

CLIMATE CHANGE

03/2025

Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger

Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2023

von:

Dr. Thomas Lauf, Michael Memmler, Sven Schneider
Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau

Herausgeber:
Umweltbundesamt

CLIMATE CHANGE 03/2025

Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger

Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2023

von

Dr. Thomas Lauf, Michael Memmler, Sven Schneider
Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau

Aktualisierte Fassung aufbauend auf den vorherigen Veröffentlichungen der „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger“ (UBA, 2023) (UBA, 2022) (UBA, 2021) (UBA, 2019) (UBA, 2018) (UBA, 2017a) (UBA, 2014) (UBA, 2013a) (UBA, 2009)

Impressum

Herausgeber:

Umweltbundesamt

Wörlitzer Platz 1

06844 Dessau-Roßlau

Tel: +49 340-2103-0

Fax: +49 340-2103-2285

buergerservice@uba.de

Internet: www.umweltbundesamt.de

Abschlussdatum:

Dezember 2024

Redaktion:

Fachgebiet V 1.8 Geschäftsstelle der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
(AGEE-Stat)

Dr. Thomas Lauf

DOI:

<https://doi.org/10.60810/openumwelt-7687>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Januar 2025

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Vorbemerkung

Dieser Bericht entstand im Rahmen der Arbeiten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) als Beitrag des Umweltbundesamtes.

Die Emissionsbilanzierung wurde nach derzeitigem Stand des Wissens durchgeführt. Eine Anpassung an neue Erkenntnisse erfolgt regelmäßig. Sachgerechte Kritik und methodische Anmerkungen sind daher ausdrücklich erwünscht.

Inhaltsverzeichnis

Vorbemerkung.....	5
Abkürzungsverzeichnis	11
Zusammenfassung.....	14
Executive Summary	16
1 Einleitung	18
2 Methodik, Datenquellen und Forschungsbedarf.....	19
2.1 Methodik.....	19
2.1.1 Betrachtete Treibhausgase und Luftschadstoffe	19
2.1.2 Eingangsparameter und Vorgehen bei der Emissionsbilanzierung.....	20
2.2 Datenquellen	23
2.2.1 Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien von der AGEE-Stat.....	23
2.2.2 Emissionsfaktoren für die direkten Emissionen aus dem Nationalen Emissionsinventar (ZSE).....	24
2.2.3 Studie zur Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm)	24
2.2.4 Studie zur Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen.....	25
2.2.5 Studie zur Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle	25
2.2.6 Ökobilanzdaten für Vorketten-Emissionsfaktoren aus GEMIS und ecoinvent	26
2.2.7 Evaluationsbericht gem. Biokraft-NachV / BioSt-NachV der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung	26
2.2.8 Substitutionsfaktoren im Stromsektor von ESA ² und der TUD	27
2.2.9 Studie zur Weiterentwicklung der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger im Bereich erneuerbarer Wärme	28
2.3 Unsicherheiten und methodische Erläuterungen	29
2.3.1 Bestehende Unsicherheiten und Forschungsbedarfe.....	29
2.3.2 Berücksichtigung von Landnutzungsänderungen bei biogenen Energieträgern	30
2.3.3 CO ₂ -Neutralität von Frischholz	32
2.3.4 Internationale Einordnung der Methodik	35
3 Zusammenfassung der Ergebnisse	36
3.1.1 Emissionsbilanzen für Treibhausgase	36
3.1.2 Stromsektor.....	40
3.1.3 Wärmesektor.....	41
3.1.4 Verkehrssektor	42

3.2	Emissionsvermeidung wesentlicher Luftschadstoffe	44
3.2.1	Säurebildende Emissionen	45
3.2.2	Staubemissionen	47
4	Erneuerbare Energien im Stromsektor	49
4.1	Photovoltaik.....	51
4.1.1	Energiebereitstellung	51
4.1.2	Substitutionsfaktoren.....	51
4.1.3	Emissionsfaktoren	52
4.1.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	53
4.2	Windenergie an Land (onshore)	54
4.2.1	Energiebereitstellung	54
4.2.2	Substitutionsfaktoren.....	55
4.2.3	Emissionsfaktoren	56
4.2.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	57
4.3	Windenergie auf See (offshore).....	57
4.3.1	Energiebereitstellung	58
4.3.2	Substitutionsfaktoren.....	58
4.3.3	Emissionsfaktoren	59
4.3.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	60
4.4	Wasserkraft.....	60
4.4.1	Energiebereitstellung	61
4.4.2	Substitutionsfaktoren.....	61
4.4.3	Emissionsfaktoren	62
4.4.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	62
4.5	Tiefengeothermie	63
4.5.1	Energiebereitstellung	63
4.5.2	Substitutionsfaktoren.....	64
4.5.3	Emissionsfaktoren	64
4.5.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	66
4.6	Feste Biomasse	66
4.6.1	Energiebereitstellung	67
4.6.2	Substitutionsfaktoren.....	67
4.6.3	Emissionsfaktoren	68
4.6.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	71
4.7	Biogas und Biomethan	72

4.7.1	Energiebereitstellung	73
4.7.2	Substitutionsfaktoren.....	73
4.7.3	Emissionsfaktoren	74
4.7.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	78
4.8	Flüssige Biomasse (Pflanzenöl)	79
4.8.1	Energiebereitstellung	79
4.8.2	Substitutionsfaktoren.....	80
4.8.3	Emissionsfaktoren	80
4.8.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	82
4.9	Klärgas.....	82
4.9.1	Energiebereitstellung	82
4.9.2	Substitutionsfaktoren.....	83
4.9.3	Emissionsfaktoren	83
4.9.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	84
4.10	Deponiegas	85
4.10.1	Energiebereitstellung	85
4.10.2	Substitutionsfaktoren.....	86
4.10.3	Emissionsfaktoren	86
4.10.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	87
4.11	Biogener Anteil des Siedlungsabfalls	88
4.11.1	Energiebereitstellung	88
4.11.2	Substitutionsfaktoren.....	88
4.11.3	Emissionsfaktoren	89
4.11.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	89
5	Erneuerbare Energien im Wärmesektor.....	91
5.1	Feste Biomasse (private Haushalte und GHD).....	93
5.1.1	Endenergiebereitstellung.....	93
5.1.2	Substitutionsfaktoren.....	94
5.1.3	Emissionsfaktoren	95
5.1.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	98
5.2	Feste Biomasse (Industrie).....	99
5.2.1	Endenergiebereitstellung.....	100
5.2.2	Substitutionsfaktoren.....	100
5.2.3	Emissionsfaktoren	101
5.2.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	105

5.3	Feste Biomasse (Allgemeine Versorgung)	105
5.3.1	Endenergiebereitstellung.....	105
5.3.2	Substitutionsfaktoren.....	106
5.3.3	Emissionsfaktoren	107
5.3.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	110
5.4	Flüssige Biomasse	111
5.4.1	Endenergiebereitstellung.....	111
5.4.2	Substitutionsfaktoren.....	112
5.4.3	Emissionsfaktoren	113
5.4.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	115
5.5	Gasförmige Biomasse (Biogas und Biomethan, Klärgas, Deponiegas)	116
5.5.1	Endenergiebereitstellung.....	117
5.5.2	Substitutionsfaktoren.....	118
5.5.3	Emissionsfaktoren	118
5.5.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	122
5.6	Biogener Anteil des Siedlungsabfalls	124
5.6.1	Endenergiebereitstellung.....	125
5.6.2	Substitutionsfaktoren.....	125
5.6.3	Emissionsfaktoren	126
5.6.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	127
5.7	Solarthermie	128
5.7.1	Endenergiebereitstellung.....	128
5.7.2	Substitutionsfaktoren.....	129
5.7.3	Emissionsfaktoren	129
5.7.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	130
5.8	Umgebungswärme: Umweltwärme und oberflächennahe Geothermie.....	131
5.8.1	Endenergiebereitstellung.....	132
5.8.2	Substitutionsfaktoren.....	133
5.8.3	Emissionsfaktoren	133
5.8.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	135
5.9	Tiefengeothermie	137
5.9.1	Endenergiebereitstellung.....	137
5.9.2	Substitutionsfaktoren.....	138
5.9.3	Emissionsfaktoren	138
5.9.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	139

6	Erneuerbare Energien im Verkehrssektor	141
6.1	Biodiesel und HVO	142
6.1.1	Endenergiebereitstellung.....	142
6.1.2	Substitutionsfaktoren.....	142
6.1.3	Emissionsfaktoren	142
6.1.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	145
6.2	Bioethanol.....	146
6.2.1	Endenergiebereitstellung.....	146
6.2.2	Substitutionsfaktoren.....	146
6.2.3	Emissionsfaktoren	147
6.2.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	149
6.3	Pflanzenöl	150
6.3.1	Endenergiebereitstellung.....	150
6.3.2	Substitutionsfaktoren.....	150
6.3.3	Emissionsfaktoren	150
6.3.4	Emissionsbilanz	152
6.4	Biomethan.....	152
6.4.1	Endenergiebereitstellung.....	153
6.4.2	Substitutionsfaktoren.....	153
6.4.3	Emissionsfaktoren	153
6.4.4	Emissionsbilanz	155
	Abbildungsverzeichnis	156
	Tabellenverzeichnis	158
	Begriffserklärungen	164
	Literaturverzeichnis	167

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
AP	Versauerungspotential (Englisch: Acidification Potential); vgl. VP
BAFA	Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BHKW	Blockheizkraftwerk
BioKraft-NachV	Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung)
BioSt-NachV	Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von flüssiger Biomasse zur Stromerzeugung (Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung)
BImSchV	Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Bundesimmissionsschutzverordnung)
BMEL	Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
BMUV	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CH ₄	Methan
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ -Äq.	Kohlenstoffdioxidäquivalent, CO ₂ -Äquivalent
DEPI	Deutsches Pelletinstitut
DLR	Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik
EE	Erneuerbare Energien
EEA	Europäische Umweltagentur (Englisch: European Environment Agency)
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EEWärmeG	Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbaren-Wärmegesetz)
ESA ²	Energy Systems Analysis Associates
EU	Europäische Union
FAME	Fettsäuremethylester (Englisch: Fatty Acid Methylester)

Abkürzung	Erläuterung
GEMIS	Globales Emissions-Modell integrierter Systeme (Computermodell mit integrierter Datenbank zur Lebensweg- und Ökobilanzierung und Stoffstromanalyse für Energie-, Stoff- und Verkehrssysteme)
GWP	Treibhausgaspotenzial (Englisch: Global Warming Potential); vgl. THP
GZB	Geothermiezentrum Bochum
IFEU	Institut für Energie- und Umweltforschung
IPCC	Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen; Weltklimarat (Englisch: Intergovernmental Panel on Climate Change)
Fraunhofer ISI	Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung
IWES	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
kWh_{el}	Kilowattstunde elektrisch
kWh_{th}	Kilowattstunde thermisch
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCA	Lebenszyklusanalyse (Englisch: Life Cycle Assessment)
iLUC	Indirekte Landnutzungsänderungen (Englisch: Indirect Land Use Change)
LULUCF	Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (Englisch: Land Use, Land Use Change and Forestry)
MJ	Megajoule
N₂O	Distickstoffoxid (Lachgas)
Nabisy	Nachhaltige-Biomasse-System (Web-Anwendung der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung zum Herunterladen und Übertragen von Nachhaltigkeitsnachweisen und Nachhaltigkeits-Teilnachweisen)
ngd	Nutzungsgrad
NMVO	Flüchtige organische Verbindungen (ohne Methan)
NO_x	Stickstoffoxide
NTC	Netto-Transport Kapazität (Englisch: net transport capacity)
NUTS	Systematik zur eindeutigen Identifizierung und Klassifizierung der räumlichen Bezugseinheiten (Französisch: Nomenclature des unités territoriales statistiques)
NV	Netzverluste
RED	Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (Englisch: Renewable Energy Directive)

Abkürzung	Erläuterung
RWI	Rheinisch-Westfälische Institut für Wirtschaftsforschung
SF	Substitutionsfaktor
SO₂	Schwefeldioxid
SO₂-Äq.	SO ₂ -Äquivalent
StBa	Statistisches Bundesamt
StromEinspG	Stromeinspeisungsgesetz
TA-Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
THP	Treibhausgaspotenzial
TREMOD	Emissionsberechnungsmodell für den Verkehr (Englisch: Transport Emission Model)
TU	Technische Universität
UBA	Umweltbundesamt
UNFCCC	Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen, Klimarahmenkonvention (Englisch: United Nations Framework Convention on Climate Change)
VP	Versauerungspotential
ZSE	Zentrales System der Emissionen (detailliertes Datenbanksystem des Umweltbundesamtes zur Erstellung der Emissionsinventare)

Zusammenfassung

Das Umweltbundesamt (UBA) erstellt im Rahmen der Arbeiten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) eine Emissionsbilanz der erneuerbaren Energien für die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).

Die in diesem Bericht aufgeführten Ergebnisse zeigen, dass der Ausbau erneuerbarer Energien wesentlich zur Reduktion der Treibhausgasemissionen in Deutschland beiträgt. Insgesamt werden in allen Verbrauchssektoren fossile Energieträger zunehmend durch erneuerbare Energien ersetzt und damit dauerhaft Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen vermieden. Die Ergebnisse zeigen darüber hinaus, dass eine differenzierte Betrachtung verschiedener Technologien und Sektoren sinnvoll und notwendig ist, da sich die spezifischen Vermeidungsfaktoren für die untersuchten Treibhausgase und Luftschadstoffe teilweise erheblich unterscheiden. Eine differenzierte Betrachtung ist zum Beispiel erforderlich, wenn es darum geht, gezielte Maßnahmen zum Klimaschutz und der Luftreinhaltung abzuleiten.

Im Ergebnis weist die Netto-Emissionsbilanz der erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung der Vorketten eine Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Höhe von rund 249 Mio. t CO₂-Äquivalenten (CO₂-Äq.) im Jahr 2023 aus. Auf den Stromsektor entfielen 197 Mio. t CO₂-Äq., davon sind 155 Mio. t der Strommenge mit EEG-Vergütungsanspruch zuzuordnen. Im Wärmesektor wurden 41 Mio. t und im Verkehrssektor 11 Mio. t CO₂-Äq. durch biogene Kraftstoffe vermieden.

Generell lässt sich feststellen, dass bei Strom und Wärme das Ergebnis maßgeblich dadurch beeinflusst wird, welche fossilen Brennstoffe durch erneuerbare Energieträger ersetzt werden. Bei den Biokraftstoffen sind insbesondere die Art und Herkunft der verwendeten Rohstoffe ausschlaggebend. Zusätzlich sind bei Biomassen (mit Ausnahme von biogenen Reststoffen und Abfällen) auch Landnutzungsänderungen durch den landwirtschaftlichen Anbau von Energiepflanzen als erhebliche potenzielle Emissionsquelle in den Blick zu nehmen.

Die Ergebnisse dieser Emissionsbilanz werden jährlich im vierten Quartal in der Publikationsreihe „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2024) veröffentlicht. Zusätzlich erfolgen zum jeweiligen Jahresbeginn im Februar/März eine erste Schätzung zur Bilanzierung des vergangenen Jahres sowie eine Datenaktualisierung im Frühjahr des darauffolgenden Jahres. Die jeweils aktuellen Daten sowie die zugehörigen Publikationen sind auf den Internetseiten des Umweltbundesamtes¹ bzw. des BMWK² abrufbar.

In den letzten Jahren wurde die Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger kontinuierlich weiterentwickelt. Der vorliegende Bericht beschreibt die grundlegenden Methoden der Bilanzierung. Er ist eine aktualisierte Fassung der unter dem Titel „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2022“ (CLIMATE CHANGE 49/2023) veröffentlichten Publikation. Er gibt die neuste Datenlage für den Strom-, Wärme- und Verkehrssektor, sowie aktualisierte Ergebnisse der Emissionsbilanzierung erneuerbarer Energieträger wieder.

Grundlage und Rahmen der Berechnung bildet die Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RED II). Darüber hinaus wurden verfügbare Forschungsergebnisse berücksichtigt. Die zur Ableitung von Substitu-

¹ <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik>

² <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2023.html>

tions- und Emissionsfaktoren verwendeten Datenquellen werden in den einzelnen Kapiteln dokumentiert. Große Bedeutung kommt zudem dem aktuellen Datenstand der UBA-Datenbank Zentrales System Emissionen (ZSE) zur nationalen Emissionsberichterstattung zu.

Eine zusammenfassende Beschreibung der Ergebnisse für die untersuchten Sektoren erfolgt im Ergebniskapitel dieses Berichts. Die detaillierten Auswertungen zu den Emissionsbilanzen der untersuchten Technologien und Energieträger werden in den einzelnen Kapiteln zum Strom-, Wärme- und Verkehrssektor dargestellt.

Executive Summary

The reported results show that the expansion of renewable energies contributes substantially to the avoidance of greenhouse gas emissions in Germany. In all consumption sectors (i.e. power, heat and transport) fossil fuels are being replaced by renewable energies, thereby permanently avoiding energy related greenhouse gas emissions and air pollutants. Nevertheless, the results also illustrate that different sectors and renewable energy technologies show very different reduction factors for the investigated greenhouse gases and air pollutants, which is of key importance in order to derive specific and efficient climate change mitigation actions.

Considering all relevant upstream chains and the relevant greenhouse gases carbon dioxide, methane and nitrous oxide, the net balance of emissions avoided resulted in 249 Mio. t CO₂ equivalents (CO₂-eq.) in 2023. Of this total amount, the power sector accounts for 197 Mio. t CO₂-eq. In the heat and transport sector avoided emissions amounted to 41 Mio. t and 11 Mio. t CO₂-eq. respectively.

It can be generally stated that for the results in the power and heat sector the type of fossil fuel substituted by renewable energy sources is of greatest importance for the amount of emissions reduced. For biofuels on the other hand, type and origin of the utilized raw materials determine the potential of emission reductions. Additionally, in the case of bio-energies (with the exception of biogenic waste and residues) land use changes through the cultivation of energy plants have to be considered as a major source of potential emissions.

For several years the Federal Environment Agency (UBA) has been compiling a balance of emissions avoided by renewable energy sources - on behalf of the former Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU). In 2014, the responsibility for this work was taken over by the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi), nowadays the Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Actions (BMWK), in line with the restructuring of responsibilities for energy policy within the Federal government.

The results of the net balance of avoided emissions is made available within the publication "Renewable Energy Sources in Figures - National and international developments" (BMWK, 2024), which is published annually in October/November. Additionally, a first estimation of the balance for the previous year is made in February/March. At the beginning of the following year the results are updated again. Latest data and the above-mentioned publication can be downloaded from the webpages of UBA³ and BMWK⁴.

During the last years, the net balance of emissions avoided by renewable energy sources has been continuously improved. The current edition presents a revised version of the last report, published under the title „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2022“ (CLIMATE CHANGE 49/2023) It contains updated data for the electricity, heat and transport sector based on the latest renewable energy statistics.

Basis and general framework for these calculations is Directive 2018/2001 of the European Parliament and of the European Council on the promotion of the use of energy from renewable sources". Additionally, available research is fed into the calculations. Emission factors used and documented within the report are derived from a number of sources including the UBA database for national emissions reporting (Central System of Emissions).

³ <https://www.umweltbundesamt.de/en/topics/climate-energy/renewable-energies/renewable-energies-the-figures>

⁴ <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2022.html>

A summarizing set of results for the different sectors is available in the results sections of this report. It is followed by a detailed and transparent presentation of all investigated renewable energy technologies in the electricity, heat and transport sectors.

1 Einleitung

Der Klimaschutz ist eine der zentralen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts. Dies spiegelt sich auch im Klimaschutzabkommen von Paris⁵, den europäischen Beschlüssen zum sogenannten „Green Deal“ (Europäische Kommission, 2019), sowie darauf abgestimmten nationalen Beschlüssen zum Klimaschutz wieder.

So ist u.a. der Anteil der Erneuerbaren am deutschen Bruttostromverbrauch im Jahr 2023 auf 52,5 Prozent gestiegen und lag damit knapp 6,2 Prozentpunkte über dem Vorjahreswert (2022: 46,3 Prozent). Der Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung ist im letzten Jahr hingegen leicht zurück gegangen. Im Jahr 2023 sank der Anteil leicht von 17,9 Prozent auf 17,7 Prozent. Im Verkehrsbereich betrug der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch 7,5 Prozent und stieg somit im Vergleich zum Vorjahr um 0,6 Prozent.

Die dargelegte Entwicklung der erneuerbaren Energien ist ein wesentlicher Treiber⁶ zur Erreichung der Klimaschutzziele. Indem fossile Energieträger durch erneuerbare Energien ersetzt werden, sinken die energiebedingten Treibhausgasemissionen aus Kohle, Gas und Öl.

Im Rahmen der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger wird mittels einer Netto-Betrachtung aufgezeigt, wie sich diese Emissionsvermeidung durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Einzelnen darstellt. Grundlage und Rahmen der Berechnung der vermiedenen Emissionen bildet die Erneuerbare Energien-Richtlinie der EU (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018). Dabei werden die durch die Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien verursachten Emissionen mit denen verrechnet, die durch die Substitution fossiler Energieträger vermieden werden. Vorgelagerte Prozessketten zur Gewinnung und Bereitstellung der Energieträger sowie für die Herstellung und den Betrieb der Anlagen werden dabei berücksichtigt. So ergaben die Berechnungen für das Jahr 2023, dass ca. 249 Mio. t CO₂-Äquivalente durch den Einsatz erneuerbarer Energien in Deutschland vermieden wurden.

Bei der Betrachtung der umweltrelevanten Emissionen von Luftschadstoffen ergibt sich hingegen ein differenzierteres Bild. Hier steht einer Vermeidung von Emissionen bei einzelnen Schadstoffen eine Erhöhung bei anderen gegenüber. Die vorliegende Netto-Bilanz berücksichtigt dabei sowohl die Emissionen an Treibhausgasen und Luftschadstoffen, die durch die Substitution fossiler Energiebereitstellung vermieden werden, als auch die Emissionen, die durch den Einsatz erneuerbarer Energien verursacht werden.

Im folgenden Kapitel 2 werden neben der methodischen Herangehensweise, die verwendeten Daten- und Literaturquellen erläutert. Das Kapitel 3 gibt anschließend einen Überblick über die zentralen Ergebnisse der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. In den darauffolgenden Kapiteln werden abschließend die verwendeten Ausgangsdaten und die ermittelten Ergebnisse aufgeschlüsselt nach Energieträgern und Treibhausgasen sowie Luftschadstoffen zu den Sektoren Strom (Kapitel 4), Wärme (Kapitel 5) und Verkehr (Kapitel 6) aufgeführt.

⁵ <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/internationale-eu-klimapolitik/uebereinkommen-von-paris#ziele-des-ubereinkommens-von-paris-uvp>

⁶ <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/emissionsvermeidung-durch-erneuerbare>

2 Methodik, Datenquellen und Forschungsbedarf

2.1 Methodik

Im Rahmen dieses Berichts wird die Freisetzung von ausgewählten Treibhausgasen und Luftschadstoffen bilanziert, die durch die Nutzung erneuerbaren Energien verursacht bzw. durch die Substitution entsprechender fossiler Energien vermieden werden.

In Anlehnung an die methodischen Grundsätze der Lebenszyklusanalyse (Klöpffer & Grahl, 2009), werden dabei sowohl die direkten Emissionen berücksichtigt, die im Zuge der Umwandlung von Primärenergieträgern z. B. bei der Verbrennung fossiler oder biogener Brennstoffe verursacht werden, als auch die indirekten Emissionen, die außerhalb der Umwandlungsprozesse in den sog. Vorketten z. B. bei der Herstellung von Anlagen zur Energieumwandlung oder der Gewinnung und Bereitstellung von Primär- und Sekundärenergieträgern entstehen. Darüber hinaus werden auch Emissionen aus fremdbezogener Hilfsenergie, die unmittelbar mit dem Erzeugungspfad in Verbindung stehen, berücksichtigt.

Als Ergebnis wird eine Netto-Bilanz ausgewiesen, in der die im Zuge der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien verursachten Emissionen mit den substituierten und somit vermiedenen Emissionen aus fossiler Energiebereitstellung verrechnet werden.

Grundlage und Rahmen der Berechnung der vermiedenen Emissionen bildet die Erneuerbare Energien-Richtlinie der EU (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018) an der sich u.a. die Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen (z.B. §5 BioSt-NachV⁷) ausrichten.

2.1.1 Betrachtete Treibhausgase und Luftschadstoffe

Aufgrund der unterschiedlichen Relevanz und insbesondere der teilweise unzureichenden Datenlage liegt der Fokus in der vorliegenden Emissionsbilanz auf den in der folgenden Tabelle 1 aufgeführten Treibhausgasen und Luftschadstoffen.

Die betrachteten acht Schadstoffe bzw. Schadstoffsummen bilden eine „Kernliste an Umweltindikatoren“ ab, mit denen die Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf Klimawandel und Luftqualität belastbar dargestellt werden können. Darüber hinaus bestehen für diese Schadstoffe nationale und internationale Minderungsziele und entsprechende Berichtspflichten nach der Klimarahmenkonvention in Verbindung mit dem Kyoto-Protokoll und der Genfer Luftreinhaltekonvention sowie den entsprechenden Richtlinien und Verordnungen der EU.

Tabelle 1: Übersicht der betrachteten Treibhausgase und Luftschadstoffe

Kategorie	Name	Kurzbezeichnung	Relatives Treibhausgas- bzw. Versauerungspotenzial	
Treibhausgase	Kohlenstoffdioxid	CO ₂	1	CO ₂ -Äq.
	Methan	CH ₄	28	
	Distickstoffoxid (Lachgas)	N ₂ O	265	

⁷ § 5 Anforderungen an forstwirtschaftliche Biomasse in der Biomasse-Strom-Nachhaltigkeits-Verordnung, https://www.gesetze-im-internet.de/biost-nachv_2021/_5.html:

Kategorie	Name	Kurzbezeichnung	Relatives Treibhausgas- bzw. Versauerungspotenzial	
säurebildende Schadstoffe	Schwefeldioxid	SO ₂	1	SO ₂ -Äq.
	Stickstoffoxide	NO _x	0,696	
weitere Luftschadstoffe	Staub	-	-	-
	Kohlenstoffmonoxid	CO	-	
	Flüchtige organische Verbindungen (ohne Methan)	NMVOG	-	

Quelle: Eigene Darstellung

Eine Erweiterung der betrachteten Schadstoffe - zum Beispiel um NH₃ oder fluorierte Treibhausgase sowie eine weitere Differenzierung der Staubemissionen nach Partikelgrößen (PM₁₀, PM_{2,5}) - würde eine erhebliche Verbesserung der ökobilanziellen Datengrundlagen voraussetzen und kann daher derzeit nicht vorgenommen werden.

Die verschiedenen betrachteten Treibhausgase und Säurebildner tragen in unterschiedlicher Weise zur Erderwärmung bzw. Versauerung bei. Um die Wirkung der einzelnen Gase vergleichen zu können, wird ihnen ein Faktor - das relative Treibhausgaspotenzial (THP) bzw. Versauerungspotenzial (VP) - zugeordnet, das sich auf die Referenzsubstanzen Kohlenstoffdioxid (CO₂) bzw. Schwefeldioxid (SO₂) bezieht. Das Treibhausgas- bzw. Versauerungspotenzial gibt an, welche Menge an CO₂ bzw. SO₂ in einem Betrachtungszeitraum von 100 Jahren die gleiche Treibhaus- bzw. Versauerungswirkung entfalten würde wie das betrachtete Referenzgas. Die Emissionsangaben für die einzelnen Gase können nach Multiplizieren mit dem jeweiligen Äquivalenz-Faktor aufaddiert werden, so dass die Summe der Treibhausgase als CO₂-Äquivalent ausgewiesen werden kann. Analog dazu wird das Versauerungspotenzial von SO₂ und NO_x bestimmt, welches als SO₂-Äquivalent angegeben wird.

2.1.2 Eingangparameter und Vorgehen bei der Emissionsbilanzierung

Die **Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien** sind die Basisparameter der Emissionsbilanz. Sämtliche Daten werden von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Hierbei wird zwischen Bruttostromerzeugung (BSE_{ern}) im Sektor Strom und Endenergieverbrauch (EEB_{ern}) in den Sektoren Wärme und Verkehr unterschieden. Vor allem bei der Bioenergie erfolgt jedoch vielfach eine weitergehende Differenzierung nach Brennstoffen und/oder Anlagentypen, um das häufig sehr unterschiedliche Emissionsverhalten adäquat abzubilden.

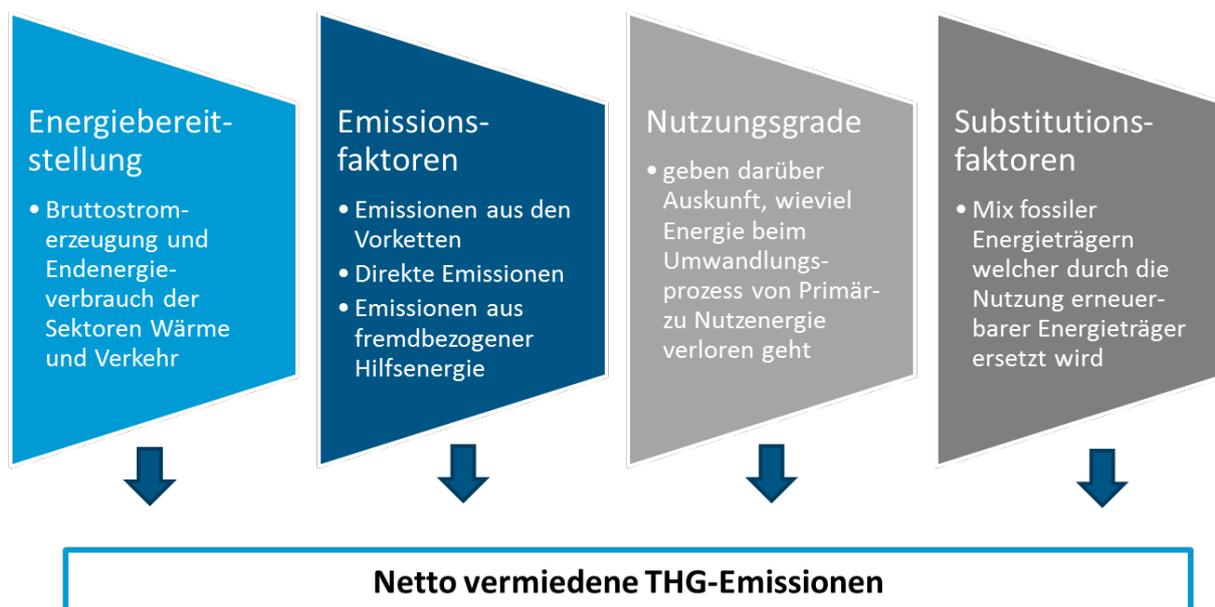
Emissionsfaktoren (EF) für die fossilen und erneuerbaren Energieträger fassen die Gesamt-Emissionen über die jeweilige Energiebereitstellungskette zusammen. Neben den direkten Emissionen (EF_{Direkte}) aus dem Anlagenbetrieb beinhalten sie auch die indirekten (Vorketten-) Emissionen, d. h. alle relevanten Emissionen von der Gewinnung, der Aufbereitung und dem Transport der Brennstoffe über die Herstellung der Anlagen (EF_{Vorkette}) bis zum Einsatz von fremdbezogener Hilfsenergie (EF_{Hilfs.}) im Anlagenbetrieb. Hervorzuheben ist, dass die konservativ gewählten Emissionsfaktoren weder reale Einzelanlagen noch den gegenwärtig besten Stand der Technik, sondern den durchschnittlichen Anlagenbestand in Deutschland repräsentieren. Die Daten zu den direkten Emissionen werden für die Bilanzierung direkt aus dem Nationalen Emissionsinventar (ZSE) übernommen. Eine Quantifizierung der indirekten (Vorketten-) Emissionen setzt ökobilanzielle Modellierungen über den gesamten Lebensweg voraus. Im Rahmen der Bilanzierung werden hierfür neben verschiedenen Ökobilanzdatenbanken (u. a. Gemis), Emissionsfaktoren aus der Richtlinie (EU) 2018/2001 sowie aus durchgeführten Aktuali-

sierungsstudien zu einzelnen Technologien verwendet (vgl. Kapitel 2.2.2-2.2.6). Im Falle der Emissionsfaktoren zur fremdbezogenen Hilfsenergie findet eine Schätzung u. a. auf Basis der amtlichen Statistik (StBa, 2024) statt. Bei den Biokraftstoffen werden die Emissionsfaktoren maßgeblich durch die in der Herstellung verwendeten Rohstoffe bestimmt, deren Anteile sowie die THG-Emissionsfaktoren werden aus dem Evaluationsbericht gem. Biokraft-NachV/BioSt-NachV der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) abgeleitet (vgl. Kapitel 2.2.7).

Darüber hinaus werden **Nutzungsgrade** (ngd) in Abhängigkeit von der angewendeten Technologie, der Zuordnung zu immissionsschutzrechtlichen Verordnungen und des verwendeten Energieträgers berücksichtigt. Sie werden aus aktuellen Untersuchungen, amtlichen Erhebungen und Expertenschätzungen zu erneuerbaren Energien im Strom- und Wärmesektor abgeleitet. Bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) handelt es sich dabei um zugewiesene Nutzungsgrade auf Basis der Finnischen Methode. Bei der Finnischen Methode wird zunächst die Primärenergieeinsparung durch die KWK-Nutzung berechnet. Dazu werden Referenzwirkungsgrade der getrennten Erzeugung von Strom (40 Prozent) und Wärme (80 Prozent) in Anlehnung an die Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU vorgegeben. Anschließend wird mittels des Brennstoffeinsatzes der Erzeugung und der zugeordneten Primärenergieeinsparung ein entsprechender Nutzungsgrad ermittelt.

Die **Substitutionsfaktoren** (SF) geben ferner darüber Auskunft, welcher Mix an fossilen Energieträgern durch die Nutzung erneuerbarer Energieträger ersetzt wird. Sie werden aus aktuellen Untersuchungen und Forschungsvorhaben zu erneuerbaren Energien im Strom- und Wärmesektor abgeleitet (vgl. Kapitel 2.2.6 und 2.2.7). Im Verkehrssektor wird hingegen von einer direkten Substitution des jeweiligen fossilen Komparators ausgegangen. So ersetzt u.a Biodiesel zu 100 Prozent fossilen Diesel.

Abbildung 1: Darstellung der wesentlichen Eingangsparameter der Emissionsbilanzierung erneuerbarer Energieträger



Quelle: Eigene Darstellung des UBA

Abbildung 1 fasst die wesentlichen Eingangsparameter zur Ableitung der vermiedenen Emissionen nochmals zusammen. Das grundlegende methodische Vorgehen zur Ermittlung der Emissionsvermeidung, die aus der Nutzung der erneuerbaren Energien resultiert, wird im Folgenden beschrieben.

Durch die Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien werden konventionelle Energieträger substituiert und dadurch Emissionen brutto vermieden ($E_{v,brutto}$). Die sog. Substitutionsfaktoren (SF) geben dabei die jeweiligen Anteile der konventionellen Energieträger (z. B. Öl, Gas, Braun- und Steinkohle, Kernbrennstoff) an, die durch die Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien verdrängt werden. Bei der Bereitstellung von Strom ist hierbei die Stromerzeugung (SE_{ern}) und in den Sektoren Wärme und Verkehr der Endenergieverbrauch (EEV_{ern}) maßgeblich. Durch Multiplikation der substituierten Anteile an fossilen/nuklearen Energieträgern (SF) mit deren entsprechenden Emissionsfaktoren und der Division mit den jeweiligen fossilen Nutzungsgraden (ngd_{fossil}), ergibt sich in Summe der für die einzelnen erneuerbaren Energien spezifische Brutto-Vermeidungsfaktor.

Dabei werden die fossilen Emissionsfaktoren anders als bei den erneuerbaren Emissionsfaktoren nur nach direkt verursachten Emissionen ($EF_{fossil,Direkt}$) und Emissionen aus den Vorketten zuzüglich der verwendeten Hilfsenergie ($EF_{fossil,Vorkette+Hilfsenergie}$) aufgeschlüsselt. Multipliziert man anschließend den spezifischen Brutto-Vermeidungsfaktor (VF_{brutto}) mit der jeweiligen erneuerbaren Energiebereitstellung, ergeben sich die absoluten, brutto vermiedenen Emissionen für den Stromsektor:

$$E_{v,brutto}[t] = SE_{ern} [GWh] * \sum SF [\%] * \frac{EF_{fossilDirekte} \left[\frac{g}{kWh} \right] + EF_{fossilVorkette,Hilfs.} \left[\frac{g}{kWh} \right]}{ngd_{fossil} [\%]}$$

Im Falle des Wärme- und Verkehrssektors muss vor der Berechnung der brutto vermiedenen Emissionen der bereitgestellte Endenergieverbrauch anhand des spezifischen Nutzungsgrads des jeweiligen Erzeugungspfades in Nutzenergie umgerechnet werden:

$$E_{v,brutto}[t] = EEV_{ern} [GWh] * ngd_{ern} [\%] * \sum SF_m [\%] * \frac{EF_{fossildirekt} \left[\frac{g}{kWh} \right] + EF_{fossilVorkette,Hilfs.} \left[\frac{g}{kWh} \right]}{ngd_{fossil} [\%]}$$

Durch die Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien werden jedoch auch Emissionen verursacht (E_u), die sich durch Multiplikation mit dem jeweiligen erneuerbaren Emissionsfaktoren, sowie der Division mit dem dazugehörigen Nutzungsgrad des verwendeten Nutzungspfades (ngd_{ern}) für den Stromsektor ergeben:

$$E_u[t] = SE_{ern} [GWh] * \frac{EF_{ernVorkette} \left[\frac{g}{kWh} \right] + EF_{erndirekt} \left[\frac{g}{kWh} \right] + EF_{ernHilfs.} \left[\frac{g}{kWh} \right]}{ngd_{ern} [\%]}$$

Da im Wärme- und Verkehrssektor der Endenergieverbrauch maßgeblich ist, ergeben sich die verursachten Emissionen in diesen Fällen durch eine reine Multiplikation der aufsummierten erneuerbaren Emissionsfaktoren des jeweiligen Erzeugungspfades mit der entsprechenden Energiebereitstellung:

$$E_u[t] = EEV_{ern} [GWh] * (EF_{ernVorkette} \left[\frac{g}{kWh} \right] + EF_{erndirekt} \left[\frac{g}{kWh} \right] + EF_{ernHilfs.} \left[\frac{g}{kWh} \right])$$

Auch bei der Ermittlung der verursachten Emissionen wird zwischen Emissionen aus der Vorkette ($E_{F_{ern,Vorkette}}$), direkten Emissionen ($EF_{ern,Direkt}$) und Emissionen aus der Bereitstellung von fremdbezogener Hilfsenergie ($EF_{ern,Hilfs.}$) unterschieden. Die Aufteilung der Emissionsfaktoren sowohl bei der Berechnung der vermiedenen Emissionen als auch bei der Berechnung der verursachten Emissionen ermöglicht die spätere Trennung nach der Entstehung der Emissionen im Verlauf der Bilanzierung.

In der Gesamtbilanz werden die brutto vermiedenen ($E_{v, \text{brutto}}$) sowie die verursachten Emissionen (E_u) miteinander verrechnet, woraus sich im Endergebnis die netto vermiedenen Emissionen ($E_{v, \text{netto}}$) ergeben:

$$E_{v, \text{netto}} [\text{t}] = E_{v, \text{brutto}} [\text{t}] - E_u [\text{t}]$$

In der Gesamtbilanz der netto vermiedenen Emissionen treten vor allem positive Ergebnisse auf. In diesem Fall sind die brutto vermiedenen Emissionen, die aus der Nutzung erneuerbarer Energien resultieren, größer als die dadurch verursachten Emissionen. Dementsprechend hat der Einsatz erneuerbarer Energien eine Entlastungswirkung auf die Umwelt. Negative Ergebnisse zeigen auf, dass eine Nutzung erneuerbarer Energien zu mehr Emissionen führt, als durch die Substitution konventioneller Energieträger vermieden werden.

Der spezifische Netto-Vermeidungsfaktor (VF_{netto}) ergibt sich aus der Division der in der Gesamtbilanz errechneten netto vermiedenen Emissionen durch die aus erneuerbaren Energien bereitgestellte Endenergie:

$$VF_{\text{netto}} \left[\frac{\text{g}}{\text{kWh}} \right] = \frac{E_{v, \text{netto}} [\text{t}]}{EEB_{\text{ern}} [\text{GWh}]}$$

2.2 Datenquellen

In diesem Abschnitt werden die wesentlichen Datenquellen beschrieben, die im Rahmen dieser Emissionsbilanz verwendet wurden.

2.2.1 Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien von der AGEE-Stat

Die Bilanzdaten zur Energiebereitstellung - das Mengengerüst der erneuerbaren Energien - stützt sich im Wesentlichen auf die Erhebungen bzw. Berechnungen der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), welche im Auftrag des BMWK tätig ist.

Eine wesentliche Datenquelle für das Mengengerüst der AGEE-Stat ist die amtliche Energiestatistik des Statistischen Bundesamtes in Zusammenarbeit mit den Statistischen Landesämtern, sowie für den Wärmesektor die Angaben verschiedener Verbände aus dem Bereich erneuerbarer Energien zu nennen. Informationen zu den Biokraftstoffen entstammen im Wesentlichen den amtlichen Mineralöldata des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA).

Aktuelle, abgestimmte Daten über die Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland werden in der jährlichen Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung (BMWK, 2024)“ veröffentlicht. Die Veröffentlichung erfolgt jeweils im vierten Quartal. Zusätzlich erfolgt jeweils März eine erste Schätzung zur Entwicklung auf Basis vorläufiger Daten. In diesem Zusammenhang werden auch die Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien auf der Website des BMWK⁸ veröffentlicht. Die Dokumentation „Datenquellen und Methodik der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“ (UBA, 2016a) liefert zudem eine inhaltliche Zusammenfassung der angewandten Methodik im Stromsektor. Insbesondere Aspekte des Eigenverbrauchs erneuerbarer Stromproduzenten werden hierbei adressiert.

⁸ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>

2.2.2 Emissionsfaktoren für die direkten Emissionen aus dem Nationalen Emissionsinventar (ZSE)

Für den vorliegenden Bericht wurden die zur Berechnung der vermiedenen direkten Emissionen benötigten Emissionsfaktoren für fossile und biogene Brennstoffe aus dem „Zentralen System Emissionen“ (ZSE) entnommen.

Die ZSE-Datenbank des Umweltbundesamtes ist die zentrale Datenhaltung aller für die Emissionsberechnung und -berichterstattung benötigten Informationen (Endenergiebereitstellung, Emissionsfaktoren) und speichert diese in Form von Zeitreihen. Als Grundlage der nationalen Emissionsberichterstattung (UBA, 2023) ist es national die grundlegende Datenquelle, die alle Informationen zu den Schadstoffemissionen der fossilen und der biogenen Energiebereitstellung enthält. Durch internes Qualitätsmanagement und internationale Überprüfungsprozesse werden diese Daten jährlich qualitätsgesichert, erforderlichen Falls angepasst und ergänzt.

Zur inhaltlichen Weiterentwicklung der Emissionsberichterstattung des Umweltbundesamtes - insbesondere zur Anpassung der Emissionsfaktoren an den durchschnittlichen Anlagenbestand in Deutschland - werden in regelmäßigen Abständen Fachgutachten eingeholt. Folgende Forschungsvorhaben der letzten Jahre sind für die Emissionsbilanz erneuerbarer Energien besonders relevant:

- ▶ Fortschreibung der Emissionsfaktoren für Feuerungs- und Gasturbinenanlagen nach 13./17. Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV) und TA Luft (Fichtner, Karl, Hartel, Balussou, & D., 2011),
- ▶ Emissionsfaktoren für Biogasanlagen: „Emissionsanalyse und Quantifizierung von Stoffflüssen durch Biogasanlagen im Hinblick auf die ökologische Bewertung der landwirtschaftlichen Biogasgewinnung und Inventarisierung der deutschen Landwirtschaft“ (Liebetrau, et al., 2011),
- ▶ CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe (Jührich, 2022)
- ▶ Emissionsfaktoren für Haushalte und Kleinverbraucher: „Ermittlung und Aktualisierung von Emissionsfaktoren für das nationale Emissionsinventar bezüglich kleiner und mittlerer Feuerungsanlagen der Haushalte und Kleinverbraucher“ (Tebert, Volz, & Töfge, 2016)
- ▶ Aktualisierung der Emissionsfaktoren für Großfeuerungsanlagen (Jührich & Beckers, Aktualisierung der Emissionsfaktoren für Großfeuerungsanlagen, 2019a).

Die direkten Emissionsfaktoren im Verkehrsbereich basieren überwiegend auf Daten des „Handbuchs für Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs (HBEFA, Version 4.2) (INFRAS, 2022), welche auch dem Emissionsberechnungsmodell TREMOD (Transport Emission Model) und dem ZSE zugrunde liegen.

2.2.3 Studie zur Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm)

Die vom Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (IFEU) ausgearbeitete „Studie zur Aktualisierung der Eingangsdaten wesentlicher biogener Energienutzungspfade“ (BioEm) (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016) hat Emissionen von Bioenergieträgern, welche für Deutschland Relevanz haben, über den gesamten Lebensweg ökobilanziell modelliert. Die daraus resultierenden Emissionsfaktoren umfassen neben den Treibhausgasen auch weitere wesentliche Luftschadstoffe, die für die Emissionsbilanzierung erneuerbarer Energien relevant sind. Dabei orientiert sich die Studie in Bezug auf die Methodenvorgaben und die verwendeten Hintergrunddaten so nahe wie möglich an den einschlägigen Regelwerken der EU Kommission und deren Erweiterungen. Einen weiteren Rahmen bei der Erstellung der Ökobilanzen bilden die ISO-Normen 14040 und 14044, welche bei Aktualisierung berücksichtigt wurden.

Das dadurch vorgegebene Methodengerüst umfasst neben generellen Regeln zu den funktionellen Einheiten sowie Charakterisierungsfaktoren für die Aggregation der verschiedenen Treibhausgase, auch Komponenten zum Anbau und zur Verarbeitung der Biomasse unter Berücksichtigung der verwendeten Nebenprodukte und der erzeugten Endenergie. Ferner wurde der Transport, der Vertrieb sowie die anschließende Nutzung der Bioenergie berücksichtigt. Erstmals wurden auch Regeln zum Einbezug von Landnutzungsänderung (direkt wie indirekt) in das Methodengerüst integriert, die allerdings aufgrund der weiterhin bestehenden methodischen Unsicherheiten noch keinen Eingang in diese Emissionsbilanz finden. Eine Einordnung hierzu findet sich im Kapitel 2.3.2. Vergleiche mit anderen Datenbanken (GEMIS, ecoinvent) machen die z. T. großen Bandbreiten der Ergebnisse für einzelne Bioenergieträger deutlich. Die Ergebnisse der Studie erlauben es, Emissionsfaktoren im Bereich der Vorketten und der fremdbezogenen Hilfsenergie für zahlreiche biogene Energienutzungspfade für die Emissionsbilanzierung erneuerbarer Energien abzuleiten.

2.2.4 Studie zur Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen

Im Rahmen der Studie wurden die Umweltwirkungen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen von der Sphera Solutions GmbH und dem Fraunhofer-Institut für Bauphysik IBP neu untersucht (Hengstler, et al., 2021). Zwar wurden bereits in der Vergangenheit ökobilanzielle Untersuchungen zu den beiden Technologien durchgeführt (SmartGreenScans, 2012) (Fraunhofer IWES, 2012), jedoch machten die voranschreitende technologische Entwicklung bei der Produktion und die eingesetzten Komponenten eine Aktualisierung auf die neuesten Anlagegenerationen notwendig.

In einem ersten Schritt wurde eine Recherche zur Markt- und Technologieentwicklung durchgeführt, wobei die relevanten Technologien, sowie Produktionsstätten identifiziert wurden. Nach Ableitung der Sachbilanzen wurden die Umweltwirkungen für optimale Standorte in Deutschland abgeleitet. Dabei wurden die Ökobilanzen der betrachteten Technologien gemäß der ISO-Normen 14040 und 14044 erstellt.

Da die Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger das Bestandssystem und damit die in Deutschland installierten Anlagen betrachtet, bestand anschließend die Herausforderung, die neu hergeleiteten Sachbilanzen auf die Ist-Situation in Deutschland anzupassen. Diese Anpassungen auf die in Deutschland installierten Technologien und Standortspezifika erfolgten im Kontext einer Harmonisierungsstudie.

2.2.5 Studie zur Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle

In der Studie „Emissionsfaktoren der Stromerzeugung - Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle“ (Baumann & Schuller, 2021), welche die Sphera Solutions GmbH ausgearbeitet hat, wurden die Vorketten-Emissionen der Energieträger Erdgas und Steinkohle betrachtet. Hierbei wurden im Rahmen einer Metaanalyse aktuelle Daten und Studien herangezogen, um für die in Deutschland relevanten Erdgas- und Steinkohlelieferländer valide Ökobilanzdatensätze abzuleiten. Die Ökobilanzen wurden anschließend mittels der Ökobilanzhintergrunddaten aus der GaBi Datenbank von Sphera erstellt. Mittels eines für Deutschland abgeleiteten Lieferantenmix wurden abschließend die Vorkettenemissionsfaktoren abgeleitet. Die Methodik der Ökobilanzierung basiert dabei auf den ISO-Normen 14040 und 14044.

Ein weiterer Fokus wurde auf den Stand der Forschung zur globalen Methanemissionsquantifizierung gelegt. Insbesondere die zur Verfügung stehenden IEA Methane Tracker Daten, welche im sogenannten Top-Down Verfahren erhoben wurden, haben die Debatte um die Methanemissionen bei der Erdgasförderung belebt. Hierbei handelt es sich um Emissionsmessungen über größere Bereiche von Produktionsstätten, welche mittels Überflügen und Satelliten durchgeführt werden. Im Gegensatz dazu

stützt sich die vom Forschungsnehmer durchgeführte Metaanalyse auf das Bottom-Up Verfahren, bei dem Emissionsmessungen direkt an potentiellen Emissionsorten (Bohrplätzen, Verteilerstationen) erhoben werden. Dies erfordert wiederum eine Kooperation mit den jeweiligen Industriepartnern.

Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurden beide methodischen Herangehensweisen analysiert und kritisch bewertet. Abschließend wurden die potentiellen resultierenden Unterschiede bei den Methanemissionen mittels einer Sensitivitätsanalyse dargelegt. Neben einer Abweichung von bis zu 60 Prozent je nach gewähltem Verfahren wird deutlich, dass weiterhin ein großer Forschungsbedarf besteht. Im Kontext der Emissionsbilanzierung wird eine Mischkalkulation aus beiden Verfahren verwendet, was höhere Methanemissionen im Vergleich zur Studie zur Folge hat.

2.2.6 Ökobilanzdaten für Vorketten-Emissionsfaktoren aus GEMIS und ecoinvent

Die Quantifizierung der Umweltbelastung durch die Herstellung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien, durch die Bereitstellungs-(Vor)ketten fossiler und biogener Energieträger sowie durch ggf. für den Anlagenbetrieb erforderliche Hilfsenergien setzt ökobilanzielle Modellierungen über den gesamten Lebensweg voraus. Zu diesem Zweck wurden vorhandene Ökobilanz-Studien und Datenbanken herangezogen, insbesondere GEMIS und ecoinvent.

Die diesem Bericht zugrundeliegenden Daten im Bereich der Vorketten fossiler und erneuerbarer Energieträger basieren mit Ausnahme der biogenen Energienutzungspfade auf GEMIS, einem für die Analyse von lebenswegbezogenen Daten im Energiebereich (sowie für Stoff- und Transportprozesse) seit 1989 am Öko-Institut entwickelten, frei zugänglichen „Globalen Emissions-Modell Integrierter Systeme“ (Fritsche & Schmidt, 2008). Für die vorliegende Emissionsbilanz werden insbesondere die in GEMIS 5.0 hinterlegten Ergebnisse des BMU-Forschungsvorhabens „Aktualisierung von Ökobilanzdaten für Erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe“ als Grundlage zur Ableitung repräsentativer Emissionsfaktoren verwendet (Rausch & Fritsche, 2012). In dem Forschungsvorhaben wurden unter Leitung des Öko-Instituts von verschiedenen Forschungseinrichtungen Ökobilanzdaten zu folgenden Teilbereichen erarbeitet. Im Weiteren relevant für diese Studie sind insbesondere:

- ▶ solare Wärmebereitstellung: DLR - Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik,
- ▶ Geothermische Strom- und Wärmeerzeugung: GZB - Geothermiezentrum Bochum,
- ▶ Stromerzeugung mit Wasserkraft: ESU services (CH),

Neben der frei zugänglichen GEMIS-Datenbank stützt sich der vorliegende Bericht in einzelnen Fällen auch auf die kostenpflichtige Ökobilanz-Datenbank ecoinvent des schweizerischen „Centre for Life Cycle Inventories“. Bei ecoinvent handelt es sich um eine international anerkannte Ökobilanzdatenbank mit Daten unter anderem für die Bereiche Energie (Strom, Öl, Kohle, Erdgas, Biomasse, Biotreibstoffe, Bioenergie, Wasserkraft, Atomenergie, Photovoltaik, Windkraft, Biogas), Materialien, Abfallentsorgung (Kehrichtverbrennung, Deponie, Abwasserreinigung), Transporte, landwirtschaftliche Produkte und Prozesse, Metallverarbeitung etc. (ecoinvent, 2017).

2.2.7 Evaluationsbericht gem. Biokraft-NachV / BioSt-NachV der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung

In der hier vorgelegten Emissionsbilanz stammen die Angaben über die Herkunftsländer und die Rohstoffbasis der in Deutschland in Verkehr gebrachten Biokraftstoffe aus dem Evaluationsbericht gemäß Biokraft-NachV/ BioSt-NachV der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE). Darüber

hinaus werden aus den bereitgestellten Treibhausgasemissionen und den dazugehörigen Endenergieverbrauch die Emissionsfaktoren für den Verkehrssektor abgeleitet.

Mit der Richtlinie 2009/28/EG wurden von der Europäischen Union Nachhaltigkeitsanforderungen für die Herstellung und energetische Nutzung von flüssiger und gasförmiger Biomasse festgelegt, die zur Erfüllung bestimmter Quotenverpflichtungen oder Fördertatbestände zur Anrechnung gebracht werden können. Dies betrifft insbesondere Pflanzenöle wie Palm-, Soja- und Rapsöl sowie flüssige Biokraftstoffe wie Biodiesel, Pflanzenölkraftstoff und Bioethanol. Die Vorgaben der Richtlinie 2009/28/EG und deren Neufassung (Richtlinie (EU) 2018/2001) wurden durch die Biomassestrom- (BioSt-NachV) und die Biomassekraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) in deutsches Recht umgesetzt. Eine Zertifizierung der Einhaltung von Vorgaben der Nachhaltigkeitsverordnungen erfolgt entlang der gesamten Herstellungs- und Lieferkette, also vom Landwirt bis zum Nachweispflichtigen, im Biokraftstoffbereich. Die Verordnungen sind im Jahr 2011 in Kraft getreten, seitdem werden in Deutschland aus wirtschaftlichen Gründen nur Rohstoffe zur Biokraftstoffherstellung verwendet, die nachhaltig zertifiziert sind. Die Abwicklung der Nachhaltigkeitsnachweise⁹ erfolgt über das Nachhaltige-Biomasse-System (Nabisy) (BLE, 2023).

Die Angaben aus Nabisy enthalten u. a. Informationen über die Herkunftsländer und den Rohstoffeinsatz bei der Herstellung und Verwendung von Biokraftstoffen. Weiterhin wird über Nabisy die Erfüllung der in der Biokraft-NachV verpflichtend festgeschriebenen Treibhausgas-Minderungen erfasst (vgl. Kapitel 6).

2.2.8 Substitutionsfaktoren im Stromsektor von ESA² und der TUD

Zu einer vollständigen Berechnung der Emissionsbilanzen erneuerbarer Energieträger sind Annahmen erforderlich, welche fossilen Energieträger durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger substituiert wurden.

Zur Quantifizierung der Substitutionseffekte kommen die Ergebnisse aus dem Forschungsvorhaben „SeEiS – Substitutionseffekte erneuerbarer Energien im Stromsektor“ (Kunze, et al., 2023) zum Tragen. Bei der Berechnung der Substitutionsfaktoren wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2021 mit einem fiktiven europäischen Strommarkt ohne die deutsche EE-Stromproduktion verglichen (kontrafaktisches Szenario). Hierfür wird der Kraftwerkseinsatz für den realen und für den fiktiven Fall modellgestützt analysiert. Die festgestellten Abweichungen zeigen den Einfluss der deutschen EE-Stromerzeugung auf den Einsatz des europäischen Kraftwerksparks. Daraus wird die Verdrängung der konventionellen Stromerzeugung bestimmt. Diese EU-weiten Substitutionseffekte bilden die Grundlage zur Berechnung der vermiedenen Emissionen durch die deutsche EE-Stromerzeugung.

Die Simulation zum Einsatz des Kraftwerksparks wurde mithilfe zweier Module des Strommarktmodells „Electricity Transshipment Model“ - (ELTRAMOD) des Lehrstuhls für Energiewirtschaft der TU Dresden durchgeführt. Das Strommarktmodell ELTRAMOD ist ein Optimierungsmodell zur Analyse von Kraftwerkseinsatz- und Investitionsentscheidungen in den europäischen Strommärkten. In seiner Grundstruktur umfasst das Modell die EU27-Staaten sowie die Schweiz, Norwegen und die Länder des Balkans mit je einer detaillierten Abbildung der regionalen Energieversorgungsstrukturen. Hierzu sind der jeweilige Kraftwerkspark, Verbrauchsverläufe und Einspeise-Zeitreihen der erneuerbaren Energien in stündlicher Auflösung hinterlegt. Die Handelsaktivitäten zwischen den einzelnen Marktgebieten werden durch Netto-Transport-Kapazitäten (NTC) begrenzt. Entsprechend dem Handel am

⁹ Sowohl die Anrechnung zur Biokraftstoffquote als auch die Inanspruchnahme der Steuerentlastung nach dem Energiesteuergesetz setzen den Nachweis von Nachhaltigkeitszertifikaten voraus.

Day-Ahead-Markt werden die Netzengpässe innerhalb einer Marktregion vernachlässigt (Betrachtung als „Kupferplatte“).

