuterung Datenherkunft: Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
3.1 Energiebilanz (Bilanzgrenze: ...)							
Input	Brennstoffleistung	...	kW				
	Leistung Hilfsenergie (Bezugsenergie)	...	kW				
	Energieeintrag		**kW**				
Output	Elektr. Anlagenleistung	...	kW				
	Therm. Anlagenleistung	...	kW				
	Leistung Nebenprodukte (therm. + chem.)	...	kW				
	Leistung Reststoffe (therm. + chem.)	...	kW				
	Verlustleistung Vergaser	...	kW				
	Verlustleistung Gasreinigung	...	kW				
	Verlustleistung Kraftmaschine / Synthese	...	kW				
	Energieaustrag		kW				
3.2 Stoffbilanz (Bilanzgrenze...)							
Input	Massenstrom Brennstoff	...	kg/h				
	Massenstrom Hilfsstoffe	...	kg/h				
	Eingangsmassenstrom		**kg/h**				
Output	Massenstrom Brenngas	...	kg/h				
	Massenstrom Nebenprodukte	...	kg/h				
	Massenstrom Reststoffe	...	kg/h				
	Massenstrom Rauchgas (Kraftmaschine)	...	kg/h				
	Ausgangsmassenstrom		**kg/h**				

Tabelle 43: Ausgefülltes Beispiel für die Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Biomassevergasungsanlagen

2 Kenngrößen der Bilanzierung	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	Erläuterung Datenherkunft: Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
2.1 Biomassevorbehandlung (Bilanzraum Biomassevorbehandlung in Abb 9.)						
Brennstoffleistung	491	kW	x			Berechnung aus gemessenen Massenstrom und Analysewerte Brennstoff
Feuerungswärmeleistung	512	kW	x			Berechnung aus gemessenen Massenstrom und Analysewerte Brennstoff
Lager- und Siebverluste (Nebenprodukt)	40	kW	x			Berechnung aus gemessenen Massenstrom Bioenergieträger (Holzspäne) und Analysewerte Brennstoff
Trocknungswärme	28	kW		x		Eigener Wärmezähler
2.2 Biomassevergaser incl. Gasreinigung (Bilanzraum Biomassekonversion I in Abb 9.)						
Gasleistung	388	kW	x			Berechnung aus gemessenen Brenngasvolumenstrom und -zusammensetzung
Leistung der Nebenprodukte (therm. + chem.)	30	kW	x			Summe der chem. Nebenproduktleistungen des Vergasers
Leistung Reststoff (therm. + chem.)	...	kW				
Therm. Leistung (Vergaser & Gasreinig.)	110	kW	x			Thermische Vergaserleistung berechnet (Produktgasvolumenstrom und -temperatur am Vergaseraustritt)
Chem. Wirkungsgrad (Kaltgaswirkungsgrad)	76	%	x			Berechnung aus Gasleistung und Feuerungswärmeleistung
2.3 KWK- oder Syntheseanlage (Bilanzraum Biomassekonversion II in Abb 9.)						
Elektr. Wirkungsgrad Kraftmaschine (brutto)	28,8	%	x			
Therm. Wirkungsgrad Kraftmaschine (brutto)	58,5	%	x			
Gesamtwirkungsgrad Kraftmaschine (brutto)	87,3	%	x			
Synthesewirkungsgrad	–	%				
2.4 Gesamtanlageanlage (Bilanzraum Biomassekonversion II in Abb 6.)						
Elektr. Anlagenwirkungsgrad (netto)	23	%	x			Berechnung aus Brennstoff- und elektr. Anlagenleistung
Chem. Anlagenwirkungsgrad (netto)	14	%	x			Berechnung aus Brennstoff- und Bioenergieträger-Leistung
Therm. Anlagenwirkungsgrad (netto)	46	%	x			Berechnung aus Brennstoff- und Nutzwärme-Leistung
Gesamtanlagenwirkungsgrad (netto)	83	%	x			Berechnung aus elektr., chem./therm. Anlagenwirkungsgrad

	3 Plausibilitätsprüfung	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	Erläuterung Datenherkunft: Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
3.1 Energiebilanz (Bilanzgrenze: Gesamtanlage inkl. BHKW)							
Input	Brennstoffleistung	491	kW	x			Leistung der Biomasse am Anlageneintritt bezogen auf den Brennwert
Input	Leistung Hilfsenergie (Bezugsenergie)	89	kW	x			Summe der elektr. und therm. Hilfsenergie, sowie der chem. Energie der einzelnen Hilfsstoffe
Input	**Energieeintrag**	**580**	**kW**	x			Addition aller Input-Energieströme - Bilanzgrenze (Anlageneintritt)
Output	Elektr. Anlagenleistung	112	kW		x		entspricht elektr. Leistung BHKW
Output	Therm. Anlagenleistung	227	kW		x		entspricht Nennwärme
Output	Leistung Nebenprodukte (therm. + chem.)	70	kW	x			entspricht der Summe der Nebenproduktleistungen
Output	Leistung Reststoffe (therm. + chem.)	88	kW	x			entspricht der Summe der Einzelreststoffleistungen
Output	Verlustleistung Vergaser	15	kW			x	therm. Verlust Vergaser - eigene Annahme - beinhaltet therm. Leistung der Nebenprodukte (10kW)
Output	Verlustleistung Gasreinigung	19	kW			x	therm.Verlust Rohgasreinigung - eigene Annahme - beinhaltet therm. Leistung der Reststoffe (14kW)
Output	Verlustleistung Kraftmaschine / Synthese	49	kW	x			Berechnung über BHKW-Wirkungsgrad (beinhaltet Wärmeverluste und unvollständige Verbrennung)
Output	**Energieaustrag**	**580**	kW	x			Addition aller Output-Massenströme - Bilanzgrenze (BHKW-Gasaustritt)
3.2 Stoffbilanz (Bilanzgrenze nach Vergaser)							
Input	Massenstrom Brennstoff	156	kg/h		x		Massenstrom der Biomasse am Anlageneintritt
Input	Massenstrom Hilfsstoffe	152	kg/h		x		Summe der Massenströme der einzelnen Hilfsstoffe
Input	**Eingangsmassenstrom**	**308**	**kg/h**	x			Addition aller Input-Massenströme - Bilanzgrenze (Anlageneintritt)
Output	Massenstrom Brenngas	287	kg/h	x			Massenstrom am Austritt der Rohgasreinigung vor BHKW
Output	Massenstrom Nebenprodukte	14	kg/h		x		Summe der Massenströme der einzelnen Bioenergieträger
Output	Massenstrom Reststoffe	7	kg/h		x		Summe der Massenströme der einzelnen Reststoffe
Output	Massenstrom Rauchgas (Kraftmaschine)	-	kg/h				Massenstrom nach BHKW und Rauchgasreinigung
Output	**Ausgangsmassenstrom**	**308**	**kg/h**	x			Addition aller Output-Massenströme - Bilanzgrenze (BHKW-Gaseintritt)

