

CLIMATE CHANGE

29/2014

# Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger

Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2013



# **Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2013**

von

Michael Memmler  
Ludger Schrempf  
Sebastian Hermann  
Sven Schneider  
Jeannette Pabst  
Marion Dreher

Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau

Aktualisierte und erweiterte Fassung auf Grundlage der „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger – Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2012“ von Michael Memmler, Katja Merkel, Jeannette Pabst, Stefan Rother, Sven Schneider, Marion Dreher.

# Impressum

**Herausgeber:**

Umweltbundesamt

Wörlitzer Platz 1


06844 Dessau-Roßlau

Tel: +49 340-2103-0

Fax: +49 340-2103-2285

info@umweltbundesamt.de

Internet: www.umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt

**Redaktion:**

Fachgebiet I 2.5 Energieversorgung und -daten

Michael Memmler, Marion Dreher

Publikationen als pdf:

<https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energietraeger-2013>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, November 2014

## **Vorbemerkung**

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

Eine elektronische Fassung dieses Berichts einschließlich der Datenaktualisierungen zum Jahresende bzw. Frühjahr in Form von separaten Anhängen werden auf der Internetseite des Umweltbundesamtes bereitgestellt: <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energietraeger>

Die Emissionsbilanzierung wurde nach derzeitigem Stand des Wissens durchgeführt. Eine Anpassung an neue Erkenntnisse ist in regelmäßigen Abständen geplant. Sachgerechte Kritik und methodische Anmerkungen sind daher ausdrücklich erwünscht.

# Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung .....	6
Executive Summary .....	8
1 Einleitung.....	10
2 Methodik, Datenquellen und Forschungsbedarf .....	13
2.1 Methodik .....	13
2.1.1 Betrachtete Treibhausgase und Luftschadstoffe.....	13
2.1.2 Vorgehen bei der Emissionsbilanzierung.....	14
2.1.3 Exkurs: Berücksichtigung von Landnutzungsänderungen bei biogenen Energieträgern .....	16
2.2 Datenquellen .....	18
2.2.1 Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien von der AGEE-Stat .....	18
2.2.2 Direkte Emissionsfaktoren aus dem Nationalen Emissionsinventar (ZSE) .....	18
2.2.3 Ökobilanzdaten für Vorketten-Emissionsfaktoren aus GEMIS und ecoinvent .....	19
2.2.4 IFEU-Gutachten zur „Erweiterung der THG-Bilanz ausgewählter Biokraftstoffpfade“ .....	20
2.2.5 Evaluationsbericht gem. Biokraft-NachV / BioSt-NachV der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung.....	20
2.2.6 Substitutionsfaktoren im Stromsektor von Fraunhofer ISI .....	21
2.2.7 RWI/forsa-Erhebungen des Energieverbrauchs der privaten Haushalte .....	22
2.3 Unsicherheiten und Forschungsbedarf .....	23
3 Zusammenfassende Ergebnisse der Emissionsbilanz erneuerbarer Energien .....	24
3.1 Treibhausgasemissionen .....	24
3.2 Emissionen weiterer Luftschadstoffe.....	30
4 Erneuerbare Energien im Stromsektor.....	36
4.1 Photovoltaik.....	36
4.2 Windenergie an Land (onshore) .....	40
4.3 Windenergie auf See (offshore).....	44
4.4 Wasserkraft .....	47
4.5 Geothermie .....	49
4.6 Feste Biomasse .....	53
4.7 Biogas und Biomethan.....	58
4.8 Flüssige Biomasse (Pflanzenöl) .....	64

4.9	Klärgas .....	68
4.10	Deponiegas.....	71
4.11	Biogener Anteil des Siedlungsabfalls.....	74
5	Erneuerbare Energien im Wärmesektor .....	78
5.1	Feste Biomasse (Haushalte) .....	78
5.2	Feste Biomasse (Industrie) .....	84
5.3	Feste Biomasse (Heiz(kraft)werke) .....	88
5.4	Flüssige Biomasse.....	92
5.5	Gasförmige Biomasse (Biogas, Biomethan, Klärgas, Deponiegas) .....	97
5.6	Biogener Anteil des Siedlungsabfalls.....	103
5.7	Solarthermie .....	107
5.8	Oberflächennahe Geothermie und Umweltwärme (Wärmepumpen) .....	110
5.9	Tiefengeothermie .....	113
6	Erneuerbare Energien im Verkehrssektor .....	117
6.1	Biodiesel .....	118
6.2	Bioethanol .....	121
6.3	Pflanzenöl.....	124
6.4	Biomethan .....	126
	Abbildungsverzeichnis .....	130
	Tabellenverzeichnis.....	132
	Abkürzungsverzeichnis.....	138
	Begriffserklärungen.....	139
	Literaturverzeichnis.....	142

## Zusammenfassung

Das Umweltbundesamt (UBA) erstellt seit 2007 eine Emissionsbilanz der erneuerbaren Energien für die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Ursprünglich wurde dies im Auftrag des damaligen Bundesministeriums für Umwelt, Natur 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 im Rahmen der Arbeiten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) seit 2014 im Auftrag des BMWi.

Die Ergebnisse der Emissionsbilanz werden jährlich im August/September im Rahmen der Publikationsreihe „Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2014a) veröffentlicht. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährige Datenaktualisierung. Die jeweils neuesten Daten sowie die zugehörigen Publikationen sind auf den Internetseiten des Umweltbundesamtes<sup>1</sup> bzw. des BMWi<sup>2</sup> abrufbar.

In den letzten Jahren wurde die Emissionsbilanz kontinuierlich weiterentwickelt und auf eine verlässliche Basis gestellt. 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 2012“ (CLIMATE CHANGE 15/2013) veröffentlichten Publikation. Der Bericht stellt die aktuelle Datenlage für den Strom-, Wärme- und Verkehrssektor dar und bringt die Ergebnisse der Emissionsbilanzierung erneuerbarer Energieträger auf den aktuellen Stand.

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 aktuelle Forschungsergebnisse berücksichtigt, so z. B. die ermittelten Substitutionswerte des Gutachtens „CO<sub>2</sub>-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2010 und 2011“ (ISI, 2013) sowie Emissionsfaktoren des BMU-Forschungsvorhaben „Aktualisierung von Ökobilanzdaten für Erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe“ (Rausch & Fritsche, 2012). Bisher fehlende Angaben zu den Emissionen einzelner Treibhausgase und Luftschadstoffe für wesentliche Biokraftstoff-Herstellungswege konnten durch das Gutachten „Erweiterung der THG-Bilanz ausgewählter Biokraftstoffpfade“ ergänzt werden (IFEU, 2011).

Die zur Ableitung von Substitutions- und Emissionsfaktoren verwendeten Datenquellen werden in den einzelnen Kapiteln ausführlich dokumentiert und wurden für die Berechnungen soweit vorliegend aktualisiert. Große Bedeutung kommt dabei insbesondere der UBA-Datenbank zur nationalen Emissionsberichterstattung (ZSE) sowie mehreren Ökobilanzdatenbanken (GEMIS, ecoinvent) zu. Ferner wurden auch Erkenntnisse aus der Auswertung aktueller EEG-Daten der Bundesnetzagentur in die Berechnungen einbezogen.

Die Berechnungen für das Jahr 2013 zeigen, dass der Ausbau erneuerbarer Energien wesentlich zur Erreichung der Klimaschutzziele in Deutschland beiträgt. Insgesamt werden in allen Verbrauchssektoren fossile Energieträger zunehmend durch erneuerbare Energien ersetzt und damit dauerhaft

---

<sup>1</sup> <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energetraeger>

<sup>2</sup> <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html>



Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen vermieden. Die Ergebnisse zeigen darüber hinaus, dass eine differenzierte Betrachtung verschiedener Technologien und Sektoren sinnvoll und notwendig ist, da sich die spezifischen Vermeidungsfaktoren für die untersuchten Treibhausgase und Luftschadstoffe teilweise erheblich unterscheiden. Für effiziente Maßnahmen des Klimaschutzes und der Luftreinhaltung sind diese Informationen essentiell.

Bei Einbezug der Vorketten weist die Netto-Emissionsbilanz der erneuerbaren Energien für Treibhausgase eine Emissionsvermeidung in Höhe von rund 146 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten in 2013 aus. Auf den Stromsektor entfielen 105,4 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente, davon sind 84,3 Mio. t der Strommenge mit EEG-Vergütungsanspruch zuzuordnen. Im Wärmesektor wurden 35,6 Mio. t und durch biogene Kraftstoffe 4,8 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente 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 besonders die Art und Herkunft der verwendeten Rohstoffe ausschlaggebend. Sofern es sich dabei nicht um biogene Reststoffe oder biogene Abfälle handelt, sind Landnutzungsänderungen durch den landwirtschaftlichen Anbau der Energiepflanzen zu beachten. Diese können die Bilanzergebnisse entscheidend beeinflussen, werden aber im vorliegenden Bericht noch nicht berücksichtigt, da es derzeit noch keine einheitlich anerkannte Methodik zur Berechnung gibt.

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

## Executive Summary

Since 2007, 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). From the year 2014 onwards the work will be continued under the responsibility of the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi) in line with the recent restructuring of the responsibilities of BMUB and BMWi.

The results of the balance of avoided emissions is made available within the publication “Renewable Energy Sources in Figures - National and international developments” (BMWi, 2014a), which is presented annually in August/September. Additionally, results are updated twice a year (at the end of the year and in February/March). Latest data and above mentioned publication can be downloaded from the webpage of UBA<sup>3</sup> and BMWi<sup>4</sup>.

During the last years, the net balance of emissions avoided has been improved continuously and is supported by a sound methodological footing. The current edition represents a revised version of last year's report, published under the title „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2012” (CLIMATE CHANGE 15/2013). It presents latest data for the electricity, heat and transport sector and contains updated results based on the latest renewable energy statistics for the year 2013.

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, up-to-date research is fed into the calculations. Examples include the recent study on “CO<sub>2</sub>-reductions in the electricity sector through the use of renewable energies in 2010 and 2011” (ISI, 2013) or the use of representative emission factors derived from a BMU research project on „Updating of Eco-balances for greenhouse gases and air pollutants from renewable energy sources” (Rausch & Fritsche, 2012). Data gaps on biofuel production pathways could be filled through a study on the “Update of greenhouse gas emissions balances of selected biofuel resource pathways”(IFEU, 2011).

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 GEMIS or ecoinvent). Furthermore, information was drawn from the analysis of EEG-data received from the Federal Network Agency for Electricity, Gas, Telecommunications, Post and Railway (Bundesnetzagentur).

Calculations for the year 2013 show that the expansion of renewable energies contributes substantially to achieving national climate goals in Germany. In all consumption sectors (i.e. power, heat and transport) fossil fuels are being replaced by renewable energies thereby permanently reducing energy related greenhouse gas emissions and air pollutants. Nevertheless, results also show that different sectors and renewable energy technologies show very different reduction factors for the investigated greenhouse gases and air pollutants. For efficient climate change mitigation actions and this information is of key importance.

---

<sup>3</sup> <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energietraeger>

<sup>4</sup> <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html>

Considering all relevant upstream chains and the relevant greenhouse gases carbon dioxide, methane, and nitrous oxide, the net balance of emissions avoided resulted in around 146 Mio. t CO<sub>2</sub>-equivalents in 2013. Of this total amount, the power sector accounts for 105,4 Mio. t CO<sub>2</sub>-equivalents (with 84,3 Mio. t being entitled for remuneration under the Renewable Energy Sources Act). In the heat and transport sector avoided emissions amounted to 35,6 Mio. t and 4,8 Mio. t CO<sub>2</sub>-equivalents respectively.

It can be stated generally 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 material) land use changes through the cultivation of energy plants have to be considered as a major source of potential emissions. Although these indirect emissions can influence results substantially, they are not yet part of the underlying report as no officially approved methodology to account for such emissions exists.

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 investigated in the electricity, heat and transport sectors.

## 1 Einleitung

In den letzten 10 Jahren verlief der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland sehr erfolgreich. Bezogen auf den gesamten deutschen Endenergieverbrauch (Strom, Wärme, Kraftstoffe) lag deren Anteil im Jahr 2013 bei 12,0 Prozent. Damit ist Deutschland auf gutem Wege, seine Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien zu erreichen.

Der Anteil der erneuerbaren Energien am deutschen Bruttostromverbrauch ist auch im Jahr 2013 weiter deutlich gestiegen - auf insgesamt 25,3 Prozent (2012, 23,6 %), während die Anteile in den Sektoren Wärme (9,1 %) und Verkehr (5,5 %) in den letzten Jahren eher stagnieren (vgl. (BMWi, 2014a) und (AGEE-Stat, 2014)).

Mit dem Energiekonzept vom September 2010 (Bundesregierung, 2010) und den energiepolitischen Beschlüssen vom Juni 2011 hat die Bundesregierung den Umbau der Energieversorgung hin zu einem erneuerbaren Energiesystem eingeleitet. Die bis in das Jahr 2050 reichende Gesamtstrategie beinhaltet neben vielen weiteren u.a. die in Tabelle 1 aufgeführten Ziele (BMWi, 2014b).

Tabelle 1: Nationale Ziele der Bundesregierung zum Ausbau der erneuerbaren Energien

Erneuerbare Energien	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Anteil am Bruttostromverbrauch</b>		40-45 %	mind. 50 %	mind. 65 %	mind. 80 %
<b>Anteil am gesamten Bruttoendenergieverbrauch</b>	18 %		30 %	45 %	60 %

Quelle: Eigene Darstellung nach (BMWi, 2014b)

Das Ziel für 2020 entspricht dabei auch dem nationalen Ausbauziel nach der im Juni 2009 in Kraft getretenen EU-Richtlinie zur Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Richtlinie 2009/28/EG).

Um dieses Ziel für Deutschland zu erreichen, sind folgende Einzelmaßnahmen vorgesehen:

Der Anteil der erneuerbaren Energien am deutschen Bruttostromverbrauch soll von 25,3 % in 2013 auf 40-45 % im Jahre 2025 ansteigen. Um dieses Ziel zu erreichen, wurde das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) im Sommer 2014 erneut novelliert. Die Ziele der Novelle waren insbesondere, den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien besser zu steuern, die Differenzkosten durch Konzentration auf günstige Technologien zu senken sowie insbesondere durch Einbezug der Eigenversorgung besser zu verteilen sowie die erneuerbaren Energien durch eine verpflichtende Direktvermarktung besser an den Markt heranzuführen (BMWi, 2014c).

Der Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung betrug 2013 etwa 9,1 %. Dieser Bereich ist in den letzten Jahren langsamer als der Strombereich gewachsen. Die Technologien sind bereits vorhanden, haben den Markt bisher aber noch nicht ausreichend durchdrungen. Vorrangiges Ziel des Erneuerbaren-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG) ist es, den Anteil erneuerbarer Energien am Wärmebedarf in Deutschland bis zum Jahr 2020 auf 14 % deutlich zu erhöhen. Das Gesetz verpflichtet jeden Eigentümer eines neuen Gebäudes, seinen Wärmeenergiebedarf anteilig mit erneuerbaren Energien zu decken. Um den Gebäudeeigentümern bei der Nutzung erneuerbarer Energien auch finanziell entgegen zu kommen, sieht das EEWärmeG Fördermöglichkeiten über das Marktanreizprogramm 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 %-Anteils erneuerbarer Energien am gesamten Ottokraftstoff- und Dieserverbrauch 2020 beschlossen. In diesem Zusammenhang verfolgt die Bundesregierung das Ziel, den Anteil der Biokraftstoffe bis zum Jahr 2020 soweit zu erhöhen, dass dadurch die Treibhausgasemissionen um 7 % 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 einer Höhe festgelegt, dass die Treibhausgasemissionen ab dem Jahr 2015 um 3 %, ab 2017 um 4,5 % und ab dem Jahr 2020 um 7 % gesenkt werden. Dies entspricht einem energetischen Anteil von voraussichtlich ca. 12 % in 2020.

Die EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (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 um mindestens 35 % (ab 2017 mind. 70 %) gegenüber der Nutzung konventioneller Kraftstoffe.

Zur Umsetzung der Nachhaltigkeitskriterien in deutsches Recht wurden zwei Nachhaltigkeitsverordnungen erlassen: Für den Regelungsbereich des Erneuerbare-Energien-Gesetzes wurde die „Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung“ (BioSt-NachV) am 29.07.09 im Bundesgesetzblatt veröffentlicht und trat am 24. August 2009 in Kraft. Mit dieser Verordnung werden die Nachhaltigkeitsanforderungen für Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse festgelegt, die nach dem EEG vergütet wird. Eine Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung - Biokraft-NachV) entsprechend der EU-Nachhaltigkeitsregelungen wurde ebenfalls verabschiedet.

Die Debatte um die Umweltwirkungen der Biokraftstofferzeugung zeigt exemplarisch auf, dass der dringend erforderliche 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 (vgl. WBGU 2008).

Gleichwohl ist der potenzielle Beitrag der erneuerbaren Energien zur Vermeidung klima- und umweltrelevanter atmosphärischer Emissionen vor dem Hintergrund der Jahrhundertaufgabe Klimawandel insgesamt unumstritten.<sup>5</sup> Im Mittelpunkt der gesellschaftlichen Diskussion steht vielmehr die Höhe der vermiedenen Emissionen. Die vorliegende Netto-Bilanz berücksichtigt dabei sowohl die Emissionen an Treibhausgasen und sonstigen Luftschadstoffen, die durch die Substitution fossiler Energiebereitstellung vermieden werden, als auch die Emissionen, die durch den Einsatz erneuerbarer Energien verursacht werden.

Das Umweltbundesamt wurde im Juli 2007 vom damaligen Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) bzw. seit 2014 vom Bundesministerium für Wirtschaft und

---

<sup>5</sup> Dabei ist nicht zu vergessen, dass die Erzeugung erneuerbarer Energien selbst auch vom Klimawandel beeinträchtigt werden kann. Dies kann sowohl negative (z.B. durch schlechtere Anbaubedingungen für nachwachsende Rohstoffe) als auch positive Folgen haben (z.B. höhere Wüchsigkeit der Nutzwälder), was an dieser Stelle allerdings nicht weiter vertieft werden kann.

Energie (BMWi) beauftragt, die bisher vorliegenden Netto-Emissionsbilanzen erneuerbarer Energieträger weiterzuentwickeln und zu aktualisieren. Insbesondere sollte eine einheitliche und abgestimmte Datenbasis erarbeitet werden, die die Bilanzierung der durch den Einsatz erneuerbarer Energien vermiedenen Emissionen auf eine verlässliche Basis stellt. In den folgenden Kapiteln werden die Methoden, die herangezogenen Datenquellen sowie die Ergebnisse der Emissionsbilanz für die erneuerbaren Energien im Jahr 2013 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 Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien verursacht bzw. durch die Substitution entsprechender fossiler Energien vermieden werden.

In Anlehnung an die methodischen Grundsätze der Lebenszyklusanalyse (Klöppfer & Grahl, 2009), werden dabei sowohl die direkten Emissionen berücksichtigt, die im Zuge der Umwandlung von Primär- und Sekundärenergieträgern in Endenergieträger 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 Energieträgern entstehen.

Als Ergebnis wird eine Netto-Bilanz ausgewiesen, in der die im Zuge der Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien verursachten Emissionen mit denen verrechnet werden, die durch die Substitution entsprechender fossiler Energien brutto vermieden 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.

Eine Erweiterung der betrachteten Schadstoffe um zum Beispiel  $\text{NH}_3$  oder fluorierte Treibhausgase sowie eine weitere Differenzierung der Staubemissionen nach Partikelgrößen ( $\text{PM}_{10}$ ,  $\text{PM}_{2,5}$ ) erfordert zunächst eine erhebliche Verbesserung der Datengrundlagen.

Tabelle 2: Übersicht der betrachteten Treibhausgase und Luftschadstoffe

Kategorie	Langname	Kurzbezeichnung	Relatives Treibhausgas- bzw. Versauerungspotenzial (für Strom und Wärme / Verkehr) <sup>6</sup>	
Treibhausgase	Kohlenstoffdioxid	$\text{CO}_2$	1	$\text{CO}_2$ -Äq.
	Methan	$\text{CH}_4$	21 / 25	
	Distickstoffoxid (Lachgas)	$\text{N}_2\text{O}$	310 / 298	

<sup>6</sup> Im Rahmen des Berichts werden für die Bilanz im Strom- und Wärmesektor die Werte der Treibhausgaspotenziale mit hundertjährigem Zeithorizont aus dem Zweiten IPCC-Sachstandsbericht aus dem Jahr 1996 herangezogen (IPCC, 1996), um konsistent mit den Vorgaben der Emissionsberichterstattung nach der Klimarahmenkonvention in Verbindung mit dem Kyoto-Protokoll sowie den entsprechenden Richtlinien und Verordnungen der EU zu verfahren. Im Verkehrssektor werden hingegen aus Gründen der Konsistenz mit RL 2009/28/EG die Werte aus dem Vierten IPCC-Sachstandsbericht aus dem Jahr 2007 verwendet.

Kategorie	Langname	Kurzbezeichnung	Relatives Treibhausgas- bzw. Versauerungspotenzial (für Strom und Wärme / Verkehr) <sup>6</sup>	
<b>säurebildende Schadstoffe</b>	Schwefeldioxid	SO <sub>2</sub>	1	SO <sub>2</sub> -Äq.
	Stickstoffoxide	NO <sub>x</sub>	0,696	
<b>weitere Luftschadstoffe</b>	Staub	-	-	-
	Kohlenstoffmonoxid	CO	-	
	Flüchtige organische Verbindungen (ohne Methan)	NM VOC	-	

Quelle: Eigene Darstellung

Die verschiedenen 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 CO<sub>2</sub> bzw. SO<sub>2</sub> bezieht. Das Treibhausgas- bzw. Versauerungspotenzial gibt an, welche Menge an CO<sub>2</sub> bzw. SO<sub>2</sub> 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 in der Einheit CO<sub>2</sub>-Äquivalente ausgewiesen werden kann. Analog dazu wird das Versauerungspotenzial von SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub> bestimmt. Es wird in der Einheit SO<sub>2</sub>-Äquivalente angegeben.

### 2.1.2 Vorgehen bei der Emissionsbilanzierung

Das grundlegende methodische Vorgehen zur Ermittlung der Emissionsvermeidung, die aus der Nutzung der erneuerbaren Energien resultiert, wird im Folgenden beschrieben. Die Datenquellen zu den aufgeführten Parametern werden im Kapitel 2.2 näher erläutert.

Durch die Bereitstellung von Endenergie aus erneuerbaren Energien werden einerseits fossile Energieträger substituiert und dadurch Emissionen brutto vermieden ( $E_{v, \text{brutto}}$ ). Die sog. Substitutionsfaktoren ( $SF_m$ ) geben dabei die jeweiligen Anteile der fossilen Energieträger (z. B. Öl, Gas, Braun- und Steinkohle) an, die durch die Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien ( $EEB_{\text{ern}}$ ) verdrängt werden. Durch Multiplikation der substituierten Anteile an fossilen Energieträgern ( $SF_m$ ) mit deren entsprechenden Emissionsfaktoren ( $EF_{\text{fossil}, m}$ ) ergibt sich in Summe der für die einzelnen erneuerbaren Energien spezifische Brutto-Vermeidungsfaktor. Multipliziert mit der jeweils bereitgestellten erneuerbaren Endenergie ergeben sich hieraus die absoluten, brutto vermiedenen Emissionen:

$$E_{v, \text{brutto}} [\text{t}] = EEB_{\text{ern}} [\text{GWh}] * \sum SF_m [\%] * EF_{\text{fossil}, m} \left[ \frac{\text{g}}{\text{kWh}} \right]$$

Durch die Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien ( $EEB_{\text{ern}}$ ) werden andererseits aber auch Emissionen verursacht ( $E_u$ ), die sich durch Multiplikation mit dem jeweiligen erneuerbaren Emissionsfaktor ( $EF_{\text{ern}}$ ) ergeben:

$$E_u [\text{t}] = EEB_{\text{ern}} [\text{GWh}] * EF_{\text{ern}} \left[ \frac{\text{g}}{\text{kWh}} \right]$$



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

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

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.

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

$$VF_{\text{netto}} \left[ \frac{\text{g}}{\text{kWh}} \right] = \frac{E_{v, \text{netto}} [t]}{EEB_{\text{ern}} [\text{GWh}]} = \sum SF_m [\%] * EF_{\text{fossil}, m} \left[ \frac{\text{g}}{\text{kWh}} \right] - EF_{\text{ern}} \left[ \frac{\text{g}}{\text{kWh}} \right] = \frac{E_{v, \text{netto}} [t]}{EEB_{\text{ern}} [\text{GWh}]}$$

Die genannten Eingangsparameter sind folgender Maßen charakterisiert:

- Die **Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien** ( $EEB_{\text{ern}}$ ) ist der Basisparameter der Emissionsbilanz. Die Daten werden von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1).
- Die **Emissionsfaktoren** (EF) für die fossilen und erneuerbaren Energieträger fassen die Gesamt-Emissionen über die jeweilige Energiebereitstellungskette zusammen. Neben den direkten Emissionen 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 bis zum Einsatz von Hilfsenergie und Hilfsstoffen im Anlagenbetrieb einschließlich deren Vorketten. Hervorzuheben ist, dass die im Zweifel konservativ gewählten Emissionsfaktoren weder reale Einzelanlagen noch den gegenwärtig besten Stand der Technik repräsentieren sollen, sondern den durchschnittlichen Anlagenbestand in Deutschland. Die Daten werden aus dem Nationalen Emissionsinventar (ZSE), verschiedenen Ökobilanzdatenbanken sowie der Richtlinie 2009/28/EG und dem IFEU Gutachten zur „Erweiterung der THG-Bilanz ausgewählter Biokraftstoffpfade“ (IFEU, 2011) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.2-2.2.4). Bei den Biokraftstoffen werden die Emissionsfaktoren maßgeblich durch die in der Herstellung verwendeten Rohstoffe bestimmt, deren Anteile aus dem Evaluationsbericht gem. Biokraft-NachV der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung abgeleitet wurden (vgl. Kapitel 2.2.5).
- Die **Substitutionsfaktoren** (SF) geben Auskunft darüber, 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).

Bei einzelnen Schadstoffen und Nutzungspfaden, insbesondere im Bereich der energetischen Nutzung von Energiepflanzen, können jedoch auch negative Umweltwirkungen entstehen, die zusätzliche Belastung der Umwelt durch den Einsatz erneuerbarer Energien bedeuten. Der spezielle Effekt von Landnutzungsänderungen wird im folgenden Kapitel näher beleuchtet.

### 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 entscheidend beeinflussen.

Direkte Landnutzungsänderungen im Kontext der Nutzung von Biokraftstoffen und flüssigen Bio-brennstoffen zur Stromgewinnung 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 eine sehr begrenzte Rolle spielen. Das ergibt sich einerseits durch den Referenzzeitpunkt der Verordnung (d. h. vor Januar 2008 stattgefundenen Flächennutzungsänderungen bleiben unberücksichtigt) und andererseits dadurch, dass das erforderliche Treibhausgas-Minderungspotenzial von mindestens 35 Prozent sonst kaum erreicht wird. Ebenfalls dürften Anbaubetriebe die zusätzliche Bilanzierung von Landnutzungsänderungen scheuen, da dies das Verfahren für Erzeuger und Zertifizierer deutlich verkompliziert (Fehrenbach, 2013).

Bei 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 möglich 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 die Umwandlung von Grünland. Würde man 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 bisherige Ackerflächen für den Nahrungs- und Futtermittelanbau neuerdings zum Energiepflanzenanbau genutzt werden. Um einen unveränderten (oder gar steigenden) 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 werden bei der hier vorgelegten Berechnung der Treibhausgasemissionen noch nicht berücksichtigt, da es derzeit keine einheitlich anerkannte Methode dafür gibt. Trotz jüngster wissenschaftlicher Verbesserungen des Modellrahmens hängen die Ergebnisse weiter von den verwendeten Annahmen ab, zu deren Abstimmung es weiterer Forschung und politischer Willensbildung bedarf. Insgesamt zeigen die in den letzten Jahren durchgeführten wissenschaftlichen Arbeiten, dass sich die aus indirekten Landnutzungsänderungen resultierenden Emissionen von Rohstoff zu Rohstoff stark unterscheiden können. Im Ergebnisse können sich die Treibhausgas-Emissionseinsparungen einzelner Biokraftstoffe gegenüber den fossilen Substitutions-

stoffen teilweise oder ganz aufheben. Im Herbst 2012 unterbreitete die Europäische Kommission auf Basis verschiedener Expertisen einen ersten, kontrovers diskutierten Vorschlag, in welcher Weise indirekte Landnutzungsänderungen im Zuge der Berichterstattung zur Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen bilanziert werden könnten, und zwar mit folgenden geschätzten Emissionen für drei unterschiedliche Rohstoffgruppen:

- Getreide und sonstige stärkehaltige Pflanzen = 12 g CO<sub>2</sub>-Äq. / MJ,
- Zuckerpflanzen = 13 g CO<sub>2</sub>-Äq. / MJ,
- Ölpflanzen = 55 g CO<sub>2</sub>-Äq. / MJ.

Eine Umsetzung der vorgeschlagenen Werte auf Basis der im Jahr 2012 in Deutschland eingesetzten Biokraftstoffe (hoher Ölpflanzenanteil) würde dazu führen, dass sich für diese keine Minderung der Treibhausgasemissionen mehr nachweisen ließe. Sobald eine Entscheidung der EU hinsichtlich der anzuwendenden Berechnungsmethode getroffen wurde, wird dies in der nächsten Aktualisierung der Emissionsbilanz übernommen werden.

## 2.2 Datenquellen

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

### 2.2.1 Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien von der AGEE-Stat

Die Bilanzdaten zur Endenergiebereitstellung, das sog. 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 Zuständigkeiten der erneuerbaren Energien arbeitet die AGEE-Stat im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums.<sup>7</sup>

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 insbesondere für den Wärmesektor Angaben verschiedener Verbände zu nennen. Daten zu den Biokraftstoffen entstammen der Mineralölstatistik des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA).

Aktuelle Daten über die Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland werden in der jährlichen Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2014a) veröffentlicht. Die Veröffentlichung erfolgt jeweils im September 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 ab 1990 auf der Website des BMWi<sup>7</sup> veröffentlicht.

### 2.2.2 Direkte Emissionsfaktoren aus dem Nationalen Emissionsinventar (ZSE)

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

Die ZSE-Datenbank des Umweltbundesamtes wird für die zentrale Datenhaltung aller für die Emissionsberechnung und -berichterstattung benötigten Informationen (Endenergiebereitstellung, Emissionsfaktoren) verwendet und speichert diese in Form von Zeitreihen. Als Grundlage der nationalen Emissionsberichterstattung (UBA, 2014) ist es national die bestverfügbare Datenquelle, die alle wesentlichen Schadstoffemissionen der fossilen und der biogenen Energiebereitstellung enthält. Durch internes Qualitätsmanagement und internationale Überprüfungsprozesse werden diese Daten jährlich qualitätsgesichert und bestätigt.

Zur inhaltlichen Weiterentwicklung der Emissionsberichterstattung des Umweltbundesamtes - insbesondere zur Anpassung der Emissionsfaktoren an den durchschnittlichen Anlagenbestand in

---

<sup>7</sup> <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html>

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),
- Aufbereitung von Daten der Emissionserklärungen gemäß 11. BImSchV aus dem Jahr 2004 für die Verwendung bei der UNFCCC- und UNECE-Berichterstattung - Teilbericht Stationäre Verbrennungsmotoren (Degel & Jörß, 2009),
- Emissionsfaktoren für Haushalte und Kleinverbraucher: „Effiziente Bereitstellung aktueller Emissionsdaten für die Luftreinhaltung“ (Struschka, Kilgus, Sprigmann, & Baumbach, 2008).

### 2.2.3 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. In GEMIS werden alle „Grunddaten zur Bereitstellung von Energieträgern (Prozessketten- und Brennstoffdaten) sowie verschiedener Technologien zur Bereitstellung von Wärme und Strom“ erfasst. Die Allokation von Haupt- und Nebenprodukten erfolgt bei GEMIS auf Basis des unteren Heizwertes.

Die diesem Bericht zugrundeliegenden Daten im Bereich der Vorketten fossiler und erneuerbarer Energieträger basieren im Wesentlichen auf GEMIS, einem für die Analyse von lebenswegbezogenen Daten im Energiebereich (sowie für Stoff- und Transportprozesse) seit 1989 vom Öko-Institut entwickelten, frei zugänglichen „Globalen Emissions-Modell Integrierter Systeme“ (Fritsche & Schmidt, 2008). Für die vorliegende Emissionsbilanz wurden insbesondere die in GEMIS 4.8 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). Im dem Forschungsvorhaben wurden unter Leitung des Öko-Instituts von verschiedenen Forschungseinrichtungen folgende Ökobilanzdaten zu einzelnen Teilbereichen erarbeitet:

- anlagenbezogene Kenndaten zu festen, flüssigen und gasförmigen Bioenergieträgern: DBFZ - Deutsches Biomasseforschungszentrum,
- solare Wärmebereitstellung: DLR - Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik,
- Geothermische Strom- und Wärmeerzeugung: GZB - Geothermiezentrum Bochum,
- Methodische Fragen der Treibhausgasbilanzierung: IFEU - Institut für Energie- und Umweltforschung,
- Stromerzeugung mit Windenergie: IWES - Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik,
- Stromerzeugung mit Wasserkraft: ESU services (CH),
- Stromerzeugung durch photovoltaische Systeme: SmartScreenScans (NL).

Für die Übernahme der Daten in die Emissionsbilanz erfolgte ein Abgleich der direkten, primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren mit dem aktuellen Datenstand des ZSE (vgl. Kapitel 2.2.2) sowie eine Anpassung der für die Modellierung angesetzten technischen Kenndaten (z. B. elektrischer Nutzungsgrad) an die durchschnittlichen repräsentativen Werte entsprechend dem gegenwärtigen Kenntnisstand des UBA und der AGEE-Stat (UBA, et al., 2012).

Neben der freizugänglichen 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, 2010).

#### **2.2.4 IFEU-Gutachten zur „Erweiterung der THG-Bilanz ausgewählter Biokraftstoffpfade“**

In der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen sind im Anhang V der Richtlinie für verschiedene Herstellungswege von Biokraftstoffen Werte zu Treibhausgasemissionen angegeben. Diese Angaben umfassen allerdings nur die Angaben zur Summe der Treibhausgasemissionen in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten. Um eine mit den Werten der Richtlinie 2009/28/EG konsistente Bilanzierung der Emissionen aus der Biokraftstoffnutzung sicherzustellen, ist es nötig Datenwerte für die zusätzlichen Treibhausgase und klassischen Luftschadstoffen nach gleichem methodischen Vorgehen und auf Grundlage der selben Basisdaten abzuleiten.

Das Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (IFEU) hat in seinem Gutachten „Erweiterung der THG-Bilanz ausgewählter Biokraftstoffpfade“ für neun wesentliche Biokraftstoff-Herstellungswege bis dahin fehlende Angaben zu Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen berechnet (IFEU, 2011). Durch die Verwendung der typischen Werte aus der EU Richtlinie wurden eher konservative Annahmen getroffen, die eine Vergleichbarkeit zwischen EU-Mitgliedsstaaten gewährleistet. Laut Richtlinie sollen die Angaben der typischen Werte regelmäßig von der EU-KOM aktualisiert werden, um beispielsweise neue Erkenntnisse über Rohstoffanbau und -verarbeitung oder andere technische Entwicklungen berücksichtigen zu können (EG, 2009).<sup>8</sup>

#### **2.2.5 Evaluationsbericht gem. Biokraft-NachV / BioSt-NachV der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung**

Im vorliegenden Bericht stammen die Angaben über die Herkunft und den anteiligen Rohstoffeinsatz bei der Herstellung und Verwendung von Biokraftstoffen aus dem Evaluationsbericht gem. Biokraft-NachV/ BioSt-NachV der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung.

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 Fördertatbeständen 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-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) und die Biomassekraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) in deutsches Recht umgesetzt. Eine

---

<sup>8</sup> Die Aktualisierung der Werte wird für das Jahr 2014 im Zuge der Novelle der erneuerbaren Energien Richtlinie erwartet.



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 (BLE) ist in Deutschland die zuständige Behörde für die Umsetzung der Nachhaltigkeitskriterien Richtlinie 2009/28/EG. Die Abwicklung der Nachhaltigkeitsnachweise<sup>9</sup> erfolgt über das Nachhaltige-Biomasse-System (Nabisy) (BLE, 2013).

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

### 2.2.6 Substitutionsfaktoren im Stromsektor von Fraunhofer ISI

Zu einer vollständigen Berechnung der Emissionsbilanzen erneuerbarer Energieträger sind Annahmen erforderlich, welche fossilen Energieträger durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger substituiert wurden. Der vorliegenden Berechnung liegen die im Rahmen des Gutachtens „CO<sub>2</sub>-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2010 und 2011“ von Fraunhofer ISI ermittelten Substitutionsfaktoren zugrunde (ISI, 2013). Ziel dieses Fachgutachtens war es, die durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Stromsektor substituierte Stromerzeugung in konventionellen Kraftwerken zu bestimmen und anteilig den einzelnen erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen (ISI, 2013).

Die Simulation zum Einsatz des Kraftwerksparks wurde mithilfe des agentenbasierten Simulationsmodells PowerACE<sup>10</sup> durchgeführt. Dieses Strommarktmodell bildet den Kraftwerkseinsatz entlang der Merit-Order für jede Stunde des betreffenden Jahres ab. Bei der Erstellung der Merit-Order für fossile Kraftwerke werden auch technische Randbedingungen wie Anfahrkosten oder Kraft-Wärme-Kopplung und Einfluss des CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandels berücksichtigt. Als Eingangsdaten zur Modellierung dienen reale Lastprofile im Stromnetz sowie Daten zum typischen Einspeiseverhalten erneuerbarer Energien, die zum Teil auf Basis meteorologischer Daten ermittelt wurden.

Über einen Szenarienvergleich mit und ohne erneuerbare Energien im Kraftwerkspark werden die jeweils verdrängten fossilen Kraftwerke ermittelt. Die nach Lastsituation und Erzeugung stündlich variierenden Ergebnisse werden schließlich zu einem Jahresmittel zusammengefasst. Dabei wird keine Rangfolge innerhalb der erneuerbaren Energien festgelegt, das heißt der zu einem bestimmten Zeitpunkt festgestellte Verdrängungseffekt wird allen zu diesem Zeitpunkt einspeisenden erneuerbaren Energien gleichberechtigt zugeschrieben. Die Substitutionsfaktoren der einzelnen erneuerbaren Energieträger im Stromerzeugungssektor sind in Kapitel 4 detailliert angeführt.

Da die Stromaußenhandelssituation in beiden Szenarien konstant gehalten wird, kann in dem Szenario ohne erneuerbare Energien (Counterfactual Scenario) an einigen Stunden des Jahres die Gesamtlast nicht vollständig mit den bestehenden konventionellen Kraftwerkskapazitäten gedeckt werden.

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

<sup>10</sup> Siehe: Senfuß, Frank: Assessment of the impact of renewable electricity generation on the German electricity sector. An agent-based simulation approach, Karlsruhe 2007 (<http://digbib.ubka.uni-karlsruhe.de/volltexte/1000007777>).

Für diese Fälle werden daher zusätzliche fossile Kraftwerke von ca. 11 GW implementiert. In Hinblick auf die Verteilung der Energieträger wird angenommen, dass 70 % Steinkohle-Kraftwerke und 30 % Erdgas-Kraftwerke eingesetzt werden müssten. In Bezug auf die Wirkungsgrade wird unterstellt, dass hiervon 5 GW auf alte Bestandskraftwerke mit niedriger Effizienz entfallen und der verbleibende Rest auf virtuelle Neubauten nach aktuellem Stand der Technik.

### **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 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 % entspricht, werden die Verbrauchskennziffern nach einzelnen Energieträgern auf die Grundgesamtheit aller privaten Haushalte in Deutschland hochgerechnet (RWI/Forsa, 2008).