Für die Entwicklung eines plausiblen kontrafaktischen deutschen Kraftwerksparks ohne EE-Erzeugungstechnologien sind vorab einige grundlegende Annahmen und Festlegungen zu den Rahmenbedingungen und zu methodischen Aspekten der Modellierung getroffen worden. So wurde das Jahr 2006 als Ausgangspunkt für die hypothetische Fortschreibung eines konventionellen Kraftwerkspark ohne EE ausgewählt. Die 2006 bereits vorhandenen deutschen EE-Kapazitäten werden mit Ausnahme der Laufwasser- und Reservoir-Kraftwerke bei der Modellierung vernachlässigt. Für Letztere wird eine adäquate fiktive konventionelle Ersatzkapazität (ca. 4 GW Steinkohleerzeugung) angenommen. Bei der modellgestützten Analyse liegt der Fokus auf der hypothetischen Entwicklung der Steinkohle-, Erdgas- und Öl-Erzeugungskapazitäten nach 2006. Dagegen wird die Entwicklung von Braunkohle- und Kernkraftwerkskapazitäten äquivalent zur Realität angenommen, da diese relativ unabhängig vom EE-Ausbau politisch motivierten Restriktionen unterliegt. So war die Inbetriebnahme der nach 2006 neu installierten Braunkohlkraftwerke an die Bedingung zur Stilllegung alter Braunkohlekapazitäten gebunden. Für die Kernkraft wurde bereits 2002 ein Ausstiegsplan gesetzlich verankert, welcher nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima 2011 nochmals deutlich beschleunigt wurde, so dass im April 2023 die letzten Kernkraftwerke vom Netz gingen. Das Kohleausstiegsgesetz aus dem Jahr 2019 fand hierbei noch keine Beachtung.

Über einen modelgestützten Szenarienvergleich mit und ohne erneuerbare Energien im Kraftwerkspark werden die jeweils durch die deutsche erneuerbare Stromerzeugung verdrängten fossilen Kraftwerkskapazitäten im In- und Ausland analysiert.

Auf Grundlage der ermittelten Erzeugungsmengen der beiden Szenarien wird für jedes Land und für jede einzelne Stunde die Verdrängung der einzelnen konventionellen Erzeugungsmengen aus Kernbrennstoff, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Erdöl und sonstige Konventionelle berechnet. Abschließend werden die ermittelten Verdrängungswerte den einzelnen erneuerbaren Energien (Wasserkraft, Wind- Onshore, Wind-Offshore, PV, Biomasse, Abfall, sonstige Erneuerbare) zugeordnet.

Aufgrund der begrenzten Projektlaufzeit sind leider keine Ergebnisse für das Jahr 2022 und 2023 verfügbar. Dies ist in Anbetracht der starken Verwerfungen auf dem europäischen Strommarkt speziell in diesem Jahr ungünstig. So führte die durch den russischen Angriffskrieg in der Ukraine ausgelösten Gaskrise, sowie die Dürre- und Revisionsbedingte Reduktion der französischen Kernenergieerzeugung, welche zu höheren Stromexporten von Deutschland nach Frankreich führte, zu einer stärkeren Nutzung von Braun- und Steinkohle. Auf der anderen Seite ist bei einer Weiterentwicklung des Berechnungsansatz darauf zu achten, dass die politischen Weichenstellungen, insbesondere mit Blick auf das Kohleausstiegsgesetz aus dem Jahr 2019 Beachtung finden. So ist insbesondere das Endogenisieren des CO₂-Preises mit Blick auf die immer knapper werdenden Zertifikate von großer Bedeutung.

Alle abgeleiteten Substitutionsfaktoren der einzelnen erneuerbaren Energieträger im Stromerzeugungssektor sind in Kapitel 4 aufgeführt.

2.2.9 Studie zur Weiterentwicklung der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger im Bereich erneuerbarer Wärme

Das Institut für Energie und Umweltforschung (ifeu) hat in Zusammenarbeit mit der Prognos AG und dem Institut für Technische Gebäudeausrüstung (ITG) die Weiterentwicklungsmöglichkeiten der Bilanzierung der vermiedenen Emissionen im Bereich erneuerbarer Wärme (Ortner, et al., 2022) untersucht. Im Fokus standen dabei Untersuchungen zu Art und Umfang der Substitution fossiler durch erneuerbare Energieträger, sowie zu den Nutzungsgraden und den benötigten fremdbezogenen Hilfsenergieanteilen fossiler und erneuerbarer Energieträger.

Da sich der Einsatz von erneuerbaren Energien substantiell zwischen den Bereichen private Haushalte, GHD und Industrie, sowie der allgemeinen Versorgung unterscheidet und zudem der Einsatz mit verschiedenen Emissionswirkungen einhergeht, wurde insbesondere die Substitutionswirkung separat nach Energieträger und Einsatzgebiet analysiert.

Im Bereich der Haushalte ermöglicht die Studie von Cischinsky & Diefenbach (2018) die Analyse und Ermittlung von Technologie-Energieträgerkombinationen, die vor dem Einsatz erneuerbarer Energieträger (Biomasse, Wärmepumpen und Fernwärme) im Einsatz waren. Werden darüber hinaus erneuerbare Energien in Form von Zusatzheizungen (Solarthermie oder Biomasse basierter Einzelraumfeuerungen) eingesetzt, wird zusätzlich auf Daten der co2online-Studie von Köhler et al. (2018) zur Ermittlung der Substitutionsbeziehungen zurückgegriffen. Die Substitutionsfaktoren im Bereich Industrie und GHD werden mittels Pauschalfaktoren festgelegt. Ausgangspunkt der Berechnungen ist die Energiebilanz von Eurostat, die den Sektor Landwirtschaft und Gartenbau separat ausweist. Die Energiebilanz-Daten werden weiter mittels Informationen zu den Anwendungsbereichen Raumwärme und Warmwasser einerseits und Prozesswärme/-energie andererseits differenziert. Hierzu kommen aufbereitete Daten aus den Anwendungsenergiebilanzen zum Tragen. Die Substitutionsfaktoren werden abschließend als gewichtete Mittelwerte des Residualmixes bestimmt.

In den Analysen der Nutzungsgrade und des Hilfsenergieeinsatzes wird der Fokus auf den Energieträger feste Biomasse und die brennstofffreien Energiequellen Solarthermie und Umgebungswärme gelegt. Dabei werden die Entwicklungen der einzelnen Technologien diskutiert und Vorschläge zur Aktualisierung der entsprechenden Parameter gemacht. Neben den Nutzungsgraden für erneuerbare Energieträger werden auch Nutzungsgrade fossiler Referenzsysteme zur Berechnung der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger benötigt. Diese Werte leiten sich aus dem Prognos-Haushaltsmodell ab.

2.3 Unsicherheiten und methodische Erläuterungen

2.3.1 Bestehende Unsicherheiten und Forschungsbedarfe

Die im vorliegenden Bericht verwendeten Datenquellen sind zum Teil mit Unsicherheiten behaftet, welche sich je nach gewähltem Ansatz sehr unterschiedlich darstellen können.

So sind bei der Nutzung von Szenarien-basierten Modellierungsansätzen die dahinterliegenden plausibilisierten Annahmen und die anschließenden Kalibrierungsprozesse von entscheidender Bedeutung, um die Unsicherheiten zu minimieren. Dies trifft insbesondere auf die Herleitung der Substitutionsfaktoren im Stromsektor zu (vgl. hierzu (Kunze, et al., 2023)). Bei Nutzung von Erhebungen, wie zum Beispiel bei den Substitutionsfaktoren im Wärmesektor, kommt es wiederum darauf an, dass die vorliegenden Daten auf sozio-ökonomische Aspekte hin kontrolliert werden (vgl. hierzu (Ortner, et al., 2022)). Im Stromsektor ist es darüber hinaus notwendig eine regelmäßige Aktualisierung der Substitutionsfaktoren durchzuführen, da Verschiebungen zwischen den fossilen Energieträgern eine hohe Hebelwirkung auf die Höhe der vermiedenen Emissionen aufweisen und darüber hinaus große Änderungen im deutschen Kraftwerkspark zu erwarten sind (Ausstieg aus der Kernenergie und der Kohleverstromung).

Des Weiteren besteht fortwährender Forschungsbedarf in Hinblick auf die Emissionsfaktoren sowohl aus den Vorketten als auch aus dem unmittelbaren Anlagenbetrieb. Von besonderer Bedeutung zur Herleitung der Emissionen aus dem direkten Anlagenbetrieb sind großflächige, repräsentative Erhebungen unter realen Betriebsbedingungen. Aufgrund anhaltender Marktentwicklungen müssen auch ökobilanzielle Datensätze regelmäßig an die technische Entwicklung des Anlagenbestandes und Änderungen in den Lieferketten angepasst werden. Zudem bestehen weiterhin beim Vergleich unterschiedlicher ökobilanzieller Ansätze erhebliche Schwankungsbreiten. Dies betrifft sowohl die Luftschadstoffemissionen, als auch die Methanemissionen bei fossilen und biogenen Energieträgern. Der Vergleich

von Methanemissionen, welche mittels Flugzeugüberflügen und Satellitendaten gewonnenen wurden, divergieren stark zu den bisherigen Messergebnissen, welche aus Vorortmessungen stammen. Hier besteht weiterhin großer Forschungsbedarf.

Größere Wissensdefizite bestehen zudem weiterhin im Bereich der Biomassenutzung. So besteht für den Energiepflanzenanbau die Notwendigkeit eines genauen Monitorings sowohl von direkten Landnutzungsänderungen (u. a. Grünlandumbruch) als auch weiteren Fortschritten bei der Quantifizierung indirekter Landnutzungsänderungen (Verlagerungs- und Verdrängungseffekte als Konsequenz des Anbaus von Energiepflanzen, „iLUC“) (vgl. hierzu Kapitel 2.3.2). Von besonderer Bedeutung sind in diesen Kontext großflächige, repräsentative Erhebungen unter realen Betriebsbedingungen. Ziel wäre es den Erkenntnisstand zu den biogenen Stoffströmen, zu Nutzungseffizienzen sowie zu Anlagenemissionen differenziert nach Brennstoffen, Leistungsgrößen der Anlagen und Luftreinigungstechniken zu verbessern.

Prüfbedarf besteht ebenfalls hinsichtlich einer möglichen Ausweitung der betrachteten Schadstoffliste auf weitere Schadstoffe (z. B. Ammoniak).

2.3.2 Berücksichtigung von Landnutzungsänderungen bei biogenen Energieträgern

Sofern es sich bei der Biomassenutzung nicht um biogene Reststoffe und Abfälle handelt, sind bei der Emissionsbilanzierung Landnutzungsänderungen durch den Energiepflanzenanbau zu beachten. Sie können die Bilanzergebnisse maßgeblich beeinflussen. Hier ist jedoch zwischen direkten und indirekten Landnutzungsänderungen zu unterscheiden.

Direkte Landnutzungsänderungen im Kontext der Nutzung von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen dürften aufgrund der Vorgaben der „Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen“ (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung - Biokraft-NachV) und der „Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von flüssiger Biomasse zur Stromerzeugung“ (Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung - BioSt-NachV) nur noch eine sehr begrenzte Rolle spielen. Andernfalls wird da das erforderliche Treibhausgasminderungsziel kaum erreicht bzw. die darauf basierenden Biokraftstoffe wären mit der Umstellung auf die THG-Quote seit dem Jahr 2015 nicht mehr rentabel. Ebenfalls dürften Anbaubetriebe die zusätzliche Bilanzierung von Landnutzungsänderungen scheuen, da dies das Verfahren für Erzeuger und Zertifizierer deutlich verkompliziert (Fehrenbach, 2013). Direkte Landnutzungsänderungen, die vor dem Januar 2008 erfolgten, werden bei der Bilanzierung der THG-Emissionen nach Richtlinie 2009/28/EG bzw., nach Richtlinie (EU) 2018/2001 nicht berücksichtigt.

Der Energiepflanzenanbau im Kontext der Biogasnutzung ist seit Mitte des Jahres 2022 Teil der novellierten BioSt-NachV. Dies gilt für die Biogasverstromung ab einer Anlagengröße von 2 MW. Anders als beim Energiepflanzenanbau zur Biokraftstoffproduktion besteht bei der Biogasgewinnung aufgrund limitierter Transportwege ein deutlich stärkerer räumlicher Bezug zwischen Substratanbau und -nutzung. Im Kontext der vielfach hohen regionalen Konzentration der Biogasanlagen (z. B. in den Veredelungsregionen) existiert damit ein vergleichsweise großer Druck Flächen im unmittelbaren Umfeld für den Anbau von Biogassubstraten verfügbar zu machen, z. B. auch durch Umwandlung von Grünland. Auch hier wird als Referenzzeitpunkt für die Bilanzierung der direkten Landnutzungsänderungen der Biogasnutzung Januar 2008 zugrunde gelegt. Es ist zu erwarten, dass dies Auswirkungen auf die Bilanzierungsergebnisse hat, da nach 2008 noch ein großer Biogasausbau mit entsprechender Flächennutzungsänderung erfolgte.

Von den bisher beschriebenen direkten Landnutzungsänderungen sind die indirekten Landnutzungsänderungen zu unterscheiden. Indirekte Landnutzungsänderungen treten auf, wenn z. B. bisherige Ackerflächen für den Nahrungs- und Futtermittelanbau zum Energiepflanzenanbau genutzt werden.

Um einen unveränderten (oder gar steigenden) globalen Bedarf an Nahrungs- und Futtermitteln zu decken, müssen dann an anderer Stelle Agrarflächen erschlossen werden. Diese Ausweitung betrifft häufig auch besonders kohlenstoffreiche Ökosysteme (z. B. Wälder), bei deren Umwandlung in Agrarflächen der Kohlenstoff aus diesen natürlichen Kohlenstoffreservoir freigesetzt wird.

Die Effekte indirekter Landnutzungsänderungen können im Rahmen dieses Berichts bei der Berechnung der Treibhausgasemissionen nicht berücksichtigt werden, da es derzeit keine einheitlich anerkannte Methode dafür gibt. Trotz wissenschaftlicher Verbesserungen des Modellrahmens hängen die Ergebnisse weiterhin stark von den verwendeten Annahmen ab, zu deren Abstimmung es weiterer Forschung und politischer Entscheidungskraft bedarf. Insgesamt zeigen die durchgeführten wissenschaftlichen Arbeiten, dass sich die aus indirekten Landnutzungsänderungen resultierenden Emissionen zwischen den einzelnen Rohstoffen stark unterscheiden können aber signifikant sein können. Als Folge können sich die Treibhausgasemissionen einzelner Biokraftstoffe gegenüber den fossilen Substituten teilweise oder ganz aufheben. Im Herbst 2012 unterbreitete die Europäische Kommission auf Basis verschiedener Expertisen einen ersten, kontrovers diskutierten Vorschlag (Europäische Kommission, 2012), in welcher Weise indirekte Landnutzungsänderungen im Rahmen der Richtlinien 98/70/EG und 2009/28/EG bilanziert und berichtet werden könnten. Dieser Vorschlag wurde mit der endgültigen Änderungs-Richtlinie (Richtlinie (EU) 2015/1513, 2015) in modifizierter Form umgesetzt und ist gleichfalls Bestandteil der Richtlinie (EU) 2018/2001 (Anhang VIII) (Tabelle 2).

Tabelle 2: Vorläufige Schätzwerte für Emissionen infolge von indirekten Landnutzungsänderungen durch Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe (g CO₂-Äq. / MJ)

Rohstoffgruppe	Mittelwert ¹⁰	Aus der Sensitivitätsanalyse abgeleitete Bandbreite zwischen den Perzentilen ¹¹
Getreide und sonstige Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt	12	8 bis 16
Zuckerpflanzen	13	4 bis 17
Ölpflanzen	55	33 bis 66

Quelle: (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018)

Mit der Richtlinie (EU) 2015/1513 wurden auch verschiedene Berichtspflichten mit Bezug zu indirekten Landnutzungsänderungen eingeführt.

Die Kraftstoffanbieter müssen bei der Meldung u. a. der Treibhausgas-Emissionen pro Energieeinheit auch die durchschnittlichen vorläufigen Schätzwerte für Emissionen infolge indirekter Landnutzungsänderungen berücksichtigen. Die Europäische Kommission bezieht in ihrem letzten Fortschrittsbericht „Erneuerbare Energiequellen“ im Zuge der Berichterstattung zu den erzielten Treibhausgas-Emissionseinsparungen die durchschnittlichen vorläufigen Schätzwerte zu indirekten Landnutzungsänderungen in Anhang VIII der RL (EU) 2018/2001 ebenfalls ein. Im Ergebnis verringerten sich die von den Mitgliedsstaaten berichteten biokraftstoffbedingten THG-Einsparungen für das Jahr 2018 zwischen 26 und 59 % (Europäische Kommission, 2020).

Eine Anwendung der in Anhang III der RL (EU) 2018/2001 dokumentierten vorläufigen Werte in der UBA-Emissionsbilanz auf Basis der im Jahr 2023 in Deutschland im Verkehrsbereich eingesetzten Bio-

¹⁰ Die angegebenen Mittelwerte stellen einen gewichteten Durchschnitt der individuell dargestellten Rohstoffwerte dar.

¹¹ Die hier berücksichtigte Bandbreite entspricht 90 % der Ergebnisse unter Verwendung des aus der Analyse resultierenden fünften und fünfundneunzigsten Perzentilwerts.

kraftstoffe und deren THG-Emissionsfaktoren ergibt, dass sich die ohne Berücksichtigung von indirekten Landnutzungsänderungen abgeleitete THG-Minderung von insgesamt 10,9 Mio. CO₂-Äq. auf rund 6,9 Mio. CO₂-Äq. (Spannbreite 6 bis 8,5 Mio. CO₂-Äq.) um 37 Prozent (Spannbreite 45 bis 22 Prozent) verringert.

2.3.3 CO₂-Neutralität von Holz

Grundlage und Rahmen der Berechnung der vermiedenen Emissionen bildet die Erneuerbare Energien-Richtlinie der EU (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018) an der sich auch die Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen (z.B. §5 BioSt-NachV¹²) ausrichten. Somit wird der direkte Verbrennungsprozess von fester Biomasse im Rahmen der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger als CO₂-neutral angenommen. Demnach wird für einen Betrachtungszeitraum von 100 Jahren der CO₂-Freisetzung durch Entnahme, Nutzung und/oder natürliche Zersetzung von Biomasse die CO₂-Bindung durch Biomasse-neubildung infolge der Photosynthese-Leistung der natürlichen Ökosysteme gegenübergestellt. Dies weicht von der Darstellung der energetischen Nutzung von fester Biomasse im CO₂-Rechner¹³ des Umweltbundesamtes ab. Dort werden die biogenen CO₂-Emissionen die bei der Verbrennung von fester Biomasse entstehen mit dem Emissionsfaktor von 365 g CO₂/kWh bilanziert.

Im nationalen Treibhausgasinventar werden Veränderungen des Kohlenstoffspeichers der natürlichen Ökosysteme im Sektor Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) verbucht. Die komplexen Berechnungen der Waldkategorie und der Holzprodukte erfolgen nach den methodischen Vorgaben des Weltklimarates („Intergovernmental Panel on Climate Change“, IPCC). Abbildung 2 stellt die Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen durch Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) in Deutschland dar. Um Doppelzählungen mit dem LULUCF-Sektor zu

12 § 5 Anforderungen an forstwirtschaftliche Biomasse in der Biomasse-Strom-Nachhaltigkeits-Verordnung, https://www.gesetze-im-internet.de/biost-nachv_2021/_5.html:

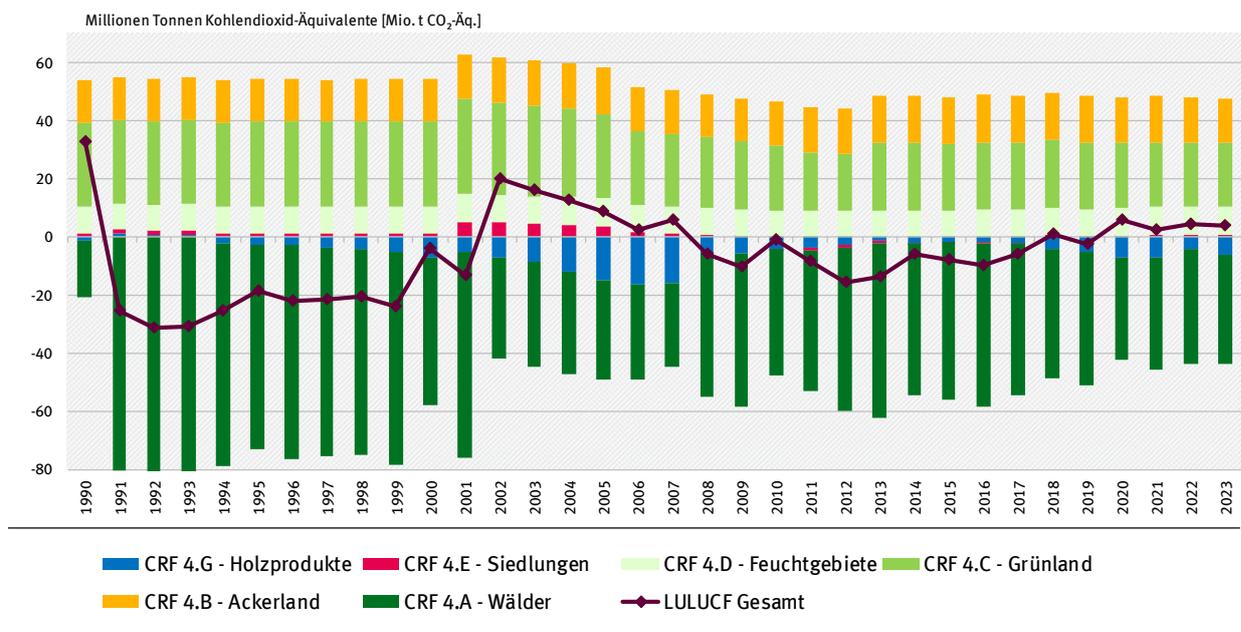
- (1) In dem Staat, in dem die forstwirtschaftliche Biomasse geerntet wurde, die zur Herstellung von flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen verwendet wird, müssen nationale oder subnationale Rechtsvorschriften auf dem Gebiet der Ernte gelten. Für die Biomasse ist mittels Überwachungs- und Durchsetzungssystemen sicherzustellen, dass 1. die Erntetätigkeiten legal sind, 2. auf den Ernteflächen nachhaltige Walderneuerung stattfindet, 3. Gebiete, die durch internationale oder nationale Rechtsvorschriften oder von der zuständigen Fachbehörde zu Naturschutzzwecken ausgewiesen sind oder wurden, auch in Feuchtgebieten und auf Torfmoorflächen, geschützt sind, 4. bei der Ernte auf die Erhaltung der Bodenqualität und der biologischen Vielfalt geachtet wird, um Beeinträchtigungen wie Bodenverdichtungen zu vermeiden, und 5. durch die Erntetätigkeiten das langfristige Bestehen des Waldes nicht gefährdet wird und damit seine Produktionskapazitäten erhalten oder verbessert werden. [...]
- (3) Flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe aus forstwirtschaftlicher Biomasse müssen die folgenden Anforderungen für Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft erfüllen: 1. das Ursprungsland oder die Ursprungsorganisation der regionalen Wirtschaftsintegration der forstwirtschaftlichen Biomasse ist Vertragspartei des Übereinkommens von Paris und hat einen beabsichtigten nationalen Beitrag zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen übermittelt, der Emissionen und den Abbau von Treibhausgasen durch die Landwirtschaft, Forstwirtschaft und Landnutzung abdeckt und der gewährleistet, dass jede Änderung des Kohlenstoffbestands in Verbindung mit der Ernte von Biomasse auf die Verpflichtungen des Landes zur Reduzierung oder Begrenzung der Treibhausgasemissionen im Sinne des beabsichtigten nationalen Beitrags angerechnet wird, oder 2. das Ursprungsland oder die Ursprungsorganisation der regionalen Wirtschaftsintegration der forstwirtschaftlichen Biomasse ist Vertragspartei des Übereinkommens von Paris und hat nationale oder subnationale Rechtsvorschriften im Einklang mit Artikel 5 des Übereinkommens von Paris, die im Erntegebiet gelten, um die Kohlenstoffbestände und -senken zu erhalten und zu verbessern, und erbringt Nachweise dafür, dass die für den Sektor Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft gemeldeten Emissionen nicht höher ausfallen als der Emissionsabbau.
- (4) Können Nachweise über die Erfüllung der Anforderungen nach Absatz 3 nicht erbracht werden, so ist durch Bewirtschaftungssysteme auf Ebene des forstwirtschaftlichen Gewinnungsgebiets sicherzustellen, dass die Niveaus der Kohlenstoffbestände und -senken in den Wäldern erhalten bleiben oder langfristig verbessert werden.,

¹³ https://uba.co2-rechner.de/de_DE/

vermeiden, werden im Energie- und Abfallsektor die direkten CO₂-Emissionen bei der Umsetzung des biogenen (in der Biomasse gespeicherten) Kohlenstoffs lediglich nachrichtlich als Zusatzinformation berichtet. Sie gehen nicht in die Ermittlung der Gesamtemissionen des Energie- oder Abfallsektors im Rahmen der Klimaberichterstattung ein, da die entsprechende Kohlenstoff-Entnahme in der Berichterstattung zum LULUCF-Sektor bereits bilanziert wurde. Anders verhält es sich mit direkten Emissionen an Nicht-CO₂-Treibhausgasen wie Methan oder Lachgas, die bei der energetischen Nutzung von Holz entstehen, oder vorgelagerte Prozessemissionen aufgrund des Energieeinsatzes bei der Ernte, dem Transport oder der Be- und Verarbeitung von Holz. Letztere Emissionen werden im Energiesektor berichtet.¹⁴

Die aus dieser Berichterstattungskonvention politisch abgeleitete Annahme der CO₂-Neutralität der Holzverbrennung setzt somit voraus, dass Emissionen aus der Holzverbrennung innerhalb des Betrachtungszeitraums wieder durch den Wald als Senke eingebunden werden. Viele der danach festgelegten Zielsetzungen der internationalen, europäischen und nationalen Klima- und Energiepolitik, Regelwerke, Gesetze und Verordnungen beinhalten diese Annahme und setzen damit konkrete Anreize für die energetische Holznutzung – verbunden mit Konsequenzen für die stoffliche Nutzung des Holzes und für die Senkenleistung des Waldes im nationalen, europäischen und internationalen Kontext.

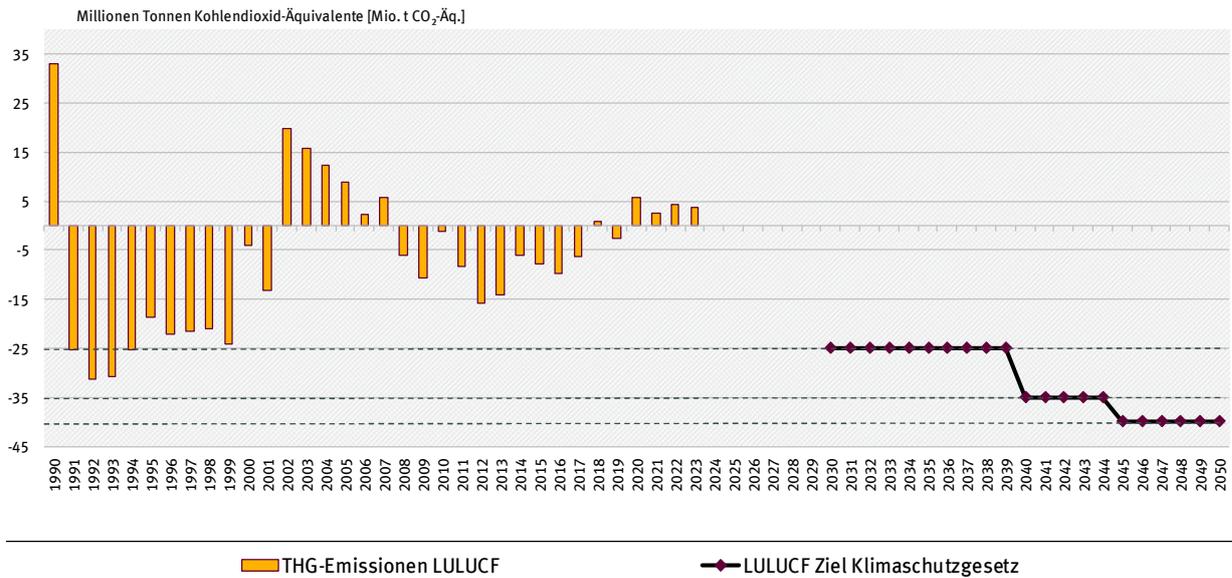
Abbildung 2: Treibhausgas-Emissionen durch Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) in Deutschland*



* vorläufige Daten noch ohne Berücksichtigung der Ergebnisse der Bundeswaldinventur 2022

Quelle: UBA auf Basis vom Thünen-Institut

¹⁴ Im FAQ des IPCC zu den nationalen Treibhausgasinventaren werden die Details bzw. Voraussetzungen der „CO₂-Neutralität“ von Biomasse im Energiesektor unter der Frage Q2-10 erläutert: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/faq/faq.html>

Abbildung 3: Treibhausgas-Emissionen durch Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) in Deutschland in Verbindung mit den Senkenzielen aus dem Klimaschutzgesetz

* vorläufige Daten noch ohne Berücksichtigung der Ergebnisse der Bundeswaldinventur 2022

Quelle: UBA auf Basis vom Thünen-Institut

Die Annahme der CO₂-Neutralität wird dabei im Zuge der Diskussion um die so genannte Kohlenstoffschuld (carbon debts) (Agostini, Giuntoli, & Boulamanti, 2013; Brack, 2017; Bäck et al., 2017; Hennenberg, Böttcher, Wiegmann, Reise, & Fehrenbach, 2019) mehr und mehr in Frage gestellt. Parallel verfolgt die Politik zunehmend das Ziel, zukünftig (mittel- bis langfristig) unvermeidliche CO₂-Emissionen mittels einer Steigerung der Senkenleistung im LULUCF-Sektor auszugleichen. So wurden u.a. im Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG)¹⁵ eigene Ziele zur Stärkung von natürlichen Senken wie z.B. Wälder formuliert. Demnach soll die Senkenleistung des LULUCF-Sektors in Deutschland in einem ersten Schritt bis zum Jahr 2030 auf mindestens minus 25 Millionen Tonnen Kohlenstoffdioxidäquivalent jährlich erhöht werden. Abbildung 3 stellt die THG-Emissionen aus dem LULUCF-Sektor der vergangenen Jahre mit den definierten LULUCF-Zielen für die einzelnen Zieljahre zusammen dar. Deutlich wird hier die Lücke zwischen den Senkenzielen und dem derzeitigen THG-Emissionssaldo des LULUCF-Sektors. Vor diesem Hintergrund und bei konsequenter Orientierung am Kaskadenprinzip der zunehmend knapper werdenden Ressource Holz wird daher die unmittelbare energetische Nutzung von Holz sehr kritisch gesehen.

Die diesjährig veröffentlichten Ergebnisse der Bundeswaldinventur 2022¹⁶ zeigen darüber hinaus, dass der Kohlenstoffvorrat der lebenden Biomasse deutscher Wälder im Vergleich zum Jahr 2017 um 3% zurückgegangen ist. Da der Rückgang höher ist als der Aufbau von Totholz im gleichen Zeitraum haben die Wälder in den letzten fünf Jahren ihre Senkenfunktion eingebüßt und sind zur Treibhausgasquelle geworden. Gründe hierfür sind insbesondere direkte und indirekte Auswirkungen der Hitze- und Dürreperioden zwischen den Jahren 2018 und 2021. Auch wenn natürliche Störungen als auch

¹⁵ Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG): <https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/BJNR251310019.html>

¹⁶ Bundeswaldinventur: <https://www.bundeswaldinventur.de/>

methodische Anpassungen immer wieder zu Schwankungen führen, zeigt sich ab 2018 ein abnehmender Trend des Kohlenstoffspeichers im Wald. Bereits in den Jahren 2020 und 2021 wurde der LULUCF-Sektor zur Quelle. Nach Berücksichtigung der neuen Daten der Bundeswaldinventur 2022 in der kommenden Inventarberichterstattung wird sich dieser Trend bei der Berechnung des LULUCF-Sektors nochmals deutlich verstärken.

2.3.4 Internationale Einordnung der Methodik

Die EU-Mitgliedstaaten legten der Kommission alle zwei Jahre einen Bericht über die Fortschritte bei der Förderung und Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen vor. Dabei stand die RED (Richtlinie 2009/28/EG, 2009) im Mittelpunkt der auf EU-Ebene formulierten Berichtspflichten. Die in dieser Publikation präsentierte Berechnungsmethodik basiert auf dieser Berichtspflicht zur Ermittlung der vermiedenen Emissionen verschiedener Luftschadstoffe aus der Nutzung erneuerbarer Energieträger. Mit der Neufassung der Richtlinie (EU) 2018/2001 entfiel diese Berichtspflicht.

Die EU-Kommission stützte sich in Ihrem EU-Fortschrittsbericht 2020 (Europäische Kommission, 2020) auf die Ergebnisse einer von der EEA entwickelten Methode zur Bestimmung der vermiedenen CO₂ Emissionen. Im Fortschrittsbericht wird basierend auf der EEA-Methodik für die EU eine Menge von 460 Mio. Tonnen durch den Einsatz erneuerbarer Energien vermiedener CO₂ Emissionen genannt. Die verwendete Methodik ist in einem „Technical Report“ der EEA (EEA, 2015) dargestellt. Auf ihr basierende länderspezifische Ergebnisse wurden in einem EEA Bericht im Jahr 2020 veröffentlicht (EEA, 2020). Demzufolge wurden in Deutschland im Jahr 2020 158 Mio. Tonnen CO₂ vermieden. Die auf Basis der UBA-Methodik errechneten vermiedenen Emissionen betragen im Jahr 2020 im Vergleich dazu knapp 230 Mio. Tonnen CO₂.

Diese Differenz lässt sich bei genauerer Betrachtung der verwendeten Berechnungsverfahren und Rahmensetzungen gut auflösen. So bedient sich die EEA-Methodik vereinfachter Annahmen um die Emissionsentwicklungen in den EU 27-Länder auf Basis verfügbarer EUROSTAT Daten zu berechnen, was wiederum eine vergleichende Betrachtung der EU Länder ermöglicht. Allerdings handelt es sich bei der EEA-Methodik ausschließlich um eine Bruttobilanz, in der keine Emissionen aus den Vorketten oder aus dem Fremdbezug von Hilfsenergie berücksichtigt werden. Die entnommenen direkten Emissionsfaktoren der eingesetzten Energieträger basieren dabei auf der sogenannten Monitoring Mechanism Regulation (MMR), welche in der Verordnung Nr. 525/2013 des europäischen Parlaments und des Rates festgeschrieben ist. Das Ausblenden vorgelagerter Emissionen führt zwangsläufig zu einer Überbewertung der Vermeidungswirkung erneuerbarer Energieträger.

Demgegenüber steht die Verwendung des Basisjahres 2005 in den Berechnungen der EEA. Damit bleiben alle erneuerbaren Energiesysteme, welche vor 2005 installiert wurden unberücksichtigt – dies führt im Falle Deutschlands zu reduzierten vermiedenen Emissionen. Darüber hinaus wird sowohl beim Strom als auch bei der Wärme ein durchschnittlicher Mix angenommen, welcher durch den Einsatz erneuerbarer Energien substituiert wird. Im Verkehrsbereich gilt wie auch bei der hier vorgestellten Methodik die vereinfachte Annahme, dass fossile Kraftstoffe 1:1 durch biogene Kraftstoffe ersetzt werden.

Insgesamt liefert die UBA Methodik vor dem Hintergrund der miteinbezogenen Vorkettenemissionen, des Betrachtungszeitraums und des Energiebinnenmarkts einen umfassenderen Blick und somit sachgerechtere Werte für Deutschland als die EEA Methodik.

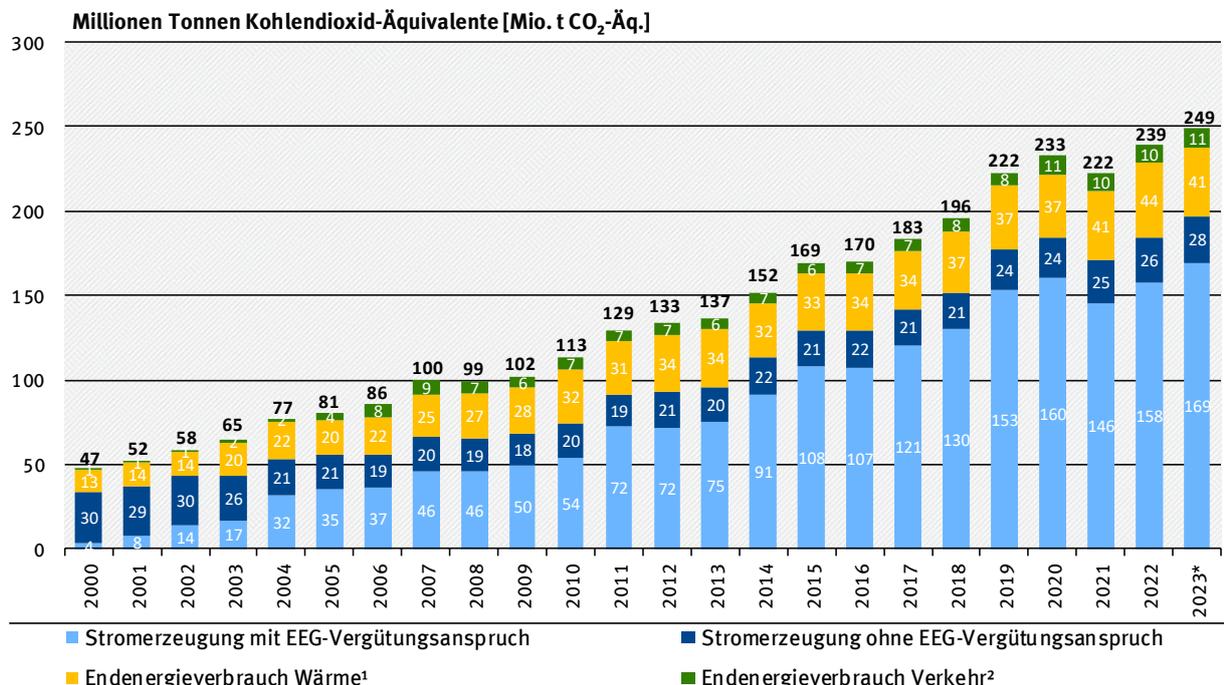
3 Zusammenfassung der Ergebnisse

Das vorliegende Kapitel fasst die Ergebnisse der Emissionsbilanzen der einzelnen erneuerbaren Energieträger zusammen. Sie sind getrennt nach Strom, Wärme und Verkehr in den Kapiteln 4, 5 und 6 im Detail dargestellt. Aufgrund ihrer hohen umweltpolitischen Relevanz stehen die untersuchten Treibhausgasemissionen im Fokus. Darüber hinaus werden aber auch wesentliche Luftschadstoffemissionen mit Relevanz für Umwelt und Gesundheit betrachtet. Wie im Kapitel 2.1 dargestellt, werden in der Bilanz die durch erneuerbare Energieträger verursachten Emissionen den Emissionen einer alternativen, auf fossilen Energieträgern basierenden Energieerzeugung gegenübergestellt. Dabei werden soweit möglich alle vorgelagerten Prozessketten zur Gewinnung und Bereitstellung der Energieträger berücksichtigt, damit sich ein möglichst umfassendes Bild der Emissionswirkungen ergibt.

3.1.1 Emissionsbilanzen für Treibhausgase

Die Ergebnisse der Emissionsbilanz zeigen, dass der Ausbau erneuerbarer Energien wesentlich zur Reduktion der Treibhausgase in Deutschland beiträgt. In allen Verbrauchssektoren (Strom, Wärme und Verkehr) werden fossile Energieträger zunehmend durch erneuerbare Energien ersetzt. Die dadurch vermiedenen Treibhausgasemissionen sind ein zentraler Baustein auf dem Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland (vgl. (Purr, Günther, Lehmann, & Nuss, 2019)). Die bisherige Entwicklung (Abbildung 4) zeigt aber auch, dass die Transformation der einzelnen Verbrauchssektoren in sehr unterschiedlichen Geschwindigkeiten verläuft. Während die Emissionsvermeidung im Stromsektor dynamisch steigt, finden die Entwicklungen im Bereich Wärme und Verkehr langsamer statt.

Abbildung 4: Entwicklung der netto vermiedenen Treibhausgasemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien*



* vorläufige Daten, ohne Berücksichtigung biogener CO₂-Emissionen bei energetischer Nutzung von holzbasierter fester Biomasse

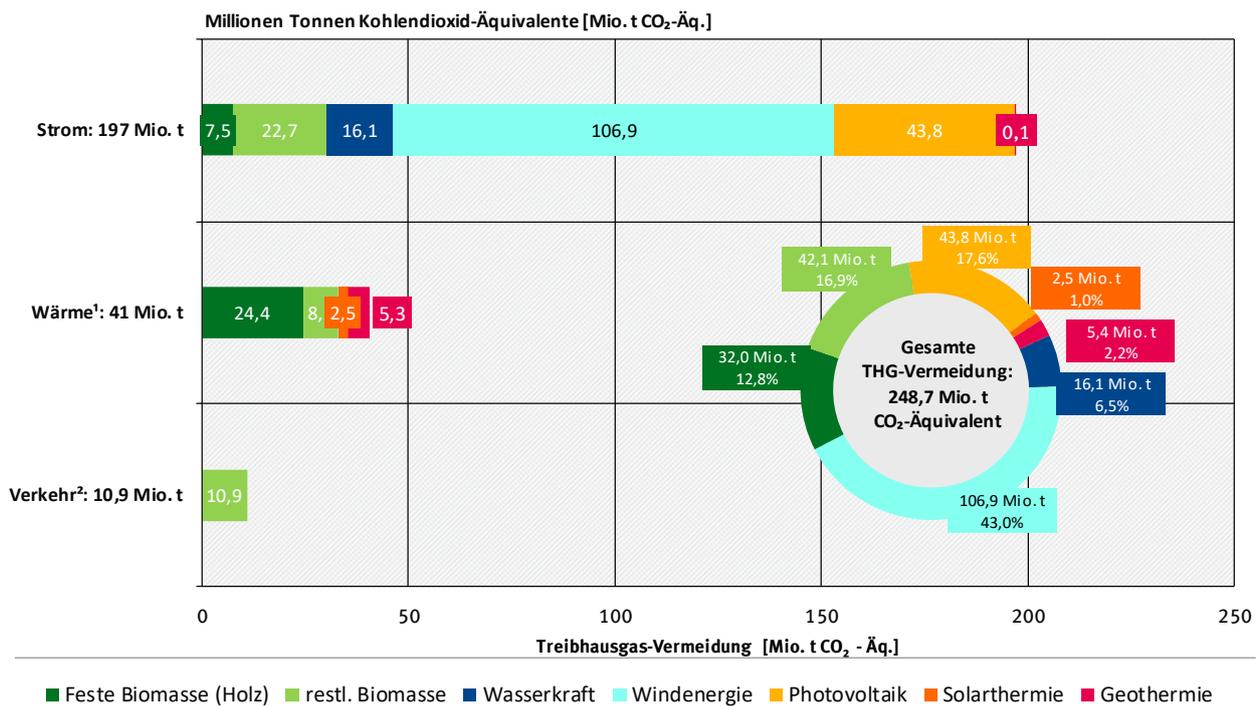
¹ ohne Berücksichtigung des Holzkohleverbrauchs

² ausschließlich biogene Kraftstoffe im Verkehrssektor (ohne Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe sowie Militär und ohne Stromverbrauch des Verkehrssektors) basierend auf Daten der BLE

Quelle: Eigene Darstellung des UBA

Die größte Wachstumsdynamik geht von der erneuerbaren Stromerzeugung mit EEG-Vergütungsanspruch aus. Hier stiegen die vermiedenen Treibhausgas-Emissionen von etwa 4 Millionen Tonnen im Jahr 2000 auf fast 170 Millionen Tonnen im Jahr 2023. Insbesondere die Entwicklungen bei Photovoltaik und Wind waren hierbei maßgeblich. Bei der Windenergie übersteigen mittlerweile die witterungsbedingten Schwankungen den Effekt zusätzlich installierter Windkraftleistung. Hierdurch lassen sich die Schwankungen der vermiedenen Emissionen in den letzten Jahren erklären. Im Wärmesektor erhöhten sich die vermiedenen THG-Emissionen von ca. 13 Millionen Tonnen im Jahr 2000 auf ca. 41 Millionen Tonnen und im Verkehrssektor von ca. 1 Millionen Tonnen auf 11 Millionen Tonnen.

Abbildung 5: Netto vermiedene Treibhausgasemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2023*



* vorläufige Daten, ohne Berücksichtigung biogener CO₂-Emissionen bei energetischer Nutzung von holzbasierter fester Biomasse

¹ ohne Berücksichtigung des Holzkohleverbrauchs

² ausschließlich biogene Kraftstoffe im Verkehrssektor (ohne Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe sowie Militär und ohne Stromverbrauch des Verkehrssektors) basierend auf Daten der BLE

Quelle: Eigene Darstellung des UBA

Die aktuellen Berechnungen zeigen auf, dass der Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2023 insgesamt Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 250 Mio. t CO₂-Äq. vermieden hat. Davon sind 79,2 Prozent der Strombereitstellung durch erneuerbare Energien zuzurechnen. Insgesamt wurden 197 Mio. t CO₂-Äq. im Stromsektor vermieden. Im Bereich der Wärme- und Kältebereitstellung wurden durch erneuerbare Energien 41 Mio. t CO₂-Äq. (16,4 Prozent) und im Verkehrssektor wurden knapp 11 Mio. t CO₂-Äq. (4,4 Prozent) ausschließlich durch biogene Kraftstoffe vermieden. Die Abbildung 5 verdeutlicht zudem, dass die Emissionsvermeidung in entscheidendem Maße von den eingesetzten erneuerbaren Energieträgern abhängt. Sektorenübergreifend wurden die meisten Treibhausgasemissionen durch die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen vermieden (107 Mio. t CO₂-Äquivalente).

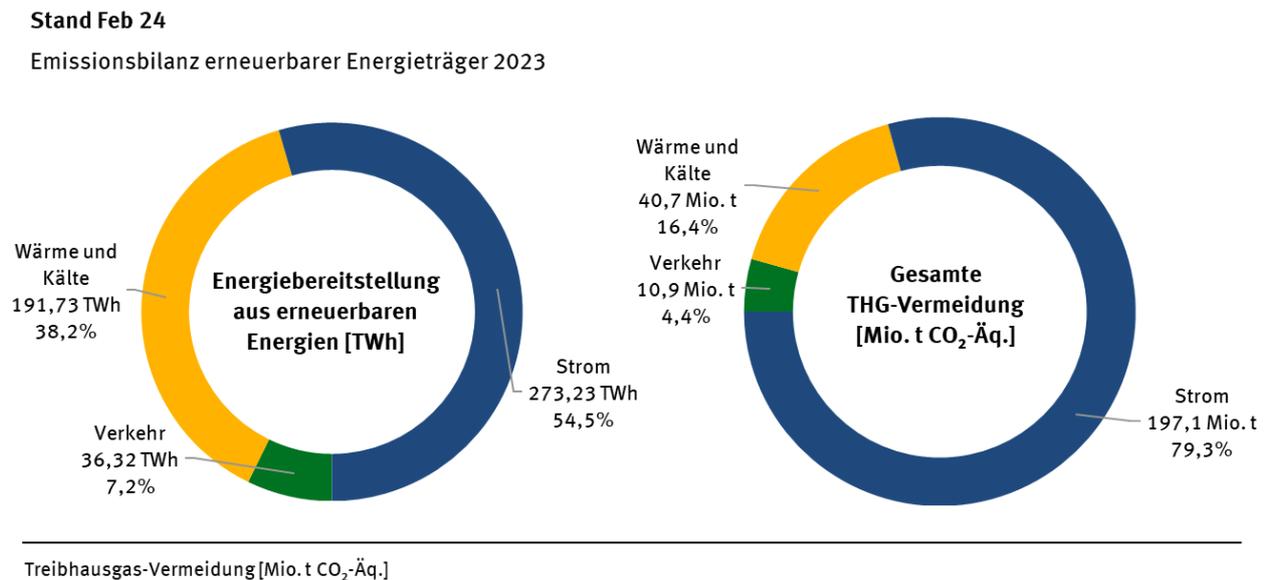
Bei der Berechnung der Emissionsbilanz wurden die jeweiligen Substitutionseffekte der einzelnen erneuerbaren Energieträger bzw. Erzeugungstechnologien soweit wie möglich differenziert betrachtet.

Für alle betrachteten Energieträger wird in der Emissionsbilanz spezifisch bestimmt, welche Menge an fossilen Energieträgern jeweils verdrängt werden.

Die spezifische Betrachtung gilt ebenso für die Vorkettenemissionen. Bei den Biokraftstoffen sind beispielsweise besonders die Art und Herkunft der verwendeten Rohstoffe für die resultierenden Emissionen und Emissionsvermeidungen ausschlaggebend. Die Bilanzierung ist hier mit einigen Unsicherheiten behaftet, da Verdrängungseffekte und indirekte Landnutzungsänderungen bislang nicht in die Berechnung einfließen (vgl. Kapitel 2.3.2).

Bei der vergleichenden Betrachtung der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien und den dadurch vermiedenen Emissionen (siehe Abbildung 6) fällt auf, dass sich die Anteile der einzelnen Sektoren deutlich unterscheiden. Während die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 55 Prozent der gesamten im Jahr 2023 bereitgestellten erneuerbaren Energien ausmachte, betrug ihr Anteil an den dadurch netto vermiedenen Treibhausgasemissionen annähernd 80 Prozent. Der Wärme- und Verkehrssektor machten zusammen 45 Prozent der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien aus. Siertrogen allerdings nur etwas mehr als 20 Prozent zur Gesamtemissionsvermeidung bei.

Abbildung 6: Anteile der Sektoren an der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien und den dadurch vermiedenen THG-Emissionen im Jahr 2023



Quelle: Eigene Darstellung des UBA

In Tabelle 3 sind die Netto-Vermeidungsfaktoren zusammenfassend für die untersuchten Treibhausgase in den einzelnen Sektoren dargestellt. Die spezifischen Treibhausgasbilanzen für den Strom-, Wärme-, und Verkehrsbereich unterscheiden sich teilweise erheblich. Gründe hierfür liegen in sehr unterschiedlichen Emissions-, Substitutions- und daraus resultierenden Vermeidungsfaktoren.

Im Stromsektor wird im Vergleich zu den anderen Sektoren die höchste spezifische Vermeidungswirkung erreicht. Dies kann zum einen damit erklärt werden, dass bei den erneuerbaren Energien im Strombereich hauptsächlich Technologien zum Einsatz kommen, die Strömungs-, Wind- und solare Strahlungsenergie in elektrische Energie umwandeln und damit nur geringe direkte Emissionen verursachen. Zudem substituieren diese Technologien gleichzeitig eine relativ verlustreiche Stromerzeugung in thermischen Kraftwerken mit großem fossilem Primärenergieträgereinsatz und entsprechend hohen direkten Emissionen. Somit ist der Stromsektor die wichtigste Säule der bisherigen Dekarbonisierungserfolge.

Im Wärme- und Verkehrssektor sind die Unterschiede der Umwandlungstechnologien bzw. deren Nutzungsgrade deutlich geringer, sodass auch weniger direkte Emissionen vermieden werden. Hinzu kommt, dass während des Anbaus einiger zur erneuerbaren Wärme- und Kraftstofferzeugung genutzten Energiepflanzen bereits signifikante Treibhausgasemissionen verursacht werden. Sichtbar wird dies an den teilweise negativen Bilanzergebnissen z. B. bei Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O).

Tabelle 3: Emissionsbilanz für wesentliche Treibhausgase durch erneuerbare im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor im Jahr 2023

Treibhausgas		durch Bruttostromerzeugung aus EE		durch Endenergieverbrauch aus EE für Wärme und Kälte ¹⁷		durch Endenergieverbrauch im Verkehr (Biokraftstoffe) ¹⁸		Gesamt netto vermiedene Emissionen [1.000 t]
		Netto-Vermeidungsfaktor [g/kWh]	netto vermiedene Emissionen [1.000 t]	Netto-Vermeidungsfaktor [g/kWh]	netto vermiedene Emissionen [1.000 t]	Netto-Vermeidungsfaktor [g/kWh]	netto vermiedene Emissionen [1.000 t]	
Treibhaus-effekt ¹⁹	CO ₂ -Äq.	722	197.145	212	40.679	300	10.888	248.711
	CO ₂	697	190.332	215	41.140	309	11.214	242.685
	CH ₄	0,84	229,3	-0,04	-7,07	-0,11	-3,98	218
	N ₂ O	-0,02	-4,4	-0,01	-2,7	-0,04	-1,56	-9

* ohne Berücksichtigung biogener CO₂-Emissionen bei energetischer Nutzung von holzbasierter fester Biomasse

Quelle: eigene Berechnung

In den nachfolgenden Abschnitten werden die Treibhausgas-Emissionsbilanzen im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor aufgeschlüsselt nach Energieträgern bzw. Technologien betrachtet. In Abbildung 7, Abbildung 9 und Abbildung 11 sind jeweils die Gesamt-Treibhausgasbilanzen der verschiedenen Energieträger bzw. Technologien in den Sektoren im Jahr 2023 dargestellt. Auf der rechten Seite der Abbildungen (positive Werte) werden die brutto vermiedenen Emissionen aufgeführt, die sich durch die Substitution fossiler Energieträger ergeben. Auf der linken Seite (negative Werte) werden die durch die Energiebereitstellung erneuerbarer Energien verursachten Emissionen dargestellt.

Die Summe der brutto vermiedenen und der verursachten Emissionen ergibt die netto vermiedenen Treibhausgasemissionen für alle untersuchten Energieträger und Technologien. Die netto-vermiedenen Treibhausgasemissionen sind separat am rechten Rand der Abbildung angegeben. Ergänzend stellen die Abbildung 8, Abbildung 10 und Abbildung 12 analog die spezifischen Emissions- und Vermeidungsfaktoren pro Kilowattstunde (kWh) bereitgestellter Energie dar.

¹⁷ inkl. Biodiesel, der in der Landwirtschaft verwendet wird und ohne Berücksichtigung des Holzkohleverbrauchs

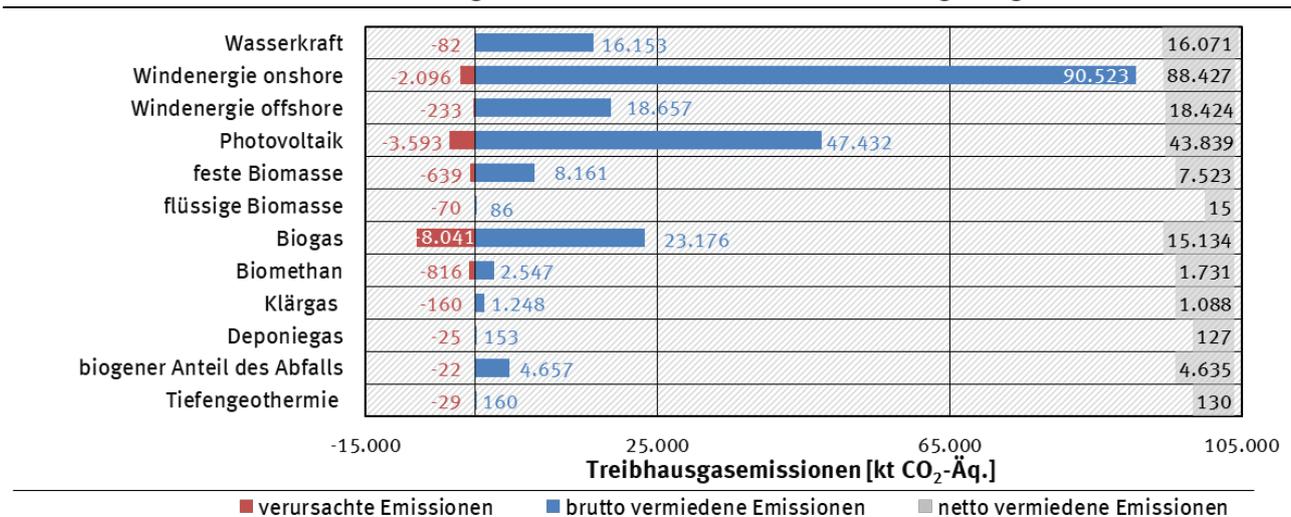
¹⁸ nur Biokraftstoffe, ohne Berücksichtigung des Stromverbrauchs im Verkehrssektor auf Basis vorläufiger Daten der BLE für das Jahr 2017

¹⁹ weitere Treibhausgase (SF₆, FKW, H-FKW) sind nicht berücksichtigt

3.1.2 Stromsektor

Wie Abbildung 7 zeigt, war der Großteil der netto vermiedenen Emissionen im Stromsektor im Jahr 2023 auf die Nutzung der Windenergie an Land (88 Mio. t CO₂-Äq.) zurückzuführen, gefolgt von Photovoltaik (44 Mio. t CO₂-Äq.), der Windenergie auf See (18 Mio. t CO₂-Äq.), Wasserkraft (16 Mio. t CO₂-Äq.) und der Verstromung von Biogas (15 Mio. t CO₂-Äq.). Die Netto-Emissionsbilanz von Biogas wird v.a. durch die anfallenden Emissionen beim Anbau der Energiepflanzen (beispielsweise durch Düngung, Ernte und Methanschluß) im Rahmen der Biogaserzeugung und -nutzung erheblich negativ beeinflusst.