Tabelle 44: Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biogasanlagen

1 Datenerhebung zur Bilanzierung		Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
	Parameter	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	
Biomasse 1	**Substrat 1**	...					
	Herkunft (Umkreis von)	...	km				
	Biomassebedarf im Nennbetrieb	...	t_{FM}/d				
	Leistung der Biomasse:						
	Brennwert	...	MJ/kg_{FM}				
	Trockensubstanzgehalt	...	Ma.-%				
	Organische Trockensubstanz	...	Ma.-%				
	Biogasertrag	...	m^3/t_{FM}				
	Methangehalt	...	%				
Biomasse 2	**Substrat 2**	...				...	
	Herkunft (Umkreis von)	...	km			km	
	Biomassebedarf im Nennbetrieb	...	t_{FM}/d			t_{FM}/d	
	Leistung der Biomasse:						
	Brennwert	...	MJ/kg_{FM}			MJ/kg_{FM}	
	Trockensubstanzgehalt	...	Ma.-%			Ma.-%	
	Organische Trockensubstanz	...	Ma.-%			Ma.-%	
	Biogasertrag	...	m^3/t_{FM}				
	Methangehalt	...	%				
Hilfsenergie	Therm. Bezugsleistung der Gesamtanlage im Jahresmittel	...	kW				
	Elektr. Bezugsleistung der Gesamtanlage im Jahresmittel	...	kW				
Elektr. Energie	Elektr. Nennleistung	...	kW				
	Elektr. Bemessungsleistung	...	kW				

	1 Datenerhebung zur Bilanzierung	Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
	Parameter	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	
Nebenprodukte	Energieinhalt der Nebenprodukte						Gärrest hier berücksichtigen, wenn energetische Nutzung erfolgt, sonst unter Reststoffe eintragen
	Nebenprodukt 1:	...	MJ/kg				
	Massenstrom der Nebenprodukte						
	Nebenprodukt 1:	...	kg/h				
	Chem. Leistung der Nebenprodukte						
	Nebenprodukt 1:	...	kW				
Wärme	Wärmeleistung	...	kW				
	Nennwärmeleistung	...	kW				
	Intern genutzte Wärmeleistung	...	kW				
	Nutzwärmeleistung	...	kW				
	Wärmenutzungsgrad	...	%				
Reststoffe	Reststoffe und Energieinhalt						
	Reststoff 1: ...	...	MJ/kg				
	Reststoff 2: ...	...	MJ/kg				
	Massenstrom der Reststoffe						
	Reststoff 1: ...	...	t_{FM}/d				
	Reststoff 2: ...	...	t_{FM}/d				
Sonstige Angaben	Volumenstrom Biogas	...	m³/h				
	Methangehalt	...	%				
	Schwefelwasserstoffgehalt im Rohgas	...	ppm				
	Gasleistung Biogas	...	kW				
	Produzierte Gesamtstrommenge	...	MWh/a				
	Produzierte Gesamtnennwärmemenge	...	MWh/a				
	Jährlicher Biomasseverbrauch (unbehandelt)	...	t/a				
	Jährliche Reststoffmenge	...	t/a				
	Jährliche Nebenproduktmenge	...	t/a				
	Jährliche Betriebsstunden BHKW	...	h/a				
	Jährliche Volllaststunden BHKW	...	h/a				
	Jährliche Betriebsstunden der Fackelanlage	...	h/a				
	Methanschlupf (BHKW)	...	g/h				
	Restmethanpotenzial	...	m³/t_{FM}				
	Sonstige Methanemissionen	...	g/h				

Tabelle 45: Hypothetisches Anlagenbeispiel für den Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biogasanlagen

1 Datenerhebung zur Bilanzierung		Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
	Parameter	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	
Biomasse 1	**Substrat 1**	Rindergülle					Betreiberangabe
	Herkunft (Umkreis von)	0	km			x	Stallanlage vor Ort
	Biomassebedarf im Nennbetrieb	21	kg_{FM}/d	x		x	Betreiberangabe, alternativ Berechnung über Tierbestände
	Leistung der Biomasse:						
	Brennwert	14,0	MJ/kg_{FM}				ECN Datenbank
	Trockensubstanzgehalt	10	Ma.-%				Datenbank KTBL
	Organische Trockensubstanz	8	Ma.-%				Häufig Bezug auf oTS
	Biogasertrag	30	m^3/t_{FM}				KTBL Datenbank
	Methangehalt	55	%				KTBL Datenbank
Biomasse 2	**Substrat 2**	Maissilage					Betreiberangabe
	Herkunft (Umkreis von)	5,4	km				Betreiberangabe
	Biomassebedarf im Nennbetrieb	21	t_{FM}/d				Betreiberangabe
	Leistung der Biomasse:						
	Brennwert	17,0	MJ/kg_{FM}				ECN Datenbank
	Trockensubstanzgehalt		Ma.-%				KTBL Datenbank
	Organische Trockensubstanz		Ma.-%				KTBL Datenbank
	Biogasertrag	261	m^3/t_{FM}				KTBL Datenbank
	Methangehalt	52	%				KTBL Datenbank
Hilfsenergie	Therm. Bezugsleistung der Gesamtanlage im Jahresmittel	-	kW				In der Regel kein externer Bezug
	Elektr. Bezugsleistung der Gesamtanlage im Jahresmittel	37	kW				Berechnung auf Basis eines Eigenstrombedarfs von ~8%, hier Deckung durch Eigenproduktion
Elektr. Energie	Elektr. Nennleistung	500	kW				Berechnung anhand der Substratmenge, Gasausbeute und Wirkungsgrad
	Elektr. Bemessungsleistung	457	kW				Berücksichtigung der theor. Volllaststundenzahl

1 Datenerhebung zur Bilanzierung		Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
	Parameter	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	
Nebenprodukte	Energieinhalt der Nebenprodukte						Gärrest hier berücksichtigen wenn energetische Nutzung erfolgt, sonst unter Reststoffe eintragen
	Nebenprodukt 1:	...	MJ/kg				Kalorimetrische Bestimmung erforderlich
	Massenstrom der Nebenprodukte						Betreiberangabe z. B. in Hoftorbilanz
	Nebenprodukt 1:	...	kg/h				s. o.
	Chem. Leistung der Nebenprodukte						
	Nebenprodukt 1:	...	kW				Berechnung anhand Massenstrom und Brennwert
Wärme	Wärmeleistung						
	Nennwärmeleistung	577	kW			x	Bruttowärmeleistung des BHKW nach Herstellerangabe
	Intern genutzte Wärmeleistung	105	kW			x	Literaturwerte
	Nutzwärmeleistung	202	kW			x	Literaturwerte
	Wärmenutzungsgrad	35	%			x	Mindestwärmenutzung nach EEG 2012
Reststoffe	Reststoffe und Energieinhalt						
	Reststoff 1: Gärrest	16,9	MJ/kg	x			Kalorimetrische Bestimmung erforderlich
	Reststoff 2: ...	...	MJ/kg				Kalorimetrische Bestimmung erforderlich
	Massenstrom der Reststoffe						
	Reststoff 1: ...	35,5	t_{FM}/d	x			Berechnung auf Basis der eingesetzten Substrate
	Reststoff 2: ...	...	kg/h				Berechnung aus Bilanzierung (z. B. Hoftorbilanz)

