

TEXTE

140/2019

Aktualisierung der Emissionsfaktoren für Großfeuerungsanlagen

TEXTE 140/2019

Aktualisierung der Emissionsfaktoren für Großfeuerungsanlagen

von

Kristina Juhrich

Fachgebiet Emissionssituation (V 1.6)

Rolf Beckers

Fachgebiet Übergreifende Angelegenheiten, Chemische
Industrie, Feuerungsanlagen (III 2.1)

Umweltbundesamt

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt

Wörlitzer Platz 1

06844 Dessau-Roßlau

Tel: +49 340-2103-0

Fax: +49 340-2103-2285

buergerservice@uba.de

Internet: www.umweltbundesamt.de

 [/umweltbundesamt.de](https://www.facebook.com/umweltbundesamt.de)

 [/umweltbundesamt](https://twitter.com/umweltbundesamt)

Abschlussdatum:

September 2018

Redaktion:

Fachgebiet V 1.6 Emissionssituation

Kristina Juhrich

Publikationen als pdf:

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

ISSN 1862-4804

Dessau-Roßlau, November 2019

Kurzbeschreibung: Aktualisierung der Emissionsfaktoren für Großfeuerungsanlagen

Großfeuerungsanlagen sind nach wie vor eine wichtige Emissionsquelle für verschiedene Luftschadstoffe. Bis Mitte der 1990er Jahre kam es zu deutlichen Emissionsrückgängen bei Staub, Schwefeldioxid, Stickstoffdioxid und Kohlenmonoxid. Danach blieben die spezifischen Emissionen über viele Jahre weitgehend stabil. Im Zuge von gesetzlichen Änderungen, einer veränderten Zusammensetzung des Anlagenparks sowie geänderten Brennstoffeinsätzen kam es in den letzten Jahren zu einer deutlichen Minderung für Schwefeldioxid (SO₂) aber auch zu Änderungen bei NO_x und Staub. Daher war eine Aktualisierung der bestehenden Faktoren zwingend notwendig.

Aufgrund der gesetzlichen Regelungen und der damit verbundenen Messverpflichtungen, sind für diese Schadstoffe umfangreiche Daten vorhanden. Die verfügbaren Emissionswerte wurden für verschiedene Jahre ausgewertet. Als Ergebnis werden die spezifischen Emissionsfaktoren in dem folgenden Dokument dargestellt und gegebenenfalls qualitativ bewertet.

Abstract: Updating the Emission Factors for Large Combustion Plants

Large combustion plants are still a major source of emissions of various air pollutants. By the mid-1990s, emissions of particulate matter, sulphur dioxide, nitrogen dioxide and carbon monoxide had declined significantly. Thereafter, the specific emissions remained largely stable over many years. In the course of regulatory changes, a changing composition of the plant park as well as changes in fuel usage, there has been a significant reduction for sulphur dioxide (SO₂) in recent years, but also changes for NO_x and particulate matter. It was therefore essential to update the existing factors.

Due to the regulatory requirements and the associated monitoring obligations, extensive data are available for these pollutants. The available emission values were evaluated for various years. As a result, the specific emission factors are presented in the following document and, if necessary, qualitatively evaluated.

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	7
Abkürzungsverzeichnis	10
Überblick über die NFR-Struktur – Energie (NFR 1)	11
Zusammenfassung.....	14
Summary	15
1 Methodische Aspekte.....	16
2 Emissionsfaktoren	19
2.1 Braunkohlenkraftwerke der öffentlichen Versorgung und des Braunkohlenbergbaus	19
2.1.1 Mitverbrennung in öffentlichen Braunkohlenkraftwerken	23
2.1.2 Quecksilberemissionen der Braunkohlekraftwerke	24
2.1.3 Emissionsfaktoren für Braunkohlenstaub.....	25
2.1.4 Emissionsfaktoren für Braunkohlenstaub in Kraftwerken des Braunkohlenbergbaus.....	27
2.2 Braunkohlenkraftwerke in der Industrie 1.A.2.gviii	28
2.3 Steinkohlenkraftwerke der öffentlichen Versorgung	30
2.3.1 Mitverbrennung in öffentlichen Steinkohlenkraftwerken.....	32
2.3.2 Technikspezifische Auswertung.....	33
2.3.3 Quecksilberemissionen der öffentlichen Steinkohlekraftwerke	34
2.3.4 Ammoniakemissionen der Steinkohlenkraftwerke	35
2.3.5 Emissionsfaktoren für Kraftwerke des Steinkohlenbergbaus.....	36
2.4 Steinkohlenkraftwerke der Industrie	37
2.4.1 Technikspezifische Auswertung der Steinkohlenkraftwerke in der Industrie	38
2.5 Verbrennung fester Biomasse	39
2.6 Gichtgaskraftwerke	41
2.7 Fernheizwerke.....	42
2.8 Erdgaskraftwerke der öffentlichen Versorgung.....	48
2.9 Erdgaskraftwerke der Industrie	51
2.10 Erdgasverdichter	55
2.11 Sonstige hergestellte Gase.....	57
3 Danksagung	60
4 Quellenverzeichnis	61

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Emissionsfaktoren für die öffentlichen Rohbraunkohlenkraftwerke (1.A.1.a) – Revier Helmstedt	20
Tabelle 2:	Emissionsfaktoren für die öffentlichen Rohbraunkohlenkraftwerke (1.A.1.a) – Revier Lausitz	20
Tabelle 3:	Emissionsfaktoren für die öffentlichen Rohbraunkohlenkraftwerke (1.A.1.a) – Revier Mitteldeutschland	21
Tabelle 4:	Emissionsfaktoren für die öffentlichen Rohbraunkohlenkraftwerke (1.A.1.a) – Revier Rheinland.....	22
Tabelle 5:	Zusatzauswertung für die Mitverbrennung der öffentlichen Braunkohlenkraftwerke.....	23
Tabelle 6:	Quecksilber-Emissionsfaktoren der Braunkohlekraftwerke	25
Tabelle 7:	Emissionsfaktoren für Braunkohlenstaub- und Wirbelschichtkohle der öffentlichen Kraftwerke	25
Tabelle 8:	Emissionsfaktoren für Rohbraunkohle und Braunkohlenbriketts in Kraftwerken des Braunkohlenbergbaus und sonstigen Anlagen im Umwandlungsbereich (1.A.1.c)	26
Tabelle 9:	Emissionsfaktoren für Braunkohlenstaub in Kraftwerken des Braunkohlenbergbaus und sonstigen Anlagen im Umwandlungsbereich (1.A.1.c)	27
Tabelle 10:	Emissionsfaktoren für den Einsatz von Rohbraunkohlen in Industriekraftwerken (1.A.2.gviii).....	28
Tabelle 11:	Emissionsfaktoren für den Einsatz von Braunkohlenbriketts in Industriekraftwerken (1.A.2.gviii).....	28
Tabelle 12:	Emissionsfaktoren für den Einsatz von Braunkohlestaub- und Wirbelschichtkohle in Industriekraftwerken und Kesseln (1.A.2.g.viii)	29
Tabelle 13:	GFA Anteile für den Einsatz von Rohbraunkohlen in Industriekraftwerken und Kesseln (1.A.2.gviii)	30
Tabelle 14:	GFA Anteile für den Einsatz von Braunkohlenbriketts in Industriekraftwerken und Kesseln (1.A.2.gviii)	30
Tabelle 15:	GFA Anteile für den Einsatz von Braunkohlenstaub- und wirbelschichtkohle in Industriekraftwerken und Kesseln (1.A.2.gviii).....	30
Tabelle 16:	Emissionsfaktoren für öffentliche Steinkohlenkraftwerke (1.A.1.a)	31
Tabelle 17:	Zusatzauswertung für die Mitverbrennung in öffentlichen Steinkohlenkraftwerken	32
Tabelle 18:	Zusatzauswertung Steinkohlen-Wirbelschichtfeuerungen in der öffentlichen Versorgung.....	33
Tabelle 19:	Zusatzauswertung Steinkohlen-Schmelzkammerfeuerung in der öffentlichen Versorgung.....	33

Tabelle 20:	Zusatzauswertung Steinkohlen-Rostfeuerung in der öffentlichen Versorgung.....	33
Tabelle 21:	Zusatzauswertung Steinkohlen-Staubfeuerungen in der öffentlichen Versorgung.....	33
Tabelle 22:	Quecksilber Emissionsfaktoren für öffentliche Steinkohlenkraftwerke	34
Tabelle 23:	Ammoniak Emissionsfaktoren für Steinkohlenkraftwerke.....	35
Tabelle 24:	Emissionsfaktoren für Kraftwerke des Steinkohlenbergbaus (1.A.1.c).....	36
Tabelle 25:	Emissionsfaktoren für die Steinkohlenkraftwerke und Kessel der Industrie	37
Tabelle 26:	GFA-Anteile der Steinkohlenkraftwerke in der Industrie.....	38
Tabelle 27:	Zusatzauswertung Steinkohlen-Schmelzkammerfeuerung in der Industrie.....	39
Tabelle 28:	Zusatzauswertung Steinkohlen-Rostfeuerung in der Industrie	39
Tabelle 29:	Zusatzauswertung Steinkohlen-Staubfeuerungen in der Industrie.....	39
Tabelle 30:	Emissionsfaktoren für Biomasseanlagen.....	40
Tabelle 31:	Emissionsfaktoren für die Gichtgaskraftwerke der öffentlichen Versorgung (1.A.1.a).....	41
Tabelle 32:	Emissionsfaktoren für die Gichtgaskraftwerke der Stahlindustrie (1.A.2.a).....	41
Tabelle 33:	GFA Anteil der Kraftwerke der Stahlindustrie	42
Tabelle 34:	Emissionsfaktoren für den Einsatz von Steinkohlen in Fernheizwerken	43
Tabelle 35:	GFA-Anteil der Fernheizwerke, die Steinkohlen einsetzen	43
Tabelle 36:	GFA-Anteil der Fernheizwerke, die Steinkohlen einsetzen, bezogen auf die Statistik 064	44
Tabelle 37:	Emissionsfaktoren für den Einsatz von Erdgas in Fernheizwerken	44
Tabelle 38:	GFA-Anteil der Fernheizwerke, die Erdgas einsetzen	44
Tabelle 39:	GFA-Anteil der Fernheizwerke, die Erdgas einsetzen, bezogen auf die Statistik 064	45
Tabelle 40:	Emissionsfaktoren für den Einsatz von Heizöl, schwer in Fernheizwerken	45
Tabelle 41:	GFA-Anteil der Fernheizwerke, die schweres Heizöl einsetzen	46
Tabelle 42:	Emissionsfaktoren für den Einsatz von leichtem Heizöl in Fernheizwerken	46
Tabelle 43:	GFA-Anteil der Fernheizwerke, die leichtes Heizöl einsetzen ..	47
Tabelle 44:	GFA-Anteil der Fernheizwerke, die leichtes Heizöl einsetzen, bezogen auf die Statistik 064	47

Tabelle 45:	Emissionsfaktoren für den Einsatz von Erdgas in Kraftwerken der öffentlichen Versorgung	48
Tabelle 46:	NO _x und CO Emissionsfaktoren für den Einsatz von Erdgas in öffentlichen GuD Anlagen	49
Tabelle 47:	NO _x und CO Emissionsfaktoren für den Einsatz von Erdgas in öffentlichen Gasturbinenanlagen.....	50
Tabelle 48:	NO _x Emissionsfaktoren für den Einsatz von Erdgas in öffentlichen Dampfturbinenanlagen und Kesseln.....	50
Tabelle 49:	GFA-Anteile der GuD, GT und DT-Anlagen und Kessel in der öffentlichen Versorgung	51
Tabelle 50:	Emissionsfaktoren für den Einsatz von Erdgas in Industriekraftwerken und Kesseln.....	52
Tabelle 51:	NO _x und CO Emissionsfaktoren für den Einsatz von Erdgas in industriellen GuD Anlagen.....	52
Tabelle 52:	NO _x und CO Emissionsfaktoren für den Einsatz von Erdgas in industriellen Gasturbinenanlagen	53
Tabelle 53:	NO _x und CO Emissionsfaktoren für den Einsatz von Erdgas in industriellen Dampfturbinenanlagen und Kesseln	53
Tabelle 54:	NO _x Emissionsfaktoren für den Einsatz von Erdgas in Unterfeuerungen der chemischen Industrie	54
Tabelle 55:	GFA-Anteile der GuD, GT und DT-Anlagen und Kessel sowie Unterfeuerungen (UF) in der Industrie	55
Tabelle 56:	Emissionsfaktoren für Erdgasverdichter an den Förderstationen (1.A.1.c).....	56
Tabelle 57:	Emissionsfaktoren für Erdgasverdichter im Transportnetz (1.A.3.e)	56
Tabelle 58:	Emissionsfaktoren für den Einsatz von sonstigen hergestellten Gasen in Unterfeuerungen der chemischen Industrie	57
Tabelle 59:	Vergleich des Einsatzes sonstiger hergestellter Gase aus verschiedenen Erhebungen.....	58
Tabelle 60:	Raffineriegaseinsatz in der Chemischen Industrie gemäß Energiestatistik	59

Abkürzungsverzeichnis

060	Erhebung über die Energieverwendung der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden
064	Erhebung über Erzeugung, Bezug, Verwendung und Abgabe von Wärme
066	Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung
11. BImSchV	11. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über Emissionserklärungen)
13. BImSchV	13. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen)
17. BImSchV	17. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen)
BVT	Best verfügbare Technik
CO	Kohlenmonoxid
CO₂	Kohlendioxid
DEBRIV	Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V.
Destatis	Statistischen Bundesamtes
DFIU	Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung
DT – Anlage	Dampfturbinenanlage
EE	Emissionserklärung
EF	Emissionsfaktor
EIFER	European Institute for Energy Research
EMEP EEA Guidebook	European Monitoring and Evaluation Programme / European Environment Agency air pollutant emission inventory guidebook
EPER	European Pollutant Emission Register
ETS	Emissions Trading System
GFA	Großfeuerungsanlage
GT - Anlage	Gasturbinenanlage
GuD - Anlage	Gas- und Dampfturbinenanlage
Hg	Quecksilber
KIT	Karlsruher Institut für Technologie
NACE code	Nomenclature générale des activités économiques dans les Communautés Européennes
NFR	Nomenclature for Reporting
NH₃	Ammoniak

NO_x	Stickstoffdioxid
PM 10	Feinstaub ≤ 10 µm
PM 2.5	Feinstaub ≤ 2,5 µm
POSO	Point Source (Datenbank für Großfeuerungsanlagen)
PRTR	Pollutant Release and Transfer Register
SCR	Selective catalytic reduction
SNCR	Selective non-catalytic reduction
SO₂	Schwefeldioxid (SO _x angegeben als SO ₂)
TA Luft	Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes- Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft)
WZ	Klassifikation der Wirtschaftszweige
WZ 06	Wirtschaftszweig: Gewinnung von Erdöl und Erdgas
WZ 20	Wirtschaftszweig: Herstellung von chemischen Erzeugnissen
ZSE	Zentrales System Emissionen

Überblick über die NFR-Struktur – Energie (NFR 1)

NFR-Code	Bezeichnung Deutsch	Bezeichnung English
1.A	Verbrennung fossiler Brennstoffe	Fuel Combustion
1.A.1	Energiewirtschaft	Energy Industries
1.A.1.a	Öffentliche Strom- und Wärmeerzeugung	Public electricity and heat production
1.A.1.b	Erdölraffination	Petroleum refining
1.A.1.c	Herstellung von festen Brennstoffen...	Manufacture of solid fuels and other energy industries
1.A.2	Verarbeitendes Gewerbe	Manufacturing Industries and Construction
1.A.2.a	Eisen & Stahl	Stationary combustion in manufacturing industries and construction: Iron and steel
1.A.2.b	Nichteisenmetalle	Stationary combustion in manufacturing industries and construction: Non-ferrous metals
1.A.2.c		Stationary combustion in manufacturing industries and construction: Chemicals
1.A.2.d	Papier & Zellstoff	Stationary combustion in manufacturing industries and construction: Pulp, Paper and Print
1.A.2.e	Lebensmittel	Stationary combustion in manufacturing industries and construction: Food processing, beverages and tobacco
1.A.2.f		Stationary combustion in manufacturing industries and construction: Non-metallic minerals

NFR-Code	Bezeichnung Deutsch	Bezeichnung English
1.A.2.g.vii		Mobile Combustion in manufacturing industries and construction: (please specify in the IIR)
1.A.2.g.viii		Stationary combustion in manufacturing industries and construction: Other (please specify in the IIR)
1.A.3	Verkehr	Transport
1.A.3.a	Luftverkehr	Aviation
1.A.3.a.i(i)		International aviation LTO (civil)
1.A.3.a.ii(i)		Domestic aviation LTO (civil)
1.A.3.b	Straßenverkehr	Road Transport
1.A.3.b.i	PKW	Road transport: Passenger cars
1.A.3.b.ii	Leichte Nutzfahrzeuge	Road transport: Light duty vehicles
1.A.3.b.iii	Schwere Nutzfahrzeuge	Road transport: Heavy duty vehicles and buses
1.A.3.b.iv	Mopeds & Motorräder	Road transport: Mopeds & motorcycles
1.A.3.b.v	Verdunstung von Kraftstoffen	Road transport: Gasoline evaporation
1.A.3.b.vi	Reifen- und Bremsabrieb	Road transport: Automobile tyre and brake wear
1.A.3.b.vii	Straßenabrieb	Road transport: Automobile road abrasion
1.A.3.c	Schienenverkehr	Railways
1.A.3.d	Seeverkehr	Navigation
1.A.3.d.i(ii)		International inland waterways
1.A.3.d.ii		National navigation (shipping)
1.A.3.e		Other Transportation
1.A.3.e.i	Pipelines	Pipeline transport
1.A.3.e.ii		Other (please specify in the IIR)
1.A.4	Übrige Feuerungsanlagen	Other Sectors
1.A.4.a	Gewerbe, Handel, Dienstleistung	Commercial/Institutional
1.A.4.a.i		Commercial/institutional: Stationary
1.A.4.a.ii		Commercial/institutional: Mobile
1.A.4.b	Haushalte	Residential
1.A.4.b.i		Residential: Stationary
1.A.4.b.ii		Residential: Household and gardening (mobile)
1.A.4.c.i		Agriculture/Forestry/Fishing: Stationary
1.A.4.c.ii		Agriculture/Forestry/Fishing: Off-road vehicles and other machinery
1.A.4.c.iii		Agriculture/Forestry/Fishing: National fishing
1.A.5	Sonstige Feuerungsanlagen: Militär	Other: Military
1.A.5.a		Other stationary (including military)
1.A.5.b		Other, Mobile (including military, land based and recreational boats)
1.B	Diffuse Emissionen aus Brennstoffen	Fugitive Emissions from Solid Fuels
1.B.1	Feste Brennstoffe	Fugitive Emissions from Solid Fuels - Solid Fuels
1.B.1.a		Fugitive emission from solid fuels: Coal mining and handling

NFR-Code	Bezeichnung Deutsch	Bezeichnung English
1.B.1.b		Fugitive emission from solid fuels: Solid fuel transformation
1.B.1.c		Other fugitive emissions from solid fuels
1.B.2	Öl und Erdgas	Fugitive Emissions from Solid Fuels – Oil & Natural Gas
1.B.2.a	Öl	Fugitive emission from solid fuels: Oil
1.B.2.a.i		Fugitive emissions oil: Exploration, production, transport
1.B.2.a.iv		Fugitive emissions oil: Refining / storage
1.B.2.a.v		Distribution of oil products
1.B.2.b	Erdgas	Fugitive emissions from natural gas (exploration, production, processing, transmission, storage, distribution and other)
1.B.2.c		Venting and flaring (oil, gas, combined oil and gas)
1.B.2.d		Other fugitive emissions from energy production

Zusammenfassung

Die Bundesrepublik Deutschland ist aufgrund verschiedener internationaler Regelungen verpflichtet, jährlich Emissionen von rund 20 Luftschadstoffen zu berichten. Für diesen Bericht wurden nur die Hauptschadstoffe Stickstoffdioxid (NO_x), Schwefeldioxid (SO_2), Staub und Kohlenmonoxid (CO), zusätzlich noch Quecksilber (Hg) und Ammoniak (NH_3) überarbeitet. Für die Auswertung wurden die gemäß § 25 der 13. BImSchV berichteten Daten verwendet. Die jährliche Berichtspflicht hinsichtlich der 13. Bundesimmissionsschutzverordnung umfasst die Schadstoffe Stickstoffdioxid, Schwefeldioxid und Staub. Bezüglich CO und NH_3 erfolgte eine Auswertung der Emissionserklärungen für das Jahr 2016. Die Betreiber genehmigungsbedürftiger Anlagen sind nach § 27 des Bundesimmissionsschutzgesetzes alle 4 Jahre verpflichtet, weitergehende Angaben zu Emissionen zu machen. Inhalt, Umfang und Form der Emissionserklärung sind in der 11. BImSchV geregelt. Darunter fallen auch die Schadstoffe CO und NH_3 . Für den Schadstoff Quecksilber erfolgte die Auswertung auf Basis der im PRTR jährlich berichteten Emissionsdaten. Berechnungsgrundlage für alle Schadstoffe bilden nur gemessene Werte. Leider unterscheiden die Datenquellen nicht in kontinuierlich gemessene Emissionen und in Einzelmessungen. Es ist aber davon auszugehen, dass die Hauptschadstoffe SO_2 , NO_x und Staub im Wesentlichen kontinuierlich gemessen werden. CO und Hg werden teilweise kontinuierlich gemessen und teilweise über Einzelmessungen erfasst. NH_3 wird dagegen generell nur durch Einzelmessungen erfasst.

