

CLIMATE CHANGE

37/2019

Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger

Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2018

CLIMATE CHANGE 37/2019

Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger

Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2018

von

Dr. Thomas Lauf, Michael Memmler, Sven Schneider

Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau

Aktualisierte Fassung aufbauend auf den vorherigen Veröffentlichungen der „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger“ (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

 /umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt

Redaktion:

Fachgebiet V 1.5 Energiedaten, Geschäftsstelle der
Arbeitsgruppe Erneuerbare Energie-Statistik (AGEE-Stat)

Dr. Thomas Lauf

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energie-traeger>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, November 2019

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.....	3
Abkürzungsverzeichnis	9
Zusammenfassung.....	11
Executive Summary	13
1 Einleitung	15
2 Methodik, Datenquellen und Forschungsbedarf.....	17
2.1 Methodik.....	17
2.1.1 Betrachtete Treibhausgase und Luftschadstoffe	17
2.1.2 Eingangsparameter und Vorgehen bei der Emissionsbilanzierung.....	18
2.1.3 Exkurs: Berücksichtigung von Landnutzungsänderungen bei biogenen Energieträgern	21
2.2 Datenquellen	22
2.2.1 Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien von der AGEE-Stat.....	22
2.2.2 Emissionsfaktoren für die direkten Emissionen aus dem Nationalen Emissionsinventar (ZSE).....	23
2.2.3 IFEU-Studie zur Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm)	24
2.2.4 Ökobilanzdaten für Vorketten-Emissionsfaktoren aus GEMIS und ecoinvent	24
2.2.5 Evaluationsbericht gem. Biokraft-NachV / BioSt-NachV der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung	25
2.2.6 Substitutionsfaktoren im Stromsektor von ESA ² und der TUD	26
2.2.7 RWI/forsa-Erhebungen des Energieverbrauchs der privaten Haushalte.....	27
2.3 Unsicherheiten und Forschungsbedarf.....	27
2.4 Internationale Einordnung der Methodik.....	28
3 Zusammenfassung der Ergebnisse	29
3.1 Emissionsbilanzen für Treibhausgase	29
3.1.1 Stromsektor.....	32
3.1.2 Wärmesektor.....	34
3.1.3 Verkehrssektor	35
3.2 Emissionsvermeidung wesentlicher Luftschadstoffe	37
3.2.1 Säurebildende Emissionen	38
3.2.2 Staubemissionen	40
4 Erneuerbare Energien im Stromsektor.....	42
4.1 Photovoltaik.....	44
4.1.1 Energiebereitstellung	44

4.1.2	Substitutionsfaktoren.....	44
4.1.3	Emissionsfaktoren	45
4.1.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	46
4.2	Windenergie an Land (onshore)	47
4.2.1	Energiebereitstellung	47
4.2.2	Substitutionsfaktoren.....	48
4.2.3	Emissionsfaktoren	49
4.2.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	49
4.3	Windenergie auf See (offshore).....	50
4.3.1	Energiebereitstellung	50
4.3.2	Substitutionsfaktoren.....	51
4.3.3	Emissionsfaktoren	51
4.3.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	52
4.4	Wasserkraft.....	53
4.4.1	Energiebereitstellung	53
4.4.2	Substitutionsfaktoren.....	53
4.4.3	Emissionsfaktoren	54
4.4.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	55
4.5	Tiefengeothermie	55
4.5.1	Energiebereitstellung	55
4.5.2	Substitutionsfaktoren.....	56
4.5.3	Emissionsfaktoren	56
4.5.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	58
4.6	Feste Biomasse	58
4.6.1	Energiebereitstellung	59
4.6.2	Substitutionsfaktoren.....	59
4.6.3	Emissionsfaktoren	60
4.6.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	63
4.7	Biogas und Biomethan	64
4.7.1	Energiebereitstellung	64
4.7.2	Substitutionsfaktoren.....	65
4.7.3	Emissionsfaktoren	65
4.7.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	69
4.8	Flüssige Biomasse (Pflanzenöl)	70
4.8.1	Energiebereitstellung	70
4.8.2	Substitutionsfaktoren.....	71

4.8.3	Emissionsfaktoren	71
4.8.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	73
4.9	Klärgas.....	74
4.9.1	Energiebereitstellung	74
4.9.2	Substitutionsfaktoren.....	74
4.9.3	Emissionsfaktoren	75
4.9.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	76
4.10	Deponiegas	76
4.10.1	Energiebereitstellung	76
4.10.2	Substitutionsfaktoren.....	77
4.10.3	Emissionsfaktoren	77
4.10.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	78
4.11	Biogener Anteil des Siedlungsabfalls	79
4.11.1	Energiebereitstellung	79
4.11.2	Substitutionsfaktoren.....	80
4.11.3	Emissionsfaktoren	80
4.11.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	81
5	Erneuerbare Energien im Wärmesektor.....	82
5.1	Feste Biomasse (private Haushalte und GHD).....	84
5.1.1	Endenergiebereitstellung.....	84
5.1.2	Substitutionsfaktoren.....	85
5.1.3	Emissionsfaktoren	86
5.1.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	88
5.2	Feste Biomasse (Industrie).....	90
5.2.1	Endenergiebereitstellung.....	90
5.2.2	Substitutionsfaktoren.....	90
5.2.3	Emissionsfaktoren	91
5.2.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	94
5.3	Feste Biomasse (Allgemeine Versorgung)	95
5.3.1	Endenergiebereitstellung.....	95
5.3.2	Substitutionsfaktoren.....	96
5.3.3	Emissionsfaktoren	96
5.3.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	99
5.4	Flüssige Biomasse	100
5.4.1	Endenergiebereitstellung.....	100
5.4.2	Substitutionsfaktoren.....	101

5.4.3	Emissionsfaktoren	102
5.4.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	103
5.5	Gasförmige Biomasse (Biogas und Biomethan, Klärgas, Deponiegas)	105
5.5.1	Endenergiebereitstellung.....	105
5.5.2	Substitutionsfaktoren.....	106
5.5.3	Emissionsfaktoren	107
5.5.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	110
5.6	Biogener Anteil des Siedlungsabfalls	112
5.6.1	Endenergiebereitstellung.....	112
5.6.2	Substitutionsfaktoren.....	113
5.6.3	Emissionsfaktoren	113
5.6.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	114
5.7	Solarthermie	115
5.7.1	Endenergiebereitstellung.....	115
5.7.2	Substitutionsfaktoren.....	116
5.7.3	Emissionsfaktoren	116
5.7.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	117
5.8	Umgebungswärme: Umweltwärme und oberflächennahe Geothermie.....	118
5.8.1	Endenergiebereitstellung.....	119
5.8.2	Substitutionsfaktoren.....	120
5.8.3	Emissionsfaktoren	120
5.8.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	122
5.9	Tiefengeothermie	123
5.9.1	Endenergiebereitstellung.....	124
5.9.2	Substitutionsfaktoren.....	124
5.9.3	Emissionsfaktoren	125
5.9.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	126
6	Erneuerbare Energien im Verkehrssektor	127
6.1	Biodiesel und HVO	128
6.1.1	Endenergiebereitstellung.....	128
6.1.2	Substitutionsfaktoren.....	128
6.1.3	Emissionsfaktoren	128
6.1.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	131
6.2	Bioethanol.....	132
6.2.1	Endenergiebereitstellung.....	132
6.2.2	Substitutionsfaktoren.....	132

6.2.3	Emissionsfaktoren	133
6.2.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	135
6.3	Pflanzenöl	136
6.3.1	Endenergiebereitstellung.....	136
6.3.2	Substitutionsfaktoren.....	136
6.3.3	Emissionsfaktoren	136
6.3.4	Emissionsbilanz	138
6.4	Biomethan.....	139
6.4.1	Endenergiebereitstellung.....	139
6.4.2	Substitutionsfaktoren.....	139
6.4.3	Emissionsfaktoren	139
6.4.4	Emissionsbilanz	141
	Abbildungsverzeichnis	142
	Tabellenverzeichnis	143
	Begriffserklärungen	149
	Literaturverzeichnis	152

Abkürzungsverzeichnis

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
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CH₄	Methan
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO₂	Kohlenstoffdioxid
CO₂-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-Wärme-gesetz)
ESA²	Energy Systems Analysis Associates
EU	Europäische Union
FAME	Fettsäuremethylester (Englisch: Fatty Acid Methylester)
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: Inter-governmental 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)
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
NMVOG	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)
RED	Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (Englisch: Renewable Energy Directive)
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: Traffic Emission Estimation 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. Ursprünglich wurde dies im Auftrag des damaligen Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) durchgeführt. Mit dem Wechsel der Zuständigkeiten für den Bereich der erneuerbaren Energien zum Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) erfolgt die Emissionsbilanzierung seit dem Jahr 2014 im Auftrag des BMWi.

Die Ergebnisse der Emissionsbilanz werden jährlich im September/Oktober in der Publikationsreihe „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2019) veröffentlicht. Zusätzlich erfolgen zum jeweiligen Jahresbeginn im Februar/März eine erste Schätzung zur Bilanzierung des vergangenen Jahres sowie eine Datenaktualisierung zum Jahresende. Die jeweils aktuellen Daten sowie die zugehörigen Publikationen sind auf den Internetseiten des Umweltbundesamtes¹ bzw. des BMWi² abrufbar. Darüber hinaus gehen die Ergebnisse in den nationalen Monitoring-Bericht mit ein (BMWi, 2018b).

In den letzten Jahren wurde die Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger kontinuierlich weiterentwickelt. Der vorliegende Bericht beschreibt die grundlegenden Methoden der Bilanzierung und ist eine aktualisierte Fassung der unter dem Titel „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2017“ (CLIMATE CHANGE 23/2018) 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 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Darüber hinaus wurden verfügbare Forschungsergebnisse berücksichtigt, so z. B. die Emissionsfaktoren des BMU-Forschungsvorhabens „Aktualisierung von Ökobilanzdaten für Erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe“ (Rausch & Fritsche, 2012). Ferner wurden fehlende Angaben zu den Emissionen einzelner Treibhausgase und Luftschadstoffe für wesentliche Biokraftstoff-Herstellungswegen mittels des Gutachtens „Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm)“ des Instituts für Energie- und Umweltforschung (IFEU, 2016) ergänzt. Zusätzlich fließen die ermittelten Substitutionsbeziehungen des Forschungsvorhabens „Modellierung der Substitutionseffekte erneuerbarer Energien im deutschen und europäischen Stromsektor und ihrer Auswirkungen auf die Emissionsbilanzierung erneuerbarer Energieträger“, durchgeführt von einem Konsortium rund um die Energy Systems Analysis Associates (ESA²) und der Technischen Universität Dresden (ESA², TUD, KIT & TEP, 2019), erstmalig in die Bilanzierung mit ein.

Die zur Ableitung von Substitutions- und Emissionsfaktoren verwendeten Datenquellen werden in den einzelnen Kapiteln dokumentiert. Große Bedeutung kommt zudem der UBA-Datenbank Zentrales System Emissionen (ZSE) zur nationalen Emissionsberichterstattung zu.

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

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

² http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/erneuerbare_energien_in_zahlen.html

notwendig ist, wenn es z.B. darum geht, gezielte Maßnahmen zum Klimaschutz und der Luftreinhaltung abzuleiten, da sich die spezifischen Vermeidungsfaktoren für die untersuchten Treibhausgase und Luftschadstoffe teilweise erheblich unterscheiden.

Im Ergebnis weist die Netto-Emissionsbilanz der erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung der Vorketten eine Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Höhe von rund 187 Mio. t CO₂-Äquivalenten (CO₂-Äq.) im Jahr 2018 aus. Auf den Stromsektor entfielen 144 Mio. t CO₂-Äq., davon sind 124 Mio. t der Strommenge mit EEG-Vergütungsanspruch zuzuordnen. Im Wärmesektor wurden 36 Mio. t und durch biogene Kraftstoffe 8 Mio. t CO₂-Äq. 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.

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

Executive Summary

For several years the Federal Environment Agency (UBA) has been compiling a balance of emissions avoided by renewable energy sources - primarily on behalf of the former Federal Ministry for the Environment, Nature conservation and Nuclear Safety (BMU). In 2014 the work was taken over by the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi) 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" (BMWi, 2019), which is presented annually in September/October. Additionally a first estimation of the balance for the previous year is made at February/March and at the end of the year the results are finally updated. Latest data and the above mentioned publication can be downloaded from the webpage of UBA³ and BMWi⁴. Furthermore the results are considered in the national Monitoring Report (BMWi, 2018b).

During the last years, the net balance of emissions avoided by renewable energy sources has been continuously improved. The current edition represents a revised version of the last report, published under the title „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2017" (CLIMATE CHANGE 23/2018). It contains updated data for the electricity, heat and transport sector based on the latest renewable energy statistics.

Basis and general framework for calculations is the Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the European Council of 23 April 2009 "on the promotion of the use of energy from renewable sources". Additionally, available research is fed into the calculations. Examples include the use of representative emission factors derived from a BMU-financed research project on „Updating of Ecobalances for greenhouse gases and air pollutants from renewable energy sources" (Rausch & Fritsche, 2012). Data gaps on biofuel production pathways have been filled through a study on the "Update of the input data and emissions balances of selected biofuel resource pathways" of the Institute for Energy and Environmental Research (IFEU, 2016). Furthermore the recent study on "Modelling substitution factor within the German and European power market considering the effect on emissions of renewable energies" by ESA² und der TUD (ESA², TUD, KIT & TEP, 2019) was implemented.

Substitution and emission factors used in the report are derived from a number of sources including the UBA database for national emissions reporting (Central System of Emissions), as well as several life-cycle databases like the Global Emissions Model for integrated Systems (GEMIS).

The reported results show that the expansion of renewable energies substantially contributes 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 187 Mio. t CO₂ equivalents (CO₂-

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

⁴ http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/erneuerbare_energien_in_zahlen.html

eq.) in 2018. Of this total amount, the power sector accounts for 144 Mio. t CO₂-eq. (with 124 Mio. t being entitled for remuneration under the Renewable Energy Sources Act). In the heat and transport sector avoided emissions amounted to 36 Mio. t and 8 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.

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

In den letzten 10 Jahren verlief der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland dynamisch. Bezogen auf den gesamten Brutto-Endenergieverbrauch (gemäß EU-RL 2009/28/EG) stieg ihr Anteil von 10,0 Prozent im Jahr 2007 auf 16,6 Prozent im Jahr 2018 (2017: 15,5 Prozent).

Nachdem der Anteil der Erneuerbaren am deutschen Bruttostromverbrauch im Jahr 2017 kräftig zunahm, stieg dieser im Jahr 2018 um fast zwei Prozentpunkte von 36,0 auf 37,8 Prozent. Der Anteil der Erneuerbaren im Sektor Wärme stieg auf 14,2 Prozent und erreichte somit ein ähnliches Niveau wie in den Jahren 2012 und 2014. Im Verkehrssektor war im Vergleich zum Vorjahr ein leichter Anstieg von 0,5 Prozent zu verzeichnen, sodass sich der Anteil im Jahr 2018 auf 5,7 Prozent belief (vgl. (BMWi, 2019) und (AGEE-Stat, 2019)).

Mit dem Energiekonzept vom September 2010 (Bundesregierung, 2010) und den energiepolitischen Beschlüssen vom Juni 2011 (Bundesregierung, Energiepolitischen Beschlüsse, 2011) hat die Bundesregierung den Umbau der Energieversorgung hin zu einem erneuerbaren Energiesystem eingeleitet. Die bis in das Jahr 2050 reichende Gesamtstrategie beinhaltet neben Zielen zur Energieeinsparung u. a. die in Tabelle 1 aufgezeigten Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien (BMWi, 2018b).

Tabelle 1: Ziele der Bundesregierung zum Ausbau der erneuerbaren Energien

Erneuerbare Energien	2020	2025	2030	2040	2050
Anteil am Bruttostromverbrauch	mind. 35%	40-45 %	65% ⁵		mind. 80 %
Anteil am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte	14 %				
Anteil am Endenergieverbrauch im Verkehr nach RL 2009/28/EG	10 %				
Anteil am gesamten Bruttoendenergieverbrauch nach dem Energiekonzept der deutschen Bundesregierung	18 %		30 %	45 %	60 %

Quelle: Eigene Darstellung nach (BMWi, 2018b), (EEWärmeG, 2008), (Richtlinie 2009/28/EG, 2009), (Bundesregierung, 2010), (Bundesregierung, 2019)

Im Folgenden werden die Ziele in Verbindung mit ihren unterstützenden Maßnahmen ausgeführt.

Der Anteil der erneuerbaren Energien am deutschen Bruttostromverbrauch soll auf 40-45 Prozent bis zum Jahr 2025 ansteigen. Eine Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) wurde im Sommer 2014 vorgenommen. Die Gründe dafür waren insbesondere eine optimierte Steuerung des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien sowie die Differenzkosten durch Konzentration auf günstige Technologien zu senken und insbesondere durch den Einbezug der Eigenversorgung besser zu verteilen. Zudem sollte die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch eine verpflichtende Direktvermarktung besser in den Markt integriert werden (BMWi, 2014a). Seit der EEG Novellierung zum 01.01.2017 wird die Höhe der Vergütung für Strom aus erneuerbaren Energien nicht mehr wie bisher

⁵ Laut Klimaschutzprogramm 2030 (Bundesregierung, 2019) ist hierfür ein weiterer zielstrebigere, effizienter, netzsynchroner und zunehmend marktorientierter Ausbau der erneuerbaren Energien in den kommenden Jahren die Voraussetzung. Hierfür ist die Aufnahmefähigkeit der Stromnetze zentral.

staatlich festgelegt, sondern durch Ausschreibungen ermittelt. Dies hat für die Ergebnisse der vorliegenden Emissionsbilanz noch keine Auswirkungen.

Der Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung ist in den letzten Jahren langsamer als der erneuerbare Anteil im Strombereich gewachsen. Die Technologien sind bereits vorhanden, haben den Markt bisher aber noch nicht ausreichend durchdrungen. Vorrangiges Ziel des Erneuerbaren-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG, 2008) war es, den Anteil erneuerbarer Energien am Wärmeverbrauch in Deutschland bis zum Jahr 2020 auf 14 Prozent zu erhöhen. Das Gesetz verpflichtet jeden Eigentümer eines neuen Gebäudes, seinen Wärmeenergiebedarf anteilig mit erneuerbaren Energien zu decken. Um die Gebäudeeigentümer bei der Nutzung erneuerbarer Energien auch finanziell zu unterstützen, sieht das EEWärmeG Fördermöglichkeiten über das Marktanzreizprogramm für erneuerbare Energien vor.

Im Verkehrsbereich wurde mit der EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Richtlinie 2009/28/EG) ein für alle Mitgliedsstaaten verbindliches Ziel eines 10 Prozent-Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch im Verkehr für das Jahr 2020 festgelegt. In diesem Zusammenhang verfolgt die Bundesregierung das Ziel, den Anteil der Biokraftstoffe bis zum Jahr 2020 soweit zu erhöhen, dass dadurch die Treibhausgasemissionen um 6 Prozent gegenüber dem Einsatz fossiler Kraftstoffe reduziert werden (Nationaler Biomasseaktionsplan (BMEL, BMU, 2009). Konkret wird der Anteil nach dem Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen, das am 21. Juli 2009 in Kraft trat, ab dem Jahr 2015 als Netto-Klimaschutzbeitrag (Dekarbonisierung) in seiner Höhe festgelegt. Demnach schreibt das Gesetz vor, dass die Treibhausgasemissionen gegenüber einem im Gesetz definierten Referenzwert ab dem Jahr 2015 um 3,5 Prozent, ab 2017 um 4 Prozent und ab dem Jahr 2020 um 6 Prozent gesenkt werden (Bundesregierung, 2014). Die Richtlinie 2009/28/EG definiert darüber hinaus Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe und flüssige Brennstoffe. Diese umfassen Mindestanforderungen an eine nachhaltige Bewirtschaftung landwirtschaftlicher Flächen, den Schutz natürlicher Lebensräume und eine Minderung der Treibhausgasemissionen gegenüber der Nutzung konventioneller Kraftstoffe.

Zur Umsetzung der Nachhaltigkeitskriterien in deutsches Recht wurden zwei Nachhaltigkeitsverordnungen erlassen (Biokraft-NachV und BioSt-NachV). Die Debatte um die Umweltwirkungen der Biokraftstofferzeugung zeigt exemplarisch auf, dass der Ausbau erneuerbarer Energien je nach gewähltem Nutzungspfad auch zu negativen Folgewirkungen führen kann. Um Fehlentwicklungen rechtzeitig erkennen zu können, sind daher umfassende ökobilanzielle Analysen der über den gesamten Lebensweg eines Energieträgers auftretenden Umweltauswirkungen unerlässlich (WBGU, 2008).

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.

In den folgenden Kapiteln werden die Methoden, die herangezogenen Datenquellen sowie die Ergebnisse der Emissionsbilanz für die erneuerbaren Energien im Jahr 2018 vorgestellt.

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 (Klöpper & 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. Dazu zählen auch Emissionen aus fremdbezogener Hilfsenergie, die unmittelbar mit dem Erzeugungspfad in Verbindung stehen.

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.

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 2 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 2: Übersicht der betrachteten Treibhausgase und Luftschadstoffe

Kategorie	Name	Kurzbezeichnung	Relatives Treibhausgas- bzw. Versauerungspotenzial	
Treibhausgase	Kohlenstoffdioxid	CO ₂	1	CO ₂ -Äq.
	Methan	CH ₄	25	
	Distickstoffoxid (Lachgas)	N ₂ O	298	
säurebildende Schadstoffe	Schwefeldioxid	SO ₂	1	SO ₂ -Äq.
	Stickstoffoxide	NO _x	0,696	
weitere Luftschadstoffe	Staub	-	-	-
	Kohlenstoffmonoxid	CO	-	
	Flüchtige organische Verbindungen (ohne Methan)	NMVOC	-	

Quelle: Eigene Darstellung

Eine Erweiterung der betrachteten Schadstoffe - zum Beispiel um NH_3 oder fluorierte Treibhausgase sowie eine weitere Differenzierung der Staubemissionen nach Partikelgrößen (PM_{10} , $\text{PM}_{2,5}$) - setzt eine erhebliche Verbesserung der ökobilanziellen Datengrundlagen voraus.

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 (CO_2) bzw. Schwefeldioxid (SO_2) bezieht. Das Treibhausgas- bzw. Versauerungspotenzial gibt an, welche Menge an CO_2 bzw. SO_2 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 CO_2 -Äquivalent ausgewiesen werden kann. Analog dazu wird das Versauerungspotenzial von SO_2 und NO_x bestimmt, welches als SO_2 -Äquivalent angegeben wird.

2.1.2 Eingangspareter und Vorgehen bei der Emissionsbilanzierung

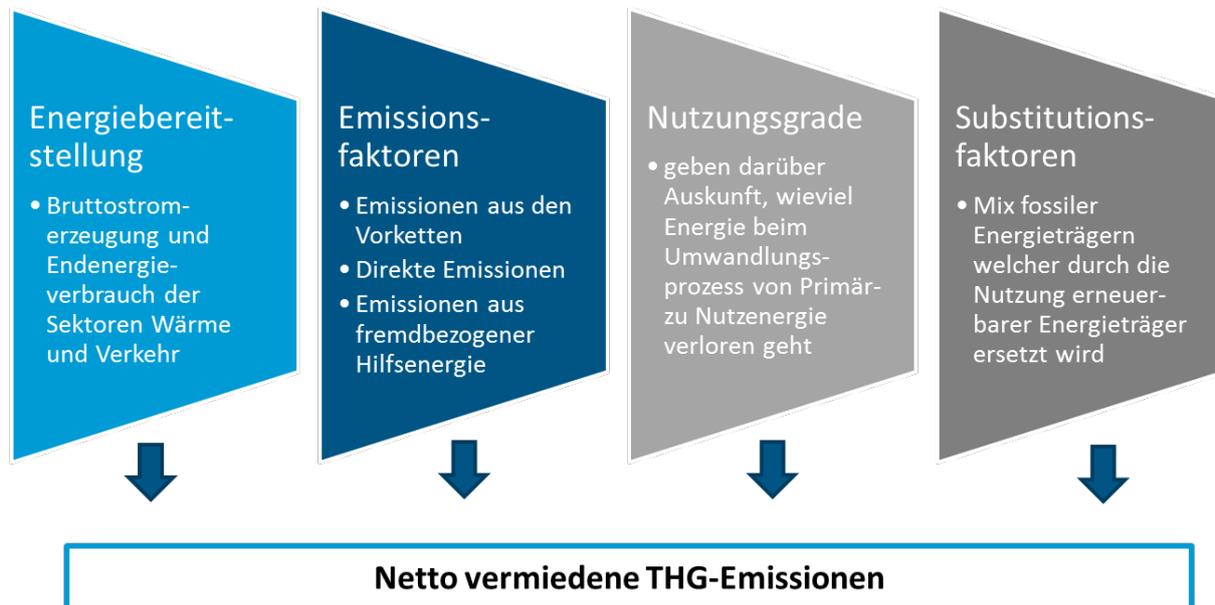
Die **Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien** sind die Basisparameter der Emissionsbilanz. Sämtliche Daten werden von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Hierbei wird zwischen Bruttostromerzeugung (BSE_{ern}) im Sektor Strom und Endenergieverbrauch (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 ($\text{EF}_{\text{Direkte}}$) 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 ($\text{EF}_{\text{Vorkette}}$) 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 werden aus dem Nationalen Emissionsinventar (ZSE), verschiedenen Ökobilanzdatenbanken (Gemis) der Richtlinie 2009/28/EG sowie aus dem IFEU-Gutachten zur „Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm)“ (IFEU, 2016) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.2-2.2.4). Im Falle der Emissionsfaktoren zur fremdbezogenen Hilfsenergie findet eine Schätzung u. a. auf Basis der amtlichen Statistik (StBa, 2018) statt. Bei den Biokraftstoffen werden die Emissionsfaktoren maßgeblich durch die in der Herstellung verwendeten Rohstoffe bestimmt, deren Anteile aus dem Evaluationsbericht gem. Biokraft-NachV/BioSt-NachV der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung abgeleitet werden (vgl. Kapitel 2.2.5).

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).

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:

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

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

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

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 Nutzungspfad (ngd_{ern}) für den Stromsektor ergeben:

$$E_u [t] = SE_{ern} [GWh] * \frac{EF_{ern,vorkette} \left[\frac{g}{kWh} \right] + EF_{ern,direkt} \left[\frac{g}{kWh} \right] + EF_{ern,Hilfs.} \left[\frac{g}{kWh} \right]}{ngd_{ern} [\%]}$$

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 Erzeugungspfad mit der entsprechenden Energiebereitstellung:

$$E_u [t] = EEV_{ern} [GWh] * (EF_{ern,vorkette} \left[\frac{g}{kWh} \right] + EF_{ern,direkt} \left[\frac{g}{kWh} \right] + EF_{ern,Hilfs.} \left[\frac{g}{kWh} \right])$$

Auch bei der Ermittlung der verursachten Emissionen wird zwischen Emissionen aus der Vorkette ($F_{ern,Vorkette}$), 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 ($E_{v,brutto}$) sowie die verursachten Emissionen (E_u) miteinander verrechnet, woraus sich im Endergebnis die netto vermiedenen Emissionen ($E_{v,netto}$) ergeben:

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

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 erneuerbaren 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:

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

2.1.3 Exkurs: 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 sonst 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 nicht berücksichtigt.

Beim Energiepflanzenanbau im Kontext der Biogasnutzung stellt sich die Situation abweichend dar. Da die Biogasverstromung nicht unter die BioSt-NachV fällt, gibt es auch keine Anforderungen an das Treibhausgas-Minderungspotenzial, so dass hier z. B. ein Grünlandumbruch für einen nachfolgenden Silomaisanbau nicht ausgeschlossen ist. Darüber hinaus besteht bei der Biogasgewinnung - anders als beim Energiepflanzenanbau zur Biokraftstoffproduktion - 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. Würde man z. B. auch beim Biogas den Referenzzeitpunkt Januar 2008 für die Bilanzierung der direkten Landnutzungsänderungen zugrunde legen, hätte dies Auswirkungen auf die Bilanzierungsergebnisse, 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 Kohlenstoffsenken 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 jüngster 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 in den letzten Jahren durchgeführten wissenschaftlichen Arbeiten, dass sich die aus indirekten Landnutzungsänderungen resultierenden Emissionen zwischen den einzelnen Rohstoffen stark unterscheiden können. Als Folge können sich die Treibhausgasminderungen 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 3).

Tabelle 3: Vorläufige Schätzwerte für Emissionen infolge von indirekten Landnutzungsänderungen durch Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe (g CO₂-Äq. / MJ)

Rohstoffgruppe	Mittelwert ⁶	Aus der Sensitivitätsanalyse abgeleitete Bandbreite zwischen den Perzentilen ⁷
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.

Zukünftig werden die Kraftstoffanbieter 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 2009/28/EG ebenfalls ein. Im Ergebnis verringerten sich die von den Mitgliedsstaaten berichteten biokraftstoffbedingten THG-Einsparungen für das Jahr 2015 zwischen 40 und 80 % (Europäische Kommission, 2017).

Eine Anwendung der vorgeschlagenen Methodik in der UBA-Emissionsbilanz auf Basis der im Jahr 2018 in Deutschland eingesetzten Biokraftstoffe und deren Emissionsfaktoren ergibt, dass sich die ohne Berücksichtigung von indirekten Landnutzungsänderungen abgeleitete THG-Minderung von insgesamt 7,7 Mio. CO₂-Äq. auf rund 4 Mio. CO₂-Äq. (Spannbreite 2,3 bis 5 Mio. CO₂-Äq. um 54 % (Spannbreite 31 bis 67 %) verringert.

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). Das unabhängige Fachgremium wurde 2004 vom damaligen Bundesumweltministerium (BMU) im Einvernehmen mit dem Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) und dem Bundeslandwirtschaftsministerium (BMELV) eingerichtet, um Statistik und Daten der erneuerbaren Energien auf eine umfassende, aktuelle und abgestimmte Basis zu stellen. Seit dem Wechsel der ministeriellen Zuständigkeiten zum Thema erneuerbaren Energien arbeitet die AGEE-Stat im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums.

⁶ Die angegebenen Mittelwerte stellen einen gewichteten Durchschnitt der individuell dargestellten Rohstoffwerte dar.

⁷ Die hier berücksichtigte Bandbreite entspricht 90 % der Ergebnisse unter Verwendung des aus der Analyse resultierenden fünften und fünfundneunzigsten Perzentilwerts.

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

Aktuelle Daten über die Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland werden in der jährlichen Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2019) veröffentlicht. Die Veröffentlichung erfolgt im September/Oktober des darauffolgenden Jahres. Zusätzlich erfolgt jeweils zum Februar/März eine erste Schätzung sowie zum Jahresende des Folgejahres eine Datenaktualisierung. In diesem Zusammenhang werden auch die Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien auf der Website des BMWi⁸ 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.

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, 2019) 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 (UBA, 2016b)

⁸ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

- 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).

Die direkten Emissionsfaktoren im Verkehrsbereich basieren überwiegend auf Daten des „Handbuchs für Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs (HBEFA, Version 3.3) (INFRAS, 2017), welche auch dem Emissionsberechnungsmodell TREMOD (Traffic Emission Estimation Model) und dem ZSE zugrunde liegen.

2.2.3 IFEU-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) (IFEU, 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 den verwendeten Hintergrunddaten so nahe wie möglich an den einschlägigen Regelwerken der EU Kommission und deren Erweiterungen.

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. 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 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 4.94 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 Windenergie: IWES - Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik,
- Stromerzeugung mit Wasserkraft: ESU services (CH),
- Stromerzeugung durch photovoltaische Systeme: SmartScreenScans (NL).

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).

2.2.5 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 werden 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 Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung ist in Deutschland die zuständige Behörde für die Umsetzung der Nachhaltigkeitskriterien-Richtlinie 2009/28/EG. Die Abwicklung der Nachhaltigkeitsnachweise⁹ erfolgt über das Nachhaltige-Biomasse-System (Nabisy) (BLE, 2018).

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).

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

2.2.6 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 erstmalig die Ergebnisse aus dem Forschungsvorhaben „SeEiS – Substitutionseffekte erneuerbarer Energien im Stromsektor“ (ESA², TUD, KIT & TEP, 2019) zum Tragen. Bei der Berechnung der Substitutionsfaktoren wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2017 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 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 wurden. So wurde das Jahr 2006 als Ausgangspunkt für die hypothetische Fortschreibung eines konventionellen Kraftwerksparks 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-, Gas- 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.

Über einen modellgestützten Szenarienvergleich mit und ohne erneuerbare Energien im Kraftwerkspark werden die jeweils verdrängten fossilen Kraftwerkskapazitäten im In- und Ausland analysiert. Auf Grundlage ermittelten Zeitreihen 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.

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

2.2.7 RWI/forsa-Erhebungen des Energieverbrauchs der privaten Haushalte

Das Rheinisch-Westfälische Institut für Wirtschaftsforschung (RWI Essen) hat zusammen mit der Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen mbH (forsa) im Auftrag des BMWi seit dem Jahr 2003 mehrere Forschungsvorhaben zur „Erhebung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte“ durchgeführt. Hintergrund dieser Zusatzerhebung ist unter anderem, dass im Zuge des Energiestatistikgesetzes 2002 keine amtliche Erhebung für diesen relevanten Endenergiesektor etabliert werden konnte.

Ziel der Studien ist die Gewinnung aussagekräftiger Informationen über den Energieverbrauch privater Haushalte in Deutschland. Dies geschieht mittels einer Stichprobenerhebung, die auf einem repräsentativen Panel von rund 10.000 Haushalten des forsa-Instituts basiert (forsa-omninet Panel). Diese Haushalte werden u. a. umfassend zu ihrem Verbrauch der jeweils benutzten Energieträger, den Wohnverhältnissen und den Charakteristika des bewohnten Gebäudes befragt. Ausgehend von einer Nettostichprobe mit 6.533 Haushalten, was einer Ausschöpfung von 72 Prozent entspricht, werden die Verbrauchskennziffern nach einzelnen Energieträgern auf die Grundgesamtheit aller privaten Haushalte in Deutschland hochgerechnet (RWI/forsa, 2011).

Auf der Basis von Detailauswertungen dieser Erhebungen wurden Substitutionsfaktoren für erneuerbare Wärme aus solarthermischen und Wärmepumpenanlagen sowie Holz-Einzelf Feuerungen im Bereich private Haushalte abgeleitet. Weitere Details bzgl. der Herleitung für die einzelnen Energieträger des Wärme- bzw. Verkehrssektors können den Unterkapiteln Substitutionsfaktoren des jeweiligen Sektors entnommen werden (vgl. Kapitel 5 und Kapitel 6).

2.3 Unsicherheiten und Forschungsbedarf

Die im vorliegenden Bericht verwendeten Datenquellen sind zum Teil mit Unsicherheiten behaftet. Das größte Wissensdefizit besteht im Bereich der Biomassenutzung. Dies gilt insbesondere für die Emissionen beim Anbau von Energiepflanzen, beim Betrieb von Biomasseanlagen und bei der Herstellung von Biokraftstoffen. Bei Letzterem sind insbesondere Analysen zum Strom- und Wärmebedarf sowie zu den Stoffflüssen angezeigt.

Auch die Datenlage zu landwirtschaftlichen Vorketten und entsprechenden Energieeinsätzen ist verbesserungsbedürftig. So stützen sich beispielsweise die mit den Angaben der BLE korrespondierenden Biokraftstoffemissionsbilanzen in diesem Bericht auf Daten vor 2010.

Speziell für den Energiepflanzenanbau besteht die Notwendigkeit eines genauen Monitorings sowohl von direkten Landnutzungsänderungen (u. a. Grünlandumbruch) als auch weiterer Fortschritten bei der Quantifizierung indirekter Landnutzungsänderungen (Verlagerungs- und Verdrängungseffekte als Konsequenz des Anbaus von Energiepflanzen, „iLUC“).

Des Weiteren besteht Forschungsbedarf in Hinblick auf die Emissionsfaktoren sowohl aus den Vorketten als auch aus dem unmittelbaren Anlagenbetrieb. Aufgrund der dynamischen Marktentwicklung müssen die ökobilanziellen Datensätze regelmäßig an die technische Entwicklung des Anlagenbestandes angepasst werden. Dabei sollte die Forschungspriorität auf der Absicherung der Erkenntnis der energetischen Nutzung fester, gasförmiger und flüssiger Biomasse liegen. Von besonderer Bedeutung sind 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).

Ein weiterer Schwerpunkt für die zukünftige Arbeit besteht in der stärkeren Vernetzung mit europäischen Akteuren, um eine bessere Vergleichbarkeit der Berichterstattung zu den Emissionsbilanzen anderer Länder der Europäischen Union sicherzustellen.