1 Datenerhebung zur Bilanzierung		Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
	Parameter	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	
Sonstige Angaben	Volumenstrom Biogas	214	m^3/h	x			Berechnung anhand des theoretischen Biogasertrags
	Methangehalt	52,3	%	x			Berechnet mittels Verhältnisrechnung der Einzelsubstrate
	Schwefelwasserstoffgehalt im Rohgas	500	ppm			x	Anlagenspezifischer-Messwert
	Gasleistung Biogas	1.247	kW	x			Addition der Einzelerträge der Substrate und
	Produzierte Gesamtstrommenge	4.000	MWh/a				Addition der Tages-/Monatswerte aus Betriebstagebuch
	Produzierte Gesamtnennwärmemenge	4.616	MWh/a				Addition der Tages-/Monatswerte aus Betriebstagebuch
	Jährlicher Biomasseverbrauch (unbehandelt)	15.200	t/a	x			Summe der Einzelsubstrate auf Basis der Betriebstagebücher
	Jährliche Reststoffmenge	12.718	t/a	x			Berechnung auf Basis der Gasausbeuten
	Jährliche Nebenproduktmenge	...	t/a				Angabe aus Bilanzierung (z. B.Hoftorbilanz)
	Jährliche Betriebsstunden BHKW	8.500	h/a			x	Anlagenspezifisch zu erfassen
	Jährliche Volllaststunden BHKW	8.000	h/a	x			Rechnerische Bestimmung anhand der produzierten Strommenge und der Nennleistung (Bemessungsleistung)
	Jährliche Betriebsstunden der Fackelanlage	50	h/a			x	Anlagenspezifisch zu erfassen
	Methanschlupf (BHKW)	807	g/h			x	Bei 1 % Methanschlupf
	Restmethanpotenzial	5,1	m^3/t_{FM}			x	Literaturangabe für mehrstufige Anlagen
	Sonstige Methanemissionen	1.211	g/h			x	Schätzwert: Bei 1,5 % Schlupf; Anlagenspezifisch zu erfassen

Tabelle 46: Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Biogasanlagen

2 Kenngrößen der Bilanzierung	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	Erläuterung Datenherkunft: Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
2.1 Biomassevorbehandlung (Bilanzraum Biomassevorbehandlung in Abbildung 10)						
Substrateistung (brennwertbezogen)	...	kW				
Lagerverluste	...	%				
2.2 Vergärung (Bilanzraum Biomassekonversion I in Abbildung 10)						
Gasleistung	...	kW				
Leistung Fermenterbeheizung	...	kW				
Anlagenverluste (therm. + chem.)	...	kW				
Chemischer Wirkungsgrad	...	%				
2.3 Gasnutzung KWK- Anlage (Bilanzraum Biomassekonversion II in Abbildung 10)						
Elektr. Wirkungsgrad Kraftmaschine (brutto)	...	%				
Therm. Wirkungsgrad Kraftmaschine (brutto)	...	%				
Gesamtwirkungsgrad Kraftmaschine (brutto)	...	%				
Nennwärmeleistung	...	kW				
Elektrische Nennleistung		kW				
2.4 Gesamtanlage (Bilanzraum Biomassekonversion II in Abbildung 10)						
Elektr. Anlagenwirkungsgrad (netto)	...	%				
Therm. Anlagenwirkungsgrad (netto)	...	%				
Gesamtanlagenwirkungsgrad (netto)	...	%				

3 Plausibilitätsprüfung		Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	Erläuterung Datenherkunft: Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
3.1 Energiebilanz (Bilanzgrenze: ...)							
Input	Substrateistung	...	kW				
	Leistung Hilfsenergie (Bezugsenergie)	...	kW				
	Energieeintrag	...	kW				
Output	Elektr. Anlagenleistunng	...	kW				
	Therm. Anlagenleistunng	...	kW				
	Leistung Nebenprodukte		kW				
	Anlagenverluste (therm. + chem.)	...	kW				
	Energieaustrag	...	kW				
3.2 Stoffbilanz (Bilanzgrenze: ...)							
Input	Massenstrom Substrate	...	t/d				
	Massenstrom Hilfsstoffe	...	t/d				
	Eingangsmassenstrom	...	**t/d**				
Output	Massenstrom Biogas	...	t/d				
	Massenstrom Nebenprodukte	...	t/d				
	Massenstrom Reststoffe	...	t/d				
	Massenstrom Verluste (reststoffe)	...	t/d				
	Ausgangsmassenstrom	...	**t/d**				

Tabelle 47: Ausgefülltes Beispiel für die Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Biogasanlagen

2 Kenngrößen der Bilanzierung	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	Erläuterung Datenherkunft: Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
2.1 Biomassevorbehandlung (Bilanzraum Biomassevorbehandlung in Abbildung 10)						
Substrateistung (brennwertbezogen)	1.718	kW				
Lagerverluste	12	%				
2.2 Vergärung (Bilanzraum Biomassekonversion I in Abbildung 10)						
Gasleistung	1.247	kW				
Leistung Fermenterbeheizung	186	kW				
Anlagenverluste (therm. + chem.)	–	kW				
Chemischer Wirkungsgrad	72,6	%				
2.3 Gasnutzung KWK- Anlage (Bilanzraum Biomassekonversion II in Abbildung 10)						
Elektr. Wirkungsgrad Kraftmaschine (brutto)	39	%				
Therm. Wirkungsgrad Kraftmaschine (brutto)	45	%				
Gesamtwirkungsgrad Kraftmaschine (brutto)	84	%				
Nennwärmeleistung	577	kW				
Elektrische Nennleistung	500	kW				
2.4 Gesamtanlage (Bilanzraum Biomassekonversion II in Abbildung 10)						
Elektr. Anlagenwirkungsgrad (netto)	19,7	%				
Therm. Anlagenwirkungsgrad (netto)	19,7	%				
Gesamtanlagenwirkungsgrad (netto)	39,4	%				

	3 Plausibilitätsprüfung	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	Erläuterung Datenherkunft: Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
3.1 Energiebilanz (Bilanzgrenze: Biogasanlage inkl. BHKW)							
Input	Substrateistung	1.718	kW				
Input	Leistung Hilfsenergie (Bezugsenergie)	–	kW				
Input	**Energieeintrag**	**1.718**	**kW**				
Output	Elektr. Anlagenleistunng	457	kW	x			Bei 8.000 h/a Vollast; entspricht der Bemessungsleistung
Output	Therm. Anlagenleistunng	527	kW	x			Bei 8.000 h/a Vollast
Output	Leistung Nebenprodukte	–	kW				Kein
Output	Anlagenverluste (therm. + chem.)	734	kW				Ungenutztes Energiepotenzial aus dem Gärrest + Verluste
Output	**Energieaustrag**	**984**	**kW**				Im Beispiel nur Summe aus el. und th. Anlagenleistung
3.2 Stoffbilanz (Bilanzgrenze: Biogasanlage inkl. BHKW)							
Input	Massenstrom Substrate	42	t/d		x		Summe der Substrate
Input	Massenstrom Hilfsstoffe	–	t/d				Summe Hilfsstoffe z. B. zur Entschwefelung, Spurenelemente etc.
Input	**Eingangsmassenstrom**	**42**	**t/d**		x		
Output	Massenstrom Biogas	6,5	t/d			x	Berechnung bei einer Dichte von 1,25 kg/m³
Output	Massenstrom Nebenprodukte	–	t/d				Keine Nebenprodukte
Output	Massenstrom Reststoffe (Verluste)	35,5	t/d	x			Menge Gärrest inkl. Kondensat
Output	**Ausgangsmassenstrom**	**42,0**	**t/d**				