Aus den berichteten Emissionsdaten und den dazugehörigen Brennstoffeinsätzen werden spezifische Emissionsfaktoren generiert. Auf diese Weise wird die jährliche Berichterstattung im nationalen Emissionsinventar ermöglicht.

Summary

The Federal Republic of Germany is obligated, on the basis of various international regimes, to report annually on emissions of about 20 air pollutants. The present report has revised reporting on (solely) the main air pollutants nitrogen dioxide (NO_x), sulphur dioxide (SO₂), particulate matter, carbon monoxide (CO), mercury (Hg) and ammonia (NH₃), on the basis of an evaluation of the data reported pursuant to Section 25 of the 13th Ordinance for the Implementation of the Federal Immission Control Act (BImSchV).

The annual reporting obligations under the 13th BImSchV cover the air pollutants nitrogen dioxide, sulphur dioxide and particulate matter. With regard to CO and NH₃, the emission declarations for the year 2016 were evaluated.

Pursuant to Section 27 of the Federal Immission Control Act, operators of installations subject to licensing are required to update their emission declarations at four-year intervals. The content, scope and form of emission declarations are set forth by the 11th BImSchV. Reporting in such declarations must include the air pollutants CO and NH₃. For mercury, the evaluation was carried out on the basis of the emissions data annually reported in the PRTR.

For all pollutants, calculations are based only on measured values. Unfortunately, the data sources do not make a distinction between continuous measurements and single measurements. It may be assumed, however, that the main pollutants SO₂, NO_x and particulate matter are, for the most part, continuously measured. CO and Hg are continuously measured in part and, to some extent, tracked via single measurements. On the other hand, NH₃, as a rule, is recorded only via single measurements.

Specific emission factors are generated from the reported emissions data and the pertinent fuel inputs. This provides a basis for annual reporting in the national emissions inventory.

1 Methodische Aspekte

In den Projekten: „Ermittlung und Evaluierung von Emissionsfaktoren für Feuerungsanlagen in Deutschland für die Jahre 1995, 2000 und 2010“ von O. Rentz, U. Karl, H. Peter vom Deutsch-Französischen Institut für Umweltforschung der Universität Karlsruhe aus dem Jahr 2002 und „Fortschreibung der Emissionsfaktoren für Feuerungs- und Gasturbinenanlagen nach 13./17. BImSchV und TA Luft“ von W. Fichtner, U. Karl, R. Hartel, D. Balussou vom Deutsch-Französischen Institut für Umweltforschung (DFIU), dem Karlsruher Institut für Technologie (KIT) und dem Europäischen Institut für Energieforschung (EIFER) aus dem Jahr 2011 wurden in der Vergangenheit bereits Emissionsfaktoren ermittelt.

Emissionsfaktoren dienen grundsätzlich als Hilfsmittel, um die Gesamtemissionen auf Grundlage der Brennstoffmengen zu berechnen. Brennstoffmengen sind aus der nationalen Energiebilanz verfügbar, die aus den Daten des Statistischen Bundesamtes generiert werden. Für die Großfeuerungsanlagen liegen zwar jährliche Emissionsdaten und Brennstoffeinsätze vor. Allerdings wäre die jährliche Auswertung von rund 600 Anlagen bzw. 1000 Anlagenteilen zu aufwendig. Deshalb werden mit Hilfe der Daten zu den Großfeuerungsanlagen in regelmäßigen Abständen schadstoff- und brennstoffspezifische Emissionsfaktoren ermittelt, die für einige Jahre fortgeschrieben werden können. Bei merklichen Änderungen im Anlagenpark oder der Verschärfung von gesetzlichen Anforderungen ergibt sich allerdings ein Aktualisierungsbedarf. Die in diesen Fällen notwendig gewordene Überarbeitung der Faktoren wurde bisher in Form eines Projektes vorgenommen. Diesmal erfolgte zur Aktualisierung der Emissionsfaktoren keine Projektausschreibung, stattdessen wurden die Daten zu den Großfeuerungsanlagen vom Umweltbundesamt überarbeitet.

Es ist davon auszugehen, dass die Daten für die Großfeuerungsanlagen, gemäß § 25 der 13.BImSchV und gemäß § 22 der 17. BImSchV, dem Umweltbundesamt seit dem Jahr 2016 vollständig vorliegen. Das betrifft die jährlichen Emissionen für Stickstoffdioxid (NO_x), Schwefeldioxid (SO₂) und Staub sowie die dazugehörigen Brennstoffeinsätze. Bis dato ergaben sich einige Fehlstellen, da Kraftwerke, die aufgrund der Mitverbrennung von Abfällen nach 17.BImSchV genehmigt sind, gemäß der 17.BImSchV nicht berichtspflichtig waren. Seit dem Berichtsjahr 2016 melden diese Anlagen die Emissionen mit und ohne Mitverbrennung. Aufgrund der Vollständigkeit der Anlagen war es möglich eigene Auswertungen durchzuführen. Ziel dieser Arbeiten war neben der Aktualisierung von Emissionsfaktoren auch ein Vergleich der eingesetzten Brennstoffe mit den statistischen Angaben sowie eine Aktualisierung der Brennstoffanteile, die in TA Luft und 13.BImSchV Anlagen eingesetzt werden inklusive Mitverbrennung. Bei offensichtlichen Unstimmigkeiten wurden als zusätzliche Datenquelle Brennstoffeinsätze aus dem Emissionshandel mit einbezogen. Außerdem wurden für die Jahre 2005 – 2015 Brennstoffeinsätze aus dem Emissionshandel für die Anlagen ergänzt, die aufgrund der Mitverbrennung von Abfällen keine Meldung nach 13.BImSchV abgegeben hatten. Zusätzlich wurden die dazugehörigen Emissionsdaten aus dem PRTR hinzugefügt. Da einige Schadstoffe unter die Abschneidegrenze des PRTR fallen, konnten die Emissionen nicht flächendeckend ergänzt werden. Vor allem beim Staub ergaben sich einige Lücken. Ein flächendeckender Vergleich mit den Brennstoffdaten des Emissionshandels war aufgrund der Vielzahl der Anlagen nicht möglich.

Die zur Generierung der Emissionsfaktoren vorgenommene Zuordnung zur 13.BImSchV entspricht der bisherigen Vorgehensweise im Inventar. In der Realität laufen Anlagen, wenn sie neben ihren Regelbrennstoffen - wie z.B. Steinkohle - Abfälle mitverbrennen, unter dem Regime der 17. BImSchV und müssen dann strengere Grenzwerte einhalten. Im Mitverbrennungsmodus werden nicht nur die anteilig auf den Einsatz Abfällen entfallenden Emissionsfrachten berichtet,

sondern die gesamten Emissionsfrachten, also inklusive des Anteils, der auf den Einsatz von Regelbrennstoffen entfällt. Bisher erlaubte die Datenlage eine Trennung zwischen dem Mitverbrennungsmodus und dem Regelbetrieb nicht. Deshalb wurde der Einsatz von Regelbrennstoffen auch im Mitverbrennungsmodus der 13.BImSchV zugeordnet. Aus Konsistenzgründen wurde in diesem Projekt genauso vorgegangen. Von daher sind die in den entsprechenden Tabellen ausgewiesenen Emissionsfaktoren für die Kohlen etwas niedriger als im Regelbetrieb, da sie einen gemischten Emissionsfaktor zwischen Mitverbrennungsmodus und Regelbetrieb darstellen. Im Jahr 2016 werden die Daten von den Bundesländern getrennt geliefert, so dass eine Unterscheidung zwischen Regelbetrieb und Mitverbrennung möglich ist. Zukünftig muss überlegt werden, wie mit diesen Daten umgegangen werden soll. Als konsistente Zeitreihe lassen sie sich allerdings nicht darstellen, da eine Rückrechnung für die Jahre vor 2015 aufgrund der mangelnden Datenverfügbarkeit nicht möglich ist.

Im Zuge der Überarbeitung wurde die Berechnungsmethode geändert. Zukünftig werden nach dem Brennstoffeinsatz gewichtete Emissionsfaktoren berechnet. Bisher wurden die nationalen Emissionsfaktoren aus dem Mittelwert bzw. dem Median der Faktoren einzelner Anlagen generiert. Dabei wurde nach den unterschiedlichen Verbrennungstechniken unterschieden und je nach Technikanteil in dem betroffenen Sektor gewichtet. Für diesen Zweck musste der beauftragte Forschungsnehmer eine Kraftwerksdatenbank käuflich erwerben, in der die technischen Details enthalten waren. Allerdings enthielten diese Datenbanken keine Informationen zum jährlichen Brennstoffeinsatz. Die Wichtung musste nach der angegebenen Leistung erfolgen.

Weiterhin ist zu erwähnen, dass eine direkte Emissionsfaktorberechnung für die Jahre 2005 bis 2012 nicht möglich ist. In diesem Zeitraum wurden üblicherweise von den Gesamtemissionen die Messunsicherheiten abgezogen. Dieses Prinzip findet Anwendung bei der messtechnischen Überwachung von immissionsschutzrechtlich vorgeschriebenen Emissionsgrenzwerten. Es ist sinnvoll und empfehlenswert, auch für Zwecke der Emissionsberichterstattung auf solche messtechnischen Daten zurückzugreifen. (Der primäre Zweck der in den Anlagen installierten Messeinrichtungen liegt in der Überwachung von vorgeschriebenen Emissionsgrenzwerten, während die Nutzung der dabei erhobenen Daten für die Berichterstattung quasi ein Nebenprodukt darstellt.) Für die Berechnung der tatsächlich emittierten Jahresfrachten ist dieses Prinzip ungünstig, da es zu einer systematischen Unterschätzung der tatsächlichen Emissionen führt. Bis zum Jahr 2013 wurden die in den Anlagen für die messtechnische Überwachung installierten Auswerterechner dahingehend angepasst, dass die gemessenen Emissionen ohne Abzug der Messunsicherheit für den Zweck der Emissionsberichterstattung verfügbar bleiben.

In Ermangelung realitätsnaher Emissionsfaktoren für das Jahr 2005 werden die Faktoren aus dem Jahr 2004 verwendet. Das ist konsistent zum Vorgehen in dem Projekt: „Ermittlung und Evaluierung von Emissionsfaktoren für Feuerungsanlagen in Deutschland für die Jahre 1995, 2000 und 2010“ ebenfalls vorgegangen. Auf diese Art wurden Emissionsfaktoren für das Jahr 2004 bestimmt, außerdem wurden Prognosewerte für die Jahre 2010, 2015 und 2020 berechnet. Die Emissionsfaktoren für die Jahre 2006 bis 2012 werden mittels Interpolation zwischen den Faktoren des Jahres 2005 (2004) und 2013 bestimmt.

Allerdings ist anzumerken, dass eine verlässliche Information über die Beendigung der Praxis zum Abzug der Messunsicherheiten bis zum Jahr 2013 nur für Anlagen der öffentlichen Versorgung vorliegt. Bezüglich der Daten aus der Industrie gibt es keine sichere Erkenntnis zum Umgang mit den Messunsicherheiten. In Ermangelung alternativer Daten wurden die Faktoren trotzdem verwendet. Von daher sind die Emissionsfaktoren der Industrieanlagen mit höheren Unsicherheiten verbunden.

Im Projekt Fichtner et al 2011 sowie in den Vorgängerprojekten wurden stets retrospektive Emissionsfaktoren und Prognosewerte berechnet. Datengrundlage für die Berechnungen bildeten die Emissionserklärungen für die Jahre 2004 bzw. 1996. Die Prognosewerte wurden auf Grundlage der geltenden immissionsschutzrechtlichen Anforderungen bestimmt. Da die Emissionserklärungen nur alle 4 Jahre vorliegen und die Projekte aufgrund des Umfanges eine gewisse Laufzeit haben, konnten bisher aktuelle Entwicklungen im Inventar nicht immer zeitgerecht nachvollzogen werden. Um eine gewisse Aktualität gewährleisten zu können wurden auch die Emissionen aktueller Berichtsjahre durch Interpolation zwischen den letzten berichteten Daten und Prognosewerten bestimmt.

Da neuerdings sowohl NO_x , SO_2 und Staubemissionen als auch Brennstoffeinsätze zu den Großfeuerungsanlagen dem Umweltbundesamt vollständig vorliegen, können Emissionsfaktoren zeitnah bestimmt und daher auf Prognosewerte verzichtet werden. Prognosewerte werden zukünftig nur noch für Projektionen und Szenarien verwendet und nicht für die Emissionsberichterstattung. Aufgrund der Vielzahl an Daten kann eine Aktualisierung nicht jährlich erfolgen. In diesem Fall müssen die aktuellen Faktoren fortgeschrieben werden.

Die Emissionsdaten für Kohlenmonoxid (CO) und Ammoniak (NH_3) wurden für das Jahr 2016 einmalig von den Bundesländern an das UBA geliefert. Sie stammen aus den Emissionserklärungen, die alle 4 Jahre von den Betreibern abgegeben werden. Daher können Aktualisierungen nur in diesem Zeitabstand vorgenommen werden.

Die Berechnung der Quecksilberemissionen erfolgt auf Grundlage der jährlichen PRTR Berichterstattung. Für das Jahr 2016 erfolgte im Rahmen eines Projektes eine zusätzliche Datenabfrage an die Bundesländer. Dadurch konnten bei den Steinkohlen auch Anlagen miterfasst werden, die unterhalb der Abschneidegrenze des PRTR liegen.

2 Emissionsfaktoren

2.1 Braunkohlenkraftwerke der öffentlichen Versorgung und des Braunkohlenbergbaus

Die deutschen Braunkohlenkraftwerke werden im Wesentlichen als Staubfeuerungen betrieben. Es gibt nur vereinzelt Rostfeuerungen und Wirbelschichtfeuerungen. Die Anlagen sind mit Elektrofiltern ausgerüstet und verfügen über eine nasse Entschwefelung. Die Minderung der Stickoxide erfolgt bei allen Braunkohlenkraftwerken ausschließlich mit Hilfe von Primärmaßnahmen. Für die Emissionsberechnung wurden Kraftwerke mit einer Feuerungswärmeleistung von insgesamt rund 63 GW ausgewertet. Seit dem Berichtsjahr 2016 liegen die Emissionsberichte für die Braunkohlenkraftwerke wieder vollständig vor. Aufgrund der unterschiedlichen Kohlebeschaffenheit wurden die Emissionsdaten für die Rohbraunkohlen revierspezifisch ausgewertet. Brennstoffdaten sind auch in der Kohlenstatistik vom DEBRIV revierspezifisch vorhanden. Derzeit gibt es noch drei aktive Reviere in Deutschland, das Rheinische, Lausitzer und Mitteldeutsche Braunkohlenrevier. Im Helmstedter Braunkohlenrevier wurde der Kohleabbau im Sommer 2016 eingestellt. Da die Emissionsfaktoren rückwirkend überarbeitet wurden, wurde auch das Helmstedter Revier mit in die Auswertung einbezogen.

Die Braunkohlen unterscheiden sich im Wesentlichen beim Heizwert und Schwefelgehalt. Während die rheinische Braunkohle nur geringe Schwefelgehalte aufweist, kommen im Lausitzer und Mitteldeutschen Revier höhere Schwefelgehalte vor. Aufgrund der teilweise hohen Schwefelgehalte in den Ostdeutschen Revieren machen einige Anlagen von Ausnahmeregelungen nach §4 Absatz 11 der 13.BImSchV Gebrauch. Daher wurden im Rahmen der Berichterstattung für die Großfeuerungsanlagen für das Jahr 2016 von den Betreibern auch Angaben zum Schwefelgehalt und dem Abscheidegrad an das Umweltbundesamt mitgeliefert. Für die betroffenen Lausitzer Anlagen werden dabei Schwefelgehalte von 0,8 – 1,8% angegeben. Im Mitteldeutschen Revier geben die entsprechenden Anlagen Schwefelgehalte zwischen 2,9 und 3,4% an. Ebenso unterscheiden sich die Rohbraunkohlen im Hinblick auf ihren Heizwert. So wies die im Jahr 2016 in den Kraftwerken eingesetzte Mitteldeutsche Rohbraunkohle einen durchschnittlichen Heizwert von 10,56 MJ/kg auf, während die Rheinische Kraftwerkskohle auf einen durchschnittlichen Heizwert von 8,86 MJ/kg kam. Das führt zu unterschiedlichen spezifischen CO₂ Emissionen. Demnach wiesen die Anlagen im Rheinischen Revier einen durchschnittlichen CO₂ Emissionsfaktor von rund 113 t CO₂/TJ auf, während für die Mitteldeutschen Kraftwerke ein Faktor von 103,9 t CO₂ berechnet werden konnte. (ETS 2017) Größere Unterschiede ergeben sich auch für Schwermetallemissionen, wobei neben der Zusammensetzung der Kohlen in den einzelnen Revieren - die ihrerseits wiederum innerhalb einzelner Tagebaue deutlich schwanken kann - auch die eingesetzte Feuerungs- und Abgasreinigungstechnik ursächlich wirken. Allerdings wurden im Rahmen dieser Auswertung nur die Quecksilberemissionen untersucht. Weitere Schwermetalle müssen noch durch zusätzliche Messungen verifiziert werden.

Neben den Emissionsfaktoren wurden auch die 95% Perzentil Minimum- und -Maximum Werte bestimmt. Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse im Vergleich zu den im Projekt Fichtner et al 2011 ermittelten Emissionsfaktoren. Die in den Tabellen fett markierten Werte kennzeichnen die neu berechneten Faktoren, die für die Emissionsberichterstattung verwendet werden.