2.4 Internationale Einordnung der Methodik

Die EU-Mitgliedstaaten legen der Kommission alle zwei Jahre einen Bericht über die Fortschritte bei der Förderung und Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen vor. Dabei steht 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.

Nichtsdestotrotz stützt sich die EU-Kommission in Ihrem EU-Fortschrittsbericht 2015 (Europäische Kommission, 2019) 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 Methode ist in einem „Technical Report“ der EEA (EEA, 2015) dargestellt. Auf dieser Methode basierende länderspezifische Ergebnisse wurden in einem EEA Bericht im Jahr 2018 veröffentlicht (EEA, 2018). Demzufolge wurden in Deutschland im Jahr 2015 132 Mio. Tonnen CO₂ vermieden. Die auf Basis der UBA-Methodik errechneten vermiedenen Emissionen betragen im Jahr 2016 im Vergleich dazu knapp 167 Mio. Tonnen CO₂.

Diese Differenz lässt sich allerdings bei genauerer Betrachtung der verwendeten Berechnungsverfahren und Rahmensetzungen gut auflösen. So bedient sich die EEA-Methodik vereinfachter Annahmen um die Emissionsentwicklungen in den EU 28-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 die sogenannte Monitoring Mechanism Regulation (MMR), welche in der Verordnung Nr. 525/2013 des europäischen Parlaments und Rat 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 der 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 eingezogenen Vorkettenemissionen, des Betrachtungszeitraums und des Energiebinnenmarkts einen umfassenderen Blick und somit sachgerechtere Werte als die EEA Methodik.

3 Zusammenfassung der Ergebnisse

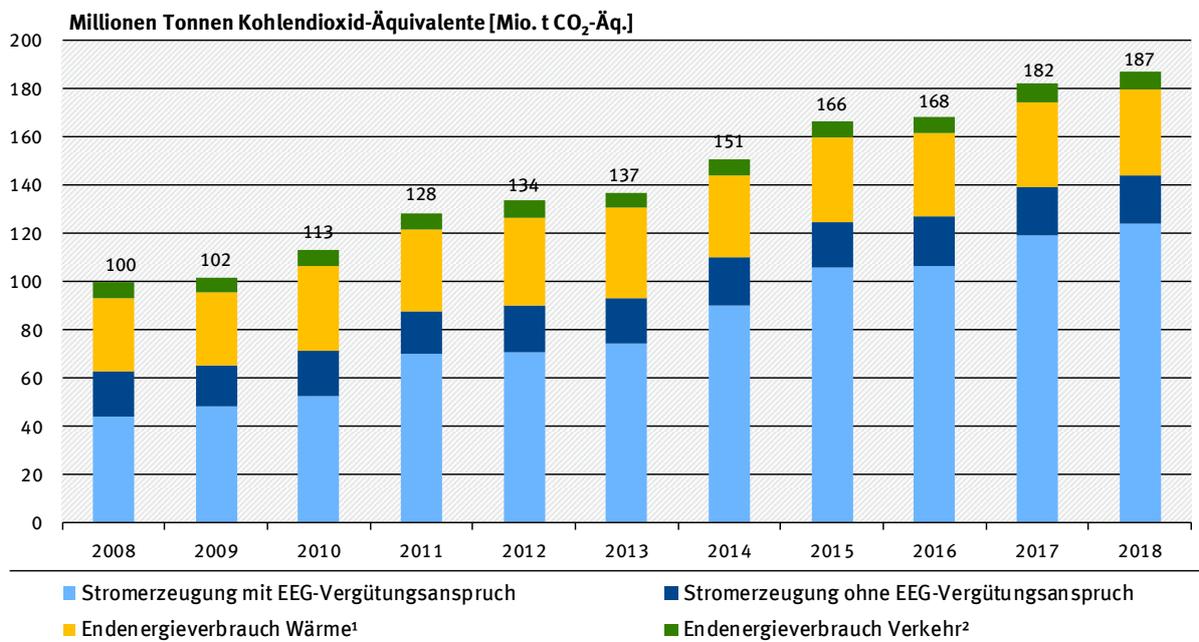
Das vorliegende Kapitel fasst die Ergebnisse der Emissionsbilanzen der einzelnen erneuerbaren Energieträger zusammen, die getrennt nach Strom, Wärme und Verkehr in den Kapiteln 4, 5 und 6 im Detail dargestellt sind. Aufgrund ihrer hohen umweltpolitischen Relevanz stehen die untersuchten Treibhausgasemissionen 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 vorliegenden Bilanz die durch erneuerbare Energieträger verursachten Emissionen den Emissionen einer alternativen, auf fossilen Energieträgern basierenden Energieerzeugung gegenübergestellt. Die zugrunde liegenden Berechnungen basieren dabei auf den aktuellen Daten zum Einsatz erneuerbarer Energien in Deutschland sowie deren spezifischen Substitutionseffekten. Dabei werden grundsätzlich alle vorgelagerten Prozessketten zur Gewinnung und Bereitstellung der Energieträger berücksichtigt, so dass sich ein umfassendes Bild der Emissionswirkungen ergibt.

3.1 Emissionsbilanzen für Treibhausgase

Die Ergebnisse der Emissionsbilanz zeigen, dass der Ausbau erneuerbarer Energien wesentlich zur Erreichung der Klimaschutzziele 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. (UBA, 2013b)). Die bisherige Entwicklung zeigt aber auch, dass die Transformation der einzelnen Verbrauchssektoren in sehr unterschiedlichen Geschwindigkeiten verläuft – während die Emissionsvermeidung im Stromsektor kontinuierlich steigt sind die Entwicklungen im Bereich Wärme und Verkehr wenig dynamisch.

Abbildung 2: Entwicklung der netto vermiedenen Treibhausgasemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien in den letzten 10 Jahren

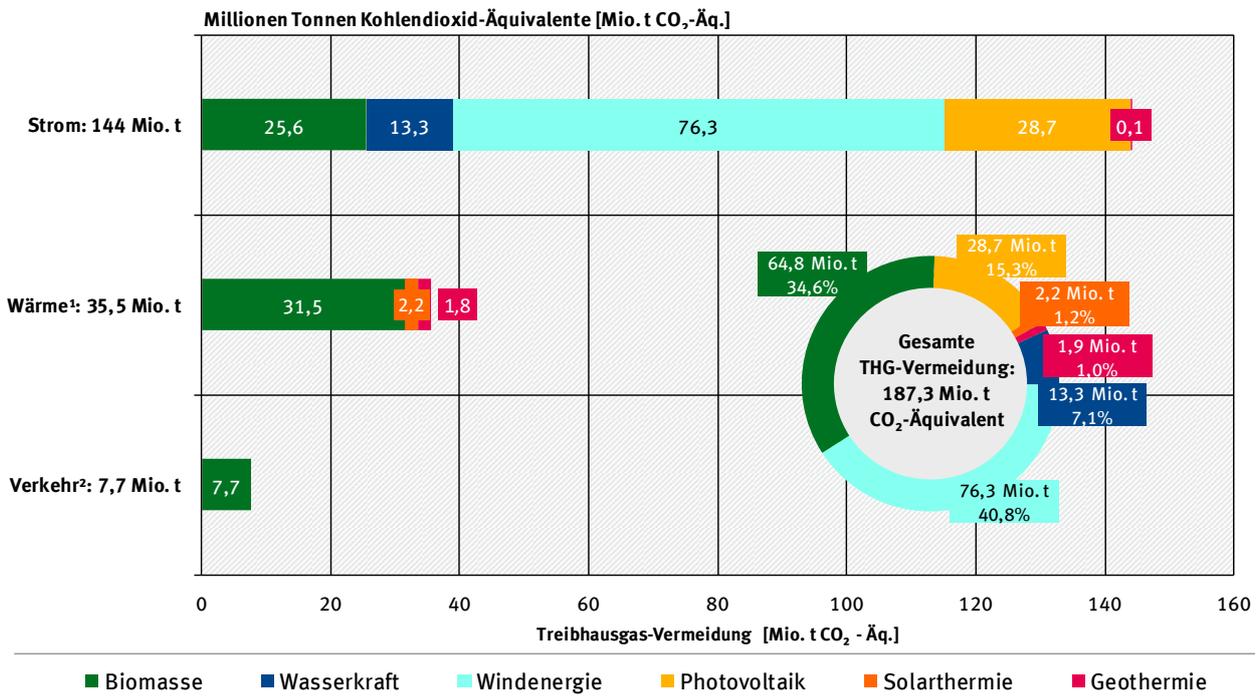


¹ ohne Berücksichtigung des Holzkohleverbrauchs

² ausschließlich biogene Kraftstoffe im Verkehrssektor (ohne Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe sowie Militär und ohne Stromverbrauch des Verkehrssektors) basierend auf vorläufigen Daten der BLE für das Jahr 2018, sowie der geltenden fossilen Vergleichsgröße (83,8 g CO₂-Äq./TJ) entsprechend der Richtlinie 2009/28/EG (Basiswert der 38. BImSchV § 3 ist dagegen 94,1 g CO₂-Äq./TJ)

Quelle: Eigene Darstellung des UBA

Abbildung 3: Netto vermiedene Treibhausgasemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2018



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 vorläufigen Daten der BLE für das Jahr 2018, sowie der geltenden fossilen Vergleichsgröße (83,8 g CO₂-Äq./TJ) entsprechend der Richtlinie 2009/28/EG (Basiswert der 38. BImSchV § 3 ist dagegen 94,1 g CO₂-Äq./TJ)

Quelle: Eigene Darstellung des UBA

Die aktuellen Berechnungen zeigen auf, dass der Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2018 insgesamt Treibhausgasemissionen in Höhe von 187 Mio. t CO₂-Äq. vermieden hat. Davon sind 76,8 Prozent der Strombereitstellung durch erneuerbare Energien zuzurechnen. Insgesamt wurden 144 Mio. t CO₂-Äq. im Stromsektor vermieden. Im Bereich der Wärme- und Kältebereitstellung wurden durch erneuerbare Energien 35,5 Mio. t CO₂-Äq. (19 Prozent) und im Kraftstoffbereich 7,7 Mio. t CO₂-Äq. (4,1 Prozent) vermieden.

Abbildung 2 stellt die Entwicklung der netto vermiedenen Treibhausgasemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien in den letzten 10 Jahren für die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr dar. Die größte Wachstumsdynamik geht hierbei von der erneuerbaren Stromerzeugung mit EEG-Vergütungsanspruch aus. So stiegen die vermiedenen Treibhausgas-Emissionen durch die Stromerzeugung mit EEG-Vergütungsanspruch von etwa 44 Millionen Tonnen im Jahr 2008 auf circa 124 Millionen Tonnen im Jahr 2018. Insbesondere die Entwicklungen bei der Windkraft (Anstieg annähernd 48 Millionen Tonnen), der Photovoltaik (zusätzliche Vermeidung von fast 26 Millionen Tonnen) und der Biomasse (Steigerung von um die 9 Millionen Tonnen) waren hierbei maßgeblich. Im gleichen Zeitraum erhöhten sich die vermiedenen THG-Emissionen im Wärmesektor von ca. 30 Millionen Tonnen auf ca. 36 Millionen Tonnen. Etwa die Hälfte der zusätzlichen Emissionsvermeidung (ca. 3 Millionen Tonnen) geht auf die Wärmenutzung von biomassebasierten Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen mit EEG-Vergütungsanspruch zurück.

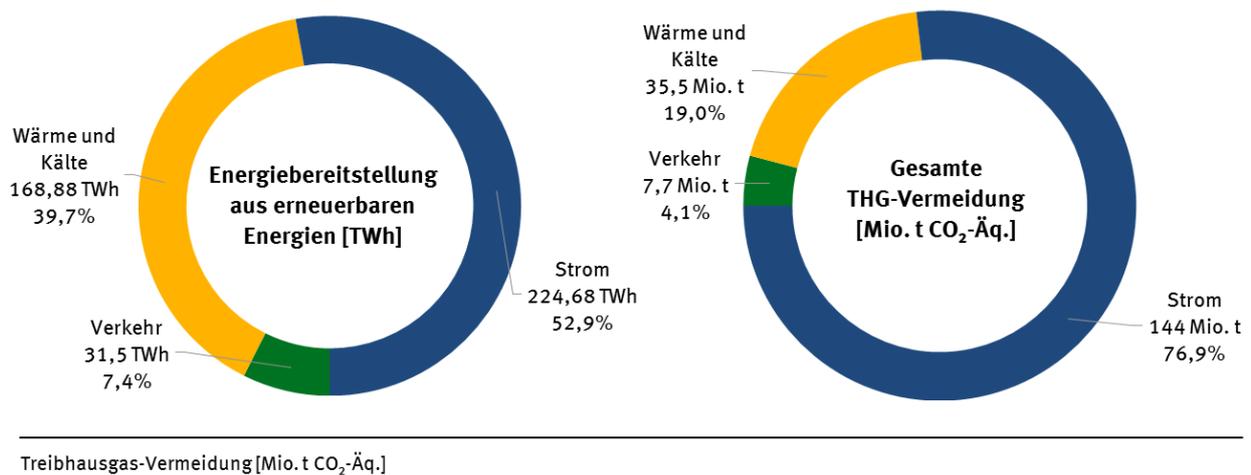
Sektorenübergreifend wurden die meisten Treibhausgasemissionen durch die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen vermieden (76 Mio. t CO₂-Äquivalente). Die Zahlen der Abbildung 3 verdeutlichen zudem, dass die Emissionsvermeidung in entscheidendem Maße von den eingesetzten erneuerbaren Energieträgern abhängt.

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 exakte Bilanzierung ist hier mit einigen Unsicherheiten verbunden, da Verdrängungseffekte und sekundäre Landnutzungsänderungen bislang nicht in die Berechnung einfließen (vgl. Kapitel 2.1.3).

Bei der vergleichenden Betrachtung der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien und den dadurch vermiedenen Emissionen (siehe Abbildung 4) fällt auf, dass sich die Anteile der einzelnen Sektoren deutlich unterscheiden. Während die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 52,9 Prozent der gesamten im Jahr 2018 bereitgestellten erneuerbaren Energien ausmachte, betrug ihr Anteil an den dadurch netto vermiedenen Treibhausgasemissionen 76,9 Prozent. Im Wärme- und Verkehrssektor wurden zusammen 47,1 Prozent der erneuerbaren Energien verwendet, die allerdings nur knapp bei 23,1 Prozent zur Gesamtemissionsvermeidung beitrugen.

Abbildung 4: Anteile der Sektoren an der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien und den dadurch vermiedenen THG-Emissionen im Jahr 2018



Quelle: Eigene Darstellung des UBA

In Tabelle 4 sind die Netto-Vermeidungsfaktoren zusammenfassend für die untersuchten Treibhausgase in den untersuchten 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 der 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 4: Emissionsbilanz für wesentliche Treibhausgase durch erneuerbare im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor im Jahr 2018

Treibhausgas		durch Bruttostromerzeugung aus EE		durch Endenergieverbrauch aus EE für Wärme und Kälte ¹⁰		durch Endenergieverbrauch im Verkehr (Biokraftstoffe) ¹¹		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 ¹²	CO ₂ -Äq.	641	144.027	210	35.505	246	7.742	187.274
	CO ₂	617	138.647	216	36.496	267	8.407	183.549
	CH ₄	1,27	285,3	-0,09	-14,89	-0,07	-2,14	268
	N ₂ O	-0,03	-5,9	-0,01	-2,1	-0,07	-2,05	-10

Quelle: eigene Berechnung

In den nachfolgenden Abschnitten werden die Treibhausgas-Emissionsbilanzen im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor aufgeschlüsselt nach Energieträgern bzw. Technologien betrachtet. In Abbildung 5, Abbildung 7 und Abbildung 9 sind jeweils die Gesamt-Treibhausgasbilanzen der verschiedenen Energieträger bzw. Technologien in den Sektoren im Jahr 2018 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 6, Abbildung 8 und Abbildung 10 analog die spezifischen Emissions- und Vermeidungsfaktoren pro Kilowattstunde (kWh) bereitgestellter Energie dar.

3.1.1 Stromsektor

Wie Abbildung 5 zeigt, war der Großteil der netto vermiedenen Emissionen im Stromsektor im Jahr 2018 auf die Nutzung der Windenergie an Land (62,7 Mio. t CO₂-Äq.) zurückzuführen, gefolgt von Photovoltaik (28,7 Mio. t CO₂-Äq.), der Windenergie auf See (13,6 Mio. t CO₂-Äq.), Wasserkraft (13,3 Mio. t CO₂-Äq.) und der Verstromung von Biogas (11,4 Mio. t CO₂-Äq.). Die Netto-Emissionsbilanz

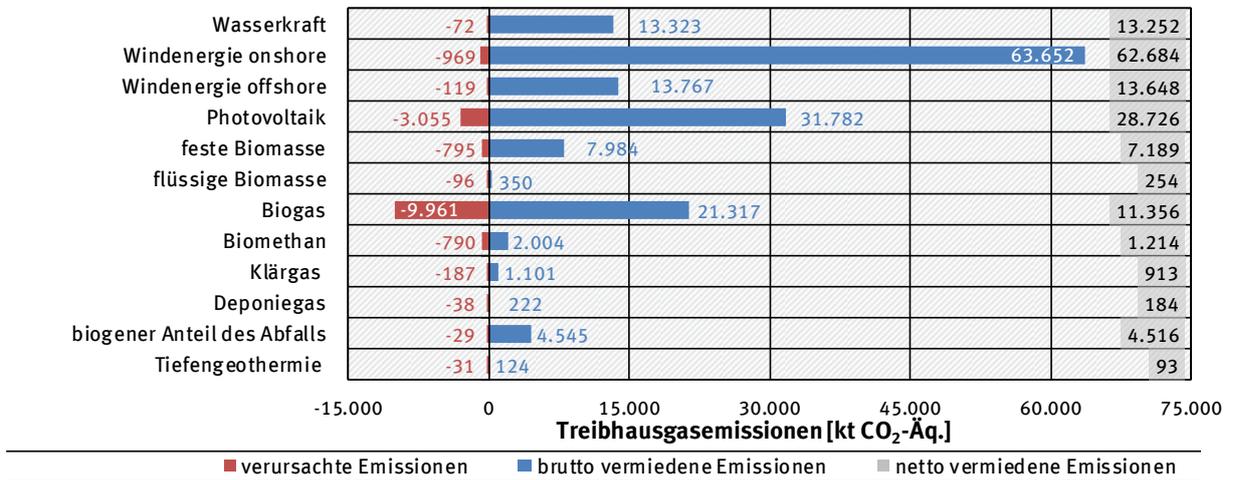
¹⁰ inkl. Biodiesel, der in der Landwirtschaft verwendet wird und ohne Berücksichtigung des Holzkohleverbrauchs

¹¹ nur Biokraftstoffe, ohne Berücksichtigung des Stromverbrauchs im Verkehrssektor auf Basis vorläufiger Daten der BLE für das Jahr 2017

¹² weitere Treibhausgase (SF₆, FKW, H-FKW) sind nicht berücksichtigt

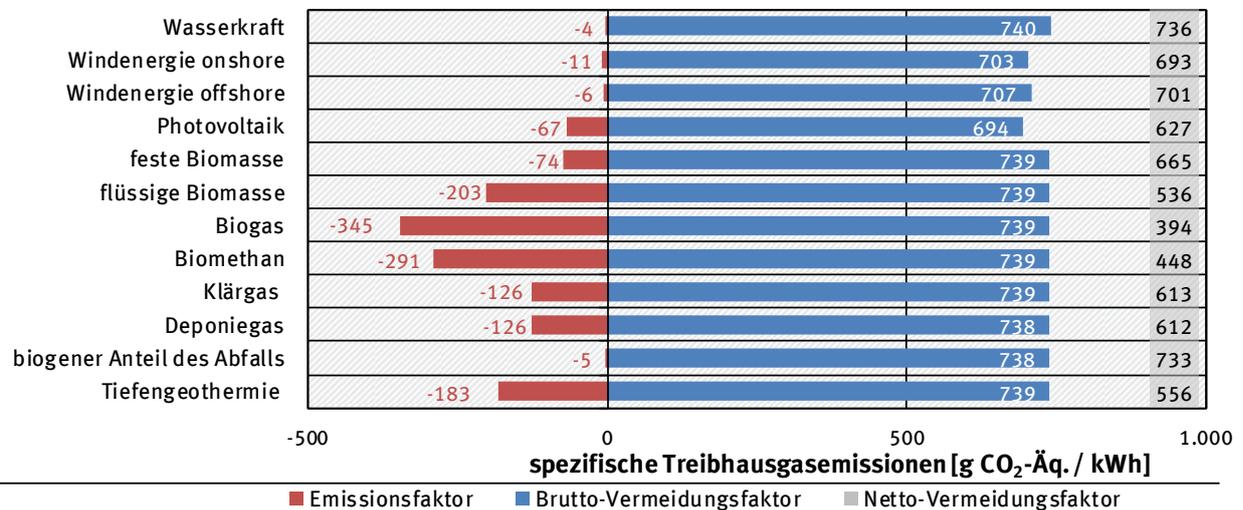
von Biogas wird v.a. durch die anfallenden Emissionen beim Anbau der Energiepflanzen (beispielsweise durch Düngung, Ernte und Methanschlupf) im Rahmen der Biogaserzeugung und -nutzung erheblich negativ beeinflusst.

Abbildung 5: Durch den Einsatz erneuerbarer Energien zur Brutto-Stromerzeugung vermiedene und verursachte Treibhausgasemissionen im Jahr 2018 nach Energieträgern



Quelle: Eigene Darstellung des UBA

Abbildung 6: Spezifische Treibhausgasbilanz der Brutto-Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2018 nach Energieträgern



Quelle: Eigene Darstellung des UBA

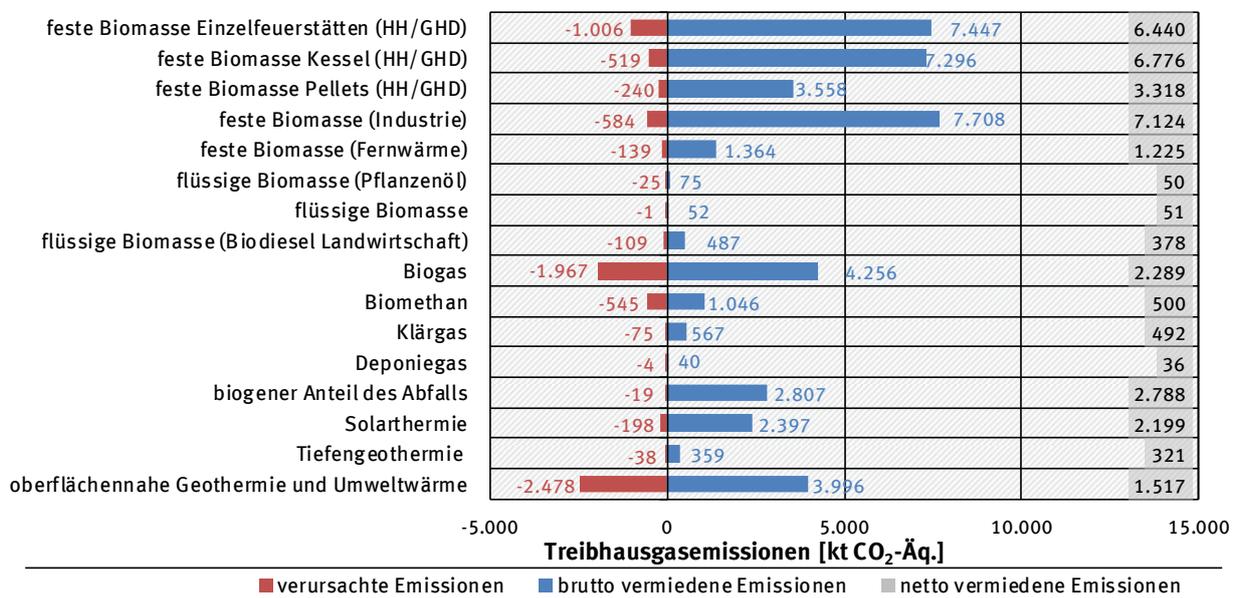
Die spezifischen Treibhausgasbilanzen der zur Stromerzeugung eingesetzten Energieträger (Abbildung 6) unterscheiden sich teilweise deutlich. Die höchsten Netto-Vermeidungsfaktoren ergeben sich durch die energetische Verwertung des biogenen Anteils im Siedlungsabfall (733 g CO₂-Äq. / kWh) sowie durch Wasserkraft (736 g CO₂-Äq. / kWh), während durch den Einsatz von flüssiger Biomasse (536 g CO₂-Äq. / kWh), Biomethan (448 g CO₂-Äq. / kWh), sowie Biogas (394 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 2.2.6 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.

3.1.2 Wärmesektor

Mit einem Anteil von ca. 70 Prozent (oder 24,9 Mio. t CO₂-Äq.) war der Großteil der insgesamt im Jahr 2018 netto vermiedenen Treibhausgasemissionen von 35,5 Mio. t CO₂-Äq. im Wärmesektor auf die Nutzung fester Biomasse zurückzuführen (Abbildung 7). So steuerte deren Verwendung in privaten Haushalten (HH) und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) mit 16,5 Mio. t CO₂-Äq. den größten Anteil bei, gefolgt von dem Einsatz fester Biomasse zur Wärmeerzeugung in der Industrie (7,1 Mio. t CO₂-Äq.) und der Nutzung des biogenen Anteils des Abfalls (2,8 Mio. t CO₂-Äq.).

Abbildung 7: Durch die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien vermiedene und verursachte Treibhausgasemissionen im Jahr 2018 nach Energieträgern



Quelle: Eigene Darstellung des UBA

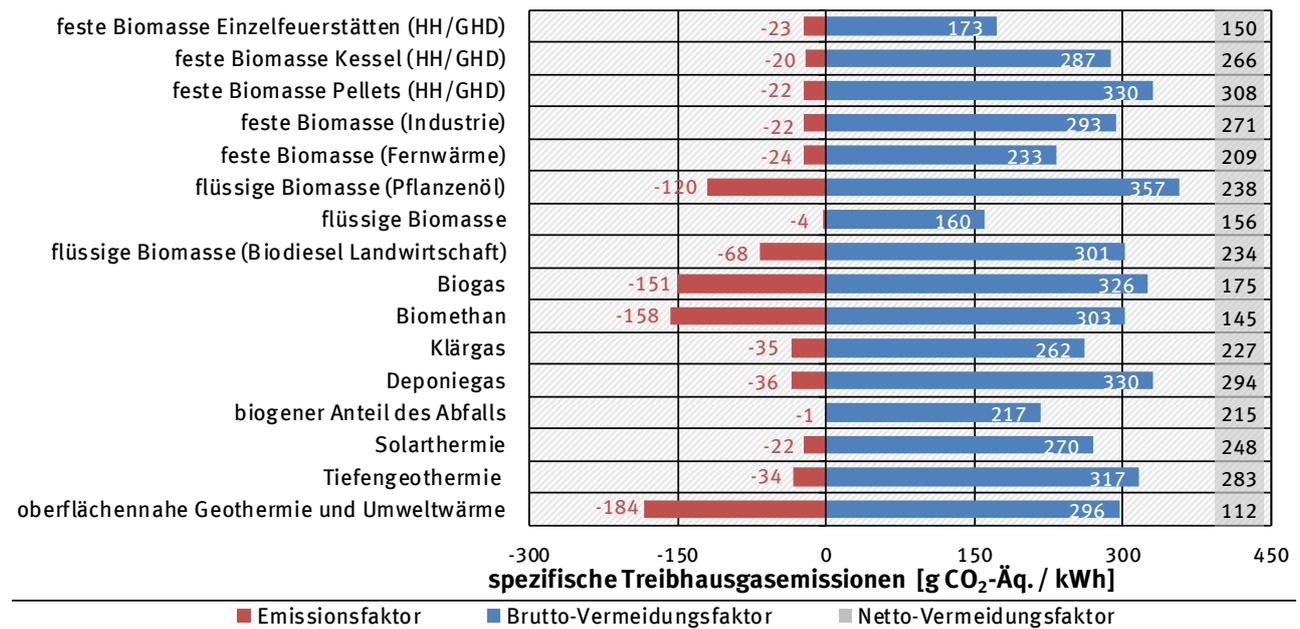
Bei der Betrachtung der spezifischen Treibhausgasemissionen im Wärmesektor (Abbildung 8) wird deutlich, dass die Spannweite der Brutto-Vermeidungsfaktoren der einzelnen erneuerbaren Energieträger bzw. Verwendungsbereiche aufgrund unterschiedlicher Substitutionsmixe im Vergleich zum Stromsektor stärker variiert. Im Jahr 2018 reichten sie von 357 g CO₂-Äq. / kWh beim Einsatz von flüssiger Biomasse aus Pflanzenöl bis zur unteren Grenze von 160 g CO₂-Äq. / kWh bei der Nutzung von flüssiger Biomasse aus weiteren Ausgangsstoffen (u. a. Rest- und Abfallstoffe). 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 Wärmenutzung aus oberflächennaher Geothermie und Umweltwärme einen negativen Emissionsfaktor von -184 g CO₂-Äq. / kWh¹³ auf, während andere erneuerbare Energieträger bzw. Verwendungsbereiche sehr geringe

¹³ Der Brutto-Vermeidungsfaktor der oberflächennahe Geothermie und Umweltwärme ist durch seinen relativ hohen Bedarf von fremdbezogener Hilfsenergie stark abhängig vom derzeitigen Strommix.

spezifische Treibhausgasemissionen von über -22 g CO₂-Äq. / kWh aufwiesen, wie z. B. die Wärmeerzeugung aus fester in privaten Haushalten bzw. im GHD-Bereich, aus biogenem Abfall, sowie aus der Solarthermienutzung.

Entsprechend hatte die oberflächennahe Geothermie und Umweltwärme in der Gesamtbilanz für das Jahr 2018 als Resultat den geringsten Netto-Emissionsvermeidungsfaktor (112 g CO₂-Äq. / kWh), während durch den Einsatz von Pellets in privaten Haushalten und im GHD-Bereich, Deponiegas sowie die Wärmeerzeugung aus Tiefengeothermie die größten Netto-Treibhausgasvermeidungen um die 300 g CO₂-Äq. pro erzeugter kWh erreicht wurden.

Abbildung 8: Spezifische Treibhausgasemissionen der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2018 nach Energieträgern



Quelle: Eigene Darstellung des UBA

3.1.3 Verkehrssektor

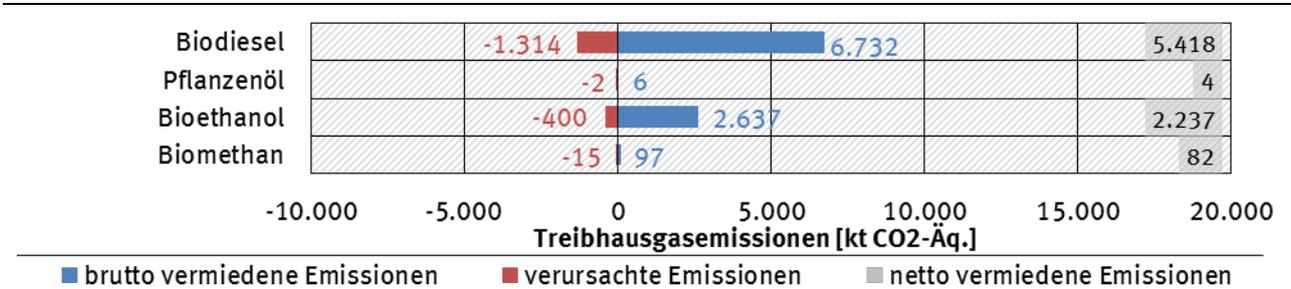
Im Verkehrssektor wurden durch Biokraftstoffe insgesamt etwa 7,7 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Mit einem Anteil von fast 70 Prozent (knapp 5,4 Mio. t CO₂-Äq.) hatte die Nutzung von Biodiesel die größte Vermeidungswirkung im Verkehrssektor, gefolgt von Bioethanol mit circa 2,2 Mio. t CO₂-Äq.. Im Vergleich dazu ist die Verwendung von Pflanzenöl und Biomethan nahezu vernachlässigbar, wie in Abbildung 9 dargestellt. Betrachtet man die spezifischen Treibhausgasemissionen in Form von Vermeidungsfaktoren, dargestellt in Abbildung 10, ergibt sich ein differenzierteres Bild der betrachteten Energieträger.

Es zeigt sich, dass der Netto-Vermeidungsfaktor von Bioethanol mit 243 g CO₂-Äq. / kWh höher ist als die Werte der übrigen Energieträger. Dies ist vor allem auf Entwicklung der verursachten Emissionen (im Diagramm auf der linken Seite in Rot dargestellt) zurückzuführen. Im Vergleich dazu werden die geringsten spezifischen Treibhausgasemissionen pro produzierter Stromeinheit durch die Nutzung von Biomethan verursacht (39 g CO₂-Äq. / kWh). Pflanzenöl verursacht mit 109 g CO₂-Äq. / kWh die meisten Emissionen, gefolgt von Biodiesel (59 g CO₂-Äq. / kWh) und Bioethanol (48 g CO₂-Äq. / kWh).

Insgesamt ist einzuschätzen, dass aufgrund der stattfindenden Verwendung der regionalen NUTS2-Werte für den Biomasseanbau und der bislang praktizierten Bilanzierung des Methanoleinsatzes bei

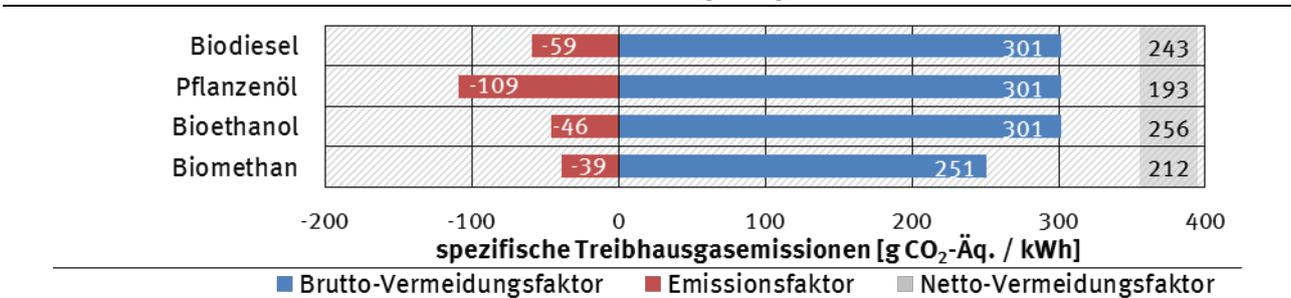
der Biodieselherstellung sowie der Vorgaben zur Substitution von fossilen CO₂ durch bei der Bioethanolproduktion entstehendes biogenes CO₂ die Emissionsminderungen des Biokraftstoffeinsatzes zu optimistisch ausgewiesen werden (vgl. Kapitel 6).

Abbildung 9: Durch die Nutzung von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor vermiedene und verursachte Treibhausgasemissionen im Jahr 2018 nach Energieträgern



Quelle: Eigene Darstellung des UBA

Abbildung 10: Spezifische Treibhausgasemissionen durch die Nutzung von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor im Jahr 2018 nach Energieträgern



Quelle: Eigene Darstellung des UBA

3.2 Emissionsvermeidung wesentlicher Luftschadstoffe

Neben den im vorherigen Kapitel 3.1 betrachteten Treibhausgasen werden in der vorliegenden Bilanz auch die Emissionen von Schwefeldioxid (SO₂), Stickstoffoxiden (NO_x), Staub, Kohlenmonoxid (CO) und flüchtigen organischen Verbindungen (NMVOC) berücksichtigt, die insbesondere wegen ihrer negativen Wirkungen auf Umwelt und Gesundheit von Bedeutung sind. Tabelle 5 gibt die Vermeidungsfaktoren und die vermiedenen Emissionen der betrachteten Luftschadstoffe aufgeschlüsselt nach Sektoren an.

