

CLIMATE CHANGE

28/2022

CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe

Aktualisierung 2022

CLIMATE CHANGE 28/2022

CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe

Aktualisierung 2022

Kristina Juhrich

Umweltbundesamt, Fachgebiet Emissionssituation (V 1.6)

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

Abschlussdatum:

März 2022

Redaktion:

Kristina Juhrich
Fachgebiet Emissionssituation (V 1.6)

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Juni 2022

Kurzbeschreibung

Deutschland ist verpflichtet, jährlich die nationalen Emissionen der Treibhausgase an die Europäische Union und an die Vereinten Nationen zu berichten. Über 80 % der berichteten Treibhausgasemissionen in Deutschland entstehen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe, zum weit überwiegenden Teil in Form von Kohlendioxid. Um die Kohlendioxid-Emissionen zu berechnen benötigt man neben den Aktivitätsdaten auch passende Emissionsfaktoren, diese hängen wiederum von der Brennstoffqualität und der eingesetzten Menge ab. Aufgrund der Relevanz dieser Quellen werden für das deutsche Inventar keine internationalen Durchschnittswerte verwendet, sondern landesspezifische Emissionsfaktoren. Für deren Bestimmung ist eine umfangreiche Kenntnis der Brennstoffzusammensetzung, insbesondere der Kohlenstoffgehalte und Heizwerte unbedingt nötig.

Die folgende Veröffentlichung gibt einen Überblick über die Qualität der wichtigsten in Deutschland eingesetzten Brennstoffe und die daraus berechneten CO₂ Emissionsfaktoren. Da die Treibhausgasemissionen bis 1990 zurück berechnet werden müssen, werden auch Brennstoffe untersucht, die aktuell nicht mehr eingesetzt werden. Dazu werden Archivdaten verwendet, im Falle von Datenlücken werden Methoden angewendet, die eine Rückrechnung bis zum Basisjahr ermöglichen.

Abstract

Germany is obligated to report its national emissions of greenhouse gases, annually, to the European Union and the United Nations. Over 80 % of the greenhouse-gas emissions reported by Germany occur via combustion of fossil fuels. The great majority of the emissions consist of carbon dioxide. To calculate carbon dioxide emissions, one needs both the relevant activity data and suitable emission factors, with the latter depending on the applicable fuel quality and input quantities. In light of these elements' importance for emission factors, the German inventory uses country-specific emission factors rather than international, average factors. To determine such factors, one requires a detailed knowledge of the fuel compositions involved, especially with regard to carbon content and net calorific values.

The present publication provides an overview of the quality characteristics of the most important fuels used in Germany and of the CO₂ emission factors calculated on the basis of those characteristics. Since annual greenhouse-gas emissions have to be calculated back to 1990, the study also considers fuels that are no longer used today. To that end, archival data are used. Gaps in the data are closed with the help of methods for recalculation back through the base year.

(This publication is also available in English language)

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	7
Tabellenverzeichnis	7
Abkürzungsverzeichnis	9
1 Einleitung	10
2 Oxidationsfaktoren	10
3 Steinkohlen	11
3.1 Steinkohlequalitäten	11
3.2 Berechnung der CO ₂ Emissionsfaktoren für Steinkohlen	16
3.3 Koks kohlen, Steinkohlen und Steinkohlenprodukte der Stahlindustrie	16
3.4 Steinkohlen, Steinkohlenbriketts in Kleinfeuerungsanlagen	17
4 Braunkohlen	19
4.1 Rohbraunkohlen	19
4.2 Braunkohlenbriketts	24
4.3 Braunkohlenstaub und Wirbelschichtkohle	26
4.4 Braunkohlenkoks	27
4.5 Hartbraunkohlen	27
4.6 Sonstige Braunkohlenprodukte	27
4.7 Torf	28
5 Mineralöle	29
5.1 Rohöl und Rohbenzin	29
5.2 Ottokraftstoffe	29
5.3 Flugbenzin	35
5.4 Dieselmotorkraftstoff	36
5.5 Raffineriegas	38
5.6 Flüssiggas	38
5.7 Sonstige Mineralölprodukte und Reststoffe	39
6 Gase	41
6.1 Kokereigas, Gichtgas und Konvertergas	41
6.2 Stadtgas	41
6.3 Brenngas	42
6.4 Sonstige hergestellte Gase	43
6.5 Grubengas	44
6.6 Erdgas und Erdölgas	45
7 Auszug der brennstoffbezogenen CO ₂ -Emissionsfaktoren	50

8 Quellenverzeichnis.....52

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Herkunft der Steinkohlen in Deutschland für das Jahr 1990..... 11

Abbildung 2: Herkunft der Steinkohlen in Deutschland für das Jahr 2020..... 12

Abbildung 3: Heizwerte & Kohlenstoffgehalte der Steinkohlen aus Deutschland, Südafrika und Indonesien 13

Abbildung 4: Heizwerte & Kohlenstoffgehalte der Steinkohlen aus Polen, Kolumbien und Norwegen..... 14

Abbildung 5: Heizwerte & Kohlenstoffgehalte der Steinkohlen aus Russland, den USA, aus Venezuela und Australien..... 14

Abbildung 6: Heizwerte & Kohlenstoffgehalte der sonstigen Steinkohlen..... 15

Abbildung 7: Braunkohlenförderung nach Revieren 1990..... 19

Abbildung 8: Braunkohlenförderung nach Revieren 2020..... 20

Abbildung 9: Heizwerte & Kohlenstoffgehalte der Rohbraunkohle aus der Lausitz21

Abbildung 10: Heizwerte & Kohlenstoffgehalte der Rohbraunkohle aus Mitteldeutschland 21

Abbildung 11: Heizwerte & Kohlenstoffgehalte der Rohbraunkohle aus dem Rheinland 22

Abbildung 12: Vergleich der Heizwerte & Kohlenstoffgehalte der Rohbraunkohlen 22

Abbildung 13: Heizwerte und Kohlenstoffgehalte von Altöl 40

Abbildung 14: Erdgasherkunft 1990 48

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Analysedaten für Steinkohlen..... 18

Tabelle 2: Analysedaten für Braunkohlenbriketts..... 25

Tabelle 3: Analysedaten für sonstige Braunkohlenprodukte..... 28

Tabelle 4: Analysedaten für Torf 28

Tabelle 5: Analysedaten für die Ottokraftstoffqualitäten..... 30

Tabelle 6: Vergleich der CO₂ Emissionsfaktoren 31

Tabelle 7: Zusammensetzung der Ottokraftstoffqualitäten Normal 32

Tabelle 8: Zusammensetzung der Ottokraftstoffqualitäten Super 32

Tabelle 9: Zusammensetzung der Ottokraftstoffqualitäten Super Plus (DGMK) 33

Tabelle 10: Zusammensetzung der Ottokraftstoffqualitäten Super E5 33

Tabelle 11: Zusammensetzung der Ottokraftstoffqualitäten Super E10 34

Tabelle 12: Zusammensetzung der Ottokraftstoffqualitäten Super Plus (neue Analysen) 34

Tabelle 13:	Zusammensetzung von Flugbenzin	35
Tabelle 14:	Zusammensetzung von Dieselkraftstoffen im Sommer	36
Tabelle 15:	Zusammensetzung von Dieselkraftstoffen im Winter.....	37
Tabelle 16:	Vergleich der Stoffwerte für Raffineriegas.....	38
Tabelle 17:	Zusammensetzung der verschiedenen Stadtgaskomponenten nach Herkunft.....	42
Tabelle 18:	Analysedaten für Braunkohlengase der DDR	43
Tabelle 19:	Analysedaten für Sonstige Gase	44
Tabelle 20:	Analysedaten für Erdgas L	46
Tabelle 21:	Analysedaten für Erdgas H.....	47
Tabelle 22:	Vergleich Erdgas H und Erdgas L.....	49
Tabelle 23:	CO ₂ -Emissionsfaktoren - Brennstoffbezogene Emissionsfaktoren (Auszug, Stand 15.02.2022)	50

Abkürzungsverzeichnis

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
DBI	Deutsches Brennstoffinstitut
DDR	Deutsche Demokratische Republik
DEBRIV	Deutscher Braunkohlen Industrieverein
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle
DGMK	Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle
ETS	Emissions Trading System
Eurostat	Statistisches Amt der Europäischen Union
GASAG	Berliner Gaswerke AG
GUS	Gemeinschaft unabhängiger Staaten
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
MTBE	Methyl-tertiär-butylether
PAK	Polycyclische aromatische Kohlenwasserstoffe
PIONA	Paraffine, Isomere, Olefine, Naphthene, Aromaten
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
VDKI	Verein der Kohlenimporteure
W.E.G.	Wirtschaftsverband Erdgas- und Erdölgewinnung (heißt jetzt Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V.: BVEG)

1 Einleitung

Für die Berechnung der verbrennungsbedingten CO₂ Emissionen werden die statistisch erhobenen Brennstoff- und Kraftstoffdaten mit den entsprechenden Emissionsfaktoren multipliziert. Die Emissionsfaktoren hängen im Wesentlichen vom Kohlenstoffgehalt und vom Heizwert des Brennstoffes oder Kraftstoffes ab. Über 80 % der Deutschen Treibhausgasemissionen werden auf diese Weise berechnet. Von daher ist die Qualität der Faktoren von zentraler Bedeutung.

Die CO₂-Emissionsfaktoren für die Treibhausgas-Berichterstattung (siehe Tabellen in Kapitel 7) werden im Wesentlichen auf Grundlage der im Rahmen des Emissionshandels berichteten und anonymisierten Daten zu gemessenen Brennstoffparametern ermittelt. Es liegen jährliche Daten zu Heizwerten, Emissionsfaktoren, Brennstoffmengen und der Datenqualität vor. Diese Daten werden einer gründlichen Qualitätskontrolle unterzogen. So werden nur die Faktoren der Ebene 3 oder 4 in die Rechnung einbezogen, da es sich in diesen Fällen um Analysewerte handelt. Die beiden Ebenen unterscheiden sich lediglich in den Unsicherheiten. Manchmal ändert sich die Angabe und ein Stoffstrom wird aufgrund seiner Geringfügigkeit doch nicht analysiert. Diese Stoffwerte sind dann mit den Werten sind dann mit denen der Default-Liste identisch und können daher leicht identifiziert und entsprechend aus den Berechnungen ausgeschlossen werden. Manche Stoffströme werden im Emissionshandel nicht eindeutig benannt, was zu fehlerhaften Materialzuordnungen bei festen Brennstoffen führt. Bezüglich der Kohlen können diese Fehlallokationen über den Heizwert eindeutig identifiziert und nachträglich umsortiert werden. Braunkohlen und Steinkohlen lassen sich über den Heizwert eindeutig unterscheiden. Aus den qualitätsgeprüften Daten werden jährlich gewichtete Mittelwerte berechnet. Um überprüfen zu können, ob die ermittelten Faktoren repräsentativ sind, werden die dahinterliegenden Brennstoffmengen mit denen der Energiebilanz verglichen. Außerdem wurde auf eine weitestgehende Konsistenz zwischen Heizwerten und Emissionsfaktoren geachtet. Diese Arbeiten dienen letztlich auch der Qualitätsprüfung der Emissionshandelsdaten.

Zusätzlich zu den Daten des Emissionshandels wurden noch weitere Datenquellen ausgewertet, Archivdaten gesichtet und eigene Messungen durchgeführt. Für die Rückrechnungen bis 1990 wurden je nach Sachverhalt sehr unterschiedliche Verfahren gewählt. Damit soll zum einen die Zeitreihenkonsistenz gesichert werden und zum anderen möglichst realitätsnahe Lösungen gefunden werden. Die Herausforderung bestand darin gut dokumentierte Archivdaten für das Jahr 1990 zu finden, da Dokumente aus dieser Zeit nur in Papierform an unterschiedlichen Institutionen vorlagen. Außerdem wurden Daten nur selten über einen Zeitraum von über 20 Jahren aufbewahrt. Zudem unterschieden sich die Brennstoffqualitäten die in der ehemaligen DDR eingesetzt wurden teilweise deutlich von denen, die in den alten Bundesländern eingesetzt wurden. Da einige dieser Bezeichnungen in der Statistik der Bundesrepublik nicht existierten, mussten diese Brennstoffe gängigen Brennstoffgruppen zugeordnet werden. So wurde z.B. der Braunkohlenteer in der Energiebilanz der Hartbraunkohle zugeordnet. Nur in Zusammenarbeit mit den Fachexperten, ließen sich solch exotische Brennstoffe eindeutig identifizieren. Aufgrund der langen Zeitperiode sind aber einige der Experten schon im Ruhestand. Zur Begrenzung des Aufwandes konnten genauere Betrachtungen nur für das Basisjahr 1990 vorgenommen werden. Für die Jahre 1990 – 1994 liegen alle Statistiken noch getrennt nach alten und neuen Bundesländern vor. Für die Zwischenjahre mussten teilweise Annahmen getroffen werden, da noch weniger Informationen vorlagen als für 1990. Außerdem wurden Anfang der 1990er Jahre in den neuen Bundesländern sehr viele Anlagen geschlossen. Das führte in manchen Jahren zu unmittelbaren Brennstoffänderungen.

2 Oxidationsfaktoren

In den IPCC 1996 Guidelines, die als Berechnungsvorschrift bis zur Berichterstattung 2014 gültig waren, wurden Default-Werte für Oxydationsfaktoren angegeben. Die Oxydationsfaktoren wurden jeweils aus den verbliebenen Kohlenstoffgehalten in der Asche berechnet. Die aktuell gültigen IPCC

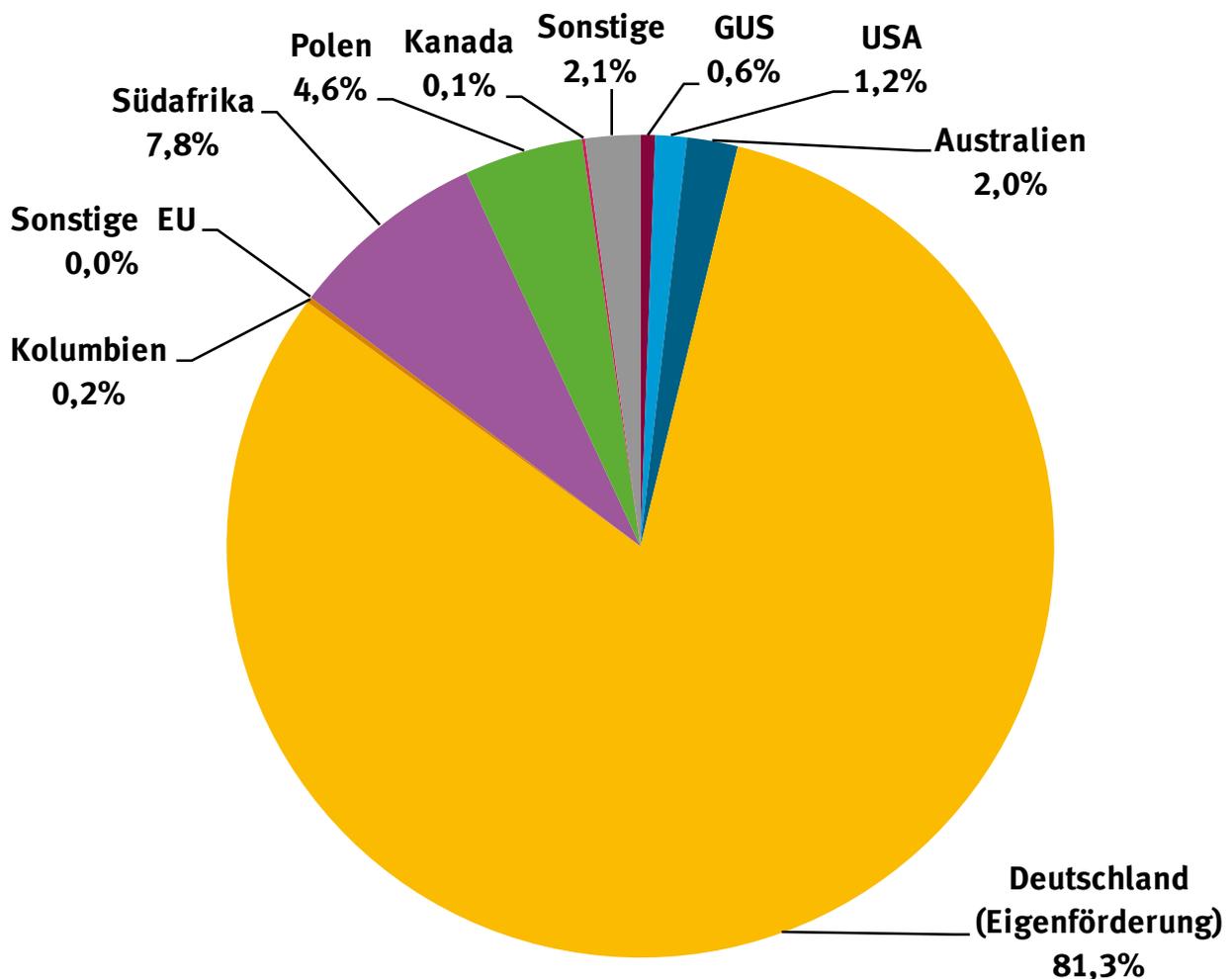
2006 Guidelines gehen von der vollständigen Brennstoffoxidation aus und sehen diesen Berechnungsschritt nicht mehr vor. Sie gehen durchgängig von einem Oxydationsfaktor von 1 aus. Im Deutschen Treibhausgasemissionshandelsgesetz ist ebenfalls ein Oxydationsfaktor von 1 vorgegeben. Aus diesem Grund sind aus den Emissionshandelsdaten zum verbleibenden Kohlenstoffgehalt in der Asche keine Daten vorhanden. Auch aus anderen Quellen liegen keine belastbaren und repräsentativen Daten vor. Daher wird ein Oxydationsfaktor von 1 angenommen. Im Deutschen Treibhausgasinventar wurde auf Grund der Unsicherheiten der Angaben schon immer der Ansatz der vollständigen Oxidation in den Berechnungen angewendet.

3 Steinkohlen

3.1 Steinkohlequalitäten

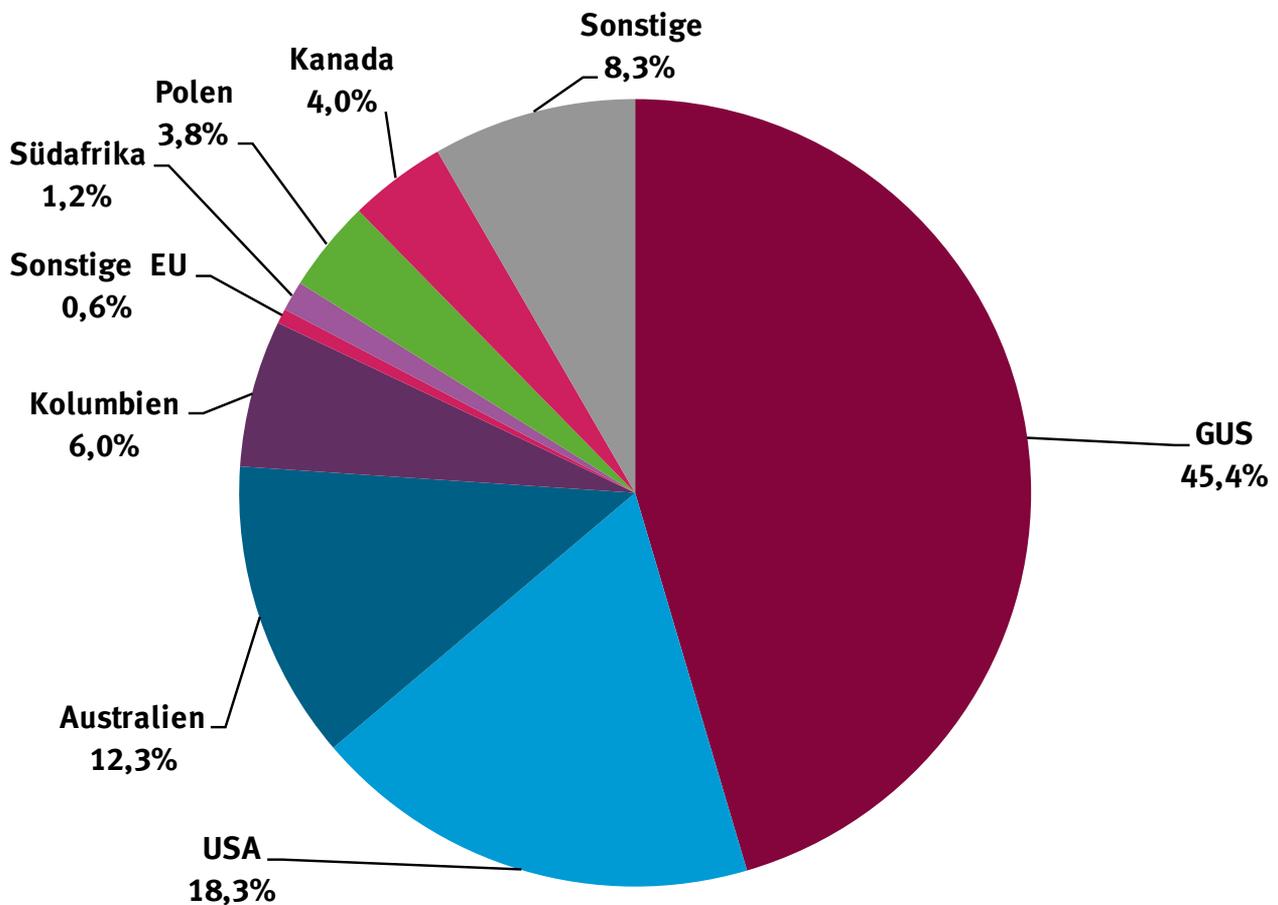
Seit dem Jahr 1990 ist die eingesetzte Steinkohlemenge in Deutschland zwar zurückgegangen. Der Anteil am Primärverbrauch hat sich jedoch nur wenig verändert und betrug im Jahr 2014 rund 13 %. Allerdings hat sich die Herkunft der Steinkohlen sehr deutlich geändert, was über die Zeitreihe betrachtet zu einer Änderung der durchschnittlichen Heizwerte und Kohlenstoffgehalte führte. Die folgende Abbildung gibt eine Übersicht über die Herkunft der Steinkohlen für 1990 und dem Jahr 2014.