Tabelle 48: Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Kleinfeuerungsanlagen

1 Datenerfassung zur Bilanzierung		Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
	Parameter	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	
Brennstoff	Art (Holz, Pellets, Brikett)	...					
	Brennstoffverbauch	...	kg_{TS}/h				
	Heizwert	...	MJ/kg_{TS}				
	Wassergehalt	...	Ma.-%				
Hilfsenergie	Elektr. Strom	...	MJ/kg				

1 Datenerfassung zur Bilanzierung			Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
	Parameter		Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	
Wärme	Nennwärmeleistung		...	kW				
	Trocknungswärmeleistung		...	kW				
	Feuerungswärmeleistung		...	kW				
	Thermischer Anlagenwirkungsgrad		...	%				
	Kesselwirkungsgrad		...	%				
Verluste, Resstoffe	Energiegehalt der Reststoffe							
	Reststoff 1	Rückstand (Asche)	...	MJ/kg				
	Reststoff 2	Abgas/ Rauchgas	...	MJ/kg				
	Massenstrom der Reststoffe							
	Reststoff 1:	Rückstand (Asche)	...	kg/h				
	Reststoff 2:	Abgas/ Rauchgas	...	kg/h				
	Chemische Leistung der Reststoffe							
	Reststoff 1:	Rückstand (Asche)	...	kW				
	Reststoff 2:	Abgas/ Rauchgas	...	kW				
	Thermische Leistung der Reststoffe							
	Reststoff 1:	Rückstand (Asche)	...	kW				
	Reststoff 2:	Abgas/ Rauchgas	...	kW				
Sonstiges	Jährliche Volllaststunden		...	h				

Tabelle 49: Hypothetisches Anlagenbeispiel für den Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Kleinfeuerungsanlagen

1 Datenerfassung zur Bilanzierung		Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
	Parameter	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	
Brennstoff	Art (Holz, Pellets, Brikett)	Holzpellets					DIN + Pellets
	Brennstoffverbauch	10,00	kg_{TS}/h		x		Gravimetirsche Bestimmung (kontinuierlich)
	Heizwert	17,28	MJ/kg_{TS}			x	Literaturwert
	Wassergehalt	10,00	Ma.-%			x	Dieser Wert ist geschätzt, es ist nicht untypisch für z. B. Holzpellets (keine Analyse möglich)
Hilfsenergie	Elekt. Strom	50,00	W			x	Dieser Wert ist geschätzt, es ist nicht untypisch für Kleinfeuerungsanlagen

1 Datenerfassung zur Bilanzierung			Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
	Parameter		Daten	Einheit	Berech-nung	Mes-sung	Annahme	
Wärme	Nennwärmeleistung		45,00	kW			x	Typenschild
	Trocknungswärmeleistung		0,00	kW				Keine Trocknung vor dem Kessel
	Feuerungswärmeleistung		48,00	kW	x			Berechnung aus Heizwert (externe Analyse) und kontinuierlich gemessenen Massenstrom bei Brennstoff-lieferung
	Thermischer Anlagenwir-kungsgrad		93,75	%	x			Berechnung aus der thermi-schen Anlagenleistung und der Brennstoffleistung
	Kesselwirkungsgrad		93,75	%	x			Berechnung aus der thermi-schen Anlagenleistung und der Brennstoffleistung
Verluste, Resstoffe	Energiegehalt der Reststoffe							
	Reststoff 1	Rückstand (Asche)	0,10	MJ/kg		x		Analyse im externen Labor
	Reststoff 2	Abgas/ Rauchgas	0,10	MJ/kg		x		Messung der Gaszusammen-setzung
	Massenstrom der Reststoffe							
	Reststoff 1:	Rückstand (Asche)	0,50	kg/h		x		Kontinuierliches Auswiegen
	Reststoff 2:	Abgas/ Rauchgas	100,0	kg/h		x		Messung des Volumen-stroms mit Messblende mit Dichtebestimmung aus gemessener Gaszusammen-setzung
	Chemische Leistung der Reststoffe							
	Reststoff 1:	Rückstand (Asche)	55,6	kW				Berechnung aus Massen-strom und Heizwert
	Reststoff 2:	Abgas/ Rauchgas	0,3	kW				
	Thermische Leistung der Reststoffe							
	Reststoff 1:	Rückstand (Asche)	0	kW				Asche wird nach dem Betrieb kalt entnommen
	Reststoff 2:	Abgas/ Rauchgas	0	kW				Keine Messung der therm-ischen Leistung möglich
Sonstiges	Jährliche Volllaststunden		3.000	h				

Tabelle 50: Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Kleinfeuerungsanlagen

2 Kenngrößen der Bilanzierung	Daten	Einheit	Berechnung	Mes-sung	Annah-me	Erläuterung Datenherkunft: Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
2.1 Biomassevorbehandlung (Bilanzraum Biomassevorbehandlung in Abb 8.)						
Brennstoffwärme-leistung	...	kW				
Feuerungswärme-leistung	...	kW				
Lager- und Siebverlust	...	kW				
Trocknungswärme-leistung	...	kW				
2.2 Biomassekonversion I (Bilanzraum Biomassekonversion I in Abb. 8)						
Leistung Reststoffe (therm. + chem.)	...	kW				
Kesselwirkungsgrad	...	%				
2.3 Gesamtanlage						
Thermischer Anlagenwirkungsgrad	...	%				

3 Plausibilitätsprüfung		Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	Erläuterung Datenherkunft: Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
3.1 Energiebilanz (Bilanzgrenze: ...)							
Input	Brennstoffleistung	...	kW				
	Hilfsmittelleistung (Bezugsenergie)	...	kW				
	Energieeintrag	**...**	**kW**				
Output	Therm. Anlagenleistung	...	kW				
	Leistung Reststoffe (therm. + chem.)	...	kW				
	Energieaustrag	**...**	**kW**				
3.2 Stoffbilanz (Bilanzgrenze: ...)							
Input	Massenstrom Brennstoff	...	kg/h				
	Massenstrom Hilfsmittel	...	kg/h				
	Eingangsmassenstrom	**...**	**kg/h**				
Output	Massenstrom Reststoffe	...	kg/h				
	Massenstrom Abgas/Rauchgas	...	kg/h				
	Ausgangsmassenstrom	**...**	**kg/h**				

Tabelle 51: Ausgefülltes Beispiel für die Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Kleinfeuerungsanlagen