Tabelle 5: Emissionsvermeidung wesentlicher Luftschadstoffe durch erneuerbare Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung im Jahr 2018

Luftschadstoff	EE-Brutto-Stromerzeugung		EE-Wärmebereitstellung		EE-Verbrauch im Verkehr ¹⁴		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 ¹⁵	SO ₂ -Äq.	0,19	42,0	-0,04	-7,3	-0,11	-3,35	31
	NO _x	0,11	24,1	-0,17	-28,4	-0,15	-4,88	-9
	SO ₂	0,11	25,2	0,07	12,5	0,00	0,08	38
Ozon ¹⁶ Staub ¹⁷	Staub	-0,005	-1,2	-0,10	-16,7	-0,01	-0,22	-18
	CO	-0,40	-89,8	-2,04	-344,3	0,00	-0,05	-434
	NMVOC	>0,01	0,1	-0,16	-27,6	0,03	0,96	-27

Quelle: Eigene Berechnung des UBA

Im Bereich der Stromerzeugung treten bei den Vorläufersubstanzen für bodennahes Ozon insbesondere bei Kohlenmonoxid 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. Abbildung 12 und Abbildung 13). In der Netto-Bilanz fallen v. a. die negativen Werte bei Kohlenmono-

¹⁴ nur Biokraftstoffe, ohne Berücksichtigung des erneuerbaren Stromverbrauchs im Verkehrssektor

¹⁵ weitere Luftschadstoffe mit Versauerungspotenzial (NH₃, HCl, HF) sind nicht berücksichtigt

¹⁶ CO und NMVOC sind wichtige Vorläufersubstanzen für bodennahes Ozon, das wesentlich zum „Sommersmog“ beiträgt

¹⁷ Staub umfasst hier die Gesamtemissionen an Schwebstaub aller Partikelgrößen

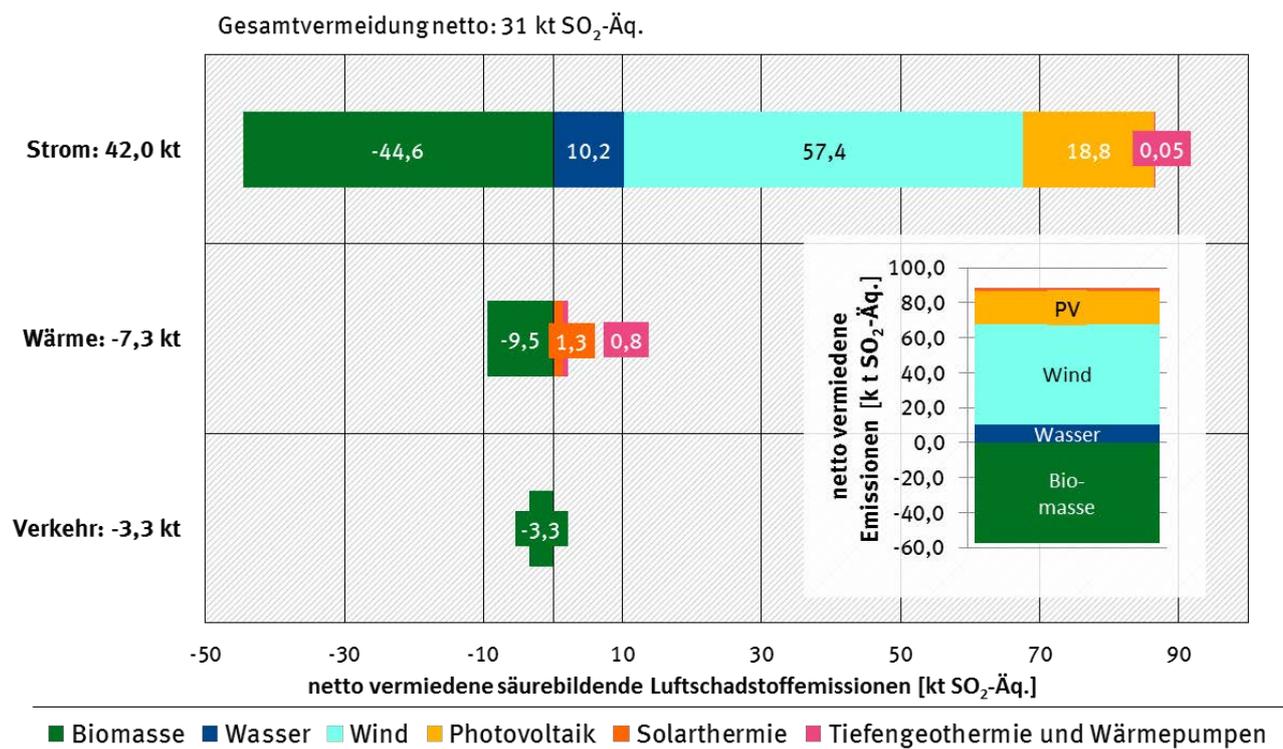
xid, Stickoxiden, flüchtigen organischen Verbindungen sowie bei Staub auf. Bei den Biokraftstoffen zeigen sich negative Auswirkungen insbesondere hinsichtlich zusätzlich verursachter Emissionen von Stickoxid und Kohlenmonoxid.

3.2.1 Säurebildende Emissionen

Abbildung 11 gibt einen Überblick über die vermiedenen und verursachten säurebildenden Emissionen durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2018. Die Netto-Gesamtbilanz fällt mit einer vermiedenen Menge von etwa 31.200 t SO₂-Äq. positiv aus, wengleich es deutliche Unterschiede zwischen den einzelnen Sektoren gibt.

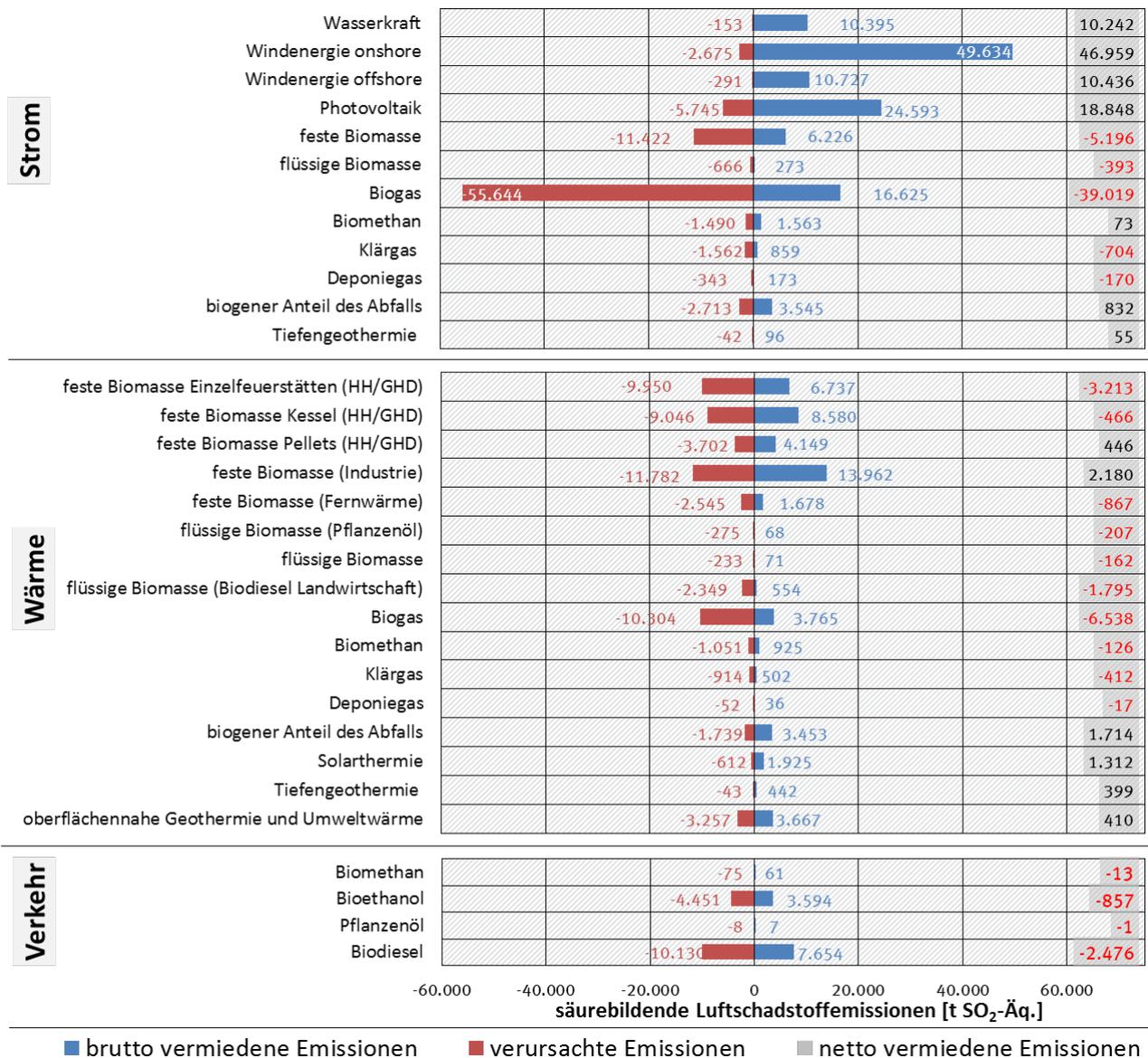
Während im Stromsektor die Netto-Bilanz im Jahr 2018 insbesondere durch den Einsatz von Windenergie, Wasserkraft und Photovoltaik mit einer Vermeidung von 86.500 t SO₂-Äq. deutlich positiv ausfiel, wirkte sich der Einsatz von Biomasse im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor negativ aus. Hier wurden in der Netto-Bilanz zusätzliche Emissionen von 44.600 t SO₂-Äq. im Strom- und 9.500 t SO₂-Äq. im Wärmesektor, sowie 3.300 t SO₂-Äq. im Verkehrssektor verursacht. So stehen in der Bilanz für das Jahr 2018 insgesamt den durch die Nutzung von Biomasse zusätzlich verursachten, versauernd wirkenden Emissionen in Höhe von 57.400 t SO₂-Äq. Emissionsvermeidungen durch die Nutzung von Solar-, Wind-, Wasser- und Geothermieressourcen in Höhe von 88.700 t SO₂-Äq. gegenüber.

Abbildung 11: Netto vermiedene säurebildende Luftschadstoffemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2018



Quelle: Eigene Darstellung des UBA

Abbildung 12: Durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Strom-, Wärme sowie Verkehrssektor im Jahr 2018 vermiedene und verursachte säurebildende Schadstoffemissionen nach Energieträgern



Quelle: Eigene Darstellung des UBA

Abbildung 12 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 47,0 kt SO₂-Äq. bei. Die höchsten zusätzlichen Emissionen wurden durch die Stromerzeugung aus Biogas in Höhe von 39,0 kt SO₂-Äq. verursacht.

Im Wärmesektor wurde die höchste Netto-Vermeidung durch die Nutzung fester Biomasse im Industriebereich mit 2,2 kt SO₂-Äq. erreicht. Die höchsten zusätzlichen netto Emissionen wurden wiederum durch die Nutzung von Biogas mit 6,5 kt SO₂-Äq. verursacht.

Die Nutzung von Biomasse im Verkehrssektor hat, mit Ausnahme vom Energieträger Pflanzenöl, eine negative Emissionsbilanz bezogen auf säurebildende Schadstoffe. So werden z.B. durch die Biodieselnutzung 2,5 kt SO₂-Äq mehr säurebildende Luftschadstoffemissionen ausgestoßen.

3.2.2 Staubemissionen

Die Netto-Gesamtbilanz der Staubemissionen (Abbildung 13) fällt insgesamt negativ aus, d. h. der Einsatz erneuerbarer Energien führte im Jahr 2018 zu erhöhten Staubemissionen von insgesamt ca. 18.100 t. Im Wärmesektor wurden mit ca. 16.700 t die weitaus meisten zusätzlichen Staubemissionen verursacht. Erneuerbare Energien im Sektor Strom verursachten erstmals zusätzlichen Staub in Höhe von ca. 1.200 t. Im Verkehrssektor wurden etwa 200 t Staub zusätzlich verursacht. Signifikante Emissionsvermeidungen wurden lediglich durch die Energieerzeugung aus Windenergie (ca. 800 t) und Wasserkraft (mehr als 200 t) erreicht.

Abbildung 13: Netto vermiedene und verursachte Staubemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2018

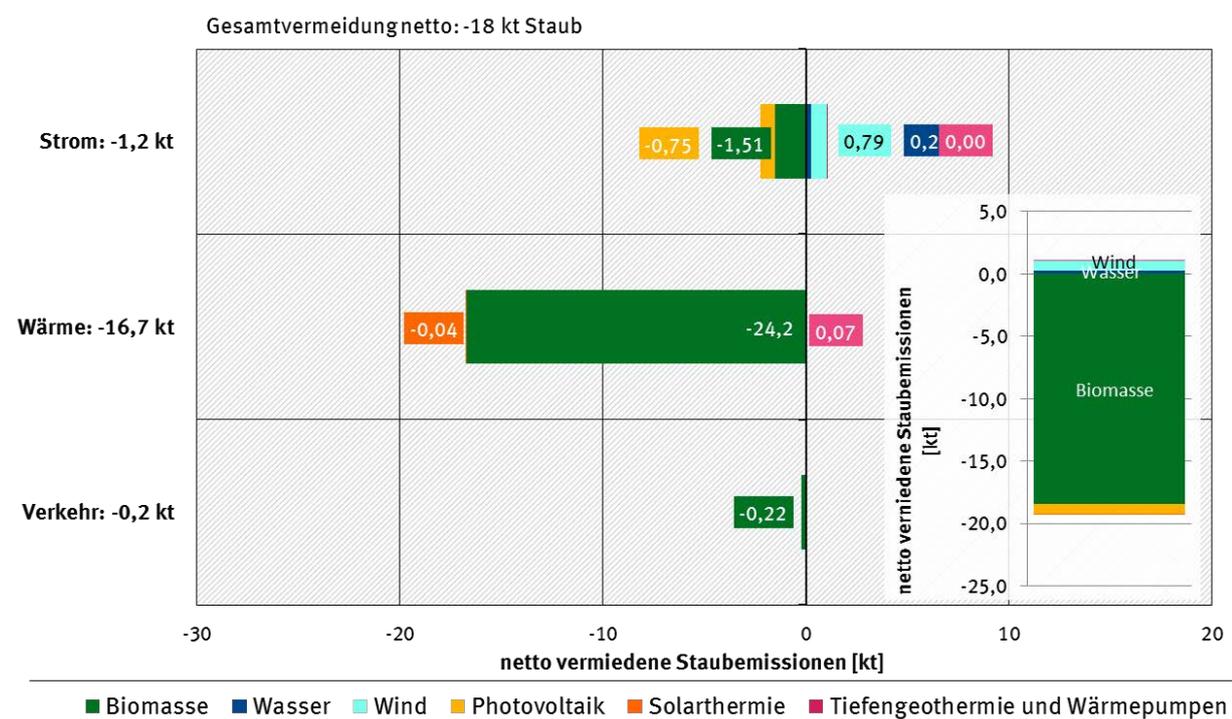


Abbildung 14 gibt einen Überblick über die Staubemissionsbilanzen der einzelner Technologien bzw. Energieträger im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor.

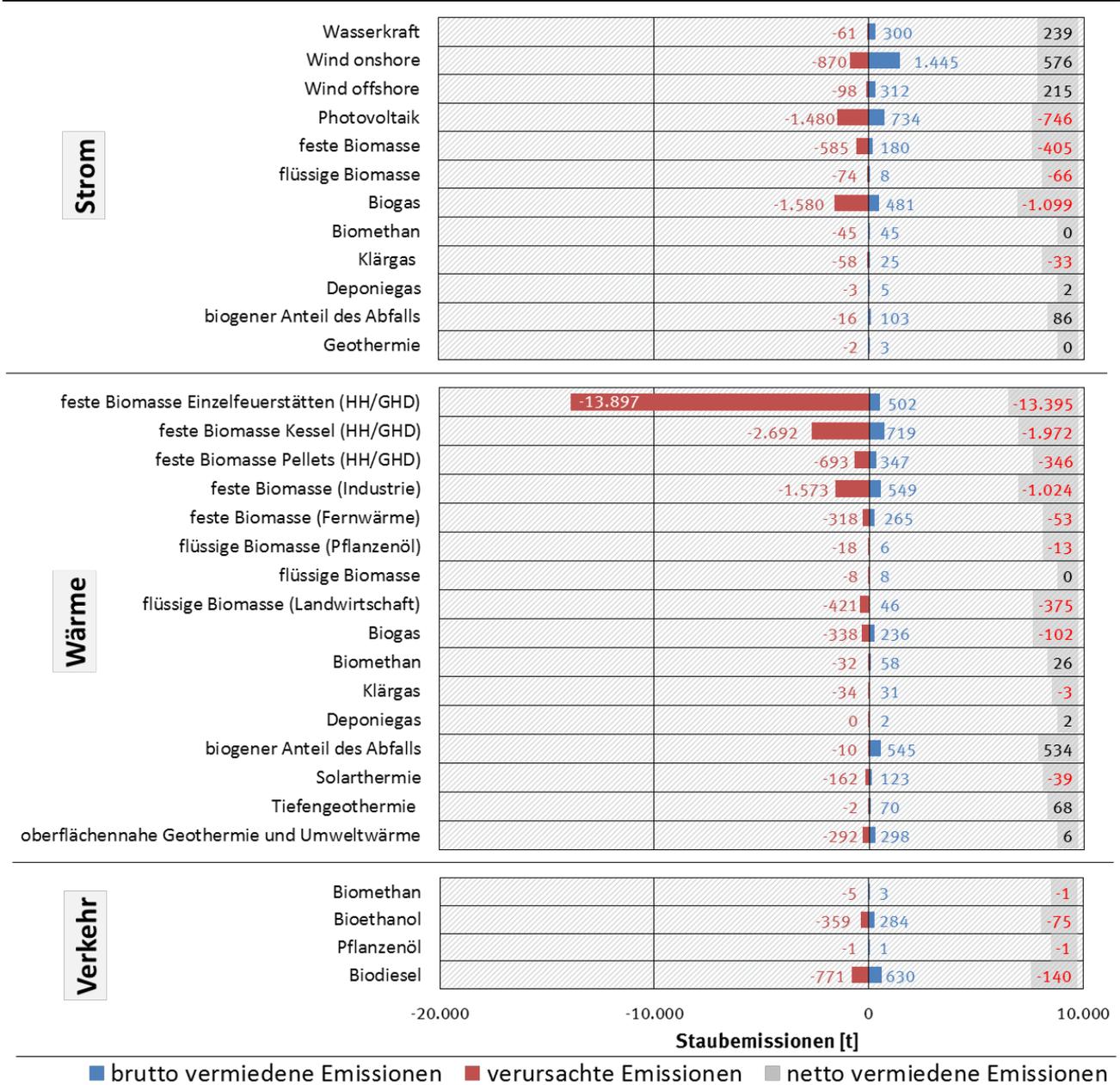
Im Stromsektor wurden im Jahr 2018 insbesondere durch die Biogasverstromung Staubemissionen in Höhe von 1.099 t netto verursacht, gefolgt von der Stromerzeugung aus Photovoltaik (746 t netto) und fester Biomasse (405 t netto). Die größte Nettovermeidung an Staubemissionen wurde durch die Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore) mit 576 t erreicht, gefolgt von Wasserkraft (239 t) und Windenergie auf See (offshore) (215 t).

Der Großteil der Staubemissionen im Jahr 2018 wurde allerdings durch die Nutzung von fester Biomasse zur Wärmeerzeugung verursacht (ca. 16.800 t netto). Der Hauptanteil davon entfiel auf die Nutzung in Einzelfeuerungsanlagen der privaten Haushalte bzw. dem GHD-Sektor (13.395 t netto). Im Wärmesektor weisen nur die Nutzung von biogenem Abfall (534 t) und die Nutzung von Wärme aus Tiefengeothermie (68 t) signifikante Mengen an vermiedenen Staubemissionen auf.

Der Verkehrssektor weist für alle Nutzungsmöglichkeiten eine nachteilige Staubbilanz auf, so dass in diesem Sektor insgesamt ca. 220 t Staub zusätzlich emittiert wurden.

Allerdings muss hier zusätzlich berücksichtigt werden, dass durch die beschriebene Reduzierung der Säurebildner (Stickoxide 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 sekundärem Feinstaub zusammensetzen.

Abbildung 14: Durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Strom-, Wärme sowie Verkehrssektor im Jahr 2018 vermiedene und verursachte Staubemissionen nach Energieträgern

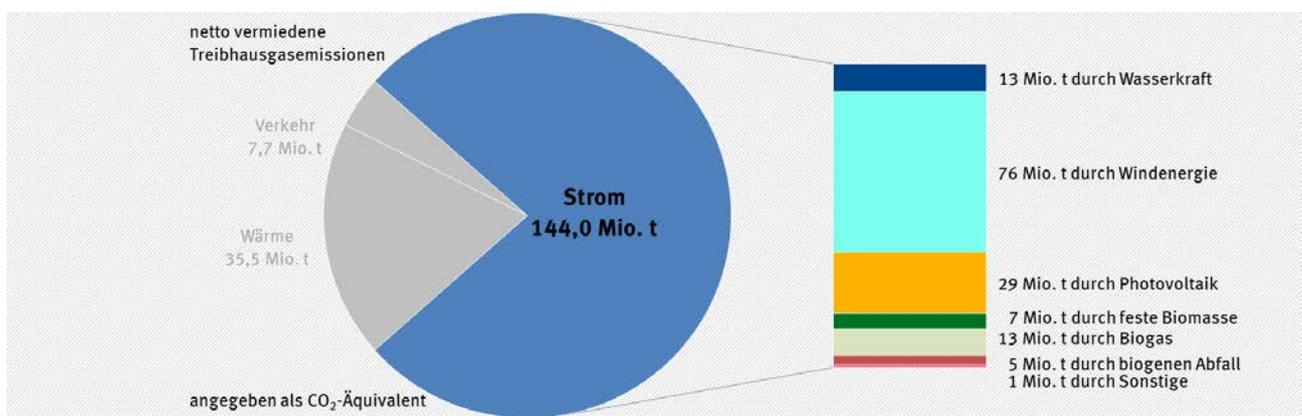


Quelle: Eigene Darstellung des UBA

4 Erneuerbare Energien im Stromsektor

Durch den Einsatz von erneuerbaren Energien im Stromsektor wurden im Jahr 2018 Treibhausgasemissionen in Höhe von insgesamt 144 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Von den drei untersuchten Sektoren (Strom, Wärme und Verkehr) trug die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu ca. 77 Prozent zur Netto-Gesamtemissionsvermeidung an Treibhausgasen bei. Die größten Emissionsvermeidungen wurden durch die Stromerzeugung aus Windenergie (76 Mio. t CO₂-Äq.) und aus Photovoltaik (28 Mio. t CO₂-Äq.) erreicht, gefolgt von der Stromerzeugung aus den verschiedenen Arten der Biomasse (zusammen ca. 25 Mio. t CO₂-Äq.) und Wasserkraft (13 Mio. t CO₂-Äq.) (siehe Abbildung 15).

Abbildung 15: Anteil der EE-Bruttostromerzeugung an den netto vermiedenen THG-Gesamtemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien



Quelle: Eigene Darstellung

In den folgenden Abschnitten werden die Emissionsbilanzen für die Stromerzeugung aus Photovoltaik, Windenergie (on- und offshore), Wasserkraft, Tiefengeothermie, fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse, 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), bevor die Ergebnisse der Emissionsbilanz des jeweiligen erneuerbaren Energieträgers anhand der in Kapitel 2.1 erläuterten Methodik dargestellt werden.

Zur besseren Einordnung der Ergebnisse werden vorweg die primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren (Tabelle 6) nach direkten Emissionsfaktoren und Emissionsfaktoren aus der Vorkette inkl. fremdbezogener Hilfsenergie aufgeteilt, sowie die dazugehörigen mittleren Brutto-Nutzungsgrade (Tabelle 7) der verdrängten konventionellen Stromerzeugung dargestellt. Die direkten primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren wurden auf Basis des Nationalen Emissionsinventars (UBA, 2019) abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.94 (IINAS, 2016) ergänzt. Aus der Energiebilanz (AGEB, 2018) leiten sich wiederum die mittleren Brutto-Nutzungsgrade der konventionellen Stromerzeugung ab.

Tabelle 6: Mittlere Brutto-Nutzungsgrade der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Mittlung von Kondensations- und KWK-Betrieb)

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Erdgas [%]	Öl [%]
Brutto-Nutzungsgrad	33,0	39,4	44,7	56,1	37,5

Quelle: UBA auf Basis von (AGEB, 2018)

Tabelle 7: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren¹⁸ der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern

	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]		
Kernenergie										
Vorkette inkl. fremd. Hilfsenergie	22,37	21,392	0,028	0,001	0,057	0,018	0,056	0,008	0,040	0,002
Direkte	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	22,37	21,39	0,028	0,001	0,057	0,018	0,056	0,008	0,040	0,002
Braunkohle										
Vorkette inkl. fremd. Hilfsenergie	10,48	10,195	0,008	0,000	0,010	0,004	0,008	0,001	0,012	0,000
Direkte	404,71	400,90	0,002	0,013	0,380	0,186	0,279	0,007	0,161	0,005
Gesamt	415,19	411,09	0,010	0,013	0,390	0,190	0,287	0,009	0,173	0,005
Steinkohle										
Vorkette inkl. fremd. Hilfsenergie	52,86	17,497	1,409	0,000	0,039	0,021	0,027	0,003	0,028	0,001
Direkte	337,51	336,13	0,004	0,004	0,272	0,133	0,200	0,005	0,025	0,011
Gesamt	390,37	353,63	1,413	0,005	0,311	0,153	0,227	0,008	0,053	0,012
Erdgas										
Vorkette inkl. fremd. Hilfsenergie	34,83	22,594	0,479	0,001	0,078	0,007	0,103	0,006	0,082	0,011
Direkte	207,82	200,98	0,219	0,005	0,087	0,001	0,125	0,001	0,043	0,004
Gesamt	242,65	223,57	0,698	0,005	0,166	0,008	0,227	0,007	0,126	0,015
Öl										
Vorkette inkl. fremd. Hilfsenergie	46,71	44,196	0,086	0,001	0,199	0,118	0,116	0,019	0,085	0,043
Direkte	268,76	266,47	0,021	0,006	0,632	0,119	0,737	0,014	0,189	0,009
Gesamt	315,47	310,67	0,107	0,007	0,831	0,237	0,853	0,033	0,274	0,052

Quelle: (UBA, 2018), GEMIS 4.94 (IINAS, 2016)

¹⁸ Vorkette inkl. fremd. Hilfsenergie – 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 60 GWh Strom aus Photovoltaikanlagen (PV) erzeugt, so waren es im Jahr 2010 bereits etwa 11.700 GWh. Seit dem Jahr 2010 vervierfachte sich die photovoltaische Stromproduktion nochmals. Mit einer erzeugten Strommenge von 45.784 GWh im Jahr 2018 konnten etwa 7,7 Prozent des deutschen Bruttostromverbrauchs gedeckt werden (AGEE-Stat, 2019).

Der Ausbau der installierten Leistung von Photovoltaikanlagen war nach dem Rekordzubau im Jahr 2012 (8.161 Megawatt) stark rückläufig. Seit dem Jahr 2015 steigt jedoch die jährlich zugebaute PV-Kapazität wieder an. Dieser Aufwärtstrend zeigt sich besonders deutlich im Jahr 2018: Mit 2.938 Megawatt (MW) stieg der Zubau um etwa 77 Prozent gegenüber dem Vorjahr (2017: 1.660 MW). Ende des Jahres 2018 waren in Deutschland Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von 45.277 MW installiert (AGEE-Stat, 2019).

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 sind mit Abstand am weitesten verbreitet, haben einen Marktanteil von zusammen mehr als 95 Prozent (ISE, 2018) und können damit als repräsentativ für die folgenden Berechnungen angenommen werden.

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 8 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2019) die jährlich im September/Oktober publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine Datenaktualisierung¹⁹. Methodische Details zur Stromerzeugung aus Photovoltaik können der Dokumentation „Datenquellen und Methodik der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“ (UBA, 2016a) entnommen werden.

Tabelle 8: Stromerzeugung aus Photovoltaik

	2018 [GWh]
Photovoltaik	45.784

Quelle: (AGEE-Stat, 2019)

4.1.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für Photovoltaikstrom werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.6 und (ESA², TUD, KIT & TEP, 2019)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2017 mit einem fiktiven europäischen Strommarkt ohne die deutsche EE-Stromproduktion verglichen (kontrafaktisches Szenario).

¹⁹ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

Entscheidend für den Substitutionsfaktor der PV ist das stark fluktuierende Erzeugungsprofil mit ausgeprägten tageszeitlichen und saisonalen Unterschieden. Entsprechend ersetzt PV hauptsächlich Steinkohle- (zu 60 Prozent) und Erdgas-Kraftwerke (zu 39 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 kein Strom aus Kernenergie verdrängt wird (vgl. Tabelle 9). 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 9: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Photovoltaik

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
Photovoltaik	0,0	1,4	60,0	38,8	0,0

Quelle: (ESA², TUD, KIT & TEP, 2019)

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 Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 6) inkl. berücksichtigter Nutzungsgrad-Abschläge, sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 7) berechnen.

4.1.3 Emissionsfaktoren

PV-Anlagen bestehen grundsätzlich aus folgenden Komponenten: PV-Module, Wechselrichter, Montagesystem und Verkabelung. Ein kristallines Modul besteht i. d. R. aus Solarzellen, Glas, Laminat und einem Aluminiumrahmen.

Als Lebenszyklusphasen können die Herstellungsphase, bestehend aus Rohstoffabbau sowie -aufbereitung, Herstellung der Vorprodukte und der Modulproduktion, Betrieb und Rückbau (Recycling) der PV-Anlage unterschieden werden. Alle Module bestehen aus einem Trägermaterial (bspw. Glas) und photoaktiven Halbleitern. Bei kristallinen Siliziumzellen ist der Energieaufwand für die Herstellung des Halbleiters bedeutend höher als bei anderen Systemen, die mit einem geringeren Materialaufwand auskommen.

Bei den Berechnungen werden die Emissionen auf der Herstellungsseite (aus den Vorketten) und aus der benötigten fremdbezogenen Hilfsenergie berücksichtigt. Der direkte Betrieb der PV-Anlage selbst ist emissionsfrei. Des Weiteren wurde bei allen Kalkulationen der materielle Aufwand für Rahmen und

Aufständerung eingerechnet. Zwischen Freiflächenanlage und Dachanlage wurde dabei nicht unterschieden. Aufwendungen für Wechselrichter und Verkabelung wurden nicht einbezogen.

Der Rückbau sowie das Recycling von PV-Anlagen wurden in der Berechnung der Emissionsbilanz ebenfalls nicht berücksichtigt. Erste Studien weisen aber darauf hin, dass das Recycling bzw. die Sekundärnutzung von alten und/oder defekten PV-Modulen wirtschaftlich und energetisch sinnvoll sein können. Durch die potentielle Nutzung über die ursprüngliche Lebenszeit hinaus kann die Emissionsbilanz positiv beeinflusst werden.

Im Rahmen des BMU-Vorhabens „Aktualisierung von Ökobilanzdaten für Erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe (LCA-EE)“ (Öko-Institut, 2012) wurden Ökobilanzen für alle marktrelevanten PV-Systeme/Modul-Technologien erstellt und in GEMIS 4.94 integriert (IINAS, 2016) (SmartGreenScans, 2012)(vgl. Kapitel 2.2.4).

Die Umweltbelastungen bei der Herstellung sind nicht zuletzt vom Stromerzeugungsmix des jeweiligen Produktionslandes abhängig. Eine Gewichtung aller Einzeltechnologien entsprechend ihrer Marktanteile in Deutschland ist aufgrund fehlender Daten jedoch nicht möglich. Da polykristalline Zellen gegenwärtig den weitaus größten Marktanteil haben und bzgl. der Emissionsfaktoren einen guten Durchschnitt aller Technologien abbilden, basiert die Berechnung auf dem Datensatz für PV-Anlagen mit polykristallinen Modulen. Wegen des modularen Aufbaus können über alle PV-Leistungsklassen hinweg gleiche Angaben zu den Emissionsfaktoren angenommen werden.

Der Brutto-Nutzungsgrad wird für Bilanzierung mit 100 Prozent angesetzt.

Tabelle 10: 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 Photovoltaik-Kraftwerk										
Vorkette	55,71	51,861	0,135	0,002	0,113	0,060	0,077	0,032	1,221	0,005
Direkte	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	11,02	10,390	0,019	0,001	0,012	0,005	0,010	0,000	0,007	0,000
Gesamt	66,73	62,25	0,154	0,002	0,125	0,065	0,087	0,032	1,227	0,006

Quelle: GEMIS 4.94 (IINAS, 2016), (Öko-Institut, 2012), (SmartGreenScans, 2012)

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 11 dargestellt. Insgesamt wurden im Jahr 2018 durch die Stromerzeugung aus Photovoltaik mit einem spezifischen Vermeidungsfaktor von ca. 627 g CO₂-Äq./kWh_{el} fast 29 Mio. t CO₂-Äq. Treibhausgase vermieden.

Das Ergebnis für die versauernd wirkenden Luftschadstoffe fällt mit rund 18.848 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 11: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Photovoltaik

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	31.781.637	3.055.355	28.726.282	627,43
CO ₂	28.964.152	2.850.086	26.114.066	570,37
CH ₄	107.004	7.036	99.968	2,18
N ₂ O	478	98	379	0,01
SO₂-Äq.	24.593	5.745	18.848	0,41
SO ₂	9.838	2.977	6.861	0,15
NO _x	21.199	3.977	17.222	0,38
Staub	734	1.480	-746	-0,02
CO	7.356	56.198	-48.842	-1,07
NMVOG	1.196	262	933	0,02

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 2018 Windkraftanlagen an Land (onshore) mit einer elektrischen Gesamtleistung von 52.565 Megawatt in Betrieb (AGEE-Stat, 2019), dies entspricht laut (Deutsche Wind Guard, 2019b) etwa 29.000 Anlagen. 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 Anlagenzahl 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 Windkraftanlagen/-nutzung spürbar verbessert. Allerdings kam es im Jahr 2018 zu einem deutlichen Rückgang bei neu installierten Windenergieanlagen an Land.

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 12 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2019), die jährlich im September/Oktober publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine Datenaktualisierung.²⁰ Methodische Details zur Stromerzeugung aus Windenergie an Land können der Dokumentation „Datenquellen und Methodik der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“ (UBA, 2016a) entnommen werden. Die Stromerzeugung aus Windenergie an Land entspricht den EEG-Jahresabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber. Sie setzt sich grundsätzlich aus der eingespeisten und durch die Übertragungsnetzbetreiber vermarkteten EEG-Strommenge sowie

²⁰ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

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 12: Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore)

	2018 [GWh]
Windenergie an Land	90.484

Quelle: (AGEE-Stat, 2019)

4.2.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für Windenergie an Land werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.6 und (ESA², TUD, KIT & TEP, 2019)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2017 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. Entsprechend ersetzt Windenergie an Land hauptsächlich Steinkohle- (zu 65 Prozent) und Erdgas-Kraftwerke (zu 33 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 kein Strom aus Kernenergie verdrängt wird (vgl. Tabelle 13). Darüber hinaus wird von dem Modell die geänderte Stromnachfrage für den Pumpbetrieb und die mit dem Pumpbetrieb 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 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).

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

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
Windenergie an Land	0,0	2,1	64,6	33,1	0,0

Quelle: (ESA², TUD, KIT & TEP, 2019)

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Stromerzeugung aus Photovoltaik lassen sich aufbauend auf die dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 6) inkl. berücksichtigter Nutzungsgrad-Abschläge, sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 7) berechnen.

4.2.3 Emissionsfaktoren

Als Lebenszyklusphasen können generell die Herstellungsphase bestehend aus Rohstoffabbau und -aufbereitung, der Produktion der Einzelkomponenten und der Errichtung, der Betrieb und der Rückbau (Recycling) der Windenergieanlage unterschieden werden. In der Analyse werden die Emissionen auf der Herstellungsseite (aus den Vorketten) und aus der benötigten fremdbezogenen Hilfsenergie berücksichtigt. Der Vorketten-Emissionsfaktor deckt dabei Materialaufwendungen in Form von Beton, Stahl, Kunststoff, Eisen-Guss, Kupfer und Aluminium ab und basiert auf der Ökobilanzdatenbank GEMIS 4.94 (vgl. Kapitel 2.2.4). Grundlage sind die im Rahmen des BMU-Vorhabens LCA-EE durch Fraunhofer IWES aktualisierten Sachbilanzen (Öko-Institut, 2012).

Die Errichtung sowie die Entsorgung und der Betrieb einer WEA verursachen im Vergleich dazu verhältnismäßig geringe Emissionen. Die Hauptsysteme einer WEA sind Rotor, Gondel, Turm und Fundament. Der Rotor besteht aus einer typischen Rotornabe aus je zur Hälfte Eisen- und Stahlguss sowie den daran befestigten Rotorblättern aus glas- oder kohlefaserverstärktem Kunststoff. Neben dem Turm ist der Rotordurchmesser entscheidend für die Bilanzierung, da er das Gewicht des Rotors bestimmt.