Abbildung 1: Herkunft der Steinkohlen in Deutschland für das Jahr 1990



Quelle: VDKI 2021, AGE 2021

Abbildung 2: Herkunft der Steinkohlen in Deutschland für das Jahr 2020



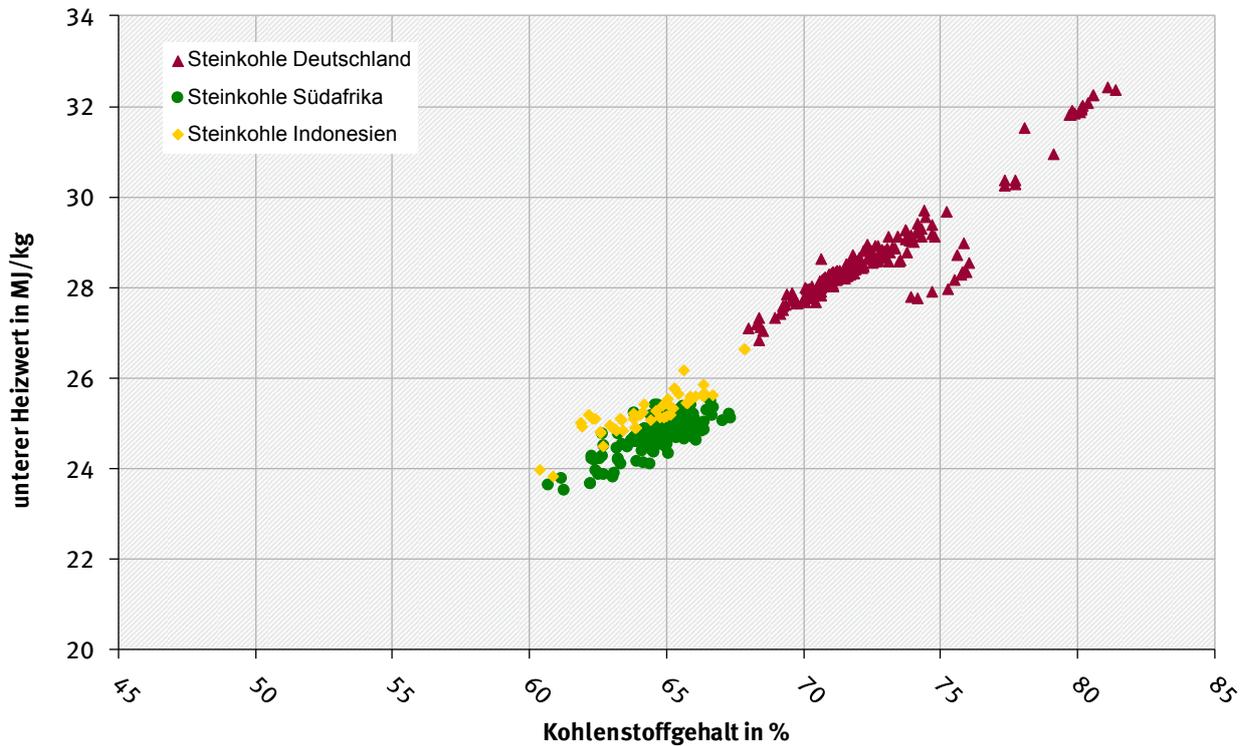
Quelle: VDKI 2021, AGEB 2021

Während 1990 noch der größte Teil der eingesetzten Steinkohlen in Deutschland selbst gefördert wurde, wird heutzutage der größte Teil der Steinkohlen importiert. Der deutsche Steinkohlenbergbau wurde Ende 2018 eingestellt. Seitdem werden ausschließlich Importkohlen eingesetzt.

Der Anteil der importierten Kohlen aus den wichtigsten Förderländern, hat sich seit dem Jahr 1990 sehr deutlich geändert. Während die russische Steinkohle im Jahr 1990 nur eine untergeordnete Rolle spielte, stellt sie heutzutage die wichtigste Importkohle dar. Der Anteil der aus den USA importierten Steinkohle hat sich seit dem Jahr 1990 ebenfalls deutlich erhöht. Damit sind die USA zum zweitwichtigsten Importland aufgestiegen. Auch der Anteil der australischen, kolumbischen und kanadischen Steinkohlen hat sich erhöht. Dagegen ist der Anteil der südafrikanischen Steinkohlen merklich zurückgegangen. Die polnischen Steinkohlenimporte haben sich kaum verändert. Heizwerte und Kohlenstoffgehalte

In den einzelnen Abbaugeländen werden unterschiedliche Qualitäten gefördert. Teilweise unterscheiden sich die Kohlen auch je nach Tagebau. Allerdings sind die Unterschiede bei den Steinkohlen weniger ausgeprägt als bei den Braunkohlen. Die folgenden Abbildungen zeigen das Heizwert- / Kohlenstoffverhältnis für verschiedene Steinkohlequalitäten. Die Kohlenstoffgehalte und Heizwerte beziehen sich auf die Originalsubstanz.

Abbildung 3: Heizwerte & Kohlenstoffgehalte der Steinkohlen aus Deutschland, Südafrika und Indonesien

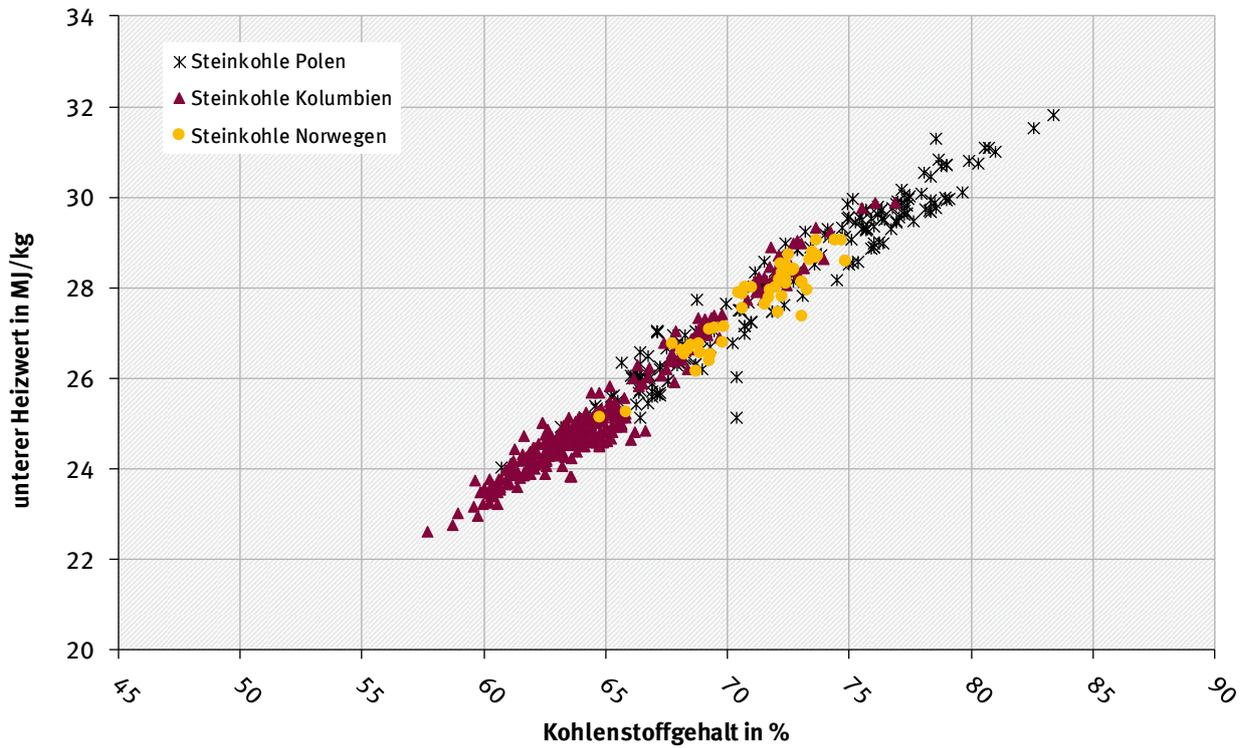


Quelle: Eigene Darstellung aus Daten der DEHSt (2021)

Anhand der Abbildung lassen sich spezifische Profile für die in den verschiedenen Ländern geförderten Steinkohlequalitäten ableiten. Die Südafrikanische und die Indonesische Steinkohle weisen sehr ähnliche Stoffwerte auf, während sich die Deutsche Steinkohle deutlich unterscheidet.

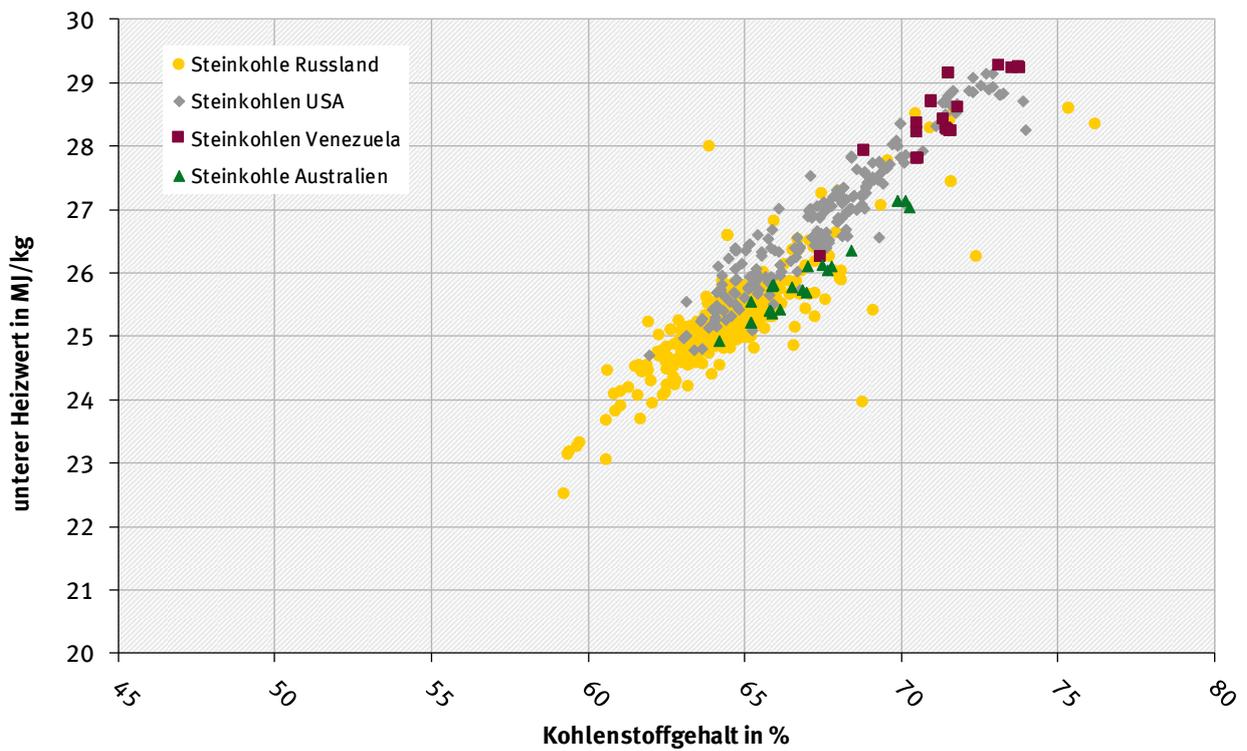
Die Deutsche Steinkohle wies durchschnittlich höhere Heizwerte und Kohlenstoffgehalte auf. Die Deutsche Steinkohle wurde in einer Tiefe von über 1000 m unter schwierigen geologischen Bedingungen abgebaut. Dadurch hatte die Kohle zwar eine hohe Qualität, konnte aber nicht zu konkurrenzfähigen Preisen abgebaut werden. Ursprünglich wurde die Deutsche Steinkohle in Ibbenbüren, an der Saar, an der Ruhr und bei Aachen gefördert. Die letzten Bergwerke an der Ruhr und bei Ibbenbüren wurden Ende 2018 geschlossen.

Abbildung 4: Heizwerte & Kohlenstoffgehalte der Steinkohlen aus Polen, Kolumbien und Norwegen



Quelle: Eigene Darstellung aus Daten der DEHSt (2021)

Abbildung 5: Heizwerte & Kohlenstoffgehalte der Steinkohlen aus Russland, den USA, aus Venezuela und Australien

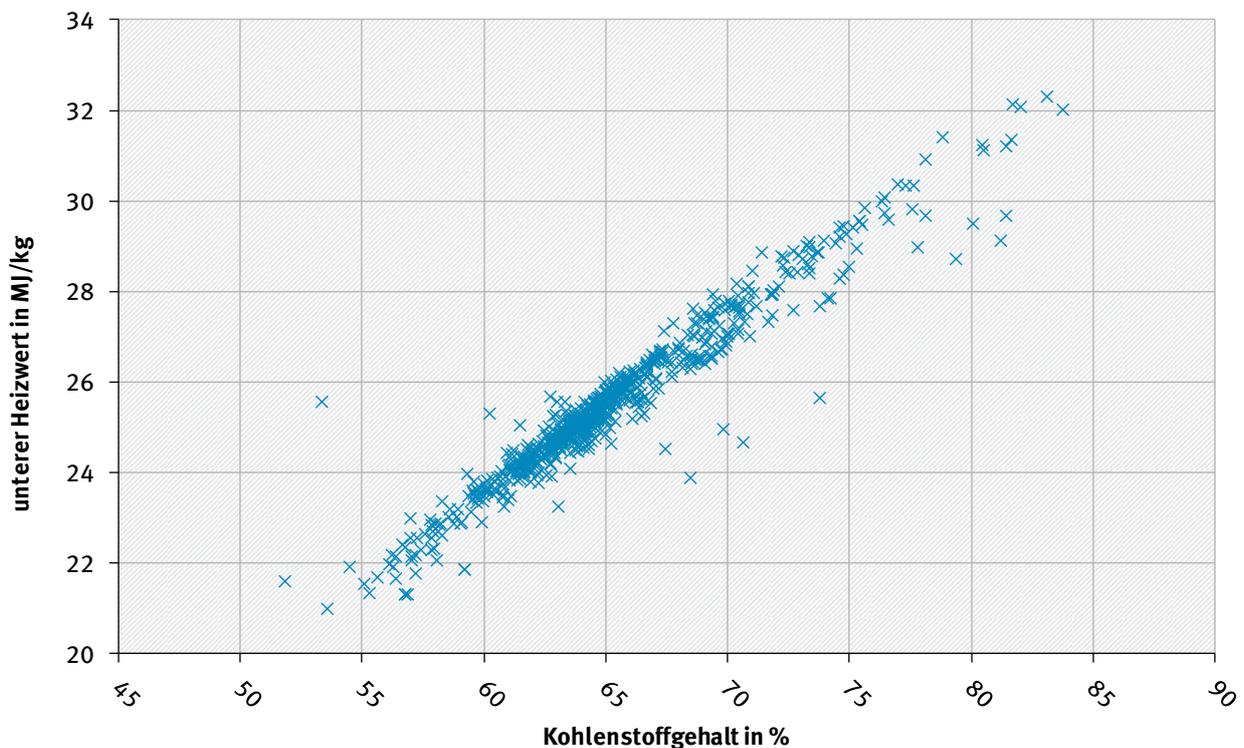


Quelle: Eigene Darstellung aus Daten der DEHSt (2021)

Die meisten Steinkohlen haben einen Kohlenstoffgehalt (bezogen auf die Originalsubstanz) zwischen 60 und 75 %. Der Durchschnitt liegt je nach Jahr zwischen 65 und 66 %. Die Steinkohlen im unteren Bereich bis zu einem Kohlenstoffgehalt von rund 56 % und einem Heizwert von maximal 22 MJ/kg können als Ballaststeinkohlen bezeichnet werden. Die Steinkohlen im oberen Bereich, weisen Koks-kohlenqualität auf. Die höchsten Kohlenstoffgehalte, mit Werten von über 80 %, kommen bei Anthrazit vor.

Üblicherweise werden die Steinkohlen nach ihrem Anteil an flüchtigen Bestandteilen klassifiziert. Es wird zwischen Flammkohle, Gasflammkohle, Gaskohle, Fettkohle, Esskohle, Magerkohle und Anthrazit unterschieden. Da die flüchtigen Bestandteile auch Wasserstoff enthalten, kann diese Klassifizierung nicht direkt auf die hier vorgenommene Auswertung übertragen werden. Außerdem wird diese Differenzierung in den Statistiken nicht vorgenommen. Es wird allenfalls zwischen Koks-kohle und Kesselkohle unterschieden. In machen Fälle auch Anthrazit. Auch die für die internationale Energieagentur wichtige Aufteilung zwischen subbituminöser und sonstiger bituminöser Kohle ist in Deutschland sowie in vielen anderen Ländern kein statistisches Unterscheidungsmerkmal. Im Emissionshandel müssen die Steinkohlen nicht differenziert ausgewiesen werden. Für die Emissionsberechnung sind der Kohlenstoffgehalt und der untere Heizwert von Bedeutung.

Abbildung 6: Heizwerte & Kohlenstoffgehalte der sonstigen Steinkohlen



Quelle: Eigene Darstellung aus Daten der DEHSt (2021)

Neben den Stoffströmen, die aufgrund ihrer Bezeichnung einem bestimmten Herkunftsgebiet zugeordnet werden können, gibt es auch noch eine Menge gemischter Kohlen bzw. Kohlen unklarer Herkunft. Diese Daten wurden ebenfalls ausgewertet. Die „sonstigen Steinkohlen“ zeigt ebenfalls ein festes Heizwert-/ Kohlenstoffverhältnis. Die nicht zuordenbaren Steinkohlen liegen auf der gleichen Linie, wie die Steinkohlen aus den einzelnen Herkunftsgebieten. Dieser Zusammenhang ist bei den Steinkohlen besonders schön darstellbar, weil Schwefel- und Wasserstoffgehalte nicht so stark schwanken wie bei anderen Brennstoffen. Die Schwefel- und Wasserstoffgehalte eines Brennstoffes beeinflussen den

Heizwert. Da sie - logischerweise - keinen Kohlenstoff enthalten, wirken sich diese Parameter auf die Steigung der Geraden aus.

3.2 Berechnung der CO₂ Emissionsfaktoren für Steinkohlen

Für alle einzelnen Kohlefraktionen (Deutschland, Südafrika, Australien, Indonesien, Kolumbien, Norwegen, Polen, Tschechien, Russland, USA und Venezuela) wurden CO₂ Emissionsfaktoren und Heizwerte bestimmt. Für die nicht spezifizierbaren sonstigen Steinkohlen wurden ebenfalls gewichtete Mittelwerte berechnet. Um die Emissionsfaktoren zurückrechnen zu können, wurden für die Steinkohlen zwei verschiedenen Rechenvarianten geprüft. Zum einen wurde mit Hilfe der Daten zu den einzelnen Herkunftsgebieten sowie über die Importströme der Steinkohlenstatistik, ein gewichteter Mittelwert für jedes Jahr berechnet. Zum anderen wurde aus den gesamten im Emissionshandel gemeldeten und geprüften Emissionsfaktoren für Steinkohlen ein gewichteter Mittelwert gebildet. Da die Differenzen in den meisten Jahren sehr gering sind (zwischen 0,02 und 0,35 %), können ab dem Jahr 2006 die gewichteten Emissionsfaktoren von allen im Emissionshandel gemeldeten Steinkohlen (außer Eisen & Stahl) verwendet werden - unabhängig vom Herkunftsgebiet. Für die Rückrechnung bis 1990 werden die aus den Emissionshandelsdaten gebildeten herkunftsspezifischen Emissionsfaktoren mit den jeweiligen Importströmen kombiniert. Dadurch entsteht eine konsistente Zeitreihe. Über die Jahre nimmt der gewichtete Emissionsfaktor für die Steinkohlen leicht zu. Er steigt kontinuierlich von 93,1 t CO₂/TJ im Jahr 1990 auf 94,2 t CO₂/TJ im Jahr 2011 an. Seitdem ist der Faktor wieder leicht gesunken und schwankt jährlich leicht, um einen Wert von 93,5 t CO₂/TJ. Insgesamt liegen die Deutschen Werte durchschnittlich unter dem Default-Wert der IPCC 2006 Guidelines von 94,6 t CO₂/TJ.

Die Überprüfung der Einzelwerte aus dem Emissionshandel zeigte, dass aufgrund der Änderung der Regelungen die Qualität der Heizwerte und Emissionsfaktoren, vor allem ab dem Jahr 2008, deutlich ansteigt. Zum anderen fällt auf, dass die Menge der Steinkohlen, die sich eindeutig einem bestimmten Abbaugbiet zuordnen lässt, deutlich abnimmt. Von daher ist die Bildung eines gewichteten Mittelwertes über alle Steinkohlen, unabhängig von der Herkunft, die fachlich sinnvollste Lösung. Nur so kann sichergestellt werden, dass die Emissionsfaktoren repräsentativ sind.

Für die Steinkohlen wird ein sektorübergreifender Emissionsfaktor berechnet, was in diesem Fall sicherstellt, dass die Gesamtemissionen möglichst genau ermittelt werden. Eine sektorspezifische Berechnung der Emissionsfaktoren wäre zu aufwendig. Außerdem stimmt die emissionshandelsseitige Zuordnung zu den einzelnen Wirtschaftszweigen nicht unbedingt zur Zuordnung der amtlichen Statistik, die die Grundlage für das nationale Treibhausgasinventar bildet. Von daher würde eine generelle sektorspezifische Berechnung der Emissionsfaktoren unweigerlich zu Fehlern führen. In diesem Fall könnte die Richtigkeit der Gesamtemissionen nicht mehr sichergestellt werden.

3.3 Kokssteinkohlen, Steinkohlen und Steinkohlenprodukte der Stahlindustrie

Eine Ausnahme bilden die Eisen & Stahlindustrie, für die sektorspezifische Emissionsfaktoren berechnet werden. Die Kokssteinkohlen für die Eisen & Stahlindustrie werden nicht sektorübergreifend berechnet, da sie eindeutig identifizierbar sind. Zudem gibt es nur vereinzelt zuverlässige Angaben zu den Heizwerten. Auch wenn sich über die oben dargestellten Graphiken eine Formel ermitteln lässt, mit deren Hilfe die Heizwerte ausgerechnet werden können, wäre das in diesem Fall zu umständlich. Mit Hilfe der im Emissionshandel verfügbaren Angaben zu den Kohlenstoffgehalten und den ohnehin in natürlichen Einheiten vorliegenden Statistiken zur Stahlerzeugung lassen sich die Emissionen direkt ausrechnen. Um Doppelzählungen zu vermeiden werden diese Kohlen bei der Berechnung der Emissionsfaktoren für Steinkohlen gesamt nicht mit einbezogen. Für den Bereich Eisen & Stahl werden im Inventar nur massebezogene Emissionsfaktoren angegeben.

Aus dem gleichen Datensatz konnten Emissionsfaktoren für Steinkohlenkoks, Steinkohlenteer sowie Benzol, die in der Energiebilanz unter „Andere Steinkohlenprodukte“ zusammengefasst werden.

Für alle anderen Sektoren, in denen Steinkohlenkoks eingesetzt wird, wurde ein auf den Heizwert bezogener CO₂ Emissionsfaktor von 108,1 t CO₂/TJ berechnet. Dieser Wert liegt etwas über dem IPCC Default-Wert von 107 t CO₂/TJ. Da Steinkohlenkoks ein definiert zusammengesetztes Produkt ist, das nur geringe Qualitätsschwankungen aufweist, wird mit einem Durchschnittswert gerechnet. Die jährlichen Schwankungen der Stoffwerte liegen im Bereich der Unsicherheiten. Von daher wurde über 9 Jahre ein Mittelwert gebildet. Dieser Wert wird jährlich geprüft. Sollten sich relevante Änderungen ergeben, wird der Faktor angepasst werden.

3.4 Steinkohlen, Steinkohlenbriketts in Kleinfeuerungsanlagen

Da die in den Kleinfeuerungsanlagen eingesetzten Steinkohlenbriketts über den Emissionshandel nicht erfasst werden, wurden für diesen Bereich im Rahmen des Projektes: „Methodische Anpassung der deutschen THG-Emissionsinventare an die überarbeiteten „UNFCCC reporting guidelines on annual inventories for Parties included in Annex I to the convention.“ (Öko-Institut 2014) von der Technischen Universität Dresden, Fakultät für Maschinenwesen, am Institut für Energietechnik eigene Analysen durchgeführt. Die Werte werden bis zum Jahr 1990 zurückgeschrieben, da für das Basisjahr keine repräsentativen Werte vorliegen. Es ist davon auszugehen, dass damals hauptsächlich Deutsche Steinkohlenbriketts eingesetzt wurden. Heutzutage werden nur noch Importprodukte eingesetzt. Da die letzte Deutsche Steinkohlen-Brikettfabrik 2007 geschlossen wurde, war eine Analyse dieses Brennstoffes nicht mehr möglich. Allerdings handelt es sich bei Steinkohlenbriketts um ein definiertes Produkt. Die Schwankungen des Kohlenstoffgehaltes und der Heizwerte sind nur sehr gering. Von daher ist der Fehler, den diese Annahme einschließt nur sehr gering.