2 Kenngrößen der Bilanzierung	Daten	Einheit	Berech-nung	Mes-sung	An-nahme	Erläuterung Datenherkunft: Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
2.1 Biomassevorbehandlung (Bilanzraum Biomassevorbehandlung in Abb 8.)						
Brennstoffwärmeleistung	48,0	kW	x			Berechnung aus Heizwert (externe Analyse) und kontinuierlich gemessenen Massenstrom bei Brennstofflieferung
Feuerungswärmeleistung	48,0	kW	x			Berechnung aus Heizwert (externe Analyse) und kontinuierlich gemessenen Massenstrom am Kesseleingang
Lager- und Siebverlust	0	kW				Keine Siebung und Lagerverlust vor der Kleinfeuerung
Trocknungswärmeleistung	0	kW				Keine externe Trocknung vor der Kleinfeuerung
2.2 Biomassekonversion I (Bilanzraum Biomassekonversion I in Abb. 8)						
Leistung Reststoffe (therm. + chem.)	3	kW	x			Chem. Leistung der Verbren-nung-sasche – Berechnung aus gemes-senem Heizwert und Massenstrom der Asche
Kesselwirkungsgrad	93,8	%	x			Berechnung aus der thermischen Anlagenleistung und der Brenn-stoffleistung
2.3 Gesamtanlage						
Thermischer Anlagenwirkungsgrad	93,8	%	x			Berechnung aus der thermischen Anlagenleistung und der Brenn-stoffleistung

3 Plausibilitätsprüfung		Daten	Einheit	Berech-nung	Mes-sung	An-nahme	Erläuterung Datenherkunft: Mess-methode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
3.1 Energiebilanz (Bilanzgrenze: ...)							
Input	Brennstoffleistung	48	kW	x			Berechnung aus Heizwert (externe Analyse) und kontinuierlich gemessenen Massenstrom bei Brennstofflieferung
	Hilfsmittelleistung (Bezugsenergie)	0,05	kW			x	Elektrische Hilfenergie des Kessels - Annahme anhand der Gerätebe-zeichnung
	Energieeintrag	**48**	**kW**				
Output	Therm. Anlagen-leistung	45	kW			x	Wärmeleistung des Kessels die extern genutzt wird (Nutzwärme) - Ablesung vom Typenschild
	Leistung Reststoffe (therm. + chem.)	3	kW	x			Chemische Leistung der Verbren-nungsasche - Berechnung aus gemessenen Heizwert und Massen-strom der Asche
	Energieaustrag	**48**	**kW**				
3.2 Stoffbilanz (Bilanzgrenze: ...)							
Input	Massenstrom Brennstoff	10	kg/h		x		Durchsatz einer typischen Scheit-holzfeuerung sein. Messung mit Wägeeinheit am Kessel
	Massenstrom Hilfsmittel	91	kg/h		x		Hilfsmittel, wie Anzündhilfen wer-den nicht berücksichtigt. Lediglich die notwendige Verbrennungsluft. Messung mit Rotameter
	Eingangsmassen-strom	**101**	**kg/h**				
Output	Massenstrom Reststoffe	101	kg/h		x		Abgas (Messung mit Messblende) + Rückstand (Asche) (gravimetrische Bestimmung)
	Massenstrom Abgas/Rauchgas	0	kg/h				Massenstrom des Abgases / Rauchgases schon mit bei den Reststoffen erfasst.
	Ausgangsmassen-strom	**101**	**kg/h**				

ANHANG III: Methodik zur THG-Bilanzierung

Teil I – Methodik zur Treibhausgasbilanzierung gemäß der EU Direktive 2009/28/EG für flüssige Biobrennstoffe und Biokraftstoffe

C. *Methodologie*

1. Die Treibhausgasemissionen bei der Herstellung und Verwendung von Kraftstoffen, Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen werden wie folgt berechnet:

   $E = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr} - e_{ee}$,

   wobei:

   E = Gesamtemissionen bei der Verwendung des Kraftstoffs;

   e_{ec} = Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau der Rohstoffe;

   e_l = auf das Jahr umgerechnete Emissionen aufgrund von Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen;

   e_p = Emissionen bei der Verarbeitung;

   e_{td} = Emissionen bei Transport und Vertrieb;

   e_u = Emissionen bei der Nutzung des Kraftstoffs;

   e_{sca} = Emissionseinsparung durch Akkumulierung von Kohlenstoff im Boden infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken;

   e_{ccs} = Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlendioxid;

   e_{ccr} = Emissionseinsparung durch Abscheidung und Ersetzung von Kohlendioxid und

   e_{ee} = Emissionseinsparung durch überschüssige Elektrizität aus Kraft-Wärme-Kopplung.

   Die mit der Herstellung der Anlagen und Ausrüstungen verbundenen Emissionen werden nicht berücksichtigt.

2. Die durch Kraftstoffe verursachten Treibhausgasemissionen (E) werden in gCO_{2eq}/MJ (Gramm CO_2-Äquivalent pro Megajoule Kraftstoff) angegeben.

3. Abweichend von Nummer 2 können für Kraftstoffe die in gCO_{2eq}/MJ berechneten Werte so angepasst werden, dass Unterschiede zwischen Kraftstoffen bei der in km/MJ ausgedrückten geleisteten Nutzarbeit berücksichtigt werden. Derartige Anpassungen sind nur zulässig, wenn Belege für die Unterschiede bei der geleisteten Nutzarbeit angeführt werden.

4. Die durch die Verwendung von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen erzielte Einsparung bei den Treibhausgasemissionen wird wie folgt berechnet:

   $EINSPARUNG = (E_F - E_B)/E_F$

   dabei sind:

   E_B = Gesamtemissionen bei der Verwendung des Biokraftstoffs oder flüssigen Biobrennstoffs;

   E_F = Gesamtemissionen des Komparators für Fossilbrennstoffe.

5. Die für die unter Nummer 1 genannten Zwecke berücksichtigten Treibhausgase sind CO_2, N_2O und CH_4. Zur Berechnung der CO_2-Äquivalenz werden diese Gase wie folgt gewichtet:

   CO_2: 1

   N_2O: 296

   CH_4: 23

6. Die Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau der Rohstoffe (e_{ec}) schließen die Emissionen des Gewinnungs- oder Anbauprozesses selbst, beim Sammeln der Rohstoffe, aus Abfällen und Leckagen sowie bei der Herstellung der zur Gewinnung oder zum Anbau verwendeten Chemikalien ein. Die CO_2-Bindung beim Anbau der Rohstoffe wird nicht berücksichtigt. Zertifizierte Reduktionen von Treibhausgasemissionen aus dem Abfackeln an Ölförderstätten in allen Teilen der Welt werden abgezogen. Alternativ zu den tatsächlichen Werten können für die Emissionen beim Anbau Schätzungen aus den Durchschnittswerten abgeleitet werden, die für kleinere als die bei der Berechnung der Standardwerte herangezogenen geografischen Gebiete berechnet wurden.