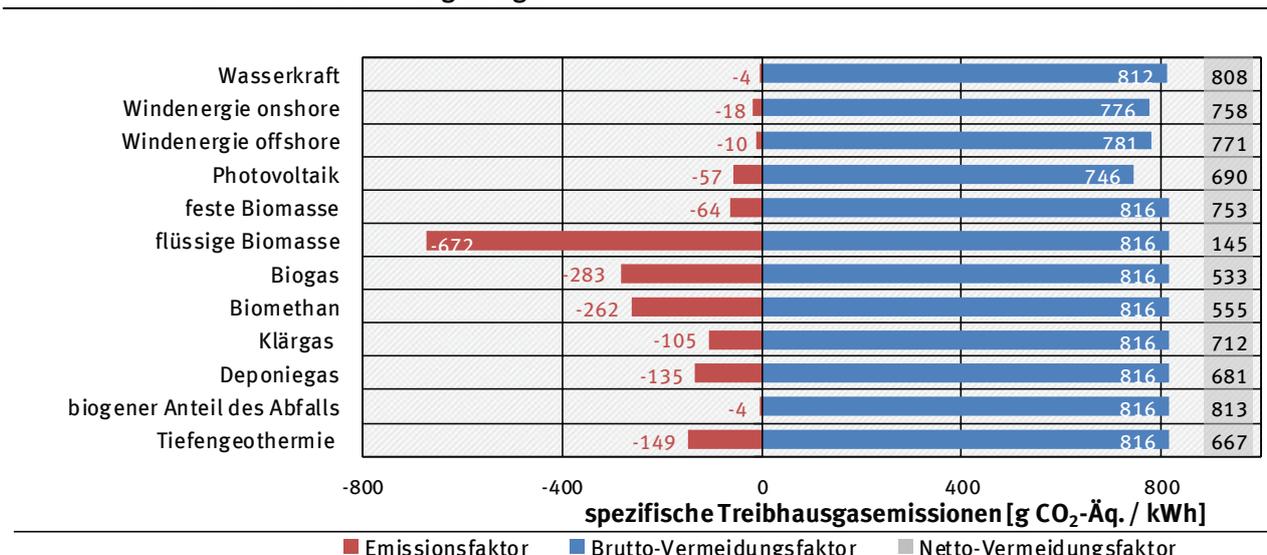
Abbildung 7: Durch den Einsatz erneuerbarer Energien zur Brutto-Stromerzeugung vermiedene und verursachte Treibhausgasemissionen im Jahr 2023 nach Energieträgern *



* ohne Berücksichtigung biogener CO₂-Emissionen bei energetischer Nutzung von holzbasierter fester Biomasse

Quelle: Eigene Darstellung des UBA

Abbildung 8: Spezifische Treibhausgasbilanz der Brutto-Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2023 nach Energieträgern*



* ohne Berücksichtigung biogener CO₂-Emissionen bei energetischer Nutzung von holzbasierter fester Biomasse

Quelle: Eigene Darstellung des UBA

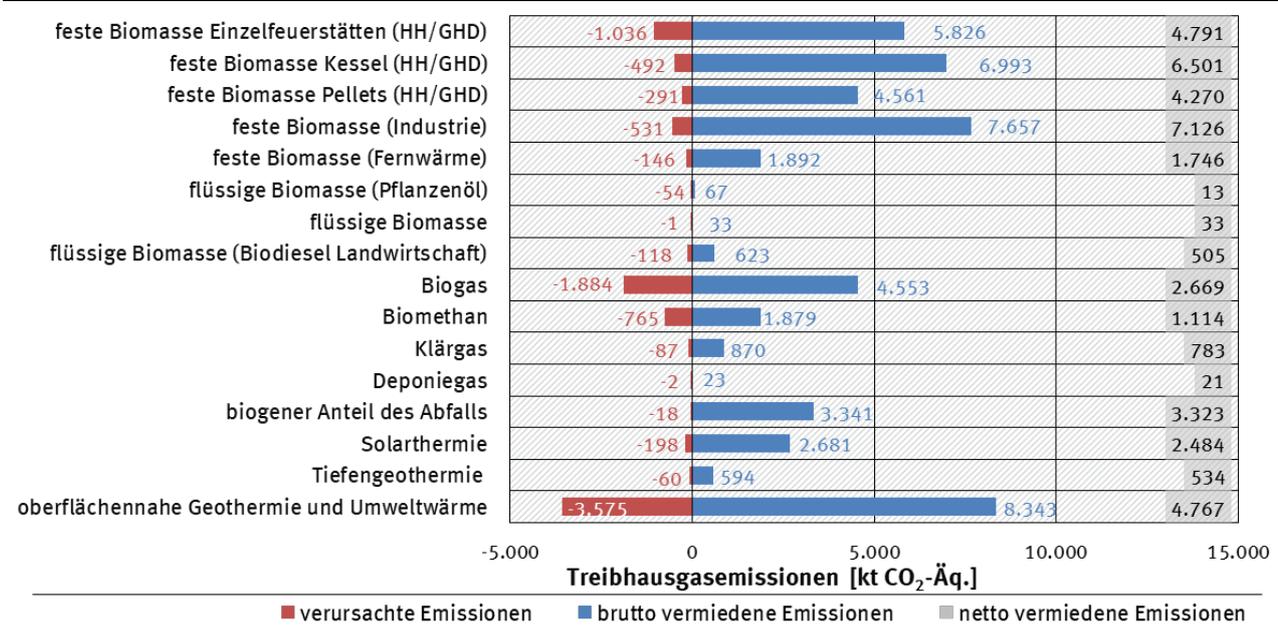
Die spezifischen Treibhausgasbilanzen der zur Stromerzeugung eingesetzten Energieträger (Abbildung 8) unterscheiden sich teilweise deutlich. Die höchsten Netto-Vermeidungsfaktoren ergeben sich durch die energetische Verwertung des biogenen Anteils im Siedlungsabfall (813 g CO₂-Äq. / kWh) sowie durch Wasserkraft (808 g CO₂-Äq. / kWh), während durch den Einsatz von flüssiger Biomasse (145 g CO₂-Äq. / kWh), Biomethan (555 g CO₂-Äq. / kWh), sowie Biogas (533 g CO₂-Äq. / kWh) die geringsten Vermeidungswirkungen pro erzeugter kWh Strom erreicht werden.

Die Schwankungen bei den Brutto-Vermeidungsfaktoren lassen sich durch die verwendeten Substitutionsfaktoren erklären (vgl. Kapitel 2.2.8 und Kapitel 4). PV und Windenergieanlagen verdrängen auf Grund ihres dargebotsabhängigen Einspeiseprofiles tendenziell eher flexible Gaskraftwerke und dies führt bei diesen Energieträgern zu geringeren Brutto-Vermeidungsfaktoren.

3.1.3 Wärmesektor

Mit einem Anteil von über 60 Prozent (oder 24,4 Mio. t CO₂-Äq.) war der Großteil der insgesamt im Jahr 2023 netto vermiedenen Treibhausgasemissionen von 41 Mio. t CO₂-Äq. im Wärmesektor auf die Nutzung fester Biomasse zurückzuführen (Abbildung 9). So steuerte deren Verwendung in privaten Haushalten (HH) und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) mit 15,6 Mio. t CO₂-Äq. den größten Anteil bei. An zweiter Stelle folgt der Einsatz fester Biomasse zur Wärmeerzeugung in der Industrie (7,1 Mio. t CO₂-Äq.) sowie der oberflächennahen Geothermie und Umweltwärme (4,8 Mio. t CO₂-Äq.). Letztere verzeichnet dabei das größte Wachstum. Dies kann insbesondere durch den vermehrten Zubau von Wärmepumpen erklärt werden.

Abbildung 9: Durch die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien vermiedene und verursachte Treibhausgasemissionen im Jahr 2023 nach Energieträgern*



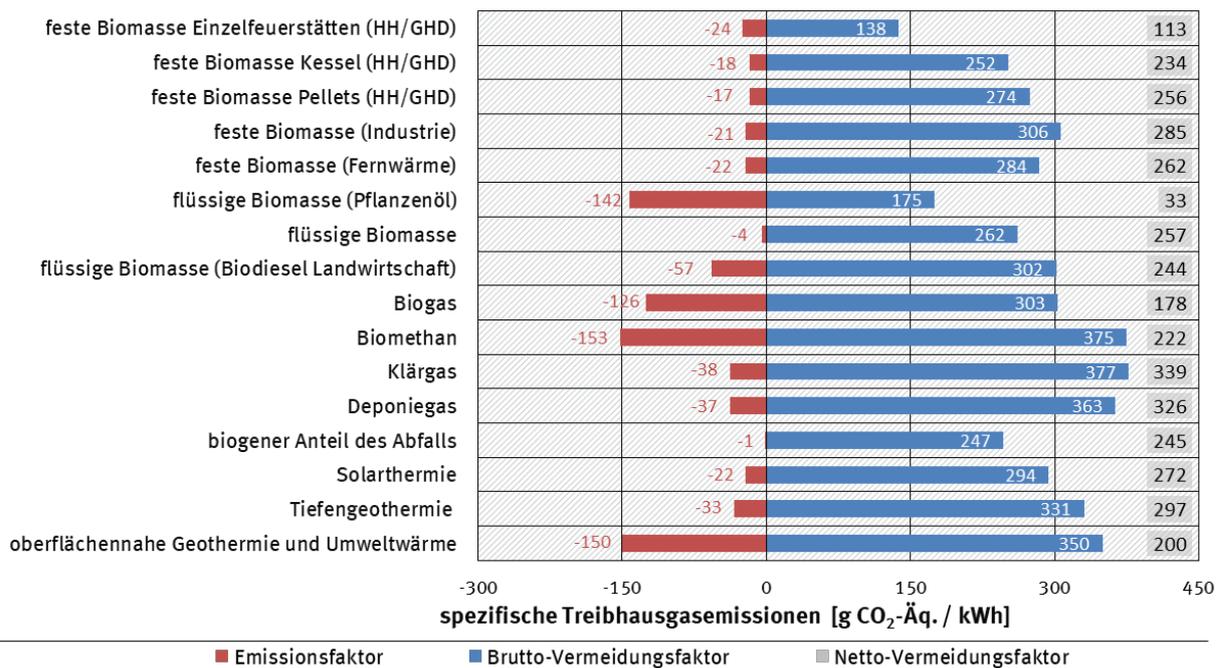
* ohne Berücksichtigung biogener CO₂-Emissionen bei energetischer Nutzung von holzbasierter fester Biomasse

Quelle: Eigene Darstellung des UBA

Bei der Betrachtung der spezifischen Treibhausgasemissionen im Wärmesektor (Abbildung 10) wird deutlich, dass die Spannweite der Brutto-Vermeidungsfaktoren der einzelnen erneuerbaren Energieträger bzw. Verwendungsbereiche aufgrund unterschiedlicher Substitutionsmixe im Vergleich zum Stromsektor stärker variiert. Im Jahr 2023 reichten somit die Netto-Vermeidungsfaktoren von ledig-

lich 33 g CO₂-Äq. / kWh bei der Nutzung von flüssiger Biomasse bis zu 326 g CO₂-Äq. / kWh beim Einsatz von Deponiegas. Dies ist maßgeblich mit den unterschiedlichen Einsatzfeldern der jeweiligen Energieträger zu begründen (vgl. Kapitel. 5). Weiterhin gab es große Unterschiede bei den verursachten spezifischen Treibhausgasemissionen (als negative Emissionsfaktoren auf der linken Seite dargestellt). Hier wies z. B. die Biomethannutzung mit die höchsten negativen Emissionsfaktoren von ca. -153 g CO₂-Äq. / kWh²⁰ auf. Andere erneuerbare Energieträger bzw. Verwendungsbereiche wiesen hingegen sehr geringe spezifische Treibhausgasemissionen von etwa -20 g CO₂-Äq. / kWh auf, wie z. B. die Wärmeerzeugung aus fester Biomasse in privaten Haushalten bzw. im GHD-Bereich²¹, die Wärmeerzeugung aus biogenem Abfall sowie aus Solarthermie.

Abbildung 10: Spezifische Treibhausgasemissionen der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2023 nach Energieträgern*



* ohne Berücksichtigung biogener CO₂-Emissionen bei energetischer Nutzung von holzbasierter fester Biomasse

Quelle: Eigene Darstellung des UBA

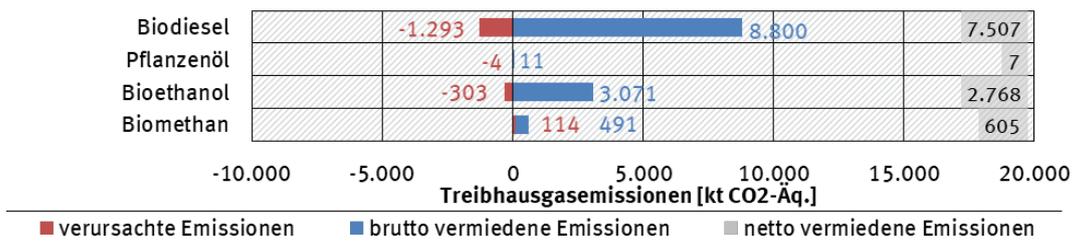
3.1.4 Verkehrssektor

Im Verkehrssektor wurden durch Biokraftstoffe insgesamt etwa 10,9 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Mit einem Anteil von fast 70 Prozent (knapp 7,5 Mio. t CO₂-Äq.) hatte die Nutzung von Biodiesel die größte Vermeidungswirkung im Verkehrssektor, gefolgt von Bioethanol mit circa 2,8 Mio. t CO₂-Äq.. Im Vergleich dazu ist die Verwendung von Pflanzenöl und Biomethan nahezu vernachlässigbar, wie in Abbildung 11 dargestellt.

²⁰ Der Brutto-Vermeidungsfaktor der oberflächennahen Geothermie und Umweltwärme ist durch seinen relativ hohen Bedarf von fremdbezogener Hilfsenergie stark abhängig vom derzeitigen Strommix.

²¹ Würde man die biogenen CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Holz mit berücksichtigen, würde sich der spezifische Emissionsfaktor zusätzlich um 365 g CO₂/kWh erhöhen.

Abbildung 11: Durch die Nutzung von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor vermiedene und verursachte Treibhausgasemissionen im Jahr 2023 nach Energieträgern*



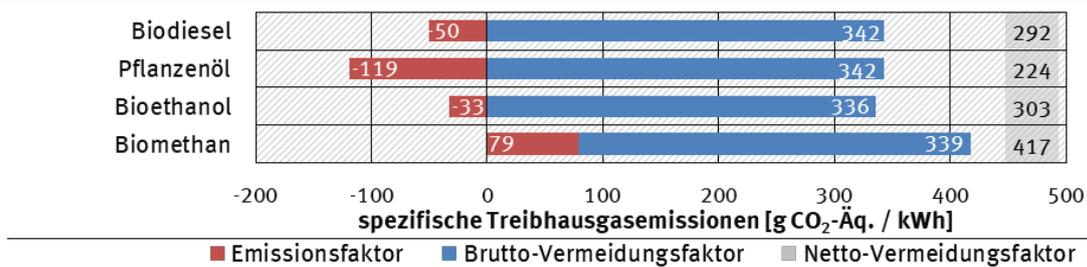
* Wird bei der Herstellung von Biomethan das Gärsubstrat Gülle oder Mist verwendet, kann auf Grundlage der Erneuerbare Energien-Richtlinie der EU (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018) ein Bonus in Höhe von 162 g CO₂-Äq. / kWh angerechnet werden. Dies kann zu negativen Emissionsfaktoren führen.

Quelle: Eigene Darstellung des UBA

Betrachtet man die spezifischen Treibhausgasemissionen in Form von Vermeidungsfaktoren, dargestellt in Abbildung 12, ergibt sich ein differenzierteres Bild der betrachteten Energieträger. Es zeigt sich, dass der Netto-Vermeidungsfaktor von Biomethan mit 417 g CO₂-Äq. / kWh höher ist als die Werte der übrigen Energieträger. Dies ist vor allem durch die Anrechnung des Gülle-Bonus begründbar. Wird bei der Herstellung von Biomethan das Gärsubstrat Gülle oder Mist verwendet, kann auf Grundlage der Erneuerbare Energien-Richtlinie der EU (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018) ein Bonus in Höhe von 162 g CO₂-Äq. / kWh angerechnet werden. Dies kann zu negativen Emissionsfaktoren führen, wie es sich bei Biomethan beobachten lässt (-79 g CO₂-Äq. / kWh).

Die Nutzung von Bioethanol verursacht die zweitniedrigsten spezifischen Treibhausgasemissionen (33 g CO₂-Äq. / kWh). Pflanzenöl verursacht mit 119 g CO₂-Äq. / kWh die meisten Emissionen, gefolgt von Biodiesel (50 g CO₂-Äq. / kWh).

Abbildung 12: Spezifische Treibhausgasemissionen durch die Nutzung von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor im Jahr 2023 nach Energieträgern*



* Wird bei der Herstellung von Biomethan das Gärsubstrat Gülle oder Mist verwendet, kann auf Grundlage der Erneuerbare Energien-Richtlinie der EU (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018) ein Bonus in Höhe von 162 g CO₂-Äq. / kWh angerechnet werden. Dies kann zu negativen Emissionsfaktoren führen.

Quelle: Eigene Darstellung des UBA

3.2 Emissionsvermeidung wesentlicher Luftschadstoffe

Neben den im vorherigen Kapitel 3.1.1 betrachteten Treibhausgasen werden in der vorliegenden Bilanz auch die Emissionen von Schwefeldioxid (SO₂), Stickstoffoxiden (NO_x), Staub, Kohlenstoffmonoxid (CO) und flüchtigen organischen Verbindungen (NMVOC) berücksichtigt, die insbesondere wegen ihrer negativen Wirkungen auf Umwelt und Gesundheit von Bedeutung sind. Tabelle 4 gibt die Vermeidungsfaktoren und die vermiedenen Emissionen der betrachteten Luftschadstoffe aufgeschlüsselt nach Sektoren an.

Tabelle 4: Emissionsvermeidung wesentlicher Luftschadstoffe durch erneuerbare Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung im Jahr 2023

Luftschadstoff	EE-Brutto-Stromerzeugung		EE-Wärmebereitstellung		EE-Verbrauch im Verkehr ²²		Gesamt	
	Netto-Vermeidungsfaktor [g/kWh]	netto vermiedene Emissionen [1.000 t]	Netto-Vermeidungsfaktor [g/kWh]	netto vermiedene Emissionen [1.000 t]	Netto-Vermeidungsfaktor [g/kWh]	netto vermiedene Emissionen [1.000 t]	netto vermiedene Emissionen [1.000 t]	
Versauerung ²³	SO ₂ -Äq.	0,54	148,8	-0,11	-20,2	0,19	6,75	135
	SO ₂	0,22	60,4	0,01	2,9	-0,12	-4,28	59
	NO _x	0,47	128,7	-0,17	-33,1	0,44	15,89	112
Ozon ²⁴ Staub ²⁵	Staub	0,005	1,4	-0,08	-14,7	-0,01	-0,51	-14
	CO	-0,32	-87,3	-1,77	-338,7	0,94	34,32	-392
	NMVOC	0,03	7,7	-0,15	-29,0	0,19	6,89	-14

Quelle: Eigene Berechnung des UBA

Im Bereich der Stromerzeugung treten bei den Vorläufersubstanzen für bodennahes Ozon insbesondere bei Kohlenstoffmonoxid negative Netto-Bilanzwerte (also zusätzlich verursachte Emissionen) auf. Diese werden insbesondere bei der Herstellung von PV-Modulen und der Verstromung gasförmiger Biomassen verursacht. Demgegenüber stehen signifikante Netto-Emissionsvermeidungen bei den Schadstoffen mit Versauerungspotenzial (SO₂, NO_x). Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass bis auf die Nutzung von Biogas nur wenige biogene Energieträger zur Stromerzeugung eingesetzt werden, bzw. überwiegend erneuerbare Energiequellen genutzt werden, die nicht brennstoffbezogen sind und somit ohne emissionsreiche Rohstoffgewinnungs- und Verbrennungsprozesse auskommen.

Entsprechend ergeben sich im Bereich der Wärmeerzeugung deutlich höhere Emissionen durch Luftschadstoffe, da hier überwiegend biogene Rohstoffe in Verbrennungsprozessen zum Einsatz kommen. Die Emissionscharakteristiken können sich jedoch - je nach Anwendungsbereich - erheblich unterscheiden, weshalb insbesondere bei der Bilanzierung fester Biomasse zwischen der Wärmeerzeugung in privaten Haushalten, sowie zwischen der Industrie und Energiewirtschaft differenziert wird (vgl.

²² nur Biokraftstoffe, ohne Berücksichtigung des erneuerbaren Stromverbrauchs im Verkehrssektor

²³ weitere Luftschadstoffe mit Versauerungspotenzial (NH₃, HCl, HF) sind nicht berücksichtigt

²⁴ CO und NMVOC sind wichtige Vorläufersubstanzen für bodennahes Ozon, das wesentlich zum „Sommersmog“ beiträgt

²⁵ Staub umfasst hier die Gesamtemissionen an Schwebstaub aller Partikelgrößen

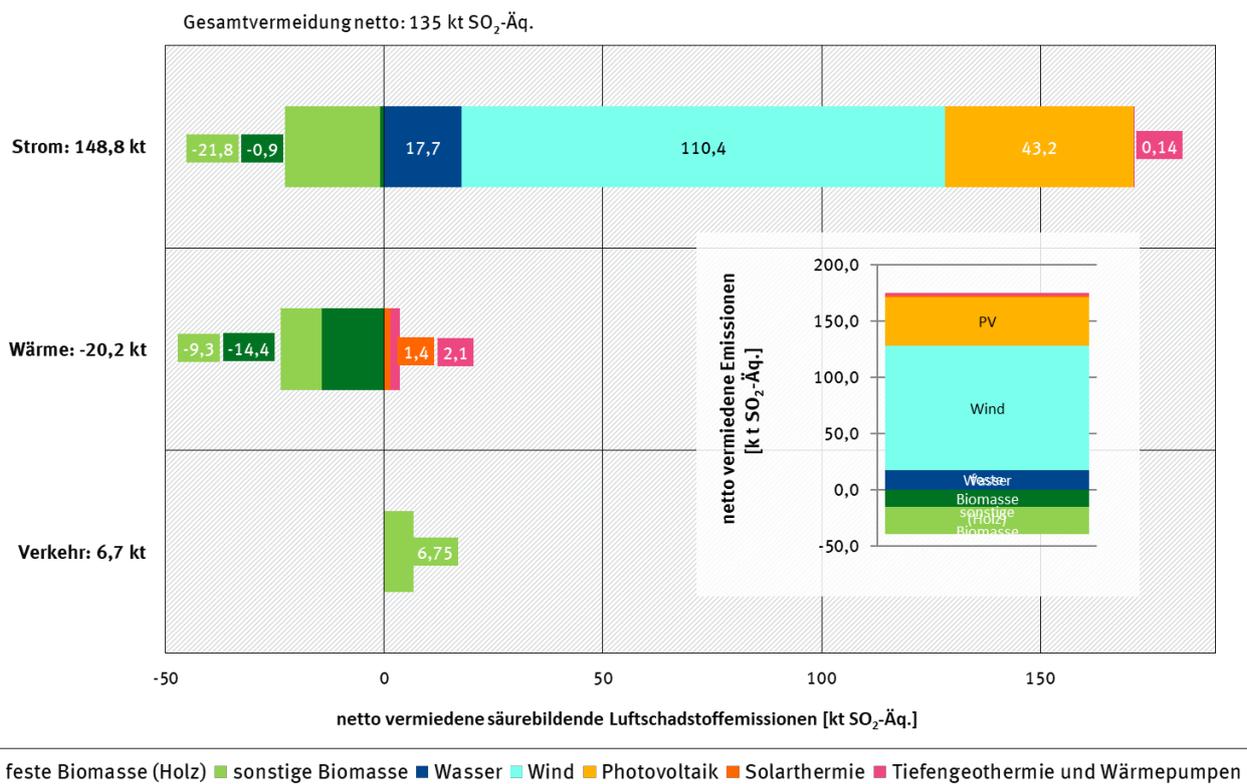
Abbildung 14 und Abbildung 15). In der Netto-Bilanz fallen v. a. die negativen Werte bei Kohlenstoffmonoxid, Stickstoffoxiden, flüchtigen organischen Verbindungen sowie bei Staub auf. Bei den Biokraftstoffen zeigen sich negative Auswirkungen insbesondere hinsichtlich zusätzlich verursachter Emissionen von Stickstoffoxiden und Staub.

3.2.1 Säurebildende Emissionen

Abbildung 13 gibt einen Überblick über die vermiedenen und verursachten säurebildenden Emissionen durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2023. Die Netto-Gesamtbilanz fällt mit einer vermiedenen Menge von etwa 135 kt SO₂-Äq. positiv aus, wenngleich es deutliche Unterschiede zwischen den einzelnen Sektoren gibt.

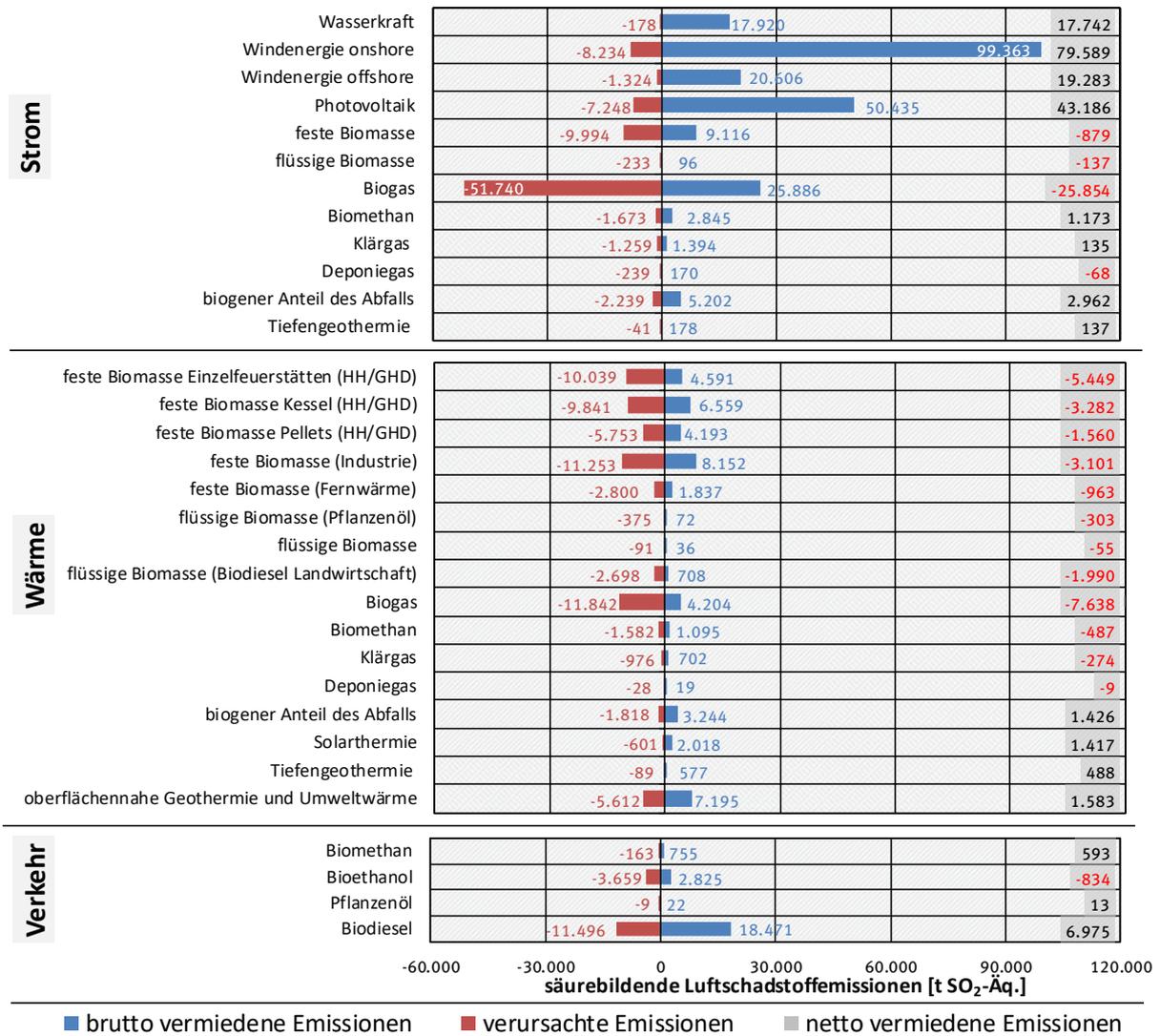
Während im Stromsektor die Netto-Bilanz im Jahr 2023 insbesondere durch den Einsatz von Windenergie, Wasserkraft und Photovoltaik mit einer Vermeidung von fast 148 kt SO₂-Äq. deutlich positiv ausfiel, wirkte sich der Einsatz von Biomasse im Strom- und Wärmesektor negativ aus. Über alle Sektoren führte der Einsatz von Biomasse zu zusätzlichen Emissionen in Höhe von ca. 40 kt SO₂-Äq. So stehen in der Bilanz für das Jahr 2023 insgesamt den durch die Nutzung von Biomasse zusätzlich verursachten, versauernd wirkenden Emissionen, Emissionsvermeidungen insbesondere durch die Nutzung von Solar-, Wind-, Wasser- und Geothermieressourcen in Höhe von fast 175 kt SO₂-Äq. gegenüber.

Abbildung 13: Netto vermiedene säurebildende Luftschadstoffemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2023



Quelle: Eigene Darstellung des UBA

Abbildung 14: Durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Strom-, Wärme sowie Verkehrssektor im Jahr 2023 vermiedene und verursachte säurebildende Schadstoffemissionen nach Energieträgern



Quelle: Eigene Darstellung des UBA

Abbildung 14 gibt einen Überblick über die Emissionsbilanzen der säurebildenden Schadstoffe für die einzelnen Technologien und Energieträger im Strom-, Wärme und Verkehrsbereich.

Den größten Anteil zur Nettovermeidung im Stromsektor trug die Nutzung von Windenergie an Land (onshore) mit etwa 80,0 kt SO₂-Äq. bei. Die höchsten zusätzlichen Emissionen wurden durch die Stromerzeugung aus Biogas in Höhe von 26,0 kt SO₂-Äq. verursacht.

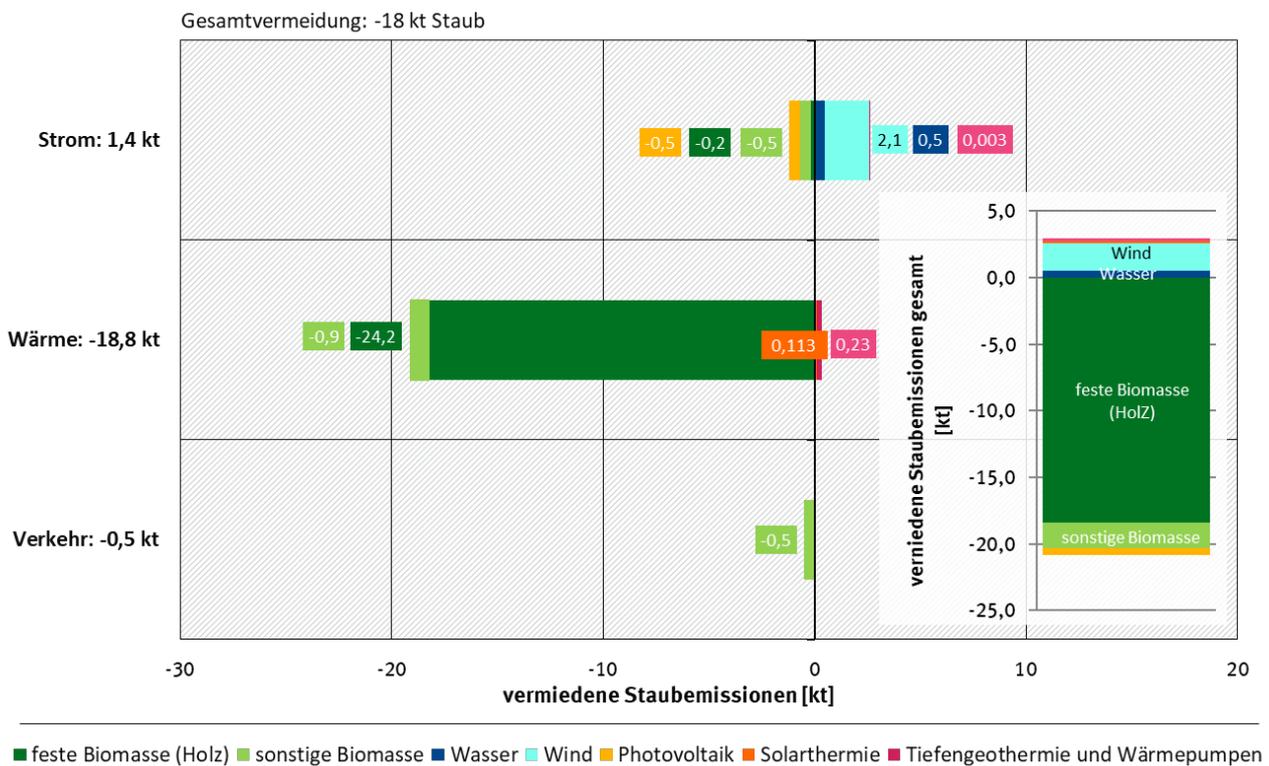
Im Wärmesektor wurde die höchste Netto-Vermeidung durch die Nutzung oberflächennaher Geothermie und Umweltwärme mit 1,6 kt SO₂-Äq. erreicht. Die höchsten zusätzlichen netto Emissionen wurden wiederum durch die Nutzung von Biogas mit 7,6 kt SO₂-Äq. verursacht.

Bezogen auf säurebildende Schadstoffe hat die Nutzung von Biomasse im Verkehrssektor, mit Ausnahme vom Energieträger Bioethanol, eine positive Emissionsbilanz. So werden z. B. durch die Biodieselnutzung 6,9 kt SO₂-Äq weniger säurebildende Luftschadstoffemissionen ausgestoßen.

3.2.2 Staubemissionen

Die Netto-Gesamtbilanz der Staubemissionen (Abbildung 15) fällt insgesamt negativ aus, d. h. der Einsatz erneuerbarer Energien führte im Jahr 2023 zu erhöhten Staubemissionen von insgesamt ca. 18 kt. Im Wärmesektor wurden mit ca. 18,8 kt die weitaus meisten zusätzlichen Staubemissionen verursacht. Im Gegensatz dazu vermieden Erneuerbare Energien im Sektor Strom Staub in Höhe von ca. 1,4 kt. Im Verkehrssektor wurden etwa 0,5 kt Staub zusätzlich verursacht. Signifikante Emissionsvermeidungen wurden lediglich durch die Energieerzeugung aus Windenergie (ca. 2,1 kt) und Wasserkraft (0,5 kt) erreicht.

Abbildung 15: Netto vermiedene und verursachte Staubemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2023



Quelle: Eigene Darstellung des UBA

Abbildung 16 gibt einen Überblick über die Staubemissionsbilanzen der einzelnen Technologien bzw. Energieträger im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor.

Im Stromsektor wurden im Jahr 2023 insbesondere durch die Biogasverstromung Staubemissionen in Höhe von 694 t netto verursacht, gefolgt von der Stromerzeugung aus Photovoltaik (484 t netto) und fester Biomasse (185 t netto). Bei der Photovoltaik werden dabei die Staubemissionen insbesondere im Produktionsprozess freigesetzt und anschließend auf die Nutzungsdauer diskontiert. Die größte Nettovermeidung an Staubemissionen wurde durch die Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore) mit 1.640 t erreicht, gefolgt von Windenergie auf See (offshore) (472 t) und Wasserkraft (484 t).

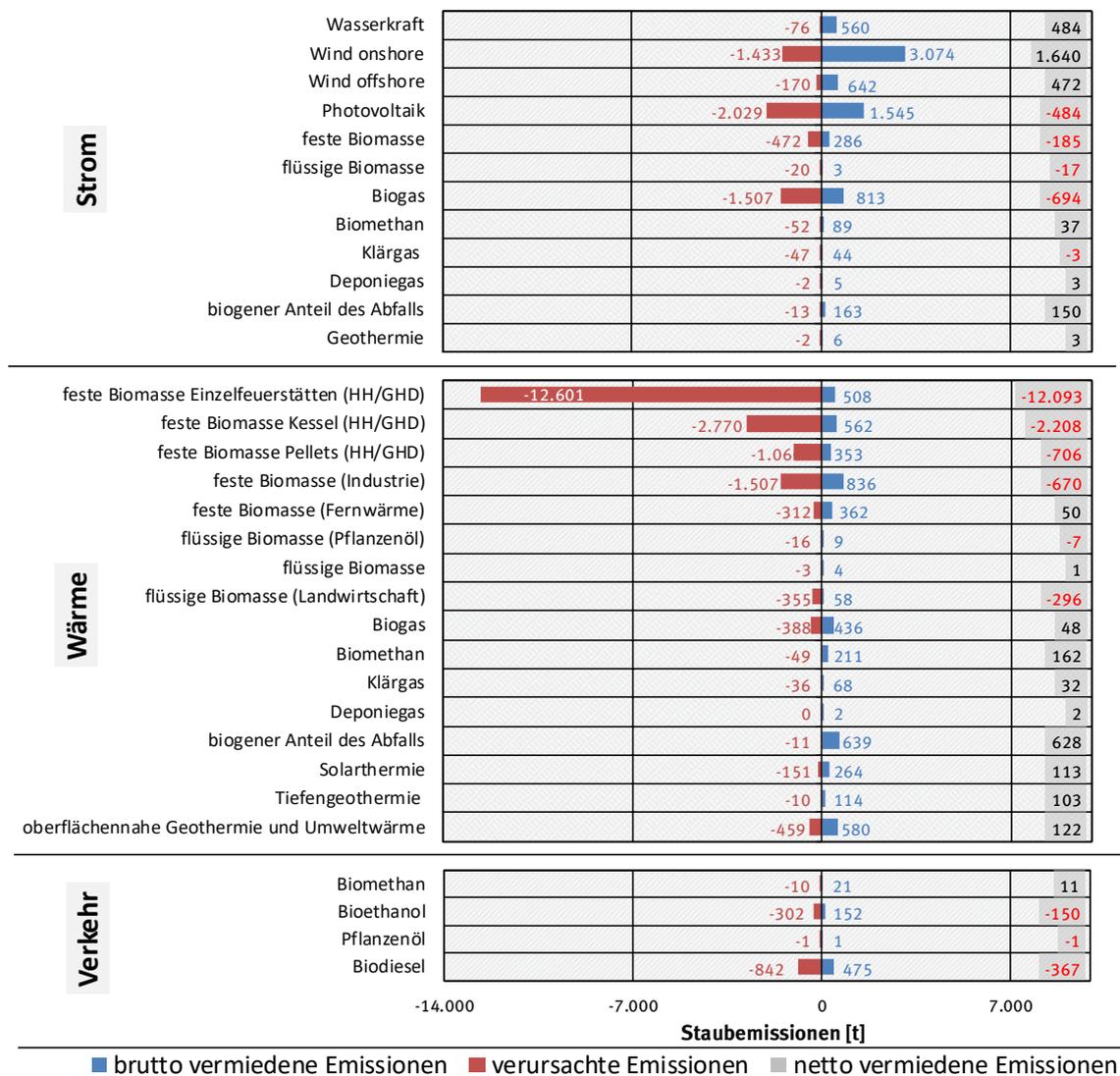
Der Großteil der Staubemissionen im Jahr 2023 wurde allerdings durch die Nutzung von fester Biomasse zur Wärmeerzeugung verursacht. Der Hauptanteil davon entfiel auf die Nutzung in Einzelraumfeuerungsanlagen der privaten Haushalte bzw. dem GHD-Sektor (12.093 t netto). Im Wärmesektor

weisen u. a. die Nutzung von biogenem Abfall (628 t) und die Nutzung von Biomethan (162 t) signifikante Mengen an vermiedenen Staubemissionen auf.

Der Verkehrssektor weist für fast alle Nutzungsmöglichkeiten eine nachteilige Staubbilanz auf, so dass in diesem Sektor insgesamt ca. 500 t Staub zusätzlich emittiert wurden.

Allerdings muss in allen Sektoren zusätzlich berücksichtigt werden, dass durch die beschriebene Reduzierung der Säurebildner (Stickstoffoxide und v. a. Schwefeldioxid) auch die Bildung von sekundärem Feinstaub deutlich vermindert wird. Die Erhöhung der primären Staubemissionen im Rahmen der Energiewende führt daher nicht zwangsläufig zu einer Erhöhung der Feinstaubkonzentrationen in der Umgebungsluft, die sich aus primärem und sekundär gebildetem Feinstaub zusammensetzen.

Abbildung 16: Durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Strom-, Wärme sowie Verkehrssektor im Jahr 2023 vermiedene und verursachte Staubemissionen nach Energieträgern

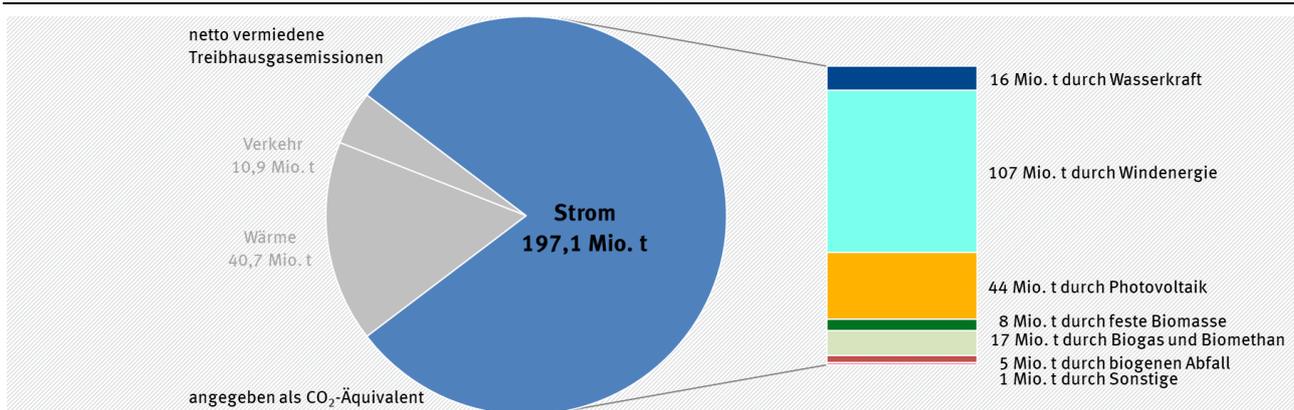


Quelle: Eigene Darstellung des UBA

4 Erneuerbare Energien im Stromsektor

Durch den Einsatz von erneuerbaren Energien im Stromsektor wurden im Jahr 2023 Treibhausgasemissionen in Höhe von insgesamt 197 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Von den drei untersuchten Sektoren (Strom, Wärme und Verkehr) trug die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu ca. 79 Prozent zur Netto-Gesamtemissionsvermeidung an Treibhausgasen bei. Die größten Emissionsvermeidungen wurden durch die Stromerzeugung aus Windenergie (107 Mio. t CO₂-Äq.) und aus Photovoltaik (44 Mio. t CO₂-Äq.) erreicht, gefolgt von der Stromerzeugung aus den verschiedenen Arten der Biomasse (zusammen ca. 25 Mio. t CO₂-Äq.) und Wasserkraft (16 Mio. t CO₂-Äq.) (siehe Abbildung 17).

Abbildung 17: Anteil der EE-Bruttostromerzeugung an den netto vermiedenen THG-Gesamtemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2023*



* ohne Berücksichtigung biogener CO₂-Emissionen bei energetischer Nutzung von holzbasierter fester Biomasse

Quelle: Eigene Darstellung des UBA

In den folgenden Abschnitten werden die Emissionsbilanzen für die Stromerzeugung aus Photovoltaik, Windenergie (on- und offshore), Wasserkraft, Tiefengeothermie, fester und flüssiger Biomasse, Biogas, Biomethan, Klär- und Deponiegas sowie dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls einzeln dargestellt. Diese Unterkapitel sind dabei stets gleich aufgebaut: Nach einer kurzen Einleitung werden die jeweils spezifischen Eingangsparameter der Energiebereitstellung sowie der Substitutions- und Emissionsfaktoren erläutert (vgl. auch Kapitel 2.2). Daraufhin folgen die Ergebnisse der Emissionsbilanz des jeweiligen erneuerbaren Energieträgers anhand der in Kapitel 2.1 erläuterten Methodik.

Zur besseren Einordnung der Ergebnisse werden vorweg die primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren (Tabelle 5) nach direkten Emissionsfaktoren und Emissionsfaktoren aus der Vorkette inkl. fremdbezogener Hilfsenergie aufgeteilt, sowie die dazugehörigen mittleren Brutto-Nutzungsgrade (Tabelle 6) der verdrängten konventionellen Stromerzeugung dargestellt. Die direkten primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren wurden auf Basis des Nationalen Emissionsinventars (UBA, 2023) abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 5.0 (IINAS, 2020) und der in Kapitel 2.2.5 eingeführten Studie zur den Erdgas und Steinkohle Vorkettenemissionen (Baumann & Schuller, 2021) ergänzt. Aus Angaben des Statistischen Bundesamts (StBa, 2024) leiten sich wiederum die mittleren Brutto-Nutzungsgrade der konventionellen Stromerzeugung ab.

Um anschließend einen Strombezug der in Tabelle 7 dargestellten primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren herzuleiten, müssen diese mit den in Tabelle 6 aufgeführten mittleren Brutto-Nutzungsgraden der jeweiligen konventionellen Technologie multipliziert werden.

Tabelle 5: Mittlere Brutto-Nutzungsgrade der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb)

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Erdgas [%]	Öl [%]
Brutto-Nutzungsgrad	33,0	39,8	43,7	56,0	37,7

Quelle: UBA auf Basis von (StBa, 2024)

Tabelle 6: Primärenergiebezogene²⁶ Emissionsfaktoren²⁷ der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern

	CO ₂ - Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ - Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM- VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Kernenergie										
Vorkette	18,27	17,39	0,024	0,001	0,045	0,015	0,042	0,005	0,023	0,001
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	18,27	17,39	0,024	0,001	0,045	0,015	0,042	0,005	0,023	0,001
Braunkohlen										
Vorkette	10,67	10,42	0,007	0,000	0,008	0,004	0,006	0,001	0,007	0,000
Direkte	398,36	394,95	0,002	0,013	0,387	0,192	0,279	0,007	0,114	0,005
Gesamt	409,03	405,37	0,009	0,013	0,395	0,196	0,285	0,008	0,120	0,005
Steinkohle										
Vorkette	42,45	16,74	0,912	0,001	0,191	0,048	0,205	0,010	0,044	0,018
Direkte	340,06	338,82	0,004	0,004	0,272	0,133	0,200	0,005	0,022	0,011
Gesamt	382,51	355,56	0,916	0,005	0,463	0,181	0,405	0,016	0,066	0,028
Erdgas										
Vorkette	44,02	23,87	0,715	0,001	0,075	0,020	0,078	0,003	0,037	0,015
Direkte	212,30	202,77	0,295	0,005	0,095	0,001	0,136	0,001	0,050	0,005
Gesamt	256,32	226,64	1,010	0,005	0,170	0,021	0,214	0,004	0,087	0,019
Heizöl leicht										
Vorkette	43,92	41,45	0,077	0,001	0,180	0,111	0,099	0,017	0,061	0,042
Direkte	268,78	266,47	0,023	0,006	0,505	0,169	0,482	0,011	0,198	0,009
Gesamt	312,70	307,92	0,101	0,007	0,684	0,280	0,581	0,027	0,259	0,051

Quelle: auf Basis von (UBA, 2023), (Baumann & Schuller, 2021), GEMIS 5.0 (IINAS, 2020)

²⁶ Die Emissionsfaktoren haben einen Primärenergiebezug. Durch die Berücksichtigung der Umwandlungsverluste mittels der mittleren Brutto-Nutzungsgrade lässt sich ein Strombezug herstellen²⁷ Vorkette – Emissionsfaktor der Vorkette inkl. fremdbezogener Hilfsenergie, Direkte – Emissionsfaktoren aus dem direkten Anlagenbetrieb

4.1 Photovoltaik

Die photovoltaische Stromerzeugung hat sich sehr dynamisch entwickelt und ist von einer Nischenanwendung zu einer der Hauptsäulen der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland geworden. Wurden im Jahr 2000 nur etwa 60 GWh Strom aus Photovoltaikanlagen (PV) erzeugt, so waren es im Jahr 2010 bereits fast 12.000 GWh. Seit dem Jahr 2010 verfünffachte sich die photovoltaische Stromproduktion nochmals. Mit einer erzeugten Strommenge von über 63.500 GWh im Jahr 2023 konnten etwa 12 Prozent des deutschen Bruttostromverbrauchs gedeckt werden (AGEE-Stat, 2024).

Der Ausbau der installierten Leistung von Photovoltaikanlagen war nach einem vorläufigen Rekordzubaue im Jahr 2012 (ca. 8.200 Megawatt) zunächst stark rückläufig. Seit dem Jahr 2015 steigt jedoch die jährlich zugebaute PV-Kapazität wieder an. Dieser Aufwärtstrend beschleunigte sich besonders deutlich ab dem Jahr 2020. So wurden im Jahr 2023 über 15.000 MW zugebaut, sodass am Ende des Jahres 2023 in Deutschland Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von knapp 83.000 MW installiert waren (AGEE-Stat, 2024).

Es gibt eine Vielzahl von Materialien und Konzepten für Solarzellen mit unterschiedlichen Formen, Farben und Leistungsdaten. Meist unterscheidet man zwischen kristallinen Siliziumzellen (monokristallin, polykristallin) und Dünnschichtzellen (unter anderem amorphes Silizium, Cadmium-Tellurid, Kupfer-Indium-(Gallium-)Diselenid). Perspektivisch kommen organische Solarzellen hinzu, die ein aktuelles Forschungsthema sind. Kristalline Siliziumzellen (c-Si) sind mit Abstand am weitesten verbreitet, haben einen Marktanteil von zusammen mehr als 95 Prozent (ISE, 2021) und können damit als repräsentativ für die folgenden Berechnungen angenommen werden. Die Entwicklung der letzten Jahre hat darüber gezeigt, dass es zu kontinuierlichen Effizienzsteigerungen bei Photovoltaikmodulen kam und so für gleiche Stromerträge immer kleinere Modulflächen und damit Materialeinsätze notwendig wurden.

4.1.1 Energiebereitstellung

Die Angabe zur Bruttostromerzeugung aus Photovoltaik wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energie Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 7 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2024) die jährlich im vierten Quartal publiziert wird²⁸.

Tabelle 7: Stromerzeugung aus Photovoltaik

	2023 [GWh]
Photovoltaik	63.576

Quelle: (AGEE-Stat, 2024)

4.1.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für Photovoltaikstrom werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.8 und (Kunze, et al., 2023)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2021 mit einem fiktiven europäischen Strommarkt ohne die deutsche EE-Stromproduktion verglichen (kontrafaktisches Szenario).

²⁸ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>

Entscheidend für den Substitutionsfaktor der PV ist das stark fluktuierende Erzeugungsprofil mit ausgeprägten tageszeitlichen und saisonalen Unterschieden. Es lässt sich feststellen, dass der substituierte Erdgasanteil höher als bei dargebotsunabhängigen erneuerbaren Energieträgern ist. PV ersetzt hauptsächlich Steinkohle (zu 55 Prozent), Erdgas (zu 33 Prozent) und Braunkohle-Kraftwerke (zu 12 Prozent). Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit-Order wird in den Berechnungen davon ausgegangen, dass durch PV-Anlagen nur ein geringer Anteil von Strom aus Braunkohle und bis zur Außerbetriebnahme der letzten Atomkraftwerke nahezu kein Strom aus Kernenergie verdrängt wurde (vgl. Tabelle 8). Darüber hinaus wird von dem Modell die geänderte Stromnachfrage für den Pumpbetrieb und die mit dem Pumpbetrieb verbundenen Speicherverluste berücksichtigt. Für PV ergibt sich dabei die Besonderheit, dass dieser Effekt aufgrund des geringeren Pumpspeicherbetriebs im Vergleich zum kontrafaktischen Szenario leicht negativ ist.

Tabelle 8: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Photovoltaik

	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Gas	Öl
	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
Photovoltaik	0,0	12,2	55,0	32,9	0,0

Quelle: (Kunze, et al., 2023)

Aus Gründen einer konservativen Vorgehensweise werden für die Berechnung der vermiedenen Emissionen von Wind und PV zusätzlich Nutzungsgrad-Abschläge in Höhe von 3,1 Prozent für GuD-Erdgaskraftwerken und 1,5 Prozent für Steinkohlekraftwerke berücksichtigt. Darin drückt sich aus, dass die regelbaren Kraftwerke vermehrt im Teillastbereich gefahren werden, was mit entsprechenden Wirkungsgradverlusten und daher zusätzlichen Emissionen einhergeht (vgl. (Roth, Brückl, & Held, 2005) und (Wagner, et al., 2004)). Ein gegenläufiger Effekt ergibt sich, wenn in Zeiten, in denen die Änderungen im Einspeiseprofil (durch volatile EE-Erzeugung) den Änderungen im Nachfrageprofil folgen (bzw. diesen ähnlich sind), eine Reduktion der Anzahl der konventionellen An- und Abfahrprozesse (damit der Teillastbereiche) zu verzeichnen ist. Weiterhin finden kontinuierlich technische Anpassungen an Kraftwerken statt, die einen effizienteren Betrieb in Teillast ermöglichen. Der Nutzungsgrad-Abschlag orientiert sich an einer Untersuchung im Auftrag von VGB Powertech e. V, welche zu den Ergebnis kommt, dass sich der mittlere Jahreswirkungsgrad von Steinkohle- und GuD-Erdgaskraftwerken im Jahr 2023 um 2 Prozent bis 3 Prozent verringern wird (Ziems, Meinke, Nocke, Weber, & Hassel, 2012).

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Stromerzeugung aus Photovoltaik lassen sich aufbauend auf die dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Nutzungsgrad-Abschläge, sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 6) berechnen.

4.1.3 Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren für PV-Anlagen leiten sich aus der Sphera/Fraunhofer IBP Studie (Hengstler, et al., 2021) zur Aktualisierung der Ökobilanzdaten für PV- und Windkraftanlagen ab. Neben den PV-Modulen, den Inverter und der Unterkonstruktion wurden die elektrischen Leitungen zum Inverter betrachtet. Dabei wurden u.a. der Rohstoffabbau, die Aufbereitung und Herstellung von Vorprodukten, die Produktion, die Nutzung und das Lebensende der PV-Module und Anlagenkomponenten analysiert. Neben multi- und monokristallinen Modulen wurde auch die Dünnschichttechnologie betrachtet.

Nach Ableitung der Sachbilanzen für die einzelnen Module wurden die Umweltwirkungen für Standorte in Deutschland und Südeuropa innerhalb verschiedener Szenarien abgeleitet. Dabei wurden die Ökobilanzen gemäß der ISO-Normen 14040 und 14044 erstellt.

Da die Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger das Bestandssystem und damit in Deutschland installierte Anlagen betrachtet, bestand anschließend die Herausforderung, die Sachbilanzen für Neuanlagen auf die Ist-Situation in Deutschland anzupassen. Diese Anpassungen auf die in Deutschland installierten Technologien und Standortspezifika erfolgte im Kontext einer Harmonisierungsstudie, welche aus den verschiedenen Szenarien generelle PV-Emissionsfaktoren für das Bestandssystem ableitete.

In einen ersten Schritt wurde anhand der Angaben zum Produktionsmix nach Fraunhofer ISE (ISE, 2021) ein Anlagenmix abgeleitet. Dieser setzt sich aus 1/3 Mono c-Si und 2/3 Multi c-Si zusammen. Die durchschnittliche nutzbare jährliche Sonneneinstrahlung in Höhe von 1.100 kWh/m²a ergab sich aus Angaben der AGEE-Stat (AGEE-Stat, 2024). Weitere Angaben u. a. zu den Produktionsstandorten, Modulwirkungsgraden und zur Nutzungsdauer wurden aus der Aktualisierungsstudie übernommen. So wurde u. a. der Austausch des Inverters durch die kürzere Lebensdauer von 20 Jahren im Vergleich zur Lebensdauer von 30 Jahren für die PV-Anlage anteilig berücksichtigt.

Generell lässt sich festhalten, dass wegen des modularen Aufbaus von PV-Anlagen über alle PV-Leistungsklassen hinweg gleiche Angaben zu den Emissionsfaktoren angenommen werden können. Zudem sind die Umweltbelastungen bei der Herstellung nicht zuletzt vom Stromerzeugungsmix des jeweiligen Produktionslandes abhängig.

Der direkte Betrieb einer PV-Anlage selbst ist wiederum emissionsfrei. Der Brutto-Nutzungsgrad wird für die Bilanzierung mit 100 Prozent angesetzt.

Tabelle 9: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Photovoltaik

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM-VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Photovoltaik										
Vorkette	56,07	51,86	0,135	0,002	0,113	0,060	0,077	0,032	1,221	0,005
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	0,44	0,41	0,001	0,000	0,001	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000
Gesamt	56,51	52,27	0,136	0,002	0,114	0,060	0,077	0,032	1,221	0,005

Quelle: UBA auf Basis von (Hengstler, et al., 2021)

4.1.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Photovoltaik errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die resultierenden Bilanzergebnisse sind in Tabelle 10 dargestellt. Insgesamt wurden im Jahr 2023 durch die Stromerzeugung aus Photovoltaik mit einem spezifischen Vermeidungsfaktor von ca. 690 g CO₂-Äq./kWh_{el} fast 44 Mio. t CO₂-Äq. Treibhausgase vermieden.

Das Ergebnis für die versauernd wirkenden Luftschadstoffe fällt mit rund 43.000 t vermiedenen SO₂-Äq. ebenfalls deutlich positiv aus. Nur im Bereich der Ozonvorläufersubstanzen und Staub ist die Bilanz negativ, hier wurden durch den Abbau benötigter Ressourcen und bedingt durch Produktionsprozesse zur Herstellung von PV-Modulen geringfügig mehr Emissionen verursacht als vermieden.

Tabelle 10: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Photovoltaik

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	47.431.929	3.592.671	43.839.258	689,56
CO ₂	44.167.430	3.323.433	40.843.997	642,44
CH ₄	108.695	8.622	100.073	1,57
N ₂ O	834	105	729	0,01
SO₂-Äq.	50.435	7.248	43.186	0,68
SO ₂	18.887	3.830	15.057	0,24
NO _x	45.328	4.911	40.416	0,64
Staub	1.545	2.029	-484	-0,01
CO	10.718	77.622	-66.904	-1,05
NMVOC	3.037	341	2.696	0,04

Quelle: Eigene Berechnung

4.2 Windenergie an Land (onshore)

Windenergieanlagen nutzen die Bewegungsenergie des Windes, die durch unterschiedliche Luftdruckverhältnisse in der Nähe der Erdoberfläche entsteht. Windenergie ist in Deutschland der mit Abstand bedeutendste erneuerbare Energieträger zur Stromerzeugung. Insgesamt waren zum Jahresende 2023 Windkraftanlagen an Land (onshore) mit einer elektrischen Gesamtleistung von 61.013 Megawatt in Betrieb (AGEE-Stat, 2024), dies entspricht etwa 28.677 Anlagen (Deutsche Wind Guard, 2024). Die Anlagen befinden sich schwerpunktmäßig im Norden und in der Mitte Deutschlands und sind i. d. R. in Windparks konzentriert. Aufgrund der Vergütung zunächst durch das Stromeinspeisungsgesetz (StromEinspG) und später das EEG, ergänzt durch Änderungen im Baurecht, nahm die einheimische Windenergienutzung seit 1990 eine dynamische Entwicklung - sowohl mit Blick auf die absolute Anlagenanzahl und elektrische Gesamtleistung als auch bezüglich technologischer Weiterentwicklungen. Mit der deutlichen Anlagenvergrößerung und parallelen, weitreichenden Anlagenoptimierungen haben sich die Ausnutzungsdauer/Effizienz und auch die Emissionsbilanz der Windenergieanlagen/-nutzung spürbar verbessert. Allerdings kam es seit dem Jahr 2018 zu einem deutlichen Rückgang bei neu installierten Windenergieanlagen an Land. Zwar erholen sich die Zubauraten wieder. Jedoch beträgt der Zubau im Jahr 2023 mit etwas mehr als 3.027 MW nur knapp 75 Prozent des Zubaus aus dem Rekordjahr 2014.

4.2.1 Energiebereitstellung

Die Angabe zur Bruttostromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land (onshore) wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 11 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2024), die jährlich im vierten Quartal publiziert

wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.²⁹ Die Stromerzeugung aus Windenergie an Land setzt sich grundsätzlich aus der eingespeisten und durch die Übertragungsnetzbetreiber vermarkteten EEG-Strommenge sowie der von den Anlagenbetreibern direkt vermarkteten Strommenge zusammen. Der von der AGEE-Stat zugeschätzte Eigenstrombedarf in Höhe von 2% der Netzeinspeisung wird für die Bilanzierung der vermiedenen Emissionen nicht berücksichtigt.