Auf der Basis von Detailauszügen aus diesen Erhebungen wurden Substitutionsfaktoren für erneuerbare Wärme aus solarthermischen und Wärmepumpenanlagen sowie Holz-Einzelf Feuerungen abgeleitet.



## 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. Insbesondere die Datenlage zu landwirtschaftlichen Vorketten und entsprechenden Energieeinsätzen ist teilweise verbesserungswürdig und der Kenntnisstand zu den der Bioenergienutzung zuzurechnenden Landnutzungsänderungen unzureichend.

Insbesondere für die Biokraftstoffe ist die Notwendigkeit einer detaillierteren Untersuchung sowohl von direkten Landnutzungsänderungen (u.a. Grünlandumbruch) als auch von indirekten Landnutzungsänderungen (Verdrängungs- und Umnutzungseffekte als Konsequenz des Anbaus von Energiepflanzen, „iLUC“) von großer Bedeutung. Die wissenschaftliche Diskussion über die Quantifizierung dieser Effekte und ihre Berücksichtigung bei der Bestimmung der vermiedenen Emissionen ist noch nicht abgeschlossen. Es ist davon auszugehen, dass insbesondere im Verkehrssektor die derzeit ermittelten Emissionseinsparungen zu hoch angesetzt sind.

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 Luftreinhalte-techniken zu verbessern. Prüfungsbedarf 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 einheitliche Berichterstattung zu den Emissionsbilanzen innerhalb der Europäischen Union sicherzustellen. In diesem Zusammenhang ist auch eine Harmonisierung der Berechnungsmethoden für die Bestimmung vermiedener Emissionen durch erneuerbare Energien erforderlich.

## 3 Zusammenfassende Ergebnisse der Emissionsbilanz erneuerbarer Energien

Das vorliegende Kapitel fasst die Ergebnisse der einzelnen Emissionsbilanzen der erneuerbaren Energien zusammen und gibt einen fokussierten Überblick. Für eine energieträgerspezifische Detaildokumentation der Emissionsbilanzen in den untersuchten Anwendungssektoren wird auf Kapitel 4, 5 und 6 verwiesen.

Einen prominenten Platz in der Darstellung nehmen aufgrund ihrer hohen umweltpolitischen Relevanz die Treibhausgasemissionen ein. Der Bericht untersucht und bilanziert darüber hinaus eine Reihe weiterer wichtiger Luftschadstoffe mit Relevanz für Umwelt und Gesundheit.

Wie im Abschnitt Methodik (Kapitel 2.1) dargestellt betrachtet die Emissionsbilanzierung die durch erneuerbare Energieträger verursachten Emissionen und stellt diese den vermiedenen Emissionen einer alternativen, fossilen Energieerzeugung gegenüber. Die zugrunde liegenden Berechnungen basieren dabei auf den aktuellen Daten zum Einsatz erneuerbarer Energien in Deutschland sowie deren Substitutionseffekten. Die Berechnungen berücksichtigen grundsätzlich alle vorgelagerten Prozessketten zur Gewinnung und Bereitstellung der Energieträger, so dass ein umfassendes Bild der Emissionswirkungen möglich wird.

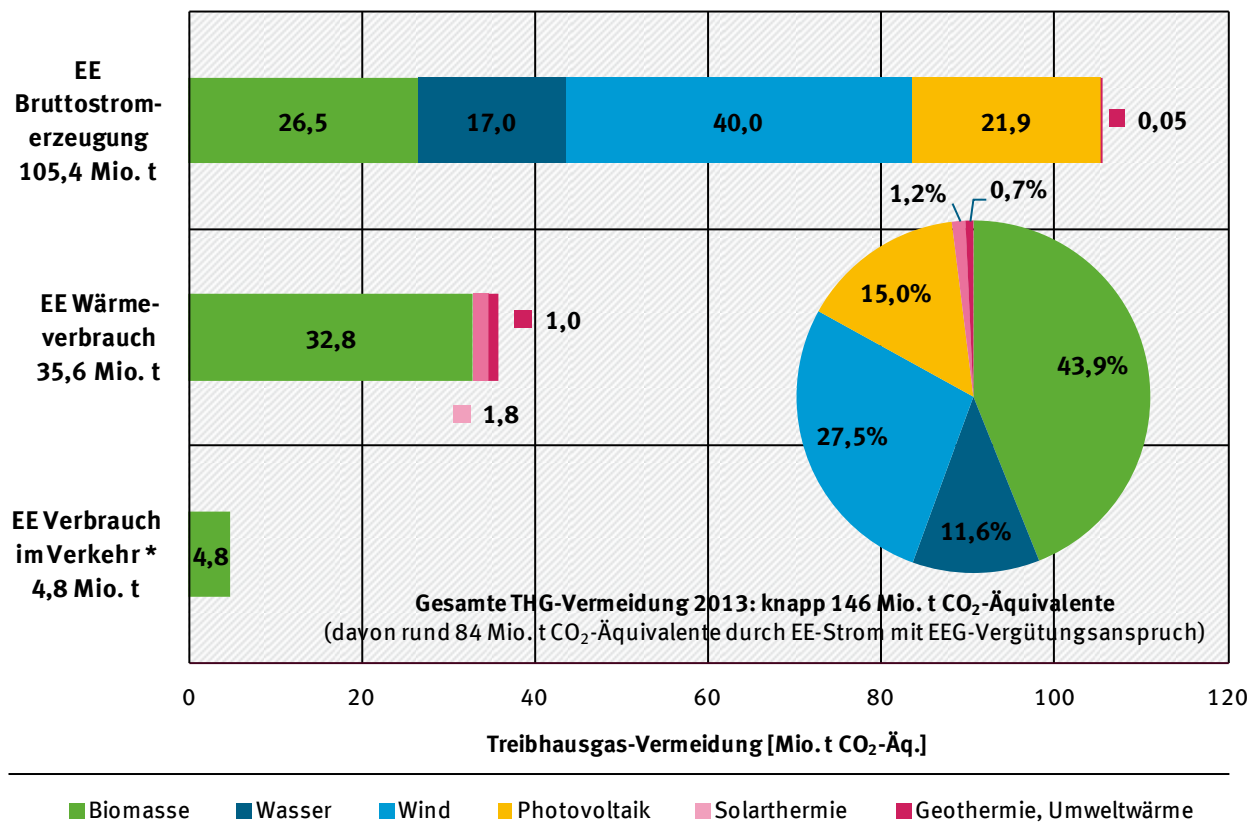
### 3.1 Treibhausgasemissionen

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 eingesparten Treibhausgasemissionen sind ein zentraler Baustein auf dem Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland (vgl.(UBA, 2014)).

Die aktuellen Berechnungen zeigen, dass der Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2013 insgesamt zu vermiedenen Treibhausgasemissionen in Höhe von 146 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente geführt hat. Davon sind 72 % der Strombereitstellung durch erneuerbare Energien zuzurechnen. Insgesamt wurden 105,4 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente im Stromsektor vermieden, wovon 84 Mio. t der Stromproduktion aus Anlagen mit EEG-Vergütungsanspruch zuzuordnen sind. Im Wärmebereich wurden 35,6 Mio. t (25 %) und im Kraftstoffbereich 4,8 Mio. t (3 %) CO<sub>2</sub>-Äquivalente vermieden (vgl. Abbildung 1).

Bei der vergleichenden Betrachtung der Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien und den dadurch vermiedenen Emissionen (Abbildung 2) fällt auf, dass sich die Anteile der einzelnen Sektoren deutlich unterscheiden. Während die Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien nur 47 % der gesamten im Jahr 2013 bereitgestellten Endenergie aus erneuerbaren Energien ausmachte, betrug ihr Anteil an den dadurch netto vermiedenen Treibhausgasemissionen 72 %. Entsprechend wurden im Wärme- und Transportsektor zusammen 53 % der erneuerbaren Energien verwendet, die allerdings nur 28 % zur Gesamtemissionsvermeidung beitrugen.

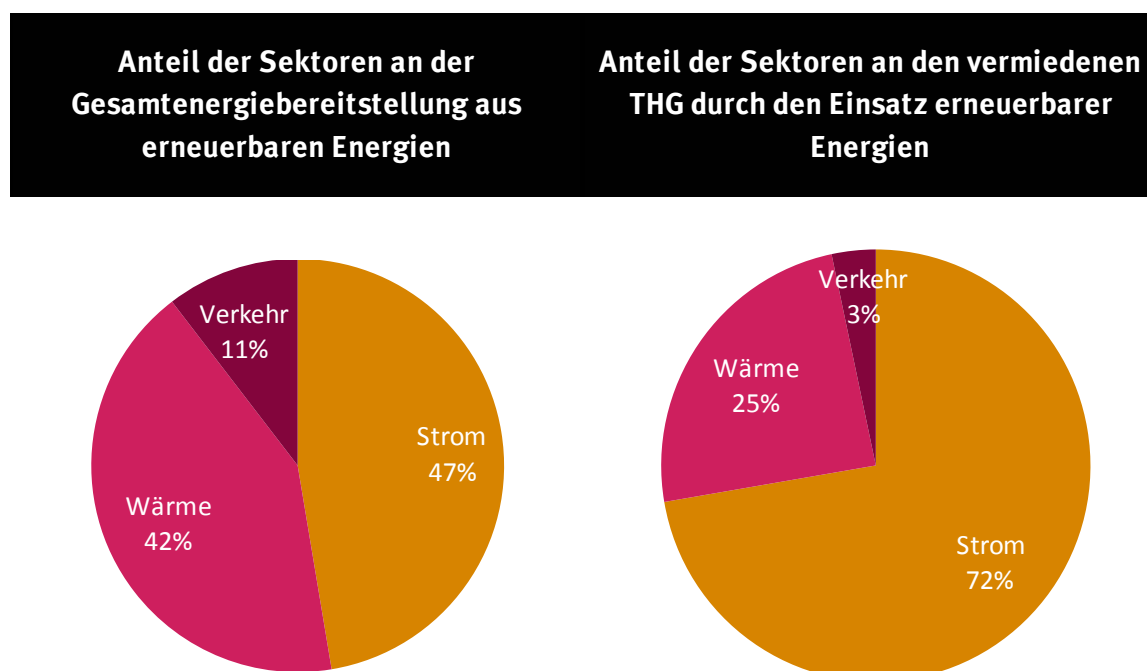
Abbildung 1: Netto vermiedene Treibhausgasemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2013



\* vorläufige Schätzung auf Basis des Vorjahresrohstoffmixes und unter Verwendung der typischen THG-Werte für Biokraftstoffe nach RL 2009/28/EG und nur Biokraftstoffe ohne Stromverbrauch im Verkehrssektor

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 2: Anteile der Sektoren an der Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien und den dadurch vermiedenen THG-Emissionen im Jahr 2013



Quelle: Eigene Darstellung

Die oben genannten Zahlen machen deutlich, dass die Emissionsminderungen verschiedene Treiber haben. Bei Strom und Wärme wird das Ergebnis maßgeblich dadurch beeinflusst, welche fossilen Brennstoffe (und ihre assoziierten Emissionen) durch erneuerbare Energieträger ersetzt werden. Bei der Berechnung der Emissionsbilanz wurden deshalb die jeweiligen Substitutionseffekte der einzelnen erneuerbaren Energieträger bzw. Erzeugungstechnologien soweit wie möglich differenziert betrachtet. Bei den Biokraftstoffen sind besonders die Art und Herkunft der verwendeten Rohstoffe ausschlaggebend für die Emissionsbilanz. Die exakte Bilanzierung ist hier mit Unsicherheiten verbunden - da Verdrängungseffekte und sekundäre Landnutzungsänderungen bislang nicht in die Berechnung einfließen (vgl. Kapitel 2.1.3 und 2.3).

Die sektorspezifischen Treibhausgasbilanzen unterscheiden sich teilweise erheblich, v.a. aufgrund der Unterschiede der eingesetzten erneuerbaren und der verdrängten fossilen Energieträger bzw. Energieerzeugungstechnologien. Dies spiegelt sich in den unterschiedlichen Emissions-, Substitutions- und Vermeidungsfaktoren wider. In der Tabelle 3 sind die Netto-Vermeidungsfaktoren zusammenfassend für die untersuchten Treibhausgase in den untersuchten Sektoren dargestellt. Die Netto-Vermeidungsfaktoren sind dabei abhängig von den Emissionsfaktoren der erneuerbaren Endenergieerzeugung und den Substitutionsbeziehungen zwischen den erneuerbaren und den fossilen Energieträgern bzw. Erzeugungstechnologien.

Im Stromsektor werden die höchsten spezifischen Treibhausgasvermeidungen erreicht. Zum einen dadurch, dass bei den erneuerbaren Energien hauptsächlich Technologien zum Einsatz kommen, die Strömungs-, Wind-, solare Strahlungsenergie in elektrische Energie umwandeln und dabei nur geringe direkte Emissionen verursachen. Zum anderen dadurch, dass diese Technologien gleichzeitig eine relativ verlustreiche Stromerzeugung in thermischen Kraftwerken - mit einem hohen, fossilen Primärenergieträgereinsatz und entsprechend hohen direkten Emissionen - substituieren.

Im Wärme- und Transportsektor sind die Unterschiede der Energiequellen und Umwandlungstechnologien bzw. deren Nutzungsgrade deutlich geringer, sodass auch weniger direkte Emissionen vermieden werden. Hinzu kommt, dass während des Anbaus der zur erneuerbaren Wärme- und Kraftstofferzeugung überwiegend zum Einsatz kommenden Energiepflanzen bereits signifikante indirekte Treibhausgasemissionen verursacht werden. Sichtbar wird dies in der Bilanz an den teilweise negativen Netto-Vermeidungsfaktoren (und entsprechenden Mehremissionen) z.B. bei Methan ( $\text{CH}_4$ ) und Lachgas ( $\text{N}_2\text{O}$ ).

Tabelle 3: Emissionsbilanz erneuerbarer Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung im Jahr 2013 - Treibhausgase

Treibhausgas		EE Brutto-Stromerzeugung gesamt: 150.878 GWh		EE Wärmeverbrauch gesamt: 134.430 GWh <sup>11</sup>		EE Verbrauch im Verkehr gesamt: 31.205 GWh <sup>12</sup>	
		Netto-Vermeidungs-faktor	netto vermiedene Emissionen	Netto-Vermeidungs-faktor	netto vermiedene Emissionen	Netto-Vermeidungs-faktor	netto vermiedene Emissionen <sup>13</sup>
		[g/kWh]	[1.000 t]	[g/kWh]	[1.000 t]	[g/kWh]	[1.000 t]
Treibhaus-effekt <sup>14</sup>	CO <sub>2</sub>	708	106.807	270	36.283	209	6.521
	CH <sub>4</sub>	0,45	67,8	0,04	5,9	-0,26	-8,2
	N <sub>2</sub> O	-0,06	-9,1	-0,02	-2,6	-0,16	-5,0
	CO <sub>2</sub> -Äquivalent	699	105.401	265	35.603	154	4.808

Quelle: (AGEE-Stat, 2014) und eigene Berechnung

In den nachfolgenden Abschnitten werden die Treibhausgasvermeidungen im Strom- und Wärmesektor aufgeschlüsselt nach Energieträgern bzw. Technologien der Endenergiebereitstellung betrachtet. In Abbildung 3 und Abbildung 5 sind jeweils die Gesamtemissionsbilanzen der verschiedenen Technologien zur erneuerbaren Strom- und Wärmeerzeugung im Jahr 2013 dargestellt. Auf der rechten Seite der Abbildungen werden als positive Werte die brutto vermiedenen Emissionen dargestellt, die sich durch die Substitution fossiler Energieträger ergeben. Auf der linken Seite (negative Werte) werden die durch den Einsatz erneuerbarer Energien verursachten Emissionen dargestellt. Die Summe der brutto vermiedenen und der verursachten Emissionen ergibt die Netto-Treibhausgasvermeidung für die untersuchten Technologien - diese wird als separate Zahl am rechten Rand angegeben. Abbildung 4 und Abbildung 6 zeigen die Emissionen des Strom- und Wärmesektors als spezifische Treibhausgasemissionen der einzelnen Technologien pro kWh bereitgestellte Endenergie.

### Stromsektor

Wie Abbildung 3 zeigt, ist der Großteil der netto vermiedenen Emissionen im Stromsektor auf die Nutzung der Windenergie an Land (39,4 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.) zurückzuführen, gefolgt von Photovoltaik (21,9 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.), Wasserkraft (17,0 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.) und der Verstromung von Biogas (10,7 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.). Die Netto-Vermeidung von Biogas fällt deutlich geringer aus als die Brutto-Vermeidung (durch Substitution fossiler Stromerzeugung) in Höhe von 22,2 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq., da die Stromerzeugung aus Biogas auch erhebliche Emissionen verursacht (11,5 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.).

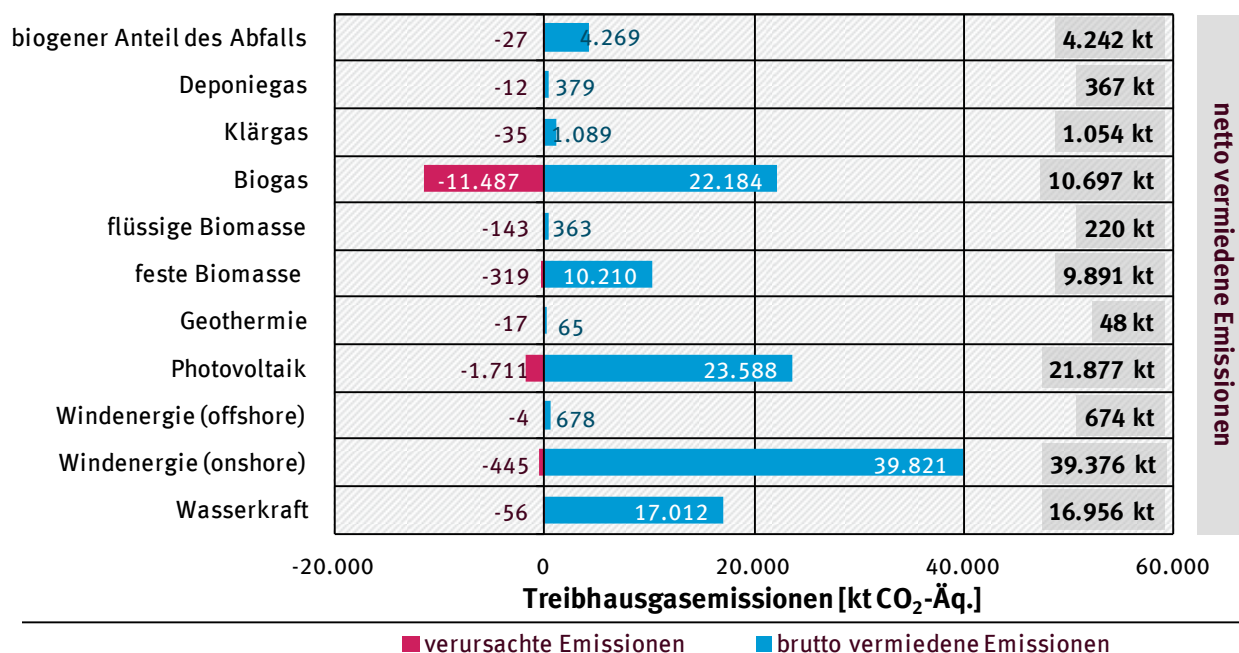
<sup>11</sup> inkl. Biodiesel, der in der Landwirtschaft verwendet wird

<sup>12</sup> nur Biokraftstoffe, ohne Berücksichtigung des Stromverbrauchs im Verkehrssektor

<sup>13</sup> vorläufige Schätzung auf Basis des Vorjahresrohstoffmixes und unter Verwendung der typischen THG-Werte für Biokraftstoffe nach RL 2009/28/EG

<sup>14</sup> weitere Treibhausgase (SF<sub>6</sub>, FKW, H-FKW) sind nicht berücksichtigt

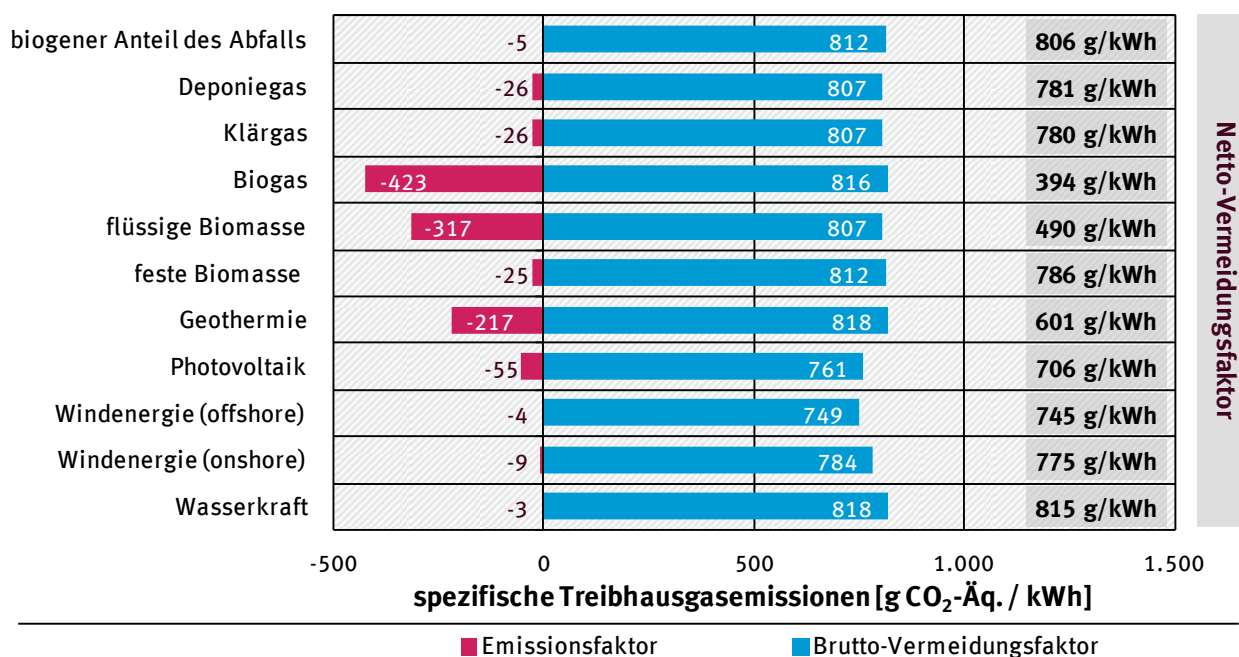
Abbildung 3: Durch den Einsatz erneuerbarer Energien zur Brutto-Stromerzeugung vermiedene und verursachte Treibhausgasemissionen im Jahr 2013 nach Energieträgern



Quelle: Eigene Darstellung

Die spezifischen Treibhausgasemissionen der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien (Abbildung 4) unterscheiden sich teilweise erheblich. Die höchsten Netto-Vermeidungsfaktoren ergeben sich durch die Nutzung von Wasserkraft (815 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh) und biogenem Abfall (806 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh), während durch den Einsatz von Biogas (394 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh), flüssiger Biomasse (490 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh) und Geothermie (601 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh) zur Stromerzeugung die geringsten Netto-Treibhausgasvermeidungen pro erzeugter kWh erreicht werden.

Abbildung 4: Spezifische Treibhausgasemissionen der Brutto-Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2013 nach Energieträgern



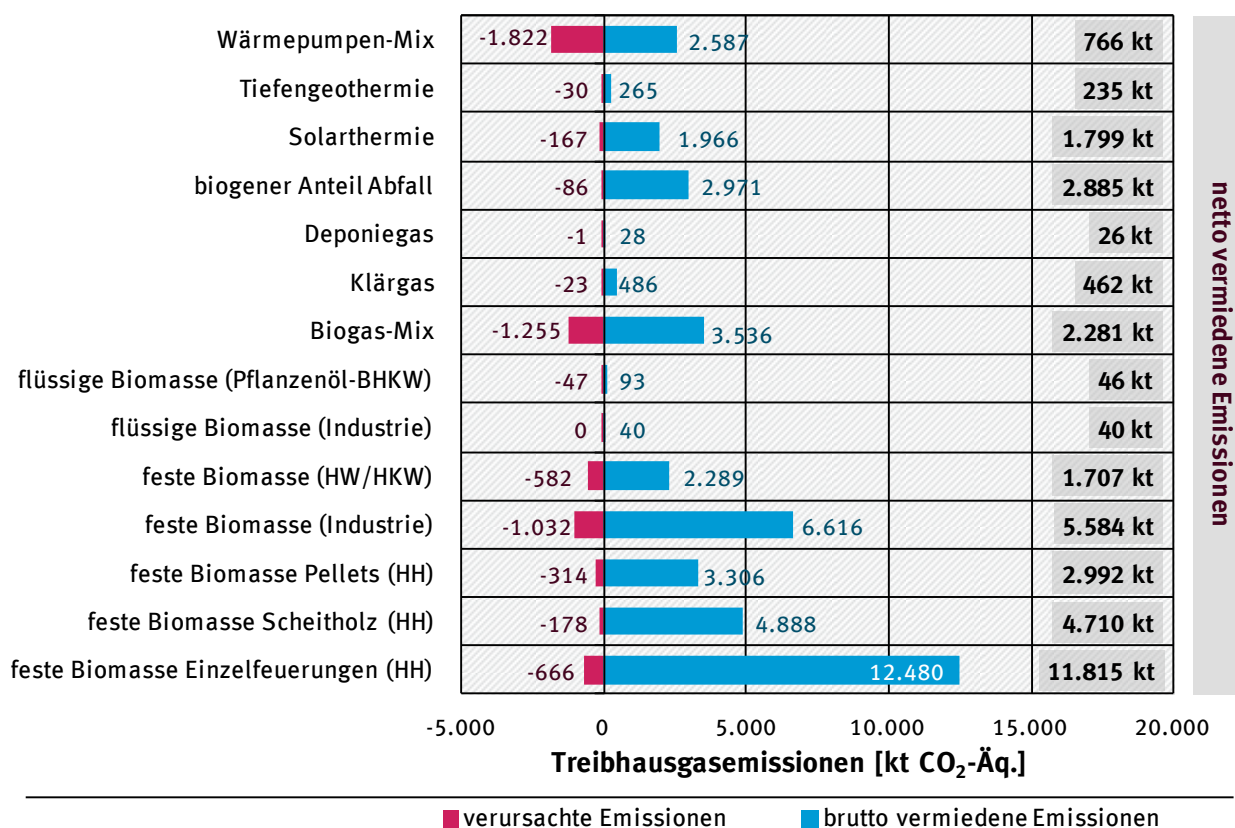
Quelle: Eigene Darstellung



## Wärmesektor

Wie Abbildung 5 zeigt, ist der Großteil der netto vermiedenen Treibhausgasemissionen im Wärmesektor auf die Nutzung fester Biomasse zurückzuführen. Sie macht fast 75 % der insgesamt vermiedenen Treibhausgasemissionen von 36 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. aus. Die Verwendung in Haushalten (HH) steuert mit 19,5 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. den größten Anteil bei, gefolgt von der Wärmeerzeugung in der Industrie (5,6 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.) und in Heiz(kraft)werken (HW/HKW) (1,7 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.).

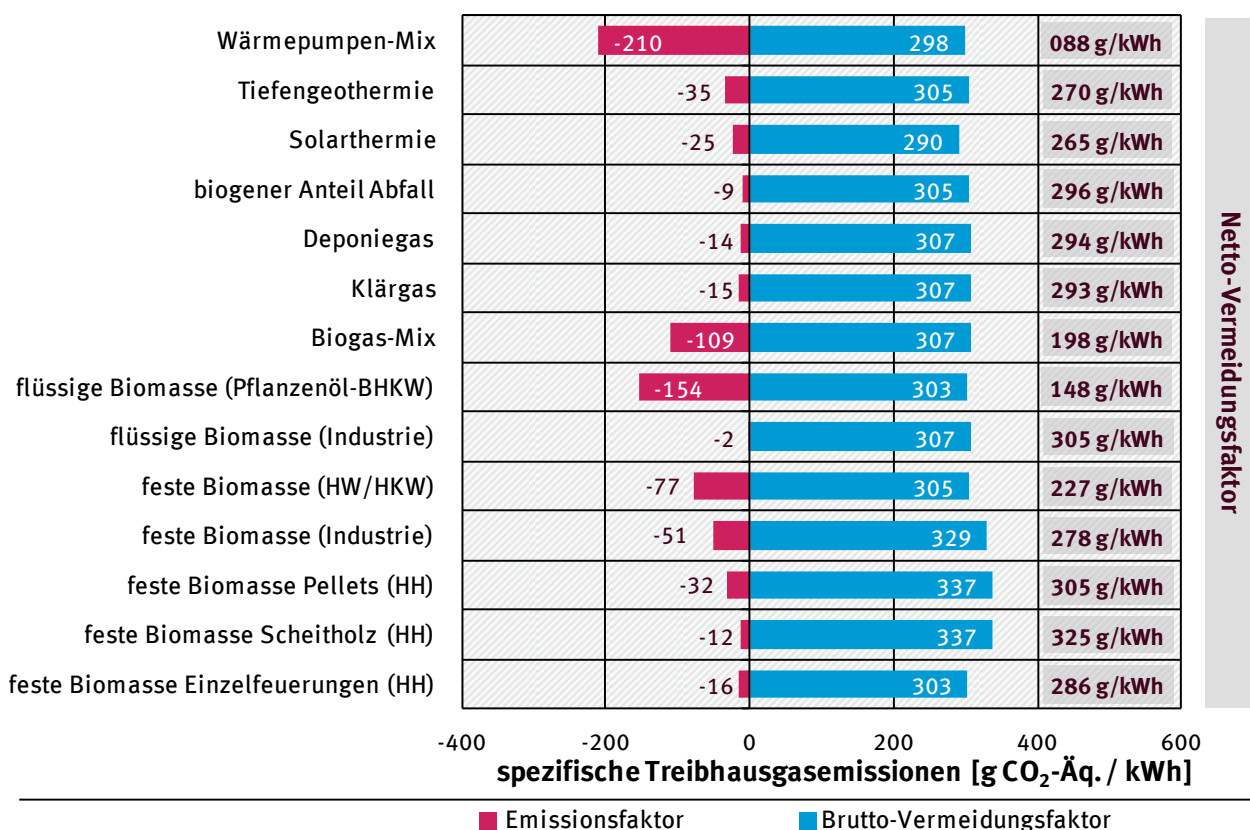
Abbildung 5: Durch den Verbrauch von Wärme aus erneuerbaren Energien vermiedene und verursachte Treibhausgasemissionen im Jahr 2013 nach Energieträgern



Quelle: Eigene Darstellung

Bei der Betrachtung der spezifischen Treibhausgasemissionen im Wärmesektor (Abbildung 6) wird deutlich, dass die Spannweite der Brutto-Vermeidungsfaktoren der einzelnen erneuerbaren Energieträger bzw. Verwendungsbereiche aufgrund ähnlicher Substitutionsmixe relativ gering ist. Sie reicht von 290 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh bei Solarthermie bis 337 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh bei Pellets und Scheitholz. Große Unterschiede gibt es dagegen bei den verursachten, spezifischen Treibhausgasemissionen (Emissionsfaktoren, negativ dargestellt). Hier weist z.B. der betrachtete Wärmepumpenmix einen Emissionsfaktor von 210 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh auf, während andere erneuerbaren Energieträger bzw. Verwendungsbereiche sehr geringe spezifische Treibhausgasemissionen von unter 15 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh ausweisen, wie z.B. die Wärmeerzeugung aus flüssiger Biomasse in der Industrie, aus biogenem Abfall, aus fester Biomasse (Scheitholz in Zentralfeuerungen der privaten Haushalte) sowie aus Deponie- und Klärgas. Entsprechend weist der betrachtete Wärmepumpenmix in der Gesamtbilanz auch den geringsten Netto-Emissionsvermeidungsfaktor auf (88 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh), während durch den Einsatz von fester Biomasse, biogenem Abfall sowie Deponie und Klärgas zur Wärmeerzeugung die größten Netto-Treibhausgasvermeidungen pro erzeugter kWh erreicht werden.

Abbildung 6: Spezifische Treibhausgasemissionen des Verbrauchs von Wärme aus erneuerbaren Energien im Jahr 2013 nach Energieträgern



Quelle: Eigene Darstellung

### Verkehrssektor

Die Emissionsvermeidung durch den Einsatz biogener Kraftstoffe im Verkehrssektor ist im Vergleich zu denen des Strom- und Wärmesektors relativ gering und macht nur etwa 3 % der gesamten Netto-Emissionsvermeidung durch die Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland aus. Deshalb wird an dieser Stelle auf eine detailliertere Beschreibung der Ergebnisse des Verkehrssektors verzichtet und auf das Kapitel 6 verwiesen.

## 3.2 Emissionen weiterer Luftschadstoffe

Neben den im vorherigen Kapitel betrachteten Treibhausgasen werden in der vorliegenden Bilanz auch die Emissionen von Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>), Stickstoffoxiden (NO<sub>x</sub>), Staub, Kohlenmonoxid (CO) und flüchtigen organischen Verbindungen (NMVOC) berücksichtigt, die insbesondere wegen ihrer negativen Wirkungen auf Umwelt und Gesundheit von Bedeutung sind. Tabelle 4 zeigt die Vermeidungsfaktoren und die vermiedenen Emissionen der betrachteten Luftschadstoffe nach Sektoren.



Tabelle 4: Emissionsbilanz erneuerbarer Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung 2013 - klassische Luftschadstoffe

Luftschadstoff		EE Brutto-Stromerzeugung gesamt: 150.878 GWh		EE Wärmebereitstellung gesamt: 134.430 GWh <sup>15</sup>		EE Verbrauch im Verkehr gesamt: 31.205 GWh <sup>16</sup>	
		Netto-Vermeidungs-faktor	netto vermiedene Emissionen	Netto-Vermeidungs-faktor	netto vermiedene Emissionen	Netto-Vermeidungs-faktor	netto vermiedene Emissionen <sup>17</sup>
		[g/kWh]	[1.000 t]	[g/kWh]	[1.000 t]	[g/kWh]	[1.000 t]
Versauerung <sup>18</sup>	SO <sub>2</sub>	0,24	35,5	0,15	19,6	-0,07	-2,0
	NO <sub>x</sub>	0,10	15,0	-0,40	-53,7	-0,34	-10,6
	SO <sub>2</sub> -Äquivalent	0,30	45,9	-0,13	-17,7	-0,301	-9,4
Ozon <sup>19</sup> Staub <sup>20</sup>	Staub	-0,01	-0,8	-0,18	-24,2	-0,03	-0,9
	CO	-0,41	-62,5	-4,38	-588,5	-0,06	-2,0
	NM VOC	-0,02	-2,8	-0,31	-41,5	0,02	0,6

Quelle: Eigene Berechnung

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 (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>). Dies ist v. a. 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, da hier überwiegend biogene Brennstoffe bzw. Verbrennungsprozesse zum Einsatz kommen. Die Emissionscharakteristiken können sich jedoch je nach Anwendungsbereich erheblich unterscheiden, weshalb insbesondere bei der Bilanz für feste Biomasse differenziert wird zwischen der Wärmeerzeugung in privaten Haushalten, Industrie und Energiewirtschaft. In der Netto-Bilanz fallen v. a. die negativen Werte bei Kohlenmonoxid und Stickoxiden aber auch bei flüchtigen organischen Verbindungen und Staub auf. Auch wenn ältere Feuerungsanlagen (insb. Kamin- und Kachelöfen) aufgrund von bestehenden gesetzlichen Regelungen (1. BImSchV) sukzessive nachgerüstet oder stillgelegt werden müssen, sofern kein Nachweis über die Einhaltung der geforderten Emissionsgrenzwerte erfolgen kann,

<sup>15</sup> inkl. Biodiesel, der in der Landwirtschaft verwendet wird<sup>16</sup> nur Biokraftstoffe, ohne Berücksichtigung des Stromverbrauchs im Verkehrssektor<sup>17</sup> vorläufige Schätzung auf Basis des Vorjahresrohstoffmixes und unter Verwendung der typischen THG-Werte für Biokraftstoffe nach RL 2009/28/EG<sup>18</sup> weitere Luftschadstoffe mit Versauerungspotenzial (NH<sub>3</sub>, HCl, HF) sind nicht berücksichtigt<sup>19</sup> CO und NM VOC sind wichtige Vorläufersubstanzen für bodennahes Ozon, das wesentlich zum „Sommersmog“ beiträgt<sup>20</sup> Staub umfasst hier die Gesamtemissionen an Schwebstaub aller Partikelgrößen

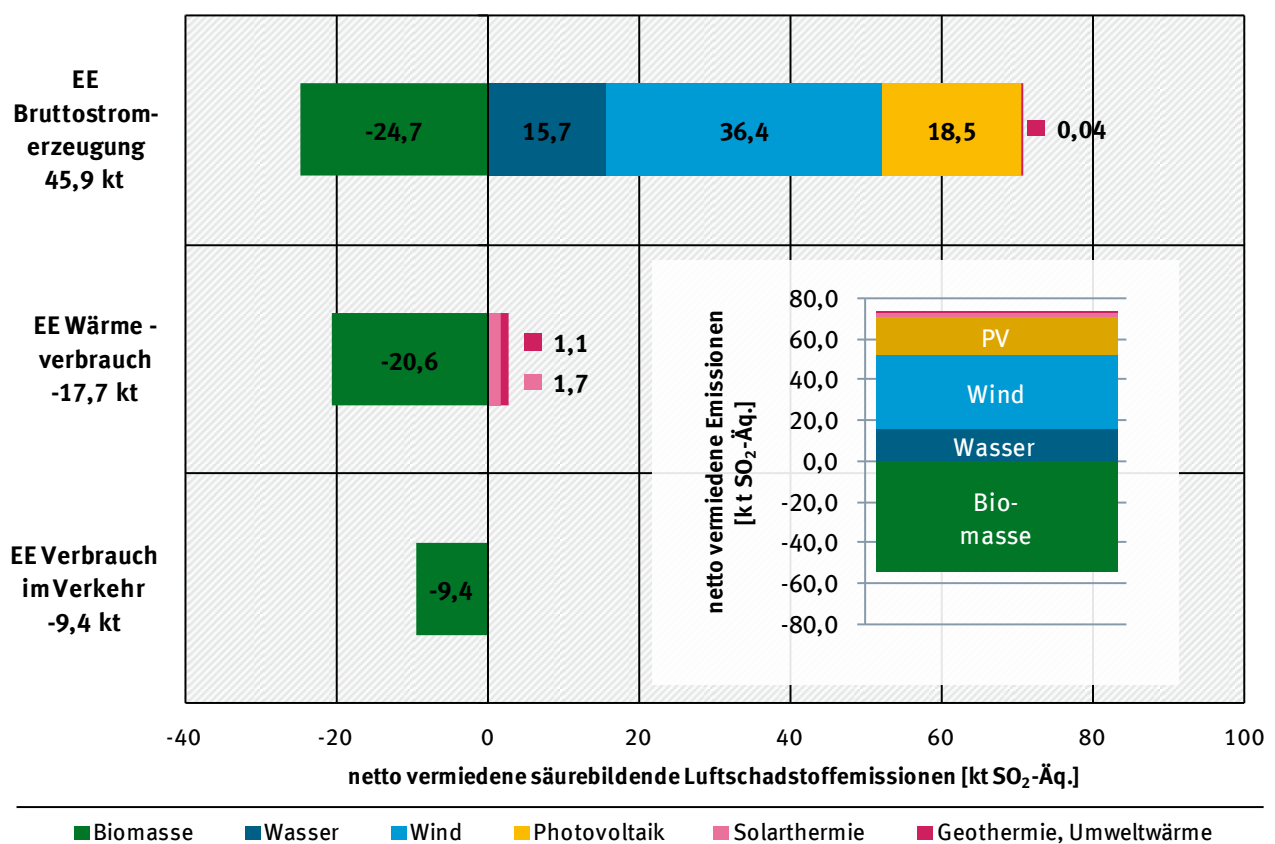
zeigt dies, dass der Einsatz effizienter und emissionsarmer Technologien nach wie vor von großer Bedeutung ist, um auch in diesem Sektor Emissionsminderungen zu erreichen.