Tabelle 14: Eingangsparmeter der betrachteten Referenz-Windkraftanlagen

Bestandsanlagen		an Land (onshore)	auf See (offshore)
Nennleistung	[kW]	1.300	3.600
Nabenhöhe	[m]	75	80
Rotordurchmesser	[m]	61	105
Volllaststunden	[h/a]	1.600	3.000
technische Lebensdauer	[a]	20	25

Quelle: (Fraunhofer IWES, 2012), GEMIS 4.94 (IINAS, 2016)

Zur Bilanzierung der Emissionen der Windenergienutzung wird der u. a. im Rahmen des Fraunhofer IWES-Fachgutachtens abgeleitete Datensatz „Bestandsanlagen“ verwendet, der alle zum 31.12.2011 in Betrieb befindliche Windkraftanlagen und sämtliche Standortkategorien (Küste, Norddeutsche Tiefebene, Mittelgebirge) abbildet (vgl. Tabelle 14).

Der Brutto-Nutzungsgrad wird für Bilanzierung mit 100 Prozent angesetzt.

Tabelle 15: 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	8,877	8,087	0,030	0,000	0,027	0,013	0,020	0,009	0,121	0,002
Direkte	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	1,620	1,528	0,003	0,000	0,002	0,001	0,001	0,000	0,001	0,000
Gesamt	10,497	9,615	0,032	0,000	0,029	0,014	0,022	0,009	0,122	0,002

Quelle: GEMIS 4.94 (IINAS, 2016), (Öko-Institut, 2012), (Fraunhofer IWES, 2012)

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 16 dargestellt. Von allen erneuerbaren Energieträgern liefert die Windenergie den größten Beitrag zum Klimaschutz.

Durch die Stromerzeugung aus Windkraft wurden Treibhausgase in Höhe von ca. 62,7 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 692,8 g CO₂-Äq. / kWh_{el}. Durch den emissionsfreien Anlagenbetrieb trägt der Ausbau der Windenergie an Land aber auch zur Reduktion von Luftschadstoffen bei.

Tabelle 16: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore)

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	63.652.437	968.831	62.683.605	692,76
CO ₂	58.019.505	887.400	57.132.105	631,41
CH ₄	214.089	2.986	211.103	2,33
N ₂ O	942	23	919	0,01
SO₂-Äq.	49.634	2.675	46.959	0,52
SO ₂	20.675	1.293	19.382	0,21
NO _x	41.607	1.985	39.622	0,44
Staub	1.445	870	576	0,01
CO	13.913	11.251	2.662	0,03
NMVOG	2.307	159	2.147	0,02

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) wurde im Jahr 2018 eine installierte Leistung von 990 MW erstmals in Betrieb genommen. Insgesamt stieg damit die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See von 5.427 MW am Ende des Jahres 2017 um ca. 20 Prozent auf 6.417 MW zum Ende des Jahres 2018 (AGEE-Stat, 2019).

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 17 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2019), die jährlich im September/Oktober publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine Datenaktualisierung.²¹

Methodische Details zur Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore) können der Dokumentation „Datenquellen und Methodik der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“ (UBA, 2016a) entnommen werden. Die Stromerzeugung aus Windenergie auf See entspricht den EEG-Jahresendabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber. Sie 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.

²¹ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

Tabelle 17: Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore)

	2018 [GWh]
Windenergie auf See	19.467

Quelle: (AGEE-Stat, 2019)

4.3.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für Windenergie auf See werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.6 und (ESA², TUD, KIT & TEP, 2019)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2017 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. Entsprechend ersetzt Windenergie auf See hauptsächlich Steinkohle- (zu 65 Prozent) und Erdgas-Kraftwerke (zu 33 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 kein Strom aus Kernenergie verdrängt wird (vgl. Tabelle 18). Darüber hinaus wird von dem Modell die geänderte Stromnachfrage für den Pumpbetrieb und die mit dem Pumpbetrieb verbundenen Speicher-verluste 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 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 den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 6) sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 7) berechnen.

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

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
Windenergie auf See	0,0	2,0	65,2	32,9	0,0

Quelle: (ISI, 2016)

4.3.3 Emissionsfaktoren

Die Ökobilanz einer Offshore-Windenergieanlage unterscheidet sich grundsätzlich nicht wesentlich von der einer Windenergieanlage an Land (vgl. Kapitel 2.2.4). Zusätzliche Relevanz haben jedoch der

hohe Materialeinsatz (i. d. R. Stahl und Beton) für die Gründung sowie die höheren energetischen Aufwendungen für Instandhaltung und Wartung der Anlage (Lohmann, et al., 2012). Die verwendeten Vorketten-Emissionsfaktoren für Offshore-Windenergie basieren auf der Ökobilanzdatenbank GEMIS 4.94. Grundlage sind die im Rahmen des BMU-Vorhabens LCA-EE (Fraunhofer IWES, 2012) aktualisierten Sachbilanzen für Offshore-Windenergieanlage (Öko-Institut, 2012). Die Verkabelungen innerhalb des Offshore-Windparks, die Umspannstation sowie die Anbindung an das Festland sind in diesem Datensatz jedoch nicht berücksichtigt. Darüber hinaus werden Emissionen aus der für den Produktionsprozess benötigten fremdbezogenen Hilfsenergie berücksichtigt.

Der Brutto-Nutzungsgrad wird für Bilanzierung mit 100 Prozent angesetzt.

Tabelle 19: 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	4,370	3,948	0,016	0,000	0,013	0,007	0,009	0,005	0,069	0,001
Direkte	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	1,628	1,535	0,003	0,000	0,002	0,001	0,001	0,000	0,001	0,000
Gesamt	5,998	5,483	0,019	0,000	0,015	0,007	0,010	0,005	0,070	0,001

Quelle: GEMIS 4.94 (IINAS, 2016), (Öko-Institut, 2012), (Fraunhofer IWES, 2012)

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 20 dargestellt.

Die Stromerzeugung der deutschen Offshore-Windparks vermied Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 13,6 Mio. t CO₂-Äq. Der spezifische Vermeidungsfaktor liegt bei ca. 701,1 g CO₂-Äq./kWh_{el}. Durch den emissionsfreien Betrieb der Anlagen werden darüber hinaus auch Luftschadstoffe vermieden.

Tabelle 20: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore)

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	13.766.532	118.523	13.648.009	701,08
CO₂	12.542.365	108.348	12.434.017	638,72
CH₄	46.555	374	46.181	2,37
N₂O	202	3	200	0,01
SO₂-Äq.	10.727	291	10.436	0,54
SO₂	4.473	148	4.326	0,22
NO_x	8.985	206	8.779	0,45
Staub	312	98	215	0,01
CO	2.984	1.380	1.604	0,08
NMVOG	500	15	485	0,02

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 1 Kilowatt elektrische Leistung bis hin zu 100 Megawatt. Art, Größe, Ausnutzung und Effizienz der Wasserkraftanlagen stehen im engen Kontext zum Wasserdurchfluss und zur Fallhöhe und beeinflussen wesentlich Baukörper, Turbinenform sowie auch die Höhe der (vorgelagerten) Emissionen der Wasserkraftnutzung.

Der im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Energieträgern seit 1990 relativ geringe Nettoleistungszuwachs von etwas über 1.600 Megawatt erfolgte vornehmlich im Zuge einer Standortreaktivierung bzw. Anlagenmodernisierung und steht auch 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 21 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2019), die jährlich im September/Oktober publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine Datenaktualisierung²².

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

Tabelle 21: Stromerzeugung aus Wasserkraft

	2018 [GWh]
Wasserkraft	18.002
Laufwasser	16.977
Speicherwasser, Pumpspeicherwasser - mit natürlichem Zufluss	1.024

Quelle: (AGEE-Stat, 2019)

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.

4.4.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für Wasserkraft werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.6 und (ESA², TUD, KIT & TEP, 2019)). Bei der Berechnung wird der

²² Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2017 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- und Erdgaskraftwerke. Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit-Order wird in den Berechnungen davon ausgegangen, dass durch Wasserkraft nur ein geringer Anteil von Strom aus Braunkohle und kein Strom aus Kernenergie verdrängt wird (vgl. Tabelle 22). 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 Wasserkraft lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 6) sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 7) berechnen.

Tabelle 22: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Wasserkraft

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
Wasserkraft	0,0	1,5	67,9	30,3	0,0

Quelle: (ESA², TUD, KIT & TEP, 2019)

4.4.3 Emissionsfaktoren

Die Vorketten-Emissionen für Wasserkraft basieren auf der Ökobilanzdatenbank GEMIS 4.94. Grundlage sind die im Rahmen des BMU-Vorhabens LCA-EE von (ESU, 2012) aktualisierten Sachbilanzen (Öko-Institut, 2012). Bei den Berechnungen werden nur die Emissionen auf der Herstellungsseite (aus den Vorketten) und aus dem Bezug von fremdbezogener Hilfsenergie berücksichtigt, da der direkte Betrieb einer Anlage zur Stromerzeugung aus Wasserkraft emissionsfrei ist. Der Brutto-Nutzungsgrad wird für Bilanzierung mit 100 Prozent angesetzt.

Tabelle 23: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Wasserkraft

Wasserkraft davon anteilig:	CO ₂ - Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ - Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]					
Laufwasser										
Vorkette	2,702	2,588	0,004	0,000	0,007	0,001	0,007	0,002	0,014	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	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	2,702	2,588	0,004	0,000	0,007	0,001	0,007	0,002	0,014	0,000
Speicherwasser, Pumpspeicherwasser - mit natürlichem Zufluss										
Vorkette	14,045	6,543	0,297	0,000	0,028	0,014	0,020	0,033	0,020	0,005
Direkte	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	11,019	10,390	0,019	0,001	0,012	0,005	0,010	0,000	0,007	0,000
Gesamt	25,064	16,933	0,316	0,001	0,040	0,019	0,030	0,033	0,027	0,005

Quelle: GEMIS 4.94 (IINAS, 2016), (Öko-Institut, 2012), (ESU, 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 24 dargestellt.

Mit vermiedenen Treibhausgasemissionen von ca. 13,3 Mio. t CO₂-Äq. leistet Wasserkraft einen nennenswerten Beitrag zum Klimaschutz. Der spezifische Vermeidungsfaktor liegt mit ca. 736,1 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 24: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Wasserkraft

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	13.323.098	71.557	13.251.541	736,12
CO₂	12.129.194	61.291	12.067.903	670,37
CH₄	45.463	389	45.073	2,50
N₂O	192	2	191	0,01
SO₂-Äq.	10.395	153	10.242	0,57
SO₂	4.398	44	4.354	0,24
NO_x	8.616	156	8.460	0,47
Staub	300	61	239	0,01
CO	2.790	269	2.521	0,14
NMVOG	479	9	470	0,03

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 großer technischer Potenziale (UBA, 2010) entwickelt sich die geothermische Stromerzeugung in Deutschland aufgrund wirtschaftlicher Restriktionen nur langsam. Am Ende des Jahres 2018 gab es in Deutschland 9 Standorte mit Geothermiekraftwerken zur Stromerzeugung. Insgesamt haben diese Kraftwerke eine installierte elektrische Leistung von etwa 42 MW (AGEE-Stat, 2019)

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 25 angegebene

Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2019), die jährlich im September/Oktober publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine Datenaktualisierung.²³

Tabelle 25: Stromerzeugung aus Tiefengeothermie

	2018 [GWh]
Tiefengeothermie	167

Quelle: (AGEE-Stat, 2019)

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

4.5.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus Tiefengeothermie werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.6 und (ESA², TUD, KIT & TEP, 2019)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2017 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 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 kein Strom aus Kernenergie verdrängt wird (vgl. Tabelle 26). Darüber hinaus wird von dem Modell die geänderte Stromnachfrage für den Pumpbetrieb und die mit dem Pumpbetrieb verbundenen Speicherverluste berücksichtigt.

Tabelle 26: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Tiefengeothermie

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
Tiefengeothermie	0,0	1,5	67,6	30,7	0,0

Quelle: (ESA², TUD, KIT & TEP, 2019)

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Stromerzeugung aus Tiefengeothermie lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 6) sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 7) 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 Bo-

²³ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

chum (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 27 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 27: Basisannahmen des verwendeten Ökobilanz-Datensatzes für die geothermische Stromerzeugung

Parameter		Oberrheingraben	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, 2019). Allerdings werden die durch Leckage auftretenden Emissionen des direkten Anlagebetriebes in der Emissionsbilanz erneuerbarer Energien auf Grund ihrer spezifischen Natur nicht separat erfasst.

Tabelle 28: 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	6,330	5,356	0,028	0,001	0,057	0,018	0,056	0,008	0,040	0,002
Direkte	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	176,3	166,24	0,303	0,008	0,193	0,081	0,162	0,007	0,111	0,006
Gesamt	182,6	171,59	0,331	0,009	0,251	0,099	0,218	0,015	0,150	0,008

Quelle: GEMIS 4.94 (IINAS, 2016), (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 29 dargestellt.

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgasemissionen wurden durch die geothermische Stromerzeugung Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 93 kt CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt 556,1 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 29: Emissionsbilanz der geothermischen Stromerzeugung

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	123.649	30.570	93.078	556,09
CO₂	112.583	28.721	83.862	501,03
CH₄	421	55	366	2,19
N₂O	2	2	0	0,00
SO₂-Äq.	96	42	55	0,33
SO₂	41	16	24	0,14
NO_x	80	37	44	0,26
Staub	3	2	0	0,00
CO	26	25	1	0,01
NMVOG	4	1	3	0,02

Quelle: Eigene Berechnung

4.6 Feste Biomasse

Die Stromerzeugung aus fester Biomasse hat seit Inkrafttreten des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes 2000 stetig zugenommen. Gleichwohl ist in den letzten Jahren eine Stagnation des Bestandes zu ver-

zeichnen, 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, Sägerestholz, Waldrestholz, 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 30 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung (BMWi, 2019), die jährlich im September/Oktober publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine Datenaktualisierung.²⁴ Methodische Details zur Stromerzeugung aus fester Biomasse können der Dokumentation „Datenquellen und Methodik der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“ (UBA, 2016a) entnommen werden.

Tabelle 30: Stromerzeugung aus fester Biomasse

	2018 [GWh]
feste Biomasse	10.802

Quelle: (AGEE-Stat, 2019)

4.6.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus fester Biomasse werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.6 und (ESA², TUD, KIT & TEP, 2019)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2017 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 Volllaststundenanzahl von über 6.000 auf. Entsprechend kann von einer im Jahresverlauf nahezu konstanten Einspeisecharakteristik ausgegangen werden, woraus sich die in Tabelle 31 dargestellten Substitutionsfaktoren ergeben.

²⁴ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Stromerzeugung aus fester Biomasse lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 6) sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 7) berechnen.

Tabelle 31: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus fester Biomasse

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
feste Biomasse	0,0	1,5	67,6	30,7	0,0

Quelle: (ESA², TUD, KIT & TEP, 2019)

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 immissionschutzrechtlichen Anforderungen einerseits sowie dem Einsatz verschiedener Brennstoffe andererseits. Dies wird im Folgenden genutzt, um idealtypische Referenzfälle (vgl. Tabelle 32) 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, 2019) 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 Luftreinhalte-techniken können die realen Emissionen im Einzelfall daher erheblich von den hier unterstellten, durchschnittlichen Faktoren abweichen.

Tabelle 32: 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 ²⁵ [%]	Erzeugungsmix ²⁶ [%]
Altholz	DT-Kondensationsmaschine	17. BImSchV	26	2,5	26,6
Altholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	17. BImSchV	36	2,5	17,4

²⁵ eigene Annahmen auf Basis von BioEm (IFEU, 2016)

²⁶ eigene Berechnung auf Basis von (StBa, 2018b)

Brennstoff	Technik	Immissionschutz	el. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode) [%]	Eigenstrombedarf ²⁵ [%]	Erzeugungsmix ²⁶ [%]
Industrierestholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	TA-Luft	37	10	8,1
Industrierestholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	13. Blm-SchV	37	2,5	2,5
Industrierestholz	Organic Rankine Cycle	TA-Luft	37	20	1,9
Klärschlamm	DT-Entnahmekondensationsmaschine	17. Blm-SchV	27	2,5	3,8
Pellets (Holz)	VM- Entnahmekondensationsmaschine	TA-Luft	36	5,0	0,2
Schwarzlauge	DT-Entnahmekondensationsmaschine	13. Blm-SchV	46	2,5	15,9
Waldrestholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	TA-Luft	31	10	15,4
Waldrestholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	13. Blm-SchV	31	2,5	4,7
Waldrestholz	Organic Rankine Cycle	TA-Luft	31	20	3,6

Quelle: (UBA, et al., 2012), (IFEU, 2016), (StBa, 2018)

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) 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.

Tabelle 33: 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]					
Altholz - Dampfturbine-Kondensationsmaschine - 17. BlmschV										
Vorkette	11,491	10,944	0,018	0,000	0,066	0,006	0,086	0,001	0,016	0,005
Direkte	4,208	0,000	0,040	0,011	0,287	0,051	0,338	0,004	0,067	0,002
fremd. Hilfsenergie	3,587	3,382	0,006	0,000	0,004	0,002	0,003	0,000	0,002	0,000
Gesamt	19,286	14,326	0,064	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. BlmschV										
Vorkette	11,491	10,944	0,018	0,000	0,066	0,006	0,086	0,001	0,016	0,005
Direkte	4,208	0,000	0,040	0,011	0,287	0,051	0,338	0,004	0,067	0,002
fremd. Hilfsenergie	5,008	4,722	0,009	0,000	0,005	0,002	0,005	0,000	0,003	0,000
Gesamt	20,707	15,666	0,066	0,011	0,358	0,059	0,429	0,005	0,087	0,008
Industrie-Restholz -Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - TA-Luft										
Vorkette	10,454	10,008	0,014	0,000	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	4,208	0,000	0,040	0,011	0,166	0,025	0,202	0,029	0,140	0,130
fremd. Hilfsenergie	20,146	18,995	0,035	0,001	0,022	0,009	0,019	0,001	0,013	0,001
Gesamt	34,809	29,003	0,089	0,012	0,247	0,040	0,298	0,030	0,167	0,135
Industrie-Restholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BlmSchV										
Vorkette	10,454	10,008	0,014	0,000	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	4,208	0,000	0,040	0,011	0,166	0,025	0,202	0,029	0,140	0,130
fremd. Hilfsenergie	5,037	4,749	0,009	0,000	0,006	0,002	0,005	0,000	0,003	0,000
Gesamt	19,699	14,757	0,063	0,011	0,231	0,033	0,284	0,030	0,157	0,135
Industrie-Restholz, Altholz (A 1-2) u.a. Organic Rankine Cycle - TA-Luft										
Vorkette	10,454	10,008	0,014	0,000	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	4,208	0,000	0,040	0,011	0,166	0,025	0,202	0,029	0,140	0,130
fremd. Hilfsenergie	40,293	37,991	0,069	0,002	0,044	0,018	0,037	0,002	0,025	0,001
Gesamt	54,955	47,999	0,123	0,013	0,269	0,049	0,317	0,031	0,180	0,136
Klärschlamm - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BlmSchV										
Vorkette	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	4,677	0,000	0,003	0,015	0,866	0,691	0,251	0,072	0,151	0,011
fremd. Hilfsenergie	3,761	3,546	0,006	0,000	0,004	0,002	0,003	0,000	0,002	0,000
Gesamt	8,438	3,546	0,009	0,016	0,870	0,693	0,255	0,072	0,153	0,011
Pellets - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	10,215	9,576	0,014	0,001	0,104	0,027	0,111	0,006	0,062	0,012
Direkte	29,757	0,000	1,124	0,006	1,048	0,281	1,102	0,020	1,102	0,055
fremd. Hilfsenergie	10,026	9,453	0,017	0,000	0,011	0,005	0,009	0,000	0,006	0,000
Gesamt	49,998	19,029	1,156	0,007	1,162	0,312	1,221	0,026	1,170	0,067
Schwarzlauge - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BlmSchV										
Vorkette	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	1,191	0,000	0,009	0,003	0,287	0,051	0,338	0,004	0,067	0,002
fremd. Hilfsenergie	6,347	5,985	0,011	0,000	0,007	0,003	0,006	0,000	0,004	0,000
Gesamt	7,538	5,985	0,020	0,004	0,294	0,054	0,344	0,004	0,071	0,002
Wald-Restholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - TA-Luft										
Vorkette	15,684	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	4,208	0,000	0,040	0,011	0,166	0,025	0,202	0,029	0,140	0,130
fremd. Hilfsenergie	17,264	16,278	0,030	0,001	0,019	0,008	0,016	0,001	0,011	0,001
Gesamt	37,157	31,182	0,094	0,012	0,276	0,041	0,337	0,032	0,176	0,139

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]		
Wald-Restholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BImSchV										
Vorkette	15,684	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	4,208	0,000	0,040	0,011	0,166	0,025	0,202	0,029	0,140	0,130
fremd. Hilfsenergie	4,316	4,069	0,007	0,000	0,005	0,002	0,004	0,000	0,003	0,000
Gesamt	24,209	18,973	0,072	0,012	0,262	0,035	0,325	0,031	0,168	0,138
Wald-Restholz - Organic Rankine Cycle - TA-Luft										
Vorkette	15,684	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	4,208	0,000	0,040	0,011	0,166	0,025	0,202	0,029	0,140	0,130
fremd. Hilfsenergie	34,528	32,555	0,059	0,002	0,038	0,016	0,032	0,001	0,022	0,001
Gesamt	54,421	47,459	0,124	0,013	0,295	0,049	0,353	0,032	0,187	0,139

Quelle: ZSE (UBA, 2019), BioEM (IFEU, 2016)

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 34 dargestellt.

Durch die Stromerzeugung aus fester Biomasse wurden Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 7,19 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Damit beträgt der spezifische Vermeidungsfaktor 665 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, die als emissionsneutral definierte Waldrestholzentnahme sowie geringe Treibhausgasemissionen beim direkten Anlagenbetrieb zurückzuführen.

Tabelle 34: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus fester Biomasse

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO ₂ -Äq.	7.983.832	794.957	7.188.875	665,49
CO ₂	7.268.580	628.964	6.639.615	614,64
CH ₄	27.234	2.302	24.932	2,31
N ₂ O	115	364	-248	-0,02
SO ₂ -Äq.	6.226	11.422	-5.196	-0,48
SO ₂	2.628	2.703	-75	-0,01
NO _x	5.171	12.528	-7.357	-0,68
Staub	180	585	-405	-0,04
CO	1.680	4.017	-2.338	-0,22
NMVOG	288	1.786	-1.498	-0,14

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, das durch anaerobe Fermentation von biogenen Abfällen und Energiepflanzen gewonnen wird, 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 Vergütungsabsenkung signifikant verlangsamte. Nach Einführung des EEG 2017 wird die die Vergütung über Ausschreibungen geregelt. Hierbei kamen bisher neben Bestandsanlagen vor allem kleinere Anlagen auf Güllesubstratbasis zum Zug. Ende des Jahres 2018 waren nach Einschätzungen des DBFZ etwa 9.000 Biogasproduktionsanlagen in Betrieb, davon etwa 8.800 Anlagen im Zuge der Vor-Ort-Verstromung und ca. 200 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 2018 Nutzungsanlagen (i. W. BHKW) mit einer installierten elektrischen Leistung von etwa 5.620 Megawatt in Betrieb (AGEE-Stat 2019).

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 2018 geschätzt etwa 1.300 Biomethan-BHKW mit einer el. Gesamtleistung von ungefähr 529 MW in Betrieb (AGEE-Stat 2019).

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 betriebenen 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 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 34 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2019), die jährlich im September/Oktober publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine Datenaktualisierung.²⁷

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von

²⁷ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 6) sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 7) berechnen.

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 35: Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan

	2018 [GWh]
Biogas	28.843
Biomethan	2.712

Quelle: (AGEE-Stat, 2019)

4.7.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.6 und (ESA², TUD, KIT & TEP, 2019)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2017 mit einem fiktiven europäischen Strommarkt ohne die deutsche EE-Stromproduktion verglichen (kontrafaktisches Szenario).

Da der Großteil des Biogasanlagenbestands derzeit noch auf vornehmlich kontinuierlichen Betrieb mit einer Volllaststundenzahl über 7.000 ausgelegt ist, substituiert die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan überwiegend Steinkohle- und Gaskraftwerke. Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit-Order wird in den Berechnungen davon ausgegangen, dass durch Biogas und Biomethan nur ein geringer Anteil von Strom aus Braunkohle und kein Strom aus Kernenergie verdrängt wird (vgl. Tabelle 36). 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 Biogas und Biomethan lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 6) sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 7) berechnen.

Tabelle 36: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
Biogas & Biomethan	0,0	1,5	67,6	30,7	0,0

Quelle: (ESA², TUD, KIT & TEP, 2019)

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 Luftemissionen sind von einer Vielzahl von Einflussfaktoren abhängig, welche in den folgenden Abschnitten kurz andiskutiert werden. Die wichtigsten sind:

- Substrat (NawaRo vs. Abfälle und Reststoffe²⁸),
- 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, Luftreinhalteverfahren 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 Kunstdünger 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. 75,5 Prozent des energiebezogenen Substratmixes aus, auf landwirtschaftliche Exkremate wie Gülle entfallen 17,6 Prozent, auf Bioabfall ca. 3,5 Prozent und auf industrielle und landwirtschaftliche Reststoffe ca. 3,4 Prozent des energiebezogenen Substrateinsatzes (DBFZ, 2018).

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 37) 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 sonstigen Luftemissionen 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.

²⁸ Die Reduktion der Methanemissionen aus Wirtschaftsdüngermanagement, die durch die Behandlung der Gülle in Biogasanlagen erzielt werden kann, wird abweichend zur RED II nicht durch einen „Bonus“ berücksichtigt.

Tabelle 37: Basisannahmen der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan sowie geschätzter Anteil der Referenzfälle am Erzeugungsmix

Energieträger	Gärssubstrat	Technik	Immissionschutz	eI. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode)	Eigenstrombedarf ²⁹	Erzeugungsmix ³⁰
				[%]		
Biogas	Abfall, Reststoff	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	48	8,5	7
	Energiepflanzen	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	48	8,5	48
	Energiepflanzen	Verbrennungsmotor BHKW	nach Baurecht genehmigt	48	8,5	30
	Gülle	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	48	8,5	9
	Gülle	Verbrennungsmotor BHKW	nach Baurecht genehmigt	48	8,5	6
Biomethan	Abfall, Reststoff			57	15,5	13
	Energiepflanzen			57	15,5	82
	Gülle			57	15,5	5

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (DBFZ, 2018) und BioEm (IFEU, 2016)

Tabelle 38: 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	89,928	20,448	1,440	0,112	0,104	0,018	0,124	0,007	0,036	0,012
Direkte	51,484	0,000	1,993	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,551	0,033
fremd. Hilfsenergie	22,640	21,346	0,039	0,001	0,025	0,010	0,021	0,001	0,014	0,001
Gesamt	164,051	41,794	3,472	0,119	0,826	0,309	0,742	0,028	0,601	0,046
Biogas (Energiepflanzen) Verbrennungsmotor BHKW - nach Baurecht genehmigt										
Vorkette	114,309	20,880	2,021	0,144	0,106	0,018	0,126	0,007	0,036	0,012
Direkte	51,484	0,000	1,993	0,006	1,048	0,281	1,102	0,020	1,102	0,055
fremd. Hilfsenergie	22,640	21,346	0,039	0,001	0,025	0,010	0,021	0,001	0,014	0,001
Gesamt	188,432	42,226	4,053	0,151	1,179	0,310	1,249	0,028	1,152	0,068

²⁹ abgeleitet aus BioEm (vgl. Kapitel 2.2.3)

³⁰ eigene Berechnung auf Basis von (DBFZ, 2018)

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 (Gülle) Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	54,740	2,423	2,092	0,000	0,014	0,001	0,019	0,000	0,003	0,001
Direkte	51,484	0,000	1,993	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,551	0,033
fremd. Hilfsenergie	22,640	21,346	0,039	0,001	0,025	0,010	0,021	0,001	0,014	0,001
Gesamt	128,863	23,769	4,124	0,007	0,736	0,293	0,637	0,021	0,568	0,035
Biogas (Gülle) Verbrennungsmotor BHKW - nach Baurecht genehmigt										
Vorkette	134,11	2,664	2,413	0,239	0,016	0,001	0,021	0,000	0,004	0,001
Direkte	51,484	0,000	1,993	0,006	1,048	0,281	1,102	0,020	1,102	0,055
fremd. Hilfsenergie	22,640	21,346	0,039	0,001	0,025	0,010	0,021	0,001	0,014	0,001
Gesamt	208,231	24,010	4,445	0,245	1,088	0,293	1,143	0,021	1,119	0,057
Biogas (Abfall, Reststoff) Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	36,662	1,490	1,406	0,000	0,009	0,001	0,012	0,000	0,002	0,002
Direkte	51,484	0,000	1,993	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,551	0,033
fremd. Hilfsenergie	22,640	21,346	0,039	0,001	0,025	0,010	0,021	0,001	0,014	0,001
Gesamt	110,786	22,836	3,438	0,007	0,731	0,292	0,630	0,021	0,567	0,036
Biomethan (Energiepflanzen)										
Vorkette	101,662	23,076	1,629	0,127	0,134	0,020	0,163	0,008	0,052	0,015
Direkte	25,471	0,000	0,978	0,003	0,145	0,001	0,208	0,001	0,130	0,013
fremd. Hilfsenergie	48,674	45,892	0,084	0,002	0,053	0,022	0,045	0,002	0,031	0,002
Gesamt	175,806	68,968	2,690	0,133	0,332	0,043	0,415	0,011	0,213	0,029
Biomethan (Gülle)										
Vorkette	62,529	2,736	2,366	0,002	0,032	0,002	0,044	0,000	0,015	0,002
Direkte	25,471	0,000	0,978	0,003	0,145	0,001	0,208	0,001	0,130	0,013
fremd. Hilfsenergie	48,674	45,892	0,084	0,002	0,053	0,022	0,045	0,002	0,031	0,002
Gesamt	136,674	48,628	3,428	0,008	0,231	0,024	0,297	0,003	0,176	0,016
Biomethan (Abfall, Reststoff)										
Vorkette	41,848	1,674	1,601	0,000	0,027	0,001	0,038	0,000	0,015	0,002
Direkte	25,471	0,000	0,978	0,003	0,145	0,001	0,208	0,001	0,130	0,013
fremd. Hilfsenergie	48,674	45,892	0,084	0,002	0,053	0,022	0,045	0,002	0,031	0,002
Gesamt	115,993	47,566	2,663	0,006	0,226	0,024	0,290	0,003	0,176	0,016

Quelle: ZSE (UBA, 2019), BioEM (IFEU, 2016)

In einem Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamtes wurden Emissionserklärungen genehmigungspflichtiger Biogasanlagen aus dem Jahre 2004 analysiert, um brennstoffspezifische Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb abzuleiten (Degel & Jörß, 2009). Auch wenn die Daten wegen der geringen Anzahl erfasster Anlagen mit zum Teil hohen Unsicherheiten verbunden sind, fanden sie als beste verfügbare Datenquellen Eingang in das Nationale Emissionsinventar (UBA, 2019). 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, 2019).

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)“ (IFEU, 2016). Die darin enthaltenen Methanemissionen aus Gärrestlagern wurden dabei so modifiziert, sodass sie den im Treibhausgasinventar (UBA, 2019) 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 38).

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 39 und Tabelle 40 dargestellt.

Die genannte schwierige Datenlage hat zur Folge, dass die Emissionsbilanzierung von Biogas und Biomethan derzeit nur mit erheblichen Unsicherheiten abgebildet werden kann. Um dem Rechnung zu tragen, wurde insbesondere bei Biomethan ein konservativer Emissionsfaktor aus dem deutschen Emissionsinventar angesetzt. Die Ergebnisse beinhalten jedoch nicht die Emissionen, die sich durch direkte und indirekte Landnutzungsänderungen ergeben (vgl. Kapitel 2.1.3).

Unter diesen Bedingungen resultiert derzeit eine Treibhausgasvermeidung in Höhe von ca. 11,4 Mio. t CO₂-Äq. und ein spezifischer Vermeidungsfaktor von 394 g CO₂-Äq. / kWh_{el} durch die Stromerzeugung aus Biogas. Im Falle von Biomethan liegen die netto vermiedenen Emissionen bei ca. 1,2 Mio. t CO₂-Äq. und der spezifischer Vermeidungsfaktor bei 448 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. Hinsichtlich der klassischen Säurebildner SO₂ und NO_x ist allerdings anzumerken, dass vermiedene NH₃-Emissionen aus alternativer Güllelagerung und -ausbringung aufgrund der Systemgrenzen (siehe Kapitel 2.1.3) nicht berücksichtigt wurden.

Tabelle 39: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Biogas

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	21.317.012	9.961.423	11.355.588	393,71
CO ₂	19.407.272	2.261.720	17.145.553	594,45
CH ₄	72.714	224.442	-151.728	-5,26
N ₂ O	308	7.009	-6.700	-0,23
SO₂-Äq.	16.625	55.644	-39.019	-1,35
SO ₂	7.016	18.236	-11.220	-0,39
NO _x	13.806	53.747	-39.942	-1,38
Staub	481	1.580	-1.099	-0,04
CO	4.485	47.246	-42.760	-1,48
NMVOG	768	3.082	-2.314	-0,08

Quelle: Eigene Berechnung

Tabelle 40: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Biomethan

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	2.004.376	790.230	1.214.146	447,69
CO₂	1.824.809	310.095	1.514.714	558,52
CH₄	6.837	12.959	-6.122	-2,26
N₂O	29	524	-495	-0,18
SO₂-Äq.	1.563	1.490	73	0,03
SO₂	660	188	471	0,17
NO_x	1.298	1.871	-572	-0,21
Staub	45	45	0	0,00
CO	422	981	-559	-0,21
NMVOC	72	128	-55	-0,02

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 41 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2019), die jährlich im September/Oktober publiziert wird.

Tabelle 41: Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse

	2018 [GWh]
flüssige Biomasse	473

Quelle: (AGEE-Stat, 2019)

Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine Datenaktualisierung³¹. Methodische Details zur Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse können der Dokumentation „Datenquellen und Methodik der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“ (UBA, 2016a) entnommen werden.

4.8.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.6 und (ESA², TUD, KIT & TEP, 2019)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2017 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 kein Strom aus Kernenergie verdrängt wird (vgl. Tabelle 42). 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 flüssiger Biomasse lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 6) sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 7) berechnen.

Tabelle 42: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
flüssige Biomasse	0,0	1,5	67,6	30,3	0,0

Quelle: (ESA², TUD, KIT & TEP, 2019)

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)

Zum Substrateinsatz liegen Informationen (DBFZ, 2015) vor. Während in Anlagen bis 10 kW ausschließlich Rapsöl zum Einsatz kommt, sind Anlagen ab 150 kW, auf die derzeit über 80 Prozent der installierten Leistung entfallen, in der Regel nur mit Palmöl wirtschaftlich zu betreiben. Unter Berücksichtigung der höheren Auslastung größerer Anlagen werden insgesamt ca. 95 Prozent Palmöl und lediglich ca. 5 Prozent Rapsöl eingesetzt.

³¹ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

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 43).

Tabelle 43: 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 ³² [%]	Erzeugungsmix ³³ [%]
Flüssige biogene Stoffe	DT-Entnahmekondensationsmaschine	13. BImSchV	27	2	0
Rapsöl	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	58	2	5
Palmöl	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	58	2	95

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (DBFZ, 2015) und BioEm (IFEU, 2016)

Die Datenlage hinsichtlich der Emissionen aus dem realen Betrieb von Pflanzenöl-BHKW ist sehr lückenhaft. In einem Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamtes wurden die wenigen vorliegenden Emissionserklärungen von Betreibern genehmigungspflichtiger Anlagen aus dem Jahre 2004 analysiert, um brennstoffspezifische Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb abzuleiten (Degel & Jörß, 2009). Als derzeit beste verfügbare Datenquelle fanden die Ergebnisse auch Eingang in das Nationale Emissionsinventar (UBA, 2016a).

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)“ (IFEU, 2016). Sie werden ergänzt mit den Emissionen aus fremdbezogener Hilfsenergie, welche sich aus dem Eigenstrombedarf des jeweiligen Nutzungspfads ableiten (vgl. Tabelle 44).