Die in den Haushalten und übrigen Kleinfeuerungsanlagen eingesetzten Anthrazitkohlen wurden ebenfalls untersucht. Für Anthrazit liegen auch Werte im Emissionshandel vor. Die aus den Emissionshandelsdaten berechneten CO₂-Emissionsfaktoren liegen über denen in den Analysen ermittelten Werten. Gemeinsam mit den Analyseergebnissen wurde ein Mittelwert von 97,6 t CO₂/TJ berechnet. Dieser Wert liegt näher am Default-Wert der IPCC 2006 Guidelines von 98,3 t CO₂/TJ. Im Zuge der Schließung der letzten deutschen Steinkohlezechen, wird in Kleinfeuerungsanlagen kaum noch Steinkohle eingesetzt. Die Kohlequalität Anthrazit Ibbenbüren spielt nur für die Vergangenheit eine Rolle.

Die folgende Tabelle zeigt eine Übersicht über die Ergebnisse aus den Analysen.

Tabelle 1: Analysedaten für Steinkohlen

Analyseparameter	Einheit	Eierkohlen England	Anthrazit Ibbenbüren
Kurzanalyse			
Wasser	[Ma.-%]	2,415	0,340
Aschegehalt 815°C	[Ma.-%]	5,610	2,760
Flüchtige	[Ma.-%]	10,820	4,505
Fixer Kohlenstoff	[Ma.-%]	81,155	92,395
Summe	[Ma.-%]	100,000	100,000
Brennwert	[kJ/kg]	32.236,500	35.021,500
Heizwert	[kJ/kg]	31.496,000	34.361,500
CO ₂ -Emissionsfaktor	[t CO ₂ /TJ]	95,913	96,828
Elementaranalyse			
Wasser	[Ma.-%]	2,415	0,340
Aschegehalt 815°C	[Ma.-%]	5,610	2,760
Kohlenstoffgehalt	[Ma.-%]	82,390	90,740
Wasserstoffgehalt	[Ma.-%]	3,165	2,885
Stickstoffgehalt	[Ma.-%]	1,315	1,140
Sauerstoffgehalt	[Ma.-%]	3,325	1,380
Gesamtschwefel	[Ma.-%]	1,780	0,755
Summe	[Ma.-%]	100,000	100,000
C/H-Verhältnis	[kg C/ kg H]	26,000	31,450
Gesamtchlor	[Ma.-%]	0,260	0,105

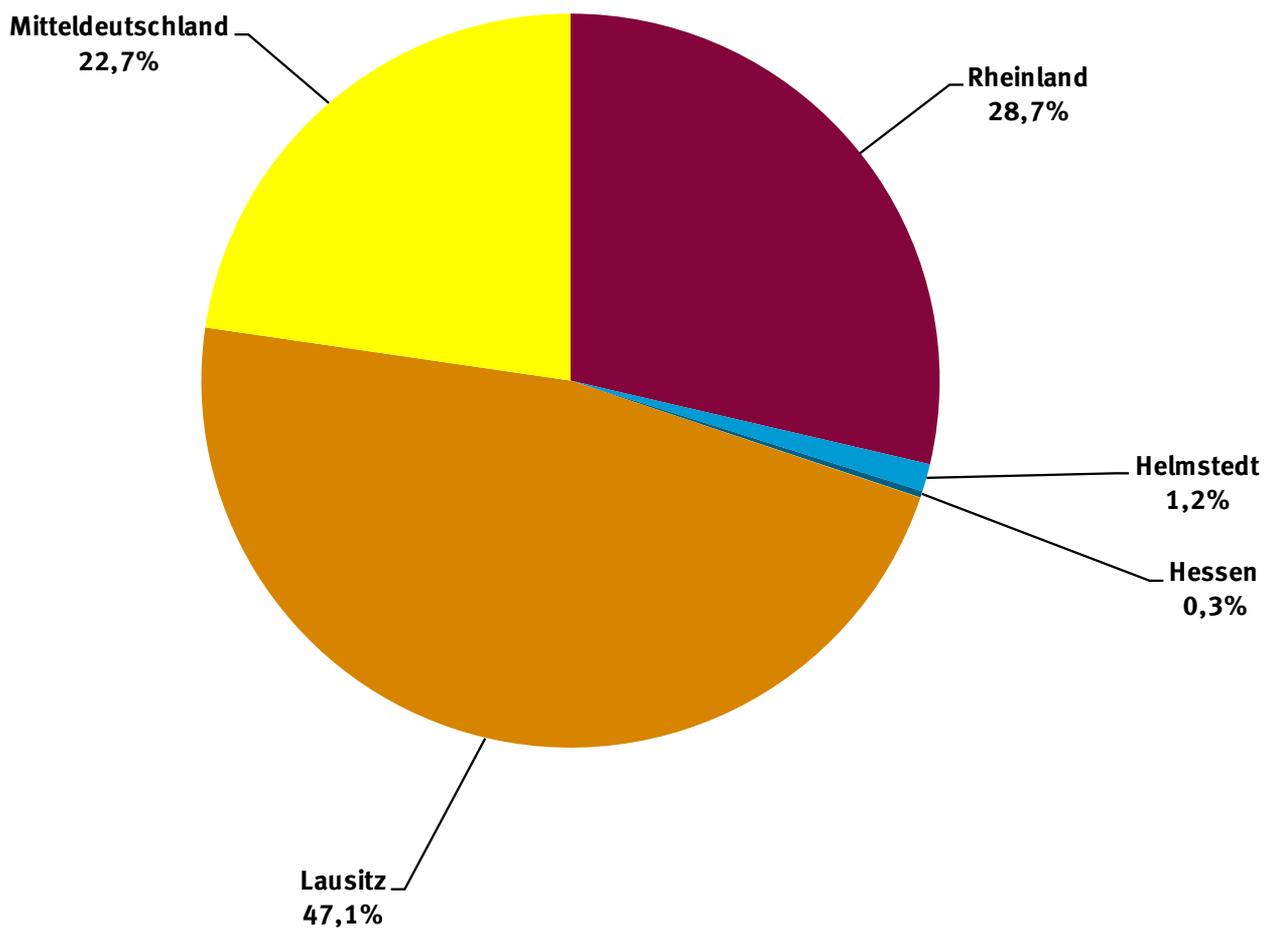
Quelle: TU Dresden 2014

4 Braunkohlen

4.1 Rohbraunkohlen

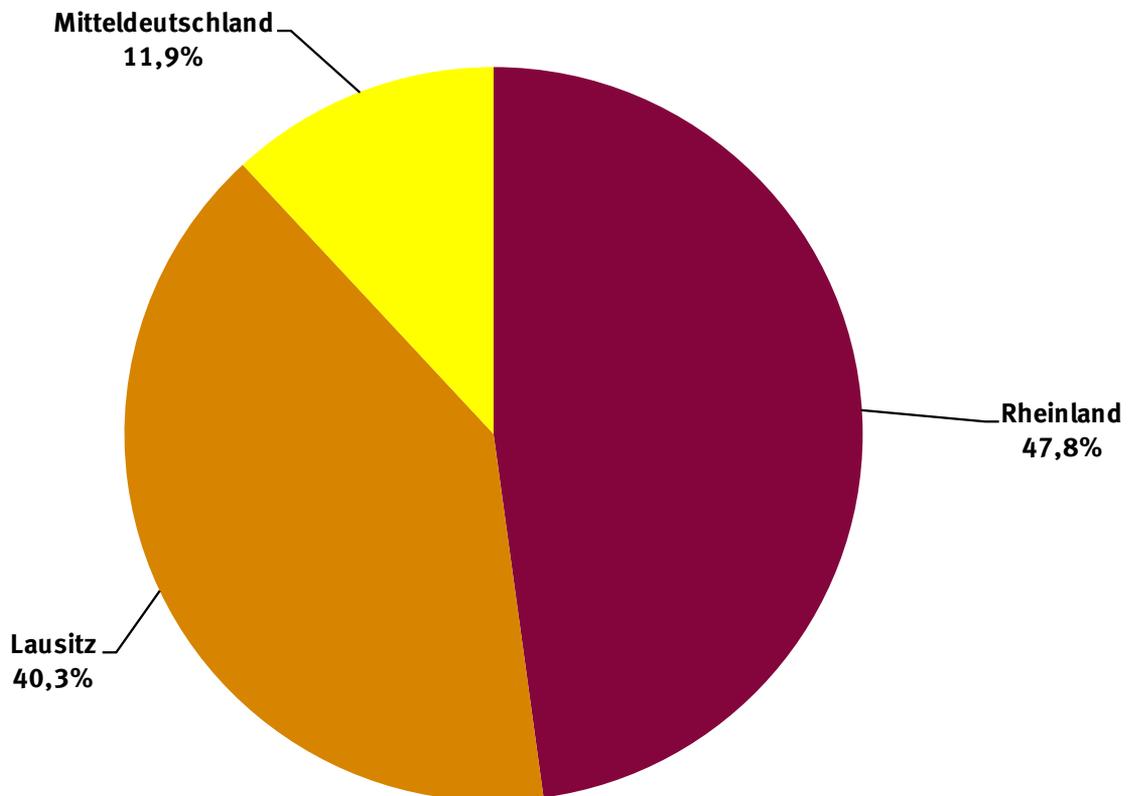
Deutschland ist neben China einer der bedeutendsten Braunkohleproduzenten weltweit. Der größte Teil der geförderten Rohbraunkohlen wird direkt in Kraftwerken eingesetzt. Ein geringer Anteil der Braunkohlen wird zu Veredlungsprodukten verarbeitet. Die Rohbraunkohle wird derzeit noch in drei verschiedenen Revieren gefördert. In den beiden kleinen Revieren Hessen und Helmstedt, die 1990 noch aktiv waren, wurde die Förderung eingestellt.

Abbildung 7: Braunkohlenförderung nach Revieren 1990



Statistik der Kohlenwirtschaft 2021

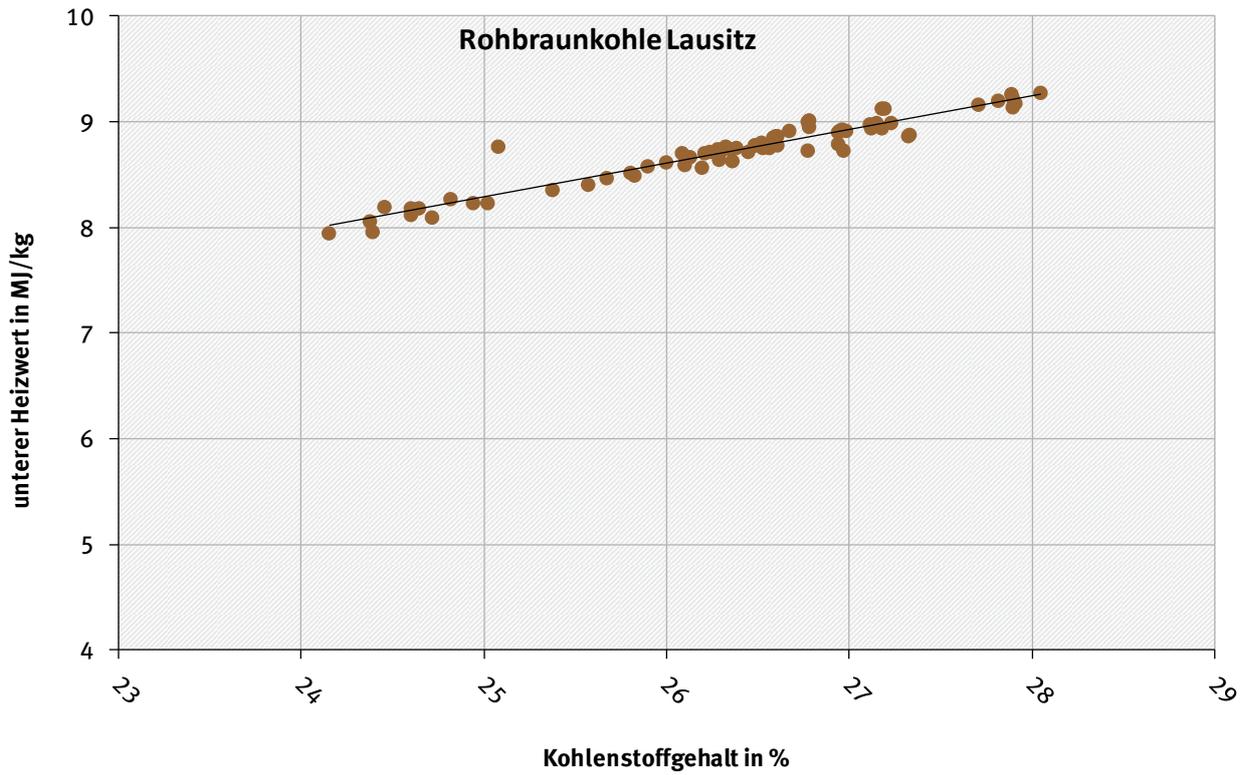
Abbildung 8: Braunkohlenförderung nach Revieren 2020



Statistik der Kohlenwirtschaft 2021

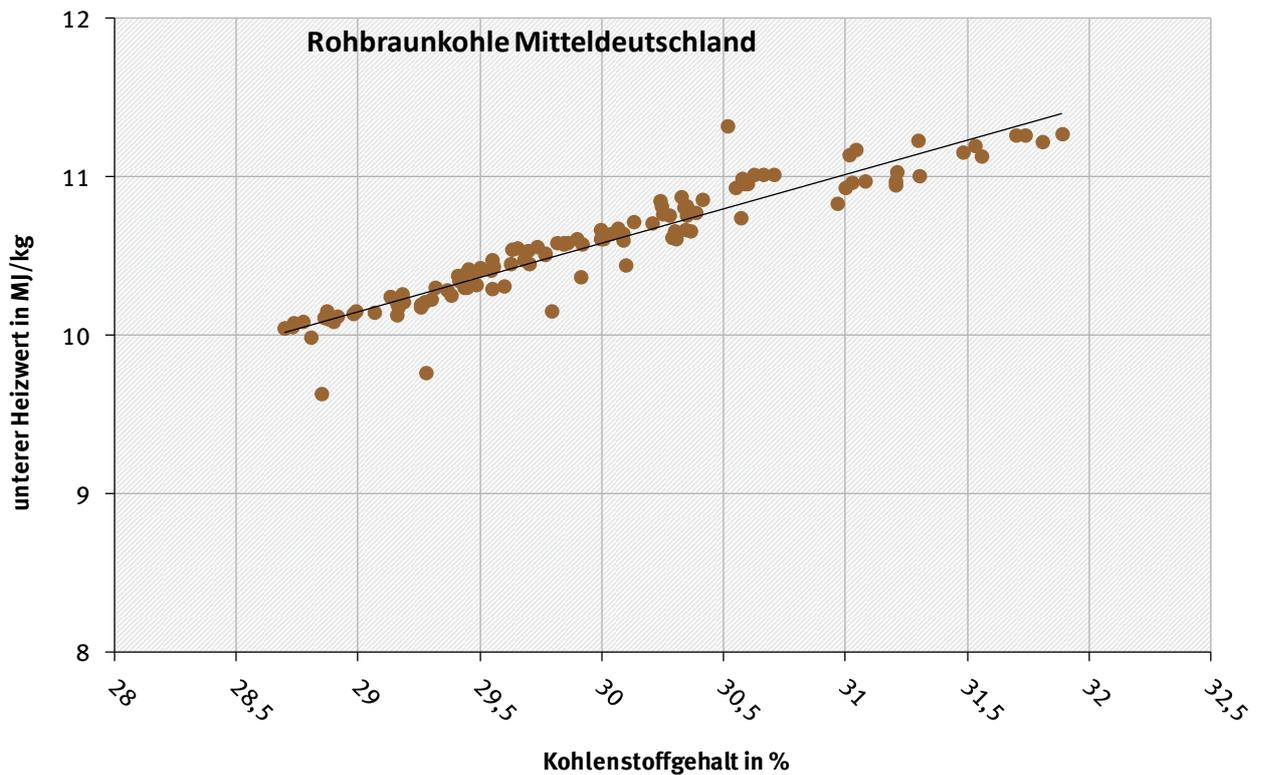
Rohbraunkohlen schwanken in ihrer Zusammensetzung wesentlich stärker als Steinkohlen. Ein einflussreicher Parameter ist der Schwefelgehalt. Dieser kann revierspezifisch sehr unterschiedlich sein. Da der Schwefelgehalt heizwertrelevant ist, beeinflusst er das Heizwert-/Kohlenstoffverhältnis. Dementsprechend müssen die Daten revierspezifisch ausgewertet werden. Bei einer geeigneten Datenmenge lässt sich in der revierspezifischen Auswertung ähnlich der Steinkohlen eine eindeutige Korrelation zwischen Heizwert und Kohlenstoffgehalt feststellen, wie die folgenden Abbildungen zeigen.

Abbildung 9: Heizwerte & Kohlenstoffgehalte der Rohbraunkohle aus der Lausitz



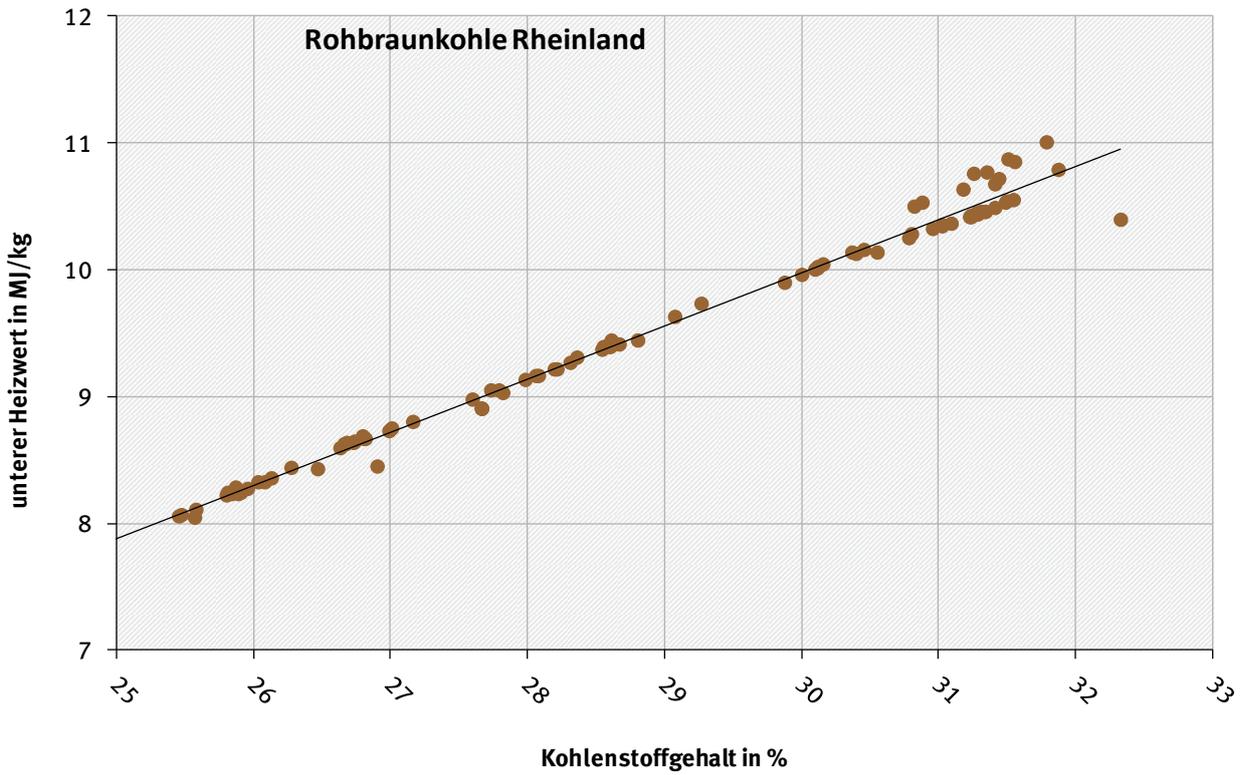
Quelle: Eigene Darstellung aus Daten der DEHSt (2021)

Abbildung 10: Heizwerte & Kohlenstoffgehalte der Rohbraunkohle aus Mitteldeutschland



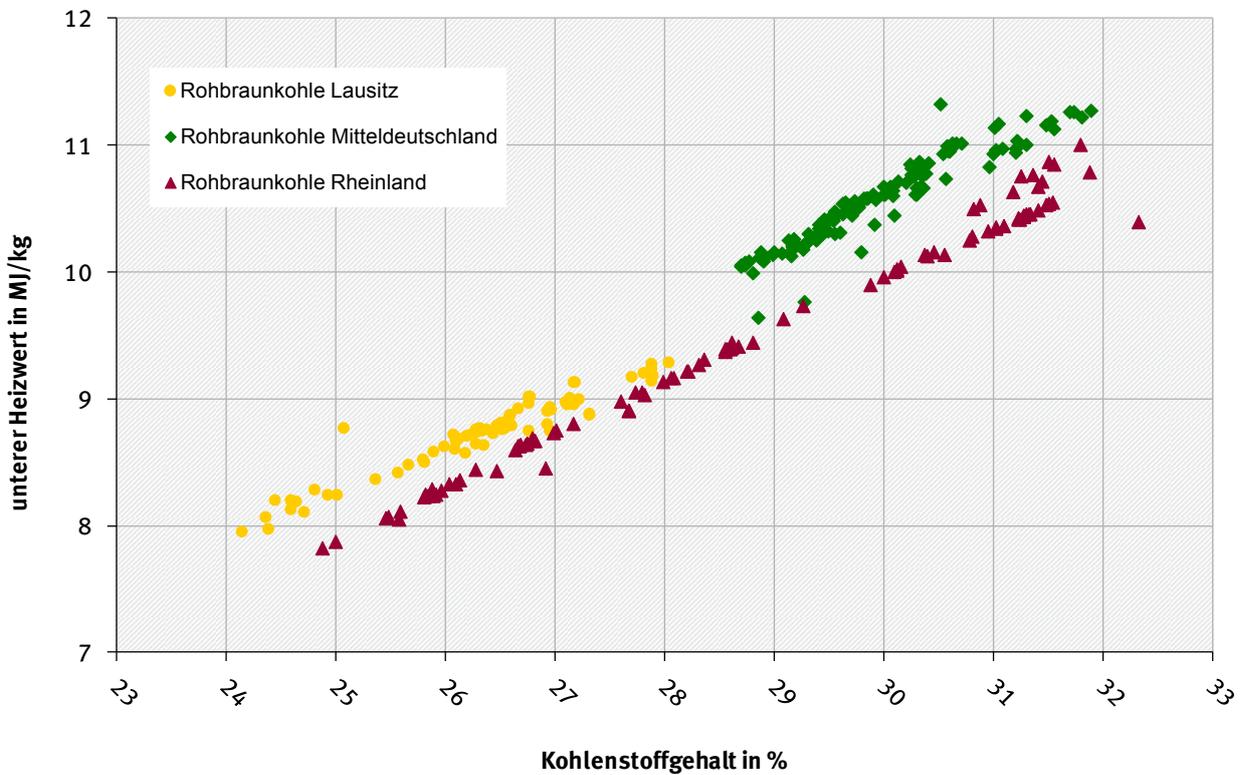
Quelle: Eigene Darstellung aus Daten der DEHSt (2021)

Abbildung 11: Heizwerte & Kohlenstoffgehalte der Rohbraunkohle aus dem Rheinland



Quelle: Eigene Darstellung aus Daten der DEHSt (2021)

Abbildung 12: Vergleich der Heizwerte & Kohlenstoffgehalte der Rohbraunkohlen



Quelle: Eigene Darstellung aus Daten der DEHSt (2021)

Die Einzeldarstellungen der verschiedenen Deutschen Braunkohlenreviere lassen sich graphisch eindeutig auswerten. In der integrierten Abbildung, die Daten aus den wichtigsten Deutschen Braunkohlerevieren zusammenfasst, werden die Unterschiede der Einzelprofile sichtbar. Die Rohbraunkohlen aus den beiden ostdeutschen Revieren weisen durchschnittlich höhere Schwefelgehalte auf als die Kohlen aus dem Rheinischen Revier. Den höchsten Schwefelgehalt haben die Braunkohlen aus dem Mitteldeutschen Revier. Dieser liegt bei 1,3 – 2,1 %. (DEBRIV 2014). Dadurch liegen auch die Heizwerte durchschnittlich höher als die der anderen beiden Reviere. Die Helmstedter Braunkohle wies sogar noch höhere Schwefelgehalte auf, die zwischen 1,5 und 3,5 % (DEBRIV 2014) lagen. Im Jahr 2016 wurde die Braunkohleförderung im Helmstedter Revier eingestellt. Ermittlung der Emissionsfaktoren bis 1990

Ab dem Jahr 2005 lassen sich aus den Emissionshandelsdaten jährliche revierspezifische Emissionsfaktoren berechnen. Da sich die Braunkohlequalitäten seit 1990 geändert haben, können die aktuellen Emissionsfaktoren nicht einfach zurückgeschrieben werden. Gerade in den neuen Bundesländern wurden Anfang der 1990er Jahre einige Kohlegruben geschlossen, was einen Einfluss auf den revierspezifischen Mittelwert hatte. Die Veränderungen lassen sich an der Entwicklung der Heizwerte ablesen. Die Heizwerte liegen ab 1990 revierspezifisch vor. Die Daten wurden dem Umweltbundesamt vom Deutschen Braunkohlen Industrieverein (DEBRIV) übermittelt.