Bei den Biokraftstoffen zeigen sich negative Auswirkungen insbesondere hinsichtlich zusätzlich verursachter Emissionen von Schadstoffen mit Versauerungspotenzial ( $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ ).

### Säurebildende Emissionen

Abbildung 7 gibt einen Überblick über die vermiedenen und verursachten säurebildenden Emissionen durch den Einsatz erneuerbarer Energien. Die Netto-Gesamtbilanz fällt mit einer vermiedenen Menge von 18.800 t  $\text{SO}_2$ -Äquivalenten positiv aus, wenngleich es deutliche Unterschiede zwischen den einzelnen Sektoren gibt.

Abbildung 7: Netto vermiedene säurebildende Luftschadstoffemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2013

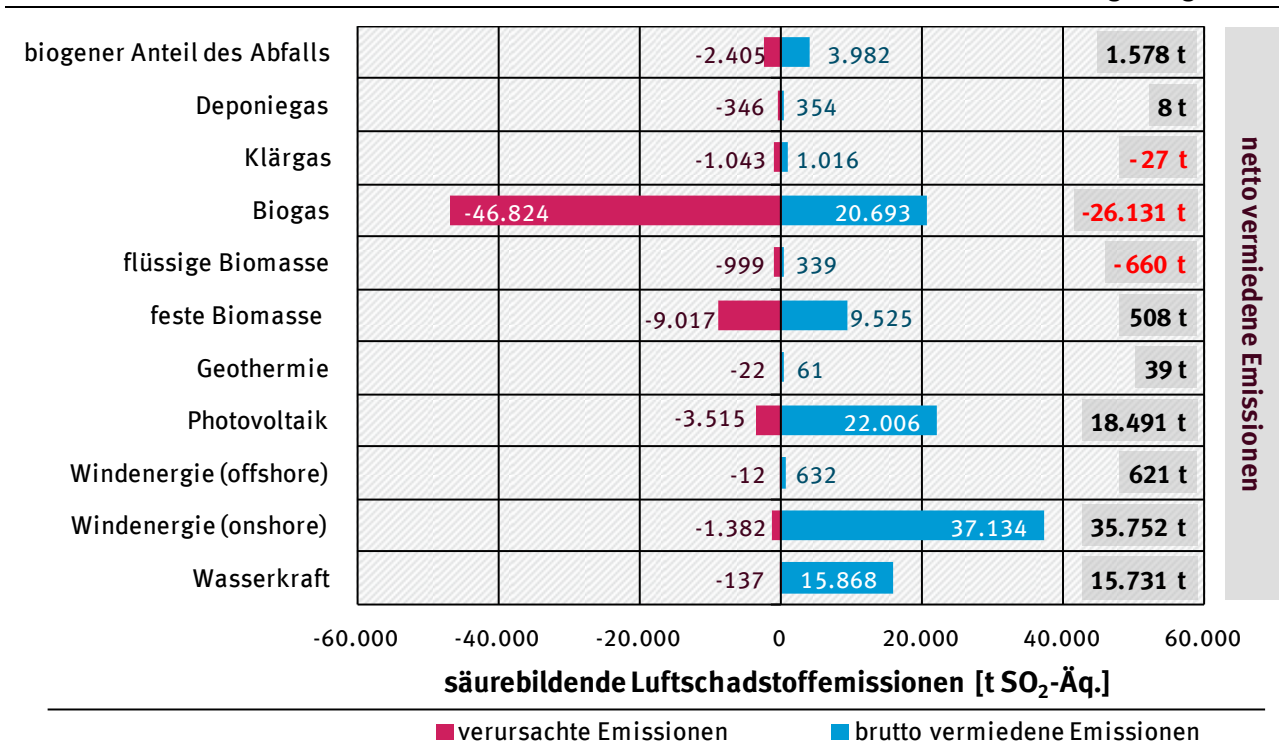


Quelle: Eigene Darstellung

Während im Stromsektor die Netto-Bilanz insbesondere durch den Einsatz von Windenergie, Wasserkraft und Photovoltaik mit 45.900 t vermiedenen  $\text{SO}_2$ -Äquivalenten deutlich positiv ausfällt, wirkt sich der Einsatz von Biomasse im Wärme- und Verkehrssektor negativ aus. Hier werden in der Netto-Bilanz zusätzliche Emissionen von 17.700 t  $\text{SO}_2$ -Äquivalenten im Wärme- und 9.400 t  $\text{SO}_2$ -Äquivalenten im Verkehrssektor verursacht. Insgesamt stehen den durch die Nutzung von Biomasse verursachten, versauernd wirkenden Emissionen in Höhe von 55.600 t  $\text{SO}_2$ -Äquivalenten Emissionsvermeidungen durch die Nutzung von Solar-, Wind-, Wasser- und Geothermieressourcen in Höhe von 75.500 t  $\text{SO}_2$ -Äquivalenten gegenüber.

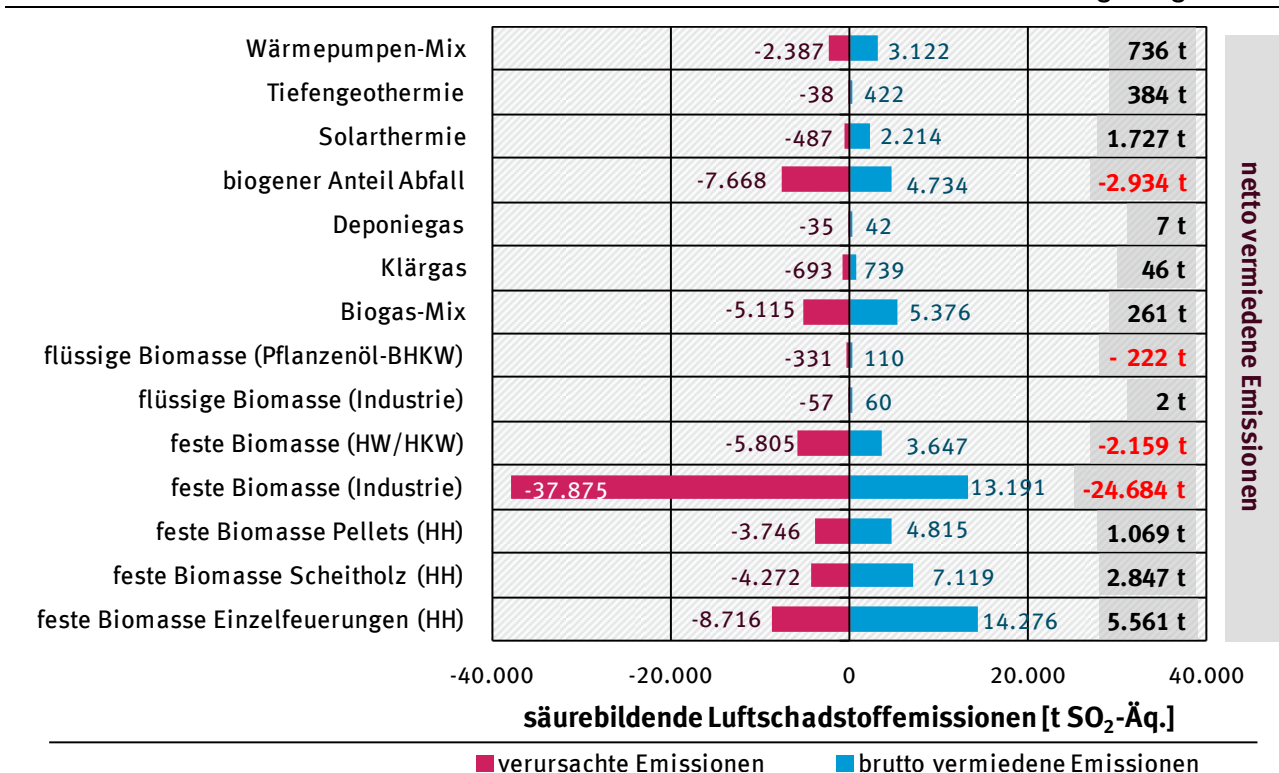
Abbildung 8 und Abbildung 9 geben einen Überblick über die Emissionsbilanzen der säurebildenden Schadstoffe für die einzelnen Technologien und Energieträger im Strom- bzw. Wärmesektor.

**Abbildung 8:** Durch den Einsatz erneuerbarer Energien zur Brutto-Stromerzeugung vermiedene und verursachte säurebildende Schadstoffemissionen 2013 nach Energieträgern



Quelle: Eigene Darstellung

**Abbildung 9:** Durch den Verbrauch von Wärme aus erneuerbaren Energien vermiedene und verursachte säurebildende Luftschadstoffemissionen 2013 nach Energieträgern



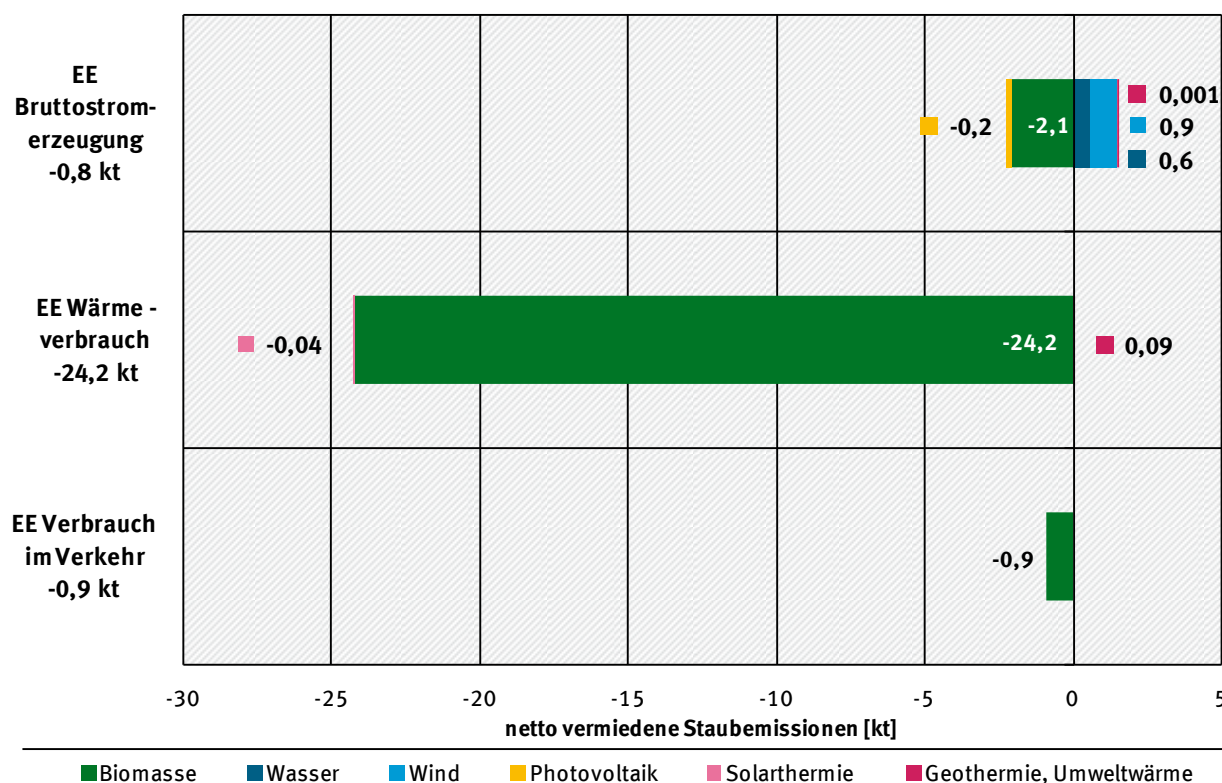
Quelle: Eigene Darstellung

## Staubemissionen

Die Netto-Gesamtbilanz der Staubemissionen (Abbildung 10) fällt insgesamt negativ aus, d.h. der Einsatz erneuerbarer Energien führte 2013 zu erhöhten Staubemissionen von insgesamt ca. 25.900 t. Davon wurden ca. 24.200 t im Wärme-, 900 t im Verkehrs- und ca. 800 t im Stromsektor verursacht.

Über alle Sektoren wurden durch die Nutzung von Biomassen insgesamt ca. 27.200 t Staubemissionen verursacht. Leichte Emissionsvermeidungen wurden lediglich durch die Energieerzeugung aus Wasserkraft (ca. 560 t) und Windkraft (ca. 930 t) sowie Umweltwärme und Geothermie (ca. 90 t) erreicht.

Abbildung 10: Netto vermiedene Staubemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2013



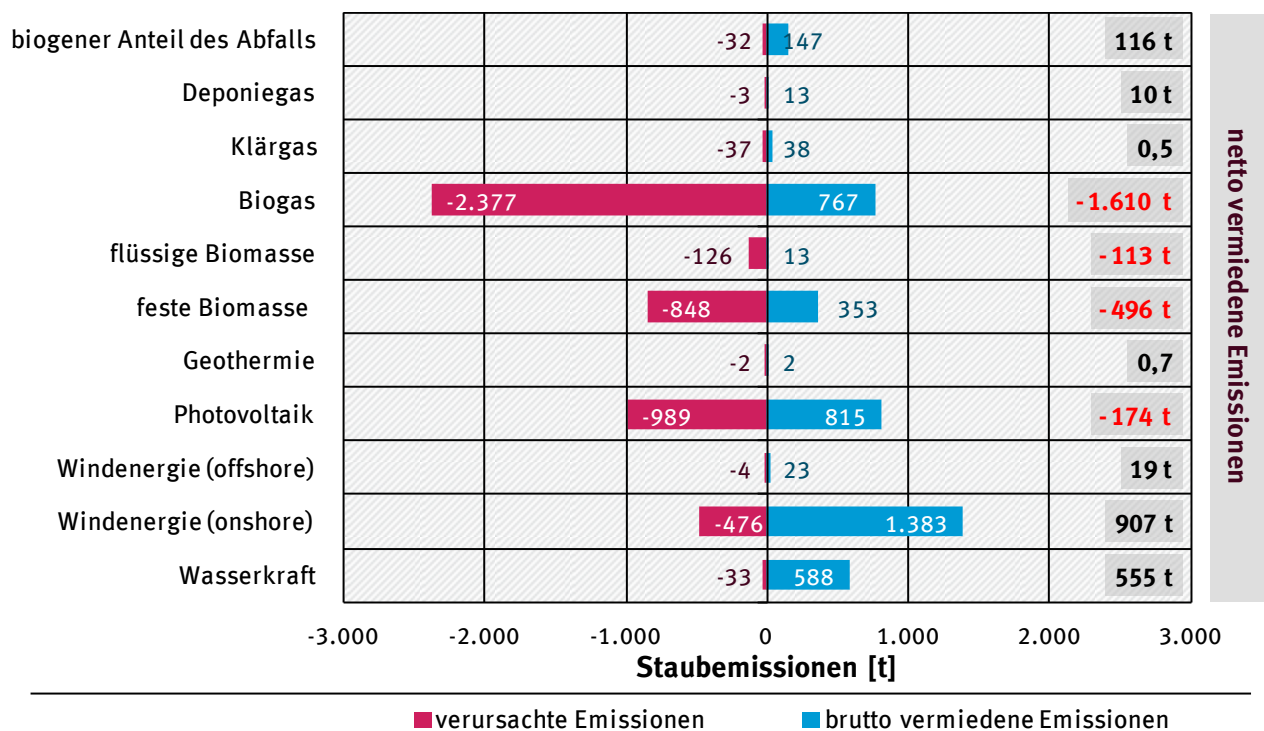
Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 11 und Abbildung 12 geben einen Überblick über die Staubemissionsbilanzen der einzelner Technologien bzw. Energieträger im Strom- und Wärmesektor.

Im Stromsektor wurden 2013 insbesondere durch die Biogaserzeugung und -verstromung Staubemissionen verursacht (netto rund 1.600 t) gefolgt von der Stromerzeugung aus fester Biomasse (netto knapp 500 t) und Photovoltaik (netto über 170 t). Die größte Nettovermeidung an Staubemissionen wurde durch die Stromerzeugung aus Windenergie onshore mit knapp 900 t erreicht, gefolgt von Wasserkraft (560 t) und dem biogenen Anteil des Abfalls (120 t).

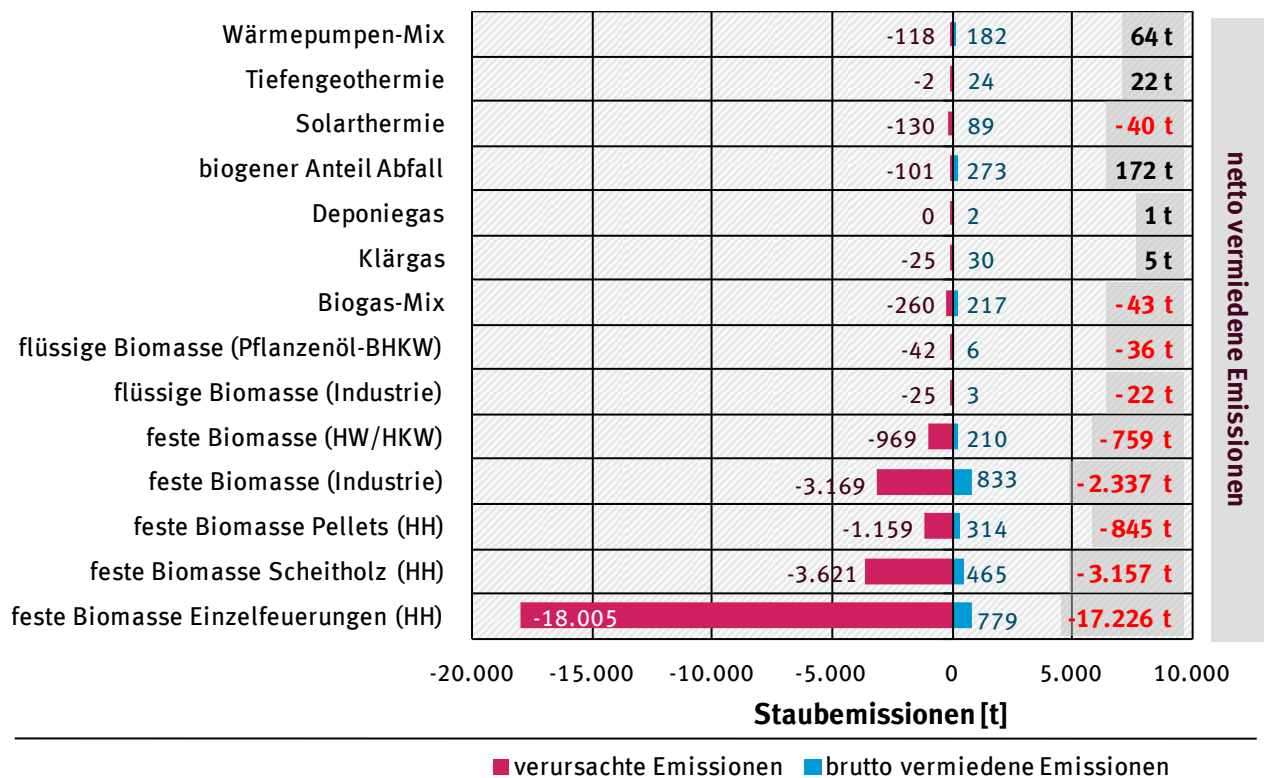
Der Großteil der Staubemissionen im Jahr 2013 wurde allerdings durch die Nutzung von fester Biomasse zur Wärmeerzeugung verursacht (ca. 24.300 t netto). Der Hauptanteil davon entfiel auf die Nutzung in Einzelfeuerungsanlagen der privaten Haushalte (ca. 17.200 t netto). Ausgleichend wirkte sich die Wärmeerzeugung aus biogenem Abfall, Wärmepumpen und Tiefengeothermie aus, die zusammen etwa 260 t (netto) an Staubemissionen vermieden haben.

Abbildung 11: Durch den Einsatz erneuerbarer Energien zur Brutto-Stromerzeugung vermiedene und verursachte Staubemissionen im Jahr 2013 nach Energieträgern



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 12: Durch den Verbrauch von Wärme aus erneuerbaren Energien vermiedene und verursachte Staubemissionen im Jahr 2013 nach Energieträgern

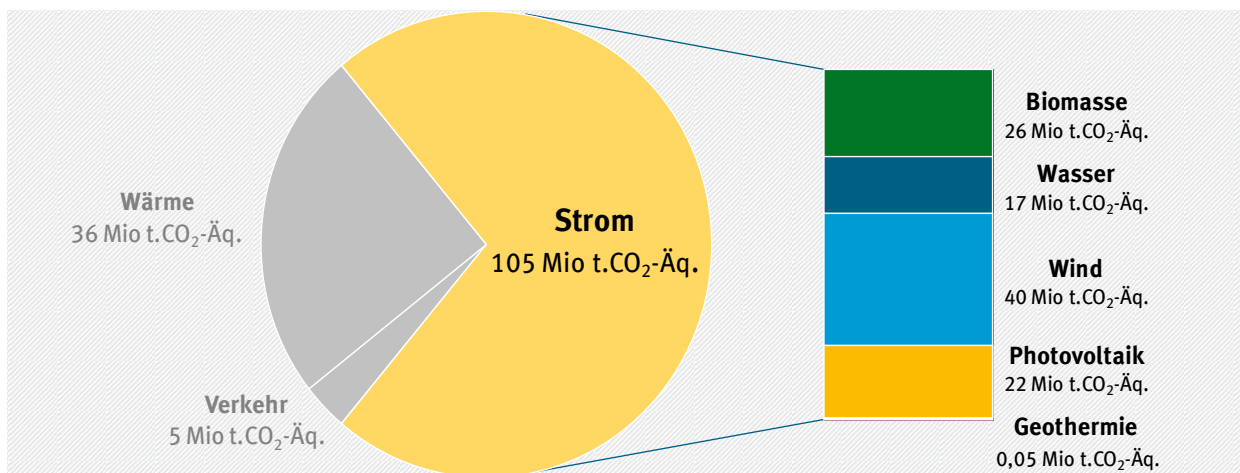


Quelle: Eigene Darstellung

## 4 Erneuerbare Energien im Stromsektor

Die durch den Einsatz von erneuerbaren Energien im Stromsektor vermiedenen Treibhausgasemissionen betrugen im Jahr 2013 insgesamt 105 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> Äquivalente. Von den drei untersuchten Sektoren (Strom-, Wärme und Verkehr) trug die Brutto-Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien damit ca. 72 % zur Netto-Gesamtemissionsvermeidung an Treibhausgasen bei. Die größten Emissionsvermeidungen wurden durch die Stromerzeugung aus Windenergie (40 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.) und die verschiedenen Arten der Biomasseverstromung (zusammen ca. 26 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.) erreicht, gefolgt von der Stromerzeugung aus Photovoltaik (22 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.) und Wasserkraft (17 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.) (siehe Abbildung 13).

Abbildung 13: Anteil der EE-Bruttostromerzeugung an den netto vermiedenen THG-Gesamtemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien



Quelle: Eigene Darstellung

In den folgenden Abschnitten wird nacheinander die Emissionsbilanz für die Stromerzeugung aus Photovoltaik, Windenergie (an Land und auf See), Wasserkraft, Geothermie, fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse, Klär- und Deponiegas sowie dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls 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.

### 4.1 Photovoltaik

Die photovoltaische Stromerzeugung hat in den letzten Jahren eine beeindruckende Entwicklung genommen und sich von einer Nischenanwendung neben Windkraft und Biomasse zu einer der Hauptsäulen der erneuerbaren Stromerzeugung entwickelt. Photovoltaische Anlagen werden im Allgemeinen entweder nach Leistungsgröße der modular zusammengesetzten „Kraftwerke“ und /oder nach verwendeter Technologie unterschieden.

Es gibt eine Vielzahl von Materialien und Konzepten für Solarzellen mit unterschiedlichen Formen, Farben und Leistungsdaten. Meist unterscheidet man zwischen kristallinen Silizium-Zellen (mono-



kristallin, polykristallin) und Dünnschichtzellen (unter anderem amorphes Silizium, Cadmium-Tellurid, Kupfer-Indium-Diselenid). Kristalline Zellen überwiegen auf dem Markt. Dünnschichtzellen haben den Vorteil eines geringeren Material- und Energieeinsatzes und können in beliebigen Größen hergestellt werden (BMU, 2012a).

### Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Stromerzeugung aus Photovoltaik wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 5 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2014a) die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährige Datenaktualisierung.<sup>21</sup>

Die Stromerzeugung aus Photovoltaik entspricht den EEG-Jahresabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber. Sie setzt sich grundsätzlich zusammen aus der eingespeisten, durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vermarkteten EEG-Strommenge und der von Anlagenbetreibern direkt vermarkteten Strommenge. Ab 2009 wird noch der Eigenverbrauch aus PV-Anlagen hinzuaddiert, der von der Bundesnetzagentur (BNetzA) im jährlichen EEG-Statistikbericht mit ca. 1,5 Jahren Zeitverzug veröffentlicht wird. Ab April 2012 der PV-Selbstverbrauch neuer Anlagen weder vergütet noch statistisch erfasst. Die entsprechende selbstverbrauchte PV-Stromerzeugung wird daher über ein räumlich hochauflösendes Model des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) hinzugeschätzt.

Tabelle 5: Stromerzeugung aus Photovoltaik

	2013 [GWh]
<b>Photovoltaik</b>	31.000

Quelle: (AGEE-Stat, 2014)

### Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für Photovoltaik werden mithilfe einer ex-post-Simulation von Fraunhofer ISI ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.6 und (ISI, 2013)). Aktuell liegen die gemittelten Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung im Jahr 2011 vor (vgl. Tabelle 6). Diese werden vorläufig fortgeschrieben, bis die nächste ex post-Untersuchung für die Jahre 2012 und 2013 abgeschlossen ist.

Entscheidend bei PV ist das stark fluktuierende Einspeiseprofil mit Tag-/Nacht- und saisonalen Unterschieden. Entsprechend ersetzt PV hauptsächlich Steinkohlekraftwerke. Mit rund 22 % stehen Erdgas-Kraftwerke an zweiter Stelle. Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit Order wird Braunkohlestrom hingegen nur in den Situationen verdrängt, in denen die gesamte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sehr hoch ist (d. h. Starkwind und hohe Sonneneinstrahlung bei Schwachlast) und zugleich keine freien Netzkapazitäten zum Stromexport bestehen.

Da bei hohen Anteilen fluktuierender Erzeugung aus Wind und PV in gewissem Umfang Kapazitäten zur eventuellen Ausregelung von Prognosefehlern vorgehalten werden müssen, wird ein pauschaler

<sup>21</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html> abrufbar.



Abschlag von 7 % in die Emissionsbilanz von PV eingeführt. 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)). Eine aktuelle Untersuchung im Auftrag von VGB Powertech e.V. kommt allerdings zu dem Ergebnis, dass sich der mittlere Jahreswirkungsgrad von Steinkohle- und GuD-Erdgaskraftwerken im Jahr 2023 um lediglich ca. 2 bis 3 Prozent verringern wird (Ziems, Meinke, Nocke, Weber, & Hassel, 2012). Aus Gründen einer konservativen Vorgehensweise wird gleichwohl an den 7 % festgehalten.

Tabelle 6: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Photovoltaik

	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
<b>Photovoltaik</b>	3,0	75,5	21,5	0,0

Quelle: (ISI, 2013)

### Emissionsfaktoren

PV-Anlagen setzen sich aus folgenden Komponenten zusammen: PV-Module, Inverter, Befestigungssystem und Verkabelung. Ein Modul setzt sich aus Solarzelle, Laminat und einem Aluminiumrahmen zusammen.

Als Lebenszyklusphasen können die Herstellungsphase bestehend aus Rohstoffabbau und -aufbereitung, Herstellung der Vorprodukte und der Modulproduktion, Betrieb und Rückbau (Recycling) der PV-Anlage unterschieden werden.

Alle Module bestehen aus einem Trägermaterial (Glas) und photoaktiven Halbleitern. Bei kristallinen Siliziumzellen ist der Aufwand für die Herstellung des Halbleiters bedeutend höher als bei anderen Systemen, die mit einem geringeren Materialaufwand auskommen. Bei Si-Dünnschicht Modulen kommt die Emission von Reinigungsgasen hinzu ( $\text{NF}_3$  mit hohem THG-Potential). Bei CdTe-Modulen wird bei der Herstellung des Halbleiters und bei unsachgerechter Entsorgung der Module Cadmium frei gesetzt.

In der Analyse werden nur die Emissionen auf Herstellungsseite (aus den Vorketten) berücksichtigt, da der Betrieb der PV-Anlage selbst emissionsfrei ist. Bei allen Anlagen wurde der stoffliche Aufwand für die Rahmen und die Aufständierung eingerechnet. Zwischen Freifeldanlage und Dachanlage wird nicht unterschieden. Aufwendungen für die Wechselrichter und die Verkabelung wurden nicht einbezogen.

Im Rahmen des BMU-Vorhabens „Aktualisierung von Ökobilanzdaten für Erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe (LCA-EE)“ (Öko-Institut, 2012) wurden neue Ökobilanzen für alle marktrelevanten PV-Systeme/Modul-Technologien erstellt und in GEMIS 4.8 integriert (IINAS, 2013) (SmartGreenScans, 2012) (vgl. Kapitel 2.2.3).

Die Belastungen 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 multi-kristalline Zellen gegenwärtig den größten Marktanteil besitzen und den besten Schnitt darstellen, basiert die Berechnung auf dem Datensatz multi-kristalline PV-Anlage.

Tabelle 7: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Photovoltaik

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Photovoltaik</b>	<b>55,19</b>	51,86	0,135	0,002	<b>0,113</b>	0,060	0,077	0,032	1,221	0,005

Quelle: GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), (Öko-Institut, 2012), (SmartGreenScans, 2012)

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Stromerzeugung wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt.

Tabelle 8: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Braunkohle</b>	<b>1.070,1</b>	1.059,5	0,021	0,033	<b>1,065</b>	0,586	0,688	0,030	0,426	0,012
<b>Steinkohle</b>	<b>919,0</b>	850,2	3,106	0,011	<b>0,853</b>	0,469	0,551	0,033	0,098	0,029
<b>Gas</b>	<b>429,7</b>	400,1	1,265	0,010	<b>0,408</b>	0,015	0,565	0,013	0,272	0,026
<b>Öl</b>	<b>777,3</b>	768,7	0,222	0,013	<b>1,488</b>	0,899	0,847	0,079	0,312	0,149

Quelle: (UBA, 2014), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

### Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Photovoltaik errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Photovoltaik in erheblichem Umfang zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen beiträgt. Durch die Stromerzeugung aus Photovoltaik werden ca. 21,9 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. Treibhausgase vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 706 g CO<sub>2</sub>-Äq./kWh<sub>el</sub>.

Der positive Beitrag der versauernd wirkenden Luftschadstoffe fällt mit rund 18.500 t SO<sub>2</sub>-Äq. ebenfalls deutlich positiv aus. Nur im Bereich der Ozonvorläufersubstanzen ist die Bilanz negativ, es wurden geringfügig mehr Emissionen verursacht als vermieden.

Tabelle 9: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Photovoltaik

	brutto vermiedene Emissionen <sup>22</sup>	verursachte Emissionen	netto vermiedene Emissionen	Netto- Vermeidungsfaktor
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>23.587.582</b>	<b>1.711.038</b>	<b>21.876.544</b>	<b>705,69</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	21.899.114	1.607.680	20.291.434	654,56
<b>CH<sub>4</sub></b>	75.456	4.178	71.278	2,30

<sup>22</sup> abzüglich 7 % Regelenergieaufwand

	brutto vermiedene Emissionen <sup>22</sup> [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
<b>N<sub>2</sub>O</b>	335	50	285	0,01
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>22.006</b>	<b>3.515</b>	<b>18.491</b>	<b>0,60</b>
<b>SO<sub>2</sub></b>	10.803	1.860	8.943	0,29
<b>NO<sub>x</sub></b>	16.097	2.379	13.718	0,44
<b>Staub</b>	815	989	-174	-0,01
<b>CO</b>	4.190	37.837	-33.647	-1,09
<b>NM VOC</b>	792	165	627	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 nach wie vor der mit Abstand bedeutendste erneuerbare Energieträger zur Stromerzeugung. Insgesamt waren zum Jahresende 2013 an Land (onshore) etwa 23.656 Windkraftanlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von ca. 33.745 Megawatt in Betrieb (DEWI GmbH, 2014). Die Anlagen befinden sich schwerpunktmäßig im Norden und in der Mitte Deutschlands und sind i. d. R. in Windparks konzentriert. Aufgrund der Förderung zunächst durch das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) und später das EEG, ergänzt durch Änderungen im Baurecht, nahm die einheimische Windenergienutzung seit 1990 eine dynamische Entwicklung - nicht nur beim Zubauvolumen, sondern auch bei den Anlagen selbst. Hatte eine typische im Jahr 1990 errichtete Windkraftanlage noch eine elektrische Leistung von weniger als 200 Kilowatt, einen Rotordurchmesser von 23 m sowie eine Nabenhöhe von etwa 30 m, so wiesen die im Jahr 2013 neu errichteten Anlagen dagegen bereits durchschnittlich eine elektrische Leistung von fast 2.603 kW, einen Rotordurchmesser von 95 m sowie eine Nabenhöhe von über 117 m auf (Fraunhofer IWES, 2014). Mit der deutlichen Anlagenvergrößerung und parallelen weitreichenden Anlagenoptimierungen haben sich die Ausnutzungsdauer/Effizienz und auch die Emissionsbilanz der Windkraftanlagen/-nutzung spürbar verbessert. Zudem ist der spezifische Flächenbedarf stark zurückgegangen, was u. a. mit wesentlich höheren Ausbaupotenzialen verbunden ist.

### Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore) wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 10 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung (BMWi, 2014a), die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährige Datenaktualisierung.<sup>23</sup>

<sup>23</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html> abrufbar.

Die Stromerzeugung aus Windenergie onshore entspricht den EEG - Jahresabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber. Sie setzt sich grundsätzlich zusammen aus der eingespeisten, durch die Übertragungsnetzbetreiber vermarkteten EEG-Strommenge und der von Anlagenbetreibern direkt vermarkteten Strommenge.

Tabelle 10: Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore)

	2013 [GWh]
<b>Windenergie onshore</b>	50.803

Quelle: (AGEE-Stat, 2014)

### Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für Windenergie wurden mithilfe einer ex-post-Simulation von Fraunhofer ISI ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.6 und (ISI, 2013)). Aktuell liegen die gemittelten Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung im Jahr 2011 vor (vgl. Tabelle 11). Diese werden vorläufig fortgeschrieben, bis die nächste ex post- Untersuchung für die Jahre 2012 und 2013 abgeschlossen ist.

Entscheidend bei Wind ist das stark fluktuierende Einspeiseprofil in Abhängigkeit von den Wetterbedingungen. Bei den derzeitigen Brennstoffpreisrelationen Steinkohle und Gas ersetzt Windkraft hauptsächlich Steinkohlekraftwerke und in geringerem Umfang auch Erdgaskraftwerke. Aufgrund der Stellung in der deutschen und europäischen Merit Order wird Braunkohlestrom hingegen nur verdrängt, wenn eine hohe Einspeisung erneuerbarer Energien auf eine geringe Stromnachfrage trifft und gleichzeitig alle Kapazitäten zum Stromexport ausgeschöpft sind.

In der Emissionsbilanz (s.u.) werden zusätzlich auftretende Emissionen durch die in gewissem Umfang erforderliche Vorhaltung konventioneller Kapazitäten zur Ausregelung auftretender Prognosefehler mit einem pauschalen Abschlag von 7 % 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), (Wagner, et al., 2004)). Eine aktuelle Untersuchung im Auftrag von VGB Powertech e.V. kommt allerdings zu dem Ergebnis, dass sich der mittlere Jahreswirkungsgrad von Steinkohle- und GuD-Erdgaskraftwerken im Jahr 2023 um lediglich ca. 2 bis 3 Prozent verringern wird (Ziems, Meinke, Nocke, Weber, & Hassel, 2012). Aus Gründen einer konservativen Vorgehensweise wird gleichwohl an den 7% festgehalten.

Tabelle 11: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore)

	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
<b>Windenergie onshore</b>	3,3	80,1	16,6	0,0

Quelle: (ISI, 2013)

## Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren für Windenergie onshore (vgl. Tabelle 13) basieren auf der Ökobilanzdatenbank GEMIS 4.8 (vgl. Kapitel 2.2.3). Grundlage sind die im Rahmen des BMU-Vorhabens LCA-EE durch Fraunhofer IWES aktualisierten Sachbilanzen (Öko-Institut, 2012).

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. Die letzte Phase der Entsorgung ist vernachlässigbar und wird nicht betrachtet.

In der Analyse werden nur die Emissionen auf der Herstellungsseite (aus den Vorketten) berücksichtigt, die in Materialaufwendungen in Form von Beton, Stahl, Kunststoff, Eisen-Guss, Kupfer und Aluminium begründet sind. Die Errichtung und der Betrieb einer WEA verursachen im Vergleich dazu verhältnismäßig geringe Emissionen.

Die Hauptsysteme einer WEA sind Rotor, Gondel, Turm und Fundament. Der Rotor als Kern der Anlage 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.

Zur Bilanzierung 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.

Tabelle 12: Eingangssparameter der betrachteten Referenz-Windkraftanlagen

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

Quelle: (Fraunhofer IWES, 2012), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

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

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Windenergie onshore	8,76	8,09	0,030	0,000	0,027	0,013	0,020	0,009	0,12	0,002

Quelle: GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), (Öko-Institut, 2012), (Fraunhofer IWES, 2012)

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Stromerzeugung wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 2.2.3).

Tabelle 14: Emissionsfaktoren für die Stromerzeugung aus fossilen Energien

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Braunkohle</b>	<b>1.070,1</b>	1.059,5	0,021	0,033	<b>1,065</b>	0,586	0,688	0,030	0,426	0,012
<b>Steinkohle</b>	<b>919,0</b>	850,2	3,106	0,011	<b>0,853</b>	0,469	0,551	0,033	0,098	0,029
<b>Gas</b>	<b>429,7</b>	400,1	1,265	0,010	<b>0,408</b>	0,015	0,565	0,013	0,272	0,026
<b>Öl</b>	<b>777,3</b>	768,7	0,222	0,013	<b>1,488</b>	0,899	0,847	0,079	0,312	0,149

Quelle: (UBA, 2014), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

### 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 15 dargestellt.

Von allen erneuerbaren Energieträgern liefert die Windenergie den größten Beitrag zum Klimaschutz. Durch die Stromerzeugung aus Windkraft wurden Treibhausgase in Höhe von ca. 39,4 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 775 g CO<sub>2</sub>-Äq./ kWh<sub>el</sub>. Durch den emissionsfreien Anlagenbetrieb trägt der Ausbau der Windenergie an Land aber auch zur Reduktion sonstiger Luftschadstoffe bei.

Tabelle 15: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore)

	brutto vermiedene Emissionen <sup>24</sup>	verursachte Emissionen	netto vermiedene Emissionen	Netto- Vermeidungsfaktor
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>39.820.850</b>	<b>445.062</b>	<b>39.375.788</b>	<b>775,07</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	36.970.447	410.848	36.559.599	719,63
<b>CH<sub>4</sub></b>	127.535	1.502	126.032	2,48
<b>N<sub>2</sub>O</b>	555	9	547	0,01
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>37.134</b>	<b>1.382</b>	<b>35.752</b>	<b>0,70</b>
<b>SO<sub>2</sub></b>	18.783	674	18.109	0,36
<b>NO<sub>x</sub></b>	26.366	1.017	25.349	0,50
<b>Staub</b>	1.383	476	907	0,02
<b>CO</b>	6.505	6.142	363	0,01
<b>NMVOC</b>	1.303	85	1.218	0,02

Quelle: Eigene Berechnung

<sup>24</sup> abzüglich 7 % Regelenergieaufwand

### 4.3 Windenergie auf See (offshore)

Seit dem 12. August 2009 speisen die ersten Offshore-Windenergieanlagen Strom in das deutsche Versorgungsnetz ein. Zum Jahresende 2013 waren insgesamt 219 Anlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von etwa 915 MW installiert (DEWI GmbH, 2014). Zahlreiche weitere Offshore-Windparks befinden sich derzeit in Planung bzw. im Bau.

#### Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 16 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2014a), die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährige Datenaktualisierung.<sup>25</sup>

Die Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore) entspricht den EEG - Jahresendabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber. Sie setzt sich zusammen aus der eingespeisten und von den Übertragungsnetzbetreibern vermarkteten EEG-Strommengen und dem direkt vermarkteten Strom.

Tabelle 16: Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore)

	2013 [GWh]
<b>Windenergie offshore</b>	905

Quelle: (AGEE-Stat, 2014)

#### Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für Windenergie werden mithilfe einer ex-post-Simulation von Fraunhofer ISI ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.6 und (ISI, 2013)). Aktuell liegen die gemittelten Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung im Jahr 2011 vor (vgl. Tabelle 17). Diese werden vorläufig fortgeschrieben, bis die nächste ex post- Untersuchung für die Jahre 2012 und 2013 abgeschlossen ist.

Entscheidend bei Wind ist das stark fluktuierende Einspeiseprofil in Abhängigkeit von den Wetterbedingungen. Bei den derzeitigen Brennstoffpreisrelationen ersetzt Windkraft hauptsächlich Steinkohlekraftwerke und - aufgrund der deutlich höheren Volllaststunden in etwas höherem Umfang als bei onshore-Wind - auch Erdgaskraftwerke. Aufgrund der Stellung in der deutschen und europäischen Merit Order wird Braunkohlestrom hingegen nur verdrängt, wenn eine hohe Einspeisung erneuerbarer Energien auf eine geringe Stromnachfrage trifft und gleichzeitig die Netzkapazitäten zum Stromexport ausgeschöpft sind.

In der Emissionsbilanz (s.u.) werden zusätzlich auftretende Emissionen durch die in gewissem Umfang erforderliche Vorhaltung konventioneller Kapazitäten zur Ausregelung auftretender Prognosefehler mit einem pauschalen Abschlag von 7 % 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), (Wagner, et al., 2004)). Eine aktuelle Untersuchung im Auftrag von VGB Powertech e.V. kommt allerdings zu dem

<sup>25</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html> abrufbar.



Ergebnis, dass sich der mittlere Jahreswirkungsgrad von Steinkohle- und GuD-Erdgaskraftwerken im Jahr 2023 um lediglich ca. 2 bis 3 Prozent verringern wird (Ziems, Meinke, Nocke, Weber, & Hassel, 2012). Aus Gründen einer konservativen Vorgehensweise wird gleichwohl an den 7 % festgehalten.

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

	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
<b>Windenergie offshore</b>	2,6	73,4	24,0	0,0

Quelle: (ISI, 2013)

### Emissionsfaktoren

Die Ökobilanz einer Offshore-Windenergieanlage unterscheidet sich grundsätzlich nicht wesentlich von der einer Windenergieanlage an Land (vgl. Kapitel 2.2.3). 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 Emissionsfaktoren für Offshore-Windenergie basieren auf der Ökobilanzdatenbank GEMIS 4.8. Grundlage sind die im Rahmen des BMU-Vorhabens LCA-EE durch (Fraunhofer IWES, 2012) aktualisierten Sachbilanzen für eine 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 worden.

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

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Windenergie offshore</b>	<b>4,27</b>	3,93	0,016	0,000	<b>0,013</b>	0,007	0,009	0,005	0,069	0,001

Quelle: GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), (Öko-Institut, 2012), (Fraunhofer IWES, 2012)

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Stromerzeugung wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 2.2.3).

Tabelle 19: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Braunkohle</b>	<b>1.070,1</b>	1.059,5	0,021	0,033	<b>1,065</b>	0,586	0,688	0,030	0,426	0,012
<b>Steinkohle</b>	<b>919,0</b>	850,2	3,106	0,011	<b>0,853</b>	0,469	0,551	0,033	0,098	0,029
<b>Gas</b>	<b>429,7</b>	400,1	1,265	0,010	<b>0,408</b>	0,015	0,565	0,013	0,272	0,026
<b>Öl</b>	<b>777,3</b>	768,7	0,222	0,013	<b>1,488</b>	0,899	0,847	0,079	0,312	0,149

Quelle: (UBA, 2014), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

### Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Windenergie 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. 0,7 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. Der spezifische Vermeidungsfaktor liegt aufgrund der höheren Substitution von Erdgasstrom etwas geringer als bei-Wind bei ca. 745 g CO<sub>2</sub>-Äq./kWh<sub>el</sub>. Durch den emissionsfreien Betrieb der Anlagen werden darüber hinaus auch sonstige Luftschadstoffe vermieden.

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

	brutto vermiedene Emissionen <sup>26</sup> [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>677.844</b>	<b>3.863</b>	<b>673.981</b>	<b>744,73</b>
CO <sub>2</sub>	629.170	3.555	625.615	691,29
CH <sub>4</sub>	2.175	14	2.160	2,39
N <sub>2</sub> O	10	0	10	0,01
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>632</b>	<b>12</b>	<b>621</b>	<b>0,69</b>
SO <sub>2</sub>	305	6	299	0,33
NO <sub>x</sub>	470	8	462	0,51
Staub	23	4	19	0,02
CO	125	62	63	0,07
NMVOC	23	1	23	0,02

Quelle: Eigene Berechnungen

<sup>26</sup> abzüglich 7 % Regelenergieaufwand

## 4.4 Wasserkraft

Wasserkraftanlagen nutzen die kinetische und potentielle Energie des Wassers, heute (in Deutschland) fast ausschließlich zur Stromerzeugung. Es 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.

Insgesamt sind in Deutschland schätzungsweise 7.500 Wasserkraftanlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von knapp 5.600 Megawatt (inkl. Pumpspeicherkraftwerke mit nat. Zufluss) in Betrieb, vornehmlich an den großen Flussläufen in der Mitte und im Süden Deutschlands. Ungefähr 48 Prozent der elektrischen Gesamtleistung sind in Anlagen über 10 Megawatt, ca. 19 Prozent in Anlagen zwischen 1-10 Megawatt und etwa 13 Prozent in Anlagen kleiner 1 Megawatt installiert. Die restlichen 21 % entfallen auf Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss (AGEE-Stat, 2014). 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.

### Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Stromerzeugung 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 Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2014a), die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährliche Datenaktualisierung.<sup>27</sup>

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

Tabelle 21: Stromerzeugung aus Wasserkraft

	2013 [GWh]
<b>Wasserkraft</b>	20.800

Quelle: (AGEE-Stat, 2014)

### Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für Wasserkraft werden mithilfe einer ex-post-Simulation von Fraunhofer ISI ermittelt (ISI, 2013). Aktuell liegen die gemittelten Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung im

<sup>27</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html> abrufbar.

Jahr 2011 vor (vgl. Tabelle 22). Diese werden vorläufig fortgeschrieben, bis die nächste ex post- Untersuchung für die Jahre 2012 und 2013 abgeschlossen ist.

Entscheidend bei Wasserkraft ist das gleichmäßige Einspeiseprofil mit saisonalen Unterschieden. Bei den derzeitigen Brennstoffpreisrelationen ersetzt Wasserkraft hauptsächlich Steinkohlekraftwerke und Erdgaskraftwerke. Aufgrund der Stellung in der deutschen und europäischen Merit Order wird Braunkohlestrom hingegen nur verdrängt, wenn eine hohe Einspeisung erneuerbarer Energien auf eine geringe Stromnachfrage trifft und gleichzeitig die Netzkapazitäten zum Stromexport ausgeschöpft sind.

Tabelle 22: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Wasserkraft

	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
<b>Wasserkraft</b>	2,8	75,7	21,5	0,0

Quelle: (ISI, 2013)

### Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren für Wasserkraft basieren auf der Ökobilanzdatenbank GEMIS 4.8. Grundlage sind die im Rahmen des BMU-Vorhabens LCA-EE von (ESU, 2012) aktualisierten Sachbilanzen (Öko-Institut, 2012).

Tabelle 23: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Wasserkraft

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Wasserkraft</b>	<b>2,69</b>	2,59	0,004	0,000	<b>0,007</b>	0,001	0,007	0,002	0,014	0,000

Quelle: GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), (Öko-Institut, 2012), (ESU, 2012)

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Stromerzeugung wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 2.2.3).

Tabelle 24: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Braunkohle</b>	<b>1.070,1</b>	1.059,5	0,021	0,033	<b>1,065</b>	0,586	0,688	0,030	0,426	0,012
<b>Steinkohle</b>	<b>919,0</b>	850,2	3,106	0,011	<b>0,853</b>	0,469	0,551	0,033	0,098	0,029
<b>Gas</b>	<b>429,7</b>	400,1	1,265	0,010	<b>0,408</b>	0,015	0,565	0,013	0,272	0,026
<b>Öl</b>	<b>777,3</b>	768,7	0,222	0,013	<b>1,488</b>	0,899	0,847	0,079	0,312	0,149

Quelle: (UBA, 2014), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

### Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Wasserkraft errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die resultierenden Bilanzergebnisse sind in Tabelle 25 dargestellt.

Mit vermiedenen Treibhausgasemissionen von ca. 17 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. leistet Wasserkraft einen nennenswerten Beitrag zum Klimaschutz. Der spezifische Vermeidungsfaktor liegt mit ca. 815 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>el</sub> über dem aller anderen erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien.

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

Tabelle 25: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Wasserkraft

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>17.011.909</b>	<b>55.902</b>	<b>16.956.007</b>	<b>815,19</b>
CO <sub>2</sub>	15.791.135	53.839	15.737.295	756,60
CH <sub>4</sub>	54.577	81	54.496	2,62
N <sub>2</sub> O	241	1	240	0,01
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>15.868</b>	<b>137</b>	<b>15.731</b>	<b>0,76</b>
SO <sub>2</sub>	7.790	31	7.759	0,37
NO <sub>x</sub>	11.607	153	11.454	0,55
<b>Staub</b>	<b>588</b>	<b>33</b>	<b>555</b>	<b>0,03</b>
<b>CO</b>	<b>3.008</b>	<b>296</b>	<b>2.713</b>	<b>0,13</b>
<b>NMVOC</b>	<b>572</b>	<b>4</b>	<b>568</b>	<b>0,03</b>

Quelle: Eigene Berechnung

## 4.5 Geothermie

Für die geothermische Stromerzeugung geeignete Standorte finden sich in Deutschland vor allem im Norddeutschen Becken, im Oberrheingraben sowie im Süddeutschen Molassebecken. Die für die Nutzung von Erdwärme zur Stromerzeugung in Deutschland grundsätzlich vorliegenden Reservoirtypen werden je nach Art der Untergrundbeschaffenheit (Gestein, Tiefenwasservorkommen) in Störungszonen, hydrothermale Reservoirs oder petrothermale Lagerstätten unterschieden. In Deutschland beträgt der geothermische Gradient (dies ist der Wert, der angibt wie schnell die Erdtemperatur mit der Tiefe zunimmt) im Mittel ca. 3 K je 100 m Bohrtiefe (im Oberrheingraben ca. 4 K je 100 m Bohrtiefe), so dass für die Stromerzeugung nutzbare Temperaturniveaus in der Regel ab Tiefen von 3.000 m anzutreffen sind (GZB, 2012).

Trotz großer ökologisch-technischer Potenziale entwickelt sich die geothermische Stromerzeugung in Deutschland nur langsam (UBA, 2010). Insbesondere ist derzeit kein petrothermales Geothermiekraftwerk im Betrieb.

Aufgrund der Temperaturverhältnisse werden Anlagen zur Stromerzeugung mit einem Sekundärkreislauf (Organic-Rankine- oder Kalina-Cycle) eingesetzt. Für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb sind Bedingungen bezüglich:

- der Reservoirtemperatur,
- der Mächtigkeit bzw. Ausdehnung des Reservoirs sowie
- der Förderrate (Fließrate)

zu beachten.

### Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Stromerzeugung aus Geothermie wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 26 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2014a), die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährige Datenaktualisierung.<sup>28</sup>

Zeitnahe Angaben zur Stromerzeugung aus Geothermie werden durch die AGEE-Stat über Betreiberbefragungen gewonnen. Die Angaben werden nachträglich verifiziert durch die EEG-Jahresabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber und die Erhebungen der amtlichen Energiestatistik über die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung der Stromerzeugungsanlagen für die Allgemeine Versorgung (bei Anlagen ab 1 MW<sub>el</sub>) bzw. über die Stromeinspeisung bei Netzbetreibern (bei Anlagen kleiner 1 MW<sub>el</sub>).

Tabelle 26: Stromerzeugung aus Geothermie

	2013 [GWh]
<b>Geothermie</b>	<b>80</b>

Quelle: (AGEE-Stat, 2014)

### Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus Geothermie werden mithilfe einer ex-post-Simulation von Fraunhofer ISI ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.6 und (ISI, 2013)). Aktuell liegen gemittelte Substitutionsfaktoren der geothermischen Stromerzeugung für das Jahr 2011 vor (vgl. Tabelle 27). Unter der Annahme weitgehend unveränderter Bedingungen werden diese vorläufig fortgeschrieben, bis die nächste ex-post-Untersuchung für die Jahre 2012 und 2013 abgeschlossen ist.

Entscheidend bei Geothermie ist das dargebotsunabhängige Einspeiseprofil. Dennoch ersetzt Geothermiestrom hauptsächlich Steinkohlekraftwerke und in geringerem Umfang auch Erdgaskraftwerke. Braunkohlestrom wird aufgrund seiner Stellung in der deutschen und europäischen Merit Order hingegen nur dann verdrängt, wenn eine hohe Einspeisung erneuerbarer Energien auf eine geringe Stromnachfrage trifft und gleichzeitig die Netzkapazitäten zum Stromexport ausgeschöpft sind.

<sup>28</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html> abrufbar.

Tabelle 27: Substitutionsfaktoren der geothermischen Stromerzeugung

	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
<b>Geothermie</b>	2,8	75,7	21,5	0,0

Quelle: (ISI, 2013)

### Emissionsfaktoren

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

Die gegenwärtig installierte elektrische Leistung geothermischer Kraftwerke befindet 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<sub>el</sub> im Oberrheingraben bzw. ca. 2,3 MW<sub>el</sub> im Süddeutschen Molassebecken. Weitere Parameter sind in (GZB, 2012) dokumentiert.

Tabelle 28: Basisannahmen des verwendeten Ökobilanz-Datensatzes für die geothermische Stromerzeugung

Parameter		Oberrheingraben	Süddeutsches Molassebecken
<b>mittlere Außentemperatur</b>	[°C]	10,2	6,8
<b>Vor- und Rücklauftemperatur Thermalwasser</b>	[°C]	150 / 70	150 / 70
<b>Massenstrom Thermalwasser</b>	[kg / s]	47	76
<b>Tiefe</b>	[m]	3.160	4.300
<b>technische Lebensdauer</b>	[a]	30	30
<b>elektrischer Systemwirkungsgrad (Netzanschlussleistung netto / geotherm. Input)</b>	[%]	5,2	5,2
<b>elektrische Netzanschlussleistung brutto / netto</b>	[kW <sub>el</sub> ]	2.174 / 1.367	3.583 / 2.269
<b>Volllaststunden el.</b>	[h / a]	7.500	7.500

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

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.

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. Letzterer ist abhängig von der Förderrate und der Produktivität des Reservoirs, von dem Konversionsprozess, der Anlagengröße und einer eventuellen Wärmeauskopplung sowie von der



Kühltechnologie. In dem hier betrachteten Referenzfall summieren sich diese Eigenverbräuche auf ca. 37 Prozent der Bruttostromerzeugung (GZB, 2012). Aufgrund der spezifischen Anreize des EEG zur Brutto-Einspeisung wird im vorliegenden Bericht unterstellt, dass der Eigenstromverbrauch aus dem Netz bezogen wird.

Ein weiterer Einflussfaktor ist ein schleichender Arbeitsmittelverlust. Nach Erfahrungen von Betreibern sowie Herstellerangaben muss von einer mittleren jährlichen Leckagerate von ein bis drei Prozent ausgegangen werden (Heberle, Obermeier, & Brüggemann, 2012). In diesem Fall wurde zwei Prozent angesetzt.

Tabelle 29: Emissionsfaktoren der geothermischen Stromerzeugung

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Geothermie</b>	<b>217,2</b>	208,4	0,279	0,009	<b>0,278</b>	0,124	0,220	0,019	0,213	0,011

Quelle: GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), (Öko-Institut, 2012), (GZB, 2012)

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Stromerzeugung wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 2.2.3).

Tabelle 30: Emissionsfaktoren für die Stromerzeugung aus fossilen Energien

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Braunkohle</b>	<b>1.070,1</b>	1.059,5	0,021	0,033	<b>1,065</b>	0,586	0,688	0,030	0,426	0,012
<b>Steinkohle</b>	<b>919,0</b>	850,2	3,106	0,011	<b>0,853</b>	0,469	0,551	0,033	0,098	0,029
<b>Gas</b>	<b>429,7</b>	400,1	1,265	0,010	<b>0,408</b>	0,015	0,565	0,013	0,272	0,026
<b>Öl</b>	<b>777,3</b>	768,7	0,222	0,013	<b>1,488</b>	0,899	0,847	0,079	0,312	0,149

Quelle: (UBA, 2014), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

### Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der geothermischen Stromerzeugung errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen.

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseneffekt wurden durch die geothermische Stromerzeugung Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 48.000 t CO<sub>2</sub>-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt 601 g / kWh<sub>el</sub> bezogen auf die Brutto-Einspeisung in das öffentliche Stromnetz. Die im Vergleich zu anderen erneuerbaren Stromerzeugungsoptionen geringe spezifische Vermeidung ist im Wesentlichen auf den hohen Eigenstromverbrauch für den Thermalwasser-, Konversions- und Kühlkreislauf zurückzuführen.

Auch zur Vermeidung von anderen, traditionellen Luftschadstoffemissionen leistet die Geothermie über den Gesamtlebenszyklus einen positiven Beitrag, da sie zumindest nach Abschluss der Bohr- und Bauphase einen lokal annähernd emissionsfreien Betrieb aufweist.

Tabelle 31: Emissionsbilanz der geothermischen Stromerzeugung

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>65.430</b>	<b>17.372</b>	<b>48.058</b>	<b>600,73</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	60.735	16.671	44.064	550,81
<b>CH<sub>4</sub></b>	210	22	188	2,35
<b>N<sub>2</sub>O</b>	1	1	0	0,00
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>61</b>	<b>22</b>	<b>39</b>	<b>0,49</b>
<b>SO<sub>2</sub></b>	30	10	20	0,25
<b>NO<sub>x</sub></b>	45	18	27	0,34
<b>Staub</b>	2	2	1	0,01
<b>CO</b>	12	17	-5	-0,07
<b>NMVOC</b>	2	1	1	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 ein deutlicher Rückgang der jährlichen Zuwachsrates zu verzeichnen, unter anderem, da die wirtschaftlich mobilisierbaren und nachhaltig verfügbaren Holzressourcen knapp werden.

Die Stromerzeugung aus fester Biomasse kann je nach Erkenntnisinteresse nach verschiedenen Parametern klassifiziert werden, von denen die gängigsten sind:

- Leistungsgröße der (Heiz-)kraftwerke bzw. BHKWs (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.),
- Immissionschutzrechtliche Genehmigung (TA-Luft, 13. BImSchV, 17. BImSchV).

### Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Stromerzeugung aus fester Biomasse wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 32 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2014a), die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährige Datenaktualisierung.<sup>29</sup>

<sup>29</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html> abrufbar.

Die Stromerzeugung aus fester Biomasse ergibt sich aus den amtlichen energiestatistischen Erhebungen der statistischen Landesämter. Sie setzt sich zusammen aus der Brutto-Stromerzeugung in Heiz(kraft)werken der öffentlichen Versorgung sowie in den i.d.R. in Kraft-Wärme-Kopplung betriebenen Kraftwerken der Industrie. Hinzu kommt noch die Stromeinspeisung aus Anlagen „dritter“ Betreiber, die energiestatistisch lediglich über die Erhebung bei den Netzbetreibern erfasst werden. Korrespondierende Brennstoffeinsätze werden durch die AGEE-Stat nicht dargestellt. Hier wird auf die Veröffentlichungen der AG Energiebilanzen verwiesen.

Anders als bei den Energieträgern Biogas und flüssige Biomasse wird gegenwärtig nur ein Teil der Stromerzeugung aus fester Biomasse durch das EEG vergütet. Die Diskrepanz resultiert im Wesentlichen aus der (nur anteilig vergüteten) Erzeugung aus fester Biomasse in Anlagen der Papier- und Zellstoffindustrie > 20 MW<sub>el</sub>, aus der Mitverbrennung fester Biomasse (einschließlich biogenem Industrieabfall und Klärschlamm) in Mischfeuerungsanlagen sowie aus zunehmender Direktvermarktung außerhalb des EEG.

Tabelle 32: Stromerzeugung aus fester Biomasse

	2013 [GWh]
<b>feste Biomasse</b>	12.580

Quelle: (AGEE-Stat, 2014)

### Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus fester Biomasse werden mithilfe einer ex-post-Simulation von Fraunhofer ISI ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.6 und (ISI, 2013)). Aktuell liegen die gemittelten Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung im Jahr 2011 vor (vgl. Tabelle 33). Diese werden vorläufig fortgeschrieben, bis die nächste ex post- Untersuchung für die Jahre 2012 und 2013 abgeschlossen ist.

Die auf Dauerbetrieb ausgelegten größeren (Heiz)kraftwerke, auf die das Gros der Stromerzeugung aus fester Biomasse entfällt, weisen im Mittel hohe Volllaststunden von über 6.000 auf. Entsprechend kann von einer im Jahresverlauf nahezu konstanten Einspeisecharakteristik ausgegangen werden, woraus sich die in Tabelle 33 dargestellten Substitutionsfaktoren ergeben.

Tabelle 33: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus fester Biomasse

	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
<b>feste Biomasse</b>	2,7	74,5	22,8	0,0

Quelle: (ISI, 2013)

### 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 wenige idealtypische Referenzfälle (vgl. Tabelle 34) abzuleiten und diesen einen geschätzten Anteil der Stromerzeugung 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. Die Aufteilung des Primärenergieeinsatzes bei KWK-Anlagen auf Strom und Wärme entsprechend der Finnischen Methode wurde unmittelbar von der AGEE-Stat übernommen.

Anschließend wurden die für den Erzeugungsmix relevanten Referenzfälle mit GEMIS 4.8 modelliert (vgl. Kapitel 2.2.3). Während die Vorketten der Brennstoffbereitstellung unverändert aus GEMIS übernommen wurden, sind die Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb der aktuellen Berichterstattungsrunde des Nationalen Emissionsinventars 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 diverser Luftreinhalteverfahren können die realen Emissionen im Einzelfall daher erheblich von den hier unterstellten, durchschnittlichen Faktoren abweichen.

In Hinblick auf die Brennstoffe ist per Definition festgelegt, dass die Vorkettenemissionen von Resthölzern, Schwarzlauge und von biogenen Abfällen null entsprechen. Des Weiteren wird trotz der jüngsten Diskussion um „carbon debts“ bei der energetischen Nutzung von Waldholz (Agostini, Giuntoli, & Boulamanti, 2013) angenommen, dass die Entnahme von Waldholz aufgrund der nachhaltigen Waldwirtschaft in Deutschland treibhausgasneutral erfolgt, so dass lediglich die energetischen Aufwendungen für die Ernte und den Transport des Holzes (bei Pellets auch die Brennstoffherstellung) zu Buche schlagen. In dem derzeit laufenden UBA-Forschungsvorhaben „BioEM“ widmet sich das beauftragte Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (IFEU) u.a. auch dieser Fragestellung.

Importe biogener Festbrennstoffe sind für die Stromerzeugung gegenwärtig noch von untergeordneter Bedeutung. Lediglich bei Anlagen an den Landesgrenzen oder in der Nähe von Seehäfen sind geringe Importe v.a. von Althölzern aus dem europäischen Ausland bekannt.

**Tabelle 34:** Basisannahmen der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus fester Biomasse und geschätzter Anteil der Referenzfälle am Erzeugungsmix

Prozess-Datensatz	Brennstoff <sup>30</sup>	Transportentfernung [km]	el. Leistung [MW]	el. NG [%]	Eigenstrombedarf [%]	Volllaststunden [h/a]	KWK-Allokation Strom [%]	Immissionschutz	Erzeugungsmix <sup>31</sup> [%]
<b>Dampfturbinen-KW</b>	Altholz A I-IV	100	20	29	0	6.500	100	17. BImSchV	15
<b>Dampfturbinen-HKW</b>	Waldrestholz	50	5	16	10	5.500	40	TA-Luft	15

<sup>30</sup> WRH: Waldrestholz, LPH: Landschaftspflegeholz, SL: Schwarzlauge, IRH: Industrierestholz

<sup>31</sup> eigene Annahmen

Prozess-Datensatz	Brennstoff <sup>30</sup>	Transportentfernung [km]	el. Leistung [MW]	el. NG [%]	Eigenstrombedarf [%]	Volllaststunden [h/a]	KWK-Allokation Strom [%]	Immissionschutz	Erzeugungsmix <sup>31</sup> [%]
<b>Dampfturbinen-HKW</b>	Altholz A I-IV	10	20	16	0	6.000	32	17. BIm-SchV	35
<b>Dampfturbinen-HKW in Papierindustrie</b>	Schwarzlauge (SL)	0	50	13	0	7.000	32	13. BIm-SchV	15
<b>Dampfturbinen-HKW</b>	Ind.-restholz	0	5	18	10	6.000	32	TA-Luft	15
<b>ORC-HKW</b>	Ind.-restholz	50	1	15	20	5.500	32	TA-Luft	5
<b>Holzgas-BHKW</b>	Pellets	50	0,2	30	5	4.000	32		< 1
<b>Mitverbrennung in Kohle-KW</b>									< 1

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis (UBA, et al., 2012)

Tabelle 35: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fester Biomasse

	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>feste Biomasse Mix</b>	<b>25,36</b>	16,11	0,098	0,023	<b>0,717</b>	0,130	0,843	0,067	0,360	0,176
<b>darin anteilig aus Kraftwerken der allgemeinen Versorgung</b>										
<b>Altholz-DT-KW</b>	<b>24,8</b>	9,68	0,145	0,039	<b>1,034</b>	0,182	1,224	0,103	0,510	0,014
<b>Waldrestholz-DT-HKW</b>	<b>61,3</b>	48,79	0,168	0,028	<b>0,691</b>	0,120	0,820	0,091	0,501	0,329
<b>darin anteilig aus Industriekraftwerken</b>										
<b>Altholz-DT-HKW</b>	<b>14,3</b>	5,57	0,083	0,022	<b>0,595</b>	0,105	0,704	0,059	0,294	0,008
<b>Papier-DT-HKW (SL)</b>	<b>26,0</b>	17,68	0,092	0,021	<b>0,694</b>	0,067	0,901	0,061	0,315	0,229
<b>Industrierestholz-DT-HKW</b>	<b>4,2</b>	1,83	0,021	0,006	<b>0,821</b>	0,225	0,856	0,024	0,246	0,490
<b>Industrierestholz-ORC-HKW</b>	<b>58,9</b>	49,23	0,094	0,025	<b>0,452</b>	0,084	0,528	0,094	0,434	0,281

Quelle: Eigene Berechnung mit GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), modifiziert nach (UBA, 2014) (UBA, et al., 2012), AGEE-Stat

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Stromerzeugung wurden auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 2.2.3).

Tabelle 36: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Braunkohle</b>	<b>1.070,1</b>	1.059,5	0,021	0,033	<b>1,065</b>	0,586	0,688	0,030	0,426	0,012
<b>Steinkohle</b>	<b>919,0</b>	850,2	3,106	0,011	<b>0,853</b>	0,469	0,551	0,033	0,098	0,029
<b>Gas</b>	<b>429,7</b>	400,1	1,265	0,010	<b>0,408</b>	0,015	0,565	0,013	0,272	0,026
<b>Öl</b>	<b>777,3</b>	768,7	0,222	0,013	<b>1,488</b>	0,899	0,847	0,079	0,312	0,149

Quelle: (UBA, 2014), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

### Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus fester Biomasse errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen.

Durch die Stromerzeugung aus fester Biomasse wurden Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 9,9 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt 786 g / kWh<sub>el</sub> bezogen auf die Einspeisung in das öffentliche Stromnetz. Die im Vergleich zu anderen erneuerbaren Stromerzeugungsoptionen hohe spezifische Vermeidung ist im Wesentlichen auf den geringen energetischen Aufwand zur Brennstoffbereitstellung sowie geringe Treibhausgasemissionen beim direkten Anlagenbetrieb zurückzuführen.

Bei anderen Luftschadstoffen ist die Stromerzeugung aus fester Biomasse differenziert zu bewerten. Während die endenergiebezogenen SO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren in der Regel geringer ausfallen, liegen Staub-, NO<sub>x</sub>-, 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.

Tabelle 37: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus fester Biomasse

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>10.209.971</b>	<b>318.980</b>	<b>9.890.992</b>	<b>786,25</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	9.477.151	202.662	9.274.489	737,24
<b>CH<sub>4</sub></b>	32.753	1.232	31.521	2,51
<b>N<sub>2</sub>O</b>	145	292	-147	-0,01
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>9.525</b>	<b>9.017</b>	<b>508</b>	<b>0,04</b>
<b>SO<sub>2</sub></b>	4.638	1.635	3.003	0,24
<b>NO<sub>x</sub></b>	7.021	10.606	-3.585	-0,28
<b>Staub</b>	353	848	-496	-0,04
<b>CO</b>	1.843	4.532	-2.689	-0,21
<b>NMVOC</b>	346	2.214	-1.868	-0,15

Quelle: Eigene Berechnung

## 4.7 Biogas und Biomethan

Die Stromerzeugung aus Biogas, das durch anaerobe Fermentation von biogenen Abfällen und Energiepflanzen gewonnen wird, verzeichnete insbesondere durch die Einführung der Vergütungsböni für nachwachsende Rohstoffe und für Gülle im EEG 2004 und 2009 ein starkes Wachstum. Ende 2013 waren bereits über 7.700 Biogasanlagen mit einer elektrischen Leistung von etwa 3.400 Megawatt in Betrieb (DBFZ, 2013).

Die damit einhergehenden, regional unterschiedlich ausgeprägten Begleiterscheinungen wie die starke Zunahme des Energiepflanzenanbaus zur Biogasproduktion. Damit verbunden sind negative Umweltwirkungen, zunehmende Flächenkonkurrenzen (häufig verbunden mit dem Anstieg von Pachtpreisen) sowie nicht zuletzt Risiken für Umwelt und Klima durch Energiepflanzenanbau und bei einigen nicht nach dem Stand der Technik betriebenen Anlagen. Dies führt zu einer zunehmend differenzierten Bewertung und zu einer skeptischeren Einschätzung hinsichtlich der noch bestehenden Wachstumspotenziale für die Stromerzeugung aus Biogas.

Gleichzeitig wandeln sich die Erwartungen an die begrenzte, speicherbare Ressource Biogas. Während die Zukunft der dezentralen Biogasverstromung vor allem in der bedarfsgerechten, flexiblen Stromerzeugung zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung von Wind und PV gesehen wird, gewinnt auch die Aufbereitung, Einspeisung und -speicherung von Biomethan ins Gasnetz mit anschließender effizienter Nutzung in KWK-Anlagen zunehmend an Bedeutung.

### Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 37 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2014a), die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährigere Datenaktualisierung.<sup>32</sup>

Die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan setzt sich zusammen aus den amtlichen Erhebungen der statistischen Landesämter, konkret aus der Brutto-Stromerzeugung in Heiz(kraft)werken der öffentlichen Versorgung und in den i.d.R. in Kraft-Wärme-Kopplung betriebenen Kraftwerken der Industrie. Diese Erhebungen erfassen jedoch lediglich Anlagen ab 1 MW elektrische Leistung und damit nur einen vernachlässigbar kleinen Teil der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan. Ein Großteil der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan (d.h. die aus Anlagen unter 1 MW<sub>el</sub>) wird daher gegenwärtig über die jährliche Erhebung bei den Netzbetreibern zur Stromeinspeisung aus Anlagen „sonstiger“ Betreiber erfasst. Korrespondierende Brennstoffeinsätze werden durch die AGEE-Stat nicht dargestellt. Hier wird auf die Veröffentlichungen der AG Energiebilanzen verwiesen.

Tabelle 38: Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan

	2013 [GWh]
<b>Biogas</b>	27.180

Quelle: (AGEE-Stat, 2014)

<sup>32</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html> abrufbar.



### Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus Biogas werden mithilfe einer ex-post-Simulation von Fraunhofer ISI ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.6 und (ISI, 2013)). Aktuell liegen die gemittelten Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan im Jahr 2011 vor (vgl. Tabelle 39). Diese werden vorläufig fortgeschrieben, bis die nächste ex post- Untersuchung für die Jahre 2012 und 2013 abgeschlossen ist.

Da der Großteil des Biogasanlagenbestands derzeit noch auf kontinuierlichen Betrieb mit einer Volllaststundenzahl über 7.000 ausgelegt ist, verdrängt die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan überwiegend Steinkohle- und Gaskraftwerke. Aufgrund ihrer Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit Order wird Braunkohlestrom hingegen nur in den Situationen verdrängt, in denen die gesamte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sehr hoch ist (d.h. Starkwind und/oder hohe Sonneneinstrahlung bei Schwachlast) und zugleich keine freien Netzkapazitäten zum Stromexport bestehen.

Tabelle 39: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan

	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
<b>Biogas</b>	2,8	75,4	21,9	0,0

Quelle: (ISI, 2013)

### Emissionsfaktoren

Die Datenlage hinsichtlich der Emissionen aus dem 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. Die wichtigsten sind:

- Substrat (NawaRo vs. Abfälle und Reststoffe),
- Leistungsgröße und Bauart der Blockheizkraftwerke (Wirkungsgrade, Einsatzregime, Motorschlupf, Zünd- und Stützfeuerung),
- Auslegung und Ausstattung der Anlage (gasdichte Abdeckung der Gärrestlager, Luftdichtheit der biogas- und methanführenden Anlagenteile (Fermenter/Gasspeicher und Gärrestlager), Notfackel, Umfang externer Wärmenutzung, Luftreinhalteverfahren wie Katalysatoren oder Nachverbrennung, Eigenstrombedarf und -bezug, Wärmespeicher),
- Immissionsschutzrechtliche Genehmigung (ab 1 MW Feuerungswärmeleistung bzw. ca. 350 kW<sub>el</sub> Genehmigungspflicht nach BImSchG).

In den folgenden Abschnitten werden diese Einflussfaktoren kurz andiskutiert, um anschließend aus Gründen der Vereinfachung drei repräsentative Datensätze für die Bilanzierung abzuleiten.

Wesentlichen Einfluss übt zunächst das zur Biogaserzeugung eingesetzte Substrat aus. Während biologisch abbaubare Abfälle oder landwirtschaftliche Reststoffe wie zum Beispiel Mist und Gülle per Definition keine Vorkettenemissionen 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 Dünge- und Pflanzenschutzmitteln führen

insbesondere Lachgasemissionen infolge stickstoffhaltiger Kunstdünger zu relevanten THG-Emissionen. Deren genaue Höhe ist jedoch noch Gegenstand wissenschaftlicher Diskussionen.

Auf Basis der DBFZ-Betreiberbefragung im Rahmen des EEG-Biomasse-Monitoring werden folgende masse- und energiebezogenen Anteile der einzelnen Substrate angesetzt: Nachwachsende Rohstoffe (v.a. Energiemais) machen über 80 % des energiebezogenen Substratmixes aus, auf landwirtschaftliche Exkrementen wie Gülle entfallen 14 % und auf Bioabfall ca. 5 % des energiebezogenen Substrateinsatzes (DBFZ, 2013).

Tabelle 40: Masse- und energiebezogener Substrateinsatz bei Biogasanlagen zur Vorort-Verstromung

	massebezogener Substrateinsatz [%]	energiebezogener Substrateinsatz [%]
<b>nachwachsende Rohstoffe (NawaRo)</b>	52,8	81,5
<b>Exkrementen</b>	43,1	13,7
<b>Bioabfall</b>	3,8	4,2
<b>industrielle und landwirtschaftliche Reststoffe</b>	0,3	0,6
<b>Gesamt</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

Quelle: (DBFZ, 2013)

Generell ist anzunehmen, dass der Rückgang der Grünlandflächen in Deutschland insbesondere im Zeitraum 2007 - 2012 um ca. 250.000 ha u. a. durch den Energiemaisanbau zur Biogasgewinnung verursacht wurde. Dies bestätigt z. B. auch die Befragung von Biogasanlagenbetreibern (DBFZ, 2013). Frühere Auswertungen auf Basis von InVeKos-Daten kamen zum Ergebnis, dass die Hälfte der umgebrochenen Flächen für den Maisanbau genutzt wurden. Setzt man auch für den Zeitraum 2007 - 2012 diesen Wert an, ergibt sich, dass rund 15 % der Maisanbaufläche (125.000 ha bezogen auf die Gesamtenergie-Maisanbaufläche von 800.000 ha) vorher Grünland war und die Umwandlung zu entsprechenden Emissionen geführt hat. Da die Art des umgebrochenen Grünlands nur eingeschränkt bekannt ist, lässt sich die Höhe der Emissionen allerdings nicht ohne Weiteres quantifizieren. Da diese zudem nur in Bezug zu ca. 15 % der Gesamtenergiemaisanbaufläche stehen wird auch die Gesamtemissionsbilanz für Biogas nur gering beeinflusst. Neben den direkten Landnutzungsänderungen durch die Biogasnutzung ergeben sich auch indirekte Effekte, die jedoch ebenfalls nicht berücksichtigt werden, sodass methodenbedingt eine gewisse Unterschätzung besteht.

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 Biogasverstromung ist von der Leistungsgröße, der Betriebsweise und nicht zuletzt dem Wartungszustand der eingesetzten 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.

Als weitere potenzielle Quellen für anlagenbezogene diffuse Methan- und sonstigen Luftemissionen sind die Luftdichtheit 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, 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 ab ein MW Feuerungswärmeleistung in der Regel mit Einrichtungen zur Abgasnachbehandlung, mit Gasfackeln und gasdicht abgedecktem Gärrestlager ausgestattet.

Die empirische Datenlage hinsichtlich repräsentativer Emissionsdaten aus dem realen Betrieb von Biogas-BHKW ist jedoch allgemein als sehr lückenhaft zu bezeichnen. In einem Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamt wurden daher 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, 2014). Bei Methan handelt es sich beispielsweise um einen konservativen Wert.

Die direkten Emissionsfaktoren wurden mit entsprechenden Vorkettenemissionen der wichtigsten Substrate aus GEMIS 4.8 verknüpft (vgl. Kapitel 2.2.3). Die weitere Umrechnung in die funktionelle Einheit Endenergie kWh<sub>el</sub> erfolgte unter Berücksichtigung repräsentativer Erkenntnisse der AGEE-Stat, des UBA und des DBFZ zu durchschnittlichen Jahresnutzungsgraden, Eigenstrombedarfen und Umfang der externen Wärmenutzung als Basis für die Allokation der Primärenergie auf Strom und Wärme (vgl. Tabelle 41).

Die Verstromung von auf Erdgasqualität aufbereitetem Biomethan kann mit den derzeit verfügbaren Daten weder hinsichtlich ihres Anteils an der Gesamtstromerzeugung, der zuzuordnenden Stoffströme noch des spezifischen Emissionsverhaltens hinreichend genau abgegrenzt werden. Daher wird die Verstromung von Biomethan - analog zur AGEE-Stat und zum nationalen Emissionsinventar - unter Biogas subsumiert.