Tabelle 1: Emissionsfaktoren für die öffentlichen Rohbraunkohlenkraftwerke (1.A.1.a) – Revier Helmstedt

Schadstoff	Herkunft	Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	ZSE	kg/TJ	68,50	68,50	68,50	68,50	68,50
NO _x	POSO	kg/TJ	68,54	63,81	61,77	58,35	55,21
SO ₂	ZSE	kg/TJ	134,10	72,64	73,82	75,00	75,00
SO ₂	POSO	kg/TJ	134,02	95,12	101,66	115,12	107,13
Staub	ZSE	kg/TJ	20,00	8,30	8,30	8,30	8,30
Staub	POSO	kg/TJ	3,60	-	-	-	1,21
PM10	ZSE	kg/TJ	18,00	7,47	7,47	7,47	7,47
PM10	POSO	kg/TJ	3,25	-	-	-	1,095
PM2.5	ZSE	kg/TJ	16,00	6,64	6,64	6,64	6,64
PM2.5	POSO	kg/TJ	2,89	-	-	-	0,97
CO	ZSE	kg/TJ	22,60	22,60	22,60	22,60	22,60
CO	EE	kg/TJ	-	-	-	-	5,85

Tabelle 2: Emissionsfaktoren für die öffentlichen Rohbraunkohlenkraftwerke (1.A.1.a) – Revier Lausitz

Schadstoff	Herkunft	Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	ZSE	kg/TJ	69,60	69,60	69,60	69,60	69,60
NO _x	POSO	kg/TJ	69,65	78,66	71,31	76,65	78,77
NO _x min	POSO	kg/TJ	53,44	54,06	52,56	55,41	57,17
NO _x max	POSO	kg/TJ	77,81	87,61	87,36	86,65	88,02
SO ₂	ZSE	kg/TJ	92,00	92,00	92,00	92,00	92,00
SO ₂	POSO	kg/TJ	82,37	91,39	85,91	83,20	74,49
SO ₂ min	POSO	kg/TJ	70,94	77,27	72,09	75,78	65,79
SO ₂ max	POSO	kg/TJ	89,02	97,51	93,35	86,58	80,45
Staub	ZSE	kg/TJ	3,64	2,50	2,50	2,50	2,50
Staub	POSO	kg/TJ	2,50	2,75	2,47	2,43	2,32
Staub min	POSO	kg/TJ	1,07	0,84	0,46	0,62	0,81
Staub max	POSO	kg/TJ	3,20	3,83	3,22	3,38	3,16
PM10	ZSE	kg/TJ	3,28	2,25	2,25	2,25	2,25
PM10	POSO	kg/TJ	2,24	2,48	2,22	2,18	2,09

Schadstoff	Herkunft	Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
PM _{2.5}	ZSE	kg/TJ	2,91	2,00	2,00	2,00	2,00
PM _{2.5}	POSO	kg/TJ	1,99	2,20	1,97	1,94	1,86
CO	ZSE	kg/TJ	56,50	56,50	56,50	56,50	56,50
CO	EE	kg/TJ	-	-	-	-	39,21
CO min	EE	kg/TJ	-	-	-	-	8,15
CO max	EE	kg/TJ	-	-	-	-	72,45

Tabelle 3: Emissionsfaktoren für die öffentlichen Rohbraunkohlenkraftwerke (1.A.1.a) – Revier Mitteldeutschland

Schadstoff	Herkunft	Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	ZSE	kg/TJ	76,30	76,30	76,30	76,30	76,30
NO _x	POSO	kg/TJ	78,55	69,54	72,77	75,04	76,53
NO _x min	POSO	kg/TJ	48,76	51,08	49,11	50,67	56,63
NO _x max	POSO	kg/TJ	235,73	126,63	152,35	101,74	121,24
SO ₂	ZSE	kg/TJ	131,30	108,80	108,80	108,80	108,80
SO ₂	POSO	kg/TJ	136,09	121,58	118,57	96,90	92,01
SO ₂ min	POSO	kg/TJ	87,92	98,10	98,19	85,75	65,58
SO ₂ max	POSO	kg/TJ	701,47	597,71	611,55	408,62	668,04
Staub	ZSE	kg/TJ	3,64	2,50	2,50	2,50	2,50
Staub	POSO	kg/TJ	4,72	2,42	2,02	1,80	1,37
Staub min	POSO	kg/TJ	2,82	1,47	1,00	0,80	0,88
Staub max	POSO	kg/TJ	6,62	9,36	6,61	4,50	6,30
PM ₁₀	ZSE	kg/TJ	3,28	2,25	2,25	2,25	2,25
PM ₁₀	POSO	kg/TJ	4,25	2,18	1,82	1,62	1,23
PM _{2.5}	ZSE	kg/TJ	2,91	2,00	2,00	2,00	2,00
PM _{2.5}	POSO	kg/TJ	3,78	1,94	1,62	1,44	1,10
CO	ZSE	kg/TJ	15,90	15,90	15,90	15,90	15,90
CO	EE	kg/TJ	-	-	-	-	12,30
CO min	EE	kg/TJ	-	-	-	-	4,13
CO max	EE	kg/TJ	-	-	-	-	82,91

Tabelle 4: Emissionsfaktoren für die öffentlichen Rohbraunkohlenkraftwerke (1.A.1.a) – Revier Rheinland

Schadstoff	Herkunft	Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	ZSE	kg/TJ	74,60	74,60	74,60	74,60	74,60
NO _x	POSO	kg/TJ	74,63	76,13	77,01	76,74	77,00
NO _x min	POSO	kg/TJ	64,29	65,52	57,22	52,84	63,31
NO _x max	POSO	kg/TJ	81,14	78,63	79,21	79,69	78,62
SO ₂	ZSE	kg/TJ	35,30	35,30	35,30	35,30	35,30
SO ₂	POSO	kg/TJ	35,37	31,00	30,59	29,24	26,18
SO ₂ min	POSO	kg/TJ	21,19	23,37	22,12	23,25	19,49
SO ₂ max	POSO	kg/TJ	67,19	53,04	42,27	39,84	38,91
Staub	ZSE	kg/TJ	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18
Staub	POSO	kg/TJ	3,58	1,70	1,79	1,83	1,90
Staub min	POSO	kg/TJ	2,36	1,56	1,24	0,73	1,72
Staub max	POSO	kg/TJ	5,70	2,37	1,98	2,09	2,31
PM10	ZSE	kg/TJ	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86
PM10	POSO	kg/TJ	3,22	1,53	1,61	1,65	1,71
PM2.5	ZSE	kg/TJ	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54
PM2.5	POSO	kg/TJ	2,86	1,36	1,43	1,47	1,52
CO	ZSE	kg/TJ	43,30	43,30	43,30	43,30	43,30
CO	EE	kg/TJ	-	-	-	-	32,36
CO min	EE	kg/TJ	-	-	-	-	8,06
CO max	EE	kg/TJ	-	-	-	-	59,50

Die Datenquelle für die Daten aus dem ZSE (Zentrales System Emissionen) ist Fichtner et al 2011. Die hier in der Tabelle verwendete Abkürzung POSO steht für die Datenbank „Point Source“, in der alle nach § 25 der 13.BImSchV berichteten Daten importiert und ausgewertet werden. In der Studie Fichtner et al 2011 wurden Emissionserklärungen aus dem Jahr 2004 ausgewertet und daraus Emissionsfaktoren abgeleitet. Für die Jahre 2010, 2015 und 2020 wurden Prognosewerte bestimmt, die sich anhand der erwarteten Entwicklung des Kraftwerksparks und der Grenzwerte orientierte. Im Vergleich zu den für 2013-2016 berechneten realen Emissionsfaktoren zeigt sich, dass die NO_x EF eher unterschätzt wurden. Sie müssen entsprechend nach oben korrigiert werden. Bei SO₂ und Staub wurden die Faktoren dagegen überschätzt und können deutlich gesenkt werden. Als Split-Faktoren für die Feinstäube werden weiterhin 90% für den Feinstaub 10 und 80% für den Feinstaub 2.5 verwendet. Generell müsste überprüft werden, ob diese Faktoren noch stimmen oder ob die Maßnahmen zur Staubminderung zu einer Veränderung des Feinstaubanteils geführt haben. Die Daten für CO stammen aus den Emissionserklärungen (EE). Zwar wird CO in vielen Anlagen kontinuierlich

gemessen, allerdings unterliegt dieser Schadstoff keiner Berichtspflicht nach § 25 der 13.BImSchV. In der Berichterstattung nach PRTR fällt CO bei vielen Anlagen unter die Abschneidegrenze. Daher liegen dem Umweltbundesamt keine jährlichen Daten vor. Als einzige umfangreiche Datenquelle kommen nur die Emissionserklärungen (EE) in Betracht, die allerdings nur alle 4 Jahre erhoben werden. Aufgrund der Datenlage und in der Kenntnis, dass die CO Werte auch innerhalb einer Anlage jährlich stark schwanken können, ist die Berechnung von realitätsnahen Emissionsfaktoren schwierig. Ein Vergleich mit den für den BVT-Prozess erhobenen Daten legt den Verdacht nahe, dass bei einigen Anlagen für die Berechnung der CO Fracht die Messunsicherheit abgezogen wurde. Diese Angaben müssen in einem weiteren Schritt überprüft werden.

2.1.1 Mitverbrennung in öffentlichen Braunkohlenkraftwerken

In Deutschland werden in Kohlekraftwerken neben den Regelbrennstoffen auch häufig bestimmte Abfälle mitverbrannt. Dazu zählen z.B. Klärschlämme, Reststoffe aus der Papierindustrie sowie auch aufbereitete Siedlungsabfälle. Während bei ausschließlicher Einsatz von Regelbrennstoffen die emissionsbegrenzenden Anforderungen der 13. Bundesimmissionsschutzverordnung (13. BImSchV) einzuhalten sind, gelten im Falle der Mitverbrennung von Abfällen die meist strengeren Vorgaben der 17. BImSchV (Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen) Anwendung.

Für das Berichtsjahr 2016 wurden dem Umweltbundesamt erstmals großfeuerungsanlagenbezogene Emissions- und Brennstoffdaten für die Mitverbrennung separat übermittelt. Dadurch war eine Einzelauswertung möglich. Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse für die Mitverbrennung im Vergleich zu den in Tabelle 1 bis Tabelle 4 aufgelisteten gewichteten Mittelwerten, die die Gesamtergebnisse der Reviere inklusive Mitverbrennung darstellen.

Tabelle 5: Zusatzauswertung für die Mitverbrennung der öffentlichen Braunkohlenkraftwerke

Revier	Verbrennungsmodus	Schadstoff	Einheit	2016
Helmstedt	gesamter Anlagenpark	NO _x	kg/TJ	55,21
	nur Mitverbrennung	NO _x	kg/TJ	56,27
	gesamter Anlagenpark	SO ₂	kg/TJ	107,13
	nur Mitverbrennung	SO ₂	kg/TJ	110,71
	gesamter Anlagenpark	Staub	kg/TJ	1,21
	nur Mitverbrennung	Staub	kg/TJ	1,18
Lausitz	gesamter Anlagenpark	NO _x	kg/TJ	78,77
	nur Mitverbrennung	NO _x	kg/TJ	75,04
	gesamter Anlagenpark	SO ₂	kg/TJ	74,49
	nur Mitverbrennung	SO ₂	kg/TJ	74,72
	gesamter Anlagenpark	Staub	kg/TJ	2,32
	nur Mitverbrennung	Staub	kg/TJ	2,14

Revier	Verbrennungsmodus	Schadstoff	Einheit	2016
Mitteldeutschland	gesamter Anlagenpark	NO _x	kg/TJ	76,53
	nur Mitverbrennung	NO _x	kg/TJ	82,46
	gesamter Anlagenpark	SO ₂	kg/TJ	92,01
	nur Mitverbrennung	SO ₂	kg/TJ	100,82
	gesamter Anlagenpark	Staub	kg/TJ	1,37
	nur Mitverbrennung	Staub	kg/TJ	1,05
Rheinland	gesamter Anlagenpark	NO _x	kg/TJ	77,00
	nur Mitverbrennung	NO _x	kg/TJ	75,86
	gesamter Anlagenpark	SO ₂	kg/TJ	26,18
	nur Mitverbrennung	SO ₂	kg/TJ	21,68
	gesamter Anlagenpark	Staub	kg/TJ	1,90
	nur Mitverbrennung	Staub	kg/TJ	1,84

Aufgrund von Unterschieden bei den eingesetzten Braunkohlen und im Kraftwerkspark lässt der Vergleich in der Tabelle nur bedingte Rückschlüsse zu. So liegen die Staub-Emissionsfaktoren bei der Mitverbrennung leicht unter den Gesamtfaktoren, was konsistent mit den strengeren Staubgrenzwerten der 17. BImSchV im Vergleich zur 13. BImSchV ist. Für NO_x und SO₂ lässt sich jedoch kein eindeutiger Trend ablesen.

2.1.2 Quecksilberemissionen der Braunkohlekraftwerke

Für die Berechnung der Quecksilberemissionsfaktoren wurden größtenteils Daten aus dem PRTR 2018 verwendet. Diese wurden mit den Daten der GFA Meldung nach 13.BImSchV §25 verglichen. Aus der GFA Meldung wurden die entsprechenden Brennstoffeinsätze ergänzt. Für das Jahr 2016 lagen die Daten aus allen Emissionserklärungen vor. Allerdings sind die Daten aus den Emissionserklärungen und dem PRTR für die öffentlichen Braunkohlenkraftwerke identisch. Für die Auswertung wurden nur gemessene Werte verwendet. Emissionserklärungen und PRTR unterscheiden in gemessene, berechnete und geschätzte Emissionen. Leider werden die gemessenen Werte nicht in „kontinuierlich gemessen“ und „Einzelmessung“ unterschieden. Für die Reviere Lausitz und Mitteldeutschland konnten gewichtete Mittelwerte berechnet werden. Da in diesen beiden Revieren fast alle Anlagen Messverpflichtungen unterliegen, beträgt die Abdeckung nahezu 100%. Im rheinischen Revier erfolgen Messungen bisher nur bei einer geringen Anzahl an Anlagen. Diese decken ungefähr nur 1/3 des gesamten Brennstoffeinsatzes ab. Daher konnten in diesem Fall keine gewichteten Faktoren berechnet werden. Stattdessen wurden Mittelwerte aus den Einzelfaktoren bestimmt.

Tabelle 6: Quecksilber-Emissionsfaktoren der Braunkohlekraftwerke

Revier	Schadstoff	Einheit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Helmstedt	Hg gew. MW	g/TJ	3,56	5,23	2,79	1,87	2,13	4,81	8,24
Lausitz	Hg gew. MW	g/TJ	2,70	2,16	2,02	1,77	2,44	3,06	2,62
	Hg MW	g/TJ	2,68	2,43	1,98	1,83	2,52	3,42	2,67
	Hg Median	g/TJ	2,76	2,53	2,04	1,90	2,33	3,14	2,73
	Hg min	g/TJ	2,48	1,68	1,70	1,48	2,30	2,20	2,22
	Hg max	g/TJ	2,82	3,10	2,23	2,13	2,86	4,83	3,07
Mittel-deutschland	Hg gew. MW	g/TJ	7,71	6,06	5,56	4,89	5,26	5,01	5,54
	Hg MW	g/TJ	5,04	5,12	4,79	4,75	5,26	4,93	6,02
	Hg Median	g/TJ	3,98	5,18	4,35	4,65	5,31	5,11	6,01
	Hg min	g/TJ	2,77	3,54	2,47	2,76	2,86	3,93	4,59
	Hg max	g/TJ	8,82	6,61	7,73	7,43	7,60	5,67	7,87
Rheinland	Hg MW	g/TJ	-	-	-	-	-	-	1,98
	Hg Median	g/TJ	-	-	-	-	-	-	1,74
	Hg min	g/TJ	-	-	-	-	-	-	1,69
	Hg max	g/TJ	-	-	-	-	-	-	2,62

2.1.3 Emissionsfaktoren für Braunkohlenstaub- und Wirbelschichtkohle

Neben Rohbraunkohlen werden in öffentlichen Kraftwerken auch Braunkohlenprodukte eingesetzt. Teilweise werden diese zusammen mit der Rohbraunkohle verbrannt. In diesen Fällen lassen sich keine eigenen Emissionsfaktoren generieren, weil die Menge der eingesetzten Rohbraunkohle sehr dominant ist. Es gibt aber auch einige kleinere Anlagen, die ausschließlich Braunkohlenstaub oder Wirbelschichtkohle einsetzen. Aus diesen lassen sich spezifische Faktoren ableiten. Diese sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 7: Emissionsfaktoren für Braunkohlenstaub- und Wirbelschichtkohle der öffentlichen Kraftwerke

Schadstoff	Herkunft	Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	ZSE	kg/TJ	100,00	99,28	99,24	99,20	99,16
NO _x	POSO	kg/TJ	75,42	79,99	78,26	76,53	72,16
SO ₂	ZSE	kg/TJ	110,00	107,44	107,22	107,00	106,88
SO ₂	POSO	kg/TJ	-	98,34	99,93	109,25	91,20

Schadstoff	Herkunft	Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
Staub	ZSE	kg/TJ	6,35	6,20	6,20	6,20	6,20
Staub	POSO	kg/TJ	3,03	0,70	0,38	0,13	0,26
PM10	ZSE	kg/TJ	5,72	5,58	5,58	5,58	5,58
PM10	POSO	kg/TJ	3,03	0,70	0,38	0,13	0,26
PM2.5	ZSE	kg/TJ	5,08	4,96	4,96	4,96	4,96
PM2.5	POSO	kg/TJ	3,03	0,70	0,38	0,13	0,26
CO	ZSE	kg/TJ	32,00	32,00	32,00	32,00	32,00
CO	EE	kg/TJ	-	-	-	-	5,20

Aus den für die in Tabelle 7 ausgewerteten Feuerungsanlagen, die Braunkohlenstaub bzw. – wirbelschichtkohle einsetzen, konnten nicht für alle Schadstoffe Emissionsfaktoren generiert werden. Bei einzelnen Anlagen wiesen einzelne Emissionsfaktoren deutliche Sprünge auf, die technisch nicht erklärbar sind. Die fragwürdig hohen und sehr niedrigen Werte wurden als Indiz für mangelnde Qualität der Emissions- oder auch Brennstoffdaten gewertet und bei der Ermittlung von den neuen EF-Werten für das ZSE nicht berücksichtigt. Da nur wenige Anlagen Braunkohlenstaub- und Wirbelschichtkohle einsetzen, führen große Abweichungen einzelner Anlagen zu auffälligen Gesamtwerten und Emissionstrends. Solche Auffälligkeiten müssen durch zusätzliche Informationen seitens der Genehmigungsbehörden validiert werden. Für die Feinstaubemissionsfaktoren wird ein Anteil von 100 % PM2.5 vom Gesamtstaub angenommen, da die betroffenen Anlagen mit Gewebeschauchfiltern ausgerüstet sind. Das ist ein konservativer Ansatz, der auf die Aussage eines Messinstitutes fußt. Perspektivisch muss diese Annahme durch weitere Messungen validiert werden. Auf eine Revierspezifische Aufteilung der Faktoren wurde aufgrund der geringen Anlagenanzahl verzichtet.