³² Annahmen auf Basis von BioEm (IFEU, 2016)

³³ Annahmen auf Basis von (DBFZ, 2015)

Tabelle 44: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse

Flüssige 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]		
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	3,279	0,000	0,003	0,011	0,440	0,270	0,244	0,014	0,151	0,006
fremd. Hilfsenergie	2,993	2,822	0,005	0,000	0,003	0,001	0,003	0,000	0,002	0,000
Gesamt	6,272	2,822	0,008	0,011	0,443	0,271	0,247	0,014	0,152	0,006
Rapsöl - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	147,052	77,760	0,141	0,221	0,259	0,080	0,257	0,015	0,067	0,021
Direkte	0,930	0,000	0,010	0,002	0,197	0,001	0,283	0,024	0,143	0,010
fremd. Hilfsenergie	6,381	6,017	0,011	0,000	0,007	0,003	0,006	0,000	0,004	0,000
Gesamt	154,364	83,777	0,162	0,223	0,463	0,084	0,546	0,039	0,214	0,031
Palmöl - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	108,360	59,400	0,564	0,117	0,628	0,270	0,515	0,069	0,082	0,024
Direkte	0,930	0,000	0,010	0,002	0,197	0,001	0,283	0,024	0,143	0,010
fremd. Hilfsenergie	6,381	6,017	0,011	0,000	0,007	0,003	0,006	0,000	0,004	0,000
Gesamt	115,672	65,417	0,585	0,120	0,833	0,274	0,803	0,093	0,229	0,034

Quelle: (UBA, 2019), (Degel & Jörß, 2009), BioEM (IFEU, 2016)

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 45 dargestellt.

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgasemissionen wurden durch die Stromerzeugung aus Pflanzenöl Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 254.000 t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 536 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 2.1.3). In Hinblick auf Luftschadstoffemissionen ist die Emissionsbilanz bei der Verstromung von Pflanzenöl über den Gesamtlebenszyklus negativ.

Tabelle 45: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungsfaktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	349.938	96.156	253.782	535,99
CO ₂	318.588	54.236	264.352	558,32
CH ₄	1.194	461	733	1,55
N ₂ O	5	102	-97	-0,20
SO₂-Äq.	273	666	-393	-0,83
SO ₂	115	216	-101	-0,21
NO _x	227	646	-420	-0,89
Staub	8	74	-66	-0,14
CO	74	187	-113	-0,24
NM VOC	13	28	-15	-0,03

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. 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 46 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2019), die jährlich im September/Oktober publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine Datenaktualisierung.³⁴ Methodische Details zur Stromerzeugung aus Klärgas können der Dokumentation „Datenquellen und Methodik der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“ (UBA, 2016a) entnommen werden.

Tabelle 46: Stromerzeugung aus Klärgas

	2018 [GWh]
Klärgas	1.490

Quelle: (AGEE-Stat, 2019)

4.9.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus Klärgas werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.6 und (ESA², TUD, KIT & TEP, 2019)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2017 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 Steinkohle- und Gaskraftwerke. Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit-Order wird in den Berechnungen davon ausgegangen, dass durch Klärgas nur ein geringer Anteil von Strom aus Braunkohle und kein Strom aus Kernenergie verdrängt wird (vgl. Tabelle 47). 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 Klärgas lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 6) sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 7) berechnen.

³⁴ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

Tabelle 47: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Klärgas

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
Klärgas	0,0	1,5	67,6	30,3	0,0

Quelle: (ESA², TUD, KIT & TEP, 2019)

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 der zuständigen Behörde zu übermitteln.

In einem Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamtes wurden die vorliegenden Emissionserklärungen aus dem Jahre 2004 analysiert, um brennstoffspezifische Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb abzuleiten (Degel & Jörß, 2009). Auch wenn die Daten wegen der geringen Anzahl erfasster Anlagen mit zum Teil hohen Unsicherheiten verbunden sind, fanden sie als beste verfügbare Datenquellen auch Eingang in das Nationale Emissionsinventar (UBA, 2019).

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 48: 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	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	29,757	0,000	1,124	0,006	0,416	0,108	0,443	0,015	0,648	0,061
fremd. Hilfsenergie	23,205	21,879	0,040	0,001	0,025	0,011	0,021	0,001	0,015	0,001
Gesamt	52,962	21,879	1,164	0,007	0,442	0,119	0,464	0,016	0,663	0,062

Quelle: (UBA, 2019), (Degel & Jörß, 2009)

Tabelle 49: Mittlerer Brutto-Nutzungsgrad der Stromerzeugung aus Klärgas (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb)

	2018 [%]
Klärgas	42,1

Quelle: UBA auf Basis von (StBa, 2018)

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 50 dargestellt.

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgasemissionen wurden durch die Stromerzeugung aus Klärgas Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 1.100.000 t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 613 g CO₂-Äq. / kWh_{el} bezogen auf die Brutto-Einspeisung in das öffentliche Stromnetz bzw. den eigenverbrauchten Strom in der Kläranlage.

Tabelle 50: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Klärgas

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	1.100.703	187.368	913.335	612,98
CO ₂	1.002.199	77.403	924.796	620,67
CH ₄	3.750	4.118	-368	-0,25
N ₂ O	16	24	-8	-0,01
SO₂-Äq.	859	1.562	-704	-0,47
SO ₂	362	420	-57	-0,04
NO _x	713	1.642	-929	-0,62
Staub	25	58	-33	-0,02
CO	232	2.344	-2.112	-1,42
NMVOG	40	220	-180	-0,12

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 Kohlenmonoxid 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 Verwertung des entstehenden Deponiegases, stellt eine relevante Klimaschutzmaßnahme dar. Zusätzliche Emissionsminderungseffekte ergeben sich, wenn das entstehende Deponiegas nicht abgefackelt, sondern 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.

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 51 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2019), die jährlich im September/Oktober publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum

Jahresende sowie zum Februar/März eine Datenaktualisierung³⁵. Methodische Details zur Stromerzeugung aus Deponiegas können der Dokumentation „Datenquellen und Methodik der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“ (UBA, 2016a) entnommen werden.

Tabelle 51: Stromerzeugung aus Deponiegas

	2018 [GWh]
Deponiegas	300

Quelle: (AGEE-Stat, 2019)

4.10.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus Deponiegas werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.6 und (ESA², TUD, KIT & TEP, 2019)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2017 mit einem fiktiven europäischen Strommarkt ohne die deutsche EE-Stromproduktion verglichen (kontrafaktisches Szenario).

Da Deponiegas nicht kontinuierlich anfällt, werden die zugehörigen BHKW nicht im Dauerbetrieb eingesetzt (ca. 2.000 h/a). Die Stromerzeugung aus Deponiegas 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 Deponiegas nur ein geringer Anteil von Strom aus Braunkohle und kein Strom aus Kernenergie verdrängt wird (vgl. Tabelle 52). 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 Deponiegas lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 6) sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 7) berechnen.

Tabelle 52: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Deponiegas

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
Deponiegas	0,0	1,5	67,6	30,3	0,0

Quelle: (ESA², TUD, KIT & TEP, 2019)

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 4. 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.

³⁵ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

In einem Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamtes wurden die vorliegenden Emissionserklärungen aus dem Jahre 2004 analysiert, um brennstoffspezifische Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb abzuleiten (Degel & Jörß, 2009). Auch wenn die Daten mit gewissen Unsicherheiten verbunden sind, werden sie als derzeit beste verfügbare Datenquellen im Rahmen des Nationalen Emissionsinventars verwendet (UBA, 2019).

Tabelle 53: 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 - TA-Luft										
Vorkette	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	29,757	0,000	1,124	0,006	0,422	0,144	0,400	0,004	0,644	0,035
fremd. Hilfsenergie	19,228	18,129	0,033	0,001	0,021	0,009	0,018	0,001	0,012	0,001
Gesamt	48,985	18,129	1,157	0,006	0,443	0,153	0,417	0,004	0,656	0,035

Quelle: (UBA, 2019), (Degel & Jörß, 2009)

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

	2018 [%]
Deponiegas	38,8

Quelle: UBA auf Basis von (StBa, 2018)

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 55 dargestellt.

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgasemissionen wurden durch die Stromerzeugung aus Deponiegas Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 184.000 t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 612 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 Kohlenmonoxid 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.

Tabelle 55: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Deponiegas

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	221.527	37.898	183.629	612,10
CO₂	201.678	14.026	187.652	625,51
CH₄	756	895	-140	-0,47
N₂O	3	5	-2	-0,01
SO₂-Äq.	173	343	-170	-0,57
SO₂	73	118	-45	-0,15
NO_x	143	323	-179	-0,60
Staub	5	3	2	0,01
CO	47	508	-461	-1,54
NMVOG	8	27	-19	-0,06

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 Energie-statistik VO 1099/2008 und der Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (2009/28/EG) 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 56 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2019), die jährlich im September/Oktober publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine Datenaktualisierung.³⁶ Methodische Details zur Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls können der Dokumentation „Datenquellen und Methodik der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“ (UBA, 2016a) entnommen werden.

Tabelle 56: Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

	2018 [GWh]
biogener Anteil des Siedlungsabfalls	6.158

Quelle: (AGEE-Stat, 2019)

³⁶ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

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 2.2.6 und (ESA², TUD, KIT & TEP, 2019)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2017 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 Steinkohle- und Gaskraftwerke substituiert (vgl. Tabelle 57).

Tabelle 57: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
biogener Anteil des Siedlungsabfalls	0,0	1,5	67,6	30,3	0,0

Quelle: (ESA², TUD, KIT & TEP, 2019)

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 6) sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 7) 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 58: 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	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Biogener Siedlungsabfall - 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	1,449	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	1,449	0,000	0,006	0,004	0,134	0,012	0,176	0,001	0,017	0,001

Quelle: (UBA, 2019)

Tabelle 59: Mittlerer Brutto-Nutzungsgrad der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Abfalls (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb)

	2018 [%]
biogener Anteil des Siedlungsabfalls	30,5

Quelle: UBA auf Basis von Destatis (StBa, 2018)

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 60 dargestellt.

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgasemissionen wurden durch die Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Abfalls Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 4,5 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt 733,24 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 60: Primärenergiebezogene Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Abfalls

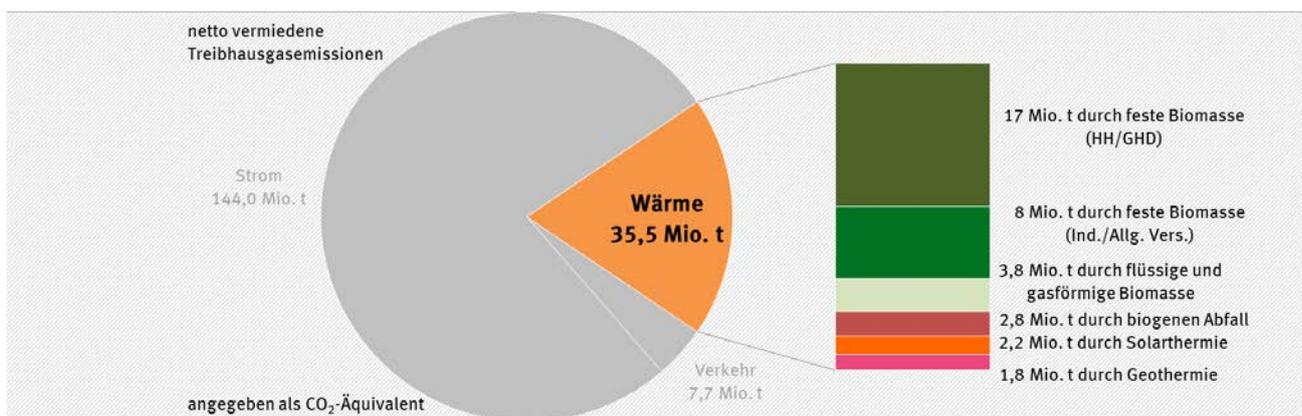
	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	4.544.791	29.278	4.515.513	733,24
CO ₂	4.138.154	0	4.138.154	671,96
CH ₄	15.481	131	15.350	2,49
N ₂ O	66	87	-21	0,00
SO₂-Äq.	3.545	2.713	832	0,14
SO ₂	1.496	233	1.263	0,21
NO _x	2.944	3.563	-619	-0,10
Staub	103	16	86	0,01
CO	958	349	609	0,10
NMVOG	164	17	146	0,02

Quelle: Eigene Berechnung

5 Erneuerbare Energien im Wärmesektor

Durch den Einsatz von erneuerbaren Energien im Wärmesektor wurden im Jahr 2018 Treibhausgasemissionen in Höhe von 35,5 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Von den drei untersuchten Sektoren (Strom, Wärme und Verkehr) trug der Verbrauch von Wärme aus erneuerbaren Energien etwa 19 Prozent zur Netto-Gesamtemissionsvermeidung an Treibhausgasemissionen bei. Die mit Abstand höchsten absoluten Emissionsvermeidungen wurden aufgrund des weitaus größten Einsatzes durch die verschiedenen Arten der Biomassenutzung erreicht, insbesondere durch den Einsatz von fester Biomasse zur Wärmeerzeugung in Haushalten, GHD, Industrie und allgemeiner Versorgung (insgesamt 25 Mio. t CO₂-Äq.) sowie durch den Einsatz von flüssiger und gasförmiger Biomasse (3,8 Mio. t CO₂-Äq.). Die Emissionseinsparung durch biogenen Abfall (2,8 Mio. t CO₂-Äq.), Solarthermie (2,2 Mio. t CO₂-Äq.) und Geothermie (1,8 Mio. t CO₂-Äq.) sind aufgrund der geringeren Nutzung im Vergleich niedriger (siehe Abbildung 16).

Abbildung 16: Anteil des EE-Wärmeverbrauchs an den netto vermiedenen THG-Gesamtemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien



Quelle: Eigene Darstellung

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 61) aufgeteilt nach direkten Emissionsfaktoren und Emissionsfaktoren aus der Vorkette inkl. fremdbezogener Hilfsenergie sowie die dazugehörigen mittleren Brutto-Nutzungsgrade (Tabelle 62) der verdrängten konventionellen Wärmeerzeugung dargestellt. Die direkten primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren wurden auf Basis des Nationalen Emissionsinventars (UBA, 2019) abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.94 (IINAS, 2016) ergänzt. Aus der amtlichen Statistik (StBa, 2018) leiten sich wiederum die mittleren Brutto-Nutzungsgrade der konventionellen Stromerzeugung ab.

Tabelle 61: Mittlere Brutto-Nutzungsgrade der Wärmebereitstellung aus konventionellen Energieträgern (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb)

	Heizöl / Diesel [%]	Erdgas [%]	Steinkohlen [%]	Braunkohle- briketts [%]	Strom (inkl. NV) [%]	Fernwärme (inkl. NV) [%]
Nutzungsgrade	83,0	88,0	73,0	73,0	98,0	96,0

Quelle: UBA auf Basis von (StBa, 2018)

Tabelle 62: Emissionsfaktoren³⁷ der Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern in privaten Haushalten, im GHD-Sektor und der Industrie

	CO ₂ -Äq.				SO ₂ -Äq.			Staub	CO	NM- VOC
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂	NO _x					
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Heizöl / Diesel										
Vorkette inkl. fremd. Hilfsenergie	50,872	47,974	0,098	0,002	0,196	0,118	0,112	0,019	0,093	0,044
Direkte	267,062	266,472	0,000	0,002	0,113	0,008	0,150	0,003	0,043	0,005
Gesamt	317,935	314,446	0,098	0,004	0,309	0,126	0,263	0,022	0,135	0,049
Erdgas										
Vorkette inkl. fremd. Hilfsenergie	44,917	26,791	0,711	0,001	0,084	0,011	0,106	0,006	0,089	0,033
Direkte	201,516	200,98	0,011	0,001	0,052	0,001	0,074	0,000	0,048	0,002
Gesamt	246,433	227,77	0,722	0,002	0,136	0,011	0,179	0,006	0,136	0,035
Steinkohlen										
Vorkette inkl. fremd. Hilfsenergie	51,950	2,324	1,960	0,002	0,285	0,132	0,220	0,008	0,309	0,003
Direkte	375,809	351,42	0,482	0,041	1,541	1,388	0,220	0,067	12,32	0,241
Gesamt	427,760	353,74	2,442	0,043	1,826	1,520	0,440	0,075	12,63	0,244
Braunkohlebriketts										
Vorkette inkl. fremd. Hilfsenergie	58,433	54,563	0,027	0,011	0,064	0,030	0,050	0,096	0,051	0,003
Direkte	384,430	357,51	0,854	0,019	1,778	1,560	0,313	0,286	8,458	0,569
Gesamt	442,864	412,07	0,881	0,029	1,843	1,590	0,363	0,382	8,509	0,572
Fernwärme										
Vorkette inkl. fremd. Hilfsenergie	44,091	19,051	0,986	0,001	0,135	0,046	0,129	0,056	0,142	0,037
Direkte	260,109	257,20	0,053	0,005	0,239	0,110	0,185	0,003	0,042	0,009
Gesamt	304,200	276,24	1,039	0,007	0,374	0,156	0,313	0,059	0,184	0,046

³⁷ Vkl. inkl. Hilfsenergie – 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	NM-VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Strom (inkl. Netzverluste)										
Vorkette	55,535	32,445	0,765	0,013	0,087	0,028	0,084	0,011	0,162	0,007
Direkte inkl. fremd. Hilfsenergie	495,432	487,04	0,180	0,013	0,517	0,223	0,422	0,011	0,184	0,014
Gesamt	550,966	519,48	0,945	0,026	0,604	0,252	0,506	0,022	0,346	0,020

Quelle: (UBA, 2019), GEMIS (IINAS, 2016)

5.1 Feste Biomasse (private Haushalte und GHD³⁸)

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 15 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 jedoch auch die Verbreitung von Zentralheizungen (Heizkesseln) für biogene Festbrennstoffe in den letzten Jahren zugenommen. Gleiches trifft auf automatisch beschickte Holzhackschnitzel- und Pelletfeuerungen zu.

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 63 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2019), die jährlich im September/Oktober publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine Datenaktualisierung.³⁹

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:

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 Einzelfeuerungen oder zentralen Scheitholzesseln erfolgt für beide Verbrauchssektoren auf Basis eines UFOPLAN-Vorhabens des Umweltbundesamtes (Tebert, Volz, & Töfge, 2016).

³⁸ Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (einschl. Militär)

³⁹ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

Tabelle 63: Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor⁴⁰

	2018 [GWh]
feste Biomasse (private Haushalte und GHD) gesamt	79.265
davon eingesetzt in Einzelfeuerungen	43.055
davon eingesetzt in Zentralfeuerungen	25.430
davon Pellets	10.780

Quelle: (AGEE-Stat, 2019), (DEPI, 2017)

5.1.2 Substitutionsfaktoren

Die Ermittlung der durch den Holzeinsatz in privaten Haushalten substituierten fossilen Energieträger stellt 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. Zudem liegen weder für fossile noch für erneuerbare Energien verlässliche Informationen zu den Nutzungsgraden der verschiedenen Feuerungsanlagen vor, so dass die Bilanzierung auf der Ebene der Endenergie erfolgt. Insbesondere da der Einsatz von Holz nicht selten noch in alten, ineffizienten Feuerstätten und vorrangig auch in Einzelfeuerungen erfolgt, werden die Substitutionseffekte dadurch überschätzt.

Die in Tabelle 64 ausgewiesenen Substitutionsfaktoren für in Einzelfeuerungen eingesetztes Brennholz fußen auf einer Sonderauswertung der seit mehreren Jahren von RWI/Forsa durchgeführten, repräsentativen Zusatzerhebungen zum Energieverbrauch privater Haushalte (RWI/forsa, 2011) (vgl. Kapitel 2.2.7). Demnach wird zu etwa 50 Prozent Erdgas und zu etwa 41 Prozent Heizöl verdrängt. Diese Werte wurden auch für den GHD-Sektor übernommen.

Tabelle 64: 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 [%]
Einzelfeuerungen	41,0	50,0	0,0	1,0	6,0	2,0
Zentralfeuerung	65,0	20,0	2,0	3,0	10,0	0,0

Quelle: Eigene Berechnungen in Anlehnung an (RWI/forsa, 2011), (Reisinger, Hartmann, & Nothaft, 2009), (Frey, Schulz, Horst, & Leprich, 2007)

Für die zentralen Scheitholz- und Pelletkessel wurde in Anlehnung an Befragungsergebnisse des Technologie- und Förderzentrums Straubing im Rahmen der wissenschaftlichen Evaluation des Marktanzreizprogramms erneuerbarer Energien⁴¹ ein Substitutionsfaktor von 65 Prozent Heizöl abgeleitet (vgl. (Reisinger, Hartmann, & Nothaft, 2009) und (Nast, et al., 2009)). Des Weiteren wird ein relativ geringer Substitutionsfaktor für Erdgas von 20 Prozent angesetzt, der die starke Verbreitung von Scheitholz- und Pelletkesseln in ländlichen Räumen (d. h. ohne Anschlussmöglichkeit an das Gasnetz)

⁴⁰ ohne Berücksichtigung des Holzkohleverbrauchs

⁴¹ (Reisinger, Hartmann, & Nothaft, 2009) ermittelten im Rahmen einer wissenschaftlichen Evaluation des Marktanzreizprogramms bei einer Befragung von Fördermittelempfängern in der Kategorie kleine Biomassekessel bis 100 kW folgende Anteile substituierter fossiler Energieträger (n=449 überwiegend Pellets- und Scheitholzkessel): 72 % Heizöl, 18 % Erdgas, 9 % Heizstrom, 1 % sonstige Energieträger).

widerspiegelt. Aus dem gleichen Grund werden auch die Substitutionsfaktoren für Kohle und Heizstrom etwas höher angesetzt als bei Einzelfeuerungen (zur räumlichen Verteilung von Stromheizungen vgl. u. a. (Frey, Schulz, Horst, & Leprich, 2007)).

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 61) sowie den Emissionsfaktoren der Wärmeerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 62) berechnen.

5.1.3 Emissionsfaktoren

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

Im Folgenden wird daher auf ein im Auftrag des Umweltbundesamts 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 verbunden sind, werden sie als derzeit beste verfügbare Datenquellen im Rahmen des Nationalen Emissionsinventars verwendet (UBA, 2019).

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)“ (IFEU, 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 treibhausgasneutral erfolgt, so dass lediglich die energetischen Aufwendungen für die Ernte, den Transport und die Aufbereitung des Holzes zu Buche schlagen.

Die verwendeten durchschnittlichen Nutzungsgrade der Referenzfälle (siehe Tabelle 65) leiten sich aus den ermittelten Jahresnutzungsgraden aus der Schweizer Teilstatistik Holzenergie (BFE, 2016) ab.

Tabelle 65: Durchschnittlicher Nutzungsgrad der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor

Brennstoff / Technik	2018 [%]
Brennholz Einzelfeuerung	50,0
Brennholz Kessel	70,0
Briketts Einzelfeuerung	50,0
Briketts Kessel	70,0
Holzhackschnitzel Einzelfeuerung	50,0
Holzhackschnitzel Kessel klein (< 50kW)	70,0
Holzhackschnitzel Kessel groß (> 50kW)	80,0
Pellets Einzelfeuerung	80,0
Pellets Kessel	85,0

Quelle: UBA auf Basis der Schweizer Holzstatistik (BFE, 2016)

Tabelle 66: 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	NMVOG
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Brennholz - Einzelfeuerungen										
Vorkette	9,442	8,964	0,014	0,000	0,057	0,005	0,076	0,002	0,020	0,007
Direkte	16,244	0,000	0,561	0,007	0,181	0,027	0,221	0,380	10,274	0,696
fremd. Hilfsenergie	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	25,686	8,964	0,575	0,008	0,239	0,032	0,297	0,382	10,293	0,702
Brennholz - Kessel										
Vorkette	9,442	8,964	0,014	0,000	0,057	0,005	0,076	0,002	0,020	0,007
Direkte	1,362	0,000	0,042	0,001	0,283	0,018	0,380	0,120	2,116	0,076
fremd. Hilfsenergie	5,785	5,455	0,010	0,000	0,006	0,003	0,005	0,000	0,004	0,000
Gesamt	16,589	14,419	0,067	0,002	0,346	0,026	0,461	0,123	2,140	0,083
Briketts (Holz) - Einzelfeuerungen										
Vorkette	10,215	9,576	0,014	0,001	0,104	0,027	0,111	0,006	0,062	0,012
Direkte	0,419	0,000	0,005	0,001	0,337	0,018	0,457	0,101	0,849	0,008
fremd. Hilfsenergie	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	10,634	9,576	0,019	0,002	0,440	0,045	0,568	0,106	0,911	0,020
Briketts (Holz) - Kessel										
Vorkette	10,215	9,576	0,014	0,001	0,104	0,027	0,111	0,006	0,062	0,012
Direkte	0,370	0,000	0,003	0,001	0,261	0,016	0,353	0,050	0,716	0,010
fremd. Hilfsenergie	5,785	5,455	0,010	0,000	0,006	0,003	0,005	0,000	0,004	0,000
Gesamt	16,370	15,031	0,027	0,002	0,371	0,045	0,469	0,056	0,782	0,022
Holzhackschnitzel - Einzelfeuerungen										
Vorkette	15,684	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	0,431	0,000	0,005	0,001	0,266	0,016	0,360	0,083	0,605	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	16,115	14,904	0,030	0,002	0,358	0,024	0,480	0,085	0,630	0,018
Holzhackschnitzel - kleiner Kessel										
Vorkette	15,684	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	0,431	0,000	0,005	0,001	0,266	0,016	0,360	0,083	0,605	0,009
fremd. Hilfsenergie	11,019	10,390	0,019	0,001	0,012	0,005	0,010	0,000	0,007	0,000
Gesamt	27,134	25,294	0,049	0,002	0,370	0,029	0,490	0,085	0,637	0,018
Holzhackschnitzel - große Kessel										
Vorkette	15,684	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	0,435	0,000	0,005	0,001	0,276	0,016	0,374	0,043	1,054	0,010
fremd. Hilfsenergie	9,642	9,091	0,017	0,000	0,011	0,004	0,009	0,000	0,006	0,000
Gesamt	25,761	23,995	0,047	0,002	0,378	0,028	0,503	0,046	1,085	0,019
Pellets - Einzelfeuerungen										
Vorkette	10,215	9,576	0,014	0,001	0,104	0,027	0,111	0,006	0,062	0,012
Direkte	0,419	0,000	0,005	0,001	0,337	0,018	0,457	0,101	0,849	0,008
fremd. Hilfsenergie	11,019	10,390	0,019	0,001	0,012	0,005	0,010	0,000	0,007	0,000
Gesamt	21,653	19,966	0,038	0,002	0,452	0,050	0,578	0,107	0,918	0,020

Brennstoff/ Technik	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOG
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Pellets - Kessel										
Vorkette	10,215	9,576	0,014	0,001	0,104	0,027	0,111	0,006	0,062	0,012
Direkte	0,368	0,000	0,003	0,001	0,234	0,018	0,310	0,065	0,520	0,005
fremd. Hilfsenergie	11,708	11,039	0,020	0,001	0,013	0,005	0,011	0,000	0,007	0,000
Gesamt	22,291	20,615	0,037	0,003	0,350	0,050	0,431	0,071	0,589	0,017

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

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 67 bis Tabelle 69 dargestellt.

Insgesamt werden durch die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in den privaten Haushalten und dem GHD-Sektor Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 16,3 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Etwa 39 Prozent lassen sich den Einzelfeuerungen, ca. 41 Prozent den Zentralfeuerungen und etwa 20 Prozent den Pelletfeuerungen zuordnen.

Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor beträgt bei Einzelfeuerungen aufgrund des hohen Substitutionsanteils von Erdgas nur knapp 150 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 266 g CO₂-Äq. / kWh_{th} ergibt. Holzpelletkessel weisen aufgrund ihrer höheren Nutzungsgrade sogar einen Netto-Vermeidungsfaktor von ca. 308 g CO₂-Äq. / kWh_{th} auf.

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 Stickoxiden ist die Emissionsbilanz insbesondere bei Zentralfeuerungsanlagen jedoch leicht negativ.

Hinsichtlich weiterer Luftschadstoffe sind vor allem die hohen Staub- und Kohlenmonoxid-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 67: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Einzelfeuerungen (private Haushalte und GHD)

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	7.446.513	1.006.233	6.440.279	149,58
CO₂	7.107.456	386.591	6.720.866	156,10
CH₄	12.179	21.144	-8.965	-0,21
N₂O	116	305	-190	0,00
SO₂-Äq.	6.737	9.950	-3.213	-0,07
SO₂	2.585	1.562	1.023	0,02

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
NO_x	5.966	12.052	-6.086	-0,14
Staub	502	13.897	-13.395	-0,31
CO	7.944	326.577	-318.633	-7,40
NMVOC	1.211	28.110	-26.899	-0,62

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 68: 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.	7.295.526	519.238	6.776.288	266,47
CO₂	7.044.094	467.790	6.576.304	258,60
CH₄	8.212	1.505	6.707	0,26
N₂O	155	46	108	0,00
SO₂-Äq.	8.580	9.046	-466	-0,02
SO₂	4.358	696	3.662	0,14
NO_x	6.066	11.998	-5.931	-0,23
Staub	719	2.692	-1.972	-0,08
CO	16.186	39.135	-22.949	-0,90
NMVOC	1.464	1.457	8	0,00

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 69: 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.	3.557.665	239.857	3.317.808	307,77
CO₂	3.433.609	221.924	3.211.686	297,93
CH₄	4.071	396	3.676	0,34
N₂O	75	27	48	0,00
SO₂-Äq.	4.149	3.702	446	0,04
SO₂	2.093	528	1.565	0,15
NO_x	2.954	4.561	-1.607	-0,15
Staub	347	693	-346	-0,03
CO	7.743	5.268	2.475	0,23
NMVOC	709	173	536	0,05

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.

Mit dem Anstieg der Energiepreise für fossile Energien war eine Ausweitung der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse verbunden.

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 70 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2019), die jährlich im September/Oktober publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine Datenaktualisierung.⁴²

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, 2018b).

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

Tabelle 70: Wärmebereitstellung (Endenergie) aus fester Biomasse in der Industrie

	2018 [GWh]
feste Biomasse (Industrie)	26.326

Quelle: (AGEE-Stat, 2019)

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). Ausgehend von diesem Befund wird der fossile Endenergieverbrauchsmix dieser Wirtschaftszweige, ausgewiesen in den Energiebilanzzeilen 48, 53 und 59 (AGEB, 2015), der Ableitung der Substitutionsfaktoren zugrunde gelegt.

Im Ergebnis verdrängt der Einsatz fester Biomasse in diesen Wirtschaftszweigen zu knapp 55 Prozent Erdgas. Mit zusammen knapp 24 Prozent ist jedoch auch die Substitution von Braun- und Steinkohle bemerkenswert. Der Substitutionsfaktor für Elektrizität ist hingegen mit null angesetzt, da der Einsatz von Elektrizität für Trocknungsprozesse o. ä. aus ökonomischen Gründen nicht plausibel erscheint.

⁴² Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

Tabelle 71: 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)	6,0	55,0	7,0	17,0	0,0	16,0

Quelle: Eigene Berechnungen in Anlehnung an (AGEB, 2015)

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, Schwarzlauge 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.

Tabelle 72: Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse und geschätzter Anteil der Referenzfälle am Endenergiemix

Brennstoff	Technik ⁴³	Immissionschutz	th. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finni- scher Methode) [%]	Eigen- strombe- darf ⁴⁴ [%]	Erzeu- gungs- mix ⁴⁵ [%]
Altholz	DT-Entnahmekon- densationsmaschine	17. BImSchV	73	2	16,0
Industrierestholz	DT-Entnahmekon- densationsmaschine	TA-Luft	77	2	4,2
Industrierestholz	DT-Entnahmekon- densationsmaschine	13. BImSchV	77	2	1,4
Industrierestholz	Organic Rankine Cycle	TA-Luft	83	2	1,4
Industrierestholz	Kessel	-	80	2	26,3
Schwarz-, Brenn-, Sulfitablauge	DT-Entnahmekon- densationsmaschine	13. BImSchV	96	2	19,6
Pellets (Holz)	Kessel	-	85	3	1,8
Pellets (Holz)	Verbrennungs- motor BHKW	TA-Luft	90	2	0,0
Waldrestholz	Kessel	-	80	2	17,3
Waldrestholz	DT-Entnahmekon- densationsmaschine	TA-Luft	82	2	7,4
Klärschlamm	Kessel	-	80	2	3,5
Klärschlamm	DT-Entnahmekon- densationsmaschine	17. BImSchV	88	2	1,1

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (UBA, et al., 2012), (UBA, 2019), BioEm (IFEU, 2016) und (StBa, 2018b)

⁴³ DT- Dampfturbine, BHKW-Blockheizkraftwerk

⁴⁴ eigene Annahmen auf Basis von BioEM (IFEU, 2016)

⁴⁵ eigene Annahmen auf Basis von (StBa, 2018b)

Tabelle 73: 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. BlmschV										
Vorkette	11,491	10,944	0,018	0,000	0,066	0,006	0,086	0,001	0,016	0,005
Direkte	4,208	0,000	0,040	0,011	0,287	0,051	0,338	0,004	0,067	0,002
fremd. Hilfsenergie	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	15,699	10,944	0,058	0,011	0,352	0,057	0,424	0,005	0,084	0,008
Industrie-Restholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BlmSchV										
Vorkette	10,454	10,008	0,014	0,000	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	4,208	0,000	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	8,520	8,033	0,015	0,000	0,009	0,004	0,008	0,000	0,005	0,000
Gesamt	23,182	18,041	0,069	0,011	0,447	0,043	0,581	0,069	0,224	0,135
Industrie-Restholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - TA-Luft										
Vorkette	10,454	10,008	0,014	0,000	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	4,208	0,000	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	8,520	8,033	0,015	0,000	0,009	0,004	0,008	0,000	0,005	0,000
Gesamt	23,182	18,041	0,069	0,011	0,447	0,043	0,581	0,069	0,224	0,135
Industrie-Restholz - Organic Rankine Cycle - TA-Luft										
Vorkette	10,454	10,008	0,014	0,000	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	4,208	0,000	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	9,100	8,580	0,016	0,000	0,010	0,004	0,008	0,000	0,006	0,000
Gesamt	23,762	18,588	0,070	0,012	0,448	0,043	0,581	0,069	0,225	0,135
Industrie-Restholz - Kessel										
Vorkette	10,454	10,008	0,014	0,000	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	4,208	0,000	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	8,815	8,312	0,015	0,000	0,010	0,004	0,008	0,000	0,006	0,000
Gesamt	23,478	18,320	0,069	0,012	0,447	0,043	0,581	0,069	0,225	0,135
Schwarzlauge - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BlmSchV										
Vorkette	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	1,191	0,000	0,009	0,003	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	10,602	9,997	0,018	0,001	0,012	0,005	0,010	0,000	0,007	0,000
Gesamt	11,793	9,997	0,027	0,004	0,390	0,038	0,505	0,068	0,212	0,130
Pellets - Kessel										
Vorkette	10,215	9,576	0,014	0,001	0,104	0,027	0,111	0,006	0,062	0,012
Direkte	0,368	0,000	0,003	0,001	0,234	0,018	0,310	0,065	0,520	0,005
fremd. Hilfsenergie	11,708	11,039	0,020	0,001	0,013	0,005	0,011	0,000	0,007	0,000
Gesamt	22,291	20,615	0,037	0,003	0,350	0,050	0,431	0,071	0,589	0,017
Pellets - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	10,215	9,576	0,014	0,001	0,104	0,027	0,111	0,006	0,062	0,012
Direkte	0,341	0,000	0,002	0,001	0,196	0,016	0,259	0,083	0,259	0,003
fremd. Hilfsenergie	9,917	9,351	0,017	0,000	0,011	0,005	0,009	0,000	0,006	0,000
Gesamt	20,473	18,927	0,033	0,002	0,311	0,047	0,379	0,089	0,327	0,015

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]					
Wald-Restholz - Kessel										
Vorkette	15,684	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	4,208	0,000	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	8,815	8,312	0,015	0,000	0,010	0,004	0,008	0,000	0,006	0,000
Gesamt	28,708	23,216	0,080	0,012	0,479	0,046	0,623	0,071	0,236	0,138
Wald-Restholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - TA-Luft										
Vorkette	15,684	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	4,208	0,000	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	9,148	8,626	0,016	0,000	0,010	0,004	0,008	0,000	0,006	0,000
Gesamt	29,041	23,530	0,080	0,012	0,479	0,046	0,623	0,071	0,236	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	4,677	0,000	0,003	0,015	0,866	0,691	0,251	0,072	0,151	0,011
fremd. Hilfsenergie	5,847	5,513	0,010	0,000	0,006	0,003	0,005	0,000	0,004	0,000
Gesamt	10,524	5,513	0,013	0,016	0,872	0,694	0,257	0,072	0,154	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	4,677	0,000	0,003	0,015	0,866	0,691	0,251	0,072	0,151	0,011
fremd. Hilfsenergie	8,815	8,312	0,015	0,000	0,010	0,004	0,008	0,000	0,006	0,000
Gesamt	13,492	8,312	0,018	0,016	0,876	0,695	0,259	0,072	0,156	0,011

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

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 74).