Aufgrund der guten Korrelation zwischen Heizwerten und dem Kohlenstoffanteil kann für fast jedes Revier eine entsprechende Formel erstellt werden. Mit Hilfe der erstellten Formeln und den für die jeweiligen Jahre bekannten Heizwerte, konnte der entsprechende Kohlenstoffgehalt und anschließend der energiebezogene CO₂ Emissionsfaktor berechnet werden. Dadurch ist eine Rückrechnung bis 1990 und somit die Bildung einer konsistenten Zeitreihe möglich. Gewisse Unsicherheiten ergaben sich, da 1990 noch kleinere Gruben in Betrieb waren, die abweichende Schwefelgehalte aufwiesen. Das lässt sich aber im Nachhinein nicht mehr herausfinden. Selbst Anfragen bei örtlichen Bergbaumuseen brachten keine neuen Erkenntnisse. 1990 wurden kaum Kohlenstoffanalysen durchgeführt, weil dieses Thema damals noch nicht relevant war. Es gibt nur wenige Einzelanalysen, die nicht unbedingt repräsentativ sind. So liegen zum Beispiel für die Hessische Braunkohle, welche bis 2003 gefördert wurde, nur Angaben zum Heizwert vor. Für die Rückrechnung wurde hier ein mittlerer Schwefelgehalt angenommen, der zwischen dem Mitteldeutschen und dem Rheinischen Revier liegt. Mengenmäßig ist diese Kohle jedoch kaum relevant. Der Emissionsfaktor ändert sich zwischen 1991 und 1992 sehr stark, weil in diesem Revier zwei Kraftwerke vom Netz gingen, die zwischenzeitlich mit minderwertiger Kohle versorgt wurden.

Für die Rückrechnung bis 1990 wurden Emissionshandelsdaten bis zum Jahr 2013 verwendet. Durch neuerliche Daten bis zum Jahr 2020 ändert sich das Heizwert-Kohlenstoff-Verhältnis und damit die zur Berechnung verwendete Formel nur unwesentlich. Daher werden die Ergebnisse für die frühen 1990er Jahre nicht noch einmal neu berechnet. Die Analyseergebnisse der jüngsten Jahre geben letztlich keine neuen Erkenntnisse für die Vergangenheit. Die Flöze, die neu abgebaut werden, entfernen sich weiter von den alten Flözen. Daher würde eine Neuberechnung die Ergebnisse vermutlich eher verschlechtern, weil die neueren Daten dann zu sehr dominieren.

Als Ergebnis zeigt sich, dass die energiebezogenen CO₂ Emissionsfaktoren der rheinischen Rohbraunkohlen seit 1990 leicht abnehmen. Während für 1990 noch ein CO₂ Faktor von 114,8 t CO₂/TJ berechnet wurde, beträgt der im Emissionshandel angegebene Wert für das Jahr 2014 113,1 t CO₂/TJ. Zwischenzeitlich schwanken die Emissionsfaktoren zwischen 113,9 und 113,0 t CO₂/TJ. Für die Mitteldeutsche Rohbraunkohle ergibt sich für das Jahr 1990 ein Faktor von 105,7 t CO₂/TJ. Im Jahr 2014 wurde ein Wert von 102,8 t CO₂/TJ berichtet. In den Zwischenjahren schwanken die Werte zwischen 104,0 und 102,8 t CO₂/TJ. Bezüglich des Lausitzer Reviers lässt sich feststellen, dass der für 1990 berechnete Emissionsfaktor von 111,2 t CO₂/TJ zufällig mit dem für 2014 aus den Emissionshandelsdaten ermittelten Wert identisch ist. Über die Zeitreihe betrachtet schwanken die CO₂ Emissionsfaktoren

zwischen 112,0 und 109,9 t CO₂/TJ. Im Jahresbericht der Kohleindustrie der DDR aus dem Jahr 1986 sind zwar einige Analysedaten für verschiedene Tagebaue aus dem Lausitzer Revier verfügbar. Allerdings sind die Datensätze nicht vollständig. Es wurden nur Asche-, Wasser- und Schwefelgehalte bestimmt. Wasserstoff-, Stickstoff- und Sauerstoffgehalte wurden aus anderen Quellen (Mohry 1986) hinzugefügt. Mit Hilfe dieses Datensatzes konnte ein Kohlenstoffgehalt berechnet werden. Über die Formel von Boie wurde geprüft, ob als Ergebnis der Analysedaten wieder der gemessene Heizwert errechnet wird. Das Ergebnis stimmt sehr gut überein. Außerdem wurde über die für die Rohbraunkohle Lausitz ermittelte Formel und dem bekannten Heizwert ein Kohlenstoffgehalt berechnet, der ebenfalls gut mit den Analyseergebnissen übereinstimmt.

Für die Rohbraunkohle Helmstedt konnte aufgrund der geringen Anzahl an Messwerten, die zudem stark schwanken, kein festes Heizwert-/Kohlenstoffverhältnis gebildet werden. Aus diesem Grunde wurde aus den Emissionshandelsdaten für die Jahre 2005 – 2013 ein Mittelwert gebildet, der bis 1990 zurückgeschrieben wurde. Dieser Wert bleibt als fixe Größe bestehen. Er wird nicht jedes Jahr neu berechnet, auch wenn zukünftig noch mehr Jahre aus den Emissionshandelsdaten vorliegen. Letztlich würden sich dadurch keine neuen Erkenntnisse für das Jahr 1990 ergeben. Zudem wird der Kohleabbau im Helmstedter Revier voraussichtlich 2017 eingestellt. Dementsprechend ist nur noch eine geringe Anzahl an neuen Werten zu erwarten. Aufgrund der Rechenergebnisse ergibt sich ein Anstieg der CO₂ Emissionsfaktoren von 98,7 auf 101,1 t CO₂/TJ. Die Rohbraunkohle aus dem Helmstedter Revier weist den höchsten Heizwert auf und damit auch den niedrigsten energiebezogenen CO₂ Emissionsfaktor.

Für den Rohbraunkohleeinsatz in den Fernheizwerken wird ein gewichteter Emissionsfaktor aus dem Braunkohleeinsatz in der öffentlichen Versorgung berechnet. Für die Industrie und die Kleinverbraucher wurde aus der Absatzstatistik des DEBRIV (Deutscher Braunkohlen Industrie Verein) ein gewichteter Emissionsfaktor berechnet, der sich aus der Verteilung der Reviere ergibt. Für die öffentliche Versorgung ergeben sich über die Zeitreihe Emissionsfaktoren von 110,7 – 111,7 t CO₂/TJ. Diese Werte liegen deutlich über dem Default-Wert der IPCC 2006 Guidelines von 101,0 t CO₂/TJ. Deshalb ist davon auszugehen, dass der Default-Wert nicht repräsentativ ist. Die Nutzung des Default Wertes für das deutsche Inventar würde zu einer Unterschätzung der CO₂ Emissionen in der Größenordnung von mehreren Mio. t CO₂ führen.

4.2 Braunkohlenbriketts

Zur Ermittlung der Emissionsfaktoren für die Braunkohlenbriketts werden ab dem Jahr 2005 Emissionshandelsdaten verwendet. Daraus werden jahres- und revierspezifische Mittelwerte gebildet, aus denen mit Hilfe der Absatzstatistik (DEBRIV) ein gewichteter Mittelwert berechnet wird. Die Emissionshandelsdaten können nicht direkt verwendet werden, da sie den Berichtskreis nicht vollständig abdecken. Die Haushalte und Kleinverbraucher nehmen nicht am Emissionshandel teil. Um sicherzustellen, dass die Brennstoffqualitäten gleich sind, wurden die Datenauswertungen aus dem ETS mit eigenen Analysen für Briketts aus dem Haushaltsbereich verglichen. Die Werte passen gut zusammen. Die folgende Abbildung gibt eine Übersicht über die Analyseergebnisse.

Tabelle 2: Analysedaten für Braunkohlenbriketts

Analyseparameter	Einheit	Rekord Briketts Lausitz	Briketts Rheinland
Kurzanalyse			
Wasser	[Ma.-%]	13,180	14,350
Aschegehalt	[Ma.-%]	4,875	3,250
Flüchtige	[Ma.-%]	45,990	43,190
Fixer Kohlenstoff	[Ma.-%]	35,955	39,210
Summe	[Ma.-%]	100,000	100,000
Brennwert	[kJ/kg]	21.304,500	21.982,000
Heizwert	[kJ/kg]	20.124,000	20.811,000
CO ₂ -Emissionsfaktor	[t CO ₂ /TJ]	98,478	99,036
Elementaranalyse			
Wasser	[Ma.-%]	13,180	14,350
Aschegehalt	[Ma.-%]	4,875	3,250
Kohlenstoffgehalt	[Ma.-%]	54,045	56,210
Wasserstoffgehalt	[Ma.-%]	3,905	3,850
Stickstoffgehalt	[Ma.-%]	0,655	0,700
Sauerstoffgehalt	[Ma.-%]	22,700	21,250
Gesamtschwefel	[Ma.-%]	0,640	0,390
Summe	[Ma.-%]	100,000	100,000
C/H-Verhältnis	[kg C/ kg H]	13,850	7,350
Gesamtchlor	[Ma.-%]	0,030	0,035

Quelle: TU Dresden 2014

Braunkohlenbriketts sind zwar ein standardisiertes Produkt, für das bestimmte Qualitätsmerkmale gelten, trotzdem gibt es revierspezifische Unterschiede, abhängig vom Kohlenstoff- oder Schwefelgehalt der eingesetzten Rohbraunkohlen. Die Rückrechnung bis zum Jahr 1990 erwies sich als deutlich komplizierter als die Berechnung der Rohbraunkohlen. Lediglich für die Rheinischen Braunkohlenbriketts konnten aus ETS Daten 2005 – 2013 ein mittlerer CO₂ Emissionsfaktor berechnet werden, der auch für die Jahre 1990 – 2004 verwendet werden kann. In den Neuen Bundesländern wurden Anfang der 1990er Jahre sehr viele Brikettfabriken geschlossen, so dass sich die Qualität der Brennstoffe deutlich verändert hat. Aus mitteldeutscher Rohbraunkohle werden wegen des hohen Schwefelgehaltes gar keine Briketts mehr hergestellt. Dementsprechend sind auch keine aktuellen Messwerte vorhanden. Von daher musste auf Archivdaten zurückgegriffen werden. Es lagen Analysedaten von Mohry 1986 sowie Daten aus dem „Jahresbericht der Kohleindustrie der DDR“ aus dem Jahre 1986 vor. Außerdem wurden Analysedaten der Ingenieursschule für Bergbau und Energetik „Ernst Thälmann“ in Senftenberg verwendet. Unvollständige Analysen mussten durch eigene Berechnungen ergänzt werden. Dabei wurde ein Stickstoff/ Sauerstoffverhältnis im Verhältnis von 1:30 angenommen. Dadurch konnten die fehlenden Stickstoffgehalte berechnet werden. Zur Verifizierung der Ergebnisse wurde der Heizwert nochmals aus den Einzeldaten berechnet. Die berechneten und die gemessenen Heizwerte stimmen sehr gut überein, wie folgende Tabelle zeigt.

Analyseparameter	Einheit	Braunkohlenkombinat Bitterfeld	Brikettfabrik Espenhain	Braunkohlenkombinat Senftenberg
Wassergehalt	[Ma.-%]	19,100	15,100	19,300
Aschegehalt 815°C	[Ma.-%]	11,400	13,430	5,470
Kohlenstoffgehalt	[Ma.-%]	49,973	51,673	50,360

Wasserstoffgehalt	[Ma.-%]	4,000	4,000	4,000
Stickstoffgehalt	[Ma.-%]	0,397	0,437	0,650
Sauerstoffgehalt	[Ma.-%]	11,900	13,100	19,500
Gesamtschwefel	[Ma.-%]	3,230	2,260	0,720
Heizwert (Analyse)	[kJ/kg]	19,720	20,190	18,800
Heizwert (berechnet)	[kJ/kg]	19,760	20,220	18,821
Emissionsfaktor t CO₂/TJ	[t CO ₂ /TJ]	92,919	93,843	98,220
Analyseparameter	Einheit	Gaskombinat Schwarze Pumpe	Brikettfabrik Lauchhammer	Briketts Lausitz
Wassergehalt	[Ma.-%]	18,600	14,900	12,910
Aschegehalt 815°C	[Ma.-%]	6,610	5,100	5,650
Kohlenstoffgehalt	[Ma.-%]	51,013	54,903	54,290
Wasserstoffgehalt	[Ma.-%]	3,500	4,000	4,370
Stickstoffgehalt	[Ma.-%]	0,627	0,657	0,850
Sauerstoffgehalt	[Ma.-%]	18,800	19,700	21,300
Gesamtschwefel	[Ma.-%]	0,850	0,740	0,630
Heizwert (Analyse)	[kJ/kg]	18,650	20,440	20,553
Heizwert (berechnet)	[kJ/kg]	18,684	20,490	20,501
Emissionsfaktor t CO₂/TJ	[t CO ₂ /TJ]	100,294	98,489	96,854

Quelle: Jahresbericht 1986 der Kohleindustrie; Ingenieursschule für Bergbau und Energetik "Ernst Thälmann", eigene Berechnungen

Es stellte sich heraus, dass der bisher für die mitteldeutschen Briketts angenommene Kohlenstoffgehalt deutlich zu hoch war. Dadurch war der für 1990 verwendete Emissionsfaktor ebenfalls zu hoch. Dieser Wert wurde entsprechend nach unten korrigiert.

Bei der Berechnung der Mittelwerte wurde darauf geachtet, dass die Emissionsfaktoren mit den vom DEBRIV veröffentlichten Heizwerten zusammenpassen. Somit konnte für jedes Revier ein jährlicher CO₂ Emissionsfaktor berechnet werden. Daraus konnten mit Hilfe der vom DEBRIV verfügbaren Absatzstatistik jährliche, gewichtete CO₂ Emissionsfaktoren berechnet werden. Dadurch entstand eine konsistente Zeitreihe ab 1990.

Die gewichteten CO₂ Emissionsfaktoren für Braunkohlenbriketts liegen in Deutschland zwischen 98,3 und 99,8 t CO₂/TJ. Die Werte liegen leicht über dem Default-Wert von 97,5 t CO₂/TJ. Vermutlich wiesen die dem Default-Wert zugrundeliegenden Brikettproben einen höheren Schwefelgehalt oder einen geringeren Wassergehalt auf. Diesen Zusammenhang legen die oben aufgelisteten Brennstoffdaten nahe. Die schwefelreichen Mitteldeutschen Braunkohlenbriketts weisen durchschnittlich geringere energiebezogene CO₂ Emissionsfaktoren auf.

4.3 Braunkohlenstaub und Wirbelschichtkohle

Bezüglich der Braunkohlenstaub- und Wirbelschichtkohle ist die Datenlage deutlich einfacher, da aus allen Revieren Daten im Emissionshandel vorliegen. Aus den vorliegenden Daten lässt sich allerdings kein festes Heizwert-/ Kohlenstoffverhältnis ableiten. Von daher wurden für die Rückrechnung bis 1990 - abhängig von der Datenqualität - Mittelwerte aus den Jahren 2005 bzw. 2008 – 2013 verwendet. Analog zu Rohbraunkohlen und Briketts, wurde auch für die Braunkohlenstaub- und Wirbelschichtkohlen mit Hilfe der Absatzstatistik (DEBRIV) ein gewichteter CO₂ Emissionsfaktor berechnet. Ab dem Jahr 2005 werden die CO₂ Emissionsfaktoren aus dem Emissionshandel direkt in die Berechnung eingefügt. Mit Hilfe der Revierspezifischen Absatzstatistik werden dann wie bisher gewichtete

Faktoren berechnet. Die jährlichen Werte schwanken zwischen 97,6 und 98,1 t CO₂/TJ. Und liegen damit dicht am Default-Wert von 97,5 t CO₂/TJ.

4.4 Braunkohlenkoks

Braunkohlenkoks wird gegenwärtig nur noch in einem Revier hergestellt. Der Herdofenkoks dient im Wesentlichen der stofflichen Nutzung. Da die Brennstoffqualität nur äußerst geringe Schwankungen aufweist, wurde aus den ETS Daten 2008 – 2013 ein Mittelwert gebildet, der bis 1990 zurückgerechnet wurde. Für die neuen Bundesländer lag nur eine Datenquelle vor. Es handelt sich um Analysen aus der Ingenieursschule für Bergbau und Energetik „Ernst Thälmann“ in Senftenberg. Es erscheint aber plausibel, dass der Kohlenstoffgehalt deutlich geringer war, während Asche- und Schwefelgehalt im Vergleich zum rheinischen Koks wesentlich höher lagen. Folgerichtig ist der für die neuen Bundesländer berechnete Emissionsfaktor auch niedriger. Leider geht aus den Angaben nicht hervor, ob es sich um Braunkohlenhochtemperaturkoks oder Braunkohlentiefemperaturkoks handelt. In der ehemaligen DDR kamen beide Verfahren zur Anwendung.

Der für 2014 aus den Emissionshandelsdaten ermittelte Emissionsfaktor liegt mit 109,3 t CO₂/TJ dicht an dem für 2005 – 2013 berechneten Mittelwert von 109,6 t CO₂/TJ. Über die Jahre schwanken die Werte nur geringfügig zwischen 109,3 und 109,8 t CO₂/TJ. In den IPCC 2006 Guidelines findet sich kein Default-Wert für Braunkohlenkoks.

4.5 Hartbraunkohlen

Die CO₂ Emissionsfaktoren für die Hartbraunkohlen können ab dem Jahr 2008 aus ETS Daten generiert werden. In Deutschland werden derzeit nur sehr geringe Mengen an Hartbraunkohle eingesetzt, die aus Tschechien importiert werden. Um die Emissionsfaktoren bis 1990 zurückrechnen zu können, wurde aus den vorhandenen Emissionshandelsdaten das Kohlenstoff/ Heizwertverhältnis ermittelt. Mit Hilfe der aus der Braunkohlestatistik (DEBRIV) bekannten Heizwerte konnte dann eine konsistente Zeitreihe erstellt werden.

4.6 Sonstige Braunkohlenprodukte

In der ehemaligen DDR entstand bei der Verkokung von Braunkohlen auch Braunkohlenteer. Leider lagen für den Braunkohlenteer Daten für das Jahr 1990 vor. Alternativ wurden Analysedaten aus dem Forschungsbericht Vertrag Nr. 7220-EB/106 (DEBRIV 1980) verwendet. Die Stoffwerte der Originalquelle beziehen sich auf eine wasser- und aschefreie Probe und wurden auf die Originalsubstanz umgerechnet. Braunkohlenteer wird seit dem Jahr 1991 nicht mehr eingesetzt.

Die Stoffwerte für Braunkohlenteeröl, das vereinzelt in den Raffinerien der ehemaligen DDR eingesetzt wurde, stammen aus einem Datensatz der Ingenieursschule für Bergbau und Energetik „Ernst Thälmann“ in Senftenberg. Die Analysedaten für den Braunkohlenschwelkoks stammen ebenfalls aus derselben Datenquelle.

Tabelle 3: Analysedaten für sonstige Braunkohlenprodukte

Analyseparameter	Einheit	Braunkohlenteer	Braunkohlentee- röl	Braunkohlen- schwelkoks
Wassergehalt	[Ma.-%]	16,500	0,000	29,100
Aschegehalt	[Ma.-%]	0,140	0,000	1,800
Kohlenstoffgehalt	[Ma.-%]	68,889	84,000	61,570
Wasserstoffgehalt	[Ma.-%]	8,028	11,000	1,310
Sauerstoffgehalt	[Ma.-%]	6,194	4,300	3,420
Stickstoffgehalt	[Ma.-%]	6,194	0,000	1,000
Schwefelgehalt	[Ma.-%]	0,250	0,700	1,800
Heizwert	[kJ/kg]	30,456	39,170	22,526
Emissionsfaktor	[t CO ₂ /TJ]	82,937	78,631	100,220

Quelle: DEBRIV 1980, Ingenieursschule für Bergbau und Energetik „Ernst Thälmann“, eigene Berechnungen

Die oben aufgelisteten Braunkohlenprodukte sind sehr unüblich und werden nicht mehr eingesetzt. Von daher existieren in den IPCC Guidelines auch keine Default-Werte für diese.

4.7 Torf

Der Datensatz aus der Ingenieursschule für Bergbau und Energetik „Ernst Thälmann“ in Senftenberg enthielt auch Analysen für Torf. Der Heizwert stimmt mit dem in der Energiebilanz verwendeten Heizwert überein. Der Brennstoff Torf wurde in der Energiebilanz unter dem Material Hartbraunkohle berichtet. Gemäß der IPCC 2006 Guidelines wird Torf als fossiler Brennstoff berichtet.