Tabelle 8: Emissionsfaktoren für Rohbraunkohle und Braunkohlenbriketts in Kraftwerken des Braunkohlenbergbaus und sonstigen Anlagen im Umwandlungsbereich (1.A.1.c)

Revier	Schadstoff	Herkunft	Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
Mittel-deutschland	NO _x	ZSE	kg/TJ	-	76,30	76,30	76,30	66,11
	NO_x	POSO	kg/TJ	-	87,35	92,97	86,62	74,52
	SO ₂	ZSE	kg/TJ	-	108,80	108,80	108,80	94,27
	SO₂	POSO	kg/TJ	-	166,99	162,62	166,05	125,01
	Staub	ZSE	kg/TJ	-	2,50	2,50	2,50	2,17
	Staub	POSO	kg/TJ	-	-	-	-	-
	CO	ZSE	kg/TJ	65,60	65,60	65,60	65,60	65,60
	CO	EE	kg/TJ	-	-	-	-	41,95

Revier	Schadstoff	Herkunft	Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
Rheinland	NO _x	ZSE	kg/TJ	79,60	79,60	79,60	79,60	79,28
	NO _x	POSO	kg/TJ	79,57	58,41	56,22	59,75	62,54
	SO ₂	ZSE	kg/TJ	67,60	67,60	67,60	67,60	67,33
	SO ₂	POSO	kg/TJ	73,43	39,43	37,19	39,59	36,42
	Staub	ZSE	kg/TJ	4,82	4,40	4,40	4,40	4,38
	Staub	POSO	kg/TJ	2,63	3,11	2,47	2,30	1,90
	PM10	ZSE	kg/TJ	4,34	3,96	3,96	3,96	3,96
	PM10	POSO	kg/TJ	2,37	2,80	2,22	2,07	1,71
	PM2.5	ZSE	kg/TJ	3,86	3,52	3,52	3,52	3,52
	PM2.5	POSO	kg/TJ	2,10	2,50	1,98	1,84	1,52
	CO	ZSE	kg/TJ	12,20	12,20	12,20	12,20	12,20
	CO	EE	kg/TJ	-	-	-	-	11,17

Beim Vergleich der bisher im ZSE verwendeten Emissionsfaktoren und den aus der Großfeuerungsdatenbank POSO neu berechneten, fallen größere Unterschiede auf als bei den Kraftwerken der öffentlichen Versorgung. Das lässt sich durch regelmäßige Sektorwechsel erklären, die nicht unbedingt vorhersehbar sind. Bei den Arbeiten zu den neuen Emissionsfaktoren wurden alle bis dato vorgenommenen statistischen Ummeldungen von Anlagen in die Berechnung implementiert.

Gemäß der Auswertung sämtlicher GFA wird die Braunkohle in diesem Sektor vollständig in Großfeuerungsanlagen eingesetzt.

2.1.4 Emissionsfaktoren für Braunkohlenstaub in Kraftwerken des Braunkohlenbergbaus und sonstigen Anlagen im Umwandlungsbereich

Ähnlich wie in der öffentlichen Versorgung wird auch im Braunkohlenbergbau sowie in sonstigen Kohleverwertungsbetrieben teilweise Braunkohlenstaub als Brennstoff eingesetzt. In der folgenden Tabelle sind die spezifischen Emissionsfaktoren für NO_x, SO₂, Stäube und CO dargestellt.

Tabelle 9: Emissionsfaktoren für Braunkohlenstaub in Kraftwerken des Braunkohlenbergbaus und sonstigen Anlagen im Umwandlungsbereich (1.A.1.c)

Schadstoff	Herkunft	Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	POSO	kg/TJ	123,52	83,17	100,36	95,78	70,38
SO ₂	POSO	kg/TJ	438,17	291,74	284,55	312,10	240,30
Staub	POSO	kg/TJ	5,57	1,00	1,51	2,02	0,98
PM10	POSO	kg/TJ	5,01	0,90	1,36	1,82	0,88
PM2.5	POSO	kg/TJ	4,45	0,80	1,21	1,62	0,78

Schadstoff	Herkunft	Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
CO	EE	kg/TJ	-	-	-	-	58,14

Aufgrund der geringen Anlagenanzahl wurden die Daten nicht revierspezifisch ausgewertet. Bisher existiert im ZSE kein Strukturelement zur Verwendung von Braunkohlenstaub in GFA des übrigen Umwandlungsbereiches. Allerdings kann dieses Element nicht neu angelegt werden, da die Energiebilanz keinen Brennstoffeinsatz für die Wärmeerzeugung in Anlagen des übrigen Umwandlungseinsatzes ausweist. Lediglich der Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung wird in der Energiebilanz berücksichtigt. Bislang wurde dieser Teil der Brennstoffmenge und die dazugehörigen Emissionen im übrigen Industriebereich (1.A.2.gviii) berichtet.

2.2 Braunkohlenkraftwerke in der Industrie 1.A.2.gviii

Tabelle 10: Emissionsfaktoren für den Einsatz von Rohbraunkohlen in Industriekraftwerken (1.A.2.gviii)

Schadstoff	Herkunft	Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	ZSE	kg/TJ	76,80	76,80	76,80	76,80	76,80
NO _x	POSO	kg/TJ	134,19	95,07	97,48	93,52	50,76
SO ₂	ZSE	kg/TJ	171,10	165,52	164,86	164,20	163,54
SO ₂	POSO	kg/TJ	76,49	76,14	76,45	73,20	57,78
Staub	ZSE	kg/TJ	9,48	8,70	8,70	8,70	8,70
Staub	POSO	kg/TJ	6,12	1,27	1,31	0,97	0,94
PM10	ZSE	kg/TJ	8,53	7,83	7,83	7,83	7,83
PM10	POSO	kg/TJ	5,51	1,14	1,17	0,87	0,85
PM2.5	ZSE	kg/TJ	7,58	6,96	6,96	6,96	6,96
PM2.5	POSO	kg/TJ	4,90	1,01	1,04	0,78	0,75
CO	ZSE	kg/TJ	42,90	42,90	42,90	42,90	42,90

Die hier dargestellten neu berechneten Emissionsfaktoren aus der Datenbank POSO weichen teilweise deutlich von den bisher im ZSE verwendeten Werten ab und müssen daher bis 2004 zurück korrigiert werden. Der Grund für die Abweichungen liegt darin, dass zum Zeitpunkt der Berechnung der Emissionsfaktoren für das ZSE durch das KIT 2011 die Zuordnung der Kraftwerke zur öffentlichen Versorgung und zur Industrie teilweise noch unklar war. Für das Jahr 2016 konnten aufgrund von Qualitätsproblemen keine neuen Faktoren generiert werden. Für das Jahr wird der 2015er Emissionsfaktor fortgeschrieben.

Tabelle 11: Emissionsfaktoren für den Einsatz von Braunkohlenbriketts in Industriekraftwerken (1.A.2.g.viii)

Schadstoff	Herkunft	Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	POSO	kg/TJ	113,66	70,24	80,71	84,85	70,80
SO ₂	POSO	kg/TJ	139,57	83,17	91,57	92,49	61,93
Staub	POSO	kg/TJ	1,75	0,52	0,61	0,98	0,27
PM10	POSO	kg/TJ	1,57	0,47	0,55	0,89	0,25
PM2.5	POSO	kg/TJ	1,26	0,38	0,44	0,71	0,20
CO	EE	kg/TJ	-	-	-	-	22,18

Bisher gab es im ZSE kein Strukturelement für Großfeuerungsanlagen im Industriebereich, die Braunkohlenbriketts einsetzen. Von daher gab es bis dato auch keine Emissionsfaktoren, die zum Vergleich herangezogen werden können. Aus den Daten nach § 25 der 13.BImSchV konnte ein GFA-Anteil berechnet werden. Demnach werden rund 60% des gesamten Briketteinsatzes der Industriekraftwerke in Großfeuerungsanlagen eingesetzt. Briketts werden fast ausschließlich in Rostfeuerungen verwendet.

Tabelle 12: Emissionsfaktoren für den Einsatz von Braunkohlestaub- und Wirbelschichtkohle in Industriekraftwerken und Kesseln (1.A.2.g.viii)

Schadstoff	Herkunft	Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	ZSE	kg/TJ	100,00	99,28	99,24	99,20	99,16
NO _x	POSO	kg/TJ	72,39	106,47	104,79	68,72	66,49
SO ₂	ZSE	kg/TJ	336,95	311,45	303,44	302,26	276,52
SO ₂	POSO	kg/TJ	43,68	62,65	57,13	20,75	22,88
Staub	ZSE	kg/TJ	14,60	8,00	8,00	8,00	8,00
Staub	POSO	kg/TJ	15,08	1,14	0,77	1,03	0,62
PM10	ZSE	kg/TJ	13,14	7,20	7,20	7,20	7,20
PM10	POSO	kg/TJ	13,57	1,03	0,69	0,93	0,56
PM2.5	ZSE	kg/TJ	11,68	6,40	6,40	6,40	6,40
PM2.5	POSO	kg/TJ	12,07	0,92	0,61	0,83	0,49
CO	ZSE	kg/TJ	32,00	32,00	32,00	32,00	32,00

In Tabelle 12 zeigen sich ebenfalls deutliche Abweichungen zwischen den bisher im ZSE verwendeten und den neu berechneten Emissionsfaktoren. Das ist ebenfalls auf die unklare Sektorzuordnung zurückzuführen. Hier wurde in der Vergangenheit der Braunkohlenstaubeinsatz der Quellgruppe 1.A.1.c mit berücksichtigt.

Die Außerbetriebnahme einer Anlage im Jahr 2008 hatte einen deutlichen Einfluss auf die Entwicklung der Gesamtemissionsfaktoren. Dadurch lässt sich erklären, dass die NO_x und SO₂ Emissionsfaktoren im Jahr 2005 niedriger sind als im Jahr 2013. Da diese Anlage besonders hohe Staubemissionen verursachte, sind die Staubemissionsfaktoren für das Jahr 2005 deutlich höher als im Jahr 2013.

Tabelle 13: GFA Anteile für den Einsatz von Rohbraunkohlen in Industriekraftwerken und Kesseln (1.A.2.gviii)

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
2011	2012	2013	2014	2015	2016	
100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	

Tabelle 14: GFA Anteile für den Einsatz von Braunkohlenbriketts in Industriekraftwerken und Kesseln (1.A.2.gviii)

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
61,6%	65,8%	60,4%	65,8%	52,9%	66,5%	67,2%
2011	2012	2013	2014	2015	2016	
67,0%	62,8%	63,2%	67,3%	58,5%	61,4%	

Tabelle 15: GFA Anteile für den Einsatz von Braunkohlenstaub- und wirbelschichtkohle in Industriekraftwerken und Kesseln (1.A.2.gviii)

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
49,7%	54,2%	52,9%	40,5%	33,4%	30,5%	26,7%
2011	2012	2013	2014	2015	2016	
28,8%	30,8%	30,9%	20,2%	33,9%	21,7%	

Die in den Tabelle 13 bis Tabelle 15 aufgelisteten Prozentwerte repräsentieren den Anteil der Großfeuerungsanlagen am gesamten Brennstoffeinsatz in diesem Sektor. Die Differenz zu den 100% bilden die nach TA Luft genehmigten Anlagen. Die Brennstoffeinsätze für die Prozessemissionen der Mineralischen Industrie und der Metallerzeugung werden an dieser Stelle nicht betrachtet, da diese separat berichtet werden. Die Asphaltmischanlagen sind hingegen im dazugehörigen TA Luft-Anteil für den Einsatz von Braunkohlenstaub- und Wirbelschichtkohle enthalten.

2.3 Steinkohlenkraftwerke der öffentlichen Versorgung

Insgesamt wurden rund 70 Anlagen bzw. Anlagenteile ausgewertet. Aufgrund der Vielzahl an Einzeldaten konnten in dem Fall weitergehende Auswertungen vorgenommen werden. So wurden neben den ohnehin berechneten gewichteten Mittelwerten (gew. MW) auch einfache Mittelwerte aus den Einzelfaktoren (MW) sowie der Median ermittelt. Außerdem wurden

Minimal- und Maximalwerte des 95% Perzentil bestimmt. Für die künftige Berichterstattung soll der gewichtete Mittelwert verwendet werden.

Tabelle 16: Emissionsfaktoren für öffentliche Steinkohlenkraftwerke (1.A.1.a)

Schadstoff	Herkunft		Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	ZSE		kg/TJ	61,20	57,14	56,42	55,70	55,00
NO _x	POSO	gew. MW	kg/TJ	63,76	61,16	60,14	59,58	55,63
NO _x	POSO	MW	kg/TJ	69,38	63,11	62,79	62,27	59,35
NO _x	POSO	Median	kg/TJ	63,54	63,53	63,00	63,06	62,61
NO _x	POSO	Min	kg/TJ	34,86	29,90	29,87	28,45	23,18
NO _x	POSO	Max	kg/TJ	129,83	97,88	98,07	98,19	91,67
SO ₂	ZSE		kg/TJ	51,40	48,74	48,42	48,10	47,90
SO ₂	POSO	gew. MW	kg/TJ	55,80	46,95	43,56	42,88	36,87
SO ₂	POSO	MW	kg/TJ	64,65	51,53	50,13	50,09	41,99
SO ₂	POSO	Median	kg/TJ	55,27	45,30	42,76	43,38	42,38
SO ₂	POSO	Min	kg/TJ	17,02	10,91	11,62	10,78	8,38
SO ₂	POSO	Max	kg/TJ	122,61	103,56	91,74	91,90	73,80
Staub	ZSE		kg/TJ	3,48	3,30	3,30	3,30	3,30
Staub	POSO	gew. MW	kg/TJ	4,33	1,65	1,63	1,58	1,43
Staub	POSO	MW	kg/TJ	3,80	1,38	1,47	1,47	1,36
Staub	POSO	Median	kg/TJ	3,07	1,18	1,15	1,12	1,08
Staub	POSO	Min	kg/TJ	0,40	0,10	0,21	0,27	0,20
Staub	POSO	Max	kg/TJ	8,54	3,47	3,16	3,00	3,44
PM10	ZSE		kg/TJ	3,13	2,97	2,97	2,97	2,97
PM10	POSO	gew. MW	kg/TJ	3,89	1,48	1,47	1,42	1,29
PM2.5	ZSE		kg/TJ	2,78	2,64	2,64	2,64	2,64
PM2.5	POSO	gew. MW	kg/TJ	3,46	1,32	1,31	1,26	1,15
CO	ZSE		kg/TJ	7,77	6,98	6,94	6,90	6,86
CO	EE	gew. MW	kg/TJ	-	-	-	-	6,16
CO	EE	MW	kg/TJ	-	-	-	-	9,01
CO	EE	Median	kg/TJ	-	-	-	-	5,17
CO	EE	Min	kg/TJ	-	-	-	-	1,09
CO	EE	Max	kg/TJ	-	-	-	-	30,01

Insgesamt liegen die für 2004 von KIT ermittelten Emissionsfaktoren sehr dicht an den neu berechneten Werten. Am aktuellen Rand zeigt sich, dass die SO₂ und die Staubemissionen stärker gesunken sind als ursprünglich angenommen wurde. Diese Änderungen erscheinen plausibel angesichts des Auslaufens von Ausnahmen bei Staubgrenzwerten zum 1.1.2011 sowie angesichts von strengeren SO₂-Grenzwerten zum 1.1.2016. Die NO_x Emissionen sind geringfügig höher als erwartet.

Fehlerhafte Brennstoffangaben bei einem großen Kraftwerk führten dazu, dass zwischen 2010 und 2012 die Steinkohleneinsätze der Großfeuerungsanlagen die in der Statistik insgesamt gemeldeten Steinkohleneinsatzmengen deutlich überstiegen. Mit Hilfe der Überprüfung der Einzelfaktoren für alle Kraftwerke konnte die Anlage identifiziert werden. In der Zeitreihe ergaben sich auffällige Sprünge für alle Schadstoffe. Die fehlerhaften Brennstoffangaben konnten durch Emissionshandelsdaten ersetzt werden.

In den Kraftwerken der öffentlichen Versorgung wird gemäß der Energiestatistik nur Steinkohle eingesetzt. Andere Veredlungsprodukte wie Steinkohlenkoks und Steinkohlenbriketts kommen nicht vor.

2.3.1 Mitverbrennung in öffentlichen Steinkohlenkraftwerken

Auch in einigen Steinkohlenkraftwerken werden unterschiedliche Abfälle mitverbrannt. Die Erläuterungen zu den rechtlichen Regelungen im Kapitel 3.1.1 treffen auch auf abfallmitverbrennende Steinkohlekraftwerke zu. Auch für diese liegen ab dem Jahr 2016 spezifische Daten für die Mitverbrennung vor. Die folgende Tabelle zeigt die entsprechenden Auswertungsergebnisse.

Tabelle 17: Zusatzauswertung für die Mitverbrennung in öffentlichen Steinkohlenkraftwerken

Schadstoff	Verbrennungsmodus	Einheit	2016
NO _x	gesamter Anlagenpark	kg/TJ	55,36
NO _x	nur Mitverbrennung	kg/TJ	60,04
SO ₂	gesamter Anlagenpark	kg/TJ	37,10
SO ₂	nur Mitverbrennung	kg/TJ	35,74
Staub	gesamter Anlagenpark	kg/TJ	1,45
Staub	nur Mitverbrennung	kg/TJ	1,29

Die in der Tabelle dargestellten Emissionsfaktoren für den gesamten Anlagenpark sind nur bedingt mit den Werten für die Mitverbrennung vergleichbar, da der Anlagenpark nicht identisch ist. Analog zu den Braunkohlenkraftwerken sind auch bei den Steinkohlenkraftwerken die spezifischen Staubemissionen bei der Mitverbrennung etwas niedriger als für den gesamten Kraftwerkspark ermittelt wurden. Das ist auf die gemäß 17.BImSchV für Abfallverbrennungsanlagen geltenden strengeren Staub-Grenzwerte zurückzuführen. Dagegen lassen sich die niedrigeren SO₂ Emissionsfaktoren für die Mitverbrennung nicht durch Grenzwertunterschiede erklären. Hier ist zu vermuten, dass die Differenz eher auf die unterschiedliche Zusammensetzung des Kraftwerksparkes und den damit verbundenen Einsatz verschiedener Kohlequalitäten zurückzuführen ist. Die eingesetzten Ersatzbrennstoffe weisen durchschnittlich geringere Schwefelgehalte auf als die Steinkohlen.

2.3.2 Technikspezifische Auswertung

In den bisherigen Forschungsprojekten wurden zunächst Emissionsfaktoren für die einzelnen Feuerungstechniken ermittelt, die im Anschluss über den Anteil der Feuerungswärmeleistung an den unterschiedlichen Techniken, gewichtet wurden. Da mittlerweile davon auszugehen ist, dass die Emissionsdaten aus den Großfeuerungsanlagen vollständig vorliegen, konnten aus dem gesamten Mix gewichtete Faktoren berechnet werden. Zum Vergleich mit der bisher verwendeten Methode wurden zusätzlich technikspezifische Emissionsfaktoren ausgewertet, die in den folgenden Tabellen aufgelistet sind.

Tabelle 18: Zusatzauswertung Steinkohlen-Wirbelschichtfeuerungen in der öffentlichen Versorgung

Schadstoff	Herkunft	Einheit	Technik	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	POSO	kg/TJ	Wirbelschicht	33,78	34,20	32,77	36,09	37,67
SO ₂	POSO	kg/TJ	Wirbelschicht	62,17	36,41	39,54	41,46	53,24
Staub	POSO	kg/TJ	Wirbelschicht	3,55	1,31	0,94	0,71	1,20

Tabelle 19: Zusatzauswertung Steinkohlen-Schmelzkammerfeuerung in der öffentlichen Versorgung

Schadstoff	Herkunft	Einheit	Technik	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	POSO	kg/TJ	Schmelzkammer	68,37	72,52	72,54	70,34	67,86
SO ₂	POSO	kg/TJ	Schmelzkammer	73,08	47,50	46,80	50,93	44,80
Staub	POSO	kg/TJ	Schmelzkammer	2,67	1,72	1,74	1,47	1,60

Tabelle 20: Zusatzauswertung Steinkohlen-Rostfeuerung in der öffentlichen Versorgung

Schadstoff	Herkunft	Einheit	Technik	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	POSO	kg/TJ	Rostfeuerung	67,09	68,03	63,20	60,40	53,71
SO ₂	POSO	kg/TJ	Rostfeuerung	70,83	48,64	50,37	48,04	40,62
Staub	POSO	kg/TJ	Rostfeuerung	0,92	1,05	1,12	0,99	0,81

Tabelle 21: Zusatzauswertung Steinkohlen-Staubfeuerungen in der öffentlichen Versorgung

Schadstoff	Herkunft	Einheit	Technik	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	POSO	kg/TJ	Staubfeuerung	64,47	61,53	62,31	60,19	58,20
SO ₂	POSO	kg/TJ	Staubfeuerung	52,98	46,26	42,07	40,84	37,47
Staub	POSO	kg/TJ	Staubfeuerung	4,27	1,40	1,41	1,42	1,39

Rund 85% des Brennstoffeinsatzes erfolgt in Kraftwerken, in denen die Steinkohle zunächst vermahlen und anschließend als Kohlestaub im Kessel verbrannt wird, den sogenannten Staubfeuerungen.