Tabelle 11: Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore)

	2023 [GWh]
Windenergie an Land	116.651

Quelle: (AGEE-Stat, 2024)

4.2.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für Windenergie an Land werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.8 und (Kunze, et al., 2023)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2021 mit einem fiktiven europäischen Strommarkt ohne die deutsche EE-Stromproduktion verglichen (kontrafaktisches Szenario).

Entscheidend bei der Stromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land ist das stark fluktuierende Erzeugungsprofil mit ausgeprägten witterungsbedingten und saisonalen Unterschieden. Es lässt sich feststellen, dass der substituierte Erdgasanteil höher als bei dargebotsunabhängigen erneuerbaren Energieträgern ist. Windenergie an Land ersetzt hauptsächlich Steinkohle- (zu 64 Prozent), Erdgas- (zu 23 Prozent) und Braunkohle-Kraftwerke (zu 14 Prozent). Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit-Order ergibt sich in den Berechnungen, dass durch Strom aus Windenergie an Land bis zur Außerbetriebnahme der letzten Atomkraftwerke nur ein vernachlässigbarer Anteil an Strom aus in Kernenergieanlagen verdrängt wurde (vgl. Tabelle 12). Darüber hinaus werden von dem Modell die geänderte Stromnachfrage für den Pumpbetrieb in Pumpspeicherkraftwerken und die damit verbundenen Speicherverluste berücksichtigt.

Aus Gründen einer konservativen Vorgehensweise werden für die Berechnung der vermiedenen Emissionen von Windenergie und PV zusätzlich Nutzungsgrad-Abschläge in Höhe von 3,1 Prozent für GuD-Erdgaskraftwerke und 1,5 Prozent für Steinkohlekraftwerke berücksichtigt. Darin drückt sich aus, dass die regelbaren Kraftwerke vermehrt im Teillastbereich gefahren werden, was mit entsprechenden Wirkungsgradverlusten und daher zusätzlichen Emissionen einhergeht (vgl. (Roth, Brückl, & Held, 2005) und (Wagner, et al., 2004)). Ein gegenläufiger Effekt ergibt sich, wenn in Zeiten, in denen die Änderungen im Einspeiseprofil (durch volatile EE-Erzeugung) den Änderungen im Nachfrageprofil folgen (bzw. diesen ähnlich sind), eine Reduktion der Anzahl der konventionellen An- und Abfahrprozesse (damit der Teillastbereiche) zu verzeichnen ist. Weiterhin finden kontinuierlich technische Anpassungen an Kraftwerken statt, die einen effizienteren Betrieb in Teillast ermöglichen. Der Nutzungsgrad-Abschlag orientiert sich an einer Untersuchung im Auftrag von VGB Powertech e. V., welche zu dem Ergebnis kommt, dass sich der mittlere Jahreswirkungsgrad von Steinkohle- und GuD-Erdgaskraftwerken im Jahr 2023 um 2 Prozent bis 3 Prozent verringern wird (Ziems, Meinke, Nocke, Weber, & Hassel, 2012).

²⁹ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>

Tabelle 12: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore)

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
Windenergie an Land	0,0	13,7	63,6	22,7	0,0

Quelle: (Kunze, et al., 2023)

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Stromerzeugung aus Windenergie an Land lassen sich aufbauend auf die dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Nutzungsgrad-Abschläge, sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 6) berechnen.

4.2.3 Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren für Windenergie an Land leiten sich aus der Sphera/Fraunhofer IBP Studie (Hengstler, et al., 2021) zur Aktualisierung der Ökobilanzdaten für PV- und Windkraftanlagen ab. Für die Modellierung der Windenergieanlagen (WEA) im Rahmen des Vorhabens stellten fünf Industriepartner Primärdaten zur Verfügung. Die Systemgrenze umfasst den kompletten Lebensweg der Produktsysteme vom Rohstoffabbau, der Aufbereitung und Herstellung von Vorprodukten, der Produktion, der Nutzung bis zum Lebensende. Neben den Komponenten der WEA (Fundament, Turm, Gondel (inklusive Getriebe, Generator und weitere Komponenten des Triebstranges), Nabe und Rotorblätter), werden darüber hinaus auch die Komponenten eines Windparks (Verkabelung zwischen den WEA und zum Netzanschlusspunkt, sowie Umspannwerke an Land) anteilig betrachtet. Nach Ableitung der Sachbilanzen wurden die Umweltwirkungen für optimale Standorte in Deutschland innerhalb verschiedener Szenarien abgeleitet. Dabei wurden die Ökobilanzen gemäß der ISO-Normen 14040 und 14044 erstellt.

Da die Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger das Bestandssystem und damit die in Deutschland installierten Anlagen betrachtet, bestand anschließend die Herausforderung, die neu hergeleiteten Sachbilanzen moderner Anlagen auf die Ist-Situation in Deutschland anzupassen. Diese Anpassungen erfolgten im Kontext einer Harmonisierungsstudie, welche aus den verschiedenen Szenarien generelle Emissionsfaktoren für Windenergie an Land bezogen auf das Bestandssystem ableitete.

Mittels Daten von Windguard (Deutsche Wind Guard, 2020) und der AGEE-Stat (AGEE-Stat, 2024) wurde für das Referenzjahr 2019 die durchschnittlich installierte Leistung einer WEA in Höhe von 1,83 MW ermittelt. Mit Hilfe dieses Wertes erfolgte eine vereinfachte, lineare Anpassung des Sachbilanzinventars moderner WEA. Basierend auf Angaben der AGEE-Stat (AGEE-Stat, 2024) wurde zudem ein Mittelwert für die Volllaststunden in Höhe von 1.800 h zugrunde gelegt. Anschließend wurde basierend auf dem Zubau von WEA in Deutschland nach Standortkategorie die Aufteilung zwischen Stark- und Schwachwindanlagen bestimmt. Im Zuge der Harmonisierung der Emissionsfaktoren erfolgte zudem eine Anpassung der anteiligen fremdbezogenen Hilfsenergie mittels einer Expertenschätzung.

Die im Vergleich zur Vorgängerstudie erhöhten Werte lassen sich insbesondere durch eine Erweiterung der Systemgrenzen und eine detaillierte Erfassung der Sachbilanzen erklären. Im Vergleich zu anderen Technologien bewegen sie sich weiterhin auf einem sehr niedrigen Niveau (vgl. hierzu Abbildung 8). Der direkte Betrieb von WEA an Land ist wiederum emissionsfrei. Der Brutto-Nutzungsgrad wird für die Bilanzierung mit 100 Prozent angesetzt.

Tabelle 13: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore)

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM-VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Windkraft - onshore Windturbine										
Vorkette	16,74	15,93	0,029	0,000	0,068	0,035	0,036	0,012	0,056	0,007
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	0,87	0,81	0,002	0,000	0,001	0,000	0,001	0,000	0,001	0,000
Gesamt	17,61	16,74	0,031	0,000	0,069	0,035	0,037	0,012	0,057	0,007

Quelle: UBA auf Basis von (Hengstler, et al., 2021)

4.2.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Windenergie an Land errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die resultierenden Bilanzergebnisse sind in Tabelle 14 dargestellt. Von allen erneuerbaren Energieträgern liefert die Windenergie den größten Beitrag zum Klimaschutz. Durch die Stromerzeugung aus Windenergie wurden Treibhausgase in Höhe von ca. 88,4 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 758 g CO₂-Äq. / kWh_{el}. Durch den emissionsfreien Anlagenbetrieb trägt der Ausbau der Windenergie an Land aber auch zur Reduktion von Luftschadstoffen bei.

Tabelle 14: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore)

	brutto vermiedene Emissionen	verursachte Emissionen	netto vermiedene Emissionen	Netto-Vermeidungsfaktor
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
CO₂-Äq.	90.522.922	2.095.779	88.427.143	758,05
CO₂	84.622.505	1.992.065	82.630.440	708,35
CH₄	195.944	3.646	192.298	1,65
N₂O	1.562	6	1.556	0,01
SO₂-Äq.	99.363	8.234	91.129	0,78
SO₂	38.434	4.224	34.210	0,29
NO_x	87.542	4.404	83.138	0,71
Staub	3.074	1.433	1.640	0,01
CO	19.542	6.757	12.786	0,11
NM VOC	5.729	840	4.889	0,04

Quelle: Eigene Berechnung

4.3 Windenergie auf See (offshore)

Seit dem 12. August 2009 speisen die ersten Offshore-Windenergieanlagen Strom in das deutsche Versorgungsnetz ein. Auf See (offshore) gab es im Jahr 2023 einen Neuzubau in Höhe von 257 MW. Insgesamt erhöhte sich damit die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See auf 8.473 MW zum Ende des Jahres 2023 (AGEE-Stat, 2024).

4.3.1 Energiebereitstellung

Die Angabe zur Bruttostromerzeugung aus Offshore-Windenergieanlagen wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 15 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2024), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.³⁰

Die Stromerzeugung aus Windenergie setzt sich zusammen aus der eingespeisten und von den Übertragungsnetzbetreibern vermarkteten EEG-Strommenge und dem direkt vermarkteten Strom. Der von der AGEE-Stat zugeschätzte Eigenstrombedarf in Höhe von 1,5% der Netzeinspeisung wird für die Bilanzierung der vermiedenen Emissionen nicht berücksichtigt.

Tabelle 15: Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore)

	2023 [GWh]
Windenergie auf See	23.887

Quelle: (AGEE-Stat, 2024)

4.3.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für Windenergie auf See werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.8 und (Kunze, et al., 2023)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2021 mit einem fiktiven europäischen Strommarkt ohne die deutsche EE-Stromproduktion verglichen (kontrafaktisches Szenario).

Entscheidend bei der Stromerzeugung aus Windenergie auf See ist das fluktuierende Erzeugungsprofil mit witterungsbedingten und saisonalen Unterschieden. Es lässt sich feststellen, dass der substituierte Erdgasanteil höher als bei dargebotsunabhängigen erneuerbaren Energieträgern ist. Windenergie auf See ersetzt hauptsächlich Steinkohle (zu 66 Prozent), Erdgas (zu 22 Prozent) und Braunkohle-Kraftwerke (zu 12 Prozent). Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit-Order ergibt sich in den Berechnungen, dass durch Strom aus Windenergie an Land nur ein geringer Anteil Strom aus Braunkohle (2 Prozent) und bis zur Außerbetriebnahme der letzten Atomkraftwerke nahezu kein Strom aus Kernenergie verdrängt wurde (vgl. Tabelle 16). Darüber hinaus werden von dem Modell die geänderte Stromnachfrage für den Pumpbetrieb in Pumpspeicherkraftwerken und die damit verbundenen Speicherverluste berücksichtigt.

Aus Gründen einer konservativen Vorgehensweise werden für die Berechnung der vermiedenen Emissionen von Wind und PV zusätzlich Nutzungsgrad-Abschläge in Höhe von 3,1 Prozent für GuD-Erdgaskraftwerken und 1,5 Prozent für Steinkohlekraftwerke berücksichtigt. Darin drückt sich aus, dass die regelbaren Kraftwerke vermehrt im Teillastbereich gefahren werden, was mit entsprechenden Wirkungsgradverlusten und Emissionen einhergeht (vgl. (Roth, Brückl, & Held, 2005) und (Wagner, et al., 2004)). Ein gegenläufiger Effekt ergibt sich, wenn in Zeiten, in denen die Änderungen im Einspeiseprofil (durch volatile EE-Erzeugung) den Änderungen im Nachfrageprofil folgen (bzw. diesen ähnlich sind), eine Reduktion der Anzahl der konventionellen An- und Abfahrprozesse (damit der Teillastbereiche) zu verzeichnen ist. Weiterhin finden kontinuierlich technische Anpassungen an Kraftwerken statt, die einen effizienteren Betrieb in Teillast ermöglichen. Der Nutzungsgrad-Abschlag orientiert

³⁰ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>

sich an einer Untersuchung im Auftrag von VGB Powertech e. V, welche zu den Ergebnis kommt dass sich der mittlere Jahreswirkungsgrad von Steinkohle- und GuD-Erdgaskraftwerken im Jahr 2023 um 2 Prozent bis 3 Prozent verringern wird (Ziems, Meinke, Nocke, Weber, & Hassel, 2012).

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Stromerzeugung aus Windenergie auf See lassen sich aufbauend auf die dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Nutzungsgrad-Abschläge, sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 6) berechnen.

Tabelle 16: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore)

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
Windenergie auf See	0,0	12,4	65,7	21,9	0,0

Quelle: auf Basis von (Kunze, et al., 2023)

4.3.3 Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren für Windenergie auf See leiten sich aus der Sphera/Fraunhofer IBP Studie (Hengstler, et al., 2021) zur Aktualisierung der Ökobilanzdaten für PV- und Windkraftanlagen ab. Für die Modellierung der Windenergieanlagen (WEA) im Rahmen des Vorhabens stellten fünf Industriepartner Primärdaten zur Verfügung. Die Systemgrenze umfasst den kompletten Lebensweg der Produktsysteme vom Rohstoffabbau, der Aufbereitung und Herstellung von Vorprodukten, der Produktion, der Nutzung bis zum Lebensende. Neben den Komponenten der WEA (Fundament, Turm, Nabe und Rotorblätter, Gondel inklusive Getriebe, Generator und weitere Komponenten des Triebstranges), werden darüber hinaus auch die Komponenten eines Windparks (Verkabelung zwischen den WEA und zum Netzanschlusspunkt, sowie Umspannwerke auf See) anteilig betrachtet. Nach Ableitung der Sachbilanzen wurden die Umweltwirkungen für optimale Standorte in Deutschland innerhalb verschiedener Szenarien abgeleitet. Dabei wurden die Ökobilanzen gemäß der ISO-Normen 14040 und 14044 erstellt.

Da die Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger das Bestandssystem und damit die in Deutschland installierten Anlagen betrachtet, bestand anschließend die Herausforderung, die neu hergeleiteten Sachbilanzen moderner Anlagen auf die Ist-Situation in Deutschland anzupassen. Diese Anpassungen erfolgten im Kontext einer Harmonisierungsstudie, welche aus den verschiedenen Szenarien generelle Emissionsfaktoren für Windenergie auf See bezogen auf das Bestandssystem ableitete.

Ausgehend von den Parameterwerten der Energieerzeugung moderner WEA erfolgte die Ermittlung der Parameterwerte der Energieerzeugung von Bestandsanlagen der Windenergie. Mittels Daten von Windguard (Deutsche Wind Guard, 2019) und der AGEE-Stat (AGEE-Stat, 2024) wurde für das Referenzjahr 2019 die durchschnittlich installierte Leistung einer WEA in Höhe von 5,12 MW ermittelt. Mit Hilfe dieses Wertes erfolgte eine vereinfachte lineare Anpassung des Sachbilanzinventars moderner WEA. Basierend auf Angaben der AGEE-Stat (AGEE-Stat, 2024) zur Bruttostromerzeugung und installierter Leistung wurde ein Mittelwert für die Volllaststunden in Höhe von 3.200 h zugrunde gelegt. Im Zuge der Harmonisierung der Emissionsfaktoren erfolgte zudem eine Anpassung der anteiligen fremdbezogenen Hilfsenergie mittels einer Expertenschätzung.

Die im Vergleich zur Vorgängerstudie erhöhten Werte lassen sich insbesondere durch eine Erweiterung der Systemgrenzen und eine detaillierte Erfassung der Sachbilanzen erklären. Im Vergleich zu anderen Technologien bewegen sie sich weiterhin auf einem sehr niedrigen Niveau (vgl. hierzu Abbildung 8). Der direkte Betrieb von WEA auf See ist wiederum emissionsfrei. Der Brutto-Nutzungsgrad wird für die Bilanzierung mit 100 Prozent angesetzt.

Tabelle 17: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore)

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM-VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Windkraft - offshore Windturbine										
Vorkette	9,19	8,65	0,019	0,000	0,054	0,025	0,029	0,007	0,044	0,004
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	0,44	0,41	0,001	0,000	0,001	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000
Gesamt	9,62	9,06	0,020	0,000	0,055	0,025	0,030	0,007	0,044	0,004

Quelle: UBA auf Basis von (Hengstler, et al., 2021)

4.3.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore) errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die resultierenden Bilanzergebnisse sind in Tabelle 18 dargestellt.

Die Stromerzeugung der deutschen Offshore-Windparks vermied Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 18,4 Mio. t CO₂-Äq. Der spezifische Vermeidungsfaktor liegt bei ca. 771 g CO₂-Äq. / kWh_{el}. Durch den emissionsfreien Betrieb der Anlagen werden darüber hinaus auch Luftschadstoffe vermieden.

Tabelle 18: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore)

	brutto vermiedene Emissionen	verursachte Emissionen	netto vermiedene Emissionen	Netto-Vermeidungsfaktor
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
CO₂-Äq.	18.657.491	233.335	18.424.156	771,32
CO₂	17.425.881	219.710	17.206.171	720,33
CH₄	41.001	481	40.520	1,70
N₂O	315	1	315	0,01
SO₂-Äq.	20.606	1.324	19.283	0,81
SO₂	7.955	612	7.342	0,31
NO_x	18.178	715	17.463	0,73
Staub	642	170	472	0,02
CO	3.974	1.076	2.898	0,12
NMVOG	1.200	98	1.103	0,05

Quelle: eigene Berechnungen

4.4 Wasserkraft

Wasserkraftanlagen nutzen die kinetische und potentielle Energie des Wassers zur Stromerzeugung. Dabei werden drei Anlagentypen unterschieden: Laufwasserkraftwerke, Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke. Die Größe der in Deutschland installierten Wasserkraftanlagen variiert stark, von weniger als 100 Kilowatt elektrische Leistung bis hin zu 50 Megawatt. Art, Größe, Ausnutzung und Effizienz der Wasserkraftanlagen sind eng verknüpft mit dem Wasserdurchfluss und der

Fallhöhe und beeinflussen wesentlich Baukörper, Turbinenform, sowie die Höhe der (vorgelagerten) Emissionen der Wasserkraftnutzung.

Der im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Energieträgern seit 1990 relativ geringe Nettoleistungszuwachs von rund 1.625 Megawatt erfolgte vornehmlich im Zuge von Standortreaktivierungen bzw. Anlagenmodernisierungen und steht im Kontext zu den begrenzten Ausbaupotenzialen und konkurrierenden Nutzungsansprüchen, z. B. der Verbesserung des ökologischen Zustandes der Fließgewässer.

4.4.1 Energiebereitstellung

Die Angabe zur Bruttostromerzeugung aus Wasserkraft wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 19 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2024), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung³¹.

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft setzt sich zusammen aus der Brutto-Stromerzeugung in Kraftwerken der öffentlichen Versorgung sowie in den Kraftwerken der Industrie. Hinzu kommt noch die Stromeinspeisung aus Anlagen „dritter“ Betreiber, die energiestatistisch lediglich über die Erhebung bei den Netzbetreibern erfasst werden.

Tabelle 19: Stromerzeugung aus Wasserkraft

	2023 [GWh]
Wasserkraft	19.894
Laufwasser	18.508
Speicherwasser, Pumpspeicherwasser - mit natürlichem Zufluss	1.385

Quelle: (AGEE-Stat, 2024)

4.4.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für Wasserkraft werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.8 und (Kunze, et al., 2023)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2021 mit einem fiktiven europäischen Strommarkt ohne die deutsche EE-Stromproduktion verglichen (kontrafaktisches Szenario).

Entscheidend bei Wasserkraft ist das gleichmäßige Einspeiseprofil mit saisonalen Unterschieden. Bei den derzeitigen Brennstoffpreisrelationen ersetzt Wasserkraft hauptsächlich Steinkohle (zu 62 %), Erdgas- (zu 26 %) und Braunkohle-Kraftwerke (zu 12 %). Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit-Order wird in den Berechnungen davon ausgegangen, dass durch Wasserkraft nur ein vernachlässigbarer Anteil von Strom bis zur Außerbetriebnahme der letzten Atomkraftwerke aus Kernenergie verdrängt wird (vgl. Tabelle 20). Darüber hinaus werden von dem Modell der geänderte Stromverbrauch des Pumpbetriebs und die mit dem Pumpbetrieb verbundenen Speicherverluste berücksichtigt.

³¹ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Stromerzeugung aus Wasserkraft lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Tabelle 5) inkl. berücksichtigter Nutzungsgrad-Abschläge, sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 6) berechnen.

Tabelle 20: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Wasserkraft

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
Wasserkraft	0,0	12,4	61,6	26,0	0,0

Quelle: (Kunze, et al., 2023)

4.4.3 Emissionsfaktoren

Die Vorketten-Emissionen für Laufwasser basieren auf der Ökobilanzdatenbank GEMIS 5.0. Grundlage sind die im Rahmen des BMUV-Vorhabens „LCA-EE aktualisierten Sachbilanzen“ (Öko-Institut, 2012). Beim Speicherwasser wurden die Vorketten-Emissionen auf Basis von Flury und Frischknecht (2012) für Deutschland abgeleitet. Somit werden bei den Berechnungen die Emissionen auf der Herstellungsseite, die Methanemissionen aus der Stauung und die Emissionen aus dem Bezug von fremdbezogener Hilfsenergie berücksichtigt. Der direkte Betrieb einer Anlage zur Stromerzeugung aus Wasserkraft ist dabei emissionsfrei. Der Brutto-Nutzungsgrad wird für die Bilanzierung mit 100 % angesetzt.

Tabelle 21: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Wasserkraft

	CO ₂ - Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ - Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM- VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Laufwasser										
Vorkette	2,66	2,53	0,004	0,000	0,007	0,002	0,007	0,002	0,014	0,000
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	2,66	2,53	0,004	0,000	0,007	0,002	0,007	0,002	0,014	0,000
Speicherwasser, Pumpspeicherwasser - mit natürlichem Zufluss										
Vorkette	14,93	6,54	0,297	0,000	0,028	0,014	0,020	0,033	0,020	0,005
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	8,89	8,28	0,017	0,001	0,012	0,005	0,010	0,000	0,008	0,001
Gesamt	23,82	14,83	0,314	0,001	0,040	0,019	0,031	0,033	0,028	0,006

Quelle: GEMIS 5.0 (IINAS, 2020), (Öko-Institut, 2012), (Flury & Frischknecht, 2012)

4.4.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Wasserkraft errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die resultierenden Bilanzergebnisse sind in Tabelle 22 dargestellt.

Mit vermiedenen Treibhausgasemissionen von ca. 16,1 Mio. t CO₂-Äq. leistet Wasserkraft einen nennenswerten Beitrag zum Klimaschutz. Der spezifische Vermeidungsfaktor liegt aufgrund der Grundlastfähigkeit dieser Technologie mit ca. 808 g CO₂-Äq. / kWh_{el} über allen anderen erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien.

Aufgrund des emissionsfreien Anlagenbetriebs trägt Wasserkraft darüber hinaus zu einer Reduktion der Luftschadstoffe bei.

Tabelle 22: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Wasserkraft

	brutto vermiedene Emissionen	verursachte Emissionen	netto vermiedene Emissionen	Netto- Vermeidungs- faktor
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
CO₂-Äq.	16.152.949	82.215	16.070.735	807,83
CO ₂	15.091.450	67.385	15.024.065	755,22
CH ₄	35.341	509	34.832	1,75
N ₂ O	272	2	269	0,01
SO₂-Äq.	17.920	178	17.742	0,89
SO ₂	6.941	54	6.886	0,35
NO _x	15.775	178	15.597	0,78
Staub	560	76	484	0,02
CO	3.411	302	3.109	0,16
NMVO	1.040	11	1.029	0,05

Quelle: Eigene Berechnung

4.5 Tiefengeothermie

Geothermie (Erdwärme) ist die unterhalb der festen Oberfläche der Erde gespeicherte Wärmeenergie. Je tiefer man in das Innere der Erde vordringt, desto wärmer wird es. In Mitteleuropa nimmt die Temperatur um etwa 3 °C pro 100 Meter Tiefe zu. Für die geothermische Stromerzeugung geeignete Standorte finden sich in Deutschland vor allem im Norddeutschen Becken, im Oberrheingraben sowie im süddeutschen Molassebecken. Das für die Stromerzeugung nutzbare Temperaturniveau ist in der Regel in Deutschland ab Tiefen von 3.000 m anzutreffen (GZB, 2012).

Trotz vorhandener technischer Potenziale (UBA, 2010) entwickelt sich die geothermische Stromerzeugung in Deutschland aufgrund oft fehlender Wirtschaftlichkeit und vergleichsweise hohen Standortrisiken und Erschließungskosten nur langsam. Am Ende des Jahres 2023 gab es in Deutschland 11 Standorte mit Geothermiekraftwerken zur Stromerzeugung (Angemar, Weber, & Schulze, 2024). Insgesamt haben diese Kraftwerke eine installierte elektrische Leistung von etwa 57 MW (AGEE-Stat, 2024)

4.5.1 Energiebereitstellung

Die Angabe zur Bruttostromerzeugung aus Tiefengeothermie wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 23 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2024), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird.³²

³² Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>

Tabelle 23: Stromerzeugung aus Tiefengeothermie

	2023 [GWh]
Tiefengeothermie	195

Quelle: (AGEE-Stat, 2024)

4.5.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus Tiefengeothermie werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.8 und (Kunze, et al., 2023)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2021 mit einem fiktiven europäischen Strommarkt ohne die deutsche EE-Stromproduktion verglichen (kontrafaktisches Szenario).

Entscheidend bei Tiefengeothermie ist das dargebotsunabhängige und somit relativ konstante Einspeiseprofil. Dennoch ersetzt Strom aus Tiefengeothermie hauptsächlich Steinkohlekraftwerke und in etwas geringerem Umfang auch Braunkohle- und Erdgaskraftwerke. Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit-Order wird in den Berechnungen davon ausgegangen, dass durch Tiefengeothermie nur ein geringer Anteil von Strom aus Braunkohle und bis zum Abschalten der letzten Atomkraftwerke auch kein Strom aus Kernenergie verdrängt wurde (vgl. Tabelle 24). Darüber hinaus wird von dem Modell die geänderte Stromnachfrage für den Pumpbetrieb und die mit dem Pumpbetrieb verbundenen Speicherverluste berücksichtigt.

Tabelle 24: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Tiefengeothermie

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
Tiefengeothermie	0,0	11,8	69,5	18,7	0,0

Quelle: (Kunze, et al., 2023)

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Stromerzeugung aus Tiefengeothermie lassen sich aufbauend auf die dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 5) inkl. berücksichtigter Nutzungsgrad-Abschläge, sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 6) berechnen.

4.5.3 Emissionsfaktoren

Aktuelle Emissionsfaktoren der geothermischen Stromerzeugung wurden zuletzt durch das (Öko-Institut, 2012) auf Basis einer umfassenden Sachbilanz des Internationalen Geothermiezentrums Bochum (GZB, 2012) berechnet. Bei der Bilanzierung werden nur die Emissionen auf der Herstellungsseite (den sogenannten Vorketten) und Emissionen aus der benötigten fremdbezogenen Hilfsenergie jedoch keine direkten Emissionen aus dem Betrieb der geothermischen Kraftwerke berücksichtigt.

Die gegenwärtigen insgesamt in Deutschland in Betrieb befindlichen geothermischen Kraftwerke befinden sich entweder im Oberrheingraben oder im Süddeutschen Molassebecken. Für die folgenden Betrachtungen wird ein entsprechendes Kraftwerk mit einer Thermalwassertemperatur von 150 °C zugrunde gelegt. Dies korrespondiert mit einer Netto-Leistung von ca. 1,4 MW_{el} im Oberrheingraben bzw. ca. 2,3 MW_{el} im Süddeutschen Molassebecken. Weitere Parameter sind in Tabelle 25 aufgeführt und in (GZB, 2012) dokumentiert.

Folgende Lebenszyklusphasen können unterschieden werden:

- ▶ die Errichtungsphase bestehend aus der Bohrung, dem Bohrungsausbau (u. a. Zementation und Verrohrung) und dem Bau der obertägigen Anlagen (u. a. Kraftwerk und Kühlturm),
- ▶ der Betrieb der geothermischen Anlage (u. a. Eigenverbrauch, Arbeitsmittelverluste) und
- ▶ der Rückbau (in der Bilanzierung nicht explizit berücksichtigt).

Während in der Errichtungsphase neben Materialaufwendungen in Form von Beton und Stahl vor allem der Antrieb der Bohranlage zu Buche schlägt, wird die Ökobilanz während des Betriebes dominiert durch den erheblichen Eigenstromverbrauch für den Thermalwasser-, Konversions- und Kühlkreislauf. Der Stromverbrauch im Betrieb ist abhängig von der Förderrate und der Produktivität des Reservoirs, dem Konversionsprozess, der Anlagengröße und einer eventuellen Wärmeauskopplung sowie von der Kühltechnologie. Datenerhebungen bei den Anlagenbetreibern haben ergeben, dass die summierten Eigenverbräuche ca. 22 Prozent bezogen auf die Bruttostromerzeugung ausmachen (Janczik & Kaltschmitt, 2017). Aufgrund der spezifischen Anreize des EEG zur Brutto-Einspeisung wird im vorliegenden Bericht unterstellt, dass der Eigenstromverbrauch aus dem Netz bezogen wird, was die hohen Emissionsfaktoren im Bereich fremdbezogener Hilfsenergie erklärt.

Tabelle 25: Basisannahmen des verwendeten Ökobilanz-Datensatzes für die geothermische Stromerzeugung

Parameter		Oberheingraben	Süddeutsches Molassebecken
mittlere Außentemperatur	[°C]	10,2	6,8
Vor- und Rücklauftemperatur Thermalwasser	[°C]	150 / 70	150 / 70
Massenstrom Thermalwasser	[kg / s]	47	76
Tiefe	[m]	3.160	4.300
technische Lebensdauer	[a]	30	30
Volllaststunden el.	[h / a]	7.500	7.500

Quelle: (Öko-Institut, 2012), (GZB, 2012)

Ein weiterer Einflussfaktor auf die Emissionsbilanz ist der schleichende Arbeitsmittelverlust in Form von F-Gasen (Janczik & Kaltschmitt, 2017). Das Treibhausgasinventar geht hierbei bei ORC-Anlagen von einer mittleren jährlichen Leckagerate von ca. 4 Prozent aus (UBA, 2023). Allerdings werden die durch Leckage auftretenden Emissionen des direkten Anlagebetriebes in der Emissionsbilanz erneuerbarer Energien auf Grund ihrer spezifischen Natur nicht separat erfasst.

Tabelle 26: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der geothermischen Stromerzeugung

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM-VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Tiefengeothermie										
Vorkette	7,06	6,69	0,012	0,000	0,015	0,004	0,015	0,005	0,053	0,001
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	142,29	132,56	0,268	0,008	0,197	0,082	0,165	0,008	0,128	0,010
Gesamt	149,35	139,25	0,280	0,009	0,211	0,086	0,180	0,012	0,182	0,011

Quelle: UBA auf Basis von GEMIS 5.0 (IINAS, 2020), (Öko-Institut, 2012), (GZB, 2012)

4.5.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der geothermischen Stromerzeugung errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die resultierenden Bilanzergebnisse sind in Tabelle 27 dargestellt.

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgasemissionen wurden durch die geothermische Stromerzeugung Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 130.000 t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt 667 g CO₂-Äq. / kWh_{el} bezogen auf die Brutto-Einspeisung in das öffentliche Stromnetz. Die im Vergleich zu anderen erneuerbaren Stromerzeugungsoptionen relativ geringe spezifische Vermeidung ist im Wesentlichen auf den hohen netzbezogenen Eigenstromverbrauch für den Thermalwasser-, Konversions- und Kühlkreislauf und den damit verbundenen Emissionen zurückzuführen. Zur Vermeidung von anderen, traditionellen Luftschadstoffemissionen leistet die Tiefengeothermie über den Gesamtlebenszyklus einen positiven Beitrag, da sie nach Abschluss der Bohr- und Bauphase einen annähernd emissionsfreien Betrieb aufweist.

Tabelle 27: Emissionsbilanz der geothermischen Stromerzeugung

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO ₂ -Äq.	159.581	29.192	130.389	667,09
CO ₂	149.049	27.217	121.831	623,31
CH ₄	351	55	297	1,52
N ₂ O	3	2	1	0,00
SO ₂ -Äq.	178	41	137	0,70
SO ₂	69	17	52	0,27
NO _x	157	35	122	0,62
Staub	6	2	3	0,02
CO	33	36	-2	-0,01
NMVO	10	2	8	0,04

Quelle: Eigene Berechnung

4.6 Feste Biomasse

Die Stromerzeugung aus fester Biomasse hat seit Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2000 stetig zugenommen. Gleichwohl ist in den letzten Jahren eine Stagnation des Bestandes zu verzeichnen, unter anderem, da die wirtschaftlich mobilisierbaren und nachhaltig verfügbaren Holzressourcen begrenzt sind und zudem die Förderung mit der Einführung des EEG 2014 zurückgefahren wurde.

Die Stromerzeugung aus fester Biomasse kann nach verschiedenen Parametern klassifiziert werden, z. B.:

- ▶ Anlagengröße (von 1 kW bis 100 MW),
- ▶ Technik zur Energieumwandlung (Dampfturbine, Entnahmekondensationsturbine, ORC, Holzgas-BHKW, Dampfmotor, Stirlingmotor, u. a.),
- ▶ Art und Herkunft des eingesetzten Brennstoffs (Altholz Klasse I bis IV, Sägereistholz, Waldholz, Landschaftspflegeholz, Pellets, u. a.),

- Immissionsschutzrechtliche Genehmigung (TA-Luft, 13. BImSchV, 17. BImSchV).

4.6.1 Energiebereitstellung

Die Angabe zur Bruttostromerzeugung aus fester Biomasse wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 28 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung (BMWK, 2024), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.³³

Tabelle 28: Stromerzeugung aus fester Biomasse

	2023 [GWh]
feste Biomasse	9.996

Quelle: (AGEE-Stat, 2024)

4.6.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus fester Biomasse werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.8 und (Kunze, et al., 2023)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2021 mit einem fiktiven europäischen Strommarkt ohne die deutsche EE-Stromproduktion verglichen (kontrafaktisches Szenario). Darüber hinaus wird von dem Modell die geänderte Stromnachfrage für den Pumpbetrieb und die mit dem Pumpbetrieb verbundenen Speicherverluste berücksichtigt.

Die auf Dauerbetrieb ausgelegten größeren (Heiz)kraftwerke, auf die das Gros der Stromerzeugung aus fester Biomasse entfällt, weisen im Mittel eine hohe Volllaststundenzahl von über 6.000 auf. Entsprechend kann von einer im Jahresverlauf nahezu konstanten Einspeisecharakteristik ausgegangen werden, woraus sich die in Tabelle 29 dargestellten Substitutionsfaktoren ergeben.

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Stromerzeugung aus der Nutzung von fester Biomasse lassen sich aufbauend auf die dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 5) inkl. berücksichtigter Nutzungsgrad-Abschläge, sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 6) berechnen.

Tabelle 29: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus fester Biomasse

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
feste Biomasse	0,2	11,8	69,5	18,7	0,0

Quelle: (Kunze, et al., 2023)

³³ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>

4.6.3 Emissionsfaktoren

Trotz der Vielfalt und technischen Einzigartigkeit der realisierten Biomasse(heiz)kraftwerke in Deutschland sind die eingangs genannten Differenzierungsmerkmale in der Regel nicht unabhängig voneinander. Vielmehr bestehen relativ typische Kombinationen von Leistungsgröße, Kraftwerkstechnik und immissionsschutzrechtlichen Anforderungen einerseits sowie dem Einsatz verschiedener Brennstoffe andererseits. Dies wird im Folgenden genutzt, um idealtypische Referenzfälle (vgl. Tabelle 30) abzuleiten und diesem einen geschätzten Anteil der Gesamtstromerzeugung aus fester Biomasse zuzuordnen.

Die Grundlagen hierfür wurden auf einem im Sommer 2011 gemeinsam von UBA, BMU, AGEE-Stat und dem Deutschen Biomasseforschungszentrum durchgeführten Workshop erarbeitet (UBA, et al., 2012). Aufbauend hierauf wurden die technischen Kenndaten der Referenzfälle als Expertenschätzung festgelegt. Zur Ermittlung des elektrischen Nutzungsgrads der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus fester Biomasse wird der Energieeinsatz bei KWK-Anlagen entsprechend der Finnischen Methode auf Strom und Wärme aufgeteilt.

Die Emissionsfaktoren sind für den direkten Anlagenbetrieb der aktuellen Berichterstattungsrunde des Nationalen Emissionsinventars (UBA, 2023) entnommen. Allerdings liegen die Emissionsfaktoren dort nicht differenziert nach Brennstoffen, sondern nach immissionsrechtlicher Genehmigung der Anlage nach 17. BImSchV, 13. BImSchV, 4. BImSchV (TA-Luft) oder 1. BImSchV vor. Je nach Brennstoffeigenschaften und vorhandenen Luftreinhalteverfahren können die realen Emissionen im Einzelfall daher erheblich von den hier unterstellten, durchschnittlichen Faktoren abweichen.

Tabelle 30: Basisannahmen der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus fester Biomasse und geschätzter Anteil der Referenzfälle am Erzeugungsmix

Brennstoff	Technik	Immissionschutz	el. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode) [%]	Eigenstrombedarf ³⁴ [%]	Erzeugungsmix ³⁵ [%]
Altholz	DT-Kondensationsmaschine	17. BImSchV	25	2,5	30,9
Altholz	DT-Entnahme-kondensationsmaschine	17. BImSchV	44	2,5	14,8
Industrierestholz	DT-Entnahme-kondensationsmaschine	TA-Luft	40	10	6,4
Industrierestholz	DT-Entnahme-kondensationsmaschine	13. BImSchV	40	2,5	2,0
Industrierestholz	Organic Rankine Cycle	TA-Luft	40	20	1,4

³⁴ eigene Annahmen auf Basis von BioEm (IFEU, 2016)

³⁵ eigene Berechnung auf Basis von (StBa, 2024b)

Brennstoff	Technik	Immissionschutz	el. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode)	Eigenstrombedarf ³⁴	Erzeugungsmix ³⁵
Klärschlamm	DT-Entnahmekondensationsmaschine	17. BImSchV	36	2,5	4,8
Pellets (Holz)	VM- Entnahmekondensationsmaschine	TA-Luft	43	5,0	0,2
Schwarzlauge	DT-Entnahmekondensationsmaschine	13. BImSchV	51	2,5	14,8
Waldholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	TA-Luft	40	10	16,3
Waldholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	13. BImSchV	40	2,5	5,0
Waldholz	Organic Rankine Cycle	TA-Luft	40	20	3,8

Quelle: UBA auf Basis von (UBA, et al., 2012), (IFEU, 2016), (StBa, 2024)

Die Vorketten-Emissionen der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus fester Biomasse basieren auf der IFEU-Studie zur „Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm)“ (IFEU, 2016). Sie werden ergänzt mit den Emissionen aus fremdbezogener Hilfsenergie, welche sich aus dem Eigenstrombedarf bezogen auf Bruttostromerzeugung des jeweiligen Nutzungspfades ableiten. In Hinblick auf die Brennstoffe ist per Definition festgelegt, dass die Vorkettenemissionen von Schwarzlauge und von biogenen Abfällen null entsprechen. Bei Altholz werden lediglich die Aufwendungen für Aufbereitung und Transport berücksichtigt. Des Weiteren wird trotz der Diskussion um „carbon debts“ bei der energetischen Nutzung von Waldholz (Agostini, Giuntoli, & Boulamanti, 2013; Brack, 2017; Bäck et al., 2017) gemäß der erneuerbaren Energien Richtlinie (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018) angenommen, dass die energetische Nutzung von forstwirtschaftlicher Biomasse als als CO₂-neutral gilt. Die methodische Einordnung hierzu erfolgt im Kapitel 2.3.3.

Tabelle 31: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fester Biomasse geordnet nach eingesetztem Brennstoff

Feste Biomasse	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM-VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Altholz - Dampfturbine-Kondensationsmaschine - 17. BImSchV										
Vorkette	11,53	10,94	0,018	0,000	0,066	0,006	0,086	0,001	0,016	0,005
Direkte	3,97	0*	0,040	0,011	0,287	0,051	0,338	0,004	0,067	0,002
fremd. Hilfsenergie	2,83	2,63	0,005	0,000	0,004	0,002	0,003	0,000	0,003	0,000
Gesamt	18,33	13,58	0,063	0,011	0,356	0,059	0,428	0,005	0,086	0,008

Feste Biomasse	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM-VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Altholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 17. BImSchV										
Vorkette	11,53	10,94	0,018	0,000	0,066	0,006	0,086	0,001	0,016	0,005
Direkte	3,97	0*	0,040	0,011	0,287	0,051	0,338	0,004	0,067	0,002
fremd. Hilfsenergie	4,84	4,51	0,009	0,000	0,007	0,003	0,006	0,000	0,004	0,000
Gesamt	20,35	15,45	0,067	0,011	0,359	0,060	0,430	0,005	0,088	0,008
Industrie-Restholz -Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - TA-Luft										
Vorkette	10,49	10,01	0,014	0,000	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	3,97	0*	0,040	0,011	0,166	0,025	0,202	0,029	0,140	0,130
fremd. Hilfsenergie	17,69	16,48	0,033	0,001	0,024	0,010	0,021	0,001	0,016	0,001
Gesamt	32,15	26,49	0,087	0,012	0,250	0,041	0,300	0,031	0,170	0,136
Industrie-Restholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BImSchV										
Vorkette	10,49	10,01	0,014	0,000	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	3,97	0*	0,040	0,011	0,166	0,025	0,202	0,029	0,140	0,130
fremd. Hilfsenergie	4,42	4,12	0,008	0,000	0,006	0,003	0,005	0,000	0,004	0,000
Gesamt	18,88	14,13	0,062	0,011	0,231	0,033	0,285	0,030	0,158	0,135
Industrie-Restholz, Altholz (A 1-2) u.a. Organic Rankine Cycle - TA-Luft										
Vorkette	10,49	10,01	0,014	0,000	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	3,97	0*	0,040	0,011	0,166	0,025	0,202	0,029	0,140	0,130
fremd. Hilfsenergie	35,39	32,96	0,067	0,002	0,049	0,020	0,041	0,002	0,032	0,003
Gesamt	49,84	42,97	0,121	0,013	0,274	0,051	0,321	0,032	0,186	0,137
Klärschlamm - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BImSchV										
Vorkette	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	4,17	0*	0,003	0,015	0,866	0,691	0,251	0,072	0,151	0,011
fremd. Hilfsenergie	4,04	3,77	0,008	0,000	0,006	0,002	0,005	0,000	0,004	0,000
Gesamt	8,22	3,77	0,010	0,016	0,872	0,694	0,256	0,072	0,154	0,011
Pellets - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	10,23	9,58	0,014	0,001	0,104	0,027	0,111	0,006	0,062	0,012
Direkte	32,95	0*	1,124	0,006	1,048	0,281	1,102	0,020	1,102	0,055
fremd. Hilfsenergie	9,67	9,01	0,018	0,001	0,013	0,006	0,011	0,001	0,009	0,001
Gesamt	52,84	18,58	1,157	0,007	1,165	0,313	1,223	0,026	1,172	0,068
Schwarzlauge - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BImSchV										
Vorkette	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	1,11	0*	0,009	0,003	0,287	0,051	0,338	0,004	0,067	0,002
fremd. Hilfsenergie	5,62	5,23	0,011	0,000	0,008	0,003	0,007	0,000	0,005	0,000
Gesamt	6,73	5,23	0,020	0,004	0,294	0,054	0,345	0,004	0,073	0,003

Feste Biomasse	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM-VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]				[g/kWh]	
Waldholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - TA-Luft										
Vorkette	15,74	14,90	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	3,97	0*	0,040	0,011	0,166	0,025	0,202	0,029	0,140	0,130
fremd. Hilfsenergie	17,56	16,36	0,033	0,001	0,024	0,010	0,020	0,001	0,016	0,001
Gesamt	37,28	31,27	0,098	0,012	0,281	0,043	0,342	0,032	0,181	0,139
Waldholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BImSchV										
Vorkette	15,74	14,90	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	3,97	0*	0,040	0,011	0,166	0,025	0,202	0,029	0,140	0,130
fremd. Hilfsenergie	4,39	4,09	0,008	0,000	0,006	0,003	0,005	0,000	0,004	0,000
Gesamt	24,10	18,99	0,073	0,012	0,263	0,036	0,327	0,031	0,169	0,138
Waldholz - Organic Rankine Cycle - TA-Luft										
Vorkette	15,74	14,90	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	3,97	0*	0,040	0,011	0,166	0,025	0,202	0,029	0,140	0,130
fremd. Hilfsenergie	35,13	32,72	0,066	0,002	0,049	0,020	0,041	0,002	0,032	0,002
Gesamt	54,84	47,63	0,131	0,013	0,306	0,053	0,362	0,033	0,197	0,141

Quelle: ZSE (UBA, 2023), BioEM (IFEU, 2016)

*Grundlage und Rahmen der Berechnung der vermiedenen Emissionen bildet die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018) an der sich auch die Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen (z.B. §5 BioSt-NachV) ausrichten (vgl. hierzu Kapitel 2.3.3). Somit wird der direkte Verbrennungsprozess von fester Biomasse im Rahmen der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger als CO₂-neutral angenommen. Dies weicht von der Darstellung der energetischen Nutzung von fester Biomasse im CO₂-Rechner des Umweltbundesamtes ab. Dort werden die biogenen CO₂-Emissionen die bei der Verbrennung von fester Biomasse entstehen mit dem Emissionsfaktor von 365 g CO₂/kWh bilanziert.

4.6.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus fester Biomasse errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die resultierenden Bilanzergebnisse sind in Tabelle 32 dargestellt.

Durch die Stromerzeugung aus fester Biomasse wurden Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 7,5 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Damit beträgt der spezifische Vermeidungsfaktor 752 g CO₂-Äq. / kWh_{el} bezogen auf die Netzeinspeisung. Die im Vergleich zu anderen erneuerbaren Stromerzeugungsoptionen hohe spezifische Vermeidung ist im Wesentlichen auf den geringen energetischen Aufwand zur Brennstoffbereitstellung, auf die als emissionsneutral definierte Holznutzung sowie geringe Treibhausgasemissionen beim direkten Anlagenbetrieb zurückzuführen.

Tabelle 32: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus fester Biomasse

	brutto vermiedene Emissionen	verursachte Emissionen	netto vermiedene Emissionen	Netto-Vermeidungsfaktor
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
CO ₂ -Äq.	8.161.152	638.595	7.522.557	752,54
CO ₂	7.622.547	500.551	7.121.996	712,47

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CH ₄	17.958	1.952	16.007	1,60
N ₂ O	135	315	-180	-0,02
SO ₂ -Äq.	9.116	9.994	-879	-0,09
SO ₂	3.534	2.382	1.152	0,12
NO _x	8.019	10.937	-2.918	-0,29
Staub	286	472	-185	-0,02
CO	1.700	3.383	-1.683	-0,17
NMVOG	531	1.365	-834	-0,08

* ohne Berücksichtigung biogener CO₂-Emissionen bei energetischer Nutzung von holzbasierter fester Biomasse

Quelle: Eigene Berechnung

Bezüglich der Luftschadstoffe ist die Stromerzeugung aus fester Biomasse je nach Biomasse und Technik unterschiedlich zu bewerten. Während der endenergiebezogene Netto-Vermeidungsfaktor von SO₂ in der Regel leicht positiv ist, liegen Staub-, NO_x-, CO- und NMVOC-Emissionen höher als bei der verdrängten fossilen Stromerzeugung. Trotz des relativ hohen Anteils der nach 17. BImSchV genehmigten Anlagen ist dies v. a. auf den geringeren elektrischen Wirkungsgrad im Vergleich zu fossilen Großkraftwerken zurückzuführen.

4.7 Biogas und Biomethan

Die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan, die durch anaerobe Fermentation von biogenen Abfällen und Energiepflanzen gewonnen werden, verzeichnete insbesondere durch die Einführung der Vergütungsboni für nachwachsende Rohstoffe und für Gülle im EEG 2004 und 2009 ein starkes Wachstum, welches sich mit der Verabschiedung des EEG 2012 und den darin beschlossenen Vergütungsabsenkungen signifikant verlangsamte. Nach Einführung des EEG 2017 wird die Vergütung über Ausschreibungen geregelt. Hierbei kamen bisher neben Bestandsanlagen vor allem kleinere Anlagen auf Güllesubstratbasis zum Zug. Ende des Jahres 2023 waren nach Einschätzungen des DBFZ etwa 8.700 Biogasproduktionsanlagen in Betrieb, davon etwa 8.450 Anlagen im Zuge der Vor-Ort-Verstromung und laut dena ca. 226 Anlagen im Kontext der Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität zu Biomethan und anschließender Einspeisung ins Erdgasnetz. Im Kontext der Vor-Ort-Biogasverstromung waren zum Jahresende 2023 Energieanlagen (i. W. BHKW) mit einer installierten elektrischen Leistung von etwa 6.575 Megawatt in Betrieb (AGEE-Stat, 2024).

Biomethan wird zu ca. 90 Prozent zur Strom- und Wärmeerzeugung i. d. R. in Blockheizkraftwerken mit einem Wärmenutzungsgrad von nahezu 100 Prozent verwendet. Insgesamt waren Ende 2022 nach dena ca. 1.150 Biomethan-BHKW mit einer el. Gesamtleistung von ungefähr 641 MW in Betrieb (AGEE-Stat, 2024).

Einhergehend mit der bis 2014 starken Zunahme des Energiepflanzenanbaus zur Biogas- und Biomethanproduktion kommt es zu regional unterschiedlich ausgeprägten Begleiterscheinungen mit negativen Umweltwirkungen, zunehmende Flächenkonkurrenzen (häufig verbunden mit dem Anstieg von Pachtpreisen) sowie nicht zuletzt mit Risiken für Umwelt und Klima durch Energiepflanzenanbau und durch nicht nach dem Stand der Technik betriebene Anlagen. Dies führt zu einer zunehmend differenzierten Bewertung und zu einer skeptischeren Einschätzung hinsichtlich der noch verbleibenden Wachstumspotenziale für die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan.

Gleichzeitig wandeln sich die Erwartungen an die begrenzten, speicherbaren Ressourcen Biogas und Biomethan. Die Zukunft der Nutzung von Biogas und Biomethan im Stromsektor wird vor allem in der bedarfsgerechten, flexiblen Stromerzeugung zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung von Wind und PV gesehen.

4.7.1 Energiebereitstellung

Die Angabe zur Bruttostromerzeugung aus Biogas und Biomethan wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 32 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2024), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.³⁶

Methodische Details zur Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan können der Dokumentation „Datenquellen und Methodik der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“ (UBA, 2016a) entnommen werden.

Tabelle 33: Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan

	2023 [GWh]
Biogas	28.387
Biomethan	3.120

Quelle: (AGEE-Stat, 2024)

4.7.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.8 und (Kunze, et al., 2023)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2021 mit einem fiktiven europäischen Strommarkt ohne die deutsche EE-Stromproduktion verglichen (kontrafaktisches Szenario).

Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit-Order wird in den Berechnungen davon ausgegangen, dass durch Biogas und Biomethan nur ein vernachlässigbarer Anteil von Strom aus Braunkohle und bis zur Außerbetriebnahme der letzten Atomkraftwerke nahezu kein Strom aus Kernenergie verdrängt wurde (vgl. Tabelle 34). Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 5) sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 6) berechnen.

³⁶ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>

Tabelle 34: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
Biogas & Biomethan	0,0	11,8	69,5	18,7	0,0

Quelle: (Kunze, et al., 2023)

4.7.3 Emissionsfaktoren

Die Datenlage hinsichtlich der Emissionen im realen Betrieb von Biogas-BHKW ist sehr lückenhaft. Die mit der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan verbundenen Emissionen in die Luft sind von einer Vielzahl von Einflussfaktoren abhängig, welche in den folgenden Abschnitten kurz andiskutiert werden. Die wichtigsten sind:

- ▶ Substrat (NawaRo vs. Abfälle und Reststoffe),
- ▶ Leistungsgröße und Bauart der Blockheizkraftwerke (Wirkungsgrade, Einsatzregime, Motorschlupf, Zünd- und Stützfeuerung),
- ▶ Auslegung und Ausstattung der Anlage (gasdichte Abdeckung der Gärrestlager, Luftdichtheit der biogas- und methanführenden Anlagenteile (Fermenter/Gasspeicher und Gärrestlager), Notfackel, Umfang externer Wärmenutzung, Luftreinhaltetechniken wie Katalysatoren oder Nachverbrennung, Eigenstrombedarf und -bezug, Wärmespeicher),
- ▶ Art der Genehmigung (Immissionsschutzrecht oder Baurecht).

Wesentlichen Einfluss auf die Bilanzierungsergebnisse übt zunächst das zur Biogaserzeugung eingesetzte Substrat aus. Während biologisch abbaubare Abfälle, landwirtschaftliche Reststoffe oder Mist und Gülle die per Definition keine den Vorketten zugehörigen Anbauemissionen aufweisen, ist der Anbau, die Pflege und die Ernte von Energiepflanzen wie Mais, Weizen und Gräsern je nach Intensität der Landwirtschaft mit zum Teil erheblichen Umweltbelastungen verbunden. Neben dem Verbrauch von Diesel für landwirtschaftliche Maschinen und dem Energieaufwand für die Herstellung von Düngemitteln und Pflanzenschutzmitteln führen insbesondere Lachgasemissionen infolge stickstoffhaltiger Dünger zu relevanten THG-Emissionen.

Auf Basis der letzten DBFZ-Betreiberbefragung im Rahmen des EEG-Biomasse-Monitoring werden folgende Anteile der einzelnen Substrate angesetzt: Nachwachsende Rohstoffe (v. a. Energiemais) machen ca. 74 Prozent des energiebezogenen Substratmixes aus, auf landwirtschaftliche Exkremamente wie Gülle entfallen 16 Prozent, sowie auf Bioabfall und auf industrielle und landwirtschaftliche Reststoffe ca. 10 Prozent des energiebezogenen Substrateinsatzes (DBFZ, 2024). Bei Biomethan besteht die Besonderheit, dass ein großer Teil des Biomethans aus dem Gärsubstrat Gülle im Verkehrssektor eingesetzt wird.

Neben der Wahl des Substrats ist die Effizienz der Biogasgewinnung und -nutzung eine relevante Einflussgröße. Wesentliche Einflussfaktoren auf die Gasausbeute sind u. a. Art und Beschaffenheit von Substrat und Anlagentechnik, hydraulische Verweilzeiten, Reaktorbelastung, Reaktortemperatur sowie der Einsatz von Gärhilfsstoffen. Die Effizienz der Biogas- und Biomethanverstromung ist von der Leistungsgröße, der Betriebsweise und nicht zuletzt dem Wartungszustand der Blockheizkraftwerke abhängig. Im Allgemeinen gilt, dass der Jahresnutzungsgrad mit der Anlagenleistung positiv und mit der Zahl an Startvorgängen, Stunden in Teillastbetrieb und längeren Wartungsintervallen negativ korreliert. Als Bauarten von Blockheizkraftwerken sind überwiegend Gas-Ottomotoren (ca. 3/4) und

Zündstrahlmotoren (1/4) im Einsatz. Letztere setzen Pflanzenöl zur Zünd- und Stützfeuerung ein. Zur Ermittlung des elektrischen Nutzungsgrads der Referenzfälle (vgl. Tabelle 35) für die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan wird der Energieeinsatz bei KWK-Anlagen entsprechend der Finnischen Methode auf Strom und Wärme aufgeteilt.

Als weitere potenzielle Quellen für anlagenbezogene diffuse Methan- und sonstige Emissionen sind die Dichtheit des Gärrestlagers und des Gasspeichers, der Motorschlupf des BHKWs, das Vorhandensein von Überdrucksicherungen (Notfackel) und Oxidationskatalysatoren zu nennen (vgl. UBA, et al., 2012). Allgemein sind größere Biogasanlagen (nach TA-Luft genehmigt), die für ca. drei Viertel der Stromerzeugung aus Biogas stehen, aufgrund der spezifischen Investitionskosten im Verhältnis zum Ertrag, vor allem aber aufgrund der immissionsschutzrechtlichen Genehmigungspflicht von Biogasanlagen in der Regel mit Einrichtungen zur Abgasnachbehandlung, mit Gasfackeln und gasdicht abgedecktem Gärrestlager ausgestattet.