Tabelle 4: Analysedaten für Torf

Analyseparameter	Einheit	Torf, frisch	Torf, lufttrocken
Wassergehalt	[Ma.-%]	85,000	25,000
Aschegehalt	[Ma.-%]	0,900	4,500
Kohlenstoffgehalt	[Ma.-%]	8,290	41,450
Wasserstoffgehalt	[Ma.-%]	0,800	4,020
Sauerstoffgehalt	[Ma.-%]	4,710	23,550
Stickstoffgehalt	[Ma.-%]	0,240	1,200
Schwefelgehalt	[Ma.-%]	0,060	0,280
Heizwert	[kJ/kg]	0,986	14,930
Emissionsfaktor	[t CO ₂ /TJ]	308,133	101,797

Quelle: Ingenieursschule für Bergbau und Energetik „Ernst Thälmann“

Torf wird in Deutschland nicht mehr als Brennstoff eingesetzt. Der CO₂ Emissionsfaktor wird für die Zeitreihe 1990 – 2007 verwendet. Der Default Wert der 2006 IPCC Guidelines liegt mit 106 t CO₂/TJ über dem nationalen Wert. Die obere Tabelle zeigt allerdings die große Schwankungsbreite der Werte, die im Wesentlichen vom Wassergehalt abhängt. Da die Heizwerte der Energiebilanz zum Heizwert der Analyse passen, ist davon auszugehen, dass der CO₂ Faktor ebenfalls passt.

5 Mineralöle

5.1 Rohöl und Rohbenzin

Rohöl und Rohbenzin werden in Deutschland nicht in Verbrennungsanlagen eingesetzt. Deshalb liegen für diese Rohstoffe im Emissionshandel keine Kohlenstoffgehalte vor. Auch aus anderen Quellen liegen keine Analysewerte vor. Von daher werden die Default-Werte aus den 2006 Guidelines verwendet. Die Faktoren werden nur für das Referenzverfahren sowie für die Raffinerie-Umwandlungsbilanz benutzt. Es gab diverse Überlegungen, nationale CO₂ Emissionsfaktoren für Rohöl zu ermitteln. Die Qualität der Rohölmischung wird zwar regelmäßig von den Raffineriebetreibern geprüft, der Kohlenstoffgehalt zählt aber nicht zu den Prüfparametern. Von daher müssten zusätzliche Analysen durchgeführt werden. Verschiedene Diskussionen mit dem Mineralölwirtschaftsverband ergaben, dass es unmöglich wäre, eine Anzahl an Proben zu beschaffen, die notwendig wäre, um einen repräsentativen Mittelwert für ein Jahr zu bestimmen. In Deutschland werden sehr viele unterschiedliche Rohölsorten eingesetzt. Diese werden bereits als Mischung durch die Leitungen gepumpt. Die einzelnen Sorten werden abhängig vom Preis und den jeweiligen Qualitätsanforderungen zusammengemischt. Die Anzahl der eingesetzten Rohölsorten in den einzelnen Raffinerien hat in den letzten Jahren deutlich zugenommen. Die Anteile der einzelnen Sorten variieren auch von Jahr zu Jahr sehr stark. Dies erschwert eine Zeitreihenbetrachtung noch zusätzlich.

5.2 Ottokraftstoffe

Zur Berechnung der CO₂ Emissionsfaktoren für Ottokraftstoff wurde eine umfangreiche Auswertung dem DGMK Forschungsbericht 502-1 „Zusammensetzung von Ottokraftstoffen aus deutschen Raffinerien“ (DGMK 2002) vorgenommen. Im Rahmen der Studie wurden Proben aus 14 deutschen Raffinerien untersucht. „...In den Ottokraftstoff-Qualitäten Normal, Super und Super Plus wurde für die Kohlenwasserstoffe mit einer Zahl von drei bis sechs Kohlenstoffatomen im Molekül und für ausgewählte Aromaten mit bis zu 12 Kohlenstoffatomen sowie für einige sauerstoffhaltige Verbindungen der Gehalt in Form von Einzelwerten bestimmt. ...Parallel und ergänzend zu diesen Messungen erfolgte nach dem Entwurf DIN EN 14517 (PIONA) eine Summenbestimmung von Paraffinen, Naphthenen, zyklischen und azyklischen Olefinen sowie Aromaten für alle Komponenten mit jeweils gleicher Kohlenstoffzahl. Im Gegensatz zu den Einzelbestimmungen wurden dabei neben den nichtaromatischen Kohlenwasserstoffen mit drei bis sechs Kohlenstoffatomen auch jene mit bis zu zehn Kohlenstoffatomen erfasst...“ [DGMK Forschungsbericht 502-1 S. 7]

Zur Berechnung des Kohlenstoffgehaltes wurden die Mittelwerte aus den Einzelmessungen für die Kohlenwasserstoffe mit drei bis sechs Kohlenstoffatomen und die Aromaten mit bis zu 12 Kohlenstoffatomen für die Kraftstoffsorten Normal, Super und Super Plus verwendet. Die Werte finden sich im DGMK Forschungsbericht 502-1 in den Tabellen 1-4. Von den Polyzyklischen Aromatischen Kohlenwasserstoffen wurden nur die Substanzen Fluoren, Phenanthren und Anthracen berücksichtigt, weil alle anderen PAKs in so geringer Konzentration vorlagen, dass sie auf die Berechnung des Gesamtkohlenstoffgehaltes keinen Einfluss haben. Selbst die drei benannten PAKs mit den höchsten Konzentrationen haben kaum einen Einfluss auf das Berechnungsergebnis. Die Einzelmessungen wurden durch die „PIONA“ Messwerte für die Kohlenwasserstoffe mit mehr als 7 Kohlenstoffatomen ergänzt. Dadurch kommt man je nach Kraftstoffqualität auf eine Gesamtabdeckung von 99 – 100%. Die Tabelle 5 gibt eine Gesamtübersicht über die Analyseergebnisse. Die in der DGMK-Studie aus dem Jahre 2002 untersuchten Kraftstoffe enthielten noch keine Biokomponenten. In den letzten Analysen, die PetroLab im Jahr 2020 durchgeführt hat, wurden insgesamt 40 Kraftstoffproben von verschiedenen Tankstellen entnommen, die je nach Qualität unterschiedliche Anteile an Biokomponenten aufweisen. Biokomponenten sind nicht nur in Form von Ethanol enthalten, auch Anteile vom ETBE und TAEE stammen aus Biomassesubstanzen. Daher beziehen sich alle in der Tabelle 5 angegebenen Werte auf das gesamte Kraftstoffgemisch, inklusive Biokomponenten. Die Faktoren können verwendet werden, wenn

als Eingangsgröße mit dem jeweiligen Kraftstoffgemisch gerechnet wird, so wie es an den Tankstellen angeboten wird.

Tabelle 5: Analysedaten für die Ottokraftstoffqualitäten

Komponenten	Mittelwerte DGMK Studie 2002			Mittelwerte PetroLab 2022			
	Einheit	Normal	Super	Super Plus	Super E5	Super E10	Super Plus
n-Butan	Gew.-%	3,090	3,300	3,210	4,057	3,093	4,283
i-Butan	Gew.-%	1,550	1,560	1,550	1,221	1,086	1,025
n-Pentan	Gew.-%	4,820	3,850	3,020	3,307	2,993	2,300
i-Pentan	Gew.-%	10,500	10,960	11,270	9,129	7,693	8,217
2-Methylbuten-2	Gew.-%	1,360	1,090	0,410	1,486	1,536	1,158
MTBE	Gew.-%	0,140	2,300	10,020	0,807	0,150	5,925
ETBE	Gew.-%	0,000	0,000	0,000	0,800	0,236	5,292
TAE	Gew.-%	0,000	0,000	0,000	0,579	0,457	0,292
Ethanol	Gew.-%	0,000	0,000	0,000	5,179	9,850	0,733
n-Hexan	Gew.-%	2,820	1,820	1,100	2,277	2,350	1,067
2,2-Dimethylbutan	Gew.-%	2,380	1,940	2,180	1,879	1,579	2,042
2,3-Dimethylbutan	Gew.-%	1,380	1,160	1,210	2,086	1,714	1,908
2-Methylpentan	Gew.-%	4,760	3,520	2,370	3,629	3,429	2,567
3-Methylpentan	Gew.-%	2,710	1,860	1,180	2,136	2,136	1,375
Methylcyclopentan	Gew.-%	2,060	1,410	0,880	1,364	1,464	0,650
Cyclohexan	Gew.-%	1,460	0,710	0,410	0,464	0,536	0,258
Benzol	Gew.-%	0,880	0,860	0,660	0,796	0,701	0,632
Toluol	Gew.-%	10,820	11,960	12,520	11,200	10,486	12,367
Ethylbenzol	Gew.-%	2,230	2,790	2,330	2,250	2,407	2,000
m-Xylol	Gew.-%	4,200	5,400	5,120	4,914	4,879	4,875
p-Xylol	Gew.-%	1,820	2,330	2,270	2,221	2,293	2,350
o-Xylol	Gew.-%	2,320	3,020	3,030	2,814	2,764	2,842
3-Ethyltoluol	Gew.-%	1,930	2,490	2,800	1,714	1,550	1,633
1,2,4-Trimethylbenzol	Gew.-%	2,770	3,730	4,340	2,871	2,629	2,892
C	Gew.-%	-	-	-	84,5	83,1	84,4
H	Gew.-%	-	-	-	13,5	13,4	13,4
O	Gew.-%	-	-	-	2,1	3,5	2,2
CO ₂ Emissionsfaktor gesamt	kg CO ₂ /kg	3,183	3,185	3,141	3,095	3,045	3,094
CO ₂ Emissionsfaktor regenerativ	kg CO ₂ /kg	0,000	0,000	0,000	0,106	0,193	0,061
CO ₂ Emissionsfaktor fossil	kg CO ₂ /kg	3,183	3,185	3,141	2,988	2,852	3,032
CO ₂ Emissionsfaktor gesamt	kg CO ₂ /l	-	-	-	2,280	2,261	2,293
CO ₂ Emissionsfaktor regenerativ	kg CO ₂ /l	-	-	-	0,078	0,143	0,045
CO ₂ Emissionsfaktor fossil	kg CO ₂ /l	-	-	-	2,201	2,118	2,247
unterer Heizwert (Gesamtgemisch)	MJ/kg	-	-	-	42,052	41,433	41,986
oberer Heizwert (Gesamtgemisch)	MJ/kg	-	-	-	45,007	44,389	44,918
CO ₂ Emissionsfaktor fossil	t CO ₂ /TJ	-	-	-	73,594	73,486	73,686

Quelle: DGMK 2002, PetroLab 2022, eigene Berechnungen

Zur Berechnung wurde für die wenigen Werte, die unterhalb der Bestimmungsgrenze liegen, die Bestimmungsgrenze angesetzt. Die gleiche Auswertung und Berechnung wurde mit Hilfe der Daten aus

der Vorgängerstudie, die im Jahr 1994 veröffentlicht wurde, durchgeführt. Die Ergebnisse sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 6: Vergleich der CO₂ Emissionsfaktoren

	Einheit	Normal	Super	Super verbleit	Super Plus
PetroLab 2022	t CO ₂ /t	-	3,171	-	3,137
DGMK 2002	t CO ₂ /t	3,183	3,185	-	3,141
DGMK 1994	t CO ₂ /t	3,179	3,188	3,193	3,156
max. Differenz	%	0,129	-0,551	-	-0,618

Quelle: eigene Berechnungen auf Grundlage der DGMK Studien 2002 und 1994, PetroLab 2022

Die Abweichungen liegen unter 0,5 % und sind damit sehr gering. Auch der verbleite Superkraftstoff, der 2002 nicht mehr eingesetzt wird, weicht nur geringfügig vom unverbleiten Superkraftstoff ab. Die Abweichung liegt innerhalb der natürlichen Schwankungsbreite der Kraftstoffe und damit innerhalb der Unsicherheiten. Von einer gesonderten Ausweisung von verbleitem Superbenzin wird daher abgesehen. Infolgedessen wird für das Anfang der 1990er Jahre noch in geringen Mengen eingesetzte verbleite Benzin der gleiche Emissionsfaktor eingesetzt, wie für den unverbleiten Ottokraftstoff. Insgesamt hat sich seit der DGMK Studie von 1994 die Messtechnik weiterentwickelt, so dass vor allem Einzelkomponenten mit drei bis sechs Kohlenstoffatomen mit größerer Empfindlichkeit bestimmt werden können. Außerdem wurden in der DGMK Studie von 2002 in gesonderten Messungen der Kraftstoffqualitäten Normal, Super und Super Plus auch ausgewählte Diolefine und PAKs untersucht. Aus den genannten Gründen ist davon auszugehen, dass die Datenqualität in der DGMK Studie von 2002 insgesamt höher ist. Von daher werden für das Inventar die Ergebnisse aus der DGMK Studie von 2002 verwendet. Da die Abweichung zwischen den Werten für 1994 und 2002 sehr gering sind, kann kein wirklicher Trend festgestellt werden. Die Werte aus den DGMK Studien wurden durch neue Emissionsfaktoren, die aus der Studie PetroLab 2022 stammen ergänzt. Die Abweichungen zu den Vorgängerstudien sind ebenfalls gering. Die Faktoren in der Tabelle 6 beziehen sich ausschließlich auf den fossilen Kraftstoffanteil. Gemäß den Vorgaben in den IPCC-Guidelines werden im nationalen Treibhausgasinventar die Emissionen aus dem fossilen Kraftstoffanteil und dem biogenen Anteil separat berechnet. Die amtlichen Mineralöl-daten weisen den fossilen Kraftstoffanteil und die Biokomponenten ebenfalls einzeln aus.

Die folgenden Abbildungen zeigen die Zusammensetzung der einzelnen Ottokraftstoffqualitäten und die Schwankungsbreite der Emissionsfaktoren. Die höchsten und die niedrigsten Emissionsfaktoren sowie die wichtigsten Einflussparameter sind jeweils markiert. In den Werten, die nach 2002 erhoben wurden, sind die Biokomponenten mit enthalten. Daher weichen sie von den in Tabelle 6 zusammengefassten Werten ab.

Tabelle 7: Zusammensetzung der Ottokraftstoffqualitäten Normal

Komponenten	Paraffine	Naphthene	Azyklische Olefine	Zyklische Olefine	Aromaten	Sauerstoffverbindungen	Emissionsfaktor
Einheit	[Gew.-%]	[Gew.-%]	[Gew.-%]	[Gew.-%]	[Gew.-%]	[Gew.-%]	[t CO ₂ /t]
Mittelwert	45,30	7,004	8,781	1,513	37,140	0,295	3,183
Raffinerie 1	46,81	8,160	9,040	0,820	35,180	0,010	3,181
Raffinerie 2	46,30	6,090	10,890	0,965	35,790	0,010	3,182
Raffinerie 3	42,03	7,090	17,280	3,260	30,400	0,010	3,176
Raffinerie 4	51,30	3,125	2,265	0,420	42,900	0,010	3,190
Raffinerie 5	41,63	9,500	5,510	0,100	41,250	2,020	3,182
Raffinerie 6	48,29	4,750	6,100	1,205	39,580	0,075	3,188
Raffinerie 7	49,66	5,370	8,930	1,080	35,040	0,010	3,178
Raffinerie 8	41,24	15,030	4,800	2,755	36,020	0,165	3,184
Raffinerie 9	40,45	7,245	11,895	1,165	39,270	0,010	3,190
Raffinerie 10	52,06	6,475	11,215	1,265	28,680	0,320	3,160
Raffinerie 11	52,03	5,975	10,205	1,095	30,630	0,095	3,166
Raffinerie 12	41,64	4,735	4,415	0,945	48,120	0,185	3,206
Raffinerie 13	49,24	7,430	3,675	1,290	37,200	1,205	3,175
Raffinerie 14	31,53	7,085	16,710	4,820	39,900	0,010	3,202

Quelle: DGMK 2002, eigene Berechnungen

Tabelle 8: Zusammensetzung der Ottokraftstoffqualitäten Super

Komponenten	Paraffine	Naphthene	Azyklische Olefine	Zyklische Olefine	Aromaten	Sauerstoffverbindungen	Emissionsfaktor
Einheit	[Gew.-%]	[Gew.-%]	[Gew.-%]	[Gew.-%]	[Gew.-%]	[Gew.-%]	[t CO ₂ /t]
Mittelwert	40,23	4,880	7,438	1,532	43,441	2,543	3,186
Raffinerie 1	46,61	2,760	4,940	0,350	43,900	1,525	3,190
Raffinerie 2	36,44	3,590	13,700	1,695	44,630	0,010	3,207
Raffinerie 3	32,22	3,980	15,725	1,780	46,300	0,010	3,211
Raffinerie 4	47,20	1,960	1,855	0,415	47,250	1,365	3,194
Raffinerie 5	33,29	11,190	5,890	0,110	42,190	7,340	3,173
Raffinerie 6	37,42	4,490	5,730	1,530	49,980	0,885	3,210
Raffinerie 7	39,77	3,190	11,685	1,745	43,660	0,010	3,202
Raffinerie 8	46,35	2,840	5,030	2,895	42,420	0,525	3,191
Raffinerie 9	44,40	5,245	8,840	3,155	36,340	2,065	3,169
Raffinerie 10	46,56	4,215	8,040	2,030	35,840	3,325	3,160
Raffinerie 11	49,07	4,415	6,610	1,040	37,140	2,015	3,169
Raffinerie 12	41,61	7,235	4,745	1,190	45,300	0,010	3,206
Raffinerie 13	38,94	7,610	2,460	0,810	45,230	4,995	3,175
Raffinerie 14	23,32	5,595	8,885	2,700	47,990	11,515	3,152

Quelle: DGMK 2002, eigene Berechnungen

Tabelle 9: Zusammensetzung der Ottokraftstoffqualitäten Super Plus (DGMK)

Komponenten	Paraffine	Naphthene	Azyklische Olefine	Zyklische Olefine	Aromaten	Sauerstoffverbindungen	Emissionsfaktor
Einheit	[Gew.-%]	[Gew.-%]	[Gew.-%]	[Gew.-%]	[Gew.-%]	[Gew.-%]	[t CO ₂ /t]
Mittelwert	33,95	2,900	2,759	0,429	44,332	10,487	3,144
Raffinerie 1	36,26	1,720	2,390	0,210	49,970	9,465	3,159
Raffinerie 2	44,74	2,205	0,860	0,035	44,870	7,365	3,156
Raffinerie 3	-	-	-	-	-	-	-
Raffinerie 4	28,55	1,245	1,320	0,235	44,140	8,705	3,160
Raffinerie 5	27,71	8,490	1,800	0,085	46,720	13,955	3,132
Raffinerie 6	33,29	1,810	3,685	1,200	49,190	6,795	3,176
Raffinerie 7	31,64	2,275	4,155	0,320	47,380	7,625	3,170
Raffinerie 8	31,21	1,700	0,090	0,205	43,480	13,955	3,121
Raffinerie 9	41,60	3,035	2,515	0,210	34,430	13,440	3,102
Raffinerie 10	32,14	2,720	8,175	0,780	39,400	10,820	3,132
Raffinerie 11	45,67	2,310	0,720	0,185	32,380	10,435	3,111
Raffinerie 12	30,69	3,265	4,455	0,900	48,670	8,015	3,172
Raffinerie 13	28,55	3,335	1,495	0,655	48,400	13,745	3,136
Raffinerie 14	29,36	3,595	4,205	0,555	47,290	12,005	3,143

Quelle: DGMK 2002, eigene Berechnungen

Tabelle 10: Zusammensetzung der Ottokraftstoffqualitäten Super E5

Komponenten	Aromaten	Summe Ether	Summe Alkohole	Sauerstoffverbindungen	Sauerstoffgehalt	Emissionsfaktor
Einheit	Gew.-%	Gew.-%	Gew.-%	Gew.-%	Gew.-%	t CO ₂ / t
Raffinerie 1	30,90	3,20	4,90	8,10	2,17	3,086
Raffinerie 2	27,90	0,30	5,30	5,60	1,89	3,089
Raffinerie 3	39,70	4,10	5,10	9,20	2,52	3,084
Raffinerie 4	32,30	6,30	5,00	11,30	2,63	3,071
Raffinerie 5	40,90	unter 0,1	5,20	5,20	1,80	3,121
Raffinerie 6	37,30	0,60	4,90	5,50	1,80	3,110
Raffinerie 7	39,50	0,30	5,30	5,60	1,89	3,111
Raffinerie 8	41,10	unter 0,1	5,30	5,30	1,84	3,119
Raffinerie 9	34,90	2,70	5,30	8,00	2,29	3,087
Raffinerie 10	39,90	3,70	5,20	8,90	2,48	3,087
Raffinerie 11	30,30	0,10	5,20	5,30	1,82	3,092
Import 1	27,00	0,20	5,20	5,40	1,84	3,088
Import 2	26,30	4,70	5,60	10,30	2,67	3,092
Import 3	35,30	2,00	5,20	7,20	2,12	3,090

Quelle: PetroLab 2022

Tabelle 11: Zusammensetzung der Ottokraftstoffqualitäten Super E10

Komponenten	Aromaten	Summe Ether	Summe Alkohole	Sauerstoffverbindungen	Sauerstoffgehalt	Emissionsfaktor
Einheit	Gew.-%	Gew.-%	Gew.-%	Gew.-%	Gew.-%	t CO ₂ / t
Raffinerie 1	30,50	0,20	10,00	10,20	3,50	3,040
Raffinerie 2	27,20	0,40	9,80	10,20	3,46	3,037
Raffinerie 3	38,20	unter 0,1	10,30	10,30	3,57	3,047
Raffinerie 4	29,40	6,40	7,40	13,80	3,48	3,036
Raffinerie 5	36,20	unter 0,1	10,30	10,30	3,57	3,049
Raffinerie 6	37,70	0,60	8,10	8,70	2,91	3,075
Raffinerie 7	36,80	0,60	10,10	10,70	3,61	3,047
Raffinerie 8	40,40	unter 0,1	10,50	10,50	3,65	3,058
Raffinerie 9	33,10	0,20	9,60	9,80	3,37	3,051
Raffinerie 10	38,00	0,20	10,50	10,70	3,67	3,043
Raffinerie 11	27,70	unter 0,1	10,60	10,60	3,68	3,026
Import 1	30,50	0,10	10,30	10,40	3,60	3,038
Import 2	27,20	0,40	10,40	10,80	3,67	3,028
Import 3	35,60	0,10	10,00	10,10	3,49	3,051

Quelle: PetroLab 2022

Tabelle 12: Zusammensetzung der Ottokraftstoffqualitäten Super Plus (neue Analysen)

Komponenten	Aromaten	Summe Ether	Summe Alkohole	Sauerstoffverbindungen	Sauerstoffgehalt	Emissionsfaktor
Einheit	Gew.-%	Gew.-%	Gew.-%	Gew.-%	Gew.-%	t CO ₂ / t
Raffinerie 1	34,10	11,60	0,40	12,00	2,03	3,097
Raffinerie 2	26,90	12,80	0,10	12,90	2,35	3,073
Raffinerie 3	-	-	-	-	-	-
Raffinerie 4	35,00	13,40	0,50	13,90	2,22	3,091
Raffinerie 5	38,90	4,60	5,30	9,90	2,62	3,089
Raffinerie 6	38,00	8,70	0,50	9,20	1,66	3,119
Raffinerie 7	39,40	12,70	0,30	13,00	2,07	3,116
Raffinerie 8	-	-	-	-	-	-
Raffinerie 9	39,60	13,80	0,60	14,40	2,42	3,095
Raffinerie 10	41,00	13,10	0,30	13,40	2,47	3,090
Raffinerie 11	35,30	14,40	0,20	14,60	2,62	3,078
Import 1	31,80	10,30	0,30	10,60	1,89	3,096
Import 2	27,90	9,30	1,20	10,50	2,08	3,082
Import 3	33,60	12,20	0,30	12,50	2,00	3,099

Quelle: PetroLab 2022

Die oben aufgezeigten Abweichungen sind durchschnittlich höher als die Abweichungen zwischen der DGMK Studie 2002 und 1994. Von daher kann davon ausgegangen werden, dass die Abweichungen innerhalb der natürlichen Schwankungsbreite der jeweiligen Ottokraftstoffqualität liegen. Anhand der farbigen Markierungen werden die größten Einflussfaktoren für die CO₂ Emissionsfaktoren ersichtlich. Beim Normalbenzin bestimmt im Wesentlichen der Gehalt an Aromaten die Höhe des CO₂ Emissionsfaktors. Die Aromaten haben durchschnittlich einen höheren Kohlenstoffgehalt als die Paraffine. Der Gehalt an Aromaten im Ottokraftstoff hängt hauptsächlich davon ab, ob auf dem Gelände der Raffinerie

auch chemische Grundstoffe hergestellt werden. In diesen Fällen wird versucht, einen möglichst hohen Anteil an Aromaten dem chemischen Produktionsprozess zur Verfügung zu stellen. Beim Ottokraftstoff Super schwankt der Gehalt an Aromaten nur geringfügig. Der CO₂ Faktor wird hier im Wesentlichen durch den Gehalt an Sauerstoffverbindungen (MTBE) bestimmt. Beim Super Plus spielt sowohl der Gehalt an Aromaten als auch der Gehalt an Sauerstoffverbindungen eine Rolle.