Im Vergleich fällt auf, dass die spezifischen NO_x Emissionen der Wirbelschichtfeuerungen aufgrund der geringeren Verbrennungstemperaturen niedriger sind, als die aller anderen hier aufgeführten Verbrennungstechniken. Dafür ist mit höheren N₂O Emissionen zu rechnen. Die Schmelzkammerfeuerungen, weisen dagegen naturgemäß etwas höhere NO_x Emissionsfaktoren aus. Die Temperaturen in der Schmelzkammer liegen deutlich über den Durchschnittswerten von Staubfeuerungen.

Die Staubemissionen hängen eher von der Entstaubungs- als von der Verbrennungstechnik ab. So weisen Anlagen mit Gewebefiltern deutlich geringere Staubemissionen auf als Anlagen mit Elektrofiltern. Häufig sind Kraftwerke im innerstädtischen Bereich mit Gewebefiltern ausgerüstet, da diese Anlagen aufgrund Ihrer Lage meist strengere Grenzwerte einhalten müssen. Modernere Anlagen müssen meist ebenfalls strengere Grenzwerte einhalten.

Im Vergleich zeigen die Wirbelschichtfeuerungen leicht höhere spezifische SO₂ Emissionen, da sie meist nur über eine trockene Entschwefelung verfügen. Allerdings hängen die SO₂ Emissionen deutlich stärker von der Art der eingesetzten Kohlen ab.

Generell hängen die spezifischen Emissionen sehr stark von der Anlagengröße ab, weil ab einer Feuerungswärmeleistung von 100 MW sowie ab 300 MW strengere Grenzwerte gelten

2.3.3 Quecksilberemissionen der öffentlichen Steinkohlekraftwerke

Analog zu den Braunkohlenkraftwerken wurden für die Bestimmung der Quecksilber Emissionsfaktoren für die Steinkohlenkraftwerke PRTR Daten ausgewertet. Diese wurden ebenfalls mit den Daten aus der Meldungen nach §25 der 13.BImSchV für die klassischen Schadstoffe verglichen und die Brennstoffeinsätze ergänzt. Für das Jahr 2016 lag ein vollständiger Datensatz aus den Emissionserklärungen der Bundesländer vor. Es wurden nur jeweils Daten ausgewertet, die als Messung angegeben waren. Der Abdeckungsgrad ist deutlich geringer als bei den Braunkohlenkraftwerken. Bezogen auf die in allen öffentlichen Steinkohlenkraftwerken eingesetzte Brennstoffmenge, konnten nur rund 60% der Anlagen ausgewertet werden. Wegen des geringeren Abdeckungsgrades wird in diesem Fall auf die Berechnung eines gewichteten Mittelwertes verzichtet und stattdessen der einfache Mittelwert, der sich aus den Einzelfaktoren ergibt, verwendet. Aufgrund der Abschneidegrenze im PRTR ergeben sich für die Steinkohlenkraftwerke weiterhin Unterschiede zwischen dem PRTR und den in den Emissionserklärungen gemeldeten Emissionsmengen. So sind in den Emissionserklärungen zusätzlich gemessene Quecksilberemissionen von Anlagen mit einem jährlichen Brennstoffeinsatz von rund 140 PJ enthalten. Das hat einen deutlichen Einfluss auf den Emissionsfaktor. So ergibt sich aus der Auswertung der im PRTR für 2016 veröffentlichten Quecksilberemissionen ein Faktor von 1,42 g/TJ. Während aus den Emissionserklärungen ein Emissionsfaktor von 0,95 g/TJ berechnet wurde. Für die Jahre vor 2016 erfolgte die Auswertung ausschließlich auf Grundlage des PRTRs. Für das Jahr 2005 wurden die Werte aus dem EPER 2004 fortgeschrieben. Die folgende Tabelle listet die die Emissionsfaktoren sowie die Minimum- und Maximum Werte auf:

Tabelle 22: Quecksilber Emissionsfaktoren für öffentliche Steinkohlenkraftwerke

Schadstoff		Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
Hg	MW	g/TJ	2,09	1,52	1,38	1,19	1,06

Schadstoff		Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
Hg	Median	g/TJ	1,73	1,54	1,31	1,17	0,94
Hg	Min	g/TJ	0,34	0,43	0,69	0,49	0,27
Hg	Max	g/TJ	5,07	2,80	2,01	2,25	2,19

2.3.4 Ammoniakemissionen der Steinkohlenkraftwerke

Da die Ammoniakemissionen bei Großfeuerungsanlagen bisher nicht der Überwachungspflicht unterliegen, wird dieser Schadstoff nur vereinzelt gemessen. Kontinuierliche Messungen finden nicht statt. Zum Zwecke der Berechnung eines Emissionsfaktors wurden für das Jahr 2016 einmalig Daten von den Bundesländern abgefragt, die im Rahmen der Emissionserklärungen von den Betreibern an die zuständigen Behörden geliefert wurden. Bezogen auf den Brennstoffeinsatz beträgt die Abdeckung der Messwerte an dem gesamten Anlagenpark 36%. Eine Unterscheidung der Kraftwerke nach Industrie oder öffentliche Versorgung macht für den Schadstoff Ammoniak wenig Sinn, da die Datenlage eine solche Unterscheidung nicht hergibt. Das würde letztlich die Unsicherheiten erhöhen.

Grundsätzlich sind Ammoniakemissionen nur in Anlagen zu erwarten, die unter Einsatz von Ammoniak mithilfe einer SCR- oder einer SNCR-Einrichtung die Emission von Stickstoffoxiden reduzieren. Ammoniakemissionen im Reingas sind dann Folge des sogenannten Ammoniak-Schlupfes in den SCR- oder SNCR-Einrichtungen.

Für die Ammoniakemission im Reingas ist es relevant, an welcher Stelle im Abgasweg die Ammoniak eindüsung erfolgt und der Ammoniakschlupf auftritt. Bezüglich der Steinkohlenkraftwerke werden verschiedene Konstellationen unterschieden:

1. Tail End: Die SCR Anlage ist nach der Rauchgasentschwefelungsanlage (REA) und damit am Ende der Abgasreinigungsstrecke installiert.
2. High-Dust: Die SCR Anlage befindet sich zwischen der Speisewasservorwärmung und dem Luftvorwärmer, aber vor dem Elektrofilter und der nachfolgenden REA.
3. SNCR: dieses Verfahren findet wegen der erforderlichen hohen Temperaturen kesselnah Anwendung und damit in jedem Fall vor dem Elektrofilter und der REA.

Bezogen auf die vorliegenden Messdaten und den Brennstoffeinsatz für 2016 erfolgt die Entstickung zu fast 2/3 in der High-Dust-Schaltung und zu etwas weniger als 1/3 in der Tail End-Schaltung. Bei den etwa 3% Wirbelschichtfeuerungen finden keine Sekundärmaßnahmen statt. Insofern ist nicht mit messbaren Ammoniakemissionen zu rechnen. Nur knapp 1% der Anlagen nutzt eine SNCR.

Tabelle 23: Ammoniak Emissionsfaktoren für Steinkohlenkraftwerke

Schadstoff		Einheit	Tail End	High-Dust	SNCR	Gesamter Anlagenpark
NH ₃	gew. MW	kg/TJ	0,43	0,14		0,23
NH ₃	MW	kg/TJ	0,46	0,15	0,74	
NH ₃	Min	kg/TJ	0,06	0,02		
NH ₃	Max	kg/TJ	1,62	0,50		

Die Ammoniakemissionen im Reingas liegen bei High-Dust-Schaltung auf einem sehr niedrigen Niveau, da ein großer Teil des schlupfbedingten Ammoniaks über den Elektrofilter und die REA abgeschieden wird. Beim Tail End Konzept sind höhere Werte festzustellen, da in dem Fall Senken zur Abscheidung des Ammoniaks vor dem Reingasaustrag fehlen.

Für das in Steinkohlekraftwerken eingesetzte Heizöl wird der gleiche Emissionsfaktor angenommen, wie für Steinkohle, damit es zu keiner Unterschätzung der Emissionen kommt.

Exkurs: Ammoniakemissionen in anderen Großfeuerungsanlagen als Steinkohlenkraftwerken

Braunkohlenkraftwerke, die ihre NO_x-Grenzwerte bisher ohne Einsatz von SCR oder SNCR, sondern unter ausschließlicher Anwendung von Primärmaßnahmen einhalten, weisen folglich keinen Ammoniak-Schlupf auf. Unter der Annahme, dass in diesen Anlagen auch keine anderen Bildungsmechanismen für Ammoniak wirksam sind, wurden für diese Anlagen keine Ammoniak-Emissionsfaktoren generiert. In den Emissionserklärungen für 2016 war nur ein Messwert für eine Braunkohlestaub-Wirbelschichtfeuerung verfügbar, die im Bereich der Bestimmungsgrenze lag. In diesem Fall ist davon auszugehen, dass die Bestimmungsgrenze als Konzentrationswert für die Berechnung der Emission eingesetzt wurde.

In Gasturbinen, Dampfkraftwerken oder anderen großen Kesselfeuerungen, die mit Erdgas, Heizölen oder Biobrennstoffen befeuert werden, sind derzeit nur vereinzelt SCR- oder SNCR-Einrichtungen installiert. Wegen der geringen Anwendung und unter der Annahme, dass auch in diesen Anlagen keine anderen Bildungsmechanismen für Ammoniak wirksam sind, werden für diese Anlagen keine Ammoniak-Emissionsfaktoren generiert.

Lediglich bei der Verbrennung von Biogas können quantifizierbare Ammoniakemissionen festgestellt werden. Der NH₃ Emissionsfaktor für Biogas liegt genau wie für Steinkohle bei 0,23 kg/TJ. Allerdings wird in dem Fall das Ammoniak aus dem Brennstoff Biogas selbst freigesetzt. Biogasmotoren sind bisher nicht mit einer SCR oder SNCR Anlage ausgerüstet. Da Biogasanlagen von ihrer Größe her nicht unter die Großfeuerungsanlagen fallen, werden sie im Rahmen dieses Projektes nicht weitergehend betrachtet.

2.3.5 Emissionsfaktoren für ehemalige Kraftwerke des Steinkohlenbergbaus

Die Kraftwerke des Steinkohlenbergbaus haben sich im Jahr 2012 in die öffentliche Versorgung umgemeldet, da der Steinkohlenbergbau in Deutschland bis 2019 eingestellt wird. Die Kraftwerksummeldungen wurden bei der Berechnung der Emissionsfaktoren für die öffentliche Versorgung mit berücksichtigt. In der folgenden Tabelle sind die bisher verwendeten Emissionsfaktoren dargestellt.

Tabelle 24: Emissionsfaktoren für Kraftwerke des Steinkohlenbergbaus (1.A.1.c)

Schadstoff	Herkunft	Einheit	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	1011
NO _x	ZSE	kg/TJ	72,02	72,02	72,02	72,02	72,02	72,02	72,02	72,02
SO ₂	ZSE	kg/TJ	85,35	85,31	85,36	85,40	85,21	85,08	85,08	85,08
Staub	ZSE	kg/TJ	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
PM10	ZSE	kg/TJ	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16
PM2.5	ZSE	kg/TJ	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92

Ab dem Jahr 2012 werden die Emissionen dieser Anlagen mit in der öffentlichen Versorgung berichtet. Die entsprechenden Kraftwerksdaten werden mit in die Berechnung einbezogen. Beim Datenvergleich fiel auf, dass die im ZSE verbuchten Brennstoffeinsätze über alle Jahre deutlich niedriger sind, als die der Großfeuerungsanlagenbank POSO. In diesem Fall lag der Fehler allerdings nicht bei den Angaben zu den Großfeuerungsanlagen. Der direkte Vergleich mit den Angaben der Energiestatistik in diesem Sektor zeigte eine gute Übereinstimmung. Für die Berichterstattung werden die Brennstoffeinsätze direkt aus der Energiebilanz entnommen bzw. mit den Werten der Energiebilanz gleichgesetzt. Offensichtlich wurde zur Erstellung der Energiebilanz eine andere Datenquelle als die Energiestatistik verwendet. Das führt allerdings zu einer teilweise deutlichen Untererfassung der Brennstoffeinsätze. Im Jahr 2010 beträgt die Differenz sogar 40 PJ. Das entspricht rund 36% des gesamten Steinkohleneinsatzes in dieser Quellgruppe.

2.4 Steinkohlenkraftwerke der Industrie

Auch bei den Steinkohlen gibt es gelegentlich Sektorwechsel. Das hängt mit der Betreiberstruktur zusammen. Bei manchen Industriestandorten wurde die Energieversorgung ausgelagert und der Auftrag zum Betrieb des Industriekraftwerkes wurde an ein Energieunternehmen übergeben. In diesen Fällen meldet das betroffene Kraftwerk zur öffentlichen Versorgung. Kraftwerke, die in Eigenregie von dem jeweiligen Unternehmen betrieben werden melden meist in den entsprechenden Sektor. In Industrieparks melden die Kraftwerke auch häufig zur öffentlichen Versorgung, da an diesen Orten mehrere Unternehmen angesiedelt sind, die unterschiedliche Produkte erzeugen und damit verschiedenen NACE Codes zugeordnet sind. Es kann aber auch andere Gründe für eine bestimmte Zuordnung oder einen Wechsel geben. Bei einem Wechsel des Anlagenbetreibers kommt es häufig auch zu einer Änderung der Sektorzuordnung. Aus diesem Grund wechselte eine große Anlage 2016 von der öffentlichen Versorgung zur Industrie.

Tabelle 25: Emissionsfaktoren für die Steinkohlenkraftwerke und Kessel der Industrie

Schadstoff	Herkunft	Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	ZSE	kg/TJ	105,80	92,23	92,30	93,70	93,21
NO _x	POSO	kg/TJ	178,29	117,46	117,75	119,46	83,94
SO ₂	ZSE	kg/TJ	201,04	158,51	156,56	157,23	156,14
SO ₂	POSO	kg/TJ	166,33	98,08	95,48	104,25	55,66
Staub	ZSE	kg/TJ	10,58	7,33	7,72	8,37	8,36
Staub	POSO	kg/TJ	7,24	2,51	2,24	3,16	1,94
PM10	ZSE	kg/TJ	9,52	6,57	6,57	6,57	6,57
PM10	POSO	kg/TJ	6,52	2,26	2,02	2,84	1,75
PM2.5	ZSE	kg/TJ	8,46	5,84	5,84	5,84	5,84
PM2.5	POSO	kg/TJ	5,80	2,01	1,79	2,52	1,56

Schadstoff	Herkunft	Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
CO	ZSE	kg/TJ	15,60	15,60	15,60	15,60	15,60
CO	EE	kg/TJ	-	-	-	-	16,23

Da es nur wenige Steinkohleanlagen in der Industrie gibt, ergibt sich nicht immer eine gleichmäßige Entwicklung der Emissionsfaktoren. Es treten immer wieder Schwankungen auf. Insgesamt ergeben sich über den Zeitraum von 2005 bis 2016 deutliche Minderungen. Die Entwicklung der Gesamtemissionsfaktoren wird wesentlich durch die Emissionsentwicklung der Anlagen < 300 MW bestimmt. Bestehende Anlagen dieser Leistungsklasse unterliegen ab 2016 strengeren rechtlichen Anforderungen zur Begrenzung der NO_x- und SO₂-Emissionen. Die Emissionsentwicklung im Jahr 2016 wird sehr stark von der Ummeldung eines großen Kraftwerkes von der öffentlichen Versorgung in die Industrie beeinflusst.

Die aus dem ZSE entnommenen Faktoren sind in Wirklichkeit implizite Emissionsfaktoren, die über die gesamte in GFA eingesetzte Brennstoffmenge und die dazugehörige Emission berechnet wurden. Dahinter verbergen sich auch Kessel, die der reinen Wärmeerzeugung dienen, denen bisher im ZSE andere Emissionsfaktoren zugewiesen wurden. Die neuerliche Auswertung der Großfeuerungsanlagen und ein Vergleich mit der Kraftwerksdatenbank hat jedoch ergeben, dass in der Großfeuerungsdatenbank POSO für den Industriebereich keine steinkohlebefeuernden Kessel identifizierbar sind, die der reinen Wärmeerzeugung dienen. Alle berichtspflichtigen Großfeuerungsanlagen finden sich in der Kraftwerksdatenbank wieder. Die Kraftwerksdatenbank enthält ausschließlich Stromerzeugungsanlagen. Es ist zwar durchaus denkbar, dass es in Wirklichkeit auch einzeln genehmigte Kesselanlagen gibt, die ausschließlich der Wärmeerzeugung dienen, allerdings ist das auf dieser Aggregationsebene nicht sichtbar. Die Meldung der GFA Daten erfolgt je nach Bundesland unterschiedlich; einige Anlagen werden blockscharf berichtet, andere sind sehr stark zusammengefasst.

Aus dem gesamten Steinkohleneinsatz in der Industrie und dem Brennstoffeinsatz in den Großfeuerungsanlagen wurde für die Jahre 2004 – 2016 ein GFA Anteil berechnet. Es ist davon auszugehen, dass der Brennstoffeinsatz, der sich als Differenzbetrag zwischen GFA und Gesamt ergibt, in Anlagen erfolgt, die nach TA Luft genehmigt wurden. Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse:

Tabelle 26: GFA-Anteile der Steinkohlenkraftwerke in der Industrie

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
63,1%	81,3%	86,8%	86,3%	71,7%	79,9%	67,8%
2011	2012	2013	2014	2015	2016	
84,3%	100,0%	100,0%	83,9%	63,7%	77,9	

2.4.1 Technikspezifische Auswertung der Steinkohlenkraftwerke in der Industrie

Analog zu den öffentlichen Kraftwerken, wurde auch für die Industrie eine zusätzliche Auswertung technikspezifischer Emissionsfaktoren vorgenommen. Dabei konnten jedoch keine Wirbelschichtfeuerungen identifiziert werden. Die folgenden Tabellen geben eine Übersicht:

Tabelle 27: Zusatzauswertung Steinkohlen-Schmelzkammerfeuerung in der Industrie

Schadstoff	Herkunft	Technik	Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	POSO	Schmelzkammer	kg/TJ	72,02	72,02	72,02	72,02	72,02
SO ₂	POSO	Schmelzkammer	kg/TJ	85,31	85,36	85,40	85,21	85,08
Staub	POSO	Schmelzkammer	kg/TJ	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40

Tabelle 28: Zusatzauswertung Steinkohlen-Rostfeuerung in der Industrie

Schadstoff	Herkunft	Technik	Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	POSO	Rostfeuerung	kg/TJ	116,32	111,86	107,90	111,70	85,22
SO ₂	POSO	Rostfeuerung	kg/TJ	309,95	269,29	263,91	246,68	140,56
Staub	POSO	Rostfeuerung	kg/TJ	6,31	1,60	2,30	1,34	1,56

Tabelle 29: Zusatzauswertung Steinkohlen-Staubfeuerungen in der Industrie

Schadstoff	Herkunft	Technik	Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	POSO	Staubfeuerung	kg/TJ	95,13	75,49	78,62	72,06	63,62
SO ₂	POSO	Staubfeuerung	kg/TJ	142,52	97,43	88,72	160,76	63,45
Staub	POSO	Staubfeuerung	kg/TJ	7,82	3,94	3,49	6,44	2,23

In der Industrie liegt der Anteil der Staubfeuerungen am Brennstoffeinsatz mit rund 50% deutlich niedriger als in der öffentlichen Versorgung.