Tabelle 41: Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für die Stromerzeugung aus Biogas

Prozess-Datensatz <sup>33</sup>	Substrat	el. Leistung Gas-BHKW [kW]	Volllaststunden [h/a]	el. NG [%]	Eigenstrombedarf [%]	Extern genutzte Wärme [%]	KWK-Allokation Strom [%]	Immissionschutz	Erzeugungsmix <sup>34</sup> [%]
<b>Biogas-Mais-OLUC-BHKW-500kW 2010 (IST)</b>	Maissilage	500	7.500	36,5	8	41	80	TA-Luft	81
<b>Biogas-Gülle-BHKW-500kW 2010 (IST)</b>	Rindergülle	500	7.500	36,5	8	41	80	TA-Luft	14

<sup>33</sup> angepasst an (UBA, 2014)

<sup>34</sup> energie(output)bezogenen Anteile gemäß (DBFZ, 2013), eigene Anpassung

Prozess-Datensatz <sup>33</sup>	Substrat	el. Leistung Gas-BHKW [kW]	Volllaststunden [h/a]	el. NG [%]	Eigenstrombedarf [%]	Extern genutzte Wärme [%]	KWK-Allokation Strom [%]	Immissionschutz	Erzeugungsmix <sup>34</sup> [%]
<b>Biogas-org. Hausmüll-BHKW-500kW 2010 (IST)</b>	Bioabfall	500	7.500	36,5	8	41	80	TA-Luft	5

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), (Öko-Institut, 2012), (UBA, 2014), (UBA, et al., 2012) und (DBFZ, 2013)

Tabelle 42: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Biogas

	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Biogas Mix</b>	<b>422,6</b>	<b>71,45</b>	<b>11,13</b>	<b>0,379</b>	<b>1,723</b>	<b>0,543</b>	<b>1,694</b>	<b>0,087</b>	<b>1,163</b>	<b>0,146</b>
<b>darin anteilig aus</b>										
<b>Biogas-Mais-OLUC-BHKW-500kW 2010 (IST)</b>	<b>471,8</b>	<b>78,3</b>	<b>11,88</b>	<b>0,464</b>	<b>1,788</b>	<b>0,561</b>	<b>1,764</b>	<b>0,096</b>	<b>1,180</b>	<b>0,147</b>
<b>Biogas-Gülle-BHKW-500kW 2010 (IST)</b>	<b>216,0</b>	<b>45,0</b>	<b>7,947</b>	<b>0,014</b>	<b>1,457</b>	<b>0,472</b>	<b>1,416</b>	<b>0,051</b>	<b>1,094</b>	<b>0,142</b>
<b>Biogas-org. Hausmüll-BHKW-500kW 2010 (IST)</b>	<b>205,0</b>	<b>34,3</b>	<b>7,941</b>	<b>0,013</b>	<b>1,405</b>	<b>0,466</b>	<b>1,349</b>	<b>0,048</b>	<b>1,070</b>	<b>0,135</b>

Quelle: Eigene Berechnung mit GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), modifiziert nach (UBA, 2014), (UBA, et al., 2012), AGEE-Stat

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Stromerzeugung wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 2.2.3).

Tabelle 43: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien

	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Braunkohle</b>	<b>1.070,1</b>	<b>1.059,5</b>	<b>0,021</b>	<b>0,033</b>	<b>1,065</b>	<b>0,586</b>	<b>0,688</b>	<b>0,030</b>	<b>0,426</b>	<b>0,012</b>
<b>Steinkohle</b>	<b>919,0</b>	<b>850,2</b>	<b>3,106</b>	<b>0,011</b>	<b>0,853</b>	<b>0,469</b>	<b>0,551</b>	<b>0,033</b>	<b>0,098</b>	<b>0,029</b>
<b>Gas</b>	<b>429,7</b>	<b>400,1</b>	<b>1,265</b>	<b>0,010</b>	<b>0,408</b>	<b>0,015</b>	<b>0,565</b>	<b>0,013</b>	<b>0,272</b>	<b>0,026</b>
<b>Öl</b>	<b>777,3</b>	<b>768,7</b>	<b>0,222</b>	<b>0,013</b>	<b>1,488</b>	<b>0,899</b>	<b>0,847</b>	<b>0,079</b>	<b>0,312</b>	<b>0,149</b>

Quelle: (UBA, 2014), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

### Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen.

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 Methan ein konservativer Emissionsfaktor aus dem deutschen Emissionsinventar angesetzt. Zudem sind Lachgasemissionen beim Anbau nachwachsender Rohstoffe berücksichtigt. 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. 10,7 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. durch die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan. 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 SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub> ist allerdings anzumerken, dass vermiedene NH<sub>3</sub>-Emissionen aus alternativer Güllelagerung und -ausbringung aufgrund der in Kapitel 2.1.3 dargelegten Systemgrenzen an dieser Stelle nicht berücksichtigt werden konnten.

Tabelle 44: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>22.183.840</b>	<b>11.487.069</b>	<b>10.696.771</b>	<b>393,55</b>
CO <sub>2</sub>	20.591.855	1.942.052	18.649.803	686,16
CH <sub>4</sub>	71.167	302.571	-231.404	-8,51
N <sub>2</sub> O	314	10.294	-9.979	-0,37
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>20.693</b>	<b>46.824</b>	<b>-26.131</b>	<b>-0,96</b>
SO <sub>2</sub>	10.136	14.771	-4.635	-0,17
NO <sub>x</sub>	15.168	46.053	-30.885	-1,14
Staub	767	2.377	-1.610	-0,06
CO	3.945	31.600	-27.655	-1,02
NM VOC	747	3.961	-3.214	-0,12

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 traditionell mit lokal erzeugtem 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 Anlagenstillegungen und einem damit verbundenen Einbruch der Strom- und Wärmeerzeugung aus Pflanzenöl.

### Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 45 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2014a), die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährliche Datenaktualisierung.<sup>35</sup>

Die Stromerzeugung aus Pflanzenöl ergibt sich aus den amtlichen energiestatistischen Erhebungen der statistischen Landesämter. Sie setzt sich zusammen aus der Brutto-Stromerzeugung in Heiz(kraft)werken der öffentlichen Versorgung sowie in den i.d.R. in KWK betriebenen Kraftwerken der Industrie. Diese Erhebungen erfassen jedoch lediglich Anlagen ab 1 MW elektrischer Leistung, das heißt gegenwärtig nur einen vernachlässigbar kleinen Teil der Stromerzeugung aus Pflanzenöl.

Nahezu die gesamte Stromerzeugung aus Pflanzenöl (d.h. die aus Anlagen unter 1 MW elektrischer Leistung) wird derzeit über die jährliche Erhebung bei den Netzbetreibern zur Stromeinspeisung aus Anlagen „sonstiger“ Betreiber erfasst. Korrespondierende Brennstoffeinsätze werden durch die AGEE-Stat nicht dargestellt. Hier wird auf die Veröffentlichungen der AG Energiebilanzen verwiesen.

Tabelle 45: Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse

	2013 [GWh]
<b>flüssige Biomasse</b>	450

Quelle: (AGEE-Stat, 2014)

### Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse werden mithilfe einer ex-post-Simulation von Fraunhofer ISI ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.6 und (ISI, 2013)). Aktuell liegen die gemittelten Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung im Jahr 2011 vor (vgl. Tabelle 46). Diese wer-

<sup>35</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html> abrufbar.



den vorläufig fortgeschrieben, bis die nächste ex post-Untersuchung für die Jahre 2012 und 2013 abgeschlossen ist.

Die Stromerzeugung aus Pflanzenöl verdrängt bei den derzeitigen Preisrelationen überwiegend Steinkohle- und Gaskraftwerke. Aufgrund ihrer Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit Order wird Braunkohlestrom hingegen nur in den Situationen verdrängt, in denen die gesamte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sehr hoch ist (d.h. Starkwind und/oder hohe Sonneneinstrahlung bei Schwachlast) und zugleich keine freien Netzkapazitäten zum Stromexport bestehen.

**Tabelle 46: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse**

	<b>Braunkohle</b> [%]	<b>Steinkohle</b> [%]	<b>Gas</b> [%]	<b>Öl</b> [%]
<b>flüssige Biomasse</b>	2,6	73,6	23,8	0,0

Quelle: (ISI, 2013)

### Emissionsfaktoren

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

- Substrat (Rapsöl vs. Palmöl),
- Technik und Leistungsgröße der Blockheizkraftwerke (Wirkungsgrade, Einsatzregime),
- Immissionsschutzrechtliche Genehmigung (ab 1 MW Feuerungswärmeleistung bzw. ca. 350 kW<sub>el</sub> Genehmigungspflicht nach BImSchG, damit zusammenhängend Art der Abgasnachbehandlung).

Zum Substrateinsatz liegen Informationen aus (DBFZ, 2013) vor. Während in Anlagen bis 10 kW ausschließlich Rapsöl zum Einsatz kommt, sind Anlagen ab 150 kW, auf die derzeit über 80 % der installierten Leistung entfallen, in der Regel nur mit Palmöl wirtschaftlich zu betreiben. Unter Berücksichtigung der höheren Auslastung größerer Anlagen werden insgesamt ca. 95 % Palmöl und lediglich ca. 5 % Rapsöl eingesetzt.

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

Die Datenlage hinsichtlich der Emissionen aus dem realen Betrieb von Pflanzenöl-BHKW ist sehr lückenhaft. In einem Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamt 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, 2014).



Für die Emissionsbilanz erneuerbarer Energien werden diese brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren in GEMIS 4.8 importiert und mit entsprechenden Datensätzen für Vorketten zu Rapsöl und Pflanzenöl verknüpft, die keine Landnutzungsänderungen beinhalten. Unter Annahme eines aus den EEG-Daten der Bundesnetzagentur ermittelten elektrischen Nutzungsgrad von 37,5 Prozent werden anschließend endenergiebezogene Emissionsfaktoren berechnet.

Tabelle 47: Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für die Stromerzeugung aus Pflanzenöl

Prozess-Datensatz <sup>36</sup>	Substrat	el. Leistung Dieselmotor-BHKW [kW]	Volllaststunden [h/a]	el. NG [%]	Eigenstrombedarf [%]	Stromkennzahl [-]	KWK-Allokation Strom [%]	Immissionschutz	Erzeugungsmix <sup>37</sup> [%]
<b>Rapsöl-BHKW-gross-DE-2010 (IST)</b>	Rapsöl	500	3.000	37,5	2	1,0	66	TA Luft	5
<b>Palmöl-BHKW-gross-DE-2010 (IST)</b>	Palmöl	500	6.000	37,5	2	1,0	66	TA Luft	95

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), (UBA, 2014), (UBA, et al., 2012) und (DBFZ, 2013)

Tabelle 48: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Pflanzenöl

	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>flüssige Biomasse Mix</b>	<b>316,8</b>	83,16	8,34	0,189	<b>2,220</b>	0,362	2,670	0,280	0,704	0,325
<b>darin anteilig aus</b>										
<b>Rapsöl-BHKW-gross-DE-2010 (IST)</b>	<b>327,9</b>	104,6	0,175	0,708	<b>1,960</b>	0,200	2,528	0,133	0,447	0,040
<b>Palmöl-BHKW-gross-DE-2010 (IST)</b>	<b>316,3</b>	82,0	8,765	0,162	<b>2,234</b>	0,370	2,678	0,288	0,717	0,340

Quelle: Eigene Berechnung mit GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), modifiziert nach (UBA, 2014), (UBA, et al., 2012), AGEE-Stat

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Stromerzeugung wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 2.1.3).

<sup>36</sup> angepasst an (UBA, 2014)

<sup>37</sup> eigene Annahmen

Tabelle 49: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Braunkohle</b>	<b>1.070,1</b>	1.059,5	0,021	0,033	<b>1,065</b>	0,586	0,688	0,030	0,426	0,012
<b>Steinkohle</b>	<b>919,0</b>	850,2	3,106	0,011	<b>0,853</b>	0,469	0,551	0,033	0,098	0,029
<b>Gas</b>	<b>429,7</b>	400,1	1,265	0,010	<b>0,408</b>	0,015	0,565	0,013	0,272	0,026
<b>Öl</b>	<b>777,3</b>	768,7	0,222	0,013	<b>1,488</b>	0,899	0,847	0,079	0,312	0,149

Quelle:(UBA, 2014), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

### Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Pflanzenöl errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen.

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseneffekt wurden durch die Stromerzeugung aus Pflanzenöl Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 0,2 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 490 g / kWh<sub>el</sub>. Die Ergebnisse berücksichtigen nicht die Emissionen, die sich durch Landnutzungsänderungen ergeben, wobei insbesondere indirekte Effekte relevant sind (vgl. Kapitel 2.1.3). In Hinblick auf sonstige Luftschadstoffemissionen ist die Emissionsbilanz bei der Verstromung von Pflanzenöl über den Gesamtlebenszyklus negativ. Durch unvollständige Verbrennung des heterogenen Brennstoffs in Verbindung mit oftmals fehlender Abgasnachbehandlung sind insbesondere hohe Emissionen an Staub und Kohlenmonoxid zu verzeichnen.

Tabelle 50: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>363.012</b>	<b>142.552</b>	<b>220.460</b>	<b>489,91</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	336.953	37.421	299.532	665,63
<b>CH<sub>4</sub></b>	1.164	3.751	-2.586	-5,75
<b>N<sub>2</sub>O</b>	5	85	-80	-0,18
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>339</b>	<b>999</b>	<b>-660</b>	<b>-1,47</b>
<b>SO<sub>2</sub></b>	164	163	1	0,00
<b>NO<sub>x</sub></b>	251	1.202	-950	-2,11
<b>Staub</b>	13	126	-113	-0,25
<b>CO</b>	67	317	-250	-0,56
<b>NMVOC</b>	12	146	-134	-0,30

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.

### Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Stromerzeugung aus Klärgas 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 Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BmwI, 2014a), die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährige Datenaktualisierung.<sup>38</sup>

Die Stromerzeugung aus Klärgas ergibt sich aus den amtlichen energiestatistischen Erhebungen der statistischen Landesämter. Sie setzt sich zusammen aus der Brutto-Stromerzeugung in Heiz(kraft)werken der öffentlichen Versorgung sowie in den (Heiz-)kraftwerken der Industrie. Da der überwiegende Teil der BHKWs jedoch eine elektrische Leistung von weniger als 1 MW<sub>el</sub> aufweist, wird der Großteil der Stromerzeugung aus Klärgas über die amtliche Erhebung zur Stromeinspeisung aus Anlagen „dritter“ Betreiber bei den Netzbetreibern erfasst. Hinzu kommt die eigenverbrauchte Stromerzeugung der Klärgas-BHKW, die der ursprünglich abfallrechtlich motivierten Vollerhebung über die Gewinnung, Abgabe und Verwendung von Klärgas entnommen wird.

Tabelle 51: Stromerzeugung aus Klärgas

	2013 [GWh]
<b>Klärgas</b>	1.350

Quelle: (AGEE-Stat, 2014)

### Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus Klärgas werden mithilfe einer ex-post-Simulation von Fraunhofer ISI ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.6 und (ISI, 2013)). Aktuell liegen die ermittelten Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung im Jahr 2011 vor (vgl. Tabelle 52). Diese werden vorläufig fortgeschrieben, bis die nächste ex post- Untersuchung für die Jahre 2012 und 2013 abgeschlossen ist.

Da die anaerobe Klärschlammstabilisierung einen kontinuierlichen Betrieb erfordert, weisen Klärgas-BHKW sehr hohe Vollbenutzungsstunden auf (> 7.500 h/a). Die Stromerzeugung aus Klärgas verdrängt bei den derzeitigen Preisrelationen überwiegend Steinkohle- und Gaskraftwerke. Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit Order wird Braunkohlestrom hingegen nur in den Situationen verdrängt, in denen die gesamte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sehr

<sup>38</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html> abrufbar.

hoch ist (d.h. Starkwind und/oder hohe Sonneneinstrahlung bei Schwachlast) und zugleich keine freien Netzkapazitäten zum Stromexport bestehen.

Tabelle 52: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Klärgas

	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
<b>Klärgas</b>	2,6	73,6	23,8	0,0

Quelle: (ISI, 2013)

### 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 Umweltbundesamt 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, 2014).

Für die Emissionsbilanz erneuerbarer Energien werden diese brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren unter Annahme eines aus den EEG-Daten der Bundesnetzagentur ermittelten elektrischen Nutzungsgrad von 36 Prozent und der Allokation des Brennstoffeinsatzes auf Strom und Wärme in endenergiebezogene Faktoren umgerechnet. Die Emissionen aus der Vorkette werden per Definition gleich Null gesetzt, da es sich bei der anaeroben Klärschlammbehandlung um einen Abfallprozess handelt.

Tabelle 53: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Klärgas

Prozess-Datensatz <sup>39</sup>	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Klärgas-BHKW-GM-200-2010/en	26,20	0,001	1,182	0,004	0,773	0,227	0,785	0,027	1,146	0,108

Quelle: Eigene Berechnung mit GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), modifiziert nach (UBA, 2014), (UBA, et al., 2012), AGEE-Stat

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Stromerzeugung wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 2.2.3).

<sup>39</sup> angepasst an (UBA, 2014)

Tabelle 54: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Braunkohle</b>	<b>1.070,1</b>	1.059,5	0,021	0,033	<b>1,065</b>	0,586	0,688	0,030	0,426	0,012
<b>Steinkohle</b>	<b>919,0</b>	850,2	3,106	0,011	<b>0,853</b>	0,469	0,551	0,033	0,098	0,029
<b>Gas</b>	<b>429,7</b>	400,1	1,265	0,010	<b>0,408</b>	0,015	0,565	0,013	0,272	0,026
<b>Öl</b>	<b>777,3</b>	768,7	0,222	0,013	<b>1,488</b>	0,899	0,847	0,079	0,312	0,149

Quelle: (UBA, 2014), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

### Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Klärgas errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen.

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseffekt wurden durch die Stromerzeugung aus Klärgas Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 1,1 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 780 g CO<sub>2</sub>-Äq./ kWh<sub>el</sub> bezogen auf die Brutto-Einspeisung in das öffentliche Stromnetz bzw. eigenverbrauchten Stroms in der Kläranlage.

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 im negativen Bereich. 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 Sommer-smog).

Tabelle 55: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Klärgas

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>1.089.035</b>	<b>35.374</b>	<b>1.053.661</b>	<b>780,49</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	1.010.858	1	1.010.857	748,78
<b>CH<sub>4</sub></b>	3.493	1.596	1.898	1,41
<b>N<sub>2</sub>O</b>	16	6	10	0,01
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>1.016</b>	<b>1.043</b>	<b>-27</b>	<b>-0,02</b>
<b>SO<sub>2</sub></b>	492	306	186	0,14
<b>NO<sub>x</sub></b>	753	1.060	-306	-0,23
<b>Staub</b>	38	37	1	0,00
<b>CO</b>	200	1.547	-1.348	-1,00
<b>NMVOC</b>	37	146	-109	-0,08

Quelle: Eigene Berechnungen

## 4.10 Deponiegas

Die Oberflächen-Abdichtung von Deponien und die Fassung sowie Verwertung des entstehenden Deponiegases, welches aus der bakteriellen Umsetzung des in Deponien unter anaeroben Bedingungen eingeschlossenen, organischen Siedlungsabfalls stammt, stellt eine relevante Klimaschutzmaßnahme dar. Zusätzliche Emissionsminderungseffekte ergeben sich, wenn das Deponiegas beispielsweise nicht abgepackelt, sondern zur Strom- bzw. gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt wird. Die grundsätzlich verfügbare KWK-Wärme kann mangels eigener oder dritter Wärmesenken in räumlicher Nähe häufig jedoch nicht genutzt werden.

### Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Stromerzeugung aus Deponiegas 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 Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2014a), die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährige Datenaktualisierung.<sup>40</sup>

Die Stromerzeugung aus Deponiegas ergibt sich aus den amtlichen energiestatistischen Erhebungen der statistischen Landesämter. Sie setzt sich zusammen aus der Brutto-Stromerzeugung in Heiz(kraft)werken 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. Korrespondierende Brennstoffeinsätze werden durch die AGEE-Stat nicht dargestellt. Hier wird auf die Veröffentlichungen der AG Energiebilanzen verwiesen.

Tabelle 56: Stromerzeugung aus Deponiegas

	2013 [GWh]
<b>Deponiegas</b>	470

Quelle: (AGEE-Stat, 2014)

### Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus Deponiegas werden mithilfe einer ex-post-Simulation von Fraunhofer ISI ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.6 und (ISI, 2013)). Aktuell liegen die gemittelten Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung im Jahr 2011 vor (Tabelle 57). Diese werden vorläufig fortgeschrieben, bis die nächste ex post- Untersuchung für die Jahre 2012 und 2013 abgeschlossen ist.

Da Deponiegas kontinuierlich behandelt werden muss, werden BHKW im Dauerbetrieb eingesetzt (> 7.500 h/a). Bei den derzeitigen Preisrelationen werden hierbei überwiegend Steinkohle- und Gaskraftwerke verdrängt. Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit Order wird Braunkohlestrom hingegen nur in den Situationen verdrängt, in denen die gesamte Stromerzeugung

<sup>40</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html> abrufbar.

aus erneuerbaren Energien sehr hoch ist (d.h. Starkwind und/oder hohe Sonneneinstrahlung bei Schwachlast) und zugleich keine freien Netzkapazitäten zum Stromexport bestehen.

Tabelle 57: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Deponiegas

	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
<b>Deponiegas</b>	2,6	73,6	23,8	0,0

Quelle: (ISI, 2013)

### Emissionsfaktoren

Die Datenlage hinsichtlich der Emissionen aus dem realen Betrieb von Deponiegas-BHKW ist besser als zum Beispiel bei Klärgas, da viele Anlagen aufgrund ihrer Leistungsgröße genehmigungspflichtig nach der 4. BImSchV sind. Die Betreiber genehmigungspflichtiger Anlagen über 1 MW Feuerungswärmeleistung haben nach 11. BImSchV alle vier Jahre eine Emissionserklärung der zuständigen Behörde zu übermitteln.

In einem Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamt 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, 2014).

Für die Emissionsbilanz erneuerbarer Energien werden diese brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren unter Annahme eines aus den EEG-Daten der Bundesnetzagentur ermittelten elektrischen Nutzungsgrad von 37,5 Prozent in endenergiebezogene Faktoren umgerechnet. Die Emissionen aus der Vorkette werden per Definition gleich Null gesetzt, da es sich bei der Deponiegasgewinnung um einen Abfallprozess handelt.

Tabelle 58: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Deponiegas

Prozess-Datensatz <sup>41</sup>	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Deponiegas-BHKW-GM 1 MW- 2010/brutto</b>	<b>25,74</b>	0,000	1,161	0,004	<b>0,736</b>	0,251	0,696	0,007	1,122	0,060

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), (UBA, 2014), AGEE-Stat

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Stromerzeugung wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 2.2.3).

<sup>41</sup> angepasst an (UBA, 2014)



Tabelle 59: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Braunkohle</b>	<b>1.070,1</b>	1.059,5	0,021	0,033	<b>1,065</b>	0,586	0,688	0,030	0,426	0,012
<b>Steinkohle</b>	<b>919,0</b>	850,2	3,106	0,011	<b>0,853</b>	0,469	0,551	0,033	0,098	0,029
<b>Gas</b>	<b>429,7</b>	400,1	1,265	0,010	<b>0,408</b>	0,015	0,565	0,013	0,272	0,026
<b>Öl</b>	<b>777,3</b>	768,7	0,222	0,013	<b>1,488</b>	0,899	0,847	0,079	0,312	0,149

Quelle: (UBA, 2014), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

### Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Deponiegas errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen.

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseneffekt wurden durch die Stromerzeugung aus Deponiegas Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 0,4 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 781 g / kWh<sub>el</sub> 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 im negativen Bereich. Die spezifischen Staubemissionen sind hingegen etwas geringer als zum Beispiel bei der Stromerzeugung in Kohlekraftwerken.

Tabelle 60: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Deponiegas

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>379.145</b>	<b>12.097</b>	<b>367.048</b>	<b>780,95</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	351.928	0	351.928	748,78
<b>CH<sub>4</sub></b>	1.216	546	670	1,43
<b>N<sub>2</sub>O</b>	5	2	3	0,01
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>354</b>	<b>346</b>	<b>8</b>	<b>0,02</b>
<b>SO<sub>2</sub></b>	171	118	53	0,11
<b>NO<sub>x</sub></b>	262	327	-65	-0,14
<b>Staub</b>	13	3	10	0,02
<b>CO</b>	70	527	-458	-0,97
<b>NMVOC</b>	13	28	-15	-0,03

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. Parallel dazu wurde durch das 2003 in Kraft getretene Energiestatistikgesetz sowie mit der Umsetzung der EU-Verordnung über die Energiestatistik (VO EG/1099/2008) die Datenlage bei der energetischen Verwertung von Abfällen erheblich verbessert.

Die Stromerzeugung aus dem biologisch abbaubaren bzw. biogenen Anteil des Siedlungsabfalls wird im Einklang mit der vorstehend zitierten EU-Verordnung 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 % (energetisch) angesetzt (Hofmann, 2010).

Da es oft zu begrifflichen Verwirrungen hinsichtlich der Einordnung von Siedlungsabfall, Industrieabfall und fester Biomasse kommt, werden in Tabelle 61 die einschlägigen statistischen Konventionen aufgeführt.

Tabelle 61: Begriffsdefinitionen in der EU-Verordnung über die Energiestatistik

<b>6. Industrieabfälle (nicht erneuerbare Quellen)</b>	Industrieabfälle (fest oder flüssig) als nicht erneuerbare Energiequelle, die zur Erzeugung von Elektrizität und/oder Wärme direkt verbrannt werden. Die verbrauchte Brennstoffmenge sollte als Nettoheizwert angegeben werden. Industrieabfälle aus erneuerbaren Energiequellen sind in den Kategorien feste Biomasse, Biogas und/oder flüssige Biobrennstoffe zu erfassen.
<b>7. Siedlungsabfälle:</b>	Abfälle aus Haushalten, Krankenhäusern und dem tertiären Sektor (GHD), die in besonderen Anlagen verbrannt werden.
<b>7.1. davon: erneuerbare Energiequellen</b>	Der Anteil der Siedlungsabfälle, der biologischen Ursprungs ist.
<b>7.2. davon: nicht erneuerbare Energiequellen</b>	Der Anteil der Siedlungsabfälle, der nicht biologischen Ursprungs ist.
<b>8. Feste Biomasse:</b>	Organisches, nicht fossiles Material biologischen Ursprungs, das als Brennstoff zur Erzeugung von Wärme oder Elektrizität genutzt werden kann. Folgende Formen werden unterschieden:
<b>8.1. davon: Holzkohle</b>	Feste Rückstände der zerstörenden Destillation und der Pyrolyse von Holz und sonstigem Pflanzenmaterial.
<b>8.2. davon: Holz, Holzabfälle und sonstige Abfälle</b>	Zum Zwecke der Energiegewinnung angebaute Energiepflanzen (Pappeln, Weiden usw.) sowie viele in industriellen Prozessen (insbesondere in der Holz- und Papierindustrie) als Nebenprodukte anfallende oder direkt aus der Land- und Forstwirtschaft gelieferte Holzmaterialien (Brennholz, Holzschnitzel, Rinde, Hack-, Säge- und Hobelspäne, Schwarzlauge usw.) und Abfälle wie Stroh, Reisspelzen, Nusschalen, Geflügeleinstreu oder Weintreber. Diese festen Abfälle werden vorzugsweise verbrannt. Die verbrauchte Brennstoffmenge sollte als Nettoheizwert angegeben werden.

Quelle: VO EG/1099/2008 (Ausschnitt)

### Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 62 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2014a), die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährige Datenaktualisierung.<sup>42</sup>

Die Stromerzeugung aus dem energetisch genutzten biogenen Anteil des Siedlungsabfalls wird über die amtlichen energiestatistischen Erhebungen der statistischen Landesämter erfasst. Die Summe setzt sich zusammen aus der Brutto-Stromerzeugung in Heiz(kraft)werken der öffentlichen Versorgung (u.a. „Müllverbrennungsanlagen“) sowie in den i.d.R. in Kraft-Wärme-Kopplung betriebenen Heizkraftwerken der Industrie. Korrespondierende Brennstoffeinsätze werden durch die AGEE-Stat nicht dargestellt. Hier wird auf die Veröffentlichungen der AG Energiebilanzen verwiesen.

Tabelle 62: Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

	2013 [GWh]
<b>biogener Anteil des Siedlungsabfalls</b>	5.260

Quelle: (AGEE-Stat, 2014)

### Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls werden mithilfe einer ex-post-Simulation von Fraunhofer ISI ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.6 und (ISI, 2013)). Aktuell liegen die gemittelten Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung im Jahr 2011 vor (Tabelle 63). Diese werden vorläufig fortgeschrieben, bis die nächste ex post- Untersuchung für die Jahre 2012 und 2013 abgeschlossen ist.

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 verdrängt. Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit Order wird Braunkohlestrom hingegen nur in den Situationen verdrängt, in denen die gesamte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sehr hoch ist (d.h. Starkwind und/oder hohe Sonneneinstrahlung bei Schwachlast) und zugleich keine freien Netzkapazitäten zum Stromexport bestehen.

<sup>42</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html> abrufbar.

Tabelle 63: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
<b>biogener Anteil des Siedlungsabfalls</b>	2,7	74,5	22,8	0,0

Quelle: (ISI, 2013)

### 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. Die Faktoren werden daher in GEMIS 4.8 importiert und über repräsentative Kennziffern zum elektrischen Nutzungsgrad sowie zum Verhältnis von Strom und Wärme in die funktionelle Einheit kWh<sub>el</sub> umgerechnet. Als elektrischer Nutzungsgrad wird hierbei 11 % angesetzt (DESTATIS, 2013).

Emissionen aus der Vorkette 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 64: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

Prozess-Datensatz <sup>43</sup>	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Müll-biogen-HKW-DT-DE-2010/en	5,15	0,000	0,023	0,015	0,457	0,040	0,600	0,006	0,059	0,003

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), (UBA, 2014), AGEE-Stat

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Stromerzeugung wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 2.2.3).

<sup>43</sup> angepasst an (UBA, 2014)

Tabelle 65: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Braunkohle</b>	<b>1.070,1</b>	1.059,5	0,021	0,033	<b>1,065</b>	0,586	0,688	0,030	0,426	0,012
<b>Steinkohle</b>	<b>919,0</b>	850,2	3,106	0,011	<b>0,853</b>	0,469	0,551	0,033	0,098	0,029
<b>Gas</b>	<b>429,7</b>	400,1	1,265	0,010	<b>0,408</b>	0,015	0,565	0,013	0,272	0,026
<b>Öl</b>	<b>777,3</b>	768,7	0,222	0,013	<b>1,488</b>	0,899	0,847	0,079	0,312	0,149

Quelle: (UBA, 2014), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

### Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Abfalls errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen.

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseffekt wurden durch die Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Abfalls Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 4,2 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt 806 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>el</sub> bezogen auf die Brutto-Stromerzeugung.

In Hinblick auf sonstige Luftschadstoffemissionen führt die Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls zu etwas geringeren Emissionen als die verdrängte fossile Stromerzeugung.

Tabelle 66: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Abfalls

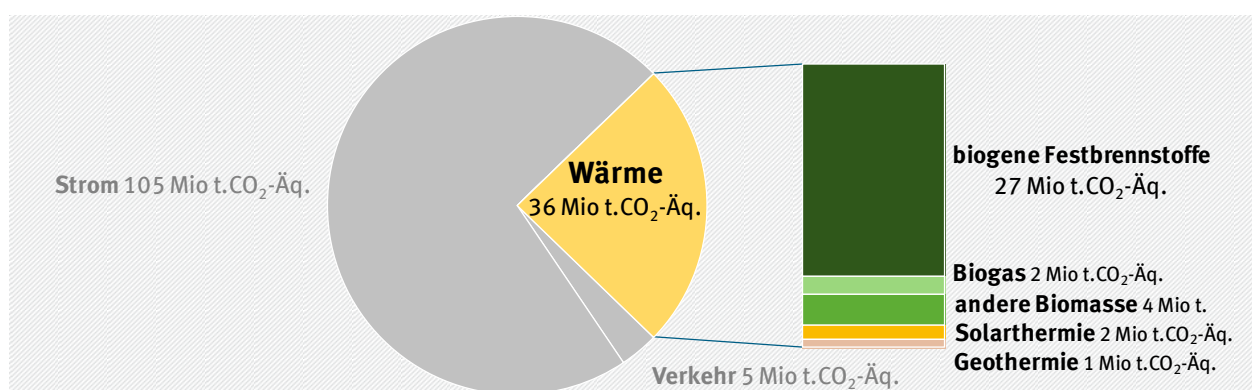
	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>4.269.034</b>	<b>27.112</b>	<b>4.241.922</b>	<b>806,45</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	3.962.624	0	3.962.624	753,35
<b>CH<sub>4</sub></b>	13.695	119	13.576	2,58
<b>N<sub>2</sub>O</b>	61	79	-19	0,00
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>3.982</b>	<b>2.405</b>	<b>1.578</b>	<b>0,30</b>
<b>SO<sub>2</sub></b>	1.939	208	1.731	0,33
<b>NO<sub>x</sub></b>	2.936	3.156	-220	-0,04
<b>Staub</b>	147	32	116	0,02
<b>CO</b>	771	312	459	0,09
<b>NMVOC</b>	145	16	129	0,02

Quelle: Eigene Berechnung

## 5 Erneuerbare Energien im Wärmesektor

Die durch den Einsatz von erneuerbaren Energien im Wärmesektor vermiedenen Treibhausgasemissionen betrugen im Jahr 2013 insgesamt 36 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> Äquivalente. Von den drei untersuchten Sektoren (Strom-, Wärme und Verkehr) trug der Verbrauch von Wärme aus erneuerbaren Energien etwa 25 % zur Netto-Gesamtemissionsvermeidung an Treibhausgasemissionen bei. Die mit Abstand größten Emissionsvermeidungen wurden durch die verschiedenen Arten der Biomassenutzung erreicht, insbesondere durch den Einsatz von fester Biomasse zur Wärmeherzeugung in Haushalten, Industrie und HW/HKWs (insgesamt 26,8 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.). Die Emissionseinsparung durch die Nutzung von Solarthermie (2 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.) und Geothermie (1 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.) sind im Vergleich relativ gering (siehe Abbildung 14).

Abbildung 14: 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.

### 5.1 Feste Biomasse (Haushalte)

Biogene Festbrennstoffe, d.h. Holz, werden in Deutschland seit langem zur dezentralen Wärmeherzeugung eingesetzt. Von den etwa 15 Mio. Holzfeuerstätten in privaten Haushalten wird der überwiegende Anteil lediglich als Zusatz- bzw. Nebenheizungen betrieben. Unterstützt durch das BMUB-Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien hat jedoch auch die Verbreitung von Zentralheizungen (Heizkesseln) für biogene Festbrennstoffe in den letzten Jahren deutlich zugenommen. Während Scheitholz-Heizkessel traditionell manuell beschickt werden, ist bei dem seit einigen Jahren verstärkt nachgefragten, genormten Brennstoff Holzpellets eine automatische Beschickung üblich.

## 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 67 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2014a) die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährige Datenaktualisierung.<sup>44</sup>

Die angegebene Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten bezieht sich auf die zur dezentralen Wärmeherzeugung in privaten Haushalten 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 besteht, muss auf Zusatzerhebungen bzw. Verbandsangaben zurückgegriffen werden:

Der jährliche Verbrauch an Scheitholz und an Holzbriketts wird von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) auf Grundlage einer Hochrechnung von RWI/Forsa (RWI/Forsa, 2008) ermittelt. Die für die Emissionen relevante Unterteilung nach dem Einsatz in Einzel- oder Scheitholzfeuerungen erfolgt gutachterlich auf Basis eines UFOPLAN-Vorhabens des Umweltbundesamtes (Struschka, Kilgus, Sprigmann, & Baumbach, 2008).

Der jährliche Verbrauch an Holzpellets wird vom Deutschen Energieholz- und Pelletverband (DEPV) ausgewiesen. Er errechnet sich aus der inländischen Pelletproduktion und dem Außenhandelssaldo an Holzpellets (DEPV, 2014).

Tabelle 67: Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten

	2013 [GWh]
<b>feste Biomasse (Haushalte) gesamt</b>	<b>65.530</b>
davon eingesetzt in Einzelfeuerungen	41.240
davon eingesetzt in Scheitholz-Zentralfeuerungen	14.490
davon eingesetzt in Pellet-Zentralfeuerungen	9.800

Quelle: (AGEE-Stat, 2014), (DEPV, 2014)

## 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 energiestatistischen 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 beim Einsatz von Holz in alten, ineffizienten Feuerstätten werden die Substitutionseffekte dadurch überschätzt.

<sup>44</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html> abrufbar.



Die in Tabelle 68 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, 2008) (vgl. Kapitel 2.2.7). Demnach wird ca. zur Hälfte Erdgas verdrängt und zu gut einem Drittel Heizöl.

Für Scheitholz- und Pellets-Zentralfeuerungen wurde in Anlehnung an Befragungsergebnisse des Technologie- und Förderzentrums Straubing im Rahmen der wissenschaftlichen Evaluation des Marktanreizprogramms<sup>45</sup> ein Substitutionsfaktor von 65 % Heizöl abgeleitet (vgl. (Reisinger, Hartmann, & Nothaft, 2009) und (Nast, et al., 2009)). Des Weiteren wird ein relativ geringer Substitutionsfaktor für Erdgas von 20 % angesetzt, der die starke Verbreitung von Scheitholz- und Pelletkesseln in ländlichen Räumen (d.h. ohne Anschlussmöglichkeit an das Gasnetz) 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)).

Tabelle 68: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten

	Öl [%]	Gas [%]	Steinkohle [%]	Braunkohle [%]	Fernwärme [%]	Strom [%]
<b>Einzelfeuerungen</b>	40,6	49,9	0,4	1,1	1,8	6,3
<b>Scheitholz-zentral</b>	65,0	20,0	2,0	3,0	0,0	10,0
<b>Pellet-zentral</b>	65,0	20,0	2,0	3,0	0,0	10,0

Quelle: Eigene Berechnungen in Anlehnung an (RWI/Forsa, 2008), (Reisinger, Hartmann, & Nothaft, 2009), (Frey, Schulz, Horst, & Leprich, 2007)

### Emissionsfaktoren

Aufgrund der Vielzahl an dezentralen Kleinfeuerungsanlagen liegen weder für den Einsatz fossiler Energieträger noch für den Einsatz von Holz 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“ zurückgegriffen (Struschka, Kilgus, Sprigmann, & Baumbach, 2008). Auch wenn die ermittelten Daten mit Unsicherheiten verbunden sind, werden sie als derzeit beste verfügbare Datenquellen im Rahmen des Nationalen Emissionsinventars verwendet (UBA, 2014).

Unter Berücksichtigung von Geräteart, Leistung, Betriebsweise und Altersstruktur wurden in (Struschka, Kilgus, Sprigmann, & Baumbach, 2008) gerätespezifische Emissionsfaktoren des Anlagenbetriebes ermittelt. Diese direkten Emissionsfaktoren werden ergänzt durch Vorkettenemissionen für die Ernte und den Transport des Scheitholzes aus GEMIS und für die Ernte, die Herstellung und den Transport von Holzpellets aus ecoinvent (vgl. Kapitel 2.2.3).

<sup>45</sup> (Reisinger, Hartmann, & Nothaft, 2009) ermittelten im Rahmen einer wissenschaftlichen Evaluation des Marktanreizprogramms bei einer Befragung von Fördermittelempfänger 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).

Tabelle 69: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Einzelfeuerungen</b>	<b>16,14</b>	3,91	0,480	0,007	<b>0,211</b>	0,037	0,251	0,437	11,41	0,751
<b>Scheitholz-zentral</b>	<b>12,32</b>	10,36	0,075	0,001	<b>0,295</b>	0,028	0,384	0,250	8,735	0,121
<b>Pellet-zentral</b>	<b>32,03</b>	30,50	0,057	0,001	<b>0,382</b>	0,116	0,383	0,118	0,711	0,029

Quelle: (UBA, 2014), GEMIS (IINAS, 2013), ecoinvent v2.2.