Als die Messungen der DGMK Studie durchgeführt wurden wurde den konventionellen Kraftstoffen noch keine Biokraftstoffe zugesetzt. Die in den Tabelle 10 bis Tabelle 12 aufgelisteten Werte, die aus einer aktuellen Studie (PetroLab 2022) stammen, enthalten dagegen Biokomponenten. Die Biokomponenten enthalten Sauerstoff. Daher liegen die CO₂ Emissionsfaktoren durchschnittlich niedriger. Diese Emissionsfaktoren können für das nationale Treibhausgasinventar in der Form nicht verwendet werden, weil hier sowohl fossiler als auch biogener Kraftstoffanteil einzeln betrachtet werden. Daher werden unter Berücksichtigung der Biomasseanteile (Ethanol, ETBE, TAEE) für jede Fraktion einzelne Faktoren ermittelt. Die Faktoren für den fossilen Kraftstoffanteil sind in Tabelle 6 aufgelistet.

Aus den Angaben zum jährlichen Absatz von Normalbenzin, Ottokraftstoff Super und Super Plus (Amtliche Mineralöl-daten) wird ein gewichteter CO₂ Emissionsfaktor berechnet. Für das Jahr 1990 liegen keine Angaben für die Neuen Bundesländer vor. Deshalb wird in diesem Fall die Aufteilung der einzelnen Kraftstoffqualitäten für das Jahr 1991 auf das Jahr 1990 übertragen. Aus Konsistenzgründen wird aus dem berechneten massebezogenen Emissionsfaktor und dem in der Energiebilanz verwendeten unteren Heizwert ein energiebezogener CO₂ Emissionsfaktor berechnet. Die so ermittelten Emissionsfaktoren schwanken über die Jahre kaum. Lediglich für das Jahr 2011 ergibt sich es ein auffällig niedriger Emissionsfaktor. Nach der Einführung von E10 (ein bis zu 10%iger Anteil an Biokraftstoff im Super) wurde deutlich mehr Super Plus getankt.

Der energiebezogene Emissionsfaktor lag über viele Jahre stabil bei rund 73,1 t CO₂/TJ. Der in den IPCC 2006 angegebene Default-Wert mit 69,3 t CO₂/TJ ist zu niedrig. Die Nutzung des Default-Wertes würde im Deutschen Inventar zu einer deutlichen Untererfassung führen. Aktuell kann kein energiebezogener Emissionsfaktor berechnet werden, da Heizwerte allenfalls für das Gemisch inklusive Biokomponenten, bestimmt werden. Für den rein fossilen Anteil sind keine validen Heizwerte bekannt. Daher wird im Treibhausgasinventar nur mit massespezifischen Emissionsfaktoren gerechnet.

5.3 Flugbenzin

Flugbenzin (AvGas) wird nur noch in sehr geringen Mengen, in Kleinflugzeugen, eingesetzt. Daher existieren auch nur noch wenige Hersteller. Es ist der letzte verbliebene verbleite Kraftstoff. Der Vollständigkeit halber wurde dieser Kraftstoff in der Studie PetroLab 2022 mit untersucht. Da die Schwankungsbreite der Zusammensetzung von Flugbenzin deutlich geringer ist, als bei den übrigen Ottokraftstoffen reichen wenige Proben aus, um einen repräsentativen Emissionsfaktor zu ermitteln. Aufgrund der geringen Produktionsmengen ist Flugbenzin ein vergleichsweise teurer Treibstoff. Daher wird, sofern die technischen Gegebenheiten das zulassen, versucht, auf die Ottokraftstoffqualität Superplus umzusteigen, die in dem Zusammenhang als MoGas bezeichnet wird. Der Alkoholgehalt darf in dem Fall 1 V/V-% nicht übersteigen. Daher wurde MoGas an dieser Stelle nicht noch einmal ausgewertet. Die folgende Tabelle zeigt die Analyseergebnisse für das Flugbenzin:

Tabelle 13: Zusammensetzung von Flugbenzin

Komponenten	Analysedaten für Flugbenzin von PetroLab aus dem Jahr 2020						Mittelwert
	Einheit	D-Nord	D-SW	D-Süd/CH	CH		
n-Paraffine	Gew.-%	0,600	1,200	0,400	2,200	1,100	
iso-Paraffine	Gew.-%	78,200	78,800	74,400	88,500	79,975	
iso-Pentan	Gew.-%	17,500	14,700	12,800	8,700	13,425	
C8-iso-Paraffine	Gew.-%	50,200	54,600	51,000	69,700	56,375	
Olefine	Gew.-%	0,100	0,100	< 0,1	0,200	0,125	

Komponenten	Analysedaten für Flugbenzin von PetroLab aus dem Jahr 2020					
	Einheit	D-Nord	D-SW	D-Süd/CH	CH	Mittelwert
Naphthene	Gew.-%	0,500	0,500	0,500	0,300	0,450
Aromaten	Gew.-%	20,800	19,200	24,800	8,700	18,375
Benzol	Gew.-%	< 0,02	0,050	< 0,02	0,020	0,028
Toluol	Gew.-%	1,700	8,000	3,200	8,200	5,275
C8-Aromaten	Gew.-%	13,400	7,900	14,900	0,300	9,125
C9-Aromaten	Gew.-%	5,700	3,200	6,700	0,100	3,925
Oxygenates	Gew.-%	< 0,1	0,100	< 0,1	< 0,1	< 0,1
MTBE	Gew.-%	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
ETBE	Gew.-%	< 0,1	0,100	< 0,1	< 0,1	< 0,1
TAAE	Gew.-%	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
C	Gew.-%	85,235	85,204	85,543	84,612	85,149
H	Gew.-%	14,765	14,774	14,457	15,386	14,846
O	Gew.-%	0,000	0,022	0,000	0,002	0,006
oberer Heizwert	MJ/kg	47,070	47,100	46,860	47,650	47,170
unterer Heizwert	MJ/kg	43,780	43,800	43,630	44,200	43,853
CO ₂ Emissionsfaktor	t CO ₂ /TJ	71,386	71,328	71,890	70,191	71,199

Quelle: PetroLab 2022

5.4 Dieselkraftstoff

Als Grundlage zur Berechnung des Emissionsfaktors für Dieselkraftstoff dient der DGMK Forschungsbericht 583: „Zusammensetzung von Dieselkraftstoffen aus Deutschen Raffinerien 1999-2002“. Dabei wurden Proben aus 13 Raffinerien für Sommer- und Winterqualitäten untersucht. Aus den Analyseergebnissen wurden jeweils ein Mittelwert für die Sommer- und ein Mittelwert für die Winterqualität berechnet. Die folgende Abbildung zeigt die geringen Unterschiede der einzelnen Qualitäten.

Tabelle 14: Zusammensetzung von Dieselkraftstoffen im Sommer

Komponenten	Kohlenstoff	Wasserstoff	Emissionsfaktor
Einheit	[Gew.-%]	[Gew.-%]	[t CO ₂ /t]
Mittelwert	86,32	13,577	3,165
Raffinerie 1	86,30	13,700	3,164
Raffinerie 2	86,20	13,700	3,161
Raffinerie 3	86,30	13,600	3,164
Raffinerie 4	86,30	13,600	3,164
Raffinerie 5	86,40	13,600	3,168
Raffinerie 6	86,40	13,500	3,168
Raffinerie 7	86,20	13,700	3,161
Raffinerie 8	86,20	13,800	3,161
Raffinerie 9	86,60	13,300	3,175
Raffinerie 10	86,20	13,600	3,161
Raffinerie 11	86,30	13,500	3,164
Raffinerie 12	86,50	13,400	3,172
Raffinerie 13	86,30	13,500	3,164

Quelle: DGMK-Forschungsbericht 583, eigene Berechnungen

Tabelle 15: Zusammensetzung von Dieseldieselkraftstoffen im Winter

Komponenten	Kohlenstoff	Wasserstoff	Emissionsfaktor
Einheit	[Gew.-%]	[Gew.-%]	[t CO ₂ /t]
Mittelwert	86,40	13,488	3,168
Raffinerie 1	86,40	13,500	3,168
Raffinerie 2	86,40	13,300	3,168
Raffinerie 3	86,20	13,700	3,161
Raffinerie 4	86,20	13,700	3,161
Raffinerie 5	86,40	13,600	3,168
Raffinerie 6	86,20	13,400	3,161
Raffinerie 7	86,20	13,700	3,161
Raffinerie 8	86,50	13,500	3,172
Raffinerie 9	86,30	13,600	3,164
Raffinerie 10	86,40	13,400	3,168
Raffinerie 11	86,50	13,500	3,172
Raffinerie 12	86,70	13,200	3,179
Raffinerie 13	86,30	13,500	3,164
Raffinerie 14	86,60	13,500	3,175
Raffinerie 15	86,70	13,400	3,179
Raffinerie 16	86,40	13,300	3,168

Quelle: DGMK-Forschungsbericht 583, eigene Berechnungen

Die Schwankungsbreite der Werte ist insgesamt sehr gering. Zum einen liegen die Kraftstoffqualitäten der verschiedenen Raffinerien sehr dicht beieinander. Zum anderen sind die Unterschiede zwischen Sommer- und Winterdiesel ebenfalls gering. Trotzdem kann auf Grundlage dieser Daten ein gewichteter Emissionsfaktor berechnet werden, der Sommer- und Winterqualitäten berücksichtigt. In Deutschland ist die Verfügbarkeit von Winterdiesel gesetzlich geregelt. Danach müssen die Tankstellen vom 15.11. bis zum 28.02. Winterdiesel anbieten. Zusätzlich muss noch eine Umstellungsphase berücksichtigt werden, so dass mit einer Nutzung von Winterdiesel von ca. 4 Monaten zu rechnen ist. Demnach fahren die Dieselfahrzeuge 8 Monate lang mit Sommerdiesel. Über diese Verteilung wurde aus den Analyseergebnissen zum Sommer- und Winterdiesel ein gewichteter Emissionsfaktor berechnet. In der Studie wurden zwar Heizwerte bestimmt. Diese liegen aber nur für wenige Proben vor. Diese Proben lassen sich den Elementaranalysen nicht zweifelsfrei zuordnen. Aus den Analysedaten konnten jedoch Heizwerte berechnet werden. Diese stimmen mit den gemessenen Heizwerten sehr gut überein. Außerdem passen die Werte gut zu den Heizwerten der Energiebilanz. Aus der Berechnung ergibt sich ein energiebezogener CO₂ Emissionsfaktor von rund 74,0 t CO₂/TJ. Dieser stimmt sehr gut mit dem Default-Wert der IPCC 2006 Guidelines von 74,1 t CO₂/TJ überein.

Für Dieseldieselkraftstoff wurden keine neueren Analysen durchgeführt. Das liegt im Wesentlichen daran, dass dem Diesel andere Biokraftstoffkomponenten hinzugefügt werden, als den Ottokraftstoffen. Diese lassen sich analysetechnisch nicht sauber von den fossilen Inhaltsstoffen trennen. Daher ist eine Einzelbetrachtung der fossilen Basismischung nicht mehr möglich. Das ist aber beim Diesel auch nicht nötig, da die Zusammensetzung nur geringfügig schwankt. Außerdem gibt es keine Hinweise darauf, dass sich der Dieseldieselkraftstoff seit der letzten Untersuchung in seiner Zusammensetzung merklich geändert hat. Den einzigen Unterschied macht letztlich die Biokomponente aus. Diese wirkt sich natürlich auf den Heizwert und auf den Kohlenstoffgehalt des Gesamtgemisches aus. Da im Treibhausgasinventar die Emissionen aus dem fossilen Kraftstoffanteil und den Biokomponenten einzeln berechnet wird ist

diese Änderung nicht relevant. Der fossile Anteil ist als stabil anzusehen. Daher können die Emissionsfaktoren weiterverwendet werden.

5.5 Raffineriegas

Für das Raffineriegas wird aus den Daten des Emissionshandels jährlich ein massebezogener CO₂ Emissionsfaktor berechnet. Nur für die Jahre 2005 und 2006 wurde aufgrund der Datenqualität für die Berechnung ein Faktor verwendet, der aus den Durchschnittswerten der Jahre 2005 – 2013 gebildet wurde. Ab dem Jahr 2014 sind im Emissionshandel auch Raffineriegasmengen verbucht, die in m³ angegeben werden. Aufgrund der fehlenden Information zur Dichte, können diese Angaben nicht mit in die Berechnung der Emissionsfaktoren einbezogen werden. Eine Überprüfung zeigt, dass die Einbeziehung dieser Stoffströme in die Berechnung des energiespezifischen Emissionsfaktors aus den Emissionshandelsdaten diesen kaum beeinflusst.

Während die aus den Emissionshandelsdaten berechneten mittleren Heizwerte über die Jahre zwischen 45,1 MJ/kg und 48,8 MJ/kg schwanken, ist die Bandbreite der in der Energiebilanz verwendeten Heizwerte deutlich höher und liegt zwischen 37,5 MJ/kg und 49,5 MJ/kg. Als Erklärung für jährlichen Schwankungen und für die Differenz zum Emissionshandel ist zu vermuten, dass in der Energiestatistik jährlich eine unterschiedliche Anzahl an Betreibern einen niedrigeren Default-Heizwert benutzt. Diese lag im Jahr 2020 bei rund 43,1 MJ/kg. Aus Konsistenzgründen werden zur Inventarerstellung die in der Energiebilanz benutzten unteren Heizwerte verwendet. Um eine Untererfassung der CO₂ Emissionen zu vermeiden, wird der Emissionsfaktor dann entsprechend angepasst. D.h. zunächst wird ein massespezifischer Emissionsfaktor berechnet, der dann durch den in der Energiebilanz verwendeten Heizwert geteilt wird. Deshalb schwankt der energiebezogene Emissionsfaktor deutlich von 54,6 bis 69,8 t CO₂/TJ. Der Default-Emissionsfaktor der IPCC 2006 Guidelines liegt bei 57,6 t CO₂/TJ. Die Guidelines gehen von einem hohen Heizwert von 49,5 MJ/kg aus. Dieser hohe Heizwert würde eigentlich auf einen niedrigeren Default-Emissionsfaktor schließen lassen. Die massespezifischen nationalen Emissionsfaktoren liegen insgesamt im Bereich des 95 % Konfidenzintervalls der Default-Werte.

Tabelle 16: Vergleich der Stoffwerte für Raffineriegas

Jahr	ETS unterer Heizwert [MJ/kg]	Energiebilanz unterer Heizwert [MJ/kg]	EF ETS [tCO ₂ /TJ]	EF Inventar [t CO ₂ /TJ]
2007	46,511	45,856	56,24	57,04
2008	48,426	45,570	55,68	59,17
2009	48,810	42,448	55,24	63,51
2010	48,136	40,355	55,67	66,40
2011	47,776	43,048	55,49	61,58
2012	48,297	42,393	54,66	62,28
2013	45,093	43,080	58,06	60,78
2014	48,237	42,572	53,06	60,12
2015	45,246	42,325	58,01	62,02
2016	45,179	49,502	58,00	45,18
2017	48,107	37,497	54,44	69,84
2018	47,938	45,492	54,19	57,10
2019	48,301	45,492	53,94	57,27
2020	48,108	45,492	54,13	57,24

5.6 Flüssiggas

Um die CO₂ Emissionsfaktoren für Flüssiggas ermitteln zu können, wurde zunächst über die molare Masse der Kohlenstoffgehalt für Butan und Propan berechnet. Der jeweilige Anteil der beiden Kompo-

zenten wurde bis vor einigen Jahren im Jahresbericht des Deutschen Verbandes Flüssiggas e.V. veröffentlicht. Auch die Daten bis 1990 wurden vom Verband zur Verfügung gestellt. Über den jeweiligen Anteil der beiden Komponenten wird jährlich ein gewichteter massebezogener Emissionsfaktor berechnet, der durch den in der Energiebilanz verwendeten unteren Heizwert geteilt wird. Die massebezogenen Emissionsfaktoren schwanken über die Jahre kaum. Die in der Energiebilanz angegebenen Heizwerte zeigen deutlichere jährliche Variationen. Als Erklärungsansatz für die Heizwertschwankung in der Energiestatistik dient hier ebenfalls die unterschiedliche Nutzung der in der Statistik vorgegebenen Default-Heizwerte. Für Propan und Butan wird jeweils der identische Heizwert angesetzt. Diese Heizwertschwankungen werden über die Berechnungsmethode auf den energiebezogenen CO₂ Emissionsfaktor übertragen. Die im Nationalen Inventarbericht veröffentlichten Emissionsfaktoren für Flüssiggas gelten nur für den energetischen Verbrauch. Die Daten für die stoffliche Nutzung unterscheiden sich, da in diesem Fall im Gemisch durchschnittlich mehr Butan als Propan enthalten ist. Bei der energetischen Nutzung ist mehr Propan als Butan enthalten. Für den energetischen Verbrauch, der für die Emissionsberichterstattung relevant ist, wurden gewichtete Emissionsfaktoren von 64,0 bis 66,6 t CO₂/TJ berechnet. Der Default-Wert der IPCC 2006 Guidelines liegt mit 63,1 t CO₂/TJ leicht unter den gesamtdeutschen Mittelwerten. Es ist davon auszugehen, dass in dem Gemisch, das dem Default-Wert zu Grunde lag, neben Propan und Butan noch weitere Stoffe enthalten waren, die einen geringeren spezifischen Emissionsfaktor aufweisen. Seit dem Jahr 2015 werden die Emissionsfaktoren im nationalen Treibhausgasinventar fortgeschrieben, da die Einzelmengen an Propan und Butan nicht mehr statistisch erfasst werden.

5.7 Sonstige Mineralölprodukte und Reststoffe

Die CO₂ Emissionsfaktoren für Heizöl leicht, Petrolkoks, Heizöl schwer und „Andere Mineralölprodukte“ werden aus Emissionshandelsdaten berechnet. Die jeweiligen Mittelwerte aus den Jahren 2005 – 2013 wurden bis 1990 zurückgeschrieben.

Für das leichte Heizöl wurde ein mittlerer Emissionsfaktor von 74,0 t CO₂/TJ berechnet. Dieser gleicht erwartungsgemäß dem Emissionsfaktor für Dieselmotorkraftstoff. Außerdem stimmt er mit dem Default-Wert von 74,1 t CO₂/TJ überein.

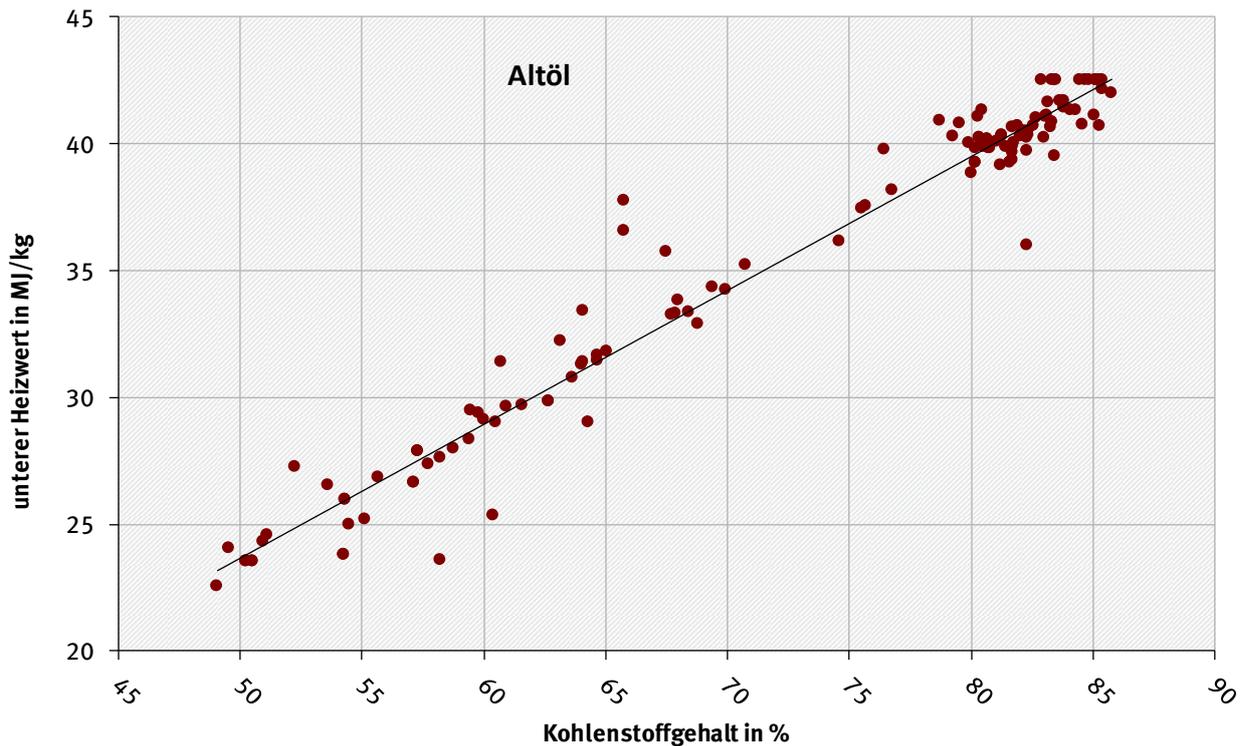
Die nationalen Emissionsfaktoren für den Petrolkoks schwanken über die Jahre zwischen 94,6 und 104,3 t CO₂/TJ. Die Werte liegen im Bereich des Default-Wertes der IPCC 2006 Guidelines von 97,5 t CO₂/TJ.