Im Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgasemissionen 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 271 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 Stickoxiden 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 Kohlenmonoxid-Emissionen, welche durch den Einsatz von fester Biomasse in der Industrie sinken.

Tabelle 74: 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.	7.707.890	583.617	7.124.273	270,61
CO₂	7.186.501	464.243	6.722.258	255,34
CH₄	17.519	1.611	15.909	0,60
N₂O	280	265	14	0,00
SO₂-Äq.	13.962	11.782	2.180	0,08
SO₂	8.092	1.992	6.100	0,23
NO_x	8.434	14.066	-5.632	-0,21
Staub	549	1.573	-1.024	-0,04
CO	3.983	5.318	-1.334	-0,05
NMVOG	1.019	2.806	-1.787	-0,07

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 75 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2019), die jährlich im September/Oktober publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine Datenaktualisierung.⁴⁶

Entsprechend der Vorgaben der EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Richtlinie 2009/28/EG, 2009) bezieht sich die angegebene Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der allgemeinen Versorgung - anders als bei den vorstehenden Angaben zu Haushalten und Industrie - 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 bzw. alle Betreiber von Heizwerken über 2 MW thermischer Leistung, sofern diese in ein Wärmenetz der allgemeinen Versorgung einspeisen. Das Verhältnis von ungekoppelter Wärmeerzeugung in Heizwerken zu gekoppelter Wärmeerzeugung in Heizkraftwerken beträgt etwa 1 zu 4.

⁴⁶ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

Tabelle 75: Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung

	2018 [GWh]
feste Biomasse (Allg. Vers.)	5.855

Quelle: (AGEE-Stat, 2019)

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 75 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 76: 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

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 61) sowie den Emissionsfaktoren der Wärmeerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 62) berechnen. Der zugrundeliegende Brennstoffeinsatz an Primärenergieträgern ist in Tabelle 77 dokumentiert.

Tabelle 77: Fossiler Brennstoffmix für die Erzeugung von Fernwärme

	Erdgas [%]	Steinkohlen [%]	Braunkohlen [%]	Heizöl EL + S [%]
fossiler Fernwärme Mix	61,1	27,8	9,0	2,1

Quelle: UBA auf Basis (AGEB, 2015)

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, 2019) 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 Luftreinhaltetechniken können die realen Emissionen im Einzelfall daher erheblich von den hier unterstellten, durchschnittlichen Faktoren abweichen.

Auf die Modellierung eines Referenzfalls für die ungekoppelte Wärmerzeugung 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 Waldrestholz (Agostini, Giuntoli, & Boulamanti, 2013) angenommen, dass die Entnahme von Waldrestholz 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.

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 Althölzern aus dem europäischen Ausland bekannt.

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

Tabelle 78: Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung

Brennstoff	Technik ⁴⁷	Immissionschutz	th. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode) [%]	Eigenstrombedarf ⁴⁸ [%]	Erzeugungsmix ⁴⁹ [%]
Altholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	17. BImSchV	73	2	26,2
Industrierestholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	13. BImSchV	77	2	2,2
Industrierestholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	TA-Luft	77	2	8,9
Industrierestholz	Heizwerk	TA-Luft	47	2	4,8
Pellets (Holz)	Heizwerk	TA-Luft	62	2	3,0
Waldrestholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	TA-Luft	82	2	25,4
Waldrestholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	13. BImSchV	83	2	7,8

⁴⁷ DT- Dampfturbine

⁴⁸ eigene Annahmen auf Basis BioEM (IFEU, 2016)

⁴⁹ eigene Annahmen auf Basis von (StBa, 2018b) (StBa, 2018c)

Brennstoff	Technik ⁴⁷	Immissions- schutz	th. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode) [%]	Eigen- strom- bedarf ⁴⁸ [%]	Erzeu- gungs- mix ⁴⁹ [%]
Waldrestholz	Organic Rankine Cycle	TA-Luft	83	2	5,9
Waldrestholz	Heizwerk	TA-Luft	62	2	15,2

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis GEMIS 4.94 (IINAS, 2013), (UBA, 2015) und (UBA, et al., 2012)

Tabelle 79: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Bio-
masse 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	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]					
Altholz (A 3-4) u.a. Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 17. BlmschV										
Vorkette	11,491	10,944	0,018	0,000	0,066	0,006	0,086	0,001	0,016	0,005
Direkte	4,208	0,000	0,040	0,011	0,287	0,051	0,338	0,004	0,067	0,002
fremd. Hilfsenergie	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	15,699	10,944	0,058	0,011	0,352	0,057	0,424	0,005	0,084	0,008
Industrie-Restholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BlmSchV										
Vorkette	10,454	10,008	0,014	0,000	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	4,208	0,000	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	8,520	8,033	0,015	0,000	0,009	0,004	0,008	0,000	0,005	0,000
Gesamt	23,182	18,041	0,069	0,011	0,447	0,043	0,581	0,069	0,224	0,135
Industrie-Restholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - TA-Luft										
Vorkette	10,454	10,008	0,014	0,000	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	4,208	0,000	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	8,520	8,033	0,015	0,000	0,009	0,004	0,008	0,000	0,005	0,000
Gesamt	23,182	18,041	0,069	0,011	0,447	0,043	0,581	0,069	0,224	0,135
Industrie-Restholz - Heizwerk - TA-Luft										
Vorkette	10,454	10,008	0,014	0,000	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	4,208	0,000	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	5,179	4,883	0,009	0,000	0,006	0,002	0,005	0,000	0,003	0,000
Gesamt	19,841	14,891	0,063	0,011	0,443	0,041	0,578	0,069	0,222	0,135
Pellets (Holz) (Viersteller) Heizwerk - TA-Luft										
Vorkette	10,215	9,576	0,014	0,001	0,104	0,027	0,111	0,006	0,062	0,012
Direkte	0,419	0,000	0,005	0,001	0,337	0,018	0,457	0,101	0,849	0,008
fremd. Hilfsenergie	11,019	10,390	0,019	0,001	0,012	0,005	0,010	0,000	0,007	0,000
Gesamt	21,653	19,966	0,038	0,002	0,452	0,050	0,578	0,107	0,918	0,020
Wald-Restholz - Organic Rankine Cycle - TA-Luft										
Vorkette	15,684	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	4,208	0,000	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	9,148	8,626	0,016	0,000	0,010	0,004	0,008	0,000	0,006	0,000
Gesamt	29,041	23,530	0,080	0,012	0,479	0,046	0,623	0,071	0,236	0,139

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]		
Wald-Restholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - TA-Luft										
Vorkette	15,684	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	4,208	0,000	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	9,034	8,518	0,016	0,000	0,010	0,004	0,008	0,000	0,006	0,000
Gesamt	28,927	23,422	0,080	0,012	0,479	0,046	0,623	0,071	0,236	0,139
Wald-Restholz u.a. Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BImSchV										
Vorkette	15,684	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	4,208	0,000	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	9,148	8,626	0,016	0,000	0,010	0,004	0,008	0,000	0,006	0,000
Gesamt	29,041	23,530	0,080	0,012	0,479	0,046	0,623	0,071	0,236	0,139
Wald-Restholz u.a. Heizwerk - TA-Luft										
Vorkette	15,684	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	4,208	0,000	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	6,832	6,442	0,012	0,000	0,007	0,003	0,006	0,000	0,004	0,000
Gesamt	26,725	21,346	0,077	0,012	0,477	0,045	0,621	0,071	0,235	0,138

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

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 80).

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseffekt trägt die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in den Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung zur Vermeidung von ca. 1,2 Mio. t CO₂-Äq. Treibhausgasemissionen bei. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor beträgt aufgrund der hohen Substitution von Erdgas ca. 209 g CO₂-Äq. / kWh_{th}.

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

Tabelle 80: 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]
CO ₂ -Äq.	1.363.910	138.880	1.225.029	209,21
CO ₂	1.238.579	108.223	1.130.356	193,04
CH ₄	4.657	408	4.249	0,73
N ₂ O	30	69	-39	-0,01
SO ₂ -Äq.	1.678	2.545	-867	-0,15
SO ₂	700	280	420	0,07

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
NO_x	1.405	3.255	-1.849	-0,32
Staub	265	318	-53	-0,01
CO	826	1.167	-341	-0,06
NMVOC	205	580	-375	-0,06

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 Biodieserverbrauch zur Wärmeerzeugung in den Bereichen Landwirtschaft, Militär und Baugewerbe 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 75 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2019), die jährlich im September/Oktober publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine Datenaktualisierung.⁵⁰

Entsprechend der Vorgaben der EU-Richtlinie (Richtlinie 2009/28/EG, 2009) zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen entstammt die angegebene Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse 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.

⁵⁰ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

Tabelle 81: Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse und Biodieseleinsatz in der Landwirtschaft

	2018 [GWh]
flüssige Biomasse gesamt	2.153
davon Pflanzenöl	210
davon flüssige Biomasse (Industrie)	357
davon Biodiesel / HVO (Landwirtschaft)	1.616

Quelle: (AGEE-Stat, 2019)

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 Wärmeauskoppelung der „sonstigen“ Betreiber nicht amtlich erfasst wird, hat die AGEE-Stat ein Verfahren entwickelt, um die Wärmeauskoppelung 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

Da keine verlässlichen Informationen zu den durch Pflanzenöl substituierten fossilen Energieträgern vorliegen, wird an dieser Stelle der von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen ausgewiesene durchschnittliche Mix der zur Wärmebereitstellung in privaten Haushalten eingesetzten Energieträger angesetzt. In der Industrie wird flüssige Biomasse zwar in vielen Wirtschaftszweigen eingesetzt, der Schwerpunkt liegt jedoch im Bereich der Papierindustrie. Für diesen Bereich wird daher der von der AGEB in der Energiebilanzzeile 48 ausgewiesene fossile Endenergieverbrauchsmix dieses Wirtschaftszweigs zugrunde gelegt.

Tabelle 82: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse und des Biodieseleinsatzes in der Landwirtschaft

	Öl [%]	Gas [%]	Steinkohle [%]	Braunkohle [%]	Fernwärme [%]	Strom [%]
Pflanzenöl	33,1	50,0	0,4	0,9	9,6	5,3
flüssige Biomasse (Industrie)	3,7	60,3	5,6	5,3	25,2	0,0
Biodiesel / HVO (Landwirtsch.)	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: Eigene Setzung in Anlehnung an (AGEB, 2015)

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 61) sowie den Emissionsfaktoren der Wärmeerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 62) 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, 2018) 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 83: Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse

Brennstoff ⁵¹	Technik ⁵²	Immissionschutz	th. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode) [%]	Eigenstrombedarf ⁵³ [%]	Erzeugungsmix ⁵⁴ [%]
Pflanzenöl (Rapsöl)	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	118	2	1,0
Pflanzenöl (Palmöl)	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	118	2	8,8
Flüssige biogene Stoffe (Industrie)	DT-Entnahmekondensationsmaschine	13. BImSchV	54	1	15,2
Biodiesel (Landwirtschaft)	Motor		100	0	74,0
HVO (Landwirtschaft)	Motor		100	0	1,0

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis GEMIS 4.94 (IINAS, 2016), BioEM (IFEU, 2016), (UBA, 2012), (BLE, 2018)

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 kW_{el} Stromkennzahlen von 1,0 erreichen. Da diese Anlagenklasse zudem oftmals 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 Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse wird der Energieeinsatz bei KWK-Anlagen entsprechend der Finnischen Methode auf Strom und Wärme aufgeteilt.

⁵¹ HVO -Hydrotreated Vegetable Oils

⁵² DT - Dampfturbine

⁵³ eigene Annahmen auf Basis von BioEM (IFEU, 2016)

⁵⁴ eigene Annahmen auf Basis von (UBA, 2012) (BLE, 2018)

Die Datenlage hinsichtlich der Emissionen aus dem realen Betrieb von Pflanzenöl-BHKW ist sehr lückenhaft. In einem Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamtes wurden die wenigen vorliegenden Emissionserklärungen von Betreibern genehmigungspflichtiger Anlagen aus dem Jahre 2004 analysiert, um brennstoffspezifische Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb abzuleiten (Degel & Jörß, 2009). Als derzeit beste verfügbare Datenquelle fanden die Ergebnisse auch Eingang in das Nationale Emissionsinventar (UBA, 2019).

Diese direkten Emissionen wurden anschließend um die Vorkettenemissionen aus BioEM (IFEU, 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 84: 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
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Rapsöl - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	147,05	77,760	0,141	0,221	0,259	0,080	0,257	0,015	0,067	0,021
Direkte	0,930	0,000	0,010	0,002	0,708	0,001	1,017	0,024	0,143	0,010
fremd. Hilfsenergie	6,504	6,132	0,011	0,000	0,007	0,003	0,006	0,000	0,004	0,000
Gesamt	154,47	83,892	0,163	0,223	0,975	0,084	1,280	0,039	0,214	0,031
Palmöl - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	108,36	59,400	0,564	0,117	0,628	0,270	0,515	0,069	0,082	0,024
Direkte	0,930	0,000	0,010	0,002	0,708	0,001	1,017	0,024	0,143	0,010
fremd. Hilfsenergie	6,504	6,132	0,011	0,000	0,007	0,003	0,006	0,000	0,004	0,000
Gesamt	115,79	65,532	0,585	0,120	1,344	0,274	1,538	0,093	0,229	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	0,930	0,000	0,010	0,002	0,708	0,001	1,017	0,024	0,143	0,010
fremd. Hilfsenergie	2,957	2,788	0,005	0,000	0,003	0,001	0,003	0,000	0,002	0,000
Gesamt	3,887	2,788	0,015	0,002	0,712	0,002	1,020	0,024	0,145	0,010
Biodiesel / HVO - Motor										
Vorkette	64,096	40,396	0,131	0,069	0,225	0,086	0,198	0,017	0,044	0,013
Direkte	3,286	0,000	0,008	0,010	1,222	0,001	1,753	0,243	1,644	0,317
fremd. Hilfsenergie	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	67,382	40,396	0,139	0,079	1,446	0,088	1,951	0,260	1,688	0,330

Quelle: UBA auf Basis von BioEM (IFEU, 2016) und vorläufigen Daten der BLE für das Jahr 2018

5.4.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanzen der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Tabelle 85, Tabelle 86 und Tabelle 87). Sie werden differenziert nach Wärmebereitstellung aus Pflanzenöl, aus flüssiger Biomasse in der Industrie und aus Biodiesel bzw. HVO in der Landwirtschaft.

Im Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgasemissionen vermeidet die Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse (Pflanzenöl) 49.951 t CO₂-Äq. Treibhausgasemissionen mit einem spezifischen Treibhausgas-Vermeidungsfaktor von ca. 238 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 2.1.3). Flüssige Biomasse, die in der Industrie zur Wärmebereitstellung eingesetzt wird, trägt mit 51.161 t CO₂-Äq. (156 g CO₂-Äq. / kWh_{th}) zur Treibhausgasvermeidung bei. Durch den im Bereich Landwirtschaft eingesetzten Biodiesel bzw. eingesetztem HVO werden ca. 377.814 t CO₂-Äq. Treibhausgasemissionen vermieden. Entsprechend den Verbrauchsmengen ergibt sich ein Treibhausgas-Vermeidungsfaktor von netto 233,76 g CO₂-Äq. / kWh_{th}.

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

Tabelle 85: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Pflanzenöl

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	75.099	25.147	49.951	237,69
CO ₂	71.083	14.157	56.925	270,88
CH ₄	146	114	32	0,15
N ₂ O	1	27	-26	-0,12
SO₂-Äq.	68	275	-207	-0,98
SO ₂	25	54	-28	-0,14
NO _x	62	318	-256	-1,22
Staub	6	18	-13	-0,06
CO	70	48	22	0,11
NMVOG	11	7	4	0,02

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 86: 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.	52.432	1.271	51.161	156,48
CO ₂	47.952	912	47.040	143,88
CH ₄	164	5	159	0,49
N ₂ O	1	1	1	0,00
SO₂-Äq.	71	233	-162	-0,49
SO ₂	40	1	39	0,12
NO _x	45	333	-289	-0,88
Staub	8	8	0	0,00
CO	228	47	181	0,55
NMVOG	14	3	11	0,03

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 87: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Biodiesel- und HVO-Einsatzes in der Landwirtschaft

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	487.045	109.231	377.814	233,76
CO ₂	483.465	65.165	418.300	258,81
CH ₄	120	235	-115	-0,07
N ₂ O	2	128	-126	-0,08
SO₂-Äq.	554	2.349	-1.795	-1,11
SO ₂	335	147	188	0,12
NO _x	314	3.162	-2.848	-1,76
Staub	46	421	-375	-0,23
CO	151	2.729	-2.578	-1,60
NMVOG	138	534	-396	-0,24

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 ist die Auskopplung 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. Weiter begünstigt wurde diese Entwicklung auch durch die Förderung von Wärmenetzen und Mikrogasleitungen über Marktanreizprogramme erneuerbarer Energien sowie durch Förderprogramme für Bioenergie-dörfer und -regionen.

Biomethan, d. h. auf Erdgasqualität aufbereitetes, ins Erdgasnetz eingespeistes Biogas, wird zu mehr als 90 Prozent ebenfalls zur Strom- und Wärmeerzeugung in Blockheizkraftwerken verwendet. Biome-than-BHKW müssen für den Erhalt der EEG-Vergütung wärmegeführt betrieben werden, daher resul-tiert 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 Betriebsge-bäuden. Die Abgabe der Wärme in Wärmenetze oder direkt an Wärmeverbraucher bildet aufgrund der abgelegenen Lage von Kläranlagen und Deponien eher die Ausnahme.

5.5.1 Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse wird von der Arbeitsgruppe Erneuer-bare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 88 angegebene

Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2019), die jährlich im September/Oktober publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine Datenaktualisierung.⁵⁵

Entsprechend der Vorgaben der EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Richtlinie 2009/28/EG, 2009) bezieht sich die angegebene Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse - anders als bei den vorstehenden Angaben zu Haushalten und Industrie - 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.

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.

Tabelle 88: Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse

	2018 [GWh]
gasförmige Biomasse gesamt	18.814
davon Biogas	13.069
davon Biomethan	3.455
davon Klärgas	2.167
davon Deponiegas	122

Quelle: (AGEE-Stat, 2019)

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. Aus pragmatischen Gründen wird zur Ableitung der Substitutionsbeziehungen jedoch bis auf Weiteres der durchschnittli-

⁵⁵ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

che fossile Energieträgermix in der Landwirtschaft bzw. des Gartenbaus herangezogen. Da keine Informationen über Biomethan bzw. alternative Energieträger bei Kläranlagen und Deponien vorliegen, wird dieser verdrängte Energieträgermix auch auf diese Bereiche angewandt.

Unter dieser Annahme substituiert die Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse überwiegend Heizöl (ca. 56 Prozent) und Erdgas (ca. 42 Prozent). Auch Steinkohlenkoks spielt noch eine kleine Rolle, zum Beispiel in größeren Gartenbaubetrieben.

Tabelle 89: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse

	Öl [%]	Gas [%]	Steinkohle [%]	Braunkohle [%]	Fernwärme [%]	Strom [%]
Gasförmige Biomasse	56,3	42,4	1,3	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. In einem Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamtes wurden entsprechende Angaben aus dem Jahre 2004 analysiert, um brennstoffspezifische Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb abzuleiten (Degel & Jörß, 2009). Auch wenn die Daten wegen der geringen Anzahl erfasster Anlagen mit zum Teil hohen Unsicherheiten verbunden sind, fanden sie als beste verfügbare Datenquellen Eingang in das Nationale Emissionsinventar (UBA, 2019). Für Biomethan für 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 (Notfackel) und Oxidationskatalysatoren zu nennen (vgl. UBA, et al., 2012). 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 immissionschutzrechtlichen 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 (IFEU, 2016) abgeleiteten vorkettenspezifischen Emissionsfaktoren und den Emissionen aus dem Fremdbezug von Hilfsenergie, welche sich aus dem Eigenstrombedarf des jeweiligen Nutzungspfads ableiten (vgl. Tabelle 90), ergänzt. Die in den Vorketten enthaltenen Methanemissionen aus Gärrestlagern wurden dabei so modifiziert, sodass sie den im Treibhausgasinventar (UBA, 2019) 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.

Tabelle 90: Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für die Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse

Brennstoff	Technik ⁵⁶	Immissionschutz	th. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode) [%]	Eigenstrombedarf ⁵⁷ [%]	Erzeugungsmix ⁵⁸ [%]
Biogas (Energiepflanzen)	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	113	2	33,2
Biogas (Energiepflanzen)	Verbrennungsmotor BHKW	nach Baurecht genehmigt	113	2	21,0
Biogas (Gülle)	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	113	2	6,4
Biogas (Gülle)	Verbrennungsmotor BHKW	Nach Baurecht genehmigt	113	2	4,0
Biogas (Abfall, Reststoff)	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	113	2	4,9
Biomethan (Energiepflanzen)	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	105	7	15,1
Biomethan (Gülle)	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	105	7	0,9
Biomethan (Abfall, Reststoff)	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	105	7	2,4
Klärgas	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	88	2	8,9
Klärgas	Kessel		100	2	2,6
Deponiegas	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	114	2	0,6

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis (UBA, et al., 2012), BioEm (IFEU, 2016), (DBFZ, 2015) und Destatis (StBa, 2018c) (StBa, 2018b)

⁵⁶ BHKW: Blockheizkraftwerk

⁵⁷ eigene Annahmen auf Basis von BioEm (IFEU, 2016)

⁵⁸ eigene Annahmen auf Basis von (DBFZ, 2015) und Destatis (StBa, 2018c) (StBa, 2018b)

Tabelle 91: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse

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]					
Biogas (Energiepflanzen) - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	89,928	20,448	1,440	0,112	0,104	0,018	0,124	0,007	0,036	0,012
Direkte	51,484	0,000	1,993	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,551	0,033
fremd. Hilfsenergie	6,207	5,852	0,011	0,000	0,007	0,003	0,006	0,000	0,004	0,000
Gesamt	147,619	26,300	3,444	0,118	0,808	0,302	0,727	0,027	0,590	0,045
Biogas (Energiepflanzen) - Verbrennungsmotor BHKW - nach Baurecht genehmigt										
Vorkette	114,309	20,880	2,021	0,144	0,106	0,018	0,126	0,007	0,012	0,036
Direkte	51,484	0,000	1,993	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,551	0,033
fremd. Hilfsenergie	6,207	5,852	0,011	0,000	0,007	0,003	0,006	0,000	0,004	0,000
Gesamt	171,999	26,732	4,025	0,150	0,810	0,302	0,730	0,027	0,567	0,070
Biogas (Gülle) - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	54,740	2,423	2,092	0,000	0,014	0,001	0,019	0,000	0,003	0,001
Direkte	51,484	0,000	1,993	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,551	0,033
fremd. Hilfsenergie	6,207	5,852	0,011	0,000	0,007	0,003	0,006	0,000	0,004	0,000
Gesamt	112,430	8,275	4,096	0,006	0,718	0,285	0,622	0,021	0,558	0,034
Biogas (Gülle) - Verbrennungsmotor BHKW - nach Baurecht genehmigt										
Vorkette	134,108	2,664	2,413	0,239	0,016	0,001	0,021	0,000	0,004	0,001
Direkte	51,484	0,000	1,993	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,551	0,033
fremd. Hilfsenergie	6,207	5,852	0,011	0,000	0,007	0,003	0,006	0,000	0,004	0,000
Gesamt	191,798	8,516	4,417	0,245	0,720	0,285	0,624	0,021	0,558	0,035
Biogas (Abfall, Reststoff) - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	36,662	1,490	1,406	0,000	0,009	0,001	0,012	0,000	0,002	0,001
Direkte	51,484	0,000	1,993	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,551	0,033
fremd. Hilfsenergie	6,207	5,852	0,011	0,000	0,007	0,003	0,006	0,000	0,004	0,000
Gesamt	94,353	7,342	3,410	0,006	0,713	0,285	0,615	0,021	0,557	0,034
Biomethan - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	101,662	23,076	1,629	0,127	0,134	0,020	0,163	0,008	0,052	0,015
Direkte	25,471	0,000	0,978	0,003	0,145	0,001	0,208	0,001	0,130	0,013
remd. Hilfsenergie	40,372	38,065	0,069	0,002	0,044	0,018	0,037	0,002	0,025	0,001
Gesamt	167,504	61,141	2,676	0,132	0,323	0,039	0,408	0,010	0,208	0,029
Biomethan - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	62,529	2,736	2,366	0,002	0,032	0,002	0,044	0,000	0,015	0,002
Direkte	25,471	0,000	0,978	0,003	0,145	0,001	0,208	0,001	0,130	0,013
fremd. Hilfsenergie	40,372	38,065	0,069	0,002	0,044	0,018	0,037	0,002	0,025	0,001
Gesamt	128,372	40,801	3,413	0,008	0,222	0,021	0,289	0,003	0,171	0,016
Biomethan - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	41,848	1,674	1,601	0,000	0,027	0,001	0,038	0,000	0,015	0,002
Direkte	25,471	0,000	0,978	0,003	0,145	0,001	0,208	0,001	0,130	0,013
fremd. Hilfsenergie	40,372	38,065	0,069	0,002	0,044	0,018	0,037	0,002	0,025	0,001
Gesamt	107,690	39,739	2,648	0,006	0,217	0,020	0,283	0,003	0,170	0,016

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]	
Klärgas - Kessel										
Vorkette	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	29,757	0,000	1,124	0,006	0,416	0,108	0,443	0,015	0,648	0,061
fremd. Hilfsenergie	5,510	5,195	0,009	0,000	0,006	0,003	0,005	0,000	0,003	0,000
Gesamt	35,267	5,195	1,134	0,006	0,422	0,111	0,448	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	29,757	0,000	1,124	0,006	0,416	0,108	0,443	0,015	0,648	0,061
fremd. Hilfsenergie	4,838	4,562	0,008	0,000	0,005	0,002	0,004	0,000	0,003	0,000
Gesamt	34,595	4,562	1,133	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	29,757	0,000	1,124	0,006	0,422	0,144	0,400	0,004	0,644	0,035
fremd. Hilfsenergie	6,299	5,939	0,011	0,000	0,007	0,003	0,006	0,000	0,004	0,000
Gesamt	36,056	5,939	1,135	0,006	0,429	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 Netto-Emissionsbilanzen der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Tabelle 92, Tabelle 94, Tabelle 95).

Die in Kapitel 4.7 dargelegte, schwierige Datenlage hat jedoch 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 3,3 Mio. t CO₂-Äq. vermiedenen Treibhausgasemissionen zum Klimaschutz bei. Hier von sind ca. 85 Prozent auf die Wärmebereitstellung aus Biogas und Biomethan und ca. 15 Prozent auf die Wärmebereitstellung aus Klär- bzw. Deponiegas zurückzuführen.

Die Relevanz der Vorkettenemissionen für den Energiepflanzenanbau zeigt sich in der deutlichen Differenz zwischen dem spezifischen Treibhausgas-Vermeidungsfaktor (ohne Landnutzungsänderungen, vgl. Kapitel 2.1.3) von Biogas von knapp 175 g CO₂-Äq. / kWh_{th} im Vergleich zu denjenigen von Biomethan, Klär- und Deponiegas (145, 227 bzw. 294 g CO₂-Äq. / kWh_{th}) (vgl. Tabelle 92, Tabelle 94, Tabelle 95). 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 SO₂ und NO_x ist allerdings anzumerken, dass vermiedene NH₃-Emissionen aus alternativer Güllelagerung und -ausbringung aufgrund der in Kapitel 2.1.3 dargelegten Systemgrenzen an dieser Stelle nicht berücksichtigt werden konnten. Weiterhin sind diffuse Methanemissionen der Deponien nicht in der Emissionsbilanzierung berücksichtigt.

Tabelle 92: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Biogas

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	4.256.144	1.967.279	2.288.866	175,13
CO ₂	4.096.156	292.933	3.803.223	291,00
CH ₄	5.799	48.795	-42.997	-3,29
N ₂ O	50	1.525	-1.475	-0,11
SO₂-Äq.	3.765	10.304	-6.538	-0,50
SO ₂	1.410	3.896	-2.486	-0,19
NO _x	3.384	9.206	-5.822	-0,45
Staub	236	338	-102	-0,01
CO	4.457	7.530	-3.073	-0,24
NMVOG	672	657	14	0,00

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 93: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Biomethan

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	1.045.582	545.136	500.446	144,84
CO ₂	1.006.278	198.127	808.151	233,89
CH ₄	1.425	9.361	-7.937	-2,30
N ₂ O	12	379	-367	-0,11
SO₂-Äq.	925	1.051	-126	-0,04
SO ₂	346	124	223	0,06
NO _x	831	1.332	-501	-0,14
Staub	58	32	26	0,01
CO	1.095	694	401	0,12
NMVOG	165	92	73	0,02

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 94: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Klärgas

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	567.448	75.304	492.144	227,09
CO ₂	546.117	10.197	535.920	247,29
CH ₄	773	2.455	-1.682	-0,78
N ₂ O	7	13	-6	0,00
SO₂-Äq.	502	914	-412	-0,19
SO ₂	188	239	-51	-0,02
NO _x	451	970	-518	-0,24
Staub	31	34	-3	0,00

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO	594	1.411	-817	-0,38
NMVO	90	133	-43	-0,02

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 95: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Deponiegas

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	40.349	4.402	35.947	294,43
CO₂	38.832	725	38.107	312,12
CH₄	55	139	-84	-0,68
N₂O	0	1	0	0,00
SO₂-Äq.	36	52	-17	-0,14
SO₂	13	18	-5	-0,04
NO_x	32	49	-17	-0,14
Staub	2	0	2	0,01
CO	42	79	-37	-0,30
NMVO	6	4	2	0,02

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) 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 96 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2019), die jährlich im September/Oktober publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine Datenaktualisierung.⁵⁹

⁵⁹ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

Entsprechend der Vorgaben der EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Richtlinie 2009/28/EG) bezieht sich 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) 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 96: Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

	2018 [GWh]
Biogener Anteil des Siedlungsabfalls	12.950

Quelle: (AGEE-Stat, 2019)

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.

Tabelle 97: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

	Öl [%]	Gas [%]	Steinkohle [%]	Braunkohle [%]	Fernwärme [%]	Strom [%]
Biogener Abfall H(K)W	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0

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 61) sowie den Emissionsfaktoren der Wärmeerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 62) 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 4.94 (IINAS, 2016) 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 98: Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung

Brennstoff	Technik	Immissionschutz	th. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode) [%]	Eigenstrombedarf ⁶⁰ [%]	Erzeugungsmix [%]
biogener Anteil des Abfalls	DT ⁶¹ -Entnahmekondensationsmaschine	17. BImSchV	68	2	100

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis GEMIS 4.94 (IINAS, 2013), (UBA, 2015) und (UBA, et al., 2012)

Tabelle 99: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[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	1,449	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	1,449	0,000	0,006	0,004	0,134	0,012	0,176	0,001	0,017	0,001

Quelle: GEMIS 4.94 (IINAS, 2016)

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 100).

Die Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls trägt demnach mit knapp 2,8 Mio. t CO₂-Äq. vermiedenen Treibhausgasemissionen zum Klimaschutz bei. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor liegt wie bei allen Abfallstoffen relativ hoch bei ca. 215 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.

⁶⁰ eigene Annahmen auf der Basis von (StBa, 2018)

⁶¹ DT: Dampfturbine

Tabelle 100: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	2.806.668	18.769	2.787.899	215,29
CO ₂	2.548.761	0	2.548.761	196,82
CH ₄	9.583	84	9.499	0,73
N ₂ O	61	56	6	0,00
SO₂-Äq.	3.453	1.739	1.714	0,13
SO ₂	1.440	149	1.291	0,10
NO _x	2.892	2.284	608	0,05
Staub	545	10	534	0,04
CO	1.699	224	1.475	0,11
NMVOG	423	11	411	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 unverglasten Systemen, die im Wesentlichen aus schwarzen Kunststoffrohren bestehen, wurden in Deutschland insbesondere seit Mitte der 1990er Jahre in erheblichem Umfang verglaste Kollektorsysteme installiert. Diese Systeme ermöglichen eine deutliche Temperaturerhöhung gegenüber der Umgebung und lassen sich im Wesentlichen in Hinblick auf die Bauart der Kollektoren und den Einsatzbereich unterscheiden. Im Gegensatz zu den weltweit vorherrschenden Vakuumröhrenkollektoren dominieren in Deutschland Flachkollektoren den Anlagenbestand mit einem Anteil von mehr als 80 Prozent (vgl. Tabelle 103). Bis Ende der 1990er Jahre waren Anlagen zur ausschließlichen Warmwassererzeugung die Regel. Seit dem Jahr 2000 fanden jedoch immer mehr Kombisysteme zur Warmwassererzeugung und Heizungsunterstützung Verbreitung (Simon & O'Sullivan, 2012). Seit 2008 sind die Zubauraten laut Angaben des Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar, 2019) sowohl bei den Kombisystemen als auch bei den Anlagen zur ausschließlichen Warmwassererzeugung rückläufig.

5.7.1 Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus Solarthermie wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (siehe Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 101 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2019), die jährlich im September/Oktober publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine Datenaktualisierung.⁶²

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

⁶² Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

zur Entwicklung der solarthermischen Kollektorfläche bzw. der korrespondierenden solarthermischen Leistung. Zur Aktualisierung fließen die jährlich veröffentlichten Marktdaten zu Neuinstallationen des Bundesverband Solarwirtschaft e. V. ein (BSW, 2019).

Die Ermittlung der jährlichen Solarerträge erfolgt durch die Anwendung einer im Rahmen des IEA Solar Heating and Cooling Programme entwickelten Methodik (IEA-SHC, 2011), welche sich auf die Wärmbereitstellung des Solarkollektors bezieht und somit keine Speicherverluste erfasst. Der jährliche Endenergieertrag berechnet sich demnach aus der installierten Kollektorfläche, einem verwendungsspezifischen Ertragsfaktor (differenziert nach Warmwasser, Kombianlage und Schwimmbadabsorber) und der jährlichen globalen Solarstrahlung in Deutschland (DWD, 2018). Bei der Berechnung wird ferner 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 Kurzgutachtes des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) berücksichtigt.

Tabelle 101: Wärmebereitstellung aus Solarthermie

	2018 [GWh]
Solarthermie	8.877

Quelle: (AGEE-Stat, 2019)

5.7.2 Substitutionsfaktoren

Die in Tabelle 102 ausgewiesenen Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Solarthermie basieren auf einer Sonderauswertung der mehrfach von RWI/Forsa durchgeführten, repräsentativen Zusatzerhebungen zum Energieverbrauch privater Haushalte (RWI/forsa, 2011) (vgl. Kapitel 2.2.7). Demnach wird zu ca. 51 Prozent Erdgas und zu ca. 45 Prozent Heizöl verdrängt.

Die Größenordnung der Substitutionsfaktoren wird zudem bestätigt durch eine im Rahmen der wissenschaftlichen Evaluierung des Marktanzreizprogramms durchgeführten Befragung von Fördermittelempfängern (Nast, et al., 2009).

Tabelle 102: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Solarthermie

	Öl [%]	Gas [%]	Steinkohle [%]	Braunkohle [%]	Fernwärme [%]	Strom [%]
Solarthermie	44,9	50,6	0,0	0,0	1,6	2,9

Quelle: Eigene Berechnungen in Anlehnung an (RWI/forsa, 2011)

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 61) sowie den Emissionsfaktoren der Wärmeerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 62) berechnen.

5.7.3 Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren für solarthermische Kollektorsysteme basieren auf der Ökobilanzdatenbank GEMIS 4.94 (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 kWh_{el} je 100 kWh_{th}.) zu nennen.

Tabelle 103: Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für die Wärmebereitstellung aus Solarthermie

Technik	Th. Nutzungsgrad [%]	Eigenstrom- bedarf ⁶³ [%]	Erzeugungsmix ⁶⁴ [%]
Flachkollektor	93	2	82,5
Vakuumröhrenkollektor	93	2	15,7
Schwimmbadabsorber	93	2	1,8

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von GEMIS 4.94 (IINAS, 2016)

Tabelle 104: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Solarthermie

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]			
Solarthermie - Flachkollektor										
Vorkette	11,448	10,514	0,034	0,000	0,054	0,032	0,032	0,016	0,112	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	10,248	9,662	0,018	0,000	0,011	0,005	0,009	0,000	0,006	0,000
Gesamt	21,696	20,176	0,052	0,001	0,066	0,037	0,041	0,017	0,119	0,004
Solarthermie - Vakuumröhrenkollektor										
Vorkette	16,083	14,604	0,054	0,000	0,080	0,050	0,043	0,027	0,160	0,012
Direkte	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	10,248	9,662	0,018	0,000	0,011	0,005	0,009	0,000	0,006	0,000
Gesamt	26,331	24,267	0,071	0,001	0,091	0,054	0,053	0,027	0,166	0,012
Solarthermie - Schwimmbadabsorber										
Vorkette	6,323	5,614	0,028	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	10,248	9,662	0,018	0,000	0,011	0,005	0,009	0,000	0,006	0,000
Gesamt	16,571	15,276	0,046	0,000	0,032	0,011	0,030	0,002	0,012	0,014

Quelle: UBA auf Basis von GEMIS 4.94 (IINAS, 2016)

5.7.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Solarthermie errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Tabelle 105).