7. Die auf Jahresbasis umgerechneten Emissionen aus Kohlenstoffbestandsänderungen infolge geänderter Landnutzung (e_l) werden durch gleichmäßige Verteilung der Gesamtemissionen über 20 Jahre berechnet. Diese Emissionen werden wie folgt berechnet:

$$e_l = (CS_R - CS_A) \times 3{,}664 \times 1/20 \times 1/P - e_B \text{ (1)}$$

dabei sind:

e_l = auf das Jahr umgerechnete Treibhausgasemissionen aus Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen (gemessen als Masse an CO_2-Äquivalent pro Biokraftstoff-Energieeinheit);

CS_R = der mit der Bezugsfläche verbundene Kohlenstoffbestand pro Flächeneinheit (gemessen als Masse an Kohlenstoff pro Flächeneinheit einschließlich Boden und Vegetation). Die Landnutzung der Bezugsflächen ist die Landnutzung im Januar 2008 oder 20 Jahre vor der Gewinnung des Rohstoffs, je nachdem, welcher Zeitpunkt der spätere ist;

CS_A = der mit der tatsächlichen Landnutzung verbundene Kohlenstoffbestand pro Flächeneinheit (gemessen als Masse an Kohlenstoff pro Flächeneinheit einschließlich Boden und Vegetation). Wenn sich der Kohlenstoffbestand über mehr als ein Jahr akkumuliert, gilt als CS_A-Wert der geschätzte Kohlenstoffbestand pro Flächeneinheit nach 20 Jahren oder zum Zeitpunkt der Reife der Pflanzen, je nachdem, welcher Zeitpunkt der frühere ist;

P = die Pflanzenproduktivität (gemessen als Energie des Biokraftstoffs oder flüssigen Biobrennstoffs pro Flächeneinheit pro Jahr) und

e_B = Bonus von 29 g CO_{2eq}/MJ Biokraftstoff oder flüssiger Biobrennstoff, wenn die Biomasse unter den in Nummer 8 genannten Bedingungen auf wiederhergestellten degradierten Flächen gewonnen wird.

8. Der Bonus von 29 gCO_{2eq}/MJ wird gewährt, wenn der Nachweis erbracht wird, dass die betreffende Fläche

a) im Januar 2008 nicht landwirtschaftlich oder zu einem anderen Zweck genutzt wurde und

b) unter eine der folgenden zwei Kategorien fällt:

i) stark degradierte Flächen einschließlich früherer landwirtschaftlicher Nutzflächen,

ii) stark verschmutzte Flächen.

Der Bonus von 29 gCO_{2eq}/MJ gilt für einen Zeitraum von bis zu 10 Jahren ab dem Zeitpunkt der Umwandlung der Fläche in eine landwirtschaftliche Nutzfläche, sofern ein kontinuierlicher Anstieg des Kohlenstoffbestands und ein nennenswerter Rückgang der Erosion auf unter Ziffer i fallenden Flächen gewährleistet werden und die Bodenverschmutzung auf unter Ziffer ii fallenden Flächen gesenkt wird.

9. Die in Nummer 8 Buchstabe b genannten Kategorien werden wie folgt definiert:

a) „stark degradierte Flächen" sind Flächen, die während eines längeren Zeitraums entweder in hohem Maße versalzt wurden oder die einen besonders niedrigen Gehalt an organischen Stoffen aufweisen und stark erodiert sind;

b) „stark verschmutzte Flächen" sind Flächen, die aufgrund der Bodenverschmutzung ungeeignet für den Anbau von Lebens- und Futtermitteln sind.

Dazu gehören auch Flächen, die Gegenstand eines Beschlusses der Kommission gemäß Artikel 18 Absatz 4 Unterabsatz 4 sind.

10. Die Kommission erstellt auf der Basis von Band 4 der IPCC-Leitlinien für nationale Treibhausgasinventare aus dem Jahr 2006 bis spätestens 31. Dezember 2009 Leitlinien für die Berechnung des Bodenkohlenstoffbestands. Die Leitlinien der Kommission werden Grundlage der Berechnung des Bodenkohlenstoffbestands für die Zwecke dieser Richtlinie sein.

(1) Der durch Division des Molekulargewichts von CO_2 (44,010 g/mol) durch das Molekulargewicht von Kohlenstoff (12,011 g/mol) gewonnene Quotient ist gleich 3,664.

11. Die Emissionen bei der Verarbeitung (e_p) schließen die Emissionen bei der Verarbeitung selbst, aus Abfällen und Leckagen sowie bei der Herstellung der zur Verarbeitung verwendeten Chemikalien oder sonstigen Produkte ein.

    Bei der Berücksichtigung des Verbrauchs an nicht in der Anlage zur Kraftstoffherstellung erzeugter Elektrizität wird angenommen, dass die Treibhausgasemissionsintensität bei Erzeugung und Verteilung dieser Elektrizität der durchschnittlichen Emissionsintensität bei der Produktion und Verteilung von Elektrizität in einer bestimmten Region entspricht. Abweichend von dieser Regel gilt: Die Produzenten können für die von einer einzelnen Elektrizitätserzeugungsanlage erzeugte Elektrizität einen Durchschnittswert verwenden, falls diese Anlage nicht an das Elektrizitätsnetz angeschlossen ist.

12. Die Emissionen beim Transport und Vertrieb (e_{td}) schließen die beim Transport und der Lagerung von Rohstoffen und Halbfertigerzeugnissen sowie bei der Lagerung und dem Vertrieb von Fertigerzeugnissen anfallenden Emissionen ein. Die Emissionen beim Transport und Vertrieb, die unter Nummer 6 berücksichtigt werden, fallen nicht unter diese Nummer.

13. Die Emissionen bei der Nutzung des Kraftstoffs (e_u) werden für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe mit null angesetzt.

14. Die Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlendioxid (e_{ccs}), die nicht bereits in e_p berücksichtigt wurde, wird auf die durch Abscheidung und Sequestrierung von emittiertem CO_2 vermiedenen Emissionen begrenzt, die unmittelbar mit der Gewinnung, dem Transport, der Verarbeitung und dem Vertrieb von Kraftstoff verbunden sind.

15. Die Emissionseinsparung durch CO_2-Abscheidung und -ersetzung (e_{ccr}) wird begrenzt auf die durch Abscheidung von CO_2 vermiedenen Emissionen, wobei der Kohlenstoff aus Biomasse stammt und anstelle des auf fossile Brennstoffe zurückgehenden Kohlendioxids für gewerbliche Erzeugnisse und Dienstleistungen verwendet wird.

16. Die Emissionseinsparung durch überschüssige Elektrizität aus Kraft-Wärme-Kopplung (e_{ee}) wird im Verhältnis zu dem von Kraftstoffherstellungssystemen mit Kraft-Wärme-Kopplung, welche als Brennstoff andere Nebenerzeugnisse als Ernterückstände einsetzen, erzeugten Elektrizitätsüberschuss berücksichtigt. Für die Berücksichtigung dieses Elektrizitätsüberschusses wird davon ausgegangen, dass die Größe der KWK-Anlage der Mindestgröße entspricht, die erforderlich ist, um die für die Kraftstoffherstellung benötigte Wärme zu liefern. Die mit diesem Elektrizitätsüberschuss verbundene Minderung an Treibhausgasemissionen werden der Treibhausgasmenge gleichgesetzt, die bei der Erzeugung einer entsprechenden Elektrizitätsmenge in einem Kraftwerk emittiert würde, das den gleichen Brennstoff einsetzt wie die KWK-Anlage.