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Wärmebereitstellung wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 2.2.3).

Tabelle 70: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern in privaten Haushalten

Energie- träger <sup>46</sup>	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Heizöl (HH)</b>	<b>314,4</b>	311,7	0,084	0,003	<b>0,505</b>	0,330	0,252	0,019	0,144	0,049
<b>Erdgas (HH)</b>	<b>248,1</b>	225,8	1,033	0,002	<b>0,134</b>	0,011	0,176	0,006	0,136	0,052
<b>Steinkohlen (HH)</b>	<b>419,1</b>	354,9	2,419	0,043	<b>1,794</b>	1,482	0,448	0,075	12,50	0,235
<b>Braunkohle-Briketts (HH)</b>	<b>428,7</b>	414,8	0,229	0,029	<b>0,641</b>	0,381	0,373	0,428	8,554	0,596
<b>Fernwärme (inkl. NV)</b>	<b>333,5</b>	317,0	0,621	0,011	<b>0,531</b>	0,290	0,346	0,031	0,122	0,020
<b>Stromheizung (inkl. NV)</b>	<b>621,0</b>	593,4	0,876	0,030	<b>0,814</b>	0,368	0,640	0,040	0,293	0,031

Quelle: (UBA, 2014), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

### 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 71 bis Tabelle 73 dargestellt.

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseneffekt werden durch die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 19,5 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. vermieden. Etwa 61 % lassen sich den Einzelfeuerungen, ca. 24 % den Scheitholz-Zentralfeuerungen und etwa 15 % den Pelletfeuerungen zuordnen.

<sup>46</sup> Abkürzungen: HH - Haushalte, NV - Netzverluste

Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor beträgt bei Einzelfeuerungen aufgrund des hohen Substitutionsanteils von Erdgas knapp 286 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>th</sub>. Scheitholz-Zentralfeuerungen ersetzen überwiegend Heizöl und weisen ebenfalls nur geringe Vorkettenemissionen auf, so dass sich insgesamt ein spezifischer Treibhausgas-Vermeidungsfaktor von 325 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>th</sub> ergibt. Holzpelletfeuerungen hingegen liegen insbesondere durch die Aufwendungen für Brennstoffherstellung und -transport bei ca. 305 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>th</sub>.

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 Kohlenmonoxidemissionen 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 Übergangszeit zu einem Austausch bzw. Nachrüstung der Anlagen verpflichtet, die die neuen Emissionsgrenzwerte nicht einhalten können.

Tabelle 71: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Einzelfeuerungen

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>12.480.407</b>	<b>665.785</b>	<b>11.814.622</b>	<b>286,48</b>
CO <sub>2</sub>	11.876.076	161.426	11.714.650	284,06
CH <sub>4</sub>	25.851	19.779	6.072	0,147
N <sub>2</sub> O	198	287	-89	-0,002
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>14.276</b>	<b>8.716</b>	<b>5.561</b>	<b>0,135</b>
SO <sub>2</sub>	7.324	1.523	5.801	0,141
NO <sub>x</sub>	9.990	10.334	-345	-0,008
<b>Staub</b>	<b>779</b>	<b>18.005</b>	<b>-17.226</b>	<b>-0,418</b>
<b>CO</b>	<b>12.061</b>	<b>470.695</b>	<b>-458.634</b>	<b>-11,121</b>
<b>NM VOC</b>	<b>2.301</b>	<b>30.958</b>	<b>-28.658</b>	<b>-0,695</b>

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 72: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Scheitholz-Zentralfeuerungen

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>4.888.049</b>	<b>178.464</b>	<b>4.709.584</b>	<b>325,03</b>
CO <sub>2</sub>	4.732.727	150.062	4.582.665	316,27
CH <sub>4</sub>	5.858	1.084	4.774	0,329
N <sub>2</sub> O	104	18	86	0,006
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>7.119</b>	<b>4.272</b>	<b>2.847</b>	<b>0,196</b>
SO <sub>2</sub>	4.265	403	3.862	0,267
NO <sub>x</sub>	4.102	5.560	-1.458	-0,101
Staub	465	3.621	-3.157	-0,218
CO	9.513	126.565	-117.053	-8,078
NMVOC	986	1.751	-765	-0,053

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 73: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Pellet-Zentralfeuerungen

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>3.305.972</b>	<b>313.858</b>	<b>2.992.115</b>	<b>305,32</b>
CO <sub>2</sub>	3.200.922	298.897	2.902.025	296,13
CH <sub>4</sub>	3.962	561	3.401	0,347
N <sub>2</sub> O	70	10	60	0,006
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>4.815</b>	<b>3.746</b>	<b>1.069</b>	<b>0,109</b>
SO <sub>2</sub>	2.884	1.136	1.748	0,178
NO <sub>x</sub>	2.774	3.750	-976	-0,100
Staub	314	1.159	-845	-0,086
CO	6.434	6.965	-531	-0,054
NMVOC	667	282	384	0,039

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 Holztrocknung) hat in Deutschland eine lange Tradition.

Mit dem Anstieg der Energiepreise für fossile Energien war eine Ausweitung der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse verbunden. In diesem Zusammenhang ist auch die zunehmende energetische Verwertung biogener Industrieabfälle zu erwähnen, welche in der Energiestatistik ebenfalls unter feste Biomasse subsumiert werden.

### 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 74 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2014a), die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährliche Datenaktualisierung.<sup>47</sup>

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.

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

Tabelle 74: Wärmebereitstellung (Endenergie) aus fester Biomasse in der Industrie

	2013 [GWh]
<b>feste Biomasse (Industrie)</b>	20.100

Quelle: (AGEE-Stat, 2014)

### Substitutionsfaktoren

Wie bereits 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, in den Energiebilanzzeilen 48, 53 und 59 ausgewiesen, der Ableitung von Substitutionsfaktoren zugrunde gelegt.

<sup>47</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html> abrufbar.

Im Ergebnis verdrängt der Einsatz fester Biomasse in diesen Wirtschaftszweigen zu knapp 54 Prozent fossiles Erdgas. Mit zusammen über 24 Prozent ist jedoch auch die Substitution von Staub- und Wirbelschichtkohle (Braunkohle) und Steinkohle bemerkenswert. Der Substitutionsfaktor für Elektrizität ist hingegen mit null angesetzt, da der Einsatz von Elektrizität für Trocknungsprozesse o.ä. aus ökonomischen Gründen unplausibel scheint.

Tabelle 75: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie

	Öl [%]	Gas [%]	Steinkohle [%]	Braunkohle [%]	Fernwärme [%]	Strom [%]
<b>feste Biomasse (Industrie)</b>	7,6	53,5	7,9	16,4	14,6	0,0

Quelle: Eigene Berechnungen in Anlehnung an (AGEB, 2014)

### 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, et al., 2012). Die Aufteilung des Primärenergieeinsatzes bei KWK-Anlagen auf Strom und Wärme entsprechend der Finnischen Methode wurde unmittelbar von der AGEE-Stat übernommen.

Anschließend wurden die für den Endenergiemix relevanten Referenzfälle mit GEMIS 4.8 modelliert (vgl. Kapitel 2.2.3). Während die Vorketten der Brennstoffbereitstellung hierbei unverändert von GEMIS 4.8 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.

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

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.

Tabelle 76: Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse und geschätzter Anteil der Referenzfälle am Endenergiemix

Prozess-Datensatz <sup>48</sup>	Brennstoff	Transport-entfernung [km]	Eigen-strom-bedarf [%]	Voll-last-stunden [h/a]	KWK-Allokation Wärme [%]	Immis-sions-schutz	End-energie-mix <sup>49</sup> [%]
<b>Dampfturbinen-HKW</b>	Altholz A I-IV od. biogener Industriemüll	100	0	6.000	68	17. BIm-SchV	30
<b>Dampfturbinen-HKW in Papier-industrie</b>	Schwarzlauge (SL)	0	0	7.000	68	13. BIm-SchV	20
<b>Dampfturbinen-HKW</b>	Industriestholz	0	10	6.000	68	TA-Luft	40
<b>ORC-HKW</b>	Industrierestholz, (Waldrestholz)	50	20	5.500	68	TA-Luft	10

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), (UBA, 2014) und (UBA, et al., 2012)

Tabelle 77: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse

	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>feste Biomasse Mix (Ind.)</b>	<b>51,34</b>	30,19	0,210	0,054	<b>1,884</b>	0,348	2,207	0,158	0,858	0,513
<b>darin anteilig</b>										
<b>Altholz-DT-HKW</b>	<b>41,1</b>	16,1	0,240	0,065	<b>1,714</b>	0,302	2,028	0,171	0,846	0,023
<b>Papier-DT-HKW (SL)</b>	<b>12,2</b>	5,3	0,062	0,018	<b>2,363</b>	0,647	2,466	0,070	0,707	1,410
<b>Industrierestholz-DT-HKW</b>	<b>74,8</b>	50,9	0,266	0,059	<b>1,998</b>	0,193	2,593	0,177	0,906	0,659
<b>Industrierestholz-ORC-HKW</b>	<b>169,7</b>	141,8	0,270	0,072	<b>1,302</b>	0,243	1,521	0,270	1,250	0,809

Quelle: Eigene Berechnung mit GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), modifiziert nach (UBA, 2014), (UBA, et al., 2012), AGEE-Stat

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Wärmebereitstellung wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 2.2.3).

<sup>48</sup> angepasst an (UBA, 2014)

<sup>49</sup> eigene Annahmen



Tabelle 78: Emissionsfaktoren für die Wärmebereitstellung aus fossilen Energien in der Industrie

Energie-träger <sup>50</sup>	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Heizöl-Mix EL + S (Ind.)	352,4	349,0	0,079	0,006	0,581	0,349	0,334	0,022	0,070	0,068
Erdgas (Ind.)	273,6	261,3	0,548	0,003	0,164	0,009	0,222	0,004	0,065	0,017
Steinkohle-Mix (Ind.)	408,3	385,2	0,842	0,017	2,036	1,658	0,542	0,045	0,172	0,043
Braunkohle- Mix (Ind.)	457,2	444,3	0,022	0,040	1,743	1,399	0,495	0,181	0,187	0,022
Fernwärme (inkl. NV)	333,5	317,0	0,621	0,011	0,531	0,290	0,346	0,031	0,122	0,020

Quelle: (UBA, 2014), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

### Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Tabelle 79).

Im Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseffekt trägt die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie zur Vermeidung von ca. 5,6 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. Treibhausgasemissionen bei. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor beträgt aufgrund des hohen Substitutionsanteils von Erdgas und der Nicht-Substitution von Heizstrom knapp 278 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>th</sub>.

In Hinblick auf versauernd wirkende Luftschadstoffe ist festzuhalten, dass mit dem Einsatz fester Biomasse gegenüber allen substituierten Energieträgern außer Erdgas geringere Schwefeldioxid-emissionen verbunden sind. Bei Stickoxiden ist die Emissionsbilanz jedoch leicht negativ.

Hinsichtlich weiterer Luftschadstoffe zeigt sich, dass vor allem die Staub- und Kohlenmonoxidemissionen trotz der Genehmigungspflicht der Anlagen nach Bundesimmissions-schutzgesetz teilweise deutlich höher liegen als bei dem substituierten fossilen Energieträgermix.

Tabelle 79: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
CO <sub>2</sub> -Äq.	6.616.041	1.031.839	5.584.203	277,82
CO <sub>2</sub>	6.350.304	606.834	5.743.470	285,74
CH <sub>4</sub>	9.239	4.213	5.026	0,250
N <sub>2</sub> O	231	1.086	-854	-0,042
SO <sub>2</sub> -Äq.	13.191	37.875	-24.684	-1,228

<sup>50</sup> Abkürzungen: EL/S - extra leicht/schwer, Ind. - Industrie, NV - Netzverluste

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
<b>SO<sub>2</sub></b>	8.729	7.002	1.727	0,086
<b>NO<sub>x</sub></b>	6.410	44.358	-37.947	-1,888
<b>Staub</b>	833	3.169	-2.337	-0,116
<b>CO</b>	2.057	17.248	-15.190	-0,756
<b>NM VOC</b>	487	10.302	-9.815	-0,488

Quelle: Eigene Berechnungen

### 5.3 Feste Biomasse (Heiz(kraft)werke)

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 waren die Anreize des Erneuerbare-Energien-Gesetzes verbunden mit den vor allem für kommunale Stadtwerke relevanten Erwartungen von Anteilseignern und Kunden, sich aktiv an der Gestaltung einer umwelt- und klimaverträglichen Energieversorgung zu beteiligen.

#### Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heizkraftwerken der Allgemeinen Versorgung wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.3). Der in Tabelle 80 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2014a), die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährige Datenaktualisierung.<sup>51</sup>

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 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.

<sup>51</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html> abrufbar.

Die Wärmeerzeugung in Heizwerken kleiner 2 MW thermischer Leistung sowie Wärmeerzeuger, die in Insel- oder Nahwärmenetze einspeisen (z.B. für die Versorgung von kommunalen Gebäuden oder kleinen „Bioenergiedörfern“), werden von den genannten amtlichen Erhebungen in der Regel nicht erfasst.

Tabelle 80: Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken

	2013 [GWh]
<b>feste Biomasse H(K)W</b>	7.510

Quelle: (AGEE-Stat, 2014)

### Substitutionsfaktoren

Hinsichtlich der Substitutionsbeziehungen der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Allgemeinen Versorgung wird angenommen, dass zu 100 % 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 BMUB-Marktanreizprogramm erneuerbarer Energien geförderte Ausbau dezentraler Nahwärmenetze ohnehin nur zu geringen Teilen in Tabelle 80 enthalten ist (vgl. vorstehendes Kapitel). Aus demselben Grund wird auch angenommen, 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 81: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken

	Öl [%]	Gas [%]	Steinkohle [%]	Braunkohle [%]	Fernwärme [%]	Strom [%]
<b>feste Biomasse H(K)W</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0

Quelle: Eigene Setzung

### Emissionsfaktoren

Analog zum Vorgehen in den entsprechenden Kapiteln im Stromsektor wurde ein relevanter Referenzfall für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung mit GEMIS 4.8 modelliert. Während die Vorketten der Brennstoffbereitstellung hierbei unverändert von GEMIS 4.8 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.

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

In Hinblick auf die Brennstoffe ist per Definition festgelegt, dass die Vorkettenemissionen von Industrieresthölzern, Schwarzlauge und biogenen Industrieabfällen null entsprechen.

Des Weiteren wird trotz der jüngsten Diskussion um „carbon debts“ bei der energetischen Nutzung von Waldholz (Agostini, Giuntoli, & Boulamanti, 2013) angenommen, dass die Entnahme von Waldholz aufgrund der nachhaltigen Waldwirtschaft in Deutschland treibhausgasneutral erfolgt, so dass lediglich die energetischen Aufwendungen für die Ernte und den Transport (bei Pellets auch die Brennstoffherstellung) zu Buche schlagen. Bei Altholz werden lediglich die Aufwendungen für Aufbereitung und Transport berücksichtigt.

Importe biogener Festbrennstoffe sind für die Stromerzeugung gegenwärtig noch von untergeordneter Bedeutung. Lediglich bei Anlagen an den Landesgrenzen oder in der Nähe von Seehäfen sind geringe Importe v.a. von Althölzern aus dem europäischen Ausland bekannt.

**Tabelle 82:** Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken

Prozess-Datensatz <sup>52</sup>	Brennstoff	Transportentfernung [kW]	th. Leistung [MW]	el. NG [%]	Eigenstrombedarf [%]	Volllaststunden [h/a]	KWK-Allokation Wärme [%]	Immissionschutz
<b>Dampfturbinen-HKW</b>	Waldrestholz	50	5	16	10	5.500	60	TA-Luft

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis (UBA, et al., 2012)

**Tabelle 83:** Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken

	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
		[g/kWhel]				[g/kWhel]			[g/kWhel]	
<b>Waldrestholz-DT-HKW</b>	<b>77,43</b>	58,88	0,242	0,043	<b>0,773</b>	0,134	0,918	0,129	0,760	0,504

Quelle: Eigene Berechnung mit GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), modifiziert nach (UBA, 2014), (UBA, et al., 2012), AGEE-Stat

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Fernwärme (Tabelle 84) wurden auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 2.2.3).

<sup>52</sup> angepasst an (UBA, 2014)

Tabelle 84: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung fossil erzeugter Fernwärme

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Fernwärme (ohne Netzverluste)</b>	<b>304,7</b>	289,6	0,567	0,010	<b>0,486</b>	0,265	0,316	0,028	0,111	0,018

Quelle: (UBA, 2014), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

Der zugrundeliegende Brennstoffeinsatz an Primärenergieträgern ist in Tabelle 85 dokumentiert. Im Ergebnis verdrängt der Einsatz fester Biomasse zur Erzeugung von Fernwärme zu ca. 55 Prozent Erdgas, zu ca. 33 Prozent Steinkohle und zu ca. 10 Prozent Braunkohle.

Tabelle 85: Fossiler Brennstoffmix für die Erzeugung von Fernwärme

	Erdgas [%]	Steinkohlen [%]	Braunkohlen [%]	Heizöl EL + S [%]
<b>fossiler Fernwärme Mix</b>	54,8	33,2	10,1	1,9

Quelle: (UBA, 2014) auf Basis (AGEB, 2013)(AGEB, 2014)

### 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 86).

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseneffekt trägt die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in den Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung zur Vermeidung von ca. 1,7 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. Treibhausgasemissionen bei. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor beträgt aufgrund der hohen indirekten Substitution von Erdgas ca. 227 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>th</sub>.

In Hinblick auf versauernd wirkende Luftschadstoffe ist festzuhalten, dass beim Einsatz fester Biomasse geringere Schwefeldioxidemissionen als bei Kohle entstehen. Bei Stickoxiden ist die Emissionsbilanz jedoch 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 86: 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]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>2.288.524</b>	<b>581.505</b>	<b>1.707.019</b>	<b>227,30</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	2.175.194	442.207	1.732.987	230,76
<b>CH<sub>4</sub></b>	4.261	1.820	2.440	0,325
<b>N<sub>2</sub>O</b>	77	326	-249	-0,033

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>3.647</b>	<b>5.805</b>	<b>-2.159</b>	<b>-0,287</b>
<b>SO<sub>2</sub></b>	1.993	1.005	988	0,132
<b>NO<sub>x</sub></b>	2.376	6.897	-4.521	-0,602
<b>Staub</b>	210	969	-759	-0,101
<b>CO</b>	835	5.706	-4.870	-0,649
<b>NMVO</b>	134	3.786	-3.651	-0,486

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 4.8). 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 4.8).

Der Biodieselvebrauch in der Landwirtschaft wird aus energiebilanziellen Gründen seit 2014 (rückwirkend bis 2004) von der AGEE-Stat und der AGEb nicht mehr dem Verkehrssektor zugeordnet, sondern in diesem Wärmeverbrauchssektor mitverbucht. Um im Rahmen dieser Berichts Dopplungen zu vermeiden, werden in diesem Kapitel nur die grundlegenden Annahmen und die Ergebnisse der Bilanz für den hier verbuchten Biodieselanteil dargestellt. Die zugehörigen Hintergrundinformationen zur Biodieselbereitstellung sind dem Kapitel 6.1 zu entnehmen.

### 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 80 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2014a), die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährliche Datenaktualisierung.<sup>53</sup>

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 flüssiger Biomasse auf die Nettowärmeerzeugung der Heiz(kraft)werke der allgemeinen Versorgung abzüglich anteiliger Leitungsverluste im Wärmenetz und der Eigenverbräuche der Erzeugungsanlagen. Letzt-

<sup>53</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html> abrufbar.

lich 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 entfällt vielmehr auf den der Wärmeerzeugung aus Pflanzenöl und flüssigen biogenen Abfällen zugeordneten Brennstoffeinsatz in Industrieheizkraftwerken und in Pflanzenöl-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 für die Prüfung des Ausgleichmechanismus des EEG durch die Bundesnetzagentur erhobenen EEG-Daten (vgl. (UBA, et al., 2012)).

Tabelle 87: Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse

	2013 [GWh]
<b>flüssige Biomasse gesamt</b>	<b>2.050</b>
davon Pflanzenöl	307
davon flüssige Biomasse (Industrie)	131
davon Biodiesel (Landwirtschaft)	1.612

Quelle: (AGEE-Stat, 2014)

### 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 88: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse

	Öl [%]	Gas [%]	Steinkohle [%]	Braunkohle [%]	Fernwärme [%]	Strom [%]	Diesel [%]
<b>Pflanzenöl</b>	28,8	52,4	1,9	1,0	10,0	5,8	0,0
<b>flüssige Biomasse (Ind.)</b>	2,3	63,1	6,2	5,0	23,4	0,0	0,0
<b>Biodiesel (Landwirtsch.)</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0

Quelle: Eigene Setzung in Anlehnung an(AGEB, 2014)



## 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<sub>el</sub> Genehmigungspflicht und damit Art der Abgasnachbehandlung nach BImSchG).

Zum Substrateinsatz liegen Informationen aus (DBFZ, 2013) vor. Während in Anlagen bis 10 kW<sub>el</sub> ausschließlich Rapsöl zum Einsatz kommt, sind Anlagen ab 150 kW<sub>el</sub>, auf die derzeit über 80 % der installierten Leistung entfallen, in der Regel nur mit Palmöl wirtschaftlich zu betreiben. Unter Berücksichtigung der höheren Auslastung größerer Anlagen werden insgesamt ca. 95 % Palmöl und lediglich ca. 5 % Rapsöl eingesetzt.

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

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, 2014).

Für die Emissionsbilanz erneuerbarer Energien werden diese brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren in GEMIS 4.8 importiert und mit entsprechenden Datensätzen für Vorketten zu Rapsöl und Pflanzenöl verknüpft, die keine Landnutzungsänderungen beinhalten. Da kein Datensatz für Blockheizkraftwerke kleiner Leistungsgrößen verfügbar ist, wird auch für Rapsöl ein großes BHKW angesetzt. Unter Annahme von Nutzungsgraden und Stromkennzahlen, die sich aus den EEG-Abrechnungsdaten der Bundesnetzagentur ableiten, ergeben sich die endenergiebezogene Emissionsfaktoren.

Tabelle 89: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Pflanzenöl

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Pflanzenöl	154,1	40,44	4,054	0,092	1,080	0,176	1,299	0,136	0,342	0,158
flüssige Bio- masse (Ind.)	2,3	0,00	0,015	0,006	0,437	0,128	0,445	0,193	0,127	0,254
Biodiesel (Landwirtsch.)	142,7	81,18	0,325	0,177	0,400	0,153	0,355	0,038	0,090	0,024

Quelle: Eigene Berechnung mit GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), modifiziert nach (UBA, 2014), (UBA, et al., 2012), AGEE-Stat sowie (IFEU, 2011) auf Grundlage Richtlinie 2009/28/EG, ohne Landnutzungsänderungen

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Wärmebereitstellung wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 2.2.3).

Tabelle 90: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern

Energie- träger <sup>54</sup>	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Heizöl (HH)	314,4	311,7	0,084	0,003	0,505	0,330	0,252	0,019	0,144	0,049
Heizöl-Mix EL + S (Ind.)	352,4	349,0	0,079	0,006	0,581	0,349	0,334	0,022	0,070	0,068
Erdgas (HH)	248,1	225,8	1,033	0,002	0,134	0,011	0,176	0,006	0,136	0,052
Erdgas (Ind.)	273,6	261,3	0,548	0,003	0,164	0,009	0,222	0,004	0,065	0,017
Steinkohlen (HH)	419,1	354,9	2,419	0,043	1,794	1,482	0,448	0,075	12,50	0,235
Steinkohle-Mix (Ind.)	408,3	385,2	0,842	0,017	2,036	1,658	0,542	0,045	0,172	0,043
Braunkohle- Briketts (HH)	428,7	414,8	0,229	0,029	0,641	0,381	0,373	0,428	8,554	0,596
Braunkohle- Mix (Ind.)	457,2	444,3	0,022	0,040	1,743	1,399	0,495	0,181	0,187	0,022
Fernwärme (inkl. NV)	333,5	317,0	0,621	0,011	0,531	0,290	0,346	0,031	0,122	0,020
Stromheizung (inkl. NV)	621,0	593,4	0,876	0,030	0,814	0,368	0,640	0,040	0,293	0,031
Diesel (LWS)	621,0	593,4	0,876	0,030	0,814	0,368	0,640	0,040	0,293	0,031

Quelle: (UBA, 2014), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013) sowie auf Grundlage der Richtlinie 2009/28/EG (Anhang V)

### Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanzen der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Tabelle 91 und Tabelle 92). Sie werden differenziert für Pflanzenöl und sonstige flüssige Biomasse in der Industrie ausgewiesen.

Im Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseffekt vermeidet die Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse (ohne Biodiesel) knapp 86.000 t CO<sub>2</sub>-Äq. Treibhausgasemissionen. Je nachdem, ob es sich um anbaubiomassebasierte Pflanzenöle oder flüssige biogene Industrieabfälle handelt, betragen die spezifischen Treibhausgas-Vermeidungsfaktoren knapp 149 und ca. 305 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>th</sub>. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Emissionen aus Landnutzungsänderungen aufgrund des Anbaus von Energiepflanzen zur Pflanzenölgewinnung nicht enthalten sind (vgl. Kapitel 2.1.3).

<sup>54</sup> Abkürzungen: HH - Haushalte, EL/S - extra leicht/schwer, Ind. - Industrie, NV - Netzverluste, LWS - Landwirtschaft

Durch den in der Landwirtschaft eingesetzten Biodiesel werden ca. 256 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. Treibhausgasemissionen vermeiden. Entsprechend den Verbrauchsmengen ergibt sich ein Treibhausgas-Vermeidungsfaktor von netto 159 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>th</sub>.

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 91: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse (Pflanzenöl)

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>92.890</b>	<b>47.303</b>	<b>45.587</b>	<b>148,49</b>
CO <sub>2</sub>	87.640	12.415	75.225	245,03
CH <sub>4</sub>	223	1.244	-1.021	-3,326
N <sub>2</sub> O	2	28	-26	-0,086
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>110</b>	<b>331</b>	<b>-222</b>	<b>-0,722</b>
SO <sub>2</sub>	56	54	2	0,008
NO <sub>x</sub>	76	399	-322	-1,049
Staub	6	42	-36	-0,116
CO	146	105	41	0,134
NM VOC	17	49	-31	-0,102

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 92: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse (Industrie)

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>40.215</b>	<b>299</b>	<b>39.916</b>	<b>304,70</b>
CO <sub>2</sub>	38.403	0	38.403	293,15
CH <sub>4</sub>	72	2	70	0,531
N <sub>2</sub> O	1	1	0	0,001
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>60</b>	<b>57</b>	<b>2</b>	<b>0,017</b>
SO <sub>2</sub>	33	17	17	0,127
NO <sub>x</sub>	38	58	-21	-0,158
Staub	3	25	-22	-0,172
CO	12	17	-5	-0,036
NM VOC	3	33	-31	-0,233

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 93: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse (Biodiesel-Landwirtschaft)

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>486.308</b>	<b>230.092</b>	<b>256.216</b>	<b>158,94</b>
CO <sub>2</sub>	482.977	130.859	352.119	218,44
CH <sub>4</sub>	103	524	-421	-0,261
N <sub>2</sub> O	2	285	-283	-0,176
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>259</b>	<b>645</b>	<b>-386</b>	<b>-0,240</b>
SO <sub>2</sub>	155	246	-91	-0,056
NO <sub>x</sub>	149	573	-424	-0,263
<b>Staub</b>	<b>20</b>	<b>60</b>	<b>-41</b>	<b>-0,025</b>
<b>CO</b>	<b>72</b>	<b>144</b>	<b>-72</b>	<b>-0,045</b>
<b>NMVOC</b>	<b>69</b>	<b>39</b>	<b>30</b>	<b>0,019</b>

Quelle: Eigene Berechnungen

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

Seit der Einführung des KWK-Bonus im Zuge der Novelle des EEG 2004 ist die Auskopplung von Nutzwärme aus Biogasanlagen stetig angestiegen. Seit dem EEG 2012 ist eine Mindestwärmenutzung von 60 % verpflichtend, sofern nicht eine Direktvermarktung des produzierten Stroms erfolgt. Allerdings ist hierin der nicht unerhebliche Wärmeeigenverbrauch v.a. für die Fermenterbeheizung bereits enthalten.

Parallel zu der dynamischen Entwicklung der Stromerzeugung aus Biogas hat dies dazu geführt, dass auch die absolute Wärmebereitstellung aus Biogas in den letzten Jahren stark zugenommen hat. Begünstigt wurde diese Entwicklung durch die Förderung von Wärmenetzen über das BMUB-Marktanreizprogramm sowie durch Förderprogramme für Bioenergiedörfer und -regionen.

Biomethan, d.h. auf Erdgasqualität aufbereitetes, ins Erdgasnetz eingespeistes Biogas, wird bisher außer im Verkehrssektor zu mehr als 80 Prozent ebenfalls zur Strom- und Wärmeerzeugung in Blockheizkraftwerken verwendet. Da überwiegend wärmegeführte Blockheizkraftwerke auf Biomethan umgestellt werden, die zur Abdeckung der Grundlast von Schwimmbädern, kommunalen Gebäuden etc. eingesetzt werden, ist hier ein sehr hoher Wärmenutzungsgrad von über 90 Prozent anzunehmen. Im Vergleich zur dezentralen Nutzung von Biogas hat Biomethan jedoch nach wie vor eine untergeordnete Bedeutung.

Die Wärmebereitstellung aus Klär- und Deponiegas umfasst im Wesentlichen die Nutzung für die Beheizung der Faultürme (in Kläranlagen) und in geringem Umfang für die Beheizung von Betriebsgebäuden. Die Abgabe der Wärme in ein Fernwärmenetz der allgemeinen Versorgung oder an Industriebetriebe bildet aufgrund der abgelegenen Lage von Kläranlagen und Deponien eher die Ausnahme.

## Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 94 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2014a), die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährige Datenaktualisierung.<sup>55</sup>

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 gasförmiger Biomasse - anders als bei den vorstehenden Angaben zu Haushalten und Industrie - auf die Netowärmeerzeugung 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)).

Tabelle 94: Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse

	2013 [GWh]
<b>gasförmige Biomasse gesamt</b>	<b>13.170</b>
davon Biogas Mix (BHKW)	11.500
davon Klärgas (BHKW)	1.580
davon Deponiegas (BHKW)	90

Quelle: (AGEE-Stat, 2014)

## Substitutionsfaktoren

Die überwiegende Zahl der Biogasanlagen wurde von Landwirten im Außenbereich von Siedlungen oder auf dem eigenen Betriebsgelände errichtet. Nach Angaben des (DBFZ, 2013) 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

<sup>55</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html> abrufbar.

zur zunehmenden Wärmeeinspeisung in Nahwärmenetze im ländlichen Raum. Aus pragmatischen Gründen wird zur Ableitung der Substitutionsbeziehungen jedoch bis auf Weiteres der durchschnittliche fossile Energieträgermix in der Landwirtschaft bzw. des Gartenbaus herangezogen. Da keine Informationen über alternative Energieträger bei Kläranlagen und Deponien vorliegen, wird dieser verdrängte Energieträgermix zudem auch auf diese Bereiche angewandt.

Unter dieser Annahme substituiert die Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse überwiegend Heizöl (ca. 53 %) und Erdgas (knapp 40 %). Auch Steinkohlenkoks spielt nach wie vor eine gewisse Rolle, zum Beispiel in größeren Gartenbaubetrieben.

Tabelle 95: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse

	Öl [%]	Gas [%]	Steinkohle [%]	Braunkohle [%]	Fernwärme [%]	Strom [%]
<b>Biogas Mix (BHKW)</b>	53,4	39,6	7,0	0,0	0,0	0,0
<b>Klärgas (BHKW)</b>	53,4	39,6	7,0	0,0	0,0	0,0
<b>Deponiegas (BHKW)</b>	53,4	39,6	7,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: (UBA, 2014); eigene Setzung

### Emissionsfaktoren

Die mit der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse verbundenen Luftemissionen sind von einer Vielzahl von Einflussfaktoren abhängig (vgl. (UBA, et al., 2012)). Die wichtigsten wurden bereits in Kapitel 4.7 erläutert, auf das an dieser Stelle verwiesen wird.

Aus Gründen der Konsistenz mit Kapitel 4.7 wird auch 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, 2014).

Anschließend wurden die direkten Emissionsfaktoren in GEMIS 4.8 importiert und insbesondere bei Biogas mit den entsprechenden Vorkettenemissionen der wichtigsten Substrate verknüpft. Die weitere Umrechnung in die funktionelle Einheit Endenergie kWh<sub>el</sub> 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 (vgl. Tabelle 96).

Für die Wärmebereitstellung aus Biomethan kann mit den derzeit verfügbaren, wenig differenzierten Daten (insb. zur Art der Anlagen und dem korrespondierenden Energieeinsatz) kein spezifischer Emissionsfaktor bestimmt werden. Daher wird die Wärmebereitstellung aus Biomethan - analog zur AGEE-Stat und zum nationalen Emissionsinventar - unter die Wärmebereitstellung aus Biogas subsumiert.

Hinsichtlich der Wärmebereitstellung aus Klär- und Deponiegas werden die Vorkettenemissionen wie bei allen Abfällen per Definition gleich null gesetzt.

Tabelle 96: Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für die Wärmebereitstellung aus Biogas

Prozess-Datensatz <sup>56</sup>	Substrat	el. Leistung Gas-BHKW [kW]	Volllaststunden [h/a]	el. NG [%]	Eigenstrombedarf [%]	Extern genutzte Wärme [%]	KWK-Allokation Wärme [%]	Immissionschutz	Erzeugungsmix <sup>57</sup> [%]
<b>Biogas-Mais-OLUC-BHKW-500kW 2010 (IST)</b>	Mais-silage	500	7.500	36,5	8	41	20	TA-Luft	81
<b>Biogas-Gülle-BHKW-500kW 2010 (IST)</b>	Rinder-gülle	500	7.500	36,5	8	41	20	TA-Luft	14
<b>Biogas-org. Hausmüll-BHKW-500kW 2010 (IST)</b>	Bio-abfall	500	7.500	36,5	8	41	20	TA-Luft	5

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), (Öko-Institut, 2012), (UBA, 2014), (UBA, et al., 2012) und (DBFZ, 2013)

Tabelle 97: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse

Prozess-Datensatz	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Biogas Mix</b>	<b>109,1</b>	18,45	2,874	0,098	<b>0,445</b>	0,140	0,437	0,023	0,300	0,038
<b>darin anteilig</b>										
<b>Biogas-Mais-OLUC-BHKW-500kW 2010 (IST)</b>	<b>121,8</b>	20,22	3,067	0,120	<b>0,462</b>	0,145	0,455	0,025	0,305	0,038
<b>Biogas-Gülle-BHKW-500kW 2010 (IST)</b>	<b>55,8</b>	11,61	2,052	0,003	<b>0,376</b>	0,122	0,365	0,013	0,283	0,037
<b>Biogas-org. Hausmüll-BHKW-500kW 2010 (IST)</b>	<b>52,9</b>	8,96	2,050	0,003	<b>0,363</b>	0,120	0,348	0,012	0,276	0,035
<b>Klärgas-BHKW-GM-200kW-2010/en (IST)</b>	<b>14,9</b>	0,00	0,670	0,003	<b>0,438</b>	0,128	0,445	0,016	0,650	0,062

<sup>56</sup> angepasst an (UBA, 2014)

<sup>57</sup> eigene Annahmen



Prozess-Datensatz	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Deponiegas-BHKW-GM-1MW-2010/en (IST)</b>	<b>13,7</b>	0,00	0,618	0,002	<b>0,391</b>	0,134	0,370	0,003	0,597	0,032

Quelle: Eigene Berechnung mit GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), modifiziert nach (UBA, 2014), (UBA, et al., 2012), AGEE-Stat.

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Stromerzeugung wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 2.2.3).

Tabelle 98: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern in der Landwirtschaft

Energie-träger <sup>58</sup>	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Heizöl (LWS)</b>	<b>337,6</b>	334,7	0,084	0,003	<b>0,533</b>	0,343	0,273	0,021	0,139	0,053
<b>Erdgas (LWS)</b>	<b>248,0</b>	225,8	1,025	0,002	<b>0,147</b>	0,011	0,195	0,006	0,123	0,051
<b>Steinkohlen (LWS)</b>	<b>413,5</b>	354,9	2,283	0,035	<b>1,779</b>	1,421	0,514	0,075	9,167	0,161

Quelle: (UBA, 2014), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

### Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanzen der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Tabelle 99, Tabelle 100, Tabelle 101).

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 2,8 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. vermiedenen Treibhausgasemissionen zum Klimaschutz bei. Hier von sind ca. 82 Prozent auf die Wärmebereitstellung aus Biogas und Biomethan und ca. 17 Prozent auf die Wärmebereitstellung aus Klärgas zurückzuführen.

Die Relevanz der Vorkettenemissionen für den Energiepflanzenanbau zeigt sich in der deutlichen Differenz zwischen dem spezifischen Treibhausgas-Vermeidungsfaktor von Biogas und Biomethan von knapp 200 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>th</sub> im Vergleich zu denjenigen von Klär- und Deponiegas (293 bzw. 294 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>th</sub>) (vgl. Tabelle 99, Tabelle 100, Tabelle 101). Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Emissionen aus Landnutzungsänderungen nicht enthalten sind (vgl. Kapitel 2.1.3).

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

<sup>58</sup> Abkürzung: LWS - Landwirtschaft

Ausnahmen bilden lediglich Schwefeldioxid, Kohlenmonoxid und flüchtige organische Substanzen. Hinsichtlich der klassischen Säurebildner  $\text{SO}_2$  und  $\text{NO}_x$  ist allerdings anzumerken, dass vermiedene  $\text{NH}_3$ -Emissionen aus alternativer Güllelagerung und -ausbringung aufgrund der in Kapitel 2.1.3 dargestellten Systemgrenzen an dieser Stelle nicht berücksichtigt werden konnten.

Nicht in der Emissionsbilanz berücksichtigt sind die diffusen Methanemissionen aus Deponien. Selbst unter optimalen Verhältnissen kann unter Praxisbedingungen auf Deponien maximal die Hälfte des Deponiegases für eine Nutzung oder Behandlung erfasst werden.

Tabelle 99: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Biogas und Biomethan

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>3.535.634</b>	<b>1.254.777</b>	<b>2.280.856</b>	<b>198,34</b>
CO <sub>2</sub>	3.370.042	212.138	3.157.905	274,60
CH <sub>4</sub>	7.019	33.051	-26.032	-2,264
N <sub>2</sub> O	59	1.124	-1.066	-0,093
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>5.376</b>	<b>5.115</b>	<b>261</b>	<b>0,023</b>
SO <sub>2</sub>	3.305	1.614	1.691	0,147
NO <sub>x</sub>	2.976	5.031	-2.055	-0,179
Staub	217	260	-43	-0,004
CO	8.784	3.452	5.333	0,464
NMVOC	685	433	252	0,022

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 100: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Klärgas

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>485.765</b>	<b>23.478</b>	<b>462.287</b>	<b>292,59</b>
CO <sub>2</sub>	463.015	1	463.014	293,05
CH <sub>4</sub>	964	1.059	-95	-0,060
N <sub>2</sub> O	8	4	4	0,003
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>739</b>	<b>693</b>	<b>46</b>	<b>0,029</b>
SO <sub>2</sub>	454	203	251	0,159
NO <sub>x</sub>	409	703	-295	-0,186
Staub	30	25	5	0,003
CO	1.207	1.027	180	0,114
NMVOC	94	97	-3	-0,002

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 101: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Deponiegas

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>27.670</b>	<b>1.232</b>	<b>26.438</b>	<b>293,76</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	26.374	0	26.374	293,05
<b>CH<sub>4</sub></b>	55	56	-1	-0,007
<b>N<sub>2</sub>O</b>	0	0	0	0,003
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>42</b>	<b>35</b>	<b>7</b>	<b>0,076</b>
<b>SO<sub>2</sub></b>	26	12	14	0,154
<b>NO<sub>x</sub></b>	23	33	-10	-0,112
<b>Staub</b>	2	0	1	0,015
<b>CO</b>	69	54	15	0,167
<b>NMVOC</b>	5	3	2	0,028

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. Parallel dazu wurde durch das 2003 in Kraft getretene Energiestatistikgesetz sowie mit der Umsetzung der EU-Verordnung über die Energiestatistik VO 1099/2008 die Datenlage bei der energetischen Verwertung von Abfällen erheblich verbessert.