Tabelle 35: Basisannahmen der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan sowie geschätzter Anteil der Referenzfälle am Erzeugungsmix

Energieträger	Gärsubstrat	Technik	Immissionschutz	el. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode)	Eigenstrombedarf ³⁷	Erzeugungsmix ³⁸
				[%]	[%]	[%]
Biogas	Abfall, Reststoff	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	51	8,5	10
	Energiepflanzen	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	51	8,5	48
	Energiepflanzen	Verbrennungsmotor BHKW	nach Baurecht genehmigt	51	8,5	25
	Gülle	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	51	8,5	11
	Gülle	Verbrennungsmotor BHKW	nach Baurecht genehmigt	51	8,5	6
Biomethan	Abfall, Reststoff			57	15,5	9
	Energiepflanzen			57	15,5	86
	Gülle			57	15,5	5

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (DBFZ, 2024) und BioEm (IFEU, 2016)

³⁷ abgeleitet aus BioEm (vgl. Kapitel 2.2.3)

³⁸ eigene Berechnung auf Basis von (Dotzauer, et al., 2022)

Tabelle 36: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Biogas/Biomethan

Biogas und Biomethan	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]					
Biogas (Energiepflanzen) Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	98,78	22,31	1,571	0,123	0,113	0,019	0,135	0,007	0,039	0,013
Direkte	51,04	0,00	1,770	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,479	0,033
fremd. Hilfsenergie	19,08	17,77	0,036	0,001	0,026	0,011	0,022	0,001	0,017	0,001
Gesamt	168,90	40,08	3,378	0,129	0,837	0,311	0,755	0,029	0,535	0,048
Biogas (Energiepflanzen) Verbrennungsmotor BHKW - nach Baurecht genehmigt										
Vorkette	126,14	22,78	2,205	0,157	0,116	0,020	0,138	0,008	0,040	0,014
Direkte	51,04	0,00	1,770	0,006	1,048	0,281	1,102	0,020	1,102	0,055
fremd. Hilfsenergie	19,08	17,77	0,036	0,001	0,026	0,011	0,022	0,001	0,017	0,001
Gesamt	196,25	40,55	4,011	0,164	1,190	0,312	1,262	0,029	1,158	0,070
Biogas (Gülle) Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	66,57	2,64	2,282	0,000	0,016	0,001	0,021	0,000	0,004	0,001
Direkte	51,04	0,00	1,770	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,479	0,033
fremd. Hilfsenergie	19,08	17,77	0,036	0,001	0,026	0,011	0,022	0,001	0,017	0,001
Güllebonus nach RED II	-162,00									
Gesamt	-25,32	20,41	4,088	0,007	0,739	0,293	0,640	0,021	0,500	0,036
Biogas (Gülle) Verbrennungsmotor BHKW - nach Baurecht genehmigt										
Vorkette	145,62	2,91	2,632	0,260	0,017	0,002	0,023	0,000	0,004	0,001
Direkte	51,04	0,00	1,770	0,006	1,048	0,281	1,102	0,020	1,102	0,055
fremd. Hilfsenergie	19,08	17,77	0,036	0,001	0,026	0,011	0,022	0,001	0,017	0,001
Güllebonus nach RED II	-162,00									
Gesamt	53,73	20,68	4,438	0,267	1,091	0,294	1,146	0,021	1,123	0,058
Biogas (Abfall, Reststoff) Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	44,60	1,63	1,534	0,000	0,010	0,001	0,013	0,000	0,002	0,002
Direkte	51,04	0,00	1,770	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,479	0,033
fremd. Hilfsenergie	18,92	17,62	0,036	0,001	0,026	0,011	0,022	0,001	0,017	0,001
Gesamt	114,56	19,25	3,340	0,007	0,733	0,293	0,632	0,021	0,498	0,037
Biomethan (Energiepflanzen)										
Vorkette	102,35	23,08	1,629	0,127	0,134	0,020	0,163	0,008	0,052	0,015
Direkte	28,29	0,00	0,978	0,003	0,145	0,001	0,208	0,001	0,130	0,013
fremd. Hilfsenergie	41,31	38,48	0,078	0,002	0,057	0,024	0,048	0,002	0,037	0,003
Gesamt	171,95	61,56	2,684	0,133	0,336	0,044	0,419	0,011	0,220	0,030
Biomethan (Gülle)										
Vorkette	69,56	2,74	2,366	0,002	0,032	0,002	0,044	0,000	0,015	0,002

Biogas und Biomethan	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]				[g/kWh]	
Direkte	28,29	0,00	0,978	0,003	0,145	0,001	0,208	0,001	0,130	0,013
fremd. Hilfsenergie	41,31	38,48	0,078	0,002	0,057	0,024	0,048	0,002	0,037	0,003
Güllebonus nach RED II	-162,00									
Gesamt	-22,84	41,22	3,422	0,008	0,235	0,026	0,300	0,004	0,183	0,017
Biomethan (Abfall, Reststoff)										
Vorkette	46,63	1,67	1,601	0,000	0,027	0,001	0,038	0,000	0,015	0,002
Direkte	28,29	0,00	0,978	0,003	0,145	0,001	0,208	0,001	0,130	0,013
fremd. Hilfsenergie	41,31	38,48	0,078	0,002	0,057	0,024	0,048	0,002	0,037	0,003
Gesamt	116,23	40,16	2,657	0,006	0,230	0,025	0,294	0,003	0,182	0,017

Quelle: ZSE (UBA, 2023), BioEM (IFEU, 2016)

Die im Nationalen Emissionsinventar (UBA, 2023) verwendeten brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb wurden im Rahmen eines Messprojekts für Biogasanlagen abgeleitet (DBFZ, 2011).

Für den Energieträger Biomethan wird die Annahme zugrunde gelegt, dass das in das Gasnetz eingespeiste Biomethan Erdgasqualität besitzt. Vor der Einspeisung anfallende Methanemissionen werden der Vorkette zugerechnet, sodass der direkte Emissionsfaktor für Biomethan dem direkten Emissionsfaktor für Erdgas entspricht (UBA, 2023).

Die Vorketten-Emissionen der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan basieren auf der IFEU-Studie zur „Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm)“ (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016). Die darin enthaltenen Methanemissionen aus Gärrestlagern wurden dabei so modifiziert, dass sie den im Treibhausgasinventar (UBA, 2023) verwendeten Schätzwerten nach (TI, 2016) für die einzelnen Erzeugungspfade entsprechen. Sie werden ergänzt mit den Emissionen aus fremdbezogener Hilfsenergie, welche sich aus dem Eigenstrombedarf des jeweiligen Nutzungspfades ableiten (vgl. Tabelle 36).

Wird bei der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan das Gärsubstrat Gülle oder Mist verwendet, wird in erstmalig auf Grundlage der Erneuerbare Energien-Richtlinie der EU (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018) (in der Tabelle als RED II abgekürzt) ein Bonus in Höhe von 162 g CO₂-Äq./ kWh angerechnet. Dieser Bonus beruht auf der Überlegung, dass Methan- und Lachgasemissionen der Gülle- und Mistlagerung reduziert werden, wenn diese Stoffe vor der Ausbringung nicht nur gelagert, sondern auch in Biogasanlagen genutzt werden. Die Höhe der ohne Vergärung entstehenden THG-Emissionen der Gülle- und Mistlagerung sind allerdings stark von der Beschaffenheit der Gülle / des Mists sowie der jeweiligen Lagerformen abhängig. Allein schon deshalb besteht eine große Unsicherheit in Bezug auf die real eingesparten THG-Emissionen durch die Gülle-/Mistvergärung. Gleichzeitig hat der hohe Bonus zur Folge, dass der Emissionsfaktor von Substratmischungen auch bei Anteil bis zu 30 % an Substraten mit hohen Vorkettenemissionen (z.B. Mais) negativ ist. Aus Gründen der Transparenz wird deshalb der Güllebonus immer auch gesondert ausgewiesen.

4.7.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die resultierenden Bilanzergebnisse sind in Tabelle 37 und Tabelle 38 dargestellt.

Die genannte schwierige Datenlage hat zur Folge, dass die Emissionsbilanzierung von Biogas und Biomethan derzeit nur mit erheblichen Unsicherheiten abgebildet werden kann. So enthalten die Ergebnisse u.a. keine Emissionen, die sich durch direkte und indirekte Landnutzungsänderungen ergeben (vgl. Kapitel 2.3.2).

Unter diesen Bedingungen resultiert derzeit eine Treibhausgasvermeidung in Höhe von ca. 15,1 Mio. t CO₂-Äq. und ein spezifischer Vermeidungsfaktor von 533 g CO₂-Äq. / kWh_{el} durch die Stromerzeugung aus Biogas. Im Falle von Biomethan liegen die netto vermiedenen Emissionen bei ca. 1,7 Mio. t CO₂-Äq. und der spezifischer Vermeidungsfaktor bei 555 g CO₂-Äq. / kWh_{el}. Durch das hohe Treibhausgaspotenzial von Methan und Lachgas ist bereits ohne Einbezug von Landnutzungsänderungen eine signifikant geringere spezifische Vermeidungswirkung gegenüber anderen erneuerbaren Energieträgern im Stromsektor festzustellen.

Aufgrund der heterogenen Zusammensetzung des Rohbiogases und der im Allgemeinen geringeren Anforderungen hinsichtlich Emissionen ist zudem die Bilanz der sonstigen Luftschadstoffe gegenüber fossilen Energieträgern negativ.

Tabelle 37: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Biogas

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungsfaktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	23.175.572	8.041.194	15.134.378	533,15
CO ₂	21.646.073	1.965.276	19.680.798	693,31
CH ₄	50.997	206.594	-155.597	-5,48
N ₂ O	383	6.772	-6.389	-0,23
SO₂-Äq.	25.886	51.740	-25.854	-0,91
SO ₂	10.037	17.264	-7.227	-0,25
NO _x	22.771	49.534	-26.762	-0,94
Staub	813	1.507	-694	-0,02
CO	4.828	40.394	-35.566	-1,25
NMVOC	1.508	2.895	-1.387	-0,05

Quelle: Eigene Berechnung

Tabelle 38: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Biomethan

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungsfaktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	2.547.278	816.472	1.730.806	554,74
CO ₂	2.379.168	305.263	2.073.905	664,71
CH ₄	5.605	14.166	-8.561	-2,74

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungs- faktor [g/kWh]
N ₂ O	42	601	-559	-0,18
SO ₂ -Äq.	2.845	1.673	1.173	0,38
SO ₂	1.103	218	885	0,28
NO _x	2.503	2.090	413	0,13
Staub	89	52	37	0,01
CO	531	1.116	-586	-0,19
NMVOG	166	148	17	0,01

Quelle: Eigene Berechnung

4.8 Flüssige Biomasse (Pflanzenöl)

Erste dezentrale, stationäre Anlagen zur Stromerzeugung aus Pflanzenöl nahmen insbesondere im Süden Deutschlands bereits in den 1980er Jahren ihren Betrieb auf. Neben diesen in der Regel wärmegeführten Blockheizkraftwerken im kleinen und mittleren Leistungsbereich zur Versorgung privater Haushalte, kleiner Gewerbebetriebe oder kommunaler Gebäude war vor allem in den Jahren 2005 bis 2008 ein kurzer, EEG-getriebener Ausbauboom von jährlich bis zu 800 Neuanlagen zu verzeichnen.

Die von einer Kombination von attraktiven Fördersätzen im EEG und niedrigen Weltmarktpreisen für Pflanzenöl (v. a. Palmöl) getriebenen Neubauten unterschieden sich von den bis dahin mit Rapsöl betriebenen BHKW durch deutlich größere Leistungen (ab 300 kW) und eine eher stromgeführte Betriebsweise. Mit dem Anstieg der Palmölpreise ab 2009 kam es jedoch zu zahlreichen Anlagenstilllegungen und einem damit verbundenen Einbruch der Strom- und Wärmeerzeugung aus Pflanzenöl.

4.8.1 Energiebereitstellung

Die Angabe zur Bruttostromerzeugung aus flüssiger Biomasse wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 39 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2024), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung³⁹.

Tabelle 39: Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse (Pflanzenöl)

	2023 [GWh]
flüssige Biomasse (Pflanzenöl)	105

Quelle: (AGEE-Stat, 2024)

³⁹ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>

4.8.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.8 und (Kunze, et al., 2023)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2021 mit einem fiktiven europäischen Strommarkt ohne die deutsche EE-Stromproduktion verglichen (kontrafaktisches Szenario).

Die Stromerzeugung aus Pflanzenöl substituiert bei den derzeitigen Preisrelationen überwiegend Steinkohle- und Gaskraftwerke. Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit-Order wird in den Berechnungen davon ausgegangen, dass durch Pflanzenöl nur ein geringer Anteil von Strom aus Braunkohle und bis zur Außerbetriebnahme der letzten Atomkraftwerke nahezu kein Strom aus Kernenergie verdrängt wurde (vgl. Tabelle 40).

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Stromerzeugung aus der Nutzung flüssiger Biomasse lassen sich aufbauend auf die dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 5) inkl. berücksichtigter Nutzungsgrad-Abschläge, sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 6) berechnen.

Tabelle 40: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
flüssige Biomasse	0,0	11,8	69,5	18,7	0,0

Quelle: (Kunze, et al., 2023)

4.8.3 Emissionsfaktoren

Die mit der Stromerzeugung aus Pflanzenöl verbundenen Emissionen sind im Wesentlichen von drei Einflussfaktoren abhängig:

- ▶ dem Substrat (Rapsöl vs. Palmöl)
- ▶ der Technik und Leistungsgröße der Blockheizkraftwerke (Wirkungsgrade, Einsatzregime)
- ▶ der Art der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung (ab 1 MW Feuerungswärmeleistung bzw. ca. 350 kW_{el} Genehmigungspflicht nach BImSchG, damit zusammenhängend Art der Abgasnachbehandlung)

Die Verstromung von Pflanzenölen erfolgt überwiegend in umgerüsteten Diesel-Serienmotoren. Die im realen Betrieb erzielten Jahresnutzungsgrade steigen mit zunehmender Anlagenleistung mit einer Sättigung bei ca. 41 Prozent im Leistungsbereich ab 400 kW_{el} stark an. In diesem Zusammenhang ist zu betonen, dass der Anlagenbestand zudem von der Leistungsklasse im Bereich 300 bis 400 kW_{el} dominiert wird, welche insbesondere im Gewerbe oder im Gartenbau vorzufinden ist. Diese Leistungsklasse weist einen hohen elektrischen Wirkungsgrad und eine Stromkennzahl um 1,0 auf. Da diese jedoch in der Regel knapp unterhalb der Schwelle für eine immissionsschutzrechtliche Genehmigungspflicht liegt, sind nur in wenigen Fällen Techniken zur Abgasnachbehandlung installiert.

Zur Ermittlung des elektrischen Nutzungsgrads der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse wird der Energieeinsatz bei KWK-Anlagen entsprechend der Finnischen Methode auf Strom und Wärme aufgeteilt (vgl. Tabelle 41).

Tabelle 41: Basisannahmen der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse und geschätzter Anteil der Referenzfälle am Erzeugungsmix

Brennstoff	Technik	Immissionschutz	el. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode) [%]	Eigenstrombedarf ⁴⁰ [%]	Erzeugungsmix ⁴¹ [%]
Rapsöl	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	21	2	97
Palmöl	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	21	2	3

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (BLE, 2023) (StBa, 2024) und BioEm (IFEU, 2016)

Die Vorketten-Emissionen der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse basieren auf der IFEU-Studie „Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm)“ (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016). Sie werden ergänzt mit den Emissionen aus fremdbezogener Hilfsenergie, welche sich aus dem Eigenstrombedarf des jeweiligen Nutzungspfades ableiten (vgl. Tabelle 42).

Tabelle 42: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse

Flüssige Biomasse	CO ₂ -Äq.				SO ₂ -Äq.	[g/kWh]			Staub	CO	NM-VOC
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂		NO _x	[g/kWh]				
Rapsöl - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft											
Vorkette	140,19	77,76	0,141	0,221	0,259	0,080	0,257	0,015	0,067	0,021	
Direkte	0,89	0,00	0,010	0,002	0,197	0,001	0,283	0,024	0,143	0,010	
fremd. Hilfsenergie	1,88	1,75	0,004	0,000	0,003	0,001	0,002	0,000	0,002	0,000	
Gesamt	142,96	79,51	0,155	0,223	0,459	0,082	0,542	0,039	0,212	0,031	
Palmöl - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft											
Vorkette	106,19	59,40	0,564	0,117	0,628	0,270	0,515	0,069	0,082	0,024	
Direkte	0,89	0,00	0,010	0,002	0,197	0,001	0,283	0,024	0,143	0,010	
fremd. Hilfsenergie	1,88	1,75	0,004	0,000	0,003	0,001	0,002	0,000	0,002	0,000	
Gesamt	108,96	61,15	0,577	0,119	0,828	0,272	0,800	0,093	0,227	0,034	

Quelle: (UBA, 2023), BioEM (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016)

⁴⁰ Annahmen auf Basis von BioEm (IFEU, 2016)

⁴¹ Annahmen auf Basis von (DBFZ, 2015)

4.8.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Pflanzenöl errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die resultierenden Bilanzergebnisse sind in Tabelle 43 dargestellt.

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgasemissionen wurden durch die Stromerzeugung aus Pflanzenöl Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 15.000 t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 144 g CO₂-Äq. / kWh_{el}. Die Ergebnisse berücksichtigen nicht die Emissionen, die sich durch Landnutzungsänderungen ergeben, wobei indirekte Effekte insbesondere bei Palmöl relevant sind (vgl. Kapitel 2.3.2). In Hinblick auf Luftschadstoffemissionen ist die Emissionsbilanz bei der Verstromung von Pflanzenöl über den Gesamtlebenszyklus negativ.

Tabelle 43: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	85.564	70.405	15.159	144,64
CO ₂	79.917	39.166	40.751	388,84
CH ₄	188	83	105	1,01
N ₂ O	1	109	-108	-1,03
SO₂-Äq.	96	233	-137	-1,31
SO ₂	37	43	-6	-0,06
NO _x	84	272	-188	-1,80
Staub	3	20	-17	-0,16
CO	18	105	-87	-0,83
NMVOG	6	16	-10	-0,10

Quelle: Eigene Berechnung

4.9 Klärgas

Die Nutzung von Klärgas zur Stromerzeugung hat bereits vor Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes eingesetzt, wächst seitdem jedoch stetig an, zuletzt stagnierte sie. Hintergrund ist der starke Anreiz für die i. d. R. kommunalen Betreiber von Kläranlagen, durch eine anaerobe Klärschlammbehandlung den Energiebedarf für die Klärschlammstabilisierung zu reduzieren, den eigenen Strom- und Wärmebedarf zumindest zum Teil aus eigenen Quellen zu decken und zusätzliche Erlöse durch die Stromeinspeisung in das öffentliche Netz zu erzielen.

4.9.1 Energiebereitstellung

Die Angabe zur Bruttostromerzeugung aus Klärgas wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 44 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale

Entwicklung“ (BMWK, 2024), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.⁴²

Tabelle 44: Stromerzeugung aus Klärgas

	2023 [GWh]
Klärgas	1.529

Quelle: (AGEE-Stat, 2024)

4.9.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus Klärgas werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.8 und (Kunze, et al., 2023)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2021 mit einem fiktiven europäischen Strommarkt ohne die deutsche EE-Stromproduktion verglichen (kontrafaktisches Szenario).

Da die anaerobe Klärschlammstabilisierung einen kontinuierlichen Betrieb erfordert, weisen Klärgas-BHKW relativ hohe Vollbenutzungsstunden auf (> 5.500 h/a). Die Stromerzeugung aus Klärgas substituiert bei den derzeitigen Preisrelationen überwiegend Steinkohlekraftwerke und in etwas geringerem Umfang auch Braunkohle- und Erdgas-kraftwerke. Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit-Order wird in den Berechnungen davon ausgegangen, dass durch Klärgas bis zur Außerbetriebnahme der letzten Atomkraftwerke nur ein vernachlässigbarer Anteil Strom aus Kernenergie verdrängt wurde (vgl. Tabelle 45).

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Stromerzeugung aus der Nutzung von Klärgas lassen sich aufbauend auf die dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 5) inkl. berücksichtigter Nutzungsgrad-Abschläge, sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 6) berechnen.

Tabelle 45: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Klärgas

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
Klärgas	0,0	11,8	69,5	18,7	0,0

Quelle: (Kunze, et al., 2023)

4.9.3 Emissionsfaktoren

Die Datenlage hinsichtlich der Emissionen aus dem realen Betrieb von Klärgas-BHKW ist als lückenhaft zu bezeichnen, zumal viele der Anlagen im niedrigen Leistungsbereich nicht genehmigungspflichtig nach der 4. BImSchV sind. Betreiber genehmigungspflichtiger Anlagen über 1 MW Feuerungswärmeleistung haben gleichwohl nach 11. BImSchV alle vier Jahre eine Emissionserklärung abzugeben.

⁴² Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>

Die im Nationalen Emissionsinventar (UBA, 2023) verwendeten brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb wurden im Rahmen eines Messprojekts für Biogasanlagen abgeleitet (DBFZ, 2011). Derzeit gibt es keine Hinweise, dass sich die Situation für Klärgas anders darstellt.

Die Emissionen aus der Vorkette werden per Definition gleich Null gesetzt, da es sich bei der anaeroben Klärschlammbehandlung um einen Abfallprozess handelt. Emissionen aus dem Fremdbezug von Hilfsenergie werden aus dem durchschnittlichen Eigenstrombedarf von Klärgas-BHKWs abgeleitet.

Tabelle 46: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Klärgas

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM-VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Klärgas Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	32,95	0,00	1,124	0,006	0,416	0,108	0,443	0,015	0,648	0,061
fremd. Hilfsenergie	24,29	22,63	0,046	0,001	0,034	0,014	0,028	0,001	0,022	0,002
Gesamt	57,24	22,63	1,170	0,007	0,450	0,122	0,471	0,017	0,670	0,063

Quelle: (UBA, 2023)

Tabelle 47: Mittlerer Brutto-Nutzungsgrad der Stromerzeugung aus Klärgas (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb)

	2023 [%]
Klärgas	54,6

Quelle: UBA auf Basis von (StBa, 2024)

4.9.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Klärgas errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die resultierenden Bilanzergebnisse sind in Tabelle 48 dargestellt.

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgasereffekt wurden durch die Stromerzeugung aus Klärgas Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 1,1 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 712 g CO₂-Äq. / kWh_{el}.

Tabelle 48: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Klärgas

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungsfaktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	1.248.211	160.209	1.088.003	711,59
CO₂	1.165.835	63.335	1.102.500	721,08
CH₄	2.747	3.275	-528	-0,35
N₂O	21	20	1	0,00
SO₂-Äq.	1.394	1.259	135	0,09
SO₂	541	341	199	0,13
NO_x	1.226	1.318	-92	-0,06

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungs- faktor [g/kWh]
Staub	44	47	-3	0,00
CO	260	1.875	-1.615	-1,06
NMVOG	81	176	-95	-0,06

Quelle: Eigene Berechnungen

Zur Reduktion versauernd wirkender Substanzen trägt die energetische Klärgasnutzung jedoch wenig bei. Aufgrund der höheren spezifischen Emissionen kleiner Verbrennungsmotoren im Vergleich zu Großkraftwerken ist die Emissionsbilanz hier negativ. Dies gilt auch in Hinblick auf weitere Luftschadstoffe wie Kohlenstoffmonoxid und flüchtige organische Verbindungen wie zum Beispiel Formaldehyd, die zur Bildung von bodennahem Ozon beitragen können (so genannter Sommersmog).

4.10 Deponiegas

Deponiegas stammt aus der bakteriellen Umsetzung organischer Siedlungsabfälle, welche in Deponien unter anaeroben Bedingungen eingeschlossen sind. Die Oberflächen-Abdichtung von Deponien und die Fassung sowie Behandlung oder Verwertung des entstehenden Deponiegases stellt eine relevante Klimaschutzmaßnahme dar. Sofern Deponiegas noch in ausreichender Menge und mit ausreichend hohem Methangehalt entsteht, können zusätzliche Emissionsminderungseffekte erzielt werden, wenn das abgesaugte Deponiegas zur Strom- bzw. gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt wird. Die grundsätzlich verfügbare KWK-Wärme kann mangels Wärmesenken in räumlicher Nähe häufig jedoch nicht genutzt werden. Wenn eine energetische Nutzung aufgrund sinkender Volumenströme und Methangehalte nicht mehr möglich ist, wird das entstehende Methan in sogenannte Schwachgasanlagen in Kohlendioxid umgewandelt.

4.10.1 Energiebereitstellung

Die Angabe zur Stromerzeugung aus Deponiegas wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 49 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2024), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung⁴³.

Tabelle 49: Stromerzeugung aus Deponiegas

	2023 [GWh]
Deponiegas	187

Quelle: (AGEE-Stat, 2024)

⁴³ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>

4.10.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus Deponiegas werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.8 und (Kunze, et al., 2023)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2021 mit einem fiktiven europäischen Strommarkt ohne die deutsche EE-Stromproduktion verglichen (kontrafaktisches Szenario).

Die Stromerzeugung aus Deponiegas substituiert bei den derzeitigen Preisrelationen überwiegend Steinkohlekraftwerke und in etwas geringerem Umfang auch Braunkohle- und Erdgaskraftwerke. Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit-Order wird in den Berechnungen davon ausgegangen, dass durch Deponiegas bis zur Außerbetriebnahme der letzten Atomkraftwerke nur ein vernachlässigbarer Anteil aus Kernenergie verdrängt wurde (vgl. Tabelle 50). Darüber hinaus wird von dem Modell die geänderte Stromnachfrage für den Pumpbetrieb und die mit dem Pumpbetrieb verbundenen Speicherverluste berücksichtigt.

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Stromerzeugung aus der Nutzung von Deponiegas lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 5) inkl. berücksichtigter Nutzungsgrad-Abschläge sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 6) berechnen.

Tabelle 50: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Deponiegas

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
Deponiegas	0,0	11,8	69,5	18,7	0,0

Quelle: (Kunze, et al., 2023)

4.10.3 Emissionsfaktoren

Die Datenlage hinsichtlich der Emissionen aus dem realen Betrieb von Deponiegas-BHKW ist besser als beispielsweise bei Klärgas, da viele Anlagen aufgrund ihrer Leistungsgröße nach der 44. BImSchV genehmigungspflichtig sind. Die Betreiber genehmigungspflichtiger Anlagen über 1 MW Feuerungswärmeleistung haben nach 11. BImSchV alle vier Jahre eine Emissionserklärung der zuständigen Behörde zu übermitteln.

Die im Nationalen Emissionsinventar (UBA, 2023) verwendeten brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb wurden im Rahmen eines Messprojekts für Biogasanlagen abgeleitet (DBFZ, 2011). Derzeit gibt es keine Hinweise, dass sich die Situation für Deponiegas anders darstellt.

Tabelle 51 Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Deponiegas

	CO ₂ - Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ - Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM- VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Deponiegas Verbrennungsmotor BHKW – 44. BImSchV										
Vorkette	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	32,95	0,00	1,124	0,006	0,422	0,144	0,400	0,004	0,644	0,035
fremd. Hilfsenergie	13,82	12,88	0,026	0,001	0,019	0,008	0,016	0,001	0,012	0,001
Gesamt	46,77	12,88	1,150	0,006	0,441	0,152	0,416	0,004	0,657	0,036

Quelle: (UBA, 2023)

Die Emissionen aus der Vorkette werden per Definition gleich Null gesetzt, da es sich bei der Deponiegasgewinnung um einen Abfallprozess handelt. Emissionen aus dem Fremdbezug von Hilfsenergie werden aus dem durchschnittlichen Eigenstrombedarf von Deponiegas-BHKWs abgeleitet.

Tabelle 52: Mittlerer Brutto-Nutzungsgrad der Stromerzeugung aus Deponiegas (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb)

	2023 [%]
Deponiegas	34,5

Quelle: UBA auf Basis von (StBa, 2024)

4.10.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Deponiegas errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die resultierenden Bilanzergebnisse sind in Tabelle 53 dargestellt.

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgasemissionen wurden durch die Stromerzeugung aus Deponiegas Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 127.000 t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 681 g CO₂-Äq. / kWh_{el} bezogen auf die Brutto-Stromerzeugung bzw. Einspeisung in das öffentliche Stromnetz.

In Hinblick auf versauernd wirkende Luftschadstoffemissionen leistet die Deponiegasnutzung nur einen geringen Minderungsbeitrag. In Hinblick auf weitere Luftschadstoffe wie Kohlenstoffmonoxid und flüchtige organische Verbindungen wie zum Beispiel Formaldehyd, die zur Bildung von bodennahem Ozon beitragen können (so genannter Sommersmog), ist die Emissionsbilanz negativ. Die spezifischen Staubemissionen sind hingegen etwas geringer als zum Beispiel bei der Stromerzeugung in Kohlekraftwerken. Weiterhin sind diffuse Methanemissionen der Deponien nicht in der Emissionsbilanzierung berücksichtigt.

Tabelle 53: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Deponiegas

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO ₂ -Äq.	152.592	25.309	127.283	681,01
CO ₂	142.522	6.968	135.554	725,26
CH ₄	336	622	-287	-1,53
N ₂ O	3	3	-1	0,00
SO ₂ -Äq.	170	239	-68	-0,37
SO ₂	66	82	-16	-0,09
NO _x	150	225	-75	-0,40
Staub	5	2	3	0,02
CO	32	355	-324	-1,73
NM VOC	10	19	-9	-0,05

Quelle: Eigene Berechnungen

4.11 Biogener Anteil des Siedlungsabfalls

Durch das Verbot der Deponierung unbehandelter Siedlungsabfälle seit 2005 hat die energetische Verwertung des Siedlungsabfalls stark zugenommen. Die Stromerzeugung aus dem biologisch abbaubaren bzw. biogenen Anteil des Siedlungsabfalls wird im Einklang mit der EU-Verordnung über die Energiestatistik VO 1099/2008 und der Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (2009/28/EG) und deren Neufassung Richtlinie (EU) 2018/2001 als erneuerbare Energie ausgewiesen. Auf der Grundlage eines Fachgutachtens der TU Dresden im Auftrag des Umweltbundesamtes wird der biogene Anteil des Siedlungsabfalls auf Bundesebene mit 50 Prozent (energetisch) angesetzt (Hofmann, 2010).

4.11.1 Energiebereitstellung

Die Angabe zur Bruttostromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 54 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2024), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.⁴⁴

Tabelle 54: Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

	2023 [GWh]
Biogener Anteil des Siedlungsabfalls	5.704

Quelle: (AGEE-Stat, 2024)

4.11.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.8 und (Kunze, et al., 2023)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2021 mit einem fiktiven europäischen Strommarkt ohne die deutsche EE-Stromproduktion verglichen (kontrafaktisches Szenario).

Da die Anlagen zur energetischen Verwertung von Siedlungsabfällen in der Regel auf Dauerbetrieb ausgelegt sind, entsteht ein sehr gleichmäßiges Erzeugungsprofil. Bei den derzeitigen Preisrelationen werden hierbei überwiegend Steinkohlekraftwerke und in etwas geringerem Umfang auch Braunkohle- und Erdgaskraftwerke substituiert. (vgl. Tabelle 55).

Tabelle 55: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
biogener Anteil des Siedlungsabfalls	0,0	11,8	69,5	18,7	0,0

Quelle: auf Basis von (Kunze, et al., 2023)

⁴⁴ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls lassen sich aufbauend auf die dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 5) inkl. berücksichtigter Nutzungsgrad-Abschläge, sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 6) berechnen.

4.11.3 Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren für die Stromerzeugung aus Siedlungsabfällen sind nachfolgend dokumentiert. Sie werden dem Nationalen Emissionsinventar des Umweltbundesamtes entnommen und liegen dort je Einheit Primärenergie vor.

Emissionen aus der Vorkette und der benötigten fremdbezogenen Hilfsenergie werden per Definition gleich Null gesetzt, da die Aufwendungen zur Sammlung der Siedlungsabfälle ohnehin angefallen wären, d. h. auch bei einer bis zum Jahr 2005 zulässigen Deponierung. Verbleibende Emissionen aus der Zufuhr der Siedlungsabfälle im Heiz(kraft)werk sowie die Emissionen aus der Herstellung des Heiz(kraft)werks sind über den gesamten Lebenszyklus so gering, dass von einer Bilanzierung abgesehen wird.

Tabelle 56: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM-VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Biogener Siedlungsabfall - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 17. BImSchV										
Vorkette	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	1,33	0,00	0,006	0,004	0,134	0,012	0,176	0,001	0,017	0,001
fremd. Hilfsenergie	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	1,33	0,00	0,006	0,004	0,134	0,012	0,176	0,001	0,017	0,001

Quelle: (UBA, 2023)

Tabelle 57: Mittlerer Brutto-Nutzungsgrad der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Abfalls (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb)

	2023 [%]
biogener Anteil des Siedlungsabfalls	34,2

Quelle: UBA auf Basis von Destatis (StBa, 2024)

4.11.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Abfalls errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 58 dargestellt. In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseneffekt wurden durch die Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Abfalls Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 4,6 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt 812 g CO₂-Äq. / kWh_{el} bezogen auf die Brutto-Stromerzeugung. Bei den Luftschadstoffemissionen führt die Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls zu geringeren Emissionen als die verdrängte fossile Stromerzeugung.

Tabelle 58: Primärenergiebezogene Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Abfalls

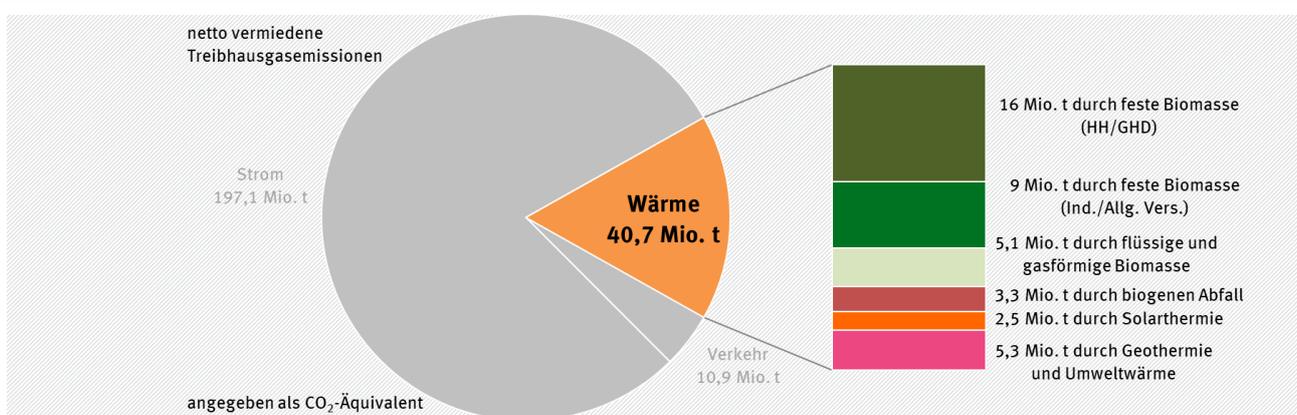
	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	4.657.022	22.116	4.634.906	812,54
CO ₂	4.349.677	0	4.349.677	762,54
CH ₄	10.248	108	10.140	1,78
N ₂ O	77	72	5	0,00
SO₂-Äq.	5.202	2.239	2.962	0,52
SO ₂	2.017	192	1.825	0,32
NO _x	4.576	2.942	1.634	0,29
Staub	163	13	150	0,03
CO	970	288	682	0,12
NMVOC	303	14	289	0,05

Quelle: Eigene Berechnung

5 Erneuerbare Energien im Wärmesektor

Durch den Einsatz von erneuerbaren Energien im Wärmesektor wurden im Jahr 2023 Treibhausgasemissionen in Höhe von 40,7 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Von den drei untersuchten Sektoren (Strom, Wärme und Verkehr) trug der Verbrauch von Wärme aus erneuerbaren Energien etwa 16 Prozent zur Netto-Gesamtemissionsvermeidung an Treibhausgasemissionen bei. Die mit Abstand höchsten absoluten Emissionsvermeidungen wurden durch die verschiedenen Arten der Biomassennutzung erreicht, insbesondere durch den Einsatz von fester Biomasse zur Wärmeerzeugung in Haushalten, GHD, Industrie und allgemeiner Versorgung (insgesamt 25,0 Mio. t CO₂-Äq.) sowie durch den Einsatz von flüssiger und gasförmiger Biomasse (5,1 Mio. t CO₂-Äq.). Die Emissionseinsparung durch biogenen Abfall (3,3 Mio. t CO₂-Äq.), Solarthermie (2,5 Mio. t CO₂-Äq.), Geothermie und Umweltwärme (5,3 Mio. t CO₂-Äq.) sind aufgrund der geringeren Verbreitung im Vergleich niedriger (siehe Abbildung 18).

Abbildung 18: Anteil des EE-Wärmeverbrauchs an den netto vermiedenen THG-Gesamtemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2023



* ohne Berücksichtigung biogener CO₂-Emissionen bei energetischer Nutzung von holzbasierter fester Biomasse

Quelle: Eigene Darstellung des UBA

In den folgenden Abschnitten wird nacheinander die Emissionsbilanz für die Wärmebereitstellung aus fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse sowie aus dem biogenen Anteil des Abfalls, aus Solarthermie und aus Geothermie im Detail erläutert. Diese Unterkapitel sind dabei stets gleich aufgebaut: Nach einer kurzen Einleitung werden die jeweils spezifischen Eingangsparameter der Endenergiebereitstellung sowie der Substitutions- und Emissionsfaktoren erläutert (vgl. auch Kapitel 2.2) bevor die Ergebnisse der Emissionsbilanz des jeweiligen erneuerbaren Energieträgers nach der in Kapitel 2.1 erläuterten Methodik dargestellt werden.

Zur besseren Einordnung der Ergebnisse werden vorweg die primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren (Tabelle 59) aufgeteilt nach direkten Emissionsfaktoren und Emissionsfaktoren aus der Vorkette inkl. fremdbezogener Hilfsenergie sowie die dazugehörigen mittleren Brutto-Nutzungsgrade (Tabelle 60) der verdrängten konventionellen Wärmeerzeugung dargestellt. Die direkten primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren wurden auf Basis des Nationalen Emissionsinventars (UBA, 2023) abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 5.0 (IINAS, 2020) ergänzt. Die Ableitung des durchschnittlichen Emissionsfaktors zum Strommix beruht auf einer Auswertung des Nationalen Emissionsinventars (UBA, 2024). Aus der amtlichen Statistik (StBa, 2024) leiten sich wiederum die mittleren Brutto-Nutzungsgrade der konventionellen Stromerzeugung ab.

Tabelle 59: Mittlere Brutto-Nutzungsgrade der Wärmebereitstellung aus konventionellen Energieträgern (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb)

Sektor	Heizöl / Diesel [%]	Erdgas [%]	Steinkohlen [%]	Braunkohle- briketts [%]	Strom (inkl. NV) [%]	Fossile Fern- wärme [%]
private Haushalte / GHD	86	92	74	74	98	96
Industrie / Allgemeine Versorgung	80	80	80	80	98	96

Quelle: UBA auf Basis von (StBa, 2024)

Tabelle 60: Emissionsfaktoren⁴⁵ der Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern in privaten Haushalten, im GHD-Sektor und der Industrie

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ - Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Heizöl / Diesel										
Vorkette	45,748	43,448	0,069	0,001	0,153	0,088	0,093	0,014	0,088	0,040
Direkte	266,998	266,472	0,000	0,002	0,113	0,008	0,150	0,003	0,043	0,005
Gesamt	312,746	309,920	0,069	0,003	0,265	0,096	0,243	0,017	0,130	0,045
Erdgas										
Vorkette	49,087	25,374	0,842	0,001	0,095	0,028	0,096	0,028	0,038	0,024
Direkte	202,938	202,396	0,011	0,001	0,052	0,001	0,074	0,000	0,048	0,002
Gesamt	252,025	227,770	0,852	0,001	0,147	0,029	0,170	0,028	0,086	0,026
Steinkohle										
Vorkette	56,797	18,094	1,370	0,001	0,025	0,011	0,019	0,003	0,040	0,001
Direkte	375,890	351,420	0,482	0,041	1,541	1,388	0,220	0,067	12,319	0,241
Gesamt	432,687	369,515	1,852	0,043	1,566	1,399	0,239	0,069	12,359	0,242
Braunkohlenbriketts										
Vorkette	59,055	55,199	0,018	0,013	0,054	0,028	0,038	0,077	0,051	0,004
Direkte	385,873	357,009	0,854	0,019	1,840	1,622	0,313	0,286	8,458	0,569
Gesamt	444,928	412,208	0,872	0,031	1,895	1,650	0,352	0,364	8,509	0,572

⁴⁵ Vorkette – Emissionsfaktor der Vorkette inkl. fremdbezogener Hilfsenergie, Direkte – Emissionsfaktoren aus dem direkten Anlagenbetrieb

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Fossiler Fernwärme-Mix⁴⁶										
Vorkette	51,399	28,617	0,806	0,001	0,101	0,034	0,097	0,058	0,040	0,035
Direkte	265,983	262,535	0,074	0,005	0,207	0,070	0,196	0,003	0,038	0,007
Gesamt	317,382	291,152	0,880	0,006	0,308	0,104	0,293	0,061	0,077	0,042
Strom (inkl. Netzverluste)										
Vorkette	56,430	34,204	0,650	0,015	0,124	0,043	0,117	0,014	0,215	0,014
Direkte	388,232	380,032	0,187	0,011	0,490	0,212	0,399	0,010	0,186	0,017
Gesamt	444,662	414,236	0,837	0,026	0,614	0,255	0,516	0,024	0,401	0,032

Quelle: (UBA, 2023), (Baumann & Schuller, 2021), GEMIS 5.0 (IINAS, 2020), (UBA, 2024)

5.1 Feste Biomasse (private Haushalte und GHD⁴⁷)

Biogene Festbrennstoffe, d. h. vor allem holzbasierte Festbrennstoffe, werden in Deutschland seit Langem zur Wärmeerzeugung im Bereich privater Haushalte und im geringeren Umfang auch im GHD-Sektor eingesetzt. Von den etwa 11 bis 12 Mio. Holzfeuerstätten in privaten Haushalten wird der überwiegende Anteil lediglich als Zusatz- bzw. Nebenheizungen betrieben. Langjährig unterstützt durch das Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien (MAP) hat auch die Verbreitung von Zentralheizungen (Heizkesseln) für biogene Festbrennstoffe zugenommen, darunter auch automatisch beschickte Holzhackschnitzel- und Pelletfeuerungen.

5.1.1 Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus fester Biomasse wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (siehe Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 61 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2024), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.⁴⁸

Die angegebene Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor bezieht sich auf die zur Wärmeerzeugung eingesetzte Endenergie. Dies ist analog zu der Bilanzierung fossiler Brennstoffe wie Heizöl oder Erdgas in der deutschen Energiebilanz. Da keine amtliche Erfassung des Energieverbrauchs privater Haushalte und im GHD-Bereich besteht, muss auf Zusatzerhebungen und Verbandsangaben zurückgegriffen werden.

⁴⁶ Für die Ermittlung von fossilen Fernwärme Emissionsfaktoren inklusive Netzverluste müssen zusätzliche Netzverluste in Höhe von 12,5% berücksichtigt werden.

⁴⁷ Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (einschl. Militär)

⁴⁸ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>

Die Zeitreihe des Endenergieverbrauchs von fester Biomasse zur Wärmeerzeugung in privaten Haushalten wurde auf Basis empirischer Erhebungen des Thünen-Instituts zum gesamten Holzeinsatz neu berechnet. Dies gilt gleichermaßen für den GHD-Sektor.

Die für die Emissionen relevante Unterteilung nach dem Einsatz in Einzelraumfeuerungen oder Zentralheizungen erfolgt für beide Verbrauchssektoren auf Basis eines UFOPLAN-Vorhabens des Umweltbundesamtes (Tebert, Volz, & Töfge, 2016).

Tabelle 61: Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor⁴⁹

	2023 [GWh]
feste Biomasse (private Haushalte und GHD) gesamt	86.788
davon eingesetzt in Einzelraumfeuerungen	42.363
davon eingesetzt in Zentralfeuerungen	27.765
davon Pellets	16.660

Quelle: (AGEE-Stat, 2024)

5.1.2 Substitutionsfaktoren

Im Forschungsvorhaben „Untersuchung zur Weiterentwicklung der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger im Bereich Wärme“ (Ortner, et al., 2022) wurden die Substitutionsbeziehungen der festen Biomassen für private Haushalte und dem GHD Sektor abgeleitet. Die Ermittlung der durch den Holzeinsatz in privaten Haushalten substituierten fossilen Energieträger stellt insgesamt eine große Herausforderung dar. Ursache hierfür ist die große Zahl und Vielfalt an dezentralen Versorgungsstrukturen und Nutzerverhalten sowie die im Allgemeinen unbefriedigende energiestatistische Datenlage zum Energieverbrauch privater Haushalte.

Für die privaten Haushalte erfolgte eine Ableitung sogenannter Übergangswahrscheinlichkeiten anhand der IWU-Studie zur „Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016“ (Cischinsky & Diefenbach, 2018) (Diefenbach, Cischinsky, Rodenfeld, & Clausnitzer, 2010). Hierbei wurden die Substitutionsfaktoren anhand der vorher installierten Heizsysteme ermittelt. Darüber hinaus wurden weitere Datenquellen erschlossen, um die Rolle von Zusatzheizungen auf Basis von Biomasse zu analysieren (Köhler, et al., 2018) (Döring, Glasenapp, & Mantau, 2020). Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Einzelraumfeuerungen in der Regel zusätzlich zu einem primären Heizungssystem eingesetzt werden. Es lässt sich beobachten, dass der gesamte Endenergieverbrauch in Gebäuden mit zusätzlicher Einzelraumfeuerung über jenem von Gebäuden ohne Einzelraumfeuerung liegt. Ursächlich hierfür ist das Motiv der Behaglichkeit der Nutzer beim Einsatz der Einzelraumfeuerungen. Dieser ermittelte Mehrverbrauch in Höhe von ca. 29 % ist dabei nicht substitutionswirksam (vgl. Kapitel 2.2.4 (Ortner, et al., 2022)).

Die Substitutionsfaktoren für den GHD-Sektor wurden ebenfalls im Forschungsvorhaben (Ortner, et al., 2022) über Pauschalfaktoren anhand des Prognos Industrie- und GHD-Datenmodells (Kemmler, et al., 2021) abgeleitet. Bei diesem Ansatz werden die Substitutionsfaktoren als Residualmix der nicht-erneuerbaren Energieträger hergeleitet.

⁴⁹ ohne Berücksichtigung des Holzkohleverbrauchs

Tabelle 62 fasst die abgeleiteten Substitutionsfaktoren für die Einzelraum- und Zentralfeuerungen zusammen. Im Fall der Zentralfeuerung wurden die sektorspezifischen Substitutionsfaktoren anhand ihrer Endenergieverbrauchsanteile aggregiert.

Tabelle 62: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor in Bezug auf die angewendete Technik

Technik	Heizöl/Diesel [%]	Erdgas [%]	Steinkohle [%]	Braunkohle [%]	Strom [%]	Fernwärme [%]
Einzelraum- feuerungen	26,2	36,9	0,0	0,0	4,7	3,1
Zentralfeuerung	55,4	25,9	1,2	1,2	14,1	2,2

Quelle: UBA auf Basis von (Ortner, et al., 2022)

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 59) sowie den Emissionsfaktoren der Wärmeerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 60) berechnen.

5.1.3 Emissionsfaktoren

Aufgrund der Vielzahl an dezentralen Kleinfeuerungsanlagen liegen weder für den Einsatz fossiler Energieträger noch für den Einsatz holzbasierter Energieträger repräsentative Messergebnisse für die betrachteten Schadstoffe vor.

Im Folgenden wird daher auf ein im Auftrag des Umweltbundesamtes erstelltes Forschungsvorhaben „Effiziente Bereitstellung aktueller Emissionsdaten für die Luftreinhaltung“ (Struschka, Kilgus, Sprigmann, & Baumbach, 2008) und dessen Aktualisierung (Tebert, Volz, & Töfge, 2016) zurückgegriffen. Auch wenn die ermittelten Daten mit Unsicherheiten behaftet sind, werden sie als derzeit beste verfügbare Datenquellen im Rahmen des Nationalen Emissionsinventars verwendet (UBA, 2023).

Unter Berücksichtigung von Geräteart, Leistung, Betriebsweise und Altersstruktur wurden in den Studien gerätespezifische Emissionsfaktoren des Anlagenbetriebes ermittelt. Diese direkten Emissionsfaktoren werden im Folgenden mit den Vorkettenemissionen aus dem UBA-Forschungsvorhaben „Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm)“ (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016) und den berechneten Emissionen aus der fremdbezogenen Hilfsenergie ergänzt (vgl. Kapitel 2.2.3). Trotz der Diskussion um „carbon debts“ bei der energetischen Nutzung von Waldholz (Agostini, Giuntoli, & Boulamanti, 2013; Brack, 2017; Bäck et al., 2017) wird angenommen, dass die Entnahme von Waldholz aufgrund der nachhaltigen Waldwirtschaft in Deutschland CO₂-neutral erfolgt, so dass lediglich die energetischen Aufwendungen für die Ernte, den Transport und die Aufbereitung des Holzes zu Buche schlagen. Bei einer Ausweitung der Waldholznutzung wäre die Voraussetzung einer nachhaltigen Waldwirtschaft ggf. nicht mehr gegeben, wodurch der Verbrennungsprozess nicht mehr mit 0 g CO₂ / kWh angesetzt werden könnte (vgl. hierzu Kapitel 2.3.3).

Die verwendeten durchschnittlichen Nutzungsgrade der Referenzfälle (siehe Tabelle 63) leiten sich aus den ermittelten Jahresnutzungsgraden vom Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden Forschung und Anwendung (iTG) aus dem Forschungsvorhaben (Ortner, et al., 2022) ab.

Tabelle 63: Durchschnittlicher Nutzungsgrad der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor

Brennstoff / Technik	Eigenstrombedarf [%]	Durchschnittlicher Nutzungsgrad [%]
Brennholz Einzelraumfeuerung	0	60,0
Brennholz Kessel	1	70,0
Briketts Einzelfeuerung	0	60,0
Briketts Kessel	2	70,0
Holzhackschnitzel Einzelraumfeuerung	0	60,0
Holzhackschnitzel Kessel klein (< 50kW)	2	75,0
Holzhackschnitzel Kessel groß (> 50kW)	2	75,0
Pellets Einzelraumfeuerung	1	80,0
Pellets Kessel	2	80,0

Quelle: UBA auf Basis von (Ortner, et al., 2022)

Tabelle 64: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor

Brennstoff/ Technik	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
Brennholz - Einzelraumfeuerungen										
Vorkette	9,472	8,964	0,014	0,000	0,057	0,005	0,076	0,002	0,020	0,007
Direkte	15,609	0*	0,493	0,007	0,170	0,031	0,200	0,305	7,147	0,687
fremd. Hilfsenergie	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	25,081	8,964	0,507	0,007	0,228	0,036	0,275	0,307	7,166	0,694
Brennholz - Kessel										
Vorkette	9,472	8,964	0,014	0,000	0,057	0,005	0,076	0,002	0,020	0,007
Direkte	1,251	0*	0,035	0,001	0,282	0,018	0,378	0,113	1,936	0,062
fremd. Hilfsenergie	3,113	2,900	0,006	0,000	0,004	0,002	0,004	0,000	0,003	0,000
Gesamt	13,836	11,864	0,055	0,002	0,344	0,025	0,458	0,115	1,958	0,069
Briketts (Holz) - Einzelfeuerungen										
Vorkette	10,227	9,576	0,014	0,001	0,104	0,027	0,111	0,006	0,062	0,012
Direkte	0,369	0*	0,004	0,001	0,337	0,018	0,457	0,095	0,776	0,006
fremd. Hilfsenergie	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	10,596	9,576	0,018	0,002	0,440	0,045	0,568	0,100	0,838	0,018
Briketts (Holz) - Kessel										
Vorkette	10,227	9,576	0,014	0,001	0,104	0,027	0,111	0,006	0,062	0,012
Direkte	0,324	0*	0,002	0,001	0,261	0,016	0,353	0,050	0,722	0,010
fremd. Hilfsenergie	6,225	5,799	0,012	0,000	0,009	0,004	0,007	0,000	0,006	0,000
Gesamt	16,776	15,375	0,028	0,002	0,374	0,046	0,471	0,056	0,790	0,022

Brennstoff/ Technik	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]					
Holzhackschnitzel - Einzelraumfeuerungen										
Vorkette	15,743	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	0,413	0*	0,005	0,001	0,266	0,016	0,360	0,083	0,644	0,009
fremd. Hilfsenergie	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	16,156	14,904	0,030	0,002	0,358	0,024	0,480	0,085	0,669	0,018
Holzhackschnitzel - kleiner Kessel										
Vorkette	15,743	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	0,413	0*	0,005	0,001	0,266	0,016	0,360	0,083	0,644	0,009
fremd. Hilfsenergie	6,670	6,214	0,013	0,000	0,009	0,004	0,008	0,000	0,006	0,000
Gesamt	22,826	21,118	0,043	0,002	0,367	0,028	0,488	0,085	0,675	0,018
Holzhackschnitzel - große Kessel										
Vorkette	15,743	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	0,418	0*	0,005	0,001	0,276	0,016	0,374	0,043	1,005	0,010
fremd. Hilfsenergie	6,670	6,214	0,013	0,000	0,009	0,004	0,008	0,000	0,006	0,000
Gesamt	22,831	21,118	0,043	0,002	0,377	0,028	0,502	0,046	1,036	0,019
Pellets - Einzelraumfeuerungen										
Vorkette	10,227	9,576	0,014	0,001	0,104	0,027	0,111	0,006	0,062	0,012
Direkte	0,369	0*	0,004	0,001	0,337	0,018	0,457	0,095	0,776	0,006
fremd. Hilfsenergie	3,557	3,314	0,007	0,000	0,005	0,002	0,004	0,000	0,003	0,000
Gesamt	14,153	12,890	0,025	0,002	0,445	0,047	0,572	0,101	0,841	0,018
Pellets - Kessel										
Vorkette	10,227	9,576	0,014	0,001	0,104	0,027	0,111	0,006	0,062	0,012
Direkte	0,322	0*	0,002	0,001	0,234	0,018	0,310	0,059	0,498	0,003
fremd. Hilfsenergie	7,115	6,628	0,013	0,000	0,010	0,004	0,008	0,000	0,006	0,001
Gesamt	17,664	16,204	0,030	0,002	0,347	0,049	0,428	0,065	0,567	0,016

Quelle: UBA auf Basis von BioEM (IFEU, 2016)

*Grundlage und Rahmen der Berechnung der vermiedenen Emissionen bildet die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018) an der sich auch die Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen (z.B. §5 BioSt-NachV) ausrichten (vgl. hierzu Kapitel 2.3.3). Somit wird der direkte Verbrennungsprozess von fester Biomasse im Rahmen der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger als CO₂-neutral angenommen. Dies weicht von der Darstellung der energetischen Nutzung von fester Biomasse im CO₂-Rechner des Umweltbundesamtes ab. Dort werden die biogenen CO₂Emissionen die bei der Verbrennung von fester Biomasse entstehen mit dem Emissionsfaktor von 365 g CO₂/kWh bilanziert.

5.1.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die brennstoff- bzw. feuerungstypspezifischen Netto-Emissionsbilanzen der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten errechnen sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 65 bis Tabelle 67 dargestellt.

Insgesamt werden durch die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in den privaten Haushalten und dem GHD-Sektor Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 15,6 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Etwa 4,8 Mio. t CO₂-Äq. lassen sich den Einzelraumfeuerungen, ca. 6,5 Mio. t CO₂-Äq. den Zentralfeuerungen und etwa 4,3 Mio. t CO₂-Äq. den Pelletfeuerungen zuordnen.

Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor beträgt bei Einzelraumfeuerungen aufgrund beobachteten Mehrverbrauchs (vgl. Kapitel 5.1.2), der geringeren Effizienz sowie des hohen Substitutionsanteils von Erdgas nur knapp 113 g CO₂-Äq. / kWh_{th}. Zentralfeuerungen ersetzen überwiegend Heizöl und weisen ebenfalls nur geringe Vorkettenemissionen auf, so dass sich insgesamt ein spezifischer Treibhausgas-Vermeidungsfaktor von 234 g CO₂-Äq. / kWh_{th} ergibt. Holzpelletkessel weisen aufgrund ihrer höheren Nutzungsgrade sogar einen Netto-Vermeidungsfaktor von ca. 256 g CO₂-Äq. / kWh_{th} auf. Berücksichtigt man bei der Bilanzierung zusätzlich die direkten biogenen CO₂ Emissionen, würden sich wiederum negative Netto-Vermeidungsfaktoren für alle drei Kategorien ergeben.

Im Hinblick auf versauernd wirkende Luftschadstoffe ist festzuhalten, dass mit dem Einsatz fester Biomasse gegenüber allen substituierten Energieträgern außer Erdgas geringere Schwefeldioxidemissionen verbunden sind. Bei Stickstoffoxiden ist die Emissionsbilanz insbesondere bei Zentralfeuerungsanlagen jedoch leicht negativ.

Hinsichtlich weiterer Luftschadstoffe sind vor allem die hohen Staub- und Kohlenstoffmonoxid-Emissionen aus dem Betrieb von Einzelfeuerstätten hervorzuheben. Mit der Novelle der 1. BImSchV im Jahr 2010 wurden die diesbezüglichen Emissionsgrenzwerte jedoch bereits deutlich verschärft. Demnach sind die Betreiber nach einer längeren Übergangszeit zu einem Austausch bzw. Nachrüstung der Anlagen, die die neuen Emissionsgrenzwerte nicht einhalten können, verpflichtet.

Tabelle 65: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Einzelraumfeuerungen (private Haushalte und GHD)

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	5.826.445	1.035.684	4.790.761	113,09
CO ₂	5.495.961	380.857	5.115.104	120,74
CH ₄	11.057	20.569	-9.512	-0,22
N ₂ O	79	298	-219	-0,01
SO₂-Äq.	4.591	10.039	-5.449	-0,13
SO ₂	1.450	1.542	-92	0,00
NO _x	4.512	12.208	-7.696	-0,18
Staub	508	12.601	-12.093	-0,29
CO	2.441	292.043	-289.603	-6,84
NMVOG	689	28.323	-27.634	-0,65

* ohne Berücksichtigung biogener CO₂-Emissionen bei energetischer Nutzung von holzbasierter fester Biomasse

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 66: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in zentralen Kessel (private Haushalte und GHD)

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	6.993.340	492.400	6.500.940	234,14
CO ₂	6.650.494	441.294	6.209.200	223,63
CH ₄	10.875	1.367	9.508	0,34
N ₂ O	145	48	96	0,00
SO₂-Äq.	6.559	9.841	-3.282	-0,12
SO ₂	2.529	741	1.788	0,06
NO _x	5.789	13.074	-7.285	-0,26
Staub	562	2.770	-2.208	-0,08
CO	6.463	37.996	-31.532	-1,14
NMVOG	897	1.280	-383	-0,01

* ohne Berücksichtigung biogener CO₂-Emissionen bei energetischer Nutzung von holzbasierter fester Biomasse

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 67: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Pellets (private Haushalte und GHD)

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	4.560.531	290.606	4.269.925	256,30
CO ₂	4.335.991	266.600	4.069.392	244,26
CH ₄	7.134	486	6.647	0,40
N ₂ O	94	39	54	0,00
SO₂-Äq.	4.193	5.753	-1.560	-0,09
SO ₂	1.557	800	757	0,05
NO _x	3.787	7.117	-3.330	-0,20
Staub	353	1.060	-706	-0,04
CO	3.556	8.610	-5.055	-0,30
NMVOG	556	255	301	0,02

* ohne Berücksichtigung biogener CO₂-Emissionen bei energetischer Nutzung von holzbasierter fester Biomasse

Quelle: Eigene Berechnungen

5.2 Feste Biomasse (Industrie)

In der Holzverarbeitenden Industrie, aber auch in der Papier- und Möbelindustrie fällt in großem Umfang Restholz wie Schwarten, Späne, Schwarzlauge, Verpackungsholz, Verschnitt oder Rinde an. Die energetische Nutzung dieser kostengünstig verfügbaren Brennstoffpotenziale zur Bereitstellung von Raum- und Prozesswärme (z. B. für die technische Holz Trocknung) hat in Deutschland eine lange Tradition.

5.2.1 Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus fester Biomasse wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 68 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2024), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.⁵⁰

Die angegebene Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie bezieht sich - analog zur Bilanzierung fossiler Brennstoffe wie Heizöl oder Erdgas in der deutschen Energiebilanz - auf die zur Wärmeerzeugung in Industriebetrieben eingesetzte Endenergie. Die Angaben beruhen auf der von den Statistischen Landesämtern durchgeführten Vollerhebung über die Energieverwendung der Betriebe des verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden (StBa, 2024b).

Hinsichtlich der Feuerungsanlagen ist zu beachten, dass die Mehrzahl der Anlagen zwar Industriekessel zur ungekoppelten Wärmeerzeugung sind, jedoch der überwiegende Teil des Brennstoffeinsatzes auf industrielle Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen entfällt.

Tabelle 68: Wärmebereitstellung (Endenergie) aus fester Biomasse in der Industrie

	2023 [GWh]
feste Biomasse (Industrie)	24.991

Quelle: (AGEE-Stat, 2024)

5.2.2 Substitutionsfaktoren

Wie bereits am Anfang des Kapitels 5.2 ausgeführt, konzentrieren sich die energetisch genutzten Stoffströme vor allem auf die Wirtschaftszweige Papier- und Zellstoffindustrie (Schwarzlauge), Holzindustrie (Sägerestholz) und Verarbeitung von Steinen und Erden (biogener Industrieabfall).