Die Grenze zwischen schwerem Heizöl und den „Anderen Mineralölprodukten“ ist nicht leicht zu ziehen. Gemäß der Mineralölstatistik wurden die „Anderen Mineralölprodukte“ als Reststoffe aus den Raffinerien definiert und der Emissionsfaktor entsprechend berechnet. Auch in der Energiebilanz werden in der Spalte „Heizöl schwer“ in Wirklichkeit hauptsächlich Schweröle und andere Rückstandsöle subsummiert. Wobei die Mehrzahl der Schweröle für die internationale Schifffahrt eingesetzt wird und die Rückstandsöle als nichtenergetischer Verbrauch zur chemischen Weiterverarbeitung genutzt wird. Für klassische Verbrennungsprozesse in der Industrie wird nach wie vor der Norm entsprechendes schweres Heizöl eingesetzt, wenn auch in deutlich geringerem Umfang. Für dieses schwere Heizöl wurden jährliche, gewichtete Emissionsfaktoren von 79,0 – 81,6 t CO₂/TJ ermittelt. Im Vergleich dazu erscheint der Default-Wert der IPCC 2006 Guidelines in Höhe von 77,4 t CO₂/TJ etwas zu niedrig. Die nationalen Faktoren für die „Anderen Mineralölprodukte“ unterscheiden sich nur geringfügig von den Werten für schweres Heizöl. Sie liegen durchschnittlich etwas höher und schwanken zwischen 80,1 und 82,9 t CO₂/TJ. Vor diesem Hintergrund erscheint der Default-Wert der IPCC 2006 Guidelines für „Other petroleum products“ mit 73,3 t CO₂/TJ deutlich zu niedrig. An dieser Stelle werden in den Guidelines verschiedene Stoffe, wie Aromaten, Teer, Propylen, Schwefel und Fette zusammengefasst, die sich aufgrund ihrer chemischen Eigenschaften deutlich unterscheiden. So weist z.B. reiner Schwefel einen Kohlenstoffgehalt von 0 auf, während Benzol und Toluol einen Kohlenstoffgehalt von > 90% zei-

gen. Die Heizwerte schwanken ebenfalls erheblich. Generell wäre es sinnvoll die in den Guidelines zusammengefassten Stoffe einzeln aufzulisten, weil es sonst zu deutlichen Fehlinterpretationen und Untererfassungen kommen kann.

Altöl wird in Deutschland nur in sehr geringer Menge in Verbrennungsprozessen eingesetzt. Es wird größtenteils stofflich genutzt, indem es wiederaufbereitet wird. Von daher kann aus den Emissionshandelsdaten nur eine begrenzte Datenmenge generiert werden. Die Stoffwerte für Altöl schwanken je nach Herkunft. Dennoch ergibt sich eine deutliche Korrelation zwischen den Kohlenstoffgehalten und Heizwerten, wie die folgende Abbildung zeigt:

Abbildung 13: Heizwerte und Kohlenstoffgehalte von Altöl



Quelle: Eigene Darstellung aus Daten der DEHSt (2021)

Es ist zu vermuten, dass die Schwefelgehalte der hier betrachteten Altöle nicht so stark schwanken. Ansonsten würden die Werte in der Graphik mehr streuen.

6 Gase

Gemäß IPCC Definition der Brennstoffe werden einige gasförmige Brennstoffe den festen Brennstoffen zugeordnet, da diese nach Logik der Guidelines aus festen Brennstoffen entstehen bzw. hergestellt werden. Das gilt für Kokerei- und Stadtgas, Gicht- und Konvertergas sowie für Brenngas. Die sonstigen hergestellten Gase werden den flüssigen Brennstoffen zugeordnet, da diese Gase im Wesentlichen in der Chemischen Industrie entstehen, aus dem Nichtenergetischen Verbrauch von Naphtha und anderen Mineralölprodukten. Diese Zuordnung ist notwendig, um im Referenzverfahren sinnvolle Ergebnisse zu erzielen.

6.1 Kokereigas, Gichtgas und Konvertergas

Deutschland ist ein bedeutender Stahlproduzent. Entsprechend hoch ist das Aufkommen an Kokerei-, Gicht- und Konvertergas. Gicht- und Konvertergas werden üblicherweise als Mischung verbrannt. Abhängig von der Gasqualität wird auch Erdgas hinzugemischt. Die Kuppelgase der Stahlindustrie werden vollständig energetisch genutzt. Nur ein sehr geringer Teil dieser Gase wird abgefackelt.

Zur Ermittlung der CO₂ Emissionsfaktoren für Kokereigas, Gichtgas und Konvertergas werden Emissionshandelsdaten verwendet. Für die Rückrechnung bis 1990 wurden aus den Emissionshandelsdaten 2005 – 2013 Mittelwerte berechnet, die dann für die Jahre 1990 – 2004 verwendet werden. Die für Kokereigas berechneten Emissionsfaktoren schwanken nur geringfügig zwischen 40,3 und 41,8 t CO₂/TJ. Die nationalen Werte liegen leicht unter dem Default-Wert der IPCC 2006 Guidelines von 44,4 t CO₂/TJ aber innerhalb des 95% Konfidenzintervalls.

Da in der Energiestatistik Gicht- und Konvertergas nur als Gasgemisch berichtet werden, wird aus den für beide Gase einzeln ermittelten Emissionsfaktoren und dem Gicht- und Konvertergasaufkommen ein gewichteter Emissionsfaktor berechnet. In den einzelnen Verwendungsbereichen gibt es sicherlich Unterschiede im Mischungsverhältnis. Da die Gicht- und Konvertergasverbrennung im Emissionshandel nur teilweise abgedeckt wird, wird durch die hier angewendete Berechnungsmethode sichergestellt, dass die Gesamtemissionen korrekt berechnet werden. Um die nationalen Faktoren mit den Default-Werten der IPCC 2006 Guidelines vergleichen zu können, müssen Gicht- und Konvertergas jeweils einzeln betrachtet werden. Die über den gesamten Anlagenpark berechneten jährlichen mittleren Emissionsfaktoren schwanken beim Gichtgas zwischen 254,8 und 272 t CO₂/TJ. Die Heizwerte liegen zwischen 3,6 und 3,3 MJ/m³. Der Default-Emissionsfaktor der IPCC 2006 Guidelines liegt mit 260 t CO₂/TJ im Bereich der nationalen Faktoren. Die jährlichen mittleren Emissionsfaktoren für Konvertergas bewegen sich in Deutschland zwischen 183 und 199 t CO₂/TJ. Die mittleren Heizwerte schwanken zwischen 8,5 und 8,1 MJ/m³. Der Default-Emissionsfaktor der IPCC 2006 Guidelines liegt mit 182 t CO₂/TJ unter den Deutschen Werten und scheint daher etwas niedrig.

6.2 Stadtgas

Bis zum Jahr 1996 wurde in Deutschland noch Stadtgas eingesetzt, das in der Energiebilanz mit dem Kokereigas zusammengefasst wird. Genau wie bei der Gicht- und Konvertergasverbrennung ist auch hier der Anteil vom Kokereigas und Stadtgas bei der Verwendungsseite nicht ablesbar. Deshalb wird auch in diesem Fall über das Kokereigas- und das Stadtgas aufkommen ein gewichteter Emissionsfaktor berechnet. Die Werte für das Stadtgas stammen von der GASAG und DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH Leipzig (DBI GUT). Es liegen detaillierte Analysen für die Jahre 1989 bis 1991 vor. Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über die unterschiedlichen Gasqualitäten.

Tabelle 17: Zusammensetzung der verschiedenen Stadtgaskomponenten nach Herkunft

	Einheit	Kohledruck- vergasung	Braunkohlen- Hochtempera- turverkokung	Staubdruck- vergasung	Erdgas- Druckspaltung	Öldruckspal- tung
Sauerstoff	[vol-%]	0,060	0,160	0,000	0,120	0,120
Stickstoff	[vol-%]	1,380	11,360	3,700	1,810	1,000
Kohlendioxid	[vol-%]	4,240	3,570	17,400	2,500	2,910
Wasserstoff	[vol-%]	55,670	47,360	40,100	60,660	47,950
Kohlenmonoxid	[vol-%]	21,190	21,780	38,800	34,420	47,550
Methan	[vol-%]	17,000	15,260	0,000	0,510	0,440
Ethen	[vol-%]	0,370	0,380	0,000	0,000	0,000
Propan	[vol-%]	0,020	0,030	0,000	0,000	0,000
Propen	[vol-%]	0,020	0,030	0,000	0,000	0,000
n-Butan	[vol-%]	0,050	0,070	0,000	0,000	0,000
Ethan	[vol-%]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
n-Pentan	[vol-%]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Heizwert	[MJ/m ³]	15,100	13,710	9,240	11,090	11,360
Emissionsfaktor	[t CO ₂ /TJ]	56,620	59,965	119,812	66,387	88,126

Quelle: DBI GUT 2014a

Diese unterschiedlichen Gase wurden zu einer einigermaßen gleichbleibenden Stadtgasqualität zusammengemischt. Zum jeweiligen Mischungsverhältnis der Gasfraktionen für die Sommer- und Winterqualität liegen ebenfalls Information der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH Leipzig vor. Als repräsentativ für die Sommerfahrweise wird, bezogen auf die überregionalen Anteile, folgende Mischung angesehen: 62,5 % Gas aus der Kohledruckvergasung, 25 % Gas aus der Braunkohlenhochtemperaturvergasung und 12,5% Gas aus der Staubdruckvergasung. Dadurch ergibt sich ein CO₂ Emissionsfaktor von 65,36 t CO₂/TJ. Für die Winterfahrweise wird folgendes Mischungsverhältnis als repräsentativ angesehen: 44,74 % Gas aus der Kohledruckvergasung, 17,9 % Gas aus der Braunkohlenhochtemperaturvergasung, 16,11 % Gas aus der Erdgasdruckspaltung, 5,59 % Gas aus der Öldruckspaltung, 8,95 % Gas aus der Staubdruckvergasung und 6,71 % Stickstoff. Daraus ergibt sich ein mittlerer Emissionsfaktor von 62,4 t CO₂/TJ. Die Emissionsfaktoren wurden entsprechend gewichtet. Regional gesehen schwankte die Gaszusammensetzung deutlich, da die Gase teilweise auch separat eingesetzt wurden. Die beschriebene Berechnung dient der Ermittlung eines überregionalen Durchschnittswertes. Im Vergleich zu den berechneten CO₂ Faktoren wirkt der Default-Emissionsfaktor der IPCC 2006 Guidelines von 44,4 t CO₂/TJ etwas niedrig. Allerdings wird Stadtgas in Europa schon lange nicht mehr eingesetzt.

6.3 Brenngas

Die Werte für das ausschließlich in den Neuen Bundesländern verwendete Brenngas stammen aus dem Datensatz der Ingenieursschule für Bergbau und Energetik „Ernst Thälmann“ in Senftenberg. In der folgenden Abbildung sind verschiedene Gase dargestellt:

Tabelle 18: Analysedaten für Braunkohlengase der DDR

	Einheit	Braunkohlen- winklergas	Braunkohlen-ge- neratorgas	Braunkohlen- schwelgas	Braunkohlen- was- sergas
Kohlendioxid	[vol-%]	5,500	3,700	19,000	13,800
Kohlenmonoxid	[vol-%]	22,500	30,000	11,600	38,000
Wasserstoff	[vol-%]	12,600	10,700	11,000	26,500
Stickstoff	[vol-%]	55,700	53,500	45,500	21,500
Methan	[vol-%]	0,700	2,000	11,600	0,600
andere KW	[vol-%]	0,000	0,000	0,800	0,000
Sauerstoff	[vol-%]	0,000	0,000	0,500	0,000
Heizwert [MJ/m³]	[MJ/m ³]	4,459	5,665	7,277	7,879
Emissionsfaktor	[t CO ₂ /TJ]	126,701	123,990	118,439	130,972

Quelle: Ingenieurschule für Bergbau und Energetik "Ernst Thälmann", eigene Berechnungen

Der Begriff Brenngas ist nicht klar definiert. Da dieses Gas vornehmlich in den Grubenkraftwerken eingesetzt wurde, ist davon auszugehen, dass sich um ein braunkohlebasiertes Gas handelt. Die Zusammensetzung dieser Gase kann aber sehr unterschiedlich sein. Dementsprechend sind auch die Emissionsfaktoren sehr unterschiedlich. Sie liegen in einem Bereich von 118,6 bis 131 t CO₂/TJ. Im Sinne eines konservativen Ansatzes, um die Basisjahremissionen nicht zu überschätzen, wird für die Inventarerstellung der niedrigste Emissionsfaktor verwendet. Im Energiewirtschaftlichen Jahresbericht 1989 wird für sonstiges Gas ein Heizwert von 5,3 MJ/Nm³ ausgewiesen, was auf einen höheren Emissionsfaktor hinweist. Da in der Energiebilanz Kokereigas, Stadtgas und Brenngas zusammengefasst berichtet werden, sind die Heizwerte der einzelnen Gase nicht mehr feststellbar.

6.4 Sonstige hergestellte Gase

Sonstige hergestellte Gase werden im Wesentlichen in der Chemischen Industrie eingesetzt. Unter diesem Begriff werden sowohl hochkalorische Gase, mit einem hohen Wasserstoffanteil, als auch niederkalorische Fackelgase mit einem hohen Stickstoff- oder CO₂-Anteil zusammengefasst. Von den Emissionshandelsdaten ist nur ein Teil für das Inventar auswertbar. In manchen Fällen sind keine CO₂ Emissionsfaktoren angegeben oder nur berechnet wurden, in anderen Fällen sind keine Heizwertangaben verfügbar. Dabei ergibt sich nur eine geringe Schnittmenge. Außerdem werden die Gase in verschiedenen Einheiten angegeben, so dass diese nicht zusammengefasst werden können. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die verschiedenen Stoffwerte.

Tabelle 19: Analysedaten für Sonstige Gase

Jahr	unterer Heizwert [MJ/m ³]	EF [tCO ₂ /1000m ³]	unterer Heizwert [MJ/kg]	EF [t CO ₂ /t]	EF Inventar [t CO ₂ /TJ]
2008	34,356	1,853	-	-	63,582
2009	34,466	1,856	-	-	63,582
2010	33,439	1,784	-	-	63,582
2011	33,369	1,785	-	-	63,582
2012	33,086	1,754	-	-	63,582
2013	32,626	1,596	-	-	65,313
2014	18,754	1,177	-	-	66,151
2015	16,872	0,877	50,021	1,225	63,532
2016	14,484	0,759	49,449	1,156	58,178
2017	17,629	0,919	39,030	1,198	59,344
2018	18,725	0,988	36,463	2,415	63,621
2019	14,086	0,755	37,379	2,442	68,939
2020	12,071	0,664	39,567	2,478	60,843

Quelle: DEHSt 2021

Die Daten zeigen ein sehr uneinheitliches Bild, teilweise mit deutlichen jährlichen Schwankungen. Daran wird deutlich, dass sich aus diesen Brennstoffgruppen keine für das Inventar verwendbaren, durchschnittlichen Emissionsfaktoren berechnen lassen. In einem ersten Ansatz wurde seinerzeit aus dem durchschnittlichen, auf 1000m³ bezogenen, CO₂ Faktor für die Jahre 2008 bis 2013 die CO₂ Menge bis 1990 zurück berechnet. Nach Auswertung der darauffolgenden Jahre stellte sich jedoch heraus, dass dieser Durchschnittswert zu hoch war. Daher war eine Überarbeitung notwendig. Für die Berechnung der Emissionsfaktoren werden die Einzelfaktoren nicht verwendet. Stattdessen dient die Gesamtmenge an CO₂, die aus den sonstigen Gasen im Emissionshandel berichtet wird, als Berechnungsbasis. Diese CO₂ Menge wird dann durch die gesamte Menge an sonstigen Gasen geteilt, die von den Betreibern der Großfeuerungsanlagen gemäß der 13.BImSchV in der Einheit TJ berichtet wird. Als Ergebnis entsteht ein CO₂ Emissionsfaktor, der in der Größenordnung von Raffineriegas liegt. Das erscheint plausibel, da auch die massespezifischen Heizwerte denen des Raffineriegases ähneln. Außerdem geben in der Energiestatistik einige der betroffenen Anlagenbetreiber die Gase aus der chemischen Industrie als Raffineriegas an. Allerdings liegen die insgesamt in der Energiestatistik gemeldeten Mengen an sonstigen hergestellten Gasen und Raffineriegas unter den Mengen, die gemäß der 13.BImSchV gemeldet werden. Die Kombination aus den Großfeuerungsanlagen und den CO₂ Daten aus dem Emissionshandel sichert an dieser Stelle die Konsistenz zwischen der Berichterstattung für die Luftschadstoffe, Treibhausgase und dem ETS.

Aus Gründen der Zeitreihenkonsistenz wurde aus den Emissionsfaktoren von 2013-2020 ein Durchschnittswert berechnet, der bis zum Jahr 1990 zurückgeschrieben wurde.

6.5 Grubengas

Für Grubengas wurde über die vom Steinkohlenverband angegebene verwertete Methanmenge und die in der Energiebilanz angegebene Gesamtmenge in Kubikmetern ein Methangehalt ausgerechnet. Über die entsprechende Gaszusammensetzung wurde dann ein CO₂ Emissionsfaktor berechnet. Da sich in einigen Jahren statistische Differenzen ergeben, wird im Sinne eines konservativen Ansatzes mit dem niedrigsten Methangehalt gerechnet. Dieser Wert passt zu den Analysedaten, die dem Umweltbundesamt für Grubengas vorliegen. Nach der Stilllegung der Gruben ist damit zu rechnen, dass der Methangehalt des verwerteten Gases noch etwas sinken wird. Aus diesem Grund werden die Werte jährlich überprüft. Allerdings lohnt sich eine Anpassung des Emissionsfaktors nur bei größeren

Abweichungen. Die gegenwärtig noch eingesetzte Grubengasmenge ist vergleichsweise gering und wird sich nach dem Ausstieg aus dem Steinkohlenbergbau noch weiter verringern. Ein Vergleich mit dem Default-Emissionsfaktor ist in dem Fall nicht möglich, da die IPCC 2006 Guidelines keinen CO₂ Emissionsfaktor für Grubengas angeben.

6.6 Erdgas und Erdöl

Für Erdöl konnten Werte aus dem Emissionshandel verwendet werden. Erdöl wird in Deutschland nur bei der Erdgasförderung eingesetzt. Bis zum Jahr 1994 wurde Erdöl als Brennstoff in der Energiebilanz noch separat ausgewiesen. Ab 1995 werden in der Energiebilanz Erdgas und Erdöl zusammengefasst. Da die im Emissionshandel verbuchte Erdgasmenge nicht repräsentativ ist und häufig Default-Emissionsfaktoren verwendet werden, wurden in dem Projekt: „Messungen der Erdgasqualität an verschiedenen Stellen im Netz zur Ableitung bzw. Verifizierung von durchschnittlichen Emissionsfaktoren und Heizwerte von Erdgas“ (2014), von der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH Leipzig eigene Analysen durchgeführt. Dabei wurden an 32 Standorten Deutschlandweit Messungen vorgenommen. Die Messstellen wurden so ausgewählt, dass alle wichtigen Importgase sowie die Eigenförderung erfasst wurden. Außerdem wurde ein in Deutschland verteiltes Gemisch analysiert. In den Fällen, in denen die Messung an einem Grenzübergabepunkt nicht möglich war, wurden alternative Messstellen gefunden.

Tabelle 20: Analysedaten für Erdgas L

	Einheit	Holland Winter	Holland Sommer	Deutschland Winter	Deutschland Sommer
Helium	Mol.-%	0,05786	0,05787	0,05487	0,04889
Wasserstoff	Mol.-%	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Sauerstoff	Mol.-%	0,00200	0,02198	0,00100	0,00699
Stickstoff	Mol.-%	13,20306	11,89412	11,66730	11,23674
Kohlendioxid	Mol.-%	0,91300	0,73146	0,76550	0,53382
Kohlenmonoxid	Mol.-%	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Methan	Mol.-%	82,92466	85,30374	85,10016	86,58319
Ethan	Mol.-%	2,44735	1,69909	2,00772	1,47382
Ethen	Mol.-%	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Propan	Mol.-%	0,29519	0,18362	0,21809	0,06493
Propen	Mol.-%	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
i-Butan	Mol.-%	0,04515	0,02857	0,03649	0,01256
n-Butan	Mol.-%	0,05024	0,03203	0,04183	0,01119
neo-Pentan	Mol.-%	0,00615	0,00450	0,00550	0,00410
i-Pentan	Mol.-%	0,01220	0,00822	0,01288	0,00394
n-Pentan	Mol.-%	0,01153	0,00761	0,01192	0,00265
i-Hexane	Mol.-%	0,00921	0,00622	0,01035	0,00302
n-Hexan	Mol.-%	0,00456	0,00301	0,00602	0,00127
i-Heptane	Mol.-%	0,00609	0,00370	0,00932	0,00161
n-Heptan	Mol.-%	0,00192	0,00114	0,00370	0,00044
i-Octane	Mol.-%	0,00326	0,00178	0,00831	0,00095
n-Octan	Mol.-%	0,00068	0,00057	0,00398	0,00012
Benzen	Mol.-%	0,00527	0,00972	0,02257	0,00873
Toluen	Mol.-%	0,00052	0,00073	0,00643	0,00088
Ethylbenzen	Mol.-%	0,00009	0,00009	0,00152	0,00008
m, p-Xylen	Mol.-%	0,00001	0,00011	0,00234	0,00007
o-Xylen	Mol.-%	0,00000	0,00013	0,00220	0,00000
Brennwert	MJ/m ³	35,25756	35,49946	35,80461	35,65066
Heizwert	MJ/m ³	31,80846	32,01544	32,29877	32,14516
Emissionsfaktor	t CO ₂ /TJ	55,90181	55,62934	55,76198	55,41216
Emissionsfaktor	kg CO ₂ /kWh (Hi)	0,201246	0,200266	0,200743	0,199498
Emissionsfaktor	kg CO ₂ /kWh (Hs)	0,181559	0,180611	0,181087	0,179899