Die in den Tabellen hervortretenden Unterschiede lassen sich nicht unmittelbar mit der Verbrennungstechnik erklären. Wenn z.B. die Rostfeuerungen deutlich höher emittieren, liegt das vor allem daran, dass Rostfeuerungen vorwiegend im unteren Leistungsbereich der Großfeuerungsanlagen zwischen 50 und 100 MW Feuerungswärmeleistung angesiedelt sind; die rechtlich vorgeschriebenen NO_x- und SO₂-Emissionsgrenzwerte sind bisher deutlich weniger anspruchsvoll als für größere Anlagen, in denen vorwiegend Staubfeuerungen mit trockenem Ascheabzug, sowie bei älteren großen Anlagen Staubfeuerungen mit flüssigem Ascheabzug (Schmelzkammerfeuerung) vorliegen.

2.5 Verbrennung fester Biomasse

Es gibt nur wenige Holzfeuerungsanlagen >50 MW Feuerungswärmeleistung, die ausschließlich Frischholz einsetzen. Auch im Bereich < 50 MW sind die meisten Anlagen nach 17.BImSchV genehmigt und daher berechtigt auch Altholz der Kategorie III und IV einzusetzen. Aufgrund der höheren Anforderungen an Abfallverbrennungsanlagen sind die Staubwerte vergleichsweise niedrig. Hier wurden nur Großfeuerungsanlagen ausgewertet. Einige von ihnen verbrennen auch Altholz mit.

Tabelle 30: Emissionsfaktoren für Biomasseanlagen

Schadstoff		Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
NO_x	gew. MW	kg/TJ	135,22	66,99	65,85	60,40	76,42
NO _x	MW	kg/TJ	153,01	63,38	63,37	59,67	83,67
NO _x	Median	kg/TJ	126,72	55,09	52,85	54,02	60,74
NO _x	Min	kg/TJ	124,14	42,93	42,11	38,76	51,14
NO _x	Max	kg/TJ	200,29	90,56	101,70	93,01	192,79
SO₂	gew. MW	kg/TJ	4,24	4,93	5,58	8,45	6,89
SO ₂	MW	kg/TJ	-	5,65	4,23	7,79	6,61
SO ₂	Median	kg/TJ	-	1,05	1,60	5,06	3,83
SO ₂	Min	kg/TJ	-	0,92	0,24	0,57	0,34
SO ₂	Max	kg/TJ	-	13,60	11,90	19,98	17,86
Staub	gew. MW	kg/TJ	5,60	0,28	0,54	0,86	0,83
Staub	MW	kg/TJ	-	0,30	0,67	0,84	1,16
Staub	Median	kg/TJ	-	0,26	0,26	0,44	0,56
Staub	Min	kg/TJ	-	0,07	0,04	0,12	0,03
Staub	Max	kg/TJ	-	0,56	1,57	2,48	4,23
CO	gew. MW	kg/TJ	-	-	-	-	14,91
CO	MW	kg/TJ	-	-	-	-	14,05
CO	Median	kg/TJ	-	-	-	-	11,99
CO	Min	kg/TJ	-	-	-	-	3,16
CO	Max	kg/TJ	-	-	-	-	28,77
NH₃	gew. MW	kg/TJ	-	-	-	-	1,28
NH ₃	MW	kg/TJ	-	-	-	-	1,44
NH ₃	Median	kg/TJ	-	-	-	-	1,66
NH ₃	Min	kg/TJ	-	-	-	-	0,14
NH ₃	Max	kg/TJ	-	-	-	-	2,65

Die Daten in Tabelle 30 stammen für die Schadstoffe NO_x, SO₂ und Staub aus POSO und damit aus der jährlichen Datenlieferung für Großfeuerungsanlagen. Die Daten für CO und NH₃ wurden von den Bundesländern aus den Emissionserklärungen bereitgestellt. Da für den Schadstoff Ammoniak deutlich weniger Messwerte vorlagen, als bei den anderen Schadstoffen, kann in dem Fall nicht der gewichtete Mittelwert verwendet werden. Die Werte sind tendenziell höher als NH₃ EF für Steinkohlenkraftwerke. Wenn Biomasseanlagen mit einer Einrichtung zur NO_x-

Abgasreinigung ausgerüstet sind, erfolgt dies in der Regel mit einer SNCR. Vermutlich bedingt das Fehlen einer nassen SO₂-Rauchgaswäsche die im Vergleich zu Steinkohlekraftwerken etwas höheren Ammoniakemissionen im Reingas.

2.6 Gichtgaskraftwerke

Derzeit gibt es keine öffentlichen Kraftwerke mehr, die Gichtgas nutzen. Alle verbliebenen Anlagen haben sich im Jahr 2014 in die Industrie umgemeldet. In Kenntnis der Sektorzuordnung wurden entsprechende Emissionsfaktoren für die öffentliche Versorgung und für die Industrie berechnet.

Tabelle 31: Emissionsfaktoren für die Gichtgaskraftwerke der öffentlichen Versorgung (1.A.1.a)

Schadstoff	Herkunft	Einheit	2005	2013	2014
NO _x	ZSE	kg/TJ	36,50	36,50	36,50
NO _x	POSO	kg/TJ	27,35	19,85	21,82
SO ₂	ZSE	kg/TJ	34,00	34,00	34,00
SO ₂	POSO	kg/TJ	44,17	35,74	41,83
Staub	ZSE	kg/TJ	0,30	0,30	0,30
Staub	POSO	kg/TJ	1,61	0,88	1,00

In der öffentlichen Versorgung wurde der gesamte Brennstoffeinsatz in Großfeuerungsanlagen eingesetzt. Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung < 50 MW gab es nicht.

Bei gasförmigen Brennstoffen wird generell angenommen, dass der Feinstaubanteil 100% beträgt. Infolgedessen werden die PM10 und die PM2.5 Emissionsfaktoren mit den Staubbefaktoren gleichgesetzt.

Tabelle 32: Emissionsfaktoren für die Gichtgaskraftwerke der Stahlindustrie (1.A.2.a)

Schadstoff	Herkunft	Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	ZSE	kg/TJ	44,55	42,96	42,83	43,18	43,32
NO _x	POSO	kg/TJ	42,07	36,03	34,84	29,78	32,66
NO _x Min	POSO	kg/TJ	14,07	6,56	5,49	4,24	7,41
NO _x Max	POSO	kg/TJ	131,03	55,43	47,61	53,28	51,59
SO ₂	ZSE	kg/TJ	28,63	29,69	29,78	29,55	29,45
SO ₂	POSO	kg/TJ	37,61	39,97	42,70	44,41	47,36
SO ₂ Min	POSO	kg/TJ	26,49	11,72	14,17	15,19	14,01
SO ₂ Max	POSO	kg/TJ	59,24	106,16	88,01	83,23	77,22

Schadstoff	Herkunft	Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
Staub	ZSE	kg/TJ	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200
Staub	POSO	kg/TJ	0,851	0,876	0,882	0,805	0,810
Staub Min	POSO	kg/TJ	0,36	0,20	0,17	0,21	0,16
Staub Max	POSO	kg/TJ	3,23	1,58	1,64	1,97	2,06
CO	ZSE	kg/TJ	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20
CO	EE	kg/TJ	-	-	-	-	4,53
CO Min	EE	kg/TJ	-	-	-	-	0,78
CO Max	EE	kg/TJ	-	-	-	-	9,33

In Gichtgaskraftwerken wird meist ein Gemisch aus Gicht- und Konvertergas, Kokereigas und Erdgas eingesetzt. Aus dieser Mischfeuerung lassen sich keine brennstoffspezifischen Einzelfaktoren generieren. Von daher beziehen sich die in der oben genannten Tabelle ausgewiesenen Emissionsfaktoren auf die Gesamtmischung an Gicht-, Konverter- und Kokereigas. Demnach werden die für die Gichtgaskraftwerke berechneten Faktoren für Gicht- und Konvertergas und auch für Kokereigas verwendet. Für Erdgas werden ebenfalls die gleichen NO_x Faktoren verwendet. Da Erdgas aber fast keinen Schwefel und kaum Partikel enthält, wurden die SO₂ und die Staubemissionen ausschließlich den Gasen der Stahlindustrie zugeordnet. Der in den Gichtgaskraftwerken eingesetzte Erdgasanteil ist zwar gering, sollte aber dennoch mit in der Quellgruppe 1.A.2.a berichtet werden. Für diesen Erdgasanteil werden die SO₂ und Staubemissionsfaktoren verwendet, die auch für alle anderen Industriekraftwerke gelten.

Tabelle 33: GFA Anteil der Kraftwerke der Stahlindustrie

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
86,9%	68,8%	67,1%	56,5%	57,2%	55,2%	57,9%
2011	2012	2013	2014	2015	2016	
53,2%	57,5%	58,5%	54,3%	82,5%	82,0%	

2.7 Fernheizwerke

Die meisten Fernheizwerke setzen Erdgas ein. Leichtes Heizöl wird ebenfalls noch in einen größeren Umfang eingesetzt. Es gibt nur wenige Anlagen, die Kohle verbrennen. Analog zu anderen Bereichen wurde auch für die Fernheizwerke ein GFA-Anteil berechnet, indem der Brennstoffeinsatz aller als Fernheizwerk identifizierten Großfeuerungsanlagen durch den in der Energiebilanzzeile 16 (Fernheizwerke) angegebenen Gesamtbrennstoff geteilt wurde. Als Ergebnis werden allerdings unrealistisch niedrige GFA-Anteile berechnet. Das liegt vermutlich daran, dass in die Energiebilanzzeile 16 auch die ungekoppelte Wärmezeugung der öffentlichen Kraftwerke mit einfließt. Außerdem kann es sich auch um Spitzenlastkessel handeln, die neben der großen Dampfkraftanlage stehen. Was sich hinter diesen Werten wirklich verbirgt, konnte bis dato nicht herausgefunden werden. Es ist davon auszugehen, dass sich Genehmigungsrecht und Energiestatistik unterscheiden. Im Zuge der Novelle des

Energiestatistikgesetzes wird die Abfrage präzisiert werden. Infolgedessen werden sich die Daten sicherlich ändern. Nach Vorliegen der ersten Berichtsjahre müssten die Daten erneut ausgewertet und die Anteile gegebenenfalls korrigiert werden.

Es konnte kein Einsatz von Rohbraunkohlen in Fernheizwerken identifiziert werden, obwohl es in der Energiebilanz, Zeile 16 angegeben wird. In der Statistik 064 werden dagegen aktuell 14 Betreiber angegeben, die den Einsatz von Braunkohlenstaub melden. Da in der GFA Datenbank POSO kein Fernheizwerk gemeldet ist, das Braunkohlenstaub einsetzt, ist davon auszugehen, dass sämtlicher Einsatz an Braunkohlenstaub in nach TA Luft genehmigter Anlagen eingesetzt wird.

Tabelle 34: Emissionsfaktoren für den Einsatz von Steinkohlen in Fernheizwerken (GFA)

Schadstoff	Herkunft	Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	ZSE	kg/TJ	123,10	109,60	106,70	103,80	103,40
NO _x	POSO	kg/TJ	120,94	111,65	113,90	115,76	95,43
SO ₂	ZSE	kg/TJ	250,10	198,18	188,64	179,10	177,88
SO ₂	POSO	kg/TJ	240,39	197,53	158,73	149,30	119,44
Staub	ZSE	kg/TJ	13,68	7,30	7,30	7,30	7,30
Staub	POSO	kg/TJ	-	2,20	2,81	-	2,28
PM10	ZSE	kg/TJ	12,31	6,57	6,57	6,57	6,57
PM10	POSO	kg/TJ	-	1,98	2,53	-	2,06
PM2.5	ZSE	kg/TJ	10,94	5,84	5,84	5,84	5,84
PM2.5	POSO	kg/TJ	-	1,76	2,25	-	1,83
CO	ZSE	kg/TJ	21,30	21,30	21,30	21,30	21,30
CO	EE	kg/TJ	-	-	-	-	4,37

Für einige Jahre konnten die Staubemissionsfaktoren aus Qualitätsgründen nicht übernommen werden.

Tabelle 35: GFA-Anteil der Fernheizwerke, die Steinkohlen einsetzen

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
9,2%	15,1%	7,8%	5,0%	4,8%	4,5%	3,6%
2011	2012	2013	2014	2015	2016	
2,4%	2,2%	3,8%	3,1%	2,7%	3,3%	

Die prozentualen Anteile erscheinen recht niedrig. Wenn man die in der Großfeuerungsanlagenbank (POSO) angegebenen Brennstoffeinsätze ausschließlich auf die „Erhebung über Erzeugung, Bezug, Verwendung und Abgabe von Wärme (064), Tabelle 2: Nettowärmeerzeugung und Brennstoffeinsatz der Heizwerke nach Energieträgern“ bezieht ergeben sich deutlich höhere Prozentsätze:

Tabelle 36: GFA-Anteil der Fernheizwerke, die Steinkohlen einsetzen, bezogen auf die Statistik 064

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
19,5%	31,1%	28,5%	15,7%	25,8%	14,0%	15,8%
2011	2012	2013	2014	2015	2016	
12,9%	31,8%	48,9%	55,5%	64,9%	65,0%	

In der Statistik 064, die für reine Wärmerzeuger konzipiert ist, ist für das Jahr 2016 eine Fallzahl von 13 angegeben. In POSO konnten zwei Großfeuerungsanlagen identifiziert werden, die Steinkohlen einsetzen.

Tabelle 37: Emissionsfaktoren für den Einsatz von Erdgas in Fernheizwerken (GFA)

Schadstoff	Herkunft	Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	ZSE	kg/TJ	37,00	32,20	31,60	31,00	30,40
NO _x	POSO	kg/TJ	37,71	38,77	44,43	40,81	37,31
SO ₂	ZSE	kg/TJ	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
SO ₂	POSO	kg/TJ	-	-	-	-	-
Staub	ZSE	kg/TJ	0,16	0,10	0,10	0,10	0,10
Staub	POSO	kg/TJ	-	-	-	-	-
CO	ZSE	kg/TJ	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70
CO	EE	kg/TJ	-	-	-	-	5,16

Für Schwefeldioxid und Staub sind keine neuen Emissionsfaktoren ermittelbar, da diese Emissionen im Wesentlichen in der Mischfeuerung mit Heizöl ausgewiesen werden. Für diese Schadstoffe bleiben die bisher zur Berichterstattung genutzten Faktoren bestehen und werden weiter verwendet. Die im ZSE verwendeten SO₂ verwendeten Emissionsfaktoren wurden aus dem Schwefelgehalt der in Deutschland genutzten Erdgasqualitäten zuzüglich der Odorierung berechnet und werden für alle Erdgaseinsätze in allen Sektoren verwendet. Das ist ein etwas konservativer Ansatz, da große Erdgasanlagen auch Erdgas ohne Odorierung einsetzen. Diese Mengen zu bestimmen und rauszurechnen wäre aber ein zu großer Aufwand. Zumal die aus Erdgas emittierte Gesamtmenge sehr gering ist.

Tabelle 38: GFA-Anteil der Fernheizwerke, die Erdgas einsetzen

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
17,7%	15,9%	15,5%	10,0%	14,4%	16,3%	14,9%
2011	2012	2013	2014	2015	2016	
14,9%	15,1%	13,5%	12,4%	12,1%	13,5%	

Wenn man die in der Großfeuerungsanlagenbank POSO als Einsatz in Fernheizwerken identifizierte Erdgasmenge nicht auf die in der Energiebilanzzeile 16 verbuchten Gesamtmenge sondern nur auf die in der Statistik 064 angegebenen Brennstoffmenge bezieht, ergeben sich folgende Anteile:

Tabelle 39: GFA-Anteil der Fernheizwerke, die Erdgas einsetzen, bezogen auf die Statistik 064

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
21,4%	18,9%	18,9%	11,6%	18,2%	22,1%	21,5%
2011	2012	2013	2014	2015	2016	
22,5%	22,8%	23,0%	20,1%	20,0%	20,2%	

Die Anteile bewegen sich gleichmäßig bei Werten um die 20%. Einzig im Jahr 2007 gibt es eine deutliche Abweichung. Die für dieses Jahr gemeldeten GFA Daten liegen zwar niedriger als die Angaben für das Jahr 2016. Allerdings gingen sie im gleichen Verhältnis zurück wie schon 2006 und liegen auf dem gleichen Niveau wie 2008. Daher erscheint die Zeitreihe nicht wirklich auffällig. Es ist zu vermuten, dass in dem Jahr deutlich mehr Brennstoff in kleineren Anlagen eingesetzt wurde, die nach TA Luft genehmigt sind. Für das Jahr 2016 geht aus der Statistik 064 eine Fallzahl von 697 hervor. Aus der Großfeuerungsdatenbank POSO ließen sich 61 Fernheizwerke identifizieren, die Erdgas einsetzen.

Tabelle 40: Emissionsfaktoren für den Einsatz von Heizöl, schwer in Fernheizwerken (GFA)

Schadstoff	Herkunft	Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	ZSE	kg/TJ	128,70	107,52	105,36	103,20	102,40
NO _x	POSO	kg/TJ	145,44	161,54	-	163,88	147,20
SO ₂	ZSE	kg/TJ	210,10	151,00	151,00	151,00	151,00
SO ₂	POSO	kg/TJ	284,57	130,77	-	133,47	134,02
Staub	ZSE	kg/TJ	8,46	7,50	7,50	7,50	7,50
Staub	POSO	kg/TJ	12,02	11,54	-	10,00	13,41
PM10	ZSE	kg/TJ	7,47	6,75	6,75	6,75	6,75
PM10	POSO	kg/TJ	8,54	8,19	-	7,10	9,52
PM2.5	ZSE	kg/TJ	6,64	6,00	6,00	6,00	6,00
PM2.5	POSO	kg/TJ	6,61	6,35	-	5,50	7,38
CO	ZSE	kg/TJ	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80
CO	EE	kg/TJ	-	-	-	-	0,47

Es gibt nur wenige Fernheizwerke, die schweres Heizöl einsetzen. Bisher gab es in der Datenbank POSO nur die Angabe flüssige Brennstoffe. Von daher konnte nicht zwischen den einzelnen Heizölqualitäten unterschieden werden. Seit dem Berichtsjahr 2016 werden die Brennstoffe differenzierter ausgewiesen und eine konkrete Zuordnung ist möglich. In der

Auswertung wurde davon ausgegangen, dass in den Anlagen, die 2016 schweres Heizöl angegeben haben, schon immer der gleiche Brennstoff eingesetzt wurde.

Da Feinstaub in Fernheizwerken nicht gemessen wird, wurden der Berechnung die Staubmessungen zu Grunde gelegt. Als Feinstaubanteil wurden die Werte aus dem EMEP EEA Guidebook 2016 verwendet (71% PM10 und 55% PM2.5).

Der aus den Emissionserklärungen abgeleitete CO Emissionsfaktor erscheint sehr niedrig, gerade im Vergleich zu den für leichtes Heizöl berechneten Werten. Diese Werte bedürfen einer weiteren Überprüfung.