Die Substitutionsfaktoren für den Industrie-Sektor wurden im Forschungsvorhaben „Untersuchung zur Weiterentwicklung der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger im Bereich Wärme“ (Ortner, et al., 2022) über Pauschalfaktoren anhand des Prognos Industrie- und GHD-Datenmodells (Kemmler, et al., 2021) abgeleitet. Bei diesem Ansatz werden die Substitutionsfaktoren als Residualmix der nicht-erneuerbaren Energieträger hergeleitet.

Tabelle 69: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie in Bezug auf die angewendete Technik

Technik	Heizöl/Diesel [%]	Erdgas [%]	Steinkohle [%]	Braunkohle [%]	Strom [%]	Fernwärme [%]
feste Biomasse (Industrie)	5,0	61,0	2,1	2,0	13,9	16,0

Quelle: UBA auf Basis von (Ortner, et al., 2022)

⁵⁰ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 61) sowie den Emissionsfaktoren der Wärmeerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 62) berechnen.

5.2.3 Emissionsfaktoren

Trotz der Vielfalt und technischen Einzigartigkeit der industriellen Biomasseheiz(kraft)werke in Deutschland können wenige idealtypische Referenzfälle abgeleitet und diesen ein geschätzter Anteil der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse zugeordnet werden. Die Grundlagen hierfür wurden auf einem im Sommer 2011 gemeinsam von UBA, BMU, AGEE-Stat und dem Deutschen Biomasseforschungszentrum durchgeführten Workshop erarbeitet (UBA, 2012).

Anschließend wurden die für den Endenergiemix relevanten Referenzfälle mit BioEM modelliert (vgl. Kapitel 2.2.3). Während die Vorketten der Brennstoffbereitstellung hierbei unverändert von BioEM übernommen wurden, sind die Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb dem Nationalen Emissionsinventar entnommen. Allerdings liegen die Emissionsfaktoren dort nicht differenziert nach Brennstoffen, sondern nach immissionsrechtlicher Genehmigung der Anlage nach 17. BImSchV, 13. BImSchV, 4. BImSchV (TA-Luft) oder 1. BImSchV vor. Je nach Brennstoffeigenschaften und Luftreinhalte-techniken können die realen Emissionen im Einzelfall daher erheblich von den hier unterstellten, durchschnittlichen Faktoren abweichen.

Zur Ermittlung des elektrischen Nutzungsgrads der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie wird der Energieeinsatz bei KWK-Anlagen entsprechend der Finnischen Methode auf Strom und Wärme aufgeteilt.

In Hinblick auf die Brennstoffe ist per Definition festgelegt, dass die Vorkettenemissionen von Industrieresthölzern, Schwarzlaube und biogenen Industrieabfällen null entsprechen. Bei zugekauften Brennstoffen wie Altholz werden lediglich die Aufwendungen für Aufbereitung und Transport berücksichtigt. Importe biogener Festbrennstoffe sind für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie gegenwärtig noch von untergeordneter Bedeutung.

Des Weiteren wird trotz der Diskussion um „carbon debts“ bei der energetischen Nutzung von Waldholz (Agostini, Giuntoli, & Boulamanti, 2013; Brack, 2017; Bäck et al., 2017) angenommen, dass die Entnahme von Waldholz aufgrund der nachhaltigen Waldwirtschaft in Deutschland treibhausgasneutral erfolgt, so dass lediglich die energetischen Aufwendungen für die Ernte und den Transport des Holzes zu Buche schlagen. Bei einer Ausweitung der Waldholznutzung wäre die Voraussetzung einer nachhaltigen Waldwirtschaft ggf. nicht mehr gegeben, wodurch der Verbrennungsprozess nicht mehr mit 0 g CO₂ / kWh angesetzt werden könnte (vgl. hierzu Kapitel 2.3.3).

Tabelle 70: Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse und geschätzter Anteil der Referenzfälle am Endenergiemix

Brennstoff	Technik ⁵¹	Immissions-schutz	th. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode) [%]	Eigen- strombe- darf ⁵² [%]	Erzeu- gungs- mix ⁵³ [%]
Altholz	DT-Entnahmekonden- sationsmaschine	17. BImSchV	86	2	15,4
Industrierestholz	DT-Entnahmekonden- sationsmaschine	TA-Luft	86	2	2,0
Industrierestholz	DT-Entnahmekonden- sationsmaschine	13. BImSchV	86	2	0,7
Industrierestholz	Organic Rankine Cycle	TA-Luft	96	2	0,7
Industrierestholz	Kessel	-	80	2	26,2
Schwarz-, Brenn-, Sulfi- tabelle	DT-Entnahmekonden- sationsmaschine	13. BImSchV	95	2	16,5
Pellets (Holz)	Kessel	-	80	2	1,8
Pellets (Holz)	Verbrennungs- motor BHKW	TA-Luft	85	2	0,2
Waldholz	Kessel	-	77	2	17,2
Waldtholz	DT-Entnahmekonden- sationsmaschine	TA-Luft	88	2	15,2
Klärschlamm	Kessel	-	80	2	2,7
Klärschlamm	DT-Entnahmekonden- sationsmaschine	17. BImSchV	88	2	1,4

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (UBA, et al., 2012), (UBA, 2023), BioEm (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016) und (StBa, 2024b)

⁵¹ DT- Dampfturbine, BHKW-Blockheizkraftwerk

⁵² eigene Annahmen auf Basis von BioEM (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016)

⁵³ eigene Annahmen auf Basis von (StBa, 2024b)

Tabelle 71: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie

Brennstoff / Technik	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]					
Altholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 17. BImSchV										
Vorkette	10,227	9,576	0,014	0,001	0,104	0,027	0,111	0,006	0,062	0,012
Direkte	0,322	0*	0,002	0,001	0,234	0,018	0,310	0,059	0,498	0,003
fremd. Hilfsenergie	7,115	6,628	0,013	0,000	0,010	0,004	0,008	0,000	0,006	0,001
Gesamt	17,664	16,204	0,030	0,002	0,347	0,049	0,428	0,065	0,567	0,016
Industrie-Restholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BImSchV										
Vorkette	10,488	10,008	0,014	0,000	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	3,971	0*	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	7,668	7,143	0,014	0,000	0,011	0,004	0,009	0,000	0,007	0,001
Gesamt	22,126	17,151	0,068	0,012	0,448	0,043	0,582	0,069	0,226	0,135
Industrie-Restholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - TA-Luft										
Vorkette	10,488	10,008	0,014	0,000	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	3,971	0*	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	7,668	7,143	0,014	0,000	0,011	0,004	0,009	0,000	0,007	0,001
Gesamt	22,126	17,151	0,068	0,012	0,448	0,043	0,582	0,069	0,226	0,135
Industrie-Restholz - Organic Rankine Cycle - TA-Luft										
Vorkette	10,488	10,008	0,014	0,000	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	3,971	0*	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	8,494	7,913	0,016	0,001	0,012	0,005	0,010	0,000	0,008	0,001
Gesamt	22,952	17,921	0,070	0,012	0,449	0,044	0,583	0,069	0,227	0,135
Industrie-Restholz – Kessel										
Vorkette	10,488	10,008	0,014	0,000	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	3,971	0*	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	7,115	6,628	0,013	0,000	0,010	0,004	0,008	0,000	0,006	0,001
Gesamt	21,573	16,636	0,067	0,012	0,448	0,043	0,581	0,069	0,226	0,135
Schwarzlauge - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BImSchV										
Vorkette	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	1,111	0*	0,009	0,003	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	8,190	7,629	0,015	0,000	0,011	0,005	0,010	0,000	0,007	0,001
Gesamt	9,300	7,629	0,024	0,004	0,389	0,038	0,505	0,068	0,213	0,130
Pellets – Kessel										
Vorkette	10,227	9,576	0,014	0,001	0,104	0,027	0,111	0,006	0,062	0,012
Direkte	0,322	0*	0,002	0,001	0,234	0,018	0,310	0,059	0,498	0,003

Brennstoff / Technik	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]					
fremd. Hilfsenergie	7,115	6,628	0,013	0,000	0,010	0,004	0,008	0,000	0,006	0,001
Gesamt	17,664	16,204	0,030	0,002	0,347	0,049	0,428	0,065	0,567	0,016
Pellets - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	10,227	9,576	0,014	0,001	0,104	0,027	0,111	0,006	0,062	0,012
Direkte	0,312	0*	0,002	0,001	0,196	0,016	0,259	0,083	0,259	0,003
fremd. Hilfsenergie	8,186	7,626	0,015	0,000	0,011	0,005	0,009	0,000	0,007	0,001
Gesamt	18,726	17,202	0,031	0,002	0,311	0,047	0,379	0,089	0,329	0,015
Waldholz – Kessel										
Vorkette	15,743	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	3,971	0*	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	7,115	6,628	0,013	0,000	0,010	0,004	0,008	0,000	0,006	0,001
Gesamt	26,829	21,532	0,078	0,012	0,479	0,046	0,623	0,071	0,237	0,139
Waldholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - TA-Luft										
Vorkette	15,743	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	3,971	0*	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	8,104	7,549	0,015	0,000	0,011	0,005	0,009	0,000	0,007	0,001
Gesamt	27,818	22,453	0,080	0,012	0,481	0,046	0,624	0,071	0,238	0,139
Klärschlamm - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BImSchV										
Vorkette	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	4,174	0*	0,003	0,015	0,866	0,691	0,251	0,072	0,151	0,011
fremd. Hilfsenergie	6,311	5,879	0,012	0,000	0,009	0,004	0,007	0,000	0,006	0,000
Gesamt	10,485	5,879	0,014	0,016	0,875	0,695	0,258	0,072	0,156	0,011
Klärschlamm – Kessel										
Vorkette	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	4,174	0*	0,003	0,015	0,866	0,691	0,251	0,072	0,151	0,011
fremd. Hilfsenergie	7,115	6,628	0,013	0,000	0,010	0,004	0,008	0,000	0,006	0,001
Gesamt	11,288	6,628	0,016	0,016	0,876	0,695	0,259	0,072	0,157	0,011

Quelle: UBA auf Basis von BioEM (IFEU, 2016)

*Grundlage und Rahmen der Berechnung der vermiedenen Emissionen bildet die Erneuerbare Energien-Richtlinie der EU (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018) an der sich auch die Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen (z.B. §5 BioSt-NachV) ausrichten (vgl. hierzu Kapitel 2.3.3). Somit wird der direkte Verbrennungsprozess von fester Biomasse im Rahmen der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger als CO₂-neutral angenommen. Dies weicht von der Darstellung der energetischen Nutzung von fester Biomasse im CO₂-Rechner des Umweltbundesamtes ab. Dort werden die biogenen CO₂Emissionen die bei der Verbrennung von fester Biomasse entstehen mit dem Emissionsfaktor von 365 g CO₂/kWh bilanziert.

5.2.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Tabelle 72).

Im Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseneffekt trug die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie zur Vermeidung von ca. 7,1 Mio. t CO₂-Äq. Treibhausgasemissionen bei. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor beträgt insbesondere aufgrund des hohen Substitutionsanteils von Erdgas nur knapp 285 g CO₂-Äq. / kWh_{th}.

In Hinblick auf versauernd wirkende Luftschadstoffe ist festzuhalten, dass mit dem Einsatz fester Biomasse gegenüber allen substituierten Energieträgern außer Erdgas geringere Schwefeldioxidemissionen verbunden sind. Bei Stickstoffoxiden sind die Emissionen jedoch im Vergleich leicht höher.

Hinsichtlich weiterer Luftschadstoffe zeigt sich, dass vor allem die Staubemissionen trotz der Genehmigungspflicht der Anlagen nach Bundesimmissionsschutzgesetz teilweise deutlich höher liegen als bei dem substituierten fossilen Energieträgermix. Dies gilt jedoch nicht für die Kohlenstoffmonoxid-Emissionen, welche durch den Einsatz von fester Biomasse in der Industrie sinken.

Tabelle 72: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	7.657.094	531.482	7.125.612	285,13
CO ₂	7.022.618	419.664	6.602.953	264,21
CH ₄	20.919	1.553	19.366	0,77
N ₂ O	184	258	-74	0,00
SO₂-Äq.	8.152	11.253	-3.101	-0,12
SO ₂	2.944	1.818	1.125	0,05
NO _x	7.482	13.556	-6.074	-0,24
Staub	836	1.507	-670	-0,03
CO	2.652	5.141	-2.488	-0,10
NMVOG	909	2.707	-1.799	-0,07

* ohne Berücksichtigung biogener CO₂-Emissionen bei energetischer Nutzung von holzbasierter fester Biomasse

Quelle: Eigene Berechnungen

5.3 Feste Biomasse (Allgemeine Versorgung)

In den Energieversorgungsunternehmen, die nicht nur Strom, sondern auch Wärme an Dritte liefern (z. B. über Fernwärmenetze), konnte sich der Einsatz fester Biomasse zur ungekoppelten und gekoppelten Wärmeerzeugung erst in den letzten Jahren etablieren. Maßgeblicher Treiber für den Einsatz in gekoppelter Wärmeerzeugung waren die Anreize des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.

5.3.1 Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.4). Der in Tabelle 73 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2024), die jährlich im

vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.⁵⁴

Die angegebene Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der allgemeinen Versorgung - anders als bei den vorstehenden Angaben zu Haushalten und Industrie - bezieht sich auf die Nettowärmeerzeugung der Heizwerke und Heizkraftwerke abzüglich anteiliger Leitungsverluste im Wärmenetz und der Eigenverbräuche der Erzeugungsanlagen. Letztlich umfassen die Angaben daher die an den Hausübergabestationen an Kunden gelieferten Wärmemengen.

Die Daten beruhen auf den von den statistischen Landesämtern durchgeführten Erhebungen über die Strom- und Wärmeerzeugung in den Heiz(kraft)werken der öffentlichen Versorgung sowie über Erzeugung, Bezug, Verwendung und Abgabe von Wärme. Berichtspflichtig sind alle Betreiber von Heizkraftwerken mit mehr als 1 MW elektrischer Leistung, alle Betreiber von Heizwerken über 2 MW thermischer Leistung und alle Betreiber von wärmegeführten Blockheizkraftwerken, sofern diese in ein Wärmenetz der allgemeinen Versorgung einspeisen. Das Verhältnis von ungekoppelter Wärmeerzeugung in Heiz(kraft)werken zu gekoppelter Wärmeerzeugung in Heizkraftwerken beträgt etwa 1 zu 3.

Tabelle 73: Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung

	2023 [GWh]
feste Biomasse (Allg. Vers.)	6.653

Quelle: (AGEE-Stat, 2024)

5.3.2 Substitutionsfaktoren

Hinsichtlich der Substitutionsbeziehungen der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der allgemeinen Versorgung wird angenommen, dass zu 100 Prozent mit fossilen Energieträgern erzeugte Fernwärme ersetzt wird. Es wird also unterstellt, dass mit dem Ausbau von Biomasse-H(K)W kein wesentlicher Impuls zum Ausbau von Wärmenetzen einhergeht. Maßgeblich für diese Annahme ist auch, dass der in den letzten Jahren zum Beispiel durch das Marktanreizprogramm erneuerbarer Energien geförderte Ausbau dezentraler Nahwärmenetze ohnehin nur zu geringen Teilen in Tabelle 73 enthalten ist (vgl. vorstehendes Kapitel). Aus demselben Grund wird auch angenommen, dass die mit der Bereitstellung von fossiler bzw. biogener Fernwärme verbundenen Netzverluste eine ähnliche Größenordnung aufweisen und an dieser Stelle nicht weiter berücksichtigt werden.

Tabelle 74: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung

Technik	Heizöl/Diesel [%]	Erdgas [%]	Steinkohle [%]	Braunkohle [%]	Strom [%]	Fernwärme (ohne Netzverluste) [%]
feste Biomasse (Allgemeine Versorgung)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0

Quelle: Eigene Annahme

⁵⁴ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 59) sowie den Emissionsfaktoren der Wärmeerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 60) berechnen. Der zugrundeliegende Brennstoffeinsatz an Primärenergieträgern ist in Tabelle 75 dokumentiert.

Tabelle 75: Fossiler Brennstoffmix für die Erzeugung von Fernwärme

	Erdgas [%]	Steinkohlen [%]	Braunkohlen [%]	Heizöl EL + S [%]
fossiler Fernwärme Mix	62,2	27,3	8,9	1,6

Quelle: UBA auf Basis (AGEB, 2023)

5.3.3 Emissionsfaktoren

Analog zum Vorgehen in den entsprechenden Kapiteln im Strom- und Wärmesektor wurde ein relevanter Referenzfall für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heizkraftwerken der allgemeinen Versorgung mit BioEM modelliert. Während die Vorketten der Brennstoffbereitstellung hierbei von BioEM übernommen wurden, sind die Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb dem Nationalen Emissionsinventar (UBA, 2023) entnommen. Allerdings liegen die Emissionsfaktoren dort nicht differenziert nach Brennstoffen, sondern nach immissionsrechtlicher Genehmigung der Anlage nach 17. BImSchV, 13. BImSchV, 4. BImSchV (TA-Luft) oder 1. BImSchV vor. Je nach Brennstoffeigenschaften und Luftreinhalteverfahren können die realen Emissionen im Einzelfall daher erheblich von den hier unterstellten, durchschnittlichen Faktoren abweichen.

Auf die Modellierung eines Referenzfalls für die ungekoppelte Wärmeerzeugung wird verzichtet, da sich die primärenergetischen Emissionsfaktoren innerhalb eines immissionsrechtlichen Genehmigungsbereichs nicht zwischen Kesseln in Heizkraftwerken und reinen Heizkesseln unterscheiden.

Des Weiteren wird trotz der Diskussion um „carbon debts“ bei der energetischen Nutzung von Holz (Agostini, Giuntoli, & Boulamanti, 2013) angenommen, dass die Entnahme von Waldholz aufgrund der nachhaltigen Waldwirtschaft in Deutschland treibhausgasneutral erfolgt, so dass lediglich die energetischen Aufwendungen für die Ernte und den Transport (bei Pellets auch die Brennstoffherstellung) zu Buche schlagen. Bei einer Ausweitung der Waldholznutzung wäre die Voraussetzung einer nachhaltigen Waldwirtschaft ggf. nicht mehr gegeben, wodurch der Verbrennungsprozess nicht mehr mit 0 g CO₂/kWh angesetzt werden könnte (vgl. hierzu Kapitel 2.3.3).

Importe biogener Festbrennstoffe sind für die Stromerzeugung und die damit verbundene Bereitstellung von Wärme für die allgemeine Versorgung gegenwärtig noch von untergeordneter Bedeutung, die Holzimporte insgesamt nehmen jedoch zu. Lediglich bei Anlagen an den Landesgrenzen oder in der Nähe von Seehäfen sind geringe Importe v. a. von Holz aus dem europäischen Ausland bekannt.

Zur Ermittlung des thermischen Nutzungsgrads der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse für die allgemeine Versorgung wird der Energieeinsatzes bei KWK-Anlagen entsprechend der Finnischen Methode auf Strom und Wärme aufgeteilt.

Tabelle 76: Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung

Brennstoff	Technik ⁵⁵	Immissionschutz	th. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode) [%]	Eigenstrombedarf ⁵⁶ [%]	Erzeugungsmix ⁵⁷ [%]
Altholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	17. BImSchV	82	2	41,1
Industrierestholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	13. BImSchV	86	2	0,9
Industrierestholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	TA-Luft	86	2	2,7
Industrierestholz	Heizwerk	TA-Luft	83	2	3,8
Klärschlamm	Kessel	-	88	2	1,5
Pellets (Holz)	Heizwerk	TA-Luft	85	2	2,3
Waldholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	TA-Luft	88	2	23,2
Waldholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	13. BImSchV	88	2	7,1
Waldholz	Organic Rankine Cycle	TA-Luft	88	2	5,4
Waldholz	Heizwerk	TA-Luft	79	2	11,9

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis GEMIS 5.0 (IINAS, 2013), (UBA, et al., 2012) und (StBa, 2023c)

Tabelle 77: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung

Brennstoff / Technik	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Altholz (A 3-4) u.a. Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 17. BImSchV										
Vorkette	11,534	10,944	0,018	0,000	0,066	0,006	0,086	0,001	0,016	0,005
Direkte	3,971	0*	0,040	0,011	0,287	0,051	0,338	0,004	0,067	0,002
fremd. Hilfsenergie	7,949	7,405	0,015	0,000	0,011	0,005	0,009	0,000	0,007	0,001

⁵⁵ DT- Dampfturbine

⁵⁶ eigene Annahmen auf Basis BioEM (IFEU, 2016)

⁵⁷ eigene Annahmen auf Basis von (StBa, 2024b) (StBa, 2023c)

Brennstoff / Technik	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]					
Gesamt	23,453	18,349	0,073	0,012	0,363	0,062	0,434	0,006	0,091	0,008
Industrie-Restholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BImSchV										
Vorkette	10,488	10,008	0,014	0,000	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	3,971	0*	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	7,668	7,143	0,014	0,000	0,011	0,004	0,009	0,000	0,007	0,001
Gesamt	22,126	17,151	0,068	0,012	0,448	0,043	0,582	0,069	0,226	0,135
Industrie-Restholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - TA-Luft										
Vorkette	10,488	10,008	0,014	0,000	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	3,971	0*	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	7,668	7,143	0,014	0,000	0,011	0,004	0,009	0,000	0,007	0,001
Gesamt	22,126	17,151	0,068	0,012	0,448	0,043	0,582	0,069	0,226	0,135
Industrie-Restholz - Heizwerk - TA-Luft										
Vorkette	10,488	10,008	0,014	0,000	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	3,971	0*	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	7,460	6,949	0,014	0,000	0,010	0,004	0,009	0,000	0,007	0,001
Gesamt	21,918	16,957	0,068	0,012	0,448	0,043	0,582	0,069	0,226	0,135
Klärschlamm										
Vorkette	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	4,174	0*	0,003	0,015	0,866	0,691	0,251	0,072	0,151	0,011
fremd. Hilfsenergie	7,115	6,628	0,013	0,000	0,010	0,004	0,008	0,000	0,006	0,001
Gesamt	11,288	6,628	0,016	0,016	0,876	0,695	0,259	0,072	0,157	0,011
Pellets (Holz) (Viersteller) Heizwerk - TA-Luft										
Vorkette	10,227	9,576	0,014	0,001	0,104	0,027	0,111	0,006	0,062	0,012
Direkte	5,345	0*	0,002	0,020	0,266	0,018	0,356	0,115	0,396	0,003
fremd. Hilfsenergie	8,186	7,626	0,015	0,000	0,011	0,005	0,009	0,000	0,007	0,001
Gesamt	23,759	17,202	0,031	0,021	0,381	0,050	0,476	0,121	0,465	0,015
Waldholz - Organic Rankine Cycle - TA-Luft										
Vorkette	10,227	9,576	0,014	0,001	0,104	0,027	0,111	0,006	0,062	0,012
Direkte	5,345	0*	0,002	0,020	0,266	0,018	0,356	0,115	0,396	0,003
fremd. Hilfsenergie	8,186	7,626	0,015	0,000	0,011	0,005	0,009	0,000	0,007	0,001
Gesamt	23,759	17,202	0,031	0,021	0,381	0,050	0,476	0,121	0,465	0,015
Waldholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - TA-Luft										

Brennstoff / Technik	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Vorkette	15,743	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	3,971	0*	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	8,104	7,549	0,015	0,000	0,011	0,005	0,009	0,000	0,007	0,001
Gesamt	27,818	22,453	0,080	0,012	0,481	0,046	0,624	0,071	0,238	0,139
Waldholz u.a. Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BImSchV										
Vorkette	15,743	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	3,971	0*	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	8,104	7,549	0,015	0,000	0,011	0,005	0,009	0,000	0,007	0,001
Gesamt	27,818	22,453	0,080	0,012	0,481	0,046	0,624	0,071	0,238	0,139
Waldholz u.a. Heizwerk - TA-Luft										
Vorkette	15,743	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	3,971	0*	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	7,012	6,532	0,013	0,000	0,010	0,004	0,008	0,000	0,006	0,000
Gesamt	26,726	21,436	0,078	0,012	0,479	0,046	0,623	0,071	0,237	0,139

Quelle: UBA auf Basis von BioEM (IFEU, 2016)

*Grundlage und Rahmen der Berechnung der vermiedenen Emissionen bildet die Erneuerbare Energien-Richtlinie der EU (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018) an der sich auch die Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen (z.B. §5 BioSt-NachV) ausrichten (vgl. hierzu Kapitel 2.3.3). Somit wird der direkte Verbrennungsprozess von fester Biomasse im Rahmen der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger als CO₂-neutral angenommen. Dies weicht von der Darstellung der energetischen Nutzung von fester Biomasse im CO₂-Rechner des Umweltbundesamtes ab. Dort werden die biogenen CO₂-Emissionen die bei der Verbrennung von fester Biomasse entstehen mit dem Emissionsfaktor von 365 g CO₂/kWh bilanziert.

5.3.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Tabelle 78).

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgasemissionen trägt die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in den Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung zur Vermeidung von ca. 1,7 Mio. t CO₂-Äq. Treibhausgasemissionen bei. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor beträgt aufgrund der hohen Substitution von Erdgas ca. 262 g CO₂-Äq. / kWh_{th}. Berücksichtigt man bei der Bilanzierung zusätzlich die biogenen CO₂-Emissionen würde sich wiederum ein negativer Netto-Vermeidungsfaktor für die energetischer Nutzung fester Biomasse in der Allgemeinen Versorgung ergeben.

In Hinblick auf versauernd wirkende Luftschadstoffe ist festzuhalten, dass beim Einsatz fester Biomasse geringere Schwefeldioxidemissionen als beim fossilen Brennstoffmix entstehen. Bei Stickstoffoxiden ist die Emissionsbilanz jedoch deutlich negativ. Hinsichtlich weiterer Luftschadstoffe zeigt sich, dass vor allem die Kohlenstoffmonoxid- und NMVOC-Emissionen, aber auch die Staubemissionen teilweise deutlich höher liegen als bei der verdrängten, durch Erdgas dominierten fossilen Fernwärmebereitstellung.

Tabelle 78: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungsfaktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	1.892.000	146.415	1.745.585	262,17
CO ₂	1.735.638	113.335	1.622.303	243,65
CH ₄	5.246	452	4.794	0,72
N ₂ O	36	77	-41	-0,01
SO₂-Äq.	1.837	2.800	-963	-0,14
SO ₂	620	327	293	0,04
NO _x	1.749	3.554	-1.805	-0,27
Staub	362	312	50	0,01
CO	462	1.212	-750	-0,11
NMVOC	252	569	-317	-0,05

* ohne Berücksichtigung biogener CO₂-Emissionen bei energetischer Nutzung von holzbasierter fester Biomasse

Quelle: Eigene Berechnungen

5.4 Flüssige Biomasse

Während die ersten Rapsöl-Blockheizkraftwerke in den 1980er und 1990er Jahren i. d. R. wärmegeführt (d. h. je nach aktuellen Heizenergiebedarf) betrieben wurden, gewann in den Jahren des palmölgetriebenen Ausbaubooms 2005 bis 2008 eine stärker stromgeführte Fahrweise zunehmend an Bedeutung (vgl. Kapitel 4.7). Da die Anlagen jedoch vielfach in Betrieben mit hohem Prozesswärmebedarf (z. B. im Gartenbau oder Gewerbe) installiert wurden, konnten gleichwohl relativ hohe KWK-Anteile realisiert werden.

Mit dem Anstieg der Palmölpreise ab 2009 waren diese Anlagen nicht mehr wirtschaftlich zu betreiben und es kam zu zahlreichen Anlagenstillegungen. Parallel zur Stromerzeugung ging damit auch die Wärmebereitstellung aus Pflanzenöl deutlich zurück (vgl. Kapitel 4.7).

Der Verbrauch in den Bereichen Landwirtschaft, Baugewerbe und Militär wird aus energiebilanziellen Gründen seit 2014 (rückwirkend bis 2004) von der AGEE-Stat und der AGEB nicht mehr dem Verkehrssektor zugeordnet, sondern im Wärmeverbrauchssektor im Bereich flüssige Biomasse mitverbucht.

5.4.1 Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (siehe Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 73 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2024), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.⁵⁸

⁵⁸ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>

Die angegebene Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse stammt aus der Nettowärmeerzeugung von Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung abzüglich anteiliger Leitungsverluste im Wärmenetz und der Eigenverbräuche der Erzeugungsanlagen. Letztlich umfassen die Angaben daher die an den Hausübergabestationen an Kunden gelieferten Wärmemengen. Aufgrund der geringen Leistungen der Pflanzenöl-Blockheizkraftwerke gilt dies allerdings nur für einen Bruchteil der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse. Der überwiegende Teil entstammt vielmehr dem Brennstoffeinsatz in Industrieheizkraftwerken und in Pflanzenöl-Blockheizkraftwerken „sonstiger“ Betreiber unter 1 MW elektrischer Leistung, wie er formal der Wärmeerzeugung aus Pflanzenöl und flüssigen biogenen Abfällen zugeordnet wird.

Tabelle 79: Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse und Biodieseleinsatz in der Land- und Bauwirtschaft

	2023 [GWh]
flüssige Biomasse gesamt	2.576
davon Pflanzenöl	382
davon flüssige Biomasse (Industrie)	127
davon Biodiesel / HVO (Land- und Bauwirtschaft)	2.066

Quelle: (AGEE-Stat, 2024)

Die Daten beruhen auf den von den statistischen Landesämtern durchgeführten Erhebungen über die Strom- und Wärmeerzeugung in den Heiz(kraft)werken der öffentlichen Versorgung, über Stromerzeugungsanlagen in der Industrie, über die Energieverwendung der Betriebe des verarbeitenden Gewerbes sowie über Erzeugung, Bezug, Verwendung und Abgabe von Wärme. Da die Wärmeauskopplung der „sonstigen“ Betreiber nicht amtlich erfasst wird, hat die AGEE-Stat ein Verfahren entwickelt, um die Wärmeauskopplung aus diesen Anlagen zu berechnen. Wesentliche Grundlage hierfür bilden die von den Übertragungsnetzbetreibern für die Prüfung des Ausgleichmechanismus des EEG durch die Bundesnetzagentur erhobenen EEG-Daten (vgl. (UBA, 2012)).

5.4.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für flüssige Biomasse wurden im Forschungsvorhaben „Untersuchung zur Weiterentwicklung der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger im Bereich Wärme“ (Ortner, et al., 2022) über Pauschalfaktoren anhand des Industrie- und GHD-Datenmodell der Prognos AG (Kemmler, et al., 2021) abgeleitet. Bei diesem Ansatz werden die Substitutionsfaktoren als Residualmix der nicht-erneuerbaren Energieträger hergeleitet. Eine Ausnahme stellt Biodiesel und HVO im Sektor Land- und Bauwirtschaft dar. Hier wird von einer vollständigen Substitution von Öl (mineralischem Diesel) ausgegangen.

Tabelle 80: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse und des Einsatzes von Biodiesel und HVO in der Land- und Bauwirtschaft

	Öl [%]	Gas [%]	Steinkohle [%]	Braunkohle [%]	Fernwärme [%]	Strom [%]
flüssige Biomasse	6,0	66,0	4,0	2,0	13,0	9,0
Biodiesel / HVO (Landwirtschaft)	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: UBA auf Basis von (Ortner, et al., 2022)

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse und des Biodieseleinsatzes in der Landwirtschaft lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 59) sowie den Emissionsfaktoren der Wärmeerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 60) berechnen.

5.4.3 Emissionsfaktoren

Die Emissionen bei der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse sind im Wesentlichen von drei Einflussfaktoren abhängig:

- ▶ Substrat (Rapsöl vs. Palmöl),
- ▶ Technik und Leistungsgröße der Blockheizkraftwerke,
- ▶ Immissionsschutzrechtliche Genehmigung (ab 1 MW Feuerungswärmeleistung bzw. ca. 350 kW_{el} Genehmigungspflicht und damit Art der Abgasnachbehandlung nach BImSchG).

Zum Substrateinsatz liegen Informationen aus (BLE, 2023) vor. Während in Anlagen bis 10 kW_{el} ausschließlich Rapsöl zum Einsatz kommt, werden Anlagen ab 150 kW_{el}, auf die derzeit über 80 Prozent der installierten Leistung entfallen, in der Regel mit Palmöl oder Rapsöl betrieben.

Tabelle 81: Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse

Brennstoff ⁵⁹	Technik ⁶⁰	Immissionschutz	th. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode) [%]	Eigenstrombedarf ⁶¹ [%]	Erzeugungsmix ⁶² [%]
Pflanzenöl (Rapsöl)	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	49	1	14,4
Pflanzenöl (Palmöl)	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	49	1	0,4
Flüssige biogene Stoffe (Industrie)	DT-Entnahmekondensationsmaschine	13. BImSchV	73	1	4,9
Biodiesel (Landwirtschaft)	Motor		100	0	64,0
HVO (Landwirtschaft)	Motor		100	0	16,3

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis GEMIS 5.0 (IINAS, 2020), BioEM (IFEU, 2016), (UBA, 2012), (BLE, 2023) und (StBa, 2023c)

Die Verstromung von Pflanzenölen erfolgt überwiegend in umgerüsteten Diesel-Serienmotoren. Die Stromkennzahlen steigen mit zunehmender Anlagenleistung an, d. h. kleinere Blockheizkraftwerke unter 50 kW_{el} erzeugen proportional mehr Wärme als Strom, während größere Aggregate ab 300 bis 400

⁵⁹ HVO -Hydrotreated Vegetable Oils

⁶⁰ DT - Dampfturbine

⁶¹ eigene Annahmen auf Basis von BioEM (IFEU, 2016)

⁶² eigene Annahmen auf Basis von (UBA, 2012) (BLE, 2023)

kW_{el} Stromkennzahlen von 1,0 erreichen. Da diese Anlagenklasse zudem oftmals knapp unterhalb der Schwelle für eine Immissionschutzrechtliche Genehmigungspflicht liegt, sind nur in wenigen Fällen Techniken zur Abgasnachbehandlung installiert. Zur Ermittlung des elektrischen Nutzungsgrads der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse wird der Energieeinsatz bei KWK-Anlagen entsprechend der Finnischen Methode auf Strom und Wärme aufgeteilt.

Die direkten Emissionen aus dem realen Betrieb von Pflanzenöl-BHKW sind dem Nationalen Emissionsinventar (UBA, 2023) entnommen. Diese direkten Emissionen wurden anschließend um die Vorkettenemissionen aus BioEM (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016) und den abgeleiteten Emissionen aus der fremdbezogenen Hilfsenergie ergänzt. Unter der Annahme von Nutzungsgraden und Stromkennzahlen, die sich aus den EEG-Abrechnungsdaten der Bundesnetzagentur ableiten, ergeben sich die endenergiebezogenen Emissionsfaktoren.

Tabelle 82: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor

Brennstoff / Technik	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Rapsöl - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	140,194	77,760	0,141	0,221	0,259	0,080	0,257	0,015	0,067	0,021
Direkte	0,886	0,000	0,010	0,002	0,708	0,001	1,017	0,024	0,143	0,010
fremd. Hilfsenergie	2,187	2,037	0,004	0,000	0,003	0,001	0,003	0,000	0,002	0,000
Gesamt	143,266	79,797	0,155	0,223	0,971	0,082	1,277	0,039	0,212	0,031
Palmöl - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	106,190	59,400	0,564	0,117	0,628	0,270	0,515	0,069	0,082	0,024
Direkte	0,886	0,000	0,010	0,002	0,708	0,001	1,017	0,024	0,143	0,010
fremd. Hilfsenergie	2,187	2,037	0,004	0,000	0,003	0,001	0,003	0,000	0,002	0,000
Gesamt	109,263	61,437	0,578	0,119	1,340	0,272	1,534	0,093	0,227	0,034
Flüssige biogene Stoffe - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BImSchV										
Vorkette	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	0,886	0,000	0,010	0,002	0,708	0,001	1,017	0,024	0,143	0,010
fremd. Hilfsenergie	3,263	3,039	0,006	0,000	0,005	0,002	0,004	0,000	0,003	0,000
Gesamt	4,149	3,039	0,016	0,002	0,713	0,003	1,021	0,024	0,146	0,010
Biodiesel / HVO - Motor										
Vorkette	51,631	32,002	0,133	0,060	0,256	0,112	0,206	0,020	0,038	0,011
Direkte	2,922	0,000	0,005	0,011	1,007	0,001	1,445	0,147	1,009	0,193
fremd. Hilfsenergie	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	54,554	32,002	0,138	0,071	1,263	0,113	1,652	0,167	1,047	0,204

Quelle: UBA auf Basis von BioEM (IFEU, 2016) und Daten der BLE für das Jahr 2022

5.4.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanzen der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Tabelle 83, Tabelle 84 und Tabelle 85). Sie werden differenziert nach Wärmebereitstellung aus Pflanzenöl, aus flüssiger Biomasse in der Industrie und aus Biodiesel bzw. HVO in der Land- und Bauwirtschaft.

Im Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgasemissionen vermeidet die Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse (Pflanzenöl) 13.000 t CO₂-Äq. Treibhausgasemissionen mit einem spezifischen Treibhausgas-Vermeidungsfaktor von ca. 33 g CO₂-Äq. / kWh_{th}. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Emissionen aus Landnutzungsänderungen aufgrund des Anbaus von Energiepflanzen zur Pflanzenölgewinnung nicht enthalten sind (vgl. Kapitel 2.3.2). Flüssige Biomasse, die in der Industrie zur Wärmebereitstellung eingesetzt wird, trägt mit 33.000 t CO₂-Äq. (257 g CO₂-Äq. / kWh_{th}) zur Treibhausgasvermeidung bei. Durch den im Bereich Landwirtschaft eingesetzten Biodiesel bzw. eingesetztem HVO werden ca. 505.000 t CO₂-Äq. Treibhausgasemissionen vermieden. Entsprechend den Verbrauchsmengen ergibt sich ein Treibhausgas-Vermeidungsfaktor von netto 244 g CO₂-Äq. / kWh_{th}.

In Hinblick auf versauernd wirkende Luftschadstoffe zeigt sich, dass insbesondere die Emissionen von Stickstoffoxiden bei der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse sehr hoch sind. Auch die Emissionsbilanzen von Staub und flüchtigen organischen Verbindungen sind negativ.

Tabelle 83: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Pflanzenöl

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	67.021	54.397	12.624	33,02
CO ₂	61.193	30.304	30.889	80,80
CH ₄	193	64	129	0,34
N ₂ O	2	84	-83	-0,22
SO₂-Äq.	72	375	-303	-0,79
SO ₂	35	33	2	0,00
NO _x	52	491	-439	-1,15
Staub	9	16	-7	-0,02
CO	183	81	102	0,27
NMVOG	11	12	-1	0,00

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 84: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse (Industrie)

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	33.267	528	32.739	257,44
CO ₂	30.374	387	29.987	235,80
CH ₄	96	2	94	0,74
N ₂ O	1	0	0	0,00

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
SO₂-Äq.	36	91	-55	-0,43
SO ₂	17	0	17	0,13
NO _x	26	130	-104	-0,82
Staub	4	3	1	0,01
CO	91	19	72	0,57
NMVOC	6	1	4	0,03

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 85: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Biodiesel- und HVO-Einsatzes in der Land- und Bauwirtschaft

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	623.073	118.008	505.066	244,42
CO ₂	618.116	62.233	555.883	269,01
CH ₄	154	475	-321	-0,16
N ₂ O	2	160	-158	-0,08
SO₂-Äq.	708	2.698	-1.990	-0,96
SO ₂	429	273	156	0,08
NO _x	401	3.482	-3.081	-1,49
Staub	58	355	-296	-0,14
CO	193	2.169	-1.976	-0,96
NMVOC	177	423	-246	-0,12

Quelle: Eigene Berechnungen

5.5 Gasförmige Biomasse (Biogas und Biomethan, Klärgas, Deponiegas)

Mit der Einführung des KWK-Bonus im Zuge der Novelle des EEG 2004 und EEG 2009 ist die Auskoppelung von Nutzwärme aus Biogasanlagen stetig angestiegen. Mit dem EEG 2012 war eine Mindestwärmenutzung (Fermenterbeheizung eingeschlossen) von 60 Prozent verpflichtend, sofern nicht eine Direktvermarktung des produzierten Stroms erfolgt.

Parallel zu der dynamischen Entwicklung der Stromerzeugung aus Biogas hat dies dazu geführt, dass auch die absolute Wärmebereitstellung aus Biogas in den letzten Jahren zugenommen hat.

Biomethan, d. h. auf Erdgasqualität aufbereitetes, ins Erdgasnetz eingespeistes Biogas, wird zu mehr als 90 Prozent ebenfalls zur Strom- und Wärmeerzeugung in Blockheizkraftwerken verwendet. Biomethan-BHKW müssen für den Erhalt der EEG-Vergütung wärmegeführt betrieben werden, daher resultiert auch eine hohe Wärmenutzung.

Die Wärmebereitstellung aus Klär- und Deponiegas umfasst im Wesentlichen die Nutzung für die Beheizung der Faultürme (in Kläranlagen) und in geringem Umfang für die Beheizung von Betriebsgebäuden. Die Abgabe der Wärme in Wärmenetze oder direkt an Wärmeverbraucher bildet aufgrund der abgelegenen Lage von Kläranlagen und Deponien die Ausnahme.

5.5.1 Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 86 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2024), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.⁶³

Die angegebene Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse - anders als bei den vorstehenden Angaben zu Haushalten und Industrie (vgl. Kapitel 5.1 und 5.2) - bezieht sich auf die Nettowärmeerzeugung der Heiz(kraft)werke der allgemeinen Versorgung abzüglich anteiliger Leitungsverluste im Wärmenetz und der Eigenverbräuche der Erzeugungsanlagen. Letztlich umfassen die Angaben daher die an den Hausübergabestationen an Kunden gelieferten Wärmemengen.

Aufgrund der geringen Leistungen der Blockheizkraftwerke gilt dies allerdings nur für einen Bruchteil der Wärmebereitstellung. Der überwiegende Teil entfällt vielmehr auf den der Wärmeerzeugung zugeordneten Brennstoffeinsatz in Industrieheizkraftwerken und vor allem Blockheizkraftwerken „sonstiger“ Betreiber unter 1 MW elektrischer Leistung.

Die Daten beruhen auf den von den statistischen Landesämtern durchgeführten Erhebungen über die Strom- und Wärmeerzeugung in den Heiz(kraft)werken der öffentlichen Versorgung, über Stromerzeugungsanlagen in der Industrie, über die Energieverwendung der Betriebe des verarbeitenden Gewerbes sowie über Erzeugung, Bezug, Verwendung und Abgabe von Wärme.

Tabelle 86: Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse

	2023 [GWh]
gasförmige Biomasse gesamt	22.395
davon Biogas	15.003
davon Biomethan	5.017
davon Klärgas	2.311
davon Deponiegas	64

Quelle: (AGEE-Stat, 2024)

Da die Wärmeauskopplung der „sonstigen“ Betreiber nicht amtlich erfasst wird, hat die AGEE-Stat ein Verfahren entwickelt, um die Wärmeauskopplung aus diesen Anlagen zu berechnen. Wesentliche Grundlage hierfür bilden die von den Übertragungsnetzbetreibern im Zuge der Prüfung des Ausgleichsmechanismus des EEG durch die Bundesnetzagentur erhobenen EEG-Daten (vgl. (UBA, et al., 2012)) als auch das dena-Biogasregister im Falle von Biomethan.

⁶³ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>

5.5.2 Substitutionsfaktoren

Die überwiegende Zahl der Biogasanlagen wurde von Landwirten im Außenbereich von Siedlungen oder auf dem eigenen Betriebsgelände errichtet. Nach Angaben des (DBFZ, 2015) stellen die Beheizung von Sozialgebäuden, Werkstätten und Ställen sowie Trocknungsprozesse nach wie vor die häufigste Verwendungsart der Wärme aus Biogas dar. Daneben gab es in den letzten Jahren einen Trend zur zunehmenden Wärmeeinspeisung in Nahwärmenetze im ländlichen Raum.

Für die Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse erfolgte eine Ableitung der Substitutionsfaktoren im Rahmen des Forschungsvorhabens „Untersuchung zur Weiterentwicklung der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger im Bereich Wärme“ (Ortner, et al., 2022).

Für die Quantifizierung der Substitutionsfaktoren von Biogas ist relevant, wie die Wärme konkret genutzt wird. Im Sinne eines konservativen Vorgehens wurden für Trocknungsprozesse (Gärreste, Holz und Weiteres, die etwa 30 Prozent der gesamten genutzten Wärme ausmachen) keine Substitutionseffekte veranschlagt.

Bei Biomethan wird davon ausgegangen, dass Biomethan auf Grund seiner stofflichen Eigenschaften und der Einspeisung in das Erdgasnetz insgesamt Erdgas substituiert. Auch Klärgas- und Deponiegas-BHKW substituieren in der Regel Erdgas-betriebene BHKW, so dass auch für diese Brennstoffe Erdgas als Substitut angesetzt wird.

Tabelle 87: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse

	Öl	Gas	Steinkohle	Braunkohle	Strom	Fernwärme
	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
Biogas	37,0	11,0	0,5	0,1	5,0	16,0
Biomethan	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Klärgas	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Deponiegas	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: eigene Setzung in Anlehnung an (DBFZ, 2015)

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 61) sowie den Emissionsfaktoren der Wärmeerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 62) berechnen.

5.5.3 Emissionsfaktoren

Die mit der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse verbundenen Luftemissionen sind von einer Vielzahl von Einflussfaktoren abhängig (vgl. (UBA, 2012)). Eine Erläuterung der wichtigsten Faktoren befindet sich bereits in Kapitel 4.7.

Aus Gründen der Konsistenz mit Kapitel 4.7 wird zur Abschätzung von Emissionsfaktoren für die Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse ein konservatives Vorgehen gewählt, das sich wesentlich auf vorliegende Emissionserklärungen genehmigungspflichtiger Blockheizkraftwerke stützt. Die im Nationalen Emissionsinventar (UBA, 2023) verwendeten brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb wurden im Rahmen eines Messprojekts für Biogasanlagen abgeleitet (DBFZ, 2011). Derzeit gibt es keine Hinweise, dass sich die Situation für Klärgas und Deponiegas anders darstellt.

Für Biomethan wird die Annahme zugrunde gelegt, dass das in das Gasnetz eingespeiste Biomethan Erdgasqualität besitzt. Vor der Einspeisung anfallende Methanemissionen werden der Vorkette zugerechnet, sodass der direkte Emissionsfaktor für Biomethan dem direkten Emissionsfaktor für Erdgas entspricht.

Als weitere potenzielle Quellen für anlagenbezogene diffuse Methan- und sonstigen Luftemissionen sind die Dichtheit des Gärrestlagers und des Gasspeichers, der Motorschlupf des BHKWs, das Anspringen von Überdrucksicherungen, das Vorhandensein einer zusätzlichen Gasverbrauchseinrichtung (z. B. Notfackel) und Oxidationskatalysatoren zu nennen. Allgemein sind größere Biogasanlagen, die für ca. drei Viertel der Stromerzeugung aus Biogas stehen, aufgrund der spezifischen Investitionskosten im Verhältnis zum Ertrag, vor allem aber aufgrund der immissionsschutzrechtlichen Genehmigungspflicht von Biogasanlagen in der Regel mit Einrichtungen zur Abgasnachbehandlung, mit Gasfackeln und gasdicht abgedecktem Gärrestlager ausgestattet.

Anschließend werden die direkten Emissionsfaktoren mit den aus BioEM (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016) abgeleiteten vorkettenspezifischen Emissionsfaktoren und den Emissionen aus dem Fremdbezug von Hilfsenergie, welche sich aus dem Eigenstrombedarf des jeweiligen Nutzungspfades ableiten (vgl. Tabelle 88), ergänzt. Die in den Vorketten enthaltenen Methanemissionen aus Gärrestlagern wurden dabei so modifiziert, sodass sie den im Treibhausgasinventar (UBA, 2023) verwendeten Schätzwerten nach (TI, 2016) für die einzelnen Erzeugungspfade entsprechen. Die weitere Umrechnung in die funktionelle Einheit Endenergie kWh_{el} erfolgte unter Berücksichtigung repräsentativer Erkenntnisse der AGEE-Stat, des UBA und des DBFZ zu durchschnittlichen Jahresnutzungsgraden, Eigenstrombedarfen und zum Umfang der externen Wärmenutzung als Basis für die Allokation der Primärenergie auf Strom und Wärme auf Basis der Finnischen Methode. Wird bei der Wärmeversorgung aus Biogas und Biomethan das Gärsubstrat Gülle oder Mist verwendet, wird auf Grundlage der Erneuerbare Energien-Richtlinie der EU (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018) (in der Tabelle als RED II abgekürzt) ein Bonus in Höhe von 162 g CO₂-Äq./ kWh angerechnet. Dieser Bonus beruht auf der Überlegung, dass Methan- und Lachgasemissionen der Gülle- und Mistlagerung reduziert werden, wenn diese Stoffe vor der Ausbringung nicht nur gelagert, sondern auch in Biogasanlagen genutzt werden. Die Höhe der ohne Vergärung entstehenden THG-Emissionen der Gülle- und Mistlagerung sind allerdings stark von der Beschaffenheit der Gülle / des Mists sowie der jeweiligen Lagerformen abhängig. Allein schon deshalb besteht eine große Unsicherheit in Bezug auf die real eingesparten THG-Emissionen durch die Gülle-/Mistvergärung. Gleichzeitig hat der hohe Bonus zur Folge, dass der Emissionsfaktor von Substratmischungen auch bei Anteil bis zu 30 % an Substraten mit hohen Vorkettenemissionen (z.B. Mais) negativ ist. Aus Gründen der Transparenz wird deshalb der Güllebonus immer auch gesondert ausgewiesen.

Tabelle 88: Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für die Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse

Brennstoff	Technik ⁶⁴	Immissionsschutz	th. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode) [%]	Eigen- strom- bedarf ⁶⁵ [%]	Erzeu- gungs- mix ⁶⁶ [%]
Biogas (Energiepflanzen)	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	115	2	32,5
Biogas (Energiepflanzen)	Verbrennungsmotor BHKW	nach Baurecht ge- nehmigt	115	2	16,9
Biogas (Gülle)	Verbrennungs- motor BHKW	TA-Luft	115	2	7,3
Biogas (Gülle)	Verbrennungs- motor BHKW	Nach Baurecht ge- nehmigt	115	2	3,8
Biogas (Abfall, Reststoff)	Verbrennungs- motor BHKW	TA-Luft	115	2	6,6
Biomethan (Energiepflanzen)	Verbrennungs- motor BHKW	TA-Luft	116	7	19,2
Biomethan (Gülle)	Verbrennungs- motor BHKW	TA-Luft	116	7	1,2
Biomethan (Abfall, Reststoff)	Verbrennungs- motor BHKW	TA-Luft	116	7	1,9
Klärgas	Verbrennungs- motor BHKW	TA-Luft	109	2	8,7
Klärgas	Kessel		80	2	1,6
Deponiegas	Verbrennungs- motor BHKW	TA-Luft	101	2	0,3

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis (UBA, et al., 2012), BioEm (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016), (DBFZ, 2024) und Destatis (StBa, 2023c) (StBa, 2024b)

Tabelle 89: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse

Brennstoff / Technik	CO ₂ -Äq.				SO ₂ - Äq.			Staub	CO	NMVO C
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O		SO ₂	NO _x				
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Biogas (Energiepflanzen) - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										

⁶⁴ BHKW: Blockheizkraftwerk

⁶⁵ eigene Annahmen auf Basis von BioEm (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016)

⁶⁶ eigene Annahmen auf Basis von (DBFZ, 2015) und Destatis (StBa, 2023c) (StBa, 2024b)

Brennstoff / Technik	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ - Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVO C
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Vorkette	98,782	22,309	1,571	0,123	0,113	0,019	0,135	0,007	0,039	0,013
Direkte	51,038	0,000	1,770	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,479	0,033
fremd. Hilfsenergie	5,096	4,747	0,010	0,000	0,007	0,003	0,006	0,000	0,005	0,000
Gesamt	154,916	27,056	3,351	0,128	0,817	0,303	0,739	0,028	0,522	0,047
Biogas (Energiepflanzen) - Verbrennungsmotor BHKW - nach Baurecht genehmigt										
Vorkette	115,619	20,880	2,021	0,144	0,106	0,018	0,126	0,007	0,012	0,036
Direkte	51,038	0,000	1,770	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,479	0,033
fremd. Hilfsenergie	5,096	4,747	0,010	0,000	0,007	0,003	0,006	0,000	0,005	0,000
Gesamt	171,752	25,627	3,801	0,150	0,810	0,302	0,730	0,027	0,496	0,070
Biogas (Gülle) - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	66,566	2,643	2,282	0,000	0,016	0,001	0,021	0,000	0,004	0,001
Direkte	51,038	0,000	1,770	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,479	0,033
fremd. Hilfsenergie	5,096	4,747	0,010	0,000	0,007	0,003	0,006	0,000	0,005	0,000
Güllebonus nach RED II	-162,00									
Gesamt	-39,301	7,390	4,062	0,006	0,720	0,285	0,624	0,021	0,487	0,035
Biogas (Gülle) - Verbrennungsmotor BHKW - nach Baurecht genehmigt										
Vorkette	133,469	2,664	2,413	0,239	0,016	0,001	0,021	0,000	0,004	0,001
Direkte	51,038	0,000	1,770	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,479	0,033
fremd. Hilfsenergie	5,096	4,747	0,010	0,000	0,007	0,003	0,006	0,000	0,005	0,000
Güllebonus nach RED II	-162,00									
Gesamt	27,603	7,411	4,193	0,245	0,720	0,285	0,624	0,021	0,487	0,035
Biogas (Abfall, Reststoff) - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	44,600	1,626	1,534	0,000	0,010	0,001	0,013	0,000	0,002	0,001
Direkte	51,038	0,000	1,770	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,479	0,033
fremd. Hilfsenergie	5,096	4,747	0,010	0,000	0,007	0,003	0,006	0,000	0,005	0,000
Gesamt	100,734	6,373	3,314	0,006	0,714	0,285	0,616	0,021	0,486	0,034
Biomethan (Energiepflanzen) - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	102,354	23,076	1,629	0,127	0,134	0,020	0,163	0,008	0,052	0,015
Direkte	28,292	0,000	0,978	0,003	0,145	0,001	0,208	0,001	0,130	0,013
fremd. Hilfsenergie	37,004	34,472	0,070	0,002	0,051	0,021	0,043	0,002	0,033	0,003
Gesamt	167,650	57,548	2,676	0,133	0,330	0,042	0,414	0,011	0,216	0,030
Biomethan (Gülle) - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	69,556	2,736	2,366	0,002	0,032	0,002	0,044	0,000	0,015	0,002
Direkte	28,292	0,000	0,978	0,003	0,145	0,001	0,208	0,001	0,130	0,013

Brennstoff / Technik	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ - Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVO C
	[g/kWh]				[g/kWh]					
fremd. Hilfsenergie	37,004	34,472	0,070	0,002	0,051	0,021	0,043	0,002	0,033	0,003
Güllebonus nach RED II	-162,00									
Gesamt	-27,148	37,208	3,414	0,008	0,229	0,023	0,295	0,003	0,179	0,017
Biomethan (Abfall, Reststoff) - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	46,635	1,674	1,601	0,000	0,027	0,001	0,038	0,000	0,015	0,002
Direkte	28,292	0,000	0,978	0,003	0,145	0,001	0,208	0,001	0,130	0,013
fremd. Hilfsenergie	37,004	34,472	0,070	0,002	0,051	0,021	0,043	0,002	0,033	0,003
Gesamt	111,931	36,146	2,649	0,006	0,224	0,023	0,289	0,003	0,179	0,017
Klärgas - Kessel										
Vorkette	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	32,947	0,000	1,124	0,006	0,416	0,108	0,443	0,015	0,648	0,061
fremd. Hilfsenergie	3,557	3,314	0,007	0,000	0,005	0,002	0,004	0,000	0,003	0,000
Gesamt	36,504	3,314	1,131	0,006	0,421	0,110	0,447	0,016	0,651	0,061
Klärgas - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	32,947	0,000	1,124	0,006	0,416	0,108	0,443	0,015	0,648	0,061
fremd. Hilfsenergie	3,557	3,314	0,007	0,000	0,005	0,002	0,004	0,000	0,003	0,000
Gesamt	36,504	3,314	1,131	0,006	0,421	0,110	0,447	0,016	0,651	0,061
Deponiegas - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	32,947	0,000	1,124	0,006	0,422	0,144	0,400	0,004	0,644	0,035
fremd. Hilfsenergie	4,475	4,169	0,008	0,000	0,006	0,003	0,005	0,000	0,004	0,000
Gesamt	37,422	4,169	1,133	0,006	0,428	0,147	0,405	0,004	0,648	0,035

Quelle: UBA auf Basis von BioEM (IFEU, 2016)

5.5.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die in Kapitel 4.7 dargelegte, schwierige Datenlage hat zur Folge, dass die Emissionsbilanzierung von gasförmiger Biomasse derzeit nur mit erheblichen Unsicherheiten abgebildet werden kann.

Unter den genannten Bedingungen trägt die Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse insgesamt mit knapp 4,6 Mio. t CO₂-Äq. vermiedenen Treibhausgasemissionen zum Klimaschutz bei. Hier-von sind ca. 90 Prozent auf die Wärmebereitstellung aus Biogas und Biomethan und ca. 10 Prozent auf die Wärmebereitstellung aus Klär- bzw. Deponiegas zurückzuführen.

Die Relevanz der Vorkettenemissionen für den Energiepflanzenanbau zeigt sich in der deutlichen Diferenz zwischen dem spezifischen Treibhausgas-Vermeidungsfaktor (ohne Landnutzungsänderungen, vgl. Kapitel 2.3.2) von Biogas und Biomethan (ca. 178 g CO₂-Äq. / kWh_{th} bzw. 222 g CO₂-Äq. / kWh_{th}) im Vergleich zu denjenigen von Klär- und Deponiegas (339 bzw. 326 g CO₂-Äq. / kWh_{th}) (vgl. Tabelle

90, Tabelle 92, Tabelle 93). Aufgrund der heterogenen Zusammensetzung des Rohbiogases ist zudem die Bilanz der sonstigen Luftschadstoffe gegenüber den verdrängten fossilen Energieträgern (vor allem Heizöl) negativ.

Ausnahmen bilden lediglich Schwefeldioxid sowie Staub bei den Klär- und Deponiegasen. Hinsichtlich der klassischen Säurebildner SO_2 und NO_x ist allerdings anzumerken, dass vermiedene NH_3 -Emissionen aus alternativer Güllelagerung und -ausbringung aufgrund der in Kapitel 2 dargelegten Systemgrenzen an dieser Stelle nicht berücksichtigt werden konnten. Weiterhin sind diffuse Methanemissionen der Deponien nicht in der Emissionsbilanzierung berücksichtigt.