Quelle: DBI GUT 2014b

Tabelle 21: Analysedaten für Erdgas H

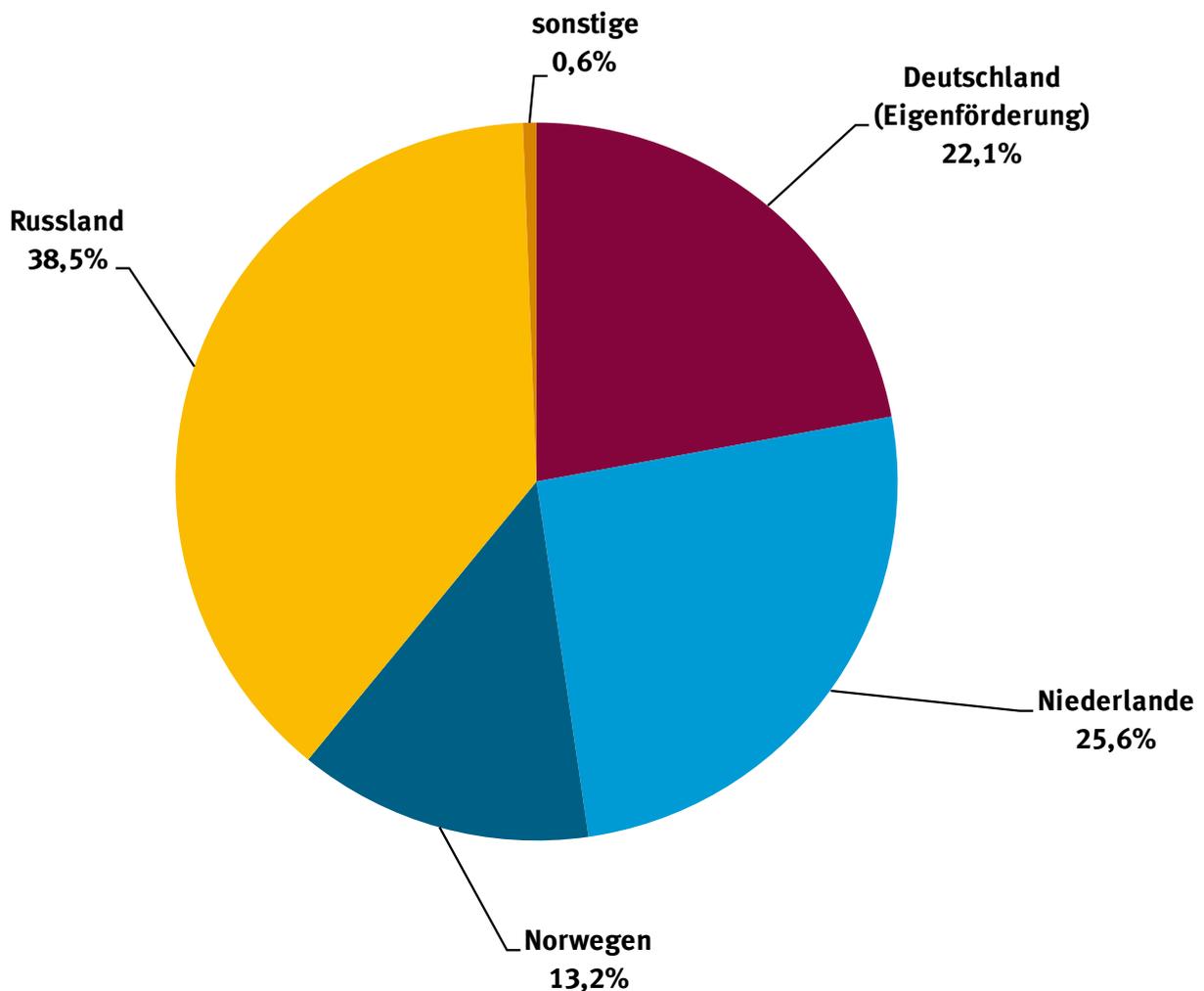
	Einheit	Norwegen Winter	Norwegen Sommer	Russland Winter	Russland Sommer	Dänemark Sommer
Helium	Mol.-%	0,01795	0,02294	0,02294	0,02294	0,03088
Wasserstoff	Mol.-%	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Sauerstoff	Mol.-%	0,00998	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Stickstoff	Mol.-%	1,15469	1,17550	0,82557	0,66778	0,16749
Kohlendioxid	Mol.-%	1,11328	1,67775	0,07324	0,12639	1,00493
Kohlenmonoxid	Mol.-%	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Methan	Mol.-%	92,95818	90,94302	97,26253	96,60166	87,92253
Ethan	Mol.-%	4,10166	5,08850	1,39408	1,96520	6,83474
Ethen	Mol.-%	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Propan	Mol.-%	0,43806	0,87704	0,30531	0,43763	2,33819
Propen	Mol.-%	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
i-Butan	Mol.-%	0,07966	0,07623	0,05038	0,07659	0,36923
n-Butan	Mol.-%	0,05924	0,09196	0,04689	0,07059	0,73655
neo-Pentan	Mol.-%	0,00220	0,00079	0,00094	0,00137	0,00784
i-Pentan	Mol.-%	0,01613	0,01722	0,00711	0,01139	0,18272
n-Pentan	Mol.-%	0,01210	0,01417	0,00512	0,00822	0,20814
i-Hexane	Mol.-%	0,01089	0,00571	0,00195	0,00345	0,07296
n-Hexan	Mol.-%	0,00654	0,00391	0,00124	0,00207	0,05977
i-Heptane	Mol.-%	0,01024	0,00249	0,00135	0,00251	0,02840
n-Heptan	Mol.-%	0,00075	0,00041	0,00016	0,00023	0,01180
i-Octane	Mol.-%	0,00550	0,00083	0,00060	0,00114	0,00877
n-Octan	Mol.-%	0,00051	0,00011	0,00010	0,00017	0,00211
Benzen	Mol.-%	0,00121	0,00113	0,00028	0,00032	0,00981
Toluen	Mol.-%	0,00051	0,00024	0,00014	0,00022	0,00252
Ethylbenzen	Mol.-%	0,00021	0,00000	0,00002	0,00005	0,00022
m, p-Xylen	Mol.-%	0,00023	0,00006	0,00005	0,00007	0,00020
o-Xylen	Mol.-%	0,00028	0,00000	0,00000	0,00000	0,00018
Brennwert	MJ/m ³	40,63784	40,95824	40,17810	40,53254	44,58987
Heizwert	MJ/m ³	36,67763	36,98431	36,23026	36,55986	40,35322
Emissionsfaktor	t CO ₂ /TJ	56,11740	56,62425	55,16382	55,31522	57,25707
Emissionsfaktor	g CO ₂ /kWh (Hi)	202,022	203,847	198,590	199,135	206,125
Emissionsfaktor	g CO ₂ /kWh (Hs)	182,335	184,069	179,077	179,617	186,541

Quelle: DBI GUT 2014b

Die Schwankungsbreite der CO₂ Emissionsfaktoren innerhalb der Gasqualitäten ist sehr gering. Aber auch insgesamt schwanken die Werte nur geringfügig, wie die Übersichten zeigen.

Analog zu anderen Brennstoffen werden auch beim Erdgas keine sektorspezifischen Emissionsfaktoren ermittelt. Das ist in diesem Fall aufgrund der Datenlage nicht möglich. Deshalb wurden auf nationaler Ebene gewichtete Emissionsfaktoren ermittelt. Die Berechnung erfolgte bisher auf Grundlage der vorgenommenen Messungen und der Importströme sowie der Eigenproduktion. An der Eigenproduktion gibt es einen kleinen Anteil an Erdölgas, der in den W.E.G. Jahresberichten veröffentlicht wird. Dieser Anteil wird ebenfalls in die Berechnung mit einbezogen. Die Eigenproduktion sowie die Importströme haben sich seit 1990 deutlich verändert, wie die folgenden beiden Abbildungen zeigen.

Abbildung 14: Erdgasherkunft 1990



Quelle: BAFA 2015, Eurostat 2016

Die aus den einzelnen Herkunftsgebieten berechneten landesspezifischen Emissionsfaktoren weisen kaum Schwankungen auf. Die Werte reichen von 55,7 t CO₂/TJ bis 55,9 t CO₂/TJ. Die Emissionsfaktoren liegen im Bereich des Default CO₂ Emissionsfaktor der IPCC 2006 Guidelines, der für Erdgas mit 56,1 t CO₂/TJ angegeben wird.

Seit dem Jahr 1990 ist der Erdgasverbrauch in Deutschland kontinuierlich angestiegen. Der Anteil der Eigenförderung ist dagegen deutlich gesunken. Die Importe aus den Niederlanden sind ebenfalls zurückgegangen. Da die L-Gas-Förderung in absehbarer Zukunft eingestellt werden soll, muss bis zum Jahr 2029 die „Marktraumumstellung“ erfolgen. Im Zuge dessen werden in den betroffenen Gebieten (im Norden und Westen Deutschlands), alle angeschlossenen Geräte von L-Gas auf H-Gas angepasst. Seit dem Berichtsjahr 2016 werden die Erdgasimporte in der Statistik nicht mehr differenziert nach Herkunftsgebieten ausgewiesen. Deutschland ist ein Transitland für Erdgas. Es werden große Mengen Gas durchgeleitet. Da das Gas in verschiedene Richtungen fließen kann, sind auch Ringflüsse möglich. Zwar sind durch Messungen an den Übergabestationen die Gasmengen, die im Land verbleiben, genau ermittelbar. Allerdings lässt sich aufgrund der hohen Durchleitungsmenge die Herkunft des im Inland

verbliebenen Gasgemisches nicht sicher bestimmen. Daher wird auf eine statistische Ausweisung verzichtet. Infolgedessen ist eine Berechnung des Emissionsfaktors über die wichtigsten Importländer nicht mehr möglich. Deshalb wurde die Berechnung auf Emissionshandelsdaten umgestellt. Aus den im Emissionshandel gemeldeten Brennstoffeinsätzen in GJ und den dazugehörigen CO₂ Emissionen werden jährlich gewichtete Emissionsfaktoren berechnet.

Tabelle 22: Vergleich Erdgas H und Erdgas L

Jahr	Erdgas Inventar gesamt in TJ	Erdgas ETS gesamt gemessen in TJ	ETS Erdgas L (Anteil)	ETS Erdgas H (Anteil)	EF Erdgas L tCO ₂ /TJ	EF Erdgas H tCO ₂ /TJ	EF gesamt tCO ₂ /TJ	EF gesamt g CO ₂ /kWh (Hi)
2015	2.708.761	766.883	18,4%	81,6%	56,11	55,84	55,89	201,20
2016	2.923.061	885.234	20,1%	79,9%	56,15	55,76	55,84	201,03
2017	2.963.720	896.773	18,2%	81,8%	56,15	55,76	55,83	200,98
2018	2.940.118	904.086	16,1%	83,9%	56,13	55,66	55,73	200,64
2019	2.995.393	949.646	14,6%	85,4%	56,11	55,69	55,75	200,69
2020	2.900.337	1.023.112	14,6%	85,4%	56,16	55,77	55,83	200,99

Quelle: UBA, nationales Treibhausgasinventar, DEHSt 2021

Zwar erfolgt der größte Anteil des Erdgaseinsatzes in kleineren Anlagen und wird daher im Emissionshandel nicht erfasst. Allerdings liegen die gewichteten Emissionsfaktoren aus dem ETS sehr dicht an den über die Herkunftsgebiete berechneten Faktoren, sodass kein Bruch in der Zeitreihe entsteht. Die in der Übersicht dargestellten Gesamterdgasmengen im Emissionshandel beziehen sich auf die Stoffströme, in denen der untere Heizwert und der Kohlenstoffgehalt gemessen wurden. Anlagen, die kleinere Mengen einsetzen sind von der Analysepflicht ausgenommen und können ersatzweise mit Default-Werten rechnen. Diese Mengen werden in der Auswertung nicht berücksichtigt.

Insgesamt zeigen auch die Emissionshandelsdaten den Trend von L zu H-Gas, der sich in den nächsten Jahren noch fortsetzen wird.

Die in der Tabelle 22 angegebenen Emissionsfaktoren pro TJ und pro kWh beziehen sich auf den unteren Heizwert (Hi). Im deutschen Treibhausgasinventar werden alle Brennstoffeinsätze in Energieeinheiten angegeben, die sich auf den unteren Heizwert beziehen. Das ist in den IPCC Guidelines so vorgegeben. Außerdem fußen auch die Werte in der nationalen Energiebilanz auf den unteren Heizwert. Bei Heizkostenabrechnungen wird die Energiemenge aber üblicherweise in kWh bezogen auf den Brennwert angegeben. Daher muss für Emissionsberechnungen, die sich auf diese Art von Abrechnungen beziehen, ein CO₂ Emissionsfaktor verwendet werden, der sich auf den Brennwert bezieht. In den Tabelle 20 und Tabelle 21 sind dazu einige Werte angegeben, die sich auf spezifische Herkunftsgebiete beziehen. Für einen gesamtdeutschen Durchschnittswert kann mit einem Umrechnungsfaktor von 1,108 als Verhältnis zwischen dem unteren Heizwert und dem Brennwert gerechnet werden. Damit ergibt sich für das Jahr 2020 ein Emissionsfaktor von 181,935 g CO₂/kWh.

7 Auszug der brennstoffbezogenen CO₂-Emissionsfaktoren

Im Folgenden ein Auszug der *Liste der CO₂-Emissionsfaktoren für Brennstoffbezogene Emissionsfaktoren*. Diese Liste wird jährlich aktualisiert im *Nationalen Inventarbericht (NIR)* und auch separat auf unserer *Themenseite Treibhausgas-Emissionen* im Internet¹ veröffentlicht.

Tabelle 23: CO₂-Emissionsfaktoren - Brennstoffbezogene Emissionsfaktoren (Auszug, Stand 15.02.2022)

	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020
Kohlen								
Steinkohle								
Steinkohle roh (Kraftwerke, Industrie)	t CO ₂ /TJ	93,1	93,1	93,5	93,9	94,0	93,5	93,6
Steinkohlenbriketts	t CO₂/TJ	95,9	95,9	95,9	95,9	95,9	95,9	95,9
Steinkohlenkoks (ohne Eisen & Stahl)	t CO₂/TJ	108,1	108,1	108,1	108,1	108,1	108,1	108,3
Steinkohlenkoks Eisen & Stahl	t CO ₂ /t	3,29	3,26	3,23	3,19	3,18	3,17	3,19
Anthrazit (Wärmemarkt Haushalte, Kleinverbrauch)	t CO ₂ /TJ	97,6	97,6	97,6	97,6	97,6	97,6	97,6
Balaststeinkohle <i>Alte Bundesländer</i>	t CO ₂ /TJ	95,2						
Kokskohlen <i>Deutschland</i>	t CO ₂ /t	2,96	2,93	2,90	2,87	2,86	2,90	2,89
Steinkohlen Eisen & Stahl	t CO ₂ /t	2,92	2,92	2,92	2,95	2,89	2,90	2,94
Andere Steinkohlenprodukte	t CO₂/t	3,30	3,30	3,30	3,30	3,29	3,32	3,32
Steinkohlenteer	t CO ₂ /t	3,27	3,27	3,27	3,28	3,27	3,30	3,31
Benzol	t CO ₂ /t	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38
Braunkohle								
Rohbraunkohlen								
öffentliche Fernheizwerke <i>Deutschland</i>	t CO ₂ /TJ		111,7	110,8	111,1	110,7	111,0	110,7
<i>Alte Bundesländer</i>	t CO ₂ /TJ	113,8						
<i>Neue Bundesländer</i>	t CO ₂ /TJ	110,0						
Industrie, Kleinverbrauch <i>Deutschland</i>	t CO ₂ /TJ		106,0	109,8	108,2	106,3	104,0	106,0
<i>Alte Bundesländer</i>	t CO ₂ /TJ	114,7						
<i>Neue Bundesländer</i>	t CO ₂ /TJ	107,7						
öffentliche Kraftwerke Revier:								
Rheinland	t CO ₂ /TJ	114,8	113,9	113,1	113,2	113,3	113,1	113,3
Helmstedt	t CO ₂ /TJ	98,7	98,7	98,7	98,7	96,7	99,5	NO
Hessen	t CO ₂ /TJ	112,2	103,2	103,5	NO	NO	NO	NO
Lausitz	t CO ₂ /TJ	111,2	111,3	111,5	111,2	110,6	110,9	110,2
Mitteldeutschland	t CO ₂ /TJ	105,7	103,9	102,9	104,0	103,4	102,9	103,6
Braunkohlenbriketts <i>Deutschland</i>	t CO₂/TJ		98,3	99,0	99,3	99,0	99,4	99,2
<i>Alte Bundesländer</i>	t CO ₂ /TJ	99,5						
<i>Neue Bundesländer</i>	t CO ₂ /TJ	96,6						
Braunkohlenteer <i>Neue Bundesländer</i>	t CO₂/TJ	82,9						
Braunkohlenteeröl <i>Neue Bundesländer</i>		78,6						
Braunkohlenstaub und -wirbelschichtkohle <i>Deutschland</i>	t CO₂/TJ		97,6	98,1	98,1	98,0	98,0	97,5
<i>Alte Bundesländer</i>	t CO ₂ /TJ	98,3						
<i>Neue Bundesländer</i>	t CO ₂ /TJ	96,1						
Braunkohlenkoks <i>Deutschland</i>	t CO₂/TJ		109,6	109,6	109,6	109,6	109,6	109,6
<i>Alte Bundesländer</i>	t CO ₂ /TJ	109,6						
<i>Neue Bundesländer</i>	t CO ₂ /TJ	100,2						
Torf <i>Alte Bundesländer, Deutschland</i>		101,8	101,8	101,8	101,8	NO	NO	NO
Hartbraunkohle	t CO₂/TJ	96,4	96,4	96,5	NO	94,9	94,5	94,4
Mineralöle								
Erdöl roh*	t CO₂/TJ	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3

¹ <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen> (s. Block Berichte & Daten in der Mittelspalte)

	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020
Ottokraftstoff	t CO₂/t	3,181	3,182	3,183	3,183	3,184	3,183	3,169
Rohbenzin Deutschland*	t CO₂/TJ		73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3
<i>Alte Bundesländer*</i>	<i>t CO₂/TJ</i>	73,3						
<i>Neue Bundesländer*</i>	<i>t CO₂/TJ</i>	73,3						
Kerosin*	t CO₂/TJ	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3
Flugbenzin	t CO₂/TJ	71,2	71,2	71,2	71,2	71,2	71,2	71,2
Dieselmotorkraftstoff Deutschland	t CO₂/TJ		74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0
<i>Alte Bundesländer</i>	<i>t CO₂/TJ</i>	74,0						
<i>Neue Bundesländer</i>	<i>t CO₂/TJ</i>	74,0						
Heizöl leicht Deutschland	t CO₂/TJ		74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0
<i>Alte Bundesländer</i>	<i>t CO₂/TJ</i>	74,0						
<i>Neue Bundesländer</i>	<i>t CO₂/TJ</i>	74,0						
Heizöl schwer	t CO₂/TJ	79,8	79,8	79,8	79,6	79,7	80,9	79,7
Petroleum	t CO₂/TJ	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0
Petrolkoks (ohne Katalysatorabbrand)	t CO₂/TJ	94,8	94,8	94,8	94,8	94,6	97,6	103,4
Flüssiggas Deutschland (energetischer Verbrauch)	t CO₂/TJ		65,3	64,4	65,3	65,3	66,3	66,3
<i>Alte Bundesländer</i>	<i>t CO₂/TJ</i>	65,6						
<i>Neue Bundesländer</i>	<i>t CO₂/TJ</i>	65,6						
Raffineriegas Deutschland	t CO₂/TJ		56,9	56,7	57,0	66,4	62,0	57,2
<i>Alte Bundesländer</i>	<i>t CO₂/TJ</i>	54,6						
<i>Neue Bundesländer</i>	<i>t CO₂/TJ</i>	54,6						
Andere Mineralölprodukte Deutschland	t CO₂/TJ		82,1	82,1	82,1	82,5	82,3	80,4
<i>Alte Bundesländer</i>	<i>t CO₂/TJ</i>	82,1						
<i>Neue Bundesländer</i>	<i>t CO₂/TJ</i>	82,1						
Schmierstoff*		73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3
Gase								
Kokereigas Deutschland	t CO₂/TJ		41,0	41,0	40,7	40,3	41,3	41,0
<i>Alte Bundesländer</i>	<i>t CO₂/TJ</i>	41,0						
<i>Neue Bundesländer</i>	<i>t CO₂/TJ</i>	43,6						
Kokerei- und Stadtgas Deutschland	t CO₂/TJ		42,6					
<i>Alte Bundesländer</i>	<i>t CO₂/TJ</i>	43,2						
<i>Neue Bundesländer</i>	<i>t CO₂/TJ</i>	58,3						
Gicht- und Konvertergas Deutschland	t CO₂/TJ		257,1	258,7	252,9	259,7	261,3	256,4
<i>Alte Bundesländer</i>	<i>t CO₂/TJ</i>	264,6						
<i>Neue Bundesländer</i>	<i>t CO₂/TJ</i>	264,6						
Brenngas Neue Bundesländer	t CO₂/TJ	118,4						
sonstige hergestellte Gase Deutschland	t CO₂/TJ	63,6	63,6	63,6	63,6	63,6	63,5	60,8
Naturgase								
Erdgas Deutschland	t CO₂/TJ		55,8	55,8	55,9	55,9	55,9	55,8
<i>Alte Bundesländer</i>	<i>t CO₂/TJ</i>	55,7						
<i>Neue Bundesländer</i>	<i>t CO₂/TJ</i>	55,5						
Erdölgas	t CO₂/TJ	61,9	61,9	61,9	61,9	61,4	61,6	61,0
Grubengas	t CO₂/TJ	68,1	68,1	68,1	68,1	68,1	68,1	68,1

*) Defaultwerte

8 Quellenverzeichnis

AGEB 2021: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Energiebilanz 2019, Datenstand 06.04.2021

BAFA 2015: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle; Entwicklung des Deutschen Gasmarktes (monatliche Bilanz 1998-2015, Einfuhr seit 1960), veröffentlicht unter www.bafa.de

DBI GUT 2014a: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH Leipzig, persönliche Mitteilung von Analysedaten aus der ehemaligen DDR von Udo Lubenau, Fachgebietsleiter Gaschemie/Gasmesstechnik

DBI GUT 2014b: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH Leipzig, Udo Lubenau, Stefan Schütz, Projektnummer 32 729, Messungen der Erdgasqualität an verschiedenen Stellen im Netz zur Ableitung bzw. Verifizierung von durchschnittlichen Emissionsfaktoren und Heizwerten von Erdgas, unveröffentlicht

DEBRIV 1980: Deutscher Braunkohlen Industrieverein e.V., Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben Nebenproduktgewinnung in Verbindung mit der Braunkohlenkokserzeugung im Auftrag der Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Technische Forschung Kohle, Vertrag Nr.7220 – EB 106

DEBRIV 2014: Deutscher Braunkohlen Industrieverein e.V., Braunkohle in Deutschland 2013, Daten und Fakten, Ausgewählte Kohlenqualitätsdaten (in Betrieb befindliche und geplante Abbaubereiche)

DEHSt 2021: Deutsche Emissionshandelsstelle, Fachgebiet V 3.3, Juli 2021: Sonderauswertung für Kohlenstoffgehalte und Heizwerte der Stoffströme 2005 - 2020, unveröffentlicht

DGMK 1994: Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V., Forschungsbericht 502, Dr. B. Dietzel et al. 1994, Zusammensetzung von Ottokraftstoffen aus deutschen Raffinerien, ISBN 3-928164-66-X

DGMK 2002: Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V., Forschungsbericht 502-1, Dr. Hans-Peter Schmiedel, 2003, Zusammensetzung von Ottokraftstoffen aus deutschen Raffinerien -Winterware 2001/2002, ISBN 3-936418-07-1

DGMK Forschungsbericht 583: Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V., Dr. J.-C. Fröhling, Jan Ludzay, 2002, Zusammensetzung von Dieselmotorkraftstoffen aus deutschen Raffinerien, ISBN 3-936418-01-2

Eurostat 2016: Erdgasstatistik: Exports-gas-annual data, Datenstand 15.04.2016

Ingenieursschule für Bergbau und Energetik „Ernst Thälmann“: Analyseergebnisse für verschiedene Brennstoffe als Unterlagen für Fachschul-Fernstudium, Ende der 1980er Jahre, unveröffentlicht

Jahresbericht 1986 der Kohleindustrie: Ergebnisse geologischer Erkundungen Staatliche Umweltinspektion beim Rat des Bezirkes Halle, Qualitätsparameter von Rohbraunkohle und Braunkohlenbriketts, unveröffentlicht

Mohry 1986: Dr.-Ing. Herbert Mohry, Brennstoffgröße

n für ostdeutsche Braunkohle, unveröffentlicht

Öko-Institut 2014: Öko-Institut e.V.: „Methodische Anpassung der deutschen THG-Emissionsinventare an die überarbeiteten „UN-FCCC reporting guidelines on annual inventories for Parties included in Annex I to the convention.“, FKZ 371241103-2, in Veröffentlichung

PetroLab 2022: PetroLab GmbH Speyer, Dieter Mehlis und Harald Vogel: „Analyse von Ottokraftstoffen und Flugbenzin zur Validierung der CO₂-Faktoren“

Statistik der Kohlenwirtschaft 2021: Braunkohlenförderung nach Revieren, Stand 11/21

TU Dresden 2014: Technische Universität Dresden Fakultät für Maschinenwesen Institut für Energietechnik, Dr. rer. nat. Kathrin Gebauer, Laboranalysen August 2014, Untersuchungsbericht Lab 14/01, unveröffentlicht

VDKI 2021: Verein der Kohleimporteure e.V.: Jahresbericht 2021