Tabelle 41: GFA-Anteil der Fernheizwerke, die schweres Heizöl einsetzen

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
27,3%	33,8%	38,0%	8,5%	3,8%	9,1%	26,6%
2011	2012	2013	2014	2015	2016	
2,3%	10,2%	2,6%	3,3%	4,5%	9,3%	

Für schweres Heizöl wird in der Statistik 064 für das Jahr 2016 eine Fallzahl von 1 angegeben. In den Vorjahren waren es 2. In POSO ließen sich zwei Anlagen identifizieren. Allerdings stimmen die Brennstoffeinsätze nicht überein. Es müsste gemeinsam mit dem Statistischen Bundesamt geprüft werden, ob die Anlagen identisch sind. Es ist zu erwähnen, dass bis zum Jahr 2014 in der GFA Berichterstattung ausschließlich flüssige Brennstoffe gemeldet wurden. Eine klare Unterscheidung zwischen leichtem und schwerem Heizöl kann erst seit 2015 vorgenommen werden, da erst für dieses Berichtsjahr detaillierte Angaben der Betreiber vorliegen. Für die Zuordnung in den Vorjahren wurde die Annahme getroffen, dass die Anlagen, die seit 2015 schweres Heizöl als Brennstoff angeben, dieses schon immer eingesetzt haben. Es ist davon auszugehen, dass es nur wenige Umstellungen von Heizöl leicht auf Heizöl schwer gegeben hat. Der umgekehrte Fall ist sicherlich häufiger vorgekommen sein.

Tabelle 42: Emissionsfaktoren für den Einsatz von leichtem Heizöl in Fernheizwerken

Schadstoff	Herkunft	Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	ZSE	kg/TJ	57,60	57,60	57,60	57,60	57,60
NO _x	POSO	kg/TJ	56,05	38,96	40,65	-	46,78
SO ₂	ZSE	kg/TJ	56,17	46,70	46,70	26,50	36,97
SO ₂	POSO	kg/TJ	41,92	13,27	8,82	10,35	13,90
Staub	ZSE	kg/TJ	2,20	1,60	1,60	1,60	1,60
Staub	POSO	kg/TJ	0,22	0,45	0,68	0,50	0,85
CO	ZSE	kg/TJ	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40
CO	EE	kg/TJ	-	-	-	-	8,49

Für SO₂ wird im Inventar über den maximal zulässigen Schwefelgehalt im leichten Heizöl und dem Absatz an schwefelarmen Heizöl berechnet. Dadurch wird die Gesamtbilanz sichergestellt.

In den einzelnen Sektoren kann es, dass sich der Einsatz schwefelarmen Heizöls deutlich von der Gesamtbilanz unterscheidet. Das lässt sich aber im Einzelnen nicht herausfinden. Nur bei den Kleinfeuerungsanlagen kann man davon ausgehen, dass ausschließlich schwefelarmes Heizöl eingesetzt wird. Die restlichen Anteile werden in den übrigen Quellgruppen verbucht, in denen ebenfalls leichtes Heizöl eingesetzt wird. Von daher macht es Sinn, für SO₂ keine neuen Emissionsfaktoren zu bestimmen, sondern stattdessen die für das ZSE verwendeten Faktoren weiter zu benutzen und jährlich nach der beschriebenen Methode zu aktualisieren. Auch wenn in Fernheizwerken offensichtlich deutlich mehr schwefelarmes Heizöl eingesetzt wird, als in anderen Großfeuerungsanlagen.

Bezüglich der Feinstäube wird die konservative Annahme getroffen, dass der Gesamtstaub PM_{2.5} entspricht. Das EMEP EEA Guidebook 2016 weist für die Nutzung von „gas oil“ in der Energiewirtschaft zwar andere Anteile aus. Der Anteil an PM₁₀ an Gesamtstaub beträgt 50%, während als Anteil an PM_{2.5} an Gesamtstaub ein Wert von 12% angegeben wird. Diese Prozentsätze stehen allerdings im Widerspruch zum Verkehrskapitel im EMEP EEA Guidebook 2016, in dem für Dieselkraftstoff von einem PM_{2.5} Anteil am Gesamtstaub von 100% ausgegangen wird, auch wenn kein Feinstaubfilter genutzt wird. Dieselkraftstoff und leichtes Heizöl unterscheiden sich nur unwesentlich.

Tabelle 43: GFA-Anteil der Fernheizwerke, die leichtes Heizöl einsetzen

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
15,2%	16,7%	15,8%	16,4%	17,6%	25,9%	24,9%
2011	2012	2013	2014	2015	2016	
14,1%	18,1%	13,6%	7,2%	4,1%	7,0%	

Wenn man die in der Großfeuerungsanlagenbank POSO als Einsatz in Fernheizwerken identifizierte Menge an leichtem Heizöl nicht auf die in der Energiebilanzzeile 16 verbuchten Gesamtmenge sondern nur auf die in der Statistik 064 angegebenen Brennstoffmenge bezieht, ergeben sich folgende Anteile:

Tabelle 44: GFA-Anteil der Fernheizwerke, die leichtes Heizöl einsetzen, bezogen auf die Statistik 064

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
15,4%	16,9%	16,0%	16,7%	18,0%	26,3%	25,3%
2011	2012	2013	2014	2015	2016	
14,4%	18,4%	13,7%	7,3%	5,1%	10,6%	

Beim leichten Heizöl weichen beide Berechnungsmethoden kaum ab, da in der Statistik 066 kaum Brennstoffeinsätze zur ungekoppelten Wärmeerzeugung angegeben werden und damit die Hauptmeldung über die Statistik 064 erfolgt. Insgesamt lassen sich in der Großfeuerungsanlagenbank für 2016 insgesamt 77 Fernheizwerke identifizieren, die leichtes Heizöl einsetzen. In der Statistik 064 wird für das gleiche Jahr eine Fallzahl von 357 angegeben.

2.8 Erdgaskraftwerke der öffentlichen Versorgung

Es gibt in Deutschland sehr viele Erdgaskraftwerke. Aufgrund des unterschiedlichen Emissionsverhaltens wird nach verschiedenen Techniken unterschieden. Von daher wurden Emissionsfaktoren für GuD-Anlagen, Gasturbinenanlagen, Dampfturbinenanlagen und Kesselanlagen berechnet. Für Verbrennungsmotoranlagen wurden bereits in einem anderen Projekt Faktoren ermittelt.

Für SO₂ werden derzeit in der Datenbank ZSE technik- und sektorübergreifende Emissionsfaktoren verwendet, die aus dem Schwefelgehalt der in Deutschland genutzten Erdgasqualitäten zuzüglich der Odorierung berechnet wurden. Für Staub wurden technikübergreifende Emissionsfaktoren berechnet, da nur wenige Anlagen ausschließlich Erdgas einsetzen. In Mischfeuerungen, in denen auch nur ein kleiner Anteil Heizöl mit eingesetzt wird, werden die SO₂- und die Staubemissionen im Wesentlichen von dem flüssigen Brennstoff dominiert. Von daher wäre eine korrekte Allokation zum Erdgas nicht möglich. Deshalb wurden nur Anlagen ausgewertet, die ausschließlich Erdgas einsetzen. Infolge dieser Einschränkung ist die Fallzahl der auswertbaren Anlagen vergleichsweise gering. Zudem führen stark gerundete Emissionswerte, die generell in Tonnen angegeben werden, zu hohen Unsicherheiten. Aufgrund dieser Qualitätseinschränkungen werden die neu berechneten Staub- und SO₂ Emissionsfaktoren nicht übernommen, auch wenn die im ZSE vorhandenen Staub Faktoren etwas hoch erscheinen.

Tabelle 45: Emissionsfaktoren für den Einsatz von Erdgas in Kraftwerken der öffentlichen Versorgung

Schadstoff	Herkunft	Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
SO ₂	ZSE	kg/TJ	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
SO ₂	POSO	kg/TJ	1,37	0,41	0,41	0,30	0,20
Staub	ZSE	kg/TJ	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
Staub	POSO	kg/TJ	0,19	0,11	0,11	0,13	0,09

Die aus der Berichterstattung zu Großfeuerungsanlagen ermittelten spezifischen SO₂ Emissionsfaktoren liegen deutlich über den Werten, die bisher im ZSE verwendet werden und die nach der oben genannten Methode berechnet werden.

Für die Partikel wird die Annahme aus dem EMEP EEA Guidebook 2016 übernommen, nach der der Gesamtstaub von Erdgasbefeuerten Anlagen zu 100% aus Partikeln < PM2.5 besteht. Daher entsprechen die PM10 und die PM2.5 Emissionsfaktoren den Emissionsfaktoren für Staub. Während die SO₂ und die Staub und Feinstaubemissionsfaktoren für alle öffentlichen Erdgaskraftwerke gleich sind, werden die NO_x Emissionsfaktoren technikspezifisch berechnet.

Die Regulierung der Stickoxidemissionen erfolgt bei erdgasbefeuerten Anlagen nahezu ausschließlich durch Primärmaßnahmen. Die Jahresbetriebsstunden von Erdgasanlagen unterlagen in den letzten Jahren größeren Schwankungen; und insbesondere stromgeführte Gasturbinen und GuD-Anlagen unterliegen häufigen Lastwechseln. Dies kann zu erheblichen Schwankungen der jährlichen Brennstoffeinsätze führen und sich auch auf die Höhe der CO- und der NO_x Emissionen auswirken. Die hohen Schwankungsbreiten erschweren die Beurteilung welche Werte plausibel sind. Nach einer Prüfung der Betreiberangaben für den BVT-Prozess wurde festgelegt, dass NO_x Emissionsfaktoren unter 10 kg/TJ unrealistisch

erscheinen. Entsprechend wurden alle Anlagen, die spezifische Faktoren von < 10 kg/TJ aufwiesen in einer Korrekturrunde von der Berechnung ausgeschlossen.

Eine besondere Herausforderung stellt die Berechnung der NO_x Emissionen für Anlagen dar, die über einen Abhitzeessel mit Zusatzfeuerung verfügen. Es gibt eine große Bandbreite von Ausführungen solcher Anlagen, etwa in Bezug auf das Verhältnis der Feuerungswärmeleistungen von Gasturbine und Zusatzfeuerung oder im Hinblick darauf, ob die Verbrennungsluft für die Zusatzfeuerung ausschließlich über das Gasturbinenabgas oder partiell auch über zusätzliche Frischluftzufuhr bereitgestellt wird. In der Folge sehen die Genehmigungen häufig gleitende Emissionsgrenzwerte und Sauerstoffbezugswerte vor. In den GFA-Berichtsdaten oder den Emissionserklärungsdaten fehlen diese Angaben meistens, so dass Rückschlüsse auf die anlagenbezogenen Emissionsfaktoren mit einer gewissen Unsicherheit verbunden sein können.

Die folgenden Tabellen zeigen den jeweils gewichteten Mittelwert der NO_x Emissionsfaktoren. Der einfache Mittelwert und der Median wurden über die Einzelfaktoren berechnet. Außerdem wurden jeweils der 95% Perzentil Minimal- und Maximalwert bestimmt.

Tabelle 46: NO_x und CO Emissionsfaktoren für den Einsatz von Erdgas in öffentlichen GuD Anlagen

Schadstoff	Herkunft		Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	ZSE		kg/TJ	60,70	54,28	52,14	50,00	49,68
NO _x	POSO	gew. MW	kg/TJ	45,04	32,89	30,99	30,43	27,48
NO _x	POSO	MW	kg/TJ	54,22	33,72	34,26	37,49	34,88
NO _x	POSO	Median	kg/TJ	42,26	31,96	31,93	33,50	31,95
NO _x	POSO	Min	kg/TJ	21,52	19,10	17,91	18,14	16,19
NO _x	POSO	Max	kg/TJ	138,85	45,06	52,32	86,28	53,56
CO	ZSE		kg/TJ	6,70	6,70	6,70	6,70	6,70
CO	EE	gew. MW	kg/TJ	-	-	-	-	6,86
CO	EE	MW	kg/TJ	-	-	-	-	7,12
CO	EE	Median	kg/TJ	-	-	-	-	4,25
CO	EE	Min	kg/TJ	-	-	-	-	0,26
CO	EE	Max	kg/TJ	-	-	-	-	25,86

Für die GuD Anlagen wurden nach der ersten Auswertungsrunde Korrekturen vorgenommen.

Tabelle 47: NO_x und CO Emissionsfaktoren für den Einsatz von Erdgas in öffentlichen Gasturbinenanlagen

Schadstoff	Herkunft		Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	ZSE		kg/TJ	75,40	57,70	51,80	45,90	45,72
NO _x	POSO	gew. MW	kg/TJ	37,08	29,12	34,95	32,89	31,01
NO _x	POSO	MW	kg/TJ	138,65	73,93	76,17	71,89	57,54
NO _x	POSO	Median	kg/TJ	100,27	38,14	41,58	40,96	35,39
NO _x	POSO	Min	kg/TJ	17,98	17,56	13,91	16,90	15,81
NO _x	POSO	Max	kg/TJ	362,37	267,55	268,24	267,26	161,85
CO	ZSE		kg/TJ	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00
CO	EE	gew. MW	kg/TJ	-	-	-	-	3,93
CO	EE	MW	kg/TJ	-	-	-	-	23,27
CO	EE	Median	kg/TJ	-	-	-	-	8,92
CO	EE	Min	kg/TJ	-	-	-	-	0,72
CO	EE	Max	kg/TJ	-	-	-	-	106,05

Bezüglich der Gasturbinen wurden ebenfalls alle Emissionsfaktoren, die unter 10 kg/TJ lagen von der Auswertung ausgeschlossen.

Tabelle 48: NO_x Emissionsfaktoren für den Einsatz von Erdgas in öffentlichen Dampfturbinenanlagen und Kesseln

Schadstoff	Herkunft		Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	ZSE		kg/TJ	37,00	32,88	32,76	32,65	31,77
NO _x	POSO	gew. MW	kg/TJ	55,34	43,18	42,84	38,01	39,79
NO _x	POSO	MW	kg/TJ	56,18	34,22	41,89	34,18	32,46
NO _x	POSO	Median	kg/TJ	38,75	33,14	33,31	30,16	29,92
NO _x	POSO	Min	kg/TJ	20,31	15,28	18,51	16,82	18,01
NO _x	POSO	Max	kg/TJ	133,81	58,10	79,43	60,25	54,93
CO	ZSE		kg/TJ	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70
CO	EE		kg/TJ	-	-	-	-	9,78
CO	EE	gew. MW	kg/TJ	-	-	-	-	4,12
CO	EE	MW	kg/TJ	-	-	-	-	1,76
CO	EE	Median	kg/TJ	-	-	-	-	0,18
CO	EE	Min	kg/TJ	-	-	-	-	13,40

Bei den Dampfturbinenanlagen und Kesseln wurden auch die Kessel hinzugerechnet, die gemeinsam mit Kohlekraftwerken berichtet werden. In diesen Fällen wird der für diesen Brennstoffmix berechnete, durchschnittliche NO_x Emissionsfaktor verwendet. Der eigentliche NO_x Emissionsfaktor für diese Feuerungsanlagen beträgt im Jahr 2016 rund 27 kg/TJ. Allerdings würde die Verwendung dieses Faktors zu einer Untererfassung der NO_x Emissionen führen. Das wäre für die Emissionsberechnung nicht sinnvoll. Diese methodische Vorgehensweise muss allerdings bei einer Einzelbetrachtung der erdgasbefeuerten Dampfturbinenanlagen und Kessel im Zuge von Projektionen berücksichtigt werden.

Für die Jahre 2013 und 2014 wurden Korrekturen nötig, da einige NO_x Emissionsfaktoren unter 10 kg/TJ lagen.

Tabelle 49: GFA-Anteile der GuD, GT und DT-Anlagen und Kessel in der öffentlichen Versorgung

Technik	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
GuD	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
GT	48,1%	48,9%	53,5%	52,8%	62,9%	67,6%	90,7%
DT	68,4%	76,5%	84,4%	84,0%	87,5%	69,8%	74,5%
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
GuD	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	
GT	100%	80,7%	74,1%	73,2%	85,0%	98,8%	
DT	66,1%	58,3%	75,2%	73,5%	69,7%	66,8%	

2.9 Erdgaskraftwerke der Industrie

Auch im Industriebereich werden Erdgasanlagen nach den verschiedenen Technologien unterschieden. Nur für die Schadstoffe SO₂ und Staub wurden technikübergreifende Faktoren berechnet, da für diese Schadstoffe zu wenig auswertbare Daten vorhanden waren. In diesen beiden Fällen konnten nur solche Anlagen ausgewertet werden, die ausschließlich Erdgas verbrennen. Selbst eine kleine Menge zusätzlich eingesetztes Heizöl hat einen deutlichen Einfluss auf die SO₂- und Staubemissionen. Auch die technikübergreifende Auswertung von SO₂ und Staubemissionen aus Erdgasfeuerungen in der Industrie weist letztlich nur sehr geringe Fallzahlen auf. Die Datenqualität ist fragwürdig, da die Staub- und SO₂ Emissionen aus Erdgasfeuerungen sehr gering sind, gemäß den Berichtsvorgaben aber in der Einheit t angegeben werden. Die damit verbundenen Rundungen führen zu einer deutlichen Erhöhung der Unsicherheiten. Daher kann nicht garantiert werden, dass die auf diese Weise neu berechneten Faktoren qualitativ besser sind, als die bereits in der Datenbank ZSE vorhandenen Werte. Aus diesem Grund sollen die neu berechneten Staub- und SO₂ Emissionsfaktoren nicht übernommen werden.

Tabelle 50: Emissionsfaktoren für den Einsatz von Erdgas in Industriekraftwerken und Kesseln

Schadstoff	Herkunft	Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
SO ₂	ZSE	kg/TJ	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
SO ₂	POSO	kg/TJ	0,92	0,63	0,63	0,62	0,55
Staub	ZSE	kg/TJ	0,21	0,17	0,17	0,18	0,18
Staub	POSO	kg/TJ	0,41	0,12	0,10	0,10	0,15

Auch im Industriebereich sind die berichteten spezifischen SO₂ Emissionen deutlich höher als die aus dem Schwefelgehalt und der Odorierung berechneten Werte.

Tabelle 51: NO_x und CO Emissionsfaktoren für den Einsatz von Erdgas in industriellen GuD Anlagen

Schadstoff	Herkunft		Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	ZSE		kg/TJ	67,30	58,06	54,98	51,90	51,48
NO _x	POSO	gew. MW	kg/TJ	60,38	40,02	39,39	31,78	30,90
NO _x	POSO	MW	kg/TJ	68,46	38,85	38,69	36,38	35,87
NO _x	POSO	Median	kg/TJ	47,95	32,79	33,06	30,41	30,54
NO _x	POSO	Min	kg/TJ	22,75	17,00	14,22	16,92	16,00
NO _x	POSO	Max	kg/TJ	161,43	85,12	81,14	75,45	70,45
CO	ZSE		kg/TJ	8,70	8,70	8,70	8,70	8,70
CO	EE	gew. MW	kg/TJ	-	-	-	-	5,05
CO	EE	MW	kg/TJ	-	-	-	-	24,32
CO	EE	Median	kg/TJ	-	-	-	-	1,58
CO	EE	Min	kg/TJ	-	-	-	-	0,35
CO	EE	Max	kg/TJ	-	-	-	-	64,21

Analog zu den öffentlichen Erdgaskraftwerken, wurden auch für die industriellen GuD Anlagen Korrekturen durchgeführt, da in den Jahren 2014 – 2016 einige NO_x Emissionsfaktoren unter 10 kg/TJ lagen.