⁶³ eigene Annahmen

⁶⁴ eigene Berechnung in Anlehnung an (BSW, 2019)

Im Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhauseffekt vermeidet die solarthermische Wärmebereitstellung etwa 2 Mio. t CO₂-Äq. Treibhausgasemissionen. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor liegt bei ca. 248 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 wirkende Luftschadstoffe trägt die solarthermische Wärmebereitstellung durch ihren emissionsfreien Betrieb erheblich zur Entlastung bei. Dies gilt auch für weitere Luftschadstoffe wie Kohlenmonoxid 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 105: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Solarthermie

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	2.397.096	198.238	2.198.858	247,71
CO ₂	2.293.888	184.023	2.109.865	237,68
CH ₄	3.782	487	3.295	0,37
N ₂ O	29	7	22	0,00
SO₂-Äq.	1.925	612	1.312	0,15
SO ₂	601	347	254	0,03
NO _x	1.902	381	1.521	0,17
Staub	123	162	-39	0,00
CO	1.187	1.103	84	0,01
NMVOG	341	49	292	0,03

Quelle: Eigene Berechnungen

5.8 Umgebungswärme: Umweltwärme⁶⁵ und oberflächennahe Geothermie

Der Begriff Umgebungswärme⁶⁶ 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‘⁶⁷) 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 / Kühlung und Warmwasserversorgung genutzt, die Technik hat in den letzten Jahren an Bedeutung gewonnen.

⁶⁵ durch Wärmepumpen nutzbar gemachte erneuerbare Wärme (Luft/Wasser-, Wasser/Wasser- und Sole/Wasser-Wärmepumpen sowie Brauchwasser- und Gas-Wärmepumpen)

⁶⁶ Abweichend von der vorliegenden Definition wird „Umgebungswärme“ vielfach mit Umweltwärme gleichgesetzt.

⁶⁷ ‚hydrothermische Umweltwärme‘ bezeichnet nur die Wärmeenergie aus Oberflächenwasser, NICHT die des Grundwassers. Die Wärmeenergie des Grundwassers fällt unter den Begriff Geothermie.

Im Gebäudeneubau wurden zunehmend Luft-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 106 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung (BMWi, 2019), die jährlich im September/Oktober publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine Datenaktualisierung.⁶⁸

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 Heizwärme, da in Übereinstimmung mit der EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Richtlinie 2009/28/EG) 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 beruht 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. 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, 2018).

Technologiespezifisch stellt sich der im Folgenden zusammengefasst dargestellte Wärmepumpen-Mix wie folgt dar: die insgesamt durch Wärmepumpen regenerativ bereitgestellte Heizwärmemenge wurde im Jahr 2018 nahezu vollständig durch elektrisch betriebene Wärmepumpen erzeugt, zu rund 51 Prozent durch Luft/Wasser-, zu 39 Prozent durch Sole/Wasser-, zu 8 Prozent durch Wasser/Wasser- und zu 1 Prozent durch Brauchwasser-Wärmepumpen. Gasbetriebene Wärmepumpen (nicht weiter nach Technologie differenziert) trugen einen Anteil von rund 1 Prozent bei (AGEE-Stat auf Basis (GZB, 2017)).

Tabelle 106: Wärmebereitstellung aus Wärmepumpen

	2018 [GWh]
Wärmepumpen-Mix	13.504

Quelle: (AGEE-Stat, 2019)

⁶⁸ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

5.8.2 Substitutionsfaktoren

Die in Tabelle 107 ausgewiesenen Substitutionsfaktoren für die durch Wärmepumpen nutzbar gemachte Wärme fußen auf einer Sonderauswertung der seit mehreren Jahren von RWI/Forsa durchgeführten, repräsentativen Zusatzerhebungen zum Energieverbrauch privater Haushalte (RWI/forsa, 2011) (vgl. Kapitel 2.2.7). Demnach wird v. a. Erdgas und Heizöl zu etwa gleichen Teilen verdrängt.

Tabelle 107: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpen

	Öl [%]	Gas [%]	Steinkohle [%]	Braunkohle [%]	Fernwärme [%]	Strom [%]
Wärmepumpen-Mix	42,9	47,7	0,5	1,4	4,4	3,2

Quelle: Eigene Berechnungen in Anlehnung an (RWI/forsa, 2011)

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 61) sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 62) berechnen.

5.8.3 Emissionsfaktoren

Die Herstellungsphase der Wärmepumpen inklusive der zugehörigen Systemkomponenten ist bei einer ökobilanziellen Betrachtung des Lebenszyklus gegenüber der Betriebsphase vernachlässigbar. Aus diesem Grund werden die Emissionsfaktoren über den Hilfsenergieeinsatz (durchschnittlicher Strommix bzw. Erdgas) bestimmt, welcher anteilig durch die jeweilige technologiespezifische durchschnittliche Jahresarbeitszahl des Wärmepumpenbestandes dividiert wird (in 2018 für elektrische Luft/Wasser-WP 3,0, Sole/Wasser-WP 3,7, Wasser/Wasser-WP 3,7, Brauchwasser-WP 3,1 und Gaswärmepumpen 1,4 (AGEE-Stat auf Basis (GZB, 2017)). Tabelle 108 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, 2017b)(vgl. Kapitel 2.2.2). Dieser wird ergänzt durch die Vorkettenemissionen der zur Stromerzeugung eingesetzten Primärenergieträger auf Basis von GEMIS 4.94 (IINAS, 2016).

Tabelle 108: Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für Wärmepumpen

Technik	Bedarf Antriebsenergie ⁶⁹ [%]	Erzeugungsmix ⁷⁰ [%]
Elektro-WP– aerothermisch (Luft / Wasser)	32	50,6
Elektro-WP– aerothermisch (Abluft / Wasser)	40	1,1
Elektro-WP- aerothermisch (Brauchwasser)	40	0,0
Erdgas-WP alle Wärmequellen	2	1,1

⁶⁹ eigene Berechnung auf Basis (GZB, 2017)

⁷⁰ eigene Berechnung auf Basis (GZB, 2017) und (BWP, 2018)

Technik	Bedarf Antriebsenergie ⁶⁹ [%]	Erzeugungsmix ⁷⁰ [%]
Elektro-WP – geothermisch (oberflächennahe Geothermie)	26	39,0
Elektro-WP - hydrothermisch (Wasser / Wasser)	26	8,2

Quelle: Eigene Annahmen auf der Basis von (GZB, 2017)

Eine weitere Quelle für treibhausgasrelevante Emissionen kann Leckage von teilfluorierten Arbeitsmitteln sein. Mangels belastbarer Daten und aufgrund gewählter Systemgrenzen (vgl. Kapitel 2.1.3) 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 109 aufgeführt.

Tabelle 109: 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	14,88	13,829	0,038	0,000	0,037	0,016	0,031	0,011	0,152	0,004
Direkte	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	176,31	166,24	0,303	0,008	0,193	0,081	0,162	0,007	0,111	0,006
Gesamt	191,19	180,06	0,341	0,009	0,230	0,096	0,193	0,018	0,263	0,011
Elektro-Wärmepumpe, Umgebungswärme – aerothermisch - Abluft/Wasser										
Vorkette	14,88	13,829	0,038	0,000	0,037	0,016	0,031	0,011	0,152	0,004
Direkte	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	220,39	207,79	0,378	0,010	0,242	0,101	0,202	0,009	0,138	0,008
Gesamt	235,27	221,62	0,416	0,011	0,279	0,116	0,233	0,020	0,290	0,013
Elektro-Wärmepumpe, Umgebungswärme – aerothermisch - Innenluft/Wasser										
Vorkette	14,88	13,829	0,038	0,000	0,037	0,016	0,031	0,011	0,152	0,004
Direkte	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	220,39	207,79	0,378	0,010	0,242	0,101	0,202	0,009	0,138	0,008
Gesamt	235,27	221,62	0,416	0,011	0,279	0,116	0,233	0,020	0,290	0,013
Erdgas-Wärmepumpe - Luft/Wasser										
Vorkette	42,64	24,641	0,709	0,001	0,084	0,009	0,108	0,001	0,104	0,027
Direkte	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	11,02	10,390	0,019	0,001	0,012	0,005	0,010	0,000	0,007	0,000
Gesamt	53,66	35,030	0,728	0,001	0,096	0,014	0,118	0,001	0,111	0,027
Elektro- Wärmepumpe, Umgebungswärme - geothermisch										
Vorkette	32,10	30,356	0,060	0,001	0,090	0,034	0,080	0,019	0,188	0,006
Direkte	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	143,25	135,07	0,246	0,007	0,157	0,065	0,132	0,006	0,090	0,005
Gesamt	175,35	165,42	0,305	0,008	0,247	0,100	0,212	0,024	0,278	0,012

	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]		
Elektro- Wärmepumpe, Umgebungswärme - hydrothermisch										
Vorkette	42,64	39,995	0,092	0,001	0,138	0,058	0,115	0,028	0,291	0,007
Direkte	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	143,25	135,07	0,246	0,007	0,157	0,065	0,132	0,006	0,090	0,005
Gesamt	185,89	175,06	0,338	0,008	0,295	0,123	0,247	0,033	0,381	0,012

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis (GZB, 2017), (UBA, 2017b), GEMIS 4.94 (IINAS, 2016)

5.8.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

In der Wirkungskategorie Treibhauseffekt werden netto knapp 1,5 Mio. t CO₂-Äq. Treibhausgasemissionen durch oberflächennahe Geothermie und Umgebungswärme vermieden. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor liegt technologieübergreifend im Mittel bei ca. 112 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, Stickoxide und Staub; dies gilt vor allem auch für Schwefeloxide und Kohlenmonoxid. In Tabelle 110, Tabelle 111 und Tabelle 112 sind jeweils die Ergebnisse der Emissionsbilanzierung bei der Wärmebereitstellung aus Umgebungswärme (unter Berücksichtigung von aerothermischen, hydrothermischen und Erdgas-Wärmepumpen) und oberflächennaher Geothermie dargestellt.

Tabelle 110: Emissionsbilanz der erneuerbaren Wärmebereitstellung aus Umgebungswärme (Wärmepumpe – aerothermisch, Erdgas-Wärmepumpe)

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungsfaktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	2.109.008	1.348.586	760.422	106,69
CO₂	2.011.609	1.267.784	743.825	104,36
CH₄	3.529	2.499	1.030	0,14
N₂O	31	61	-31	0,00
SO₂-Äq.	1.936	1.628	307	0,04
SO₂	754	676	78	0,01
NO_x	1.698	1.369	330	0,05
Staub	157	126	31	0,00
CO	2.333	1.853	480	0,07
NM VOC	357	81	150	0,04

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 111: Emissionsbilanz der erneuerbaren Wärmebereitstellung aus oberflächennaher Geothermie (Wärmepumpe - geothermisch)

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	1.558.411	923.545	634.866	120,54
CO ₂	1.486.440	871.245	615.195	116,81
CH ₄	2.608	1.608	1.000	0,19
N ₂ O	23	40	-18	0,00
SO₂-Äq.	1.430	1.301	129	0,02
SO ₂	557	525	32	0,01
NO _x	1.255	1.115	140	0,03
Staub	116	129	-13	0,00
CO	1.724	1.465	259	0,05
NMVOG	264	61	203	0,04

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 112: 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.	328.280	206.236	122.044	110,00
CO ₂	313.119	194.222	118.897	107,17
CH ₄	549	375	175	0,16
N ₂ O	5	9	-4	0,00
SO₂-Äq.	301	327	-26	-0,02
SO ₂	117	137	-20	-0,02
NO _x	264	274	-9	-0,01
Staub	24	37	-12	-0,01
CO	363	422	-59	-0,05
NMVOG	56	13	42	0,04

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 (GeotIS, 2019) waren im Jahr 2017 32 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 ca. 374 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 113 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2019), die jährlich im September/Oktober publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine Datenaktualisierung.⁷¹

Tabelle 113: Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie

	2018 [GWh]
Tiefengeothermie	1.133

Quelle: (AGEE-Stat, 2019)

Die Angaben zur Wärmebereitstellung beruhen auf einer Berechnung des Geothermischen Informationssystems (GeotIS, 2019) zur Direktwärmennutzung 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 Prozent mit fossilen Energieträgern erzeugte Fernwärme ersetzt wird (vgl. Tabelle 114). 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 114: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie

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

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 61) sowie die Emissionsfaktoren der Wärmeerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 62) berechnen.

⁷¹ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

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.

Da sich der überwiegende Teil der geothermischen Heizwerke im Süddeutschen Molassebecken befindet, wird für die folgenden Betrachtungen ein auf bayerischen Mittelwerten beruhendes hydrothermales Heizwerk mit einer Thermalwassertemperatur von ca. 85 °C zugrunde gelegt. Dies korrespondiert z. B. mit einer thermischen Leistung von ca. 9,1 MW_{th}. Diese und weitere relevante Parameter sind in Tabelle 115 aufgeführt und in (GZB, 2012) dokumentiert.

Tabelle 115: 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 Prozent 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 116 aufgeführt. Der Betrieb geothermischer Heizwerke selbst ist emissionsfrei, sodass direkte Emissionen nicht zu berücksichtigen sind.

Tabelle 116: 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	0,725	0,672	0,002	0,000	0,002	0,001	0,002	0,001	0,007	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	33,058	31,169	0,057	0,002	0,036	0,015	0,030	0,001	0,021	0,001
Gesamt	33,783	31,841	0,059	0,002	0,038	0,016	0,032	0,002	0,028	0,001

Quelle: GEMIS 4.94 (IINAS, 2016), (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 117).

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhauseffekt werden ca. 321 kt CO₂-Äq. Treibhausgasemissionen vermieden. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor liegt bei 283 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, Kohlenmonoxid und flüchtige organische Verbindungen.

Tabelle 117: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	358.987	38.273	320.714	283,09
CO₂	325.999	36.073	289.926	255,92
CH₄	1.226	66	1.159	1,02
N₂O	8	2	6	0,01
SO₂-Äq.	442	43	399	0,35
SO₂	184	18	166	0,15
NO_x	370	36	334	0,29
Staub	70	2	68	0,06
CO	217	32	185	0,16
NMVOC	54	1	53	0,05

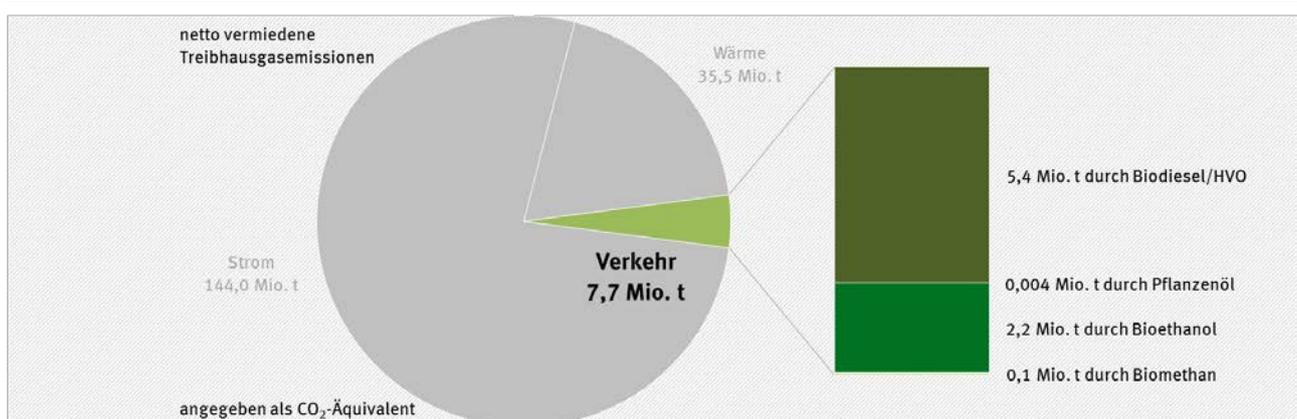
Quelle: Eigene Berechnungen

6 Erneuerbare Energien im Verkehrssektor

Die Nutzung erneuerbarer-Energien im Verkehrssektor erfolgt mit einem Anteil von etwa 88 Prozent an der Gesamtnutzung wesentlich durch den Einsatz von Biokraftstoffen. Der Beitrag des erneuerbaren Stroms beläuft sich auf circa 12 Prozent. Die Anteile weiterer erneuerbarer Energieträger zum Kraftstoffsektor (z. B. synthetische Kraftstoffe) sind aufgrund der sehr geringen Einsatzmengen noch nicht in der Energiestatistik erfasst und werden daher in der Emissionsbilanz ebenfalls nicht berücksichtigt. Da der erneuerbare Stromverbrauch im Verkehrssektor bereits Bestandteil der Bilanzierung im Stromsektor ist, werden an dieser Stelle somit ausschließlich flüssige Biokraftstoffe und Biomethan betrachtet.

Durch die Nutzung von Biokraftstoffen im Verkehrssektor (ohne Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe und Militär) wurden im Jahr 2018 Treibhausgasemissionen in Höhe von insgesamt 7,7 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Von den drei untersuchten Sektoren (Strom, Wärme und Verkehr) trug der Verbrauch von Biokraftstoffen damit etwa 3 Prozent zur Netto-Gesamtemissionsvermeidung an Treibhausgasen bei. Die größten THG-Vermeidungen wurden durch den Einsatz von Biodiesel bzw. Hydrogenated Vegetable Oils (HVO) (5,4 Mio. t CO₂-Äq.) und Bioethanol (2,2 Mio. t CO₂-Äq.) erreicht. Der Einsatz von Pflanzenöl und Biomethan hatte aufgrund der sehr geringen Einsatzmengen nur einen marginalen Effekt (siehe Abbildung 17).

Abbildung 17: Anteil des EE-Verbrauchs im Verkehrssektor an den netto vermiedenen THG-Gesamtemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien*



*ausschließlich biogene Kraftstoffe im Verkehrssektor (ohne Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe sowie Militär und ohne Stromverbrauch des Verkehrssektors), basierend auf vorläufigen Daten der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) für das Jahr 2018 sowie der aktuell geltenden fossilen Vergleichsgröße gemäß RL 2009/28/EG (83,8 g CO₂-Äq. /MJ) (Basiswert gemäß § 3 der 38. BImSchV abweichend 94,1 g CO₂-Äq. /MJ) sowie keine Berücksichtigung von indirekten Landnutzungsänderungen, vgl. Kapitel 2.1.3

Quelle: Eigene Darstellung

Um die Einzelheiten der Emissionsbilanz des Biokraftstoffverbrauchs in Deutschland abbilden zu können, ist es essentiell die Art und Herkunft der Rohstoffe zur Biokraftstoffherstellung mit einzubeziehen. Emissionen aus direkten und indirekten Landnutzungsänderungen werden an dieser Stelle nicht berücksichtigt (vgl. Kapitel 2.1.3).

In den folgenden Abschnitten wird nacheinander die Emissionsbilanz der Biokraftstoffe Biodiesel, Bioethanol, Pflanzenöl und Biomethan im Detail erläutert. Diese Unterkapitel sind dabei stets gleich aufgebaut: Nach einer kurzen Einleitung werden die jeweils spezifischen Eingangsparameter des Endenergieverbrauchs 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.

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) 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 118 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2019), die jährlich im August/September veröffentlicht wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine Datenaktualisierung.⁷²

Die Daten beruhen auf den Angaben zum Absatz der Mineralöldatastatistik des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA).

Analog zur 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 118: Verbrauch von Biodiesel und HVO im Verkehrssektor (ohne Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe und Militär)

	2018 [GWh]
Biodiesel/HVO	22.340

Quelle: (AGEE-Stat, 2019)

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 2018 fußte nach vorläufigen Angaben der BLE der überwiegende Teil des verwendeten Biodiesels auf biogenen Abfällen, gefolgt von Rapsöl und Palmöl. Sojaöl sowie Sonnenblumen spielten dagegen nur eine relativ geringe Rolle. HVO wurde im Wesentlichen auf Palmölbasis hergestellt (vgl. Tabelle 119).

⁷² Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

Tabelle 119: Rohstoffbasis des genutzten Biodiesels/HVOs

	Raps	Sonnenblumen / Soja / Äthiopi- scher Senf	Palmöl	Abfall/Reststoff
	[%]	[%]	[%]	[%]
Biodiesel	29,0	3,0	20,5	47,5
HVO	0,0	0,0	93,5	6,5
Biodiesel/HVO-Mix	28,6	3,0	21,5	46,9

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis vorläufiger Daten der BLE für das Jahr 2018

Der UBA-Emissionsberechnung für Biodiesel/HVO liegen neben der vorläufigen Rohstoffbasis für das Jahr 2018 (Tabelle 119), 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, 2018) veröffentlicht, zugrunde. Verwendung fanden vorläufige Werte für das Jahr 2018. 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“ (IFEU, 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 120 gibt einen Überblick über die Emissionsfaktoren der Biodiesel- und HVO-Verwendung, differenziert nach der Rohstoffbasis.

Tabelle 120: 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	102,10	60,199	0,154	0,128	0,202	0,051	0,216	0,014	0,063	0,021
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,160	0,096	0,092	0,012	0,045	0,043
Gesamt	102,10	60,20	0,154	0,128	0,362	0,147	0,308	0,026	0,108	0,063
Biodiesel (Sonnenblumen / Soja / Äthiopischer Senf)										
Vorkette	97,55	47,855	0,131	0,156	1,145	0,549	0,850	0,059	0,118	0,029
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,160	0,096	0,092	0,012	0,045	0,043
Gesamt	97,55	47,86	0,131	0,156	1,305	0,646	0,943	0,072	0,163	0,071
Biodiesel (Palmöl)										
Vorkette	69,48	34,743	0,225	0,098	0,724	0,324	0,570	0,063	0,070	0,019
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,160	0,096	0,092	0,012	0,045	0,043
Gesamt	69,48	34,74	0,225	0,098	0,884	0,421	0,662	0,076	0,115	0,062
Biodiesel (Abfall, Reststoff)										
Vorkette	24,73	22,458	0,080	0,001	0,095	0,049	0,066	0,006	0,017	0,004
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,160	0,096	0,092	0,012	0,045	0,043
Gesamt	24,73	22,46	0,080	0,001	0,256	0,145	0,158	0,018	0,062	0,047

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]					
HVO										
Vorkette	78,95	34,627	0,607	0,098	0,741	0,327	0,591	0,069	0,085	0,023
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,160	0,096	0,092	0,012	0,045	0,043
Gesamt	78,95	34,63	0,607	0,098	0,902	0,424	0,684	0,081	0,129	0,066

* keine Berücksichtigung von indirekten Landnutzungsänderungen, vgl. Kapitel 2.1.3

Quelle: UBA auf Basis von ZSE (UBA, 2019) und vorläufiger Daten der BLE für das Jahr 2018

Hier aufgeführte Werte sind im Rahmen der THG-Quote (Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen, 2009) bilanziert, von der der BLE veröffentlicht worden und werden hier vom UBA als Grundlage für die Emissionsbilanzierung herangezogen. Zu bemerken ist, dass die Werte insgesamt deutlich unter denen der Ökobilanzdatenbanken (IINAS, 2016; ecoinvent, 2017) und verschiedener wissenschaftlicher Veröffentlichungen (IFEU, 2016; Braune, et al., 2016; DBFZ, 2015a; JRC, 2017; JRC, 2014) liegen. Ursächlich dafür sind insbesondere folgende Sachverhalte:

- 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 Treibhausgasreduzierung als nicht typisch für die in Europa eingesetzten biogenen Kraftstoffe anzusehen.
- Den durch Forschungsinstitute veröffentlichten Werten und den (typischen) Werten der RED (Richtlinie 2009/28/EG, 2009) (Richtlinie (EU) 2015/1513, 2015) sowie der RED II (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018) liegen dagegen eher durchschnittliche und ältere Anlagen mit standardmäßiger Energieversorgung (Erdgas-Kessel bei raps- und abfall-/reststoffbasierter Biodiesel) zugrunde, welche teilweise eher theoretisch bzw. auf Basis einzelner (nicht zwangsläufig typischer) Praxisanlagen abgeleitet wurden.
- Der in den Ländern der Europäischen Union stattfindende Rapsanbau zur Biodieselherstellung wird typischerweise nicht selbst bilanziert, sondern erfolgt i. d. R. auf Basis der NUTS2-Werte gemäß EE-RL-Artikel 19, Absatz 2. Diese beruhen auf Eingangswerten der Jahre 2006-2010 und entsprechen damit nicht dem derzeitigen Stand der Wissenschaft. Zusätzlich ist anzumerken, dass diese die N₂O-Feldemissionen aufgrund des seinerzeit zugrunde gelegten und von der Europäischen Kommission im Zuge von RED II auch nicht mehr verfolgten DNDC-Modells⁷³ (die dort veröffentlichten Werte basieren auf dem GNOC-Modell⁷⁴) tendenziell unterschätzen. Wenigstens bei den deutschen NUTS2-Werten sind zusätzlich die zu gering veranschlagten Stickstoffdüngereinsätze zu nennen. Generell muss an dieser Stelle angemerkt werden, dass die jeweiligen Länderberichte zu den oben genannten NUTS2-Gebieten bzgl. der Eingangswerte sowie der Berechnungsmethodik bei den N₂O-Emissionen vielfach intransparent sind. Aktualisiert, bilanziert bzw. berechnet sollten die THG-Emissionen des beim Biodiesel im Fokus stehenden Rapsanbaus vermutlich etwas höher liegen als bei den derzeit geltenden NUTS2-Werten. Geringere Emissionen sind jedoch ebenfalls nicht auszuschließen, falls sich

⁷³ DeNitrification DeComposition: siehe hierzu bei Leip et al. (2008)

⁷⁴ European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport: The Global Nitrous Oxide Calculator – GNOC – Online Manual Tool, Version 1.2.2, <http://gnoc.jrc.ec.europa.eu>, 18. Oktober 2013

beispielsweise die im Zuge eines aktuell abgeschlossenen Forschungsvorhabens (Flessa, et al., 2017) für fünf Praxisstandorte gewonnenen Erkenntnisse zu den N₂O-Emissionen als typisch für den Rapsanbau in Deutschland und Europa herausstellen sollten.

- Bis 2016/2017 wurde von den deutschen und wahrscheinlich auch europäischen Biodieselproduzenten nur die Bereitstellung des zur Veresterung des Pflanzenöls benötigten Methanols, welches i. d. R. fossilen Ursprungs ist, bilanziert, was jedoch nicht sachgerecht ist, da aus der Verbrennung des Methanolanteils im Biodiesel fossile CO₂-Emissionen resultieren. Da jedoch unterstellt wird, dass die Verwendung von Biokraftstoffen THG-neutral ist, müssten die methanolbedingten CO₂-Verbrennungsemissionen gleichfalls Bestandteil der Biodieselbereitstellung werden. Die EU-Kommission hat dieses Problem erkannt (Europäische Kommission, 2015) und entsprechende Änderungen unterdessen umgesetzt. Es ist daher davon auszugehen, dass die für die hier vorgelegte Bilanzierung (des Biodieseleinsatzes 2018) verwendeten BLE-Gesamtemissionsfaktoren bereits die korrekten Emissionsfaktoren für den Methanoleinsatz beinhalten. Die THG-Emissionsfaktoren von fossilem Kraftstoff (vgl. Tabelle 121), 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 die aktuell geltende fossile Vergleichsgröße (83,8 g CO₂-Äq. / MJ) entsprechend der Richtlinie 2009/28/EG zugrunde. Der Basiswert der 38. BImSchV § 3 beträgt abweichend dazu 94,1 g CO₂-Äq. / MJ, die Treibhausgasemissionen fossiler Ottokraftstoffe und fossiler Dieselmotorkraftstoffe berechnen sich nach 38. BImSchV § 10 mit 93,3 bzw. 95,1 g CO₂-Äq. / MJ. 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 4.94 ergänzt.

Fahrzeugbedingte Emissionen unterscheiden sich vor allem beim Einsatz von reinem Biodiesel gegenüber mineralischem Diesel. Diese abweichenden Emissionscharakteristika werden in der Emissionsbilanz jedoch nicht berücksichtigt, da die Nutzung von reinem Biodiesel 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 minimalen Veränderung der Motoremissionen auszugehen. Hierzu liegen ebenfalls keine abschließenden Untersuchungsergebnisse vor (Gohlisch, 2013).

Tabelle 121: 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	34,93	32,724	0,074	0,001	0,182	0,111	0,102	0,016	0,049	0,043
Direkte	266,40	266,40	0,000	0,000	0,160	0,096	0,092	0,012	0,045	0,043
Gesamt	301,33	299,12	0,074	0,001	0,343	0,207	0,194	0,028	0,093	0,086

Quelle: Basiswert auf Grundlage Richtlinie 2009/28/EG (Anhang V) angepasst mit GEMIS 4.94 (IINAS, 2016) und ZSE (UBA, 2019)

6.1.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Biodieselbereitstellung errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Mit Blick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseffekt wurden durch den Einsatz von Biodiesel und HVO Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 5,4 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt knapp über 243 g CO₂-Äq. / kWh bezogen auf den Gesamteinsatz. Bei den Luftschadstoffen resultieren mit Ausnahme von NMVOC durchweg Emissionserhöhungen.

Tabelle 122: Emissionsbilanz der Biodiesel-/HVO-Nutzung

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	6.731.905	1.313.795	5.418.109	242,53
CO ₂	6.682.429	818.854	5.863.574	262,47
CH ₄	1.664	3.109	-1.445	-0,06
N ₂ O	26	1.400	-1.374	-0,06
SO₂-Äq.	7.654	10.130	-2.476	-0,11
SO ₂	4.633	4.919	-286	-0,01
NO _x	4.340	7.456	-3.116	-0,14
Staub	630	771	-140	-0,01
CO	2.083	2.003	81	0,00
NM VOC	1.914	1.243	671	0,03

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. fossilen 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 123 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2019), die jährlich im August/September veröffentlicht wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine Datenaktualisierung⁷⁵. Die Daten beruhen auf den Angaben der Mineralölstatistik des BAFA.

Tabelle 123: Bioethanolverbrauch im Verkehrssektor

	2018 [GWh]
Bioethanol	8.751

Quelle: (AGEE-Stat, 2019)

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

⁷⁵ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

geringem Bioethanolanteil eingesetzt) ein weitgehend gleiches Motorverhalten aufweisen (Gohlisch, 2013).

6.2.3 Emissionsfaktoren

Getreide (insb. Mais) stellt nach vorläufigen Angaben der BLE das Gros der pflanzlichen Rohstoffe des in Deutschland eingesetzten Bioethanol im Jahr 2018 dar (vgl. Tabelle 124).

Tabelle 124: Rohstoffbasis des genutzten Bioethanols

	Abfall	Mais	Weitere Getreidesorten	Zuckerrüben	Zuckerrohr
	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
Bioethanol	1,4	50,3	43,3	3,4	1,6

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis vorläufiger Daten der BLE für das Jahr 2018

Der UBA-Emissionsberechnung für Bioethanol liegen neben der vorläufigen Rohstoffbasis für das Jahr 2018 (Tabelle 124) 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, 2018) veröffentlicht, zugrunde. Verwendung fanden vorläufige Werte für das Jahr 2018. 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“ (IFEU, 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 125 sind die Bioethanol-Emissionsfaktoren differenziert nach Rohstoffbasis dargestellt.

Tabelle 125: 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	8,42	5,657	0,092	0,002	0,101	0,032	0,099	0,007	0,034	0,007
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,194	0,119	0,109	0,014	0,050	0,046
Gesamt	8,42	5,66	0,092	0,002	0,295	0,151	0,207	0,021	0,084	0,054
Bioethanol (Mais)										
Vorkette	38,23	26,829	0,195	0,022	0,222	0,084	0,198	0,018	0,062	0,013
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,194	0,119	0,109	0,014	0,050	0,046
Gesamt	38,23	26,83	0,195	0,022	0,416	0,202	0,307	0,032	0,112	0,059
Bioethanol (Weitere Getreidesorten⁷⁶)										
Vorkette	53,95	6,543	0,131	0,148	0,395	0,087	0,439	0,034	0,061	0,007
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,194	0,119	0,109	0,014	0,050	0,046
Gesamt	53,95	6,54	0,131	0,148	0,589	0,206	0,548	0,048	0,112	0,053

⁷⁶ 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]					
Bioethanol (Zuckerrüben)										
Vorkette	59,18	32,922	0,199	0,071	0,312	0,066	0,352	0,029	0,106	0,016
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,194	0,119	0,109	0,014	0,050	0,046
Gesamt	59,18	32,92	0,199	0,071	0,506	0,184	0,461	0,043	0,156	0,062
Bioethanol (Zuckerrohr)										
Vorkette	59,26	36,612	0,340	0,048	1,214	0,455	1,084	0,118	0,563	0,197
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,194	0,119	0,109	0,014	0,050	0,046
Gesamt	59,26	36,61	0,340	0,048	1,408	0,573	1,193	0,133	0,614	0,243

* keine Berücksichtigung von indirekten Landnutzungsänderungen, vgl. Kapitel 2.1.3

Quelle: UBA auf Basis von ZSE (UBA, 2019) und vorläufiger Daten der BLE für das Jahr 2018

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, 2016; ecoinvent, 2017) und diesbezüglichen Veröffentlichungen (IFEU, 2016; Braune, et al., 2016; JRC, 2017; JRC, 2014; DBFZ, 2015b). Ursächlich dafür sind insbesondere folgende Sachverhalte:

- Das in Deutschland zum Einsatz gelangende Bioethanol kommt aufgrund der ausschließlich 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 Treibhausgasreduzierung keineswegs typisch für den europäischen Durchschnitt.
- Den durch Forschungsinstitute veröffentlichten Werten und den (typischen) Werten der RED (Richtlinie 2009/28/EG, 2009) (Richtlinie (EU) 2015/1513, 2015) sowie dem Entwurf der RED-Novelle (Europäische Kommission, 2016) liegen dagegen vielfach durchschnittliche und ältere Anlagen mit standardmäßiger Energieversorgung zugrunde, teilweise theoretisch bzw. auf Basis einzelner (keineswegs zwangsläufig typischer) Praxisanlagen abgeleitet.
- Die Analyse der verfügbaren Informationen zu den geringen Emissionen der Bioethanolherstellung legt nahe, dass die mit den THG-Emissionen sehr stark korrespondierenden Wärme- und Stromverbräuche einiger für den deutschen Markt produzierenden Anlagen deutlich unter denen einer „Durchschnittsanlage“ liegen müssen.
- Der in den Ländern der Europäischen Union stattfindende Substratanbau zur Bioethanolherstellung wird typischerweise nicht selbst bilanziert, sondern erfolgt i. d. R. auf Basis der NUTS2-Werte gemäß EE-RL-Artikel 19, Absatz 2. Diese beruhen auf Eingangswerten der Jahre 2006-2010 und entsprechen damit nicht mehr dem Stand der Wissenschaft. Inwieweit eine Aktualisierung der Datenbasis sowie ein Methodenwechsel für die Berechnung der Lachgasemissionen zu abweichenden Ergebnissen führen würden, lässt sich zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht abschließend einschätzen.
- Die hohe THG-Einsparung beim Bioethanol ist u. a. Ergebnis von teilweise sehr hohen CO₂-Gutschriften für die externe Verwendung des prozessbedingt entstehenden biogenen CO₂. Die diesbezüglichen Informationen der Kommission (Europäische Kommission, 2015) erscheinen

jedoch nicht ausreichend für die konkrete Bilanzierungspraxis; klare Regeln zur Berechnung der Substitution fossiler CO₂-Mengen fehlen, zumal im Bereich Gewächshausdüngung auch schwierige Allokationsfestlegungen zwischen der i. d. R. parallelen Wärme- und CO₂-Bereitstellung zu treffen sind. Daher kann nicht vollständig ausgeschlossen werden, dass die veranschlagte Substitution von konventionellem CO₂ insgesamt zu hoch ausfällt.