17. Werden bei einem Kraftstoffherstellungsverfahren neben dem Kraftstoff, für den die Emissionen berechnet werden, weitere Erzeugnisse („Nebenerzeugnisse") hergestellt, so werden die anfallenden Treibhausgasemissionen zwischen dem Kraftstoff oder dessen Zwischenerzeugnis und den Nebenerzeugnissen nach Maßgabe ihres Energiegehalts (der bei anderen Nebenerzeugnissen als Elektrizität durch den unteren Heizwert bestimmt wird) aufgeteilt.

18. Für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 17 sind die aufzuteilenden Emissionen e_{ec} + e_l + die Anteile von e_p, e_{td} und e_{ee}, die bis einschließlich zu dem Verfahrensschritt anfallen, bei dem ein Nebenerzeugnis erzeugt wird. Wurden in einem früheren Verfahrensschritt Emissionen Nebenerzeugnissen zugewiesen, so wird für diesen Zweck anstelle der Gesamtemissionen der Bruchteil dieser Emissionen verwendet, der im letzten Verfahrensschritt dem Zwischenerzeugnis zugeordnet wird.

    Im Falle von Biokraftstoffen und flüssigen Brennstoffen werden sämtliche Nebenerzeugnisse, einschließlich nicht unter Nummer 16 fallender Elektrizität, für die Zwecke der Berechnung berücksichtigt, mit Ausnahme von Ernterückständen wie Stroh, Bagasse, Hülsen, Maiskolben und Nussschalen. Für die Zwecke der Berechnung wird der Energiegehalt von Nebenerzeugnissen mit negativem Energiegehalt auf null festgesetzt.

    Die Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen von Abfällen, Ernterückständen wie Stroh, Bagasse, Hülsen, Maiskolben und Nussschalen sowie Produktionsrückständen einschließlich Rohglycerin (nicht raffiniertes Glycerin) werden bis zur Sammlung dieser Materialien auf null angesetzt.

    Bei Kraft- und Brennstoffen, die in Raffinerien hergestellt werden, ist die Analyseeinheit für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 17 die Raffinerie.

19. Bei Biokraftstoffen ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 4 die fossile Vergleichsgröße E_F der gemäß Richtlinie 98/70/EG gemeldete letzte verfügbare tatsächliche Durchschnitt der Emissionen aus dem fossilen Otto- und Dieselkraftstoffverbrauch in der Gemeinschaft. Liegen diese Daten nicht vor, so ist der Wert 83,8 gCO_{2eq}/MJ zu verwenden.

Bei flüssigen Biobrennstoffen, die zur Elektrizitätserzeugung verwendet werden, ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 4 der Vergleichswert für fossile Brennstoffe E_F 91 gCO_{2eq}/MJ.

Bei flüssigen Biobrennstoffen, die zur Wärmeerzeugung verwendet werden, ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 4 der Vergleichswert für fossile Brennstoffe E_F 77 gCO_{2eq}/MJ.

Bei flüssigen Biobrennstoffen, die für die KWK verwendet werden, ist für die Zwecke der Berechnung nach Absatz 4 der Vergleichswert für fossile Brennstoffe E_F 85 gCO_{2eq}/MJ.

Teil II - Methodik zur Berechnung der Treibhausgas-Emissionen infolge von Landnutzungsänderungen

E_l (siehe Formel EU RED) sind die auf das Jahr umgerechneten Emissionen auf Grund von Koh-lenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen (siehe Nr. 15, Tabelle 3). Eine bei der Berechnung der THG-Emissionen zu berücksichtigende Landnutzungsänderung liegt vor, wenn sich der Kohlenstoffbestand der Anbaufläche seit dem Referenzzeitpunkt verändert hat. Dies ist insbesondere der Fall, wenn nach dem Referenzzeitpunkt:

- Grünlandflächen, die nicht Grünland mit großer biologischer Vielfalt sind, in Flächen mit einjährige Kulturen oder Dauerkulturen umgewandelt werden,
- kontinuierlich bewaldete Flächen mit einem Überschirmungsgrad von 10 bis 30 % in Flächen mit einjährigen Kulturen oder Dauerkulturen umgewandelt werden,
- Flächen mit Dauerkulturen in Flächen mit einjährige Kulturen umgewandelt werden,
- kontinuierlich bewaldete Flächen, die durch die forstliche Bewirtschaftungsform langfristig eine hohen Überschirmungsgrad aufweisen (z. B. > 80 %), durch eine Änderung der Bewirtschaftung in Flächen umgewandelt werden, die langfristig einen signifikant niedrigeren Überschirmungsgrad (z. B. 40 %) aufweisen (Landnutzungsänderung innerhalb der Flächenkategorie kontinuierlich bewaldeter Gebiete mit mehr als 30 % Überschirmung). Als eine signifikante Änderung ist eine Abnahme der Überschirmung um mehr als 20 % zu sehen und
- dauerhaft durchtränkte Feuchtgebiete für den Anbau der Biomasse derart entwässert werden, dass sie nur noch einen beträchtlichen Teil des Jahres mit Wasser durchtränkt sind.

Die Schnittstelle, der Betrieb oder die Betriebsstätte bestimmt die auf Jahresbasis umgerechneten THG-Emissionen infolge von Landnutzungsänderungen e'_l durch gleichmäßige Verteilung der dadurch entstandenen Treibhausgas-Emissionen über 20 Jahre unter Verwendung der vom Anbaubetrieb übermittelten Daten anhand folgender Formel:

$$e_l^{'}\left[\frac{kgCO_2}{\text{kgErnteertrag}}\right] = \frac{CS_R\left[\frac{kgC}{ha}\right] - CS_A\left[\frac{kgC}{ha}\right]}{Ernteertrag_{Hauptprodukt}\left[\frac{kg}{ha * yr}\right] * 20\ [yr]} * 3{,}664 - \frac{e_B}{AF * KF}$$

$AF,\ KF$	=	Warenspezifischer Umrechnungsfaktoren zur Berechnung des mas sebezogenen Wertes der Treibhausgas-Emissionen
e_B	=	Bonus von 29 g CO_2eq/MJ flüssiger Biomasse bei Anbau auf wiederhergestellten degradierten Flächen Um Anspruch auf den Bonus e_B für den Anbau auf wiederhergestellten degradierten Flächen zu erhalten, dokumentiert der Betrieb, dass die betreffende Fläche:

- zum Referenzzeitpunkt nicht landwirtschaftlich oder zu einem anderen Zweck genutzt wurde und
- keine stark degradierte Fläche ist oder
- eine stark verschmutzte Fläche ist.