Tabelle 52: NO_x und CO Emissionsfaktoren für den Einsatz von Erdgas in industriellen Gasturbinenanlagen

Schadstoff	Herkunft		Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	ZSE		kg/TJ	128,70	84,60	69,90	55,20	54,58
NO _x	POSO	gew. MW	kg/TJ	75,25	42,89	41,42	39,77	36,67
NO _x	POSO	MW	kg/TJ	81,30	42,16	42,78	43,38	38,74
NO _x	POSO	Median	kg/TJ	65,66	38,35	35,23	38,13	32,80
NO _x	POSO	Min	kg/TJ	22,28	19,22	20,69	19,16	17,96
NO _x	POSO	Max	kg/TJ	213,05	79,67	84,97	74,05	78,14
CO	ZSE		kg/TJ	57,10	57,10	57,10	57,10	57,10
CO	EE	gew. MW	kg/TJ	-	-	-	-	11,28
CO	EE	MW	kg/TJ	-	-	-	-	15,64
CO	EE	Median	kg/TJ	-	-	-	-	8,47
CO	EE	Min	kg/TJ	-	-	-	-	1,38
CO	EE	Max	kg/TJ	-	-	-	-	34,61

Bezüglich der Gasturbinen in der Industrie waren keine Korrekturen notwendig. Alle Originaldaten konnten für die Berechnung verwendet werden.

Tabelle 53: NO_x und CO Emissionsfaktoren für den Einsatz von Erdgas in industriellen Dampfturbinenanlagen und Kesseln

Schadstoff	Herkunft		Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	ZSE		kg/TJ	37,00	32,82	32,66	32,50	31,60
NO _x	POSO	gew. MW	kg/TJ	54,89	37,39	37,69	-	29,83
NO _x	POSO	MW	kg/TJ	58,95	30,09	29,09	30,09	26,30
NO _x	POSO	Median	kg/TJ	37,01	28,18	28,83	27,52	24,15
NO _x	POSO	Min	kg/TJ	22,92	16,90	15,18	17,70	13,48
NO _x	POSO	Max	kg/TJ	161,40	50,58	45,14	48,97	52,29

Schadstoff	Herkunft		Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
CO	ZSE		kg/TJ	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70
CO	EE	gew. MW	kg/TJ	-	-	-	-	3,71
CO	EE	MW	kg/TJ	-	-	-	-	2,49
CO	EE	Median	kg/TJ	-	-	-	-	1,34
CO	EE	Min	kg/TJ	-	-	-	-	0,36
CO	EE	Max	kg/TJ	-	-	-	-	12,29

Der für NO_x neu berechnete Median stimmt sehr gut mit dem im ZSE verwendeten Emissionsfaktor überein, da von KIT seinerzeit das gleiche Berechnungsverfahren angewendet wurde. Allerdings weicht der neu berechnete gewichtete Mittelwert deutlich von dem ursprünglichen Faktor ab. Beim gewichteten Mittelwert wurden auch die Erdgaseinsätze aus den industriellen Kohlenkraftwerken und anderen Mischfeuerungsanlagen einbezogen. Von daher ist dieser Wert deutlich höher als erwartet.

In den Jahren 2005 und 2015 lagen einige Werte unter 10 kg/TJ und wurden daher aus der Gesamtberechnung ausgenommen.

Tabelle 54: NO_x Emissionsfaktoren für den Einsatz von Erdgas in Unterfeuerungen der chemischen Industrie

Schadstoff	Herkunft		Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	ZSE		kg/TJ	-	-	-	-	-
NO _x	POSO	gew. MW	kg/TJ	69,12	39,92	42,45	38,65	44,90

Unterfeuerungen in der chemischen Industrie wurden bisher noch nicht ausgewiesen. Es ist ein neues Strukturelement in die Datenbank ZSE einzupflegen. Die Brennstoffeinsätze wurden bisher bei den Industriekesseln mit berichtet.

Tabelle 55: GFA-Anteile der GuD, GT und DT-Anlagen und Kessel sowie Unterfeuerungen (UF) in der Industrie

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
GuD	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
GT	47,31%	40,56%	39,26%	41,61%	41,52%	37,29%	41,44%
DT	36,98%	46,41%	46,69%	42,49%	42,17%	45,18%	39,85%
UF	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
GuD	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	
GT	42,80%	50,50%	47,42%	45,69%	46,77%	42,98%	
DT	35,58%	31,96%	31,18%	29,85%	35,72%	27,51%	
UF	100%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	

Es ist zwar grundsätzlich nicht auszuschließen, dass es auch Unterfeuerungen im Bereich der TA Luft gibt. Da aber keine Kenntnisse darüber vorliegen wie viele Anlagen das betreffen könnte und in welchem Umfang Erdgas eingesetzt wird, kann eine solche Differenzierung nicht vorgenommen werden. Daher werden bezüglich der Unterfeuerungen nur Großfeuerungsanlagen ausgewiesen. Demzufolge beträgt der Anteil 100%.

2.10 Erdgasverdichter

Unter der Rubrik Erdgasverdichter werden verschiedene Anlagenarten zusammengefasst. Es gibt Erdgasverdichter an den Förderstellen, die den Gasproduzenten gehören. Außerdem gibt es Erdgasverdichter, die für die Aufrechterhaltung des Druckes im Leitungsnetz installiert wurden.

Es gibt noch weitere Anlagen, solche, die das Gas erwärmen, wenn der Druck wieder reduziert wird, wie z.B. die Anlandestation für den North Stream. Diese Anlagen sind zwar keine Verdichter aber sie werden im Inventar aus pragmatischen Gründen den Erdgasverdichtern im Netz (Quellgruppe 1.A.3.e) zugeordnet, da diese Anlagen in den Guidelines nicht anderweitig erwähnt werden. Hinzu kommt, dass diese Anlagen nicht zur Energiestatistik melden, genau wie die Erdgasverdichter der Leitungsnetze. Demnach werden für das Inventar dieser Anlagenkategorie generell Brennstoffeinsätze aus dem Emissionshandel verwendet. Die Erdgasverdichter an den Förderstationen werden in der Energiestatistik unter dem WZ 06 (Gewinnung v. Erdöl u. Erdgas) erfasst und im Inventar entsprechend in der Quellgruppe 1.A.1.c berichtet. Daneben gibt es noch eine weitere Anlagenart, die das Erdgas chemisch aufbereitet. Dabei wird das Gas entschwefelt und das darin enthaltene Quecksilber und CO₂ abgeschieden. Diese Anlagen werden ebenfalls über die Energiestatistik erfasst und melden dort zur chemischen Industrie. Im Inventar werden die Emissionen dieser Aufbereitungsanlagen entsprechend bei den Industriefeuerungen in der Quellgruppe 1.A.2 verbucht.

Tabelle 56: Emissionsfaktoren für Erdgasverdichter an den Förderstationen (1.A.1.c)

Schadstoff	Herkunft	Einheit	2004	2005	2006	2012	2013	2014
NO _x	POSO	kg/TJ	57,20	42,30	66,70	20,40	13,94	23,97
SO ₂	POSO	kg/TJ	32,52	41,82	28,33	0,10	0,11	0,98
Staub	POSO	kg/TJ	1,04	1,34	1,01	0,13	0,12	-

Bis zum Jahr 2015 nahmen alle Anlagen in dieser Quellgruppe eine Leistungsreduzierung auf < 50 MW vor, so dass sie ab dem Zeitpunkt nicht mehr als Großfeuerungsanlagen melden und daher dem TA Luft Bereich zuzuordnen sind. In der Datenbank ZSE existiert bis jetzt kein solches Strukturelement. Es müsste neu angelegt werden. Die Anlagen gibt es weiterhin, nur in einer anderen Leistungsklasse. In der Tabelle 45 fällt auf, dass die SO₂ Emissionsfaktoren sehr hoch sind. Das ist vor allem in den Jahren der Fall, in denen in POSO für die betroffenen Anlagen neben Erdgas noch der Einsatz von sonstigen Gasen angegeben wurde. Allerdings gibt es in der Energiestatistik in diesem Wirtschaftszweig über alle Jahre nur Brennstoffeinsätze in der Rubrik „Erdgas/ Erdölgas“. Von daher ist zu vermuten, dass es sich hierbei um Erdölgas oder unaufbereitetes Erdgas handelt. Dementsprechend müssten die Emissionsfaktoren im ZSE für den Brennstoff Erdgas in diesem Sektor angewendet werden.

Tabelle 57: Emissionsfaktoren für Erdgasverdichter im Transportnetz (1.A.3.e)

Schadstoff	Herkunft		Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
Staub	ZSE		Kg/TJ	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
SO ₂	ZSE		kg/TJ	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
SO ₂	POSO		kg/TJ	0,32	0,25	0,22	0,24	0,25
NO _x	ZSE		kg/TJ	161,30	102,32	82,66	63,00	63,00
NO _x	POSO	gew. MW	kg/TJ	151,82	79,55	77,97	68,38	62,18
NO _x	POSO	MW	kg/TJ	179,49	109,01	97,92	103,56	74,76
NO _x	POSO	Median	kg/TJ	192,03	79,85	60,50	62,02	54,43
NO _x	POSO	Min	kg/TJ	35,86	26,09	17,90	20,17	29,72
NO _x	POSO	Max	kg/TJ	331,79	335,09	278,87	209,14	192,42
CO	ZSE		kg/TJ	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00
CO	EE	gew. MW	kg/TJ	-	-	-	-	8,87
CO	EE	MW	kg/TJ	-	-	-	-	23,78
CO	EE	Median	kg/TJ	-	-	-	-	13,46
CO	EE	Min	kg/TJ	-	-	-	-	1,00
CO	EE	Max	kg/TJ	-	-	-	-	87,75

Die durchschnittlichen NO_x Emissionsfaktoren liegen etwas höher als bei Gasturbinen, Dampfturbinen und Kesseln. Für SO₂ erscheint es sinnvoll die bisher im ZSE verwendeten Faktoren weiter zu benutzen, da die Berechnung über die Emissionen aus der GFA-Datenbank (POSO) ungenauer ist. Dort sind die SO₂ Emissionen generell in Tonnen angegeben. Da bei Erdgasfeuerungen nur sehr wenig SO₂ entsteht, sind die Werte sehr klein und dementsprechend stark gerundet. Z.B. kommen häufig Werte von 0,1 t oder 0,2 t vor. Vor diesem Hintergrund erscheint die für das ZSE vorgenommene Berechnung der SO₂ Emissionsfaktoren über den Schwefelgehalt des Erdgases genauer. Insgesamt betrachtet spielt das SO₂ aus Erdgas eine untergeordnete Rolle. Für Staub konnten keine neuen Emissionsfaktoren generiert werden, da nur vereinzelt Staubmessungen angegeben wurden, die zudem stark gerundet waren. Von daher bleiben die im ZSE bisher verwendeten Emissionsfaktoren bestehen. Die Feinstäube PM10 und PM2.5 werden als 100% Anteil vom Gesamtstaub berechnet.

Für die Jahre 2013 – 2016 wurden Korrekturen vorgenommen, da einige NO_x Emissionsfaktoren unter 10 kg/TJ lagen.

2.11 Sonstige hergestellte Gase

Neben verschiedenen einzeln ausgewiesenen und klar definierten Gasen wie Erdgas/ Erdölgas, Grubengas, Gicht- und Konvertergas, Kokereigas, Raffineriegas, Deponiegas, Klärgas und Biogas gibt es in der Energiestatistik noch einen nicht weiter spezifizierten Sammelposten, der als „sonstige hergestellte Gase“ bezeichnet wird. Unter diesem Begriff werden sowohl Abgase als auch verschiedene gasförmige Zwischen- oder Nebenprodukte aus diversen Prozessen subsummiert, die einer Verbrennung zugeführt werden. Bis auf wenige Ausnahmen entstammen diese Gase der chemischen Industrie.

Tabelle 58: Emissionsfaktoren für den Einsatz von sonstigen hergestellten Gasen in Unterfeuerungen der chemischen Industrie (GFA)

Schadstoff	Herkunft	Einheit	2005	2013	2014	2015	2016
NO _x	ZSE	kg/TJ	58,69	75,90	75,86	75,89	75,43
NO_x	POSO	kg/TJ	31,24	29,25	29,17	30,12	32,91
SO ₂	ZSE	kg/TJ	2,50	3,50	3,50	3,50	3,50
SO₂	POSO	kg/TJ	3,51	2,56	2,71	2,15	2,89
Staub	ZSE	kg/TJ	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
Staub	POSO	kg/TJ	0,61	0,20	0,22	0,18	0,23
CO	ZSE	kg/TJ	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60
CO	EE	kg/TJ	-	-	-	-	2,44

Die für das ZSE angegebenen Werte sind implizite Emissionsfaktoren, die sich aus den Verhältnissen der Brennstoffeinsätze in Großfeuerungsanlagen und TA Luft-Anlagen berechnet. Aufgrund mangelnder Informationen wurde der größte Teil der sonstigen hergestellten Gase im Inventar bisher dem Geltungsbereich der TA Luft zugeordnet. Daher macht es Sinn, für den Vergleich mit den bisher verwendeten Faktoren die gesamte Brennstoffmenge heranzuziehen. Die für das ZSE berechneten NO_x und SO₂ Emissionsfaktoren steigen deshalb an, weil sich der Brennstoffeinsatz in den TA Luft-Anlagen erhöht. Die TA Luft-Anlagen haben höhere

Emissionsfaktoren. Allerdings ist dieser Brennstoffanstieg ein rein statistischer Effekt. Ein Vergleich der in der Großfeuerungsanlagenbank POSO gemeldeten Brennstoffeinsätze der sonstigen hergestellten Gase mit den Werten in der Energiestatistik zeigt eine deutliche Differenz. Aufgrund dieser großen Unterschiede wurden die Brennstoffangaben zusätzlich mit den dazugehörigen Emissionshandelsdaten verglichen.

Tabelle 59: Vergleich des Einsatzes sonstiger hergestellter Gase aus verschiedenen Erhebungen

Herkunft	Einheit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Destatis	Mio. Nm ³	3.107	3.409	4.163	2.994	3.464	3.439	3.547
Destatis	TJ	25.242	56.152	38.414	21.472	23.395	22.359	22.860
POSO	TJ	95.397	93.044	97.630	93.348	98.359	94.848	105.839
ETS	TJ	-	-	-	-	-	-	-
ETS	Mio. Nm ³	3.643	3.604	3.470	5.325	3.888	5.257	4.232
ETS	kt	940	1.195	1.161	79	186	74	2.643

Die unter der Herkunft Destatis aufgelisteten Daten stammen aus der „Erhebung über die Energieverwendung der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden“ (060), Tabelle 2, WZ 20, Gesamtenergieverbrauch. Ein sehr kleiner Teil der Brennstoffe wird auch nichtenergetisch genutzt. Allerdings ist diese Menge vernachlässigbar gering. Bei der Großfeuerungsanlagenbank (POSO) und dem Emissionshandel (ETS) gibt es eine solche Unterscheidung nicht. Für diese Brennstoffkategorie liegen beim Emissionshandel nur sehr rudimentär Heizwerte vor. Daher musste bei einigen Stoffströmen auf Default-Werte zurückgegriffen werden, um alle Materialien, die den sonstigen hergestellten Gasen zugeordnet wurden, in Energieeinheiten umrechnen zu können. Nur so lassen sich die Mengen vergleichen. Ansonsten werden im ETS für einzelne Stoffströme unterschiedliche Einheiten angegeben. Einige werden in Tonnen gemeldet, andere in 1000Nm³. Da die jeweilige Dichte unbekannt ist, können die Werte nicht in die jeweils andere Einheit umgerechnet und damit auch nicht als Summe betrachtet werden. In POSO werden die Brennstoffeinsätze ausschließlich in TJ berichtet. Ein Vergleich mit der Energiestatistik zeigt, dass die für die Großfeuerungsanlagen angegebenen Werte deutlich höher liegen. Wenn die Emissionsfaktoren so in die Datenbank ZSE übertragen würden, käme es zu einer Untererfassung der Emissionen. Von daher müssen die Unterschiede aufgeklärt und wo nötig Daten ergänzt werden. Eine weitere Auswertung der Statistik 060 zeigt, dass im WZ 20 noch eine große Menge Raffineriegas verbucht wird, die bisher im Inventar keine Berücksichtigung fand. Bis zur Energiebilanz 2016 stammten die in der Energiebilanz verwendeten Raffineriegasdaten einzig aus der Amtlichen Mineralölstatistik. Dort wird per Definition Raffineriegas ausschließlich in Raffinerien erzeugt und nicht in der chemischen Industrie. Ansonsten würde die Gesamtbilanz für das Raffineriegas nicht aufgehen. Es ist davon auszugehen, dass in der Energiestatistik im WZ 20 unter Raffineriegas hochkalorische Gase mit einem hohem Wasserstoffanteil zusammengefasst werden, die nicht aus einer Raffinerie, sondern verschiedenen chemischen Prozessen stammen. Diese werden ab der Energiebilanz 2017 mit berücksichtigt. In der folgenden Tabelle werden die in der chemischen Industrie verbuchten Raffineriegasmengen dargestellt.

Tabelle 60: Raffineriegaseinsatz in der Chemischen Industrie gemäß Statistik 060

Herkunft	Einheit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Destatis	kt	c	c	c	c	888	847	968
Destatis	TJ	c	c	c	c	36.359	36.823	41.996

c = confidential / geheim

Bis zum Jahr 2013 sind die Raffineriegaseinsätze geheim, weil die angegebene Fallzahl weniger als 3 beträgt. Die verschiedenen Datenübersichten zeigen, dass die Definition von Raffineriegas generell geklärt werden sollte.

3 Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei all jenen bedanken, die mich bei der Umsetzung der Berechnungen und der Erstellung dieses Dokumentes unterstützt haben.

Insbesondere möchte ich die gute Zusammenarbeit mit den Bundesländern hervorheben. Das betrifft die Länderimmissionsschutzbehörden, die für den Bereich Emissionskataster zuständig sind.

Außerdem möchte ich meinen beiden Kollegen Robert Kludt und Patrick Gniffke für die datenseitige bzw. textliche Unterstützung danken.

4 Quellenverzeichnis

ETS 2017: eigene Auswertungen aus den Daten des Emissionshandels 2017, Datenlieferung für den nationalen Inventarbericht 2018 vom Umweltbundesamt, Fachgebiet V 3.3

Fichtner et al 2011: „Fortschreibung der Emissionsfaktoren für Feuerungs- und Gasturbinenanlagen nach 13./17. BImSchV und TA Luft“; W. Fichtner, U. Karl, R. Hartel, D. Balussou vom Deutsch-Französischen Institut für Umweltforschung (DFIU), dem Karlsruher Institut für Technologie (KIT) und dem Europäischen Institut für Energieforschung (EIFER)

ZSE: Daten stammen aus Fichtner et al 2011

POSO: eigene Auswertung von Daten aus der Berichterstattung gemäß § 25 der 13. BImSchV

EE: eigene Auswertungen von Daten aus den Emissionserklärungen 2016, die von den Bundesländern zur Verfügung gestellt wurden

PRTR 2018: eigene Auswertung aus den Daten des PRTR für das Berichtsjahr 2016

EMEP EEA Guidebook 2016: gemeinsames EMEP/EEA Luftschadstoff-Guidebook für Emissionsinventare 2016; veröffentlicht von der EEA; verantwortlich für den technischen Inhalt der Kapitel: CLRTAP „Task Force on Emission Inventories and Projections“

Statistik 064: „Erhebung über Erzeugung, Bezug, Verwendung und Abgabe von Wärme“; ("Nettowärmeerzeugung und Brennstoffeinsatz der Heizwerke nach Energieträgern") Statistisches Bundesamt; Berichtszeitraum 2016; endgültige Ergebnisse

Destatis: Statistik 060: „Erhebung über die Energieverwendung der Betriebe des Verarb. Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden“ ; Tabelle 2, WZ 20, Gesamtenergieverbrauch; Statistisches Bundesamt; Berichtszeitraum 2016; endgültige Ergebnisse