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 (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 % (energetisch) angesetzt (Hofmann, 2010).

### 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 102 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2014a), die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährigere Datenaktualisierung.<sup>59</sup>

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 bio-

<sup>59</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html> abrufbar.

genen Anteil des Siedlungsabfalls in den Heiz(kraft)werken 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. 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 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.

Tabelle 102: Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

	2013 [GWh]
<b>Biogener Anteil des Siedlungsabfalls</b>	9.750

Quelle: (AGEE-Stat, 2014)

### Substitutionsfaktoren

Hinsichtlich der Substitutionsbeziehungen der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls wird angenommen, dass zu 100 % 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 103: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

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

Quelle: Eigene Setzung

### 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 4.8 importiert und über Angaben der AGEE-Stat zur Aufteilung des Brennstoffeinsatzes auf Strom und Wärme im Zuge der Finischen Methode alloziert.

Emissionen aus der Vorkette 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 104: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

Prozess-Datensatz <sup>60</sup>	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Müll-biogen-HKW-DT-DE-2010/en</b>	<b>8,87</b>	0,00	0,039	0,026	<b>0,786</b>	0,068	1,032	0,010	0,102	0,005

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), (UBA, 2014), (AGEE-Stat, 2014)

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Fernwärme (Tabelle 105) wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 2.2.3).

Tabelle 105: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung fossil erzeugter Fernwärme

	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Fernwärme (ohne Netzverluste)</b>	<b>304,7</b>	289,6	0,567	0,010	<b>0,486</b>	0,265	0,316	0,028	0,111	0,018

Quelle: (UBA, 2014) GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

Der zugrundeliegende Brennstoffeinsatz an Energieträgern ist in Tabelle 106 dokumentiert. Im Ergebnis verdrängt der Einsatz fester Biomasse zur Erzeugung von Fernwärme zu ca. 55 Prozent Erdgas, zu ca. 33 Prozent Steinkohle und zu ca. 10 Prozent Braunkohle.

Tabelle 106: Fossiler Brennstoffmix für die Erzeugung von Fernwärme

	Erdgas [%]	Steinkohlen [%]	Braunkohlen [%]	Heizöl EL + S [%]
<b>fossiler Fernwärme Mix</b>	54,8	33,2	10,1	1,9

Quelle: (UBA, 2014) auf Basis(AGEB, 2014)

<sup>60</sup> angepasst an (UBA, 2014)

### Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Tabelle 107).

Die Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls trägt demnach mit knapp 2,9 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. vermiedenen Treibhausgasemissionen zum Klimaschutz bei. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor liegt wie bei allen Abfallstoffen relativ hoch bei ca. 296 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>th</sub>.

In Hinblick auf versauernd wirkende Luftschadstoffe sind zusätzliche Emissionen durch die Nutzung des biogenen Anteils des Siedlungsabfalls festzustellen, die v.a. auf den Stickstoffgehalt des Brennstoffs zurückzuführen sind.

Die Emissionsbilanz in Bezug auf weitere Schadstoffe wie Staub und flüchtige organischen Verbindungen ist aufgrund der hohen Anforderungen der 17. BImSchV an Abfallverbrennungsanlagen hingegen leicht positiv.

Tabelle 107: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>2.971.120</b>	<b>86.448</b>	<b>2.884.672</b>	<b>295,86</b>
CO <sub>2</sub>	2.823.987	0	2.823.987	289,64
CH <sub>4</sub>	5.532	380	5.152	0,528
N <sub>2</sub> O	100	253	-153	-0,016
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>4.734</b>	<b>7.668</b>	<b>-2.934</b>	<b>-0,301</b>
SO <sub>2</sub>	2.587	665	1.923	0,197
NO <sub>x</sub>	3.085	10.062	-6.978	-0,716
Staub	273	101	172	0,018
CO	1.084	994	91	0,009
NMVOC	174	51	124	0,013

Quelle: Eigene Berechnungen

## 5.7 Solarthermie

Die passive Nutzung der Solarthermie zur Erzeugung von Warmwasser wird zum Beispiel in Schwimmbädern seit Jahrzehnten praktiziert. Im Unterschied zu den einfachen, unverglasten Systemen, die im Wesentlichen aus schwarzen Kunststoffrohren bestehen, wurden insbesondere seit Mitte der 1990er Jahre in erheblichem Umfang verglaste Kollektorsysteme in Deutschland installiert, die eine erhebliche Temperaturerhöhung gegenüber der Umgebung ermöglichen. Diese Systeme 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 mit einem Anteil von fast 90 Prozent den Anlagenbestand. Systeme zur ausschließlichen Warmwassererzeugung waren bis Ende der 1990er Jahre die Regel. Seit dem Jahr 2000 fanden jedoch immer mehr so genannte Kombisysteme zur Warmwassererzeugung und Heizungsunterstützung weite Verbreitung (Simon & O'Sullivan, 2012). In den letzten beiden Jahren war der Anteil der Kombisysteme jedoch wieder leicht rückläufig.

### 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 108 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2014a), die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährige Datenaktualisierung.<sup>61</sup>

Die Angaben beziehen sich auf die an das zentrale Verteilsystem (inkl. Pufferspeicher) gelieferte Wärme aus solarthermischen Kollektoren. Sie basieren auf einer Zeitreihe der AGEE-Stat zur Entwicklung der solarthermischen Kollektorfläche bzw. der korrespondierende solarthermischen Leistung. Zur Aktualisierung fließen die jährlich veröffentlichten Marktdaten (Neuinstallationen des Bundesverband Solarwirtschaft e.V.) ein (BSW, 2014).

Die Ermittlung der jährlichen Solarerträge erfolgt durch die Anwendung einer im Rahmen des IEA Solar Heating and Cooling Programme entwickelten Methodik (IEA-SHC, 2011). Der jährliche Endenergieertrag berechnet sich demnach aus der installierten Kollektorfläche, einem verwendungsspezifischen Ertragsfaktor (Warmwasser, Kombianlage, Schwimmbadabsorber) und der jährlichen globalen Solarstrahlung in Deutschland (aus (DWD, 2013)).

Tabelle 108: Wärmebereitstellung aus Solarthermie

	2013 [GWh]
<b>Solarthermie</b>	<b>6.780</b>

Quelle: (AGEE-Stat, 2014)

### Substitutionsfaktoren

Die in Tabelle 109 ausgewiesenen Substitutionsfaktoren für in Einzelfeuerungen eingesetztes Brennholz fußen auf einer Sonderauswertung der seit mehreren Jahren von RWI/Forsa durchgeführten,

<sup>61</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html> abrufbar.



repräsentativen Zusatzerhebungen zum Energieverbrauch privater Haushalte (RWI/Forsa, 2008) (vgl. Kapitel 2.2.7). Demnach wird ca. zur Hälfte Erdgas verdrängt und zu knapp der Hälfte Heizöl.

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

Tabelle 109: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Solarthermie

	Öl [%]	Gas [%]	Steinkohle [%]	Braunkohle [%]	Fernwärme [%]	Strom [%]
<b>Biogener Abfall H(K)W</b>	44,9	50,6	0,0	0,0	1,6	2,9

Quelle: Eigene Berechnungen in Anlehnung an (RWI/Forsa, 2008)

### Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren für solarthermische Kollektorsysteme basieren auf der Ökobilanzdatenbank GEMIS 4.8 (vgl. Kapitel 2.2.3). Grundlage sind die im Rahmen des BMU-Forschungsvorhabens „LCA-EE“ durch das DLR aktualisierten Sachbilanzen (Tabelle 110) (Öko-Institut, 2012). Die Ergebnisse repräsentieren jeweils ein vollständiges Vakuumröhrenkollektor- bzw. Flachkollektorsystem zur Erzeugung von Warmwasser, inklusive Warmwasserspeicher und Steuerungsstation.

Als relevante Lebenszyklusphasen ist zum einen die Herstellungsphase inklusive der Gewinnung von Kupfer als wichtigster metallischer Bestandteil und zum anderen die Betriebsphase inklusive dem Stromverbrauch der Kreislaufpumpe zu nennen. Hier beruhen die Datensätze in GEMIS auf einem im Vergleich zu anderen Datenquellen (z. B. ecoinvent) niedrigen Eigenstromverbrauch von 2 kWh<sub>el</sub> je 100 kWh<sub>th</sub>.

Tabelle 110: Emissionsfaktoren der Solarthermie

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Solarthermie Mix</b>	<b>24,66</b>	23,29	0,053	0,001	<b>0,072</b>	0,040	0,046	0,019	0,135	0,007
<b>darin anteilig</b>										
<b>Solarkollektor-Flach-DE-2010 (65 %)</b>	<b>21,77</b>	20,59	0,046	0,001	<b>0,063</b>	0,035	0,041	0,016	0,121	0,004
<b>Solarkollektor-Vakuum-Röhre-DE-2010 (32 %)</b>	<b>30,83</b>	29,03	0,070	0,001	<b>0,092</b>	0,053	0,056	0,026	0,172	0,012
<b>Solarkollektor-Schwimm-bad (3 %)</b>	<b>21,22</b>	20,38	0,029	0,001	<b>0,046</b>	0,018	0,040	0,003	0,011	0,015

Quelle: GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), (Öko-Institut, 2012), (Simon & O'Sullivan, 2012)

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Wärmebereitstellung wurden auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 2.2.3).

Tabelle 111: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern in privaten Haushalten

Energie-träger <sup>62</sup>	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Heizöl (HH)	314,4	311,7	0,084	0,003	0,505	0,330	0,252	0,019	0,144	0,049
Erdgas (HH)	248,1	225,8	1,033	0,002	0,134	0,011	0,176	0,006	0,136	0,052
Steinkohlen (HH)	419,1	354,9	2,419	0,043	1,794	1,482	0,448	0,075	12,50	0,235
Braunkohle-Briketts (HH)	428,7	414,8	0,229	0,029	0,641	0,381	0,373	0,428	8,554	0,596
Fernwärme (inkl. NV)	333,5	317,0	0,621	0,011	0,531	0,290	0,346	0,031	0,122	0,020
Stromheizung (inkl. NV)	621,0	593,4	0,876	0,030	0,814	0,368	0,640	0,040	0,293	0,031

Quelle: (UBA, 2014), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

### Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Solarthermie errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Tabelle 112).

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhauseffekt vermeidet die solarthermische Wärmebereitstellung ca. 1,8 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. Treibhausgasemissionen. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor liegt bei ca. 265 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>th</sub>, 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 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.

<sup>62</sup> Abkürzungen: HH - Haushalte, NV - Netzverluste

Tabelle 112: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Solarthermie

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>1.966.409</b>	<b>167.171</b>	<b>1.799.238</b>	<b>265,37</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	1.874.380	157.891	1.716.488	253,17
<b>CH<sub>4</sub></b>	4.037	359	3.679	0,543
<b>N<sub>2</sub>O</b>	23	6	18	0,003
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>2.214</b>	<b>487</b>	<b>1.727</b>	<b>0,255</b>
<b>SO<sub>2</sub></b>	1.146	271	875	0,129
<b>NO<sub>x</sub></b>	1.534	310	1.224	0,181
<b>Staub</b>	89	130	-40	-0,006
<b>CO</b>	974	912	62	0,009
<b>NMVOC</b>	336	48	287	0,042

Quelle: Eigene Berechnungen

## 5.8 Oberflächennahe Geothermie und Umweltwärme (Wärmepumpen)<sup>63</sup>

Die Nutzung der in den ersten 400 m der Erdkruste ganzjährig vorhandenen Erdwärme bis ca. 25°C oder der in der Umgebungsluft vorhandenen Wärme mittels insbesondere Elektro-Wärmepumpen zur Beheizung und Warmwasserversorgung hat in den letzten Jahren insbesondere im Rahmen des Gebäudeneubaus an Bedeutung gewonnen.

Hierbei wurden zunehmend Luft-Wärmepumpen installiert. Durch die niedrigen Außentemperaturen im Winter weisen diese unter den Wärmepumpensystemen jedoch die geringste Effizienz auf. Erdgebundene Sole-Wasser-Wärmepumpen können dagegen Jahresarbeitszahlen von über 4 erreichen. Das heißt, dass durch den Einsatz einer Einheit Strom weitere drei Einheiten Wärme aus der Erde erschlossen werden können, um insgesamt vier Einheiten Wärme bereitzustellen.

### Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus oberflächennaher Geothermie und Umweltwärme 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 Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2014a), die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährige Datenaktualisierung.<sup>64</sup>

Die Angaben beziehen sich auf die an das zentrale Verteilsystem inkl. Pufferspeicher gelieferte, durch Wärmepumpen nutzbar gemachte erneuerbare Wärme. Dies ist nicht identisch mit der gesamt-

<sup>63</sup> durch Wärmepumpen nutzbar gemachte erneuerbare Wärme (Luft/Wasser-, Wasser/Wasser- und Sole/Wasser-Wärmepumpen sowie Brauchwasser- und Gas-Wärmepumpen)

<sup>64</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html> abrufbar.

ten 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 quasi unmittelbar auf den Einsatz von Strom 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 im Auftrag der AGEE-Stat (GZB, 2014), andere als durch Wärmepumpen bereitgestellte Wärme wird nicht berücksichtigt. Das erarbeitete, nach Inbetriebnahme jähr, Wärmequelle, Leistung und Volllaststunden differenzierte Mengengerüst des Wärmepumpenbestandes in Deutschland wird durch die AGEE-Stat jährlich fortgeschrieben. Grundlage hierfür sind die vom Bundesverband Wärmepumpen veröffentlichten Marktdaten (Absatzzahlen) (BWP, 2014). Die vom Bundesverband Wärmepumpen und dem Geothermiezentrum Bochum veröffentlichten, differenzierten Daten werden von der AGEE-Stat zusammengefasst (Wärmepumpen-Mix, bestehend aus ca. 32 % Luft/Wasser-, 6 % Wasser/Wasser- und 32 % Sole/Wasser-Wärmepumpen sowie ca. 30 % Brauchwasser- und ca. 0,5 % Gas-Wärmepumpen (GZB, 2014)).

Tabelle 113: Wärmebereitstellung aus Wärmepumpen

	2013 [GWh]
<b>Wärmepumpen-Mix</b>	8.670

Quelle: (AGEE-Stat, 2014)

### Substitutionsfaktoren

Die in Tabelle 114 ausgewiesenen Substitutionsfaktoren für die durch Wärmepumpen nutzbarmachte Wärme fußen auf einer Sonderauswertung der seit mehreren Jahren von RWI/Forsa durchgeführten, repräsentativen Zusatzerhebungen zum Energieverbrauch privater Haushalte (RWI/Forsa, 2008) (vgl. Kapitel 2.2.7). Demnach wird v. a. Erdgas und Heizöl zu etwa gleichen Teilen verdrängt.

Tabelle 114: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung Wärmepumpen

	Öl [%]	Gas [%]	Steinkohle [%]	Braunkohle [%]	Fernwärme [%]	Strom [%]
<b>Wärmepumpen-Mix</b>	45,5	44,5	0,5	1,5	4,6	3,4

Quelle: Eigene Berechnungen in Anlehnung an (RWI/Forsa, 2008)

### Emissionsfaktoren

Die Herstellungsphase der Wärmepumpen inklusive der zugehörigen Systemkomponenten ist bei einer ökobilanziellen Betrachtung des Lebenszyklus vernachlässigbar gegenüber der Betriebsphase. Aus diesem Grund werden die Emissionsfaktoren für die durch Wärmepumpen nutzbar gemachte erneuerbare Wärme an dieser Stelle ausschließlich über den durchschnittlichen Strommix bestimmt, welcher durch die durchschnittlichen Jahresarbeitszahl des Wärmepumpenbestandes dividiert wird (in 2013 ca. 2,96). Dieser relativ schlechte Wert ist auch auf den hohen Anteil von Luft-Wärmepumpen im Gesamtbestand (ca. 32 %) zurückzuführen (vgl. (GZB, 2014)).

Die Ableitung des durchschnittlichen Emissionsfaktors zum Strommix beruht auf einer Auswertung des Nationalen Emissionsinventars (Icha, 2014) (vgl. Kapitel 2.2.2). Dieser wird ergänzt durch die Vorkettenemissionen der zur Stromerzeugung eingesetzten Primärenergieträger auf Basis von GEMIS 4.8 (IINAS, 2013).

Eine weitere Quelle für treibhausgasrelevante Emissionen kann Leckage von teilfluorierten Arbeitsmitteln sein. Mangels belastbarer Daten und der gewählten Systemgrenzen (vgl. Kapitel 2.1.3) können Leckagen an dieser Stelle nicht berücksichtigt werden.

Die sich insgesamt ergebenden, gemittelten Emissionsfaktoren für die Wärmebereitstellung aus Wärmepumpen sind in der Tabelle 115 aufgeführt.

Tabelle 115: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Wärmepumpen

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Wärmepumpen Mix</b>	<b>210,1</b>	200,8	0,296	0,010	<b>0,275</b>	0,125	0,217	0,014	0,099	0,010

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis (UBA, 2014), (GZB, 2014), (Icha, 2014), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Wärmebereitstellung (Tabelle 116) wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 2.2.3).

Tabelle 116: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern in privaten Haushalten

Energie- träger <sup>65</sup>	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Heizöl (HH)</b>	<b>314,4</b>	311,7	0,084	0,003	<b>0,505</b>	0,330	0,252	0,019	0,144	0,049
<b>Erdgas (HH)</b>	<b>248,1</b>	225,8	1,033	0,002	<b>0,134</b>	0,011	0,176	0,006	0,136	0,052
<b>Steinkohlen (HH)</b>	<b>419,1</b>	354,9	2,419	0,043	<b>1,794</b>	1,482	0,448	0,075	12,50	0,235
<b>Braunkohle-Briketts (HH)</b>	<b>428,7</b>	414,8	0,229	0,029	<b>0,641</b>	0,381	0,373	0,428	8,554	0,596
<b>Fernwärme (inkl. NV)</b>	<b>333,5</b>	317,0	0,621	0,011	<b>0,531</b>	0,290	0,346	0,031	0,122	0,020
<b>Stromheizung (inkl. NV)</b>	<b>621,0</b>	593,4	0,876	0,030	<b>0,814</b>	0,368	0,640	0,040	0,293	0,031

Quelle: (UBA, 2014), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

<sup>65</sup> Abkürzungen: HH - Haushalte, NV - Netzverluste

### Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der durch Wärmepumpen nutzbar gemachten erneuerbaren Wärme errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Tabelle 117).

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhauseffekt werden knapp 0,8 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. Treibhausgasemissionen vermieden. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor liegt bei ca. 88 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>th</sub>, 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 mittels Wärmepumpen erheblich zur Entlastung bei. Dies gilt auch für weitere Luftschadstoffe wie Staub, Kohlenmonoxid und flüchtige organische Verbindungen.

Tabelle 117: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung Wärmepumpen

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>2.587.437</b>	<b>1.821.622</b>	<b>765.815</b>	<b>88,33</b>
CO <sub>2</sub>	2.471.229	1.740.812	730.417	84,25
CH <sub>4</sub>	4.958	2.569	2.388	0,275
N <sub>2</sub> O	35	87	-52	-0,006
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>3.122</b>	<b>2.387</b>	<b>736</b>	<b>0,085</b>
SO <sub>2</sub>	1.683	1.080	604	0,070
NO <sub>x</sub>	2.068	1.878	190	0,022
Staub	182	118	64	0,007
CO	2.915	860	2.055	0,237
NMVOC	500	90	410	0,047

Quelle: Eigene Berechnungen

## 5.9 Tiefengeothermie

Zur Wärmebereitstellung sind andere Bedingungen an die Temperatur des geförderten Thermalwassers zu stellen als für die Stromerzeugung aus Geothermie (vgl. Kapitel 4.5), sodass geothermische Heizwerke mit deutlich geringeren Bohrtiefen auskommen (vgl. Tabelle 120).

Laut Angaben des tiefengeothermischen Informationssystems (GeoTIS) sind derzeit 23 geothermische Heizwerke bzw. Heizkraftwerke mit Haupt- bzw. Nebennutzung Fernwärme in Betrieb. Dies entspricht einer geothermischen Leistung von ca. 205 MW<sub>th</sub> (LIAG, 2014).

### Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus Geothermie wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (siehe Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 26 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale

le Entwicklung“ (BMWi, 2014a), die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährige Datenaktualisierung.<sup>66</sup>

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

Tabelle 118: Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie

	2013 [GWh]
<b>Tiefengeothermie</b>	870

Quelle: (AGEE-Stat, 2014)

### Substitutionsfaktoren

Hinsichtlich der Substitutionsbeziehungen der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie wird angenommen, dass zu 100 % mit fossilen Energieträgern erzeugte Fernwärme ersetzt wird (vgl. Tabelle 119). 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 119: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie

	Öl [%]	Gas [%]	Steinkohle [%]	Braunkohle [%]	Fernwärme [%]	Strom [%]
<b>Tiefengeothermie</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0

Quelle: Eigene Setzung

### Emissionsfaktoren

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

Da sich der überwiegende Teil der geothermischen Heizwerke im Süddeutschen Molassebecken befindet, wird hier ein entsprechendes hydrothermales Heizwerk mit einer Thermalwassertemperatur von ca. 85°C zugrunde gelegt. Dies korrespondiert mit einer thermischen Leistung von ca. 9,1 MW<sub>th</sub>. Weitere relevante Parameter sind in Tabelle 120 dokumentiert (GZB, 2012).

<sup>66</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html> abrufbar.



Tabelle 120: 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 <sub>th</sub> ]	9.143

Quelle: (GZB, 2012)

Während sich die spezifischen Aufwendungen in der Errichtungsphase je Meter Bohrtiefe nicht wesentlich von denjenigen bei der Stromerzeugung aus Geothermie unterscheiden (vgl. hierzu Kapitel 4.5), fällt der Stromeigenverbrauch bei den geothermischen Heizwerken deutlich geringer aus, weil auf einen Binärkreislauf zur Stromerzeugung und eine Kühlung verzichtet werden kann. Lediglich der Energieverbrauch der Förderpumpe ist daher zu berücksichtigen (hier mit 6 % bezogen auf die Wärme). Die verwendeten Emissionsfaktoren zur Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie sind in der Tabelle 121 aufgeführt.

Tabelle 121: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie

	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Geothermie-HW-SMB-DE-2010</b>	34,85	33,46	0,043	0,002	0,044	0,020	0,035	0,003	0,027	0,002

Quelle: GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), (Öko-Institut, 2012), (GZB, 2012)

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Fernwärme (Tabelle 122) wurden auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 2.2.3).

Tabelle 122: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung fossil erzeugter Fernwärme

	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Fernwärme (ohne Netzverluste)</b>	304,7	289,6	0,567	0,010	0,486	0,265	0,316	0,028	0,111	0,018

Quelle: (UBA, 2014), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

Der zugrundeliegende Brennstoffeinsatz an Primärenergieträgern ist in Tabelle 123 dokumentiert. Im Ergebnis verdrängt der Einsatz fester Biomasse zur Erzeugung von Fernwärme zu ca. 55 Prozent Erdgas, zu ca. 33 Prozent Steinkohle und zu ca. 10 Prozent Braunkohle.

Tabelle 123: Fossiler Brennstoffmix für die Erzeugung von Fernwärme

	Erdgas [%]	Steinkohlen [%]	Braunkohlen [%]	Heizöl EL + S [%]
<b>fossiler Fernwärme Mix</b>	54,8	33,2	10,1	1,9

Quelle: (UBA, 2014) auf Basis (AGEB, 2014)

### Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Tabelle 124).

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhauseffekt werden ca. 0,2 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. Treibhausgasemissionen vermieden. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor liegt bei knapp 270 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>th</sub>, 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 mittels Tiefengeothermie erheblich zur Entlastung bei. Dies gilt auch für weitere Luftschadstoffe wie Staub, Kohlenmonoxid und flüchtige organische Verbindungen.

Tabelle 124: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie

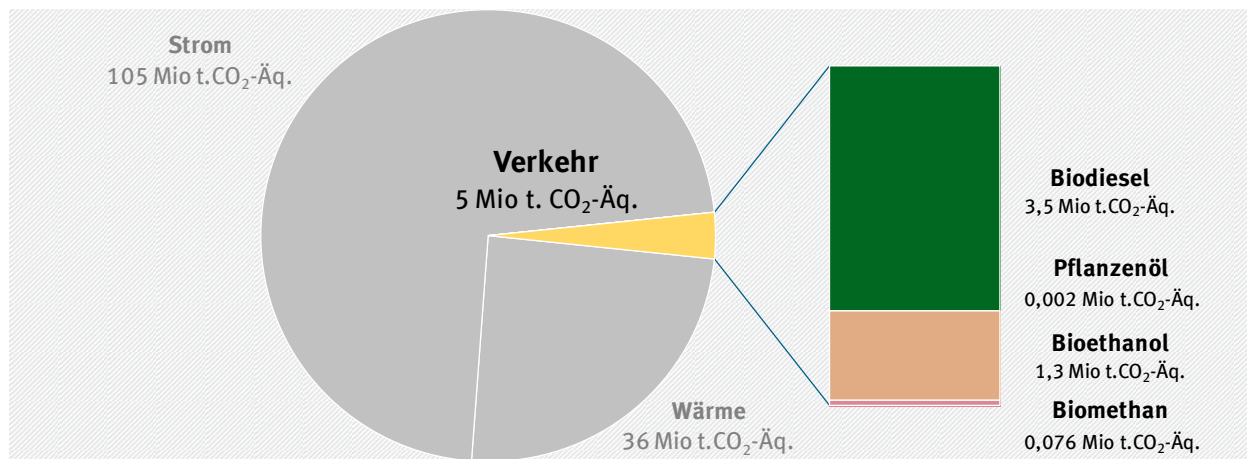
	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>265.115</b>	<b>30.316</b>	<b>234.800</b>	<b>269,88</b>
CO <sub>2</sub>	251.987	29.112	222.875	256,18
CH <sub>4</sub>	494	38	456	0,524
N <sub>2</sub> O	9	1	8	0,009
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>422</b>	<b>38</b>	<b>384</b>	<b>0,442</b>
SO <sub>2</sub>	231	17	214	0,246
NO <sub>x</sub>	275	30	245	0,281
Staub	24	2	22	0,025
CO	97	24	73	0,084
NM VOC	16	1	14	0,016

Quelle: Eigene Berechnungen

## 6 Erneuerbare Energien im Verkehrssektor

Die durch die Bereitstellung von Biokraftstoffen vermiedenen Treibhausgasemissionen betrugen im Jahr 2013 insgesamt knapp 5 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente. Von den drei untersuchten Sektoren (Strom, Wärme und Verkehr) trug der Verbrauch von Biokraftstoffen damit etwa 3 % zur Netto-Gesamtemissionsvermeidung an Treibhausgasen bei. Die größten Emissionsvermeidungen wurden durch den Einsatz von Biodiesel (3,5 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.) und Bioethanol (1,3 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.) erreicht, der Einsatz von Pflanzenöl und Biomethan hatte aufgrund der sehr geringen Mengen nur einen marginalen Effekt (siehe Abbildung 15).

Abbildung 15: Anteil des EE-Verbrauchs im Verkehrssektor an den netto vermiedenen THG-Gesamtemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien



Quelle: Eigene Darstellung

Für die Ermittlung der vermiedenen Emissionen im Verkehrssektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien werden flüssige Biokraftstoffe und Biomethan betrachtet. Weitere Beiträge erneuerbarer Energien zum Kraftstoffsektor (z.B. Fischer-Tropsch-Diesel oder synthetische Kraftstoffe) sind aufgrund der geringen Einsatzmengen noch nicht in der Energiestatistik erfasst und werden daher in der Emissionsbilanz ebenfalls nicht berücksichtigt. Um die Einzelheiten der Emissionsbilanz des Biokraftstoffverbrauchs in Deutschland abbilden zu können, ist es essentiell die Art und Herkunft der Rohstoffe zur Biokraftstoffherstellung zu berücksichtigen. Die direkten und indirekten Landnutzungsänderungen werden, wie bereits im Kapitel 2.1.3 ausgeführt, im Rahmen dieser Bilanz aufgrund derzeit noch fehlender einheitlicher Berechnungsgrundlagen nicht berücksichtigt.

In den folgenden Abschnitten wird nacheinander die Emissionsbilanz für die Bereitstellung 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 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.

## 6.1 Biodiesel

Biodiesel besteht aus Fettsäuremethylester (Fatty Acid Methylester (FAME)), die durch Umesterung aus Pflanzenölen hergestellt werden. In Deutschland wird Biodiesel zum Großteil aus Rapsöl gewonnen, daher ist der Begriff Rapsmethylester (RME) ebenfalls gebräuchlich. Die Qualitätsanforderungen an Biodiesel sind in der europaweit gültigen DIN EN 14214 festgelegt. Die Einordnung von Biodiesel als Biokraftstoff erfolgt in der Richtlinie 2009/28/EG und Richtlinie 2009/30/EG.

### Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Bereitstellung von Biodiesel wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 125 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2014a), die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährige Datenaktualisierung.<sup>67</sup>

Die Daten für den Bereitstellung von Biodiesel beruhen auf den Angaben zum Absatz der Mineralölstatistik des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA).

Aufgrund der seit 2014 (rückwirkend bis 2004) geänderten Bilanzierungsmethodik wird - analog zum Vorgehen der AGEB - der in Landwirtschaft eingesetzte Biodiesel nicht mehr dem Verkehrssektor zugeordnet, sondern im Wärmesektor unter flüssiger Biomasse verbucht (vgl. Kapitel 5.4).

Biodiesel wird in Deutschland zu über 95 % mineralischem Diesel beigemischt. Die Verwendung als Reinkraftstoff spielt kaum eine Rolle.

Tabelle 125: Bereitstellung von Biodiesel

	2013	
	[t]	[GWh]
<b>Biodiesel (ohne Landwirtschaft)</b>	2.060.000	21.854

Quelle: (AGEE-Stat, 2014)

### Substitutionsfaktoren

Der Berechnung der Substitutionsbeziehung zwischen mineralischem Diesel und Biodiesel liegt die Annahme zugrunde, dass eine kWh Biodiesel genau eine kWh mineralischen Diesel ersetzt. Dieses Verhältnis begründet sich damit, dass beide Kraftstoffe ein weitgehend gleiches Motorverhalten aufweisen (Gohlisch, 2013), und in der Regel als Mischkraftstoff verwendet werden.

### Emissionsfaktoren

In Deutschland verwendeter Biodiesel basiert auf vier Rohstoffen: Raps, Soja, Palmöl sowie biogenen Abfällen. Mit dem Evaluationsbericht der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE), der auf Basis des „Nachhaltige-Biomasse-Systems“ (Nabisy) und der Biokraftstoffquotenstatistik erstellt wird, stehen wichtige Informationen über die Rohstoffzusammensetzung der Biodieselherstellung zur Verfügung (vgl. Kapitel 2.2.5). Leider lagen die Werte für 2013 zum Zeitpunkt der Berichterstellung noch nicht vor, so dass die Berechnungen vorläufig auf Basis der Werte für 2012 erfolgten.

<sup>67</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html> abrufbar.

Im Jahr 2012 basierte der überwiegende Teil der Biodieselproduktion auf Rapsöl, gefolgt von biogenen Abfällen. Biodiesel aus Palm- und Sojaöl spielt nur eine relativ geringe Rolle (vgl. Tabelle 126).

Tabelle 126: Anteile einzelner Rohstoffe an der gesamten Biodieselbereitstellung

	Raps [%]	Soja [%]	Palmöl [%]	Abfall [%]
<b>Biodiesel Mix (2012)</b>	71,7	3,7	5,5	19,1

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis (BLE, 2013)

Tabelle 127 gibt einen Überblick über die verschiedenen Emissionsfaktoren der Biodieselherstellung, differenziert nach den Rohstoffbereitstellungspfaden. Die Treibhausgaspotenzial-Werte entsprechen - mit Ausnahme des Wertes für Abfall - den typischen Werten der Richtlinie 2009/28/EG. Die der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe wurden korrespondierend dazu, wie auch der gesamte Datensatz für Abfall, im Rahmen eines Fachgutachtens (IFEU, 2011) abgeleitet. Es handelt sich dabei um die Emissionen der gesamten Vorkette, beispielsweise der landwirtschaftlichen Produktion und der Transportwege von Zwischen- und Endprodukten.

Der gewichtete Emissionsfaktor für die einzelnen Kraftstoffe ergibt sich schließlich unter Berücksichtigung des Rohstoffeinsatzes (ohne Landnutzungsänderungen, vgl. Kapitel 2.1.3). 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 127: Emissionsfaktoren der Biodiesel-Bereitstellung

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Biodiesel Mix</b>	<b>142,7</b>	81,2	0,325	0,177	<b>0,400</b>	0,153	0,355	0,038	0,090	0,024
<b>darin anteilig aus</b>										
<b>Raps</b>	<b>165,6</b>	87,2	0,355	0,230	<b>0,364</b>	0,118	0,353	0,041	0,093	0,023
<b>Soja</b>	<b>180,0</b>	122,2	0,396	0,157	<b>1,681</b>	0,832	1,220	0,087	0,183	0,049
<b>Palmöl</b>	<b>115,2</b>	77,6	0,310	0,098	<b>0,922</b>	0,421	0,720	0,053	0,193	0,057
<b>Abfall</b>	<b>57,6</b>	51,7	0,203	0,001	<b>0,135</b>	0,072	0,091	0,011	0,031	0,014

Quelle: (IFEU, 2011) auf Grundlage Richtlinie 2009/28/EG, ohne Landnutzungsänderungen

Der THG-Emissionsfaktor von fossilem Kraftstoff (vgl. Tabelle 128), wie er in der Richtlinie 2009/28/EG angegeben ist, bildet die Grundlage zur Bestimmung der vermiedenen Emissionen, die aus dem Einsatz von Biodiesel resultieren. In der Richtlinie 2009/28/EG ist lediglich der Emissionsfaktor für die Summe der Treibhausgase angegeben. 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 4.8 ergänzt.

Fahrzeugbedingte Emissionen unterscheiden sich vor allem beim Einsatz von reinem Biodiesel gegenüber mineralischem Diesel. Diese abweichenden Emissionscharakteristika werden in der Emissi-

onsbilanz nicht separat berücksichtigt, da die Nutzung von reinem Biodiesel sehr gering ist und zudem keine weitergehenden gesicherten Erkenntnisse zu den Unterschieden hinsichtlich der Leistung und Emissionen vorliegen. Für die Beimischung von Biodiesel zu mineralischem Diesel ist gleichfalls höchstens von einer minimalen Veränderung der fahrzeugbedingten Emissionen auszugehen. Hierzu liegen ebenfalls keine abschließenden Untersuchungsergebnisse vor (Gohlisch, 2013).

Tabelle 128: Emissionsfaktoren der Bereitstellung von mineralischem Diesel

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>mineralischer Diesel</b>	<b>301,7</b>	299,6	0,064	0,001	<b>0,160</b>	0,096	0,092	0,012	0,045	0,043

Quelle: auf Grundlage Richtlinie 2009/28/EG (Anhang V) angepasst mit GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

### Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Biodieselpreparierung errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Mit Blick auf die Wirkungskategorie Treibhausgasemissionen wurden durch den Einsatz von Biodiesel Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 3,5 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt 159 g/kWh bezogen auf den Gesamteinsatz von Biodiesel. Im Vergleich liegt der spezifische Vermeidungsfaktor von Biodiesel für Treibhausgase leicht über dem von Bioethanol, Pflanzenöl und Biomethan erreichen dagegen höhere spezifische Vermeidungseffekte. Hinsichtlich der Luftschadstoffe ist der Einsatz von Biodiesel differenziert zu bewerten. Während die spezifischen Schwefeldioxid-Emissionen relativ geringer ausfallen, werden zusätzliche Stickoxid-Emissionen verursacht, die einen Anstieg des Versauerungspotenzials nach sich ziehen.

Tabelle 129: Emissionsbilanz der Biodieselpreparierung

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>6.592.915</b>	<b>3.119.370</b>	<b>3.473.545</b>	<b>158,94</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	6.547.759	1.774.060	4.773.699	218,44
<b>CH<sub>4</sub></b>	1.401	7.102	-5.701	-0,261
<b>N<sub>2</sub>O</b>	22	3.859	-3.837	-0,176
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>3.506</b>	<b>8.740</b>	<b>-5.234</b>	<b>-0,240</b>
<b>SO<sub>2</sub></b>	2.104	3.337	-1.233	-0,056
<b>NO<sub>x</sub></b>	2.014	7.763	-5.749	-0,263
<b>Staub</b>	270	820	-550	-0,025
<b>CO</b>	977	1.957	-980	-0,045
<b>NMVOC</b>	933	524	409	0,019

Quelle: Eigene Berechnung

## 6.2 Bioethanol

Bioethanol ist ein Alkohol, der aus Biomasse gewonnen wird und in Otto-Motoren als Reinkraftstoff oder als Kraftstoffbeimischung als Ersatz für Ottokraftstoff verwendet wird. In Deutschland wird Bioethanol grob zu je einem Drittel aus Weizen, Mais und Zuckerrüben gewonnen. Die Qualitätsanforderungen an Bioethanol sind festgelegt in der DIN-Norm 51625 (DIN 51625:2008-08).

### 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 130 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2014a), die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährige Datenaktualisierung<sup>68</sup>. Die Daten für die Bereitstellung von Bioethanol beruhen auf den Angaben der Mineralölstatistik des BAFA.

Bioethanol wird zu über 98 % Ottokraftstoff beigemischt, die Verwendung als Reinkraftstoff oder Gemisch mit hohem Bioethanolanteil (z. B. E 85) spielt dagegen eine untergeordnete Rolle.

Tabelle 130: Bereitstellung von Bioethanol

	2013	
	[t]	[GWh]
<b>Bioethanol</b>	1.206.000	8.891

Quelle: (AGEE-Stat, 2014)

### Substitutionsfaktoren

Der Berechnung der Substitutionsbeziehung zwischen Ottokraftstoff und Bioethanol liegt die Annahme zugrunde, dass eine kWh Bioethanol eine kWh konventionellen Ottokraftstoff ersetzt. Dieses Verhältnis begründet sich damit, dass beide Kraftstoffe (auch da in der Regel als Mischung mit geringem Bioethanolanteil eingesetzt) ein weitgehend gleiches Motorverhalten aufweisen (Gohlisch, 2013).

### Emissionsfaktoren

Weizen, Mais und Zuckerrüben stellen das Gros der pflanzlichen Rohstoffe der Bioethanolproduktion (vgl. Tabelle 131). Mit dem Evaluationsbericht der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE), der auf Basis des „Nachhaltige-Biomasse-Systems“ (Nabisy) und der Biokraftstoffquotenstatistik erstellt wird, stehen wichtige Informationen über die Rohstoffzusammensetzung der Bioethanolherstellung zur Verfügung (vgl. Kapitel 2.2.5). Leider lagen die Werte für 2013 zum Zeitpunkt der Berichterstellung noch nicht vor, so dass die Berechnungen vorläufig auf Basis der Werte für 2012 erfolgten.

<sup>68</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html> abrufbar.



Tabelle 131: Anteile einzelner Rohstoffstoffe an der gesamten Bioethanolbereitstellung

	Weizen [%]	Mais [%]	Zuckerrüben [%]	Zuckerrohr [%]
<b>Bioethanol Mix (2012)</b>	36,62	31,30	30,64	1,44

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis (BLE, 2013)

In Tabelle 132 sind die Emissionsfaktoren der Bioethanol-Bereitstellungsketten dargestellt. Die Treibhausgaspotenzial-Werte entsprechen den typischen Werten der Richtlinie 2009/28/EG, die der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe wurden korrespondierend dazu im Rahmen eines Fachgutachtens (IFEU, 2011) abgeleitet. Es handelt sich dabei um die Emissionen der Vorkette, beispielsweise der landwirtschaftlichen Produktion und der Transportwege von Zwischen- und Endprodukten. Direkte und indirekte Landnutzungsänderungen sind hierbei bislang nicht mit einbezogen (vgl. Kapitel 2.1.3).