Der Bonus e'_B gilt für einen Zeitraum von bis zu 10 Jahren ab dem Zeitpunkt der Umwandlung der Fläche in eine landwirtschaftliche Nutzfläche, wenn:

- ein kontinuierlicher Anstieg des Kohlenstoffbestandes und ein nennenswerter Rückgang der Erosion auf stark degradierten Flächen vorliegt und
- die Bodenverschmutzung auf stark verschmutzten Flächen gesenkt wird.

Stark verschmutzte Flächen sind Flächen, die aufgrund von Bodenverschmutzung ungeeignet für den Anbau von Lebens- und Futtermitteln sind. Kohlenstoffbestand der Fläche ist die Masse an Kohlenstoff in Boden und Vegetation je Flächeneinheit.

CSR ist der mit der Bezugsfläche verbundene Kohlenstoffbestand je Flächeneinheit (gemessen als Masse an Kohlenstoff je Flächeneinheit in Boden und Vegetation) zum Referenzzeitpunkt oder 20 Jahre vor der Gewinnung des Rohstoffes, je nachdem, welcher Zeitpunkt der spätere ist.

CSA ist der mit der tatsächlichen Landnutzung verbundene Kohlenstoffbestand je Flächeneinheit (gemessen als Masse an Kohlenstoff je Flächeneinheit in Boden und Vegetation). Wenn sich der Kohlenstoffbestand über mehr als ein Jahr anreichert, gilt als CSA -Wert der geschätzte Kohlenstoffbestand nach 20 Jahren oder zum Zeitpunkt der Reife der Pflanzen, je nachdem, welcher Zeitpunkt der frühere ist.

Flächen, auf denen der Anbau nach den §§ 4 bis 7 zulässig ist, können umgewandelt werden unter der Maßgabe, dass die dabei anfallenden THG-Emissionen der Landnutzungsänderungen berechnet und zu den übrigen Emissionswerten hinzuaddiert werden. Es ist zu ermitteln, welcher Landnutzungskategorie die Anbaufläche zum Referenzzeitpunkt angehörte.

Wenn nachgewiesen ist, dass keine Landnutzungsänderung seit dem Referenzzeitpunkt stattgefunden hat, das heißt wenn die Anbaufläche zum Referenzzeitpunkt der Landnutzungskategorie „Ackerland“ angehörte, ist e'_l = Null.

Teil III - Methodik zur Treibhausgasbilanzierung gemäß den Empfehlungen der EU KOM für feste und gasförmige Biomasse zur Energieerzeugung

1a. Greenhouse gas emissions from the production of solid and gaseous biomass fuels, before conversion into electricity, heating and cooling, shall be calculated as:

$$E = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr},$$

where

E = total emissions from the production of the fuel before energy conversion;

e_{ec} = emissions from the extraction or cultivation of raw materials;

e_l = annualised emissions from carbon stock changes caused by land use change;

e_p = emissions from processing;

e_{td} = emissions from transport and distribution;

e_u = emissions from the fuel in use, that is greenhouse gases emitted during the combustion of solid and gaseous biomass;

e_{sca} = emission savings from soil carbon accumulation via improved agricultural management;

e_{ccs} = emission savings from carbon capture and geological storage, and;

e_{ccr} = emission savings from carbon capture and replacement.

Emissions from the manufacture of machinery and equipment shall not be taken into account.

1b. Greenhouse gas emissions from the use of solid and gaseous biomass in producing electricity, heating or cooling including the energy conversion to electricity and/ or heat or cooling produced shall be calculated as follows:

For energy installations delivering only useful heat:

$$EC_h = \frac{E}{\eta_h}$$

For energy installations delivering only electricity:

$$EC_{el} = \frac{E}{\eta_{el}}$$

For energy installations delivering only useful cooling:

$$EC_c = \frac{E}{\eta_c}$$

Where:

EC_h = Total greenhouse gas emissions from the final energy commodity, that is heating.

EC_{el} = Total greenhouse gas emissions from the final energy commodity, that is electricity.

EC_c = Total greenhouse gas emissions from the final energy commodity, that is cooling

η_{el} = The electrical efficiency, defined as the annual electricity produced divided by the annual fuel input.

η_h = The thermal efficiency, defined as the annual useful heat output, that is heat generated to satisfy an economically justifiable demand for heat, divided by the annual fuel input.

η_c = The thermal efficiency, defined as the annual useful cooling output, that cooling generated to satisfy an economically justifiable demand for cooling, divided by the annual fuel input.

Economically justifiable demand shall mean the demand that does not exceed the needs of heat or cooling and which would otherwise be satisfied at market conditions.

For the electricity coming from energy installations delivering useful heat:

$$EC_{el} = \frac{E}{\eta_{el}} \left(\frac{C_{el} \cdot \eta_{el}}{C_{el} \cdot \eta_{el} + C_h \cdot \eta_h} \right)$$

For the useful heat coming from energy installations delivering electricity:

$$EC_h = \frac{E}{\eta_h} \left(\frac{C_h \cdot \eta_h}{C_{el} \cdot \eta_{el} + C_h \cdot \eta_h} \right)$$

Where:

C_{el} = Fraction of exergy in the electricity, or any other energy carrier other than heat, set to 100 % ($C_{el} = 1$).

C_h = Carnot efficiency (fraction of exergy in the useful heat).

Carnot efficiency, C_h, for useful heat at different temperatures:

$$C_h = \frac{T_h - T_0}{T_h}$$

Where:

T_h = Temperature, measured in absolute temperature (kelvin) of the useful heat at point of delivery as final energy

T_0 = Temperature of surroundings, set at 273 kelvin (equal to 0 °C)

For $T_h < 150$ °C (423 kelvin), C_h is defined as follows:

C_h = Carnot efficiency in heat at 150 °C (423 kelvin), which is: 0.3546

Kontakt und Ansprechpartner

Koordination

Diana Pfeiffer
Telefon: +49 (0)341 2434-554
E-Mail: diana.pfeiffer@dbfz.de
www.energetische-biomassenutzung.de

Aktuelle Ansprechpartner

Leitung

Prof. Dr.-Ing. Daniela Thrän, DBFZ/UFZ

Kapitel 1 – 3

Prof. Dr.-Ing. Daniela Thrän, DBFZ/UFZ

Kapitel 4 – Methodik zur Ermittlung von Biomassepotenzialen

André Brosowski, DBFZ

Kapitel 5 – Methoden zur Energie- und Stoffbilanzierung des Konversionsprozesses

André Herrmann, Torsten Schröder, Elmar Fischer, DBFZ

Kapitel 5.5 – Brennwert und Heizwert – Exkurs zu den Bilanzeffekten

Prof. Dr.-Ing. Tobias Zschunke, Hochschule Zittau/Görlitz

Kapitel 6 – Methodik zur Berechnung der Gestehungskosten

Martin Zeymer, DBFZ

Kapitel 7 – Methodik der Bilanzierung von Treibhausgasemissionen und weiteren Emissionen

Katja Oehmichen, Stefan Majer, DBFZ

Kapitel 8 – Referenzsysteme

Uwe Fritsche, IINAS – International Institute for Sustainability Analysis and Strategy