Der THG-Emissionsfaktor von fossilem Kraftstoff (vgl. Tabelle 126) - aufgeteilt in direkte Emissionen sowie Vorkettenemissionen - bildet die Grundlage zur Bestimmung der vermiedenen Emissionen, die aus dem Einsatz von Bioethanol resultieren. Hierfür liegt die aktuell geltende fossile Vergleichsgröße (83,8 g CO₂-Äq. / MJ) entsprechend der Richtlinie 2009/28/EG zugrunde. Der Basiswert der 38. BImSchV § 3 beträgt abweichend dazu 94,1 g CO₂-Äq. / MJ, die Treibhausgasemissionen fossiler Ottokraftstoffe und fossiler Dieselloststoffe berechnen sich nach 38. BImSchV § 10 mit 93,3 bzw. 95,1 g CO₂-Äq. / MJ. Zur differenzierten Bilanzierung der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe wurden die Emissionsfaktoren der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe mit den entsprechenden Angaben der Ökobilanzdatenbank GEMIS 4.94 ergänzt.

Tabelle 126: 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	42,13	39,634	0,080	0,002	0,216	0,134	0,119	0,018	0,054	0,046
Direkte	259,2	259,20	0,000	0,000	0,194	0,119	0,109	0,014	0,050	0,046
Gesamt	301,33	298,83	0,080	0,002	0,411	0,252	0,227	0,032	0,105	0,092

Quelle: Basiswert auf Grundlage der Richtlinie 2009/28/EG (Anhang V) angepasst mit GEMIS 4.94 (IINAS, 2015) und ZSE (UBA, 2019)

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 2,2 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 256 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 Stickoxid-, Staub- und Kohlenmonoxid-Emissionen. Lediglich für die flüchtigen organischen Verbindungen sind Reduzierungen zu verzeichnen.

Tabelle 127: Emissionsbilanz der Bioethanolnutzung

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungsfaktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	2.636.937	399.800	2.237.137	255,64
CO₂	2.615.096	158.507	2.456.589	280,72
CH₄	697	1.473	-776	-0,09

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
N₂O	15	686	-671	-0,08
SO₂-Äq.	3.594	4.451	-857	-0,10
SO₂	2.208	1.825	384	0,04
NO_x	1.991	3.758	-1.767	-0,20
Staub	284	359	-75	-0,01
CO	918	1.060	-143	-0,02
NMVOC	809	522	287	0,03

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 128 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2019), die jährlich im August/September veröffentlicht wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine Datenaktualisierung⁷⁷.

Die Daten des Jahres 2017 beruhen auf vorläufige Angaben der BLE zu den Beantragungen zur Anrechnung auf die Treibhausgasminderungsquote oder zur Steuerentlastung.

Tabelle 128: Pflanzenölverbrauch

	2018 [GWh]
Pflanzenöl	21

Quelle: (AGEE-Stat, 2019)

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 Einsatz von Pflanzenölen im Kraftstoffbereich wird aufgrund der Anforderungen der DIN-Norm (DIN 51605:2010-09) von Rapsöl dominiert, im Jahr 2017 betrug nach vorläufigen Angaben der BLE der Anteil 100 Prozent (vgl. Tabelle 129). Die Verwendung von Palmöl als Rohstoff zur Herstellung von Pflanzenöl für den Kraftstoffsektor kann insbesondere aufgrund der spezifischen Viskosität von Palmöl, die außerhalb des zulässigen Temperaturbereichs der genannten DIN-Norm liegt, weitgehend

⁷⁷ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

ausgeschlossen werden. Eine teilweise Beimischung von Sojaöl ist dagegen theoretisch möglich, da die festgelegten Parameter der DIN-Norm eingehalten werden.

Tabelle 129: Rohstoffbasis des genutzten Pflanzenöls

	Raps [%]	Soja [%]	Palmöl [%]
Pflanzenöl	79,2	0,0	20,1

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis vorläufiger Daten der BLE für das Jahr 2018

Der UBA-Emissionsberechnung für Pflanzenöl liegen neben der vorläufigen Rohstoffbasis für das Jahr 2017 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, 2018) veröffentlicht, zugrunde. Verwendung fanden vorläufige Werte für das Jahr 2017. 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“ (IFEU, 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. Tabelle 130 gibt die Emissionsfaktoren der Pflanzenöl-Verwendung wieder.

Tabelle 130: 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										
Vorkette	108,65	34,917	0,108	0,238	0,110	0,080	0,043	0,032	0,061	0,010
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,160	0,096	0,092	0,012	0,045	0,043
Gesamt	108,65	34,92	0,108	0,238	0,270	0,176	0,135	0,044	0,105	0,053

* keine Berücksichtigung von indirekten Landnutzungsänderungen, vgl. Kapitel 2.1.3

Quelle: UBA auf Basis von ZSE (UBA, 2019) und vorläufiger Daten der BLE für das Jahr 2018

Der THG-Emissionsfaktor von fossilem Kraftstoff (vgl. Tabelle 131) bilden die Grundlage um die vermiedenen Emissionen, die aus dem Einsatz von Pflanzenöl resultieren, zu bestimmen. Hierfür liegt die aktuell geltende fossile Vergleichsgröße (83,8 g CO₂-Äq. / MJ) entsprechend der Richtlinie 2009/28/EG zugrunde. Der Basiswert der 38. BImSchV § 3 beträgt abweichend dazu 94,1 g CO₂-Äq. / MJ, die Treibhausgasemissionen fossiler Ottokraftstoffe und fossiler Dieselmotoren berechnen sich nach 38. BImSchV § 10 mit 93,3 bzw. 95,1 g CO₂-Äq. / MJ. 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 4.94 ergänzt.

Tabelle 131: 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	34,93	32,724	0,074	0,001	0,182	0,111	0,102	0,016	0,049	0,043
Direkte	266,40	266,40	0,000	0,000	0,160	0,096	0,092	0,012	0,045	0,043
Gesamt	301,33	299,12	0,074	0,001	0,343	0,207	0,194	0,028	0,093	0,086

Quelle: Basiswert auf Grundlage Richtlinie 2009/28/EG (Anhang V) angepasst mit GEMIS 4.94 (IINAS, 2016) und ZSE (UBA, 2019)

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 ca. 4.048 t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt 193 g CO₂-Äq. / kWh. Der Einsatz von Pflanzenöl führt bei Stickoxiden, Staub und Kohlenmonoxid zu höheren Emissionen. Emissionsminderungen resultieren beim Schwefeldioxid und bei den flüchtigen organischen Verbindungen.

Tabelle 132: Emissionsbilanz der Pflanzenölnutzung

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	6.328	2.280	4.048	192,75
CO₂	6.282	840	5.441	259,11
CH₄	2	4	-3	-0,13
N₂O	0	4	-4	-0,21
SO₂-Äq.	7	8	-1	-0,04
SO₂	4	5	0	-0,01
NO_x	4	5	-1	-0,04
Staub	1	1	-1	-0,02
CO	2	2	0	-0,02
NMVOC	2	1	1	0,03

Quelle: Eigene Berechnung

6.4 Biomethan

Biomethan⁷⁸ wird aus Rohbiogas durch unterschiedliche Aufbereitungsverfahren - bei denen der Methangehalt durch Abscheidung von Gasbestandteilen erhöht wird – gewonnen. Die Aufbereitung von Biogas muss, um äquivalent als Kraftstoff einsetzbar zu sein, den Anforderungen der DIN 51624 „Erdgas als Kraftstoff“ 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 vorläufige Angaben der BLE zu den Beantragungen zur Anrechnung auf die Treibhausgasminderungsquote oder zur Steuerentlastung unter Berücksichtigung der BDEW-Konvention zur Brennwert-Heizwert-Umrechnung.

Tabelle 133 dokumentierte Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2019), die jährlich im August/September veröffentlicht wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine Datenaktualisierung⁷⁹.

Die Daten beruhen auf vorläufige Angaben der BLE zu den Beantragungen zur Anrechnung auf die Treibhausgasminderungsquote oder zur Steuerentlastung unter Berücksichtigung der BDEW-Konvention zur Brennwert-Heizwert-Umrechnung.

Tabelle 133: Biomethanverbrauch im Verkehrssektor

	2018 [GWh]
Biomethan	389

Quelle: (AGEE-Stat, 2019)

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)
- Gärrestlagerung und- ausbringung (u. a. offene oder geschlossene Gärrestlagerung)
- Aufbereitung des Rohbiogases auf Erdgasqualität

⁷⁸ Die Begriffe Biomethan und Bioerdgas werden häufig als Bezeichnung für Methan biologischen Ursprungs genutzt. Es handelt sich dabei um Biogas, dass auf Erdgasqualität aufbereitet ins Erdgasnetz eingespeist werden kann. In diesem Bericht wird durchgängig der Begriff Biomethan verwendet.

⁷⁹ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

- Transport des Biomethans zur Tankstelle und Bereitstellung

Bei der Aufbereitung von Rohbiogas zu Biomethan entstehen ggü. der Biogasgewinnung zusätzliche klimarelevante Treibhausgasemissionen, abhängig insb. vom Methanschlepp der Aufbereitungstechnik, einer vorhandenen Abgasnachverbrennung sowie der Energieversorgung der Aufbereitungs- und Einspeiseanlage (BMU, 2012b).

Das im Jahr 2018 im Verkehrssektor genutzte Biomethan basierte auf Basis vorläufiger Angaben zu etwa 94 Prozent 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 knapp 6 % zur Biomethanbereitstellung bei.

Tabelle 134: Rohstoffbasis des genutzten Biomethans

	Abfall/Reststoffe [%]	Energiepflanzen [%]	Gülle [%]
Biomethan	94,3	5,7	0,0

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis vorläufiger Daten der BLE für das Jahr 2018

Der UBA-Emissionsberechnung für Biomethan liegen neben der vorläufigen Rohstoffbasis für das Jahr 2017 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, 2018) veröffentlicht, zugrunde. Verwendung fanden vorläufige Werte für das Jahr 2017. 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“ (IFEU, 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. Tabelle 135 gibt die Emissionsfaktoren der Biomethan-Nutzung wieder.

Da der in Richtlinie 2009/28/EG für fossile Kraftstoffe angegebene THG-Emissionsfaktor nicht die Substitutionsbeziehungen in dem Bereich widerspiegelt und deutlich höher als der für Erdgas (CNG) ist, wird – auch abweichend zu den BLE-Berechnungen – der Emissionsfaktor für die CNG-Erdgasbereitstellung der Ökobilanzdatenbank GEMIS 4.94 entnommen (vgl. Tabelle 136).

Tabelle 135: Biomethan-Emissionsfaktoren

	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]	
Biomethan (Abfall, Reststoff)										
Vorkette	33,08	17,510	0,607	0,001	0,103	0,047	0,081	0,008	0,033	0,004
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,076	0,006	0,100	0,004	0,063	0,011
Gesamt	33,08	17,51	0,607	0,001	0,179	0,053	0,181	0,012	0,096	0,015
Biomethan (Energiepflanzen)										
Vorkette	129,79	67,680	0,953	0,129	0,324	0,119	0,294	0,014	0,067	0,015
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,076	0,006	0,100	0,004	0,063	0,011
Gesamt	129,79	67,68	0,953	0,129	0,400	0,125	0,394	0,018	0,131	0,026

Quelle: UBA auf Basis von ZSE (UBA, 2019) und vorläufiger Daten der BLE für das Jahr 2018

Tabelle 136: Emissionsfaktoren von CNG-Erdgas bzw. CNG-Erdölglas

	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]		
CNG-Erdgas bzw. CNG-Erdölglas										
Vorkette	48,91	27,228	0,852	0,001	0,082	0,010	0,104	0,005	0,065	0,011
Direkte	201,60	201,60	0,000	0,000	0,076	0,006	0,100	0,004	0,063	0,011
Gesamt	250,51	228,83	0,852	0,001	0,158	0,016	0,204	0,009	0,128	0,022

Quelle: auf Grundlage von GEMIS 4.94 (IINAS, 2016) und ZSE (UBA, 2019)

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. 82.000 t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt knapp 212 g CO₂-Äq. / kWh bezogen auf den Gesamteinsatz von Biomethan.

Tabelle 137: Emissionsbilanz der Biomethannutzung

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	97.449	15.006	82.443	211,94
CO₂	89.014	7.919	81.095	208,47
CH₄	332	244	88	0,23
N₂O	0	3	-3	-0,01
SO₂-Äq.	61	75	-13	-0,03
SO₂	6	22	-16	-0,04
NO_x	79	75	4	0,01
Staub	3	5	-1	0,00
CO	50	38	12	0,03
NMVOC	9	6	3	0,01

Quelle: Eigene Berechnung

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Darstellung der wesentlichen Eingangsparameter der Emissionsbilanzierung erneuerbarer Energieträger	19
Abbildung 2:	Entwicklung der netto vermiedenen Treibhausgasemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien in den letzten 10 Jahren	29
Abbildung 3:	Netto vermiedene Treibhausgasemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2018.....	30
Abbildung 4:	Anteile der Sektoren an der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien und den dadurch vermiedenen THG-Emissionen im Jahr 2018	31
Abbildung 5:	Durch den Einsatz erneuerbarer Energien zur Brutto-Stromerzeugung vermiedene und verursachte Treibhausgasemissionen im Jahr 2018 nach Energieträgern	33
Abbildung 6:	Spezifische Treibhausgasbilanz der Brutto-Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2018 nach Energieträgern	33
Abbildung 7:	Durch die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien vermiedene und verursachte Treibhausgasemissionen im Jahr 2018 nach Energieträgern	34
Abbildung 8:	Spezifische Treibhausgasemissionen der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2018 nach Energieträgern	35
Abbildung 9:	Durch die Nutzung von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor vermiedene und verursachte Treibhausgasemissionen im Jahr 2018 nach Energieträgern	36
Abbildung 10:	Spezifische Treibhausgasemissionen durch die Nutzung von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor im Jahr 2018 nach Energieträgern	36
Abbildung 11:	Netto vermiedene säurebildende Luftschadstoffemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2018	38
Abbildung 12:	Durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Strom-, Wärme sowie Verkehrssektor im Jahr 2018 vermiedene und verursachte säurebildende Schadstoffemissionen nach Energieträgern	39
Abbildung 13:	Netto vermiedene und verursachte Staubemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2018	40
Abbildung 14:	Durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Strom-, Wärme sowie Verkehrssektor im Jahr 2018 vermiedene und verursachte Staubemissionen nach Energieträgern.....	41
Abbildung 15:	Anteil der EE-Bruttostromerzeugung an den netto vermiedenen THG-Gesamtemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien.....	42
Abbildung 16:	Anteil des EE-Wärmeverbrauchs an den netto vermiedenen THG-Gesamtemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien.....	82
Abbildung 17:	Anteil des EE-Verbrauchs im Verkehrssektor an den netto vermiedenen THG-Gesamtemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien*	127

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Ziele der Bundesregierung zum Ausbau der erneuerbaren Energien	15
Tabelle 2:	Übersicht der betrachteten Treibhausgase und Luftschadstoffe.....	17
Tabelle 3:	Vorläufige Schätzwerte für Emissionen infolge von indirekten Landnutzungsänderungen durch Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe (g CO ₂ -Äq. / MJ)	22
Tabelle 4:	Emissionsbilanz für wesentliche Treibhausgase durch erneuerbare im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor im Jahr 2017.....	32
Tabelle 5:	Emissionsvermeidung wesentlicher Luftschadstoffe durch erneuerbare Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung im Jahr 2017	37
Tabelle 6:	Mittlere Brutto-Nutzungsgrade der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb)	42
Tabelle 7:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern	43
Tabelle 8:	Stromerzeugung aus Photovoltaik.....	44
Tabelle 9:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Photovoltaik	45
Tabelle 10:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Photovoltaik.....	46
Tabelle 11:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Photovoltaik	47
Tabelle 12:	Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore)	48
Tabelle 13:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore)	48
Tabelle 14:	Eingangsparameter der betrachteten Referenz-Windkraftanlagen...	49
Tabelle 15:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore)	49
Tabelle 16:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore)	50
Tabelle 17:	Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore)	51
Tabelle 18:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore)	51
Tabelle 19:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore)	52
Tabelle 20:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore)	52
Tabelle 21:	Stromerzeugung aus Wasserkraft	53
Tabelle 22:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Wasserkraft	54
Tabelle 23:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Wasserkraft.....	54

Tabelle 24:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Wasserkraft.....	55
Tabelle 25:	Stromerzeugung aus Tiefengeothermie	56
Tabelle 26:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Tiefengeothermie...56	
Tabelle 27:	Basisannahmen des verwendeten Ökobilanz-Datensatzes für die geothermische Stromerzeugung	57
Tabelle 28:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der geothermischen Stromerzeugung	58
Tabelle 29:	Emissionsbilanz der geothermischen Stromerzeugung.....	58
Tabelle 30:	Stromerzeugung aus fester Biomasse	59
Tabelle 31:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus fester Biomasse	60
Tabelle 32:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus fester Biomasse und geschätzter Anteil der Referenzfälle am Erzeugungsmix	60
Tabelle 33:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fester Biomasse geordnet nach eingesetztem Brennstoff	61
Tabelle 34:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus fester Biomasse.....	63
Tabelle 35:	Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan.....	65
Tabelle 36:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan	65
Tabelle 37:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan sowie geschätzter Anteil der Referenzfälle am Erzeugungsmix.....	67
Tabelle 38:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Biogas/Biomethan	67
Tabelle 39:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Biogas.....	69
Tabelle 40:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Biomethan.....	70
Tabelle 41:	Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse	70
Tabelle 42:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse..	71
Tabelle 43:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse und geschätzter Anteil der Referenzfälle am Erzeugungsmix.....	72
Tabelle 44:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse	73
Tabelle 45:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse.....	73
Tabelle 46:	Stromerzeugung aus Klärgas	74
Tabelle 47:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Klärgas	75
Tabelle 48:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Klärgas.....	75
Tabelle 49:	Mittlerer Brutto-Nutzungsgrad der Stromerzeugung aus Klärgas (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb)	75

Tabelle 50:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Klärgas.....	76
Tabelle 51:	Stromerzeugung aus Deponiegas	77
Tabelle 52:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Deponiegas.....	77
Tabelle 53:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Deponiegas	78
Tabelle 54:	Mittlerer Brutto-Nutzungsgrad der Stromerzeugung aus Deponiegas (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb)	78
Tabelle 55:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Deponiegas	79
Tabelle 56:	Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls	79
Tabelle 57:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls.....	80
Tabelle 58:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls	80
Tabelle 59:	Mittlerer Brutto-Nutzungsgrad der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Abfalls (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb)	81
Tabelle 60:	Primärenergiebezogene Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Abfalls	81
Tabelle 61:	Mittlere Brutto-Nutzungsgrade der Wärmebereitstellung aus konventionellen Energieträgern (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb)	83
Tabelle 62:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern in privaten Haushalten, im GHD-Sektor und der Industrie.....	83
Tabelle 63:	Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor	85
Tabelle 64:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor im Bezug auf die angewendete Technik.....	85
Tabelle 65:	Durchschnittlicher Nutzungsgrad der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor	86
Tabelle 66:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor	87
Tabelle 67:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Einzelfeuerungen (private Haushalte und GHD)	88
Tabelle 68:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in zentralen Kessel (private Haushalte und GHD)	89
Tabelle 69:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Pellets (private Haushalte und GHD)	89
Tabelle 70:	Wärmebereitstellung (Endenergie) aus fester Biomasse in der Industrie.....	90

Tabelle 71:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie in Bezug auf die angewendete Technik	91
Tabelle 72:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse und geschätzter Anteil der Referenzfälle am Endenergiemix	92
Tabelle 73:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie	93
Tabelle 74:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie.....	95
Tabelle 75:	Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung.....	96
Tabelle 76:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung	96
Tabelle 77:	Fossiler Brennstoffmix für die Erzeugung von Fernwärme	96
Tabelle 78:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung..	97
Tabelle 79:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung	98
Tabelle 80:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung	99
Tabelle 81:	Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse und Biodieseinsatz in der Landwirtschaft.....	101
Tabelle 82:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse und des Biodieseinsatzes in der Landwirtschaft	101
Tabelle 83:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse	102
Tabelle 84:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor	103
Tabelle 85:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Pflanzenöl	104
Tabelle 86:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse (Industrie)	104
Tabelle 87:	Emissionsbilanz des Biodiesel und HVO-Einsatzes in der Landwirtschaft	105
Tabelle 88:	Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse.....	106
Tabelle 89:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse.....	107
Tabelle 90:	Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für die Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse.....	108
Tabelle 91:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse	109
Tabelle 92:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Biogas	111

Tabelle 93:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Biomethan	111
Tabelle 94:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Klärgas	111
Tabelle 95:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Deponiegas.....	112
Tabelle 96:	Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls	113
Tabelle 97:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls	113
Tabelle 98:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung	114
Tabelle 99:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung	114
Tabelle 100:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls.....	115
Tabelle 101:	Wärmebereitstellung aus Solarthermie	116
Tabelle 102:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Solarthermie .	116
Tabelle 103:	Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für die Wärmebereitstellung aus Solarthermie	117
Tabelle 104:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Solarthermie.....	117
Tabelle 105:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Solarthermie.....	118
Tabelle 106:	Wärmebereitstellung aus Wärmepumpen.....	119
Tabelle 107:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpen.....	120
Tabelle 108:	Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für Wärmepumpen.....	120
Tabelle 109:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpen	121
Tabelle 110:	Emissionsbilanz der erneuerbaren Wärmebereitstellung aus Umgebungswärme (Wärmepumpe – aerothermisch, Erdgas- Wärmepumpe).....	122
Tabelle 111:	Emissionsbilanz der erneuerbaren Wärmebereitstellung aus oberflächennaher Geothermie (Wärmepumpe - geothermisch).....	123
Tabelle 112:	Emissionsbilanz der erneuerbaren Wärmebereitstellung aus Umgebungswärme (Wärmepumpe - hydrothermisch)	123
Tabelle 113:	Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie	124
Tabelle 114:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie	124
Tabelle 115:	Basisannahmen des verwendeten Ökobilanz-Datensatzes für die Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie	125

Tabelle 116:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie.....	125
Tabelle 117:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie...	126
Tabelle 118:	Verbrauch von Biodiesel und HVO im Verkehrssektor.....	128
Tabelle 119:	Rohstoffbasis des genutzten Biodiesels/HVOs.....	129
Tabelle 120:	Biodiesel- und HVO-Emissionsfaktoren differenziert nach Rohstoffbasis*	129
Tabelle 121:	Emissionsfaktoren von mineralischem Diesel	131
Tabelle 122:	Emissionsbilanz der Biodiesel-/HVO-Nutzung.....	132
Tabelle 123:	Bioethanolverbrauch im Verkehrssektor.....	132
Tabelle 124:	Rohstoffbasis des genutzten Bioethanols	133
Tabelle 125:	Bioethanol-Emissionsfaktoren differenziert nach Rohstoffbasis* ..	133
Tabelle 126:	Emissionsfaktoren von Ottokraftstoff	135
Tabelle 127:	Emissionsbilanz der Bioethanolnutzung.....	135
Tabelle 128:	Pflanzenölverbrauch.....	136
Tabelle 129:	Rohstoffbasis des genutzten Pflanzenöls	137
Tabelle 130:	Pflanzenöl-Emissionsfaktoren differenziert nach Rohstoffbasis* ...	137
Tabelle 131:	Emissionsfaktoren von mineralischem Diesel	138
Tabelle 132:	Emissionsbilanz der Pflanzenölnutzung.....	138
Tabelle 133:	Biomethanverbrauch im Verkehrssektor	139
Tabelle 134:	Rohstoffbasis des genutzten Biomethans	140
Tabelle 135:	Biomethan-Emissionsfaktoren differenziert nach Rohstoffbasis	140
Tabelle 136:	Emissionsfaktoren von CNG-Erdgas bzw. CNG-Erdölgas	141
Tabelle 137:	Emissionsbilanz der Biomethannutzung.....	141

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 abgegebene feste, flüssige und gasförmige 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 Quotient 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 Panel on Climate Change von 1996 (IPCC, 2007) wird die Klimawirksamkeit von CH₄ im Zeitraum von 100 Jahren im Vergleich zu CO₂ als ca. 21-mal stärker eingeschätzt.

Distickstoffoxid /Lachgas (N₂O) ist ein farbloses Gas aus der Gruppe der Stickoxide. Neben Kohlenstoffdioxid (CO₂) und Methan (CH₄) ist es als direkt klimawirksames Gas relevant. Nach IPCC (1996) ist

es 310-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), Stickstoffoxide (NO_x), flüchtige organische Verbindungen (VOC) und Ammoniak (NH₃). Diese vier Stoffe tragen insbesondere zur Versauerung, zur Bodenentrophierung und zur Bildung troposphärischen Ozons 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. (2013). *Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland*. Berlin: AGEB.
- AGEB. (2015). *Energiebilanz 2013*. Berlin: AGEB.
- AGEB. (2018). *Auswertungstabellen zur Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland*.
- AGEE-Stat. (2019). *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland bis 2018*. Von BMWi:
http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html 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.
- Bäck et al. (2017). *Multi-functionality and sustainability in the European Union's forests*. EASAC policy report 32.
- BFE. (2016). *Schweizerische Holzenergiestatistik - Erhebung für das Jahr 2015*.
- BLE. (2018). *Evaluationsbericht- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2017*. Bonn: BLE.
- BMEL, BMU. (2009). *Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland*. Von http://www.bmel.de/DE/Landwirtschaft/Nachwachsende-Rohstoffe/_texte/Biomasseaktionsplan.html abgerufen
- BMU. (2012a). *Erneuerbare Energien- Fragen und Antworten*. Berlin: BMU.
- BMU. (2012b). *Evaluierung der Biomethanbereitstellung, -verteilung und -nutzung in Deutschland durch ein Marktmonitoring (BIOMON)*.
- BMWi. (2014a). *EEG Reform*. Von <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-reform.html> abgerufen
- BMWi. (2018b). *Sechster Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“*. Von <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/sechster-monitoring-bericht-zur-energiewende.html> abgerufen
- BMWi. (2019). *Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung*. Von BMWi: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/erneuerbare-energien-in-zahlen.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., Grasmann, E., Grönröft, A., Klemm, M., Oehmichen, K., & Zech, K. (2016). *Die Biokraftstoffproduktion in Deutschland - Stand der Technik und Optimierungsansätze*. Leipzig: DBFZ Report Nr. 22.
- BSW. (2019). *Statistische Zahlen der deutschen Solarwärmebranche (Solarthermie)*. Von BSW Bundesverband Solarwirtschaft: <http://www.solarwirtschaft.de/unsere-themen-solarthermie/zahlen-und-fakten.html> abgerufen
- BSW-Solar. (2019). *Statistische Zahlen der deutschen Solarwärmebranche (Solarthermie)*.
- Bundesregierung. (2010). *Energiekonzept*. Von <http://www.bmwi.de/DE/Themen/energie,did=405004.html> abgerufen
- Bundesregierung. (2011). *Energiepolitischen Beschlüsse*. Von <https://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/Artikel/2012/06/2012-06-04-artikel-hintergrund-energiewende-gesetzespaket.html> abgerufen

- Bundesregierung. (2014). *Zwölftes Gesetz zur Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes, vom 20. November 2014*. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2014 Teil I Nr. 53, ausgegeben zu Bonn am 25. November 2014, S. 1740, BGBl. I S. 1740.
- Bundesregierung. (2018). *Antwort der Bundesregierung auf die kleine Anfrage der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN Stand der Dinge des EU-Pakets „Saubere Energie für alle Europäer“*. BT-Drs 19/1602.
- Bundesregierung. (2019). Von Klimaschutzprogramm 2030: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzprogramm-2030-1673578> abgerufen
- BWP. (2018). *Absatzzahlen 2017*. Von BWP Bundesverband Wärmepumpe: <http://www.waermepumpe.de/waermepumpe/zahlen-und-daten/jahreszahlen.html> abgerufen
- 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. (2017). *Anlagenbestand Biogas und Biomethan – Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland*. Leipzig: DBFZ.
- Degel, & Jörß. (2009). *Aufbereitung von Daten der Emissionserklärungen gemäß 11. BImSchV aus dem Jahre 2004 für die Verwendung bei der UNFCCC- und UNECE-Berichterstattung - Teilbericht Stationäre Verbrennungsmotoren*. Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung (IZT). Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- DEPI. (2017). *Pelletproduktion und Inlandsbedarf in Deutschland*. Von <http://depi.de/de/infothek/grafiken/#pelletproduktion> abgerufen
- Deutsche Wind Guard. (2019). *Status des Offshore-Windenergieausbaus - Jahr 2018*.
- Deutsche Wind Guard. (2019). *Status des Windenergieausbaus an Land - Jahr 2018*. Varel.
- DEWI GmbH. (2018). *Windenergienutzung in Deutschland - Stand 26.01.2018*. Von http://www.dewi.de/dewi_res/index.php?id=23 abgerufen
- DIN 51605:2010-09. (kein Datum). *Kraftstoffe für pflanzenölaugliche Motoren - Rapsölkraftstoff - Anforderungen und Prüfverfahren*.
- DIN 51625:2008-08. (kein Datum). *Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge - Ethanolkraftstoffe - Anforderungen und Prüfverfahren*.
- DIN EN 14214:2014-06. (kein Datum). *Flüssige Mineralölerzeugnisse – Fettsäure-Methylester (FAME) zur Verwendung in Dieselmotoren und als Heizöl – Anforderungen und Prüfverfahren*.
- DWD. (2018). *Jährliche Strahlungskarte - flächendeckende Jahressumme der Globalstrahlung für das Jahr 2016*. 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. (2018). *Renewable energy in Europe - 2018 - Recent growth and knock-on effects*. Kopenhagen: EEA Report No 20/2018.
- EEWärmeG. (2008). *Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz - EEWärmeG)*. Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz vom 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658), zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert.
- EntSo-E. (2014). *European Network of Transmission System Operators for Electricity*. <https://www.entsoe.eu>.

- ESA², TUD, KIT & TEP. (2019). *Modellierung der Substitutionseffekte erneuerbarer Energien im deutschen und europäischen Stromsektor und ihrer Auswirkungen auf die Emissionsbilanzierung erneuerbarer Energieträger*. Dessau-Roßlauf: Umweltbundesamt.
- ESU. (2012). *Life Cycle Inventories of Hydroelectric Power Generation*. Uster (CH): ESU Services Ltd.
- Europäische Kommission. (2012). *Vorschlag für eine RICHTLINIE DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselmotoren und zur Änderung der Richtlinie 2009/28/EG*. COM(2012) 595 final.
- Europäische Kommission. (2015). *NOTE ON THE CONDUCTING AND VERIFYING ACTUAL CALCULATIONS OF GHG EMISSION SAVINGS*. Brüssel: BK/abd/ener.c.1(2015) 4507918.
- Europäische Kommission. (2016). *RICHTLINIE DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung)*. Brüssel: COM(2016) 767 final.
- Europäische Kommission. (2017). *BERICHT DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN RAT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN Fortschrittsbericht „Erneuerbare Energiequellen“*. Brüssel: COM(2017) 57 final.
- Europäische Kommission. (2018). *Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources*. Brüssel.
- Europäische Kommission. (2019). *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(2019) 225.
- Europäisches Parlament. (2015). *Änderung der Richtlinie über die Qualität von Kraftstoffen und Richtlinie über Energie aus erneuerbaren Quellen*. 2. Lesung am 28. April 2015.
- Fachverband Biogas. (7 2019). *Branchenzahlen 2018 und Prognose der Branchenentwicklung 2019*.
- Fehrenbach, H. (2013). Telefonisches Gespräch mit Horst Fehrenbach am 15.07.2013. Dessau.
- 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.
- Flessa, H., Delorme, J.-P., Fuß, R., Moffat, A., Petersen, U., Stichnothe, H., & Weiser, C. (2017). *Minderung von Treibhausgasemissionen im Rapsanbau*. Von <https://www.thuenen.de/de/institutsuebergreifende-projekte/minderung-von-treibhausgasemissionen-im-rapsanbau/> abgerufen
- Fraunhofer IWES. (2012). *Aktualisierung von Ökobilanzdaten für erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe - Abschnitt Windenergie*. Kassel: FraunhoferIWES.
- Fraunhofer IWES. (2017). *Windmonitor (Größenentwicklung der Windenergieanlagen Onshore)*. Von <http://www.windmonitor.de/> abgerufen
- Frey, Schulz, Horst, & Leprich. (2007). *Studie zu den Energieeffizienzpotenzialen durch Ersatz von elektrischem Strom im Raumwärmebereich*.
- Fritsche, U. R., & Schmidt, K. (2008). *Handbuch zu GEMIS 4.5*. Von <http://www.iinas.org/gemis-docs-de.html> abgerufen
- GeotIS. (2019). *Geothermisches Informationssystem*. Von <https://www.geotis.de/homepage/GeotIS-Startpage> 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.
- Heberle, Obermeier, & Brüggemann. (2012). *Mögliche Emissionen bei der Strom- und Wärmeerzeugung aus Geothermie durch den Einsatz von F-Gasen im Energiewandlungsprozess mittels ORC*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- 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.
- IFEU. (2016). *Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm)*. Heidelberg.
- IINAS. (2016). *Globales Emissions-Modell integrierter Systeme*. Von <http://www.iinas.org/gemis-de.html> abgerufen
- INFRAS. (2017). *Handbuch der Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs (HBEFA) 3.3*. Von <https://www.hbefa.net/d/index.html> abgerufen
- IPCC. (2007). *IPCC Forth Assessment Report: Climate Change 2007 (AR4)*. Cambridge: Cambridge University Press.
- ISE. (2018). *Photovoltaics Report 2018*. Von <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/photovoltaics-report.html> abgerufen
- ISI. (2016). *CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2012 und 2013*. Karlsruhe: FraunhoferISI.
- 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.
- Klöpffer, W., & Grahl, B. (2009). *Ökobilanz (LCA): Ein Leitfaden für Ausbildung und Beruf*. Weinheim: WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA.
- 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)“*.
- Lohmann, Troy, Wagner, Baack, Eickelkamp, Epe, & Kloske. (2012). *Die Ökobilanz des Offshore-Windparks alpha ventus*. Münster: Lit.
- Nast, Drück, Hartmann, Kelm, Kilburg, Mangold, & Winter. (2009). *Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) im Zeitraum Januar 2007 bis Dezember 2008*. Stuttgart.
- Öko-Institut. (2012). *Aktualisierung LCA-EE*.
- 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

- Reisinger, Hartmann, & Nothhaft. (2009). *Evaluierung des BMU-Marktanreizprogramms: Teilbereich kleine Biomassekessel bis 100kW*. Berlin.
- 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 Dieseldieselkraftstoffen 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.
- RWI/forsa. (2011). *Erhebung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte für die Jahre 2006–2008*. Essen/Köln: RWI - Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung / forsa Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen mbH.
- RWI/forsa. (2015). *Erhebung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte für die Jahre 2011–2013*. Essen/Köln: RWI - Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung / forsa Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen mbH.
- Simon, & O'Sullivan. (2012). *Projekt LCA-EE - DLR Unterauftrag Solarthermie*. Stuttgart.
- SmartGreenScans. (2012). *Life Cycle Assessment of Photovoltaic Systems*. Groet (NL): SmartGreenScans.
- StBa. (2018). *066 - Erhebung über die Elektrizitätsversorgung der Netzbetreiber*. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.
- StBa. (2018b). *Erhebung über die Energieverwendung der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden*. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.
- StBa. (2018c). *Erhebung über Erzeugung, Bezug, Verwendung und Abgabe von Wärme*. 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.
- TUHH. (2015). *Ökobilanz ORC-Effizienzsteigerung. (Veröffentlichung in Vorbereitung)*. TU HH Technische Universität Hamburg-Harburg.
- 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. (2013b). *Treibhausgasneutrales Deutschland um Jahr 2050*. Dessau-Roßlau: UBA.

- UBA. (2013c). *Potential der Windenergie an Land - Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land*. Dessau-Roßlau. Von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/potenzial_der_windenergie.pdf 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. (2016b). *CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe*. Dessau-Roßlau: UBA Climate Change 27/2016.
- UBA. (2017a). *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2016*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- UBA. (2017b). *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2016*. Dessau-Roßlau.
- UBA. (2018). *Emissionbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2017*. Dessau-Roßlau: UBA.
- UBA. (2019). *Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2016 - Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2015*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- Wagner, Geiger, Hardi, Brückl, Roth, & Tzscheutschler. (2004). *CO₂-Vermeidungskosten im Kraftwerksbereich, bei den erneuerbaren Energien sowie bei nachfrageseitigen Energieeffizienzmaßnahmen*. München.
- WBGU. (2008). *Welt im Wandel: Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung*. Berlin: WBGU - Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen.
- Ziems, Meinke, Nocke, Weber, & Hassel. (2012). *Kraftwerksbetrieb bei Einspeisung von Windparks und Photovoltaikanlagen*. Rostock.