Tabelle 90: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Biogas

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	4.552.583	1.884.044	2.668.539	177,87
CO ₂	4.353.975	321.439	4.032.535	268,78
CH ₄	6.354	53.794	-47.440	-3,16
N ₂ O	78	1.726	-1.648	-0,11
SO₂-Äq.	4.204	11.842	-7.638	-0,51
SO ₂	1.583	4.475	-2.892	-0,19
NO _x	3.766	10.585	-6.819	-0,45
Staub	436	388	48	0,00
CO	3.350	7.595	-4.244	-0,28
NMVOG	622	739	-117	-0,01

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 91: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Biomethan

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	1.878.858	765.226	1.113.632	221,98
CO ₂	1.698.037	274.062	1.423.975	283,84
CH ₄	6.355	13.611	-7.256	-1,45
N ₂ O	11	578	-567	-0,11
SO₂-Äq.	1.095	1.582	-487	-0,10
SO ₂	214	197	17	0,00
NO _x	1.265	1.989	-724	-0,14
Staub	211	49	162	0,03
CO	638	1.056	-418	-0,08
NMVOG	191	141	50	0,01

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 92: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Klärgas

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	870.134	86.852	783.282	339,00
CO ₂	831.787	9.991	821.796	355,67
CH ₄	1.281	2.618	-1.337	-0,58
N ₂ O	9	13	-4	0,00
SO₂-Äq.	702	976	-274	-0,12
SO ₂	257	256	2	0,00
NO _x	639	1.036	-397	-0,17
Staub	68	36	32	0,01
CO	829	1.507	-678	-0,29
NM VOC	119	142	-23	-0,01

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 93: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Deponiegas

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	23.407	2.413	20.994	325,62
CO ₂	22.376	269	22.107	342,87
CH ₄	34	73	-39	-0,60
N ₂ O	0	0	0	0,00
SO₂-Äq.	19	28	-9	-0,14
SO ₂	7	9	-3	-0,04
NO _x	17	26	-9	-0,14
Staub	2	0	2	0,02
CO	22	42	-20	-0,30
NM VOC	3	2	1	0,01

Quelle: Eigene Berechnungen

5.6 Biogener Anteil des Siedlungsabfalls

Durch das Verbot der Deponierung unbehandelter Siedlungsabfälle ab 2005 hat die energetische Verwertung des Siedlungsabfalls stark zugenommen. Die Wärmebereitstellung aus dem biologisch abbaubaren bzw. biogenen Anteil des Siedlungsabfalls wird im Einklang mit der EU-Verordnung über die Energiestatistik VO 1099/2008 und der Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Richtlinie 2009/28/EG, 2009) und deren Neufassung Richtlinie (EU) 2018/2001 als erneuerbare Energie ausgewiesen. Auf der Grundlage eines Fachgutachtens der TU Dresden im Auftrag des Umweltbundesamtes wird der biogene Anteil des Siedlungsabfalls auf Bundesebene mit 50 Prozent (energetisch) angesetzt (Hofmann, 2010). Dies steht im Einklang mit dem Mengengerüst der

erneuerbaren Energien für die Erstellung der nationalen Daten sowie der internationalen Berichtspflichten.

5.6.1 Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil im Siedlungsabfall wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (siehe Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 94 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2024), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.⁶⁷

Die angegebene Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls in den Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung (anders als bei den vorstehenden Angaben zu Haushalten und Industrie) bezieht sich auf die Wärmeerzeugung der Heizwerke und Heizkraftwerke abzüglich anteiliger Leitungsverluste im Wärmenetz und der Eigenverbräuche der Erzeugungsanlagen. Letztlich umfassen die Angaben daher die an den Hausübergabestationen an Kunden gelieferten Wärmemengen. Hinzu kommt der Anteil des Brennstoffeinsatzes in Industrieheizkraftwerken, der der Wärmeerzeugung zuzuordnen ist.

Die Daten beruhen auf den von den statistischen Landesämtern durchgeführten Erhebungen über die Strom- und Wärmeerzeugung in den Heiz(kraft)werken der öffentlichen Versorgung, über Stromerzeugungsanlagen in der Industrie, über die Energieverwendung der Betriebe des verarbeitenden Gewerbes sowie über Erzeugung, Bezug, Verwendung und Abgabe von Wärme. Berichtspflichtig sind alle Betreiber von Heiz(kraft)werken mit mehr als 1 MW elektrischer Leistung bzw. alle Betreiber von Heizwerken über 2 MW thermischer Leistung, sofern diese in ein Wärmenetz der allgemeinen Versorgung einspeisen.

Tabelle 94: Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

	2023 [GWh]
Biogener Anteil des Siedlungsabfalls	13.541

Quelle: (AGEE-Stat, 2024)

5.6.2 Substitutionsfaktoren

Hinsichtlich der Substitutionsbeziehungen der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls wird angenommen, dass zu 100 Prozent mit fossilen Energieträgern erzeugte Fernwärme ersetzt wird. Es wird also unterstellt, dass durch die Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Abfalls kein wesentlicher Impuls zum Ausbau von Wärmenetzen einhergeht. Dies bedeutet auch, dass die mit der Bereitstellung von fossiler bzw. biogener Fernwärme verbundenen Netzverluste die gleiche Größenordnung aufweisen und an dieser Stelle nicht weiter berücksichtigt werden.

⁶⁷ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>

Tabelle 95: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

	Öl [%]	Gas [%]	Steinkohle [%]	Braunkohle [%]	Strom [%]	Fernwärme [%]
Biogener Anteil des Siedlungsabfalls	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0

Quelle: Eigene Setzung

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 59) sowie den Emissionsfaktoren der Wärmeerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 60) berechnen.

5.6.3 Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren für die Wärmebereitstellung aus Siedlungsabfällen sind nachfolgend dokumentiert. Sie werden dem Nationalen Emissionsinventar des Umweltbundesamtes entnommen und liegen dort je Einheit Primärenergie vor. Die Faktoren wurden in GEMIS 5.0 (IINAS, 2020) importiert und über Angaben der AGEE-Stat zur Aufteilung des Brennstoffeinsatzes auf Strom und Wärme im Zuge der Finnischen Methode alloziert. Emissionen aus der Vorkette und der benötigten fremdbezogenen Hilfsenergie werden per Definition gleich Null gesetzt, da die Aufwendungen zur Sammlung der Siedlungsabfälle ohnehin angefallen wären, d. h. auch bei einer bis zum Jahr 2005 zulässigen Deponierung. Verbleibende Emissionen aus der Zufuhr der Siedlungsabfälle im Heiz(kraft)werk sowie die Emissionen aus der Herstellung des Heiz(kraft)werks sind über den gesamten Lebenszyklus so gering, dass von einer Bilanzierung abgesehen wird.

Tabelle 96: Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

Brennstoff	Technik	Immissionschutz	th. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode) [%]	Eigenstrombedarf ⁶⁸ [%]	Erzeugungsmix [%]
biogener Anteil des Abfalls	DT ⁶⁹ -Entnahmekondensationsmaschine	17. BImSchV	75	2	100

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis GEMIS 5.0 (IINAS, 2020), (UBA, et al., 2012) und (StBa, 2023c)

⁶⁸ eigene Annahmen auf der Basis von (StBa, 2024)⁶⁹ DT: Dampfturbine

Tabelle 97: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Biogener Anteil des Siedlungsabfalls - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 17. BImSchV										
Vorkette	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	1,326	0,000	0,006	0,004	0,134	0,012	0,176	0,001	0,017	0,001
fremd. Hilfsenergie	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	1,326	0,000	0,006	0,004	0,134	0,012	0,176	0,001	0,017	0,001

Quelle: GEMIS 5.0 (IINAS, 2020)

5.6.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Tabelle 98).

Die Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls trägt demnach mit knapp 3,3 Mio. t CO₂-Äq. vermiedenen Treibhausgasemissionen zum Klimaschutz bei. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor liegt wie bei allen Abfallstoffen relativ hoch bei ca. 245 g CO₂-Äq. / kWh_{th}. Die Emissionsbilanz ist in Bezug auf versauernd wirkende Luftschadstoffe und weitere Schadstoffe wie Staub und flüchtige organischen Verbindungen aufgrund der hohen emissionsbegrenzenden Anforderungen der 17. BImSchV an Abfallverbrennungsanlagen durchgehend positiv.

Tabelle 98: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

	brutto vermiedene Emissionen	verursachte Emissionen	netto vermiedene Emissionen	Netto-Vermeidungsfaktor
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
CO₂-Äq.	3.341.295	17.958	3.323.337	245,44
CO₂	3.065.158	0	3.065.158	226,37
CH₄	9.265	88	9.177	0,68
N₂O	63	58	5	0,00
SO₂-Äq.	3.244	1.818	1.426	0,11
SO₂	1.095	156	939	0,07
NO_x	3.089	2.389	700	0,05
Staub	639	11	628	0,05
CO	815	234	581	0,04
NMVOC	446	12	434	0,03

Quelle: Eigene Berechnungen

5.7 Solarthermie

Die Nutzung der Solarthermie zur Erzeugung von Warmwasser wird zum Beispiel in Schwimmbädern oder durch einfache Thermosiphonsysteme seit Jahrzehnten praktiziert. Im Unterschied zu unverglas-ten Systemen, die im Wesentlichen aus schwarzen Kunststoffrohren bestehen, wurden in Deutschland insbesondere seit Mitte der 1990er Jahre in erheblichem Umfang verglaste Kollektorsysteme instal-liert. Diese Systeme ermöglichen eine deutliche Temperaturerhöhung gegenüber der Umgebung und lassen sich im Wesentlichen in Hinblick auf die Bauart der Kollektoren und den Einsatzbereich unter-scheiden. Im Gegensatz zu den weltweit vorherrschenden Vakuumröhrenkollektoren dominieren in Deutschland Flachkollektoren den Anlagenbestand mit einem Anteil am Erzeugungsmix von mehr als 80 Prozent (vgl. Tabelle 101). Bis Ende der 1990er Jahre waren Anlagen zur ausschließlichen Warm-wassererzeugung die Regel. Seit dem Jahr 2000 fanden jedoch immer mehr Kombisysteme zur Warm-wassererzeugung und Heizungsunterstützung Verbreitung (Simon & O'Sullivan, 2012). Seit 2008 wa-ren die Zubauraten laut Angaben des Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar, 2024) sowohl bei den Kombisystemen als auch bei den Anlagen zur ausschließlichen Warmwassererzeugung rück-läufig. Erst in den letzten Jahren wurden wieder steigende Zubauraten verzeichnet.

5.7.1 Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus Solarthermie wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Ener-gien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (siehe Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 99 angegebene Daten-stand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internatio-nale Entwicklung“ (BMWK, 2024), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.⁷⁰

Die Angaben beziehen sich auf die Wärmemenge, die aus den solarthermischen Kollektoren an das zentrale Verteil- bzw. Speichersystem geliefert wurde. Sie basieren auf einer Zeitreihe der AGEE-Stat zur Entwicklung der solarthermischen Kollektorfläche bzw. der korrespondierenden solarthermi-schen Leistung. Zur Aktualisierung fließen die jährlich veröffentlichten Marktdaten zu Neuinstallatio-nen des Bundesverband Solarwirtschaft e. V. ein (BSW-Solar, 2024).

Die Ermittlung der jährlichen Solarerträge erfolgt durch die Anwendung einer im Rahmen des IEA So-lar Heating and Cooling Programme entwickelten Methodik (IEA-SHC, 2011), welche sich auf die Wär-mebereitstellung des Solarkollektors bezieht und somit keine Speicherverluste erfasst. Der jährliche Endenergieertrag berechnet sich demnach aus der installierten Kollektorfläche, einem verwendungs-spezifischen Ertragsfaktor (differenziert nach Warmwasser, Kombianlage und Schwimmbadabsorber) und der jährlichen globalen Solarstrahlung in Deutschland (DWD, 2024). Bei der Berechnung wird fer-ner eine lineare Sterbekurve, ausgehend von einer durchschnittlichen Lebensdauer von 20 Jahren, für Flach- und Vakuumröhrenkollektoren zugrunde gelegt. Darüber hinaus wurden neue Erkenntnisse bzgl. des Zu- und Abbaus von Schwimmbadabsorbern auf Basis eines Kurzgutachtens des Zentrums für Sonnenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) berücksichtigt.

⁷⁰ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitrei-hen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>

Tabelle 99: Wärmebereitstellung aus Solarthermie

	2023 [GWh]
Solarthermie	9.126

Quelle: (AGEE-Stat, 2024)

5.7.2 Substitutionsfaktoren

Für die Wärmebereitstellung aus Solarthermie erfolgte eine Ableitung der Substitutionsfaktoren im Forschungsvorhaben „Untersuchung zur Weiterentwicklung der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger im Bereich Wärme“ (Ortner, et al., 2022).

Für die privaten Haushalte erfolgte die Ableitung über sogenannte Übergangswahrscheinlichkeiten. Hierbei wurden die Substitutionsfaktoren anhand der vorher installierten Heizsysteme auf Basis der IWU-Studie zur „Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016“ (Cischinsky & Diefenbach, 2018) (Diefenbach, Cischinsky, Rodenfeld, & Clausnitzer, 2010) ermittelt. Dabei wurden die Substitutionsfaktoren differenziert nach Anlagen für die Warmwasserbereitung und Kombianlagen im Gebäudebestand und Substitutionsfaktoren differenziert zwischen Bestand und Neubau bestimmt. Unterschiede ergeben sich insbesondere zwischen Neubau und Bestand. So wird im Neubau signifikant mehr Erdgas substituiert.

Die Substitutionsfaktoren für den GHD-Sektor wurden ebenfalls im selbigen Forschungsvorhaben (Ortner, et al., 2022) über Pauschalfaktoren auf Basis des Prognos Industrie- und GHD-Datenmodell (Kemmler, et al., 2021) abgeleitet. Bei diesem Ansatz werden die Substitutionsfaktoren als Residualmix der nicht-erneuerbaren Energieträger hergeleitet.

Die aggregierten Ergebnisse sind in Tabelle 100 ausgewiesen.

Tabelle 100: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Solarthermie

	Öl [%]	Gas [%]	Steinkohle [%]	Braunkohle [%]	Strom [%]	Fernwärme [%]
Solarthermie	30,5	58,0	0,1	0,0	2,7	8,9

Quelle: UBA auf Basis von (Ortner, et al., 2022)

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Wärmebereitstellung aus Solarthermie lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 59) sowie den Emissionsfaktoren der Wärmeerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 60) berechnen.

5.7.3 Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren für solarthermische Kollektorsysteme basieren auf der Ökobilanzdatenbank GEMIS 5.0 (vgl. Kapitel 2.2.4) (IINAS, 2016). Grundlage sind die im Rahmen des BMU-Forschungsvorhabens „LCA-EE“ durch das DLR aktualisierten Sachbilanzen (Öko-Institut, 2012). Die Ergebnisse repräsentieren jeweils ein vollständiges Vakuumröhrenkollektor- bzw. Flachkollektorsystem zur Erzeugung von Warmwasser, inklusive Warmwasserspeicher und Steuerungsstation.

Als relevante Lebenszyklusphasen sind zum einen die Herstellungsphase inklusive der Gewinnung von Kupfer als wichtigster metallischer Bestandteil und zum anderen die Betriebsphase inklusive des Stromverbrauches der Kreislaufpumpe ($2 \text{ kWh}_{\text{el}}$ je $100 \text{ kWh}_{\text{th}}$) zu nennen.

Tabelle 101: Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für die Wärmebereitstellung aus Solarthermie

Technik	Th. Nutzungsgrad [%]	Eigenstrom- bedarf ⁷¹ [%]	Erzeugungsmix ⁷² [%]
Flachkollektor	93	2,5	82,7
Vakuumröhrenkollektor	93	2,5	15,8
Schwimmbadabsorber	93	2,9	1,5

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von GEMIS 5.0 (IINAS, 2020) und (Ortner, et al., 2022)

Tabelle 102: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Solarthermie

Technik	CO ₂ -Äq. [g/kWh]				SO ₂ - Äq. [g/kWh]			Staub CO NMVOC [g/kWh]		
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC		
Solarthermie - Flachkollektor										
Vorkette	10,725	9,804	0,030	0,000	0,049	0,028	0,030	0,015	0,107	0,004
Direkte	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	10,338	9,631	0,019	0,001	0,014	0,006	0,012	0,001	0,009	0,001
Gesamt	21,063	19,435	0,050	0,001	0,063	0,034	0,042	0,015	0,117	0,004
Solarthermie - Vakuumröhrenkollektor										
Vorkette	14,814	13,377	0,047	0,000	0,070	0,042	0,040	0,024	0,157	0,004
Direkte	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	10,338	9,631	0,019	0,001	0,014	0,006	0,012	0,001	0,009	0,001
Gesamt	25,152	23,008	0,067	0,001	0,084	0,048	0,052	0,024	0,166	0,005
Solarthermie - Schwimmbadabsorber										
Vorkette	5,683	5,603	0,003	0,000	0,021	0,007	0,021	0,002	0,006	0,014
Direkte	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	12,895	12,013	0,024	0,001	0,018	0,007	0,015	0,001	0,012	0,001
Gesamt	18,579	17,616	0,027	0,001	0,039	0,014	0,036	0,002	0,018	0,014

Quelle: UBA auf Basis von GEMIS 5.0 (IINAS, 2020)

5.7.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Solarthermie errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Tabelle 103).

⁷¹ eigene Annahmen

⁷² eigene Berechnung in Anlehnung an (BSW-Solar, 2024)

Im Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhauseffekt vermeidet die solarthermische Wärmebereitstellung etwa 2,5 Mio. t CO₂-Äq. Treibhausgasemissionen. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor liegt bei ca. 272 g CO₂-Äq. / kWh_{th}, wobei hier berücksichtigt werden muss, dass sich dieser Faktor im Unterschied beispielsweise zu Brennholz bereits auf die dem Wärmeverteilsystem unmittelbar zur Verfügung stehende Wärme bezieht.

In Hinblick auf versauernd wirkenden Luftschadstoffe trägt die solarthermische Wärmebereitstellung durch ihren emissionsfreien Betrieb erheblich zur Entlastung bei. Dies gilt auch für weitere Luftschadstoffe wie Kohlenstoffmonoxid und flüchtige organische Verbindungen. Lediglich bezüglich der Staubemissionen fällt die Bilanz durch die Emissionen bei der Gewinnung der Rohstoffe und bei der Herstellung leicht negativ aus.

Tabelle 103: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Solarthermie

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	2.681.480	197.751	2.483.729	272,16
CO ₂	2.512.193	182.240	2.329.953	255,31
CH ₄	5.764	475	5.289	0,58
N ₂ O	30	8	21	0,00
SO₂-Äq.	2.018	601	1.417	0,16
SO ₂	610	325	285	0,03
NO _x	2.024	398	1.626	0,18
Staub	264	151	113	0,01
CO	1.126	1.122	4	0,00
NMVOC	321	42	279	0,03

Quelle: Eigene Berechnungen

5.8 Umgebungswärme: Umweltwärme⁷³ und oberflächennahe Geothermie

Der Begriff Umgebungswärme⁷⁴ umfasst sowohl Umweltwärme als auch oberflächennahe Geothermie (die im oberflächennahen Erdreich bis zu einer Tiefe von 400 Metern gespeicherte Wärme, auch „geothermische Umgebungswärme“) und somit sämtliche mit Wärmepumpen nutzbar gemachte erneuerbare Wärme (Abwärme ist ausgenommen). Unter Umweltwärme wird die in bodennahen Luftschichten („aerothermische Umgebungswärme“) und in Oberflächengewässern („hydrothermische Umgebungswärme“) entnommene und technisch nutzbar gemachte Wärme zusammengefasst.

Im Grundwasser gespeicherte Wärme ist Teil der oberflächennahen Geothermie. Die bis zu einem Temperaturniveau von ca. 25 °C vorhandene Wärme wird mittels Wärmepumpen zur Beheizung /

⁷³ durch Wärmepumpen nutzbar gemachte erneuerbare Wärme (Luft/Wasser-, Wasser/Wasser- und Sole/Wasser-Wärmepumpen sowie Brauchwasser- und Gas-Wärmepumpen)

⁷⁴ Abweichend von der vorliegenden Definition wird „Umgebungswärme“ vielfach mit Umweltwärme gleichgesetzt.

Kühlung und Warmwasserversorgung genutzt, die Technik hat in den letzten Jahren an Bedeutung gewonnen.

Im Gebäudeneubau wurden zunehmend Luft-Wasser-Wärmepumpen installiert, die wegen saisonal niedriger Außentemperaturen jedoch im Vergleich der Wärmepumpensysteme untereinander i.d.R. die geringste Effizienz aufweisen. Erdgekoppelte Wärmepumpen (Sole-Wasser) können dagegen Jahresarbeitszahlen von über 4 erreichen. Das heißt, dass durch den Einsatz einer Einheit Strom weitere drei Einheiten Wärme erschlossen werden können, um insgesamt vier Einheiten Wärme bereitzustellen.

5.8.1 Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus Umweltwärme und oberflächennaher Geothermie wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (siehe Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 104 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2024), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.⁷⁵

Die Angaben beziehen sich auf die an das zentrale Verteilsystem inkl. Pufferspeicher gelieferte, durch Wärmepumpen nutzbar gemachte erneuerbare Wärme. Diese ist nicht identisch mit der gesamten bereitgestellten Heizwärme, da der nicht-erneuerbare Anteil der Heizwärme, der unmittelbar auf den Einsatz von Strom oder Gas zur Wärmeerzeugung zurückgeht, an dieser Stelle nicht ausgewiesen wird.

Die konkrete Berechnung der durch Wärmepumpen nutzbar gemachten erneuerbaren Energie basiert auf einem Fachgutachten des Geothermiezentrums Bochum welches im Auftrag der AGEE-Stat erstellt wurde (GZB, 2017). Die Studie des GZB kommt seit dem Jahr 2018 in ihrer zweiten Aktualisierung zur Anwendung und wird aktuell durch das Fraunhofer-ISE weiterentwickelt. Das erarbeitete, nach Inbetriebnahmejahr, Wärmequelle, Leistung und Volllaststunden differenzierte Mengengerüst des Wärmepumpenbestandes in Deutschland wird durch die AGEE-Stat jährlich fortgeschrieben. Grundlage hierfür sind u. a. die vom Bundesverband Wärmepumpe e.V. veröffentlichten Absatzzahlen (BWP, 2024).

Technologiespezifisch stellt sich der im Folgenden zusammengefasst dargestellte Wärmepumpen-Mix wie folgt dar: Die insgesamt durch Wärmepumpen regenerativ bereitgestellte Heizwärmemenge wurde im Jahr 2023 nahezu vollständig durch elektrisch betriebene Wärmepumpen erzeugt, zu rund 65 % durch Luft/Wasser-, zu 27 % durch Sole/Wasser-, zu 6 % durch Wasser/Wasser- und zu rund 1 Prozent durch Brauchwasser-Wärmepumpen zur reinen Warmwasserversorgung. Gasbetriebene Wärmepumpen (nicht weiter nach Technologie differenziert) trugen einen Anteil von rund 1 % bei (AGEE-Stat auf Basis (GZB, 2017)).

Tabelle 104: Wärmebereitstellung aus Wärmepumpen

	2023 [GWh]
Wärmepumpen-Mix	23.860

Quelle: (AGEE-Stat, 2024)

⁷⁵ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>

5.8.2 Substitutionsfaktoren

Für die durch Wärmepumpen nutzbar gemachte Wärme erfolgte eine Ableitung der Substitutionsfaktoren im Forschungsvorhaben „Untersuchung zur Weiterentwicklung der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger im Bereich Wärme“ (Ortner, et al., 2022).

Für die privaten Haushalte erfolgte die Ableitung über sogenannte Übergangswahrscheinlichkeiten. Hierbei werden die Substitutionsfaktoren anhand der vorher installierten Heizsysteme auf Basis der IWU-Studie zur „Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016“ (Cischinsky & Diefenbach, 2018) (Diefenbach, Cischinsky, Rodenfeld, & Clausnitzer, 2010) ermittelt. Hierbei wird ersichtlich, dass aufgrund des höheren mittleren Energieverbrauchs für Heizungen mit Heizöl sich der Anteil von Öl am Substitutionsmix erhöht und sich wiederum der Anteil von substituierten Gasheizungen und strombasierte Heizungen reduziert.

Die Substitutionsfaktoren für den GHD-Sektor wurden ebenfalls im Forschungsvorhaben (Ortner, et al., 2022) über Pauschalfaktoren anhand des Prognos Industrie- und GHD-Datenmodells (Kemmler, et al., 2021) abgeleitet. Bei diesem Ansatz werden die Substitutionsfaktoren als Residualmix der nicht-erneuerbaren Energieträger hergeleitet. Die aggregierten Ergebnisse sind in Tabelle 105 ausgewiesen.

Tabelle 105: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpen

	Öl [%]	Gas [%]	Steinkohle [%]	Braunkohle [%]	Strom [%]	Fernwärme [%]
Wärmepumpen-Mix	64,1	24,7	0,1	0,0	8,8	2,4

Quelle: UBA auf Basis von (Ortner, et al., 2022)

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Wärmebereitstellung aus Wärmepumpen lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 59) sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 60) berechnen.

5.8.3 Emissionsfaktoren

Die Herstellungsphase der Wärmepumpen inklusive der zugehörigen Systemkomponenten ist bei einer ökobilanziellen Betrachtung des Lebenszyklus gegenüber der Betriebsphase gering. Aus diesem Grund werden die Emissionsfaktoren weitestgehend über den Hilfsenergieeinsatz (durchschnittlicher Strommix bzw. Erdgas) bestimmt, welcher anteilig durch die jeweilige technologiespezifische durchschnittliche Jahresarbeitszahl des Wärmepumpenbestandes dividiert wird (in 2023 für elektrische Luft-Wasser-WP 3,2 / Sole-Wasser-WP 3,8 / Wasser-Wasser-WP 3,8 / Brauchwasser-WP 3,3 und Gaswärmepumpen 1,4 (AGEE-Stat auf Basis (GZB, 2017)). Tabelle 106 gibt die Antriebsenergie (Strom oder Gas) an, die die Wärmepumpe zur Wärmebereitstellung aus Umgebungswärme verschiedener Quellen benötigt, als auch den prozentualen Anteil der Technik am ermittelten Erzeugungsmix.

Die Ableitung des durchschnittlichen Emissionsfaktors zum Strommix beruht auf einer Auswertung des Nationalen Emissionsinventars (UBA, 2024)(vgl. Kapitel 2.2.2). Dieser wird ergänzt durch die Vorkettenemissionen der zur Stromerzeugung eingesetzten Primärenergieträger auf Basis von GEMIS 5.0 (IINAS, 2020).

Eine weitere Quelle für treibhausgasrelevante Emissionen kann Leckage von teilfluorierten Arbeitsmitteln sein. Mangels belastbarer Daten und aufgrund gewählter Systemgrenzen (vgl. Kapitel 2.3.2) werden Leckagen an dieser Stelle nicht berücksichtigt. Die nach direkten Emissionen, Emissionen aus

den Vorketten und Emissionen aus fremdbezogener Hilfsenergie aufgeschlüsselten Emissionsfaktoren für die Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpen sind in Tabelle 107 aufgeführt.

Tabelle 106: Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für Wärmepumpen

Technik	Bedarf Antriebsenergie ⁷⁶ [%]	Erzeugungsmix ⁷⁷ [%]
Elektro-WP– aerothermisch (Luft-Wasser)	31	65,0
Elektro-WP– aerothermisch (reine Brauchwasser-WP)	31	1,1
Erdgas-WP alle Wärmequellen	2	1,1
Elektro-WP – geothermisch (Sole-Wasser)	26	27,4
Elektro-WP - hydrothermisch (Wasser-Wasser)	27	5,5

Quelle: UBA auf der Basis von (GZB, 2017)

Tabelle 107: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpen

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]				[g/kWh]	
Elektro-Wärmepumpe, Umgebungswärme – aerothermisch - Luft/Wasser										
Vorkette	13,777	13,013	0,026	0,000	0,036	0,012	0,035	0,009	0,135	0,020
Direkte	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	137,295	127,900	0,258	0,008	0,190	0,079	0,159	0,007	0,124	0,010
Gesamt	151,071	140,913	0,285	0,008	0,226	0,090	0,194	0,017	0,259	0,030
Elektro-Wärmepumpe, Umgebungswärme – aerothermisch – Brauchwasser										
Vorkette	13,777	13,013	0,026	0,000	0,036	0,012	0,035	0,009	0,135	0,020
Direkte	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	135,488	126,217	0,255	0,008	0,187	0,078	0,157	0,007	0,122	0,010
Gesamt	149,265	139,230	0,281	0,008	0,223	0,089	0,192	0,016	0,257	0,029
Erdgas-Wärmepumpe - Luft/Wasser										
Vorkette	44,677	24,577	0,709	0,001	0,084	0,009	0,108	0,008	0,103	0,033
Direkte	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	8,893	8,285	0,017	0,001	0,012	0,005	0,010	0,000	0,008	0,001

⁷⁶ eigene Berechnung auf Basis (GZB, 2017)

⁷⁷ eigene Berechnung auf Basis (GZB, 2017) und (BWP, 2024)

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Gesamt	53,570	32,862	0,726	0,001	0,096	0,014	0,118	0,008	0,111	0,033
Elektro- Wärmepumpe, Umgebungswärme – geothermisch – Sole/Wasser										
Vorkette	31,353	29,913	0,045	0,001	0,089	0,030	0,086	0,017	0,180	0,026
Direkte	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	117,057	109,047	0,220	0,007	0,162	0,067	0,136	0,006	0,106	0,008
Gesamt	148,410	138,960	0,266	0,008	0,251	0,097	0,222	0,024	0,286	0,034
Elektro- Wärmepumpe, Umgebungswärme – hydrothermisch – Wasser/Wasser										
Vorkette	41,059	38,758	0,073	0,001	0,133	0,051	0,118	0,025	0,278	0,023
Direkte	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	118,256	110,164	0,223	0,007	0,163	0,068	0,137	0,006	0,107	0,008
Gesamt	159,315	148,922	0,296	0,008	0,296	0,118	0,255	0,032	0,384	0,031

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis (GZB, 2017), (UBA, 2024), GEMIS 5.0 (IINAS, 2020)

5.8.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

In der Wirkungskategorie Treibhauseffekt werden netto knapp 4,8 Mio. t CO₂-Äq. Treibhausgasemissionen durch oberflächennahe Geothermie und Umgebungswärme vermieden. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor liegt technologieübergreifend im Mittel bei ca. 200 g CO₂-Äq. / kWh_{th}, wobei hier berücksichtigt werden muss, dass sich dieser Faktor im Unterschied zu beispielsweise Brennholz bereits auf die dem Wärmeverteilsystem unmittelbar zur Verfügung stehende Wärme bezieht.

Auch zur Entlastung versauernd wirkender Luftschadstoffe trägt die Nutzbarmachung erneuerbarer Wärme mittels Wärmepumpen bei. Keine Entlastung gibt es für flüchtige organische Verbindungen, Stickstoffoxide und Staub; dies gilt vor allem auch für Schwefeloxide und Kohlenstoffmonoxid. In Tabelle 108, Tabelle 110 und Tabelle 111 sind jeweils die Ergebnisse der Emissionsbilanzierung bei der Wärmebereitstellung aus Umgebungswärme (unter Berücksichtigung von aerothermischen, hydrothermischen und Erdgas-Wärmepumpen) und oberflächennaher Geothermie dargestellt.

Tabelle 108: Emissionsbilanz der erneuerbaren Wärmebereitstellung aus Umgebungswärme (Wärmepumpe – aerothermisch)

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungsfaktor [g/kWh]
CO ₂ -Äq.	5.516.893	2.383.214	3.133.679	198,60
CO ₂	5.326.149	2.222.965	3.103.184	196,67
CH ₄	5.997	4.488	1.509	0,10
N ₂ O	86	130	-44	0,00
SO ₂ -Äq.	4.758	3.559	1.199	0,08
SO ₂	1.668	1.424	244	0,02
NO _x	4.438	3.065	1.374	0,09

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
Staub	384	261	123	0,01
CO	2.497	4.079	-1.582	-0,10
NMVOC	703	467	237	0,02

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 109: Emissionsbilanz der erneuerbaren Wärmebereitstellung aus Umgebungswärme (Erdgas-Wärmepumpe, erneuerbarer Anteil)⁷⁸

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	80.017	12.260	67.757	296,08
CO ₂	77.250	7.520	69.730	304,69
CH ₄	87	166	-79	-0,35
N ₂ O	1	0	1	0,00
SO₂-Äq.	69	22	47	0,21
SO ₂	24	3	21	0,09
NO _x	64	27	37	0,16
Staub	6	2	4	0,02
CO	36	25	11	0,05
NMVOC	10	8	3	0,01

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 110: Emissionsbilanz der erneuerbaren Wärmebereitstellung aus oberflächennahe Geothermie (Wärmepumpe - geothermisch)

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	2.289.352	971.736	1.317.615	201,24
CO ₂	2.210.199	909.861	1.300.337	198,60
CH ₄	2.489	1.740	749	0,11
N ₂ O	36	50	-14	0,00
SO₂-Äq.	1.974	1.645	330	0,05
SO ₂	692	633	60	0,01
NO _x	1.842	1.454	388	0,06

⁷⁸ Im Falle der Erdgas-Wärmepumpen wird ausschließlich die durch die Wärmepumpe nutzbar gemachte Umgebungswärme bilanziert, d.h. die Erdgas-Anteile sind nicht Teil der Bilanzierung, was wiederum den hohen Netto-Vermeidungsfaktor im Vergleich zu den Elektro-Wärmepumpen erklärt.

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
Staub	159	154	5	0,00
CO	1.036	1.872	-836	-0,13
NMVOG	292	222	70	0,01

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 111: Emissionsbilanz der erneuerbaren Wärmebereitstellung aus Umgebungswärme (Wärmepumpe - hydrothermisch)

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	456.264	207.896	248.368	190,33
CO ₂	440.489	194.333	246.156	188,63
CH ₄	496	386	110	0,08
N ₂ O	7	10	-3	0,00
SO₂-Äq.	393	386	7	0,01
SO ₂	138	154	-16	-0,01
NO _x	367	333	34	0,03
Staub	32	42	-10	-0,01
CO	207	502	-295	-0,23
NMVOG	58	41	18	0,01

Quelle: Eigene Berechnungen

5.9 Tiefengeothermie

Im Vergleich zur Stromerzeugung (vgl. Kapitel 4.5) sind zur Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie andere Bedingungen an Temperatur und Fördervolumen des Thermalwassers zu stellen. Generell benötigen geothermische Heizwerke deutlich geringere Bohrtiefen und sind auf Grund ihrer anderen Charakteristik separat zu betrachten. Da sich der überwiegende Teil der geothermischen Heizwerke im Süddeutschen Molassebecken befindet, wird für die folgenden Betrachtungen ein auf bayerischen Mittelwerten beruhendes hydrothermales Heizwerk zugrunde gelegt.

Laut Angaben des tiefengeothermischen Informationssystems (Angemar, Weber, & Schulze, 2024) waren im Jahr 2023 45 geothermische Heizwerke bzw. Heizkraftwerke mit Haupt- bzw. Nebennutzung Fernwärme in Betrieb. Darüber hinaus waren noch kleinere balneologische Anlagen sowie wenige Anlagen zur Gebäudeheizung in Betrieb. Insgesamt entspricht dies in Summe einer geothermischen Leistung von etwa 570 MW_{th}.

5.9.1 Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (siehe Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 112 angegebene Da-

tenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2024), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.⁷⁹

Tabelle 112: Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie

	2023 [GWh]
Tiefengeothermie	1.797

Quelle: (AGEE-Stat, 2024)

Die Angaben zur Wärmebereitstellung beruhen auf einer Berechnung des Geothermischen Informationssystems (Angemar, Weber, & Schulze, 2024) zur Direktwärmenutzung aus geothermischen Heizwerken und Heizkraftwerken in Deutschland (Agemar, Weber, & Schulz, 2014). GeotIS wird vom Leibniz-Institut für angewandte Geophysik betrieben und in enger Zusammenarbeit mit den geologischen Landesämtern fortlaufend aktualisiert.

5.9.2 Substitutionsfaktoren

Hinsichtlich der Substitutionsbeziehungen der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie wird angenommen, dass zu 100 % mit fossilen Energieträgern erzeugte Fernwärme ersetzt wird (vgl. Tabelle 113). Dabei wird davon ausgegangen, dass die mit der Bereitstellung von fossiler bzw. tiefengeothermischer Fernwärme verbundenen Netzverluste die gleiche Größenordnung aufweisen und an dieser Stelle nicht weiter berücksichtigt werden.

Tabelle 113: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie

	Öl [%]	Gas [%]	Steinkohle [%]	Braunkohle [%]	Strom [%]	Fernwärme [%]
Tiefengeothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0

Quelle: Eigene Setzung

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 59) sowie die Emissionsfaktoren der Wärmeerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 60) berechnen.

5.9.3 Emissionsfaktoren

Aktuelle Emissionsfaktoren der geothermischen Wärmebereitstellung wurden zuletzt durch das (Öko-Institut, 2012) auf Basis einer umfassenden Sachbilanz des Internationalen Geothermiezentrums Bochum (GZB, 2012) berechnet.

Für ein geothermisches Heizwerk (Süddeutschen Molassebecken, s.o.), wird für die folgenden Betrachtungen eine Thermalwassertemperatur von 85 °C zugrunde gelegt. Dies korrespondiert z. B. mit einer

⁷⁹ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>

thermischen Leistung von ca. 9,1 MW_{th}. Diese und weitere relevante Parameter sind in Tabelle 114 aufgeführt und in (GZB, 2012) dokumentiert.

Tabelle 114: Basisannahmen des verwendeten Ökobilanz-Datensatzes für die Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie

Parameter		Süddeutsches Molassebecken
mittlere Außentemperatur	[°C]	6,8
Vor- und Rücklauf­temperatur Thermalwasser	[°C]	85 / 55
Massenstrom Thermalwasser	[kg / s]	76
Tiefe	[m]	2.072
technische Lebensdauer	[a]	30
Volllaststunden	[h / a]	3.000
installierte Wärmeleistung	[kW _{th}]	9.143

Quelle: (GZB, 2012)

Während sich die spezifischen Aufwendungen in der Errichtungsphase je Meter Bohrtiefe nicht wesentlich von denjenigen bei der Stromerzeugung aus Tiefengeothermie unterscheiden (vgl. hierzu Kapitel 4.5), fällt der Stromeigenverbrauch bei den geothermischen Heizwerken deutlich geringer aus, weil auf einen Binärkreislauf zur Stromerzeugung und eine Kühlung verzichtet werden kann. Lediglich der Energieverbrauch der Förderpumpe ist daher zu berücksichtigen (hier mit 6 % bezogen auf die Wärme (GZB, 2012)). Die nach direkten Emissionen, Emissionen aus den Vorketten und Emissionen aus fremdbezogener Hilfsenergie aufgeschlüsselten Emissionsfaktoren für die Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie sind in Tabelle 115 aufgeführt. Der Betrieb geothermischer Heizwerke selbst ist emissionsfrei, sodass direkte Emissionen nicht zu berücksichtigen sind.

Tabelle 115: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Geothermie Geothermie-Heizwerk Süddt. Molassebecken										
Vorkette	6,477	6,147	0,011	0,000	0,013	0,003	0,013	0,004	0,050	0,000
Direkte	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	26,680	24,854	0,050	0,002	0,037	0,015	0,031	0,001	0,024	0,002
Gesamt	33,157	31,001	0,061	0,002	0,050	0,019	0,044	0,006	0,074	0,002

Quelle: GEMIS 5.0 (IINAS, 2020), (Öko-Institut, 2012), (GZB, 2012)

5.9.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Tabelle 116).

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhauseffekt werden ca. 534.000 t CO₂-Äq. Treibhausgasemissionen vermieden. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor liegt bei 297 g CO₂-Äq. / kWh_{th}, wobei hier berücksichtigt werden muss, dass sich dieser Faktor im Unterschied

beispielsweise zu Brennholz bereits auf die dem Wärmeverteilsystem (inkl. Speicher) unmittelbar zur Verfügung stehende Wärme bezieht.

In Hinblick auf versauernd wirkende Luftschadstoffe trägt die Nutzbarmachung erneuerbarer Wärme aus Tiefengeothermie erheblich zur Entlastung bei. Dies gilt auch für weitere Luftschadstoffe wie Staub und flüchtige organische Verbindungen.

Tabelle 116: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	594.050	59.579	534.471	297,45
CO ₂	544.955	55.705	489.250	272,28
CH ₄	1.647	109	1.538	0,86
N ₂ O	11	3	8	0,00
SO₂-Äq.	577	89	488	0,27
SO ₂	195	33	161	0,09
NO _x	549	80	469	0,26
Staub	114	10	103	0,06
CO	145	132	12	0,01
NM VOC	79	4	75	0,04

Quelle: Eigene Berechnungen

6.1 Biodiesel und HVO

Biodiesel besteht aus Fettsäuremethylestern (Fatty Acid Methylester (FAME)), die durch Umesterung aus pflanzlichen oder ggf. tierischen Ölen hergestellt werden. Die Qualitätsanforderungen an Biodiesel sind in der DIN EN 14214 festgelegt. Hydrierte Pflanzenöle (von Hydrogenated Vegetable Oils abgeleitet, auch HVO genannt) (DIN EN 15940) sind Gemische reiner Kohlenwasserstoffe, die aus den Fettsäureketten der Pflanzenöle mittels katalytischer Reaktion unter Zugabe von Wasserstoff (Hydrierung) hergestellt werden.

6.1.1 Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Bereitstellung von Biodiesel/HVO wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 117 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2024), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.⁸⁰

Die Daten beruhen auf den Angaben zum Absatz der Mineralölstatistik des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA).

Analog zu den internationalen Bilanzierungsvorgaben und zum Vorgehen der AGEB wird der in den Bereichen Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe und Militär eingesetzte Biodiesel (inkl. HVO) nicht dem Verkehrssektor zugeordnet, sondern im Wärmesektor unter flüssiger Biomasse verbucht (vgl. Kapitel 5.4).

Biodiesel wird in Deutschland i. d. R. dem mineralischen Diesel beigemischt. Die Verwendung als Reinkraftstoff spielt kaum eine Rolle. HVO wird ebenfalls fast ausschließlich im Zuge von Beimischungen genutzt.

Tabelle 117: Verbrauch von Biodiesel und HVO im Verkehrssektor (ohne Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe und Militär)

	2023 [GWh]
Biodiesel/HVO	25.699

Quelle: (AGEE-Stat, 2024)

6.1.2 Substitutionsfaktoren

Der Berechnung der Substitutionsbeziehung zwischen mineralischem Diesel und Biodiesel/HVO liegt die Annahme zugrunde, dass eine kWh Biodiesel/HVO genau eine kWh mineralisches Dieselöl ersetzt. Dieses Verhältnis begründet sich damit, dass beide Kraftstoffe ein weitgehend gleiches Motorverhalten aufweisen (Gohlisch, 2013) und fast ausschließlich als Mischkraftstoffe verwendet werden.

6.1.3 Emissionsfaktoren

Im Jahr 2022 (Werte für 2023 waren zum Zeitpunkt der Bilanzierung noch nicht veröffentlicht) fußte nach Angaben der BLE der überwiegende Teil des verwendeten Biodiesels auf biogenen Abfällen, gefolgt von Rapsöl und Palmöl. Sonnenblumen / Soja und Äthiopischer Senf spielten dagegen nur eine

⁸⁰ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>

relativ geringe Rolle. HVO wurde im Wesentlichen auf Abfallbasis hergestellt (vgl. Tabelle 118). Größere Abweichung zu den Anteilswerten der Rohstoffbasis für das Berichtsjahr 2023 sind dabei nicht ausgeschlossen, insbesondere sollte aufgrund der Regelungen der 38. BImSchV (§ 13b) der Beitrag von Palmöl weitgehend null sein.

Tabelle 118: Rohstoffbasis (energetischer Anteil) des genutzten Biodiesels/HVOs

	Raps [%]	Sonnenblumen / Soja / (Äthiopischer Senf) [%]	Palmöl [%]	Abfall/Reststoff [%]
Biodiesel	27,0	11,9	11,2	49,9
HVO	0,0	0,0	20,0	80,0
Biodiesel/HVO-Mix	21,5	9,5	13,0	56,0

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis der Daten der BLE für das Jahr 2022

Der UBA-Emissionsberechnung für Biodiesel/HVO liegen neben der Rohstoffbasis für das Jahr 2022 (Tabelle 118), die im Zuge der THG-Quote (Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen, 2009) von den Wirtschaftsakteuren selbst bilanzierten bzw. angesetzten THG-Emissionen, wie sie die BLE im Zuge ihres jährlichen Evaluations- und Erfahrungsberichts zur Biokraftstoff-/Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BLE, 2023) veröffentlicht, zugrunde. Die Emissionen der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe wurden dann vom UBA überschlägig auf Basis der publizierten Gesamt-THG-Emissionen unter Einbeziehung der Erkenntnisse des Forschungsvorhabens „BioEm“ (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016) und anderer Expertisen (IFEU, 2011) sowie verschiedener Annahmen und Analogieschlüsse abgeleitet. Da Informationen zu der Vielzahl der über alle Rohstoffe, Transport- und Herstellungswegen einfließenden Teilmengen nicht oder nur ansatzweise bekannt sind, ist die Verfahrensweise mit größeren Unsicherheiten behaftet. Die nach Rohstoff untergliederten Datensätze umfassen die Emissionen der gesamten Vorkette sowie direkte Emissionen. Die Emissionsfaktoren von abfallbasiertem Biodiesel sind signifikant niedriger als die der anderen Rohstoffpfade, da die Vorketten dieser Einsatzstoffe bis zur Sammlung mit Null angesetzt werden. Tabelle 119 gibt einen Überblick über die Emissionsfaktoren der Biodiesel- und HVO-Verwendung, differenziert nach der Rohstoffbasis.

Tabelle 119: Biodiesel- und HVO-Emissionsfaktoren differenziert nach Art des Biokraftstoffs und Rohstoffbasis*

Biodiesel / HVO	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ - Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
Biodiesel (Raps)										
Vorkette	64,57	26,424	0,154	0,128	0,128	0,032	0,137	0,009	0,040	0,013
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,576	0,001	0,826	0,007	0,150	0,014
Gesamt	64,57	26,42	0,154	0,128	0,704	0,033	0,962	0,015	0,190	0,027
Biodiesel (Sonnenblumen / Soja / Äthiopischer Senf)										
Vorkette	97,58	52,632	0,131	0,156	0,986	0,473	0,732	0,051	0,102	0,025
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,576	0,001	0,826	0,007	0,150	0,014
Gesamt	97,58	52,63	0,131	0,156	1,562	0,474	1,558	0,058	0,251	0,038
Biodiesel (Palmöl)										

Biodiesel / HVO	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ - Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Vorkette	97,58	52,632	0,131	0,156	0,986	0,473	0,732	0,051	0,102	0,025
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,576	0,001	0,826	0,007	0,150	0,014
Gesamt	97,58	52,63	0,131	0,156	1,562	0,474	1,558	0,058	0,251	0,038
Biodiesel (Abfall, Reststoff)										
Vorkette	32,04	29,559	0,080	0,001	0,126	0,065	0,088	0,008	0,023	0,006
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,576	0,001	0,826	0,007	0,150	0,014
Gesamt	32,04	29,56	0,080	0,001	0,702	0,066	0,914	0,015	0,172	0,019
HVO (Palmöl)										
Vorkette	66,00	23,089	0,607	0,098	0,477	0,211	0,381	0,044	0,054	0,015
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,576	0,001	0,826	0,007	0,150	0,014
Gesamt	66,00	23,09	0,607	0,098	1,053	0,212	1,207	0,051	0,204	0,029
HVO (Abfall, Reststoff)										
Vorkette	38,62	17,160	0,304	0,049	0,279	0,123	0,223	0,026	0,032	0,009
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,576	0,001	0,826	0,007	0,150	0,014
Gesamt	38,62	17,16	0,304	0,049	0,855	0,125	1,049	0,033	0,181	0,022

* keine Berücksichtigung von indirekten Landnutzungsänderungen, vgl. Kapitel 2.3.2

Quelle: UBA auf Basis von ZSE (UBA, 2023) und Daten der BLE für das Jahr 2022

Hier aufgeführte Werte sind im Rahmen der THG-Quote (Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen, 2009) bilanziert, von der BLE veröffentlicht worden und werden vom UBA als Grundlage für die Emissionsbilanzierung herangezogen. Zu bemerken ist, dass die Werte insgesamt deutlich unter denen der Ökobilanzdatenbanken (IINAS, 2020; ecoinvent, 2017) und verschiedener wissenschaftlicher Veröffentlichungen (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016; Braune, et al., 2016; DBFZ, 2015a; JRC, 2017; JRC, 2014) liegen. Der in Deutschland zum Einsatz gelangende Biodiesel kommt aufgrund der ausschließlich hier bestehenden THG-Quote schwerpunktmäßig aus besonders energieeffizienten Anlagen, welche zum größten Teil strom- und wärmeverbrauchsreduziert sowie gleichfalls stoffstromoptimiert arbeiten. Zudem erfolgt teilweise eine emissionsreduzierende gekoppelte Bereitstellung von Strom und Prozesswärme mittels KWK. Daher sind die in Deutschland in Verkehr gebrachten Biokraftstoffe bzgl. der Höhe der Treibhausgasminderung als nicht typisch für die in Europa eingesetzten biogenen Kraftstoffe anzusehen.

Die THG-Emissionen des Rapsanbaus zur Biodieselherstellung wird typischerweise nicht selbst ermittelt, sondern erfolgt i. d. R. auf Basis der sog. NUTS2-Werte gemäß RED I Artikel 19, Absatz 2. Diese beruhen derzeit noch auf Eingangswerten der Jahre 2006-2010 und entsprechen damit nicht dem derzeitigen Stand der Wissenschaft. Die Europäische Kommission hatte im Jahr 2023 mitgeteilt, dass die bisherigen noch unter der RED I entwickelten und anerkannten NUTS2-Werte, nicht mehr gültig sind und hatte die Mitgliedstaaten aufgefordert, gemäß Artikel 31 Absatz 2 und 4 Richtlinie (EU) 2018/2001 neue NUTS2-Werte zur Anerkennung vorzulegen. Im Jahr 2024 erfolgte dementsprechend eine Neuberechnung der THG-Emissionen für den Anbau in Deutschland, die für die THG-Gesamtbilanz der verwendeten Biokraftstoffe relevant sind (Fehrenbach, Köppen, & Wehrle, 2024). Vergleicht man die Ergebnisse der Neukalkulation mit den derzeit noch herangezogenen und den Berechnungen in

Tabelle 119 zugrundeliegenden Werten zeigt sich für den Rapsanbau deutliche Reduzierungen der THG-Emissionen. Da nun die Werte zwischen den NUTS2-Regionen nun deutlich stärker als bisher differieren, ist es jedoch schwierig das zukünftige durchschnittliche THG-Emissionsniveau abzuschätzen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Anbauemissionen zukünftig etwa 20% unter dem derzeitigen Niveau liegen werden. Das wird sich dann auch in den Gesamt-THG-Emissionen von rapsbasierten Biodiesel widerspielen, da der Biomasseanbau die THG-Gesamtemissionen für rapsbasierten Biodiesel wesentlich bestimmt.

Die THG-Emissionsfaktoren von fossilem Dieseldieselkraftstoff (vgl. Tabelle 120), welche wiederum in direkte Emissionen und Emissionen aus der Vorkette aufgeteilt sind, bilden die Grundlage zur Bestimmung der vermiedenen Emissionen, die aus dem Einsatz von Biodiesel resultieren. Hierfür liegt der Basiswert der 38. BImSchV § 10 in Höhe von 95,1 g CO₂-Äq. / MJ für fossilen Dieseldieselkraftstoff zu Grunde. Um eine differenzierte Bilanzierung der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe vornehmen zu können, wurden die Emissionsfaktoren der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe mit den entsprechenden Angaben der Ökobilanzdatenbank GEMIS 5.0 ergänzt.

Fahrzeugbedingte Emissionen unterscheiden sich vor allem beim Einsatz von reinem Biodiesel/HVO gegenüber mineralischem Diesel. Diese abweichenden Emissionscharakteristika werden in der Emissionsbilanz jedoch nicht berücksichtigt, da die Nutzung von reinem Biodiesel/HVO sehr gering ist und zudem keine weitergehenden gesicherten Erkenntnisse zu den Unterschieden hinsichtlich Nutzungsgraden und Emissionen vorliegen. Für die Beimischung von Biodiesel zu mineralischem Diesel ist dagegen höchstens von einer geringen Veränderung der Motoremissionen auszugehen. Hierzu liegen ebenfalls keine abschließenden Untersuchungsergebnisse vor (Gohlisch, 2013).

Tabelle 120: Emissionsfaktoren von mineralischem Diesel

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Dieseldieselkraftstoff										
Vorkette	71,19	69,279	0,058	0,001	0,143	0,084	0,084	0,012	0,046	0,039
Direkte	271,23	267,53	0,013	0,013	0,576	0,001	0,826	0,007	0,150	0,014
Gesamt	342,42	336,81	0,070	0,014	0,719	0,085	0,910	0,018	0,195	0,053

Quelle: Basiswert auf Grundlage der 38. BImSchV § 10 angepasst mit GEMIS 5.0 (IINAS, 2020) und ZSE (UBA, 2023)

6.1.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Biodieseldieselbereitstellung errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Mit Blick auf die Wirkungskategorie Treibhausgasereffekt wurden durch den Einsatz von Biodiesel und HVO Treibhausgaseremissionen in Höhe von ca. 7,5 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt knapp 292 g CO₂-Äq. / kWh bezogen auf den Gesamteinsatz.

Tabelle 121: Emissionsbilanz der Biodieseldiesel-/HVO-Nutzung

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungsfaktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	8.800.012	1.292.904	7.507.108	292,11
CO₂	8.655.844	753.945	7.901.898	307,48
CH₄	1.811	4.287	-2.476	-0,10
N₂O	353	1.581	-1.228	-0,05

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
SO₂-Äq.	18.471	11.496	6.975	0,27
SO₂	2.191	5.772	-3.581	-0,14
NO_x	23.391	8.190	15.201	0,59
Staub	475	842	-367	-0,01
CO	5.017	2.137	2.881	0,11
NMVOC	1.357	1.344	12	0,00

Quelle: Eigene Berechnung

6.2 Bioethanol

Bioethanol ist ein Alkohol, der aus Biomasse gewonnen und in Otto-Motoren fast ausschließlich als Kraftstoffbeimischung an Stelle von Ottokraftstoff bzw. fossilem MTBE verwendet wird. Bioethanol lässt sich auf Basis unterschiedlicher Rohstoffe (Getreide, Rüben, Zuckerrohr, Abfälle/Reststoffe etc.) herstellen. Die Qualitätsanforderungen an Bioethanol sind in der DIN-Norm 51625 (DIN 51625:2008-08) festgelegt.

6.2.1 Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Bereitstellung von Bioethanol wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 122 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2024), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung⁸¹. Die Daten beruhen auf den Angaben der Mineralölstatistik des BAFA.

Tabelle 122: Bioethanolverbrauch im Verkehrssektor

	2023 [GWh]
Bioethanol	9.142

Quelle: (AGEE-Stat, 2024)

6.2.2 Substitutionsfaktoren

Der Berechnung der Substitutionsbeziehung zwischen Ottokraftstoff und Bioethanol liegt die Annahme zugrunde, dass eine kWh Bioethanol eine kWh konventionellen Ottokraftstoffs ersetzt. Dieses Verhältnis begründet sich damit, dass beide Kraftstoffe (auch da fast ausschließlich als Mischung mit geringem Bioethanolanteil eingesetzt) ein weitgehend gleiches Motorverhalten aufweisen (Gohlisch, 2013).

⁸¹ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>

6.2.3 Emissionsfaktoren

Getreide (insb. Mais) stellt nach Angaben der BLE das Gros der pflanzlichen Rohstoffe des in Deutschland eingesetzten Bioethanol im Jahr 2022 dar, da Daten für 2023 noch nicht vorliegen, werden diese auch hier angesetzt (vgl. Tabelle 123).

Tabelle 123: Rohstoffbasis (energetischer Anteil) des genutzten Bioethanols

	Abfall [%]	Mais [%]	Weitere Getreidesorten [%]	Zuckerrüben [%]	Zuckerrohr [%]
Bioethanol	4,0	53,4	27,9	1,4	13,4

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Daten der BLE für das Jahr 2022

Der UBA-Emissionsberechnung für Bioethanol liegen neben der Rohstoffbasis für das Jahr 2020 (Tabelle 123) die im Zuge der THG-Quote (Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen, 2009) von den Wirtschaftsteilnehmern selbst bilanzierten bzw. angesetzten THG-Emissionen, wie sie die BLE im Zuge ihres jährlichen Evaluations- und Erfahrungsberichts zur Biokraftstoff-/Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BLE, 2023) veröffentlicht, zugrunde. Die Emissionen der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe wurden dann vom UBA überschlägig auf Basis der publizierten Gesamt-THG-Emissionen unter Einbeziehung der Erkenntnisse des Forschungsvorhabens „BioEm“ (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016) und anderer Expertisen (IFEU, 2011) sowie verschiedener Annahmen und Analogieschlüsse abgeleitet. Da Informationen zu der Vielzahl der über alle Rohstoffe, Transport- und Herstellungswegen einfließenden Teilmengen nicht oder nur ansatzweise bekannt sind, ist die Verfahrensweise mit größeren Unsicherheiten behaftet. In Tabelle 124 sind die Bioethanol-Emissionsfaktoren differenziert nach Rohstoffbasis dargestellt.

Tabelle 124: Bioethanol-Emissionsfaktoren differenziert nach Rohstoffbasis*

Bioethanol	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]					
Bioethanol (Abfall, Reststoff)										
Vorkette	37,08	34,087	0,092	0,002	0,080	0,025	0,078	0,005	0,027	0,006
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,135	0,001	0,193	0,003	3,241	0,199
Gesamt	37,08	34,09	0,092	0,002	0,215	0,027	0,270	0,008	3,268	0,205
Bioethanol (Mais)										
Vorkette	28,25	16,981	0,195	0,022	0,086	0,032	0,077	0,007	0,024	0,005
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,135	0,001	0,193	0,003	3,241	0,199
Gesamt	28,25	16,98	0,195	0,022	0,221	0,034	0,269	0,010	3,265	0,204
Bioethanol (Weitere Getreidesorten⁸²)										
Vorkette	40,12	18,663	0,065	0,074	0,215	0,048	0,239	0,019	0,033	0,004
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,135	0,001	0,193	0,003	3,241	0,199

⁸² Hauptsächlich Weizen sowie Roggen, Gerste, Triticale etc.