Der Emissionsfaktor von weizenbasiertem Bioethanol ist stark abhängig von der Art der Anlage und des Brennstoffs mit dem der Prozesswärmebedarf gedeckt wird (2009/28/EG Annex V). Bei dem hier ausgewiesenen, gewichteten Wert wird unterstellt, dass rund ein Viertel des weizenbasierten Bioethanols aus braunkohlegefeuerten KWK-Anlagen stammte und die restlichen Anlagen Erdgas in Heizkesseln zur Prozesswärmebereitstellung einsetzten. Der gewichtete Emissionsfaktor für Bioethanol ergibt sich unter Berücksichtigung der Mengenanteile des Rohstoffmixes.

Tabelle 132: Emissionsfaktoren der Bioethanolbereitstellung

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Bioethanol Mix</b>	<b>160,3</b>	111,9	0,345	0,131	<b>0,662</b>	0,207	0,653	0,052	0,165	0,027
<b>darin anteilig aus</b>										
<b>Weizen</b>	<b>175,5</b>	117,6	0,325	0,164	<b>0,527</b>	0,123	0,581	0,051	0,120	0,018
<b>Mais</b>	<b>187,2</b>	131,3	0,391	0,152	<b>1,106</b>	0,422	0,983	0,068	0,249	0,038
<b>Zuckerrüben</b>	<b>118,8</b>	88,3	0,337	0,071	<b>0,320</b>	0,067	0,364	0,032	0,108	0,017
<b>Zuckerrohr</b>	<b>73,1</b>	48,3	0,032	0,080	<b>1,709</b>	0,684	1,472	0,150	0,670	0,234

Quelle:(IFEU, 2011) auf Grundlage Richtlinie 2009/28/EG, ohne Landnutzungsänderungen

Der THG-Emissionsfaktor von fossilem Kraftstoff (vgl. Tabelle 133), wie er in der Richtlinie 2009/28/EG angegeben ist, bildet die Grundlage um die vermiedenen Emissionen zu bestimmen, die aus dem Einsatz von Bioethanol resultieren. In der Richtlinie 2009/28/EG ist dafür lediglich der Emissionsfaktor für die Summe der Treibhausgase angegeben. 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 4.8 ergänzt.

Fahrzeugbedingte Emissionen unterscheiden sich vor allem beim Einsatz von Kraftstoffen mit hohem Bioethanolanteil gegenüber Ottokraftstoff. Diese Emissionen werden allerdings nicht separat berücksichtigt, da die Nutzung von Bioethanol (E 85) bislang sehr gering ist und zudem keine weitergehen-

den Erkenntnisse dazu vorliegen. Für die Beimischung von Bioethanol zu Ottokraftstoff ist gleichfalls höchstens von einer leichten Veränderung des fahrzeugbedingten Emissionsverhaltens auszugehen. Hierzu liegen ebenfalls keine abschließenden Untersuchungsergebnisse vor (Gohlisch, 2013).

Tabelle 133: Emissionsfaktoren der Ottokraftstoff-Bereitstellung

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
		[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]	
<b>Ottokraftstoff</b>	<b>301,7</b>	299,3	0,069	0,002	<b>0,194</b>	0,119	0,109	0,014	0,050	0,046

Quelle: auf Grundlage Richtlinie 2009/28/EG (Anhang V) angepasst mit GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

### Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Bioethanolbereitstellung errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Mit Blick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseffekt wurden durch den Einsatz von Bioethanol Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 1,3 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt 140 g/kWh bezogen auf den Gesamteinsatz von Bioethanol. In Hinblick auf traditionelle Luftschadstoffe ist der Einsatz von Bioethanol differenziert zu bewerten. Durch den Einsatz von Bioethanol erfolgen sowohl zusätzliche Schwefeldioxid-Emissionen, als auch Stickoxid-, Staub- und Kohlenmonoxid-Emissionen, lediglich für die flüchtigen organischen Verbindungen sind Einspareffekte zu verzeichnen.

Tabelle 134: Emissionsbilanz der Bioethanolbereitstellung

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>2.682.237</b>	<b>1.425.290</b>	<b>1.256.947</b>	<b>141,37</b>
CO <sub>2</sub>	2.661.316	994.980	1.666.336	187,42
CH <sub>4</sub>	613	3.067	-2.454	-0,276
N <sub>2</sub> O	14	1.161	-1.147	-0,129
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>1.727</b>	<b>5.885</b>	<b>-4.158</b>	<b>-0,468</b>
SO <sub>2</sub>	1.054	1.844	-790	-0,089
NO <sub>x</sub>	966	5.806	-4.840	-0,544
Staub	129	460	-331	-0,037
CO	449	1.464	-1.016	-0,114
NMVOC	410	243	167	0,019

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.

#### Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Bereitstellung von Pflanzenöl wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 135 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2014a), die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährige Datenaktualisierung<sup>69</sup>.

Die Daten zur Bereitstellung von Pflanzenöl beruhen auf den Angaben der Mineralölstatistik des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA).

Im Jahr 2013 wurden Pflanzenöle im Umfang von 10 GWh im Kraftstoffbereich eingesetzt.

Tabelle 135: Bereitstellung von Pflanzenöl

	2013	
	[t]	[GWh]
<b>Pflanzenöl</b>	1.000	10

Quelle: (AGEE-Stat, 2014)

#### 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).

#### Emissionsfaktoren

Der Einsatz von Pflanzenölen im Kraftstoffbereich wird aufgrund der Anforderungen der DIN-Norm (DIN 51605:2010-09) von Rapsöl dominiert (vgl. Tabelle 136). 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 ausgeschlossen werden. Eine teilweise Beimischung von Sojaöl ist dagegen theoretisch möglich, da die festgelegten Parameter der DIN-Norm eingehalten werden.

Tabelle 136: Anteile einzelner Rohstoffe an der Pflanzenölbereitstellung

	Raps [%]	Soja [%]	Palmöl [%]	Abfall [%]
<b>Pflanzenöl</b>	100,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: Eigene Annahme

<sup>69</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html> abrufbar.

Tabelle 137 gibt die Emissionsfaktoren der Pflanzenöl-Bereitstellungsketten wieder. Der Treibhausgaspotenzial-Wert entspricht dem typischen Wert der Richtlinie 2009/28/EG, die der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe wurden korrespondierend dazu im Rahmen eines Fachgutachtens (IFEU, 2011) abgeleitet. Es handelt sich dabei um die Emissionen der Vorkette, beispielsweise der landwirtschaftlichen Produktion und der Transporte von Zwischen- und Endprodukten.

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 (Thuncke, 2013).

Für die Beimischung von Pflanzenöl zu mineralischem Diesel ist ebenfalls nur von einer leichten Veränderung des fahrzeugbedingten Emissionsverhaltens auszugehen. Hierzu liegen allerdings keine abschließenden Untersuchungsergebnisse vor.

Tabelle 137: Emissionsfaktoren der Pflanzenölbereitstellung

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Rapsöl</b>	<b>126,0</b>	51,3	0,132	0,238	<b>0,279</b>	0,085	0,279	0,036	0,064	0,011

Quelle: (IFEU, 2011) auf Grundlage Richtlinie 2009/28/EG

Der THG-Emissionsfaktor von fossilem Kraftstoff (vgl. Tabelle 138), wie er in der Richtlinie 2009/28/EG angegeben ist, bildet die Grundlage um die vermiedenen Emissionen, die aus dem Einsatz von Pflanzenöl resultieren, zu bestimmen. In der Richtlinie 2009/28/EG ist dafür lediglich der Emissionsfaktor für die Summe der Treibhausgase angegeben. Um eine differenzierte Bilanzierung der betrachteten Treibhausgase und Luftschadstoffe vornehmen zu können, wurden die Emissionsfaktoren der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe mit den entsprechenden Angaben für Diesel der Ökobilanzdatenbank GEMIS 4.8 ergänzt.

Tabelle 138: Emissionsfaktoren der Bereitstellung von mineralischem Diesel

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>mineralischer Diesel</b>	<b>301,7</b>	299,6	0,064	0,001	<b>0,160</b>	0,096	0,092	0,012	0,045	0,043

Quelle: auf Grundlage Richtlinie 2009/28/EG (Anhang V) angepasst mit GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

### Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Pflanzenölbereitstellung im Kraftstoffsektor errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseffekt wurden durch den Einsatz von Pflanzenöl Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 45.300 t CO<sub>2</sub>-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt 176 g/kWh und ist damit höher als bei den anderen

in Deutschland verwendeten Biokraftstoffen. In Hinblick auf die Luftschadstoffe zeigt der Einsatz von Pflanzenöl bei Stickoxiden, Staub- und Kohlenmonoxid mehr Emissionen. Emissionsminderungen liegen beim Schwefeldioxid und den flüchtigen organischen Verbindungen vor.

Tabelle 139: Emissionsbilanz der Pflanzenölbereitstellung

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>3.016,80</b>	<b>1.260,00</b>	<b>1.756,80</b>	<b>175,68</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	2.996,14	513,47	2.482,66	248,27
<b>CH<sub>4</sub></b>	0,64	1,32	-0,68	-0,068
<b>N<sub>2</sub>O</b>	0,01	2,38	-2,37	-0,237
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>1,60</b>	<b>2,79</b>	<b>-1,18</b>	<b>-0,118</b>
<b>SO<sub>2</sub></b>	0,96	0,85	0,12	0,012
<b>NO<sub>x</sub></b>	0,92	2,79	-1,87	-0,187
<b>Staub</b>	0,12	0,36	-0,24	-0,024
<b>CO</b>	0,45	0,64	-0,20	-0,020
<b>NMVOC</b>	0,43	0,11	0,32	0,032

Quelle: Eigene Berechnung

## 6.4 Biomethan

Biomethan<sup>70</sup> wird aus Rohbiogas durch unterschiedliche Aufbereitungsverfahren gewonnen, bei denen der Methangehalt durch Abscheidung von Gasbestandteilen erhöht wird. Die Aufbereitung von Biomethan muss den Anforderungen der DIN 51624 „Erdgas als Kraftstoff“ zur Gasbeschaffenheit entsprechen, um äquivalent als Kraftstoff einsetzbar zu sein. Biomethan kann wie Erdgas als Kraftstoff für Erdgasfahrzeuge (CNG-Fahrzeuge) genutzt werden (BMU, 2012b).

### Endenergiebereitstellung

Die Angaben zur Bereitstellung von Biomethan werden von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 140 angegebene Datenstand entspricht der BMWi-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWi, 2014a), die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährige Datenaktualisierung<sup>71</sup>.

Die vollständige Einsatzmenge von Biomethan im Kraftstoffsektor liegt erst im folgenden Jahr vor. Aus diesem Grund wird von der AGEE-Stat eine entsprechende Schätzung auf Basis von Expertenbefragungen unter Branchenvertretern, Unternehmen (Biomethanhersteller und -händler) und For-

<sup>70</sup> 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.

<sup>71</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html> abrufbar.

schungseinrichtungen vorgenommen. Diese ergab für das Jahr 2013, dass 450 GWh Biomethan im Kraftstoffsektor Verwendung fanden.

Tabelle 140: Bereitstellung von Biomethan

	2013	
	[t]	[GWh]
<b>Biomethan</b>	31.000	450

Quelle: (AGEE-Stat, 2014)

### 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.

### Emissionsfaktoren

Die Treibhausgasemissionen der Biomethanbereitstellung sind, ähnlich der Biogasproduktion, von folgenden Einflussgrößen bestimmt:

- Art der eingesetzten Biomasse und Anbau
- Transport, Lagerung der Biomasse (u. a. Silierung der Biomasse)
- Anlagen- und Fermentationstechnik (u. a. Leckage von Fermentern)
- Gärrestlagerung und- ausbringung (u. a. offenen oder geschlossene Gärrestlagerung)
- Aufbereitung des Rohbiogases auf Erdgasqualität
- Transport des Biomethans zur Tankstelle und Bereitstellung

Die höchsten Emissionen treten dabei in der gesamten Prozesskette abhängig von der Anlagentechnik und der Art der eingesetzten Biomasse auf. Die Verwendung von Abfall und Reststoffen ist dabei mit tendenziell hohen Treibhausgaseinsparungen verbunden.

Bei der Aufbereitung von Rohbiogas zu Biomethan entstehen zusätzliche klimarelevante Treibhausgasemissionen, dabei sind der Wirkungsgrad der Aufbereitungstechnik und der energetische Eigenverbrauch der Aufbereitungs- und Einspeiseanlage die entscheidenden Parameter (BMU, 2012b).

Bei der Einspeisung und leitungsgebundenen Verteilung von Biomethan ist eine direkte Zuordnung zwischen dem Rohstoffmix der Rohbiogasherstellung und dem entsprechenden Verbrauchssektor (Strom, Wärme, Verkehr) nicht möglich. Für Herstellungsmengen von Biomethan, die in den Kraftstoffsektor gehen, können jedoch Vermarktungswege (z.B. direktvermarktete Biomethanmengen) identifiziert werden. Derzeit kann davon ausgegangen werden, dass der Substratmix der Biomethanmengen im Kraftstoffsektor relativ stark von Abfällen, insbesondere aus der Bioethanolherstellung, geprägt ist. Aus diesem Grund wird für die Biomethan-Emissionsbilanzierung der Rohstoffmix auf die Verwertung von Schlempeabfällen aus der Bioethanolherstellung ausgerichtet.

Tabelle 141: Anteile einzelner Rohstoffe an der Biomethanbereitstellung

	Schlempe [%]	Gülle [%]	Mais [%]	Abfall [%]
<b>Biomethan</b>	100,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: Eigene Annahme

In der Richtlinie 2009/28/EG sind für Biomethan drei unterschiedliche Rohstoffpfade (organische Siedlungsabfälle, Gülle und Trockenmist) THG-Emissionsfaktoren angegeben. Diese entsprechen jedoch nicht der tatsächlichen Rohstoffgrundlage, zudem liegen für diese Werte keine korrespondierenden Ableitungen der einzelnen Treibhausgase oder Luftschadstoffe vor.

Um die vollständige Emissionsbilanzierung von Biomethan dennoch vornehmen zu können, wurde ein Datensatz aus der Ökobilanzdatenbank GEMIS 4.8 verwendet, der für die Summe der Treibhausgase einen Emissionsfaktor in größtmöglicher Annäherung an den unterstellten Substratmix der Biomethanbereitstellung aufweist (Tabelle 142). Bei dieser Vorgehensweise resultieren jedoch große Unsicherheiten bezüglich der Emissionsfaktoren für die einzelnen Klimagase und Luftschadstoffe.

Tabelle 142: Emissionsfaktoren der Biomethanbereitstellung

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Schlempe</b>	<b>81,7</b>	53,9	0,980	0,003	<b>0,091</b>	0,029	0,089	0,005	0,045	0,006

Quelle: GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

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 ist, wird der Emissionsfaktor für die Erdgasbereitstellung, der der Ökobilanzdatenbank GEMIS 4.8 entnommen wurde, angesetzt (vgl. Tabelle 143).

Tabelle 143: Emissionsfaktoren der CNG-Erdgas-Bereitstellung

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Erdgas (CNG)</b>	<b>251,1</b>	227,5	0,845	0,001	<b>0,076</b>	0,006	0,100	0,004	0,063	0,011

Quelle: GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

### Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Biomethanbereitstellung errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Im Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgasereffekt wurden durch den Einsatz von Biomethan Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 59.300 t CO<sub>2</sub>-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt 169 g/kWh bezogen auf den Gesamteinsatz von Biomethan. Damit wird im Kraftstoffbereich der Einspareffekt beim Einsatz von Biomethan nur von der Verwendung von Pflanzenöl übertroffen.



Das Ergebnis ist aufgrund der Unsicherheiten hinsichtlich der Rohstoffzusammensetzung der Biomethanbereitstellung und den lückenhaften Informationen zu den Emissionsfaktoren der Biomethan-Bereitstellungskette nur begrenzt belastbar.

Tabelle 144: Emissionsbilanz der Biomethanbereitstellung

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>112.980,4</b>	<b>36.756,6</b>	<b>76.223,7</b>	<b>169,39</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	102.379,4	24.275,4	78.104,0	173,56
<b>CH<sub>4</sub></b>	380,2	441,1	-60,9	-0,135
<b>N<sub>2</sub>O</b>	0,5	1,2	-0,7	-0,002
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>34,2</b>	<b>41,0</b>	<b>-6,8</b>	<b>-0,015</b>
<b>SO<sub>2</sub></b>	2,8	13,2	-10,3	-0,023
<b>NO<sub>x</sub></b>	45,1	40,0	5,1	0,011
<b>Staub</b>	1,7	2,3	-0,6	-0,001
<b>CO</b>	28,5	20,3	8,2	0,018
<b>NMVOC</b>	4,9	2,5	2,4	0,005

Quelle: Eigene Berechnung

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Netto vermiedene Treibhausgasemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2013 .....	25
Abbildung 2:	Anteile der Sektoren an der Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien und den dadurch vermiedenen THG-Emissionen im Jahr 2013 .....	25
Abbildung 3:	Durch den Einsatz erneuerbarer Energien zur Brutto-Stromerzeugung vermiedene und verursachte Treibhausgasemissionen im Jahr 2013 nach Energieträgern .....	28
Abbildung 4:	Spezifische Treibhausgasemissionen der Brutto-Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2013 nach Energieträgern .....	28
Abbildung 5:	Durch den Verbrauch von Wärme aus erneuerbaren Energien vermiedene und verursachte Treibhausgasemissionen im Jahr 2013 nach Energieträgern.....	29
Abbildung 6:	Spezifische Treibhausgasemissionen des Verbrauchs von Wärme aus erneuerbaren Energien im Jahr 2013 nach Energieträgern .....	30
Abbildung 7:	Netto vermiedene säurebildende Luftschadstoffemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2013.....	32
Abbildung 8:	Durch den Einsatz erneuerbarer Energien zur Brutto-Stromerzeugung vermiedene und verursachte säurebildende Schadstoffemissionen 2013 nach Energieträgern.....	33
Abbildung 9:	Durch den Verbrauch von Wärme aus erneuerbaren Energien vermiedene und verursachte säurebildende Luftschadstoffemissionen 2013 nach Energieträgern.....	33
Abbildung 10:	Netto vermiedene Staubemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2013 .....	34
Abbildung 11:	Durch den Einsatz erneuerbarer Energien zur Brutto-Stromerzeugung vermiedene und verursachte Staubemissionen im Jahr 2013 nach Energieträgern .....	35
Abbildung 12:	Durch den Verbrauch von Wärme aus erneuerbaren Energien vermiedene und verursachte Staubemissionen im Jahr 2013 nach Energieträgern .....	35
Abbildung 13:	Anteil der EE-Bruttostromerzeugung an den netto vermiedenen THG-Gesamtemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien .....	36
Abbildung 14:	Anteil des EE-Wärmeverbrauchs an den netto vermiedenen THG-Gesamtemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien .....	78

Abbildung 15:	Anteil des EE-Verbrauchs im Verkehrssektor an den netto vermiedenen THG-Gesamtemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien .....	117
---------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Nationale Ziele der Bundesregierung zum Ausbau der erneuerbaren Energien .....	10
Tabelle 2:	Übersicht der betrachteten Treibhausgase und Luftschadstoffe.....	13
Tabelle 3:	Emissionsbilanz erneuerbarer Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung im Jahr 2013 - Treibhausgase.....	27
Tabelle 4:	Emissionsbilanz erneuerbarer Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung 2013 - klassische Luftschadstoffe .....	31
Tabelle 5:	Stromerzeugung aus Photovoltaik .....	37
Tabelle 6:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Photovoltaik .....	38
Tabelle 7:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Photovoltaik .....	39
Tabelle 8:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien .....	39
Tabelle 9:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Photovoltaik .....	39
Tabelle 10:	Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore).....	41
Tabelle 11:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore).....	41
Tabelle 12:	Eingangsparameter der betrachteten Referenz-Windkraftanlagen.....	42
Tabelle 13:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore).....	42
Tabelle 14:	Emissionsfaktoren für die Stromerzeugung aus fossilen Energien.....	43
Tabelle 15:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore).....	43
Tabelle 16:	Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore) .....	44
Tabelle 17:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore) .....	45
Tabelle 18:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore) .....	45
Tabelle 19:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien .....	45
Tabelle 20:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore) .....	46
Tabelle 21:	Stromerzeugung aus Wasserkraft.....	47
Tabelle 22:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Wasserkraft .....	48
Tabelle 23:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Wasserkraft .....	48
Tabelle 24:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien .....	48
Tabelle 25:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Wasserkraft .....	49

Tabelle 26:	Stromerzeugung aus Geothermie .....	50
Tabelle 27:	Substitutionsfaktoren der geothermischen Stromerzeugung .....	51
Tabelle 28:	Basisannahmen des verwendeten Ökobilanz-Datensatzes für die geothermische Stromerzeugung.....	51
Tabelle 29:	Emissionsfaktoren der geothermischen Stromerzeugung .....	52
Tabelle 30:	Emissionsfaktoren für die Stromerzeugung aus fossilen Energien.....	52
Tabelle 31:	Emissionsbilanz der geothermischen Stromerzeugung .....	53
Tabelle 32:	Stromerzeugung aus fester Biomasse .....	54
Tabelle 33:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus fester Biomasse .....	54
Tabelle 34:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus fester Biomasse und geschätzter Anteil der Referenzfälle am Erzeugungsmix .....	55
Tabelle 35:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fester Biomasse .....	56
Tabelle 36:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien .....	57
Tabelle 37:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus fester Biomasse .....	57
Tabelle 38:	Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan .....	58
Tabelle 39:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan.....	59
Tabelle 40:	Masse-und energiebezogener Substrateinsatz bei Biogasanlagen zur Vorort-Verstromung .....	60
Tabelle 41:	Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für die Stromerzeugung aus Biogas .....	61
Tabelle 42:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Biogas.....	62
Tabelle 43:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien .....	62
Tabelle 44:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan.....	63
Tabelle 45:	Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse .....	64
Tabelle 46:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse .....	65
Tabelle 47:	Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für die Stromerzeugung aus Pflanzenöl .....	66
Tabelle 48:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Pflanzenöl .....	66
Tabelle 49:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien .....	67
Tabelle 50:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse .....	67
Tabelle 51:	Stromerzeugung aus Klärgas .....	68
Tabelle 52:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Klärgas.....	69

Tabelle 53:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Klärgas.....	69
Tabelle 54:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien .....	70
Tabelle 55:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Klärgas .....	70
Tabelle 56:	Stromerzeugung aus Deponiegas .....	71
Tabelle 57:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Deponiegas .....	72
Tabelle 58:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Deponiegas .....	72
Tabelle 59:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien .....	73
Tabelle 60:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Deponiegas.....	73
Tabelle 61:	Begriffsdefinitionen in der EU-Verordnung über die Energiestatistik.....	74
Tabelle 62:	Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls .....	75
Tabelle 63:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls.....	76
Tabelle 64:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls .....	76
Tabelle 65:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien .....	77
Tabelle 66:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Abfalls .....	77
Tabelle 67:	Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten .....	79
Tabelle 68:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten .....	80
Tabelle 69:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten .....	81
Tabelle 70:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern in privaten Haushalten .....	81
Tabelle 71:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Einzelfeuerungen .....	82
Tabelle 72:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Scheitholz-Zentralfeuerungen .....	83
Tabelle 73:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Pellet-Zentralfeuerungen .....	83
Tabelle 74:	Wärmebereitstellung (Endenergie) aus fester Biomasse in der Industrie.....	84
Tabelle 75:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie .....	85

Tabelle 76:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse und geschätzter Anteil der Referenzfälle am Endenergiemix.....	86
Tabelle 77:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse.....	86
Tabelle 78:	Emissionsfaktoren für die Wärmebereitstellung aus fossilen Energien in der Industrie.....	87
Tabelle 79:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie .....	87
Tabelle 80:	Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken .....	89
Tabelle 81:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken .....	89
Tabelle 82:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken.....	90
Tabelle 83:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken .....	90
Tabelle 84:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung fossil erzeugter Fernwärme.....	91
Tabelle 85:	Fossiler Brennstoffmix für die Erzeugung von Fernwärme .....	91
Tabelle 86:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der Allgemeinen Versorgung .....	91
Tabelle 87:	Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse .....	93
Tabelle 88:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse .....	93
Tabelle 89:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Pflanzenöl.....	94
Tabelle 90:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern .....	95
Tabelle 91:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse (Pflanzenöl) .....	96
Tabelle 92:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse (Industrie) .....	96
Tabelle 93:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse (Biodiesel-Landwirtschaft) .....	97
Tabelle 94:	Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse .....	98
Tabelle 95:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse .....	99
Tabelle 96:	Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für die Wärmebereitstellung aus Biogas .....	100



Tabelle 97:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse .....	100
Tabelle 98:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern in der Landwirtschaft .....	101
Tabelle 99:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Biogas und Biomethan.....	102
Tabelle 100:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Klärgas.....	102
Tabelle 101:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Deponiegas .....	103
Tabelle 102:	Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls .....	104
Tabelle 103:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls .....	104
Tabelle 104:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls.....	105
Tabelle 105:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung fossil erzeugter Fernwärme.....	105
Tabelle 106:	Fossiler Brennstoffmix für die Erzeugung von Fernwärme .....	105
Tabelle 107:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls.....	106
Tabelle 108:	Wärmebereitstellung aus Solarthermie .....	107
Tabelle 109:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Solarthermie .....	108
Tabelle 110:	Emissionsfaktoren der Solarthermie .....	108
Tabelle 111:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern in privaten Haushalten .....	109
Tabelle 112:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Solarthermie.....	110
Tabelle 113:	Wärmebereitstellung aus Wärmepumpen.....	111
Tabelle 114:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung Wärmepumpen .....	111
Tabelle 115:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Wärmepumpen .....	112
Tabelle 116:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern in privaten Haushalten .....	112
Tabelle 117:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung Wärmepumpen .....	113
Tabelle 118:	Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie .....	114
Tabelle 119:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie .....	114
Tabelle 120:	Basisannahmen des verwendeten Ökobilanz-Datensatzes für die Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie .....	115

Tabelle 121:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie .....	115
Tabelle 122:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung fossil erzeugter Fernwärme.....	115
Tabelle 123:	Fossiler Brennstoffmix für die Erzeugung von Fernwärme .....	116
Tabelle 124:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie.....	116
Tabelle 125:	Bereitstellung von Biodiesel .....	118
Tabelle 126:	Anteile einzelner Rohstoffe an der gesamten Biodieselbereitstellung .....	119
Tabelle 127:	Emissionsfaktoren der Biodiesel-Bereitstellung .....	119
Tabelle 128:	Emissionsfaktoren der Bereitstellung von mineralischem Diesel.....	120
Tabelle 129:	Emissionsbilanz der Biodieselbereitstellung .....	120
Tabelle 130:	Bereitstellung von Bioethanol .....	121
Tabelle 131:	Anteile einzelner Rohstoffstoffe an der gesamten Bioethanolbereitstellung .....	122
Tabelle 132:	Emissionsfaktoren der Bioethanolbereitstellung .....	122
Tabelle 133:	Emissionsfaktoren der Ottokraftstoff-Bereitstellung .....	123
Tabelle 134:	Emissionsbilanz der Bioethanolbereitstellung.....	123
Tabelle 135:	Bereitstellung von Pflanzenöl.....	124
Tabelle 136:	Anteile einzelner Rohstoffe an der Pflanzenölbereitstellung .....	124
Tabelle 137:	Emissionsfaktoren der Pflanzenölbereitstellung.....	125
Tabelle 138:	Emissionsfaktoren der Bereitstellung von mineralischem Diesel.....	125
Tabelle 139:	Emissionsbilanz der Pflanzenölbereitstellung .....	126
Tabelle 140:	Bereitstellung von Biomethan .....	127
Tabelle 141:	Anteile einzelner Rohstoffe an der Biomethanbereitstellung.....	128
Tabelle 142:	Emissionsfaktoren der Biomethanbereitstellung .....	128
Tabelle 143:	Emissionsfaktoren der CNG-Erdgas-Bereitstellung.....	128
Tabelle 144:	Emissionsbilanz der Biomethanbereitstellung.....	129

## Abkürzungsverzeichnis

AGEB - Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

AP - Acidification Potential (eng.) vgl. VP

BAFA - Bundesamts für Wirtschaft und  
Ausfuhrkontrolle

BImSchV -  
Bundesimmissionsschutzverordnung

Biokraft-NachV - Biokraftstoff-  
Nachhaltigkeitsverordnung

BioSt-NachV - Biomassestrom-  
Nachhaltigkeitsverordnung

BNetzA - Bundesnetzagentur

CH<sub>4</sub> - Methan

CO<sub>2</sub> - Kohlenstoffdioxid

CO<sub>2</sub>-Äq. - CO<sub>2</sub>-Äquivalente

DBFZ - Deutsches  
Biomasseforschungszentrum

DEPV - Deutschen Energieholz- und  
Pelletverband

DLR - Deutsches Zentrum für Luft und  
Raumfahrt, Institut für Technische  
Thermodynamik

EEG - Erneuerbare-Energien-Gesetz

EEWärmeG - Erneuerbaren-Energien-  
Wärmegesetz

FAME - Fatty Acid Methylester

GWP - Global Warming Potential (eng.) vgl.  
THP

GZB - Geothermiezentrum Bochum

IFEU - Institut für Energie- und  
Umweltforschung

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate  
Change

IWES - Fraunhofer Institut für Windenergie  
und Energiesystemtechnik

kWh<sub>el</sub> - Kilowattstunden elektrisch

kWh<sub>th</sub> - Kilowattstunden thermisch

N<sub>2</sub>O - Distickstoffoxid

Nabisy - Nachhaltige-Biomasse-System (BLE-  
Datenbank)

NO<sub>x</sub> - Stickstoffoxide

RME - Rapsmethylester

RWI - Rheinisch-Westfälisches Institut für  
Wirtschaftsforschung

SO<sub>2</sub> - Schwefeldioxid

SO<sub>2</sub>-Äq. - SO<sub>2</sub>-Äquivalente

StrEG - Stromeinspeisungsgesetz

TFZ - Technologie- und Förderzentrum

THP - Treibhausgaspotenzial

VP - Versauerungspotenzial

## 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 chemischer oder physikalischer Bindungsenergien, elektromagnetischer Strahlungsenergie, mechanischer, thermischer oder elektrischer Energie Form 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<sub>el</sub> od. kWh<sub>th</sub>) 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 (CO<sub>2</sub>), Methan (CH<sub>4</sub>) und Distickstoffoxid (N<sub>2</sub>O / Lachgas).

Das **Treibhausgaspotenzial (THP)** (engl.: Global Warming Potential - GWP) ist das massebezogene Äquivalent der Treibhauswirkung von Treibhausgasen, bezogen auf das festgelegte Leit-Gas CO<sub>2</sub> - es wird in der Einheit **CO<sub>2</sub>-Äquivalente (CO<sub>2</sub>-Äq.)** angegeben.

**Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>)** 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 (CH<sub>4</sub>)** ist ein ungiftiges, farb- und geruchloses Gas. Nach Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) ist es das bedeutendste von Menschen freigesetzte Treibhausgas. Nach den Richtlinien des Intergovernmental Panel on Climate Change von 1996 (IPCC, 1996) wird die Klimawirksamkeit von CH<sub>4</sub> im Zeitraum von 100 Jahren im Vergleich zu CO<sub>2</sub> als ca. 21-mal stärker eingeschätzt.

**Distickstoffoxid /Lachgas (N<sub>2</sub>O)** ist ein farbloses Gas aus der Gruppe der Stickoxide. Neben Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) und Methan (CH<sub>4</sub>) 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.

Um konsistent mit den Vorgaben der Emissionsberichterstattung nach der Klimarahmenkonvention in Verbindung mit dem Kyoto-Protokoll sowie den entsprechenden Richtlinien und Verordnungen der EU zu verfahren, werden die Werte der Treibhausgaspotenziale mit hundertjährigem Zeithorizont aus dem Zweiten IPCC-Sachstandsbericht aus dem Jahr 1996 herangezogen (IPCC, 1996). Ausnahme bilden die Berechnungen für die Biokraftstoffe: Diese Berechnung erfolgte mit den Angaben aus dem Vierten IPCC-Sachstandsbericht aus dem Jahr 2007. Aus Gründen der methodischen Konsistenz wurden für die Ableitung der Treibhausgase daher ebenfalls die Werte des Vierten IPCC-Sachstandsberichts herangezogen.

Der Begriff **säurebildende Schadstoffe** umfasst die Luftschadstoffe Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>), Stickstoffoxide (NO<sub>x</sub>), flüchtige organische Verbindungen (VOC) und Ammoniak (NH<sub>3</sub>). Diese vier Stoffe tragen insbesondere zur Versauerung, zur Bodeneutrophierung und zur Bildung troposphärischen Ozons bei.

**Versauerungspotenzial (VP)** (engl.: Acidification Potential - AP) ist das Ergebnis der Aggregation von versauernd wirkenden Luftschadstoffen. Es wird, ausgedrückt in der massebezogenen Einheit **SO<sub>2</sub>-Äquivalente (SO<sub>2</sub>-Äq.)** angegeben.

## Literaturverzeichnis

- AGEB. (2013). *Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland*. Berlin: AGEB.
- AGEB. (2014). *Energiebilanz 2012*. Berlin: AGEB.
- AGEE-Stat. (2014). *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland bis 2013*. Von <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html> 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.
- BLE. (2013). *Evaluationsbericht- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2012*. Bonn: BLE.
- BMEL, BMU. (2009). *Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland*. Von [http://www.bmel.de/DE/Landwirtschaft/Nachwachsende-Rohstoffe/\\_texte/Biomasseaktionsplan.html](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). *Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung*. Berlin: BMWi.
- BMWi. (2014b). *Zweiter Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“*. Von <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=634268.html> abgerufen
- BMWi. (2014c). *EEG Reform*. Von <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-reform.html> abgerufen
- BSW. (2014). *Statistische Zahlen der deutschen Solarwärmebranche (Solarthermie)*. Berlin.
- Bundesregierung. (2010). *Energiekonzept*. Von <http://www.bmwi.de/DE/Themen/energie,did=405004.html> abgerufen
- BWP. (2014). *Absatzzahlen 2013: 70.000 neue Wärmepumpe in Deutschland installiert*. Berlin.
- DBFZ. (2013). *Projekt: 03MAP250 Stromerzeugung aus Biomasse - Zwischenbericht*. DBZ.
- 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.
- DEPV. (2014). *Pelletproduktion und Inlandsbedarf in Deutschland*. Von [http://www.depv.de/de/home/marktdaten/entwicklung\\_pelletproduktion/](http://www.depv.de/de/home/marktdaten/entwicklung_pelletproduktion/) abgerufen



- DESTATIS. (2013). *066 - Erhebung über die Elektrizitätsversorgung der Netzbetreiber*. Wiesbaden: DESTATIS.
- DEWI GmbH. (2014). *Windenergienutzung in Deutschland - Stand 31.12.2013*. Von [http://www.dewi.de/dewi\\_res/index.php?id=23](http://www.dewi.de/dewi_res/index.php?id=23) abgerufen
- DIN 51605:2010-09. (kein Datum). *Kraftstoffe für pflanzenöлтаugliche Motoren - Rapsölkraftstoff - Anforderungen und Prüfverfahren*.
- DIN 51625:2008-08. (kein Datum). *Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge - Ethanolkraftstoffe - Anforderungen und Prüfverfahren*.
- DIN EN 14214:2014-06. (kein Datum). *Flüssige Mineralölerzeugnisse – Fettsäure-Methylester (FAME) zur Verwendung in Dieselmotoren und als Heizöl – Anforderungen und Prüfverfahren*.
- DWD. (2013). *Jährliche Strahlungskarte - flächendeckende Jahressumme der Globalstrahlung für das Jahr 2012*. Offenbach: DWD.
- ecoinvent. (2010). *ecoinvent V 2.2*.
- EG. (2009). Richtlinie 2009/28/EG 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.
- EntSo-E. (2014). European Network of Transmission System Operators for Electricity. <https://www.entsoe.eu>.
- ESU. (2012). *Life Cycle Inventories of Hydroelectric Power Generation*. Uster (CH): ESU Services Ltd.
- 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.
- Fraunhofer IWES. (2012). *Aktualisierung von Ökobilanzdaten für erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe - Abschnitt Windenergie*. Kassel: FraunhoferIWES.
- Fraunhofer IWES. (2014). *Windmonitor (Größenentwicklung der Windenergieanlagen Onshore)*. Von <http://www.windmonitor.de/> abgerufen
- Frey, Schulz, Horst, & Leprih. (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
- 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*. Bochum: Hochschule Bochum - Internationales Geothermiezentrum.
- GZB. (2014). *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.
- Icha. (2014). *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2013*. Dessau-Roßlau.
- IEA-SHC. (2011). *Common Calculation Method: Solar Collector Energy Output*.
- IFEU. (2011). *Erweiterung der Treibhausgas-Bilanzen ausgewählter Biokraftstoffpfade*. Heidelberg.
- IINAS. (2013). *Globales Emissions-Modell integrierter Systeme*. Von <http://www.iinas.org/gemis-de.html> abgerufen
- IPCC. (1996). *IPCC Second Assessment Report: Climate Change 1995*. Cambridge: University Press.
- ISI. (2013). *CO<sub>2</sub>-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2010 und 2011*. Karlsruhe: Fraunhofer ISI.
- Klöpffer, W., & Grahl, B. (2009). *Ökobilanz (LCA): Ein Leitfaden für Ausbildung und Beruf*. Weinheim: WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA.
- LIAG. (2014). *Geothermisches Informationssystem (GeoTIS) für Deutschland*. Von <http://www.geotis.de> (Datenstand 16.07.2014) abgerufen
- 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](http://www.oeko.de/das_institut/team/dok/630.php?id=8&dokid=1621&anzeige=det) abgerufen
- Reisinger, Hartmann, & Nothaft. (2009). *Evaluierung des BMU-Marktanreizprogramms: Teilbereich kleine Biomassekessel bis 100kW*. Berlin.

- Roth, Brückl, & Held. (2005). *Windenergiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen konventioneller Großkraftwerke*. München: Energie & Management.
- RWI/Forsa. (2008). *Energieverbrauch privater Haushalte*. Köln.
- Simon, & O'Sullivan. (2012). *Projekt LCA-EE - DLR Unterauftrag Solarthermie*. Stuttgart.
- SmartGreenScans. (2012). *Life Cycle Assessment of Photovoltaic Systems*. Groet (NL): SmartGreenScans.
- Struschka, Kilgus, Sprigmann, & Baumbach. (2008). *Effiziente Bereitstellung aktueller Emissionsdaten für die Luftreinhaltung*.
- Thuneke, K. (2013). Telefonisches Gespräch mit Klaus Thuneke (Stellvertretender Sachgebietsleiter) am 13.06.2013. Dessau.
- UBA. (2010). *Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen*. Dessau-Rosslau.
- UBA. (2014). *Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2014 - Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2012*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- UBA, BMU, Dreher, M., Memmler, M., Rother, S., Schneider, S., & Böhme, D. (2012). *Bioenergie - Datengrundlage für die Statistik der erneuerbaren Energien und Emissionsbilanzierung - Ergebnisbericht zum Workshop vom Juli 2011*. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- Wagner, Geiger, Hardi, Brückl, Roth, & Tzscheuschler. (2004). *CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten im Kraftwerksbereich, bei den erneuerbaren Energien sowie bei nachfrageseitigen Energieeffizienzmaßnahmen*. München.
- Ziems, Meinke, Nocke, Weber, & Hassel. (2012). *Kraftwerksbetrieb bei Einspeisung von Windparks und Photovoltaikanlagen*. Rostock.