Bioethanol	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]					
Gesamt	40,12	18,66	0,065	0,074	0,350	0,049	0,432	0,022	3,275	0,203
Bioethanol (Zuckerrüben)										
Vorkette	52,43	27,929	0,199	0,071	0,145	0,030	0,164	0,013	0,049	0,007
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,135	0,001	0,193	0,003	3,241	0,199
Gesamt	52,43	27,93	0,199	0,071	0,281	0,032	0,356	0,016	3,290	0,207
Bioethanol (Zuckerrohr)										
Vorkette	37,83	15,732	0,340	0,048	0,746	0,279	0,666	0,073	0,346	0,121
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,194	0,119	0,109	0,014	0,050	0,046
Gesamt	37,83	15,73	0,340	0,048	0,940	0,398	0,775	0,087	0,396	0,167

* keine Berücksichtigung von indirekten Landnutzungsänderungen, vgl. Kapitel 2.3.2

Quelle: UBA auf Basis von ZSE (UBA, 2023) und Daten der BLE für das Jahr 2022

- Insgesamt liegen die Werte, welche im Rahmen der THG-Quote bilanziert und von der BLE veröffentlicht sowie anschließend vom UBA als Grundlage für die Emissionsbilanzierung herangezogen werden deutlich unter denen sämtlicher Ökobilanzdatenbanken (IINAS, 2020; ecoinvent, 2017) und diesbezüglichen Veröffentlichungen (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016; Braune, et al., 2016; JRC, 2017; JRC, 2014; DBFZ, 2015b). Das in Deutschland zum Einsatz gelangende Bioethanol kommt aufgrund der hier bestehenden THG-Quote schwerpunktmäßig aus besonders energieeffizienten Anlagen, welche zum größten Teil strom- und wärmeverbrauchsreduziert arbeiten. Zudem erfolgt nicht selten auch eine emissionsreduzierende gekoppelte Bereitstellung von Strom und Prozesswärme mittels KWK, teilweise auch auf Basis von Biomasse. Zudem sind Bioethanollieferungen nach Deutschland wahrscheinlich (besonders) häufig durch einen Bonus für die Substitution von fossilem CO₂ gekennzeichnet. Daher ist das in Deutschland in Verkehr gebrachte Bioethanol bzgl. der Höhe der Treibhausgasminderung eher auch nicht typisch für den europäischen Durchschnitt

Die THG-Emissionen des Substratanbau zur Bioethanolherstellung wird typischerweise nicht selbst ermittelt, sondern erfolgt i. d. R. auf Basis der sog. NUTS2-Werte gemäß RED I Artikel 19, Absatz 2. Diese beruhen derzeit noch auf Eingangswerten der Jahre 2006-2010 und entsprechen damit nicht mehr dem Stand der Wissenschaft. Die Europäische Kommission hatte im Jahr 2023 mitgeteilt, dass die bisherigen noch unter der RED I entwickelten und anerkannten NUTS2-Werte, nicht mehr gültig sind und hatte die Mitgliedstaaten aufgefordert, gemäß Artikel 31 Absatz 2 und 4 Richtlinie (EU) 2018/2001 neue NUTS2-Werte zur Anerkennung vorzulegen. Im Jahr 2024 erfolgte dementsprechend eine Neuberechnung für Deutschland (Fehrenbach, Köppen, & Wehrle, 2024), die für die THG-Gesamtbilanz der in Deutschland verwendeten Biokraftstoffe relevant sind. Vergleicht man die Ergebnisse der Neukalkulation mit den derzeit noch herangezogenen und diesen Berechnungen auch zugrundeliegenden Werten zeigen sich für sämtliche Rohstoffe der Bioethanolherstellung deutliche Reduzierungen der THG-Emissionen. Da nun die Werte zwischen den NUTS2-Regionen nun deutlich stärker als bisher differieren, ist es jedoch schwierig das zukünftige durchschnittliche THG-Emissionsniveau abzuschätzen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Anbauemissionen zukünftig unter dem derzeitigen Niveau liegen werden (die Abweichungen betragen mit großen regionalen Unterschieden für den Anbau von Getreide im Mittel -11% und für den Anbau von Zuckerrüben im Mittel -41%). Das wird sich dann

auch in den Gesamt-THG-Emissionen der einzelnen Bioethanolfpade widerspielen, da der Biomasseanbau die THG-Gesamtemissionen wesentlich bestimmt.

Der THG-Emissionsfaktor von fossilem Ottokraftstoff (vgl. Tabelle 125) - aufgeteilt in direkte Emissionen sowie Vorkettenemissionen - bildet die Grundlage zur Bestimmung der vermiedenen Emissionen, die aus dem Einsatz von Bioethanol resultieren. Hierfür liegt der Basiswert der 38. BImSchV § 10 in Höhe von 93,3 g CO₂-Äq. / MJ für fossilen Ottokraftstoff zugrunde. Zur differenzierten Bilanzierung der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe wurden die Emissionsfaktoren der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe mit den entsprechenden Angaben der Ökobilanzdatenbank GEMIS 5.0 ergänzt.

Tabelle 125: Emissionsfaktoren von Ottokraftstoff

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Ottokraftstoffe										
Vorkette	72,33	70,168	0,062	0,002	0,174	0,104	0,100	0,014	0,052	0,520
Direkte	263,58	262,84	0,016	0,001	0,135	0,001	0,193	0,003	3,241	0,199
Gesamt	335,91	333,01	0,078	0,003	0,309	0,105	0,293	0,017	3,293	0,720

Quelle: Basiswert auf Grundlage 38. BImSchV §10 angepasst mit GEMIS 5.0 (IINAS, 2015) und ZSE (UBA, 2023)

Fahrzeugbedingte Emissionen unterscheiden sich insbesondere beim Einsatz von Kraftstoffen mit hohem Bioethanolanteil gegenüber Ottokraftstoff. Für die Beimischung von Bioethanol zu Ottokraftstoff ist jedoch höchstens von einer leichten Veränderung des fahrzeugbedingten Emissionsverhaltens auszugehen. Hierzu liegen ebenfalls keine abschließenden Untersuchungsergebnisse vor (Gohlisch, 2013).

6.2.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Bioethanolverwendung errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Mit Blick auf die Wirkungskategorie Treibhausgasemissionen wurden durch den Einsatz von Bioethanol Treibhausgasemissionen in Höhe von etwa 2,8 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 302 g CO₂-Äq. / kWh bezogen auf den Gesamteinsatz von Bioethanol. In Hinblick auf die Luftschadstoffe ist der Einsatz von Bioethanol differenziert zu bewerten. Durch den Einsatz von Bioethanol resultieren sowohl zusätzlich Schwefeldioxid, als auch Stickstoffoxid-, Staub- und Kohlenstoffmonoxid-Emissionen. Lediglich für die flüchtigen organischen Verbindungen sind Reduzierungen zu verzeichnen.

Tabelle 126: Emissionsbilanz der Bioethanolnutzung

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungsfaktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	3.070.879	302.563	2.768.317	302,81
CO₂	3.044.392	164.608	2.879.785	315,01
CH₄	714	1.560	-846	-0,09
N₂O	25	356	-331	-0,04
SO₂-Äq.	2.825	3.659	-834	-0,09
SO₂	963	1.695	-732	-0,08
NO_x	2.676	2.812	-136	-0,01
Staub	152	302	-150	-0,02

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
CO	30.102	1.094	29.008	3,17
NMVO	6.578	600	5.979	0,65

Quelle: Eigene Berechnung

6.3 Pflanzenöl

Pflanzenöle sind aus Ölpflanzen gewonnene Fette und fette Öle. Die Eigenschaften von Pflanzenölen zum Einsatz im Kraftstoffbereich sind in der DIN-Norm 51605 (DIN 51605:2010-09) definiert.

6.3.1 Endenergiebereitstellung

Die Angabe zum Verbrauch von Pflanzenöl wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 127 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2024), die (nun) jährlich im vierten Quartal veröffentlicht wird. Zusätzlich erfolgt zum Februar/März eine Datenaktualisierung⁸³.

Die Daten des Jahres 2023 beruhen auf Angaben der Energiesteuerstatistik unter Berücksichtigung der Agrardieselerückstattung.

Tabelle 127: Pflanzenölverbrauch

	2023 [GWh]
Pflanzenöl	31

Quelle: (AGEE-Stat, 2024)

6.3.2 Substitutionsfaktoren

Der Berechnung der Substitutionsbeziehung zwischen mineralischem Diesel und Pflanzenöl liegt die Annahme zugrunde, dass eine kWh Pflanzenöl eine kWh mineralischen Diesels ersetzt. Dieses Verhältnis begründet sich damit, dass beide Kraftstoffe kein stark abweichendes Motorverhalten aufweisen (Gohlisch, 2013).

6.3.3 Emissionsfaktoren

Der UBA-Emissionsberechnung für Pflanzenöl liegen neben der Rohstoffbasis für das Jahr 2022 (Werte für 2023 stehen noch nicht zur Verfügung (vgl. Tabelle 128) die im Zuge der THG-Quote (Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen, 2009) von den Wirtschaftsteilnehmern selbst bilanzierten bzw. angesetzten THG-Emissionen, wie sie die BLE im Zuge ihres jährlichen Evaluations- und Erfahrungsberichts zur Biokraftstoff-/Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BLE, 2020) veröffentlicht, zugrunde.

⁸³ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>

Tabelle 128: Rohstoffbasis (energetischer Anteil) des genutzten Pflanzenöls

	Raps [%]	Soja [%]	Palmöl [%]
Pflanzenöl	97,1	0,0	2,9

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Daten der BLE für das Jahr 2022

Die Emissionen der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe wurden dann vom UBA überschlägig auf Basis der publizierten Gesamt-THG-Emissionen unter Einbeziehung der Erkenntnisse des Forschungsvorhabens „BioEm“ (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016) und anderer Expertisen (IFEU, 2011) sowie verschiedener Annahmen und Analogieschlüsse abgeleitet. Da Informationen zu der Vielzahl der über alle Rohstoffe, Transport- und Herstellungswegen einfließenden Teilmengen nicht oder nur ansatzweise bekannt sind, ist die Verfahrensweise mit größeren Unsicherheiten behaftet.

Der Einsatz von reinem Pflanzenöl in landwirtschaftlichen Fahrzeugen mit für den Einsatz von Pflanzenöl ausgelegten Motoren zeigt, entsprechend aktuellen Messreihen des Technologie- und Förderzentrums Straubing (TFZ), keine signifikant abweichenden Motoremissionen gegenüber mineralischem Diesel in konventionellen Dieselmotoren. Bei älteren Motoren (nach EU-Abgasnorm 1-3B) sind die Motoremissionen etwas höher als bei Dieselmotoren, es kommt allerdings nicht zu gravierenden Abweichungen (Thuneke, 2013).

Für die Beimischung von Pflanzenöl zu mineralischem Diesel – was jedoch eher eine Ausnahme darstellt – ist ebenfalls nur von einer leichten Veränderung des fahrzeugbedingten Emissionsverhaltens auszugehen. In Tabelle 129 sind die Emissionsfaktoren der Pflanzenöl-Verwendung dargestellt.

Tabelle 129: Pflanzenöl-Emissionsfaktoren differenziert nach Rohstoffbasis*

	CO ₂ - Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ - Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]					
Pflanzenöl (Raps)										
Vorkette	119,00	52,815	0,108	0,238	0,114	0,083	0,044	0,033	0,063	0,010
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,576	0,001	0,826	0,007	0,150	0,014
Gesamt	119,00	52,82	0,108	0,238	0,690	0,085	0,870	0,040	0,213	0,024
Pflanzenöl (Palmöl)										
Vorkette	106,19	59,400	0,564	0,117	0,628	0,270	0,515	0,069	0,082	0,024
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,576	0,001	0,826	0,007	0,150	0,014
Gesamt	106,19	59,40	0,564	0,117	1,204	0,271	1,341	0,076	0,232	0,038

* keine Berücksichtigung von indirekten Landnutzungsänderungen, vgl. Kapitel 2.3.2

Quelle: UBA auf Basis von ZSE (UBA, 2023) und Daten der BLE für das Jahr 2022

Der THG-Emissionsfaktor von fossilem Dieselmotorkraftstoff (vgl. Tabelle 130) welche wiederum in direkte Emissionen und Emissionen aus der Vorkette aufgeteilt sind, bilden die Grundlage zur Bestimmung der vermiedenen Emissionen, die aus dem Einsatz von Pflanzenöl resultieren. Hierfür liegt der Basiswert der 38. BImSchV § 10 in Höhe von 95,1 g CO₂-Äq. / MJ für fossilen Dieselmotorkraftstoff zu Grunde. Um eine differenzierte Bilanzierung der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe vornehmen zu können, wurden die Emissionsfaktoren der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe mit den entsprechenden Angaben der Ökobilanzdatenbank GEMIS 5.0 ergänzt.

Tabelle 130: Emissionsfaktoren von mineralischem Diesel

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Dieselmotorkraftstoff										
Vorkette	71,19	69,279	0,058	0,001	0,143	0,084	0,084	0,012	0,046	0,039
Direkte	271,23	267,53	0,013	0,013	0,576	0,001	0,826	0,007	0,150	0,014
Gesamt	342,42	336,81	0,070	0,014	0,719	0,085	0,910	0,018	0,195	0,053

Quelle: Basiswert auf Grundlage der 38. BImSchV § 10 angepasst mit GEMIS 5.0 (IINAS, 2020) und ZSE (UBA, 2023)

6.3.4 Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Pflanzenölnutzung im Kraftstoffsektor errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgasemissionen wurden durch den Einsatz von Pflanzenöl Treibhausgasemissionen in Höhe von fast 7.000 t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt 224 g CO₂-Äq. / kWh. Der Einsatz von Pflanzenöl führt bei Staub und Schwefeldioxid zu höheren Emissionen. Emissionsminderungen resultieren bei Stickstoffoxiden, Kohlenstoffmonoxiden und bei den flüchtigen organischen Verbindungen.

Tabelle 131: Emissionsbilanz der Pflanzenölnutzung

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungsfaktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	10.615	3.678	6.937	223,78
CO ₂	10.441	1.643	8.798	283,81
CH ₄	2	4	-2	-0,05
N ₂ O	0	7	-7	-0,22
SO₂-Äq.	22	9	13	0,43
SO ₂	3	6	-3	-0,10
NO _x	28	5	24	0,76
Staub	1	1	-1	-0,03
CO	6	3	3	0,09
NMVOC	2	2	0	0,00

Quelle: Eigene Berechnung

6.4 Biomethan

Biomethan⁸⁴ wird aus Rohbiogas durch unterschiedliche Aufbereitungsverfahren - bei denen der Methangehalt durch Abscheidung anderer Gasbestandteile erhöht wird - gewonnen. Die Aufbereitung von Biogas muss, um äquivalent als Kraftstoff einsetzbar zu sein, den Anforderungen der DIN EN

⁸⁴ Die Begriffe Biomethan und Bioerdgas werden häufig als Bezeichnung für Methan biologischen Ursprungs genutzt. Es handelt sich dabei um Biogas, das auf Erdgasqualität aufbereitet ins Erdgasnetz eingespeist werden kann. In diesem Bericht wird durchgängig der Begriff Biomethan verwendet.

16723-2:2017 „Erdgas und Biomethan zur Verwendung im Transportwesen und Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz - Teil 2: Festlegungen für Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge“ zur Gasbeschaffenheit entsprechen.

6.4.1 Endenergiebereitstellung

Die Angaben zur Bereitstellung von Biomethan werden von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Die Daten beruhen auf vorläufigen Angaben der BLE zu den Beantragungen zur Anrechnung auf die Treibhausgasminderungsquote unter Berücksichtigung der BDEW-Konvention zur Brennwert-Heizwert-Umrechnung.

Der in Tabelle 132 dokumentierte Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2024), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung⁸⁵.

Tabelle 132: Biomethanverbrauch im Verkehrssektor

	2023 [GWh]
Biomethan	1.450

Quelle: (AGEE-Stat, 2024)

6.4.2 Substitutionsfaktoren

Der Berechnung der Substitutionsbeziehung zwischen Erdgas und Biomethan liegen die folgenden Annahmen zugrunde: Eine kWh Biomethan ersetzt eine kWh Erdgas. Dieses Verhältnis begründet sich damit, dass sich aufbereitetes Biogas von Erdgas höchstens marginal unterscheidet.

6.4.3 Emissionsfaktoren

Die Treibhausgasemissionen der Biomethanbereitstellung sind, ähnlich der Biogasproduktion, von folgenden Einflussgrößen bestimmt:

- ▶ Art der eingesetzten Biomasse und Anbau
- ▶ Transport und Lagerung der Biomasse (u. a. Silierung der Biomasse)
- ▶ Anlagen- und Fermentationstechnik (u. a. Leckage von Fermentern, Undichtigkeiten von Leitungen)
- ▶ Gärrestlagerung und -ausbringung (u. a. offene oder geschlossene Gärrestlagerung)
- ▶ Aufbereitung des Rohbiogases auf Erdgasqualität
- ▶ Transport des Biomethans zur Tankstelle und Bereitstellung

Bei der Aufbereitung von Rohbiogas zu Biomethan entstehen gegenüber der Biogasgewinnung zusätzliche klimarelevante Treibhausgasemissionen, abhängig insb. vom Methanschluß der Aufbereitungstechnik, einer vorhandenen Abgasnachverbrennung sowie der Energieversorgung der Aufbereitungs- und Einspeiseanlage (BMU, 2012b).

⁸⁵ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>

Das im Jahr 2022 (Werte für 2023 waren zum Zeitpunkt der Bilanzierung noch nicht veröffentlicht) im Verkehrssektor genutzte Biomethan basierte zu etwa 79,1 % auf Abfällen/Reststoffen, insbesondere handelte es sich dabei um Schlempe aus der Bioethanolherstellung (inkl. Stroh) sowie zu einem geringen Anteil aus Biotonnenabfällen. Energiepflanzen tragen zu 20,9 % zur Biomethanbereitstellung bei.

Tabelle 133: Rohstoffbasis (energetischer Anteil) des genutzten Biomethans

	Abfall und Reststoffe (Gülle mit enthalten) [%]	Energiepflanzen [%]
Biomethan	98,2	1,8

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Daten der BLE für das Jahr 2022

Der UBA-Emissionsberechnung für Biomethan liegen neben der Rohstoffbasis für das Jahr 2022 die im Zuge der THG-Quote (Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen, 2009) von den Wirtschaftsteilnehmern selbst bilanzierten bzw. angesetzten THG-Emissionen, wie sie die BLE im Zuge ihres jährlichen Evaluations- und Erfahrungsberichts zur Biokraftstoff-/Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BLE, 2023) veröffentlicht, zugrunde. Die Emissionen der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe wurden dann vom UBA überschlägig auf Basis der publizierten Gesamt-THG-Emissionen unter Einbeziehung der Erkenntnisse des Forschungsvorhabens „BioEm“ (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016) und anderer Expertisen (IFEU, 2011) sowie verschiedener Annahmen und Analogieschlüsse abgeleitet. Da Informationen zu der Vielzahl der über alle Rohstoffe, Transport- und Herstellungswege einfließenden Teilmengen nicht oder nur ansatzweise bekannt sind, ist die Verfahrensweise mit größeren Unsicherheiten behaftet. Tabelle 134 zeigt die Emissionsfaktoren der Biomethan-Nutzung.

Der THG-Emissionsfaktor von fossilem Kraftstoff (vgl. Tabelle 135) welche wiederum in direkte Emissionen und Emissionen aus der Vorkette aufgeteilt sind, bilden die Grundlage zur Bestimmung der vermiedenen Emissionen, die aus dem Einsatz von Biomethan resultieren. Hierfür liegt der Basiswert der 38. BImSchV § 3 in Höhe von 94,1 g CO₂-Äq. / MJ zu Grunde. Um eine differenzierte Bilanzierung der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe vornehmen zu können, wurden die Emissionsfaktoren der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe mit den entsprechenden Angaben der Ökobilanzdatenbank GEMIS 5.0 ergänzt.

Tabelle 134: Biomethan-Emissionsfaktoren

	CO ₂ - Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ - Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Biomethan (Abfall, Reststoff inkl. Gülle)										
Vorkette	-92,68*	49,423	0,607	0,001	0,052	0,024	0,041	0,004	0,017	0,002
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,231	0,001	0,331	0,009	0,769	0,005
Gesamt	-92,68	49,42	0,607	0,001	0,283	0,024	0,371	0,013	0,786	0,007
Biomethan (Energiepflanzen)										
Vorkette	28,25*	49,423	0,195	0,022	0,086	0,032	0,077	0,007	0,024	0,005
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,231	0,001	0,331	0,009	0,769	0,005
Gesamt	28,25	49,42	0,195	0,022	0,317	0,033	0,407	0,016	0,793	0,010

* Wird bei der Herstellung von Biomethan das Gärsubstrat Gülle oder Mist verwendet, kann auf Grundlage der Erneuerbare Energien-Richtlinie der EU (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018) ein Bonus in Höhe von 162 g CO₂-Äq./ kWh angerechnet werden. Dies kann zu negativen Emissionsfaktoren führen.

Quelle: UBA auf Basis von ZSE (UBA, 2023) und Daten der BLE für das Jahr 2022

Tabelle 135: Emissionsfaktoren von CNG-Erdgas auf Grundlage des Basiswerts nach 38. BImSchV

	CO ₂ - Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ - Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
CNG-Erdgas auf Grundlage des Basiswerts nach der 38. BImSchV										
Vorkette	67,83	66,286	0,054	0,001	0,093	0,049	0,063	0,009	0,037	0,519
Direkte	270,93	268,25	0,017	0,008	0,366	0,002	0,523	0,009	1,879	0,130
Gesamt	338,76	334,53	0,071	0,008	0,459	0,051	0,587	0,017	1,916	0,649

Quelle: Basiswert auf Grundlage der 38. BImSchV § 3 angepasst mit GEMIS 5.0 (IINAS, 2020) und ZSE (UBA, 2023)

6.4.4 Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Biomethanbereitstellung errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Im Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgasemissionen wurden durch den Einsatz von Biomethan Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 605.000 t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt knapp 417 g CO₂-Äq. / kWh bezogen auf den Gesamteinsatz von Biomethan.

Tabelle 136: Emissionsbilanz der Biomethannutzung

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	491.202	-114.014	605.216	417,39
CO₂	485.636	62.421	423.215	291,87
CH₄	101	756	-655	-0,45
N₂O	10	2	8	0,01
SO₂-Äq.	755	163	593	0,41
SO₂	73	38	35	0,02
NO_x	981	179	802	0,55
Staub	21	10	11	0,01
CO	2.533	101	2.432	1,68
NM VOC	914	16	898	0,62

Quelle: Eigene Berechnung

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Darstellung der wesentlichen Eingangsparameter der Emissionsbilanzierung erneuerbarer Energieträger	21
Abbildung 2:	Treibhausgas-Emissionen durch Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) in Deutschland*	33
Abbildung 3:	Treibhausgas-Emissionen durch Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) in Deutschland in Verbindung mit den Senkenzielen aus dem Klimaschutzgesetz.....	34
Abbildung 4:	Entwicklung der netto vermiedenen Treibhausgasemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien*	36
Abbildung 5:	Netto vermiedene Treibhausgasemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2022*	37
Abbildung 6:	Anteile der Sektoren an der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien und den dadurch vermiedenen THG-Emissionen im Jahr 2022	38
Abbildung 7:	Durch den Einsatz erneuerbarer Energien zur Brutto-Stromerzeugung vermiedene und verursachte Treibhausgasemissionen im Jahr 2022 nach Energieträgern	40
Abbildung 8:	Spezifische Treibhausgasbilanz der Brutto-Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2022 nach Energieträgern	40
Abbildung 9:	Durch die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien vermiedene und verursachte Treibhausgasemissionen im Jahr 2022 nach Energieträgern	41
Abbildung 10:	Spezifische Treibhausgasemissionen der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2022 nach Energieträgern	42
Abbildung 11:	Durch die Nutzung von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor vermiedene und verursachte Treibhausgasemissionen im Jahr 2022 nach Energieträgern	43
Abbildung 12:	Spezifische Treibhausgasemissionen durch die Nutzung von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor im Jahr 2022 nach Energieträgern	43
Abbildung 13:	Netto vermiedene säurebildende Luftschadstoffemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2022	45
Abbildung 14:	Durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Strom-, Wärme sowie Verkehrssektor im Jahr 2022 vermiedene und verursachte säurebildende Schadstoffemissionen nach Energieträgern	46
Abbildung 15:	Netto vermiedene und verursachte Staubemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2022	47
Abbildung 16:	Durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Strom-, Wärme sowie Verkehrssektor im Jahr 2022 vermiedene und verursachte Staubemissionen nach Energieträgern.....	48

Abbildung 17:	Anteil der EE-Bruttostromerzeugung an den netto vermiedenen THG-Gesamtemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien.....	49
Abbildung 18:	Anteil des EE-Wärmeverbrauchs an den netto vermiedenen THG-Gesamtemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien.....	91
Abbildung 19:	Anteil des EE-Verbrauchs im Verkehrssektor an den netto vermiedenen THG-Gesamtemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien*	141

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Übersicht der betrachteten Treibhausgase und Luftschadstoffe.....	19
Tabelle 2:	Vorläufige Schätzwerte für Emissionen infolge von indirekten Landnutzungsänderungen durch Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe (g CO ₂ -Äq. / MJ)	31
Tabelle 3:	Emissionsbilanz für wesentliche Treibhausgase durch erneuerbare im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor im Jahr 2022.....	39
Tabelle 4:	Emissionsvermeidung wesentlicher Luftschadstoffe durch erneuerbare Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung im Jahr 2022	44
Tabelle 5:	Mittlere Brutto-Nutzungsgrade der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb)	50
Tabelle 6:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern	50
Tabelle 7:	Stromerzeugung aus Photovoltaik.....	51
Tabelle 8:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Photovoltaik	52
Tabelle 9:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Photovoltaik.....	53
Tabelle 10:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Photovoltaik.....	54
Tabelle 11:	Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore)	55
Tabelle 12:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore)	56
Tabelle 13:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore)	57
Tabelle 14:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore)	57
Tabelle 15:	Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore)	58
Tabelle 16:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore)	59
Tabelle 17:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore)	60
Tabelle 18:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore)	60
Tabelle 19:	Stromerzeugung aus Wasserkraft	61
Tabelle 20:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Wasserkraft	62
Tabelle 21:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Wasserkraft.....	62
Tabelle 22:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Wasserkraft.....	63

Tabelle 23:	Stromerzeugung aus Tiefengeothermie	64
Tabelle 24:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Tiefengeothermie...	64
Tabelle 25:	Basisannahmen des verwendeten Ökobilanz-Datensatzes für die geothermische Stromerzeugung	65
Tabelle 26:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der geothermischen Stromerzeugung	65
Tabelle 27:	Emissionsbilanz der geothermischen Stromerzeugung.....	66
Tabelle 28:	Stromerzeugung aus fester Biomasse	67
Tabelle 29:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus fester Biomasse.....	67
Tabelle 30:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus fester Biomasse und geschätzter Anteil der Referenzfälle am Erzeugungsmix	68
Tabelle 31:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fester Biomasse geordnet nach eingesetztem Brennstoff	69
Tabelle 32:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus fester Biomasse.....	71
Tabelle 33:	Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan.....	73
Tabelle 34:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan	74
Tabelle 35:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan sowie geschätzter Anteil der Referenzfälle am Erzeugungsmix.....	75
Tabelle 36:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Biogas/Biomethan	76
Tabelle 37:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Biogas.....	78
Tabelle 38:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Biomethan.....	78
Tabelle 39:	Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse (Pflanzenöl)	79
Tabelle 40:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse..	80
Tabelle 41:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse und geschätzter Anteil der Referenzfälle am Erzeugungsmix.....	81
Tabelle 42:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse	81
Tabelle 43:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse.....	82
Tabelle 44:	Stromerzeugung aus Klärgas	83
Tabelle 45:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Klärgas.....	83
Tabelle 46:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Klärgas.....	84
Tabelle 47:	Mittlerer Brutto-Nutzungsgrad der Stromerzeugung aus Klärgas (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb).....	84

Tabelle 48:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Klärgas.....	84
Tabelle 49:	Stromerzeugung aus Deponiegas	85
Tabelle 50:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Deponiegas.....	86
Tabelle 51:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Deponiegas	86
Tabelle 52:	Mittlerer Brutto-Nutzungsgrad der Stromerzeugung aus Deponiegas (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb)	87
Tabelle 53:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Deponiegas	87
Tabelle 54:	Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls	88
Tabelle 55:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls.....	88
Tabelle 56:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls	89
Tabelle 57:	Mittlerer Brutto-Nutzungsgrad der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Abfalls (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb)	89
Tabelle 58:	Primärenergiebezogene Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Abfalls	90
Tabelle 59:	Mittlere Brutto-Nutzungsgrade der Wärmebereitstellung aus konventionellen Energieträgern (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb)	92
Tabelle 60:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern in privaten Haushalten, im GHD-Sektor und der Industrie.....	92
Tabelle 61:	Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor	94
Tabelle 62:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor in Bezug auf die angewendete Technik.....	95
Tabelle 63:	Durchschnittlicher Nutzungsgrad der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor	96
Tabelle 64:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor	96
Tabelle 65:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Einzelraumfeuerungen (private Haushalte und GHD).....	98
Tabelle 66:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in zentralen Kessel (private Haushalte und GHD)	99
Tabelle 67:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Pellets (private Haushalte und GHD)	99
Tabelle 68:	Wärmebereitstellung (Endenergie) aus fester Biomasse in der Industrie.....	100

Tabelle 69:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie in Bezug auf die angewendete Technik	100
Tabelle 70:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse und geschätzter Anteil der Referenzfälle am Endenergiemix	102
Tabelle 71:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie	103
Tabelle 72:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie.....	105
Tabelle 73:	Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung.....	106
Tabelle 74:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung	106
Tabelle 75:	Fossiler Brennstoffmix für die Erzeugung von Fernwärme	107
Tabelle 76:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung	108
Tabelle 77:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung	108
Tabelle 78:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung	111
Tabelle 79:	Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse und Biodieseinsatz in der Land- und Bauwirtschaft	112
Tabelle 80:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse und des Einsatzes von Biodiesel und HVO in der Land- und Bauwirtschaft.....	112
Tabelle 81:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse	113
Tabelle 82:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor	114
Tabelle 83:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Pflanzenöl.....	115
Tabelle 84:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse (Industrie)	115
Tabelle 85:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Biodiesel- und HVO-Einsatzes in der Land- und Bauwirtschaft.....	116
Tabelle 86:	Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse.....	117
Tabelle 87:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse.....	118
Tabelle 88:	Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für die Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse.....	120

Tabelle 89:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse	120
Tabelle 90:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Biogas	123
Tabelle 91:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Biomethan	123
Tabelle 92:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Klärgas	124
Tabelle 93:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Deponiegas.....	124
Tabelle 94:	Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls	125
Tabelle 95:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls	126
Tabelle 96:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls	126
Tabelle 97:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls.....	127
Tabelle 98:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls.....	127
Tabelle 99:	Wärmebereitstellung aus Solarthermie	129
Tabelle 100:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Solarthermie	129
Tabelle 101:	Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für die Wärmebereitstellung aus Solarthermie	130
Tabelle 102:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Solarthermie.....	130
Tabelle 103:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Solarthermie.....	131
Tabelle 104:	Wärmebereitstellung aus Wärmepumpen.....	132
Tabelle 105:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpen.....	133
Tabelle 106:	Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für Wärmepumpen.....	134
Tabelle 107:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpen	134
Tabelle 108:	Emissionsbilanz der erneuerbaren Wärmebereitstellung aus Umgebungswärme (Wärmepumpe – aerothermisch)	135
Tabelle 109:	Emissionsbilanz der erneuerbaren Wärmebereitstellung aus Umgebungswärme (Erdgas-Wärmepumpe, erneuerbarer Anteil)...	136
Tabelle 110:	Emissionsbilanz der erneuerbaren Wärmebereitstellung aus oberflächennaher Geothermie (Wärmepumpe - geothermisch).....	136
Tabelle 111:	Emissionsbilanz der erneuerbaren Wärmebereitstellung aus Umgebungswärme (Wärmepumpe - hydrothermisch)	137
Tabelle 112:	Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie	138

Tabelle 113:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie	138
Tabelle 114:	Basisannahmen des verwendeten Ökobilanz-Datensatzes für die Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie	139
Tabelle 115:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie.....	139
Tabelle 116:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie...	140
Tabelle 117:	Verbrauch von Biodiesel und HVO im Verkehrssektor (ohne Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe und Militär)	142
Tabelle 118:	Rohstoffbasis (energetischer Anteil) des genutzten Biodiesels/HVOs	143
Tabelle 119:	Biodiesel- und HVO-Emissionsfaktoren differenziert nach Art des Biokraftstoffs und Rohstoffbasis*	143
Tabelle 120:	Emissionsfaktoren von mineralischem Diesel	145
Tabelle 121:	Emissionsbilanz der Biodiesel-/HVO-Nutzung.....	145
Tabelle 122:	Bioethanolverbrauch im Verkehrssektor.....	146
Tabelle 123:	Rohstoffbasis (energetischer Anteil) des genutzten Bioethanols	147
Tabelle 124:	Bioethanol-Emissionsfaktoren differenziert nach Rohstoffbasis* ..	147
Tabelle 125:	Emissionsfaktoren von Ottokraftstoff	149
Tabelle 126:	Emissionsbilanz der Bioethanolnutzung.....	149
Tabelle 127:	Pflanzenölverbrauch.....	150
Tabelle 128:	Rohstoffbasis (energetischer Anteil) des genutzten Pflanzenöls	151
Tabelle 129:	Pflanzenöl-Emissionsfaktoren differenziert nach Rohstoffbasis*	151
Tabelle 130:	Emissionsfaktoren von mineralischem Diesel	152
Tabelle 131:	Emissionsbilanz der Pflanzenölnutzung.....	152
Tabelle 132:	Biomethanverbrauch im Verkehrssektor	153
Tabelle 133:	Rohstoffbasis (energetischer Anteil) des genutzten Biomethans	154
Tabelle 134:	Biomethan-Emissionsfaktoren.....	154
Tabelle 135:	Emissionsfaktoren von CNG-Erdgas auf Grundlage des Basiswerts nach 38. BImSchV	155
Tabelle 136:	Emissionsbilanz der Biomethannutzung.....	155

Begriffserklärungen

Im Folgenden werden - thematisch sortiert - die wesentlichen Begrifflichkeiten im Sinne der Verwendung in diesem Bericht erklärt.

Energie

Energie ist die Fähigkeit eines Körpers Arbeit zu verrichten. Energie und Arbeit werden üblicherweise in der Einheit Joule [J] oder Wattsekunden [Ws] (bzw. Kilowattstunden [kWh]) angegeben.

Als **Energiequellen** bezeichnet man das Element, welches die Energie zur Verfügung stellt. Man unterscheidet zwischen regenerativen, sich (unter natürlichen Bedingungen) erneuernden Energiequellen (wie z. B. Sonne, Wind, Fließwasser, Gezeitenhub, Erdwärme) und erschöpflichen, sich nicht (oder nur über einen sehr langen Zeitraum) erneuernden, fossilen Energiequellen.

Energieträger sind physikalische Erscheinungsformen und Stoffe, in denen Energie in Form von chemischen oder physikalischen Bindungsenergien, elektromagnetischer Strahlungsenergie, mechanischer, thermischer oder elektrischer Energie gespeichert ist. Man unterscheidet Primär- und Sekundärenergieträger.

Primärenergieträger sind die in ihrer natürlichen / ursprünglichen Form vorliegenden Energieträger. Ihr Energiegehalt wird als Primärenergie bezeichnet. Man unterteilt sie entsprechend ihrer (ursprünglichen) Energiequelle in Primärenergieträger aus nicht-regenerativen (fossilen und nuklearen) Energiequellen und Primärenergieträger aus regenerativen (erneuerbaren) Energiequellen.

Fossile Energiequellen sind i.d.R. Lagerstätten, in denen Biomasse im Laufe von Jahrtausenden unter hohem Druck und Temperatur in Energierohstoffe mit unterschiedlich langen Kohlenstoffverbindungen (Kohle, Erdöl, Erdgas) umgewandelt wurde.

Erneuerbare Energiequellen sind solche, die nicht durch Lagerstätten begrenzt sind, sondern nach den Zeitmaßstäben des Menschen unendlich lange zu Verfügung stehen bzw. sich ständig erneuern. Solarstrahlung, Erdwärme (Geothermie) und Gezeitenkraft können entweder direkt oder indirekt z. B. in Form von Biomasse, Wind, Wasserkraft, Umgebungswärme sowie Wellenenergie genutzt werden. Im Sinne des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) gehören zu ihnen: Wasserkraft einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie, Windenergie, solare Strahlungsenergie, Geothermie, Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, Deponiegas und Klärgas sowie der biologisch abbaubare Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie.

Sekundärenergieträger werden durch einen oder mehrere Umwandlungsschritte aus Primärenergieträgern gewonnen. Dabei fallen zwangsläufig Umwandlungs- und Verteilungsverluste an. Die wichtigsten Sekundärenergieträger sind Strom, Fernwärme, Heizöl und Ottokraftstoff.

Der **Substitutionsfaktor** beschreibt, in welchem Maße bestimmte Energieträger durch einen anderen Energieträger ersetzt werden. In diesem Bericht beschreiben die Substitutionsfaktoren insbesondere den Ersatz fossiler Primär- und Sekundärenergieträger durch erneuerbare Energien.

Energieumwandlung: Exergie ist derjenige Teil der Energie, der sich theoretisch in einem reversiblen Vergleichsprozess vollständig in jede andere Energieform umwandeln lässt. Trotz gleicher Energieinhalte ist die Arbeitsfähigkeit verschiedener Energieformen sehr unterschiedlich. So lässt sich etwa elektrischer Strom vollständig in jede andere Energieform umwandeln, während thermische Energie bei der Umwandlung in mechanische und elektrische Energie immer dem Carnot-Wirkungsgrad unterworfen ist. Als Anergie bezeichnet man die Differenz zwischen Energie und Exergie. Anergie ist somit der nicht nutzbare Anteil der Energie.

Als **Nutzenergie** wird diejenige Energieform bezeichnet, die dem Energieanwender nach der letzten Umwandlung zur Deckung seiner Bedürfnisse bzw. Inanspruchnahme einer Energiedienstleistung zur Verfügung steht. Mögliche Formen der Nutzenergie sind unter anderem mechanische Energie, Wärme, Kälte, Licht.

Der **Energieverbrauch** bezeichnet umgangssprachlich die für die zeitliche Dauer der Inanspruchnahme einer Energiedienstleistung eingesetzte Energiemenge und wird i.d.R. in Wattsekunden [Ws] bzw. Kilowattstunden [kWh] angeben.

Der **Endenergieverbrauch** bezeichnet entsprechend die Summe der vom Anwender eingesetzten Primär- und Sekundärenergieträger zur unmittelbaren Erzeugung von Nutzenergie nach Abzug der Umwandlungs- und Verteilungsverluste.

Emissionen

Der Begriff **Emissionen** bezeichnet im Allgemeinen alle in die Umwelt abgegebenen festen, flüssigen und gasförmigen Schadstoffe sowie die Abgabe von Wärme, Strahlung, Geräusche etc. durch z. B. Erzeugung, Verteilung, Entsorgung, Leitungsbau etc.

Im Rahmen dieses Berichts wird jedoch nur die Freisetzung von ausgewählten Treibhausgasen und Luftschadstoffen in die Atmosphäre betrachtet, die im Zuge der Nutzung von Energie bzw. durch die Inanspruchnahme von Energiedienstleistungen verursacht werden. Dabei wird zwischen direkten, indirekten und Gesamt-Emissionen unterschieden.

Als **Direkte Emissionen** werden hier diejenigen Emissionen bezeichnet, die im Zuge der Umwandlung von Primär- und Sekundärenergieträgern in Endenergieträger, insbesondere bei der Verbrennung fossiler oder biogener Brennstoffe entstehen.

Indirekte (auch vorgelagerte) **Emissionen** beinhalten die Emissionen, die außerhalb der Umwandlungsprozesse (in den sog. Vorketten), insbesondere bei der Herstellung von Anlagen zur Energieumwandlung oder der Gewinnung und Bereitstellung von Energieträgern (z. B. beim Biomasse-Anbau und -Transport) verursacht werden.

Die **Gesamt-Emissionen** einzelner Energiebereitstellungspfade ergeben sich aus der Summe der direkten und indirekten Emissionen. Synonym wird der Begriff Emissionen mit Vorketten gebraucht.

Der **Emissionsfaktor (EF)** bezeichnet traditionell den Quotienten aus der Masse eines emittierten Stoffes und der eingesetzten Masse oder Energie eines Ausgangsstoffes. Abweichend von dieser inputbezogenen Betrachtung wird der Emissionsfaktor in dieser Publikation in der Regel immer auf den Produktausstoß, d. h. die erzeugte Endenergie (z. B. kWh_{el} od. kWh_{th}) bezogen und ist entsprechend prozess- und anlagenspezifisch.

Treibhausgase sind atmosphärische Spurengase, die zum Treibhauseffekt beitragen und sowohl einen natürlichen als auch einen anthropogenen Ursprung haben können. Die wichtigsten Treibhausgase sind Kohlenstoffdioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Distickstoffoxid (N₂O / Lachgas).

Das **Treibhausgaspotenzial (THP)** (engl.: Global Warming Potential - GWP) ist das massebezogene Äquivalent der Treibhauswirkung von Treibhausgasen, bezogen auf das festgelegte Leit-Gas CO₂ - es wird als **CO₂-Äquivalent (CO₂-Äq.)** angegeben.

Kohlenstoffdioxid (CO₂) ist ein farb- und geruchloses Gas, das vor allem bei der vollständigen Oxidation von kohlenstoffhaltigen Stoffen entsteht. Kohlenstoffdioxid ist das wichtigste Treibhausgas. Als Referenzgas wird sein Treibhausgaspotenzial gleich 1 gesetzt.

Methan (CH₄) ist ein ungiftiges, farb- und geruchloses Gas. Nach Kohlenstoffdioxid (CO₂) ist es das bedeutendste von Menschen freigesetzte Treibhausgas. Nach den Richtlinien des Intergovernmental Pa-

nel on Climate Change (IPCC) wird die Klimawirksamkeit von CH₄ im Zeitraum von 100 Jahren im Vergleich zu CO₂ als ca. 28-mal stärker eingeschätzt. Methan ist außerdem an der Bildung von Ozon in der Atmosphäre beteiligt und wird daher als Ozonvorläufersubstanz bezeichnet.

Distickstoffoxid /Lachgas (N₂O) ist ein farbloses Gas aus der Gruppe der Stickstoffoxide. Neben Kohlenstoffdioxid (CO₂) und Methan (CH₄) ist es als direkt klimawirksames Gas relevant. Nach IPCC ist es 265-mal so stark klimawirksam wie Kohlenstoffdioxid, kommt allerdings in deutlich kleineren Mengen in der Atmosphäre vor. Die bedeutendste anthropogene Quelle von Distickstoffoxid-Emissionen ist der landwirtschaftliche Einsatz von Stickstoffdüngemitteln.

Der Begriff **säurebildende Schadstoffe** umfasst die Luftschadstoffe Schwefeldioxid (SO₂) und Stickstoffoxide (NO_x). Diese Stoffe tragen insbesondere zur Versauerung, aber auch zur Bodeneutrophierung bei. Stickstoffoxide sind zusätzlich an der Bildung troposphärischen Ozons beteiligt. Zudem können sich aus diesen Schadstoffen Aerosole in der Atmosphäre bilden, sogenannte sekundäre Partikel, und sie tragen damit zur Feinstaubbelastung der Umgebungsluft bei.

Versauerungspotenzial (VP) (engl.: Acidification Potential - AP) ist das Ergebnis der Aggregation von versauernd wirkenden Luftschadstoffen. Es wird als **SO₂-Äquivalent (SO₂-Äq)** angegeben.

Literaturverzeichnis

AGEB. (2023). *Energiebilanz 2021*. Berlin: AGEN.

AGEE-Stat. (2024). *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland bis 2023*. Von UBA: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#uberblick> abgerufen

Agemar, T., Weber, J., & Schulz, R. (2014). Deep Geothermal Energy Production in Germany – Energies. *Deep Geothermal Energy Production in Germany – Energies 2014 Band 7 Heft 7*, 4397–4416. Von <http://www.geotis.de> (Datenstand 29.08.2018) abgerufen

Agostini, Giuntoli, & Boulamanti. (2013). *Carbon accounting of forest bioenergy*. European Commission - Joint Research Centre, Ispra (IT), Institute for Energy and Transport. Luxembourg: Publications Office of the European Union.

Angemar, T., Weber, J., & Schulze, R. (2024). *GeotIS: Geothermische Standorte - Deep Geothermal Energy Production in Germany*. Von <https://www.geotis.de/homepage/GeotIS-Startpage> abgerufen: 02.10.2024 abgerufen

Bäck et al. (2017). *Multi-functionality and sustainability in the European Union's forests*. EASAC policy report 32.

Baumann, M., & Schuller, O. (2021). *Emissionsfaktoren der Stromerzeugung - Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle*. Dessau-Roßlau.

BLE. (2023). *Evaluationsbericht- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2022*. Bonn: BLE.

BMU. (2012b). *Evaluierung der Biomethanbereitstellung, -verteilung und -nutzung in Deutschland durch ein Marktmonitoring (BIOMON)*.

BMWK. (2024). *Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung*. Von BMWK: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2023.html> abgerufen

Brack, D. (2017). *Woody Biomass for Power and Heat Impacts on the Global Climate*. Chatham House: Environment, Energy and Resources Department.

Braune, M., Grasemann, E., Gröngröft, A., Klemm, M., Oehmichen, K., & Zech, K. (2016). *Die Biokraftstoffproduktion in Deutschland - Stand der Technik und Optimierungsansätze*. Leipzig: DBFZ Report Nr. 22.

BSW-Solar. (2024). *Statistische Zahlen der deutschen Solarwärmebranche (Solarthermie)*.

BWP. (2024). *Absatzzahlen 2023*. Von BWP Bundesverband Wärmepumpe: <https://www.waermepumpe.de/presse/zahlen-daten/absatzzahlen/> abgerufen

Cischinsky, H., & Diefenbach, N. (2018). *Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016*. Darmstadt.

- DBFZ. (2011). *Emissionsanalyse und Quantifizierung von Stoffflüssen durch Biogasanlagen im Hinblick auf die ökologische Bewertung der landwirtschaftlichen Biogasgewinnung und Inventarisierung der deutschen Landwirtschaft*.
- DBFZ. (2015). *Projekt: 03MAP250 Stromerzeugung aus Biomasse - Zwischenbericht Mai 2015*. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum.
- DBFZ. (2015a). *Technische und methodische Grundlagen der THG-Bilanzierung von Biodiesel*. Leipzig: DBFZ.
- DBFZ. (2015b). *Technische und methodische Grundlagen der THG-Bilanzierung von Bioethanol*. Leipzig: DBFZ.
- DBFZ. (2024). *Substratinput in Biogasanlagen 2023 - Ergebnisse der Betreiberbefragung*. Leipzig: DBFZ.
- Deutsche Wind Guard. (2019). *Status des Offshore-Windenergieausbaus - Jahr 2018*.
- Deutsche Wind Guard. (2020). *Status des Windenergieausbaus an Land - Jahr 2019*. Varel.
- Deutsche Wind Guard. (2024). *Status des Windenergieausbaus an Land - Jahr 2023*. Varel.
- Diefenbach, N., Cischinsky, H., Rodenfeld, M., & Clausnitzer, K.-D. (2010). *Datenbasis Gebäudebestand Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand*. Darmstadt: INSTITUT WOHNEN UND UMWELT GmbH.
- DIN 51605:2010-09. (kein Datum). *Kraftstoffe für pflanzenöлтаugliche Motoren - Rapsölkraftstoff - Anforderungen und Prüfverfahren*.
- DIN 51625:2008-08. (kein Datum). *Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge - Ethanolkraftstoffe - Anforderungen und Prüfverfahren*.
- Döring, P., Glasenapp, S., & Mantau, U. (2020). *Energieholzverwendung in privaten Haushalten 2018. Marktvolumen und verwendete Holzsortimente*. Hamburg.
- Dotzauer, M., Barchman, T., Schmieder, U., Rensberg, N., Stinner, W., Arnold, K., & Krüger, C. (2022). *Kurzstudie zur Rolle von Biogas für ein klimaneutrales, 100 % erneuerbares Stromsystem 2035*. Leipzig: DBFZ.
- DWD. (2024). *Jährliche Strahlungskarte - flächendeckende Jahressumme der Globalstrahlung für das Jahr 2023*. Von DWD Deutscher Wetterdienst: <http://www.dwd.de/globalstrahlung> abgerufen
- ecoinvent. (2017). *ecoinvent V 3.3*. Von <http://www.ecoinvent.org/database/ecoinvent-33/ecoinvent-33.html> abgerufen
- EEA. (2015). *Renewable energy in Europe - approximated recent growth and knock-on effects*. Kopenhagen: EEA Technical report No 1/2015.
- EEA. (2020). *Renewable energy in Europe - 2020 - Recent growth and knock-on effects*. Kopenhagen: Eionet report ETC/CME 2020/7.
- Europäische Kommission. (2019). *The European Green Deal*. Brüssel: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_de.

- Europäische Kommission. (2020). *REPORT FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS - Renewable energy progress report*. Brüssel: COM(2020) 952 final.
- Europäische Kommission. (2020). *REPORT FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS Renewable Energy Progress Report*. Brüssel: COM(2020) 952 final.
- Fehrenbach, H. (2013). Telefonisches Gespräch mit Horst Fehrenbach am 15.07.2013. Dessau.
- Fehrenbach, H., Köppen, S., & Wehrle, A. (2024). *Report on typical GHG emission values for the cultivation of agricultural raw materials for NUTS 2 regions or a more disaggregated level in Germany according to RED II*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- Fehrenbach, H., Köppen, S., Markwardt, S., & Vogt, R. (2016). *Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm)*. Heidelberg.
- Fichtner, W., Karl, U., Hartel, R., Balussou, & D. (2011). *Fortschreibung der Emissionsfaktoren für Feuerungs- und Gasturbinenanlagen nach 13./17. BImSchV und TA Luft*. Karlsruhe: DFIU-KIT.
- Flury, K., & Frischknecht, R. (2012). *Life Cycle Inventories of Hydroelectric Power Generation*. Uster (CH): ESU Services Ltd.
- Fraunhofer IWES. (2012). *Aktualisierung von Ökobilanzdaten für erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe - Abschnitt Windenergie*. Kassel: FraunhoferIWES.
- Fritsche, U. R., & Schmidt, K. (2008). *Handbuch zu GEMIS 4.5*. Von <http://www.iinas.org/gemis-docs-de.html> abgerufen
- Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen. (2009). Bonn: Bundesgesetzblatt Jahrgang 2009 Teil I Nr. 41.
- Gohlisch, G. (2013). Telefonisches Gespräch mit Gunnar Gohlisch (wissenschaftlicher Mitarbeiter) am 28.05.2013. Dessau.
- GZB. (2012). *Aktualisierung der Ökobilanzdaten für erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe - Teilbericht Geothermische Strom- und Wärmeerzeugung (unveröffentlicht)*. Hochschule Bochum - Internationales Geothermiezentrum.
- GZB. (2017). *Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes - Bestandsaufnahme und Trends*. Bochum.
- Hengstler, J., Russ, M., Stoffregen, A., Hendrich, A., Held, D. M., & Briem, A.-K. (2021). *Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen*. Dessau-Roßlau.
- Hennenberg, K., Böttcher, H., Wiegmann, K., Reise, J., & Fehrenbach, H. (2019). *Kohlenstoffspeicherung in Wald und Holzprodukten*. AFZ-DerWald.
- Hofmann. (2010). *Nutzung der Potenziale des biogenen Anteils im Abfall zur Energieerzeugung*. Dresden.
- IEA-SHC. (2011). *Common Calculation Method: Solar Collector Energy Output*.

- IFEU. (2011). *Erweiterung der Treibhausgas-Bilanzen ausgewählter Biokraftstoffpfade*. Heidelberg.
- IINAS. (2020). *Globales Emissions-Modell integrierter Systeme*. Von <http://www.iinas.org/gemis-de.html> abgerufen
- INFRAS. (2022). *Handbuch der Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs (HBEFA) 4.2*. Von <https://www.hbefa.net/d/index.html> abgerufen
- ISE. (2021). *Photovoltaics Report 2021*. Von <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/photovoltaics-report.html> abgerufen
- Janczik, S., & Kaltschmitt, M. (2017). *Ökologische Analyse und Bewertung der Umwelteffekte effizienzsteigernder Maßnahmen von ORC-Geothermieanlagen*. Dessau-Roßlau: Climate Change 06/2017.
- JRC. (2014). *WELL-TO-TANK Report Version 4.a JEC WELL-TO-WHEELS ANALYSIS WELL-TO-WHEELS ANALYSIS OF FUTURE AUTOMOTIVE FUELS AND POWERTRAINS IN THE EUROPEAN CONTEXT*. Luxemburg: Publications Office of the European Union.
- JRC. (2017). *Definition of input data to assess GHG default emissions from biofuels in EU legislation*. Luxemburg: Publications Office of the European Union.
- Juhrich, K. (2022). *CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe - Aktualisierung 2022*. Dessau-Roßlau: UBA Climate Change 28/2022.
- Juhrich, K., & Beckers, R. (2019a). *Aktualisierung der Emissionsfaktoren für Großfeuerungsanlagen*. Dessau-Roßlau: UBA Texte 140/2019.
- Kemmler, A., Kirchner, A., Auf der Maur, A., Ess, F., Piegsa, A., Spillmann, T., . . . Fritsche, U. (2021). *Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050 – Gesamtdokumentation der Szenarien, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie*.
- Klöpffer, W., & Grahl, B. (2009). *Ökobilanz (LCA): Ein Leitfaden für Ausbildung und Beruf*. Weinheim: WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA.
- Köhler, M., Hennig, P., Yanev, D., Brodbeck, F., Peter, I., & Otto, M. (2018). *Die Zusatzheizung - Nutzung ergänzender Heizsysteme im Gebäudebereich*.
- Kunze, R., Miehl, H., Anke, C.-P., Dierstein, C., Hinz, F., Ladwig, T., . . . Reiter, U. (2023). *Projekt SeEIS - Substitutionseffekte erneuerbarer Energien im Stromsektor: Modellierung der Substitutionseffekte erneuerbarer Energien im deutschen und europäischen Stromsektor*. Dessau-Roßlauf: Umweltbundesamt.
- Liebetrau, J., Daniel-Gromke, J., Oehmichen, K., Weiland, P., Friehe, J., Clemens, J., & Hafermann, C. (2011). *„Emissionsanalyse und Quantifizierung von Stoffflüssen durch Biogasanlagen im Hinblick auf die ökologische Bewertung der landwirtschaftlichen Biogasgewinnung und Inventarisierung der deutschen Landwirtschaft (FKZ: 22023606)“*.
- Öko-Institut. (2012). *Aktualisierung LCA-EE*.

- Ortner, S., Pehnt, M., Seefeldt, F., Rau, D., Sahnoun, M., Weinert, K., . . . Oschatz, B. (2022). *Untersuchungen zur Weiterentwicklung der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger im Bereich erneuerbare Wärme - Analyse von Substitutionsfaktoren, Jahresnutzungsgrade und Hilfsenergie*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- Purr, K., Günther, D., Lehmann, H., & Nuss, P. (2019). *Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität - RESCUE*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- Rausch, L., & Fritsche, U. R. (2012). *Aktualisierung von Ökobilanzdaten für Erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe – Endbericht –*. Von http://www.oeko.de/das_institut/team/dok/630.php?id=8&dokid=1621&anzeige=det abgerufen
- Richtlinie (EU) 2018/2001. (2018). Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen .
- Richtlinie (EU) 2015/1513. (2015). Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates vom 9. September 2015 zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen und zur Änderung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von En.
- Richtlinie 2009/28/EG. (2009). Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG.
- Roth, Brückl, & Held. (2005). *Windenergiebedingte CO₂-Emissionen konventioneller Großkraftwerke*. München: Energie & Management.
- Simon, & O'Sullivan. (2012). *Projekt LCA-EE - DLR Unterauftrag Solarthermie*. Stuttgart.
- SmartGreenScans. (2012). *Life Cycle Assessment of Photovoltaic Systems*. Groet (NL): SmartGreenScans.
- StBa. (2023c). *Erhebung über Erzeugung, Bezug, Verwendung und Abgabe von Wärme*. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.
- StBa. (2024). *066 - Erhebung über die Elektrizitätsversorgung der Netzbetreiber*. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.
- StBa. (2024b). *Erhebung über die Energieverwendung der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden*. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.
- Struschka, Kilgus, Sprigmann, & Baumbach. (2008). *Effiziente Bereitstellung aktueller Emissionsdaten für die Luftreinhaltung*.
- Tebert, Volz, & Töfge. (2016). *Ermittlung und Aktualisierung von Emissionsfaktoren für das nationale Emissionsinventar bezüglich kleiner und mittlerer Feuerungsanlagen der Haushalte und Kleinverbraucher*. (unveröffentlicht).
- Thuneke, K. (2013). Telefonisches Gespräch mit Klaus Thuneke (Stellvertretender Sachgebietsleiter) am 13.06.2013. Dessau.
- TI. (2016). *Calculations of gaseous and particulate emissions from German agriculture 1990 – 2015*. Braunschweig: Thünen-Report.

- UBA. (2009). *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Durch Einsatz erneuerbarer Energien vermiedene Emissionen im Jahr 2007*. Dessau-Rosslau: Umweltbundesamt. Von <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energetraeger-2007> abgerufen
- UBA. (2010). *Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen*. Dessau-Rosslau: Umweltbundesamt.
- UBA. (2012). *Bioenergie - Datengrundlage für die Statistik der erneuerbaren Energien und Emissionsbilanzierung - Ergebnisbericht zum Workshop vom Juli 2011*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- UBA. (2013a). *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2012*. Dessau-Rosslau: Umweltbundesamt. Von <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energetraeger-2012> abgerufen
- UBA. (2014). *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2013*. Dessau-Rosslau: Umweltbundesamt. Von <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energetraeger-2013> abgerufen
- UBA. (2016a). *Datenquellen und Methodik der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- UBA. (2017a). *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2016*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- UBA. (2018). *Emissionbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermieden Emissionen im Jahr 2017*. Dessau-Roßlau: UBA.
- UBA. (2019). *Emissionbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermieden Emissionen im Jahr 2018*. Dessau-Roßlau: UBA.
- UBA. (2021). *Emissionbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermieden Emissionen im Jahr 2020*. Dessau-Roßlau: UBA.
- UBA. (2022). *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2021*. Dessau-Roßlau: UBA.
- UBA. (2023). *Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2021 - Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2020*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- UBA. (2023). *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2022*. Dessau-Roßlau: UBA.
- UBA. (2024). *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2023*. Dessau-Roßlau.

Wagner, Geiger, Hardi, Brückl, Roth, & Tzscheutschler. (2004). *CO₂-Vermeidungskosten im Kraftwerksbereich, bei den erneuerbaren Energien sowie bei nachfrageseitigen Energieeffizienzmaßnahmen*. München.

Ziems, Meinke, Nocke, Weber, & Hassel. (2012). *Kraftwerksbetrieb bei Einspeisung von Windparks und Photovoltaikanlagen*. Rostock.